№5 (90) СЕНТЯБРЬ 2022

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

входит в перечень ВАК
ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Выработка запасов уникального Туймазинского месторождения

Проведение МВР с автоматизацией построения ГДМ

Проблемы применения устройств контроля притока

Разработка месторождения в условиях автоГРП

Анализ факторов пескопроявления газовых коллекторов

Инновационные цифровые технологии в ПБОТОС

РусТехнология

Системы телеметрии энергоресурсов

8 (800) 250-88-74
www.rs-tech.ru

ТЕХНОЛОГИИ

Исследование смесимости углекислого газа в нефти

Оптимизация и повышение эффективности эксплуатации скважин

ROSSMA®

СДЕЛАНО В РОССИИ 100%

ROSSMA IIOT-AMS

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

Все указанное оборудование может работать по стандартам LoRaWAN или NB-IoT. Коммутаторы ROSSMA® IIOT-AMS обеспечивают автономную работу и питание контрольно-измерительного прибора от встроенного в коммутатор элемента питания. Оборудование имеет варианты исполнения Ex. Оборудование работает при температурах -55….+85 °C.

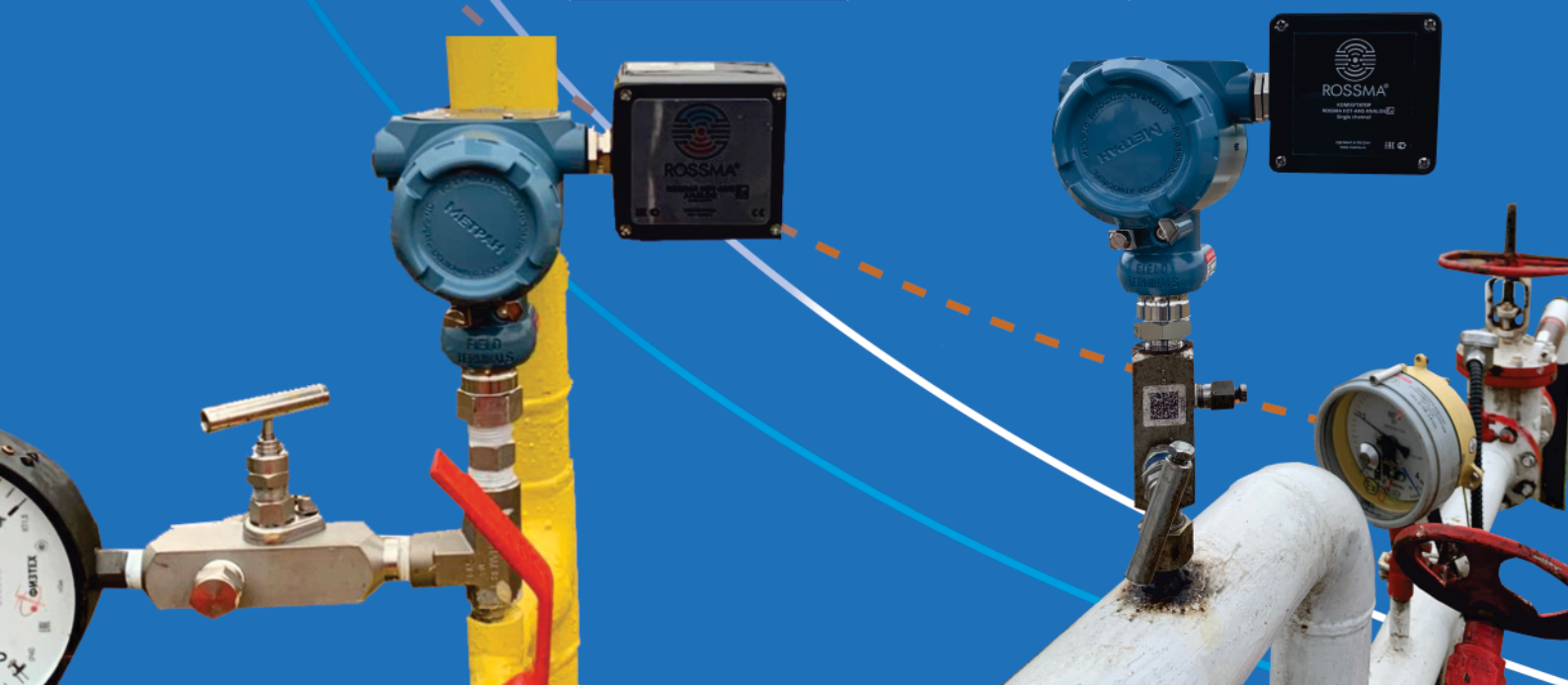
Варианты исполнения

- Автономное одноканальное исполнение для индивидуального размещения на оборудовании
- Автономное многоканальное исполнение для одновременного подключения четырех устройств
- Автономное одноканальное исполнение с батарейным блоком увеличенной емкости для более продолжительной работы и труднодоступных мест
- Многоканальное исполнение со стационарным питанием для одновременного подключения четырех устройств
- Автономное одноканальное и многоканальное исполнение с аккумулятором, заряжаемым солнечной панелью

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

Измеритель-коммутатор ROSSMA IIOT-AMS Analog предназначен для работы с любым оборудованием с токовым интерфейсом 4–20 мА, резистивными интерфейсами pt1000/Ni1000/TK5000, цифровым интерфейсом HART/Modbus/UART

Параметры	**LoRaHART/MODBUS NB-IoTHART/MODBUS**	**WirelessHART**	**ISA100**
Вендоры	ROSSMA	Emerson, Siemens	Yokogawa, Honeywell
Дальность, км	до 50	0,22	0,6
Скорость, Kbps	до 50	до 250	До 250
Автономность, лет	до 10	до 10	до 10
Элемент питания	общедоступный	уникальный	уникальный
Встроенная энергонезависимая память	да	нет	нет
Температурный диапазон, °C	-55...+85	-40...+70	-40...+85
Доступность	да	нет	нет
Шифрование	AES-128	AES-128	AES-128
Проникающая способность сигнала	Колодцы, технологические площадки с плотной застройкой	прямая видимость (Endpoint – GW)	прямая видимость (Endpoint – GW)
Стоимость модуля связи, $	20	500	только в составе оборудования КиП. 1 000–2 000
Стоимость базовой станции, $	~1 000	~500	~650
Стоимость элемента питания, $	~35	~135	~135



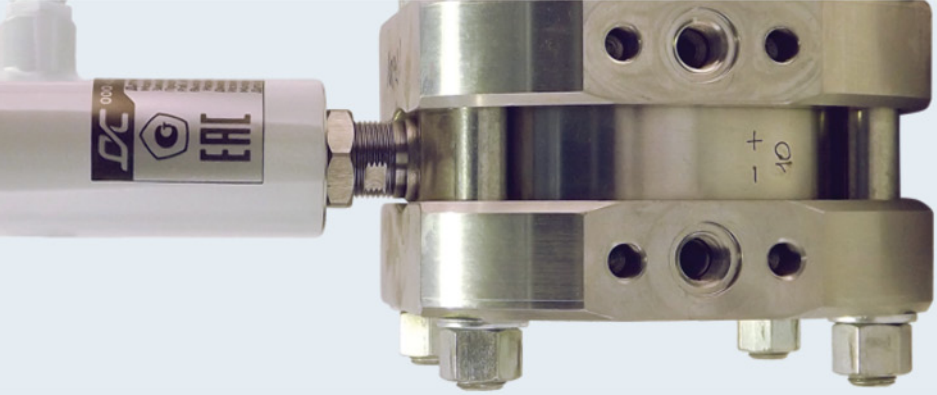
ДАТЧИКИ И СИСТЕМЫ

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ МЕХАНИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

СДЕЛАНО В РОССИИ 100%

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ПРОДУКЦИИ

- датчики давления с аналоговым и цифровым выходным сигналом для измерения медленно меняющихся и динамических процессов
- пьезоэлектрические преобразователи для ультразвуковых и вихревых расходомеров энергоносителей
- датчики, системы контроля и регулирования уровня в резервуарах и колодцах
- плотномеры жидкости и газа вибрационные
- датчики и системы для измерения температуры
- вторичная аппаратура



Технические решения защищены патентами РФ. Выпускаемые приборы стали дипломантами конкурсов «100 лучших товаров России»

РЕМОНТ
гарантийное
и постгарантийное
сервисное обслуживание

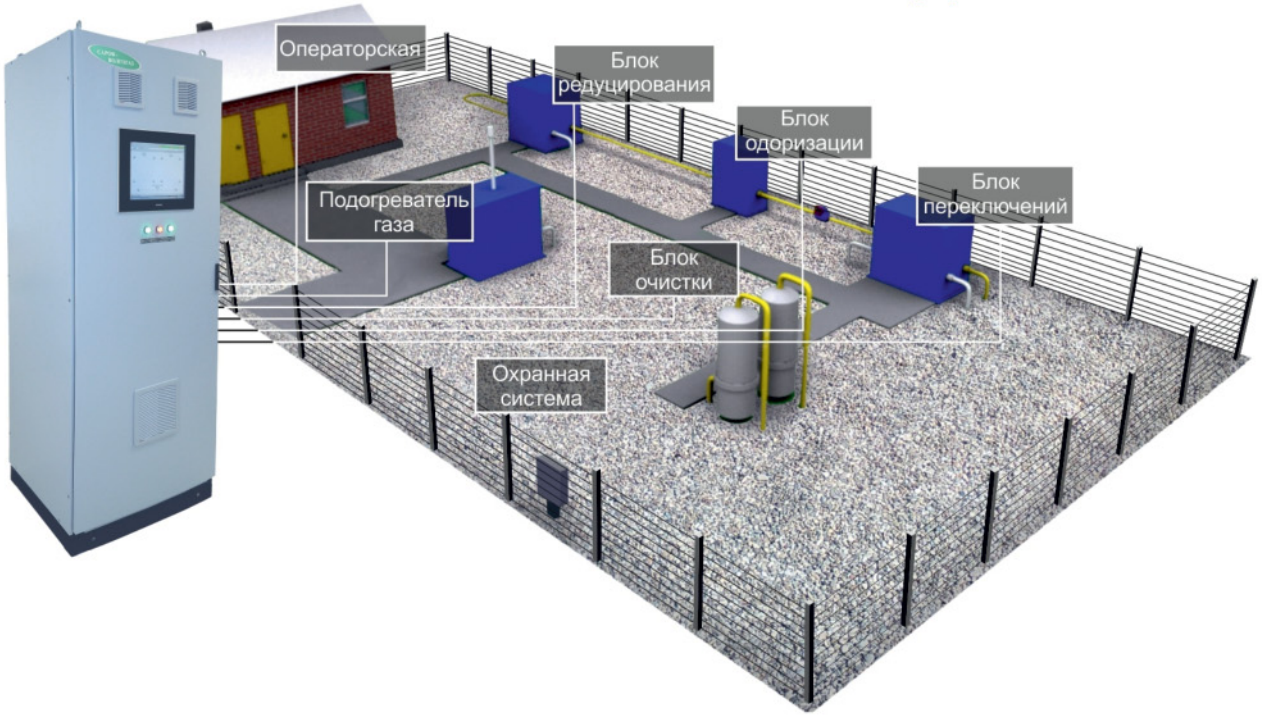
ПОВЕРКА
первичная и межинтервальная
поверка приборов.
Каждый датчик проходит
поверку в Ростовском ЦСМ

УСЛУГИ

Юридический адрес: г. Ростов-на-Дону, пер. 4-й Мажорный, дом № 3
Фактический адрес: х. Ленинаван, пер. Индустриальный, дом № 3
8 800-600-75-45, 8 (863) 206-06-81
inbox@piezo.su, www.sensandsys.ru

ЭНЕРГОГАЗПРИБОР

Комплекс измерительно-вычислительный управляющий КУРС-НГ



Аппаратура контроля вибрации
Контроль вибрации компрессоров, газовых турбин

Датчик перемещения ДП-И

Датчик виброскорости ДВС-И

Контроль вибрации насосов, электродвигателей, вентиляторов

Датчик виброскорости ДИВ

Датчик вибрации трёхкоординатный ДВА-И3

ЗАКАЗ ОБОРУДОВАНИЯ:

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

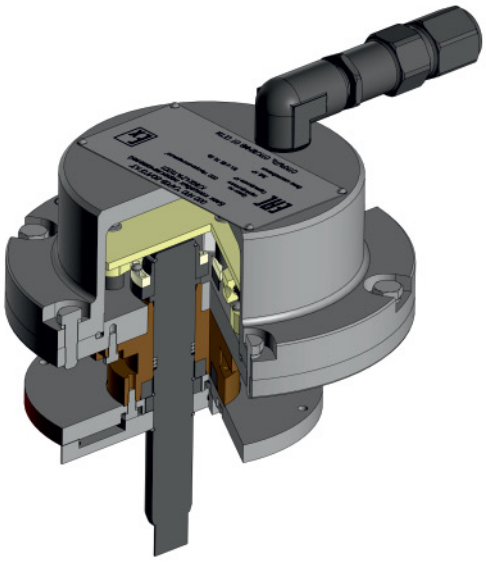
САРОВ - ВОЛГОГАЗ

Автоматизированные системы одоризации газа АСОГ

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

Указатель уровня магнитный визуальный РУУМ

Блок концевых переключателей БКП КЛИЖ.421411.001



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

ТЕХНИЧЕСКИЕ КОНСУЛЬТАЦИИ:

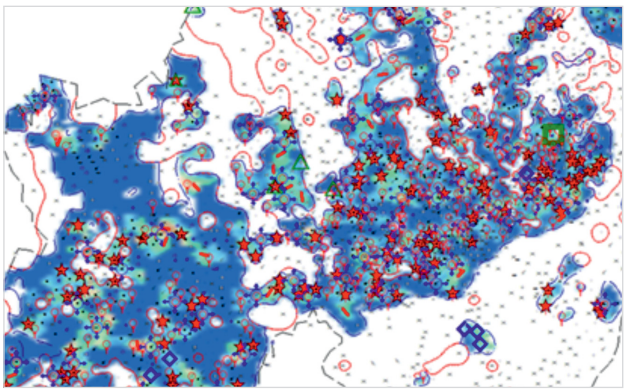
ООО “НПО САРОВ-ВОЛГОГАЗ”
Нижегородская обл., г. Саров, Южное шоссе, 12, стр.15.
Тел./факс (83130) 5-99-15
www.volgogaz.com, e-mail: sekretar@volgogaz.com

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

16 Грищенко В.А. Формирование подходов к выработке запасов с учетом фациальной геологической модели осадконакопления на примере бобриковско-радаевского горизонта Туймазинского нефтяного месторождения



Добыча

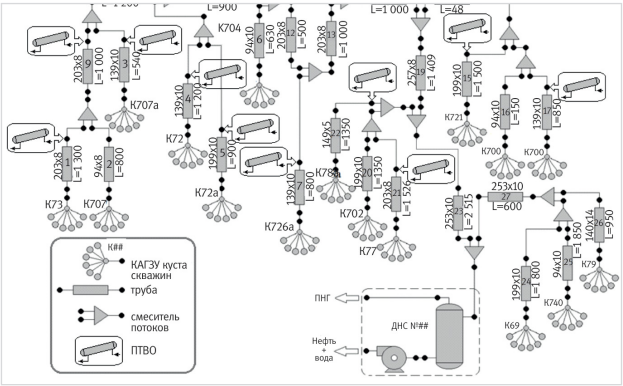
22 Нарыгин Э.И. Опыт проведения многовариантных расчетов с автоматизированной системой построения гидродинамической модели месторождения

28 Малыхин И.А. ООО «СК «Навигатор»: Актуальность разработки технологии УППДС Оптимизация и повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН

30 Ашин М.С. К проблеме выбора оптимальной технологии заканчивания горизонтальных скважин с устройствами контроля притока в условиях карбонатных коллекторов

36 Муслимов Б.Ш. Эффективность управляемых устройств контроля притока при разработке нефтегазовых залежей с трещиноватым коллектором

43 Пашали А.А. Управление температурным режимом промысловой трубопроводной системы в условиях прогрессирующего роста обводненности скважинной продукции



50 Ибрагимова Д.Р. Анализ факторов, влияющих на пескопроявления слабоконсолидированных газовых коллекторов

55 Якупов И.Я. Разработка низкопроницаемых объектов Приобского месторождения в условиях образования техногенных трещин автоГРП

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 5 (90) сентябрь 2022

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 08-22/16-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 31.08.2022
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.

TECHNOLOGICAL SOLUTIONS

Проектирование и производство инженерного оборудования

Компания «Энергия Технологий» предлагает качественные аппараты воздушного охлаждения (драйкулеры), конденсаторы, испарители, воздухоохладители, калориферы, рекуператоры тепла.

Производственный цикл основан на изготовлении инженерного оборудования для гражданского строительства и промышленного сектора.

Комплекс работ

- Разработка техдокументации
- Проектирование оборудования
- Изготовление оборудования
- Пусконаладка под ключ
- Гарантийное обслуживание

Области применения

- Энергетическая промышленность
- Предприятия пищевой переработки
- Нефтегазовая отрасль
- Центры обработки данных
- Агропромышленный комплекс
- Промышленное кондиционирование
- Логистические центры

Сервисное обслуживание

Предприятие соответствует системе менеджмента качества ISO 9001-2015

Оборудование соответствует требованиям Евразийского экономического союза

141068, Московская область, г. Королев, мкр. Текстильщик, ул. Тарасовская, д. 15, помещение V, офис 11

8 800 250 54 56 info@ent.group ent.group

Оборудование

59 Компания E8: Импортозамещение, которое работает

60 Исаев А.А. Исследование смесимости углекислого газа в нефти месторождений юго-востока Республики Татарстан с целью определения возможности его применения для методов увеличения нефтеотдачи

66 ООО УК «Шешмаойл»: Способ раздельной эксплуатации двух пластов с автоматическим переключением по пластам

68 ООО УК «Шешмаойл»: Комплекс откачки газа из скважин КОГС-1М

72 Вдовин Э.Ю. ООО «Центр ИТ»: Снижение вязкости промежуточного слоя в резервуарах, перекачиваемой жидкости в трубопроводах и предупреждение осложнений при механизированной добыче нефти

Транспортировка

74 Ризванов А.Ф. УК ООО «ТМС Групп»: Новые продукты под ключ: опыт УК ООО «ТМС Групп»

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

КИПИА

78 АО «Кодекс»: «Техэксперт»: путь к SMART-стандартам

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

82 Хабибуллин А.Ф. Инновационные цифровые технологии в области промышленной безопасности охраны труда и окружающей среды

86 Куприянов М.А. Оценка и картографирование рисков воздействия аварийных нефтеразливов на лесной комплекс нефтедобывающих регионов России

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
Сулейманов А. В. / sales@runeft.ru

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

ТЕПЛООБМЕННЫЕ РЕШЕНИЯ

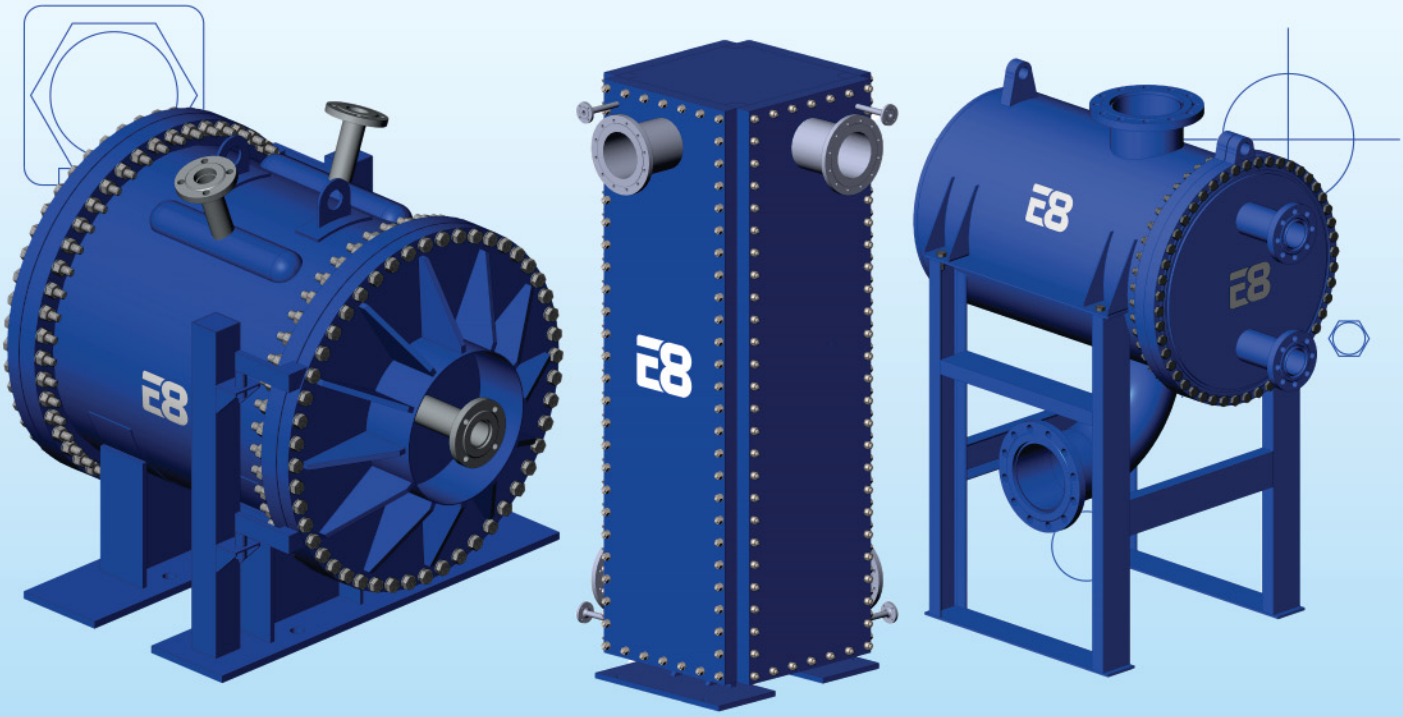
СДЕЛАНО В РОССИИ 100%

Работаем с 2011 года

ПРОИЗВОДСТВО, ПОСТАВКА И СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ТЕПЛООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Основные направления

- Производство и поставка разборных пластинчатых теплообменников: сварных, кожухопластинчатых, спиральных
- Производство и поставка запасных частей для теплообменных аппаратов



Наши теплообменники совместимы со 100 % теплообменников известных марок

+7 (499) 350-29-88
e8@e8company.ru
www.e8company.ru

CONTENT

UPSTREAM

Geology

16 Grishchenko V.A. Formation of approaches to the development of reserves, taking into account the facial geological model of sedimentation on the example of the Bobrikovsko-Radevsky horizon of the Tuymazinsky oil field

Oil production

22 Narygin E.I. Experience in conducting multivariate calculations with an automated system for constructing a hydrodynamic model of the field

30 Ashin M.S. Selecting the optimal completion technology with inflow control devices in carbonate reservoirs

36 Muslimov B.Sh. Efficiency of controlled inflow control devices in the development of oil and gas fields with a fractured reservoir

43 Pashali A.A. Controlling the temperature regime of the field pipeline systems under the progressive growth of water cut

50 Ibragimova D.R. Analysis of the factors influencing sand production of poorly consolidated gas reservoirs

55 Yakupov I.Y. Development of low-permeability objects of the Priobskoye field in the conditions of the formation of auto-hydraulic fracturing technogenic fractures

60 Isaev A.A. Analysis of carbon dioxide miscibility in oil from the fields of the South-East of the Republic of Tatarstan to determine the possibility of its application for enhanced oil recovery

INDUSTRIAL SAFETY

82 Khabibullin A.F. Innovative digital technologies in HSE

86 Kupriyanov M.A. Assessment and mapping of the risks of emergency oil spills impacts on the forest complex of oil producing regions of Russia

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 5 (90) september 2022

ISSUE DATE: 31.08.2022

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
Alexey Suleymanov / sales@runeft.ru

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

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

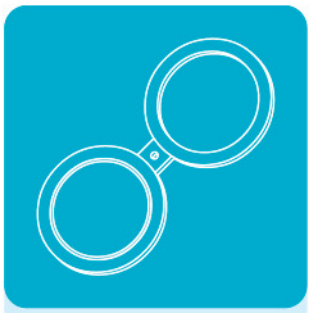
ОНИКС

РАБОТАЕМ С 2006 ГОДА

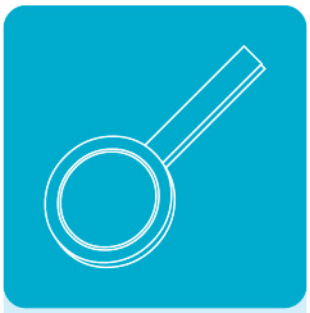
ПРОИЗВОДИТЕЛЬ И ПОСТАВЩИК ФЛАНЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ ИЗ МАРОК СТАЛИ: НА СТ20, 09Г2С, 12Х18Н10Т, 10Х17Н13М2Т И ДР.

ПРОИЗВОДСТВО ПОЛНОГО ЦИКЛА

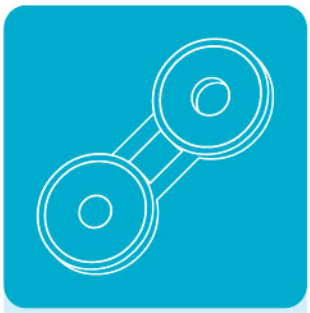
Поворотные и фланцевые заглушки



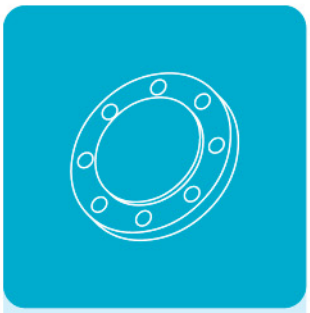
Т-ММ 25-01-06



Т-ММ 25-01-06 с рукояткой

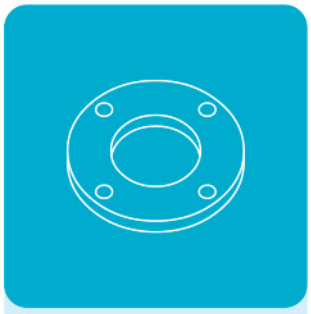


АТК 26-18-5-93

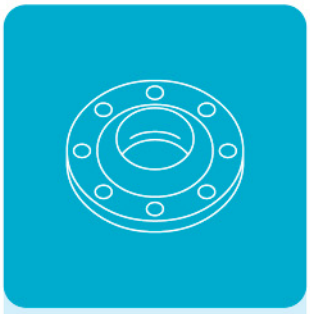


АТК 24.200.02-90 ГОСТ 34785-21

Фланцы по ГОСТ 33259-15

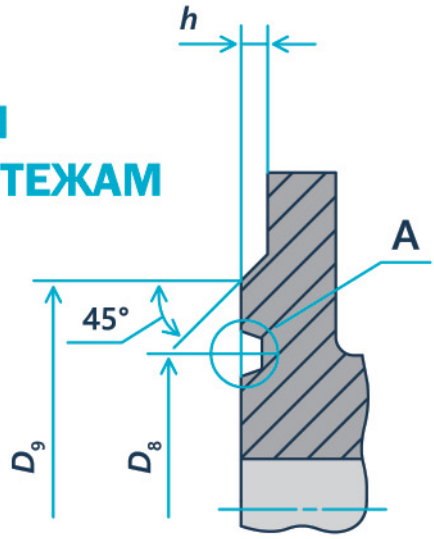


Плоские тип 01



Воротниковые тип 11

ДЕТАЛИ ПО ЧЕРТЕЖАМ



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

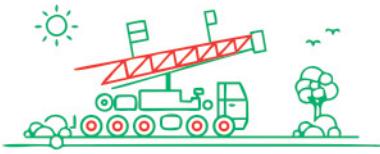
info@onyxspb.ru

onyxspb.ru

Документальное обеспечение геологоразведочных работ

- составление проектной документации на проведение геологоразведочных работ на углеводородное сырьё. Изучение нетрадиционных коллекторов, оценка перспектив нефтеносности на новых территориях
- геологическое изучение и выделение первоочередных объектов для постановки дальнейших геологоразведочных работ с целью создания подземных хранилищ CO_2
- подготовка проектных документов на проведение геолого-разведочных работ на углеводородное сырьё на лицензионных территориях, защита проектов в ФГКУ «Росгеолэкспертиза»
- составление проектов горных отводов и согласование горноотводной документации в Ростехнадзоре
- информационные технологии

20 проектов в год



разрабатывает инновационные методы поиска и разведки нефтяных месторождений

Комплекс геологоразведочных работ на объектах сверхвязкой нефти

- решение полного спектра вопросов геологоразведочных работ и подготовка объектов сверхвязкой нефти к промышленному освоению
- оценка возможности разработки залежей СВН альтернативными способами

25 лет актуальность выполненных проектов

ТАТАРСКОЕ ГЕО

УПР

Инновационные методы поиска и разведки углеводородов и подземных вод

- нейрокомпьютерный анализ данных 2D и 3D сейсморазведки
- выполнение комплекса геофизических и геохимических методов исследований для поиска и оконтуривания залежей углеводородов
- поисково-разведочное картирование структурных поднятий в верхней части осадочного чехла и прогноз залежей сверхвязкой нефти
- методы поиска водоносных ресурсов и изучение водоносных горизонтов методом ядерно-магнитно-резонансной томографии
- геохимические исследования на основе пассивной адсорбции

более **23** действующих патентов

выполняет геологическое изучение недр и воспроизводство минерально-сырьевой базы на территории Республики Татарстан, Российской Федерации и за рубежом

Геофизические исследования скважин. Определение качества цементирования колонны скважин

- определение качества цементирования элементов конструкции скважин (кондуктора) методом виброакустической цементометрии (ВАЦ)
- контроль за эколого-техническим состоянием скважин
- заключения и рекомендации по интервальному качественному или дефектному цементу

на **25** % сократили непродуктивное бурение скважин

Поисково-оценочные и разведочные работы на твердые полезные ископаемые и подземные воды

- поисково-оценочные и разведочные работы на твердые полезные ископаемые для стройиндустрии, сельского хозяйства и дорожного строительства
- гидрогеологические заключения, обоснование выбора участка недр для будущего водозабора, альтернативного источника водоснабжения населенных пунктов
- выполнение поисково-оценочных и разведочных работ с подсчетом запасов подземных вод (пресные, технические, минеральные, рассолы)
- подсчет запасов подземных вод
- выполнение работ по размещению отходов и попутных вод в глубокие водоносные горизонты
- составление и согласование проектов зон санитарной охраны
- составление и утверждение проектов разработки месторождений подземных вод и проектов опытно-промышленного размещения отходов и попутных вод

более **2000** месторождений ТПИ открыто и разведано

Мониторинговые георадарные наблюдения за распространением высокотемпературной паровой камеры залежей при разработке СВН

- выявление и локализация участков ухода пара и повышенного водонасыщения, требующих наблюдения или изменения режимов разработки
- сопоставление атрибутов электромагнитного сигнала в разрабатываемом пласте до начала и в процессе разработки залежи СВН

Республика Татарстан,
г. Казань, ул. Татарстан, д. 14/59
8 (843) 222-58-20, tgru@tatneft.ru

ОГОРАЗВЕДОЧНОЕ

ЛЕНИЕ

победитель республиканского конкурса

«Лучшие товары и услуги Республики Татарстан 2018»
в номинации
«Лучшая испытательная лаборатория Республики Татарстан».

