№2 (95) АПРЕЛЬ 2023

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

Научно-технический журнал входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Минерализация вод
Западной Сибири

Моделирование трещин ГРП
со сложной геометрией

Альтернативная жидкость
разрыва для условий турона

Инжиниринговые услуги
в нефтегазодобывающей отрасли

ГАЗПРОМ

Свариваемость
дуплексных сталей

ТАТНЕФТЬ

Седиментационно-тектонические
процессы

ТЕХНОЛОГИИ

Применение
технологии ПСК

Системы
подводной добычи

НЕФТЕГАЗ-2023

При поддержке

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА РФ

ЭКСПОЦЕНТР

неизменное место встречи профессионалов ТЭК с 1978 года

Мы удивлены количеством участников и количеством людей, которые заинтересованы в данный момент развитием нефтегазовой отрасли. Сейчас импортозамещение ставится во главу угла и важно обмениваться, создавать партнерство, технологические площадки. А делать это можно на таких мероприятиях, как эта выставка в «Экспоцентре». Наша благодарность коллегам-организаторам не только за возможность выставить наше оборудование, которое мы производим, но и за возможность организовать дискуссии, встречи и подписание контрактов.

Сергей Горьков
генеральный директор
председатель правления АО «РОСГЕОЛОГИЯ»

РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ ЭЛЕКТРО-ОБОРУДОВАНИЯ

ЗИТ
Завод инновационных технологий

zit21.ru

ККЗ Краснодарский компрессорный завод стенд 1F50	АНС Авангард Нефтесервис стенд 73D39	SiMACO Сибирская машиностроительная компания, искусство построения машин стенд 1A35
CCT MALININ GROUP стенд 1A25	ТМС ГРУПП стенд 22D20	ЦКТ Центр компрессорных технологий стенд 1F50-59
ТМК стенд 1C10	ЗИТ Завод инновационных технологий стенд 23D50	Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС» Группа компаний СИСТЕМА-СЕРВИС стенд 22D20

АНС
Авангард Нефтесервис

СЕРВИС ПО БУРЕНИЮ НА КОЛОННЕ И TRS

СОБСТВЕННОЕ ПРОИЗВОДСТВО БАШМАКОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ НА КОЛОННЕ

AVOSERV.COM

ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ
ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР МЕРОПРИЯТИЯ

7 000
посетителей выставки + руководителей и топ-менеджеров

30 000 кв.м
площадь экспозиции

ТЕХНОЛОГИЯ ОТБОРА ГАЗА
ИЗ СКВАЖИН БОЛЕЕ 12 ЛЕТ
Обеспечили дополнительную добычу более 0,5 млн. тонн
asfec.ru
АТЭК

Национальный нефтегазовый форум
25-27 апреля 2023
Москва, Экспоцентр

Мы фиксируем повышенный интерес к мероприятиям деловой программы, особенно узкоспециализированным. На некоторые из них приходилось даже закрывать аккредитацию, так как аудитории не могли вместить всех желающих.

Алексей Вялкин
генеральный директор
АО «Экспоцентр»

НЕФТЕСЕРВИСНЫЙ ХОЛДИНГ «ТАГРАС»

15 лет

ГРУППА КОМПАНИЙ
СИСТЕМА•СЕРВИС

СТРОИТЕЛЬСТВО
скважин

ИЗГОТОВЛЕНИЕ И СЕРВИС
нефтепромыслового оборудования

Россия, РТ, г. Альметьевск,
ул. Базовая, 2

+7 (8553) 38-94-00, 31-84-94
info@sistemaservis.ru
www.sistemaservis.ru

НАДЕЖНЫЙ ПАРТНЕР

ДЛЯ ВАШЕГО БИЗНЕСА!

ПРОИЗВОДСТВО
кабельно-проводниковой
продукции

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

13 Андреева Е.Е. О значении седиментационно-тектонических процессов для строения локальных поднятий в пространстве и времени

19 Лялин А.А. Гидрогеохимические исследования как дополнительный инструмент к анализу разработки нефтяных месторождений

Гидрология

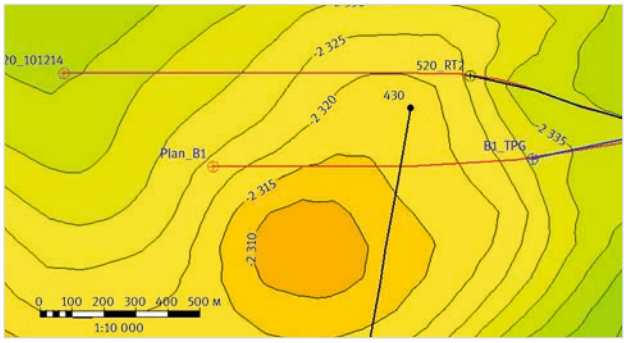
24 Сафиуллин И.Р. Минерализация пластовых вод неокомского водоносного комплекса месторождения Западной Сибири

Проектирование

30 ООО «ПетроИнжиниринг»: Кебедов Р. Глобальный рост или локальная подстройка?

Бурение

33 Паршукова Л.А. Тектонические процессы и устойчивость стенок скважины при бурении



ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

38 Соколянская Е.В. Опыт бурения многозабойных скважин на карбонатных отложениях Осинского горизонта

44 Бесхижко Ю.В. Морские арктические месторождения углеводородов. Оптимизация архитектуры обустройства при использовании систем подводной добычи

48 ООО «НПФ «Модуль»: Салахов Р.В. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов с целью увеличения их проницаемости

51 Исламов Р.А. Моделирование показателей эксплуатации скважин со сложной геометрией трещин гидравлического разрыва пласта

56 Выломов Д.Д. Подбор альтернативной жидкости гидроразрыва пласта в условиях низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса

63 Юнусов И.М. Разработка водоизоляционных технологий на основе низкомодульного жидкого стекла (полимер-силикатный концентрат)

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 2 (95) апрель 2023

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 (495) 414-34-88

САЙТ: www.runeft.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А, +7 (843) 231-05-46
№ заказа 04-23/05-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 21.04.2023
ТИРАЖ: 1 000 экз.
ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 7 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.

ROSSMA®

ROSSMA IIOT-AMS

Российское оборудование для автономной работы КИП, беспроводной автоматизации объектов нефтяной и газовой промышленности

614 064, Россия,
г. Пермь, ул. Чкалова, 9 лит "И"
+7 342 233 93 99
info@rossma.ru
www.rossma.ru

ТРАНСПОРТИРОВКА

Трубопровод

67 ООО «АПС»: Герметизация торцов футляров с помощью линейки универсальных бесшовных герметизирующих манжет марки АР

68 ООО «Краснодарский Компрессорный Завод»: Азотные компрессорные станции ТГА

70 Филистеев В.Г. Свариваемость дуплексных сталей для транспорта агрессивных сред, содержащих сероводород и двуокись углерода

КИПИА

Автоматизация

78 Группа компаний ITPS: Лехтцинд В.В. Информационный центр управления метрологическим обеспечением (ИЦУМО). Весь парк измерительного оборудования в одном окне. Опыт ITPS

Инжиниринговые услуги

80 Панин М.О. Опыт оказания инжиниринговых услуг по комплектации объектов в нефтегазодобывающей отрасли

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Экология

86 Компании Aeromotus: Дроны для проведения проверок факельных установок

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:
Абукова Лейла Азретовна — д.г.-м.н.
Алтунина Любовь Константиновна — д.т.н.
Баюк Ирина Олеговна — д.ф.-м.н.
Богоявленский Василий Игоревич — д.т.н.
Волож Юрий Абрамович — д.г.-м.н.
Гогоненков Георгий Николаевич — д.т.н.
Голофаст Сергей Леонидович — д.т.н.
Еремин Николай Александрович — д.т.н.
Завидей Виктор Иванович — д.т.н.
Закиров Эрнест Сумбатович — д.т.н.
Земенков Юрий Дмитриевич — д.т.н.
Индрупский Илья Михайлович — д.т.н.
Исаев Анатолий Андреевич — д.т.н.
Котельникова Елена Николаевна — д.г.-м.н.
Морозов Владимир Петрович — д.г.-м.н.
Песин Михаил Владимирович — д.т.н.
Попов Сергей Николаевич — д.т.н.
Пунанова Светлана Александровна — д.г.-м.н.

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

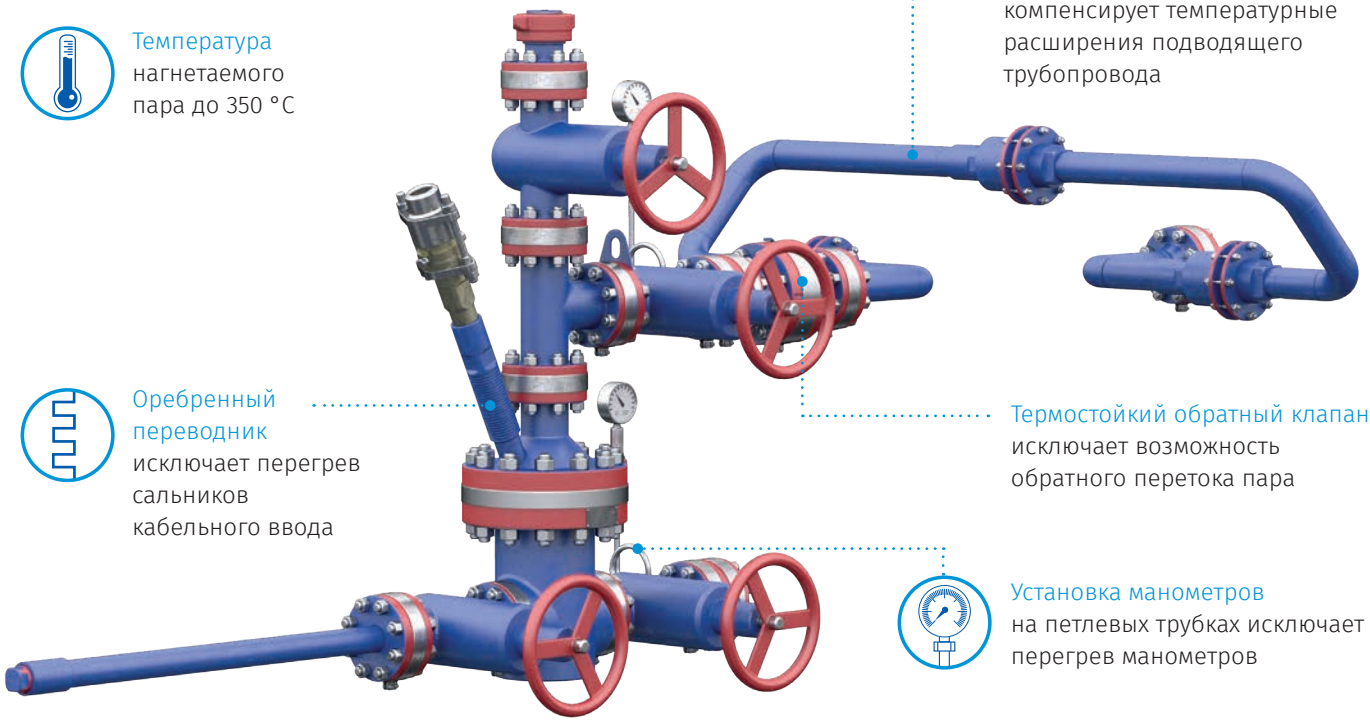
ТМС ГРУПП

АРМАТУРА УСТЬЕВАЯ ТЕРМОСТОЙКАЯ ПАРОНАГНЕТАТЕЛЬНАЯ АТПК 65-16-350 УХЛ1

Назначение

Арматура предназначена для обвязки и герметизации устья паронагнетательных скважин, подвески колонны, контроля и управления нагнетаемой средой при добыче высоковязкой нефти.

Преимущества



Температура нагнетаемого пара до 350 °С

Трехшарнирный трубопровод компенсирует температурные расширения подводящего трубопровода

Оребренный переводник исключает перегрев сальников кабельного ввода

Термостойкий обратный клапан исключает возможность обратного перетока пара

Установка манометров на петлевых трубках исключает перегрев манометров

Технические характеристики

Рабочее давление, МПа	16	коррозионно-стойкое исполнение	К1
Условный проход, мм	65	климатическое исполнение	УХЛ 1
Температура рабочей среды, °С	до 350	присоединительная резьба к колонне НКТ	73, 89
Рабочая среда	пар, нефть, горячая вода, газ	присоединительная резьба к обсадной колонне	127, 140, 146, 168, 178

Гарантийные обязательства

12 месяцев с даты ввода в эксплуатацию, но не более 18 месяцев с даты отгрузки.

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

CONTENT

UPSTREAM

Geology

13 Andreeva E.E. On the significance of sedimentation-tectonic processes for the structure of local uplifts in space and time

19 Lyalin A.A. Hydrogeochemical studies as an additional tool for the analysis of oil field development

Hydrology

24 Safiullin I.R. Mineralization of stratal waters of the neocomian aquifer complex of the Western Siberia field

Drilling

33 Parshukova L.A. Tectonic processes and stability of borehole walls during drilling

Oil production

38 Sokolyanskaya E.V. Experience of drilling multilateral wells in carbonate deposits of the Osinsky horizon

44 Beskhizhko Yu.V. Offshore Arctic hydrocarbon deposits. The rchitecture's optimizati on of production facilities to design subsea systems

51 Islamov R.A. Performance of fractured wells with complex geometry hydraulic fractures modeling

56 Vylomov D.D. Selection of an alternative hydraulic fracturing fluid in the conditions of a low permeability gas reservoir turonian

63 Yunusov I.M. Developing water shut-off techniques based on low-modulus liquid glass (polymer silicate concentrate)

MIDSTREAM

Pipeline

70 Filisteev V.G. Weldability of duplex steels for the transport of aggressive media containing hydrogen sulfide and carbon dioxide

SUPPLY

Engineering services

80 Panin M.O. Experience in providing engineering & procurement services in oil and gas industry

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 2 (95) april 2023

ISSUE DATE: 21.04.2023

CIRCULATION: 1 000 copies

OFFICE:
N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia
Viktor Polyakov st., 12B, room 4
+7 (495) 414-34-88

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:
Abukova L.A. – PhD in geology and mineralogy
Altunina L.K. – PhD in engineering sciences
Bayuk I.O. – PhD in physics and mathematics
Bogoyavlensky V.I. – PhD in engineering sciences
Volozh Yu.A. – PhD in geology and mineralogy
Gogonenkov G.N. – PhD in engineering sciences
Golofast S.L. – PhD in engineering sciences
Eremin N.A. – PhD in engineering sciences
Zavidey V.I. – PhD in engineering sciences
Zakirov E.S. – PhD in engineering sciences
Zemenkov Yu.D. – PhD in engineering sciences
Indrupsky I.M. – PhD in engineering sciences
Isaev A.A. – PhD in engineering sciences
Kotelnikova E.N. — PhD in geology and mineralogy
Morozov V.P. – PhD in geology and mineralogy
Pesin M.V. – PhD in engineering sciences
Popov S.N. - PhD in engineering sciences
Punanova S.A. – PhD in geology and mineralogy

CCT
MALININ GROUP

НЕФТЕГАЗ • NEFTEGAZ
24-27 апреля, Москва

УЧАСТНИК ВЫСТАВОК
ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ
23-26 мая, Уфа

НАСОСЫ БУРОВЫЕ ТРЕХПЛУНЖЕРНЫЕ

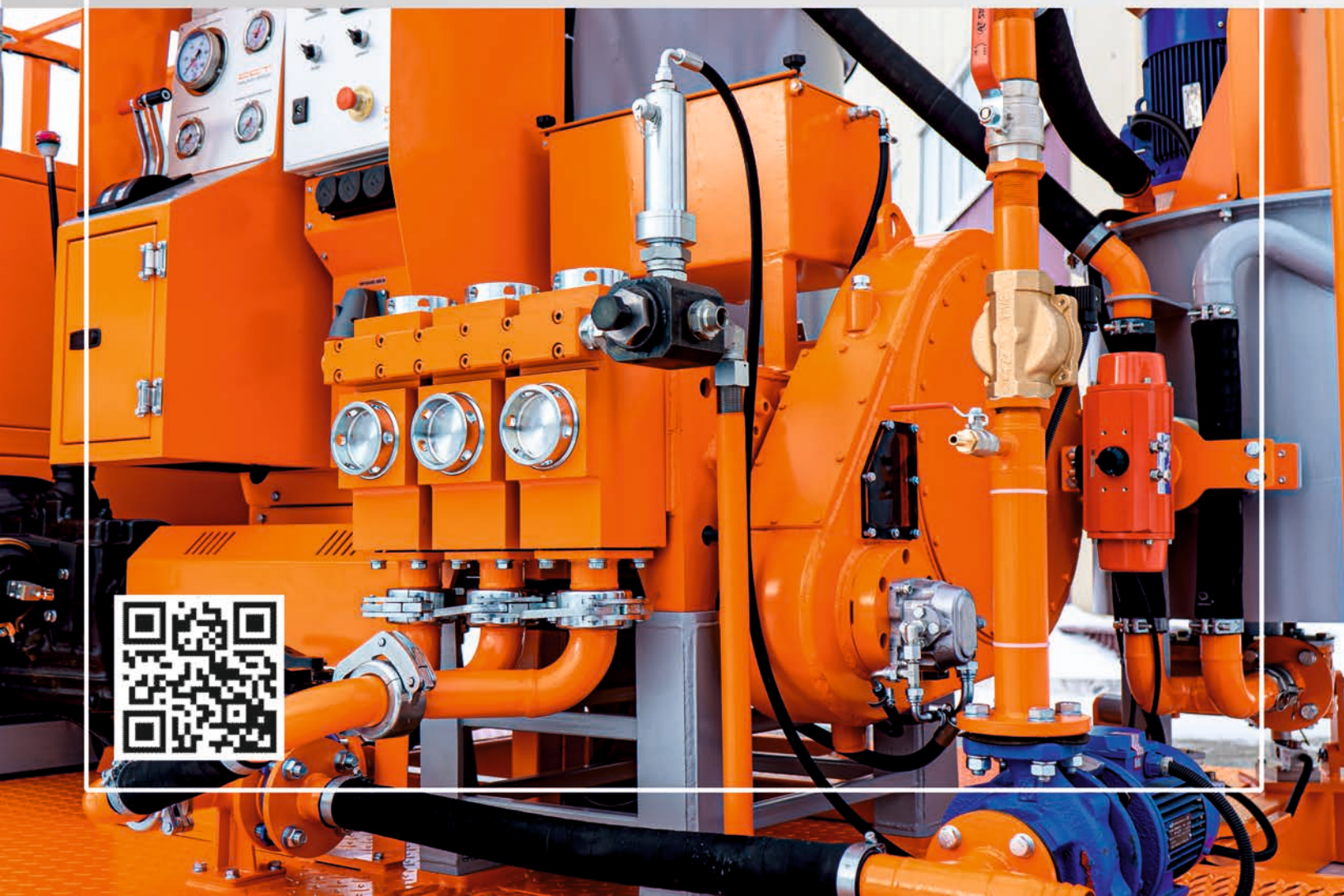
(342) 200-79-00
(495) 226-18-37
info@cct-drill.ru

www.drill-pump.ru

CCT 300 давление 32 МПа расход 500 л/мин.

CCT 100 давление 32 МПа расход 240 л/мин.

CCT 80 давление 16 МПа расход 120 л/мин.



НГП

ООО «НефтеГазПерспектива»

Внутритрубная диагностика трубопроводов

О компании

ООО «НефтеГазПерспектива» было основано в июне 2015 года в городе Коломне Московской области.

Основным направлением деятельности компании является оказание услуг по внутритрубной диагностике трубопроводов с использованием комплексов собственной разработки и производства.

Почему мы?

- Внимание ко всем требованиям заказчика
- Высокая организационная мобильность и скорость принятия решений
- Широкие возможности технических решений
- Возможность оперативной адаптации оборудования для проблемных трубопроводов
- Гибкость в сроках выполнения полевых работ и предоставления отчетов

Технический департамент

Аналитический департамент

Департамент обеспечения бизнеса

Финансовый департамент

Отдел охраны труда и окружающей среды

Цех по подготовке и производству оборудования

Испытательный полигон

Полевые работы и дополнительный дефектоскопический контроль

Калибровка | Очистка | Профилеметрия | Магнитная диагностика
Ультразвуковая диагностика | Навигация | Технический отчет и оценка целостности | ЭПБ

Российская Федерация,
Московская область,
г. Коломна, ул. 2 км
Малинского шоссе, 10А

neftegazperspektiva.ru
+7 (496) 616-70-08
info@neftegazperspektiva.ru

От идеи к решению,
от решения к реализации!

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-13-16 УДК 550.8.052 I Научная статья

О значении седиментационно-тектонических процессов для строения локальных поднятий в пространстве и времени

Андреева Е.Е.[1], Баранова А.Г.[1], Хазиев Р.Р.[1], Валеева А.В.[2], Хайртдинов Р.К.[3], Ионов Г.М.[3]
[1]ИПЭН АН РТ, Казань, Россия, [2]Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия, [3]ЗАО «Предприятие Кара-Алтын», Альметьевск, Россия
aee8277@rambler.ru

Аннотация
В ходе работы построены и проанализированы структурные карты по поверхностям горизонтов нижнего и среднего карбона, а также карты изопахит локального поднятия одного из месторождений Татарстана. На изучаемом поднятии месторождения установлено три отдельных купола: северный, центральный и восточный. Для определения последовательности развития ряда поверхностей при построении палеоструктурных карт авторы использовали метод «изопахического треугольника», по построенным картам авторы получили информацию о подвижках, структурных формах и соотношении этих форм на разных этапах геологической истории.

Материалы и методы
По данным каротажных диаграмм и заключений ГИС сняты значения абсолютных отметок кровли верейских, башкирских, тульских, бобриковских, турнейских и упино-малевских отложений. По снятым отбивкам построены структурные карты, а также карты изопахит между отложениями среднего и нижнего карбона. При помощи метода «изопахического треугольника» определена последовательность развития поверхностей кровли горизонтов на построенных структурных картах и картах изопахит.

Ключевые слова
изопахический треугольник, структурные карты, карты изопахит, каменноугольные отложения, пространственный анализ

Для цитирования
Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Хазиев Р.Р., Валеева А.В., Хайртдинов Р.К., Ионов Г.М. О значении седиментационно-тектонических процессов для строения локальных поднятий в пространстве и времени // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 13–16.
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-13-16

Поступила в редакцию: 29.03.2023

UDC 550.8.052 I Original Paper

On the significance of sedimentation-tectonic processes for the structure of local uplifts in space and time

Andreeva E.E.[1], Baranova A.G.[1], Khaziev R.R.[1], Valeeva A.V.[2], Khairtdinov R.K.[3], Ionov G.M.[3]
[1]IPEM TAS, Kazan, Russia, [2]Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of TATNEFT PJSC, Bugulma, Russia, [3]"Kara-Altyn Enterprise" CJSC, Almetyevsk, Russia
aee8277@rambler.ru

Abstract
In the course of the work, structural maps were constructed and analyzed on the surfaces of the horizons of the lower and middle carboniferous, as well as maps of the isopachite local uplift of one of the deposits of Tatarstan. Three separate domes, northern, central and eastern, have been installed on the studied uplift of the deposit. To determine the sequence of development of a number of surfaces, when constructing paleostructural maps, the authors used the "isopachic triangle" method, according to the constructed maps, the authors received information about the movements, structural forms and the relationship of these forms at different stages of geological history.

Materials and methods
According to logging diagrams and conclusions of well interpretation, the values of the absolute roof marks of the vereyan, bashkirian, tulian, bobrikovian, tournaian and upino-malevian sediments were removed. Structural maps, as well as isopachite maps between the deposits of the middle and lower carboniferous, were constructed from the removed chops. By using the "isopachic triangle" method, the sequence of the development of the roof surfaces of horizons on the constructed structural maps and isopachite maps is determined.

Keywords
isopachic triangle, structural maps, isopachite maps, carboniferous deposits, spatial analysis

For citation
Andreeva E.E., Baranova A.G., Khaziev R.R., Valeeva A.V., Khairtdinov R.K., Ionov G.M. On the significance of sedimentation-tectonic processes for the structure of local uplifts in space and time. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 13–16. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-13-16

Received: 29.03.2023

Введение

Палеотектонический анализ развития локальных структур и выявление благоприятных условий образования ловушек углеводородов является одним из важнейших инструментов освоения и разработки месторождений. Формационно-фациальный анализ позволяет в свою очередь выявлять благоприятные условия образования ловушек углеводородов неструктурного типа.

На начальном этапе формационного анализа выделялись геологические тела, представленные однотипными породами или взаимосвязанные совместным образованием, а далее определялись стратиграфические признаки и генезис, палеогеографические и палеотектонические условия их образования. В процессе работы предстоит построение набора структурных карт, а также карт толщин осадочных образований нижнего и среднего карбона.

Карты толщин в нефтяной геологии используются в самых различных целях. Это структурные кары, построенные методом схождения; карты нефтегазонасыщенных толщин, карты суммарных толщин коллекторов определенного горизонта.

Выделение формаций, а в их составе субформаций и фаций, наиболее интересно при изучении месторождений с целью выявления благоприятных условий для образования ловушек углеводородов неструктурного типа и их разработки.

Особый интерес представляют палеоструктурные карты, построенные как карты толщин. Интерпретация таких карт основана на представлении о компенсации погруженного дна бассейна осадконакоплением, а мощности отложений являются показателями интенсивности погружения, а значит, и наличия тектонических движений. Минимальные значения мощностей стратиграфического интервала — это древние приподнятые зоны; наоборот, повышенные мощности — это погруженные зоны. Тщательное изучение и корреляция разрезов позволяют в подавляющем большинстве случаев точно установить существование того или иного фактора или исключить его.

Объект исследования

В качестве объекта исследования коллективом авторов выбрано одно из месторождений на территории Татарстана (по согласованию с недропользователем название месторождения не разглашается). Территориально месторождение приурочено к Альметьевском району РТ, в пределах западного борта Южно-Татарского свода (рис. 1).

На месторождении выявлено большое количество посттурнейских врезовых зон и зон замещений коллектора. В этой связи возникла необходимость в детальном изучении процесса формирования поднятий месторождения для организации эффективной системы поддержания пластового давления (ППД). Анализируя данные, можно наметить зоны влияния нагнетательных скважин на добывающие и по этим данным подобрать наиболее оптимальные варианты эксплуатации месторождения.

Данные бурения показывают, что каждая толща неоднородна в деталях, но сложена фациально близкими между собой образованиями. В связи с ритмичностью развития геологических процессов толщи пород периодически выводятся из-под уровня моря и подвергаются эрозии, но эрозионные формы редко встречаются в разрезе осадочных пород, т.к. в процессе последующего погружения они разрушаются интенсивным воздействием волн [2]. При этом разрозненные по площади и наиболее глубокие врезы сохраняются в Поволжье: это предтиманопашийские, преднижнекаменноугольные, предверейские несогласия. Месторождение, в пределах которого находится исследуемое поднятие, располагается на территории среднего Поволжья.

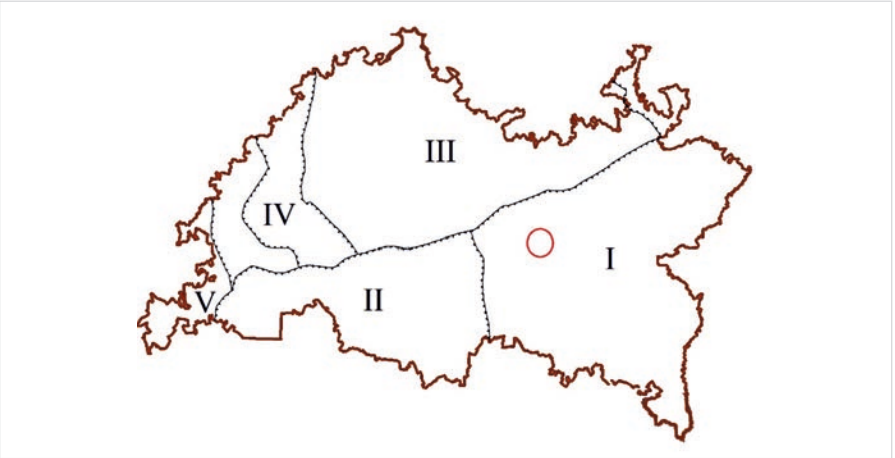


Рис. 1. Тектоническая схема Республики Татарстан с примерным указанием лицензионного участка месторождения (красный круг). Масштаб 1:2 500 000. I — Южно-Татарский свод; II — Мелекесская впадина; III — Северо-Татарский свод; IV — Казанско-Кажимский прогиб; V — Токмовский свод

Fig. 1. Tectonic diagram of the Tatarstan Republic with an approximate indication of the license area of the oil field (red circle). Scale 1:2 500 000. I – South Tatar arch; II – Melekess depression; III – North Tatar arch; IV – Kazan-Kazhim trough; V – Tokmovian arch

Результаты и обсуждения

На изучаемом участке месторождения установлено три купола: центральный, северный и восточный. Ставится задача: определить, относятся ли купола к одному поднятию или к разным поднятиям.

Общепринято считать, что одной из причин изменения толщин является резкое изменение условий осадконакопления.

Для составления карт толщин выбраны границы между стратиграфическими комплексами, которые уверенно прослежены по результатам геофизических исследований в скважинах и увязаны с данными бурения. При построении карт использовались абсолютные отметки на скважинах, а в межскважинном пространстве при построении использовались данные сейсморазведки.

Для определения последовательности развития ряда поверхностей при построении палеоструктурных карт авторы использовали метод Е.Н. Пермякова и Ю.А. Каравашкиной, дополненный К.А. Машковым [1, 3–5]. Метод получил название «изопахического треугольника», он позволяет восстановить общий ход событий и на их фоне проследить те подвижки, которые вели к формированию локальных структур.

Набор карт, построенных в пределах одного поднятия, был сведен в общую схему и расположен в горизонтальных рядах. В таблице 1 приведен полученный изобарический треугольник карт для поднятия. Под номерами 1, 2, 3, 4, 5, 6 располагаются карты, отражающие современный структурный план упино-малевской толщи, турнейского яруса, бобриковского и тульского горизонтов, башкирского ярусов и верейского горизонта. Каждый горизонтальный ряд начинается со структурной карты соответствующего горизонта. Схема, полученная в результате всех построений, приобретает форму треугольника.

Если рассматривать карты, расположенные по диагонали от карт (6; 5; 4; 3), то можно проследить изменения условия залегания структурных поверхностей на одном временном отрезке (рис. 2).

6; 5.1; 4.2; 3.3; 2.4; 1.5
5; 4.1; 3.2; 2.3; 1.4
4; 3.1; 2.2; 1.3
3; 2.1; 1.2

Сопоставляя карты 5.1; 4.2; 3.3, авторы получили представление о соотношении структурного плана упино-малевского времени с вышележащими поверхностями. По этим картам можно судить, что купола поднятия уже существовали к концу упино-малевского времени. В течение последующего времени структурная форма поверхности пласта менялась. В нижнекаменноугольное время восточный купол погрузился и появился в туле, в башкирское время его амплитуда увеличилась. Между тем северный купол с крутым южным крылом и амплитудой 9 м возвышается на общем фоне и тяготеет к самостоятельности, что подтверждается вышележащими структурными поверхностями. Центральный купол появился также в упино-малевское время, сильно «пострадал» в турне, потерял амплитуду в туле, а в башкирское время возродился. Точно так же по другим диагональным рядам получено представление о соотношении структурных планов по турнейской поверхности по диагонали 4.1; 3.2; 2.3, по диагонали 3.1; 2.2; 1 бобриковской поверхности, а на картах 2.1; 1.2 видим предполагаемые планы тульской поверхности в последующие времена. По картам можно охарактеризовать развитие изучаемых объектов (6; 5; 4; 3; 2) и показать их структуроформирующие движения.

Из анализа карт по горизонтали отчетливо видно, как меняются структурные поверхности в геологическом времени.

1; 1.1; 1.2; 1.3; 1.4; 1.5
2.1; 2.2; 2.3; 2.4
3; 3.1; 3.2; 3.3
4; 4.1; 4.2
5; 5.1

Вертикальный ряд карт 5.1; 4.1; 3.1; 2.1 позволяет проследить характер тектонических подвижек на отдельных этапах времени от времени образования кровли упино-малевского пласта до конца турнейского времени, от конца турнейского — до конца бобриковского времени, от конца бобриковского — до конца башкирского времени и до верейского времени.

Как видно из рисунка 2, карты, отражающие современный структурный план кровель пластов, имеют некоторые несоответствия структурных планов.

Смена типов формаций в вертикальном разрезе свидетельствует о значительных изменениях тектонического режима и климата в отрезок геологической истории. Примером является смена терригенных угленосных формаций карбонатными.

Табл. 1. Схема расположения карт (рис. 2)
Tab. 1. Map layout (fig. 2)

1. Кровля верейского горизонта C2vr	1.1. Кровля башкирского яруса к концу верейского времени	1.2. Кровля тульского горизонта к концу верейского времени	1.3. Кровля бобриковского горизонта к концу верейского времени	1.4. Кровля турнейского яруса к концу верейского времени	1.5. Кровля упино-малевского горизонта к концу верейского времени
2. Кровля башкирского яруса C2bsh	2.1. Кровля тульского горизонта к концу башкирского времени	2.2. Кровля бобриковского горизонта к концу башкирского времени	2.3. Кровля турнейского яруса к концу башкирского времени	2.4. Кровля упино-малевского горизонта к концу башкирского времени	
3. Кровля еульского горизонта C1tl	3.1. Кровля бобриковского горизонта к концу тульского времени	3.2. Кровля турнейского яруса к концу тульского времени	3.3. Кровля упино-малевского горизонта к концу тульского времени		
4. Кровля бобриковского горизонта C1bb	4.1. Кровля турнейского яруса к концу бобриковского времени	4.2. Кровля горизонта к концу бобриковского времени			
5. Кровля турнейского яруса C1t	5.1. Кровля упино-малевского горизонта к концу турнейского времени				
6. Кровля упино-малевского горизонта C1up+ml					

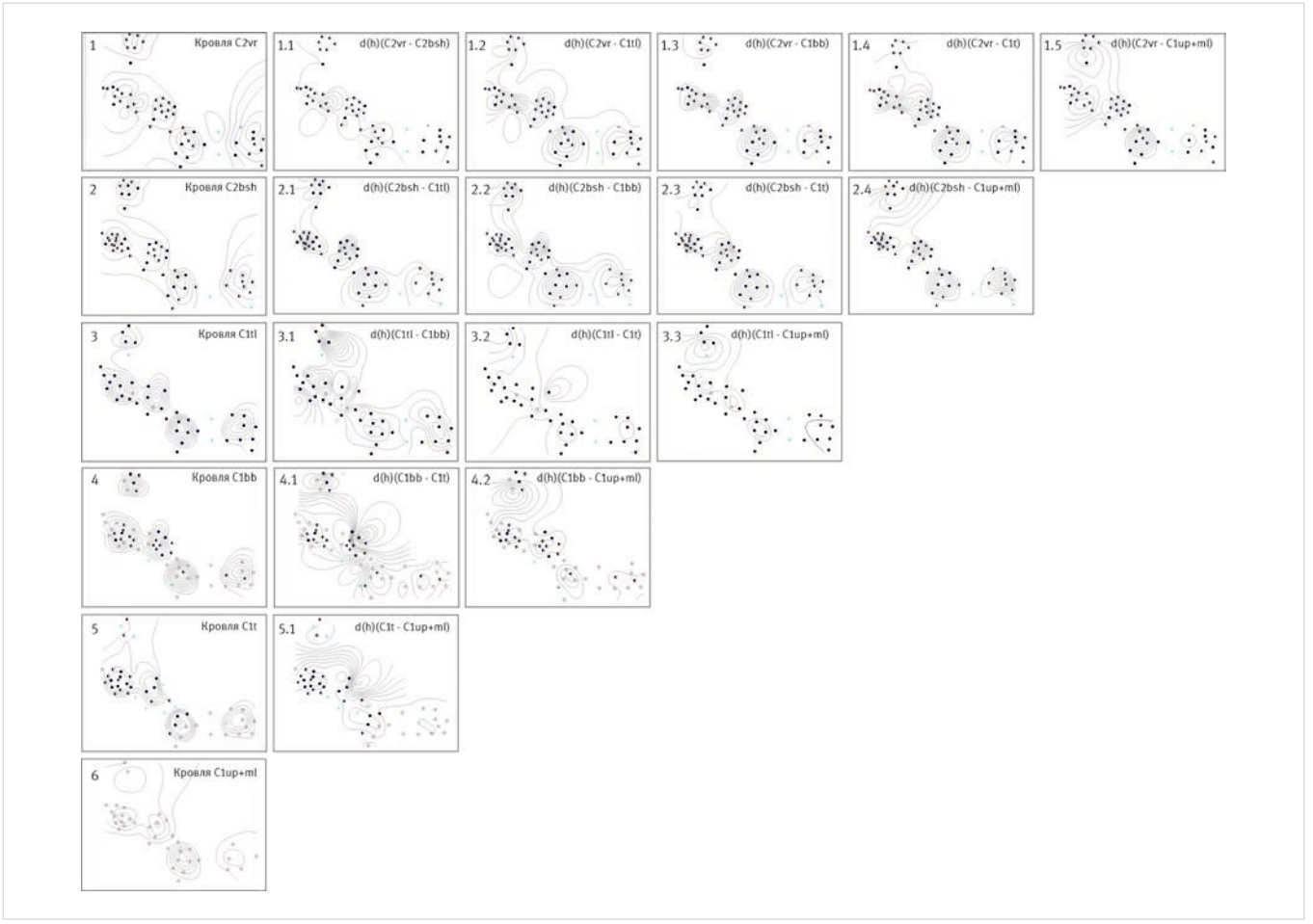


Рис. 2. Структурные и палеоструктурные карты Ракашевского поднятия (табл. 1)
Fig. 2. Structural and paleostructural maps of the Rakashev uplift (tab. 1)

Анализ всех карт мощностей и структурных поверхностей позволяет отнести изучаемые купола к разным поднятиям.

Метод, который был использован для построения комплекса карт, применен и для отдельного поднятия. Комплекс включает набор локальных палеоструктурных карт. Палеоструктурные карты можно использовать также для анализа развития региональных площадей, но в этом случае следует использовать осредненные данные толщин.

Применение этого метода связано с его доступностью и необходимостью развития методики тектонического анализа платформенных структур при поисках антиклинальных ловушек и приуроченных к ним месторождений нефти и газа.

Итоги

Благодаря изопахическому треугольнику карт авторы получили информацию о подвижках, структурных формах и соотношении этих форм на разных этапах геологической истории.

Метод построения палеоструктурных карт применим, по мнению авторов, как для отдельных локальных поднятий, так и для регионов с более широким диапазоном геологических особенностей их строения.

Выводы

Можно сделать вывод, что для отдельных локальных поднятий данный подход позволяет определить генезис, глубину и характерные особенности строения врезовых зон, наметить пространственные границы последних и наличие во врезах терригенных пластов коллекторов, наличие или отсутствие гидродинамических связей между вмещающими врезы карбонатными породами и терригенными коллекторами, залегающими во врезах.

Для региональных работ комплекс палеотектонических карт позволит определить наиболее важные тектоно-седиментационные процессы, определяющие разнообразие геологического строения на разных участках региона, размах дифференциальных тектонических движений, их влияние на перспективы нефтеносности территорий.

Литература

1. Белоусов В.В. Мощность отложений как выражение режима колебательных движений земной коры // Советская геология. 1940. № 2–3. С. 14–28.
2. Буров Б.В. Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. М.: ГЕОС, 2003. 402 с.
3. Гарецкий Р.Г., Яншин А.Л. Тектонический анализ мощностей // Методы изучения тектонических структур. М.: Изд-во АН СССР, 1960. С. 115–166.
4. Машкович К.А. Метод палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. М.: Недра, 1976. 221 с.
5. Ожгибесов В.П. Стратиграфические индексы общих, региональных и местных стратиграфических подразделений: Пермская система // Стратиграфия, палеонтология, палеогеография, геодинамика и минеральные ресурсы. 5–9 сентября 2011 г. 2011. С. 155–158.
6. Ожгибесов В.П. Палеоструктурный анализ. Пермь: Перм. гос. нац. исслед. ун-т, 2019. 44 с.

ENGLISH

Results

According to the isopachic triangle of maps, we have received information about the movements, structural forms and the relationship of these forms at different stages of geological history.

The method of constructing paleostructural maps is applicable, in our opinion, both for individual local uplifts and for regions with a wider range of geological features of their structure.

Conclusions

It can be concluded that for individual local uplifts, this approach makes it possible to determine the genesis, depth and characteristic features of the structure of the cut zones, to outline the spatial boundaries of the latter and the presence of terrigenous reservoir layers in the cuts, the presence or absence of hydrodynamic connections between carbonate rocks containing the cuts and terrigenous reservoirs lying in the cuts.

For regional works, the complex of paleotectonic maps will allow us to determine the most important tectonic-sedimentation processes that determine the diversity of the geological structure in different parts of the region, the scope of differential tectonic movements and their impact on the prospects of oil-bearing territories.

References

1. Belousov V.V. Sediment power as an expression of the mode of oscillatory movements of the Earth's crust. Soviet geology, 1940, issue 2–3, P. 14–28. (In Russ).
2. Burov B.V. Geology of Tatarstan: Stratigraphy and tectonics. Moscow: GEOS, 2003, 402 p. (In Russ).
3. Garetsky R.G., Yanshin A.L. Tectonic analysis of capacities. Methods of studying tectonic structures. Moscow: Publishing House of the USSR Academy of Sciences, 1960, P. 115–166. (In Russ).
4. Mashkovich K.A. Method of paleotectonic research in the practice of oil and gas prospecting. Moscow: Nedra, 1976, 221 p. (In Russ).
5. Ozhgibesov V.P. Stratigraphic indices of general, regional and local stratigraphic units: Perm system. Stratigraphy, paleontology, paleogeography, geodynamics and mineral resources, Perm, 5–9 september 2011, Perm. State University. Perm, 2011, P. 155–158. (In Russ).
6. Ozhgibesov V.P. Paleostructural analysis: studies. Perm: Perm university press, 2019, 44 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Андреева Евгения Евгеньевна, старший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, ИПЭН АН РТ, Казань, Россия
Для контактов: aee8277@rambler.ru

Баранова Анна Геннадьевна, старший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Хазиев Радмир Римович, научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Валеева Анна Валентиновна, заведующий сектором института, «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, Бугульма, Россия

Хайртдинов Руслан Камилевич, заместитель генерального директора, главный геолог, ЗАО «Предприятие Кара-Алтын», Альметьевск, Россия

Ионов Геннадий Михайлович, начальник геологического отдела, ЗАО «Предприятие Кара-Алтын», Альметьевск, Россия

Andreeva Evgeniya Evgenievna, senior researcher at the laboratory of geological and ecological modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia
Corresponding author: aee8277@rambler.ru

Baranova Anna Gennadievna, senior researcher at the laboratory of geological and ecological modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia

Khaziev Radmir Rimovich, researcher at the laboratory of geological and ecological modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia

Valeeva Anna Valentinovna, head of the sector, Tatar oil research and design institute (TatNIPIneft) of TATNEFT PJSC, Bugulma, Russia

Khairtdinov Ruslan Kamilevich, deputy general director, chief geologist, "Kara-Altyn Enterprise" CJSC, Almetyevsk, Russia

Ionov Gennady Mikhailovich, head of the geological department, "Kara-Altyn Enterprise" CJSC, Almetyevsk, Russia

ОНИКС

РАБОТАЕМ С 2006 ГОДА

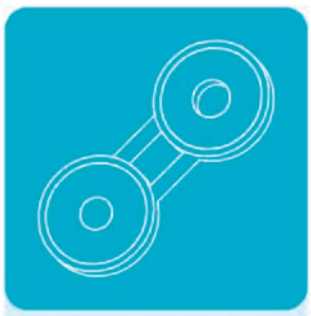
ПРОИЗВОДИТЕЛЬ И ПОСТАВЩИК ФЛАНЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ИЗ МАРОК СТАЛИ: НА СТ20, 09Г2С, 12Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т И ДР.

ПРОИЗВОДСТВО ПОЛНОГО ЦИКЛА

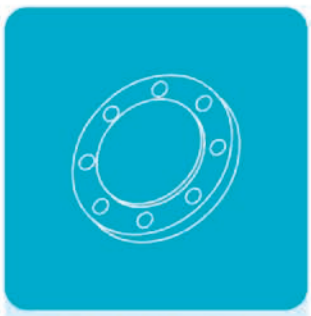
Поворотные и фланцевые заглушки

Т-ММ 25-01-06

Т-ММ 25-01-06 с рукояткой

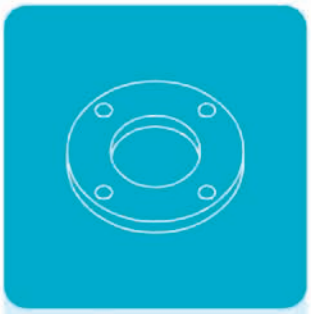


АТК 26-18-5-93

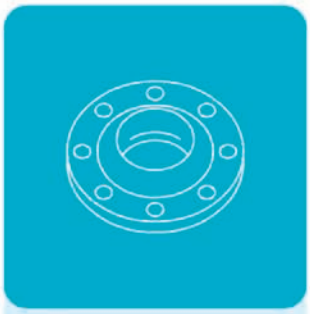


АТК 24.200.02-90 ГОСТ 34785-21

Фланцы по ГОСТ 33259-15

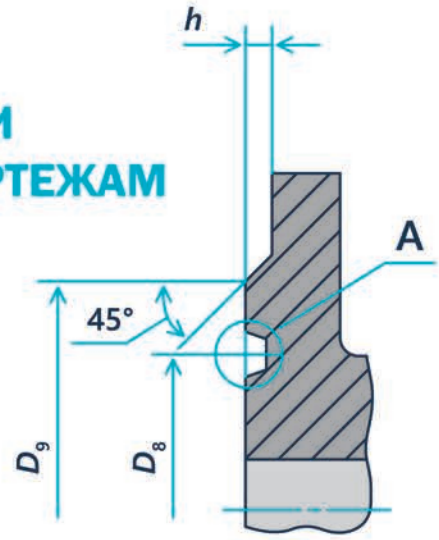


Плоские тип 01



Воротниковые тип 11

ДЕТАЛИ ПО ЧЕРТЕЖАМ



Москва 8 499 673-3838
Санкт-Петербург 8 812 328-3838
Екатеринбург 8 343 384-3838

info@onyxspb.ru

onyxspb.ru

LIVING SNAB

ЗАВОД ИЗОЛЯЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ

ВНУТРЕННЕЕ И НАРУЖНОЕ АНТИКОРРОЗИОННОЕ ПОКРЫТИЕ

- ТРУБЫ
- СОЕДИНИТЕЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ
- СПЕЦИАЛЬНЫЕ ДЕТАЛИ

- **ВНУТРЕННЕЕ ПОЛИМЕРНОЕ ПОКРЫТИЕ** на основе эпоксидных порошковых материалов (красок) П-ЭП-585, П-ЭП-585Т
- **НАРУЖНОЕ ПОЛИМЕРНОЕ ПОКРЫТИЕ** на основе эпоксидных порошковых материалов (красок) П-ЭП-585, П-ЭП-585Т
- **НАРУЖНОЕ ДВУХСЛОЙНОЕ ПОЛИЭТИЛЕНОВОЕ ПОКРЫТИЕ** весьма усиленного типа (ВУС), усиленного типа (УС), с термоплавким адгезивом
- **НАРУЖНОЕ ТРЁХСЛОЙНОЕ ПОЛИЭТИЛЕНОВОЕ ПОКРЫТИЕ** весьма усиленного типа (ВУС), усиленного типа (УС), с эпоксидно-порошковым праймером, термоплавким адгезивом

Технологии сварки аттестованы в НАКС

СВАРКА, СБОРКА УЗЛОВ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

- СТАНДАРТНАЯ ПРОДУКЦИЯ
- НЕСТАНДАРТНАЯ ПРОДУКЦИЯ
- ТЗ ЗАКАЗЧИКА

- качественная заводская сборка и сварка узлов технологических трубопроводов с полным антикоррозионным покрытием и паспортом на изделие
- спецдетали любой сложности по чертежам Заказчика, как плоские — так и пространственные (трехмерные)
- соблюдение геометрии деталей
- входной контроль материалов межоперационный и приемо-сдаточный
- проведение испытаний разрушающими и неразрушающими методами контроля

Качество нашей продукции соответствует ГОСТ и ТУ и подтверждается сертификатами качества.

423450, Республика Татарстан,
г. Альметьевск, Объездной Тракт, д.9
+7 (8553) 38-09-06, +7 (800) 500-82-13
livingsnab@bk.ru, living-snab.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-19-22 УДК 622.276.43 I Научная статья

Гидрогеохимические исследования как дополнительный инструмент к анализу разработки нефтяных месторождений

Лялин А.А., Васильев В.В., Меркулов А.В.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Для анализа разработки нефтяного месторождения используется множество различных инструментов, таких как промыслово-геофизические исследования, гидродинамические исследования, постоянно действующие геолого-технологические модели и др. При этом часто не в полной мере используется информация, полученная по результатам гидрогеохимического анализа, которая несет ценные данные о протекающих процессах в пласте, в том числе в отдельно взятых скважинах. Авторами статьи предлагается математический инструмент анализа гидрогеохимических данных, позволяющий анализировать процессы заводнения пласта, в том числе существующие проблемы. Суть метода заключается в идентификации отклонений компонентного состава при смешивании пластовой и закачанной воды. Данный анализ позволяет выявить несоответствие процентного содержания компонентов с объемным процентным соотношением закачанной и пластовой воды, что дает дополнительную информацию о процессе заводнения, а также о возможных проблемах в скважинах. Данный метод не требует никаких дополнительных затрат на специальные исследования и использует стандартную гидрогеохимическую информацию, получаемую на промысле. Предлагаемый подход может служить дополнительным инструментом к анализу разработки нефтяных месторождений.

Материалы и методы
Выполнен анализ гидрогеохимических данных с помощью предлагаемого авторами математического инструмента. Идентифицированы возможные отклонения (заколонные перетоки, взаимодействия вод с породой и между собой и др.), происходящие в скважинах при заводнении.

Ключевые слова
гидрогеохимические методы; анализ разработки; поддержание пластового давления; закачиваемая вода; пластовая вода; попутно добываемая вода; физические свойства; химический состав; процентное содержание; математический инструмент

Для цитирования
Лялин А.А., Васильев В.В., Меркулов А.В. Гидрогеохимические исследования как дополнительный инструмент к анализу разработки нефтяных месторождений // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 19–22. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-19-22

Поступила в редакцию: 10.04.2023

UDC 622.276.43 I Original Paper

Hydrogeochemical studies as an additional tool for the analysis of oil field development

Lyalin A.A., Vasiliev V.V., Merkulov A.V.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Abstract
To analyze the development of an oil field, many different tools are used, such as field-geophysical studies, hydrodynamic studies, permanent geological and technological models, etc. At the same time, the information obtained from the results of hydrogeochemical analysis, which carries valuable data on the ongoing processes in the reservoir, including in individual wells, is often not fully used. The authors of the article propose a mathematical tool for analyzing hydrogeochemical data, which allows analyzing the processes of reservoir flooding, including existing problems. The essence of the method is to identify deviations of the component composition when mixing reservoir and injected water. This analysis makes it possible to identify a discrepancy between the percentage of components and the volume percentage of injected and reservoir water, which gives additional information about the flooding process, as well as possible problems in the wells. This method does not require any additional costs for special studies and uses standard hydrogeochemical information obtained in the field. The proposed approach can serve as an additional tool for analyzing the development of oil fields.

Materials and methods
The analysis of hydrogeochemical data is carried out using the mathematical tool proposed by the authors. Possible deviations (behind-the-casing flows, water interactions with the rock and with each other, etc.) occurring in wells during flooding have been identified.