развивает технологии в области традиционной поисковой геологии и прикладных задач

до **1000** °C изучение органической составляющей проб керна методами пиролиза

287 показателей по 130 методикам измерений

порядка **20** монографий

4 страны охвачены геологоразведочными работами ТГРУ

10 регионов выполнения работ в РФ

Геоэкологический мониторинг

- составление проектных документов (программ) по ведению геоэкологического мониторинга на территории нефтяных месторождений
- геоэкологический мониторинг на территории месторождений, режимные наблюдения за состоянием компонентов окружающей среды
- составление прогноза изменения компонентов окружающей (природной) среды в процессе разработки месторождений углеводородов

Экологические изыскания

- геофизические исследования при решении экологических задач в районах с низким качеством воды питьевого назначения
- оценку источников загрязнения подземных вод питьевого назначения
- оконтуривание очагов засолонения пресных подземных вод

Лабораторные исследования

- химический анализ
- испытания проб воды, нефтей, попутного газа и керна
- геохимическое изучение керна глубоких скважин методом термического пиролиза, хроматографии и хроматомасс-спектрометрии

Изучение физико-литологических характеристик петрографических шлифов

- изучение физико-литологических характеристик и обоснование петрофизических кондиций коллекторов и покрышек нефтяных месторождений
- изготовление и оптико-микроскопическое изучение петрографических шлифов
- изучение образцов пород методами растровой электронной микроскопии и дифрактометрической рентгенографии

Подсчет запасов углеводородов, воды и твердых полезных ископаемых, постановка на учёт государственного баланса запасов полезных ископаемых РФ

- подсчёт запасов углеводородного сырья и оперативное изменение состояния запасов разрабатываемых и разведываемых месторождений (традиционная нефть, растворенный газ, сопутствующие полезные компоненты)
- прохождение госэкспертизы в ФБУ ГКЗ РФ
- подсчёт запасов сверхвязкой нефти
- подсчёт запасов трудноизвлекаемой нефти доманиковых отложений
- обоснование параметра динамической вязкости льготируемой нефти
- создание трёхмерных геологических моделей месторождений
- подсчет запасов подземных вод
- подсчёт запасов твердых полезных ископаемых

Составление проектных документов для разработки нефтяных месторождений, ввода в пробную эксплуатацию скважин и месторождений

- создание трёхмерных гидродинамических моделей месторождений;
  адаптацию истории разработки месторождения
- расчет прогнозных показателей разработки при выполнении проектно-технологической документации
- обоснование КИН, проектных решений по объему планируемого бурения, прогнозу добычи нефти
- технико-экономическое обоснование вариантов разработки;
- составление проектной документации по доразведке месторождений по единичным поисковым и разведочным скважинам
- составление проектов пробной эксплуатации месторождений, технологических схем разработки месторождений и дополнений к ним

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-16-20 УДК 553.98 I Научная статья

Формирование подходов к выработке запасов с учетом фациальной геологической модели осадконакопления на примере бобриковско-радаевского горизонта Туймазинского нефтяного месторождения

Грищенко В.А.[1], Якупов Р.Ф.[2], Велиев Э.Ф.[3], Мухаметшин В.Ш.[4], Мухамадиев Б.М.[1], Позднякова Т.В.[1], Трофимов В.Е.[1]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия, [3]НИПИ «Нефтегаз», Баку, Азербайджан,
[4]ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия
grishchenkova@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
В статье рассмотрена и решена проблема поиска оптимальной стратегии разработки терригенных отложений бобриковско-радаевского горизонта, уникального Туймазинского месторождения. Объект характеризуется сложным геологическим строением, обладает анизотропией свойств как по площади, так и по разрезу и находится на завершающей стадии разработки. Разработаны пути повышения эффективности выработки запасов в зависимости от геологической обстановки, которые включают в себя подбор оптимальной плотности сетки скважин, жесткости системы заводнения, применение высокотехнологичных методов интенсификации.

Материалы и методы
Данные по геологическому строению, включая фациальную модель и распределение фильтрационно-емкостных свойств по площади по разрезу. Показатели разработки объекта, эффективность применяемых методов интенсификации, результаты геолого-гидродинамического моделирования.
Сопоставление эффективности выработки запасов по участкам, характеризующимся различным геологическим строением, выявление влияющих факторов, построение регрессионных моделей и других аналитических зависимостей.

Ключевые слова
разработка нефтяных месторождений, геологическое строение, фациальная модель, ГРП, горизонтальные скважины, гидродинамическая модель, множественный регрессионный анализ

Для цитирования
Грищенко В.А., Якупов Р.Ф., Велиев Э.Ф., Мухаметшин В.Ш., Мухамадиев Б.М., Позднякова Т.В., Трофимов В.Е. Формирование подходов к выработке запасов с учетом фациальной геологической модели осадконакопления на примере бобриковско-радаевского горизонта Туймазинского нефтяного месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 16–20. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-16-20

Поступила в редакцию: 16.06.2022

UDC 553.98 I Original Paper

Formation of approaches to the development of reserves, taking into account the facial geological model of sedimentation on the example of the bobrikovsko-radevsky horizon of the Tuymazinsky oil field

Grishchenko V.A.[1], Yakupov R.F.[2], Veliyev E.F.[3], Mukhametshin V.Sh.[4], Mukhamadiev B.M.[1], Pozdnyakova T.V.[1], Trofimov V.E.[1]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia, [2]"Bashneft-Dobycha" LLC, Ufa, Russia, [3]NIPI "Neftegaz", Baku, Azerbaijan,
[4]Ufa state petroleum technological university, Ufa, Russia
grishchenkova@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The article considers and solves the problem of finding the optimal strategy for the development of terrigenous deposits of the bobrikovsko-radaevsky horizon, the unique Tuymazinsky field. The object is characterized by a complex geological structure, has anisotropy of properties both in area and section, and is at the final stage of development. Ways have been developed to improve the efficiency of reserves development depending on the geological situation, which include the selection of the optimal density of the well grid, the rigidity of the waterflooding system, and the use of high-tech stimulation methods.

Materials and methods
Data on the geological structure, including the facies model and the distribution of reservoir properties over the area along the section. Indicators of the development of the object, the effectiveness of the applied methods of intensification, the results of geological and hydrodynamic modeling.
Comparison of the efficiency of reserves development in areas characterized by different geological structure, identification of influencing factors, construction of regression models and other analytical dependencies.

Keywords
oil field development, geological structure, facies model, hydraulic fracturing, horizontal wells, hydrodynamic model, multiple regression analysis

For citation
Grishchenko V.A., Yakupov R.F., Veliyev E.F., Mukhametshin V.Sh., Mukhamadiev B.M., Pozdnyakova T.V., Trofimov V.E. Formation of approaches to the development of reserves, taking into account the facial geological model of sedimentation on the example of the bobrikovsko-radevsky horizon of the Tuymazinsky oil field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 16–20. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-16-20

Received: 16.06.2022

Основные месторождения нефтяных компаний, ведущих разработку на территории Урало-Поволжья, были открыты в предыдущем столетии. Научные исследования и промышленные опыты позволили сформировать эффективные системы разработки, о чем свидетельствуют высокие значения текущих коэффициентов извлечения нефти (КИН), равные 0,4–0,6 д. ед. На локализацию оставшихся углеводородов, а также поиск наиболее эффективных методов их добычи сегодня направлены основные научные изыскания в области разработки месторождений [1, 2].

С палеогеографической точки зрения осадконакопление отложений бобриковского горизонта Туймазинского месторождения происходило в условиях обширной пологой прибрежной равнины, периодически заливаемой морем и рассеченной рукавами эстуария и каналами. В бобриковское время прибрежно-морские условия сменились прибрежно-континентальной обстановкой. В радаевское время происходит подъем территории и сокращение регрессирующего морского бассейна, который распадается на отдельные лагуны и заливы.

На основе анализа результатов интерпретации геофизических исследований скважин выделены четыре основных вида фациальных зон: каналы, второстепенные каналы промоин, дельтовые равнины, а также фронт дельты и продельты. В результате составлена концептуальная и цифровая 3D седиментологическая модель, которая позволила локализовать и дифференцировать коллектор по типу осадконакопления, она представлена на рисунке 1.

Выделенные фациальные зоны характеризуются различными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), связанными с условиями их формирования. Основные параметры представлены в таблице 1.

Как видно из таблицы 1, фации, относящиеся к категории каналов, обладают лучшими свойствами в сравнении с дельтовой группой. С целью дальнейшего анализа влияния геологического строения на разработку объекта, фации объединены в две группы. Группа 1 включает фации каналов и характеризуется высокими ФЕС, а группа 2 содержит дельтовые фации с ухудшенными свойствами.

Объект характеризуется не только анизотропией геологических свойств, но и различиями в сформированных системах разработки (рис. 2).

На объекте предусматривалось формирование системы разработки с треугольным размещением и расстоянием по 350–400 м между скважинами в сочетании с очагово-избирательной системой заводнения. В дальнейшем система локально трансформировалась в неравномерную, чему также способствовал перевод скважин с других объектов, отработавших там свои запасы. Особенно это повлияло на восточную часть объекта, характеризующуюся наиболее сложным строением, а также совпадающую в плане с основным объектом месторождения — пашийским горизонтом [3, 4]. С целью более детального анализа разработки вся площадь объекта была разделена на блоки, выделенные с учетом различий геологического строения и сформированной системы разработки. Основные показатели выделенных блоков представлены в таблице 2.

При сопоставлении видно, что восточная часть объекта обладает меньшей

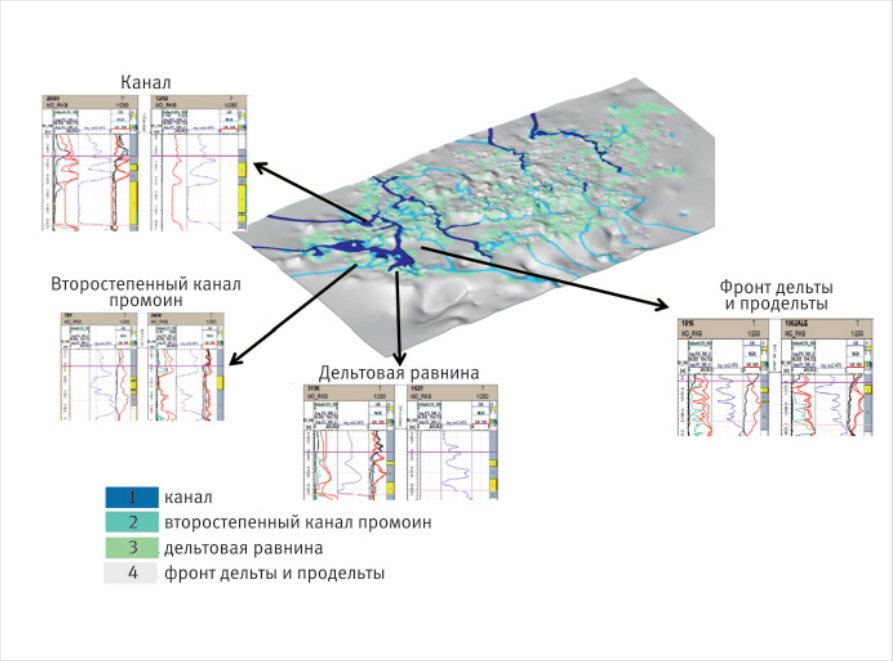


Рис. 1. Цифровая 3D-модель осадконакопления бобриковско-радаевского горизонта
Fig. 1. Digital 3D model of sedimentation of deposits of the bobrikovsko-radaevsky horizon

Табл. 1. Фильтрационно-емкостные свойства фациальных зон
Tab. 1. Filtration and capacitance properties of facies zones

Параметры	Группа для дальнейшего анализа			
	1		2	
Фации	Канал	Второстепенный канал промоин	Дельтовая равнина	Фронт дельты и продельты
Пористость, д. ед.	0,24	0,24	0,23	0,22
Коэффициент нефтенасыщенности, д. ед.	0,84	0,82	0,77	0,73
Нефтенасыщенная толщина, м	5,8	4,4	2,4	1,5
Проницаемость, мкм^2	0,861	0,778	0,511	0,475
Доля НГЗ, %	26	23	33	18

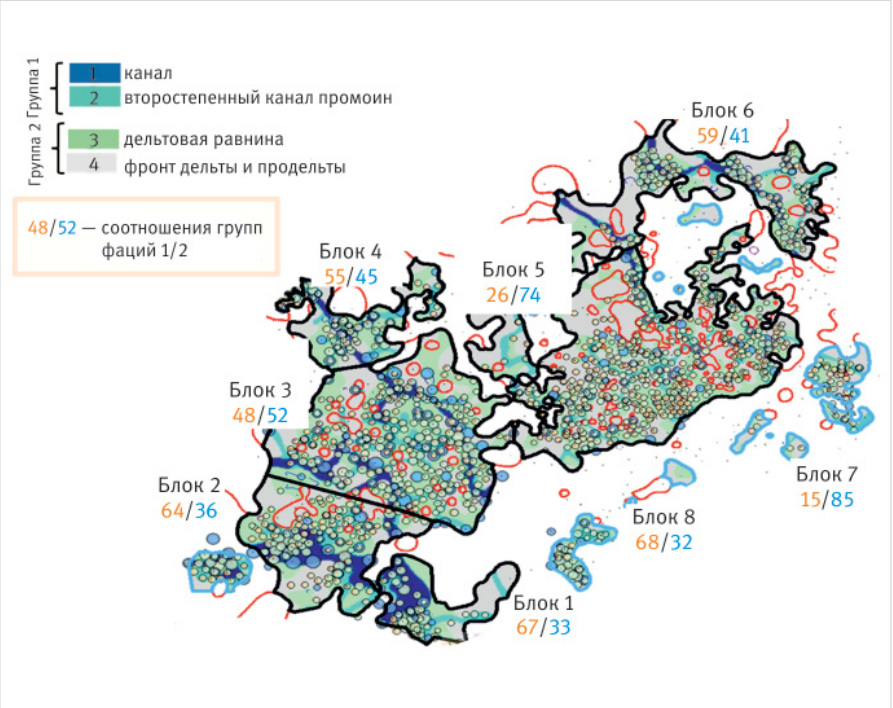


Рис. 2. Карта накопленных отборов и распределения фаций
Fig. 2. Map of cumulative selections and distribution of facies

проницаемостью и значениями нефтенасыщенных толщин, а также большей неоднородностью как по площади, так и по разрезу. В западной части преимущественно сформированы более чистые выдержанные высокопродуктивные песчаники, что отражается в увеличении доли запасов в группе фаций 1, относительно восточного направления, где преобладает вторая группа.

На основе анализа успешности применения высокотехнологичных методов [5–11] и с учетом различных условий геологической обстановки для бобриковско-радаевского объекта была сформирована программа по испытанию технологий повышения эффективности выработки зон остаточных запасов:

- бурение горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов на участках высокой продуктивности, низкой вертикальной анизотропии проницаемости и хорошей выдержанности коллектора;
- проведение гидроразрыва пласта для зон высокой неоднородности и низких ФЕС.

Первые результаты бурения горизонтальных скважин подтвердили ожидаемую высокую эффективность применения данной технологии в предложенных условиях. Согласно разработанной программе было пробурено шесть горизонтальных стволов (табл. 3).

Средний дебит нефти по горизонтальным скважинам, полученный при вводе в эксплуатацию, составил 45 т/сут, что в 20 раз выше текущего среднего дебита по объекту, который составляет 2,0 т/сут. По состоянию на 01.01.2022 г. за счет бурения горизонтальных стволов отобрано более 180 тыс. т нефти, скважины продолжают успешно эксплуатироваться. Все горизонтальные стволы проводились в каналах, т.е. наиболее высокопродуктивной фации. На основе полученных результатов с использованием карты распространения фаций была составлена программа дальнейшего разбуривания участков локализации остаточных запасов с преимущественным содержанием фаций группы 1 горизонтальными скважинами.

Вторым направлением было проведение ГРП на участках группы фаций 2. Целями применения технологии в условиях повышенной вертикальной и латеральной неоднородности коллектора являются повышение связанности пропластков с различной проницаемостью для обеспечения равномерной выработки запасов, а также увеличение области дренирования для исключения застойных зон в межскважинном пространстве (табл. 4).

Всего выполнено 45 операций со средним приростом дебита нефти 6,4 т/сут. Результаты реализации данной программы легли в основу стратегии дальнейшего промышленного внедрения по всей площади объекта. На основе обобщения материалов была составлена программа мероприятий на добывающем фонде, направленная на повышение эффективности выработки запасов.

Бобриковско-радаевский объект характеризуется хорошей степенью изученности за счет высокой разбуренности и проведения значительного количества исследований. Достаточно большой объем данных позволил построить полномасштабную гидродинамическую модель (ГДМ) с высокой точностью адаптации и прогнозной способностью. На основе данной модели были локализованы зоны остаточных запасов, а выполненный анализ с учетом фациальной обстановки позволил составить адресную программу мероприятий, включающую различный набор технологий. Составленная программа представлена на рисунке 3.

Согласно расчетам на ГДМ, разработанная стратегия позволит дополнительно добыть более 5,5 млн т, что в полтора раза превышает прогнозную добычу базового фонда и позволит достичь КИН в целом по объекту, равный 0,460 д. ед. при прогнозном КИН, достигаемом при существующей системе разработки, равном 0,387 д. ед.

Для использования полученных результатов при решении задач на других месторождениях выполнен множественный регрессионный анализ влияния геолого-технологических параметров на прогнозную величину КИН. Полученная модель ФЕС выглядит следующим образом:

$$КИН = 0{,}041 - 0{,}006 \cdot ПСС - 0{,}105 \cdot S_{н/к} + 0{,}750 \cdot K_{пр} + 0{,}091 \cdot K_{песч}, \quad (1)$$

где *КИН* — прогнозная величина КИН, д. ед.; *ПСС* — планируемая плотность сетки скважин, га; $S_{н/к}$ — доля неколлектора, представляющая собой соотношение суммарной площади неколлекторов к общей площади рассматриваемого участка, д. ед.; $K_{пр}$ — величина абсолютной проницаемости, мкм^2; $K_{песч}$ — коэффициент песчанистости, д. ед.

Полученная модель имеет множественный коэффициент корреляции R = 0,92 и медиану отклонения 4,6 %. Для месторождений с меньшей изученностью возможно построение упрощенной модели. Она требует построения фациальной модели, аналогичной рассматриваемому месторождению. При отсутствии достаточного количества скважинных данных необходимо привлечение результатов 3D сейсмических исследований. Полученная модель фаций выглядит следующим образом:

Табл. 2. Основные показатели по блокам
Tab. 2. Key indicators by blocks

Параметр	Номер блока								
	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Доля НГЗ, %	8	16	28	7	23	10	1	3	3
Доля ТИЗ, %	11	7	23	9	33	15	1	1	0,1
Текущий КИН, д. ед.	0,360	0,412	0,379	0,337	0,324	0,319	0,342	0,463	0,601
Отбор от вовл.НИЗ, %	91	91	87	91	82	83	77	94	99
Обводненность, %	94	92	85	94	80	82	56	72	98
ПСС, га	29	24,3	22,7	23,1	15,9	25,3	14,9	15	18,3
Площадь блока, км^2	12,9	28,8	58,2	15,0	92,0	43,1	7,6	5,0	4,1
Площадь неколлекторов, км^2	0,3	1,9	4,0	1,6	23,9	10,5	0,5	0,1	0
Доля неколлекторов по площади, %	2	6	7	11	26	24	7	2	0
Нефтенас.толщина, м	4,1	4,0	3,6	3,8	2,9	3,9	2,5	4,2	4,3
Проницаемость, мкм^2	0,635	0,705	0,654	0,676	0,582	0,589	0,547	0,718	0,768
Кпесчанистости, д. ед.	0,46	0,38	0,29	0,28	0,20	0,22	0,23	0,40	0,45
Доля НГЗ фаций группы 1, %	67	64	48	55	26	59	15	68	71
Доля НГЗ фаций группы 2, %	33	36	52	45	74	41	85	32	29
Прогнозный КИН по ГДМ, д. ед.	0,369	0,436	0,432	0,382	0,362	0,351	0,387	0,482	0,603

Табл. 3. Результаты бурения горизонтальных скважин
Tab. 3. Horizontal well drilling results

Тип скважины	Lг_общ, м	Lг_эфф, м	Запускные показатели			Накопленная добыча нефти, тыс. т *	Накопленное время работы, мес.*
			Qн, т/сут	Qж, т/сут	Обв., %		
ГС	300	264	59,2	70,0	5	34	67
ГС	300	207	29,3	33,3	12	14	62
БГС	250	143	43,7	55,0	11	78	73
БГС	250	152	57,8	229,2	75	18	63
БГС	250	192	31,0	82,5	63	24	58
БГС	250	101	46,9	56,8	18	16	50
В целом	250–300	101–264	44,7	91,4	51	183	-

* — эффект продолжается.

Табл. 4. Показатели внедрения ГРП
Tab. 4. Hydraulic fracturing implementation indicators

Показатель	Значение
Количество операций, ед.	45
Удельная масса проппанта, т/м	2
Полудлина трещины ГРП, м	34
Прирост дебита жидкости, т/сут	19,9
Прирост дебита нефти, т/сут	6,4
Средняя длительность эффекта, мес.	28

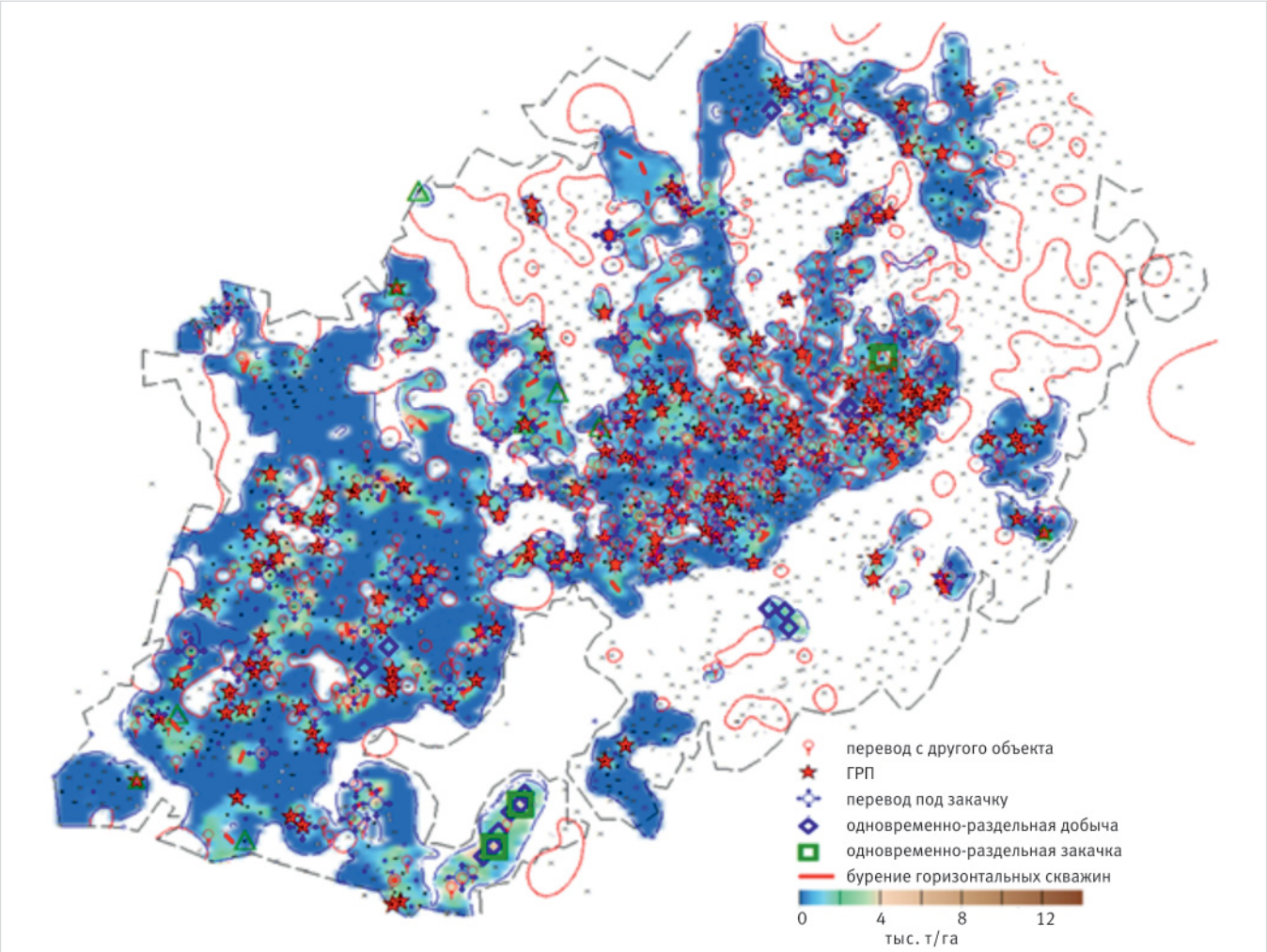


Рис. 3. Карта проектного размещения на карте текущих удельных подвижных запасов
Fig. 3. Map of project placement on the map of current mobile reserves

$$КИН=0{,}490-0{,}012\cdot ПСС+0{,}003\cdot D_1, \quad (2)$$

где D_1 — доля запасов, содержащихся в группе фаций 1, д. ед.

Полученная модель имеет множественный коэффициент корреляции $R = 0{,}84$ и медиану отклонения 8 %. С использованием уравнений (1) и (2) на месторождениях со схожим геологическим строением можно выполнить выбор оптимальной системы разработки.

Таким образом, результаты, полученные на бобриковско-радаевском горизонте Туймазинского месторождения, с достаточной степенью достоверности могут быть транслированы на другие месторождения для поддержки принятия решений в области разработки нефтяных залежей.

Итоги

- На основе анализа результатов ГИС построена цифровая 3D-модель осадконакопления бобриковско-радаевского горизонта. Выделены четыре основные фации, объединенные в две группы, где группа 1 характеризуется лучшими ФЕС в сравнении с группой 2.
- С учетом динамики показателей разработки в разрезе фациальных групп были сформированы программы бурения горизонтальных скважин в зонах с преобладающим содержанием каналов и проведения ГРП в зонах с преобладанием дельт.
- В результате обработки результатов исследования методом множественной регрессии получены две статистические модели, отражающие влияние геолого-технологических параметров на величину конечного КИН.

Выводы

- Полученные статистические зависимости позволяют выполнить оперативную оценку КИН на месторождениях с меньшей степенью изученности и отсутствием данных для построения собственной высокоточной ГДМ. Использование разработанных моделей способствует тиражированию опыта, накопленного при разработке Туймазинского месторождения, на соседние участки со схожим геологическим строением.
- Высокая эффективность первых мероприятий, выполненных на основе проведенного комплексного анализа, позволила расширить область внедрения разработанной стратегии на всю площадь объекта. Реализация сформированной программы позволит дополнительно добыть более 5,5 млн т и достичь величину КИН в целом по объекту 0,460 д. ед.

Литература

1. Грищенко В.А., Асылгареев И.Н., Бахтизин Р.Н., Мухаметшин В.В., Якупов Р.Ф. Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений // SOCAR Proceedings. 2021. № 2. С. 229–237.
2. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Мамедов Э.А. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. С. 482.
3. Исхаков И.А., Баймухаметов К.С., Габитов Г.Х., Гибадуллин Н.З., Лозин Е.В., Якупов Р.Ф. Уроки разработки Туймазинского нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. 2004. № 8. С. 12–16.
4. Грищенко В.А., Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш., Мухамадиев Б.М., Позднякова Т.В., Трофимов В.Е. Локализация и стратегия выработки остаточных запасов нефти пашийского горизонта Туймазинского месторождения на заключительной стадии разработки // Нефтяное хозяйство. 2021. № 5. С. 103–107.
5. Закиров С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин — нефтеотдача». М.: Грааль, 2002. 314 с.
6. Лозин Е.В. Эффективность доразработки нефтяных месторождений. Уфа: Башк. кн. изд-во, 1987. 152 с.
7. Якупов Р.Ф., Гимазов А.А., Мухаметшин В.Ш., Макаев Р.И. Аналитическая методика оценки эффективности технологии отбора прикровельной

нефти из водоплавающих залежей, верифицированная на гидродинамической модели // Нефтяное хозяйство. 2018. № 6. С. 66–69.
8. Грищенко В.А., Баширов И.Р., Мухаметшин М.Р., Бильданов В.Ф. Особенности применения проппантно-кислотного гидроразрыва пласта на нефтяных месторождениях Республики Башкортостан // Нефтяное хозяйство. 2018. № 12. С. 120–122.
9. Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш., Зейгман Ю.В., Червякова А.Н., Валеев М.Д. Способ разработки контактных зон на примере Туймазинского нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. 2017. № 10. С. 36–40.
10. Халимов Э.М., Леви Б.И. Технология повышения нефтеотдачи пластов. М.: Недра, 1985. 431 с.
11. Грищенко В.А., Позднякова Т.В., Мухамадиев Б.М., Мухаметшин В.В., Бахтизин Р.Н., Кулешова Л.С., Якупов Р.Ф. Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере Турнейского яруса // SOCAR Proceedings. 2021. № 2. С. 238–247.

ENGLISH

Results

- Based on a comprehensive analysis of the facies identified according to well logging data, the distribution of reservoir properties, and development indicators, programs were formed for drilling horizontal wells in zones with a predominant content of channel facies and hydraulic fracturing in zones with a predominance of deltas.
- Successful implementation and high efficiency of the first measures made it possible to expand the area of implementation of the developed strategy to the entire area of the facility. The implementation of the formed program will make it possible to additionally produce more than 5,5 million tons and achieve an oil recovery ratio of 0,460 share of units.
- As a result of processing the data prepared during the analysis, two statistical models were obtained using the multiple regression method. These dependencies make it possible to perform an operational assessment of oil recovery factor in fields with a lesser degree of knowledge and lack of data to build their own high-precision hydrodynamic model. The use of the developed models contributes to the replication of the experience gained during the development of the Tuymazinskoye field to neighboring areas with a similar geological structure.

References

1. Grishchenko V.A., Asylgareev I.N., Bakhtizin R.N., Mukhametshin V.V., Yakupov R.F. Methodological approach to the resource base efficiency monitoring in oil fields development. SOCAR Proceedings, 2021, issue 2, P. 229–237. (In Russ).
2. Zakirov S.N., Indrupsky I.M., Zakirov E.S., Mamedov E.A. New principles and technologies for the development of oil and gas fields. Part 2. Izhevsk: Institute for Computer Research, 2009, 482 p. (In Russ).
3. Iskhakov I.A., Baimukhametov K.S., Gabitov G.Kh., Gibadullin N.Z., Lozin E.V., Yakupov R.F. Lessons of development of Tujmazinskoye petroleum deposit. Oil industry, 2004, issue 8, P. 12–16. (In Russ).
4. Grishchenko V.A., Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Mukhamadiev B.M., Pozdnyakova T.V., Trofimov V.E. Localization and recovery strategy of residual reserves the pashian horizon of the Tuymazinskoye oil field at the final stage of development. Oil industry, 2021, issue 5, P. 103–107. (In Russ).
5. Zakirov S.N. Analysis of the problem “density of the well grid – oil recovery”. Moscow: Graal, 2002, 314 p. (In Russ).
6. Lozin E.V. Efficiency of additional development of oil fields. Ufa: Bashk. book. publishing house, 1987, 152 p. (In Russ).
7. Yakupov R.F., Gimazov A.A., Mukhametshin V.Sh., Makaev R.I. Analytical method for estimating efficiency of oil recovery technology in case of bottom water-drive reservoir, verified on the hydrodynamic model. Oil industry, 2018, issue 6, P. 66–69. (In Russ).
8. Grishchenko V.A., Bashirov I.R., Mukhametshin M.R., Bildanov V.F. Features of application of proppant-acid fracturing technology o in the fields of the Republic of Bashkortostan. Oil industry, 2018, issue 12, P. 120–122. (In Russ).
9. Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh., Zeigman Yu.V., Chervyakova A.N., Valeev M.D. Metamorphic aureole development technique in terms of Tuymazinskoye oil field // Oil industry, 2017, issue 10, P. 36–40. (In Russ).
10. Khalimov E.M., Levi B.I. Technology for enhanced oil recovery. Moscow: Nedra, 1985, 431 p. (In Russ).
11. Grishchenko V.A., Pozdnyakova T.V., Mukhamadiev B.M., Mukhametshin V.V., Bakhtizin R.N., Kuleshova L.S., Yakupov R.F. Improving the carbonate reservoirs development efficiency on the example of the Tournaisian stage deposits. SOCAR Proceedings, 2021, issue 2, P. 238–247. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Грищенко Вадим Александрович, главный инженер проекта, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: grishchenkova@bnipi.rosneft.ru

Якупов Рустем Фазылович, к.т.н., заместитель начальника управления по разработке месторождений, ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия

Велиев Эльчин Фикрет оглы, к.т.н., заместитель заведующего лабораторией аналитических исследований, НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан

Мухаметшин Вячеслав Шарифуллович, д.г.-м.н., профессор, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Октябрьский, Россия

Мухамадиев Булат Маратович, руководитель сектора проектирования разработки месторождений Запада Башкортостана, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Позднякова Татьяна Владимировна, начальник отдела проектирования Волго-Урала, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Трофимов Вячеслав Евгеньевич, начальник управления по проектированию разработки месторождений, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Grishchenko Vadim Alexandrovich, chief engineer of the project, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: grishchenkova@bnipi.rosneft.ru

Yakupov Rustem Fazylovich, candidate of technical sciences, deputy head of the field development department, “Bashneft-Dobycha” LLC, Ufa, Russia

Veliyev Elchin Fikret oglu, candidate of technical sciences, Deputy Head of the Laboratory of Analytical Research, NIPI “Neftegaz”, SOCAR, Baku, Azerbaijan

Mukhametshin Vyacheslav Sharifullovich, doctor of science of geologo-mineralogical sciences, professor, Ufa state petroleum technological university, Oktyabrsky, Russia

Mukhamadiev Bulat Maratovich, head of field development design sector in the west of Bashkortostan, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Pozdnyakova Tatyana Vladimirovna, head of the Volga-Ural design department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Trofimov Vyacheslav Evgenievich, head of field development engineering department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ТМС ГРУПП

Технологическая линия по диагностике и ремонту насосно-компрессорных труб

TMC-HighTech™

ИДЕАЛЬНОЕ ВРЕМЯ ТАКТА

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

БЕЗУПРЕЧНОЕ КАЧЕСТВО РЕМОНТА

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

РАЗУМНАЯ КОМПАКТНОСТЬ

- Планировочное решение, позволяющее разместить полноценное производство на небольших площадях — 18x30 м.
- Организация рабочих мест, исключающая непроизводительные перемещения НКТ при диагностике и ремонте.
- Применение широкого инструментария бережливого производства на каждом этапе технологической цепочки.

БЕРЕЖЛИВЫЙ ТЕХПРОЦЕСС

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

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ УСЛУГИ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ

Шефмонтаж оборудования:

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

ПРЕИМУЩЕСТВА

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

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

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-22-26 УДК 622.279.23 I Научная статья

Опыт проведения многовариантных расчетов с автоматизированной системой построения гидродинамической модели месторождения

Нарыгин Э.И., Коваленко А.П., Кузив К.Б.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
einarygin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В статье рассматривается комплексный подход к проведению многовариантных расчетов (МВР) с использованием автоматизированной системы построения моделей, при котором происходит одновременное варьирование геологических и гидродинамических параметров неопределенности. Авторами разработан скрипт построения моделей (workflow), позволяющий в рамках единого цикла генерировать различные варианты геолого-гидродинамических моделей.
На примере газового месторождения Западной Сибири проведена оценка потенциальных уровней добычи углеводородов (УВ). Выявлены ключевые неопределенности, влияющие на накопленную добычу и начальные запасы. Построено дерево принятия решений по разработке месторождения.
Использование комплексного подхода позволило учесть большее количество параметров неопределенности, значительно сократить машинное время, уменьшить влияние человеческого фактора и число рутинных операций.

Материалы и методы
Результаты керновых исследований, результаты геофизических, гидродинамических исследований скважин, а также исторические данные разработки месторождения.
Численное геолого-гидродинамическое моделирование, многовариантные расчеты, оптимизация.

Ключевые слова
многовариантные расчеты, workflow, автоматизация построения модели, геологические неопределенности, гидродинамические неопределенности, гидродинамическое моделирование, геологическое моделирование, Западная Сибирь

Для цитирования
Нарыгин Э.И., Коваленко А.П., Кузив К.Б. Опыт проведения многовариантных расчетов с автоматизированной системой построения гидродинамической модели месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 22–26. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-22-26

Поступила в редакцию: 25.07.2022

UDC 622.279.23 I Original Paper

Experience in conducting multivariate calculations with an automated system for constructing a hydrodynamic model of the field

Narygin E.I., Kovalenko A.P., Kuziv K.B.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
einarygin@tnnc.rosneft.ru

Abstract
This study reviews an integrated approach to multivariate hydrodynamic simulations based on simultaneous variation of geological and hydrodynamic uncertainties. A workflow capable of generating various realizations of models within a single cycle is developed.
As a practical example, an assessment of hydrocarbon production levels for a gas field in Western Siberia was carried out, identifying key uncertainties that affect cumulative gas production and original gas in-place volume. A decision tree for gas field development is designed.
An integrated approach allowed the researchers to analyze more uncertainties, shorten calculation time and reduce the influence of the human factor as well as number of routine operations.

Materials and methods
Results of core studies, results of well logging and well testing, historical data of field development. Numerical hydrodynamic simulations, multivariate simulations, optimization.

Keywords
multivariate simulations, workflow, model building automation, geological uncertainties, hydrodynamic uncertainties, hydrodynamic simulations, geological modeling, Western Siberia

For citation
Narygin E.I., Kovalenko A.P., Kuziv K.B. Experience in conducting multivariate calculations with an automated system for constructing a hydrodynamic model of the field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 22–26. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-22-26

Received: 25.07.2022

Введение

Добыча полезных ископаемых сопряжена с различного рода неопределенностями. Для принятия обоснованного решения по инвестициям в разработку месторождения необходимо провести комплексную оценку неопределенностей, влияющих на технико-экономическую эффективность проекта.

Для анализа рисков разработки и оценки прогнозных уровней добычи месторождений УВ разработаны различные подходы: от экспертной оценки, не требующей расчетов, до многовариантных расчетов на ансамбле моделей [1]. В настоящее время самым часто встречаемым в литературе методом являются многовариантные расчеты [2–3].

Многовариантные расчеты получили широкое распространение для оценки технико-экономических показателей эффективности разработки месторождений, находящихся на ранней стадии и характеризующихся слабой изученностью. Метод позволяет определить наиболее вероятный уровень добычи с учетом неопределенности геологических, петрофизических, геомеханических и гидродинамических параметров в межскважинном пространстве.

При проведении МВР рекомендуется одновременно варьировать параметры неопределенности. Практическое использование данного подхода связано с некоторыми трудностями. Во-первых, проведение МВР требует значительных трудозатрат в человеко-часах. Во-вторых, этапы проведения МВР требуют большого количества однотипной работы. В-третьих, ошибки, вызванные человеческим фактором, приводят к еще большим потерям времени. Для решения этих проблем была разработана система автоматизированного построения множества реализаций геолого-гидродинамической модели и проведения многовариантных прогнозных расчетов. В статье представлен опыт применения такой автоматизированной системы.

Создание скрипта для построения модели

Построение геолого-гидродинамической модели в едином цикле возможно только при использовании специализированного ПО, поддерживающего совместное построение геологической и гидродинамической моделей и написание макросов. К возможным ПО можно отнести tNavigator, EnABLE, MEPO, RexLAB.

Для автоматизации процесса построения геолого-гидродинамической модели разработан workflow, который способен многократно выполнять построение модели, варьируя параметры неопределенности. Список задаваемых параметров может изменяться в зависимости от поставленной задачи. Авторами был реализован учет основных геологических неопределенностей (поверхность кровли, положение контакта, пористость, насыщенность) и гидродинамических (проницаемость, анизотропия, сжимаемость, пластовая температура и давление, форма ОФП, значения концевых точек ОФП).

Workflow можно условно разделить на три части. В первой части задаются переменные, характеризующие распределение параметров неопределенности, полученных при анализе исходных данных. Вторая часть отвечает за создание геологической модели, а третья — гидродинамической модели. При разработке использовались как стандартные инструменты, так и скрипты на языке программирования Python.

В рамках workflow реализованы все основные этапы построения геологической модели, такие как структурное построение, создание трехмерной сетки, фациальное моделирование, построение кубов пористости, проницаемости и водонасыщенности. Учет неопределенности в поверхности кровли осуществлялся на этапе структурного построения. Учет неопределенности в кубах литологии, пористости, проницаемости и водонасыщенности осуществлялся на этапах построения соответствующих кубов через варьирование карт трендов.

Далее на основе геологической модели создается гидродинамическая модель. В рамках гидродинамической части workflow реализовано автоматическое укрупнение сетки (upscaling), задание свойств породы и флюида, задание скважин и подключение аквифера. Параметры укрупнения сетки подбирались на базовой реализации, характеризующейся наиболее вероятными значениями параметров неопределенности, и далее фиксировались для остальных реализаций. Учет неопределенностей в кубах концевых точек ОФП осуществлялся через добавление отклонений в зависимости. Неопределенности в сжимаемости породы, пластовой температуре и ОФП задавались через подключение соответствующих таблиц (рис. 1).

Использование workflow сделало возможным создание автоматизированной системы построения ГМ+ГДМ, где в рамках единого цикла создаются различные варианты геолого-гидродинамической модели с различными параметрами неопределенности. Автоматизация процесса построения гидродинамической модели снизила количество рутинной работы и увеличила скорость работ по проектам.

Апробация подхода на примере реального месторождения

Рассмотрим газовую залежь одного из месторождений Западной Сибири, характеризующуюся сложным геологическим строением. Неоднородность пласта приводит

Табл. 1. Матрица параметров неопределенности
Tab. 1. Uncertainty parameter matrix

Параметр	Диапазон			Распределение
	min	basic	max	
Δ поверхности кровли, м	-4,35	0	4,35	Нормальное
Δ положения ГВК, м	-8	0	8	Нормальное
Множитель Нэфф	0,86	1	1,17	Нормальное
Множитель коэффициента пористости Кп	0,89	1	1,09	Нормальное
Множитель коэффициента проницаемости Кпр	0,9	1	1,1	Нормальное
Множитель коэффициента водонасыщенности Кв	0,91	1	1,1	Равномерное
Коэффициент анизотропии Kz/Kx	0,08	0,31	0,73	Нормальное
Сжимаемость породы	min	basic	max	Равномерное
Δ SGCR (поправка критической газонасыщенности)	-0,063	0	0,051	Треугольное
Δ KRG (поправка максимальной ОФП по газу)	-0,15	0	0,18	Равномерное
Δ KRGR (поправка ОФП по газу при критической водонасыщенности)	-0,133	0	0,133	Равномерное
Δ KRW (поправка максимальной ОФП по воде)	-0,042	0	0,098	Равномерное
Коэффициент LET-корреляции L вода [4]	2,5	5	16	Равномерное
Коэффициент LET-корреляции E вода [4]	3	15	36	Равномерное
Коэффициент LET-корреляции T вода [4]	1	2,5	2,9	Равномерное
Коэффициент LET-корреляции L газ [4]	2,3	4	7	Равномерное
Коэффициент LET-корреляции E газ [4]	1	1,5	2,1	Равномерное
Коэффициент LET-корреляции T газ [4]	1	1,6	1,6	Равномерное
Δ пластовой температуры, К	-1	0	6,16	Равномерное
Δ пластового давления, бар	-1	0	1	Нормальное

Рис. 1. Фрагмент workflow
Fig. 1. Part of the workflow

к неопределенностям в распределении параметров в межскважинном пространстве. Объект в промышленную разработку не введен. Разработка осуществляется в рамках опытно-промышленных работ 15 скважинами, расположенными в северной части залежи в чисто газовой зоне (ЧГЗ). Неопределенности с распределением параметров в зонах, неохваченных эксплуатационно-разведочным бурением, снижают прогностическую способность модели и затрудняют определение оптимальной стратегии разработки. Для оценки влияния геологических и гидродинамических неопределенностей на профиль добычи газа и на технико-экономическую эффективность проекта использовалась технология МВР.

Проведение многовариантных расчетов

На первом этапе был проведен анализ исходной информации для выделения основных параметров неопределенности. Выделено 20 параметров, влияющих как на начальные геологические запасы, так и на уровень добычи УВ (табл. 1).

Для оценки степени влияния каждого параметра на накопленную добычу газа и начальные геологические запасы проводился анализ чувствительности. Наибольшее влияние на накопленную добычу газа (по базовому варианту разработки) оказывают геологические параметры, такие как пористость, водонасыщенность, литология (рис. 2а). Из гидродинамических параметров наибольшее влияние оказывает максимальное значение ОФП по газу (KRG). По результатам анализа чувствительности из дальнейшего рассмотрения исключаются параметры, слабо влияющие на накопленную добычу газа. Количество параметров неопределенности сократилось с 20 до 10. Наибольшее влияние на начальные геологические запасы оказывает водонасыщенность (рис. 2б).

Для уточнения диапазонов варьируемых параметров проведена адаптация модели на историю разработки. Адаптация проводилась методом дифференциальной эволюции, который является стохастическим оптимизационным алгоритмом поиска глобального экстремума [5]. На начальном этапе генерируется некоторое множество состояний системы, в которых вычисляется значение целевой функции (ЦФ). Новое состояние системы генерируется смешением компонент целевого вектора, характеризующего «наихудшее» состояние системы и мутантного. Мутантный вектор составляется как сумма базового вектора, характеризующего «наилучшее» состояние системы, и нескольких разностей случайных векторов из популяции. Выбор «наихудшего» и «наилучшего» состояния осуществляется по значению ЦФ. Например, для задачи о нахождении глобального минимума «наихудшим» будет вариант, у которого значение целевой функции максимальное. При адаптации в качестве целевой функции используется суммарная невязка по забойному давлению, контроль на скважинах — фактический дебит газа. В период адаптации на скважинах задавался фактический дебит газа (рис. 3).

Использование автоадаптации позволило выделить коридоры неопределенности, обеспечивающие хорошую согласованность фактических и расчетных показателей. Всего было проведено 100 расчетов в изначальных коридорах параметров. Из них было выбрано 60 моделей, имеющих минимальные значения целевой функции (рис. 4). Результирующие значения параметров в этих

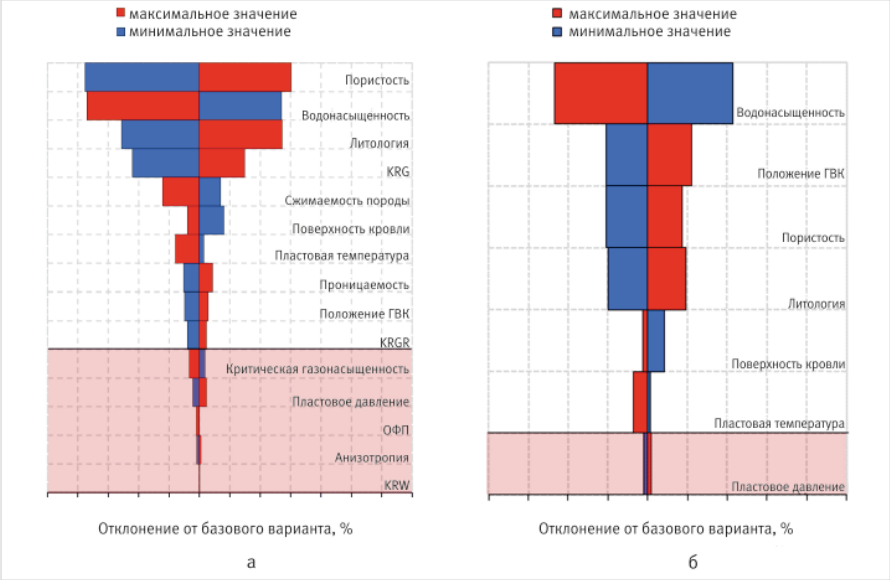


Рис. 2. Торнадо-диаграмма с целевой функцией: а — накопленная добыча газа; б — начальные геологические запасы газа
Fig. 2. Tornado diagram with objective function: a – cumulative gas production; б – initial geological gas reserves

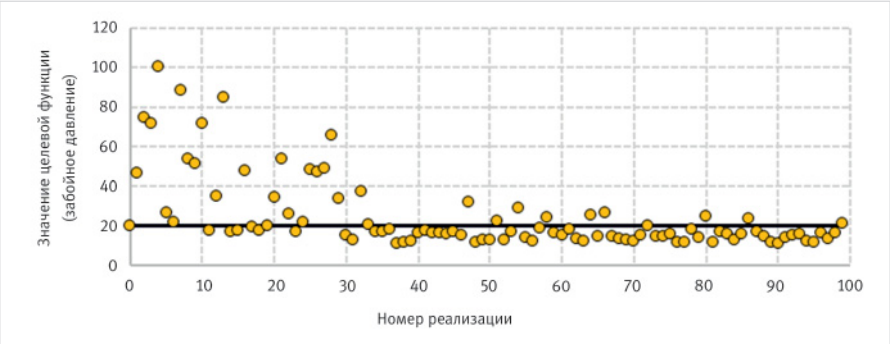


Рис. 3. Зависимость значения целевой функции от номера реализации
Fig. 3. Dependence of the objective function value on the implementation number

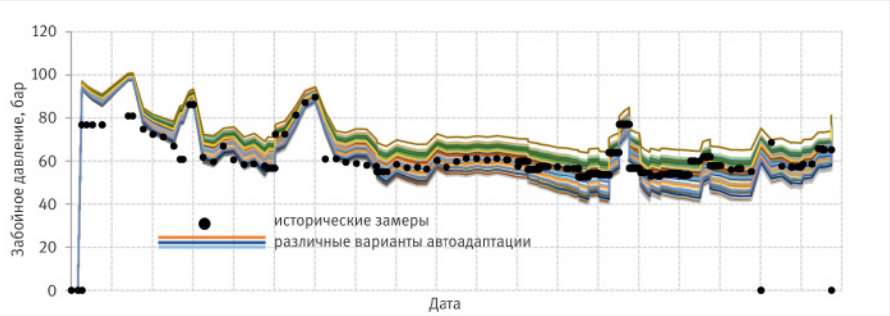


Рис. 4. Настройка скважины на забойное давление после автоадаптации
Fig. 4. Well tuning for bottom hole pressure after autoadaptation

реализациях образовали новые коридоры (рис. 5). Для всех комбинаций параметров за пределами данных диапазонов добиться удовлетворительной сходимости фактических и расчетных показателей не удалось.

После проведения МВР были получены вероятностные оценки профиля добычи и начальных геологических запасов для новых коридоров параметров неопределенности. При расчетах конструкция скважин и параметры сети сбора не менялись и задавались на основе базового варианта, принятого к реализации. Варьирование параметров осуществлялось методом латинского гиперкуба [6]. Это позволило охватить все пространство параметров и оценить их взаимовлияние. Из полученного ансамбля геолого-гидродинамических моделей построены плотности распределения накопленных отборов (рис. 6а) и начальных геологических запасов (рис. 6б). По функции распределения накопленных отборов определены три реализации модели, соответствующие оптимистичному (P10), базовому (P50) и пессимистичному (P90) вариантам.

Оптимизация стратегии разработки

В базовом варианте предполагается разработка ЧГЗ горизонтальными скважинами с многостадийным гидравлическим разрывом пласта. Для повышения эффективности проектных решений с учетом неопределенности исходных данных была выполнена оптимизация принятого варианта разработки. Оптимизация выполнялась для каждой реализации P10, P50, P90.

Оптимизация осуществлялась за счет изменения дины ГС от 800 до 1 000 м, тоннажа проппанта на стадию от 150 до 250 т и количества портов ГРП от 3 до 5 шт. Расположение скважин и параметры сети сбора при оптимизации не менялись. Выбор оптимального варианта осуществлялся на основе целевой функции, обеспечивающей максимизацию чистой приведенной стоимости *(NPV)* при сохранении коэффициента извлечения газа *(КИГ)*:

$$F_i = \frac{NPV_i}{|NPV_{\max}|} + \frac{КИГ_i}{КИГ_{\max}},$$

где NPV — чистая приведенная стоимость i-го варианта; NPV_{max} — максимальная чистая приведенная стоимость; $КИГ_i$ — коэффициент извлечения газа i-го варианта; $КИГ_{max}$ — максимальный коэффициент извлечения газа.

Для каждой модели было рассчитано 54 варианта разработки, характеризующихся различными способами закачивания скважин. На рисунке 7 представлен график накопленной добычи газа, нормированный на максимальное значение. Первые пять лет разработки влияние неопределенностей незначительное, целевой уровень добычи достигается при любых комбинациях неопределенностей.

Технико-экономическая оценка вариантов, полученных при оптимизации, показала, что для реализации P10 в ЧГЗ наилучшим вариантом будет использование 800-метровых скважин с четырьмя портами ГРП по 150 т проппанта. При ухудшении ФЕС (P50) рекомендуется увеличить тоннаж на стадию до 200 т. В наихудшем варианте (P90) оптимальным будет использовать 1 000-метровые скважины с пятью портами ГРП по 200 т. Решение оптимизационной задачи позволило увеличить накопленную добычу газа на 3–7 % относительно базового варианта. Оптимизация позволила увеличить NPV на +0,7 у.е. для реализации P10, на +1,6 у.е. для реализации P50 и на +1,0 у.е. для реализации P90 (рис. 8).

Общий прирост NPV с учетом вероятностей *(ΔEMV)* может быть определен по формуле:

$$\Delta EMV = \frac{0{,}2 \cdot \Delta NPV_{P10} + 0{,}6 \cdot \Delta NPV_{P50} + 0{,}2 \cdot \Delta NPV_{P90}}{0{,}2 + 0{,}6 + 0{,}2},$$

где ΔNPV_P — прирост NPV реализации P.

В данном случае ΔEMV составил $0{,}2 \cdot 0{,}7\ у.е. + 0{,}6 \cdot 1{,}6\ у.е. + 0{,}2 \cdot 1{,}0\ у.е. = +1{,}3\ у.е.$

Обозначим через «Var 1» оптимальные проектные решения для реализации $P10$, «Var 2» — для $P50$, «Var 3» — для $P90$. На основе полученной информации было создано дерево решений по разработке для трех наиболее влияющих параметров (рис. 9). Для построения дерева принятия решений использовалось ранжирование элементов. Для каждого параметра получены верхняя и нижняя граница рангов как $Sw^*=0{,}5(Sw_{P50}+Sw_{P10})$, $Sw_*=0{,}5(Sw_{P90}+Sw_{P50})$ соответственно, где Sw_{P50} — значения параметра в реализации $P50$. Каждому параметру присваивается соответствующий ранг. Если параметр выше верхней границы, то присваивался первый ранг. Если параметр ниже нижней границы, то присваивался третий ранг. В остальных случаях присваивался второй ранг. Суммируя ранги по каждому параметру, получаем суммарный ранг. Для суммарного ранга аналогично строится верхняя и нижняя оценка. Если суммарный ранг меньше нижней оценки, то рекомендуется вариант Var 3. Если суммарный ранг выше верхней оценки, то рекомендуется вариант Var 1. В остальных случаях рекомендуется вариант Var 2.