Keywords
hydrogeochemical methods; analysis of reservoir engineering; maintenance of reservoir pressure; injected water; reservoir water; associated water; physical properties; chemical composition; percentage; mathematical tool

For citation
Lyalin A.A., Vasiliev V.V., Merkulov A.V. Hydrogeochemical studies as an additional tool for the analysis of oil field development. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 19–22. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-19-22

Received: 10.04.2023

Гидрогеохимические методы при анализе разработки нефтяных месторождений активно применялись в советский период развития нефтяной промышленности нашей страны. Существовал целый ряд ученых, развивавших методологическую основу гидрогеохимического подхода. Кроме того, существованию и развитию метода способствовало обширное количество анализов химических и физических свойств воды как закачанной в систему поддержания пластового давления и пластовой воды, так и попутно добываемой. В дальнейшем, с целью уменьшения себестоимости добычи тонны нефти, количество анализов воды значительно уменьшилось и, соответственно, стал уменьшаться интерес к методу. Даже в методических рекомендациях, связанных с анализом разработки нефтяных месторождений, гидрогеохимическому методу уделяется очень мало внимания [1, 2]. В настоящее время используется в основном только плотность попутно добываемой воды для определения объемного процентного содержания закачанной в систему поддержания пластового давления воды в скважине и ее продвижения по нефтеносному пласту. Методы, связанные с анализом химического состава воды, в настоящее время во многом забыты, хотя при анализе гидрогеохимических данных можно получить дополнительную информацию для анализа разработки нефтяного месторождения. Развитие и применение в последнее время дорогостоящих методов исследований с целью анализа разработки нефтяных месторождений и возникновение нового вызова относительно себестоимости добычи тонны нефти заставляют обратить внимание на менее затратные методы, применявшиеся ранее. Таковым является гидрогеохимический метод. Следуя тенденциям и вызовам, авторы статьи предлагают вниманию читателей подход, использующий анализ физических свойств и химического состава попутно добываемых вод для обнаружения «проблемных» скважин.

Суть предлагаемого метода заключается в следующем:

- рассчитывается объемное процентное содержание воды, закачанной в систему поддержания пластового давления и извлеченной в составе попутно добываемой воды из скважин, на основе физических свойств и химического состава последней;
- расчет производится на основе каждого физического свойства и химического элемента в составе, назовем их компонентами;
- для определения объемного процентного содержания в скважине воды, закачанной с целью поддержания пластового давления и извлеченной в составе попутно добываемой воды, авторами предлагается формула:

$$\Theta = \frac{K_{ПЛ} - K_{Д}}{K_{ПЛ} - K_{З}} \times 100, \qquad (1)$$

где Θ — объемное процентное содержание воды, закачанной с целью поддержания пластового давления и извлеченной в составе попутно-добываемой воды; $K_{Д}$ — содержание компонента в попутно добываемой воде; $K_{З}$ — содержание компонента в воде, закачанной с целью поддержания пластового давления; $K_{ПЛ}$ – содержание компонента в пластовой воде.

Исходя из представленной формулы, рассчитанное по различным компонентам объемное процентное содержание воды, закачанной с целью поддержания пластового давления и извлеченной в составе попутно добываемой воды, должно быть одинаковым с учетом незначительных колебаний, которые всегда присутствуют в природных средах.

Значительные отклонения от нормы могут говорить о протекании каких-либо процессов в скважине или ее окружении, а также о наличии проблем.

Рассмотрим на конкретном примере, как работает предлагаемый нами метод.

На нефтяном месторождении для поддержания пластового давления закачивается пресная вода с физическими свойствами и химическим составом, приведенными в таблице 1.

Пластовая вода нефтеносного пласта представлена рассолом с физическими свойствами и химическим составом, приведенными в таблице 2.

Как отмечалось ранее одним из авторов, при контроле заводнения критерием применимости гидрогеологических (в том числе гидрогеохимических) методов является существенная разница в химическом составе и физических свойствах закачанной в систему поддержания пластового давления воды и воды нефтеносного пласта [3]. Приводимый пример полностью соответствует данному критерию.

Попутно добываемая вода в рассматриваемом примере представлена рассолом с физическими свойствами и химическим составом, приведенными в таблице 3. Пробы на месторождении отобраны по блоку из 8 скважин в январе — феврале 2023 г. (рис. 3).

Используя формулу (1) и данные из таблиц 1, 2 и 3, рассчитаем объемное процентное содержание пресной воды, закачанной в систему поддержания пластового давления, в каждой скважине блока по каждому компоненту (табл. 4).

Как было указано выше, рассчитанное по различным компонентам объемное процентное содержание воды, закачанной с целью поддержания пластового давления и извлеченной в составе попутно добываемой воды, должно быть одинаковым с учетом незначительных колебаний, которые всегда присутствуют в природных средах. Исходя их этого принципа при анализе результатов расчета выявлены отклонения от «нормы» двух типов:

- отрицательные значения процентов (выделено красным шрифтом в табл. 4);
- значительные отклонения от нормы

Табл. 1. Физические свойства и химический состав воды системы поддержания пластового давления
Tab. 1. Physical properties and chemical composition of water of reservoir pressure maintenance system

Физические свойства			Химический состав				
Плотность, г/см^3	pH	Жесткость общ., мг-экв/л	HCO_3, мг/л	Cl, мг/л	Ca, мг/л	Mg, мг/л	Fe, мг/л
0,995	6,5	10	95	48	147	33	0,3

Табл. 2. Физические свойства и химический состав воды нефтеносного пласта
Tab. 2. Physical properties and chemical composition of oil reservoir water

Физические свойства			Химический состав				
Плотность, г/см^3	pH	Жесткость общ., мг-экв/л	HCO_3, мг/л	Cl, мг/л	Ca, мг/л	Mg, мг/л	Fe, мг/л
1,294	4	6 769	54,5	257 560	106 498	15 978	480

Табл. 3. Физические свойства и химический состав попутно добываемых вод из скважин блока
Tab. 3. Physical properties and chemical composition of the produced waters from the wells of the block

Скв.	Физические свойства			Химический состав				
	Плотность, г/см^3	pH	Жесткость общ., мг-экв/л	HCO_3, мг/л	Cl, мг/л	Ca, мг/л	Mg, мг/л	Fe, мг/л
1 (янв. 23)	1,2	5	5 836	29	250 508	71 515	27 567	288
2 (янв. 23)	1,179	5,1	3 365	37	163 780	2 763	39 242	267
3 (янв. 23)	1,208	4,6	5 057	10	188 542	66 692	21 020	124
4 (янв. 23)	1,18	5	5 246	25	197 907	68 866	22 000	302
5 (фев. 23)	1,141	5,4	2 318	31	135 214	32 910	8 218	211
6 (янв. 23)	1,141	5,2	2 587	5	136 414	50 347	908	97
7 (янв. 23)	1,205	5,2	3 682	30	199 516	66 751	4 275	309
8 (янв. 23)	1,271	4,7	6 022	86	249 757	102 415	11 077	497

Табл. 4. Результаты расчета объемного процентного содержания воды, закачанной в систему поддержания пластового давления и извлеченной в составе попутно добываемой воды, в каждой скважине блока по каждому компоненту
Tab. 4. The results of calculating the volume percentage of water, injected into the reservoir pressure maintenance system and extracted as part of the produced water, in each well of the block for each component

Скв.	Физические свойства			Химический состав				
	Плотность, г/см^3	pH, %	Жесткость общ., мг-экв/л	HCO_3, мг/л	Cl, мг/л	Ca, мг/л	Mg, мг/л	Fe, мг/л
1 (янв. 23)	31,44	40	13,80 %	-62,96 %	2,74 %	32,89 %	-72,68 %	40,03 %
2 (янв. 23)	38,46	44	50,36 %	-43,21 %	36,42 %	97,54 %	-145,90 %	44,40 %
3 (янв. 23)	28,76	24	25,33 %	-109,88 %	26,80 %	37,43 %	-31,62 %	74,21 %
4 (янв. 23)	38,13	40	22,53 %	-72,84 %	23,17 %	35,38 %	-37,77 %	37,11 %
5 (фев. 23)	51,17	56	65,85 %	-58,02 %	47,51 %	69,19 %	48,67 %	56,08 %
6 (янв. 23)	51,17	48	61,87 %	-122,22 %	47,04 %	52,80 %	94,51 %	79,84 %
7 (янв. 23)	29,77	48	45,67 %	-60,49 %	22,54 %	37,37 %	73,40 %	35,65 %
8 (янв. 23)	7,69	28	11,05 %	77,78 %	3,03 %	3,84 %	30,74 %	-3,54 %

по компонентам от рассчитанного объемного процентного содержания закачанной воды (выделено синим шрифтом в табл. 4).

Отрицательные значения процентов возникают, если в попутно добываемой воде содержание компонента ниже или выше, чем в смешиваемых водах.

При определении значительного отклонения от нормы необходимо сначала определиться с тем, что считать нормой. Авторами предлагается за норму брать объемное процентное содержание воды, закачанной и извлеченной в составе попутно добываемой воды из скважин, рассчитанное на основе плотности. Из всех анализируемых компонентов плотность наименее подвержена различным воздействиям геохимического характера, поэтому данный компонент можно считать самым стабильным и все остальные можно нормировать по нему.

Классифицируем выявленные отклонения для последующего анализа причин (рис. 1).

Разберем причины возможных отклонений. Одна из отмеченных причин — содержание компонента выше верхнего значения смешиваемых вод, которая идентифицирует появление в системе дополнительного его количества. В нашем случае это наблюдается в отношении Mg в четырех скважинах из восьми. Дополнительным источником Mg может служить доломит ($CaMg(CO_3)_2$). Содержание компонента ниже нижнего значения смешиваемых вод говорит о выводе его из системы. В нашем случае это наблюдается в отношении HCO_3 в семи скважинах из восьми. Причем это наблюдается по четырем скважинам, описанным в предыдущем абзаце, относительно повышенного содержания Mg. Еще по двум скважинам из этого списка наблюдается отклонение от нормы в сторону повышенного содержания воды, закачанной и извлеченной в составе попутно добываемой воды из скважин. Из сказанного можно сделать вывод, что аномальное повышение содержания в скважинах Mg и одновременное аномальное уменьшение содержания HCO_3 связаны с одним и тем же геохимическим процессом, где очевидно задействованы доломиты.

Теперь рассмотрим прочие отклонения от нормы, рассчитанной по плотности. Превышение нормы по компонентам от рассчитанного объемного процентного содержания закачанной воды говорит о том, что данного компонента после смешения закачанной и пластовой воды стало не хватать. И наоборот, понижение от нормы по компонентам от рассчитанного объемного процентного содержания закачанной воды говорит о том, что появился излишек количества данного компонента после смешения закачанной и пластовой воды.

Возможные причины нелинейного изменения значений компонентов после смешения вод:

- химическое взаимодействие вод с выпадением осадков и выведением элементов из системы;
- химическое взаимодействие закачиваемых вод с породой-коллектором, которое может привести как к обогащению воды элементами породы, так и к обеднению ее элементами при выпадении осадков;
- смешение попутно добываемых вод с водами ниже или выше лежащих горизонтов, которое может происходить как с химическими реакциями, так и без них; при этом вода может поступать как по естественным каналам (трещинам, разломам, литологическим перешейкам), так и вдоль скважин: «заколонными перетоками» (рис. 2);
- некорректный анализ попутно добываемой воды.

Исходя из приведенных возможных причин отклонений в содержании компонентов в попутно добываемой воде, проанализируем полученные нами результаты в примере. По скважинам 1 и 4 наблюдается пониженное от нормы объемное процентное содержание воды, закачанной в систему поддержания пластового давления и извлеченной в составе попутно добываемой воды, рассчитанное по таким компонентам, как Cl и жесткость. Как мы указали выше, это результат повышенного их содержания в итоговой смеси. Очевидно, здесь жесткость обусловлена в большей части Cl. Причиной повышенного содержания Cl и, как следствие, жесткости может быть наличие в породе-коллекторе галита (NaCl), при растворении которого в раствор поступает Cl, или наличие перетоков от выше или ниже залегающих водоносных горизонтов. Данные перетоки могут быть заколонными, поэтому к данным скважинам необходимо внимание, возможно, потребуется проведение ремонтно-изоляционных работ (рис. 3).

Проведенный анализ выявленных с помощью предлагаемого нами метода отклонений от объемного процентного содержания воды, закачанной в систему поддержания пластового давления и извлеченной в составе попутно добываемой воды из скважин, не вскрывает всех возможных причин. Для понимания процесса заводнения и поиска возможных проблем данный анализ необходимо продолжать и углублять.

Рис. 1. Классификация отклонений в объемном процентном содержании воды, закачанной в систему поддержания пластового давления и извлеченной в составе попутно добываемой воды из скважин
Fig. 1. Classification of deviations in the volume percentage of water injected into the reservoir pressure maintenance system and extracted as part of the produced water from wells

Итоги

Предлагаемый метод позволяет определять различные отклонения (заколонные перетоки, взаимодействия вод с породой и между собой и др.), происходящие в скважинах при заводнении, а также подтвердить или опровергнуть данные геолого-промыслового анализа, выполненного без гидрогеохимической информации.

Анализ выявленных отклонений дает возможность идентифицировать различные причины протекающих процессов.

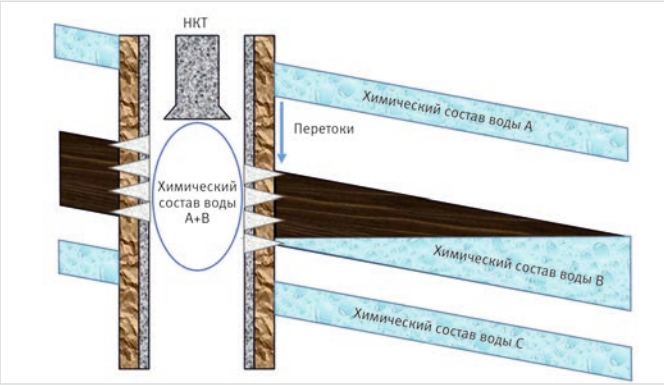


Рис. 2. Принципиальная схема заколонных перетоков
Fig. 2. Schematic diagram of behind-the-casing flows

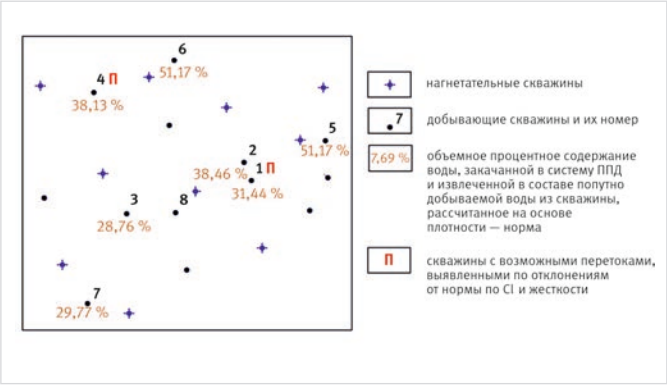


Рис. 3. План-схема исследуемого блока нефтяного месторождения
Fig. 3. The plan diagram of the investigated block of the oil field

Выводы

Данный метод может служить дополнительным инструментом при анализе разработки нефтяных месторождений и будет полезным при управлении заводнением [4].

Дальнейшее развитие метода будет связано с усовершенствованием технологии интерпретации выявленных отклонений, после чего данный метод можно будет рекомендовать к типизации и тиражированию [5].

Литература

1. Методические указания по геолого-промысловому анализу разработки нефтяных и газонефтяных месторождений. РД 153-39.0-110-01. М.: Министерство энергетики РФ, 2002. 59 с.
2. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. РД 153-39.0-109-01. М.: Министерство энергетики РФ, 2002. 75 с.
3. Лялин А.А. Анализ условий применения гидрогеологических методов при разработке нефтяных месторождений // Нефтепромысловое дело. 2022. № 12. С. 40–44.
4. Baker R. Reservoir Management for Waterfloods – Part II. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1998, Vol. 37, issue 1, P. 12–17. (In Eng).
5. Лялин А.А., Васильев В.В., Кравченко А.Н. Типовые решения в нефтяной гидрогеологии — шаг к эффективности принимаемых решений // Нефтепромысловое дело. 2022. № 10. С. 58–61.

ENGLISH

Results

The proposed method makes it possible to determine various deviations (behind-the-casing flows, water interactions with the rock and with each other, etc.) occurring in wells during flooding, as well as to confirm or refute the data of geological and field analysis performed without hydrogeochemical information.

The analysis of the revealed deviations makes it possible to identify various causes of the ongoing processes.

Conclusions

This method can serve as an additional tool in the analysis of the development of oil fields and will be useful in the management of flooding [4].

Further development of the method will be associated with the improvement of the technology of interpretation of the identified deviations, after which this method can be recommended for typing and replication [5].

References

1. Methodological guidelines for the geological and field analysis of the development of oil and oil-gas fields. GD 153-39.0-110-01. Moscow: Ministry of Energy of the Russian Federation, 2002, 59 p. (In Russ).
2. Methodological guidelines for the integration and staging of geophysical, hydrodynamic and geochemical studies of oil and oil-gas fields. GD 153-39.0-109-01. Moscow: Ministry of Energy of the Russian Federation, 2002, 75 p. (In Russ).
3. Lyalin A.A. Analysis of the conditions for the use of hydrogeological methods in the reservoir engineering of oil fields. Oilfield engineering. 2022, issue 12, P. 40–44. (In Russ).
4. Baker R. Reservoir management for waterfloods. Part II. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1998, Vol. 37, issue 1, P. 12–17. (In Eng).
5. Lyalin A.A., Vasiliev V.V., Kravchenko A.N. Typical solutions in petroleum hydrogeology – a step towards the effectiveness of decisions made. Oilfield engineering, 2022, issue 1, P. 58–61. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Лялин Александр Александрович, эксперт отдела типизации решений в геологии и разработке управления стандартизации и типизации, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Васильев Владимир Васильевич, кандидат технических наук, главный менеджер отдела типизации решений в геологии и разработке управления стандартизации и типизации, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Меркулов Александр Владимирович, главный специалист отдела геологии и разработки месторождений Таас-Юрях управления по геологии и разработке месторождений Восточной Сибири, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Lyalin Aleksandr Aleksandrovich, expert of department of solutions typification in geology and reservoir engineering of standardization and typification division, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: aalyalin2@tnnc.rosneft.ru

Vasiliev Vladimir Vasilievich, ph. d. of technical sciences, chief manager of department of solutions typification in geology and reservoir engineering of standardization and typification division, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

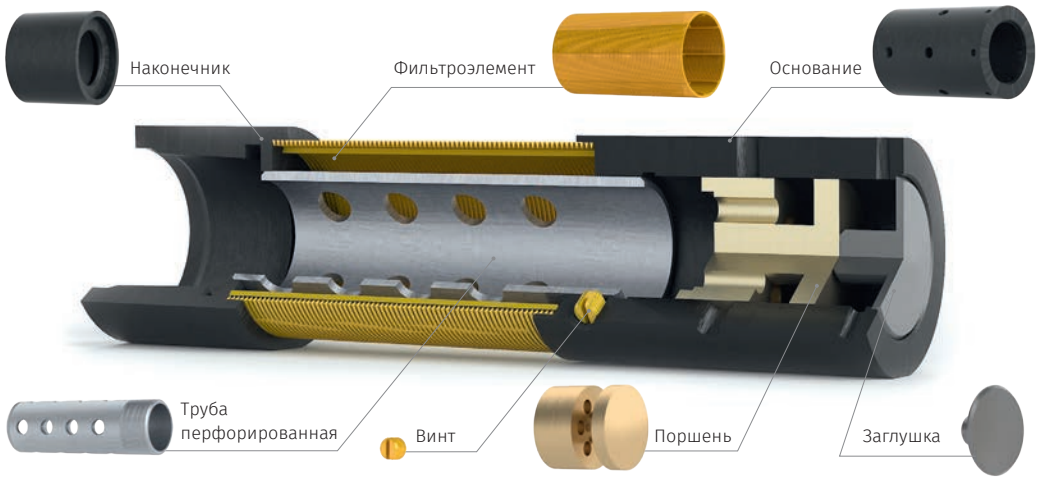
Merkulov Alexander Vladimirovich, chief specialist of department of geology and development of Taas-Yuryakh deposits of division of geology and field development of Eastern Siberia, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ТМС ГРУПП

SLIDE™

Фильтр щелевой



Область применения

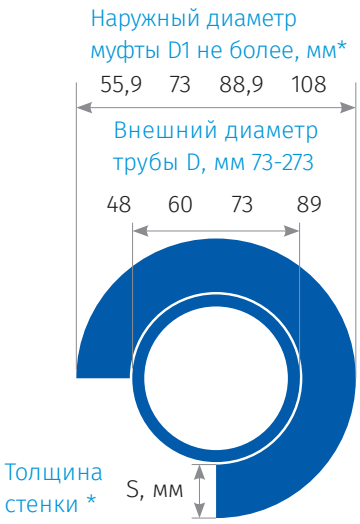
Фильтр щелевой SLIDE™ применяется для фильтрации добываемого продукта от посторонних включений и попадания механических примесей.

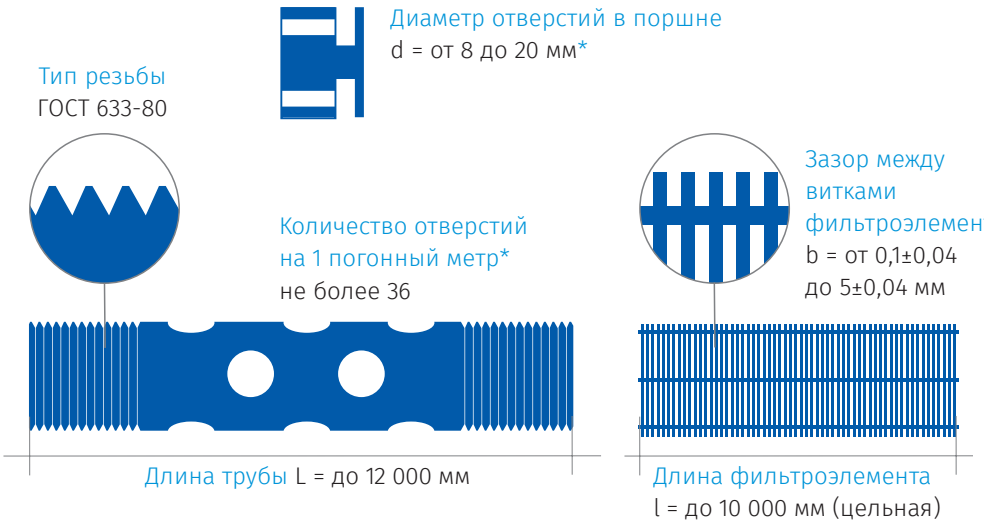
Преимущества

- Устойчивая пропускная способность в период полного цикла эксплуатации с возможностью самоочищения.
- Стабильная работа глубинно-насосного оборудования благодаря увеличенной поверхности фильтрации.
- Низкая засоряемость фильтроэлемента благодаря неустойчивому положению механических частиц на фильтрующей поверхности и чистоте поверхности клинообразного профиля.
- Высокая прочность конструкции в осевом и радиальном направлениях (до 2 600 Н·м) за счет увеличенного числа опорных элементов.
- Высокая коррозионностойкость и устойчивость к агрессивному воздействию кислотно-щелочных средств.

Принцип действия

- Жидкость, поступающая на прием насоса из скважины, очищается от механических частиц, проходя через фильтрующий элемент, изготовленный из клинового профиля нержавеющей стали марок AISI 304, AISI 316, который по спирали, с определенным шагом, намотан на опорные элементы для обеспечения жесткого экрана с продольными щелями строго определенного зазора. Острые кромки создают арку (песчаный мостик) над отдельными участками щели, и над этими участками сохраняется проницаемость.
- В нижней части, в расточке корпуса фильтра, установлен золотник, который вступает в работу в случае полного засорения фильтрующего элемента.
- За счёт перепада давления внутри корпуса фильтра и в заглушке под золотником золотник продвигается вверх до совмещения отверстия с проточкой в золотнике. Возвратно-поступательное движение золотника, вызванное движением добываемой жидкости, обеспечивает самоочищение фильтра от примесей.





* размеры согласно техническому заданию Заказчика

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

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-24-29 УДК 556 I Научная статья

Минерализация пластовых вод неокомского водоносного комплекса месторождения Западной Сибири

Сафиуллин И.Р.[1], **Гараева Н.В.**[1], **Цыбин С.С.**[1], **Валеева Э.З.** [1], **Щутский Г.А.**[2], **Мирошниченко В.П.**[2]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия
ir_safiullin1@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Воды неокомского водоносного комплекса, к которому относятся воды пластов группы АС месторождения Западной Сибири (месторождение N), охарактеризованы небольшим количеством глубинных проб со значительным разбросом минерализации. Поэтому проведен дополнительный анализ устьевых проб попутно добываемой воды, который показал зашумленность исходной выборки проб из-за смешения пластовой воды с закачанными в пласт технологическими жидкостями и водами системы заводнения. После отсева некорректных проб оставшаяся часть данных указывает на более слабую минерализацию по сравнению с принятой. Это свидетельствует о наличии неопределенности в величине минерализации пластовой воды на данном месторождении и необходимости проведения дополнительного, более качественного отбора глубинных проб воды.

Материалы и методы
В качестве материала для анализа используются устьевые пробы попутно добываемой воды, результаты анализа поровой воды на консервированном керне. Обработка данных осуществляется методами математической статистики с использованием программного продукта MATLAB.

Ключевые слова
минерализация, ионный состав, пластовая вода, пробы воды, керн, приемистость, попутно добываемая вода, пресная вода, математическое ожидание

Для цитирования
Сафиуллин И.Р., Гараева Н.В., Цыбин С.С., Валеева Э.З., Щутский Г.А., Мирошниченко В.П. Минерализация пластовых вод неокомского водоносного комплекса месторождения Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 24–29.
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-24-29

Поступила в редакцию: 14.03.2023

UDC 556 I Original Paper

Mineralization of stratal waters of the neocomian aquifer complex of the Western Siberia field

Safiullin I.R.[1], **Garaeva N.V.**[1], **Tsybin S.S.**[1], **Valeeva E.Z.**[1], **Shchutsky G.A.**[2], **Miroshnichenko V.P.**[2]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia, [2]"RN-Yuganskneftegas" LLC, Nefteyugansk, Russia
ir_safiullin1@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The waters of the neocomian aquifer complex, which includes the waters of the Achimov strata of the AS group of the deposit N, are characterized by a small number of deep samples with a significant spread of mineralization. Therefore, an additional analysis of wellhead samples of produced water was carried out, which showed that the initial sample was noisy due to mixing of formation water with process fluids injected into the formation and water of the waterflooding system. After screening out incorrect samples, the rest of the data indicates a weaker mineralization compared to the accepted one. This indicates the presence of uncertainty in the value of formation water salinity at this field and the need for additional, better sampling of deep water samples.

Materials and methods
As a material for analysis, wellhead samples of produced water, the results of pore water analysis on a preserved core are used. Data processing is carried out by methods of mathematical statistics using the MATLAB software product

Keywords
mineralization, ionic composition, reservoir water, water samples, core, injectivity, produced water, fresh water, mathematical expectation

For citation
Safiullin I.R., Garaeva N.V., Tsybin S.S., Valeeva E.Z., Shchutsky G.A.2, Miroshnichenko V.P. Mineralization of stratal waters of the neocomian aquifer complex of the Western Siberia field. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 24–29. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-24-29

Received: 14.03.2023

Вопрос влияния минерализации и ионного состава закачиваемой воды на параметры разработки нефтяных коллекторов интенсивно исследуется в последнее время [1–3]. Серьезной проблемой разработки месторождения N является снижение приемистости нагнетательных скважин из-за ухудшения коллекторских свойств пласта. Возможной причиной снижения проницаемости является выпадение твердых осадков в результате солеобразования при смешении несовместимых вод. Исследование возникновения рисков выпадения солей [6–8], влияние закачиваемой воды на набухаемость глин [4, 5] невозможно провести без сведений об ионном составе пластовой воды. Следовательно, первым шагом в решении вопроса влияния солеобразования является определение достоверной величины минерализации и состава пластовой воды.

Воды неокомского водоносного комплекса, к которому относятся воды пластов группы АС месторождения N, охарактеризованы небольшим количеством глубинных проб со значительным разбросом минерализации. Поэтому остаются открытыми вопросы, связанные с определением достоверной величины минерализации пластовых вод. Большой интерес представляет значение начальной и текущей минерализации пластовых вод под влиянием закачиваемой воды и ее распределение по площади месторождения, а также то, как согласуются между собой данные проб, полученных из различных источников.

Табл. 1. Сопоставление среднего значения концентраций ионов и минерализации всех проб и ликвидных проб
Tab. 1. Comparison of the average value of ion concentrations and salinity of all samples and liquid samples

Пласт	CO_3^{2-}, мг/л	HCO_3^-, мг/л	SO_4^{2-}, мг/л	Cl^-, мг/л	Ca^{2+}, мг/л	Mg^{2+}, мг/л	Na^++ K^+, мг/л	Fe^{+2}, мг/л	Общая минерализация, мг/л
Среднее значение всех проб	48	3 802	0	27 277	2 128	327	16 311	0	48 730
Среднее значение ликвидных проб	1	1 914	0	3 641	129	30	2 832	0	8 629

В данной работе проведено сопоставление ионного состава воды в пробах, отобранных с устья добывающих скважин, подтоварной воды, взятой на дожимной насосной станции (ДНС) с установкой предварительного сброса воды (УПСВ) и поровой воды, извлеченной из законсервированного керна с сохраненной водонасыщенностью.

Первичный анализ проб показывает варьирование минерализации от единиц до сотен г/л, что говорит о значительной «зашумленности» данных пробами разбавленными технологическими жидкостями геолого-технологических мероприятий и требует использования процедур верификации и отбраковки проб с целью выделения «чистых» проб пластовых вод.

Анализ более 20 тысяч устьевых проб за период 2008–2022 гг. показал, что большинство из них привязаны

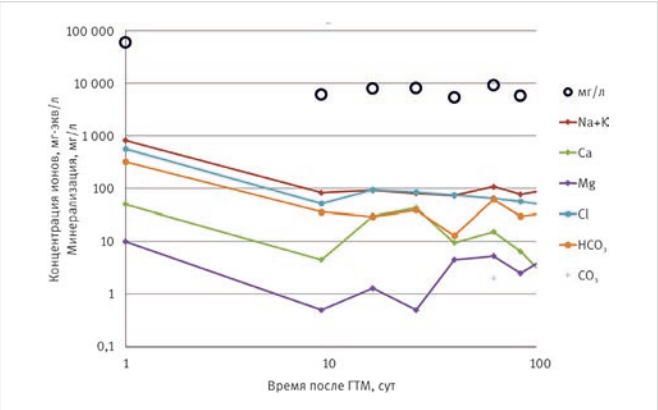


Рис. 1. Зависимость минерализации и ионного состава воды по данным устьевых проб после ГРП
Fig . 1. Dependence of salinity and ionic composition of water according to wellhead samples after hydraulic fracturing

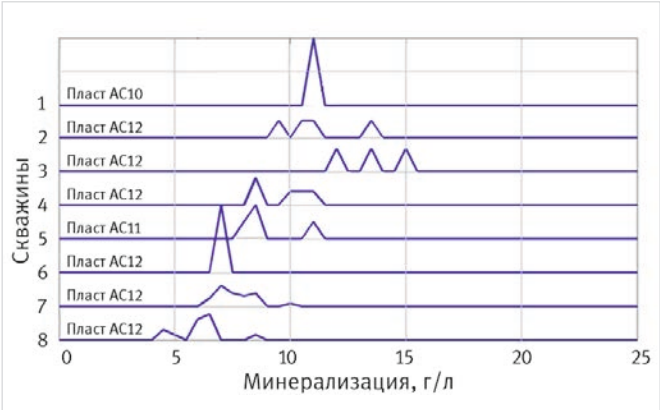


Рис. 3. Распределение минерализации поровой воды
Fig. 3. Pore water mineralization distribution

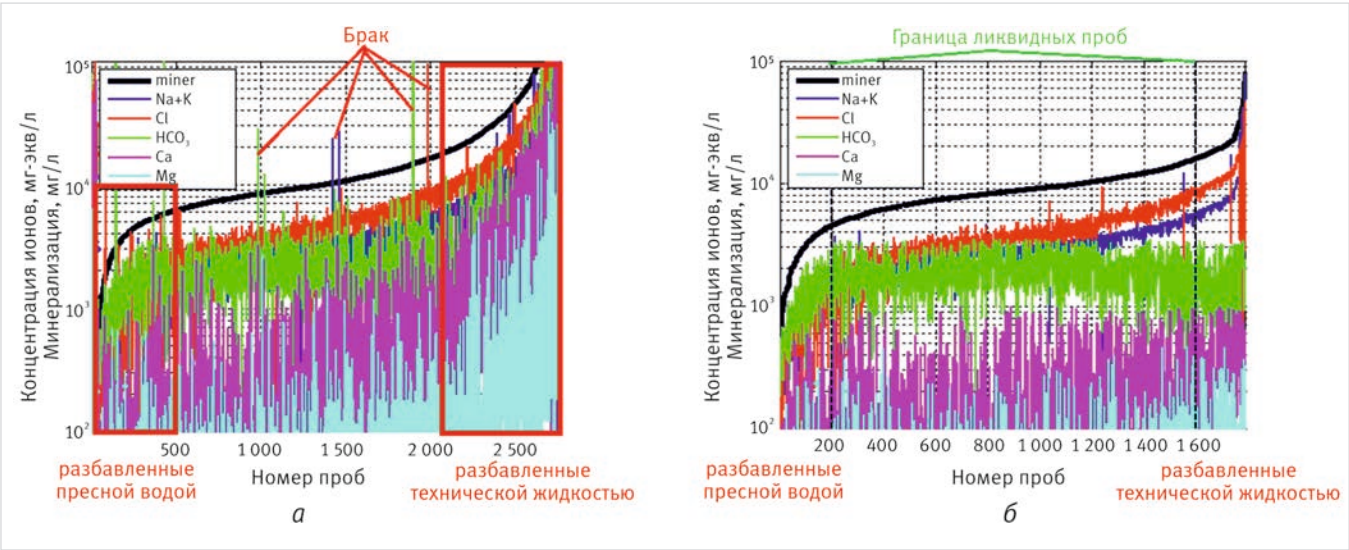


Рис. 2. Данные устьевых проб пластов АС10, АС11 и АС12 (а — исходные пробы, б — вычищенные пробы)
Fig. 2. Data of all samples from AC10, AC11 and AC12 formations (a – initial samples, б – cleaned samples)

к геолого-техническим мероприятиям (ГТМ). Это означает, что в добываемой попутной воде присутствуют компоненты технологических жидкостей, используемых при проведении ГТМ. На рисунке 1 представлена характерная зависимость минерализации и концентрации ионов в воде после гидравлического разрыва пласта (ГРП) от времени. Видно, что концентрации уменьшаются с выходом на постоянное значение минерализации. Данная зависимость наблюдалась как в пробах после ГТМ, так и после запуска новых скважин из бурения.

Использование проб воды, подверженных влиянию жидкости ГТМ, искажает оценку минерализации пластовой воды. Такие пробы являются некорректными для анализа — и их необходимо исключить (отбраковать) из исходной выборки.

С целью быстрого удаления некорректных устьевых проб воды был использован метод Бокса–Кокса статистического преобразования исходной выборки [9, 10]. После отсева некорректных проб в выборке осталось 2 765 проб. Видно, что пробы пластов АС10, АС11 и АС12 имеют большое количество вариантов с завышенной минерализацией, с высокой долей компонентов технологических растворов (рис. 2а). Поэтому пробы дополнительно вычищены по максимальным значениям концентраций и по границе ликвидных проб. Из оставшихся проб построен график распределения концентраций (рис. 2б). Средняя минерализация проб без примеси пресной и технологической воды в пять раз меньше минерализации всех проб (табл. 1).

Анализ 68 проб поровой воды на консервированном керне показал, что разброс минерализации поровой воды составляет от 5 до 15 г/л (рис. 3). Для каждой скважины диапазон изменения минерализации по глубине укладывается в диапазон ±2,5 г/л от среднего значения.

В результате проведенной работы была сформирована выборка устьевых проб без примеси технологических и пресных вод и получено статистическое совпадение минерализации и состава верифицированных проб с данными анализа поровой воды на консервированном керне с сохраненной водонасыщенностью.

Далее была проведена оценка влияния минерализации закачиваемого агента на минерализацию пластовой и попутно-добываемой воды. Для этого проведен сопоставительный анализ ионного состава закачиваемых и добываемых вод для различных регионов месторождения N. Минерализация агента вытеснения обуславливается главным образом источниками вод (сеноманская, подтоварная, пресная) (табл. 2).

В таблице 3 представлены регионы закачки КНС (кустовая насосная станция) и доли источников в общем объеме закачиваемой воды на месторождении N за 2022 г. Всего на месторождении 11 КНС.

Для отслеживания влияния минерализации закачиваемого агента на состав пластовой и попутно-добываемой воды на карте месторождения было выделено три региона. Каждый регион отличается источниками закачиваемой воды:

- регион 1 в северной части месторождения. Закачка ведется через КНС 1,2. Источником заводнения является вода сеноманского яруса. Характерное значение минерализации закачиваемой воды — 16 г/л;
- регион 2 в центральной части месторождения (КНС 3, 4 и 5). Осуществляется закачка сеноманской и подтоварной воды. Характерное значение минерализации закачиваемой воды — 10 г/л;
- регион 3 в центральной части месторождения (КНС 6 и 7). В пределах региона проводилась закачка только пресной воды. Характерное значение минерализации закачиваемой воды — 0,1 г/л.

Для каждого региона проанализированы результаты шестикомпонентного анализа проб воды, отобранных с устьев добывающих скважин. Средние величины минерализации попутно добываемой воды в первых двух регионах близки по значению, так как оба региона заводнялись сеноманской водой. В третьем регионе минерализация значительно отличается из-за опреснения пластовой воды закачиваемой пресной водой.

Для отделения проб пластовой воды от проб воды, смешанной с водой других источников (закачиваемая, техническая вода), использовались соотношения ионов Na^+ и Cl^- в виде разности ($R1 = Na^+ - Cl^-$) и отношения ($R2 = Na^+/Cl^-$) концентраций. Смешение вод различного происхождения приводит к изменению количества и соотношения данных ионов в составе вод. На рисунке 4 представлены графики распределения показателей по устьевым пробам вод: соотношения концентрации ионов Na^+ и Cl^- (графики R1 и R2); концентраций ионов Na^+ и Cl^-; минерализации пластовой воды. Пробы воды, используемые в анализе, были распределены по величине минерализации. На диаграммах можно выделить несколько характерных участков:

- участок «опреснения». «Горб» на графике соотношения R2 свидетельствует об опреснении пластовой воды (рис. 4а). На КНС 1 и 2 отсутствует закачка пресной воды, поэтому опреснение может быть вызвано диагенезом смектитовых глин;
- участок «без смешения» характеризуется расхождением концентраций ионов Na^+ и Cl^-. Постоянство графика R1 соответствует условию равновесия пластовой воды и минералов вмещающих пород;
- участок «смешения вод». Концентрации ионов Na^+ и Cl^- выравниваются, график R2 снижается до единицы. Связано это со смешением пластовой воды и воды из других источников, имеющих более высокое содержание ионов Cl^- или хлоридно-кальциевый тип [11].

Аналогичный анализ проведен для региона 2 (рис. 5). На графиках концентраций ионов выделяются такие же характерные участки — опреснения, смешения и отсутствия смешения пластовой и закачиваемой воды. Для региона 3 подобный анализ показал, что участок «опреснения» сразу сменяется участком «смешения». В процессе заводнения и проведения геолого-технических мероприятий регион был активно заводнен пресной водой, что значительно повлияло на минерализацию пластовой воды.

В дальнейшем была проведена статистическая оценка оставшихся устьевых проб воды. Ввиду удаления из исходной выборки неликвидных и смешанных проб количество рассматриваемых проб значительно уменьшилось. Поэтому была построена вероятностная модель распределения минерализации пластовой воды на основе результатов исследования фактических проб. Вероятностные распределения минерализации для регионов

Табл. 2. Ионный состав закачиваемых вод на месторождении N
Tab. 2. Ionic composition of injected water at the field N

Содержание ионов, мг/л						Минерализация, г/л	pH
Na^++K^+	Mg^{2+}	Ca^{2+}	SO_4^{2-}	HCO_3^-	Cl^-		
Пресная вода							
21,9	5	8,4	19,9	73	6,4	0,12	7
Сеноманская вода							
5 780	73	360	0	323	9 571	16,1	–
Попутно-добываемая вода							
2 669	26	80	–	1 964	3 188	8	–
Подтоварная вода							
3 496	55	180	29	1 055	5 228	10	–

Табл. 3. Доля источников в общем объеме закачиваемой воды в КНС на текущую дату
Tab. 3. Share of sources in the total volume of water injected into the sewage pumping station

КНС	Доля подтоварной воды, д.ед.	Доля пресной воды, д.ед.	Доля сеноманской воды, д.ед.	Расположение на месторождении
1	0,1	0,0	0,9	Северная часть
2	0,0	0,0	1,0	
3	1,0	0,0	0,0	Центральная часть
4	0,9	0,1	0,0	
5	1,0	0,0	0,0	
6	0,0	1,0	0,0	
7	0,0	1,0	0,0	
8	0,6	0,4	0,0	Южная часть
9	0,4	0,3	0,3	
10	1,0	0,0	0,0	
11	0,0	0,0	1,0	

закачки сеноманской и подтоварной воды представлены на рисунке 6.

Графики плотности распределения минерализации отличаются формой, но максимальная точка и средняя величина у рассматриваемых выборок приходятся на одну и ту же величину минерализации 8 360 мг/л. Графики функции распределения пересекаются в одной точке, что говорит о статистической схожести двух выборок регионов сеноманской и подтоварной воды по математическому ожиданию. Это указывает на одинаковое происхождение и принадлежность к единому водоносному пласту указанных вод в рассматриваемых выборках, что подтверждает правильность выбора проб для оценки среднего значения начальной минерализации пластовой воды. Характерный состав воды при минерализации 8 360 мг/л приведен в таблице 4.

Стоит отметить, что форма распределения представленных на рисунке 6 выборок свидетельствует о влиянии минералогического состава вмещающих пород на минерализацию пластовой воды. Так, для сеноманской воды (северная часть месторождения) среднее значение минерализации с вероятностью 95 % находится в интервале 7 500–9 300 мг/л (погрешность ±13 %), а для подтоварной воды — в интервале 6 900–9 900 мг/л (погрешность ±18 %).

По результатам проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

1. Небольшой процент устьевых проб воды может характеризовать пластовую воду из-за влияния различных факторов, касающихся разработки месторождения:
   - проведения геолого-технических мероприятий;
   - закачки агентов вытеснения;
   - получения неликвидных проб с завышенными значениями минерализации.
2. Проведена работа по отсеиванию проб из исходной выборки устьевых проб воды методами математической статистики, включающая в себя несколько стадий:
   - отсеивание проб, разбавленных технологическими жидкостями ГТМ;
   - отбраковка неликвидных проб;
   - удаление из оставшейся выборки проб с признаками закачиваемой воды.
3. В результате получена выборка, которая характеризует пластовую воду неокомского водоносного комплекса. Средняя величина минерализации — 8,3 г/л. При этом величина повторяется для разных регионов закачки месторождения N.

Для подтверждения полученных результатов необходимо провести исследования, которые должны включать качественный отбор глубинных проб пластовой воды и охватывать всю площадь месторождения, а не отдельные участки. В связи с этим компанией ООО «РН-Юганскнефтегаз» совместно с проектным институтом РН-БашНИПИнефть запланирована работа по дальнейшему исследованию минерализации пластовой воды месторождения N. В настоящее время подобраны кандидаты на отбор проб и запланированы лабораторные эксперименты.

Итоги

- Закачка воды происходит из разных источников (сеноманская, подтоварная, их смеси и пресная). При этом возможны риски несовместимости с пластовой водой и породой, приводящие к солеотложению, набуханию глин, кольматации призабойной зоны пласта (ПЗП)

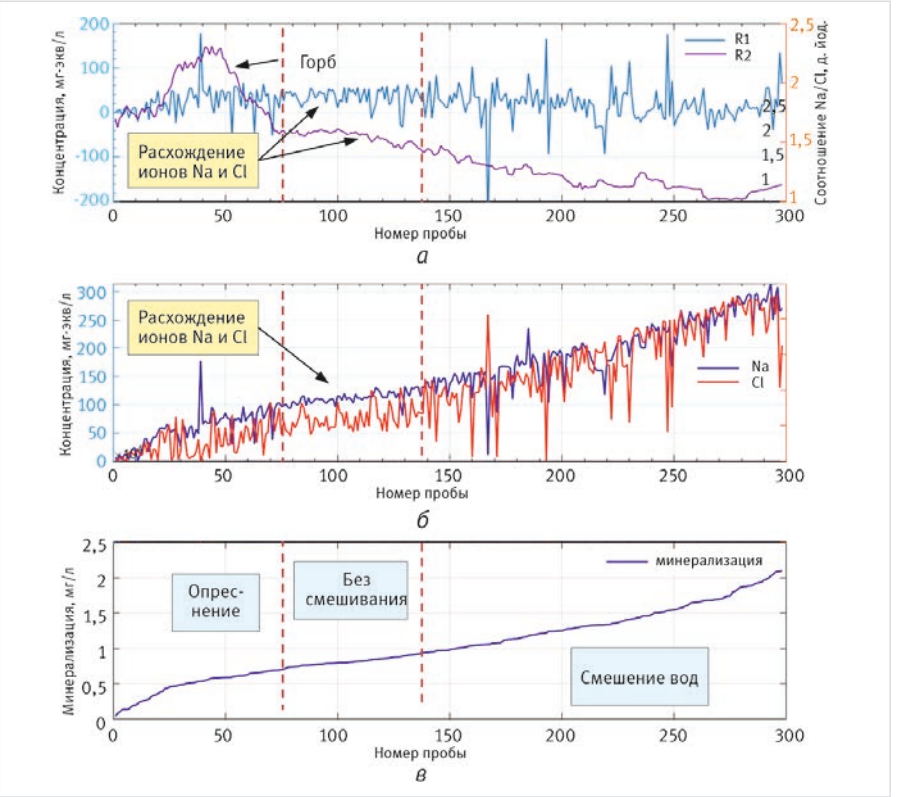


Рис. 4. Концентрации основных компонентов по устьевым пробам воды региона 1: а — графики разности (R1) и отношения (R2) ионов Na^+ и Cl^-; б — графики концентрации ионов Na^+ и Cl^-; в — график минерализации

Fig. 4. Concentrations of the main components from estuarine water samples of region 1: a – graphs of the ratio of Na^+ and Cl^- ions; б – concentrations of Na^+ and Cl^- ions; в – salinity for the Cenomanian water injection region

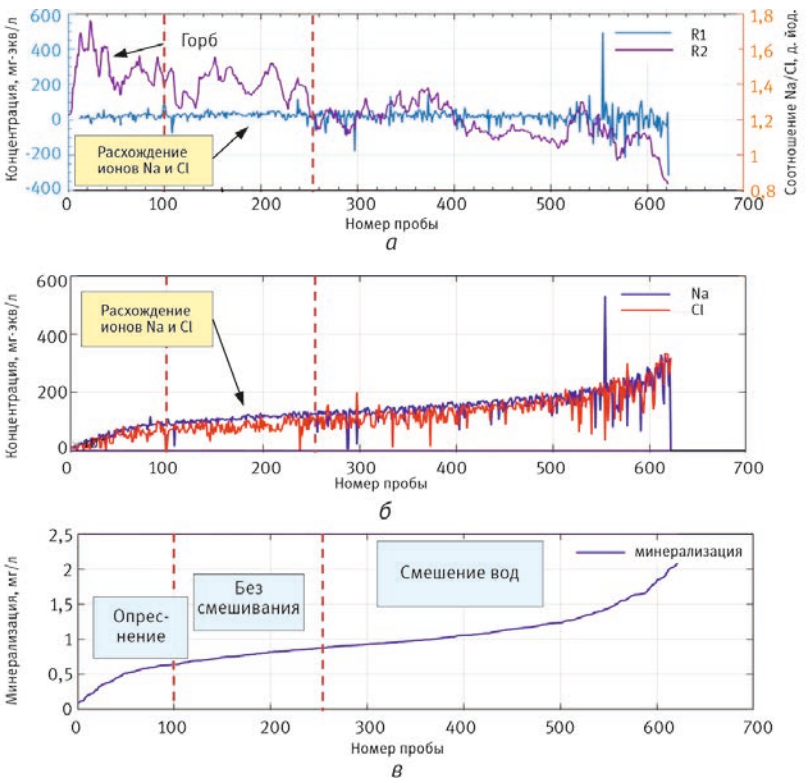


Рис. 5. Концентрации основных компонентов по устьевым пробам воды региона 2: а — графики разности (R1) и отношения (R2) ионов Na^+ и Cl^-; б — графики концентрации ионов Na^+ и Cl^-; в — график минерализации

Fig. 5. Concentrations of the main components from estuarine water samples of region 2: a – graphs of the ratio of Na^+ and Cl^- ions; б – concentrations of Na^+ and Cl^- ions; в – salinity for the region of produced water injection

Табл. 4. Характерный состав пластовой воды пластов АС месторождения N
Tab. 4. Characteristic composition of the formation water of the formations of the NPP of the field N

HCO_3, мг/л	SO_4^{2-}, мг/л	Cl^-, мг/л	Ca^{2+}, мг/л	Mg^{2+}, мг/л	Na^++ K^+, мг/л	Минерализация, мг/л
3 478	0	2 201	30	18	2 653	8 360

нагнетательных скважин механическими примесями. Для определения возможных рисков нужно знать состав пластовой (поровой) воды.

- Воды пластов группы АС, принадлежащие к неокомскому водоносному комплексу, охарактеризованы небольшим количеством проб и имеют значительный разброс исследуемых величин. Поэтому минерализация и ионный состав приняты по аналогии с одновозрастными пластами соседнего месторождения, что говорит о низкой достоверности принятых свойств пластовой воды неокомского водоносного комплекса в пределах нефтяного месторождения N. По ионно-солевому составу и минерализации подземные воды неокомского комплекса принципиально не отличаются от вод апт-альб-сеноманского комплекса. В краевых частях бассейна развиты солоноватые гидрокарбонатные натриевые воды с минерализацией 1–3 г/л. По мере погружения отложений они переходят в хлоридные натриевые воды с содержанием солей до 20–25 г/л.
- Анализ устьевых проб за период 2008–2022 гг. показал, что большинство из них привязаны к геолого-техническим мероприятиям. Это означает, что в добываемой попутной воде присутствуют технологические жидкости, используемые при геолого-технологических мероприятиях (ГТМ).
- В результате проведенной работы была сформирована выборка из 10% устьевых проб без примеси технологической и пресной вод и получено статистическое совпадение минерализации и состава верифицированных проб с данными анализа поровой воды на консервированном керне с сохраненной водонасыщенностью.
- Для оценки начальной минерализации пластовой воды было выделено три региона закачки воды – сеноманской, подтоварной и пресной воды. Для каждого региона по соотношению ионов была проведена диагностика смешения пластовой воды с водами других источников. По ее результатам в выборках проб сеноманской и подтоварной вод оставлены только те пробы, которые относятся к пластовой воде, не подверженной смешению с другими водами.
- Статистическое сравнение итоговых выборок проб воды каждого региона показало соответствие по математическому ожиданию и расхождение по дисперсии. Это говорит о том, что вода в обеих выборках имеет единое происхождение и относится к единому водоносному комплексу, расхождение по дисперсии вызвано влиянием минерального состава пород.
- Получено статистическое совпадение минерализации и состава верифицированных проб с данными анализа поровой воды на консервированном керне с сохраненной водонасыщенностью.
- Компанией ООО «РН-Юганскнефтегаз» совместно с проектным институтом РН-БашНИПИнефть запланирована работа по дальнейшему исследованию минерализации пластовой воды месторождения N. В настоящее время подобраны скважины-кандидаты на отбор проб и запланированы лабораторные эксперименты.