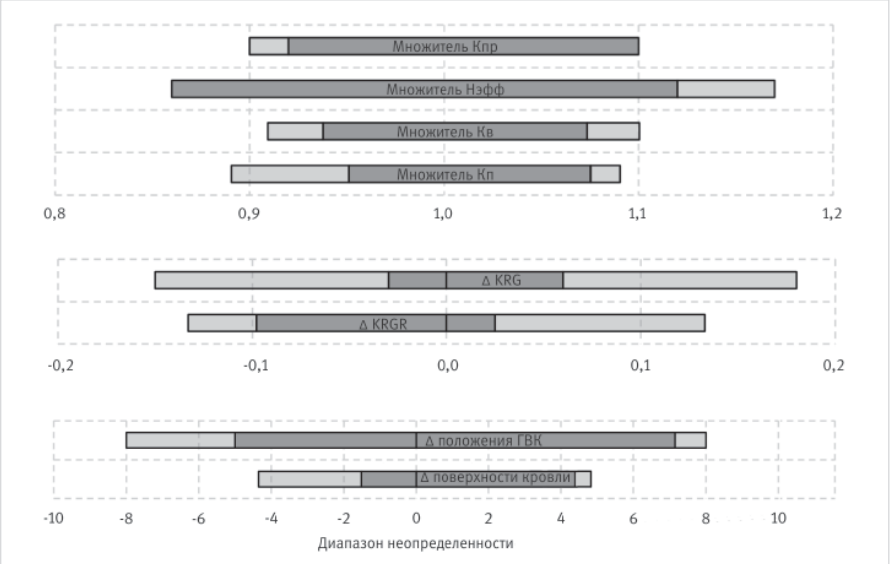


Рис. 5. Изменение диапазонов неопределенностей после автоадаптации
Fig. 5. Change of uncertainty ranges after autoadaptation

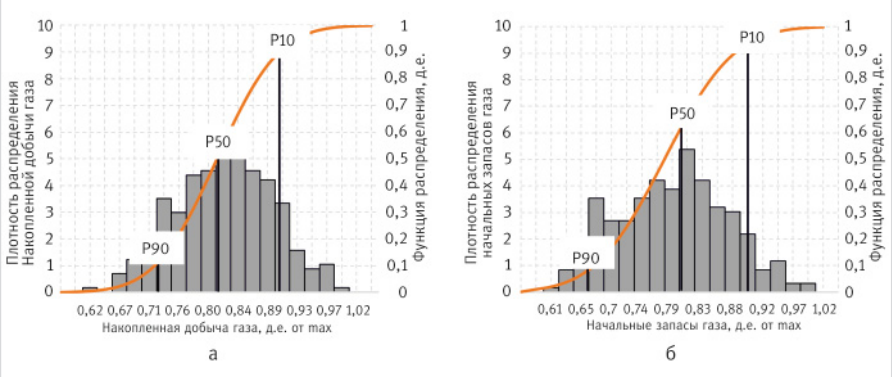


Рис. 6. Плотность распределения: а — накопленной добычи газа; б — начальных геологических запасов
Fig. 6. Distribution density: a – cumulative gas production; б – initial geological reserves

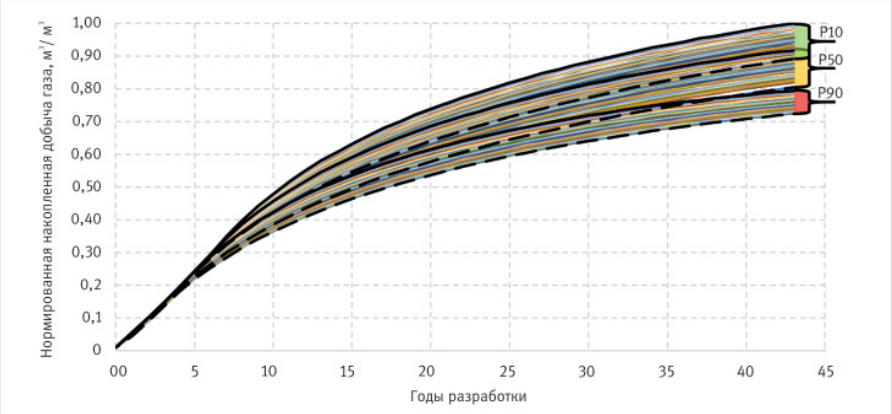


Рис. 7. Накопленная добыча газа разных вариантов разработки
Fig. 7. Cumulative gas production of different development options

Итоги

- Создан workflow построения ГДМ, использующийся для автоматизации проведения многовариантных расчетов.
- На примере реального месторождения определены ключевые параметры неопределенности, оказывающие наибольшее влияние на накопленную добычу газа.

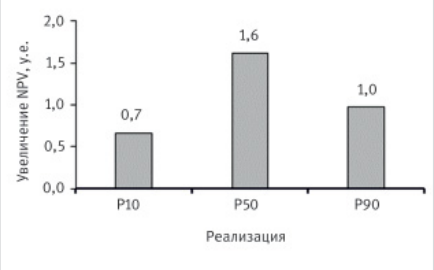


Рис. 8. Увеличение NPV после оптимизации
Fig. 8. NPV increase after optimization

- Определены три модели P10, P50, P90, соответствующие оптимистичному, базовому и пессимистичному вариантам.
- Оптимизация стратегии разработки с учетом ключевых неопределенностей позволила увеличить EMV проекта относительно принятого варианта на +1.3 у.е. благодаря выбору наиболее оптимальной технологии разработки, устойчивой для реализаций модели P10, P50, P90.

Выводы

- Комплексный подход с использованием автоматизированной системы построения геолого-гидродинамической модели позволил оптимизировать процесс проведения многовариантных расчетов.
- Автоматизация процесса построения гидродинамической модели дает возможность сократить интегральное время выполнения работ за счет уменьшения количества рутинных операций, а также уменьшить вероятность ошибок, обусловленных человеческим фактором.
- Дальнейшее совершенствование стратегии разработки с учетом неопределенностей возможно путем оптимизации решений по поверхностному обустройству.

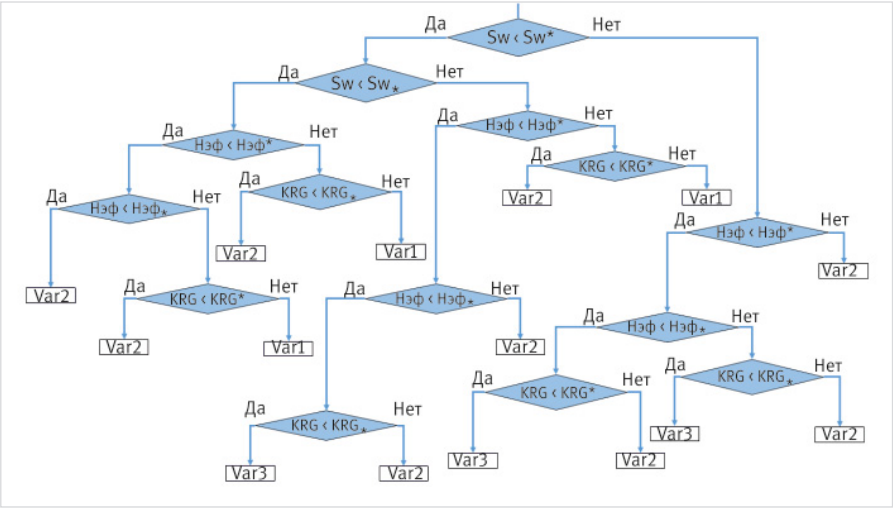


Рис. 9. Дерево принятия решений по разработке залежи по мере уточнения геологической информации
Fig. 9. Decision tree for reservoir development as geological information is refined

Список литературы

1. Breslavich I.D., Sarkisov G.G., Makarova E.S. Experience of MDA ensemble smoother practice for Volga-Ural Oilfield. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2017. (In Eng).
2. Schiozer D. J. et al. Use of representative models in the integration of risk analysis and production strategy definition. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 44, issues 1–2, P. 131–141. (In Eng).
3. Козырев Н.Д., Вишняков А.Ю., Путилов И.С. Оценка влияния параметров неопределенности на прогнозирование показателей разработки // Недропользование. 2020. Т. 20. № 4. С. 356–368. (In Russ).
4. Lomeland F., Ebeltoft E., Thomas W.H. A new versatile relative permeability correlation. International Symposium of the Society of Core Analysts held in Toronto, Canada, 21–25 August, 2005. (In Eng).
5. Storn R. Differential evolution: A simple and efficient adaptive scheme for global optimization over continuous spaces. Technical report, International Computer Science Institute. 1995. (In Eng).
6. Laywine C.F., Mullen G.L. Discrete mathematics using Latin squares. John Wiley & Sons, 1998. 326 p. (In Eng).

ENGLISH

Results

A workflow for constructing a hydrodynamic model has been created, which is used to automate multivariate calculations.
On the example of a real field, the uncertainty parameters that have the greatest impact on the cumulative gas production are determined.
Three models P10, P50, P90 are defined corresponding to optimistic, basic and pessimistic variants.
Optimization of the development strategy, taking into account key uncertainties, allowed to increase the EMV of the project relative to the accepted option by +1.3 c.u. due to the choice of the most optimal development technology, stable for implementations of the P10, P50, P90 models.

Conclusions

An integrated approach using an automated system for constructing a geological and hydrodynamic model made it possible to optimize the process of conducting multivariate calculations.
Automation of the process of building a hydrodynamic model makes it possible to reduce the integral time of work by reducing the number of routine operations, as well as reduce the likelihood of errors due to the human factor.
Further improvement of the development strategy, taking into account uncertainties, is possible by optimizing decisions on surface development.

References

1. Breslavich I.D., Sarkisov G.G., Makarova E.S. Experience of MDA ensemble smoother practice for Volga-Ural Oilfield. Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2017. (In Eng).
2. Schiozer D. J. et al. Use of representative models in the integration of risk analysis and production strategy definition. Journal of Petroleum Science and Engineering, Vol. 44, issues 1–2, P. 131–141. (In Eng).
3. Kozyrev N.D., Vishnyakov A.Y., Putilov I.S. Assessment of the uncertainty parameters influence on the development indicators forecasting. Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering. 2020, Vol. 20, issue 4, P. 356–368. (In Russ).
4. Lomeland F., Ebeltoft E., Thomas W.H. A new versatile relative permeability correlation. International Symposium of the Society of Core Analysts held in Toronto, Canada, 21–25 August, 2005. (In Eng).
5. Storn R. Differential evolution: A simple and efficient adaptive scheme for global optimization over continuous spaces. Technical report, International Computer Science Institute. 1995. (In Eng).
6. Laywine C.F., Mullen G.L. Discrete mathematics using Latin squares. John Wiley & Sons, 1998. 326 p. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Нарыгин Эдуард Игоревич, ведущий специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: einarygin@tnnc.rosneft.ru

Коваленко Александр Павлович, к.т.н., руководитель проекта,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Кузив Ксения Богдановна, специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Narygin Eduard Igorevich, leading specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: einarygin@tnnc.rosneft.ru

Kovalenko Alexander Pavlovich, ph.d. project manager,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Kuziv Ksenia Bogdanovna, specialist,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

ООО «НефтеГазПерспектива»

Услуги по внутритрубной диагностике и оценке целостности трубопроводов

О компании

ООО «НефтеГазПерспектива» было основано в июне 2015 года в городе Коломна Московской области. Основным направлением деятельности компании является оказание услуг по внутритрубной диагностике трубопроводов с использованием диагностических комплексов собственной разработки и производства.

Почему мы?

- Внимание ко всем требованиям Заказчиков;
- Высокая организационная мобильность и скорость принятия решений;
- Широкие возможности технических решений;
- Возможность оперативной адаптации оборудования для нестандартных трубопроводов;
- Гибкость в сроках предоставления результатов внутритрубной инспекции.

Департамент разработки

Аналитический департамент

Цех по подготовке и производству оборудования

Испытательный полигон

Полевые работы и дополнительный дефектоскопический контроль

Услуги

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

+7 (496) 616-70-08

www.neftegazperspektiva.ru

info@neftegazperspektiva.ru

От идеи к решению, от решения к реализации

Оптимизация и повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН

Малыхин Игорь Александрович, директор ООО НПФ «Модуль»
Сизов Леонид Александрович, заместитель директора по новым технологиям ООО НПФ «Модуль»

Аннотация

Применение устьевого струйного устройства с целью снижения давления попутного нефтяного газа в затрубном пространстве скважин, оборудованных УЭЦН, позволяет получать дополнительную добычу нефти и газа, стабилизировать работу насосной установки, улучшить экологическую обстановку на месторождениях.

Ключевые слова
устьевое струйное устройство (УСУ), скважина, электроцентробежный насос (ЭЦН), затрубное давление, попутный нефтяной газ (ПНГ), устьевая арматура, линейное давление, динамический уровень, геолого-технические мероприятия (ГТМ)

На работу установки ЭЦН влияет достаточно большое количество факторов как технологического, так и геологического характера. Если рассматривать по степени влияния, то можно отметить, что электроцентробежные насосы наиболее чувствительны к наличию в откачиваемой жидкости свободного газа. На практике при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, величина давления на приеме погружного насоса всегда меньше величины давления насыщения, что заранее предопределяет работу погружного насоса с определенным количеством свободного попутного нефтяного газа.

Скопление ПНГ в затрубном пространстве и повышение его давления влияет на уменьшение притока и снижение динамического уровня жидкости, образование газогидратов, рост газосодержания на приеме насоса, что в свою очередь отрицательно сказывается на работе ЭЦН. Понижение давления в затрубном пространстве скважины ниже значения линейного давления в нефтесборном коллекторе положительно влияет на оптимизацию режима работы насоса, стабилизацию работы ЭЦН и увеличение дебита нефти и газа.

Для решения данной проблемы специалистами ООО НПФ «Модуль» и ООО «СК «Навигатор» разработана, испытана и получила промышленное применение технология для снижения давления в затрубном пространстве добывающих скважин с использованием инжекторных систем. (Устройство для снижения давления газа в затрубном пространстве скважин, содержащее струйный насос. Патент № 182462.)

Суть технологии заключается в следующем:

- производится построение математической модели работы конкретной скважины, оборудованной УЭЦН;
- на основе данных математической модели производится расчет эжекторной системы.

Согласно расчету, в устьевую обвязку скважины по байпасной линии (для предотвращения внутрисменных потерь по нефти при ППР) устанавливается эжекторная система — «Устьевое струйное устройство — УСУ-1» (рис. 1).

Рабочей жидкостью для УСУ-1 выступает добываемая продукция, которая по мере прохождения через конфузор устьевого устройства создает пониженное давление в приемной камере, которая обвязана с затрубным пространством скважины. В результате газ из затрубного пространства инжектируется в выкидную линию (рис. 2), давление в затрубе снижается до значения давления в приемной камере. Тем самым из-за снижения давления в затрубном пространстве происходит повышение динамического уровня, снижение количества газа на приеме УЭЦН, что как следствие приводит к повышению эксплуатационных характеристик насоса и увеличению дебита скважины. При повышении динамического уровня возможно увеличить производительность насосной установки (увеличение выходной частоты ПЭД) с целью увеличения депрессии на пласт и получения дополнительной добычи нефти.

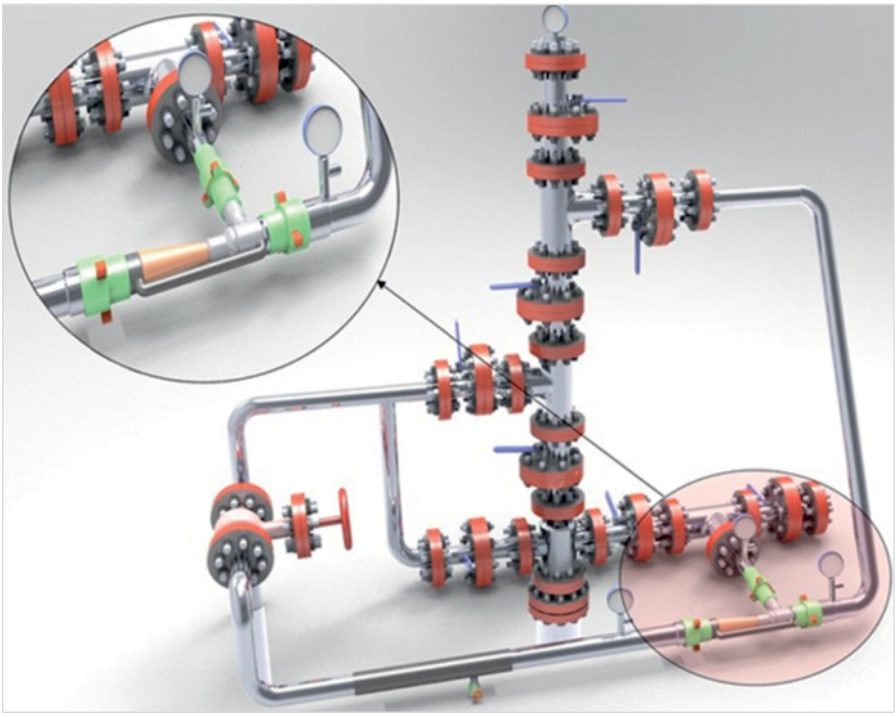


Рис. 1. УСУ в устьевой обвязке скважины

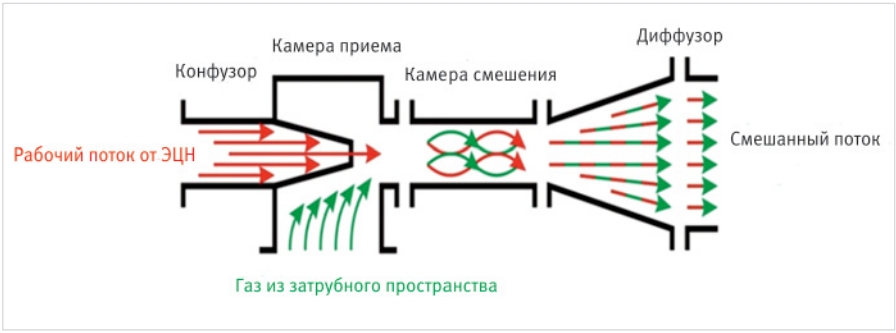


Рис. 2. Принцип работы УСУ

Область применения УСУ:

- получение дополнительной добычи нефти без проведения дорогостоящих ГТМ (скважины, потенциал которых ограничен высоким затрубным и линейным давлением);
- получение дополнительного ПНГ;
- поддержание стабильной работы скважин (работа которых осложнена нестабильной работой ЭЦН, с высокими затрубными и линейными давлениями, частыми остановками по ЗСП, с периодическим стравливанием ПНГ в атмосферу

Табл. 1. Параметры работы скважин до и после внедрения УСУ-1

Показатель	Скважина № 1		Скважина № 2		Скважина № 3		Скважина № 4	
	До	После	До	После	До	После	До	После
Qж, м³/сут	57	65,5 (+11)	117,4	124,05 (+7,1)	164,9	180 (+15,1)	38,9	50 (+11,1)
Qн, т/сут	16,6	20,4 (+3,8)	79,4	81,4 (+2)	33,5	40,3 (+6,8)	11,4	14,6 (+3,2)
Рприём, атм	20	15	17,3	13,3	–	–	–	–
Рбуф, атм	14	28	14,6	41	17	40	21	55
Рлин, атм	14	14	14,6	14,3	17	17,5	21	22,5
Рзат, атм	14	1,7 (-12,3)	14,8	3 (-11,8)	17	2,4 (-14,6)	22,6	13 (-9,6)
Ндин	1 055	935 (-120)	1 037	880 (-157)	1 241	995 (-246)	1 739	1 720 (-19)
Нсп.н, м	1 080	1 080	1 040	1 040	1 301	1 301	2 130	2 130

или с постоянно открытыми затрубными задвижками);

- вывод скважин на постоянный режим работы (скважины с высоким затрубным давлением и низким динамическим уровнем, работающие в периодическом режиме);
- улучшение экологической обстановки на месторождении (отсутствует необходимость в стравливании ПНГ в атмосферу).

Технология была опробована в ведущих нефтегазодобывающих компаниях более чем на 20 месторождениях. Был получен положительный прирост по нефти от 2 до 6 т/сут (табл. 1).

На скважинах, работа которых была осложнена частыми остановками по причине большого газосодержания на приеме насоса, сопровождающимися внутрисменными потерями по нефти, на скважинах, стабильная работа которых поддерживалась стравливанием ПНГ из затрубного пространства в атмосферу, удалось стабилизировать работу, закрыть затрубные задвижки.

В таблице 2 и на рисунке 3 наглядно демонстрируется изменение показателей режима работы скважины при работе устьевого струйного устройства и при отключении УСУ. При остановке УСУ происходит рост давления в затрубном пространстве до значений давления в выкидном нефтесборном коллекторе. Газосодержание на приеме насоса увеличивается, отмечается нестабильная загрузка ПЭД и снижение дебита. Для стабилизации режима работы скважины в данном случае необходимо произвести отход по выходной частоте ПЭД. То есть уменьшить депрессию на пласт, что соответственно приводит к уменьшению дебита — ограничивает потенциал скважины.

За период проведения стендовых, а также промышленных испытаний специалистами компании были разработаны алгоритмы расчета параметров работы устьевого струйного устройства непосредственно по каждой добывающей скважине на основании геологических данных. На основании проведенных расчетов выдается заключение о степени снижения давления в затрубном пространстве в зависимости от давления в нефтесборном коллекторе, ожидаемого дополнительного прироста по жидкости, по нефти при условии положительного потенциала разрабатываемого пласта и глубинно-насосного оборудования.

На данный момент наша компания заключила ряд договоров на поставку, а также прокат с сервисным сопровождением данной технологии с такими компаниями, как ПАО «НК-Роснефть», ООО «Ритэк» (ПАО «Лукойл»). Ведутся переговоры о проведении работ с другими нефтедобывающими компаниями.

Табл. 2. Параметры работы скважины № 5 при работе через устройство и после отключения УСУ

Параметр	Скважина № 5	
	УСУ в работе	УСУ отключено
Qж, м³/сут	125 (+8)	117
Qн, т/сут	29,8 (+2,5)	27,3
Рприём, атм	24 (-15)	39
Рбуф, атм	39	28
Рлин, атм	28	28
Рзат, атм	13 (-15)	28

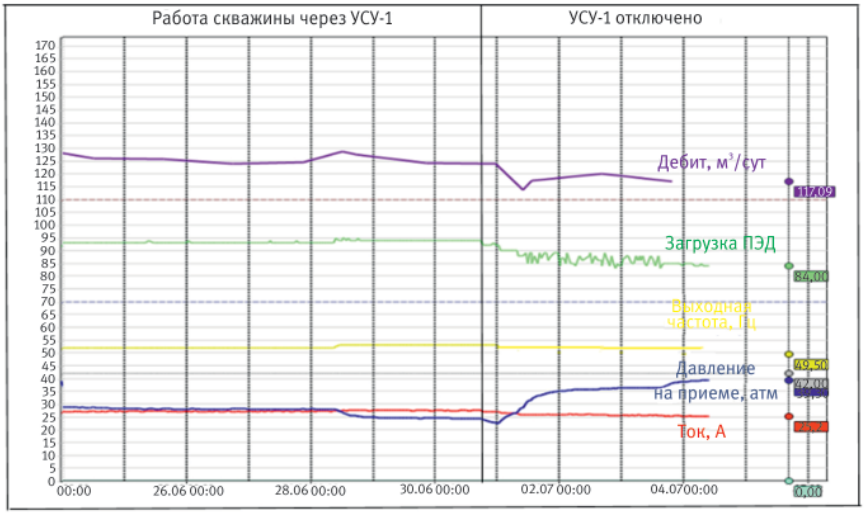


Рис. 3. Параметры работы ЭЦН на скважине № 5 при работе через устройство и после отключения УСУ

Преимуществом УСУ является его ремонтопригодность, простота обслуживания, безопасность применения из-за отсутствия подвижных узлов и наличия электричества. Стоимость проката оборудования с сервисным сопровождением технологии в 4–6 раз меньше по сравнению с компрессорными методами снижения затрубного давления в добывающих скважинах. На данный момент некоторые скважины работают через УСУ более 480 суток.

Помимо повышения эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, получения дополнительной добычи нефти и газа, снижения влияния свободного газа на коэффициент наполнения насоса, применение устьевого струйного устройства позволяет значительно сократить выбросы ПНГ в атмосферу, улучшает экологическую обстановку на месторождениях, в том числе вблизи населенных пунктов. Помимо получения дополнительной прибыли, применение данной технологии является инициативой в области повышения отраслевого рейтинга экологической ответственности нефтегазовых компаний России.

ООО «Научно-производственная фирма «Модуль»
РТ, г. Лениногорск,
ул. Трубная, д. 15, стр. 1
Тел./факс: +7 (85595) 6-53-65,
+7 (85595) 6-53-64,
modullen@mail.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-30-34 УДК 622 I Научная статья

К проблеме выбора оптимальной технологии заканчивания горизонтальных скважин с устройствами контроля притока в условиях карбонатных коллекторов

Ашин М.С.[1], Нигматуллин Ф.Н.[1], Муслимов Б.Ш.[1], Трифонов А.И.[1], Исбир Ф.А.[2]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия,
[2]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
ashinms@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
В статье представлены результаты анализа возможностей применения устройств контроля притока (УКП) в условиях карбонатного коллектора. Данный тип коллектора отличается особенностями, осложняющими применение УКП. Трещинная проводимость не позволяет достоверно определить профиль проницаемости методами промысловой геофизики. В данной статье представлены различные подходы к формированию дизайна заканчивания горизонтальных скважин с применением УКП в условиях неопределенностей, присущих карбонатному коллектору. По результатам расчетов установлено, что оптимальной стратегией является равномерная расстановка устройств по длине горизонтального ствола.

Материалы и методы
Выполнен анализ проведенных геофизических исследований, определен оптимальный подход к расстановке заколонных пакеров и устройств контроля притока. Проведена оценка различных вариантов заканчивания с помощью аналитического моделирования.

Ключевые слова
контроль притока, устройства контроля притока, карбонатный коллектор, нефтегазовое месторождение

Для цитирования
Ашин М.С., Нигматуллин Ф.Н., Муслимов Б.Ш., Трифонов А.И., Исбир Ф.А. К проблеме выбора оптимальной технологии заканчивания горизонтальных скважин с устройствами контроля притока в условиях карбонатных коллекторов // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 30–34. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-30-34

Поступила в редакцию: 16.05.2022

UDC 622 I Original paper

Selecting the optimal completion technology with inflow control devices in carbonate reservoirs

Ashin M.S.[1], Trifonov A.I.[1], Muslimov B.Sh.[1], Nigmatullin F.N.[1], Isbir F.A.[2]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia,
[2]"NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia
ashinms@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The article demonstrates result of analysis of using inflow control devices (ICD) in carbonate reservoirs. Carbonate reservoirs has a number of features that complicate using of ICD. Fracture conductivity is one such feature. It does not allow to determine the permeability profile using field geophysics methods. This article demonstrates an approach to creating well completion design with ICD in carbonate reservoirs. The optimal strategy is the uniform placement of devices along the horizontal well.

Materials and methods
An analysis of the geophysical surveys has been conducted. A method of placement of packers and ICDs has been determined. Various types of constructions have been assessed using analytic model.

Keywords
inflow control, inflow control devices, carbonate reservoir, oil and gas field

For citation
Ashin M.S., Trifonov A.I., Muslimov B.Sh., Nigmatullin F.N., Isbir F.A. Selecting the optimal completion technology with inflow control devices in carbonate reservoirs. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 30–34. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-30-34

Received: 16.05.2022

На текущий момент доля запасов нефти по залежам, не вовлеченным в разработку, составляет около половины суммарных начальных извлекаемых запасов нефти в РФ. Значительная часть неразрабатываемых залежей имеет обширные подгазовые зоны и, наряду с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ), относится к наиболее сложным объектам с точки зрения разработки [1].

В числе ключевых проблем разработки нефтегазовых залежей, препятствующих их активному вводу в промышленную эксплуатацию, — эффект образования конусов газа и воды в зонах распространения газонефтяного и водонефтяного контактов с последующим прорывом к забоям добывающих скважин. Это негативное явление приводит к росту нагрузки на транспортную инфраструктуру, потерям добычи нефти и к выводу скважины из эксплуатации.

Одним из возможных способов снижения рисков прорывов газа и воды является применение автономных устройств контроля притока (АУКП) [2]. В отличие от пассивных устройств контроля притока, они позволяют избирательно сокращать добычу из интервалов горизонтальной скважины с прорывом газа или воды, тем самым сокращая объем добываемых нежелательных флюидов и продлевая жизненный цикл скважины. Одним из ярких примеров успешного применения АУКП является месторождение Тролль на шельфе Норвегии [3].

На территории России технология также активно внедряется. Одной из динамично развивающихся в данном направлении компаний является ПАО «НК «Роснефть». На данный момент скважины с устройствами контроля притока эксплуатируются на Северо-Комсомольском [4], Ванкорском [5], и других месторождениях компании.

Применительно к условиям терригенного коллектора существует методика формирования оптимального дизайна заканчивания с применением АУКП. Она основана на использовании профиля проницаемости по результатам интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) для прогнозирования профиля притока. Сегментирование и расстановка АУКП производится путем выделения зон высокой и низкой проницаемости. Количество АУКП в зоне зависит от проницаемости и определяется по результатам моделирования. Подробно подходы к формированию дизайна заканчивания в условиях терригенного коллектора описаны в ранней работе авторов [6].

Однако такой подход к формированию заканчивания неприменим в условиях карбонатного пласта с трещинной проводимостью. Это обусловлено сложностью достоверного определения проводимости трещин и, как следствие, неопределенностями в части характера и интенсивности притока вдоль горизонтального ствола. Целью данной работы является поиск оптимальных подходов для проектирования заканчивания с применением АУКП в условиях неопределенностей, присущих коллекторам с трещинной проводимостью.

Объектами исследования являются продуктивные нефтегазовые пласты Рифейской группы глубиной залегания 1 900–2 300 м. Проницаемость преимущественно каверно-трещинная, находится в диапазоне 2–8 мД и зависит от наличия трещин в зоне, их длины и степени раскрытости. Отмечаются близкие по значениям вязкости пластовых флюидов: нефть 1,25–1,4 сП, вода — 1,22 сП.

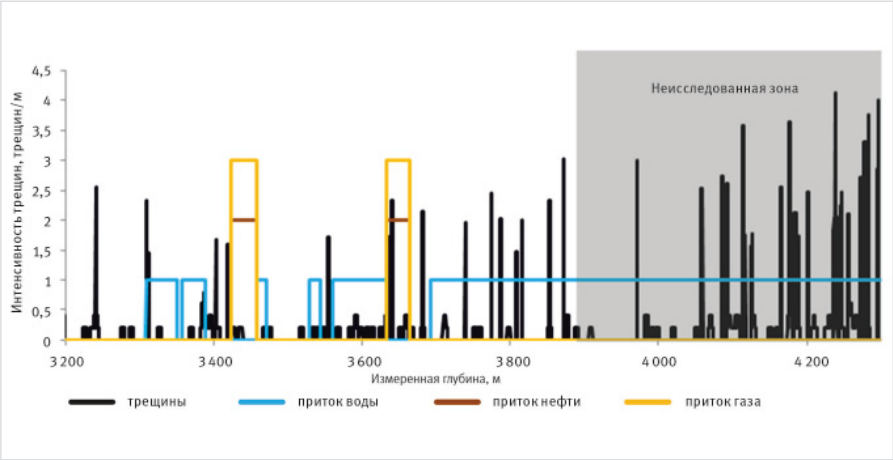


Рис. 1. Профиль распределения трещин скв. 1
Fig. 1. Fracture location profile in well 1

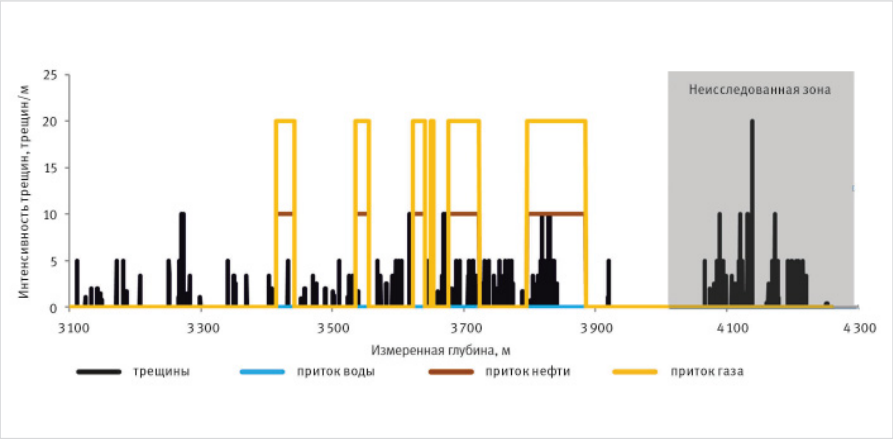


Рис. 2. Профиль распределения трещин скв. 2
Fig. 2. Fracture location profile in well 2

Критериями эффективного применения АУКП являются наличие значительных неоднородностей по проницаемости вдоль горизонтального ствола [7], расположение скважины вблизи водонефтяного и/или газонефтяного контактов, а также наличие существенной разницы в вязкостях нефти и нежелательного флюида, необходимой для эффективной работы АУКП [8, 9].

Рассматриваемый пласт характеризуется сложным строением, неоднородностями проницаемости. Значительная доля запасов нефти сосредоточена в подгазовой зоне. Учитывая описанные факторы, можно говорить о возможной перспективности применения автономных устройств контроля притока в целях борьбы с прорывами газа. Применение АУКП для ограничения прорывов воды осложнено ввиду низкой вязкости нефти, близкой к вязкости воды.

Основными предпосылками внедрения УКП являются быстрые (в течение 1 месяца) прорывы воды и газа к забоям добывающих горизонтальных скважин, остановки по причине обводнения или запирания наземной инфраструктуры.

Особенностью коллектора является преимущественное дренирование залежи по системе трещин естественного происхождения. Матрица породы-коллектора практически не дренируется в процессе разработки.

При вводе скважин из бурения основными методами исследования являются специальные методы (акустический имиджер), представляющие информацию о распределении и пространственной ориентации вскрытых скважиной трещин естественного и техногенного характера. Данных о проводимости каждой отдельной трещины нет по причине отсутствия исследований методами поинтервального испытания пласта. Данный вид ГИС не применяется на объекте ввиду дороговизны.

По части фонда проведены промысловые геофизические исследования (ПГИ) по определению профиля притока добывающих скважин, однако эти данные носят качественный характер (тип флюида). В ряде случаев при проведении исследований зафиксирован недоход прибора до забоя скважины (носка горизонтальной скважины), что снизило точность полученных результатов. В перспективе на проектном фонде проведение данного вида исследований оператором не запланировано.

На рисунках 1 и 2 приведено сопоставление профиля притока скважин с профилем плотности распределения трещин с помощью акустического имиджера.

Данные ПГИ подтверждают гипотезу об отсутствии дренирования матрицы в процессе разработки. При отсутствии в интервале трещин приток не наблюдается. Анализ также показывает, что наличие трещин в интервале не гарантирует наличие притока. Часть выявленных трещин может быть непроницаема или не сообщаться с основной системой трещин залежи. При сопоставлении результатов нескольких ПГИ по части скважин выявлены факты включения в работу ранее не работавших трещин спустя некоторое время после запуска скважины. Следовательно, отсутствие

притока из интервала на момент исследования не гарантирует отсутствия притока в будущем.

По результатам анализа данных проведенных геофизических исследований сформированы следующие выводы:

- расстановка УКП возможна на основании профиля плотности распределения трещин;
- наличие информации о профиле притока не является обязательным для формирования дизайна заканчивания.

Однако эта информация позволит более точно оценить эффективность работы АУКП на этапе мониторинга работы скважины.

Следующей важной задачей в рамках выбора оптимального дизайна заканчивания стало определение оптимального числа сегментов — разобщенных пакерами интервалов с АУКП. Как было отмечено выше, при формировании дизайна заканчивания с АУКП в терригенном коллекторе, как правило, руководствуются профилем проницаемости РИГИС, согласно которому определяется положение пакеров и фильтров [10]. Применительно к объекту анализа данный подход использовать невозможно, так как в карбонатных коллекторах ПГИ не позволяют оценить проводимость каждой отдельной трещины. Как следствие, невозможно предсказать, по какой трещине с большей вероятностью произойдет прорыв газа/воды. Поэтому в ходе формирования дизайна заканчивания все трещины рассматриваются как потенциальные источники нежелательных флюидов.

Интервалы трещиноватости распределены вдоль всего ствола горизонтальной скважины. Чтобы исключить риски потери участка горизонтальной скважины большой протяженности, необходимо разобщить ствол на максимальное количество сегментов. При этом верхний предел количества сегментов определяется таким образом, чтобы на каждый сегмент приходилось как минимум 2 устройства. Дублирование устройств в каждом интервале необходимо для снятия рисков его отключения в случае выхода из строя единственного УКП. Количество устройств определяется из общей продуктивности скважины и подбирается в соответствии с методикой, описанной авторами в работе [6]. Величина потерь на запуске определяется индивидуально с помощью многовариантных расчетов на гидродинамической модели и, как правило, находится в диапазоне 3–5 % от потенциального дебита скважины без УКП. Чтобы подтвердить эффективность данного подхода, была смоделирована скважина с прорывом газа, разделенная на разное число сегментов. Распределение трещин, заложенных в расчет аналитической модели, определено по результатам исследования профиля притока и исследования акустическим имиджером. В процессе работы проведено сравнение потерь добычи в результате прорыва в случае с 5 и 20 сегментами. При этом количество АУКП в двух вариантах принято одинаковым.

На рисунках 3 и 4 схематично изображены конструкции заканчивания, реализованные в ходе моделирования с разделением скважины на 5 и 20 сегментов соответственно с 40 АУКП.

По результатам моделирования выявлено, что в варианте с разделением скважины на 20 сегментов присутствует возможность адресного ограничения притока газа, что позволяет сократить потери в добыче нефти

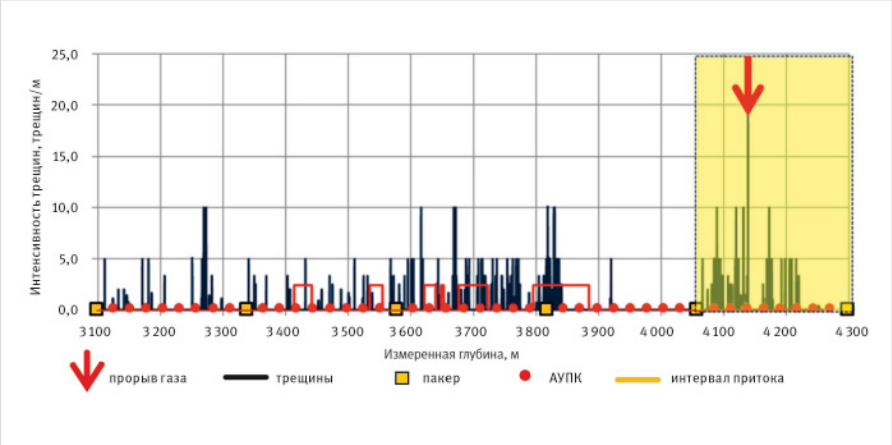


Рис. 3. Схема конструкции заканчивания скважины с 5 сегментами
Fig. 3. 5-segment completion

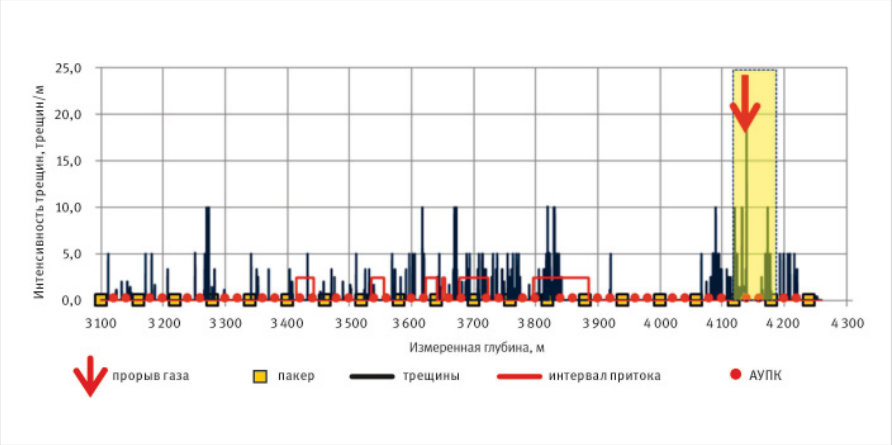


Рис. 4. Схема конструкции заканчивания скважины с 20 сегментами
Fig. 4. 20-segment completion

Табл. 1. Результаты расчета запускных параметров работы скважины с 5 и 20 сегментами
Tab. 1. Calculated starting parameters for wells with 5 and 20 segments

1	Количество сегментов	5	20
2	Дебит нефти до прорыва, т/сут	77,89	72,41
3	Дебит нефти после прорыва, т/сут	50,59	68,76
4	Потери дебита нефти в случае прорыва газа, т/сут	27,3	3,6
5	Относительные потери в случае прорыва газа, %	35	5

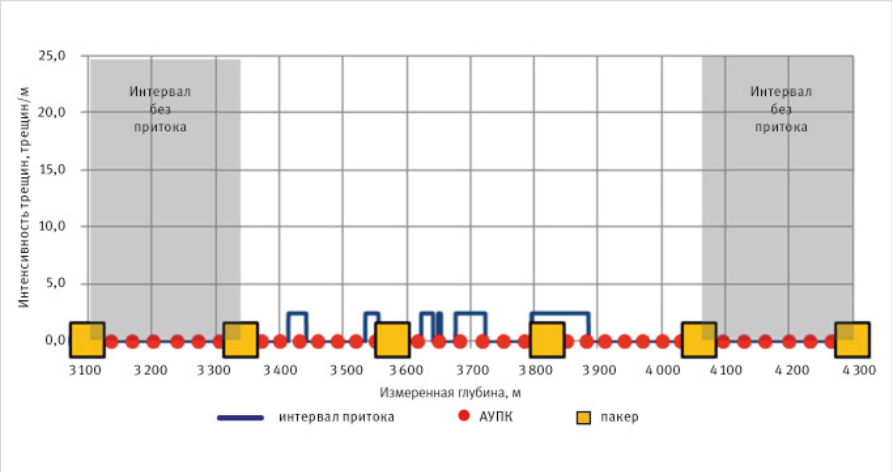


Рис. 5. Равномерная расстановка 32 АУКП
Fig. 5. Uniform placement of 32 AICDs

в случае прорыва по отношению к вариантам с меньшим количеством разобщенных интервалов (табл. 1).

В карбонатном коллекторе при формировании дизайна заканчивания с АУКП необходимо разобщать ствол на как можно большее количество отдельных сегментов. При этом верхний предел количества интервалов выбирается исходя из условия нахождения в каждом сегменте по меньшей мере двух АУКП. Рекомендуемое расчетное количество заколонных пакеров для рассматриваемого объекта — 20 единиц для горизонтальной скважины длиной 1 100 м.

Следующим этапом исследования является оценка необходимости проведения ПГИ по определению профиля притока для снятия значительных рисков при спуске АУКП в скважины.

Как отмечалось ранее, на рассматриваемом объекте по данным ПГИ выявлены факты включения в работу ранее не работавших трещин спустя некоторое время после запуска скважины. Учитывая этот факт, во избежание перекрытия продуктивных интервалов глухими трубами целесообразна равномерная расстановка УКП в интервалах присутствия трещин.

Однако в случае равномерной расстановки существует риск спуска части УКП в сухие интервалы. Остальные устройства будут работать в условиях повышенных расходов, что приведет к сокращению потока нефти на запуске и снижению запускного дебита по нефти. Уменьшение эффективности работающих устройств и снижение добычи нефти может привести к падению рентабельности всего проекта. Для оценки потерь в добыче в случае равномерной расстановки создана модель скважины для сравнения двух заканчиваний: с учетом информации от ПГИ (неравномерная расстановка УКП в интервалах притока) и без учета (равномерная расстановка).

На рисунке 5 представлен случай с равномерной расстановкой 32 АУКП.

Суммарно 12 устройств попадают в интервалы без притока. За счет меньшего количества работающих УКП эффект штуцирования проявляется сильнее — больше потери дебита на запуске. На рисунке 6 представлен случай с адресной расстановкой по фактическому профилю притока 32 АУКП.

При использовании результатов ПГИ возможно проведение адресной расстановки УКП в интервалах притока. Это позволяет снизить потери дебита нефти в момент запуска скважины в работу (табл. 2).

Моделирование показало, что при равномерной расстановке потери дебита нефти составляют 12,5 %, что на 9,6 % выше, чем в случае реализации расстановки на основании профиля притока. Однако следует учитывать, что в случае адресной расстановки добыча из интервалов без АУКП при последующем включении их в работу будет невозможна, что значительно сокращает потенциал и продолжительность жизненного цикла скважины. Учитывая данный фактор, более предпочтительной является равномерная расстановка АУКП, исключающая потерю интервалов, не работавших в момент запуска скважины.

Итоги

При формировании дизайна заканчивания с АУКП в условиях карбонатного коллектора информация о профиле притока не является обязательной, однако ее наличие позволяет детализировать анализ эффективности работы АУКП на этапе мониторинга. Адресное размещение устройств на основании профиля притока не рекомендуется по причине его изменчивости в ходе эксплуатации горизонтальной скважины. Наиболее эффективным подходом является стратегия максимального разобщения горизонтального ствола на отдельные сегменты. Это необходимо для исключения потери протяженных участков горизонтального ствола в случае прорыва в одном из интервалов. Увеличение количества сегментов позволяет сократить потери добычи в случае прорыва на 30 %. Количество сегментов следует определять исходя из количества УКП. На каждый сегмент должно приходиться по меньшей мере 2 устройства. При таком подходе исключены риски отключения сегмента в случае выхода из строя единственного АУКП.

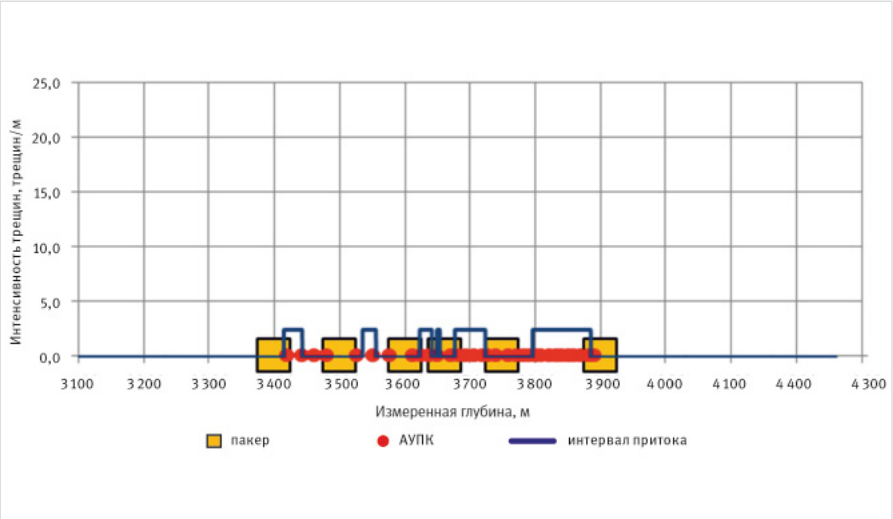


Рис. 6. Адресная расстановка 32 АУКП
Fig. 6. Directional placement of 32 AICDs

Табл. 2. Результаты расчета запускных параметров работы скважины с различными подходами к расстановке АУКП
Tab 2. Calculated starting parameters for wells with different approaches to AICD placement

1	Расстановка АУКП	Равномерная	Адресная
2	Дебит нефти без УКП, т/сут	81,6	81,6
3	Дебит нефти с УКП, т/сут	71,4	79,3
4	Потери дебита нефти за счет штуцирования, т/сут	10,2	2,3
5	Относительные потери, %	12,5	2,9

Выводы

Результаты исследования могут быть использованы при разработке карбонатных коллекторов с применением устройств контроля притока. По результатам исследования установлены оптимальные подходы к расстановке УКП и сегментированию горизонтального ствола скважины.

Литература

1. Нигматуллин Ф.Н. Ключевые проблемы при разработке нефтегазовых залежей // Материалы конференции-семинара «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (в т.ч. нефтегазовые и газонефтяные залежи, современные методы геологического и гидродинамического моделирования, методы анализа данных, модели двойной пористости и двойной проницаемости)». 2019. С. 2–3.
2. Birchenko V.M., Al-Khelaiwi F.T., Konopczynski M.R., Davies D.R. Advanced wells: how to make a choice between passive and active inflow-control completions. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, ATCE 2008, Denver, CO, United States, 2008, Vol. 3, P. 2104–2118. (In Eng).
3. Halvorsen M., Elseth G., Naevdal O.M. Increased oil production at Troll by autonomous inflow control with RCP valves. SPE annual technical conference and exhibition, 2012, October 8–10. (In Eng).
4. Кудряшов С., Будлов С., Лейдло Д., Волл Б., Кемпф К., Зайкин И. Повышение продуктивности скважин и нефтеотдачи на месторождениях Восточной и Западной Сибири в результате применения технологии выравнивания профиля притока. Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE, Москва, октябрь 2008.
5. Semenov A.A., Malyasov V.J., Nukhaev M.T. System approach to horizontal well completion in the Vankor field. SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Mumbai, India, January 2010. (In Eng).
6. Ахмадеев Р.Ф., Аюшинов С.П., Исламов Р.Р., Нигматуллин Ф.Н., Муслимов Б.Ш. Обоснование применения устройств контроля притока для эффективной разработки нефтегазовых залежей // Нефтяное хозяйство. 2021. № 12. С. 124–127.
7. Least B., Bonner A.J., Regulacion R.E., Penaranda R. Autonomous ICD Installation Success in Ecuador Heavy Oil: A Case Study. SPE Annual technical conference and exhibition, New Orleans,

Louisiana, USA, September 30 – October 2, 2013. (In Eng).
8. Mathiesen V., Aakre H., Werswick B., Elseth G. The autonomous RCP valve – new technology for inflow control in horizontal wells. SPE offshore europe oil and gas conference and exhibition, Aberdeen, UK, September 2011. (In Eng).
9. Mathiesen V., Werswick B. The next generation inflow control, the next step to increase oil recovery on the Norwegian continental shelf. SPE Bergen one day seminar, Bergen, Norway, April 2014. (In Eng).
10. Gavioli P., Vicario R. The evolution of the role of openhole packers in advanced horizontal completions: from Novel Technology to a Critical Key to Success. SPE Drill & Compl, 2012, issue 1, P. 75–93. (In Eng).

ENGLISH

Results

Information on the inflow profile is not required when designing a completion design with AICD in carbonate reservoir. However, availability of the inflow profile allows detailed analysis of the efficiency of AICD operation at the monitoring stage. Targeted placement of devices based on the inflow profile is not recommended due to its variability during the operation of a horizontal well. The most effective approach is the strategy of maximum separation of the horizontal wellbore into segments. It allows prevent the loss of extended sections of the horizontal wellbore in the event of a breakthrough in one of the intervals. An increase in the number of segments reduces production losses in the event of a breakthrough by 30 %. The number of segments should be determined based on the number of AICD. There must be at least 2 devices per segment. With this approach, the risks of shutting down a segment in the event of a failure of a single AICD are eliminated.

Conclusions

The results of this study may be used in the development of carbonate reservoirs using inflow control devices. Optimal approaches to the placement of the ICD and segmentation of the horizontal wellbore were established. The approaches are based on the results of the study.

References

1. Nigmatullin F.N. Main problems in oil and gas reservoirs development. Materials of conference "Geology and development of oil fields with hard-to-recover reserves (including oil and gas reserviors, modern methods of geological and hydrodynamic modelling, data analysis, double porosity models and double permeability models)". 2019, P. 2–3. (In Russ).
2. Birchenko V.M., Al-Khelaiwi F.T., Konopczynski M.R., Davies D.R. Advanced wells: how to make a choice between passive and active inflow-control completions. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, ATCE 2008, Denver, CO, United States, 2008, Vol. 3, P. 2104–2118. (In Eng).
3. Halvorsen M., Elseth G., Naevdal O.M. Increased oil production at Troll by autonomous inflow control with RCP valves. SPE annual technical conference and exhibition, 2012, October 8–10. (In Eng).
4. Kudryashov S. Improvement of well productivity and oil recovery at the fields of Eastern and Western Siberia as a result of the application of inflow profile leveling technology. SPE Russian Oil & Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, October 2008. (In Russ).
5. Semenov A.A., Malyasov V.J., Nukhaev M.T. System approach to horizontal well completion in the Vankor field. SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition, Mumbai, India, January 2010. (In Eng).
6. Akhmadeev R.F., Ayushinov S.P., Islamov R.R., Nigmatullin F.N., Muslimov B.Sh. Justification of using inflow control devices for the effective development of oil rims. Oil Industry, 2021, issue 12. P. 124–127. (In Russ).
7. Least B., Bonner A.J., Regulacion R.E., Penaranda R. Autonomous ICD Installation Success in Ecuador Heavy Oil: A Case Study. SPE Annual technical conference and exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, September 30 – October 2, 2013. (In Eng).
8. Mathiesen V., Aakre H., Werswick B., Elseth G. The autonomous RCP valve – new technology for inflow control in horizontal wells. SPE Offshore Europe Oil and Gas Conference and Exhibition, Aberdeen, UK, September 2011. (In Eng).
9. Mathiesen V., Werswick B. The next generation inflow control, the next step to increase oil recovery on the Norwegian continental shelf. SPE Bergen one day seminar, Bergen, Norway, April 2014. (In Eng).
10. Gavioli P., Vicario R. The evolution of the role of openhole packers in advanced horizontal completions: from Novel Technology to a Critical Key to Success. SPE Drill & Compl, 2012, issue 1, P. 75–93. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ашин Михаил Сергеевич, ведущий специалист отдела разработки нефтегазовых залежей, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: ashinms@bnipi.rosneft.ru

Нигматуллин Фанис Наилевич, начальник управления по разработке нефтегазовых месторождений ПНГ, СИ, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Муслимов Булат Шамилевич, заместитель начальника управления по разработке нефтегазовых месторождений ПНГ, СИ, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Трифонов Артём Иванович, начальник отдела разработки нефтегазовых залежей, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Исбир Фади Алиевич, заместитель начальника управления геолого-гидродинамического моделирования и экспертизы, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Ashin Mikhail Sergeevich, leading specialist of the department of oil and gas reserviors development, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: ashinms@bnipi.rosneft.ru

Nigmatullin Fanis Nailevich, head of the department of oil and gas fields development PNG, SI, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Muslimov Bulat Shamilevich, deputy head of the department of oil and gas fields development PNG, SI, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Trifonov Artem Ivanovich, head of the department of oil and gas reserviors development, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Isbir Fadi Alievich, deputy head of the department of geological and hydrodynamic modelling and expertise, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

Искренне поздравляем всех работников нефтяной и газовой промышленности с профессиональным праздником!
Мы бережно храним традиции отечественного производства, помним, благодаря кому предприятие выстояло в трудные годы, а впереди у нас целая жизнь новых возможностей.

Ведущий российский производитель компрессорного оборудования

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

АСО
БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-36-41 УДК 622.276.5 I Научная статья

Эффективность управляемых устройств контроля притока при разработке нефтегазовых залежей с трещиноватым коллектором

Муслимов Б.Ш., Ашин М.С.
ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
muslimovbs@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
На сегодняшний день все больший интерес вызывает разработка месторождений Восточной Сибири, в составе которых значительная доля запасов сосредоточена в нефтяных оторочках карбонатных отложений, характеризуемых разветвленной сетью трещин. Как показывает практика, при разработке нефтяных оторочек основным фактором недостижения плановых показателей добычи нефти является превышение прогнозных уровней добычи газа из газовых шапок и, как следствие, меньшая фактическая добыча нефти. Наиболее эффективной технологией борьбы с прорывами газа в горизонтальных скважинах является применение устройств контроля притока (УКП), которые хорошо себя зарекомендовали на нефтегазовых залежах терригенных отложений.
В работе поставлена задача теоретического исследования эффективности применения управляемых УКП в горизонтальных скважинах в условиях трещиноватого коллектора с изменчивыми значениями газонасыщенных и нефтенасыщеных толщин по пласту.
Для проведения исследования использовался программный комплекс, позволяющий проводить сегментацию и расчет скважин с устройствами контроля притока (разработан в ООО «РН-БашНИПИнефть»).