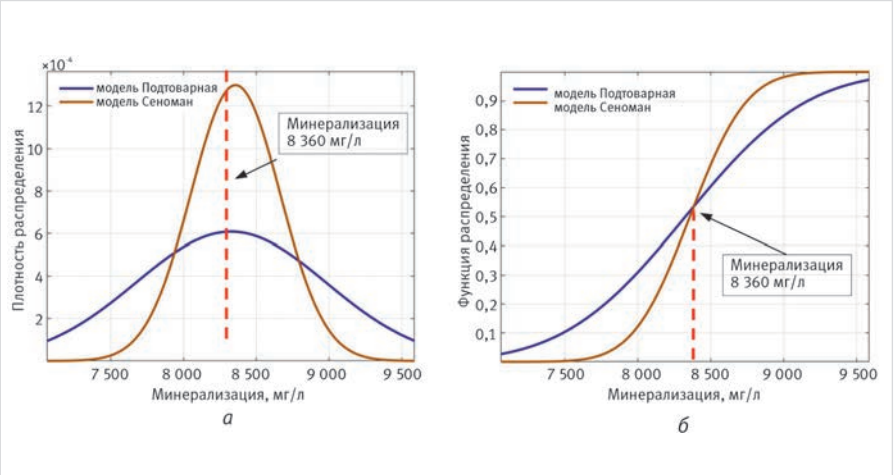


Рис. 6. Статистические модели распределения проб пластовой воды для регионов закачки сеноманской и подтоварной воды
Fig. 6. Statistical models for the distribution of formation water samples for the regions of Cenomanian and produced water injection

Выводы

Минерализация пластовой воды является значимым параметром при оценке ресурсов углеводородного сырья, диагностике источников обводнения, проведении исследований по оценке рисков солеотложения и анализе качества закачиваемой воды. Проведенный анализ устьевых проб воды после отсеивания неликвидных, разбавленных технической жидкостью, смешанных закачиваемой водой проб показал минерализацию ниже принятой минерализации вод неокомского водоносного комплекса месторождения N. Это свидетельствует о наличии неопределенности в величине минерализации пластовой воды на данном месторождении и необходимости проведения дополнительного, более качественного отбора глубинных проб воды.

Литература

1. Derkani M., Fletcher A., Abdallah W., Sauerer B., Anderson J., Zhang Zh. Low salinity waterflooding in carbonate reservoirs: review of interfacial mechanisms. Colloids and interfaces, 2018, issue 2, 43 p. (In Eng).
2. Nasralla R.A., Alotaibi M.B., Nasr-El-Din H.A. Efficiency of oil recovery by low salinity water flooding in sandstone reservoirs. SPE Western North American Region Meeting, May 7–11, 2011, SPE-144602-MS. (In Eng).
3. Katendea A., Sagalac F. A critical review of low salinity water flooding: Mechanism, laboratory and field application. Journal of molecular liquids, 2019, Vol. 278, P. 627–649. (In Eng).
4. Владимиров И.В., Родионова И.И., Абилхаиров Д.Т. Исследование выработки запасов нефти при заводнении двухпластовой системы коллекторов с повышенным содержанием глинистых минералов // Нефтепромысловое дело. 2012. № 1. С. 39–45.
5. Sameni A., Pourafshary P., Ghanbarzadeh M., Ayatollahi S. Effect of nanoparticles on clay swelling and migration. Egyptian Journal of Petroleum, 2015, Vol. 24, issue 4, P. 429–437. (In Eng).
6. Кащавцев В.Е. Солеообразование при добыче нефти. М.: Орбита-М, 2004. 432 с.
7. Voloshin A.I., Ragulin V.V., Tyabayeva N.E., Diakonov I.I., Mackay E.J. Scaling Problems in Western Siberia. International symposium on oilfield scale, Aberdeen, United Kingdom, January 2003, SPE-80407-MS. (In Eng).
8. Ragulin V.V., Mikhailov A., Latipov O., Voloshin A.I., Tyabayeva N.E., Mackay E.J. Scale management of production wells via inhibitor application in supporting injection wells. SPE international symposium on oilfield scale, Aberdeen, United Kingdom, May 2004, SPE-87461-MS. (In Eng).
9. Box G.E.P., Cox D.R. An Analysis of Transformations. Journal of the Royal Statistical Society. Series B (Methodological), 1964, Vol. 26, issue 2, P. 211–252. (In Eng).
10. Порунов А.Н. Методика приведения ненормального распределенного ряда к нормальному распределению и оценка методической ошибки // Прикладная информатика. 2011. № 2. С. 3–1.
11. Дриц В.А., Коссовская А.Г. Глинистые минералы: смектиты, смешанослойные образования. М.: Наука, 1990. 214 с.

Results

- Water is injected from different sources (Cenomanian, commercial, their mixtures, and fresh). In this case, there may be risks of incompatibility with formation water and rock, leading to scaling, swelling of clays, clogging of the bottomhole formation zone (bottomhole formation zone) of injection wells with mechanical impurities. To determine possible risks, it is necessary to know the composition of formation (pore) water.
- The waters of the AS group formations, belonging to the Neocomian aquifer complex, are characterized by a small number of samples and have a significant scatter of the studied values. Therefore, mineralization and ionic composition are taken by analogy with the same-age layers of a neighboring field, which indicates a low reliability of the accepted properties of the formation water of the Neokomsky aquifer within the oil field N. In terms of ion-salt composition and mineralization, the groundwaters of the Neocomian complex do not fundamentally differ from the waters of the Aptian-Albian-Cenomanian complex. Brackish bicarbonate sodium waters with salinity of 1–3 g/l are developed in the marginal parts of the basin. As the sediments sink, they pass into sodium chloride waters with a salt content of up to 20–25 g/l.
- Analysis of wellhead samples for the period 2008–2019 showed that most of them are tied to geological and technical measures. This means that the produced associated water contains process fluids used in well interventions (geological and technological measures).
- As a result of the work carried out, a sample of 10 % wellhead samples without admixture of process and fresh water was formed and a statistical coincidence of the mineralization and composition of verified samples with the data of pore water analysis on a preserved core with preserved water saturation was obtained.
- To assess the initial mineralization of formation water, three regions of water injection were identified – Cenomanian, bottom water and fresh water. For each region, according to the ratio of ions, the diagnostics of mixing of formation water with waters of other sources was carried out. According to its results, in the samples of Cenomanian and commercial water samples, only those samples were left that belong to formation water that is not subject to mixing with other waters.
- Statistical comparison of the final samples of water samples from each region showed agreement in terms of mathematical expectation and discrepancy in dispersion. This suggests that the water in both samples has a common origin and belongs to a single aquifer, the discrepancy in dispersion is caused by the influence of the mineral composition of the rocks.
- Statistical agreement of mineralization and composition of verified samples with the data of pore water analysis on a preserved core with preserved water saturation was obtained.
- Therefore, “RN-Yuganskneftegas” LLC, together with the design institute “RN-BashNIPIneft” LLC, has planned to study the salinity of the formation water of the field N. Currently, candidate wells for sampling have been selected and laboratory experiments are planned.

Conclusions

Formation water salinity is a significant parameter in assessing hydrocarbon resources, diagnosing sources of watering, conducting studies to assess the risks of scaling and analyzing the quality of injected water. Therefore, the use of a weaker mineralization value (8 g/l) compared to the accepted value (18 g/l) can significantly affect the optimization of development and calculation of hydrocarbon reserves.

References

1. Derkani M., Fletcher A., Abdallah W., Sauerer B., Anderson J., Zhang Zh. Low salinity waterflooding in carbonate reservoirs: review of interfacial mechanisms. Colloids and interfaces, 2018, issue 2, 43 p. (In Eng).
2. Nasralla R.A., Alotaibi M.B., Nasr-El-Din H.A. Efficiency of oil recovery by low salinity water flooding in sandstone reservoirs. SPE Western North American Region Meeting, May 7–11, 2011, SPE-144602-MS. (In Eng).
3. Katendea A., Sagalac F. A critical review of low salinity water flooding: Mechanism, laboratory and field application. Journal of molecular liquids, 2019, Vol. 278, P. 627–649. (In Eng).
4. Vladimirov I.V., Rodionova I.I., Abilkhairov D.T. Studying of oil reserves extraction during water-flooding of two-layer system of collectors with raised content of clay minerals. Oilfield Engineering, 2012, issue 1, P. 39–45. (In Russ).
5. Sameni A., Pourafshary P., Ghanbarzadeh M., Ayatollahi S. Effect of nanoparticles on clay swelling and migration. Egyptian Journal of Petroleum, 2015, Vol. 24, issue 4, P. 429–437. (In Eng).
6. Kashtavtsev V.E. Salt formation during oil production. Moscow: Orbita-M, 2004, 432 p. (In Russ).
7. Voloshin A.I., Ragulin V.V., Tyabayeva N.E., Diakonov I.I.Ю Mackay E.J. Scaling Problems in Western Siberia. International symposium on oilfield scale, Aberdeen, United Kingdom, January 2003, SPE-80407-MS. (In Eng).
8. Ragulin V.V., Mikhailov A., Latipov O., Voloshin A.I., Tyabayeva N.E., Mackay E.J. Scale management of production wells via inhibitor application in supporting injection wells. SPE international symposium on oilfield scale, Aberdeen, United Kingdom, May 2004, SPE-87461-MS. (In Eng).
9. Box G.E.P., Cox D.R. An Analysis of Transformations. Journal of the royal statistical society. series B (Methodological), 1964, Vol. 26, issue 2, P. 211–252. (In Eng).
10. Porynov A.N. A technique for reducing an abnormally distributed series to a normal distribution and estimating a methodological error. Applied informatics, 2011, issue 2, P. 3–11. (In Russ).
11. Drits V.A., Kossowskaya A.G. Clay minerals: smectites, mixed-layer silicates. Moscow: Nauka, 1990, 214 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Сафиуллин Ильнур Рамилевич, к.т.н., главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: ir_safiullin1@bnipi.rosneft.ru

Гараева Надежда Владимировна, специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Цыбин Семен Сергеевич, старший специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Валеева Эльвира Зульфаровна, ведущий специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Щутский Григорий Анатольевич, начальник отдела, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Мирошниченко Вадим Петрович, начальник управления, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Safiullin Ilnur Ramilevich, ph.d. of engineering sciences, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: ir_safiullin1@bnipi.rosneft.ru

Garaeva Nadezhda Vladimirovna, specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Tsybin Semyon Sergeevich, senior specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Valeeva Elvira Zulfarovna, leading specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Shchutsky Grigory Anatolyevich, head of department, “RN-Yuganskneftegas” LLC, Nefteyugansk, Russia

Miroshnichenko Vadim Petrovich, head of department, “RN-Yuganskneftegas” LLC, Nefteyugansk, Russia

Глобальный рост или локальная подстройка?

Какие пути выбирают российские нефтесервисные компании в новых условиях

Для российского нефтесервиса настали золотые времена? Формально это действительно так, глобальные конкуренты покинули рынок, а заказчики и проекты остались. Есть планы разработки месторождений, для реализации которых требуются услуги нефтесервисных компаний. Понятно, что спрос сейчас находится под давлением геополитических факторов, связанных с объемами добычи, но это временный тренд. В таких условиях возникает закономерный вопрос: готовы ли российские игроки освоить рыночные ниши, освобожденные «иностранцами». Об этом рассказали специалисты компании «ПетроИнжиниринг», которая с 2009 года реализует проекты для нефтегазового комплекса.

Плюсы и минусы

Уход крупных зарубежных игроков не стоит воспринимать как однозначно позитивный фактор, — считает Салих Гаджиев, учредитель группы компаний «ПетроИнжиниринг»*. «С одной стороны, у нас действительно освободились для работы ниши, в которых с иностранцами было невозможно конкурировать. С другой — уход глобальных компаний повлек за собой отток инновационных технологий, специализированного оборудования и ПО, а также инженерного персонала с административными навыками мирового уровня», — говорит он.

Для конкретных российских компаний и проектов это, возможно, и плюс, но для развития рынка в целом — очевидный минус. Чтобы закрыть пробел, местным игрокам необходимо активно работать уже сейчас: развивать и наращивать собственную экспертизу, производить необходимое оборудование, создавать инженерные решения на базе комплектующих российских, белорусских, китайских брендов, анализировать данные по отказам и т. д.

При этом не стоит забывать о заказчиках, у которых год от года растет себестоимость бурения, добычи и переработки. И они хотят получать высокоуровневые нефтесервисные услуги, при этом добиваясь экономии текущих издержек. Сделать это без применения новых технологий и специализированной экспертизы уже невозможно.

Реальный уровень проблемы

Все вышеперечисленное — только вершина айсберга. Корни проблемы уходят гораздо глубже и упираются в причины чисто экономического свойства. В условиях отсутствия жесткой конкуренции (при наличии того же пула заказчиков и проектов) многие российские компании начинают мыслить локальными категориями и концентрируются на реализации проектов «здесь и сейчас», экономя на разработках, экспертизе и технологических решениях.

Вместо запроса на производство качественных комплектующих, повышение квалификации инженеров, на разработку отечественного ПО рынок генерирует одноразовые задачи: найти альтернативные цепочки поставок, переименовать европейские бренды, снизить качество сервиса под бюджет клиента и т. д. Вместо масштабного освоения нефтесервисной отрасли компетентными компаниями формируется тенденция к подстраиванию игроков и заказчиков под локальные условия. К счастью, далеко не все участники рынка действуют в этом русле.

Оптимистичные тренды

На рынке есть и противоположный тренд, в рамках которого российские компании стараются укрепиться на позициях ушедших глобальных игроков и предоставить клиентам аналогичный уровень сервиса. Речь идет не только об оборудовании соответствующего качества, но и о консалтинговой экспертизе, в которой заказчики сейчас нуждаются так же остро, как и в технологичном «железе». «Сегодня к нам все чаще приходят компании с идеями сотрудничества, — комментирует Алексей Гавриков, генеральный директор ООО “ПетроИнжиниринг”. — Это поставщики, промышленники, представители заказчиков, которые хотят производить нужное оборудование, модернизировать свои системы, создавать сервис нового уровня. Для этого им нужна инжиниринговая экспертиза, поддержка технических специалистов, помощь в реализации проектов и т. д. Пока это единичные компании, эксперты и энтузиасты, но именно у них есть шанс стать локомотивом будущего развития рынка».

Фокус на российское производство

Чтобы поддержать этот тренд и эффективно удовлетворить спрос, который начинает формироваться, компания «ПетроИнжиниринг» приобрела производственную площадку в Прикамье. Это действующий завод «Промышленной группы Прогрессия» — авторизованного партнера европейского машиностроительного гиганта ABB, который ушел из России в 2022 году. Мощности завода позволяют выпускать 360 единиц высокотехнологичного оборудования в год.

Производственный комплекс занимает площадь в 3 748 кв. метров и представляет собой предприятие полного цикла, оснащенное станками и системами последнего поколения. Это оборудование для металлообработки (включая лазерную резку и гравировку), сварочных работ, шинообработки, лакокрасочные камеры с аппаратами безвоздушного распыления, а также специализированная техника для погрузочно-разгрузочных работ (включая балочные краны в цехах). Завод располагает собственными складскими помещениями для хранения запчастей, сырья и расходных материалов. В обслуживании производственного комплекса задействованы собственные проектно-конструкторские подразделения, служба технического контроля, а также штат высококвалифицированных сборщиков. Всего порядка 100 специалистов.

PETRO ENGINEERING

НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОМПЛЕКС

ЭНЕРГЕТИКА

КАПИТАЛЬНОЕ СТРОИТЕЛЬСТВО

ХИМИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

** В группу компаний «ПетроИнжиниринг» входят ООО «ПетроИнжиниринг» и ООО «Инновационная Сервисная Компания «ПетроИнжиниринг».*

ООО «ПетроИнжиниринг» специализируется на реализации проектов любой сложности в сфере комплексного обустройства объектов нефтегазовой, нефтегазоперерабатывающей и нефтехимической отраслей от проектирования и разработки технического задания до ввода объекта в эксплуатацию, включая производство и поставку оборудования, обучение персонала Заказчика и постгарантийное обслуживание.

ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» — интегратор инженерных сервисных услуг в сфере бурения нефтяных и газовых скважин. Компания осуществляет деятельность в нескольких сегментах нефтесервисного рынка: телеметрическое сопровождение наклонно-направленного бурения, сопровождение буровых растворов, цементирование и крепление скважин, долотный сервис, сопровождение гидравлических забойных двигателей (ГЗД) и бурового инструмента, а также отбор керна. Компания имеет филиалы в Когалыме, Усинске и Перми, обособленные подразделения в регионах Урало-Поволжья и Восточной Сибири, собственную научно-исследовательскую лабораторию, а также завод по производству PDC-долот в Самаре, владеет несколькими цехами по ремонту гидравлических забойных двигателей и собственным парком ГЗД. В активе компании свыше 150 инженерных сервисных постов по буровым растворам на месторождениях нефти и газа в России и за рубежом по контрактам с крупнейшими недропользователями и буровыми компаниями.

Потенциал и реализация

«За многолетнюю историю сотрудничества с международной промышленной группой ABB, крупными заказчиками и нефтесервисными компаниями мы накопили большой опыт производства и модернизации оборудования, а наши технические специалисты имеют компетенции для выполнения сложных инженерных задач, — объясняет Роман Жаков, заместитель генерального директора ООО “Промышленная группа Прогрессия”. Этот потенциал мы уже начали реализовывать в совместных проектах с ООО “ПетроИнжиниринг”.

На данный момент большая часть мощностей завода задействована в производстве оборудования для буровых предприятий, нефтеперерабатывающих и добывающих компаний, организаций ЖКХ. Это системы для приема, трансформирования и распределения электрической энергии: подстанции, блок-боксы и модульные блоки, камеры обслуживания КСО, низковольтные системы распределения и управления (типовые и специализированные). В ближайших планах — наращивание объемов производства бурового оборудования и систем для специфических нужд нефтегазовых компаний.

Замещение импорта — решаемая задача

Любая производственная площадка в России сегодня должна подстраиваться под курс импортозамещения и применять альтернативную продукцию. Завод в Пермском крае сумел эффективно решить эти задачи, заменив европейские комплектующие низкого и среднего напряжения на отечественные. В ряде производственных процессов также используются аналоги белорусского и китайского производства, не уступающие в качестве «европейцам». «Доля используемого импорта сегодня снижается и уже не превышает 10–20 %, — объясняет Роман Жаков. — А если мы говорим о лакокрасочных материалах, конструктивных элементах и стали, то здесь доля отечественных поставок составляет 100 %».

Сложности или возможности?

Наращивание производственной базы — ресурсоемкий и затратный процесс, однако для некоторых компаний нефтесервисного рынка такой шаг вполне оправдан, поскольку формирует поле для реализации проектов нового уровня. Если раньше такие компании поставляли оборудование и предлагали инжиниринг, то сейчас в этот список добавляется целый ряд проектов: от технического консалтинга до разработки новых модификаций оборудования под конкретного заказчика. При этом сокращается количество посредников, а клиент может реализовать возможности дополнительной экономии затрат, даже если его оборудование производится на заказ. Наличие собственной базы позволяет обеспечить прозрачность хода производственных процессов, контролировать использование сырья, материалов, комплектующих и предлагать рынку оборудование и услуги принципиально нового уровня качества.

Руслан Кебедов

директор по связям с общественностью ООО «ПетроИнжиниринг»

Бипрон™

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭЛЕКТРОЗАЩИТЫ

ИННОВАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ

ЭЛЕКТРОЛИТИЧЕСКОГО ЗАЗЕМЛЕНИЯ

ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

+7 (906) 722-25-50
+7 (495) 988-19-16

bipron.com

С ГОРДОСТЬЮ СДЕЛАНО В РОССИИ

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-33-37 УДК 622.248.5 I Научная статья

Тектонические процессы и устойчивость стенок скважины при бурении

Паршукова Л.А., Дерябин А.В., Нагорный И.А.
ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
parshukovala@tyuiu.ru

Аннотация
Проблемы предупреждения и ликвидации осложнений и аварий при бурении и креплении скважин, связанные с устойчивостью стенок скважин, до сих пор являются весьма актуальными, несмотря на постоянное усовершенствование техник и технологий строительства скважин, направленных на сокращение временных и материальных затрат, обусловленных сложностью геолого-технических условий проводки скважин.

Материалы и методы
Материалы: фактические данные бурения наклонно направленной с горизонтальным окончанием эксплуатационной скважины на С***ном месторождении.
Методы: теоретическое изучение и анализ влияния тектонических деформаций на устойчивость ствола скважины при бурении, промысловые данные наличия тектонического нарушения (разлома), вызвавшего прихват бурильной колонны и последующее осыпание горных пород.

Ключевые слова
бурение скважин, тектонические деформации, устойчивость ствола скважины

Для цитирования
Паршукова Л.А., Дерябин А.В., Нагорный И.А. Тектонические процессы и устойчивость стенок скважины при бурении // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 33–37. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-33-37

Поступила в редакцию: 03.02.2023

UDC 622.248.5 I Original Paper

Tectonic processes and stability of borehole walls during drilling

Parshukova L.A., Deryabin A.V., Nagorny I.A.
Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
parshukovala@tyuiu.ru

Abstract
The problems of preventing and eliminating complications and accidents during drilling and fixing wells related to the stability of the walls of wells are still very relevant. Despite the constant improvement of well construction techniques and technologies aimed at reducing time and material costs due to the complexity of geological and technical conditions of well wiring.

Materials and methods
Materials: actual data of drilling of an obliquely directional with a horizontal end of an operational well at a C*** field.
Methods: theoretical study and analysis of the influence of tectonic deformations on the stability of the borehole during drilling, field data on the presence of a tectonic disturbance (fault) that caused the seizure of the drill string and subsequent rock shedding.

Keywords
well drilling, tectonic deformations, borehole stability

For citation
Parshukova L.A., Deryabin A.V., Nagorny I.A. Tectonic processes and stability of borehole walls during drilling. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 33–37. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-33-37

Received: 03.02.2023

Введение

Актуальность работы обусловлена значительной ролью современной динамики тектонических движений и инициированных ими изменений в земной коре, влияющих на устойчивость стенок скважины при бурении.

Устойчивость стенок скважин определяется начальным напряженным состоянием среды горных пород (до бурения скважины) и формированием нового напряженного состояния на стенках скважины, находящихся под давлением бурового раствора. Разница между начальным и новым напряженными состояниями может привести к развитию систем хрупких макротрещин в горной породе вблизи скважины [1].

Развитие дефектов структуры в горных породах связано также и с тектоническими явлениями земной коры. Для нее характерны периодические перестройки в разные периоды ее развития. Всей толще коры присуще блоковое строение. Колебания отдельных блоков происходят с различной интенсивностью и приводят к формированию разломов. На основе космических исследований земной коры подтверждена закономерность расположения разломов. Дешифровка космических снимков позволяет прогнозировать: фильтрационную неоднородность коллекторов, зоны осложнений проводки скважин в виде поглощений, осыпей, обвалов, осложняющих бурение скважин [2].

В последние годы метод гидравлического разрыва пласта (ГРП) с целью увеличения продуктивности скважин осуществляется практически повсеместно, что безусловно сказывается на изменении геодинамической обстановки на месторождении. Возникают новые напряженные состояния в массиве горных пород: сколовые трещины, разрывы в виде горизонтальных напряжений (сбросы),

горизонтальных сдвигов (сдвиги), горизонтальных сжатий (взбросы). Все эти тектонические деформации могут влиять на устойчивость стенок скважины при бурении.

В данной статье представлены промысловые данные бурения наклонно направленной скважины с горизонтальным окончанием.

Краткие сведения о методах изучения тектонической трещиноватости горных пород

Линеаментный анализ — изучение сети линеаментов, дешифрируемых на материалах дистанционных съемок (МДС) из космоса, и линеаментной трещиноватости [3].

Линеамент — это прямолинейный элемент (или прямолинейно организованные элементы) ландшафта поверхности Земли, отражающий линейные структуры земной коры; совокупность линеаментов характеризуется разноранговостью, транзитностью, организованностью в системы.

Разноранговость — существование линеаментов разного масштаба.

Транзитность — прослеживание отдельных протяженных линеаментов и зон линеаментов без изменения ориентировки через разные генетические и возрастные категории рельефа, разные литофациальные и стратиграфические интервалы пород через различные структурно-тектонические элементы — от локальных складок до геотектонических областей.

Организованность — образование линеаментами закономерных систем, ориентированных по сторонам света, равноудаленность линеаментов одного ранга друг от друга, образование закономерностей решетки линеаментов.

Перечисленные свойства убедительно доказывают неслучайную тектонически обусловленную природу линеаментов.

Задачи линеаментного анализа:

1. Прогнозирование дизъюнктивных структур:
- разного ранга — трансрегионального, регионального, районного, локального;
- разного характера — глубинных разломов, высоко- и малоамплитудных разломов, практически безамплитудных зон трещиноватости;
- на разных глубинно-стратиграфических уровнях — поверхности фундамента, нефтегазоносных (или перспективных) комплексов, продуктивных горизонтов, покрышек;
- имеющих различное нефтегазогеологическое значение — нефтегазоконтролирующее, экранирующее, флюидопроводящее — латеральное и вертикальное.
2. Оценка новейшей тектонической активности линейных структур и разделяемых ими блоков.
3. Прогнозирование зон и участков разуплотнения как зон повышенной флюидопроводимости, миграции углеводородов и улучшенных коллекторских свойств.
4. Прогнозирование пликативных структур, в том числе структур второго порядка типа валов и локальных антиклинальных структур — ловушек углеводородов.

Линеаментные структуры характеризуются современной тектонической активностью и представляют собой наложенные новообразованные или древние унаследованные активизированные дизъюнктивы.

Линеаментным анализом на этапе региональных исследований нефтегазоносных территорий изучают общие структурно-тектонические закономерности их строения:

- уточнение границ нефтегазоносных бассейнов, предварительное тектоническое и нефтегазогеологическое районирование;
- выявление региональных разрывных нарушений и оценка их проявления на разных глубинах;
- неотектоническое районирование нефтегазоносных бассейнов, выявление неотектонических блоков и их активности, установление новейшего структурного плана территории и его сравнение с древними структурными планами.

Фактические данные по строительству наклонно направленных скважин с горизонтальным окончанием на С*ном месторождении**

Рассматривались скважины согласно «Индивидуальному геологическому проекту на строительство наклонно-направленных с горизонтальным окончанием скважин на С***ном месторождении» [4]. Это предопределяет литологостратиграфическую одинаковость разбуриваемых горных пород, однотипность конструкций скважин и применяемых техник и технологий строительства скважин.

С целью определения влияния тектонических деформаций на возникновение осложнений при бурении на 7 скважинах С***ного месторождения проанализированы наличие тектонических нарушений в зоне бурения скважин, потеря устойчивости стенок скважины, количество дополнительно проведенных спуско-подъемных операций СПО, превышение нормативного времени строительства скважин (табл. 1).

По результатам данных таблицы 1 заключаем:

- осложнения в процессе бурения или их отсутствие можно объяснить наличием или отсутствием тектонических деформаций в зоне строительства скважин;
- отсутствие тектонических нарушений не вызывает потерю устойчивости стенок скважины, нет дополнительных СПО, а значит и нет превышения нормативного времени строительства скважин;
- наличие тектонических нарушений в зоне бурения рассматриваемых скважин приводит к потере устойчивости ствола скважин, увеличению количества дополнительно проведенных СПО, превышению нормативного времени строительства скважины;

Табл. 1. Осложнения при бурении скважины, обусловленные тектоническими деформациями
Tab. 1. Complications during well drilling caused by tectonic deformations

№ п/п скважина	Наличие тектонических нарушений в зоне бурения	Потеря устойчивости стенок скважины	Количество дополнительно проведенных СПО	Превышение нормативного времени строительства скважины
1	+	+	3	+
2	+	+	2	+
3	+	+	1	+
4	+	+	1	+
5	-	-	0	-
6	-	-	0	-
7	-	-	0	-

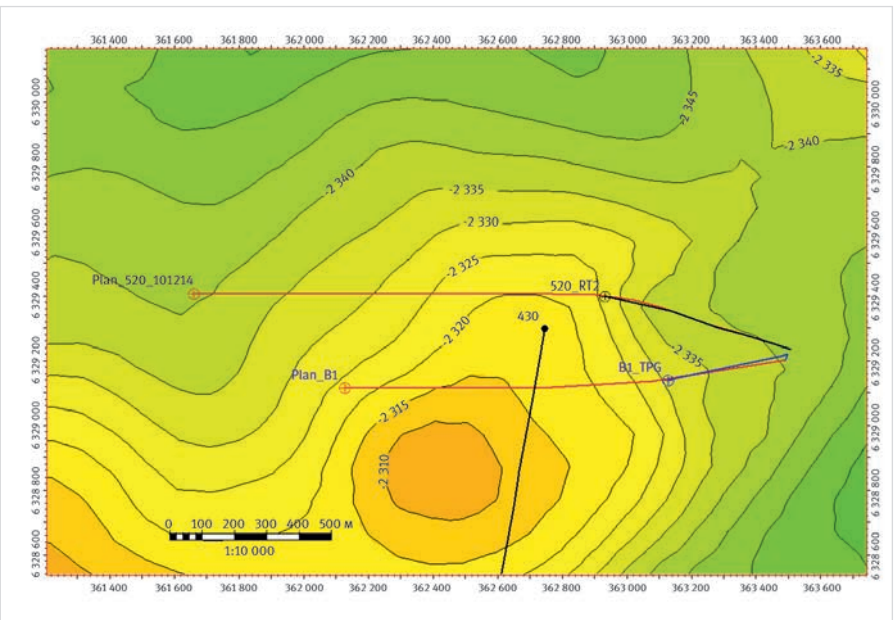


*Рис. 1. Выкопировка из структурной карты С***ного месторождения*
*Fig. 1. A copy from the structural map of the C*** field*

- увеличение сроков строительства скважины напрямую зависит от дополнительного числа СПО.

Ниже приводятся фактические промысловые данные по бурению скважины № 520 наклонно направленной с горизонтальным окончанием на С***ном месторождении.

На рисунке 1 представлена выкопировка из структурной карты С***ного месторождения.

В зоне бурения скважины № 520 четко прослеживается сгущение изогипс (-2 320, -2 325, -2 330, -2 335 м) в восточном направлении. Согласно [3] сближение линий изогипс является одним из признаков тектонодинамических деформаций, приводящих к разуплотнению горных пород и нарушению их сплошности. В результате снижается устойчивость стенок скважины при бурении горных пород, что вызывает их осыпание, обвалы или вязкопластические деформации, приводящие к затяжкам, посадкам, прихватам компоновки низа бурильной колонны (КНБК).

На рисунке 2 представлена траектория бурения скважины № 520 с данными о последнем замере и плановой траектории.

Последний замер (глубина по стволу — 2 666 м, угол 90°, азимут 285,65, абсолютная вертикальная глубина — -2 344,6 м).

Плановая траектория (глубина по стволу — 2690 м, угол 88°, азимут 288,04, абсолютная вертикальная глубина — -2 345,6 м).

Выход на угол 90° (план 88°) обусловлен некорректной работой системы управления КНБК РУС-Геопилот. Настроить корректную работу инженерам по телеметрии не удалось (полный подъем, смена телеметрии).

Шлам: 2 665–2 680 м 100 % алевролит, отдельные зерна кварца. 2 685–2690 м 80 % алевролит, 20 % аргиллит. Принято решение — с глубины по стволу 2 690 м коридор проводки ствола скважины № 520 должен быть: верхняя граница — а.о. 2 345,7 м, нижняя граница — а.о. 2 347,7 м. И на глубине 2 740 м по стволу выйти на плановую траекторию.

Так как плановая и фактическая траектории бурения не совпадают, было предпринято следующее: на глубину 2 735 м снизили угол фактической траектории до 87°, углубление проводилось по 10 м с вымыванием забойной пачки шлама, снижение показаний ГК в интервале 2 680–2 710 м (отдельные зерна песчаника в шламе). В интервале 2 710–2 730 м рост показаний ГК (100 % алевролит по шламу). И на глубине 2 742 м плановая и фактическая траектории совпали. На глубине 2 695 м (по стволу) — выход из коридора бурения первоначальной плановой траектории (кривая 2 (рис. 2)).

На рисунке 3 представлен геодинамический тип горизонтального сжатия, который сопровождается образованием сколовых трещин и разрывов (А-А).

На рисунке 3 четко прослеживается тектоническое нарушение — разрыв (линия А-А), которое представлено режимом горизонтального сжатия, приведшее к взбросу и нарушению сплошности горных пород. И это, безусловно, сказывается на уменьшении механической прочности разбуриваемых горных пород в зоне разлома.

Анализируя рисунок 3, заключаем, что на глубине 2 754 м (по стволу) достигнута верхняя граница коридора а.о. — 2 345,7 м (вне коридора пробурено 59 м). Проводится дальнейшее бурение со снижением зенитного угла до 86,5° с контролем забойной пачки шлама.

В интервале 2 780–2 805 м (по стволу) на диаграмме ГК отмечается падение показаний (шлам представлен от 10 до 90 % песчаником). В интервале 2 805–2 830 м решено набрать угол 90°. По факту на глубине 2 830 м — угол 89,7°. Продолжение бурения до 2 840 м с углом 89,7°. Исследования шлама показали: в интервале 2 805–2 810 м песчаник 60–90 %, с 2 810 до 2 830 м увеличивается доля алевритоглинистых пород.

На рисунке 4 представлены тектонические нарушения: разрыв А-А и резкое изменение угла залегания горных пород В-В.

При бурении на глубине 2 778,7 м получено осложнение: при отрыве от забоя на глубине 2 774 м получили скачок давления с Рраб = 148 атм до Р = 190 атм и затяжку КНБК на 7 т от собственного веса (59 т).

При попытке вернуться на прежний забой на глубине 2 777,7 м произошел рост давления до Р = 180 атм и посадка на 13 т. В течение последующих 5 минут давление увеличивалось до 216 атм. Компоновка поднята на 25 м. При спуске на забой на глубине 2 770 м — рост давления до 180 атм.

На рисунке 4 видно еще одно тектоническое нарушение, связанное с изменением углов падения пород вблизи плоскости сбрасывателя В-В. Возможно также наличие синергетического усиления деформационных процессов в зоне В-В, под влиянием разрыва А-А. Наличие трещин и тектонических нарушений обуславливает дефекты структуры горных пород, оказывая существенное влияние на их устойчивость. Дефекты структуры являются плоскостями скольжения обломков и осколков пород в скважину. Это и привело к последующему осложнению при бурении в виде прихвата, так как разбуриваемые горные породы представлены аргиллитами и глинистоалевролитовыми породами, которые легко разрушаются и осыпаются.

Во время попыток проработки интервала отбирался шлам (рис. 5), который

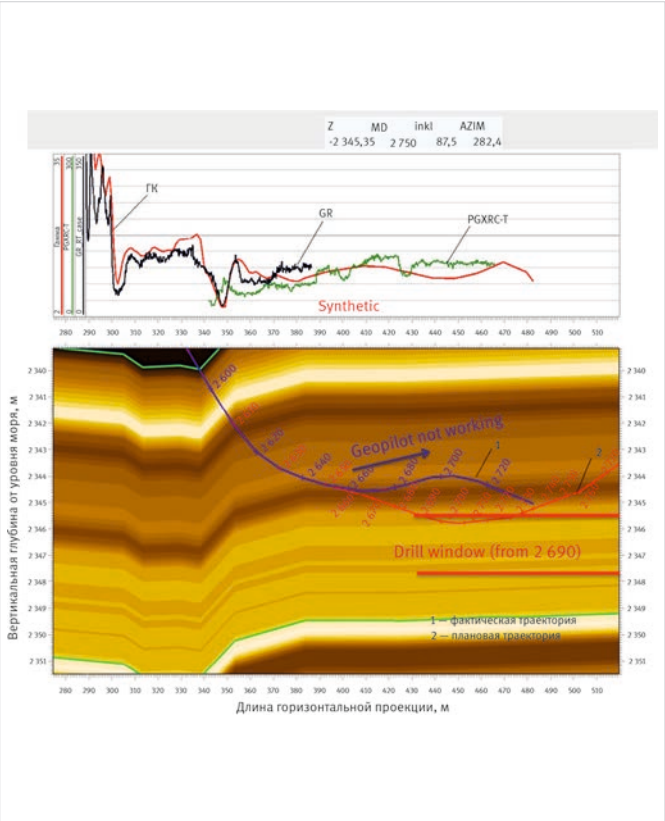


Рис. 2. Плановая и фактическая траектории бурения
Fig. 2. Planned and actual drilling trajectories

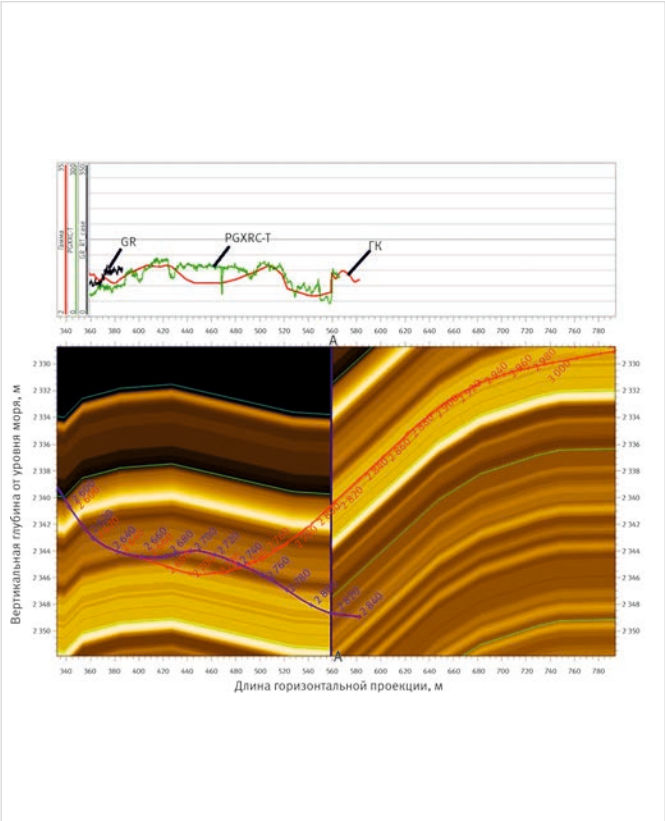


Рис. 3. Зона тектонического нарушения А-А
Fig. 3. Zone of tectonic disturbance A-A

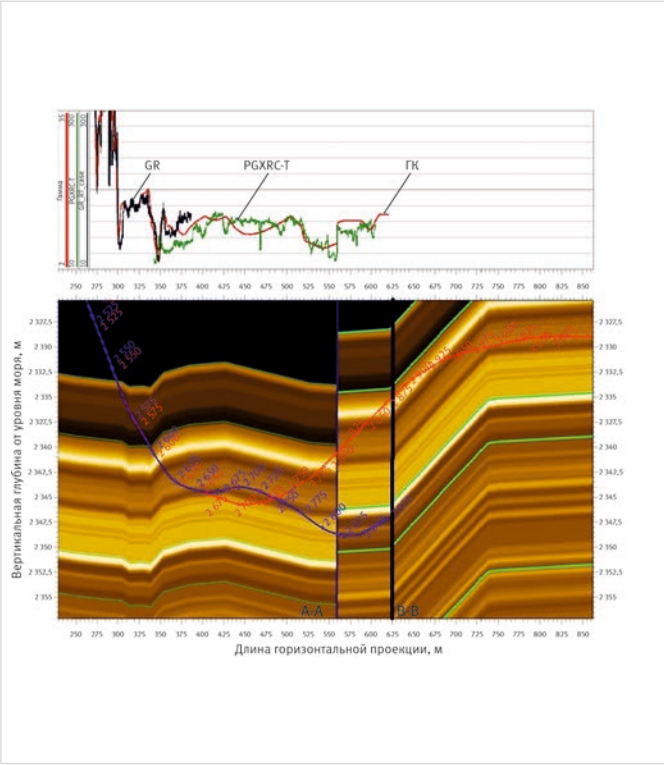


Рис. 4. Зоны тектонических деформаций A-A и B-B
Fig. 4. Zones of tectonic deformations A-A and B-B

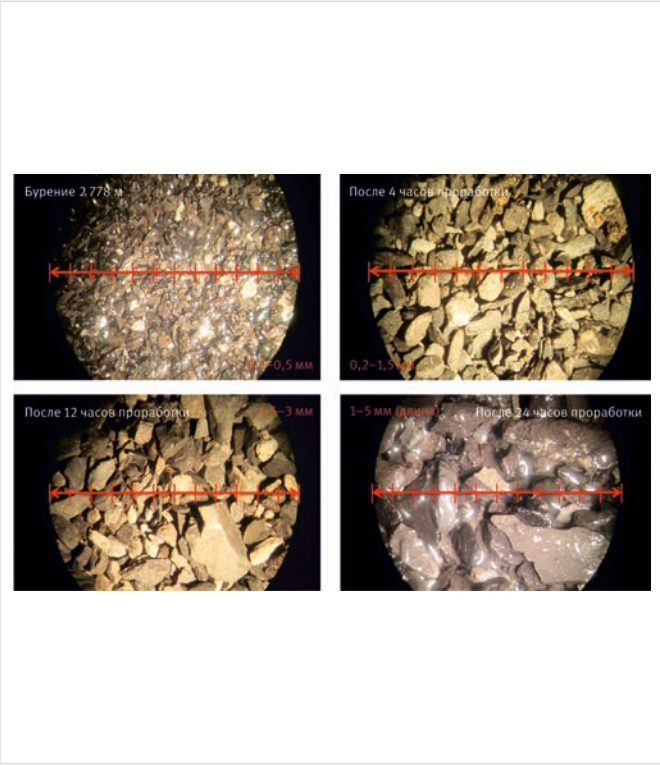


Рис. 5. Шлам при бурении и во время проработки (ширина поля зрения 12 мм)
Fig. 5. Sludge during drilling and during development (field of view width 12 mm)

представлен пластинчатым аргиллитом размером от 0,2 до 1,5 мм, глинистым алевролитом 0,5–3,0 мм 10 %, отдельными зернами угля и кварца от 1,0 до 5,0 мм.

Устранение прихвата:

- спуск роторной компоновки без системы управления, проработка данного интервала с увеличением плотности раствора до 1,12 г/см^3;
- проработка до полного выноса шлама и свободного хождения бурильного инструмента без циркуляции. Во время проработки подобраны параметры бурового раствора, обеспечивающие устойчивость стенок скважины, в соответствии с программой промывки (до 1,2 г/см^3 по согласованию с заказчиком);
- углубление на 20–30 м для прохождения опасной зоны и уточнения положения скважины № 520.

Итоги

По результатам детальных промысловых исследований бурения наклонно направленной с горизонтальным окончанием скважины № 520 на С***ном месторождении получены следующие результаты:

- доказана необходимость оценки новейшей тектонической активности линейных структур разного характера — глубинных разломов, высоко- и малоамплитудных разломов, практически безамплитудных зон трещиноватости;
- установление зон и участков тектонических деформаций, приводящих к нарушению сплошности пород, их разрушению, снижению механической прочности, позволяет сократить непроизводительное время строительства скважин и материальные затраты на ликвидацию осложнений, связанных с осыпями, обвалами и поглощениями;
- необходимо комплексное изучение тектонодинамических процессов и традиционных геолого-геофизических методов.

Выводы

Необходимо постоянное обновление сведений о тектонодинамических процессах, так как они меняются циклично, с периодичностью 11 лет, совпадающей с циклом солнечной активности. В связи с постоянным ростом внедрения методов по увеличению продуктивности скважин (особенно ГРП) и динамикой объема бурящихся скважин необходимо учитывать влияние этих процессов на тектонические возмущения.

Тектонические деформации влияют не только на устойчивость массива горных пород, но и на физико-химические процессы в системе «скважина — горная порода».

Учет конкретной актуальной геологической ситуации, связанной с тектонодинамической обстановкой, дает наибольшие положительные результаты в комплексе с материалами современных геолого-геофизических методов.

Литература

1. Новиков В.С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. М.: Недра, 2000. 270 с.
2. Ребецкий Ю.Л. Тектонические напряжения и прочность горных массивов. М.: Академкнига, 2007. 406 с.
3. Амурский Г.И., Абраменок Г.А., Бондарева М.С., Соловьев Н.Н. Дистанционные методы изучения тектонической трещиноватости пород нефтегазоносных территорий. М.: Недра, 1988. 164 с.
4. Индивидуальный геологический проект на строительство наклонно-направленных с горизонтальным окончанием скважин на С***ном месторождении. Томск: АО «Томскнефть ВНК», 2021. 27 с.

ENGLISH

Results

The following results were obtained based on the results of detailed field studies of drilling of obliquely directional with horizontal termination of well № 520 at the C***noye field:

- the necessity of assessing the latest tectonic activity of linear structures of various types – deep faults, high- and low-amplitude faults, almost amplitude-free fracture zones is proved;
- the establishment of zones and sites of tectonic deformations that lead to a violation of the continuity of rocks, their destruction, and a decrease in mechanical strength reduces the unproductive time of well construction and material costs for the elimination of complications associated with scree, collapses and absorption;
- it is necessary to combine the study of tectonodynamic processes and traditional geological and geophysical methods.

Conclusions

It is necessary to constantly update information about tectonodynamic processes, as they change cyclically, with a periodicity of 11 years, coinciding with the cycle of solar activity. Due to the constant increase in the introduction of methods to increase the productivity of wells (especially hydraulic fracturing) and the dynamics of the volume of wells being drilled, it is necessary to take into account the influence of these processes on tectonic disturbances.

Tectonic deformations affect not only the stability of the rock mass, but also the physico-chemical processes in the well-rock system.

Taking into account the specific actual geological situation associated with the tectonodynamic situation gives the greatest positive results in combination with the materials of modern geological and geophysical methods.

References

1. Novikov V.S. Stability of clay rocks when drilling wells. Moscow: Nedra, 2000, 270 p. (In Russ).
2. Rebetsky Yu.L. Tectonic stresses and strength of mountain massifs. Moscow: Akademkniga, 2007, 406 p. (In Russ).
3. Amursky G.I., Abramenok G.A., Bondareva M.S., Soloviev N.N. Remote methods for studying tectonic fracturing of rocks of oil and gas-bearing territories. Moscow: Nedra, 1988, 164 p. (In Russ).
4. Individual geological project for the construction of directional wells with horizontal termination at the Snow field. Tomsk: “Tomskneft VNK” JSC, 2021, 27 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Паршукова Людмила Александровна, к.т.н., доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия
Для контактов: parshukovala@tyuiu.ru

Дерябин Андрей Владимирович, аспирант кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Нагорный Иван Александрович, студент 3 курса специалитета кафедры «Геология месторождений нефти и газа», ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия

Parshukova Lyudmila Aleksandrovna, candidate of technical sciences, associate professor of the department “Drilling of oil and gas wells”, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia
Corresponding author: parshukovala@tyuiu.ru

Deryabin Andrey Vladimirovich, postgraduate student of the department “Drilling of oil and gas wells”, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

Nagorny Ivan Aleksandrovich, 3rd year student of the specialty of the department “Geology of oil and gas fields”, Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-38-42

УДК 622 I Научная статья

Опыт бурения многозабойных скважин на карбонатных отложениях Осинского горизонта

Соколянская Е.В., Федорова А.А.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
evsokolyanskaya@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В статье представлены результаты определения более эффективной конструкции скважин для объекта, имеющего зоны улучшенных фильтрационно-емкостных свойств в кольцевых структурах карбонатного коллектора. Данный коллектор отличается низкой проницаемостью и высокой расчлененностью. Объект фактически разрабатывается наклонно направленными и горизонтальными скважинами (ГС). По анализу эффективности скважин продуктивность горизонтальных скважин выше, чем наклонно направленных. С целью оценки перспектив разработки создана полномасштабная гидродинамическая модель (ГДМ) для прогнозных расчетов. По результатам гидродинамического моделирования выявлено, что она оптимальна к бурению многозабойных скважин (МЗС) с конструкцией «Ласточкин хвост». Рекомендованная конструкция реализована, положительный эффект от бурения масштабирован на Осинский горизонт.

Материалы и методы
Выполнен анализ проведенных сейсмических исследований, определен подход к выделению кольцевых структур зоны патч-рифа. Выявлены перспективные зоны для бурения в районе кольцевых структур. Проведена оценка различных вариантов конструкции скважин с помощью гидродинамического моделирования.

Ключевые слова
МЗС, карбонатный коллектор, низкая проницаемость, нефтегазовое месторождение

Для цитирования
Соколянская Е.В., Федорова А.А. Опыт бурения многозабойных скважин на карбонатных отложениях Осинского горизонта // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 38–42. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-38-42

Поступила в редакцию: 10.04.2023

UDC 622 I Original Paper

Experience of drilling multilateral wells in carbonate deposits of the Osinsky horizon

Sokolyanskaya E.V., Fedorova A.A.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
evsokolyanskaya@tnnc.rosneft.ru

Abstarct
The article presents the results of determining a more effective well construction for the area improved reservoir properties of zones in the ring structures of carbonate reservoir. This reservoir is characterized by low permeability and high compartmentalization. The stratum is actually developed by directional and horizontal wells. Based on the analysis of well efficiency the productivity of horizontal wells is higher the productivity of directional wells. In order to assess the development prospects, a full-scale reservoir simulation model (dynamic flow model) was created for prediction simulations. Based on the results of reservoir model simulation, it was found that the best method for drilling is the MLT. The recommended design was implemented in the Osinsky horizon. The positive effect of drilling have been scaled to the Osinsky horizon.

Materials and methods
An analysis of the conducted seismic surveys was carried out, the approach to identifying the ring structures of the patch reef zone was determined. Potentially productive zones for drilling in the area of ring structures have been identified. An assessment of various well design options was carried out using a reservoir simulation model (dynamic flow model).

Keywords
multilateral well, low permeability, carbonate reservoir, oil and gas field

For citation
Sokolyanskaya E.V., Fedorova A.A. Experience of drilling multilateral wells in carbonate deposits of the Osinsky horizon. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 38–42. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-38-42

Received: 10.04.2023

Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Республике Саха (Якутия), открыто в 1970 г. и введено в эксплуатацию в 2013 г.

Месторождение находится в центральной части Мирнинского выступа — положительной структуры I порядка в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы Сибирской платформы. По геологическим запасам нефти месторождение — крупное, разделено между терригенными отложениями Ботуобинского горизонта (объект Бт) и карбонатными отложениями Осинского горизонта (объект Ос).

Особенности геологического строения

Объектом исследования является Осинский горизонт — один из основных продуктивных объектов на месторождении. Объект относится к Билирской свите, в нем выделяется две подсвиты: Верхне- и Нижнебилирская. Соответствующие подсвитам пласты О-I и О-II характеризуются широким площадным распространением и сложным геологическим строением.

Общая толщина Осинского горизонта в пределах месторождения изменяется от 47 до 82 м. Эффективная толщина пласта колеблется от 4 до 53 м.

Запасы значительны и сопоставимы с запасами основного объекта (Ботуобинский горизонт). Газонефтяная залежь Осинского горизонта приурочена к кавернозно-пористым доломитам и известнякам, которые залегают в кровле подсолевого комплекса под мощной толщей каменных солей Юрегинской свиты нижнего кембрия. Основная часть коллекторов относится к низкопроницаемым со средним значением менее 2 мД [2].

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) породы не выдержаны по площади и по разрезу, изменяются от пород с невысокой емкостью и низкой проницаемостью до пород с открытой пористостью более 20 % и проницаемостью до нескольких сот мД [1]. Коэффициент открытой пористости изменяется в пределах от 0,03 до 0,22 ед.