Материалы и методы
Материалы: промыслово-геофизические исследования, характеристика устройств контроля притока, секторная гидродинамическая модель, анализ результатов гидродинамического моделирования

Ключевые слова
устройства контроля притока, карбонатный коллектор, нефтегазовое месторождение, интеллектуальные системы, м-фактор, секторная гидродинамическая модель, многосегментная скважина

Для цитирования
Муслимов Б.Ш., Ашин М.С. Эффективность управляемых устройств контроля притока при разработке нефтегазовых залежей с трещиноватым коллектором // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 36–41. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-36-41

Поступила в редакцию: 17.08.2022

UDC 622.276.5 I Original Paper

Efficiency of controlled inflow control devices in the development of oil and gas fields with a fractured reservoir

Muslimov B.Sh., Ashin M.S.
“RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
muslimovbs@bnipi.rosneft.ru

Abstract
To date, the development of fields in Eastern Siberia is of increasing interest, in which a significant proportion of reserves are concentrated in oil rims of carbonate rocks, characterized by an extensive network of fractures. As practice shows, in the development of oil rims, the main factor for not achieving planned oil production indicators is the excess of predicted levels of gas production from gas caps and, as a result, lower actual oil production. The most effective technology to combat gas breakthroughs in horizontal wells is the use of inflow control devices (ICD), which have proven themselves well in oil and gas deposits of terrigenous origin.
The paper sets the task of a theoretical study of the effectiveness of the use of controlled ICD in horizontal wells in a fractured reservoir with variable values of gas-saturated and oil-saturated thicknesses in the reservoir.
For the study, a software package, allowing segmentation and calculation of wells with inflow control devices, was used (developed by “RN-BashNIPIneft” LLC).

Materials and methods
Materials: field geophysical surveys, characteristics of inflow control devices, sector hydrodynamic model, analysis of hydrodynamic modeling results.

Keywords
inflow control devices, carbonate reservoir, oil and gas field, intelligent systems, m-factor, sector hydrodynamic model, multi-segment well

For citation
Muslimov B.Sh., Ashin M.S. Efficiency of controlled inflow control devices in the development of oil and gas fields with a fractured reservoir. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 36–41. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-36-41

Received: 17.08.2022

Актуальность технологии продиктована многими современными проблемами разработки нефтегазовых месторождений. Значительную долю в структуре запасов нефти на текущий момент составляет нефть, сосредоточенная в подгазовых зонах. Их разработка осложнена необходимостью борьбы с прорывами газа. Проблемы разработки контактных запасов на сегодня остаются актуальными, решение данных проблем является одной из первоочередных задач многих нефтедобывающих компаний. Эффективная разработка нефтегазовых залежей тесно сопряжена с развитием технологических компетенций в области контроля притока [1, 2].

Ключевыми идеями концепции устройств контроля притока являются выравнивание профиля притока вдоль горизонтального ствола, а также ограничение притока в скважину нежелательных фаз. Эффективность устройств обусловлена двумя факторами:

- разбиение ствола скважины на участки с различными фильтрационно-емкостными свойствами, называемые сегментами;
- наличие разницы в вязкостях между целевым флюидом (нефтью) и нежелательными (газом и водой). Чем больше эта разница, тем более эффективно будут работать устройства контроля притока.

Технология УКП продолжает свое развитие уже более 30 лет, на территории РФ устройства находят все большее применение.

Среди существующих технологий контроля притока можно выделить три основные группы, которые позволяют в той или иной степени бороться с негативными явлениями в виде прорывов газа и воды: пассивные, автономные и клапаны с дистанционной активацией с поверхности.

Пассивные УКП представляют собой штуцер, создающий дополнительное сопротивление притоку в интервале сегментированного участка горизонтальной скважины. Путем установки разного количества и типоразмера УКП в интервалах горизонтального ствола достигается выравнивание профиля притока. Данное решение является достаточно недорогим и позволяет несколько отсрочить прорывы [3, 4]. Однако, после того как прорыв произойдет, устройство не ограничит приток, а продолжит работать без изменений характеристик.

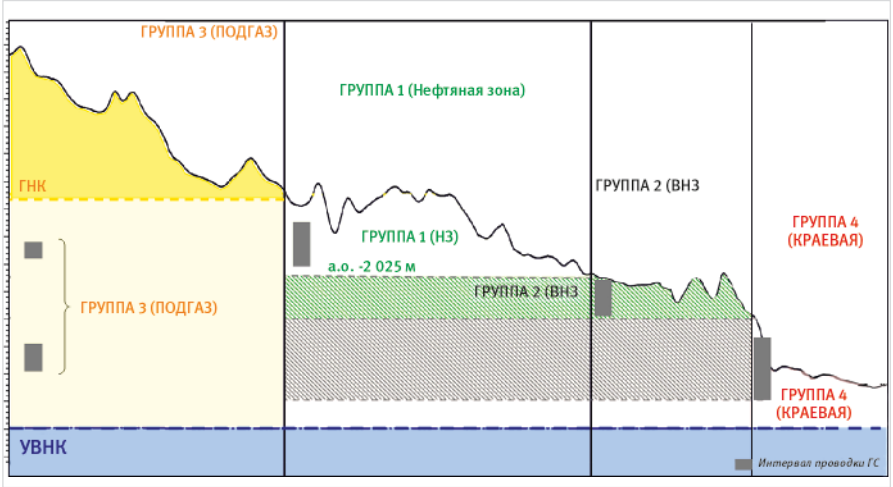


Рис. 1. Схематичный разрез рассматриваемой залежи
Fig. 1. Schematic section of the considered deposit

Автономные УКП — это следующее поколение решений в области контроля притока, которое позволяет, помимо выравнивания профиля притока, селективно ограничивать приток в интервалах с прорывами газа и воды. Принцип работы основан на различии вязкостей нефти, газа и воды. Автономные УКП доказали свою высокую эффективность в промысловых условиях, но в условиях рассматриваемого объекта могут использоваться только для ограничения прорывов газа, прорыв воды ограничить невозможно по причине схожих вязкостей нефти и воды [5].

Интеллектуальные системы управления добычей — клапаны с дистанционной активацией с поверхности. Преимущество данной технологии — это возможность полного ограничения прорывов за счет закрытия отдельных интервалов. Недостатки — это высокая стоимость и необходимость прямого управления, то есть отсутствие автономности.

Целью работы является оценка эффективности применения интеллектуальных систем управления притоком в условиях карбонатного коллектора. Основными предпосылками к использованию технологии является образование конусов газа и воды в процессе эксплуатации горизонтальных скважин. Геологическими особенностями объекта являются преобладание трещинной проводимости, а также наличие обширных подгазовых зон со значительными газонасыщенными толщинами. Снижение рисков прорыва газа и воды позволит продлить жизненный цикл скважин и повысить рентабельность разработки в целом.

В качестве объекта исследования выступает нефтегазовое месторождение, коллектор карбонатный с преимущественно трещинной проводимостью, значительная часть запасов сосредоточена в подгазовых и водонефтяных зонах. В рамках опытно-промышленных работ (ОПР) были выделены 4 зоны со схожей динамикой показателей работы скважин (рис. 1). Группа 1 — нефтяная

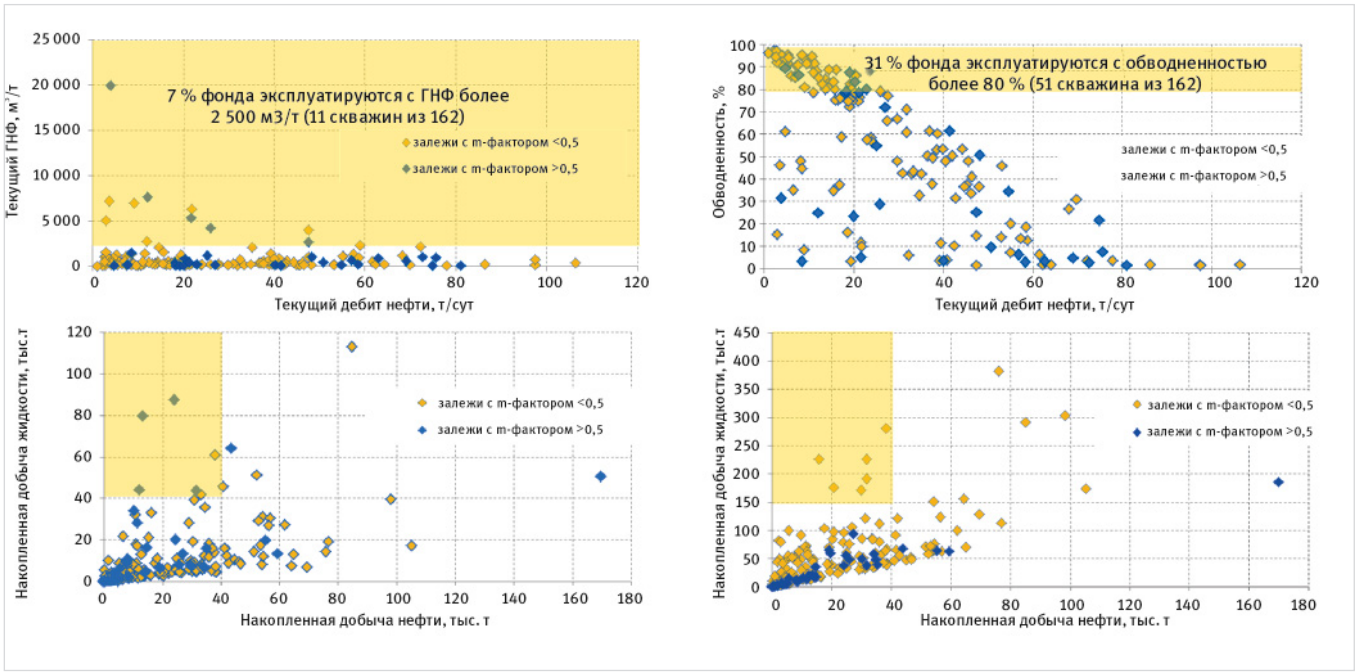


Рис. 2. Результаты анализа показателей работы действующего фонда
Fig. 2. The results of the analysis of the operating fund performance

зона — характеризуется максимальными нефтенасыщенными толщинами (ННТ), небольшими толщинами газонасыщенной и водонасыщенной частей. Группа 2 — водонефтяная зона с меньшими нефтенасыщенными толщинами по отношению к группе 1. Группа 3 — подгазовая зона, характеризуется значительными газонасыщенными толщинами. Группа 4 — краевая зона с небольшими нефтенасыщенными толщинами и большим количеством подстилающей воды. На текущий момент контур инвестиционных решений сосредоточен в зонах 1 и 2. При этом разработка зон 3 и 4 осложнена прорывами газа в зоне 3 и воды в зоне 4. Эти зоны являются наиболее приоритетными направлениями для ОПР интеллектуальных систем контроля притока.

Анализ показателей работы действующего фонда также выявил, что ощутимая часть фонда работает с высокой обводненностью более 80 % (31 % скважин) и с высоким газовым фактором (7 % фонда). Это в некоторой степени подтверждает выводы, сделанные по результатам ОПР. Закономерность по работе скважин с повышенным газонефтяным фактором (ГНФ) при м-факторе (отношение порового объема, занятого газом, к поровому объему, занятому нефтью) более 0,5 не установлена (рис. 2).

При этом следует отметить, что на текущий момент наиболее активно разрабатываются залежи с небольшим м-фактором (менее 0,5), в то время как залежи с большим м-фактором остаются рисковыми зонами и требуют выработки эффективных подходов к их разработке (рис. 3).

Остановимся на некоторых особенностях работы коллектора, характерных для исследуемого объекта. В ходе изучения результатов проведенных промысловых геофизических исследований (ПГИ) выявлено несколько факторов, осложняющих формирование оптимального дизайна заканчивания с применением УКП. Во-первых,

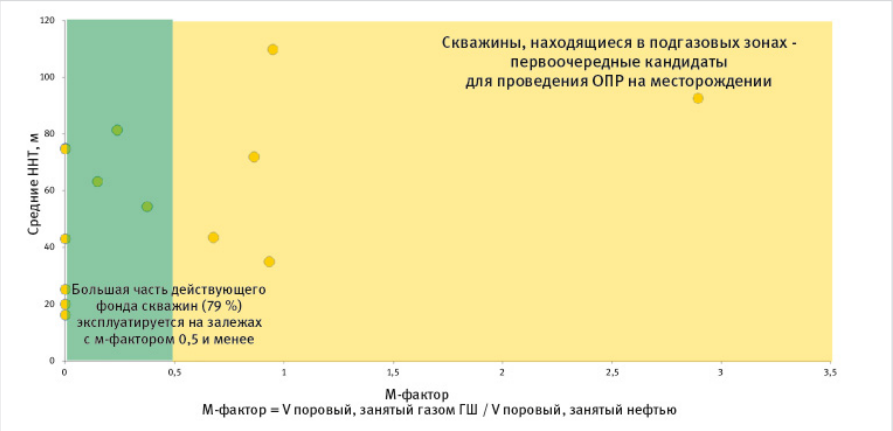


Рис. 3. Распределение залежей в координатах «Средние ННТ — М-фактор»
Fig. 3. Distribution of deposits in the coordinates "Average NLT – M-factor"

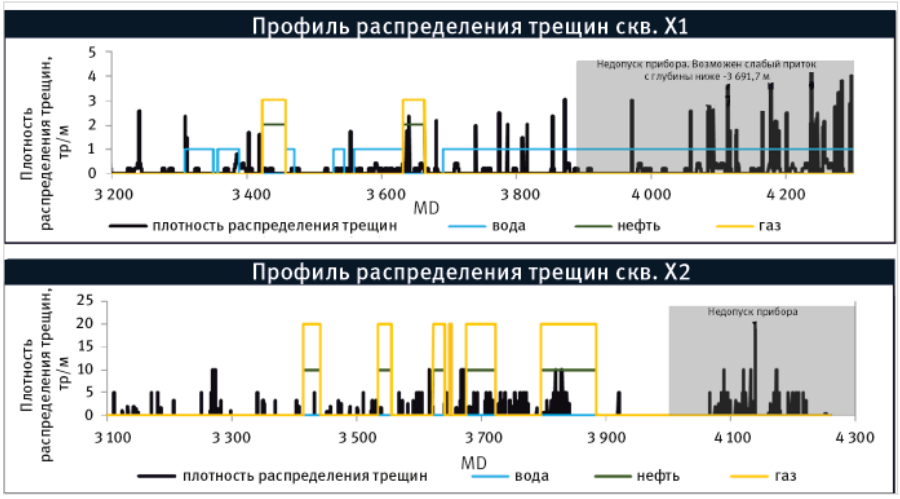


Рис. 4. Результаты промыслово-геофизических исследований скважин
Fig. 4. Results of field-geophysical research of wells

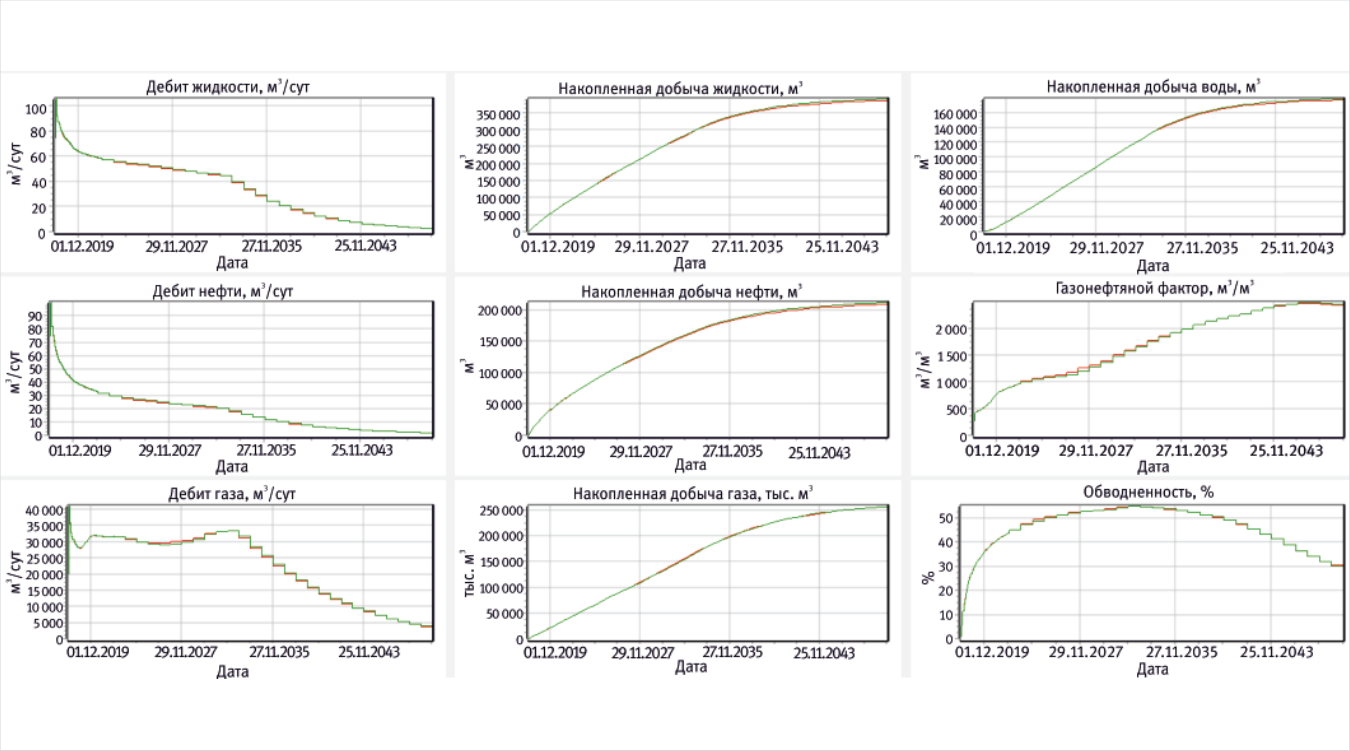


Рис. 8. Результаты расчета по группе 4 (красный цвет — без УКП, зеленый — с УКП)
Fig. 8. Calculation results for group 4 (red color – without ICD, green – with ICD)

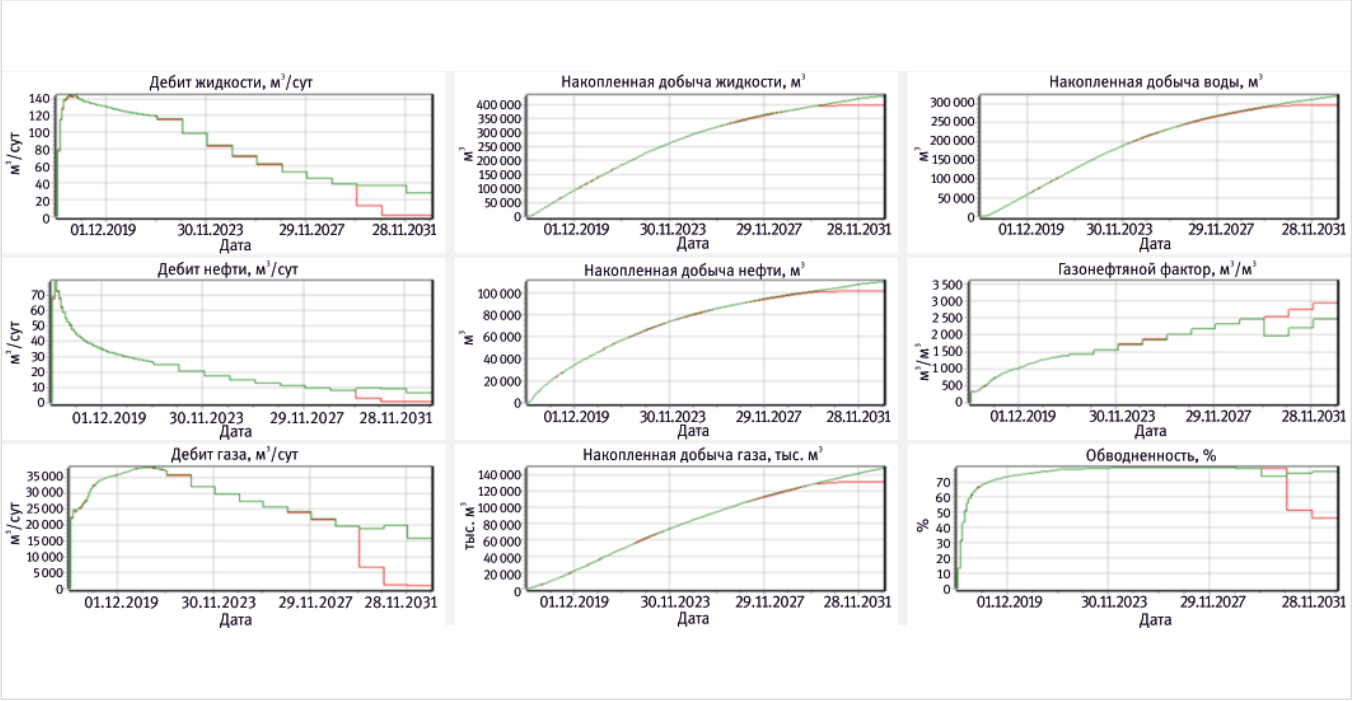


Рис. 5. Результаты расчета по группе 1 (красный цвет — без УКП, зеленый — с УКП)
Fig. 5. Calculation results for group 1 (red color – without ICD, green – with ICD)

анализ ПГИ показал, что в ходе проведения исследований профиля притока невозможно определить количественный состав притока. По результатам исследований приток оценен лишь качественно (есть приток / нет притока). Оценка поинтервальной продуктивности скважин указанными методами невозможна. Оценка профиля притока по количеству/плотности трещин также не дает информации о профиле притока, причем как на качественном, так и на количественном уровне (рис. 4). Наличие трещины в интервале не гарантирует наличия притока. Кроме того, отсутствие притока на момент исследования не означает отсутствия притока в будущем. Учитывая все вышеизложенные факторы, наиболее эффективной стратегией расстановки, исключающей риски перекрытия работающих интервалов, является только равномерная расстановка устройств по стволу.

Для оценки эффективности управляемых УКП использована секторная гидродинамическая модель участка пласта, адаптированная под работу фонда одной из четырех ранее описанных групп. В расчетах реализована модель многосегментной скважины для учета потерь давления вдоль ствола, добавлены ограничения по ГНФ и обводненности и перезапуск скважины каждые 30 дней. Вариант с управляемыми УКП дополнен группировкой перфораций в 5 вскрытий — это обусловлено ограничением по максимальному количеству клапанов, доведенному со стороны недропользователя. В случае достижения ограничения по ГНФ или обводненности скважина без УКП отключается полностью, скважина с УКП отключает наихудшее вскрытие. После чего через 30 дней происходит проверка выполнения условия — если обводненность вернулась

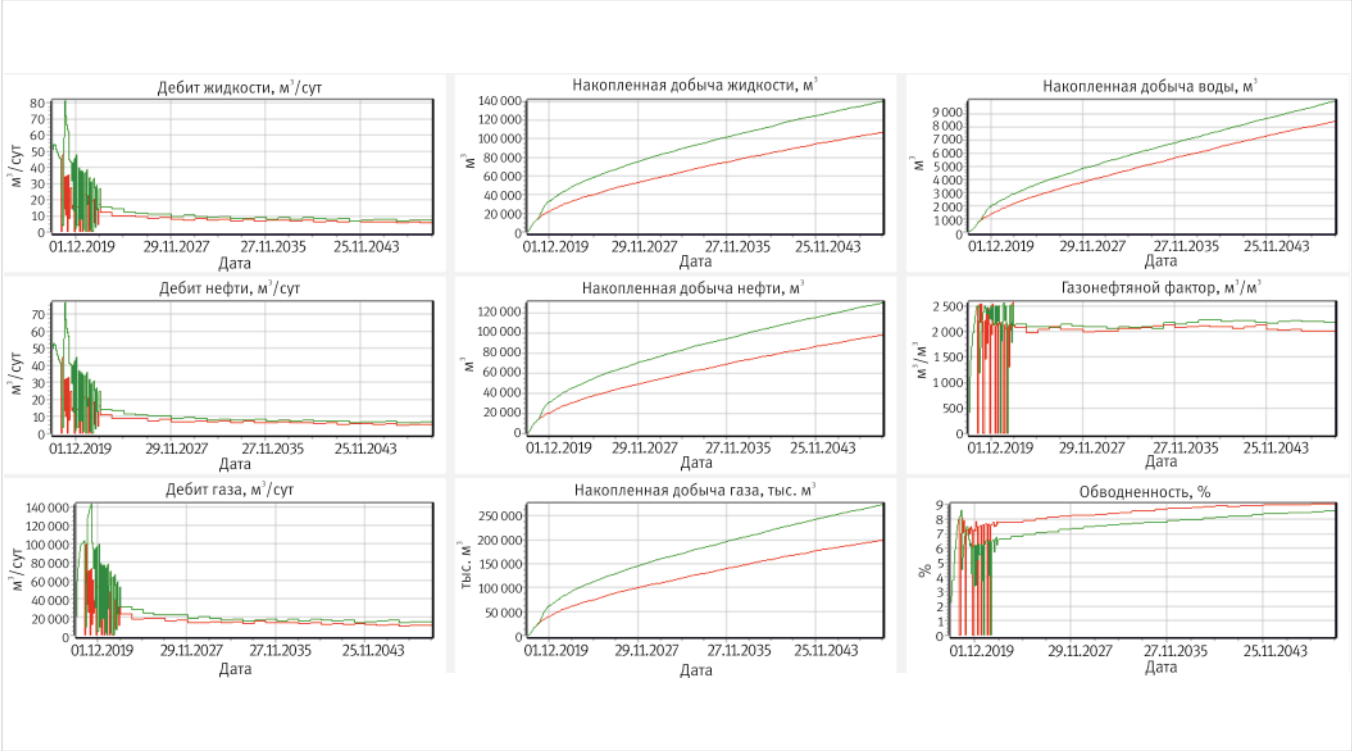


Рис. 6. Результаты расчета по группе 2 (красный цвет — без УКП, зеленый — с УКП)
Fig. 6. Calculation results for group 2 (red color – without ICD, green – with ICD)

к значениям меньше 98 %, а газонефтяной фактор — менее 2 500 м³/м³, то скважина/сегмент снова включаются в работу. Всего было рассчитано четыре секторные гидродинамические модели по два сценария в каждой для четырех групп скважин, выделенных в рамках ОПР.

Результаты расчета по зоне 1 представлены на рисунке 5. Эффект от применения управляемых УКП в этой зоне незначительный. Это объясняется недостижением экономических ограничений по скважине. Общая накопленная добыча составляет 208,8 тыс. м³ для варианта без УКП и 211,2 тыс. м³ для варианта с УКП. Эффекта за счет снижения накопленной добычи газа и воды также не наблюдается.

По группе 2 (рис. 6) эффект также незначительный по причине недостижения установленных ограничений. Накопленная добыча нефти составляет 101,7 тыс. м³ для варианта с УКП и 102,8 тыс. м³ для варианта без УКП. Отмечается более раннее выбытие скважины по отношению к скважинам других групп.

Группа 3 характеризуется мощной газовой шапкой. По данной группе значительный эффект наблюдается за счет ограничения прорывов газа (рис. 7). Эффект составляет порядка 30 % в пересчете на накопленную добычу нефти относительно базового варианта. Более высокие дебиты в варианте с УКП обусловлены большим коэффициентом эксплуатации скважины по отношению к скважине без УКП. Плавный рост обводненности объясняется периодической работой скважины (по причине достижения предельного ГНФ) и более медленным подтягиванием конуса воды. Нестабильное поведение показателей в начальные периоды объясняется непрерывным отключением и включением интервалов при работе УКП либо всей скважины в варианте без УКП. При подходе конуса газа интервал отключается, после чего, по мере расформирования конуса, вновь вступает в работу.

Результаты по четвертой, краевой, группе представлены на рисунке 8. Здесь накопленная добыча достаточно низкая, однако применение УКП позволяет значительно увеличить накопленную добычу за счет ограничения прорывов воды. Причины нестабильности показателей в начальном периоде аналогичны группе 3. Накопленная добыча для варианта без УКП составляет 20,2 тыс. м³, для варианта с УКП — 24,9 тыс. м³. Более низкие показатели накопленной добычи по сравнению с другими группами объясняются меньшей эффективной нефтенасыщенной толщиной в зоне залежи, соответствующей группе 4.

Итоги

По результатам проведенных ПГИ в карбонатном коллекторе невозможно определить количественный и качественный состав притока, а также провести достоверную оценку по количеству (плотности) трещин. Наиболее эффективной стратегией расстановки устройств является только равномерная расстановка по стволу горизонтальной скважины, обеспечивающая минимальные риски перекрытия продуктивных интервалов. Эффект от применения устройств в виде дополнительной накопленной добычи нефти увеличивается с ростом газонасыщенных толщин за счет более равномерной выработки запасов нефти вдоль ствола скважины.