В 2017 г. в Осинском горизонте по данным сейсморазведочных работ 3D были выявлены новые перспективные объекты: локальные карбонатные постройки типа патч-риф. На сейсмическом разрезе данные объекты характеризуются в виде дополнительной прерывистой положительной фазы с резким затуханием посередине на удалении 12–14 мс от кровли пласта. По привязке данная фаза приурочена к нижней части Верхнебилирской свиты (пласт О-I). На рисунке 1 на сейсмическом срезе амплитудного куба данные объекты отображаются в виде концентрических кругов (колец) размерами 1–3 км.

Данная кольцевая структура выражается наличием улучшенных ФЕС [3]

Вследствие существования нескольких типов разреза Осинского горизонта, зависящих от условий осадконакопления, в настоящий момент ведется активное разбуривание зоны с более высокими и устойчивыми значениями ФЕС (Фаза 1). В дальнейшем планируется бурение зоны с низкими ФЕС (Фаза 2) [4].

Результаты опытно-промышленных работ и фактическая эксплуатация

В 2018 г. в рамках опытно-промышленной разработки (ОПР-1) выполнен гидроразрыв пласта (ГРП) в четырех наклонно направленных скважинах (ННС). В результате получены промышленно значимые притоки нефти

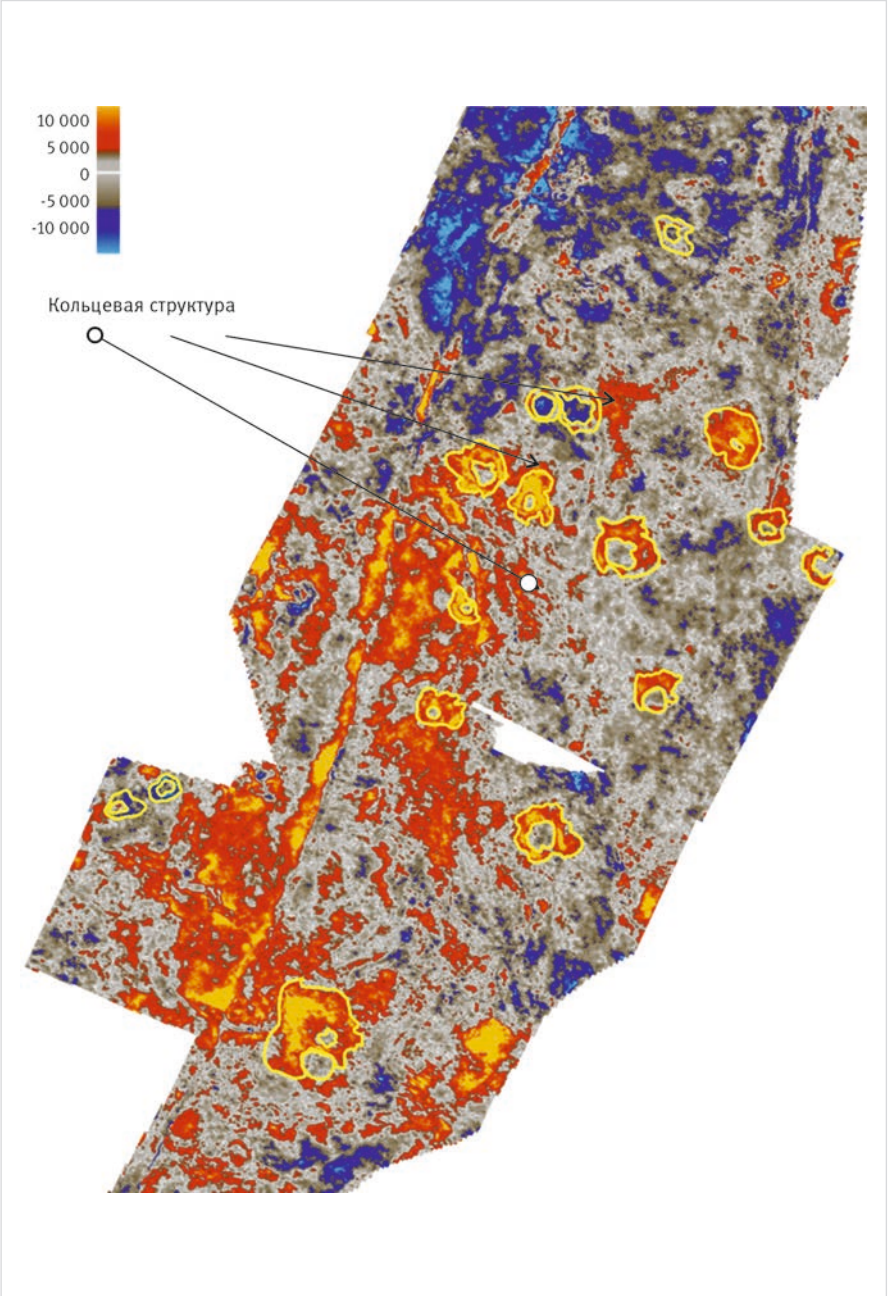


Рис. 1. Срез по амплитудному кубу на уровне 12 мс от кровли Ос-I
Fig. 1. Slice along the amplitude cube at the level of 12 ms from the top of Os-I

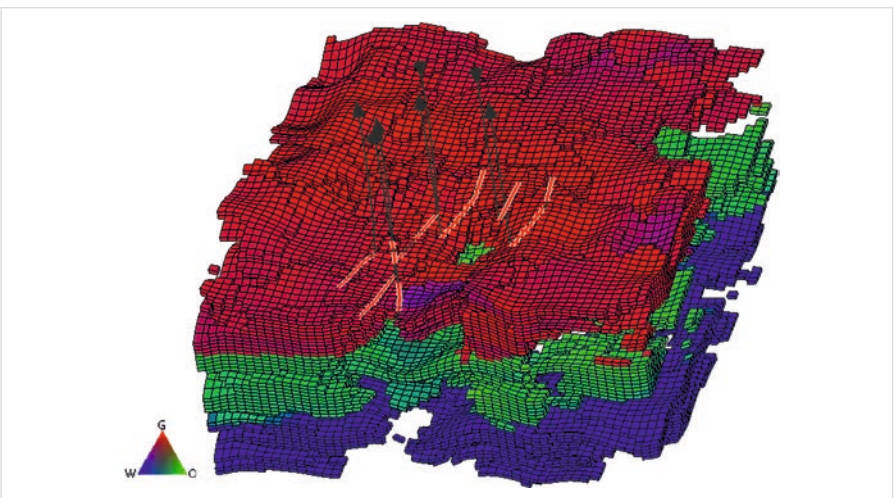


Рис. 2. Секторная ГДМ
Fig. 2. Sectoral GD

от 4 до 22 т/сут. Наилучшие притоки нефти были получены либо в пределах кольцевой структуры, либо вблизи нее.

В 2019–2020 гг. путем перевода с нижележащего объекта Бт на объект Ос были пробурены два боковых горизонтальных ствола (БГС) с дебитами нефти от 57 до 138 т/сут. Данные скважины были пробурены в пределах кольцевой структуры. Накопленные отборы на скважину за год превысили 10 тыс. т, что показательно для зоны улучшенных ФЕС. Впервые на Осинском горизонте был получен фонтанный приток нефти. Технология бурения горизонтальных скважин была признана успешной.

По данным эффективности скважин отмечается, что продуктивность горизонтальных скважин на порядок выше продуктивности наклонно направленных.

Тиражирование бурения ГС на объекте Ос за 2021–2022 гг. составило 10 скважин. Средний стартовый дебит нефти — 90 т/сут.

Табл. 1. Основные технологические показатели по вариантам конструкции скважины
Tab. 1. The technological parameters by well design options

Параметр	Варианты конструкции скважины					
	1	2	3	4	5	6
	ГС	Ласточкин хвост	Трезубец	3 БГС	5 БГС	7 БГС
Дебит нефти (запуск), т/сут	66	101	144	111	119	122
Дебит жидкости, м^3/сут	78	118	169	130	139	143
Обводненность, %	5	5	5	5	5	5
ГФ, м^3/т	46	45	46	44	52	52
Накопленная добыча нефти (5 лет), тыс. т	63	81	85	81	84	88
Давление забойное, атм	90					
Давление пластовое, атм	156					

Перспективы разработки

Основные риски разработки объекта Ос связаны с высокой расчлененностью, что может приводить к невскрытию коллектора стволом скважины, и возможностью прорыва газа из газовой шапки в случае отсутствия глинистой перемычки между газонасыщенными толщинами (ГНТ) и нефтенасыщенными толщинами (ННТ).

Для уменьшения вероятности подобных осложнений при выборе участков бурения на Осинском горизонте было проведено ранжирование по таким критериям, как общая мощность пласта, наличие кольцевой структуры (зоны более высоких ФЕС), расчлененность коллектора.

Объект Ос разрабатывается ННС + ГРП и ГС. Поскольку применение ГРП в ННС может приводить к прорыву газа из газовой шапки, то при дальнейшей разработке более приемлемым являлось использование ГС с оптимизацией выбора типа ее конструкции, а также района кустовой площадки в зоне кольцевых структур [5, 6].

Оценка перспектив. Расчеты на ГДМ

С целью оценки перспектив разработки построена полномасштабная трехфазная ГДМ типа black oil (нелетучая нефть). ГДМ актуализирована на фактические данные по работающим скважинам с 2018 г.

Для принятия решения и сокращения сроков расчетов прогнозные вычисления проводились на вырезанном участке (секторе) ГДМ со средними значениями параметров по зонам кольцевых структур (рис. 2). Для сектора были приняты: средняя проницаемость — 35 мД, средняя пористость — 11 %, ННТ — 10,5 м, ГНТ — 9,3 м, расчлененность — 9 ед.

Для выбора оптимальной конструкции было выполнено 6 расчетов для скважин-кандидатов различной конструкции (рис. 3):

- вариант 1 — 1 ГС; Lгор — 1 000 м;
- вариант 2 — 2 БГС «Ласточкин хвост»; Lгор — 2 350 м, (ОС — 1 250 м + БС × 1 100 м);

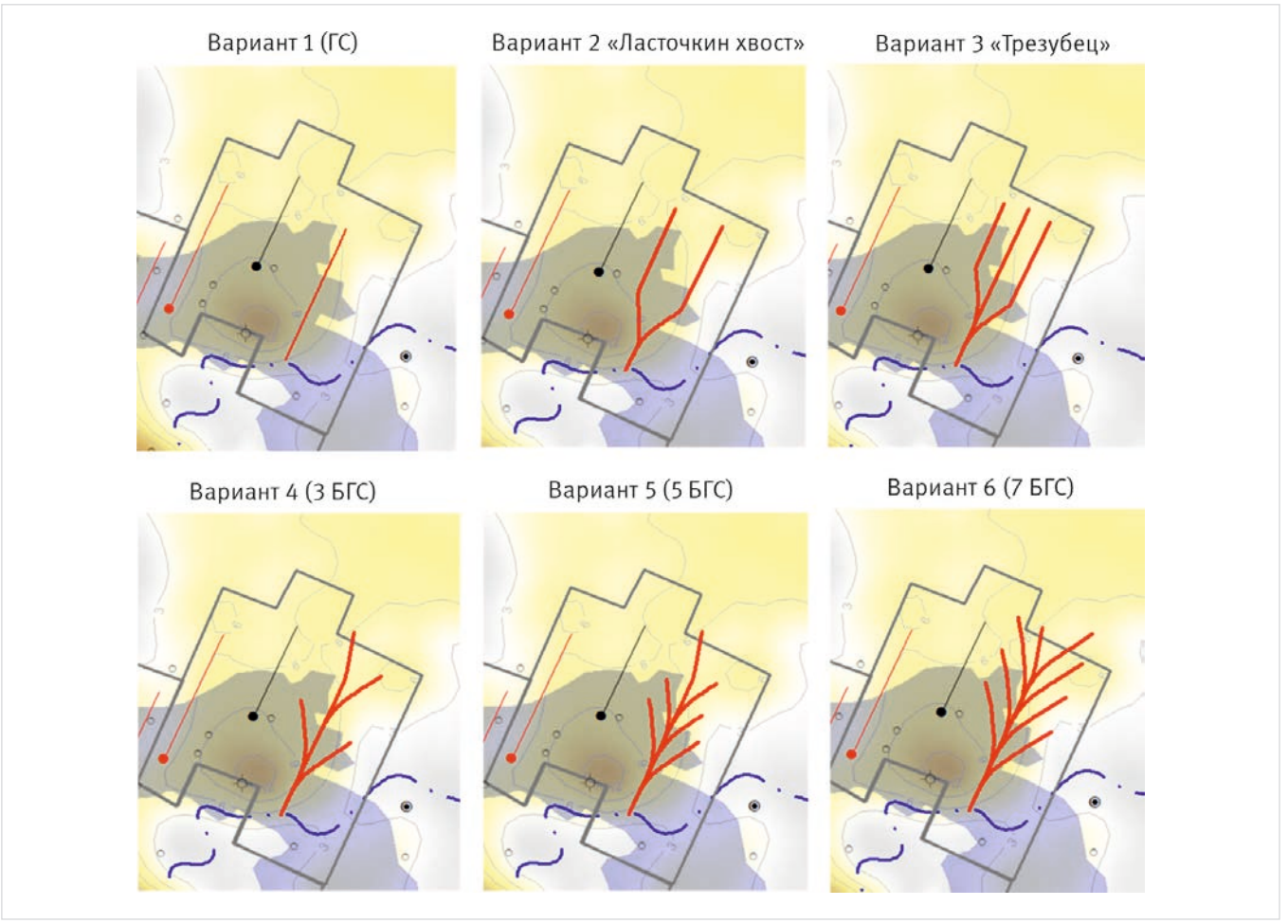


Рис. 3. Варианты конструкции скважины-кандидата
Fig. 3. Candidate of well constructi

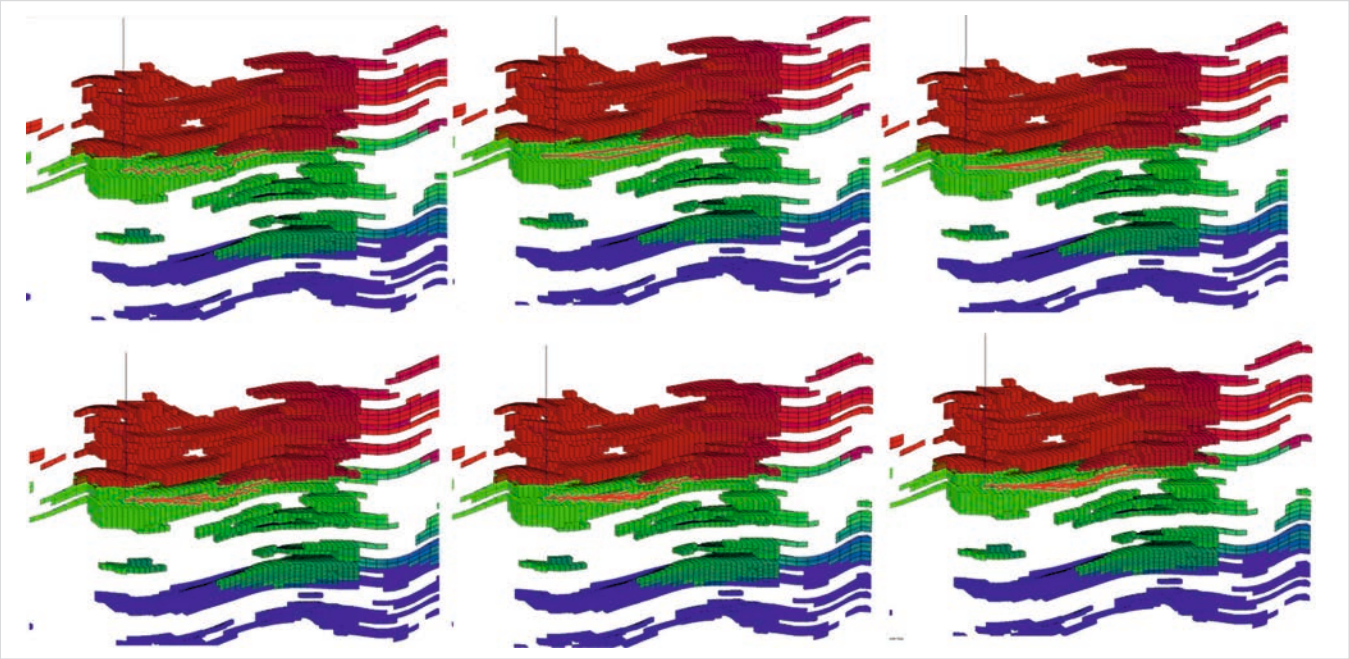


Рис. 4. Варианты конструкции скважины-кандидата. Разрезы по трехфазному кубу с измельчением сетки в районе скважины
Fig. 4. Candidate of well construction. Intersection of ternary cub with LGR functio

- вариант 3 — 3 БГС «Трезубец»; Lгор = 3 250 м, (ОС — 1 250 м + 2БС × 1 000 м);
- вариант 4 — 3 БГС; Lгор — 2 880 м, (ОС — 1 380 м + 3БС × 500 м);
- вариант 5 — 5 БГС; Lгор — 3 880 м, (ОС — 1 380 м + 5БС × 500 м);
- вариант 6 — 7 БГС; Lгор — 4 880 м, (ОС — 1 380 м + 7БС × 700 м).

В качестве граничного условия для работы скважин было выбрано забойное давление Рзаб. Для учета особенностей проводки стволов и наличия интерференции между ними была применена функция измельчения сетки вблизи скважин (LGR). На рисунке 4 представлены разрезы с различными вариантами конструкций скважин, где для детальной оценки была изменена размерность ячейки из 100×100 м в 25×25 м.

Многовариантные расчеты выполнены сроком на 20 лет. В данной работе приведены результаты расчетов на краткосрочную перспективу, равную пяти годам.

В таблице 1 приведено сопоставление основных технологических показателей по вариантам, рассчитанным на ГДМ.

На рисунке 5 приведено сопоставление накопленной добычи нефти (5 лет) и стартовых дебитов нефти по вариантам. Вариант «Трезубец» наибольший по стартовому дебиту нефти и сопоставим по накопленной добыче нефти с максимальным — вариантом 7 БГС.

Наибольшая накопленная добыча нефти за 5 лет разработки (88 тыс. т) была получена для варианта скважины 7 БГС, а максимальный стартовый дебит нефти (144 т/сут) — по варианту «Трезубец». Сопоставимые значения по накопленной добыче нефти в краткосрочной перспективе могут быть связаны с тем, что зона дренирования с процессом разработки становится идентичной независимо от того, сколько БГС заложено в модель.

Таким образом, на основании сопоставления прогнозных объемов добычи, полученных на ГДМ, была определена наиболее перспективная конструкция МЗС. Конструкция скважины «Ласточкин хвост» рекомендована к ОПИ (опытно-промышленной эксплуатации) для выбранного участка на Осинском

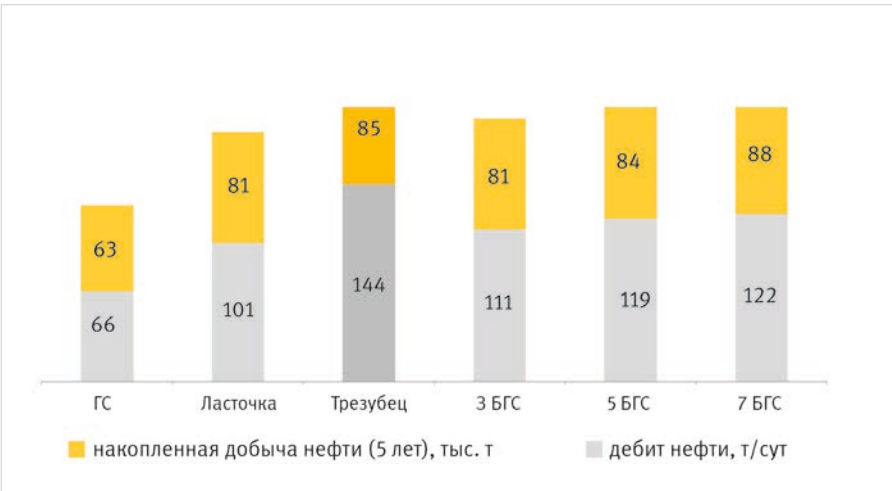


Рис. 5. Сопоставление накопленной добычи нефти (5 лет) и стартовых дебитов нефти по вариантам
Fig. 5. Comparison of oil production total (5 years) and oil production rates by option

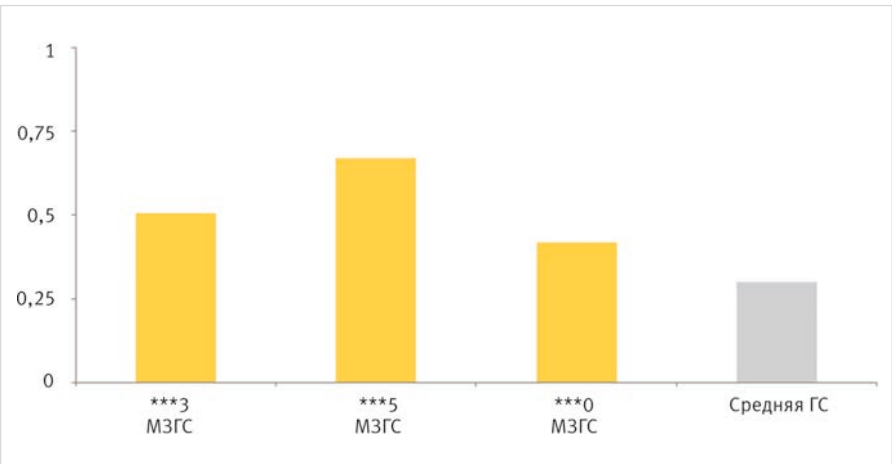


Рис. 6. Сопоставление нормированного дебита нефти от проводимости (K/h отношение проницаемости к нефтенасыщенной толщине) по скважинам ГС и МЗС.
Fig. 6. Comparison of the normalized oil production rate and conductance at horizontal wells / MLT

горизонте. Данный вариант имеет значение накопленной добычи за пять лет, сопоставимое со значением варианта «Трезубец», и минимальные затраты по бурению из всех типов конструкций.

Реализация и фактические показатели

Скважина — кандидат №***3 с обоснованной конструкцией «Ласточкин хвост» была пробурена в июле 2022 г. По факту запуска отмечается высокая проницаемость, которая связана с наличием кольцевой структуры в районе бурения. Стартовый дебит нефти по ГДМ 101 т/сут, фактический стартовый дебит нефти 120 т/сут (отклонение +15 %). С учетом сложности, неоднородности геологического строения фактические и расчетные показатели можно считать сопоставимыми.

Промыслово-геофизические исследования (ПГИ) и кривые восстановления давления (КВД) в данной скважине не проводились. Соседняя ГС работает с нулевым скин-фактором, что позволяет сделать вывод об эффективной работе всех стволов скважины кандидата №***3.

Положительный эффект бурения скважины с конструкцией «Ласточкин хвост» масштабирован на Осинский горизонт. В октябре и ноябре 2022 г. были пробурены 2 МЗС. Скважина №***5 МЗС с 3 стволами, скважина №***0 МЗС с 2 стволами. Отношение стартового дебита нефти к проводимости (K/h отношение проницаемости к нефтенасыщенной толщине) по работающим ГС и МЗС нормировано (д.ед.) и представлено на рисунке 6.

Успешный запуск первых МЗС на карбонатных пластах Осинского горизонта, ранее считавшимся ТРИЗ (трудноизвлекаемыми запасами), привел к изменению концепции разработки, в 2023 г. предусмотрено бурение еще трех скважин МЗС.

Итоги

Объект Ос Среднеботуобинского месторождения отличается высокой латеральной изменчивостью и низкой связанностью. Коллектор карбонатный и низкопроницаемый с высокой расчлененностью. Газовая шапка практически повсеместно отделена от нефти зоной неколлектора.

Дальнейшее развитие Осинского горизонта связано с тиражированием бурения:

- МЗС в зонах кольцевых структур с улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами (краевая зона патч-рифа, зона зернистого шлейфа);
- горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин рядной системы в зонах с ухудшенными ФЕС (для формирования системы ППД) с применением технологии МГРП (многостадийного гидроразрыва пласта).

Выводы

Результаты моделирования и фактического применения могут быть использованы при разработке карбонатных коллекторов с высокой расчлененностью и низкими ФЕС.

Литература

1. Максимова Е.Н., Чертина К.Н. Циклическое строение осинского горизонта на примере одного из месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы // IX Всероссийское литологическое совещание: Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей. Казань, 2019. С. 271–272.
2. Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение // Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия). М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. С. 424–425.
3. Жемчугова В.А. Резервуарная седиментология карбонатных отложений. М.: ЕАГЕ Геомодель, 2014. С. 186–190.
4. Зюзев Е.С., Максимова Е.Н., Чертина К.Н., Леушин Н.В., Торгашова Л.В. Подходы к освоению низкопроницаемых карбонатных отложений Осинского подгоризонта Среднеботуобинского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 11. С. 28–33.
5. Фархутдинова Г.Т. Моделирование процесса разработки низкопроницаемого коллектора рядной системой горизонтальных скважин // Теория. Практика. Инновации. 2018. С. 47–52.
6. Хасанов Б.К., Касенов А.К., Мусаев М.Ш., Серниязов Ж.М. Повышение эффективности разработки карбонатных коллекторов системами горизонтальных скважин // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2020. № 1. С. 48–57.

ENGLISH

Results

The Os object of the Srednebotuobinskoye field is characterized by high lateral variability and low connectivity. The reservoir is carbonate and low-permeable with high compartmentalization. The gas cap is almost everywhere separated from the oil by a non-reservoir zone.

Further development of the Osinsky horizon is associated with:

- replication of drilling of multilateral wells in areas of ring structures with improved reservoir properties (marginal reef zone, granular plume zone);
- replication of drilling of horizontal wells in areas of degraded reservoir properties using multi-stage hydraulic fracturing technology.

Conclusions

The results of modeling and actual application can be used in the development of carbonate reservoirs with high compartmentalization and low reservoir permeability.

References

1. Maksimova E.N., Chertina K.N. Cyclic structure of the Osinsky horizon on the example of the deposits of the Nepa-Botuoba anteclise. IX All-Russian lithological meeting. Lithology of sedimentary complexes of Eurasia and shelf areas. Kazan: 2019, P. 271–272. (In Russ).
2. Prokopiev A.V., Kozmin B.M., Smelov A.P., Alpatov V.V., Timofeev V.F. et al. Tectonics, geodynamics and metallogeny of the territory of the Republic of Sakha (Yakutia). Moscow: MAIK “Nauka/Interperiodika”, 2001, P. 424–425. (In Russ).
3. Zhemchugova V.A. Reservoir sedimentology of carbonate deposits. Moscow: EAGE Geomodel, 2014, P. 186–190. (In Russ).
4. Zyuzev E.S., Maksimova E.N., Chertina K.N., Leushin N.V., Torgashova L.V. Approaches to the development of low-permeability carbonate deposits of the Osinsky subhorizon of the Srednebotuobinsky field. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2021, issue 11, P. 28–33. (In Russ).
5. Farkhutdinova G.T. Modeling the process of developing a low-permeability reservoir with a row system of horizontal wells. Theory. Practice. Innovation., 2018, P. 47–52. (In Russ).
6. Khasanov B.K., Kasenov A.K., Musaev M.Sh., Serniyazov Zh.M. Improving the efficiency of development of carbonate reservoirs by horizontal well systems. Bulletin of the oil and gas industry of Kazakhstan, 2020, issue 1, P. 48–57. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Соколянская Екатерина Вячеславовна, главный специалист Управления по геологии и разработке месторождений Восточной Сибири, ООО «ТННЦ», Тюмень, Россия
Для контактов: evsokolyanskaya@tnnc.rosneft.ru

Федорова Анна Андреевна, ведущий специалист Управления по геологии и разработке месторождений Восточной Сибири, ООО «ТННЦ», Тюмень, Россия

Sokolyanskaya Ekaterina Vyacheslavovna, senior specialist of the department of geology and field development of Eastern Siberia, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: evsokolyanskaya@tnnc.rosneft.ru

Fedorova Anna Andreevna, leading specialist of the department of geology and field development of Eastern Siberia, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

АСО

БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

Ведущий российский производитель компрессорного оборудования

8 (800) 550-46-17
sales@asobezh.ru
www.asobezh.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-44-47 УДК 622.276.04 I Научная статья

Морские арктические месторождения углеводородов. Оптимизация архитектуры обустройства при использовании систем подводной добычи

Бесхижко Ю.В.[1], **Ермаков А.И.**[2], **Бесхижко В.В.**[1]
[1]ООО «Морнефтегазпроект», Москва, Россия, [2]РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия
yulia-beskhizhko@yandex.ru

Аннотация
Освоение морских арктических месторождений углеводородов РФ с использованием систем подводной добычи определяется широким кругом различных факторов.
Предложено рассматривать архитектуру обустройства месторождения как 3D-модель с протяженными и сосредоточенными объектами, включая скважины, подводное заканчивание скважин, трубопроводы и другие элементы подводного добычного комплекса (ПДК).
Показана необходимость и возможность применения оптимизационных подходов для проектирования архитектуры подводного обустройства месторождения углеводородов в арктических условиях.
Практическая реализация метода поиска оптимальной архитектуры обустройства арктического месторождения для обобщенного случая — «месторождение с несколькими залежами» — выполняется на основе ранее разработанного алгоритма поиска на 3D-модели оптимальной конфигурации ПДК и скважин между двумя точками на основе принципа оптимальности Беллмана — Форда и алгоритма Ли.

Материалы и методы
Опыт РФ по оптимальному проектированию линейно протяженных объектов и анализ арктических условий. Существующие методы оптимизации магистральных трубопроводов.

Ключевые слова
системы подводной добычи, оптимизация, обустройство, Арктика

Для цитирования
Бесхижко Ю.В., Ермаков А.И., Бесхижко В.В. Морские арктические месторождения углеводородов. Оптимизация архитектуры обустройства при использовании систем подводной добычи // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 44–47. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-44-47

Поступила в редакцию: 26.02.2023

UDC 622.276.04 I Original Paper

Offshore Arctic hydrocarbon deposits. The Architecture's optimization of production facilities to design subsea systems

Beskhizhko Yu.V.[1], **Ermakov A.I.**[2], **Beskhizhko V.V.**[1]
[1]"Morneftegazproject" LLC, Moscow, Russia, [2]Gubkin University, Moscow, Russia
yulia-beskhizhko@yandex.ru

Abstract
Offshore Arctic hydrocarbon fields' development in the Russian Federation using subsea production systems is determined by a wide range of different factors.
It is proposed to consider the architecture of the field development as a 3D model with extended and concentrated objects, including wells, subsea completion of wells, pipelines and other elements of the subsea production systems.
The necessity and possibility of using optimization approaches for designing the architecture of a hydrocarbon deposit' subsea development in arctic conditions is shown.
The practical implementation of the method for searching for the optimal architecture of the development of the Arctic field for the generalized case – "field with several deposits" is performed on the basis of a previously developed search algorithm on a 3D model for the optimal configuration of subsea production systems and wells between two points based on the Bellman-Ford optimality principle and the Lee algorithm.

Materials and methods
The experience of the Russian Federation in the optimal design of linearly extended objects and the analysis of arctic conditions. Existing methods of optimization of trunk pipelines.

Keywords
subsea production systems, optimization, development, Arctic

For citation
Beskhizhko Yu.V., Ermakov A.I., Beskhizhko V.V. Offshore Arctic hydrocarbon deposits. The Architecture's optimization of production facilities to design subsea systems. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 44–47. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-44-47

Received: 26.02.2023

Настоящая область нефтегазопромысловой деятельности находится в состоянии развития, идет процесс уточнения терминологических понятий, в связи с чем необходимо более подробное их рассмотрение.

Согласно действующей нормативной документации [1], система подводной добычи (СПД) определена следующим образом: совокупность одного или нескольких ПДК, надводных и береговых сооружений, предназначенных для добычи углеводородов на морских месторождениях с использованием подводного нефтепромыслового оборудования.

Также определено понятие подводного добычного комплекса (ПДК): элемент системы подводной добычи, состоящий из подводных сооружений, оборудования, систем и устройств, установленных на поверхность морского дна или заглубленных в грунт морского дна, обеспечивающих добычу пластовой продукции с использованием скважин с подводным расположением устьев.

Как видно из определения СПД, в её состав входят береговые сооружения — это не соответствует общепринятой мировой системе и порождает ряд проблем.

Согласно первоисточнику [2], подводные системы состоят из системы скважин (включая систему заканчивания скважин и фонтанную арматуру), системы добычи (включая защитные конструкции, манифольды, темплейты, системы технического обслуживания и ремонта, подводные системы подготовки) и систему трубопроводов (в том числе подключения, шлангокабели, райзеры, нагнетательные трубопроводы и эксплуатационные трубопроводы).

Как видно, береговые сооружения в этой формулировке не входят в состав СПД. Вместе с тем отдельные их компоненты могут быть расположены вне водной среды — и, таким образом, попадают под требования действующей нормативной документации.

В целях настоящего исследования введем понятие «Архитектура системы подводной добычи углеводородов», что подразумевает пространственное расположение объектов СПД на поверхности дна, включая их заглубление, и скважин от забоя до подводного устья.

Поскольку в мировой практике реализуется подводная добыча не только углеводородов, но и других полезных ископаемых [3], в работе приняты обозначения:

СПДУ — системы подводной добычи углеводородов;

ПДКУ — подводный комплекс по добыче углеводородов.

Состав СПДУ

Таким образом, в состав СПДУ в качестве основных объектов входят:

- подводное заканчивание скважин, темплейты, манифольды;
- морские подводные трубопроводы различного назначения, включая райзеры;
- шлангокабели;
- системы управления и распределения, контроля давления;
- силовые электрические кабели;
- средства подключения;
- особую группу составляет оборудование, специально разработанное и разрабатываемое для функционирования в подводных условиях (подводные компрессоры, насосные установки, подводные хранилища и др.);
- оборудование для дистанционного выполнения работ, в т.ч. телеуправляемые необитаемые подводные аппараты (ТНПА).

Подробный состав оборудования приведен в [4].

К основным факторам, влияющим на реализацию СПДУ, можно отнести:

- расположение Арктики по отношению к основным промышленным районам РФ;
- обобщенные природно-климатические условия Арктики;
- статус водных пространств;
- потенциальные запасы углеводородов;
- условия лицензионного соглашения;
- технико-технологические вызовы, в том числе способы разработки;
- инфраструктуру;
- существующую нормативную документацию;
- другое.

Более подробно факторы, влияющие на выбор и реализацию СПДУ, будут рассмотрены отдельно.

Оптимизация СПДУ

Освоение арктического месторождения с подводным обустройством, включающим объекты ПДКУ (в том числе трубопроводы и другие линейные объекты обустройства) и скважины, является крайне дорогостоящим. Поэтому построение оптимальной конфигурации системы обустройства месторождения является чрезвычайно актуальным.

В работе [5] показаны необходимость и принципиальная осуществимость использования методов оптимизации для проектирования архитектуры обустройства морских арктических месторождений углеводородов. Для этого используется 3D-модель, представляющая архитектуру обустройства месторождения, состоящая из узлов (забои скважин, сосредоточенные объекты ПДКУ) и линий (участки скважин, трубопроводов, шлангокабелей). Модель может различаться по виду в зависимости от решаемой задачи.

В данном случае решалась упрощенная задача поиска оптимального пути от одной начальной точки в пласте до одной конечной точки (выход на платформу, или плавучую установку, или берег).

Предлагаемый метод позволяет получить наиболее близкую к реальной архитектуру обустройства морского месторождения углеводородов (с учетом реально существующих или принятых исходных данных), оперативно вносить изменения в 3D-модель обустройства в процессе проектирования, получать уточненные более детализированные решения уже на ранних этапах проектирования, сократить разрывы [7] в обеспечении проектных решений.

Для дальнейшей реализации задач поиска оптимальной архитектуры подводного обустройства месторождения рассматривается цифровая 3D-модель с диагоналями типа параллелепипеда с числом узлов по осям: M — узлов по оси x; N — узлов по оси y; L — узлов по оси z, принятая как для частного, так и для общего случаев.

В общем случае (рис. 1) при рассмотрении модели поиска оптимальной конфигурации (архитектуры) обустройства месторождения от нескольких начальных до одной конечной точки в качестве начальных могут быть приняты, в частности, соответствующие забои скважин. Положение этих точек фиксировано и определяется геологами и разработчиками. Также для этого может быть использована методика, разработанная А.Н. Захаровым [6].

Обозначим их как точки H_i с координатами x_{Hi}, y_{Hi}, z_{Hi}. Начальные точки совпадают с ближайшими из узлов сети.

Верхняя поверхность 3D-модели будет рассматриваться как поверхность дна, и конечная точка должна совпадать с одним из узлов.

Конечная точка K с координатами x_K, y_K, z_K может являться горизонтальной проекцией на дно моря платформы, плавучей системы добычи, хранения и отгрузки или может являться точкой выхода на берег (рис. 2).

Отрезки между смежными узлами 3D-модели определяют количественное значение для выбранного критерия оптимальности (далее условно будем называть их стоимостями C как наиболее часто используемый критерий).

При решении задачи оптимизации архитектуры обустройства месторождения могут учитываться следующие наиболее важные критерии:

- затраты в рамках жизненного цикла проекта;
- временной показатель;
- риски, включая безопасность;
- другие.

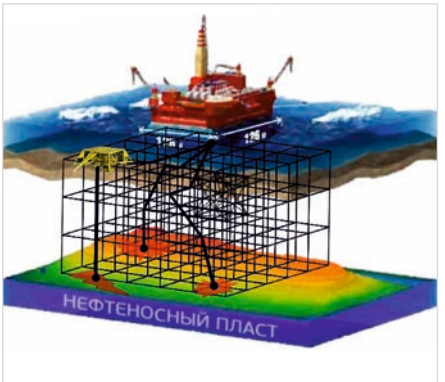


Рис. 1. 3D-модель архитектуры обустройства морского месторождения с использованием СПДУ
Fig. 1. 3D-model of offshore field development architecture using subsea production system hydrocarbons

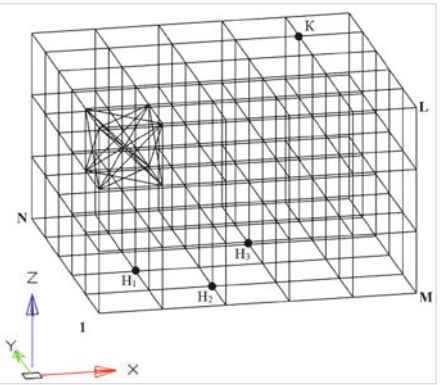


Рис. 2. Пример 3D-модели с диагоналями для оптимизации архитектуры обустройства месторождения (диагонали показаны только в одной ячейке) с тремя начальными и одной конечной точками
Fig. 2. Example of a 3D model with diagonals for field architecture optimization (diagonals shown in one cell only) with three start and one end points

Принятый критерий при необходимости рассматривается с учетом ограничений по другим критериям.

Для каждого отрезка модели между двумя смежными узлами устанавливается числовая величина критерия (стоимость) для линейных объектов (трубопровод/шлангокабель/другое), а также сосредоточенные затраты (например, подводное заканчивание скважины, манифольд, подводное хранилище и так далее).

Принципиально важным для общего случая является необходимость оценить участки модели между узлами, величиной пропускной способности и предусмотреть дифференциацию стоимостей в зависимости от производительности, а также в соответствии с параметрами, соответствующими нормативным документам (например, диаметр трубопровода, скважины и так далее).

Стоимость пробного пути дифференцируется в зависимости от применяемой системы разработки месторождения [8].

Сформированная таким образом 3D-модель дает возможность осуществить динамический процесс поиска с помощью так называемых пробных путей.

Пробный путь формируется при переходе к смежному узлу (узлам) 3D-модели и добавлении соответствующего значения стоимости.

Процесс оптимизации реализуется в виде двух списков «Список 1» и «Список 2» с последующим восстановлением найденного пути аналогично [5]. В списке 1 находятся перспективные на соответствующих шагах поиска пробные пути. В списке 2 находятся все надстроенные на соответствующих шагах пути с большей стоимостью, чем выбранный перспективный. Пробный путь — это любой построенный к настоящему моменту путь.

Для оптимизации ПДКУ, располагаемого в арктической области или области близкой к ней по характеристикам, затраты вычисляются с учетом факторов их определяющих (географическое положение, природно-климатические условия, инфраструктура и другое).

Таким образом, задача состоит в отыскании на предложенной 3D-модели кратчайшего стоимостного пути между начальными и конечной точками. То есть необходимо найти множество точек $W_{опт}$, принадлежащее множеству точек W 3D-модели, удовлетворяющее условию:

$$C_{W_{опт}} = minC_{W_{НК}}, \quad (1)$$

$$C_{W_{НК}} - \sum_1^y C_{W_{j+1,wj}}, \quad (2)$$

$$C_{W_{опт}} - \sum_1^x C_{W_{i+1,wi}}, \quad (3)$$

где j — количество узлов по пробному пути между начальными и конечной точками; i — количество узлов по оптимальному пути.

При этом $C_{wj+1,w} = f(\sum q_i)$, если имеет место пересечение пробных путей, где q_i —расход продукта в начальной точке H_i.

Стоимость оптимального пути не является аддитивным критерием и зависит от условий его прохождения. Поэтому обычные методы оптимизации применены здесь быть не могут. Стоимость может изменяться скачкообразно и более того, путь может переходить от 3D модели к 2D сети. Например, скважина на поверхности имеет резкий скачок критерия оптимальности, обусловленный подводным заканчиванием скважины. При этом также меняются характеристики пробного пути, в частности, по двухмерной сети с другими значениями критерия. Кроме того, оптимальный путь может характеризоваться и другими параметрами, например, количеством ниток трубопроводов.

Некоторые общие принципы подхода показаны ниже. Начальные и конечная точки совмещаются с узлами 3D модели. Далее производится поиск оптимального варианта архитектуры обустройства в соответствии с принятым критерием.

Фрагменты блок-схемы процесса поиска для случая «Несколько начальных и одна конечная точки» представлены на рисунках 3 и 4.

Принципиальным отличием от ранее рассмотренной задачи является возможность пересечения надстраиваемого пути, идущего от одной начальной точки с другим пробным путем, пришедшим в этот узел от другой начальной точки. Если пересечения нет — процесс продолжается, если есть, то изменяется расход продукта и соответственно происходит изменение стоимости единичной длины для надстраиваемых далее отрезков и продолжается лишь один путь.

При достижении пробным путем поверхности дна имеет место скачок стоимости, обозначим C_c. Он определяется затратами на оборудование в этой точке (донная плита, фонтанная арматура, защитное устройство и так далее).

$$C_p = f \times (C_e, C_s, C_{con}, C_a), \quad (4)$$

$$C_д = f \times (C_e, C_s, C_{con}, C_a), \quad (5)$$

$$C_c = f \times (C_e, C_s, C_{con}, C_a), \quad (6)$$

где C_p — стоимость критерия для наиболее коротких отрезков, не принадлежащих поверхности дна; $C_д$ — стоимость критерия для наиболее коротких отрезков, принадлежащих поверхности дна; C_e — стоимость оборудования; C_s — стоимость доставки; C_{con} — стоимость монтажа; C_a — другие затраты.

Расчеты выполняются по тем же принципам, что и в [5], но являются более громоздкими, в связи с чем здесь не приводятся.

Итоги

Проведены исследования и впервые предложены оптимизационные подходы на основе 3D-модели, которые могут быть применены для оптимизации архитектуры обустройства морского месторождения, включающего

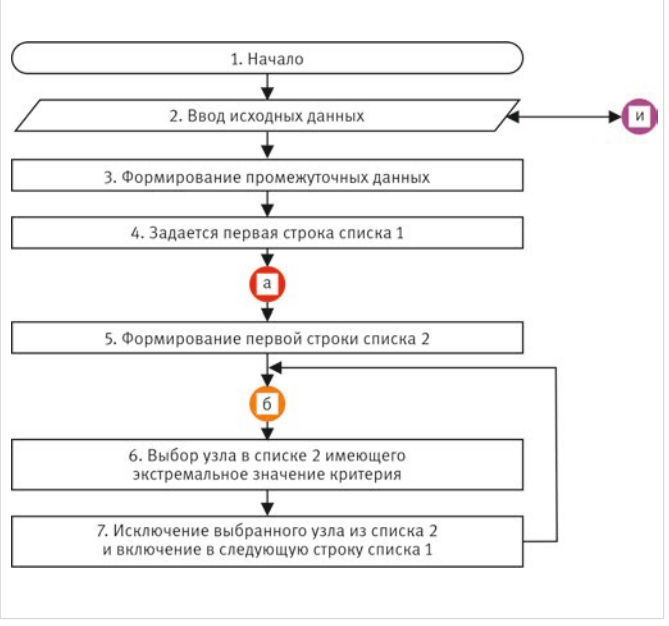


Рис. 3. Фрагмент блок-схемы процесса поиска при оптимизации схемы обустройства месторождения с использованием ПДКУ. Часть 1

Fig. 3. Fragment of the block diagram of the search process when optimizing the field development scheme using subsea production system hydrocarbon. Part 1

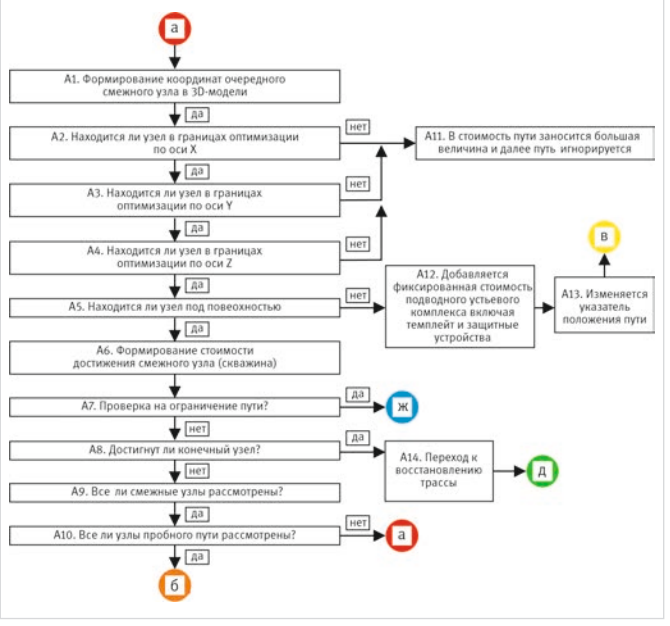


Рис. 4. Фрагмент блок-схемы процесса поиска при оптимизации схемы обустройства месторождения с использованием ПДКУ. Часть 2

Fig. 4. Fragment of the block diagram of the search process when optimizing the field development scheme using subsea production system hydrocarbons. Part 2

несколько залежей, с использованием СПДУ.
В результате проведенной работы сформулирован подход к оптимизации систем подводной добычи для нескольких залежей, основанный на использовании алгоритма Беллмана — Форда применительно к 3D-моделям для общего случая: несколько начальных и одна конечная точки. Предложенный подход позволяет учесть особенности создания СПДУ в арктических условиях.
Разработан алгоритм и сформирована блок-схема для общего случая оптимизации архитектуры обустройства морского месторождения с использованием СПДУ между несколькими начальными и одной конечной точками.
Реализация предложенного метода осуществляется в виде программного комплекса.

Выводы

Предложенный метод расширяет область применения методов оптимизации, позволяя использовать его для вновь развиваемого направления деятельности в РФ — освоение морских месторождений углеводородов с использованием СПДУ. Метод носит универсальный характер, его применение возможно и для других задач. Он может быть полезен при реализации задач оптимального проектирования схемы обустройства месторождений углеводородов на суше, но наибольший эффект может быть получен при решении задач проектирования морских месторождений углеводородов в арктических условиях и особенно мелких месторождений с использованием систем подводной добычи.

Литература

1. ГОСТ Р 59304-2021. Нефтяная и газовая промышленность. Системы подводной добычи. Термины и определения. М.: Стандартинформ, 2021. 20 с.
2. Speight J.G. Offshore Platforms. Subsea and deepwater oil and gas science and technology, 2015, P. 71–106. URL: https://www.sciencedirect.com/topics/earth-and-planetary-sciences/subsea-production-system (дата обращения: 22.02.2023).
3. Волков А.В. Перспективы подводной добычи золота и других стратегических металлов в океанских недрах // Золото и технологии. 2020. № 3. С. 30–39. URL: https://zolteh.ru/regions/perspektivy_podvodnoy_dobychi_zolota_i_drugikh_strategicheskikh_metallov_v_okeanskikh_nedrakh/?ysclid=lelfpsrru3513272145 (дата обращения: 22.02.2023).
4. Правила классификации и постройки подводных добычных комплексов. НД № 2 090601-003. СПб.: Российский морской регистр судоходства, 2017. 106 с.
5. Бесхижко Ю.В., Ермаков А.И., Бесхижко В.В. Оптимизация архитектуры системы объектов добычи углеводородов с использованием подводных добычных комплексов. Частный случай // PROнефть. 2022. № 3. С. 96–105.
6. Захаров А.И. Совершенствование научно-методических подходов к проектированию разработки месторождений природного газа в условиях арктического шельфа. Диссертация. Москва, 2022. 134 с.
7. Люгай Д.В., Мансуров М.Н. Эволюции в подводной добыче нефти и газа // Газовая промышленность. 2018. № 6. С. 46–51. URL: https://www.neftegas.info/gasindustry/-06-2018/evolyutsii-v-podvodnoy-dobyche-nefti-i-gaza/ (дата обращения: 22.02.2023).
8. ГОСТ Р 53713-2009. Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки. М.: Стандартинформ, 2010. 19 с.

ENGLISH

Results

Research has been carried out and optimization approaches based on a 3D model have been proposed for the first time, which can be applied to optimize the architecture of offshore field development, which includes several deposits, using subsea production system hydrocarbons.
As a result of the work carried out, an approach was formulated to optimize subsea production systems for several deposits, based on the use of the Bellman – Ford algorithm in relation to 3D-models for the general case - several initial and one end points. The proposed approach makes it possible to take into account the peculiarities of the creation of subsea production system hydrocarbons in arctic conditions.
An algorithm was developed and a block diagram was formed for the general case of optimizing the offshore field infrastructure development architecture using subsea production system hydrocarbons between several initial and one end points.The implementation of the proposed method is carried out in the form of a software package.

Conclusions

The proposed method expands the scope of optimization methods, allowing it to be used for a newly developed area of activity in the Russian Federation – the development of offshore hydrocarbon fields using subsea production system hydrocarbons. The method is universal and can be used for other tasks as well. It can be useful in the implementation of the tasks of optimal design of the onshore hydrocarbon field development scheme, but the greatest effect can be obtained when solving the problems of designing offshore hydrocarbon fields in arctic conditions and especially small fields using underwater production systems.

References

1. GOST R 59304-2021. Petroleum and natural gas industry. Subsea production systems. Terms and definitions. Moscow: Standartinform, 2021, 20 p. (In Russ).
2. Speight J.G. Offshore Platforms. Subsea and deepwater oil and gas science and technology, 2015, P. 71–106. URL: https://www.sciencedirect.com/topics/earth-and-planetary-sciences/subsea-production-system (accessed: 22.02.2023). (In Eng).
3. Volkov A.V. Prospects for subsea mining of gold and other strategic metals in the oceans. Gold and technology, 2020, issue 3, P. 30–39. URL: https://zolteh.ru/regions/perspektivy_podvodnoy_dobychi_zolota_i_drugikh_strategicheskikh_metallov_v_okeanskikh_nedrakh/?ysclid=lelfpsrru3513272145 (accessed: 22.02.2023). (In Russ).
4. Rules for the classification and construction of subsea production systems. ND № 2 090601-003. Saint-Petersburg: Rossijskij morskoj registr sudohodstva, 2017, 106 p. (In Russ).
5. Beskhizhko Y.V., Ermakov A.I., Beskhizhko V.V. The architecture's optimization of hydrocarbon production facilities to design subsea systems. Particular case. PROneft, 2022, issue 3, P. 96–105. (In Russ).
6. Zakharov A.I. Improvement of scientific and methodological approaches to the design of the development of natural gas fields in the conditions of the arctic shelf. Dissertation. Moscow, 2022, 134 c. (In Russ).
7. Lyugai D.V., Mansurov M.N. Evolutions in subsea oil and gas production. Gas industry, 2018, issue 6, P. 46–51. URL: https://www.neftegas.info/gasindustry/-06-2018/evolyutsii-v-podvodnoy-dobyche-nefti-i-gaza/ (accessed: 22.02.2023). (In Russ).
8. GOST R 53713-2009. Oil and gas-oil fields. Rules of development. Moscow: Standartinform, 2010, 19 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Бесхижко Юлия Владиславовна, главный инженер проекта, ООО «Морнефтегазпроект», Москва, Россия
Для контактов: yulia-beskhizhko@yandex.ru

Бесхижко Владислав Валерьевич, к.т.н., главный эксперт, ООО «Морнефтегазпроект», Москва, Россия

Ермаков Александр Иванович, д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Beskhizhko Yulia Vladislavovna, chief technical manager, "Morneftegazproject" LLC, Moscow, Russia
Corresponding author: yulia-beskhizhko@yandex.ru

Beskhizhko Vladislav Valerievich, candidate of technical sciences, chief expert, "Morneftegazproject" LLC, Moscow, Russia

Ermakov Alexander Ivanovich, doctor of technical sciences, professor, Gubkin University, Moscow, Russia

УДК 622.245.54 I Обзорная статья

Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов с целью увеличения их проницаемости

Егоров С.Н.[1], Шмуратко К.В.[1], Калошин Д.А.[1], Сизов Л.А.[2], Салахов Р.В.[2], Ардалин А.А.[3]
[1]АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия, [2]ООО «НПФ «Модуль», Лениногорск, Россия, [3]ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
modullen-pr@mail.ru

Аннотация
В статье представлены результаты опытно-промышленных испытаний двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов с целью увеличения их проницаемости, производства ООО «НПФ «Модуль».

Ключевые слова
поинтервальная обработка призабойной зоны нескольких пластов, опытно-промышленные испытания, двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем, поглощение

Для цитирования
Егоров С.Н., Шмуратко К.В., Калошин Д.А., Сизов Л.А., Салахов Р.В., Ардалин А.А. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов с целью увеличения их проницаемости // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 48–49.

Кратко о проблеме

Как пример рассмотрим процесс проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта в качестве одного из основных способов увеличения продуктивности добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин.

Существуют различные виды кислотных обработок призабойной зоны плата:

- кислотные ванны,
- простая кислотная обработка,
- кислотная обработка под давлением,
- ступенчатая, или поинтервальная, кислотная обработка.

Если кислотную ванну можно провести на обычном «пере», то для проведения других видов обработки призабойной зоны пласта необходимо различное пакерное оборудование.

Для проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта на скважинах с одним пластом обычно используется стандартная компоновка с одним пакером, который устанавливается выше обрабатываемого интервала для отсечения эксплуатационной колонны. В данном случае особых проблем при проведении работ не наблюдается. Сложнее обстоит ситуация, когда в скважине эксплуатируется два и более пластов.

В скважинах, где эксплуатируется два и более пласта, при проведении поинтервальной кислотной обработки каждого интервала в отдельности в основном применяется двухпакерная компоновка с перфорированным патрубком, расположенным между пакерами. После спуска двухпакерной компоновки до заданной глубины кислотный состав через насосно-компрессорную трубу доводится до перфорированного патрубка, далее производится посадка нижнего, а затем верхнего пакера, и кислота закачивается в пласт.

В скважинах, где пласты имеют существенно отличающиеся свойства (различная проницаемость и пластовое давление), приемистость может колебаться от 10 м^3/сут при давлении 100 атм в одном интервале и до 720 м^3/сут при давлении 0 атм в другом. Осевыми перемещениями подвески насосно-компрессорных труб необходимо произвести посадку нижнего пакера, и разгрузкой веса колонны насосно-компрессорных труб — посадку верхнего пакера. Для этого требуется точный расчет доведения химического состава в нужный интервал и определенное время для активации пакера. В результате зачастую химический состав опускается ниже двухпакерной компоновки и поглощается нижележащими интервалами перфорации с низкими пластовыми давлениями и высокой приемистостью. В последующем, после посадки двухпакерной компоновки, в планируемый интервал закачивается не весь расчетный объем химического состава или вместо запланированного химического состава закачивается технологическая жидкость — и операция по обработке призабойной зоны пласта становится неэффективной. Поэтому для эффективного проведения данной технологической операции по целевому объекту при вышеописанных условиях необходимо проведение дополнительных работ по временной изоляции нижележащего поглощающего интервала. Для этого производится установка извлекаемой/разбуриваемой пакер-пробки с последующей отсыпкой песком. После проведения обработки призабойной зоны пласта целевого объекта производятся работы по вымыву песка с дальнейшим извлечением или разбуриванием пакер-пробки. Проведение описанных работ существенно увеличивает длительность и стоимость капитального ремонта скважин.

Принцип действия

При проведении поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов работы необходимо производить от нижнего интервала к верхнему. Двухпакерная компоновка спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб, так чтобы обрабатываемый интервал находился между верхним и нижним пакером. При достижении проектной глубины производится подъем компоновки на 20–50 см (в зависимости от глубины спуска и кривизны скважины) с последующим опусканием и разгрузкой инструмента. При этом происходит переход якоря механического из транспортного положения в рабочее, а также посадка нижнего

Табл. 1. Основные технические характеристики двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем

Условный диаметр ЭК, мм	Наибольший наружный диаметр компоновки, мм	Наименьший внутренний диаметр компоновки, мм	Максимальный перепад давления, Мпа	Максимальная температура рабочей среды, °С
146	118–122	60	35,0	100
168	138–142			
178	152			

и верхнего пакеров. После этого производится подъем инструмента на 1–2 м для снятия нагрузки с уплотнительных манжет верхнего упорного пакера. При этом нижний пакер находится в рабочем положении и его резиновые манжеты сжаты, подъем колонны насосно-компрессорных труб до 3 м компенсирует удлинитель телескопический (рис. 1). Затем производится доведение кислотного состава до перфорированного патрубка с циркуляцией технологической жидкости по затрубному пространству и дальнейшая разгрузка инструмента для установки верхнего упорного пакера — компоновка готова к проведению обработки призабойной зоны пласта (рис. 2). По завершении работ компоновку извлекают путем натяжения колонны НКТ, якорный механизм входит в транспортное положение.

Преимущества двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем:

- отличительная особенность данной компоновки в том, что нижний пакер оснащен специальным фиксатором, который после посадки в эксплуатационной колонне и снятия нагрузки с верхнего пакера сохраняет осевое сжатие и герметичность уплотнительных манжет;
- фиксатор нижнего пакера многоразового действия, что позволяет проводить поинтервальную обработку призабойной зоны пласта;
- в сравнении с проведением обработки призабойной зоны пласта на обычных пакерах (без фиксатора), применение данной компоновки позволяет исключить поглощение кислотного состава другими пластами с высокой приемистостью.

Рис. 1. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем готова для доведения кислотного состава в призабойную зону пласта при посаженном нижнем пакере

Рис. 2. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем готова для закачки кислотного состава в пласт при посаженном нижнем и верхнем пакерах

Применение двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем в промысловых условиях

В 2021–2022 гг. на месторождениях АО «Оренбургнефть» специалисты отдела по ТКРС под руководством Сергея Николаевича Егорова, Константина Викторовича Шмуратко, Дмитрия Анатольевича Калошина, совместно с представителями завода ООО «НПФ «Модуль» Леонидом Александровичем Сизовым, Русланом Виноризовичем Салаховым, а также представителем ООО «СамараНИПИнефть» Алексеем Анатольевичем Ардалиным, разработали и провели опытно-промышленные испытания двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны пласта. Применение данной компоновки позволяет избежать поглощения химического состава нижележащими пластами. Работы были проведены на трех скважинах АО «Оренбургнефть» с успешностью 100 %. В результате были подтверждены технические характеристики и преимущества компоновки.

Итоги

С 2022 г. по настоящее время на месторождениях АО «Оренбургнефть» с применением данной компоновки выполнено 19 операций с успешностью 100 %. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем зарекомендовала себя как надежное оборудование, которое позволяет повысить эффективность проведения поинтервальной обработки призабойной зоны пласта, снизить продолжительность и стоимость капитального ремонта скважин в целом.

Выводы

Применение двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны пласта производства ООО «НПФ «Модуль» имеет большую значимость для производственной деятельности нефтедобывающих компаний и может рассматриваться как потенциальный проект для успешного внедрения. На текущий момент данное оборудование аналогов в РФ не имеет.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Егоров Сергей Николаевич, начальник отдела ТКРС, АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия
Для контактов: snegorov2@orn.rosneft.ru

Шмуратко Константин Викторович, руководитель сектора по технологиям отдела ТКРС, АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия
Для контактов: kvshmuratko@orn.rosneft.ru

Калошин Дмитрий Анатольевич, менеджер сектора по технологиям, АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия
Для контактов: dakaloshin@orn.rosneft.ru

Сизов Леонид Александрович, заместитель директора по новым технологиям, ООО «НПФ «Модуль», Лениногорск, Россия
Для контактов: leonid_28@list.ru

Салахов Руслан Виноризович, заместитель директора по развитию, ООО «НПФ «Модуль», Лениногорск, Россия
Для контактов: modullen-pr@mail.ru

Ардалин Алексей Анатольевич, главный специалист отдела внедрения новых технологий, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
Для контактов: ardalinaa@samnipi.rosneft.ru

ЦКТ
ЦЕНТР КОМПРЕССОРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
г. Краснодар

ЛИДЕР ПРОИЗВОДСТВА ЗАПАСНЫХ ЧАСТЕЙ К ГАЗОВЫМ ПОРШНЕВЫМ КОМПРЕССОРАМ

Изготавливаем разные модификации всасывающих и нагнетательных клапанов для всех видов газовых поршневых компрессоров, производимых в России

- кольцевые
- дисковые
- ленточные
- комбинированные
- клапаны ВШВ
- предохранительные

Реализуется программа ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Освоены клапаны на ряд компрессоров зарубежных производителей:
латвийские — вся линейка клапанов VIENYBE, немецкие — типа 4HR3KN,
американские — Ariel и COOK Compression, аргентинские — AGIRA, Aspro, Galileo и др., английские — CPI,
австрийские — Hoerbiger, швейцарские — ремкомплекты к клапанам Burchardt Compression.
Также изготовим любые импортные клапаны по чертежам или образцам!

Высокотехнологичные полимеры внутренней части | Простота обслуживания | Повышенная надежность | Качественные материалы, корпусных деталей

353217,
Краснодарский край,
р-он Динской, п. Южный,
ул. Сверерная, д. 67/1

+7 918-231-70-34
+7 918-343-22-22
ckt-ooo@mail.ru
www.ooo-ckt.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-51-54 УДК 622.276.3 I Научная статья

Моделирование показателей эксплуатации скважин со сложной геометрией трещин гидравлического разрыва пласта

Андреев Е.Ю., Волков М.Г., Исламов Р.А., Макеев Г.А., Сотниченко И.В.
ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
islamovra@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Разработка трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) с проницаемостью коллектора менее 0,5 мД ставит перед специалистами вызовы по повышению рентабельности добычи нефти. Основным направлением решения этой задачи является повышение продуктивности за счет бурения скважин с горизонтальным окончанием с длиной хвостовика более 1 000 м и проведение многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). Проектирование и внедрение перспективных дизайнов трещин гидравлического разрыва пласта (ГРП) требует новых подходов по оценке их прогнозной продуктивности. Существующие аналитические и численные методики расчета прогнозной продуктивности используют средние параметры трещин. На практике дизайны часто характеризуются сложной геометрией и неравномерным распределением проводимости в объеме трещины ГРП. Использование некорректных алгоритмов определения средних параметров трещин приводит к значительному отклонению динамики фактического дебита скважины от рассчитанной. Это приводит к использованию неоптимальных дизайнов при проведении ГРП и снижению рентабельности добычи из объектов ТРИЗ. Для повышения качества оценки эффективности дизайна ГРП разработана методика интеграции симулятора гидравлического разрыва пласта и гидродинамического симулятора, которая позволяет выполнить корректный расчет продуктивности скважины.

Материалы и методы
Для решения задачи в работе предлагается:
- проектирование перспективных дизайнов в симуляторе ГРП;
- импорт спроектированных дизайнов в гидродинамический симулятор;
- расчет продуктивности скважины с проектными дизайнами ГРП в гидродинамическом симуляторе;
- выбор эффективного дизайна для опытных испытаний и внедрения.

Ключевые слова
трудноизвлекаемые запасы, гидродинамическое моделирование, гидравлический разрыв пласта, гидродинамический симулятор, симулятор ГРП

Для цитирования
Андреев Е.Ю., Волков М.Г., Исламов Р.А., Макеев Г.А., Сотниченко И.В. Моделирование показателей эксплуатации скважин со сложной геометрией трещин гидравлического разрыва пласта // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 51–54. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-51-54

Поступила в редакцию: 17.03.2023

UDC 622.276.3 I Original Paper

Performance of fractured wells with complex geometry hydraulic fractures modeling

Andreev E.Yu., Volkov M.G., Islamov R.A., Makeev G.A., Sotnichenko I.V.
“RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
islamovra@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The development of hard-to-recover reserves with reservoir permeability less than 0,5 mD poses challenges for specialists to increase the profitability of oil production. The main direction of solving this problem is to increase productivity by drilling horizontal wells with a liner length of more than 1 000 m and performing multi-stage hydraulic fracturing. The design and implementation of promising designs of hydraulic fracturing fractures requires new approaches to assess their predictive productivity. Existing analytical and numerical methods for calculating predicted productivity use average fracture parameters. In practice, designs are often characterized by complex geometry and uneven distribution of conductivity in the volume of the hydraulic fracture. The use of incorrect algorithms for determining the average parameters of fractures leads to a significant deviation of the dynamics of the actual well flow rate from the calculated one. This leads to the use of non-optimal designs during hydraulic fracturing and a decrease in the profitability of extraction from hard-to-recover resources. To improve the quality of evaluation of hydraulic fracturing design efficiency, a technique for integrating a hydraulic fracturing simulator and a hydrodynamic simulator has been developed, which allows performing a correct calculation of well productivity.

Materials and methods
To solve the problem, the work proposes:
- designing perspective designs in hydraulic fracturing simulator;
- import of designed designs into hydrodynamic simulator;
- calculation of well productivity with designed hydraulic fractures in a hydrodynamic simulator;
- selection of an effective design for pilot testing and implementation.

Keywords
hard-to-recover reserves, hydrodynamic modeling, hydraulic fracturing, hydrodynamic simulator, hydraulic fracturing simulator

For citation
Andreev E.Yu., Volkov M.G., Islamov R.A., Makeev G.A., Sotnichenko I.V. Performance of fractured wells with complex geometry hydraulic fractures modeling. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. **–**. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-**-**

Received: 17.03.2023

Введение

На сегодняшний день как в России, так и в мире ежегодно увеличивается доля добычи нефти из объектов ТРИЗ [1]. В разработку вводятся запасы ачимовских пластов и их аналогов, а также запасы баженовской свиты со сверхнизкой проницаемостью (менее 0,5 мД) [2]. Такие объекты разрабатываются системами горизонтальных скважин с МГРП. Применение дизайнов ГРП на основе сшитого геля не обеспечивает необходимую для рентабельной добычи нефти продуктивность скважин.

В настоящее время ведутся работы по созданию новых и оптимизации существующих дизайнов ГРП с учетом строения и распределения фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта. Проектирование дизайнов ведется в корпоративном симуляторе гидроразрыва пласта «РН-ГРИД» [3]. Применяются гибридные технологии, характеризующиеся различной долей линейного геля в объеме жидкости разрыва, в сочетании с различной массой и концентрацией пропанта [4]. Актуальным становится вопрос оценки эффективности спроектированных дизайнов ГРП и выбор нескольких дизайнов с максимальной продуктивностью перед проведением опытно-промышленных испытаний на объектах разработки. С этой целью из симулятора выгружаются параметры трещины ГРП: полудлина x_f, средняя ширина w_f, высота h_f, проницаемость k_f. В качестве полудлины и высоты трещины ГРП на практике берутся максимальные значения из дизайна ГРП. Обязательно выполняется проверка сохранения материального баланса: объем закрепленной трещины ГРП равен объему закачанного пропанта (1). Подгоночным параметром для соблюдения материального баланса обычно выбирают среднюю ширину трещины ГРП w_f.

$$2 \times x_f \times h_f \times w_f = \frac{M_p}{\rho_p}, \qquad (1)$$

где M_p — масса пропанта; ρ_p — насыпная плотность пропанта.

Полученные параметры далее используются для оценки продуктивности скважин с ГРП, которая выполняется с применением аналитических формул, корреляционных зависимостей и гидродинамического моделирования.

Целью работы является создание методики корректного расчета продуктивности горизонтальных скважин с МГРП со сложной геометрией и неоднородным распределением свойств в объеме трещины с использованием гидродинамического симулятора.

Варианты моделирования трещин ГРП в гидродинамическом симуляторе

В работе для оценки продуктивности горизонтальных скважин с МГРП использовано гидродинамическое моделирование с применением корпоративного гидродинамического симулятора ПК «РН-КИМ» [5]. В симуляторе реализованы следующие методы моделирования трещин ГРП (рис. 1) [6]:

- метод локального измельчения сетки;
- метод источников.

Метод локального измельчения является явным, так как использует для расчета уравнения фильтрации, такие как уравнение движения и закон сохранения. Плюсами применения метода измельчения являются точность расчета, учет нестационарного течения, влияние гравитации на фильтрацию

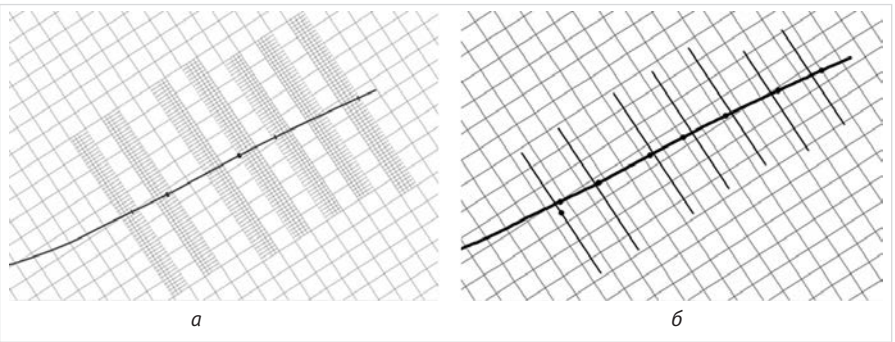


Рис. 1. Моделирование горизонтальной скважины с МГРП: а — методами измельчения, б — методом источников
Fig. 1. Simulation of a horizontal well with multi-stage hydraulic fracturing: a – grinding methods, б – source metho

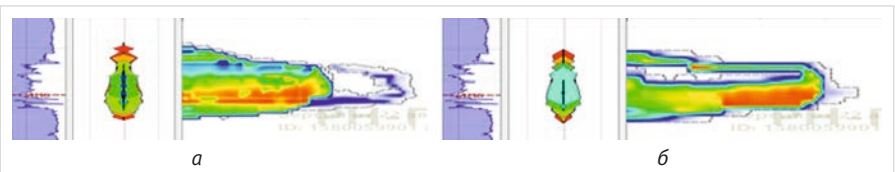


Рис. 2. Дизайны трещин ГРП (а — дизайн 1, б — дизайн 2), выбранные для испытания
Fig. 2. Hydraulic fracture designs (a – design 1, б – design 2), selected for testing

флюидов. К минусам относятся обязательная ориентация сетки модели вдоль направления развития трещины ГРП, сложность задания геометрии и свойств трещины в симуляторе, долгое время расчета, отсутствие возможности активации трещины во времени, то есть высокопроницаемая трещина присутствует в модели с начала расчета.

Метод источников для расчета притока к трещине ГРП использует математическую модель, описывающую стационарный приток. Плюсами применения метода источников являются простота и скорость задания трещины ГРП, произвольная ориентация трещины относительно расчетной сетки, высокая скорость расчета по сравнению с методом измельчения, возможность активации на любую дату. Минусами являются простая геометрия и равномерное распределение свойств в объеме трещины.

Рассмотрим задачу по выбору дизайна трещины ГРП методом гидродинамического моделирования на следующем примере. Продуктивный пласт в районе бурения куста скважин характеризуется проницаемостью менее 0,5 мД, толщиной 27 м. Сверху и снизу расположены водонасыщенные пласты, отделенные от целевого пласта тонкими глинистыми перемычками. Целью проектирования дизайна ГРП является создание длинной трещины, не выходящей по высоте за границы продуктивного пласта. Процедура проектирования дизайна состоит из следующих этапов:

1. на целевом участке выбираются опорная скважина с наличием специального комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) (широкополосный акустический каротаж, плотностной каротаж) и со статическими геомеханическими исследованиями керна и скважина с проведенным ГРП;
2. в случае необходимости (потеря целостности, отсутствие данных, некачественные данные) восстанавливаются плотностной каротаж и интервальные времена пробега продольной и поперечной волн в целевом интервале;
3. по результатам керновых исследований рассчитываются статические модули, необходимые для построения 1D геомеханической модели;
4. 1D геомеханическая модель калибруется на результаты мини-ГРП и ГРП;
5. проектируются дизайны ГРП, отвечающие заданным условиям: полудлина превышает заданное минимальное значение, трещина не выходит за границы продуктивного пласта.

По результатам проектирования было выбрано 2 дизайна трещины ГРП с близкими параметрами (рис. 2). Геометрические размеры трещин определены следующим образом: x_f и h_f взяты максимальными, w_f расчитана по формуле (1). Эти значения были использованы для гидродинамических расчетов.

Для выполнения расчетов по оценке продуктивности построена секторная гидродинамическая модель, учитывающая фактическое строение и распределение фильтрационно-емкостных свойств продуктивного пласта в районе бурения куста. Физико-химические свойства пластовых флюидов и относительные фазовые проницаемости заданы по результатам лабораторных исследований глубинных проб нефти и образцов керна. Распределение фильтрационно-емкостных свойств в объеме пласта задано по результатам интерпретации ГИС в опорной скважине.

Для выбора дизайна трещины ГРП, обеспечивающей максимальную продуктивность, проведены гидродинамические расчеты. Для этого в модели вертикальной скважины с трещиной ГРП

Табл. 1. Параметры трещин ГРП, выбранных для испытания
Tab. 1. Parameters of hydraulic fractures selected for testing

Параметр	Дизайн 1	Дизайн 2
x_f, м	250	300
h_f, м	25	28
w_f, мм	5,6	5,1
Безразмерная проводимость трещины (Fcd)	5,8	5,6

указывались параметры, рассчитанные в дизайне (табл. 1). Трещина ГРП задавалась методом источников и методом измельчения. Контроль работы скважины осуществлялся по забойному давлению, период расчета — 12 месяцев. Различие в дебитах жидкости между методами измельчения и источников наблюдается только при неустановившемся режиме, на установившемся режиме — менее 5 %. Сравнение результатов расчетов показало, что дебит скважины на установившемся режиме для рассматриваемых дизайнов трещины ГРП отличается менее чем на 8 %. Сделать однозначный выбор между дизайнами трещин ГРП по результатам гидродинамических расчетов не удалось (рис. 3).

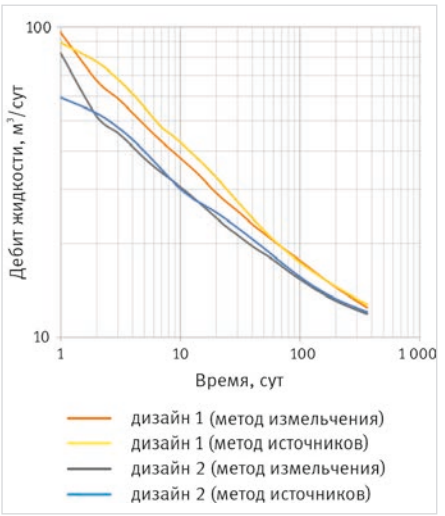


Рис. 3. Сравнение результатов расчетов для двух дизайнов ГРП, выполненных методами измельчения и источников
Fig. 3. Comparison of calculation results for two hydraulic fracturing designs performed by grinding and source method

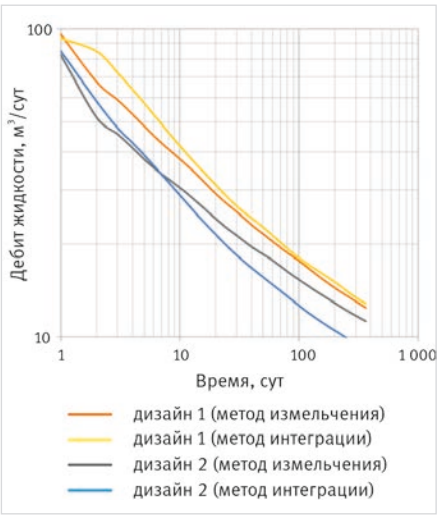


Рис. 4. Сравнение результатов расчетов для двух дизайнов ГРП, выполненных методом измельчения и методом интеграции
Fig. 4. Comparison of calculation results for two hydraulic fracturing designs performed by the grinding method and the integration method

Расчет продуктивности скважины методом интеграции симулятора ГРП и гидродинамического симулятора

С целью решения задачи повышения точности прогнозирования продуктивности трещины ГРП было предложено перенести геометрию и свойства трещины ГРП из симулятора ГРП «РН-ГРИД» в гидродинамический симулятор ПК «РН-КИМ». Разработка обоих симуляторов ведется в корпоративном институте ООО «РН-БашНИПИнефть», что позволяет быстро решить задачу интеграции данных. Методика интеграции включает следующие действия:

- реализовать выгрузку из «РН-ГРИД» параметров локального измельчения сетки, точки привязки к порту ГРП/интервалу инициализации, карты распространения свойств трещины ГРП;
- загрузить 2D-сетку и карты свойств трещины ГРП в гидродинамический симулятор;
- привязать трещину ГРП к одному или нескольким портам/интервалам инициации;
- в файле событий (schedule) активировать трещину на дату проведения ГРП;
- выполнить расчеты в гидродинамическом симуляторе ПК «РН-КИМ».

На рисунке 4 представлены результаты гидродинамических расчетов, выполненных методом измельчения и методом интеграции для спроектированных дизайнов ГРП. Анализ результатов расчетов позволяет сделать однозначный выбор дизайна ГРП. Продуктивность скважины для разных дизайнов трещины ГРП отличается на 30 % на установившемся режиме, что позволяет сделать однозначный выбор. Для проведения испытаний на опытном участке был выбран дизайн 1.

Опытно-промышленные работы по испытанию эффективности предложенной технологии ГРП проведены на пласте с проницаемостью 0,3 мД. Была пробурена скважина с длиной горизонтального участка 1 124 м, проведено 16 операций ГРП по дизайну 1 с ориентацией трещин поперек горизонтального ствола. Скважина была запущена в эксплуатацию в 2022 году и проработала более 9 месяцев.

На данной скважине была опробована методика интеграции симулятора гидравлического разрыва пласта и гидродинамического симулятора. Был построен дизайн по фактическим данным проведенной операции ГРП. Карты свойств трещины были загружены в гидродинамическую модель и привязаны к портам ГРП (рис. 5). Выполнены гидродинамические расчеты с контролем работы скважины по фактическому дебиту жидкости. Сравнение фактических и рассчитанных показателей эксплуатации скважины показало хорошую сходимость (рис. 6). Это позволило сделать вывод об эффективности предложенного метода интеграции и возможности его применения в дальнейшем для расчета продуктивности трещин с неоднородной геометрией и распределением свойств в трещине ГРП. Для сравнения были выполнены расчеты для трещин ГРП по дизайну 2. Сравнение результатов расчетов для ГС с МГРП по дизайну 2 с фактическими показателями эксплуатации скважины (рис. 6) также подтвердили эффективность предложенного метода интеграции (табл. 2).

Итоги

Методика расчета продуктивности скважины с трещинами ГРП, основанная на задании прямоугольной геометрии со средними параметрами, может вносить большую погрешность для случаев трещин с неоднородным распределением свойств. Разработана методика переноса геометрии и свойств трещины ГРП из симулятора гидроразрыва пласта «РН-ГРИД» в гидродинамический симулятор ПК «РН-КИМ». Данная методика опробована на объекте разработки со сложным строением и с проницаемостью менее 0,5 мД. Сравнение результатов гидродинамического моделирования для трещин ГРП с прямоугольной геометрией и средними параметрами не дало возможности выбрать эффективный дизайн. Применение методики интеграции показало, что продуктивность скважины с различными дизайнами ГРП значительно отличается, что позволило сделать однозначный выбор дизайна для проведения опытно-промышленных испытаний. Сравнение рассчитанной и фактической динамики показателей эксплуатации горизонтальной скважины с многостадийным ГРП по выбранному дизайну показало хорошую сходимость (величина достоверности аппроксимации $R^2 = 0{,}97$).

Выводы

Разработана методика интеграции результатов расчетов гидродинамического симулятора и симулятора ГРП. Гидродинамические расчеты подтвердили эффективность методики. Сравнение показало, что продуктивность скважины, рассчитанная по методике, совпадает с фактической продуктивностью скважины. Методика интеграции будет использоваться для оценки продуктивности скважин с ГРП со сложной геометрией и неоднородным распределением свойств.

Литература

1. Шмелев П.И. ТРИЗ как объективная реальность. Особенности классификации

Табл. 2. Сравнение фактических и расчетных показателей работы скважины
Tab. 2. Comparison of actual and calculated well performance

Показатель	Факт	Дизайн 1	Дизайн 2
Накопленная добыча, м³	26 865	26 865	21 080
Среднее забойное давление, атм	52	51	32
Достоверность аппроксимации забойного давления, доли ед.	1	0,97	0,64

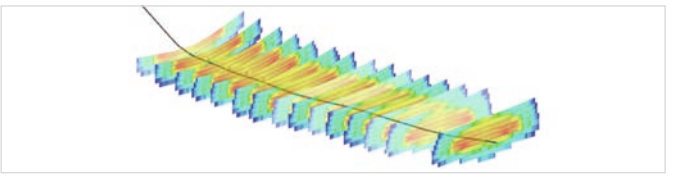


Рис. 5. Скважина с фактическими трещинами ГРП в гидродинамическом симуляторе ПК «РН-КИМ»
Fig. 5. A well with actual hydraulic fractures in the hydrodynamic simulator of the Software complex "RN-KIM"

и разработки трудноизвлекаемых запасов // Сибирская нефть. 2018. № 2. С. 17–23.
2. Рязанцев М.В., Мироненко А.А., Кузин И.Г. и др. Приобское месторождение — 40 лет на благо родины! // Нефтяное хозяйство. 2022. № 6. С. 20–25.
3. Ахтямов А.А., Макеев Г.А., Байдюков К.Н. и др. Корпоративный симулятор гидроразрыва пласта «РН-ГРИД»: от программной реализации к промышленному внедрению // Нефтяное хозяйство. 2018. № 5. С. 94–97.
4. Мирошниченко А.В., Сергейчев А.В., Коротовских В.А. и др. Инновационные технологии разработки низкопроницаемых коллекторов в ПАО «НК «Роснефть» // Нефтяное хозяйство. 2022. № 12. С. 105–109.
5. Бадыков И.Х., Байков В.А., Борщук О.С. Программный комплекс «РН-КИМ» как инструмент гидродинамического моделирования залежей углеводородов // Недропользование XXI век. 2015. № 4. С. 96–103.

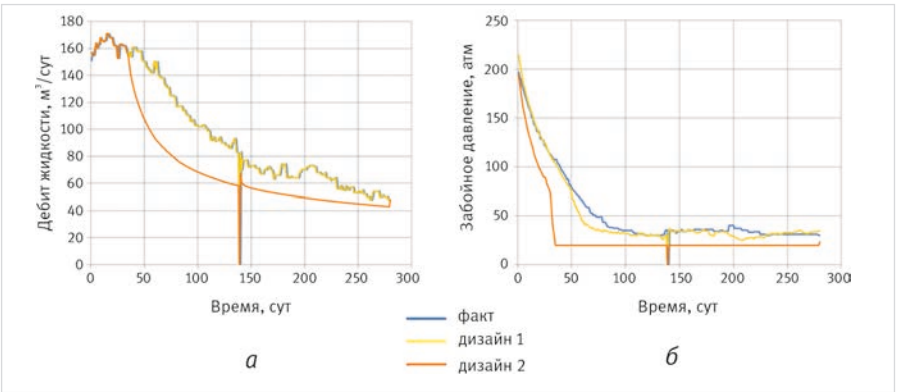


Рис. 6. Сравнение фактических и рассчитанных для рассматриваемых дизайнов ГРП показателей работы скважины (а — дебит жидкости, б — забойное давление)
Fig. 6. Comparison of actual and calculated well performance indicators for the considered hydraulic fracturing designs (a – fluid flow rate, б – bottomhole pressure)

6. Андреев Е.Ю., Исламов Р.А., Дильмухаметов И.Р. Опыт моделирования скважин с гидроразрывом пласта в различных гидродинамических симуляторах // Цифровые технологии в добыче и переработке углеводородов: от моделей к практике. М.: Нефтяное хозяйство, 2020. С. 60.

ENGLISH

Results
The technique for calculating the productivity of a well with hydraulic fractures, based on the assignment of a rectangular geometry with average parameters, can introduce a large error for cases of fractures with inhomogeneous distribution of properties. A technique has been developed for transferring the geometry and properties of a hydraulic fracture from the RN-GRID hydraulic fracturing simulator to the RN-KIM hydrodynamic simulator. This technique has been tested on a development site with a complex structure and with a permeability of less than 0,5 mD. Comparison of the results of hydrodynamic modeling for hydraulic fractures with rectangular geometry and average parameters did not make it possible to choose an effective design. The application of the integration technique showed that the productivity of the well with different hydraulic fracturing designs is significantly different, which made it possible to make an unambiguous choice of design for pilot testing. Comparison of the calculated and actual dynamics of the performance of a horizontal well with multi-stage hydraulic fracturing according to the selected design showed good convergence (the approximation reliability value is $R^2 = 0,97$).

Conclusion
A technique for integrating the results of calculations of a hydrodynamic simulator and a hydraulic fracturing simulator has been developed. Hydrodynamic calculations confirmed the effectiveness of the technique. The comparison showed that the well productivity calculated by the method coincides with the actual well productivity. The integration technique will be used to evaluate the productivity of wells with hydraulic fracturing with complex geometry and heterogeneous distribution of properties.

References
1. Shmelev P.I. HtRR as an objective reality. Features of classification and development of hard-to-recover reserves. Siberian oil, 2018, issue 2, P. 17–23. (In Russ).
2. Ryazantsev M.V., Mironenko A.A., Kuzin I.G. Priobskoe oil field – 40 years for the motherland weal! Oil industry, 2022, issue 6, P. 20–25. (In Russ).
3. Miroshnichenko A.V., Sergeichev A.V., Korotovskikh V.A. Innovative technologies for the low-permeability reservoirs development in Rosneft oil company. Oil industry, 2022, issue 12, P. 105–109. (In Russ).
4. Akhtyamov A.V., Makeev G.A., Baydyukov K.N. Corporate fracturing simulator RN-GRID: from software development to in field implementation. Oil industry, 2018, issue 5, P. 94–97. (In Russ).
5. Badykov I.K., Baykov V.A., Borschuk O.S. Software complex “RN-KIM” as a tool for hydrodynamic modeling of hydrocarbon reservoirs. Subsoil use XXI century, 2015, issue 4, P. 96–103. (In Russ).
6. Andreev E.Y., Islamov R.A., Dilmuhametov I.R. Experience in modeling wells with hydraulic fracturing in various hydrodynamic simulators. Digital technologies in the production and processing of hydrocarbons: from models to practice. Moscow: Oil industry, 2020, P 60. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Андреев Егор Юрьевич, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Волков Максим Григорьевич, д.т.н., заместитель генерального директора, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Исламов Ринат Асхатович, старший эксперт, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: islamovra@bnipi.rosneft.ru

Макеев Григорий Анатольевич, к.т.н., заместитель начальника управления, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Сотниченко Игорь Валентинович, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Andreev Egor Yurievich, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Volkov Maxim Grigorievich, ph. d. of engineering sciences, deputy general director, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Islamov Rinat Askhatovich, senior expert, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: islamovra@bnipi.rosneft.ru

Makeev Grigory Anatolievich, ph.d. of engineering sciences, deputy head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Sotnichenko Igor Valentinovich, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ПЕНЗКОМПРЕССОРМАШ

НАШ ОПЫТ
— ВАШ ПРАВИЛЬНЫЙ ВЫБОР!

ПРОЕКТИРОВАНИЕ И ПРОИЗВОДСТВО

Поршневые и винтовые компрессорные установки для сжатия и транспортировки различных технологических газов.

Модульные компрессорные установки и станции.

Герметичные электронасосные агрегаты.

С НАМИ ВЫГОДНО

Высококвалифицированный персонал, новейшие методы расчетов и системный подход к проектированию – высокое качество проектных решений.

Современное производственное оборудование и собственная испытательная лаборатория.

Высокие стандарты качества. Конкурентные цены.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Изготовление оборудования по техническому заданию Заказчика.

Производительность до 200 м³/мин. Давление нагнетания до 400 кгс/см².

Область применения – добыча, переработка нефти и газа:
• химическая промышленность;
• нефтехимическая промышленность.

440015, г. Пенза, ул. Аустрина, 63
тел.: +7 (8412) 500-485
факс: +7 (8412) 90-98-75

pkm@pkm.ru
prommash@pkm.ru
penza@pzkm.ru

WWW.PKM.RU

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-56-61 УДК 622.279 I Научная статья

Подбор альтернативной жидкости гидроразрыва пласта в условиях низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса

Выломов Д.Д.[1], **Шульгин П.А.**[2], **Шакиров Р.Р.**[3], **Снохин А.А.**[2]
[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [2]ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия,
[3]Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
При учете накопленных знаний в части выбора жидкостей гидроразрыва (ЖР) пласта и последующей их апробации в рамках опытно-промышленных (ОПР) и научно-исследовательских работ (НИР) на туронских отложениях месторождений-аналогов подобрана альтернативная ЖР, применение которой позволит снизить негативное воздействие на продуктивный пласт (относительно пресной воды), а также увеличить экологическую и экономическую составляющую работ в целом относительно ЖР на углеводородной основе (дизельное топливо).

Материалы и методы
Путем аналитического обзора накопленной базы знаний в части выбора ЖР для отложений туронского яруса (T) и проведения собственных лабораторных исследований керна сформированы рекомендации по применению альтернативной ЖР для целей ОПР на рассматриваемом активе.

Ключевые слова
туронский ярус, жидкость гидроразрыва пласта, лабораторные исследования керна, линейное расширение глин

Для цитирования
Выломов Д.Д., Шульгин П.А., Шакиров Р.Р., Снохин А.А. Подбор альтернативной жидкости гидроразрыва пласта в условиях низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 56–61. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-56-61

Поступила в редакцию: 28.03.2023

UDC 622.279 I Original Paper

Selection of an alternative hydraulic fracturing fluid in the conditions of a low permeability gas reservoir turonian

Vylomov D.D.[1], **Shulgin P.A.**[2], **Shakirov R.R.**[3] **Snohin A.A.**[2]
[1]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, [2]"Kynsko-Chaselskoe neftegas" LLC, Tyumen, Russia,
[3]Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia
ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru

Abstract
Taking into account the accumulated knowledge regarding the choice of hydraulic fracturing fluids and their subsequent approbation within the framework of pilot industrial and research works on the Turonian deposits of analogous deposits, an alternative hydraulic fracturing fluid was selected, the use of which will reduce the negative impact on productive formation (relative to fresh water), as well as to increase the environmental and economic component of the work as a whole in relation to hydrocarbon-based hydraulic fracturing fluid (diesel fuel).

Materials and methods
Based on an analytical review of the accumulated knowledge base regarding the choice of hydraulic fracturing fluid for the deposits of the Turonian stage (T) and carrying out our own laboratory tests of the core, recommendations were formed on the use of an alternative hydraulic fracturing fluid for the purposes of pilot work on the considered asset.

Keywords
turonian stage, hydraulic fracturing fluid, laboratory-based core analysis, linear expansion of clays

For citation
Vylomov D.D., Shulgin P.A., Shakirov R.R., Snohin A.A. Selection of an alternative hydraulic fracturing fluid in the conditions of a low permeability gas reservoir turonian. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 56–61. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-56-61

Received: 28.03.2023

Введение

Турон (Т) — один из приоритетных и стратегически важных объектов с залежами свободного газа (СВ). Ресурсы газовых залежей турона относят к категории трудноизвлекаемых, они характеризуются наличием значительной неоднородности, низкими продуктивными характеристиками скважин, ухудшенными фильтрационно-емкостными (ФЕС) и коллекторскими свойствами пластов [1].

В пределах рассматриваемого в данной работе одного из лицензионных участков (ЛУ) Красноселькупского района Ямало-Ненецкого автономного округа (ЯНАО) доля объекта Т составляет 42 % от всей его ресурсной базы (РБ). Рекомендуемая технология заканчивания для проектных скважин — горизонтальное окончание ствола с применением гидравлического разрыва пласта (ГРП) [2].

ГРП — один из методов интенсификации притока пластового флюида к нефтяным и газовым скважинам. Широко распространен в мировой и отечественной практике ввиду высокой рентабельности.

Суть метода ГРП заключается в создании сети трещин в продуктивном пласте на больших глубинах (ниже 500 м от поверхности земли) путем закачки в скважину рабочей жидкости с созданием высокого давления. Сеть созданных трещин улучшает гидравлическую проводимость породы пласта и увеличивает зону дренирования скважины.

Реализация ГРП включает в себя следующие типовые операции:

- выбор ЖР и расклинивающего агента (песок, проппант и т.п.);
- определение расчетных показателей процесса гидроразрыва;
- выбор технологической схемы и необходимых агрегатов;
- подготовка скважины (определение поглощающей способности, очистка забоя, прибытие флота ГРП на объект, монтаж оборудования);
- проведение мини-ГРП, основного ГРП;
- освоение и проведение гидродинамического исследования скважины (ГДИС) после гидроразрыва.

Важнейшим фактором успешности выполнения ГРП является качество и свойства ЖР, основными характеристиками которой являются:

- реологические (инфильтрационные) свойства;
- несущая способность (обеспечение переноса и закрепления проппанта по трещине);
- совместимость с горной породой (отсутствие взаимодействия для минимизации ухудшения коллекторских свойств).

Жидкости для ГРП можно классифицировать по типу применяемой в их составе основы: водной, углеводородной (УВ) или кислотной. Также применяются многофазные эмульсионные системы и пены [3].

Накопленная база знаний

Рассмотрим накопленную базу знаний в части проведения ГРП и выбора ЖР по ближайшим месторождениям-аналогам, обладающим значительной РБ по объекту Т.

На м/р-аналоге 1 (находится на стадии ОПР) на объекте Т проведен ГРП на водной основе. Несмотря на низкую температуру и водочувствительность пласта гидроразрыв показал стабильную эффективность. Все проведенные работы по ГРП показали прирост продуктивности скважин, в среднем более чем в два раза [4].

ЖР на водной основе обладает рядом преимуществ: экономическая рентабельность, высокое гидростатическое давление столба жидкости, пожаробезопасность и относительно простой способ приготовления.

Однако в работе [5] авторы отмечают, что при высоком содержании глинистой фракции возможна достаточно сильная гидратация (набухание) образца породы при взаимодействии с водой (до 10–15 %). В связи с тем, что объект Т сложен преимущественно

Табл. 1. Обзор существующих ЖР: 0,0 — ЖР не может быть применена на объекте Т; 0,5 — ЖР может быть применена на объекте Т (II приоритет); 1,0 — ЖР может быть применена на объекте Т (I приоритет); ОГС — оксипропилпроизводное гуаровой смолы; ГОЭЦ — гидроксиэтилцеллюлоза; КМГПГ — карбоксиметил-гидроксипропилгуар; КМГОЭЦ — карбоксиметилоксиэтилцеллюлоза
Tab. 1. Overview of existing hydraulic fracturing fluids: 0,0 – hydraulic fracturing fluid is not applicable to object T; 0,5 – hydraulic fracturing fluid applicable to object T (II priority); 1,0 –hydraulic fracturing fluid applicable to object T (I priority); OGG – oxypropyl derivative of guar gum; HEC – hydroxyethyl cellulose; CMHPG – carboxymethyl hydroxypropyl guar; CMOEC – carboxymethyloxyethyl cellulose

Основа	Тип	Компоненты	Применение на объекте Т/аналогах	Вес	Условия применимости	Вес	∑ вес
Вода	Линейный гель	Гуар/ксантан, ОГС, ГОЭЦ, КМГПГ	Нет	0,0	Комбинация со сшитым гелем	0,0	0,0
		Безгуаровые маловязкие системы (полимеры, Slick water, ПАВ)	Да: Blanco Mesaverde (США) [1]	0,5	Короткие трещины, низкие температуры	0,5	1,0
	Сшитый гель	Гуар/ксантан + сшиватель полимеров, ОГС, КМГПГ/КМГОЭЦ	Да: Харампурское (РФ) Milk River Gas Pool (Канада) Medicine Hat (Канада) [1]	0,5	Длинные трещины, высокие температуры	0,5	1,0
	Мицеллярная жидкость	Электролит + ПАВ	Нет	0,0	Средние длины трещин, средние температуры	0,5	0,5
УВ	Линейный гель	Загуститель (гелеобразующий агент)	Нет	0,0	Комбинация со сшитым гелем	0,0	0,0
	Сшитый гель	Загуститель (гелеобразующий агент) + сшиватель полимеров	Да: Южно-Русское (РФ)	0,5	Длинные трещины, гидрофильный пласт	0,5	1,0
	Водонефтяная эмульсия	Вода + нефть + эмульгатор	Нет	0,0	Средние длины трещин, борьба с водопоглощением	0,5	0,5
Кислота	Линейный гель	Гуар/ОГС	Нет	0,0	Комбинация со сшитым гелем	0,0	0,0
	Сшитый гель	Гуар/ОГС + сшиватель полимеров	Нет	0,0	Длинные трещины, карбонатный пласт	0,0	0,0
	Эмульсия	Кислота + вода/нефть + эмульгатор	Нет	0,0	Средние длины трещины, карбонатный пласт	0,0	0,0
Пена	Водная основа	Вспенивающий агент + N_2/CO_2	Нет	0,0	Пласт с низким давлением	0,5	0,5
	Нефтяная основа	Вспенивающий агент + N_2	Нет	0,0	Карбонатный пласт с низким давлением	0,0	0,0
	Спиртовая основа	Метанол + вспенивающий агент + N_2	Нет	0,0	Гидрофильный пласт с низким давлением	0,5	0,5
		Метанол + вспенивающий агент + сшивающий агент + CO_2 (20 %)	Да: Puesto Touquet (Аргентина) [1]	0,5		0,5	1,0
СУГ	–	Пропан + бутан (сжиженные)	Нет	0,0	ТрИЗ, гидрофильный пласт, длинные трещины	0,5	0,5

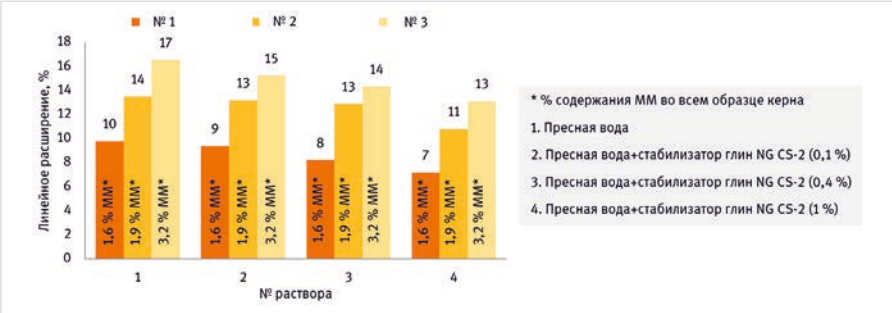


Рис. 1. Линейное расширение глин на керне объекта Т с м/р-аналога 1
Fig. 1. Linear expansion of clays on the core of object T from the field-analogue 1

Рис. 2. Линейное расширение глин на керне березовской свиты с м/р-аналога 1
Fig. 2. Linear expansion of clays on the core of berezovskaya suite from the field-analogue 1

Рис. 3. Линейное расширение глин на керне объекта Т с м/р-аналога 2
Fig. 3. Linear expansion of clays on the core of object T from the field-analogue 2

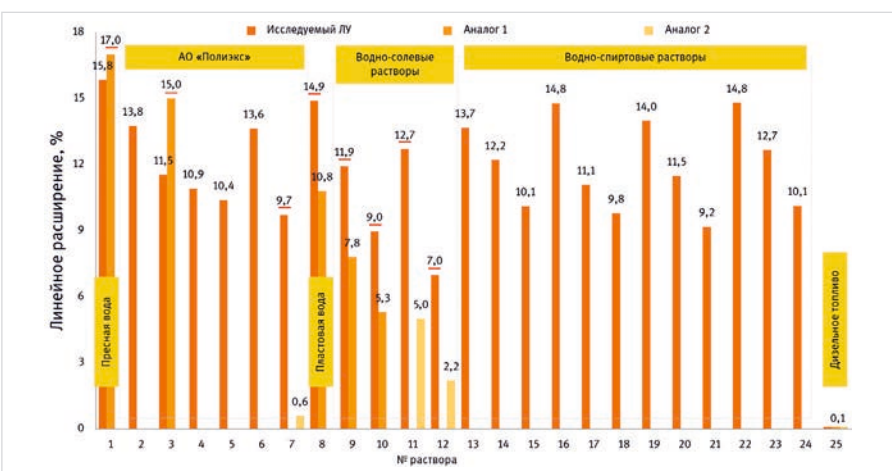


Рис. 4. Итоговый свод результатов ЛИ
Fig. 4. The final summary of the results of laboratory researches

глинистыми породами, в т.ч. монтмориллонитом (ММ) существуют риски набухания породы и связанные с этим негативные последствия с точки зрения эффективности ГРП.

Принимая во внимание характерные особенности объекта Т на рассматриваемом ЛУ (высокая чувствительность минералов коллектора к воде, низкая проницаемость и низкая пластовая температура), сформирован вывод о том, что реализация классического ГРП на водной основе может повлечь за собой ряд негативных последствий:

- снижение проницаемости проппантной пачки (в 1,5–2 раза относительно УВ основы) и уменьшение ее ширины [6];
- закупоривание фильтрационных каналов при набухании и миграции чувствительных глин;
- уменьшение остаточной проводимости и загрязнение трещин [7];
- образование газовых гидратов, водных блоков и изменение смачиваемости породы-коллектора.

На м/р-аналоге 2 (введено в промышленную разработку) на объекте Т проведен ГРП на дизельном топливе (ДТ) [7]. Авторами отмечается неудовлетворительный результат при использовании ЖР на водной основе — скважины, работающие без ГРП, обладают более высокими дебитами, чем с ГРП на водной основе. В свою очередь подчеркивается высокая эффективность использования в основе ЖР ДТ ввиду его инертности при взаимодействии с ММ, а также большей эффективности в условиях низкой пластовой температуры.

Несмотря на отсутствие ухудшения коллекторских свойств при выборе ДТ в качестве основы, происходит значительное удорожание капитальных затрат (в сравнении с водной основой), а также возрастают требования к пожарной безопасности и экологичности процесса.