Выводы

Расчеты, проведенные на гидродинамической модели, подтвердили ранее выдвинутую гипотезу относительно эффективности управляемых клапанов в различных зонах рассматриваемого объекта. Основными кандидатами для внедрения данной технологии являются скважины, расположенные в группах 3 и 4. В данных группах установка управляемых УКП в 5 интервалах позволяет увеличить накопленную добычу нефти по скважине на 32,7 и 23,3 % соответственно. Эффект проявляется за счет более равномерной выработки запасов вдоль горизонтального ствола. В зонах 1 и 2 применение управляемых УКП приводит к росту накопленной добычи нефти не более чем на 1,1 %, что является недостаточным технологическим эффектом для обеспечения окупаемости проекта.

Литература

1. Ахмадеев Р.Ф., Аюшинов С.П., Исламов Р.Р., Нигматуллин Ф.Н., Муслимов Б.Ш. Обоснование применения устройств контроля притока для эффективной разработки нефтегазовых залежей // Нефтяное хозяйство. 2021. № 12. С. 124–127.
2. Mathiesen V., Werswick B., Aakre H. The next generation inflow control, the next step to increase oil recovery on the norwegian continental shelf. SPE Bergen One Day Seminar, Bergen, Norway, April 2014. SPE-169233-MS. (In Eng).
3. Кудряшов С. Повышение продуктивности скважин и нефтеотдачи на месторождениях Восточной и Западной Сибири в результате применения технологии выравнивания профиля притока // Российская нефтегазовая техническая конференция и выставка SPE, Москва, Россия, октябрь 2008. SPE-115486-MS.
4. Fripp M. The Theory of a Fluidic Diode Autonomous Inflow Control Device. SPE Middle East Intelligent Energy Conference and Exhibition, Manama, Bahrain, October 2013. (In Eng).
5. Zeng Q. A Novel Autonomous Inflow Control Device Design: Improvements to Hybrid ICD. International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, December 2014. (In Eng).

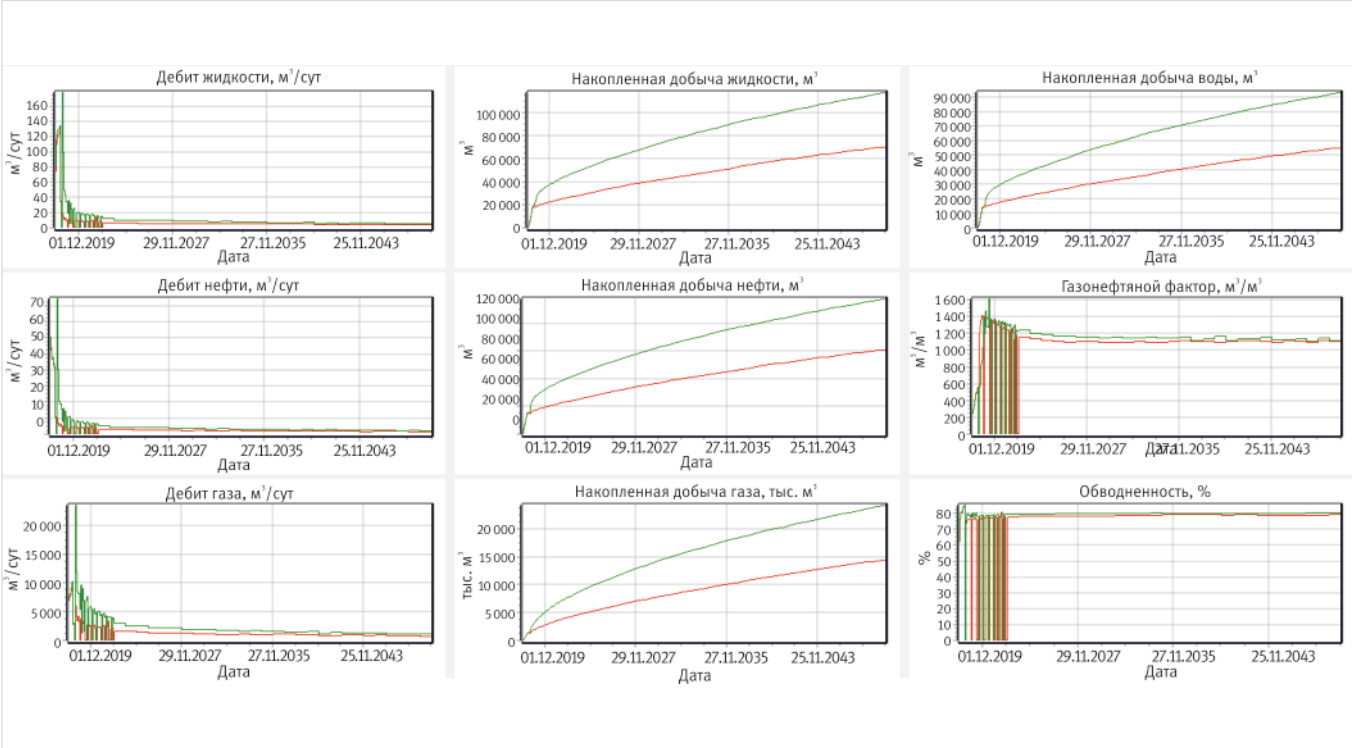


Рис. 7. Результаты расчета по группе 3 (красный цвет — без УКП, зеленый — с УКП)
Fig. 7. Calculation results for group 3 (red color – without ICD, green – with ICD)

Results

It is impossible to determine the quantitative and qualitative composition of the inflow, as well as to conduct a reliable assessment by the number (density) of fractures, based on the results of the PLT conducted on a carbonate reservoir. The most effective strategy for the placement of devices is only a uniform placement along the horizontal wellbore, which ensures minimal risks of overlapping productive intervals. The effect of the use of devices in the form of additional cumulative oil production increases with the growth of gas-saturated thickness due to a more uniform development of oil reserves along the wellbore.

Conclusions

The calculations carried out on the hydrodynamic model confirmed the previously put forward hypothesis regarding the effectiveness of controlled valves in various zones of the object under consideration. The main candidates for the introduction of this technology are wells located in groups 3 and 4. In these groups, the installation of controlled ICDs in 5 intervals allows increasing the cumulative oil production from the well by 32,7 % and 23,3 %, respectively. The effect is manifested due to a more uniform development of reserves along the horizontal wellbore. In zones 1 and 2, the use of controlled ICDs leads to an increase in cumulative oil production by no more than 1,1 %, which is an insufficient technological effect to ensure the payback of the project.

References

1. Akhmadeev R.F., Ayushinov S.P., Islamov R.R., Nigmatullin F.N., Muslimov B.Sh. Justification of using inflow control devices for the effective development of oil rims. Oil Industry, 2021, issue 12, P. 124–127. (In Russ).
2. Mathiesen V., Werswick B., Aakre H. The next generation inflow control, the next step to increase oil recovery on the norwegian continental shelf. SPE Bergen One Day Seminar, Bergen, Norway, April 2014. SPE-169233-MS. (In Eng).
3. Kudryashov S. Improvement of well productivity and oil recovery at the fields of Eastern and Western Siberia as a result of the application of inflow profile leveling technology. SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2008. (In Russ).
4. Fripp M. The Theory of a Fluidic Diode Autonomous Inflow Control Device. SPE Middle East Intelligent Energy Conference and Exhibition, Manama, Bahrain, October 2013. (In Eng).
5. Zeng Q. A Novel Autonomous Inflow Control Device Design: Improvements to Hybrid ICD. International Petroleum Technology Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, December 2014. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Муслимов Булат Шамилевич, руководитель специализированного института по разработке газонефтяных и нефтегазовых залежей, управление по разработке нефтегазовых месторождений, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа
Для контактов: muslimovbs@bnipi.rosneft.ru

Ашин Михаил Сергеевич, ведущий специалист, отдел разработки нефтегазовых залежей, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа

Muslimov Bulat Shamilevich, head of the specialized institute for the development of gas-oil and oil-and-gas deposits, administration for the development of oil and gas fields, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: muslimovbs@bnipi.rosneft.ru

Ashin Mihail Sergeevich, leading specialist, oil and gas development department,“RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

INTECH

БУРЕНИЕ, ОСВОЕНИЕ, ИСПЫТАНИЯ, РЕМОНТ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН. ИННОВАЦИИ В ОБЛАСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА.
ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ОПО НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ.
05-09 сентября 2022, Ялта, Крым

КАДРОВЫЙ РЕСУРС — ПОТЕНЦИАЛ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ КОМПАНИИ. ОЦЕНКА КВАЛИФИКАЦИИ И РАЗВИТИЕ ПЕРСОНАЛА.
10-14 октября 2022, Ялта, Крым

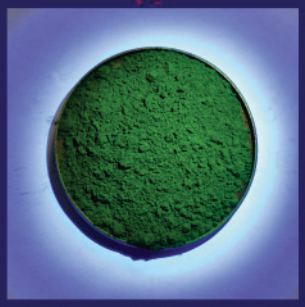
+7 3452 520-958
бронирование участия в конференциях
academy.intechnol.com

Генеральный информационный партнер
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

Уникальное российское предприятие основано в 1964 году

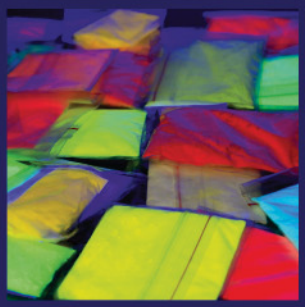
ЗАО «НПФ «Люминофор» создано на базе Всесоюзного научно-исследовательского института люминофоров и особо чистых веществ (ВНИИЛ). Вот уже более 50 лет специализируется на разработке и выпуске неорганических люминофоров, материалов особой чистоты и других высокотехнологичных и наукоемких продуктов для различных отраслей производства. На сегодняшний день технологии и продукция предприятия уникальны и для подавляющего большинства позиций не имеют аналогов в РФ, а на ряд продуктов – аналогов в мире.

УНИКАЛЬНОЕ РОССИЙСКОЕ ПРЕДПРИЯТИЕ С ПОЛУВЕКОВОЙ ИСТОРИЕЙ



ЛЮМИНОФОРЫ

Разработано более 250 наименований. Серийно выпускается 130 наименований люминофоров. Область применения: от светознаков и красок для защиты ценных бумаг, до источников света и дисплейной техники. Применяются в медицине, радиологии, в нефтяной промышленности: в качестве индикаторов различных длин волн при диагностике, трассерных исследованиях скважин, в качестве сцинтилляторов при нейтронно-активационном исследовании скважин и месторождений и пр.



ТЕРМОИНДИКАТОРНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

Обеспечивают высокоточный контроль температуры нагреваемых поверхностей. Точность показаний ±1 %. Выпускаются в виде суспензий (красок) на температуры от 30 до 1 200 °С, а также в виде наклеек на температуры от 40 до 300 °С. Используются в авиа-, двигателе-, машиностроении, космической отрасли, электронике и др.
Технология не имеет аналогов в РФ.

МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ДЕФЕКТОСКОПИИ

Материалы для магнитной люминесцентной дефектоскопии используются для выявления различных дефектов поверхности (непровары, трещины) и подповерхностных дефектов (типа полостей) на изделиях, изготовленных из ферромагнитных материалов.

МЫ ПРЕДЛАГАЕМ

- Люминесцентные краски для разметки и светоиндикации;
- Материалы для керамических конденсаторов и пьезокерамики;
- Материалы для тонкослойной оптики (пленкообразующие материалы: оксиды, двойные оксиды, халькогениды, фториды);
- Визуализаторы лазерного излучения УФ- и ИК- диапазонов;
- Сцинтилляционные материалы;
- Светокорректирующие добавки, применяемые при изготовлении современных светопреобразующих материалов для парников и теплиц;
- Взаимовыгодное и долгосрочное сотрудничество.

СДЕЛАНО В РОССИИ 100%

Россия, 355000, г. Ставрополь, пр-кт Кулакова, д. 8,
Тел.: +7 (8652) 56-02-70, Факс: +7 8652 56-07-10
lumin.stv@mail.ru, www.luminophor.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-43-49 УДК 622.276 I Научная статья

Управление температурным режимом промысловой трубопроводной системы в условиях прогрессирующего роста обводненности скважинной продукции

Пашали А.А.[1], **Зейгман Ю.В.**[2], **Михайлов В.Г.**[2]
[1] ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
[2] ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
mikhaylovvg@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Тенденция роста обводненности и температуры добываемых флюидов наблюдается на большинстве нефтяных месторождений Западно-Сибирского региона. Транспортировка большого количества балластной воды по промысловым трубопроводам требует существенных непродуктивных затрат электроэнергии насосных агрегатов на дожимных насосных станциях (ДНС). Завышенная температура сепарации попутного нефтяного газа (ПНГ) приводит к росту потерь товарной нефти из-за расширения его компонентного состава за счет легких фракций жидких углеводородов. В статье разработаны и апробированы расчетные алгоритмы снижения затрат электроэнергии и повышения эффективности процесса сепарации ПНГ за счет предварительного отбора воды в путевых трубных водоотделителях (ПТВО).

Материалы и методы
Прогнозирование структуры течения жидкость-газ; прогнозирование структуры течения вода-нефть; моделирование компонентного состава нефти; прогнозирование критических параметров псевдокомпонент нефти; моделирование термодинамического баланса фазовых превращений при сепарации ПНГ.

Ключевые слова
путевой трубный водоотделитель, отбор воды, промысловый трубопровод, температура флюидов, трехфазные режимы течения, стратифицированное течение, товарная нефть, естественный теплообмен с окружающей средой, математическая модель многофазного течения

Для цитирования
Пашали А.А., Зейгман Ю.В., Михайлов В.Г. Управление температурным режимом промысловой трубопроводной системы в условиях прогрессирующего роста обводненности скважинной продукции // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 43–49.
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-43-49

Поступила в редакцию: 04.08.2022

UDC 622.276 I Original Paper

Controlling the temperature regime of the field pipeline systems under the progressive growth of water cut

Pashali A.A.[1], **Zeigman Yu.V.**[2], **Mikhailov V.G.**[2]
[1]"NK "Rosneft" PJSC , Moscow, Russia
[2]"RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia
parshukovala@tyuiu.ru

Abstract
The trend of water cut and temperature increasing of the extracted production fluid is observed in the most of the West Siberian oil fields. A large amount of ballast water transportation through the field pipelines requires significant unproductive energy costs of pumping units at booster pipeline pumping stations (BPPS). An overestimated separation temperature of associated petroleum gas (APG) leads to an increase in commercial oil losses due to the expansion of the component composition of light fractions of liquid hydrocarbons. The article shows the developed and tested computational algorithms for reducing the cost of electricity and increasing the efficiency of the APG separation process due to preliminary water withdrawal in in-line pipe water separators (IPWS).

Materials and methods
Prediction of the liquid-gas flow structure; prediction of the water-oil flow structure; modeling the component composition of oil; prediction of critical parameters of oil pseudo-components; modeling the thermodynamic balance of phase transformations during APG separation.

Keywords
in-line pipe water separator, water extraction, field pipeline, fluid temperature, three-phase flow patterns, stratified flow, commercial oil, natural heat exchange with the environment, mathematical simulation of multiphase flow

For citation
Pashali A.A., Zeigman Yu.V., Mikhailov V.G. Controlling the temperature regime of the field pipeline systems under the progressive growth of water cut. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 43–49. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-43-49

Received: 04.08.2022

Введение

На сегодняшний день тенденция прогрессирующего роста обводненности добываемой продукции наблюдается на широком ряде нефтедобывающих месторождений Западно-Сибирского региона. Так, обводненность скважинной продукции на ряде объектов, эксплуатируемых ООО «РН-Юганскнефтегаз», находящихся в завершающей стадии разработки, достигает 50–90 %. Высокая обводненность продукции существенно затрудняет условия предварительной подготовки нефти на территории месторождения. Существующие технологии подготовки товарной нефти требуют перекачивания по промысловым трубопроводам десятков тысяч кубометров скважинной продукции, более чем наполовину состоящей из воды, что сопряжено с непродуктивными затратами электроэнергии и моторесурса насосных агрегатов на дожимных насосных станциях. В Юганском и Правдинском регионах ООО «РН-Юганскнефтегаза» проблемы по снижению затрат электроэнергии на объектах предварительной подготовки нефти решаются путем ввода в эксплуатацию путевых трубных водоотделителей. Например, на путевой трубный водоотделитель в районе одного из кустов скважин Правдинского месторождения поступает около 8 тыс. жидкости в сутки. Сброс воды составляет почти 6,5 тыс. м^3.

Еще одним осложняющим фактором, связанным с высокой обводненностью на этапе предварительной подготовки нефти, является рост температуры, поступающей на ДНС скважинной продукции. Так, большинство ДНС Юганского, Правдинского и Приобского регионов Западной Сибири осуществляют сепарацию ПНГ при температуре 60–70 °С, что существенно превышает регламентные условия. Завышенная температура сепарации приводит к росту потерь товарной нефти из-за отбора из скважинной продукции вместе с газом испаряющейся широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ). Причиной прироста температуры скважинной продукции является то, что из-за прогрессирующего роста обводненности по промысловым трубопроводам перекачиваются объемы жидкой фазы, существенно превышающие проектные величины. Ввод в эксплуатацию ПТВО в системе нефтесбора месторождения позволяет за счет отбора подтоварной воды снизить скорость течения жидкости в трубопроводах и, следовательно, интенсифицировать теплообмен транспортируемых флюидов с окружающей средой.

Таким образом, организация предварительного отбора подтоварной воды в трубопроводной системе нефтесбора нефтяного месторождения позволяет решать важные производственные задачи по снижению энергозатрат на балластную перекачку воды и по управлению температурным режимом поступающей на ДНС скважинной продукции.

Путевой трубный водоотделитель представляет собой группу наклонных цилиндрических аппаратов, состоящих (в зависимости от мощности) из двух или четырех наклонных секций диаметром 1,4 м и длиной 40–60 м. Принцип разделения жидкостной смеси с разной плотностью в ПТВО основан на использовании гравитационных сил и достаточно эффективен для случая, когда поток поступающей водонефтяной смеси имеет расслоенную структуру. В настоящее время выбор участка трубопроводной сети для предварительного отбора воды носит чисто субъективный характер и не привязан к предварительному исследованию структуры транспортируемой газоводонефтяной смеси. В зависимости от структуры жидкость-газ поток смеси, поступающий в ПТВО, может быть как стационарным (для расслоенной структуры течения), так и нестационарным (для пробковой газожидкостной структуры). На входе в ПТВО нестационарный пробковый режим течения создает колебания расходов жидкости и газа, препятствуя тем самым эффективному гравитационному расслоению воды и нефти. В зависимости от величины объемных расходов воды и нефти в жидкой фазе при транспортировке скважинной продукции, в трубопроводе могут реализовываться как дисперсные (эмульсионные), так и расслоенные жидкостные структуры течения. Если поступающая на вход в ПТВО водонефтяная смесь будет дисперсной, то для эффективного отбора воды, помимо гравитационного разделения жидкостей, потребуются реализация более сложного технологического процесса.

В настоящей статье разработаны и на примере системы нефтесбора Мамонтовского месторождения апробированы следующие алгоритмы, позволяющие повысить эффективность предварительного отбора воды из промысловой трубопроводной сети:

- алгоритм, разработанный на основе анализа результатов гидродинамического моделирования структуры течения вода-нефть-газ, позволяющий определять участки промыслового трубопровода, на которых ПТВО будет работать с максимальной эффективностью;
- алгоритм оценки влияния предварительного отбора подтоварной воды на температурный режим сепарации ПНГ на объектах предварительной подготовки нефти с целью прогнозирования прироста объемов товарной нефти за счет снижения температурной летучести фракции легких жидких углеводородов.

1. Алгоритм нахождения участков трубопровода, наиболее пригодных для эффективного отбора воды в системе нефтесбора месторождения

Анализ условий эксплуатации Мамонтовского месторождения показал, что за последние 20 лет средний рост добычи воды увеличился на 41 % (от 180 до 308,3 т/сут), при среднем падении добычи нефти ~20 % (с 13,3 до 10,6 т/сут). Таким образом, общие объемы транспортируемой скважинной продукции по трубопроводной системе нефтесбора Мамонтовского месторождения за счет роста подтоварной воды возросли в 1,65 раза, из-за чего на отдельных участках трубопроводных систем поверхностного обустройства изменилась расчетная структура многофазного течения. Расслоенный режим течения жидкость-газ перестроился в пробковую структуру, характеризующуюся повышенными потерями давления на трение и нестационарностью расходов жидкости и газа в трубопроводе. Как уже отмечалось ранее, принцип работы ПТВО основан на гравитационном разделении воды и нефти в транспортируемой структуре скважинной продукции, поэтому 90 %-ный отбор воды возможен лишь при наличии на входе в ПТВО предварительно подготовленной смеси в виде расслоенных режимов течения жидкость-газ и вода-нефть. На сегодняшний день в существующих трубопроводных симуляторах отсутствует функционал, который позволил бы на основе математического прогнозирования структур течения трехфазной структуры газ-вода-нефть определять в промысловой трубопроводной системе участки с расслоенной структурой трехфазного течения, наиболее пригодные для осуществления отбора подтоварной воды.

Алгоритм, предложенный в данной статье, осуществляет ступенчатое прогнозирование структуры течения скважинной продукции, вначале структуры течения жидкость-газ, затем структуры вода-нефть. Для прогнозирования устойчивости стратифицированного режима течения жидкость-газ используется критерий Kelvin-Helmholtz [1, 2] в виде неравенства: (1),

$$(u_g - u_L)^2 < \frac{\left[\mu_L \coth(kh_L) + \mu_g \coth(kh_g)\right]}{\rho_L \mu_g^2 \coth(kh_L)\coth^2(kh_g) + \rho_g \mu_L^2 \coth(kh_g)\coth^2(kh_L)} \times \frac{1}{k}\left[(\rho_L - \rho_g)g + \sigma_L k^2\right] \quad (1)$$

где σL — коэффициент поверхностного натяжения жидкости; k — волновое число; μ_L, μ_g — динамическая вязкость жидкости и газа соответственно; h_L, h_g — высота слоя жидкости и газа в трубопроводе соответственно; ρ_L ρ_g — плотность жидкости и газа соответственно; действительные значения скорости нефти, воды и газа определяются как:

$$u_L = \frac{Q_o + Q_w}{A_o + A_w}; \quad u_g = \frac{Q_g}{A_g} \quad , \qquad (2)$$

где Q_o, Q_w, Q_g — объемные расходы нефти, воды и газа соответственно; A_o, A_w, A_g — площади поперечного сечения трубопровода, заполненные нефтью, водой и газом соответственно.

В случае невыполнения неравенства (1) в трубопроводе вместо стратифицированного реализуется пробковый режим течения.

Для решения неравенства (1) требуется определение следующих параметров:

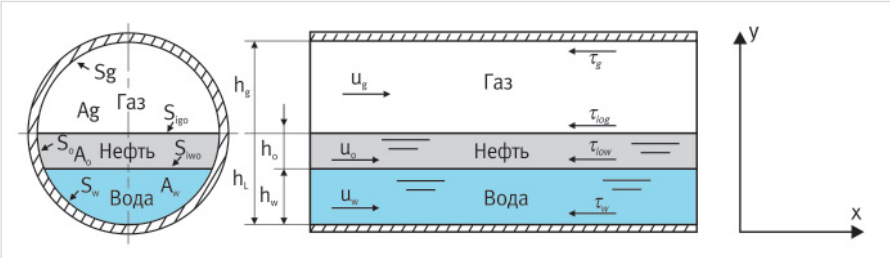


Рис. 1. Расчетная схема трехфазной модели течения для расслоенного газоводонефтяного потока

Fig. 1. Computational scheme of a three-phase flow model for a stratified gas-oil flow

площадей A_o, A_w, A_g, толщины жидкостного слоя в трубопроводе h_L, а также толщины слоя воды h_w. Для расчета перечисленных параметров воспользуемся расчетной схемой трехфазного потока, предложенной в работах [3–5] и показанной на рисунке 1.

Уравнения сохранения импульса для каждого из трех слоев (рис. 1) имеют вид:

$$-A_w\frac{dP}{dx}-\tau_w S_w+\tau_{iwo}S_{iwo}-\rho_w A_w g\sin\beta=0, \quad (3)$$

$$-A_o\frac{dP}{dx}-\tau_o S_o-\tau_{iwo}S_{iwo}+\tau_{igo}S_{igo}-\rho_o A_o g\sin\beta=0, \quad (4)$$

$$-A_g\frac{dP}{dx}-\tau_g S_g-\tau_{iwg}S_{iwg}-\rho_g A_g g\sin\beta=0, \quad (5)$$

где

$$A_g=\frac{D^2}{4}\left[\arccos(2\bar{h}_L-1)+(2\bar{h}_L-1)\sqrt{1-(2\bar{h}_L-1)^2}\right]$$

— площадь поперечного сечения трубы, заполненная газом;

$$A_w=\frac{D^2}{4}\left[\pi-\arccos(2\bar{h}_w-1)+(2\bar{h}_w-1)\sqrt{1-(2\bar{h}_w-1)^2}\right]$$

— площадь поперечного сечения трубы, заполненная водой;

$$A_o=\frac{\pi D^2}{4}-A_g-A_w$$

— площадь поперечного сечения трубы, заполненная нефтью;

$$S_g=D\arccos(2\bar{h}_L-1)$$

— длина участка окружности по границе газ-стенка;

$$S_o=D\arccos(2\bar{h}_w-1)-S_g$$

— длина участка по границе нефть-стенка;

$$S_w=\pi D-S_g-S_o$$

— длина участка по границе вода-стенка;

$$S_{igo}=\sqrt{1-(2\bar{h}_L-1)^2}$$

— длина границы газ-нефть;

$$S_{iow}=\sqrt{1-(2\bar{h}_w-1)^2}$$

— длина периметра вода-нефть;

$\bar{h}_L=h_L/D$ — относительная толщина слоя жидкости; τ_o, τ_w, τ_g — касательные напряжения на границах нефть-стенка канала, вода-стенка и газ-стенка соответственно; τ_{iwo}, τ_{igo} — касательные напряжения на границах контакта вода-нефть и газ-нефть соответственно; P — давление; ρ_o, ρ_w — плотности нефти и воды соответственно; β — угол наклона трубы.

Проведя несложные алгебраические преобразования уравнений (3—5), получим уравнение для расчета толщины жидкой фазы h_L:

$$\frac{\tau_L S_L}{A_L}+\frac{\tau_g S_g}{A_g}+\tau_{igo}S_{igo}\left(\frac{1}{A_L}+\frac{1}{A_g}\right)-(\rho_L-\rho_g)g\sin\beta=0, \quad (6)$$

а затем и уровня воды в трубе h_w:

$$\frac{\tau_w S_w}{A_w}+\frac{\tau_o S_o}{A_o}-\frac{\tau_{igo}S_{igo}}{A_o}+\tau_{iwo}S_{iwo}\left(\frac{1}{A_w}+\frac{1}{A_o}\right)-(\rho_w-\rho_o)g\sin\beta=0, \quad (7)$$

Экспериментальные исследования водонефтяных структур течения в горизонтальных трубопроводах показали, что при различных объемных расходах воды и нефти возможны как расслоенные, так и дисперсные структуры течения [6]. На рисунке 1 приведена стратифицированная структура течения фазы нефть-вода при расслоенном газожидкостном потоке [7, 8].

Для прогнозирования стратифицированной структуры течения вода-нефть воспользуемся критерием, основанным на анализе устойчивости межфазной границы по Кельвину — Гельмгольцу с учетом вязкости жидкостей (ВКГ) и волновой нестабильности в виде: (8).

$$(C_v-C_{iv})^2+\frac{1}{\rho}\left\{\frac{\rho_w u_w^2}{R_w}+\frac{\rho_o u_o^2}{R_o}-\frac{A}{S_i}\left[(\rho_w-\rho_o)g-\rho_f(u_w-u_o)^2 C_s S_{iow}\left(\frac{1}{A_w}+\frac{1}{A_o}\right)\right]\right\}-\frac{1}{\rho^2}\left[\frac{\rho_w u_w}{R_w}+\frac{\rho_o u_o}{R_o}\right]^2<0, \quad (8)$$

где $C_s=15{,}895V_{so}+0{,}4211$ — эмпирический коэффициент, характеризующий нестабильность волнового течения; $V_{so}=u_o R_o$ — приведенная скорость нефти; ρ_f — плотности на границе раздела фаз; R_w, R_o — истинные объемные содержания воды и нефти соответственно; u_w, u_o — действительные скорости воды и нефти соответственно; A — площадь поперечного сечения трубы; $\rho=\frac{\rho_w}{R_w}+\frac{\rho_o}{R_o}$; C_v — выражение для фазовой скорости при возникновении неустойчивости волнового течения; $C_{iv}=\frac{\rho_o u_o R_o+\rho_o u_o R_w}{\rho_o R_o+\rho_o R_w}$.

В случае невыполнения неравенства (8) в трубопроводе вместо стратифицированного режима течения вода-нефть реализуется дисперсный режим.