Необходимо отметить и другие работы по подбору ЖР для осложненных геологических условий, в т.ч. для заглинизированного коллектора турона: применение сжиженных углеводородных газов (СУГ) [8], использование гидрофильных и гидрофобных составов (метанол + активные нелетучие компоненты) [9] и использование пластовой воды из высокопроницаемых пластов (высокоминерализованная вода сеноманского горизонта) как основы для буферной и песконесущей жидкости [10].

Данные технологические подходы практически неосуществимы для районов с неразвитой инфраструктурой, а также нерентабельны по причине высоких капитальных затрат при отсутствии фактической добычи газа (рассматриваемый ЛУ).

На основе озвученной проблематики сформирована нетривиальная задача по подбору такой альтернативной ЖР, применение которой позволит снизить негативное воздействие на продуктивный пласт (относительно пресной воды), а также увеличить экологическую и экономическую составляющую работ в целом относительно ЖР на УВ (в частности ДТ).

Логическим итогом настоящей работы будут являться выводы и рекомендации по применению альтернативной ЖР для целей ОПР на рассматриваемом активе.

Подбор альтернативной ЖР

Для решения задачи по подбору альтернативной ЖР, удовлетворяющей поставленным критериям, авторами сформированы ключевые этапы работы, каждый из которых направлен на достижение конкретных целей:

- этап 1: аналитический обзор ЖР применяемых в мировой и отечественной практике;
- этап 2: выделение ЖР, потенциально применимых на объекте Т;
- этап 3: анализ результатов лабораторных исследований (ЛИ), ОПР и НИР на м/р-аналогах;
- этап 4: проведение ЛИ на собственном керне (в т.ч. апробация ЖР применяемых на м/р-аналогах);
- этап 5: выявление альтернативной ЖР с последующей выдачей рекомендаций с целью ее апробации в рамках ОПР.

Этап 1–2: в результате выполнения аналитического обзора отечественного и зарубежного опыта в части выбора той/иной ЖР при проведении ГРП авторами сформирована обзорная таблица (табл. 1), в которой:

- приведены и структурированы существующие основы, типы и компоненты ЖР;
- проанализирован и учтен опыт апробации для условий объекта Т — в случае наличия факта применения ЖР на объекте Т/аналоге ей присвоен весовой коэффициент 0,5;
- сформированы и оценены условия применимости ЖР на объекте Т — в случае фактической/теоретической применимости ей присвоен весовой коэффициент 0,5.

На основании сформированной обзорной таблицы произведена ранжировка ЖР по приоритетности их применения на объекте Т. Мицеллярная жидкость + ПАВ, водонефтяная эмульсия и пена на водной/спиртовой основе соответствуют геологическим условиям объекта Т (терригенный гидрофильный коллектор, низкое пластовое давление и температура), однако в рамках ОПР/НИР не испытывались. По этой причине им присвоен условно приоритет II.

Как показывает практический опыт, в приоритете у недропользователей ЖР на водной и УВ основе с применением полимеров (безгуаровые маловязкие системы, сшитый гель). По этой причине для таких ЖР условно присваивается приоритет I. При всем этом, как было озвучено ранее, авторы ставят перед собой задачу поиска синергического решения по подбору альтернативной ЖР для условий, относящихся к рассматриваемому ЛУ.

Этап 3: рассмотрим результаты ЛИ на м/р-аналогах. На керне объекта Т м/р-аналога 1 проведены ЛИ по определению набухающей способности глин (линейное расширение) при прокачке пресной воды (с варьированием доли содержания стабилизатора глин) (рис. 1). Кроме того, на керне березовской свиты этого же м/р (согласно РСА содержание ММ сопоставимо с объектом Т) оценено влияние на породу ряда других растворов на водной и УВ основе (рис. 2).

Резюме по ЛИ на м/р-аналоге 1:

- линейное расширение глин при прокачке пресной воды для объекта Т в среднем 14 %, для березовской свиты 16 % (подтверждение схожести коллекторских свойств);
- применение растворов на УВ основе позволяет снизить набухание глин на 99 %, солевых растворов на водной основе на 50 % (относительно пресной воды).

На рисунке 3 приведены результаты ЛИ на керне объекта Т м/р-аналога 2.

Резюме по ЛИ на м/р-аналоге 2 (на основе НИР на объекте Т):

- применение водно-солевых растворов способствует снижению набухания глин в целом до 2 %;

Табл. 2. Анализ проведенных ЛИ
Tab. 2. Analysis of cond ucted laboratory researches

Раствор	ЛИ: % набухания (Δ % относительно пресной воды)	Аналоги: % набухания (Δ%относительно пресной воды)
1. Пресная вода	15,8	17,0
2. Пресная вода + гидрофобизатор «ГФ-1» 0,05 %	13,8 (-12,7)	–
3. Пресная вода + гидрофобизатор «ГФ-1» 0,10 %	11,5 (-27,2)	15,0 (-11,8)
4. Пресная вода + гидрофобизатор «ГФ-1» 0,15 %	10,9 (-31)	–
5. Пресная вода + гидрофобизатор «ГФ-1» 0,20 %	10,4 (-34,2)	–
6. Пресная вода + гидрофобизатор «ГФ-1» 0,25 %	13,6 (-13,9)	–
7. Пресная вода + гель на ВУПАВ «Сурфогель Д»	9,7 (-38,6)*	0,6 (-96,5)
8. Пластовая вода	14,9 (-5,7)*	10,8 (-36,5)
9. Водно-солевой раствор NaCl (ρ = 1,15 г/см^3)	11,9 (-24,7)*	7,8 (-54,1)
10. Водно-солевой раствор KCl (ρ = 1,15 г/см^3)	9,0 (-43,0)*	5,3 (-68,8)
11. Водно-солевой раствор $CaCl_2$ (ρ = 1,15 г/см^3)	12,7 (-19,6)*	5,0 (-70,6)
12. Водно-солевой раствор KCOOH (ρ = 1,15 г/см^3)	7,0 (-55,7)*	2,2 (-87,4)
13. Водно-изопропиловый раствор 25/75 (спирт/вода)	13,7 (-13,3)	–
14. Водно-изопропиловый раствор 50/50 (спирт/вода)	12,2 (-22,8)	–
15. Водно-изопропиловый раствор 75/25 (спирт/вода)	10,1 (-36,1)	–
16. Водно-этиловый раствор 25/75 (спирт/вода)	14,8 (-6,3)	–
17. Водно-этиловый раствор 50/50 (спирт/вода)	11,1 (-29,7)	–
18. Водно-этиловый раствор 75/25 (спирт/вода)	9,8 (-38,0)	–
19. Водно-пропиленгликолевый раствор 25/75 (спирт/вода)	14,0 (-11,4)	–
20. Водно-пропиленгликолевый раствор 50/50 (спирт/вода)	11,5 (-27,2)	–
21. Водно-пропиленгликолевый раствор 75/25 (спирт/вода)	9,2 (-41,8)	–
22. Водно-глицериновый раствор 25/75 (спирт/вода)	14,8 (-6,3)	–
23. Водно-глицериновый раствор 50/50 (спирт/вода)	12,7 (-19,6)	–
24. Водно-глицериновый раствор 75/25 (спирт/вода)	10,1 (-36,1)	–
25. Дизельное топливо	0,1 (-99,4)	0,1 (-99,4)
набухание глин › 10 %	набухание глин ‹ 10 %	

**Подтверждение нецелесообразности преемственности результатов ЛИ с м/р аналогов (на собственном керне % набухания для одних и тех же растворов выше).*

- отмечен приемлемый результат взаимодействия с породой гелирующего комплекса «Сурфогель Д» (0–1,5 %).

Этап 4: Как отмечают авторы в работе [2], несмотря на схожесть одновозрастных отложений объекта Т рассматриваемого ЛУ и м/р-аналогов, имеется ряд геологических отличий (объект Т исследуемого ЛУ представлен двумя пластами: T_1 и T_2, отделенными друг от друга тонкой глинистой перемычкой; пласт T_2 повсеместно подстилается подвижной подошвенной водой), в связи с чем трансляция результатов с аналогов в явном виде нецелесообразна и необходимо формирование собственного видения.

В качестве экспериментальных растворов для проведения ЛИ по оценке линейного расширения глин на собственном керне объекта Т (впервые) выбраны растворы, зарекомендовавшие себя в рамках ОПР и НИР на м/р-аналогах (ДТ, водно-солевой раствор NaCl/KCl/$CaCl_2$/KCOOH), а также пресная и пластовая вода, характеризующиеся максимальными величинами набухания глинистых материалов. Кроме того, с целью расширения накопленной базы знаний, в качестве испытуемых также рекомендованы: пресная вода + гидрофобизатор глин (с варьированием пропорций), водно-изопропиловый, водно-этиловый, водно-пропиленгликолевый и водно-глицериновый раствор (с варьированием пропорций). Суммарно в ходе ЛИ проведено 100 опытов (апробация 25 растворов на 4 образцах керна).

С целью последующей минимизации технологических рисков для каждого рассматриваемого раствора (потенциальной ЖР) определены максимальные величины линейного расширения глин и проведено сопоставление с результатами м/р-аналогов (рис. 4, табл. 2).

Этап 5: в результате анализа полученных результатов можно сформировать ключевые тезисы проделанной работы по отношению к рассматриваемому ЛУ:

- ДТ — бескомпромиссная альтернативная ЖР, применение которой фактически не вызывает набухание глинистых фракций;
- приемлемый % набухания характерен для водно-солевых растворов KCOOH (7 %) и KCl (9 %) плотностью 1,15 г/см^3;
- удовлетворительный % набухания характерен для водно-спиртовых растворов пропиленгликоля (9,2 %) и этила (9,8 %) в пропорции спирт/вода 75/25, а также геля на ВУПАВ «Сурфогель Д» (9,7 %).

С точки зрения экономической рентабельности применение любой из перечисленных выше ЖР менее эффективно относительно пресной воды (в первую очередь спиртов и ДТ). По экспресс-оценке проведение одностадийного малотоннажного ГРП в вертикальной скважине на водно-солевом растворе дороже на 23 %, чем ГРП на пресной воде. Проведение ГРП на ДТ в свою очередь приводит к удорожанию технологии на 38 %.

Однако, ориентируясь на поставленную задачу поиска синергического решения для условий, относящихся к рассматриваемому ЛУ, а также недостатки традиционных ЖР (раздел «Накопленная база знаний»), отметим следующее: в рамках ОПР на объект Т рассматриваемого ЛУ в качестве оптимальной и альтернативной ЖР предлагается использование водно-солевого раствора KCOOH/KCl. Применение водно-солевой основы однозначно позволит снизить негативное воздействие на продуктивный пласт и минимизировать процесс линейного расширения глин (относительно пресной воды, что подтверждено ЛИ), а также увеличить экологическую и экономическую составляющую работ в целом относительно ЖР на УВ основе (ДТ).

При этом всем важно понимать, что для приготовления водно-солевого раствора потребуется большой объем воды. В качестве предложения следует рассмотреть добычу пластовой воды водозаборными скважинами из сеноманского (ПК) высокопроницаемого горизонта, что позволит урегулировать вопросы доставки, подготовки и нагрева. Стабильность такой ЖР необходимо поддерживалась как снижением концентрации сшивающего агента, так и введением медленно растворимой щелочи [10].

В конечном итоге необходимо помнить и о том, что любая ЖР характеризуется реологическими свойствами, способностью нести расклинивающий агент и разрушаться после отработки (деструкция). В связи с этим рекомендуется проведение дополнительных лабораторных тестов для подтверждения правильности выбора альтернативной основы для проведения ГРП.

Итоги

При учете накопленной базы знаний и результатов проведения собственных ЛИ на керне объекта Т рассматриваемого ЛУ для отработки в рамках ОПР подобрана и рекомендована такая альтернативная ЖР, применение которой позволит снизить негативное воздействие на продуктивный пласт (относительно пресной воды), а также увеличить экологическую и экономическую составляющую работ в целом относительно ЖР на УВ основе (ДТ).

Выводы

- на основе выполненного комплекса ЛИ на собственном керне объекта Т подтверждена нецелесообразность преемственности результатов ЛИ с м/р-аналогов;
- проведены исследования типовых и принципиально новых основ (спирты);
- для отработки в рамках ОПР рекомендован водно-солевой раствор KCOOH / KCl;
- рекомендуется проведение дополнительных лабораторных тестов ЖР (реология, несущая способность, деструкция);
- рекомендуется рассмотреть добычу пластовой воды из сеноманского горизонта для целей подготовки ЖР.

Литература

1. Гизетдинов И.А., Идрисова А.Т., Муслимов Б.Ш. Применение опыта освоения нетрадиционных запасов газа в условиях разработки туронских газовых залежей Западной Сибири // Нефтегазовое дело. 2019. № 4. С. 56–64.
2. Выломов Д.Д., Шульгин П.А., Снохин А.А. Оптимизация способов заканчивания скважин для низкопроницаемого газового коллектора туронского яруса // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 3. С. 48–52.
3. Магадова Л.А., Силин М.А., Глущенко В.Н. Нефтепромысловая химия. Технологические аспекты и материалы для гидроразрыва пласта. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. 423 с.
4. Лознюк О., Суртаев В., Сахань А., Муртазин Р., Латкин К., Ситдиков С., Пестриков А., Гусаков В., Политов М., Юдин А., Вернигора Д., Оленникова О., Булова М. Многостадийный гидроразрыв пласта открывает потенциал газоносных Туронских залежей в Западной Сибири // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва. 26–28 октября 2015. SPE-176706-MS.
5. Евсеев В.В., Мусин О.Т., Самохвалова С.М., Антончик Р.Л. Оптимизация состава жидкости гидроразрыва пласта и оценка ее влияния на терригенный коллектор // Neftegaz.RU. 2019. № 11. С. 22–25.
6. Арсланов А.Р., Иксанов И.М. Исследования на пропантной пачке туронской залежи при моделировании гидравлического разрыва пласта // Булатовские чтения. Т. 2. Часть 1. 2018. С. 47–50.
7. Воробьев В.В., Дмитрук В.В., Завьялов С.А., Юдин А.В., Логинов А.В., Новиков М.И., Викулин Н.А., Бурдин К.В., Шмарин И.С., Мухаметшин И.Р., Доронин С.В. Инновационный подход к заканчиванию и МГРП горизонтальных скважин водочувствительного и низкотемпературного Туронского пласта // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Онлайн. 26–29 октября 2020. SPE-202051-RU.
8. Цыганков В.А., Стрижнев К.В., Магадова Л.А., Ненько А.В. Разработка нетрадиционных запасов углеводородов при помощи технологии ГРП с применением в качестве жидкостей разрыва сжиженных углеводородных газов // Neftegaz.RU. 2019. № 6. С. 56–61.
9. Бакулин Д.А., Зобов П.М., Черемисин А.Н., Хлебников В.Н. Метод решения проблем добычи газа из туронских пластов // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Онлайн. 26–29 октября 2020. SPE-202000-RU.
10. Киселев Н., Вернигора Д., Борисенко А., Рапейко В., Зотов К., Миклин Ю., Прохоров А., Зольников Д. Новый подход к использованию воды сеноманских пластов для приготовления жидкости гидроразрыва и проведения многостадийных ГРП в Западной Сибири // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Онлайн. 26–29 октября 2020. SPE-202061-RU.

ENGLISH

Results

Taking into account the accumulated knowledge base and the results of our own laboratory studies on the core of object T of the licensed area under consideration, as part of the pilot program, such an alternative hydraulic fracturing fluid was selected and recommended, the use of which will reduce the negative impact on the productive formation (relative to fresh water), and also increase the environmental and economic component work in general regarding hydrocarbon-based hydraulic fracturing fluids (diesel).

Conclusions

- on the basis of the performed laboratory researches complex on the own core of the object T, the inexpediency of succession of the results of laboratory researches with fields-analogues was confirmed;
- studies of standart and fundamentally new bases (alcohols) were carried out;
- water-salt solution KCOOH/KCl is recommended for development within the framework of the pilot project;
- it is recommended to carry out additional laboratory tests of hydraulic fracturing fluid (rheology, bearing capacity, destruction);
- it is recommended to consider the production of formation water from the Cenomanian horizon for the purpose of preparing the hydraulic fracturing fluid.

References

1. Gizetdinov I.A., Idrisova A.T., Muslimov B.Sh. Application of experience of unconventional gas reserves production in turon gas deposits development in Western Siberia. Petroleum Engineering, 2019, issue 4, P. 56–64. (In Russ).
2. Vylomov D.D., Shulgin P.A., Snohin A.A. Optimization of the well completion methods for low permeability gas reservoir Turonian. Exposition Oil Gas. 2022, issue 3, P. 48–52. (In Russ).
3. Magadova L.A., Silin M.A., Glushchenko V.N. Oilfield chemistry. Technological aspects and materials for hydraulic fracturing. Moscow: Gubkin University, 2012, 423 p. (In Russ).
4. Loznyuk O., Surtaev V., Sakhan A.,

Murtazin R., Latkin K., Sitdikov S., Pestrikov A., Gusakov V., Politov M., Yudin A., Vernigora D., Olennikova O., Bulova M. A Multistage stimulation operation to unlock the gas potential of the turonian siltstone formation in Western Siberia. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, 26–28 October 2015, SPE-176706-RU. (In Russ).
5. Evseev V.V., Musin O.T., Samokhvalova S.M., Antonchik R.L. Optimization of the composition of hydraulic fracturing fluid and assessment of its impact on terrigenous reservoir. Neftegaz.RU, 2019, issue 11, P. 22–25. (In Russ).
6. Arslanov A.R., Iksanov I.M. Research on enhancement packs turonian deposits in the modeling of hydraulic fracturing. Readings of A.I. Bulatov, 2018, Vol. 2, Part 1, P. 47–50. (In Russ).
7. Vorobyov V.V., Dmitruk V.V., Zavialov S.A., Yudin A.V., Loginov A.V., Novikov M.I., Vikulin N.A., Burdin K.V., Shmarin I.S., Mukhametshin I.R., Doronin S.V. Innovative completion and stimulation approach to increase gas production from water-sensitive, low-temperature turonian formation. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020, SPE-202051-RU. (In Russ).
8. Tsygankov V.A., Strizhnev K.V., Magadova L.A., Nenko A.V. Development of unconventional hydrocarbon reserves using hydraulic fracturing technology using liquefield hydrocarbon gases as fracturing fluids // Neftegaz.RU, 2019, issue 6, P. 56–61. (In Russ).
9. Bakulin D.A., Zobov P.M., Cheremisin A.N., Khlebnikov V.N. Method for solving problems of gas production from Turonian reservoirs. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020, SPE-202000-RU. (In Russ).
10. Kiselev N., Vernigora D., Borisenko A., Rapeiko V., Zotov K., Miklin Yu., Prokhorov A., Zolnikov D. Novel approach for produced water utilisation in multi-stage fracturing treatments in Western Siberia. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, October 2020, SPE-202061-RU. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Выломов Денис Дмитриевич, главный специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru

Шульгин Павел Алексеевич, ведущий специалист,
ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия

Шакиров Равиль Рамильевич, аспирант,
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Снохин Алексей Александрович, заместитель генерального директора, главный геолог, ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия

Vylomov Denis Dmitrievich, chief specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ddvylomov-tnk@tnnc.rosneft.ru

Shulgin Pavel Alekseevich, lead specialist,
“Kynsko-Chaselskoe neftegas” LLC, Tyumen, Russia

Shakirov Ravil Ramilevich, graduate student,
Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia

Snohin Aleksey Aleksandrovich, deputy general director, chief geologist, “Kynsko-Chaselskoe neftegas” LLC,
Tyumen, Russia

INTECH

05–09 ИЮНЯ 2023, МИНЕРАЛЬНЫЕ ВОДЫ
«Инновационные решения в области КРС, ПНП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах. Контроль скважин. Управление скважиной при ГНВП. Противофонтанная безопасность»

10–14 ИЮЛЯ 2023, ТЮМЕНЬ
«Инновационные технологические решения при эксплуатации и ремонте скважин»

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

Генеральный информационный партнер
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

STEELCONTOUR
КОМПЕНСАТОРЫ

РФ, г. Екатеринбург,
пер. Центральный рынок,
дом 6, офис 35.
info@steelcontour.com

ПРОЕКТИРУЕМ • ИЗГОТАВЛИВАЕМ • ПОСТАВЛЯЕМ

СОВРЕМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

СИЛЬФОННЫЕ КОМПЕНСАТОРЫ

| ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ | ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ | МАГИСТРАЛЕЙ |

| Осевые
| Универсальные
| Поворотные
| Сдвиговые
| Разгруженные
| Карданные
| Сильфонное компенсационное устройство

+7 (343) 31-24-246

STEELCONTOUR.COM

!

Разрабатываем и изготавливаем под заказ
с самыми различными типами компенсаторов
с любыми техническими характеристиками
и по индивидуальным чертежам заказчика,
а также патрубками под нестандартный диаметр
трубопровода, толщину стенки патрубков
и различных марок стали.

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-63-66 УДК 622.276 I Научная статья

Разработка водоизоляционных технологий на основе низкомодульного жидкого стекла (полимер-силикатный концентрат)

Юнусов И.М., Исаев А.А., Новиков М.Г., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А.
ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия
yunusovim@shoil.tatais.ru

Аннотация
В данной статье рассматриваются исследования фильтрационных характеристик образцов кернового материала терригенных коллекторов при воздействии на него полимер-силикатного концентрата (ПСК), определены проницаемости по воде до и после его фильтрации, показаны результаты опытных работ и экспериментов. В ходе работ получен фактор остаточного сопротивления по воде: отношение исходной проницаемости по воде, полученной до закачки реагента, к ее остаточной величине (после проведения воздействия). Представлены выводы и рекомендации по применению технологии ПСК.

Материалы и методы
Материалы: установка для определения коэффициента вытеснения нефти и фазовых проницаемостей на стандартных образцах керна с моделированием пластовых условий, образцы керна терригенных коллекторов, оторочка ПСК, пробы пластовой воды и соляной кислоты.
Методы: удаление привнесенной воды, вакуумирование, насыщение минерализованной водой, определение эффективной проницаемости по воде, закачка оторочки ПСК, определение конечной проницаемости.

Ключевые слова
терригенные коллекторы, обводнение нефтеносных пластов, фильтрационные характеристики, изменение (перераспределение) фильтрационных потоков, выравнивание профиля приемистости

Для цитирования
Юнусов И.М., Исаев А.А., Новиков М.Г., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Разработка водоизоляционных технологий на основе низкомодульного жидкого стекла (полимер-силикатный концентрат) // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 63–66.
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-63-66

Поступила в редакцию: 07.03.2023

UDC 622.276 I Original Paper

Developing water shut-off techniques based on low-modulus liquid glass (polymer silicate concentrate)

Yunusov I.M., Isaev A.A., Novikov M.G., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A.
Management company “Sheshmaoil” LLC , Almetyevsk, Russia
yunusovim@shoil.tatais.ru

Abstract
This article reviews the studies related to the permeability properties of core samples from terrigenous reservoirs when treated with a polymer-silicate concentrate (PSC): permeability values for water before and after the treatment have been determined, and the results of experimental works and tests have been presented. In the course of research we have obtained the residual resistance factor for water as a ratio of the initial permeability for water obtained before the reagent injection to its remaining value (after the treatment). The conclusions and guidelines for the application of the PSC technology have been presented.

Materials and methods
Materials: a unit to determine the oil displacement factor and phase permeabilities on standard core samples under simulated reservoir conditions, core samples of terrigenous reservoirs, the PSC margin, samples of formation water and hydrochloric acid.
Methods: removal of infiltrated water, evacuation, saturation with a saline water, determination of effective permeability for water, injection of PSC margins, determination of final permeability.

Keywords
terrigenous reservoirs, water flooding of oil-bearing formations, permeability properties, alteration (redistribution) of filtration flows, conformance control

For citation
Yunusov I.M., Isaev A.A., Novikov M.G., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Developing water shut-off techniques based on low-modulus liquid glass (polymer silicate concentrate). Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 63–66. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-63-66

Received: 07.03.2023

Введение

Одним из наиболее распространенных способов разработки нефтяных месторождений на территории бывшего Советского Союза является заводнение. Полнота охвата заводнением при данном методе имеет основополагающее влияние на эффективность извлечения нефти. Неоднородность продуктивных пластов как по мощности, так и по простиранию, возникшая вследствие особенностей осадконакопления и фациальной изменчивости, выражается наличием высокопроницаемых пропластков, приводящих к опережающему обводнению добывающих скважин [1, 2]. В изменяющихся геолого-промысловых условиях основной задачей повышения эффективности нефтеизвлечения становится значительное снижение проницаемости наиболее обводненных прослоев коллектора с тем, чтобы направить вытесняющие растворы в менее проницаемые малообводненные зоны и трансформировать поля давлений для повышения охвата гидродинамическим воздействием. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений, на которых для увеличения коэффициента извлечения нефти применяется заводнение, заключается в изменении (перераспределении) существующих фильтрационных протоков (ИФП) в отдаленной и призабойной зонах пласта [3–5].

Одним из наиболее экологичных и прогрессивных методов увеличения охвата пластов воздействием является применение гелеобразующих составов на основе силиката натрия [6]. Определение снижения коэффициента проницаемости после воздействия реагентом характеризует возможность применения исследуемого реагента с целью изоляции притока воды по высокопроницаемым пропласткам, при опережении темпа обводнения добываемой жидкости над темпом отбора извлекаемых запасов.

Для решения технической задачи увеличения охвата заводнением ООО УК «Шешмаойл» был разработан полимер — силикатный концентрат для обработки призабойной зоны скважины, который содержит жидкое стекло, полимер акрилового ряда, морозоустойчивую присадку и воду. Для обоснования рецептуры и технологии применения изолирующего состава ПСК были проведены лабораторные физико-химические и фильтрационные исследования на керновом материале при воздействии на него реагента ПСК. Определены фильтрационные характеристики, совместимость реагента с пластовыми жидкостями, механизм образования гелей.

Табл. 1. Начальные параметры образцов при подготовке к эксперименту
Tab. 1. Initial parameters of the samples while preparing for the experiment

Образец	Диаметр, мм	Длина, мм	Абсолютная эффективная проницаемость Кабс, мкм^2
1\4663	29,1	31,9	0,705
2\4663	29,3	30,9	0,537
3\4663	28,8	31,9	0,854

Физико-химические характеристики продукта ПСК

Длительное сохранение низкой исходной вязкости гелеобразующей композиции способствует закачке без осложнений больших объемов состава. На рисунке 1 представлены кривые изменения вязкости гелеобразующих составов во времени. Как видно, исходная вязкость растворов составляет 1,2 мПа·с, т.е. существенно не отличается от вязкости воды, затем по прошествии определенного времени она резко возрастает, что связано с образованием геля. Это время называется временем начала гелеобразования.

С увеличением времени выдержки наблюдается увеличение прочности геля, и только при времени выдержки больше трехкратного времени начала гелеобразования прочность геля практически не меняется (рис. 2). Максимальная величина напряжения сдвига характеризует прочность образовавшегося полимерного геля.

В качестве компонентов гелеобразующего состава использовались водные растворы ПСК и соляной кислоты. На рисунке 3 представлена зависимость времени начала гелеобразования и прочности геля от концентрации соляной кислоты в 33 % растворе ПСК. Как видно, при увеличении содержания кислоты в растворе прочность геля увеличивается, но при этом время начала гелеобразования уменьшается.

Существенное влияние как на скорость гелеобразования, так и на свойства получаемого геля оказывает температура. На рисунке 4 представлена зависимость времени начала гелеобразования 33 % раствора ПСК от концентрации соляной кислоты при различной температуре. Установлено, что с повышением температуры скорость процесса гелеобразования возрастает. При этом прочность образующегося полимерного геля увеличивается.

Влияние минерализации воды на процесс гелеобразования аналогично температуре: с увеличением минерализации воды время начала гелеобразования уменьшается, а прочность возрастает. При минерализации воды более 14 г/л наблюдается резкое повышение прочности геля. Для приготовления гелеобразующего раствора необходимо применять пресную или слабоминерализованную воду.

Фильтрационные исследования

Фильтрационные исследования проводились на установке УИПК-1М, обеспечивающей моделирование пластовых условий при проведении процесса.

Из кернового материала изготовлено три стандартных образца керна правильной цилиндрической формы (табл. 1).

Через подготовленный к опыту образец фильтровали пластовую воду до стабилизации перепада давления и определяли проницаемость по воде до закачки реагента (начальная проницаемость). Затем в том же направлении закачивалась оторочка исследуемого реагента в количестве около 0,4 от объема пор. После выдержки (кроме образца 2\4663) возобновляли фильтрацию пластовой воды до стабилизации фильтрации и определяли проницаемость модели по воде после закачки реагента. Расчетным путем определяли фактор остаточного сопротивления по воде.

Опыт

Цель опыта: определение фактора остаточного сопротивления по воде после фильтрации реагента ПСК на образце 1\4663.

Динамика изменения проницаемости приведена на рисунке 5.

В образец 1\4663 с начальной эффективной проницаемостью по пластовой воде 0,134 мкм^2 в том же направлении, что и вода, закачивалась оторочка реагента ПСК в количестве 0,4 от объема пор при постоянной скорости движения жидкости, равной 30 см^3/час. При закачке реагента наблюдалось значительное снижение проницаемости до значения 0,0025 мкм^2.

Далее после выдержки 15 мин была возобновлена фильтрация воды в том же направлении и с тем же расходом. При этом проницаемость по воде снижалась до 0,0014 мкм^2 и стабилизировалась при значении 0,0019 мкм^2 после прокачки пластовой воды

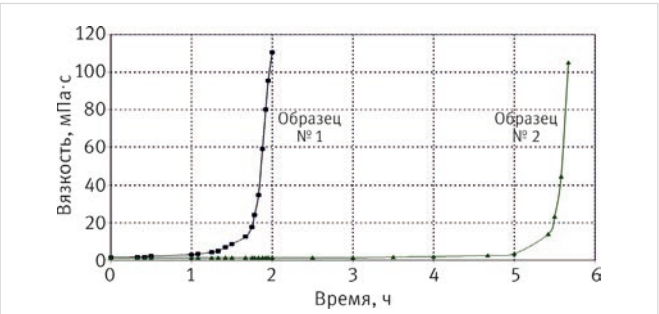


Рис. 1. Изменение вязкости гелеобразующего раствора 33 % ПСК, 0,9% (№ 1) и 33 % ПСК, 0,8 % (№ 2) сшивающего агента во времени при температуре 20 °С
Fig. 1. The change in the viscosity of the gel-forming solution of 33 % PSC, 0,9 % (№ 1) and 33 % PSC, 0,8 % (№ 2) cross-linking agent over time at a temperature of 20 °C

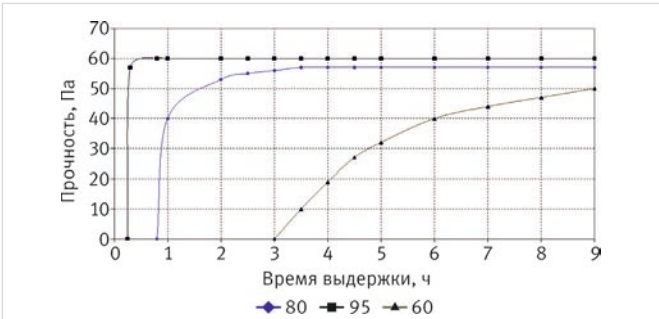


Рис. 2. Зависимость прочности полимерного геля 33 % ПСК и 0,7 % сшивающего агента от времени выдержки при различной температуре
Fig. 2. Dependence of the strength of the 33 % PSC and 0,7 % crosslinking agent polymer gel on the soaking time at various temperatures

в объеме 11,14 порового объема образца.

При пуске обратной фильтрации воды проницаемость стабилизировалась на уровне 0,0025 мкм^2 после прокачки пластовой воды в объеме 26,51 порового объема образца.

Таким образом, фактор остаточного сопротивления по воде после фильтрации реагента ПСК в опыте 1 в прямом направлении составил 70,53, а в обратном — 53,6.

Аналогичные исследования проведены на образцах 2\4663 и 3\4663 (табл. 2).

Из результатов фильтрационного тестирования состава ПСК (табл. 2) видно, что закачка оторочки реагента во всех опытах привела к очень значительному снижению проницаемости образцов керна по воде. Фактор остаточного сопротивления увеличился при выдержке реагента после ввода его в образец.

Также проведены исследования совместимости продукта ПСК с водой различной минерализации от пресной до плотности 1,16 г/см^3. Результаты исследований показали, что при высокой минерализации попутно добываемой воды продукт ПСК возможно использовать самостоятельно как селективный водоизолирующий реагент [7, 8].

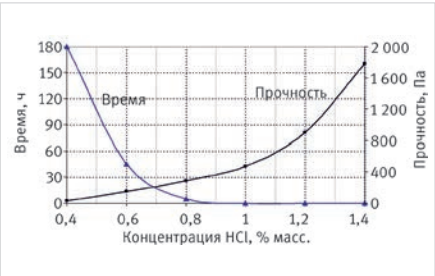


Рис. 3. Зависимость времени начала гелеобразования и прочности геля от концентрации соляной кислоты в 33 % растворе ПСК при 20 °С
Fig. 3. Dependence of the gel formation initiation time and gel strength on the concentration of hydrochloric acid in 33 % PSC solution at 20 °C

Итоги

Проведенные фильтрационные исследования на образцах керна показали, что применение реагента ПСК приводит к существенному снижению проницаемости, а также что при увеличении минерализации пластовых вод объектов разработки ПСК можно применять в качестве селективной водоизоляции.

Выводы

1. Проведены исследования и оценка влияния природы и концентрации различных компонентов ПСК и образующегося геля, температуры и минерализации воды на механизм гелеобразования. Показано, что физико-химические свойства геля зависят от значения концентраций полимеров и кислого агента; увеличение концентрации кислого агента, полимера, наполнителя, температуры и минерализации воды приводит к уменьшению времени начала гелеобразования, прочность же образовавшегося геля увеличивается.
2. Комплекс фильтрационных исследований на керновом материале показал, что применение силикатно-полимерных гелей позволяет снизить проницаемость промытых водой нефтяных пропластков до 10 000 раз и практически не влияет на проницаемость нефтенасыщенных.
3. Разработаны модификации ПСК в различных геолого-физических условиях, в частности: применение наполнителей при наличии суперколлекторов и трещин; уменьшение концентрации кислоты — сшивателя при повышенных пластовой температуре и минерализации пластовой воды.
4. Применение водоизоляционной технологии на основе исследуемого реагента ПСК можно рекомендовать как один из наиболее эффективных методов создания водоизоляционных экранов в добывающих скважинах, выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и увеличения охвата пласта заводнением за счет полной или частичной изоляции уже промытых высокопроницаемых зон пласта, герметизации эксплуатационных колонн.

Литература

1. Хисамов Р.С., Габдуллин Т.Г., Фархуллин Р.Г. Контроль за разработкой нефтяных и газонефтяных месторождений. Казань: Идель-Пресс, 2009. 408 с.
2. Муслимов Р.Х., Абдулмазитов Р.Г. и др. Нефтегазоносность республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений. Том 2. Казань: «Фэн» Академия наук РТ, 2007. 524 с.
3. Тахаутдинов Р.Ш., Исаев А.А., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Ограничение водопритоков, потокоотклонение и ликвидация нарушений эксплуатационных колонн // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 6. С. 58–62.
4. Исаев А.А., Юнусов И.М., Новиков М.Г. Разработка комплексной технологии по ограничению водопритока в скважины BlockTech // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 8. С. 92–94.
5. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. A set of solutions to reduce the water cut in well production. SPE Russian petroleum technology

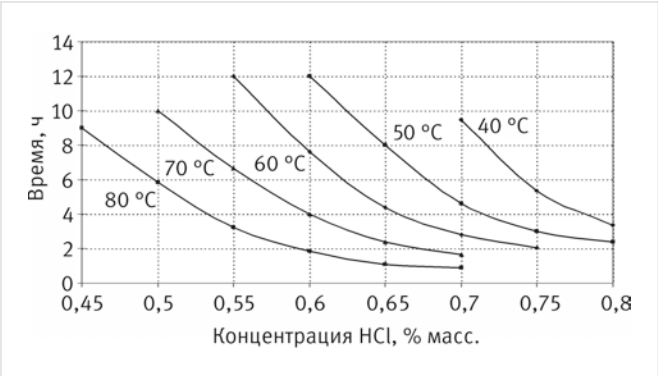


Рис. 4. Зависимость времени начала гелеобразования 33 % раствора ПСК от концентрации соляной кислоты при различной температуре
Fig. 4. Dependence of the gel formation initiation time of 33 % PSC solution on the concentration of hydrochloric acid at various temperatures

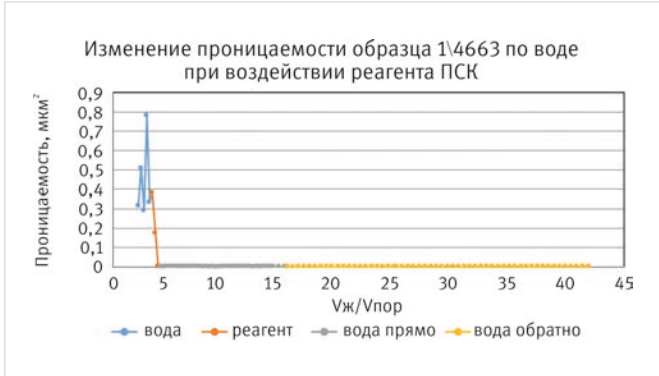


Рис. 5. Динамика изменения проницаемости в опыте 1
Fig. 5. Permeability change curve in experiment 1

Табл. 2. Параметры образцов после эксперимента
Tab. 2. Parameters of the samples after the experiment

Образец	Проницаемость по воде начальная Квод, мкм^2	Объем реагента, доли Vпор	Выдержка, мин	Проницаемость по воде после реагента Квод, мкм^2	Фактор остаточного сопротивления, доли ед.	Проницаемость по воде в обратном направлении Квод, мкм^2	Фактор остаточного сопротивления в обратном направлении, доли ед.
1\4663	0,134	0,4	15	0,0019	70,53	0,0025	53,60
2\4663	0,131	0,4	–	0,0034	38,53	0,003	43,67
3\4663	0,075	0,4	30	0,0004	187,5	0,00009	833,3

conference, Moscow, 12–15 October 2021, SPE-206462-MS. (In Eng).
6. Рогова Т.С. Обоснование технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях композициями на основе щелочных силикатно-полимерных гелей. Диссертация. Москва, 2007. 154 с.
7. Сафаров Ф.Э., Вежнин С.А., Вульфович С.Л., Исмагилов О.З., Малыхин В.И., Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Телин А.Г. Трассерные исследования и работы по ВПП в карбонатных коллекторах Поволжского региона в 2018 г. // Нефтяное хозяйство. 2020. № 4. С. 38–43.
8. Отчёт по моделированию воздействия полимер-силикатной композиции на образцы керна. ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, 2011.

ENGLISH

Results

The seepage studies performed on core samples have revealed that using PSC reagent significantly reduces permeability and that it can be used as a selective water shut-off means when the salinity of formation water of the developed structures increases.

Conclusions

1. The effect of the nature and concentration of various components of the PSC and the resulting gel, as well as of the temperature and water salinity on the gel formation mechanism has been examined and evaluated. It has been established that the physical and chemical properties of the gel depend on the polymer and acid agent concentrations; increasing the concentration of the acid agent, polymer, filler, temperature and water mineralization reduces the time of starting the gel formation, while the strength of the resulting gel increases.
2. A set of fluid seepage tests on cores revealed that using silicate-polymer gels can reduce the permeability of oil interlayers exposed to water by up to 10 000 times and has almost no effect on the permeability of oil-saturated interlayers.
3. The modifications of PSCs have been designed for different formation conditions, including application of fillers in the presence of super reservoirs and fractures; reducing the concentration of crosslinking acid at increased formation temperature and salinity of formation water.
4. Application of water shut-off technology based on the investigated PSC reagent may be recommended as one of the most effective methods to create water shut-off screens in production wells, to perform conformance control of injection wells, and to improve sweep efficiency by complete or partial isolation of already flushed high-permeability zones of the formation and by sealing the production strings.

References

1. Khisamov R.S., Gabdullin T.G., Farkhullin R.G. Monitoring the development of oil and gas fields. Kazan. Idel-Press, 2009, 408 p. (In Russ).
2. Muslimov R.Kh., Abdulmazitov R.G. et al. Oil and gas potential of the Republic of Tatarstan. Exploration and development of oil fields. Vol. 2. Kazan, “FEN” Publishing House of the Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2007, 524 p. (In Russ).
3. Takhautdinov R.Sh., Isaev A.A., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Restriction of water inflows, flow deviation and elimination of production string complications. Oil. Gas. Innovations, 2019, issue 6, P. 58–62. (In Russ).
4. Isaev A.A., Yunusov I.M., Novikov M.G. Development of the integrated technology BlockTech to restrict water inflow into the wells. Oil. Gas. Innovations, 2022, issue 8, P. 92–94. (In Russ).
5. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. A set of solutions to reduce the water cut in well production. SPE Russian petroleum technology conference, Moscow, 12–15 October 2021, SPE-206462-MS. (In Eng).
6. Rogova T.S. The substantiation of the conformance control technology in injection wells at oil fields using compounds based on alkaline silicate-polymer gels. Dissertation. Moscow, 2007, 154 p. (In Russ).
7. Safarov F.E., Vezhnin S.A., Vulfovich S.L., Ismagilov O.Z., Malykhin V.I., Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Telin A.G. Tracer tests and conformance control operations in carbonate reservoirs of the Volga region in 2018. Oil industry, 2020, issue 4, P. 38–43. (In Russ).
8. Report on simulation of a polymer-silicate compound’s effect on core samples. Management company “Sheshmaoil” LLC, Almetyevsk, Russia, 2011. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Юнусов Ирек Мияссарович, ведущий геолог отдела разработки месторождений, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия
Для контактов: yunusovim@shoil.tatais.ru

Исаев Анатолий Андреевич, к.т.н., ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Тахаутдинов Рустем Шафагатович, генеральный директор, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Новиков Максим Геннадьевич, заместитель генерального директора, главный геолог, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Малыхин Владимир Иванович, главный специалист по инновационной деятельности, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Шарифуллин Алмаз Амирзянович, к.т.н., начальник отдела инноваций и экспертизы, ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

Yunusov Irek Miyassarovich, lead geologist at the field development department, Management company “Sheshmaoil” LLC, Almetyevsk, Russia
Corresponding author: yunusovim@shoil.tatais.ru

Isaev Anatoliy Andreevich, ph.d in engineering sciences, lead engineer at the department for innovations and examination, Management company “Sheshmaoil” LLC, Almetyevsk, Russia

Takhautdinov Rustem Shafagatovich, general director, Management company “Sheshmaoil” LLC, Almetyevsk, Russia

Novikov Maxim Gennadievich, deputy general director, chief geologist, Management company “Sheshmaoil” LLC, Almetyevsk, Russia

Malykhin Vladimir Ivanovich, chief specialist for innovation activities, Management company “Sheshmaoil” LLC, Almetyevsk, Russia

Sharifullin Almaz Amirzyanovich, ph.d in engineering sciences, head of department for Innovations and examination Management company “Sheshmaoil” LLC, Almetyevsk, Russia

Герметизация торцов футляров с помощью линейки универсальных бесшовных герметизирующих манжет марки АР

Стандартное решение по преодолению трубопроводом естественных преград местности и насыпей дорог — протяжка рабочей трубы с надетыми на нее **опорно-направляющими кольцами**, например, **марки АР из полипропилена**, в трубе-футляре, предварительно проложенной под преградой. При этом внутреннее, межтрубное пространство необходимо защищать от грунтовых вод и грязи (рис. 1).

Рис. 1. Защита торца футляра герметизирующей манжетой

Проблема технического решения защиты торцов футляра заключается в многообразии соотношений диаметров рабочих труб и футляров — из опыта компании АПС их около 200 вариантов. При проектировании протяжки труб в футлярах также не удается унифицировать соотношения диаметров, каждый объект в этом смысле уникален.

Поэтому, как правило, герметизирующие манжеты изготавливаются под заказ из стандартной листовой резины, вручную. Такого типа манжеты имеют клееный или сварной шов, эластичность которого зависит от эластичности используемой резины, а водостойкость и стойкость к разрыву — от технологии склейки, свойств клея и качества обработки шва. Компания АПС производит такие манжеты для **любых соотношений** диаметров рабочих труб (25–2550 мм) и футляров (63–3000 мм), отличительная особенность — **бесступенчатый (гладкий) эластичный шов**.

Логичным выглядит решение изготавливать манжеты методом вулканизации резиновых смесей или методом литья под давлением из термопластичных материалов. Компании АПС удалось создать конструкцию манжеты, позволяющую оптимизировать размеры, вес и стоимость пресс-форм для изготовления манжет из термопластичного материала, универсальных по вариантам соотношений диаметров переходов «футляр — рабочая труба».

Вариативность диаметров труб — 90–670 мм, диаметров футляров — 135–820 мм.

Универсальные манжеты особенно удобны для торговых компаний-комплектовщиков для заказа, создания товарного запаса и быстрого выполнения заказов на комплектацию строительных объектов. Фиксированная цена позволяет планировать бюджет закупок.

Бесшовные герметизирующие манжеты марки АР для защиты торцов футляра предназначены для защиты межтрубного пространства между рабочей трубой и футляром от прямого проникновения влаги и грязи при прокладке и эксплуатации трубопроводов в обсадных трубах (футлярах) в подземных зонах под инженерными сооружениями (железные дороги, автомобильные трассы и т.п.) и через естественные преграды.

Герметизация перехода «футляр — рабочая труба» происходит за счет упругого натягивания манжеты на футляр и рабочую трубу и последующего фиксирования хомутами из нержавеющей стали.

Бесшовная манжета АР Тип 3 (универсальная) изготовлена в виде усеченного конуса и в сложенном виде состоит из 4–5 концентрических кругов-складок (рис. 2).

Рис. 2. Бесшовная манжета АР Тип 3 (универсальная)

Манжета изготовлена из материала термоэластопласт, физико-механические свойства которого позволяют без потери герметичности перехода компенсировать овальность и несоосность футляра и рабочей трубы, динамические смещения рабочей трубы относительно футляра. Стойкость к старению и грунтовым водам позволяет выдержать непосредственный контакт с грунтом.

Уникальная эластичность материала, из которого изготовлена манжета, дает возможность применения манжеты на диапазоне диаметров до +13 % от номинального (табл. 1).

Термостойкость — рабочая: -40...+80 °С, кратковременно: +110 °С.

Материал манжеты стоек к слабоагрессивным щелочам и кислотам, а также к смесям с водой: нефти, технических масел, топлива на основе нефти, растворителей на основе нефти.

Рис. 3. Вид установленной манжеты на строительном объекте

Герметизирующие манжеты марки АР применяются также в составе **узла герметизации АктивРинг**.

ООО «АПС» на собственной оснастке производит в Санкт-Петербурге: опорно-направляющие кольца, герметизирующие манжеты, уплотнители кольцевых пространств АктивРинг, гидроизолирующие воротники, многокабельные проходки.

Продукция продвигается и продается под собственной торговой маркой «АктивРинг».

Не подлежит обязательной сертификации (отказное письмо).

На продукцию выдается Паспорт качества.

Гарантия на продукцию — 5 лет при условии соблюдения требований по монтажу и соблюдения температурных и других условий эксплуатации.

Срок службы не менее 20 лет.

Табл. 1. Типоразмеры универсальных бесшовных манжет

Наименование	Диапазон подходящих диаметров рабочих труб, мм	Диапазон подходящих диаметров футляра, мм	Толщина, мм
Манжета АР Тип 3 (универсальная) 90×400	90–350	135–400	3
Манжета АР Тип 3 (универсальная) 190×560	190–460	290–580	3,2
Манжета АР Тип 3 (универсальная) 280×800	275–670	410–820	3,5

Актив Питер Строй

+7 (812) 602-06-17

info@activpiter.ru
www.aktivring.ru

Азотные компрессорные станции ТГА

Наиболее результативным решением проблемы повышения нефтеотдачи пластов является применение третичных газовых методов, к которым относится метод вытеснения азотом. Азот — один из самых распространенных газов на планете Земля. Основным его свойством, используемым в технологических процессах, является инертность. В концентрациях начиная с 90 % азот предотвращает возгорание. Именно благодаря этому своему свойству он получил широкое распространение для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности в различных технологических процессах.

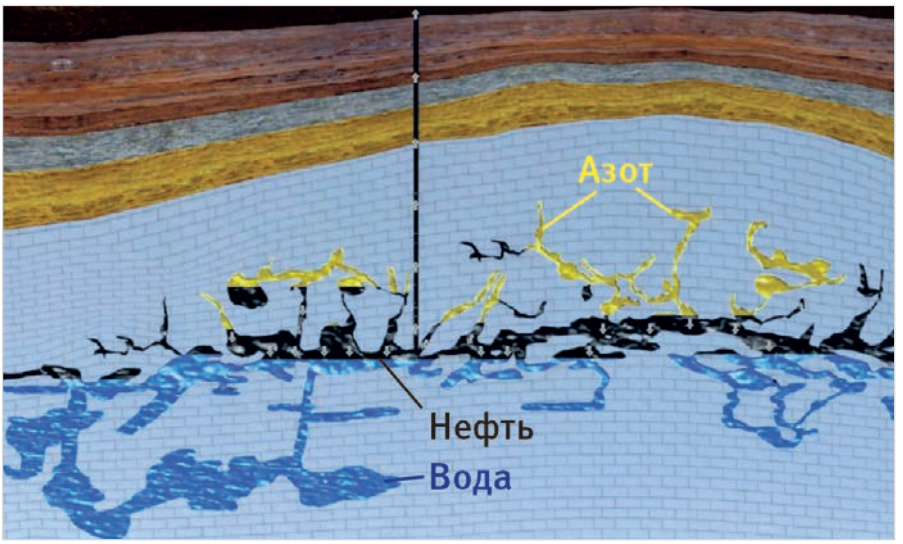


Рис. 1. Вытеснение нефти путем подачи газообразного азота под высоким давлением

Повышение продуктивности скважин достигается путем подачи газообразного азота под высоким давлением. Азот поднимается вверх по трещинам и за счет увеличения пластовой энергии оттесняет вниз заблокировавшую ствол скважины воду. Обеспечивается заполнение освобождающихся от воды коллекторов нефтью — и снова открывается доступ нефти к стволу скважины. Добыча возобновляется, нефтеотдача пласта повышается в пределах от 35 до 75 % (рис. 1).

Газообразный азот применяется также при выполнении таких операций, как капитальный ремонт скважин, опрессовка скважин, бурение на депрессии, освоение скважин после ГРП, консервация и расконсервация скважин и др. Оптимальное мобильное решение задачи получения газообразного азота из атмосферного воздуха непосредственно на нефтяных скважинах и других объектах, требующих подачи азота высокого давления, — азотные станции серии ТГА. Передвижная азотная компрессорная станция доставляется к объекту и запускается в работу (рис. 2).

Рис. 2. Схема процесса получения газообразного азота из воздуха

Краснодарский компрессорный завод производит широкую линию моделей передвижных азотных станций серии ТГА, способных обеспечивать на выходе высококонцентрированный азот (до 99 %) под давлением до 630 атмосфер с производительностью до 30 нм^3/мин. Максимальная концентрация азота на выходе зависит от модификации станции и колеблется в диапазоне от 90 до 99 %. Подходящая модель и модификация азотной станции подбираются под задачи, которые требуется решать. При этом заказчик имеет возможность приобрести новую азотную компрессорную станцию в собственность для постоянного использования или взять в аренду вместе с профессиональным экипажем для решения оперативных задач. Для удобства перемещения станций ТГА предусмотрено несколько типов их исполнения: на салазках, на прицепе, на шасси. Тип подбирается в зависимости от расположения объектов, сроков эксплуатации станции на каждом из них и других факторов.

На сегодняшний день самой востребованной в нефтедобыче является инновационная азотная станция модели ТГА-10/251 с концентрацией азота на выходе 95 % (рис. 3).

Рис. 3. Инновационная азотная станция модели ТГА-10/251

ККЗ КРАСНОДАРСКИЙ КОМПРЕССОРНЫЙ ЗАВОД

Надежный поставщик компрессорного оборудования

Азотная станция
серии ТГА 10/631

ЛУЧШИХ ТОВАРОВ РОССИИ 2018 РСТО

CERTIFIED ISO 9001:2015 COMPANY

Серия ТГА

Давление до **630** бар

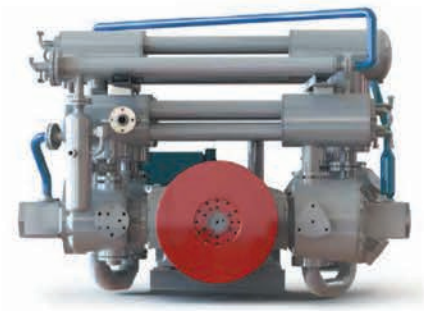
Азот **99** %

РЕКОРДСМЕН по энергоэффективности

- Вырабатывает азот высокого давления из атмосферного воздуха
- Используется для повышения нефтеотдачи пласта, обеспечения нефтедобычи, очистки и испытания трубопроводов

КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ
для ПНГ и других газов

КОМПРЕССОРЫ
для сероводорода и других промышленных газов



ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ
для компримирования промышленных газов

- Позволяют сделать утилизацию попутного нефтяного газа высокотехнологичным и экономически выгодным процессом
- Используются для компримирования сероводорода при добыче высокосернистой нефти

СОХРАНЯЯ ТРАДИЦИИ, ВНЕДРЯЕМ ИННОВАЦИИ!

Краснодарский край, станица Динская, ул. Железнодорожная, 265А
+7 (861) 298-32-50, info@kkzav.ru

www.kkzav.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-70-75 УДК 621.791.01 I Научная статья

Свариваемость дуплексных сталей для транспорта агрессивных сред, содержащих сероводород и двуокись углерода

Филистеев В.Г.[1], **Стеклова Е.О.**[1], **Березовский А.В.**[2]
[1]ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Россия,
[2]УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Екатеринбург, Россия
v_filisteev@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация
Требования к повышению прочностных и служебных свойств сталей, работающих в агрессивных средах, приводит к поиску для внедрения в промышленность новых видов сталей. Наиболее перспективным материалом для ряда отраслей промышленности могут стать двухфазные (дуплексные) аустенитно-ферритные стали, интерес к которым возрос благодаря усовершенствованию технологии их производства, когда производители получили возможность более точно регулировать содержание в металле азота.
Для оценки возможности применения дуплексных сталей при изготовлении конструкций, эксплуатирующихся в агрессивных средах, необходимы исследования свариваемости указанных сталей и коррозионной стойкости сварных соединений, в том числе против сероводородного растрескивания под напряжением (СРН), водородного растрескивания (ВР), стойкости к межкристаллитной (МКК) и ножевой коррозии (НК) и питтинговой коррозии.

Материалы и методы
Для оценки возможности применения дуплексных сталей при изготовлении конструкций, эксплуатирующихся в агрессивных средах, необходимы исследования свариваемости указанных сталей и коррозионной стойкости сварных соединений, в том числе против сероводородного растрескивания под напряжением (СРН), водородного растрескивания (ВР), стойкости к межкристаллитной (МКК) и ножевой (НК) коррозии и питтинговой коррозии.

Ключевые слова
свариваемость дуплексных сталей, транспорт агрессивных сред, сварочные материалы, параметры сварки

Для цитирования
Филистеев В.Г., Стеклова Е.О., Березовский А.В. Свариваемость дуплексных сталей для транспорта агрессивных сред, содержащих сероводород и двуокись углерода // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 70–75. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-70-75

Поступила в редакцию: 04.04.2023

UDC 621.791.01 I Original Paper

Weldability of duplex steels for the transport of aggressive media containing hydrogen sulfide and carbon dioxide

Filisteev V.G.[1], **Steklova E.O.**[1], **Berezovsky A.V.**[2]
[1]Gazprom “VNIIGAZ” LLC, Moscow Region, Leninsky district, Razvilka, Russia,
[2]Ural federal university named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russia
v_filisteev@vniigaz.gazprom.ru

Abstract
The industry looks for new steel types, as requirements for steel strength properties in corrosion environment are becoming more stringent. Duplex stainless steels have a chance to become the most advantageous material for a number of industries. The technical interest in these alloys is due to the improvement of steel production technology, as producers found an opportunity to control nitrogen content more precisely.
The paper highlights a need to study joints weldability and corrosion resistance to hydrogen sulfide stress cracking (HSC), hydrogen cracking (HC), intercrystalline Corrosion (ICC), knife-line attack (KLA), and pitting corrosion to assess the possibility of using duplex steels in the production of structures designed for operation in corrosion environment.

Materials and methods
To assess the possibility of using duplex steels in the manufacture of structures operated in aggressive environments, it is necessary to study the weldability of these steels and the corrosion resistance of welded joints, including against hydrogen sulfide stress cracking, hydrogen cracking, resistance to intercrystalline and knife corrosion and pitting corrosion.

Keywords
weldability of duplex steels, transmission of corrosion media, welding materials, welding parameters

For citation
Filisteev V.G., Steklova E.O., Berezovsky A.V. Weldability of duplex steels for the transport of aggressive media containing hydrogen sulfide and carbon dioxide. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 70–75. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-70-75

Received: 04.04.2023

Свариваемость — свойство металлов или сочетания металлов образовывать при установленной технологии сварки соединение, отвечающее требованиям, обусловленным конструкцией и эксплуатацией изделия [1, 2].

В данной статье рассмотрены способы и режимы сварки, рекомендуемые сварочные материалы, рекомендуемые разделки кромок труб из дуплексных сталей.

Для рассмотрения выбраны дуплексные стали, которые имеют относительно высокие пределы текучести и прочности при удовлетворительных пластичности и ударной вязкости и хорошую свариваемость. Это позволяет сократить удельный расход металла при изготовлении конструкций, рассчитываемых на прочность, благодаря уменьшению толщины листа.

Свойства сварных соединений дуплексных нержавеющих сталей не должны отличаться от свойств основного металла, который назначен в соответствии с техническими требованиями к эксплуатации сварной конструкции. Сварное соединение должно обладать мелкозернистой структурой с содержанием аустенитной и ферритной фаз примерно в одинаковом количестве и с минимальным количеством интерметаллидных дисперсных включений.

Благодаря мелкозернистой структуре, представляющей собой смесь аустенита с большой долей феррита, сопротивляемость шва и околошовной зоны (ОШЗ) образованию горячих трещин (ГТ) при сварке дуплексных сталей значительно выше, чем у однофазных аустенитных сталей. При сварке дуплексных сталей феррит является ведущей фазой при кристаллизации. Но при продолжительном пребывании в диапазоне температур свыше сольвуса феррита (1 300 °С), когда сталь полностью ферритная (временная область II на рис. 1), происходит активный рост зерна феррита, основной причиной данного роста является отсутствие аустенитной фазы, тормозящей рост [3]. В связи с тем, что размер ферритного зерна существенно влияет на ударную вязкость и другие пластические свойства, следует уменьшить время пребывания дуплексной стали в полностью ферритной области. Один из способов временного снижения — это управление тепловложением при сварке; но наиболее эффективный способ — это выбор стали с химическим составом, при котором снижается значение $Cr_{ЭК}/Ni_{ЭК}$, что способствует подъему линии сольвуса феррита (рис. 1). При этом необходимо учесть, что при значительном снижении значения $Cr_{ЭК}/Ni_{ЭК}$ увеличивается склонность к образованию кристаллизационного растрескивания сварного шва при сварке (рис. 2).

При охлаждении ниже сольвуса феррита (временная область III (рис. 1)) начинают образовываться и расти аустенитные зерна и происходит превращение феррита в аустенит. Кроме того, в температурном диапазоне ниже сольвуса феррита до 1 040 °С азот более растворим в аустените, чем в феррите, и диффундирует из феррита в аустенит.

Более высокие скорости охлаждения в указанном температурном диапазоне способствуют образованию стали с ферритной структурой и высоким содержанием азота в феррите, так как аустенит не полностью выделится из феррита, а азот в меньшем количестве перейдет из феррита в аустенит и впоследствии выпадет в виде нитридов хрома Cr_2N.

Пределы прочности и текучести в дуплексных сталях достигают максимума при равном содержании в сварных швах аустенитной и ферритной фаз.

Дуплексные нержавеющие стали из-за высокого содержания феррита чувствительны к охрупчиванию при температуре 475 °С, а при температурах выше 538 °С может произойти превращение части ферритной фазы в сигма-фазу. Из-за большого количества феррита эти материалы демонстрируют характеристики перехода от вязкого к хрупкому ударному излому при температурах от -45 °С, что приводит к снижению ударной вязкости сварного шва и зоны термического влияния (ЗТВ). Рекомендуемый диапазон рабочих температур для этих сплавов обычно составляет от -40 до 260 °С [3, 4].

При сварке первичная кристаллизация происходит в виде дельта-феррита (δ — феррит) (рис. 3), что делает эти сплавы устойчивыми к горячему растрескиванию. Когда температура шва и высокотемпературных участков ЗТВ падает ниже сольвуса феррита, частичное превращение в аустенит начинается на границах ферритных зерен, а затем продолжается межкристаллитно (рис. 1). По завершении цикла охлаждения образуется микроструктура с крупными ферритными зернами, окруженными непрерывной сетью аустенита. Внутри зерен также происходит преобразование аустенита. Процентное содержание феррита и аустенита в микроструктуре металла сварного шва дуплексных сталей можно оценить, используя диаграмму состояния WRC-1992 по аналогии с расчетами для аустенитных нержавеющих сталей.

Природа дальнейшего ферритно-аустенитного превращения зависит как от химического состава металла, так и от скорости его охлаждения. Микроструктура, состав и свойства металла сварного шва в основном определяются использованием соответствующего присадочного металла. Присадочные металлы, разработанные для конкретных дуплексных сплавов, обычно содержат на 2–3 % больше никеля, чем основной металл, что дополнительно способствует преобразованию аустенита, что, в свою очередь, повышает пластичность и ударную вязкость (рис. 4).

При комплексном легировании дуплексных сталей в интервале температур от 1 000 °С и ниже происходит выделение дисперсных частиц в ферритной фазе. Все эти реакции выделений зависят от времени и температуры (рис. 5). Многие подобные выделения, в частности σ-, χ- и α'-фазы, а также нитриды хрома окручивают дуплексные стали — и их следует избегать. Следовательно, повышенное содержание хрома, молибдена и вольфрама ускоряет образование выделений, в частности σ-фазы [5]. Такое потенциальное охрупчивание особенно заметно при многопроходной сварке.

Интенсивный нагрев и последующие циклы быстрого охлаждения, присущие процессу сварки, вызывают микроструктурные изменения, выделения (или и то, и другое), что может повлиять на свойства сварного соединения. Учет влияния термических циклов и различных составов основного и присадочного металла имеет решающее значение для производства сварных соединений с оптимальными физическими и коррозионными свойствами [6]. Обычные термические циклы сварки, как правило, слишком коротки для любого вредного образования σ-фазы или охрупчивания до 475 °С.

Для сохранения исходного уровня аустенита при сварке дуплексных нержавеющих сталей, а также пластических

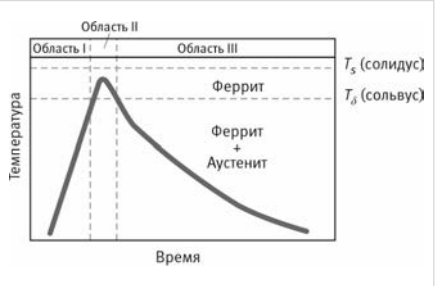


Рис. 1. Термический цикл дуплексной нержавеющей стали с высоким значением $Cr_{ЭК}/Ni_{ЭК}$: область I — превращение аустенита в феррит и растворение дисперсных выделений; область II — полностью ферритная структура и рост зерна; область III — восстановление аустенита и выпадение дисперсных выделений (карбидов и нитридов)
Fig. 1. Thermal cycle of duplex stainless steel with high value $Cr_{(eq)}/Ni_{(eq)}$: area I – transformation of austenite into ferrite and dissolution of dispersed secretions; area II – fully ferritic structure and grain growth; area III – austenite reduction and precipitation of dispersed precipitates (carbides and nitrides

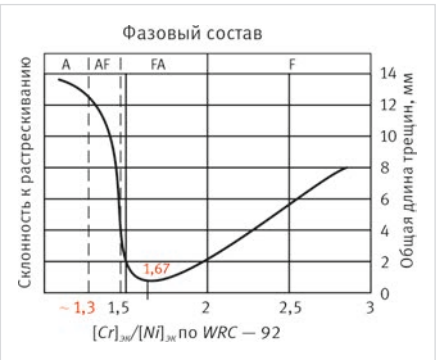


Рис. 2. Зависимость склонности сварных соединений к кристализационным трещинам от значения $Cr_{ЭК}/Ni_{ЭК}$
Fig. 2. Dependence of the tendency of welded joints to crystallization cracks on the value $Cr_{(eq)}/Ni_{(eq)}$

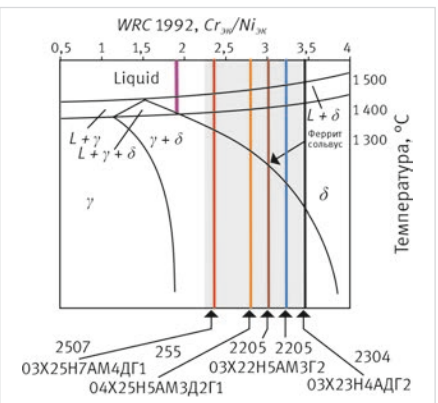


Рис. 3. Область повышенных температур псевдобинарной фазовой диаграммы для дуплексных нержавеющих сталей. Выделенная область представляет диапазон широко используемых сплавов
Fig. 3. The area of elevated temperatures of the pseudobinar phase diagram for duplex stainless steels. The highlighted area represents a range of widely used alloy

и коррозионно-стойких свойств рекомендуется применять стали с содержанием углерода не более 0,03 %, предельно снижать погонную энергию при сварке, использовать сварочные материалы, обеспечивающие одинаковые механические и коррозионностойкие свойства сварных соединений и основного металла, для повышения пластичности сварных соединений выполнить закалку от 1 050 °С.

При выполнении указанных рекомендаций обеспечивается достаточная свариваемость дуплексных нержавеющих сталей.

Дуплексные стали отличаются повышенной склонностью к росту зерна в зоне термического влияния при воздействии сварочного термического цикла (рис. 6) [3]. Наряду с ростом ферритных зерен возрастает общее количество феррита. Последующим быстрым охлаждением фиксируется образовавшаяся структура. Размеры зерна и количество феррита, а также ширина зоны перегрева зависят от погонной энергии сварки, соотношения структурных составляющих в исходном состоянии и чувствительности стали к перегреву [7].

Дуплексные стали можно сваривать ручной, механизированной электродуговой и другими способами сварки. Предпочтительнее способы сварки с невысокими погонными энергиями. Рекомендованные значения погонной энергии при сварке дуплексных сталей типа 08Х22Н6 (SAF 2205) от 0,50 до 2,50 кДж/мм, для более легированных супердуплексных сталей типа SAF 2507 от 0,50 до 1,50 кДж/мм [3, 5]. Если сварное соединение остывает слишком медленно из-за избыточной погонной энергии и его температура в течение долгого времени остается в промежутке от 700 до 800 °С, то выделяется σ-фаза, что снижает ударную вязкость. С другой стороны, если скорость остывания сварного соединения излишне велика из-за слишком низкой погонной энергии, в околошовной зоне близко к сварочному шву выделяется нитрид хрома — и в результате формируется слой с низким содержанием хрома. Это приводит к снижению сопротивления коррозии.

При выборе способа сварки необходимо учитывать химический состав дуплексной стали, толщину стенки труб и величину погонной энергии. Наименьшая погонная энергия достигается при применении способа ручной аргонодуговой сварки (РАД), а наиболее высокое значение погонной энергии — при автоматической сварке под слоем флюса (АФ).

Расчет погонной энергии ($q_П$) осуществляется по формуле [8]:

$$q_П = 60 \times I_{СВ} \times U_Д \times \eta_Э / V_{СВ} \times 1\,000 \text{ кДж/мм},$$

где $V_{СВ}$ — скорость сварки, мм/мин; $\eta_Э$ — эффективный КПД процесса нагрева.

Значения эффективного КПД ($\eta_Э$) процесса нагрева [7, 8] для разных способов сварки приведены в таблице 1.

Сварочные материалы для стандартных дуплексных и супердуплексных сталей разрабатываются так, чтобы наплавленный металл гарантированно имел минимально необходимые прочностные и коррозионные характеристики. Микроструктура, состав и свойства металла сварного шва в основном определяются использованием соответствующего присадочного металла. Присадочные металлы, разработанные для конкретных дуплексных сплавов, обычно содержат на 2–3 % больше никеля, чем основной металл, что дополнительно способствует преобразованию аустенита, что, в свою очередь, повышает пластичность и ударную вязкость.

Сварочные материалы и механические свойства сварных соединений дуплексных (аустенитно-ферритных) сталей [9] приведены в таблице 2.

Подготовка кромок должна обеспечивать полное проплавление с минимальным риском прожога. Как правило, при сварке дуплексных сталей разделка кромок должна быть шире, чем для стандартных аустенитных нержавеющих сталей. Для выполнения корневого слоя шва рекомендуется метод РАД. Подготовка кромок под все виды сварки производится механическим способом, чтобы исключить на данном этапе возникновение зон термического влияния, снижающих регламентированные свойства сварных соединений [7].

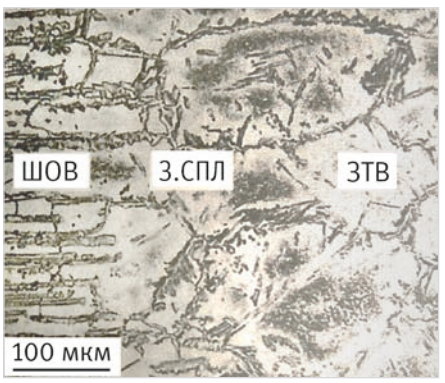


Рис. 4. Микроструктура аустенитно-ферритной стали в металле шва, в зоне сплавления и в зоне термического влияния
Fig. 4. Microstructure of austenitic-ferritic steel in the weld metal, in the fusion zone and in the zone of thermal influence

Табл. 1. Влияние способа сварки на значения эффективного КПД
Tab. 1. Influence of the welding method on the values of effective efficiency factor

Способ сварки	Эффективный КПД ($\eta_Э$) процесса нагрева
Автоматическая сварка под слоем флюса	0,8–0,95
Ручная дуговая сварка	0,7–0,85
Механизированная сварка плавящимся электродом в среде активных газов	0,7–0,8
Ручная аргонодуговая сварка	0,64–0,75

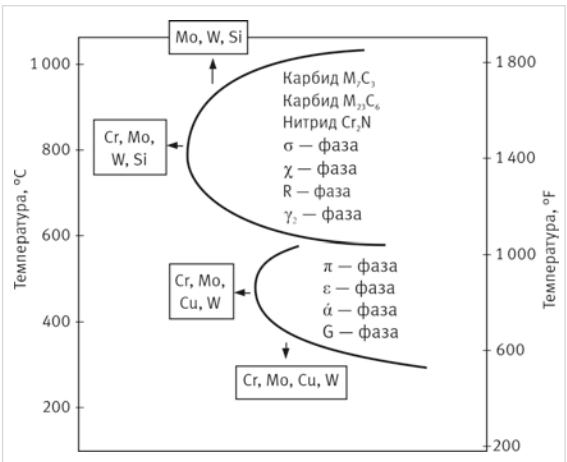


Рис. 5. Образование выделений в дуплексных нержавеющих сталях
Fig. 5. Formation of secretions in duplex stainless steels

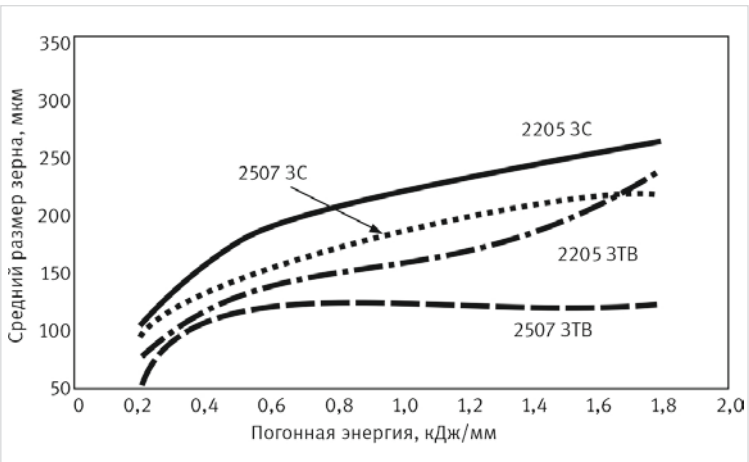


Рис. 6. Влияние погонной энергии на рост зерна феррита (время пребывания металла выше температуры ферритного превращения): ЗС — зона сплавления; ЗТВ — зона термического влияния [3]
Fig. 6. The effect of linear energy on the growth of ferrite grains (the residence time of the metal above the temperature of ferritic transformation): MZ – molten zone; HAZ – heat activated zone [3]

Табл. 2. Влияние способа сварки и некоторых сварочных материалов на свойства сварных соединений дуплексных сталей
Tab. 2. Influence of the welding method and some welding materials on the properties of duplex steel welded joints

Марка стали / тип	Сварочные материалы	σ0,2, МПа	σВ, МПа	δ, %
Ручная дуговая сварка				
08Х22Н6Т	ЦЛ-11	440	730	29
	АНВ-23	470	690	25
SAF 2205 / 02Х22Н5АМ3Г	ОК 67.50 (03Х23Н9М3АГ)	691	820	25
	ОК 67.55	650	800	28
08Х21Н6М2Т	АНВ-36	450	660	39
	НЖ-13	470	720	29
SAF 2507 / 02Х25Н7АМ4	ОК 68.53	700	850	30
	ОК 68.55	700	900	28
Ручная аргонодуговая сварка				
08Х22Н6Т	Проволока Св-06Х21Н7БТ	420	800	35
	Проволока Св-03Х21Н10АГ5	500	710	30
SAF 2205 / 02Х22Н5АМ3Г	OK Tigrod 2209 (03Х22Н9М3АГ2)	600	725	28
08Х21Н6М2Т	Проволока Св-06Х20Н11М3ТБ	420	720	26
	Проволока Св-08Х19Н10Б	340	810	46
SAF 2507 / 02Х25Н7АМ4	OK Tigrod 2509 (02Х25Н9М4В)	670	850	30
Автоматическая сварка под флюсом				
08Х22Н6Т	Проволока Св-06Х21Н7БТ, флюс АН-26	420	800	35
	Проволока Св-03Х21Н10АГ5, флюс АНК-45	500	710	30
SAF 2205 / 02Х22Н5АМ3Г	Проволока OK Autrod 2209, флюс OK Flux 10.93	630	780	28
08Х21Н6М2Т	Проволока Св-06Х20Н11М3ТБ, флюс АН-26	420	720	26
	Проволока Св-08Х19Н10Б, флюс АН-26	340	810	46
SAF 2507 / 02Х25Н7АМ4	Проволока OK Autrod 2509, флюс OK Flux 10.94	626	830	28

Режимы сварки рекомендуется назначать исходя из оптимального тепловложения при дуговой сварке в зависимости от степени легирования и с учетом толщины стенки основного металла (табл. 3) [10].

На практике дуплексные сплавы обычно устойчивы к горячему растрескиванию при кристаллизации сварного шва. По всей видимости, это связано с тем, что они имеют относительно низкий уровень примесей — и вероятность образования сплошных зернограничных жидких пленок невелика [5]. Поскольку на склонность к горячему растрескиванию также влияет форма валика сварного шва, рекомендуется избегать узкощелевой разделки при сварке, высокого сварочного тока и высокой скорости сварки. Рекомендуемые виды разделки кромок приведены на рисунках 7 и 8.

Предварительный подогрев дуплексной нержавеющей стали перед сваркой обычно не требуется. Небольшой подогрев до температуры окружающей среды может быть рассмотрен для основного металла, для устранения образования конденсата или для просушки соединения перед сваркой. В тех случаях, когда свариваются толстостенные профили, может быть целесообразным предварительный подогрев до 150 °С. Рекомендуется максимальная межслойная температура до 150 °С, чтобы избежать медленного охлаждения в критических диапазонах температур. Величина межслойной температуры зависит от состава основного металла и может быть увеличена по рекомендации разработчиков стали. В случаях, когда будет использоваться послесварочный отжиг на твердый раствор, нет необходимости в ограничении межслойной температуры.

Табл. 3. Рекомендуемые режимы сварки дуплексных сталей
Tab. 3. Recommended welding modes for duplex steels

Способ сварки	Диаметр электрода, мм	Скорость сварки, мм/мин	Сила тока, А	Напряжение, В
РД	3,2	не менее 60	70–100	20–23
РАД	проволока 1,6	не менее 60	50–80	10–11
АФ	проволока 4,0	не менее 60	520–550	32–34

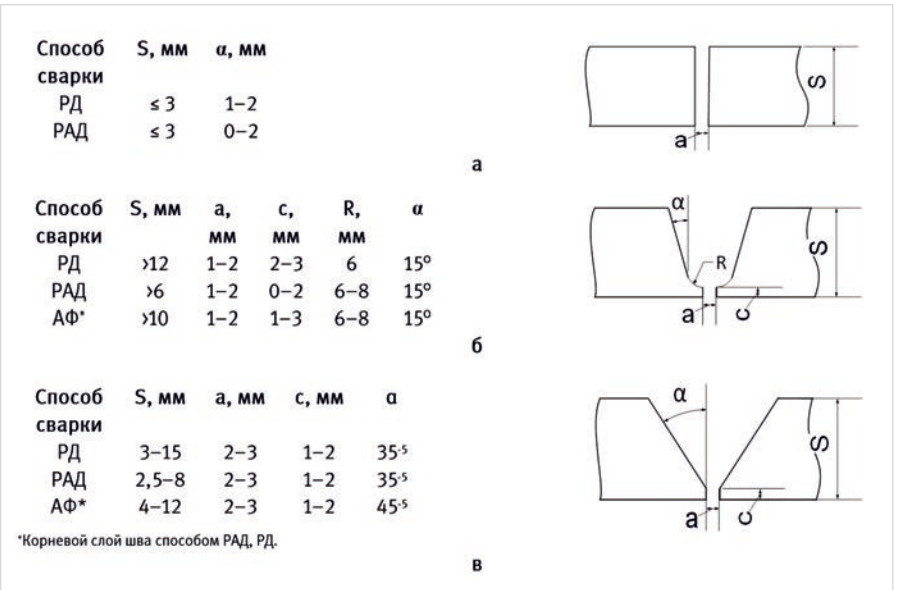


Рис. 7. Разделка кромок для односторонней сварки стыковых сварных соединений: а — без разделки кромок; б — U-образная разделка кромок; в — V-образная разделка кромок
Fig. 7. Finishing edges for onesided welding of butt welded joints: a — without finishing edges; б — U-shaped finishing edges; в — V-shaped finishing edges

Послесварочная термообработка обычно не требуется и не рекомендуется. Сварные соединения при наличии значительных сварочных напряжений или превращений, приводящих к низкой коррозионной стойкости и пластичности, или при нарушениях рекомендованной технологии сварки должны подвергаться послесварочной термообработке с отжигом на твердый раствор. Ремонтируемые сваркой отливки из дуплексных сталей также подвергают отжигу. Такая термообработка поможет восстановить желаемый фазовый баланс во всей области сварного шва. Требуемая термическая обработка: нагрев до 1 050–1 100 °С (иногда до 1 150 °С) с последующей закалкой в воду или на воздухе, что, однако, бывает сложно выполнить для большинства сварных соединений.

Поскольку дуплексные стали имеют очень низкий предел текучести при температурах отжига, может потребоваться специальная оснастка для предотвращения их деформации в процессе такого нагрева.

Итоги

Обеспечить свариваемость дуплексных нержавеющих сталей, представляющих собой сплавы типа *Fe-Cr-Ni-Mo-N*, возможно при верном выборе присадочного материала в соответствии с требованиями к эксплуатации сварного соединения и применяя способы сварки с невысокими погонными энергиями.

Выводы

- Установлено, что коррозионно-стойкие дуплексные стали и их сварные соединения целесообразно использовать при температурах от -40 до 260 °С.
- При сварке допустимыми способами, как правило, не требуется предварительный подогрев или послесварочная термообработка. Отжиг готовых сварных конструкций назначается только после сварки литых или толстостенных деталей путем их нагрева до 1 050–1 100 °С (1 150 °С) с последующим охлаждением в воду или на воздухе.
- Погонную энергию сварки соединений следует ограничивать в пределах от 0,5 до 1,5 кДж/мм для супердуплексных сталей и от 0,5 до 2,5 кДж/мм для прочих дуплексных сталей.
- Применяемые сварочные (присадочные) материалы, как правило, имеют избыточное легирование никелем по сравнению с основным металлом, чтобы обеспечить оптимальный баланс феррита и аустенита, когда конструкция будет использоваться в состоянии после сварки. Если предполагается послесварочная термическая обработка в виде отжига, то допускается применять присадочные материалы, состав которых соответствует составу основного металла. Использование материалов чисто аустенитного типа может привести к появлению кристаллизационных трещин в шве и локальному снижению коррозионной стойкости сварного соединения.

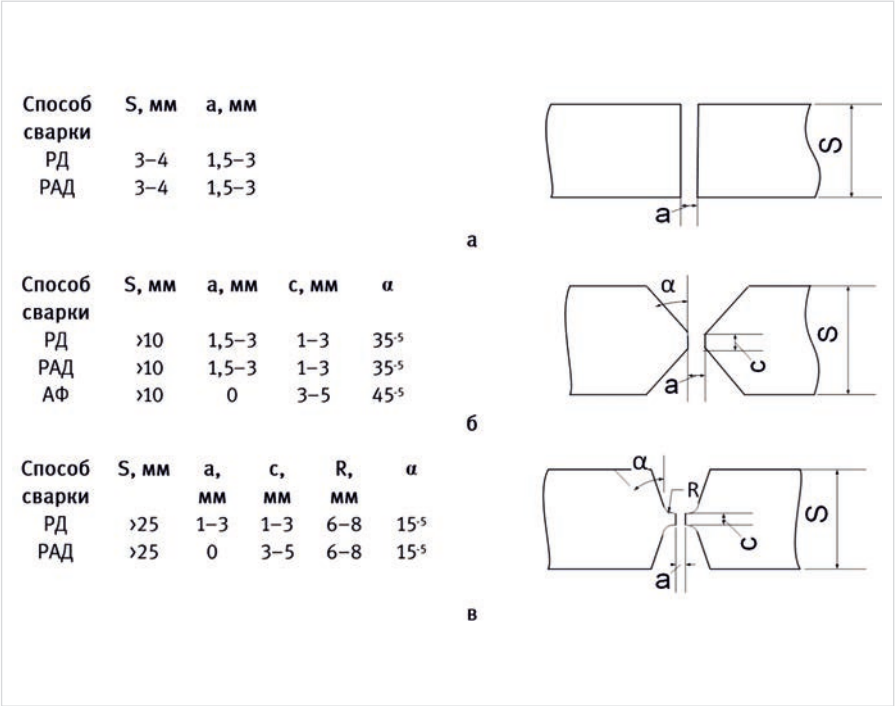


Рис. 8. Разделка кромок для двусторонней сварки стыковых сварных соединений: а — без разделки кромок; б — Х-образная разделка кромок; в — Х-образная разделка кромок с двумя U-образными скосами

Fig. 8. Finishing edges for double-sided welding of butt welded joints: a — without finishing edges; б — X-shaped finishing edges; в — X -shaped finishing edges with two U-shaped bevels

Литература

1. Макаров Э.Л., Якушин Б.Ф. Теория свариваемости сталей и сплавов. М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2018. 549 с.
2. ГОСТ 29273-92. Свариваемость. Определение. М.: Издательство стандартов, 2004.
3. Липпольд Д. Металлургия сварки и свариваемость нержавеющих сталей. СПб.: Политехнический университет, 2011. 467 с.
4. Металлы и сплавы. СПб.: Профессионал, Мир и семья, 2003. 1066 с.
5. Березовская В.В., Березовский А.В. Коррозионностойкие стали и сплавы. Екатеринбург: Уральский университет, 2019. 244 с.
6. Еремин Е.Н. Свариваемость сталей. Омск: ОмГТУ, 2005. 160 с.
7. Макаров Э.Л. Сварка и свариваемые материалы. Свариваемость материалов. Т. 1. М.: Металлургия, 1991, 528 с.
8. Банников Е.А. Сварка. М.: АСТ, 2014. 430 с.
9. Куликов В.П. Технология сварки плавлением и термической резки. Минск: Новое знание; М.: ИНФРА-М, 2016. 463 с.
10. ОСТ 26.260.3-2001 Сварка в химическом машиностроении. Основные положения. ОАО «НИИХИММАШ», 2001. 178 с.

ENGLISH

Results

It is possible to ensure the weldability of duplex stainless steels, which are Fe-Cr-Ni-Mo-N alloys, with the right choice of filler material in accordance with the requirements for the operation of the welded joint and using welding methods with low linear energies.

Conclusions

- It has been established that corrosion-resistant duplex steels and their welded joints should be used at temperatures from -40 to 260 °C.
- When welding by acceptable methods, as a rule, preheating or post-welding heat treatment is not required. Annealing of finished welded structures is prescribed only after welding cast or thick-walled parts by heating them to 1 050–1 100 °C (1 150 °C), followed by cooling in water or in air.
- The linear welding energy of joints should be limited in the range from 0,5 to 1,5 for super duplex steels and from 0,5 to 2,5 kJ/mm for other duplex steels.
- The welding (additive) materials used, as a rule, have excessive nickel alloying compared to the base metal in order to ensure an optimal balance of ferrite and austenite when the structure is used in the post-welding state. If post-welding heat treatment in the form of annealing is assumed, then it is allowed to use additive materials whose composition corresponds to the composition of the base metal. The use of purely austenitic materials can lead to the appearance of crystallization cracks in the seam and a local decrease in the corrosion resistance of the welded joint.

References

1. Makarov E.L., Yakushin B.F. Theory of weldability of steels and alloys. Moscow: Publishing house of MSTU im. N.E. Bauman, 2018, 549 p. (In Russ).
2. GOST 29273-92. Weldability. Definition. M.: Publishing House of Standards, 2004. (In Russ).
3. Lippold D. Metallurgy of welding and weldability of stainless steels. St. Petersburg: Polytechnic University, 2011, 467 p. (In Russ).
7. Metals and alloys. St. Petersburg: Professional, Mir i Semya, 2003, 1066 p. (In Russ).
5. Berezovskaya V.V., Berezovsky A.V. Corrosion-resistant steels and alloys. Yekaterinburg: Ural University Publishing House, 2019, 244 p. (In Russ).
6. Eremin E.N. Weldability of steels. Omsk: Omsk State Technical University, 2005, 160 p. (In Russ).
7. Makarov E.L. Welding and materials to be welded. Weldability of materials. Vol. 1. M.: Metallurgy, 1991, 528 p. (In Russ).
8. Bannikov E.A. Welding. M.: AST, 2014, 430 p. (In Russ).
9. Kulikov V.P. Technology of fusion welding and thermal cutting. Minsk: New Knowledge; Moscow: INFRA-M, 2016, 463 p. (In Russ).
10. OST 26.260.3-2001 Welding in chemical engineering. The main provisions. “NIIHIMMASH” JSC, 2001, 178 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Филистеев Виктор Геннадьевич, начальник лаборатории инжиниринговых работ и услуг Корпоративного научно-технического центра сварки и контроля сварных соединений, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Россия
Для контактов: v_filisteev@vniigaz.gazprom.ru

Березовский Александр Владимирович, к.т.н., доцент кафедры технология сварочного производства, УрФУ имени первого Президента России Б.Н. Ельцина, Екатеринбург, Россия

Стеклова Елена Олеговна, главный специалист лаборатории инжиниринговых работ и услуг Корпоративного научно-технического центра сварки и контроля сварных соединений, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская обл., г.о. Ленинский, п. Развилка, Россия

Filisteev Viktor Gennadievich, head of the laboratory for engineering works and services of the corporate scientific and technical center for welding and welded joint inspection of Gazprom “VNIIGAZ” LLC, Moscow Region, Leninsky district, Razvilka, Russia
Corresponding author: v_filisteev@vniigaz.gazprom.ru

Berezovsky Alexander Vladimirovich, candidate of technical sciences, Associate Professor of the Department of Welding Production Technology, Ural federal university named after the first President of Russia B.N. Yeltsin, Ekaterinburg, Russia

Steklova Elena Olegovna, chief specialist of the laboratory of engineering works and services of the corporate scientific and technical center for welding and inspection of welded joints of Gazprom “VNIIGAZ” LLC, Moscow Region, Leninsky district, Razvilka, Russia

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис»
SIB Expo SERVICE
www.ses.net.ru

Шестнадцатая межрегиональная специализированная выставка
НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ. ТЭК
НИЖНЕВАРТОВСКСК, 4–5 октября 2023

Тринадцатая межрегиональная специализированная выставка
САХАПРОМЭКСПО – 2023
ЯКУТСК, 25–26 октября 2023

+7 (383) 335 63 50
vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер

ПАЛИТРА СИСТЕМ

1 500
пользователей ПО в РФ и странах СНГ

30 лет
Российская компания, основанная в 1992 году

10 000+
лицензий

Фирма «ПАЛИТРА СИСТЕМ» — **разработчик и интегратор программного обеспечения** для автоматизации деятельности метрологических служб.
Мы предлагаем комплексное решение по автоматизации с последующей интеграцией в IT-инфраструктуру компании.

АСУ МС — это автоматизированная система управления метрологической службой в области учета средств измерений.

- Одна из самых популярных систем категории «АРМ Метролог» на рынках России и Республики Казахстан.
- Включена в реестр российского ПО.

Оказываем услуги **по внедрению, сопровождению, технической поддержке** и развитию программного обеспечения.
Предлагаем онлайн-курсы по работе с АСУ МС, позволяющие адаптировать сотрудников в процессы эксплуатации.

сайт

telegram

metrolog@palitra-system.ru

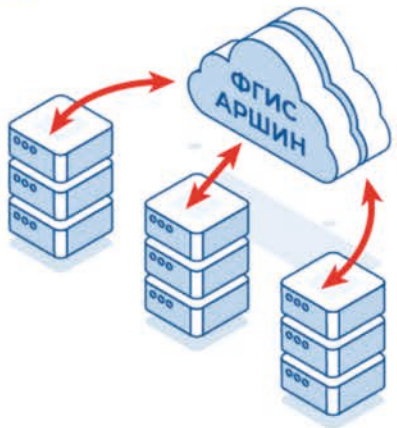
+7 (499) 754-10-04

Автоматизированная система управления метрологической службой (АСУ МС) — это программное обеспечение с множеством функций, начиная с учета средств измерений (СИ), заканчивая автоматизацией метрологического обеспечения производства.

Во время внедрения АСУ МС на предприятиях, в целях быстрой адаптации сотрудников новому программному обеспечению, будущие пользователи проходят обучающий онлайн-курс, знакомятся с техническими и эксплуатационными возможностями системы.

Функционал АСУ МС версия 7

- Неограниченное количество электронных паспортов СИ в БД
- Интеграция со справочниками ФГИС АРШИН посредством публичного интерфейса ФГИС
- Функционал выгрузки/загрузки сведений о поверке во ФГИС АРШИН для аккредитованных юридических лиц
- Функционал выгрузки сведений о поверке во ФГИС Росаккредитация
- Учет событий метрологического контроля (МК) СИ: поверки, калибровки, аттестации, тарировки и т.д.
- Учет событий ремонта и технического обслуживания (ТО) СИ
- Учет отказов СИ с автоматическим расчетом наработки на отказ и времени устранения
- Планирование и формирование графиков по различным видам обслуживания (поверка, калибровка, ремонт, ТО и т.д.), по финансовым затратам и нормам времени на основе соответствующих тарифов и норм времени



- Аналитическая отчетность по выполненным работам, финансовым затратам, трудозатратам (часам), по видам обслуживания, организациям-исполнителям, типам СИ, сферам ГРОЕИ, видам измерений и т.д.
- Формирование, учет и хранение электронных копий внутренних документов метрологической службы — свидетельств, извещений, протоколов, сертификатов и пр. Тексты документов доступны для вызова на экран
- Гибкое разграничение прав и ролей. Администрирование осуществляется без привлечения программистов
- Сервис интеграции АСУ МС — REST API, может использоваться для интеграции со сторонними системами, оборудованием, средствами измерений, поверочными стендами и т.д.
- Ведение данных о структуре, видах деятельности и кадровом составе собственной метрологической службы и сторонних организаций, проводящих обслуживание приборного парка
- Мобильная версия «Метролог Онлайн» для получения оперативной информации о СИ
- Подключение к системе «ЦАРМ МС» для стандартизации данных, развернутой аналитики и системы рассылки и оповещения пользователей

Более подробную информацию по всем продуктам и услугам ПАЛИТРА СИСТЕМ вы можете узнать на нашем сайте или в telegram-канале (наведите камеру телефона на QR-код)

УДК 006.91, 330.341.1, 681.5 I Обзорная статья

Информационный центр управления метрологическим обеспечением (ИЦУМО). Весь парк измерительного оборудования в одном окне. Опыт ITPS

Лехтцинд В.В.
Группа компаний ITPS, Москва, Россия
vlehttsind@itps-russia.ru

Аннотация

Цифровизация процессов управления метрологическим обеспечением (МО) является одной из ключевых задач любого современного нефтегазового или нефтехимического предприятия. Многие компании видят здесь широкие возможности для получения бизнес-эффектов, таких как снижение трудозатрат на управление парком средств измерения (СИ), повышение качества учета, снижение плановых и внеплановых простоев оборудования и т.д. Главное условие достижения этих целей — уход от устаревших технологий и внедрение новых экономически обоснованных систем управления. Эта сложная на первый взгляд задача может быть решена достаточно быстро. Весь необходимый функционал можно реализовать на базе ИЦУМО — комплексного решения, которое позволяет выстроить эффективное управление СИ без масштабных преобразований и ощутимого вмешательства в существующую ИТ-инфраструктуру.

Ключевые слова

метрологическое обеспечение, средства измерения, информационно-измерительные системы, информационный центр управления активами, техническое обслуживание и ремонты, управление данными

Для цитирования

Лехтцинд В.В. Информационный центр управления метрологическим обеспечением (ИЦУМО). Весь парк измерительного оборудования в одном окне. Опыт ITPS // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 78–79.

Связь с экономикой

Информационный центр управления метрологическим обеспечением (ИЦУМО) представляет собой программную оболочку (надстройку) для системы управления предприятием (ERP), которая обеспечивает прямое обращение к стандартным транзакциям ERP и позволяет управлять метрологическим обеспечением через единое пользовательское окно.

Подчеркнем: речь идет именно о надстройке, программном модуле, который не требует ни закупки новых лицензий, ни крупных изменений в существующих бизнес-процессах. Мы не говорим о цифровой трансформации как о долгосрочной стратегии, требующей значительных ресурсов и времени. Предлагаемое решение следует рассматривать как инструмент развития существующих систем управления.

В большинстве случаев проблема выглядит следующим образом. Предприятия выполняют учет СИ при помощи старых автоматизированных систем управления (АСУ). Они локальны и никак не связаны с корпоративными системами ERP, которые сегодня есть у любой нефтегазовой или промышленной компании. Для того чтобы связать управление МО с экономикой производства, необходимо дважды вводить одни и те же данные в АСУ и ERP. Компании, которые используют «лоскутную» автоматизацию (выполнение одной задачи при помощи нескольких разрозненных систем), хорошо знают, что такое высокие трудозатраты, низкая производительность и риск ошибок, возникающих из-за «человеческого фактора». Но главная задача так и остается нерешенной: при такой схеме невозможно выстроить учет и планирование затрат на управление МО. Управление экономической частью бизнес-процесса отсутствует.

Мы научились решать эту проблему при помощи специализированного ПО, обеспечивающего интеграцию управления МО с процессами, происходящими внутри ERP. Мы создали особую программную надстройку, которая устанавливается поверх действующей системы управления предприятием и позволяет обращаться к стандартным транзакциям и командам без необходимости использования стандартного меню. С помощью решения пользователи (включая специалистов, не владеющих навыками работы с ERP) получают широкие возможности для управления большим парком измерительных приборов через единое окно. Это решение и получило название «Информационный центр управления метрологическим обеспечением» (ИЦУМО).

Как это работает

Представьте: на предприятии есть огромное количество средств измерения, десятки тысяч наименований. Каждое СИ имеет заводской номер и проходит свой жизненный цикл, отраженный в документации. Они находятся в постоянном движении, интенсивность их перемещений гораздо выше, чем у прочих единиц оборудования. Минимум раз в полгода прибор приходится снимать и отправлять за пределы цеха. Пока устройство находится на поверке (процедура сравнения показаний с эталоном) и калибровке (настройке), оно не используется и за него отвечают другие подразделения предприятия. Руководство и владелец СИ заинтересованы, чтобы этот период был как можно короче. Однако отследить путь устройства не предоставляется возможным, в т.ч. через специализированные АСУ, доступ к которым имеют только специалисты метрологической службы.

ИЦУМО эту проблему легко решает. Каждое средство измерения ставится на учет и становится источником информации, фиксируемой и отображаемой в системе. Данные о перемещении устройства фиксируются и отображаются в режиме реального времени, благодаря чему можно отследить, где на данный момент находится СИ (в диспетчерской, лаборатории, на складе, обслуживается сторонней организацией) и кто отвечает за его перемещение. Все это видно руководству предприятия, которое оценивает качество работы подразделений и принимает решения об оптимизации процессов.

Система постоянно накапливает сведения о перемещениях оборудования и продолжительности пребывания как по местам его эксплуатации, так и по местам нахождения в ремонте, в ожидании ремонта и т.д. Кстати, подобным образом можно построить управление техобслуживанием и ремонтами (ТОиР) любого промышленного оборудования. По сути, Информационный центр управления активами ТОиР и ИЦУМО — это одно и то же решение, разница только в том, на какие производственные объекты оно ориентировано.

Внедрение ИЦУМО обеспечивает снижение трудозатрат на выполнение таких функций, как учет плановых и внеплановых простоев оборудования в части СИ, учет парка СИ предприятия (с разбивкой по областям измерения, типам и классам), учет загрузки персонала, ведение долгосрочного планирования затрат по поверке и калибровке с выполнением бюджетирования соответствующих статей расходов, а также учет

стоимости работ, проводимых сторонними организациями. Получаемые эффекты выражаются в повышении прозрачности и управляемости метрологического обеспечения предприятия, снижении метрологического брака и простоев оборудования, повышении качества бюджетирования работ по поверке и калибровке и т.д.

Практическое применение

В качестве примера практического внедрения ИЦУМО рассмотрим проект, реализованный для предприятия, входящего в крупный нефтехимический холдинг. Цель проекта — снизить расходы и трудозатраты, обеспечить скорость и прозрачность процессов по управлению парком метрологического оборудования.

Результат был достигнут путем автоматизации учета перемещения СИ, внедрения единого справочника, электронных паспортов и журнала учета СИ и информационно-измерительных систем (ИИС), автоматизации процессов планирования затрат на год и более. Всего на основе решения реализовано более 30 функций, включая автоматическое формирование годовых и ежемесячных календарных графиков поверки и калибровки СИ и ИИС, автоматический контроль сроков выполнения мероприятий, а также связывание пакета документов на СИ с его карточкой в ERP-системе.

При работе с решением пользователь видит основной рабочий экран, который включает в себя 5 экранных форм, поддерживающих следующие процессы:

1) обзор и ведение нормативно-справочных баз;
2) обзор и ведение электронного паспорта СИ;
3) оперативный учет местонахождения СИ и ИИС по местам эксплуатации, хранения и ремонта на всех этапах жизненного цикла устройства;
4) управление календарным планированием мероприятий метрологического контроля;
5) управление ресурсным планированием мероприятий метрологического контроля.

Каждая из экранных форм содержит свой набор функциональных команд, позволяющих управлять парком СИ при помощи контекстных выпадающих меню. Все действия, допустимые в рамках ИЦУМО, могут выполняться как индивидуально (применительно к отдельно выделенному объекту), так и в групповом режиме (применительно к группе выделенных объектов).

Отметим, что в метрологическом контроле лишь малая часть мероприятий выполняется собственными силами — все основное делает сертифицированная внешняя организация. Управление закупкой этих услуг занимает много времени: необходимо оформлять договоры, акты выполненных работ, фиксировать все сопроводительные документы, которые связаны с отправкой и получением СИ. Цифровизация процессов календарного и ресурсного планирования мероприятий метрологического контроля (планирование потребности в материалах, в трудовых ресурсах, в закупке услуг сторонних организаций) обеспечила заказчику ощутимую экономию времени на выполнение стандартных операций. В результате внедрения ИЦУМО трудозатраты на управление парком СИ и связанный с ними документооборот были снижены вдвое (на 50 %). Таким образом, специалисты метрологической лаборатории получили больше времени для решения приоритетных задач.

Реализованный кейс подтверждает эффективность применения ИЦУМО для получения новых возможностей, начиная с автоматизации всех ключевых операций по управлению МО и заканчивая введением новых бизнес-ролей с четким разделением зон ответственности по контролю и исполнению процессов. А главное — предприятие получило функционал долгосрочного планирования затрат на управление МО с корректным бюджетированием соответствующих статей расходов. Все это позволяет нефтегазовой или промышленной компании экономить ресурсы и трудозатраты (а значит — извлекать материальную выгоду) на долгосрочном горизонте.

ITPS (Information Technology Professional Solutions) — ведущий комплексный ИТ-партнер крупнейших нефтегазовых и промышленных компаний, российский разработчик собственных решений (интеграционная платформа AVIST Oil&Gas), решений на базе современного отечественного и зарубежного ПО и продуктов ведущих вендоров. Более 18 лет ITPS успешно реализует масштабные стратегические проекты в области цифровой трансформации для нефтегазовых и нефтесервисных компаний, предприятий металлургии, горнодобывающей, химической и нефтехимической отрасли. Проектная география охватывает более 20 стран мира.

Литература

1. Шарифуллин Р.Т. Метрологическое обеспечение: как сократить трудозатраты вдвое? Портал «Управление производством».
2. Тихомиров Л.И., Лехтцинд В.В. Информационные центры управления производственными активами — ключевой элемент повышения эффективности ТОиР // Автоматизация в промышленности. 2022. № 12. С. 28–31.

115035, Россия, г. Москва, Бизнес-центр «Central City Tower», Овчинниковская наб., д. 20, стр. 1, эт. 7

+7 (495) 660-81-81

info@itps-russia.ru
www.itps.com

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Лехтцинд Виктор Владимирович, главный специалист департамента внедрения и развития КИС, Группа компаний ITPS, Москва, Россия
Для контактов: vlehttsind@itps-russia.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-80-85 УДК 65.011.8, 658.7.01 I Научная статья

Опыт оказания инжиниринговых услуг по комплектации объектов в нефтегазодобывающей отрасли

Панин М.О.[1], **Китаева Т.Ю.**[2]
[1]АО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия, [2]ООО «РН-ЦЭПиТР», Тюмень, Россия
paninmo@tomsknipi.ru

Аннотация
Целью настоящей работы явилось проведение анализа причин появления направления инжиниринговых услуг по комплектации объектов в нефтегазодобывающей отрасли. В основу положен опыт оказания соответствующих услуг со стороны АО «ТомскНИПИнефть» для обществ в пределах периметра ПАО «НК «Роснефть» (далее — Общества), а также опыт авторов в части анализа и реинжиниринга бизнес-процессов комплектации, материально-технического обеспечения и логистики обществ блока «Газ» из периметра ПАО «НК «Роснефть» (Общества). Кроме того, проведена работа по выявлению характерных причин востребованности направления инжиниринговых услуг по комплектации объектов нефтегазодобывающей отрасли, а также изучены перспективы развития данного направления.

Материалы и методы
Для анализа бизнес-процессов применялись методология, подходы и своды знаний по управлению проектами: PM Book [1], Agile [2], Prince2. Для описания бизнес-процессов использовались нотации BPMN и Unified Modeling Language (UML).

Ключевые слова
комплектация строительства, поставки, материально-техническое обеспечение, обустройство нефтегазодобывающих объектов

Для цитирования
Панин М.О., Китаева Т.Ю. Опыт оказания инжиниринговых услуг по комплектации объектов в нефтегазодобывающей отрасли // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 80–85. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-80-85

Поступила в редакцию: 27.02.2023

UDC 65.011.8, 658.7.01 I Original Paper

Experience in providing engineering & procurement services in oil and gas industry

Panin M.O.[1], **Kitaeva T.Yu.**[2]
[1]"TomskNIPIneft" JSC, Tomsk, Russia, [2]"RN-CEPiTR" LLC, Tumen, Russia
paninmo@tomsknipi.ru

Abstract
The purpose of this work is to analyze the reasons for the appearance of engineering service direction for equipping facilities in the oil and gas industry. The basis is the experience of providing consulting services from "TomskNIPIneft" JSC for Companies within the perimeter of "NK "Rosneft" PJSC as well as the authors' experience in analyzing and re-engineering the business processes of equipment and material procurement and logistics of the "Gas" block companies from the perimeter of "NK "Rosneft" PJSC.
Identification of characteristic reasons for demand for the direction of engineering services for the equipment and material procurement of oil and gas production facilities, as well as prospects for the development of this direction.

Materials and Methods
To analyze business processes, the methodology, approaches and project management body of knowledge were applied: PM Book [1], Agile [2], Prince2. The BPMN and Unified Modeling Language (UML) notations were used to describe business processes.

Keywords
procurement in construction, deliveries, logistical support, infrastructure development of oil and gas production facilities

For citation
Panin M.O., Kitaeva T.Yu. Experience in providing engineering & procurement services in oil and gas industry. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 80–85. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-2-80-85

Received: 27.02.2023

Введение

Направление инжиниринговых услуг по комплектации является относительно новым для ПАО «НК «Роснефть» и берет свое начало в 2015 г. Апробирование данного вида услуг связано с реализацией проекта «Тагул» Ванкорского кластера месторождений. Специально созданным в 2015 г. управлением по комплектации АО «ТомскНИПИнефть» за период 13 месяцев в корпоративную информационную систему (КИС) была внесена потребность в объеме, составляющая более 85 % от объема всего проекта. По данному проекту была опробована технология прейскурантных договоров, что значительно затрудняло работу специалистов комплектации, в связи с частыми изменениями формировавшейся на тот момент концепции прейскурантных договоров. Тем не менее в ходе проведенной работы для закупки была передана потребность со значительной стоимостью. Кроме того, подразделение приняло активное участие в формировании закупочной документации по лотам строительно-монтажных работ (СМР) для объектов Ванкорского кластера месторождений, а также для осуществления технической оценки предложений поставщиков и подготовки заключений рабочих групп.

Инжиниринговые услуги по комплектации начинаются на этапе проектно-изыскательских работ, продолжаются на этапах обеспечения материально-техническими ресурсами

(МТР) и услугами, выполнения СМР и заканчиваются участием в формировании лотов на проведение работ по демонтажу объектов после завершения эксплуатации объектов нефте- и газодобычи.

Комплектация объектов — сквозной процесс работы с потребностью в материалах и оборудовании, начинающийся с планирования на ранних стадиях реализации проекта, включающий формирование требований к разработке перечней материалов и оборудования, инициирование закупки, контроль сроков изготовления и поставки, хранения, вовлечения в производство и постановки на баланс Общества, а также управление изменениями на всех стадиях [3].

В понятие комплектации объектов, помимо комплектации материалами и оборудованием, может включаться обеспечение услугами и работами, а именно формирование пакетов закупочной документации для контрактации строительно-монтажных и пусконаладочных работ (рис. 1).

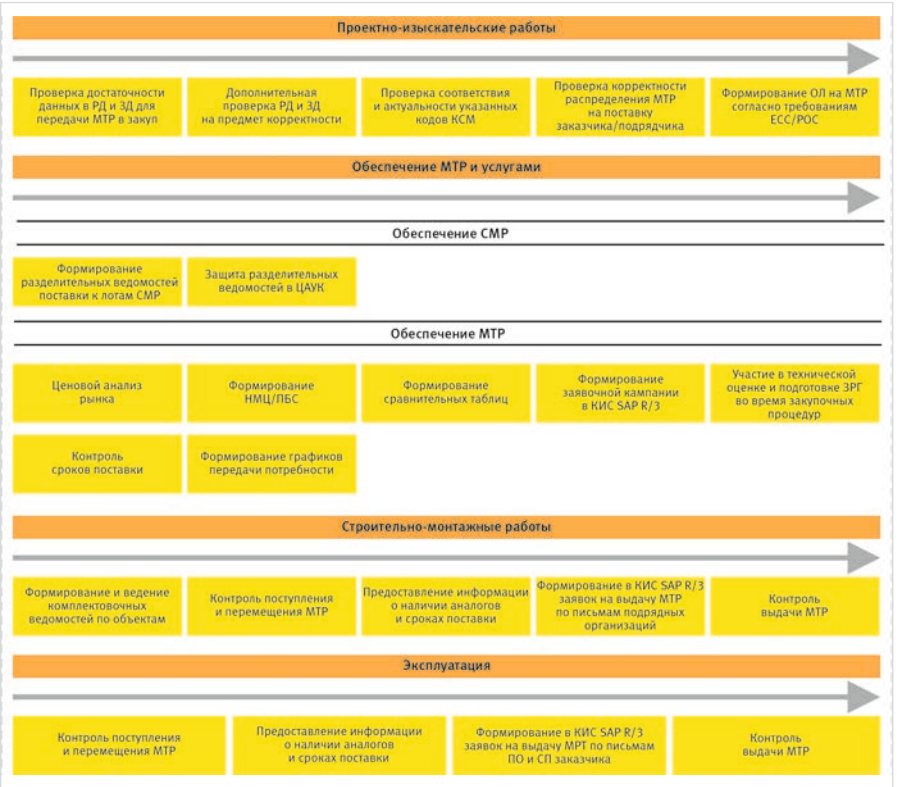


Рис. 1. Этапы жизненного цикла проекта строительства
Fig. 1. Stages of construction project lifecycl

Недостаточное внимание к процессам комплектации в ходе реализации проектов в нефтегазодобывающей отрасли

На текущий момент при анализе рисков и в ходе управления реализацией проектов уделяется недостаточное внимание процессам комплектации, вследствие чего наблюдается повышение вероятности рисков несвоевременного обеспечения материалами, оборудованием и услугами, а также необходимости перепроектирования или изменения проектных решений с соответствующим сдвигом последующих стадий проекта.

Сохраняется недооценка важности процесса и степени его влияния на весь жизненный цикл проекта, в том числе недооценка риска необходимости перепроектирования ввиду невозможности передачи потребности в закуп из-за отклонения разработанной документации от документации типового проектирования, выявленных расхождений между сметной и рабочей документацией и, следовательно, закупки материалов, оборудования, услуг.

Отсутствие необходимых компетенций у специалистов подразделений комплектации влечет за собой крайне высокие риски по несвоевременному обеспечению материалами и оборудованием, так как ошибки зачастую выявляются на строительной площадке при получении МТР представителями подрядных организаций или в ходе монтажа, что влияет как на сроки реализации, так и на стоимость проекта.

Функционал специалиста комплектации подразумевает наличие технических знаний в области проектирования/эксплуатации объектов нефтегазодобычи, экономики, сметного дела, навыков работы с большими массивами информации, минимальных знаний по управлению проектами для оценки влияния принимаемых решений на жизненный цикл проекта, а также опыта работы с электронными торговыми площадками, программными модулями специализированных корпоративных информационных систем по управлению закупочными процедурами, проектами, по управлению материально-техническим обеспечением (МТО), контролю финансовых лимитов (и других специализированных модулей КИС SAP) и владения продуктами MS Office на уровне продвинутого пользователя.

Процессы комплектации и МТО настроены таким образом, что проверка заявленной потребности на предмет корректности не предусматривается. В ходе проведения заявочной кампании производится сверка сроков поставки с регламентными, наличие обоснования отклонения данных сроков, а также корректности определения плановой и начальной минимальной цены. Предметом технической оценки является проверка соответствия технических предложений поставщиков и заявленной потребности, без проверки на предмет ее актуальности и корректности заявления. В случае выявления расхождений на этапе технической оценки, потребность исключается из лота, производится либо корректировка, либо формирование новой потребности с проведением полного цикла закупочных процедур, что также негативно сказывается на сроках реализации проекта. При этом внедрение проверок любых уровней требует наличия квалифицированных кадров, обладающих необходимыми техническими компетенциями, а также компетенциями по комплектации, при этом данные специалисты являются дефицитными на рынке труда, что особенно ярко проявляется в районах Крайнего Севера, где реализуются крупные инвестиционные проекты в сфере нефтегазодобычи и переработки.

Таким образом, недооценка роли процесса комплектации и его влияния на реализацию проекта в целом является одной из причин возникновения направления инжиниринговых услуг по комплектации объектов капитального строительства и ремонта.

Цикл работ по комплектации, необходимых для возможности начала закупочных процедур, представлен на рисунке 2.

Основные причины возникновения направления инжиниринговых услуг по комплектации объектов капитального строительства и ремонта:

- сжатые сроки реализации проектов;
- повышение неопределенности при установлении веса и методов реакции на внешние риски;
- наличие санкционных ограничений, препятствующих закупке предусмотренных проектом материалов и оборудования;
- необходимость усиления контроля за процессом обеспечения проекта материалами, оборудованием и услугами;
- недостаточная эффективность имеющихся механизмов отслеживания статуса обеспеченности объектов строительства МТР и оборудованием;
- необходимость интеграции новых активов и, как следствие, переходного периода настройки бизнес-процессов;
- требования по «обезличиванию» МТР и оборудования, повышающие уровень охвата рынка, но усложняющие ведение заявочной и закупочной кампаний;
- введение новых/актуализированных требований, влияющих на процессы комплектации и закупки материалов, оборудования и услуг;
- неравномерный («волнообразный») выход проектно-сметной документации (ПСД), создающий «пиковые» нагрузки, превышающие возможности собственных сил добывающих обществ для осуществления своевременной закупки материалов, оборудования и услуг;
- недостаточная эффективность существующих механизмов взаимодействия с держателями запасов, вовлечения запасов при разработке и корректировке ПСД и контроля вовлечения складских вовлекаемых запасов (СВЗ) и невостребованных ликвидов (НВЛ);
- дефицит квалифицированных кадров, обладающих необходимыми компетенциями;
- недостаточный уровень проработки исходных данных для формирования Корпоративного справочника материалов.

Основные виды инжиниринговых услуг по комплектации объектов капитального строительства и ремонта

Обеспечение объектов капитального строительства и капитального ремонта ресурсами — сквозной процесс работы с потребностью в материалах и оборудовании, начинающийся с предпроектных работ до момента вовлечения МТР в объекты строительства, а именно (рис. 3):

- на этапе предпроектных работ — в части формирования требований к материалам и оборудованию, а также включения в разрабатываемую документацию требований о применении НВЛ и СВЗ;
- на этапе передачи потребности в закупку — в части внесения запроектированных материалов и оборудования в КИС SAP, в том числе рассмотрения возможности использования НВЛ и СВЗ;
- на этапе закупочных процедур — в части проведения технической оценки предложений потенциальных поставщиков;
- на этапе поставки материалов и оборудования на склады Заказчика и ответственного хранителя — в части проведения входного контроля поставляемых МТР с целью дальнейшей постановки материалов и оборудования на баланс Обществ;
- на этапе выдачи материалов и оборудования подрядным организациям, выполняющим СМР по письмам-заявкам;
- на этапе последующей эксплуатации вовлечения материалов и оборудования в эксплуатируемые объекты;
- постоянный контроль движения материалов и оборудования на всех стадиях жизненного цикла проекта.

Цели и задачи инжиниринговых услуг по комплектации объектов капитального строительства и ремонта

Основные целевые задачи направления инжиниринговых услуг по комплектации объектов капитального строительства и ремонта вытекают из видов услуг и отражены далее.

В части работы с запасами — рассмотрение возможности вовлечения СВЗ и НВЛ, а именно:

- проверка заданий на проектирование новых объектов строительства на предмет наличия требований по рассмотрению СВЗ и НВЛ в ходе разработки ПСД;
- формирование релевантных перечней СВЗ и НВЛ для использования их при разработке ПСД;
- работа с добывающими обществами (ДО) — держателями запасов по предоставлению необходимой для вовлечения материалов и оборудования документации (технических паспортов, сертификатов качества, актов осмотра, фотографий текущего состояния материалов и оборудования и др.);
- вовлечение СВЗ и НВЛ в ходе формирования и передачи потребности в закуп.

Отработка с проектными организациями вопросов к ПСД, выявленных в ходе проведения заявочной кампании:

- анализ переданной для проведения заявочной кампании ПСД на предмет достаточности технических характеристик для кодирования МТР в КИС SAP, а также соответствия включенных в ПСД МТР требованиям актуальных методических указаний компании (МУК) / единых технических требований (ЕТТ);
- взаимодействие в рамках дополнения, изменения справочника кодов материалов с экспертами организации, ответственной за актуальное состояние справочника. Отработка возникающих у экспертов вопросов;
- формирование реестра материалов и оборудования, требующих уточнения со стороны проектной организации или ДО;
- актуализация реестра проблемных материалов и оборудования на основании полученных от проектной организации или заказчиков уточнений;
- взаимодействие с кураторами службы снабжения на этапе утверждения номенклатурных планов поставки в части отработки вопросов к использованной кодировке материалов и оборудования (кодирование по «старым версиям» МУК/ЕТТ).

Проведение заявочной кампании для объектов капитального строительства заказчиков:

- формирование комплектовочных ведомостей на основании переданной ДО документации;
- распределение материалов и оборудования по принадлежности поставки в соответствии с актуальной разделительной ведомостью;
- формирование первичных заявок на закупку материалов и оборудования в соответствии с требованиями МУК/ЕТТ, а также требованиями службы снабжения компании;
- сопровождение сформированной потребности до момента утверждения номенклатурных планов поставки ДО.

Подготовка документации для контрактования СМР:

- выполнение сравнительного анализа сметной и рабочей документации на предмет соответствия включенных в документацию материалов и оборудования, в том числе по объемам;
- распределение материалов и оборудования по принадлежности поставки в соответствии с актуальной разделительной ведомостью компании;
- расчет транспортных и заготовительно-складских расходов для материалов и оборудования;
- формирование рыночной стоимости материалов и оборудования на основании полученных от поставщиков коммерческих предложений;
- формирование разделительной ведомости, в том числе формы начальной максимальной цены и унифицированной формы;
- сопровождение процесса согласования разделительной ведомости в профильных департаментах ЦАУК.

Проведение технического отбора участников закупочных процедур (техническая оценка):

- анализ пакета технической документации потенциального поставщика на предмет полноты комплекта;
- проведение технической оценки предлагаемых к поставке материалов и оборудования на их соответствие требованиям рабочей документации;
- проверка наличия неучтенных/неприменённых корректировок на снятие в КИС SAP для материалов и оборудования, включенных в закупочную документацию и требующих проведения технической оценки;
- формирование заключений рабочей группы по результатам проведенной технической оценки.

Рис. 3. Работы в рамках оказания инжиниринговых услуг по комплектации
Fig. 3. Works within the scope of engineering services for procuremen

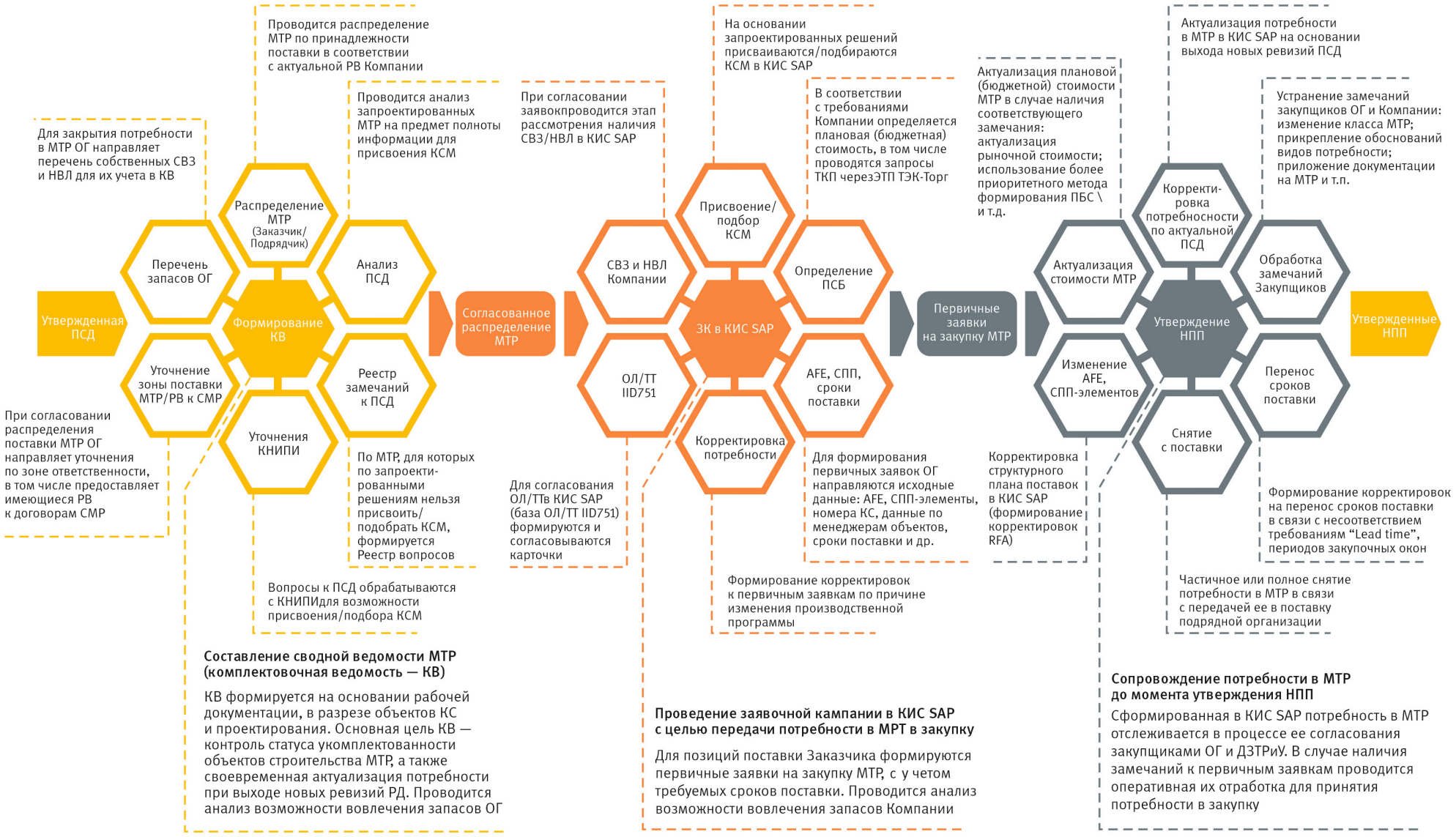


Рис. 2. Цикл работ по комплектации
Fig. 2. Procurement cycle

Перспективы и направления развития

Дальнейшее развитие направления связано с повышением эффективности работ как внутри подразделений по комплектации, так и на уровне компании в целом за счет автоматизации внутренних процессов, разработки и интеграции программного обеспечения с КИС SAP, обучения персонала, адаптации существующих и разработки новых регламентов и механизмов с учетом имеющихся вызовов, в том числе в части санкционных ограничений.

Наличие запроса на оказание инжиниринговых услуг по комплектации со стороны обществ-заказчиков и внешних организаций говорит о востребованности данного направления и повышении внимания к данному процессу при формировании стратегии управления проектами в сфере нефтегазодобычи и переработки (рис. 4).

Одним из вариантов дальнейшего развития направления является формирование центра компетенций по поддержке проектно-изыскательских работ (ПИР) и СМР, что в перспективе позволит:

- повысить качество предпроектной проработки, в том числе с учетом подбора оборудования и технологий, с учетом санкционных ограничений и возможности комплектации из наличия;
- повысить качество ПСД за счет дополнительной проверки при проведении заявочной кампании;
- обеспечить своевременное выполнение инженерных и экологических изысканий, в том числе дополнительных, потребность в которых выявлена в ходе работ;
- обеспечить возможность оперативного формирования и передачи в закуп потребности, в том числе по предварительным заказным спецификациям, с последующим учетом заявленной потребности при выпуске рабочей документации (РД) для исключения образования СВЗ и НВЛ;
- провести оперативную корректировку переданной потребности при изменении ПСД;
- ускорить и повысить качество технической оценки предложений поставщиков с учетом взаимодействия с аппаратом управления, проектными организациями и поставщиками;
- обеспечить оперативное формирование разделительных ведомостей с обоснованиями для подготовки начальной максимальной цены к лотам СМР. При минимальном обучении специалистов проектных организаций возможно формирование полного пакета закупочной документации для согласования с ДО-заказчиком и проведения закупочных процедур;
- обеспечить оперативное взаимодействие с ДО-заказчиками и подрядными организациями по вопросам, возникающим в ходе СМР;
- обеспечить комплексный контроль за сроками поставки материалов и оборудования, в том числе поставки подрядчика.

Итоги

Основные причины появления и востребованности направления инжиниринговых услуг по комплектации относятся к следующим категориям:

- актуальность вопроса повышения эффективности работы с запасами категорий «свободные вовлекаемые запасы» и «невовлекаемые ликвидные запасы»;
- возможность отработки выявленных на этапе заявочной кампании и закупочных процедур недостатков ПСД, обусловленных в том числе изменением локальных нормативных документов;
- возможность привлечения на этапе проведения заявочной кампании, в том числе для нивелирования пиковых нагрузок на службы Обществ;
- возможность привлечения на этапе закупочных процедур в материально-технических ресурсах и строительно-монтажных работах, в том числе для нивелирования пиковых нагрузок на службы Обществ и внедрения дополнительного уровня контроля актуальности потребности и корректности передаваемых пакетов сопроводительной документации;
- возможность получения рекомендаций по повышению эффективности процессов комплектации, материально-технического обеспечения и логистики с учетом опыта работы с другими Обществами периметра ПАО «НК «Роснефть».

Выводы

Полученные результаты анализа причин появления направления инжиниринговых услуг по комплектации объектов в нефтегазодобывающей отрасли с учетом опыта авторов в части анализа и реинжиниринга бизнес-процессов комплектации, материально-технического обеспечения и логистики Обществ блока «Газ» из периметра ПАО «НК «Роснефть» позволили выявить характерные причины востребованности направления инжиниринговых услуг по комплектации объектов нефтегазодобывающей отрасли, а также перспективы развития данного направления.

Литература

1. Павлов А.Н. Эффективное управление проектами на основе стандарта PMI PMBOK®R 6th Edition. М.: Лаборатория знаний, 2019. 270 с.
2. Кон М. Agile: оценка и планирование проектов. М.: Альпина Паблишер, 2018. 418 с.
3. Бродецкий Г.Л. и др. Управление запасами: многофакторная оптимизация процесса поставок. М.: Юрайт, 2019. 322 с.

Рис. 4. Направления развития инжиниринговых услуг в сфере комплектации
Fig. 4. Directions of development of engineering services in the field of procurement

Results

The main reasons for the appearance and demand for the direction of engineering services for procurement belong to the following categories:

- relevance of the issue of improving the efficiency of work with reserves of categories free involved reserves and non-recoverable liquid reserves;
- possibility to work out the deficiencies of DED identified at the stage of the tender campaign and procurement procedures, due to, inter alia, changes in local regulatory documents;
- possibility of involvement at the stage of the tender campaign, including for leveling peak loads on the services of the Companies;
- possibility of involving at the stage of procurement procedures in materials and resources and construction and installation works, including for leveling peak loads on the services of the Companies and introducing an additional level of control over the relevance of the need and correctness of the supplied packages of supporting documents;
- possibility of receiving a recommendation on improving the efficiency of the procurement, logistical support processes taking into account the experience of working with other Companies within the perimeter of "NK "Rosneft" PJSC.

Conclusions

The obtained results of the analysis of the reasons for the appearance of the direction of engineering services for the procurement of oil and gas facilities, taking into account the experience of the authors in the analysis and re-engineering of the business processes of equipment and material procurement and logistics of the "Gas" block companies from the perimeter of "NK "Rosneft" PJSC.

According to the results of the analysis, characteristic reasons for demand for the direction of engineering services for the equipment and material procurement of oil and gas production facilities, as well as prospects for the development of this direction were revealed.

References

1. Pavlov A.N. Effective project management based on the standard PMI PMBOK® R 6th Edition. Moscow: Laboratoriya znanij, 2019, 270 p. (In Russ).
2. Cohn M. AGILE. Estimating and planning. Moscow: Alpina pablisher, 2018, 418 p. (In Russ).
3. Brodetsky G.L. et al. Inventory management: multi-factor optimization of the supply chain. Moscow: Yurajt, 2019, 322 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Панин Максим Олегович, заместитель главного инженера по инжинирингу в ПИР, АО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия
Для контактов: paninmo@tomsknipi.ru

Китаева Татьяна Юрьевна, начальник отдела контроля и подготовки отчетности по объектам капитального строительства, управления комплектации и экспертизы запасов МТР, ООО «РН-ЦЭПиТР», Тюмень, Россия

Panin Maxim Olegovich, deputy chief engineer for engineering of design and survey works of "TomskNIPIneft" JSC, Tomsk, Russia
Corresponding author: paninmo@tomsknipi.ru

Kitaeva Tatyana Yuryevna, head of the department of control and reporting on capital construction facilities, management of procurement and inspection of MTR reserves, "RN-CEPiTR" LLC, Tumen, Russia

Дроны для проведения проверок факельных установок

Факельные трубы — это ключевой элемент безопасности нефтеперерабатывающей промышленности. Для обеспечения условий эксплуатации факельные установки необходимо обслуживать и регулярно проверять техническое состояние конструкций.

Специалисты компании Aeromotus, интегратора беспилотных технологий и официального дилера DJI, рассказали об основных принципах и плюсах внедрения беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) для инспекции факелов.

Преимущества дронов для мониторинга факелов

Мониторинг факельных установок направлен на решение следующих основных задач:

- Контроль соблюдения требований по обязательному сжиганию 95 % попутного газа (законодательно закреплено в РФ).
- Сбор информации о локации, уточнение координат расположения факелов и поиска объектов новых.
- Мониторинг горения газа.
- Контроль состояния территории и атмосферы мест сжигания нефтяных скважин.

Мониторинг с использованием БПЛА особенно актуален, поскольку дронами можно охватить большую территорию, полет может проводиться несколько раз в сутки, не нужно отключать установку, за счет этого экономятся время и деньги предприятий.

Комплексное наблюдение за факельным оборудованием с применением БПЛА занимает в среднем около 1 часа, а еще примерно 2 часа потребуется на анализ данных ПО.

Дрон может нести несколько полезных нагрузок и устройств, камеры беспилотников имеют высокий оптический зум, что исключает уменьшает необходимость подлетать слишком близко к огню и другим опасным участкам.

Дроны с тепловизорами для мониторинга факелов

Термография является самым востребованным методом инспекции нефтегазовых объектов. Установленные на беспилотниках тепловизоры помогают определить места повышения температуры, при этом пилот дрона располагается на таком расстоянии от объекта, где ему ничего не угрожает. Тепловизионный мониторинг факельной установки с дроном DJI.

Mavic 3T Enterprise

Дрон Mavic 3 Thermal с тепловизионными датчиками имеет увеличенное время съемки до 45 минут, что дает возможность за один раз обследовать до 2 км. Встроенный тепловизор на Mavic 3T помогает определять места увеличения температур, что особенно важно в экстренных ситуациях, ночью и при плохих погодных условиях, для осмотра факельных установок, трубопроводов и т.д.

Нефтегазовые предприятия могут применять беспилотник Mavic 3T для поиска трещин на магистральных трубах, для обнаружения места утечки нефти и газа, выявления незаконных врезок и др.

DJI Matrice 30T

Этот мощный и портативный, высокопроизводительный дрон с быстрым развертыванием, быстро начинает работать, собирая и анализируя необходимую информацию. В отличие от предыдущей модели Mavic 3T, дрон Matrice 30T способен выполнять поставленные задачи в дождливую погоду и имеет уровень защиты IP 55.

Matrice 30T укомплектован камерами высокого разрешения, тепловизионными и лазерной, имеет комплекс детекторов для обнаружения препятствий и датчиком FPV, обеспечивающим улучшение деталей видимости в темноте и в условиях плохой видимости.

DJI Matrice 300 RTK и Zenmuse H20N

Беспилотный комплекс DJI Matrice 300 RTK + тепловизор Zenmuse H20N - лидер в своей нише и оптимально подходит для крупных предприятий. Matrice 300 RTK - профессиональное беспилотное оборудование, которое легко можно настроить под свои задачи, выбрав подходящий подвес.

В случае с нефтегазовыми компаниями это тепловизионная камера Zenmuse H20N.

Zenmuse H20N имеет встроенные датчики Starlight Night Vision для выполнения съемки в сумеречное и даже ночное время. Помимо двух тепловизоров подвес оснащен оптическим Zoom'ом с 20-кратным увеличением, а также лазерным дальномером. Данный комплекс ветроустойчив и успешно работает в сложных погодных условиях, а также при температуре окружающей среды от -20 °C до +50 °C.

Дроны на службе у нефтегазовых предприятий

Для технического мониторинга факелов с помощью БПЛА нужны хорошие навыки пилотирования. Команда Aeromotus анализирует и подбирает необходимое оборудование, производит пусконаладку и тесты у заказчика на предприятии, а также обучение сотрудников и техподдержку на протяжении всего срока эксплуатации.

Специалисты предоставляют техническое сопровождение а также консультируют по вопросам эксплуатации дронов и обработке данных. В компании организован телеграм-чат специалистов, где можно обсудить вопросы о беспилотных технологиях.

Тепловизионный мониторинг факельной установки с дроном DJI

AEROMOTUS

aeromotus.ru
Чат специалистов:
Телеграм: t.me/aeromotus
Телеграм: t.me/aeromotus_news
vk.com/aeromotus

ПРОЕКТНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ И ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЙ ЦЕНТР (ПИОЦ) «Инжиниринг объектов нефтегазового комплекса»

САМАРСКИЙ ПОЛИТЕХ
Опорный университет

В 2021 году на основании решения Ученого совета СамГТУ и приказа ректора был создан Проектно-исследовательский и образовательный центр «Инжиниринг объектов нефтегазового комплекса» (ПИОЦ), являющийся структурным подразделением института нефтегазовых технологий (ИНГТ) СамГТУ.

Максим Евгеньевич Коваль, директор ПИОЦ «Инжиниринг объектов нефтегазового комплекса», pioc@samgtu.ru

Целью создания ПИОЦ является выстраивание кросс-сегментного взаимодействия с базовыми кафедрами и индустриальными партнерами для подготовки высококвалифицированных специалистов нефтегазовой отрасли и смежных направлений деятельности. Сфера деятельности ПИОЦ охватывает такие направления, как геология, геофизика, геомеханика, бурение нефтяных и газовых скважин, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений, трубопроводный транспорт, химические технологии и промышленная экология, машины и оборудование нефтегазовых и химических производств.

Главными задачами для ПИОЦ являются:

- разработка и внедрение инновационных подходов и новых инструментов в образовательный процесс ВУЗа, профессиональных образовательных программ с учетом потребностей рынка и заказчиков;
- подготовка и реализация научно-технических проектов с привлечением сторонних специалистов, экспертов и организаций по узконаправленным тематикам для достижения наилучших результатов;
- подготовка и организация курсов повышения квалификации инженерно-технологического персонала нефтегазодобывающих предприятий и сервисных компаний (лекции, практические занятия, лабораторные практикумы).

ПИОЦ служит информационной и коммуникативной площадкой для поиска и обсуждения инновационных решений, наращивания технологического потенциала России и укрепления суверенитета в условиях новых отраслевых вызовов, обмена опытом и тиражирования лучших практик.

Ольга Александровна Нечаева, директор Института нефтегазовых технологий СамГТУ, ingt@samgtu.ru

За первые годы работы проектно-исследовательского и образовательного центра уже достигнуты осязаемые и значимые результаты.

При поддержке ПИОЦ активно выполняется задача по внедрению в процесс обучения СамГТУ корпоративного специализированного программного обеспечения ПАО «НК «Роснефть». Полученные знания и новые инструменты студенты готовы применять при подготовке выпускных квалификационных работ, в диссертационных исследованиях магистров и аспирантов. Наиболее интересные результаты рассматриваются для публикации в отраслевых научных журналах.

Оборудованный при спонсорской поддержке ООО «СамараНИПИнефть» и ПАО «НК «Роснефть» современный компьютерный класс с производительными рабочими станциями и большим плазменным экраном используется для проведения семинаров по обучению работе в программных комплексах «РН-Сигма», «РН-КИМ», «РН-КИН», «РН-Геосим».

ПИОЦ выступил инициатором и реализует курсы повышения квалификации по следующим направлениям:

- практические навыки контроля качества оказания услуг по инженерно-технологическому сопровождению буровых растворов;
- строительство наклонно направленных скважин;
- заканчивание скважин и др.

Первые отзывы показали высокую востребованность и актуальность развития данных курсов.

ПИОЦ принял непосредственное участие в организации молодежной сессии в рамках мероприятий, посвященных 75-летию нефтетехнологического факультета на международной выставке «Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия». Сразу на нескольких площадках в выставочном комплексе «Экспо-Волга» для студентов были организованы мастер-классы от ведущих работодателей региона, открытые лекции от ведущих экспертов научных институтов и добывающих предприятий, чемпионат профессионального мастерства PetroCup, TED конференция «Путь к успеху», на которой специалисты компаний открыли участникам свои секреты профессионального роста и достижения поставленных целей. В течение всего дня каждый студент мог узнать много полезного и интересного о своей будущей профессии, приобрести нужные знания и контакты.

В активе Центра — проведенный для студенческой аудитории СамГТУ конкурс корпоративных грантов ООО «СамараНИПИнефть». Свыше 50 заявок было рассмотрено организаторами. Студенты представляли многочисленному экспертному жюри свои научные проекты и инновационные разработки. В плодотворном обсуждении особое внимание уделялось дальнейшему развитию представленных работ, а также возможному внедрению их в производство. Все участники получили памятные дипломы и сувениры, лучшие работы удостоились денежных премий.

Перед проектно-исследовательским и образовательным центром стоят интересные задачи, одна из них — развитие и внедрение цифровых технологий и облачных пространств: разработка обучающего VR-симулятора. Это требует профессионального подхода, больших усилий и экспертных знаний. Пусть у ПИОЦ будут новые успехи и долгожданные победы!

Институт нефтегазовых технологий

Россия, г. Самара, ул. Ново-Садовая, д. 10, каб. 102

+7 (846) 279-03-20
ingt@samgtu.ru
www.samgtu/ingt

САМАРСКИЙ ПОЛИТЕХ
Опорный университет

expoz.ru

3D АНИМАЦИОННЫЕ РОЛИКИ

Визуализация изделий

Создаем высококачественные изображения для видео, инфографики, раздаточных материалов, презентаций и сайтов любой сложности и стилистики, эффективно решающее ваши задачи

Инфографика из вашего текста

Разрабатываем легкую для восприятия информацию перед требуемым уровнем аудитории в виде 3D и 2D инфографики. Понимаем и знаем как показывать объемные технологические процессы в простой и понятной форме

Дизайн и полиграфия

Мы агентство дизайна и полиграфии полного цикла.
Создаем качественный дизайн любой сложности. Облегчаем восприятие текста, редактируя его и выделяя основные идеи и цели, при этом используя современные методы графической визуализации

РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

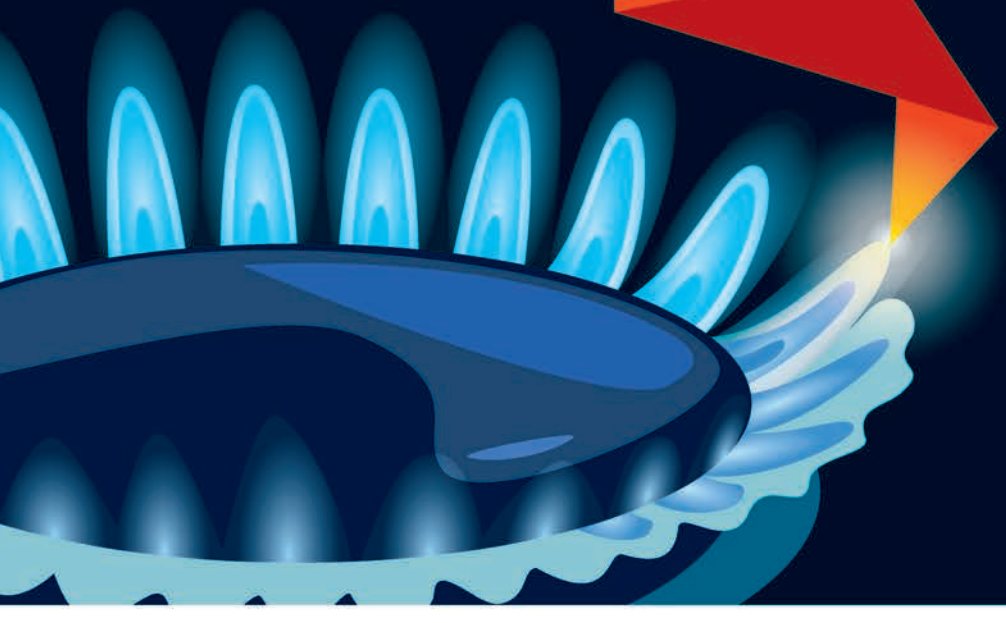
НЕФТЕГАЗ

22-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

24–27.04.2023

Подробности на сайте www.neftegaz-expo.ru



РЕКЛАМА

12+

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ТПП РФ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР

23-26 мая 2023
Уфа, Республика Башкортостан

Российский нефтегазохимический форум

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

31-я международная выставка

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

ВДНХ ЭКСПО

ОРГАНИЗАТОРЫ

ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ

ТРАДИЦИОННОЕ СОДЕЙСТВИЕ

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

НПАА РАА

СПГ Национальная Ассоциация сжиженного природного газа

ЭНЕРГОИННОВАЦИЯ Ассоциация инновационных предприятий в энергетике

ПАРТНЕРЫ ДЕЛОВОЙ ПРОГРАММЫ

РСТ ЦСМ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН ФБУ «Государственный региональный центр стандартизации, метрологии и испытаний в Республике Башкортостан»

РОСНЕФТЬ | БАШНЕФТЬ

БСК

ГАЗПРОМ НЕФТЕХИМ САЛАВАТ

ГАЗПРОМ ПЕРЕРАБОТКА УФА

НАУРР Национальная Ассоциация Участников Рынка Удобрений

Организатор:

«ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ»

MEMBER OF THE RUSSIAN UNION OF EXHIBITIONS AND FAIRS

ЧЛЕН РОССИЙСКОГО СОЮЗА ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК

Техническая поддержка:

EXPOTECH

vk.com/sngexpo

t.me/sngexpo

XXVIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ 2023

XXVIII INTERNATIONAL SPECIALIZED TECHNOLOGICAL EXHIBITION

SURGUT. OIL & GAS 2023

27-29 СЕНТЯБРЯ

г. Сургут,
СОК «Энергетик»
ул. Энергетиков, 47

#приёмзаявок #СНГ #СургутНефтьиГаз2023 #выставка #ЮГРА #Сургут #sngexpo #ЮК #Сургутнефтьигаз #2023 #четвертьвекавместе #ЮгорскиеКонтракты #Expotech

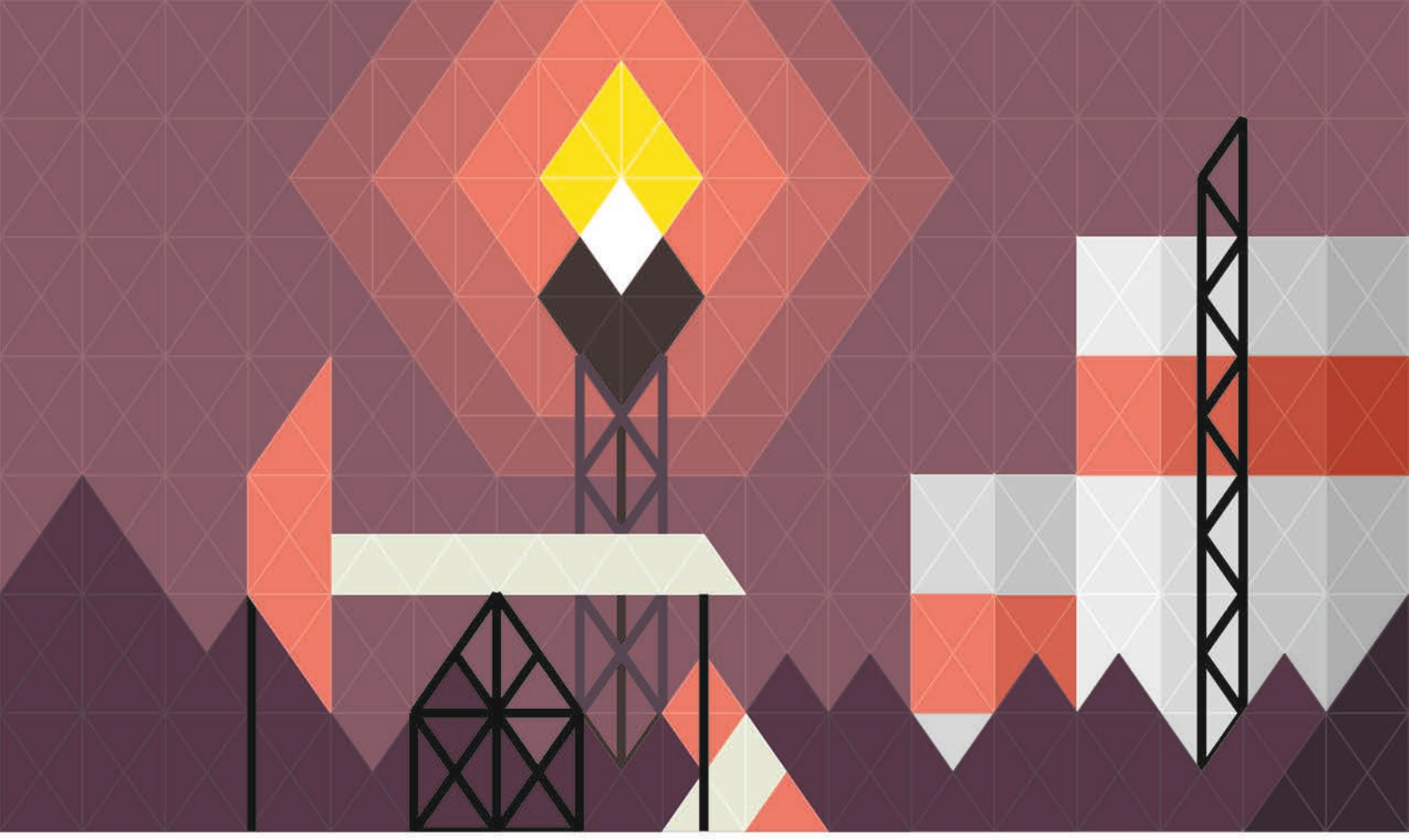
ПРИГЛАШАЕМ ВАС ПРИНЯТЬ УЧАСТИЕ В

XXVIII МЕЖДУНАРОДНОЙ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ВЫСТАВКЕ

«СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ-2023»

Заявки на участие Экспонентов, Посетителей и представителей СМИ в Международной специализированной технологической выставке «Сургут. Нефть и Газ – 2023» принимаются до 13.09.2023 включительно **следующими способами:**

- По номеру телефона: **+7 (3462) 94-34-54**
- На электронную почту: **sales@yugcont.ru**
- По форме обратной связи на официальной сайте: **www.sngexpo.ru**



нефть и газ, химия. ТЭК

25-я межрегиональная выставка-форум технологий и оборудования для нефтяной, газовой, химической промышленности и топливно-энергетического комплекса

13–15 сентября 2023

место проведения:

КВЦ «Пермь Экспо»
г. Пермь,
шоссе Космонавтов, 59

подать заявку на участие:

+7 (342) 264-64-24,
+7 (908) 257-40-33 Viber, WhatsApp
bav@expoperm.ru
oil.expoperm.ru

PRO EXPO

официальная поддержка:

Министерство промышленности и торговли Пермского края

Торгово-промышленная палата Российской Федерации

генеральный партнёр:

ЛУКОЙЛ

АЛЬМЕТЬЕВ-СКАЯ ВСТРЕЧА

СО СПЕЦИАЛИСТАМИ ПАО «ТАТНЕФТЬ»

TATNEFT

80 ЛЕТ НЕФТИ ТАТАРСТАНА

75 ЛЕТ РОМАШКИНСКОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ

Выставочная компания
НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ

NT-EXPO.RU

2023

18–20 ОКТЯБРЯ

3–6 ОКТЯБРЯ 2023

GF

XII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ

ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

САМАЯ АКТУАЛЬНАЯ
ИНФОРМАЦИЯ О ПМГФ
В НАШЕМ TELEGRAM-КАНАЛЕ
@GASFORUMSPB

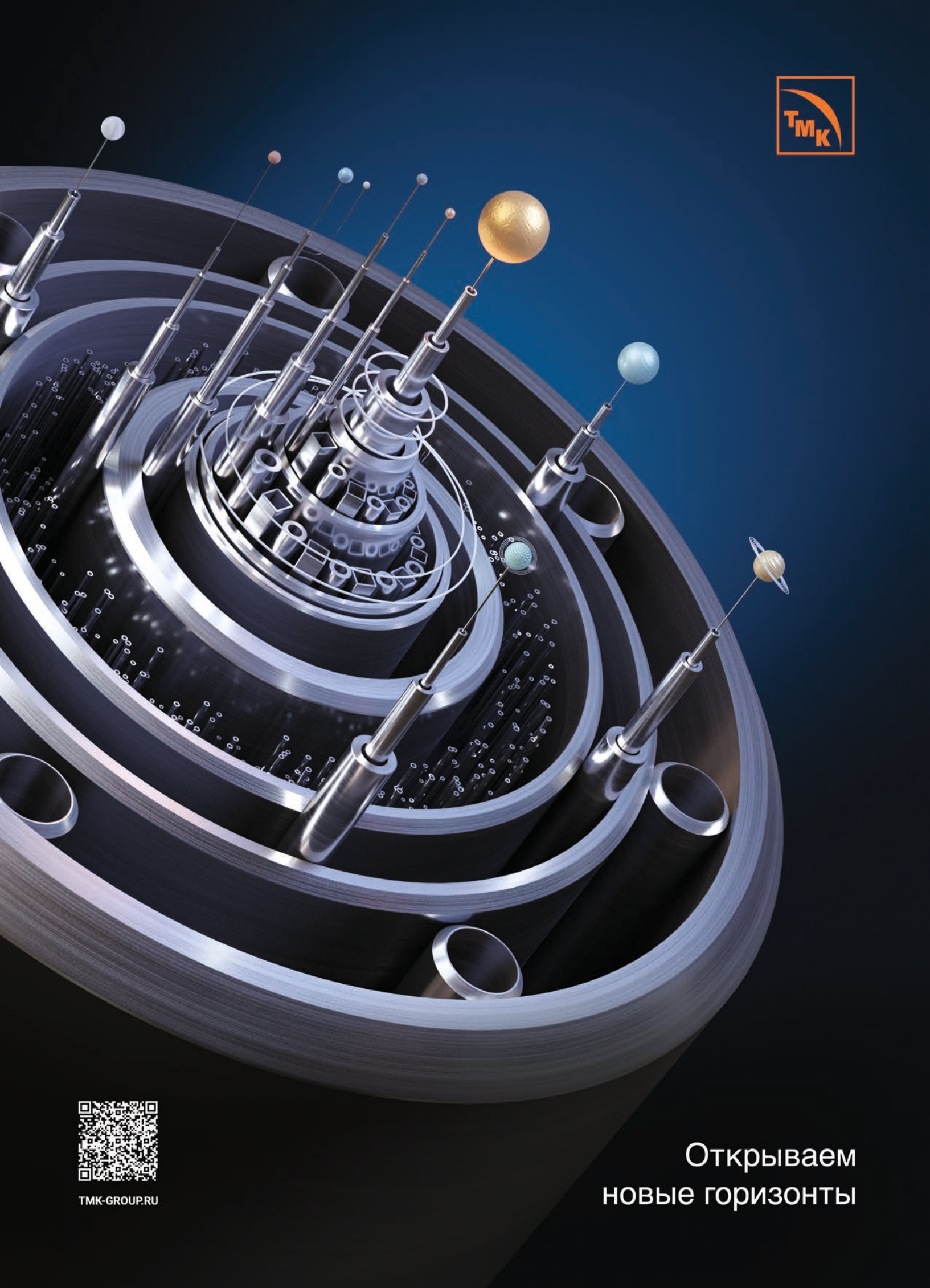
КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2273, 2626)
GF@EXPOFORUM.RU

18+

GAS-FORUM.RU


TMK-GROUP.RU
Открываем
новые горизонты

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА ПБРТ-ГК-turbo

Компания SIMACO является крупнейшим в РФ производителем перемешивателей бурового раствора мощностью от 3 кВт до 30 кВт стандартного, морского и химостойкого исполнений для применения в морских буровых платформах, наземных стационарных и мобильных буровых установках.

Запатентованная конструкция редуктора «Герметичный корпус» исключает возможность вытекания смазки в процессе работы и не требует обслуживания в период эксплуатации.

Помимо стандартных типоразмеров перемешивателей, наша компания предлагает к поставке любые нестандартные перемешивающие устройства по техническим требованиям заказчика, в том числе с герметичным уплотнением, а так же с электрическими шкафами управления.

Мешалка «Турбинное крыло» значительно повышает скорость приготовления бурового раствора и снижает нагрузки при перемешивании.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO – единственные необслуживаемые перемешиватели бурового раствора конструкции «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» с невытекаемой смазкой.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO – более 16 лет непрерывных испытаний в условиях перегрузок на стендовых заводских емкостях с плотными буровыми растворами, подтверждающих работоспособность и позволяющих вести непрерывные улучшения конструкции.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO – отгружено заказчикам более 26000 изделий, подтвердивших свою работоспособность практически во всех буровых компаниях РФ.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO – установлены на первой в России морской ледостойкой стационарной буровой платформе МЛСП «Приразломная».

ЛЕБЕДКИ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ, МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА

На сегодняшний день компния SIMACO производит более 30-ти типоразмеров лебедок гидравлических и электромеханических тяговым усилием от 1Тн до 20Тн. Все лебедки отличаются высокой надежностью, компактной конструкцией и высоким ресурсом работы. В зависимости от конструкции лебедки могут комплектоваться- прижимными роликами, канатоукладчиками, датчиками последних витков, датчиками ограничения натяжения каната.

РОССИЙСКОЕ 100% ПРОИЗВОДСТВО

ЛЕБЕДКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ

ЛЕБЕДКИ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ

МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА

SIMACO
СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ
634040, г. Томск, ул. Высоцкого, д. 28 стр. 2 тел/факс: +7 (3822) 70-11-33 E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru
www.smc.tomsk.ru