Алгоритм прогнозирования прироста объемов товарной нефти за счет регулирования температурного режима сепарации ПНГ на объектах предварительной подготовки нефти

Прирост объемов товарной нефти возможен за счет снижения температуры скважинной продукции, поступающей для сепарации ПНГ на объекты предварительной подготовки нефти. Известно большое количество способов снижения температуры жидкости перед проведением сепарации газа на ДНС. В данной работе в качестве инструмента для управления температурным режимом транспортируемых флюидов по системе нефтесбора, а следовательно, и процессом сепарации ПНГ на объектах предварительной подготовки нефти рассмотрено влияние предварительного отбора воды на ПТВО. Для прогнозирования объема ПНГ, выделившегося при сепарации скважинной продукции, используется метод расчета термодинамического баланса между жидким *(L)* и газообразным *(V)* состоянием нефти.

Расчету фазовых превращений при сепарации ПНГ на ДНС предшествует математическое моделирование компонентного состава нефти, который условно разбивается на фракции, в состав которых входят как чистые вещества (углеводородные газы), так и группы углеводородов (псевдокомпоненты), содержащие алканы, циклоалканы, ароматические соединения, гетерокомпонентные

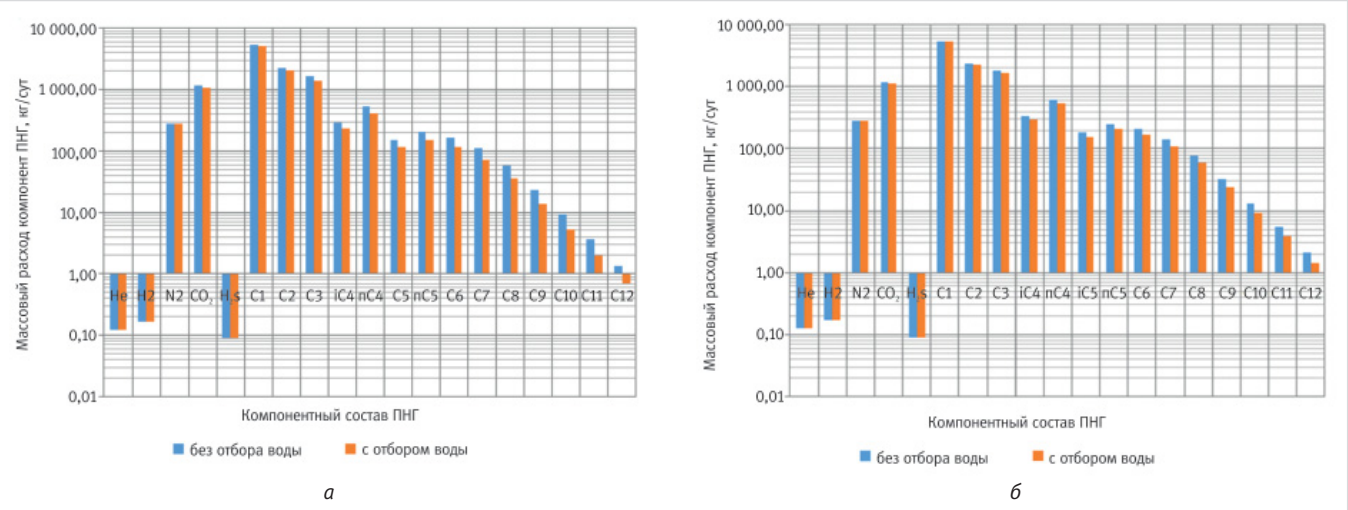


Рис. 2. Компонентный состав газовой фазы скважинной продукции на входе в ДНС без учета и с учетом предварительного сброса воды в системе нефтесбора: а — в зимний период при температуре воздуха Твн = -20 °С; б — в летний период при температуре воздуха Твн = 20 °С

Fig. 2. Compositional analysis of the gas phase of borehole fluids at BPS entrance without regard to and taking into account the preliminary water discharge in flow line system: a – at winter temperature of Tin = -20 °C; б – at summer temperature of Tin = 20 °C

соединения с одинаковым количеством атомов углерода. Моделирование компонентного состава нефти осуществляется с помощью трехпараметрического гамма-распределения, предложенного Whitson [10]:

$$P(M)=\frac{(M-\eta)^{\alpha-1}\exp(-(M-\eta)/\beta))}{\beta^{\alpha}\Gamma(\alpha)}, \quad (9)$$

где M — молекулярная масса компонентов нефти; $\beta=\frac{M_{n+}-\eta}{\alpha}$ — параметр распределения; α — параметр кривизны распределения; $\eta=14N-6$; $\Gamma(\alpha)$ — гамма-функция.

Искомая мольная доля псевдокомпонента нефти z_i для заданной молярной массы в границах $[Mi\text{-}1, Mi]$ определяется интегралом $P(M)$ от M_{i-1} до M_i:

$$z_i = z_{C7+}\int_{M_{i-1}}^{M_i} P(M)dM = \\ = z_{C7+}[P(M \le M_i) - P(M \le M_{i-1})], \quad (10)$$

Согласно результатам исследований, представленным в работе [9], связанных с адаптацией трехпараметрического гамма-распределения по данным хроматографического анализа нефти, для моделирования компонентного состава нефти Мамонтовского месторождения в уравнения (9, 10) необходимо подставить следующие значения параметров: $\alpha=1{,}6$; $\eta=83$; $M_{C7+}=160$; $z_{C7+}=0{,}292$. Расчет фазовых превращений многокомпонентной углеводородной системы основан на использовании уравнений состояния (в данном случае уравнения Пенга — Робинсона) и требует кроме знания зависимости мольных долей псевдокомпонент z_i от их молярной массы M_i, задания их критических температур T_{ci}, критических давлений P_{ci} и ацентрических факторов ω_i. Для чистых веществ значения T_{ci}, P_{ci}, ω_i известны и приведены в справочной литературе. Для псевдокомпонент с неизвестным компонентным составом прогнозирование T_{ci}, P_{ci}, ω_i осуществляется по эмпирическим корреляциям [11], которые являются функцией фактора ароматичности Y_a [12]. Для устранения расхождений расчетных и лабораторных PVT-параметров (в данном случае замеренного давления насыщения нефти газом P_b) рассматриваемой системы углеводородов требуется решение обратной задачи, заключающееся в подборе количества ароматических углеводородов, входящих в состав каждой псевдокомпоненты, путем изменения величины настроечного параметра Y_a. Адаптация параметров псевдокомпонент по замеренному давлению насыщения нефти газом P_b показала, что для нефти Мамонтовского месторождения фактор ароматичности должен быть равным $Y_a = 0{,}48$.

На рисунке 2 показаны результаты расчета массовых расходов отдельных компонент ПНГ, перешедших из жидкого состояния в газообразное в процессе сепарации на ДНС одного и того же компонентного состава нефти до и после отбора воды на ПТВО.

Расчеты компонентного состава ПНГ, полученного в результате фазового превращения нефти на ДНС, показали, что при давлении сепарации $P_{сеп}$ = 7,58 атм и температуре

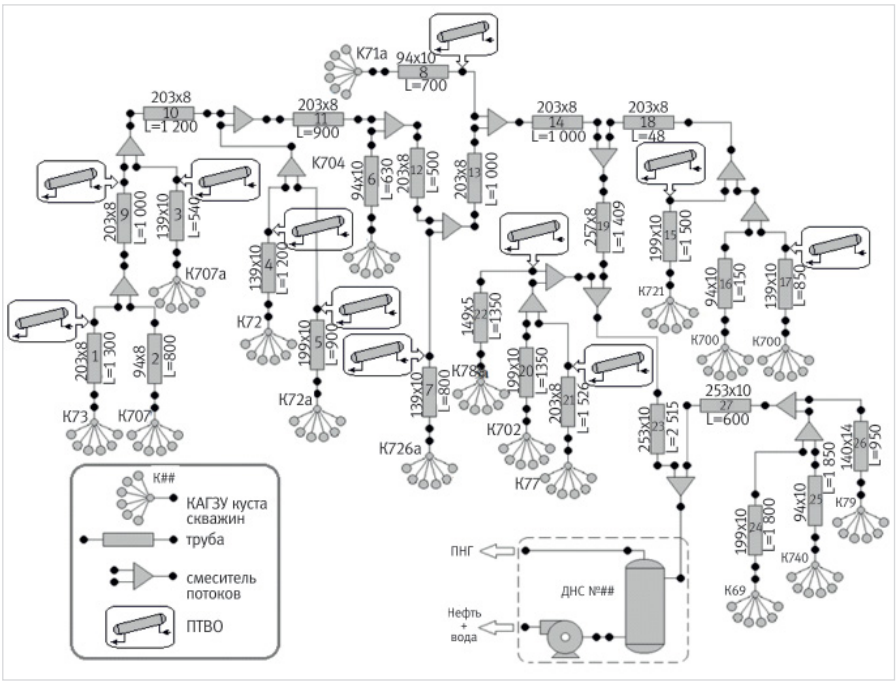


Рис. 3. Принципиальная схема трубопроводной системы нефтесбора одного из месторождений Западной Сибири
Fig. 3. Layout diagram of a field gathering system in Western Siberia

Табл. 1. Исходные данные для моделирования структур течения в трубопроводной системе нефтесбора (см. рис. 3)
Tab. 1. Initial data for flow modeling in the gathering system (see fig. 3)

Номер куста	Тем-ра на входе, °С	Давление на входе, атм	Расход нефти, м³/сут	Расход воды, м³/сут	Расход газа, кг/сут	Обводненность	Газовый фактор	Диаметр трубы, м	Длина трубы, м
К73	75	31	77,8	539,2	3 584,9	0,87	44,43	0,203	1 300
К707	65	31	56,9	194,1	2 621,8	0,77	44,43	0,094	800
К707а	75	30	60,4	227,6	2 782,3	0,79	44,43	0,139	540
К72	73	28	34,8	271,2	1 605,2	0,89	44,43	0,139	1 200
К72а	76	28	32,5	463,5	1 498,1	0,93	44,43	0,199	900
К704	64	27	38,3	196,7	1 765,7	0,84	44,43	0,094	630
К726а	75	27	37,2	270,8	1 712,2	0,88	44,43	0,139	800
К71а	71	27	13,9	93,1	642,1	0,87	44,43	0,094	700
К721	73	29	54,6	450,4	2 514,7	0,89	44,43	0,199	1 500
К70а	65	30	90,6	1 628,4	2 940,4	0,95	31,30	0,094	150
К700	74	25	46,5	93,5	2 140,2	0,64	44,43	0,139	850
К702	71	27	28,7	722,3	3 531,3	0,96	118,86	0,199	1 350
К77	75	23	30,2	250,8	980,1	0,89	31,31	0,203	1 526
К78а	71	17	30,2	179,8	1 391,1	0,86	44,43	0,149	1 350
К69	55	10	55,6	224,5	2 734,9	0,80	47,48	0,199	1 800
К740	74	9	48,8	362,2	2 251,3	0,88	44,51	0,094	1 850
К79	73	8	22,1	194,9	739,3	0,90	32,31	0,14	950
ДНС№##	69	8	759,0	6 365,1	35 534,6	0,89	44,3		

от 63 до 57 °С в компонентный состав газа, кроме газовых компонент He, H_2, N_2, CO_2, H_2S, C_1, C_2 и C_3, входит существенное количество компонент ШФЛУ в составе C_4–C_{12} (рис. 2). Снижение температурного режима сепарации скважинной продукции на ДНС за счет предварительного отбора воды на ПТВО в летний период от 63 до 57 °С, а в зимний от 57 до 47 °С приводит к уменьшению массовых расходов газовой фазы ШФЛУ.

Апробация алгоритмов повышения эффективности предварительного отбора воды из промысловых трубопроводов

В качестве объекта для апробации разработанных алгоритмов прогнозирования структуры трехфазного течения вода-нефть-газ использовалась промысловая трубопроводная система одного из нефтяных месторождений Западно-Сибирского региона.

На рисунке 3 приведена принципиальная схема системы нефтесбора для транспортировки скважинной продукции для предварительной подготовки нефти на одной из ДНС Мамонтовского месторождения. Трубопроводная сеть нефтесбора условно разбита на 27 линейных трубопроводных участков, имеющих определенную длину и диаметр внутреннего сечения. В таблице 1 приведены исходные данные на выходе из каждого куста скважин (рис. 3), необходимые для моделирования структур течения на участках трубопроводной системы нефтесбора: температура; давление; расход воды, нефти, газа; обводненность и газовый фактор скважинной продукции.

Расчетный анализ структуры течения газоводонефтяной смеси в промысловом трубопроводе показал, что на участках трубопровода 1, 3–5, 7–9, 15, 17, 22 и 23 реализуются расслоенные режимы течения жидкость-газ и вода-нефть (табл. 2). Установка на этих участках трубопровода ПТВО обеспечит гарантированный 90 % отбор воды из скважинной продукции.

Результаты расчетов показали возможный эффект от предварительного отбора подтоварной воды на выбранных участках

Табл. 2. Результаты прогнозирования режимов течения фаз жидкость-газ и вода-нефть и снижения температуры флюидов в промысловом трубопроводе за счет предварительного сброса воды
Tab. 2. Results of forecasting the flow regimes of the liquid-gas and water-oil phases and reducing the temperature of fluids in the field pipeline due to the preliminary water discharge

Номер трубы	Прогнозный режим течения жидкость-газ	Прогнозный режим течения вода-нефть	Планируемое мероприятие	Расчетный сброс воды (ΔQw), м³/ч	Снижение тем-ры ΔТвых, °С при TQH = 20 °С	Снижение тем-ры ΔТвых, °С при TQH = -20 °С
1	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	20,219	10,18	17,52
2	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0,000	0,00	0,00
3	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	8,535	5,36	9,03
4	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	10,168	12,24	21,76
5	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	17,381	9,25	15,95
6	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0,000	0,00	0,00
7	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	10,156	9,41	15,51
8	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	3,490	13,39	25,16
9	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	9,3	15,13	24,15
10	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0	16,67	28,28
11	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0	16,26	28,03
12	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0	11,30	17,32
13	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0	12,89	20,30
14	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0	14,36	23,09
15	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	16,890	12,19	21,24
16	Пробковый	Дисперсный нефть в воде	Без изменений	0	0	0
17	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	3,508	9,12	16,01
18	Пробковый	Стратифицированный	Без изменения	0	9,52	16,16
19	Пробковый	Дисперсный в воде и вода	Без изменений	0	10,42	17,22
20	Стратифицированный	Дисперсный нефть в воде и вода	Без изменений	0	0	0
21	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	9,405	20,25	35,43
22	Стратифицированный	Стратифицированный	Установка ПТВО	6,743	16,02	29,29
23	Пробковый	Дисперсный нефть в воде и вода	Без изменений	0	7,78	12,72
24	Стратифицированный	Дисперсный нефть в воде и вода	Без изменений	0	0	0
25	Пробковый	Стратифицированный	Без изменений	0	0	0
26	Стратифицированный	Дисперсный нефть в воде и вода	Без изменений	0	0	0
27	Пробковый	Стратифицированный	Без изменений	0	0	0
Параметры на входе ДНС	Тем-ра, °С при TQH = 20 °С	Тем-ра, °С при TQH = -20 °С	Давление, атм	Расчетный сброс воды перед ДНС, м³/сут	Снижение тем-ры, °С при TQH = -20 °С	Снижение тем-ры, °С при TQH = 20 °С
ДНС№##	62,960	56,670	7,580	2 779,101	9,46	5,82

трубопровода одной из промысловых систем Мамонтовского месторождения. Применение ПТВО на рекомендуемых участках трубопроводной системы позволит:

- снизить расход поступающей из трубопроводной системы нефтесбора на ДНС подтоварной воды на 2 779,1 м³/сут;
- снизить температуру скважинной продукции на входе в ДНС в летний период (при температуре окружающей среды 20 °С) на 5,82 °С и в зимний период (при -20 °С) на 9,46 °С (рис. 4). Снижение температуры процесса сепарации ПНГ на анализируемом ДНС позволит обеспечить прирост товарной нефти за счет перехода ШФЛУ из газообразной в жидкую фазу в летний период на 0,7 т/сут, в зимний период на 1,1 т/сут.

Итоги

Разработанная методика по выбору участков промыслового трубопровода для установки ПТВО доказала свою эффективность. Результаты расчетов по предварительному отбору подтоварной воды на ПТВО, установленных на рекомендуемых в методике участках трубопроводной системы нефтесбора (на примере Мамонтовского месторождения), показали:

- расход поступающей из трубопроводной системы нефтесбора на ДНС подтоварной воды можно снизить на 2 779,1 м³/сут;
- температуру скважинной продукции на входе в ДНС можно снизить на 5,8...9,5 °С (при температуре окружающей среды 20...-20 °С);
- прирост в процессе сепарации товарной нефти за счет перехода ШФЛУ из газообразной в жидкую фазу можно повысить на 0,7...1,1 т/сут (при снижении температуры скважинной продукции на 5,8...9,5 °С).

Выводы

Разработанная методика может быть использована на нефтяных месторождениях с прогрессирующим ростом обводненности добываемой продукции. Предложенные в методике расчетные алгоритмы позволяют:

- путем прогнозирования структуры газоводонефтяной смеси определять участки промыслового трубопровода, на которых установка ПТВО обеспечит максимально возможный отбор балластной воды;
- проводить оценку влияния предварительного отбора балластной воды на температурный режим сепарации ПНГ на объектах предварительной подготовки нефти с целью прогнозирования прироста объемов товарной нефти за счет снижения температурной летучести фракции легких жидких углеводородов.

Литература

1. Пашали А.А., Михайлов В.Г. Гидромеханика многофазных течений в трубопроводной инфраструктуре нефтяных месторождений. Уфа: БашНИПИнефть, 2020. 336 с.
2. Funada T., Joseph D.D. Viscous potential flow analysis of Kelvin-Helmholtz instability in a channel. Journal of Fluid Mechanics, 2001, Vol. 445, P. 263–283. (In Eng).
3. Hall A. Multiphase flow of oil, water and gas in horizontal pipes. Ph.D. thesis, Imperial College of science, Technology and Medicine, University of London, 1992. (In Eng).
4. Taitel Y., Barnea D., Brill J.P. Stratified three phase flow in pipes. International Journal of Multiphase Flow, 1995, Vol. 21, issue 1, P. 53–60. (In Eng).
5. Khor S. H. Three-phase liqud-liquid-gas stratified flow in pipelines. Ph.d. thesis, Imperial College of Science, Technology and Medicine, University of London, 1998. (In Eng).
6. Trallero J.L. Oil-water flow patterns in horizontal pipes. Ph.d. dissertation, University of Tulsa, 1995, 182 p. (In Eng).
7. Пашали А.А., Михайлов В.Г. Механистическая методика прогнозирования течения водонефтяной смеси в наземной трубопроводной инфраструктуре // Сборник тезисов XIII научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений». Уфа, 14–15 апреля 2021. С. 41–42.
8. Пашали А.А., Михайлов В.Г. Некоторые подходы к механистическому моделированию структуры течения водонефтяной смеси в горизонтальных трубопроводах // Нефть. Газ. Новации. 2018. № 12. С. 82–86.
9. Михайлов В.Г., Волков М.Г., Халфин Р.С. Алгоритм автоматизированной настройки термодинамической модели углеводородной системы на лабораторные данные месторождений Западной Сибири // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017. № 4. С. 100–110.
10. Whitson C.H. Effect of C7+ properties on equation-of-state predictions. Society of Petroleum Engineers Journal, 1984, Vol. 24, P. 685–696. (In Eng).
11. Whitson C.H., Brule M.R. Phase Behavior. SPE Monograph. First Printing. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson, Texas, 2000. 230 p. (In Eng).
12. Yarborough L. Application of a Generalized Equation of State to Petroleum Reservoir Fluids. Equations of State in Engineering and Research. Advances in Chemistry Series, American Chemical Soc. Washington, DC, 1978, P. 385–439. (In Eng).

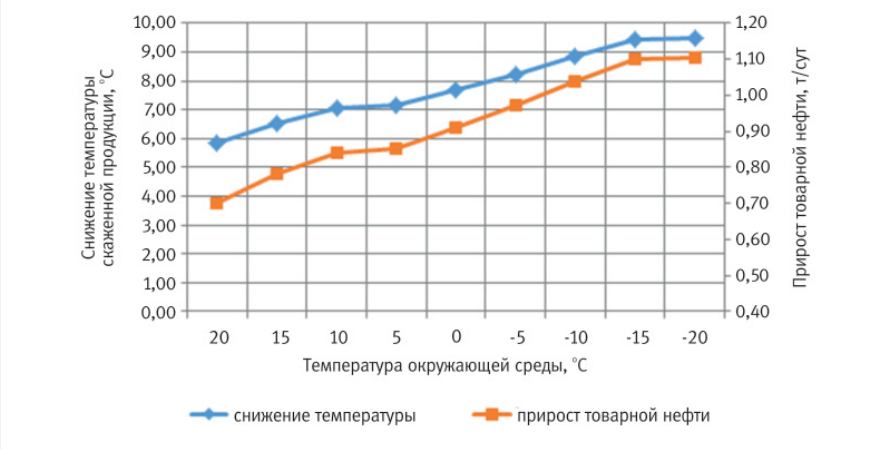


Рис. 4. Зависимость снижения температуры скважинной продукции и прироста товарной нефти на ДНС в функции от температуры окружающей среды
Fig. 4. The dependence of the borehole fluids temperature decrease and the increase in commercial oil on the BPS as a function of the ambient temperature

ENGLISH

Results

The developed methodology for selecting the sections of the field pipeline for installing the IPWS has proved its effectiveness. The calculation results on the preliminary withdrawal of commercial water at the IPWS installed on the sections recommended by the methodology of the oil gathering pipeline system (case study of Mamontovskoye field) shows that:

- the consumption of bottom water coming from the oil gathering pipeline system to the BPPS can be reduced by 2 779,1 m³/day;
- the temperature of well production at the inlet to the BPPS can be reduced by 5,8...9,5 °C (at an ambient temperature of 20...-20 °C);
- the increase in the process of separating commercial oil due to the transition of NGLs from the gaseous to the liquid phase can be increased by 0,7 ... 1,1 t/day (with a decrease in the temperature of well production by 5,8...9,5 °C).

Conclusions

The developed technique can be used in the oil fields with a progressive increase in the water cut of the production fluid. The given calculation algorithms allow:

- by predicting the structure of the gas-water-oil mixture, determine the sections of the field pipeline, where the IPWS unit will ensure the maximum possible ballast water withdrawal;
- assess the effect of preliminary ballast water withdrawal on the temperature regime of APG separation at oil pre-treatment facilities in order to predict the increase in commercial oil volumes due to a decrease in the thermal volatility of the light liquid hydrocarbon fraction.

References

1. Pashali A.A., Mikhailov V.G. Hydromechanics of multiphase flows in the pipeline infrastructure of oil fields. Ufa: RN-BashNIPIneft, 2020. 336 p. (In Russ).
2. Funada T., Joseph D.D. Viscous potential flow analysis of Kelvin-Helmholtz instability in a channel. Journal of Fluid Mechanics, 2001, Vol. 445, P. 263–283. (In Eng).
3. Hall A. Multiphase flow of oil, water and gas in horizontal pipes. Ph.D. thesis, Imperial College of science, Technology and Medicine, University of London, 1992. (In Eng).
4. Taitel Y., Barnea D. and Brill J.P. Stratified three phase flow in pipes. International Journal of Multiphase Flow, 1995, Vol. 21, issue 1. P. 53–60. (In Eng).
5. Khor S.H. Three-phase liqud-liquid-gas stratified flow in pipelines. Ph.D. thesis, Imperial College of Science, Technology and Medicine, University of London, 1998. (In Eng).
6. Trallero J.L. Oil-water flow patterns in horizontal pipes. Ph.d. dissertation, University of Tulsa, 1995, 182 p. (In Eng).
7. Pashali A.A., Mikhailov V.G. Mechanistic method for predicting the water-and-oil mixture flow in the onshore pipeline infrastructure. Collection of abstracts of the 13th scientific and practical conference “mathematical simulation and computer technology in the field development processes”. Ufa, 2021 April 14–15, P. 41–42. (In Russ).
8. Pashali A.A., Mikhailov V.G. Some approaches to mechanistic modeling the structure of the water-oil mixture in the horizontal pipelines. Oil. Gas. Novation, 2018, issue 12, P. 82–86. (In Russ).
9. Mikhailov V.G., Volkov M.G., Khalfin R.S. An algorithm of automatic history matching of a thermal flow model of hydrocarbon systems to the laboratory data of the oil composition of Western Siberian fields. Problems of Gathering, Treatment and transportation of oil and oil products, 2017, issue 4, P. 100–110. (In Russ).
10. Whitson C.H. Effect of C7+ properties on equation-of-state predictions. Society of Petroleum Engineers Journal, 1984, Vol. 24, P. 685–696. (In Eng).
11. Whitson C.H., Brule M.R. Phase Behavior. SPE Monograph. First Printing. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME Society of Petroleum Engineers Inc. Richardson, Texas, 2000. 230 p. (In Eng).
12. Yarborough L. Application of a Generalized Equation of State to Petroleum Reservoir Fluids. Equations of State in Engineering and Research. Advances in Chemistry Series, American Chemical Soc. Washington, DC, 1978, P. 385–439. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Пашали Александр Андреевич, к.т.н., директор департамента научно-технического развития и инноваций, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Зейгман Юрий Вениаминович, д.т.н., профессор, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Михайлов Валерий Германович, д.т.н., профессор, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: mikhaylovvg@bnipi.rosneft.ru

Pashali Aleksandr Andreevich, candidate of engineering sciences, director of scientific and technological development and innovations department, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

Zeigman Yurii Veniaminovich, doctor of technical sciences, professor, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Mikhaylov Valeriy Germanovich, doctor of engineering sciences, professor, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: mikhaylovvg@bnipi.rosneft.ru

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис»
SBS Expo SERVICE
www.ses.net.ru

Пятнадцатая межрегиональная специализированная выставка
НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ. ТЭК
НИЖНЕВАРТОВСК, 04–05 октября 2022 г.

Одиннадцатая межрегиональная специализированная выставка
САХАПРОМЭКСПО – 2022
ЯКУТСК, 26–27 октября 2022 г.

+7 (383) 335 63 50
vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-50-54 УДК 622.276 I Научная статья

Анализ факторов, влияющих на пескопроявления слабоконсолидированных газовых коллекторов

Ибрагимова Д.Р., Милованова В.В., Субботин М.Д., Петелин Д.А., Воробьев И.В.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
dapetelin-tnk@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Разработка и эксплуатация газовых залежей слабоконсолидированных пластов зачастую осложняется наличием механических примесей в добываемой продукции. Скопление частиц породы на забое приводит к образованию песчано-жидкостных пробок, а вынос песка может привести к абразивному износу элементов фонтанной арматуры. При интенсивном пескопроявлении приходится прибегать к технологическим ограничениям режимов работы скважин, что ведет к значительным потерям в добыче газа. Для повышения эффективности эксплуатации залежи необходимо выявить факторы, влияющие на пескопроявление, способы их оценки и контроля.

Материалы и методы
Выполнен анализ отечественного опыта и мировых тенденций изучения пескопроявления в газовых скважинах. Предложена концептуальная классификация факторов, влияющих на пескопроявления, и схема их ранжирования.

Ключевые слова
разработка газовых месторождений, призабойная зона, свойства пласта, пескопроявление

Для цитирования
Ибрагимова Д.Р., Милованова В.В., Субботин М.Д., Петелин Д.А., Воробьев И.В. Анализ факторов, влияющих на пескопроявления слабоконсолидированных газовых коллекторов // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 50–54. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-50-54

Поступила в редакцию: 18.05.2022

UDC 622.276 I Original Paper

Analysis of the factors influencing sand production of poorly consolidated gas reservoirs

Ibragimova D.R., Milovanova V.V., Subbotin M.D., Petelin D.A., Vorobyev I.V.
"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
dapetelin-tnk@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The development and exploitation of gas field in poorly consolidated reservoirs is frequently complicated by the presence of mechanical admixtures in the produced fluid. The accumulation of rock particles at the bottomhole contributes to sand-liquid plug and the sloughing of sand can be cause of abrasive wear of the X-mas tree elements. Intensive sand production can leads to the necessary to limit the well operation conditions and thereby reducing gas production. To improve the efficiency of deposit exploitation it is necessary to identify the factors that affect sand production, methods for their assessment and control.

Materials and methods
The analysis domestic experience and global trends in the study of sand production in gas wells is performed. A conceptual classification of factors influencing sand production and order for their ranking are proposed.

Keywords
gas field development, bottomhole zone, reservoir properties, sand production

For citation
Ibragimova D.R., Milovanova V.V., Subbotin M.D., Petelin D.A., Vorobyev I.V. Analysis of the factors influencing sand production of poorly consolidated gas reservoirs. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 50–54. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-50-54

Received: 18.05.2022

Проблематика

Под пескопроявлением понимают процесс разрушения призабойной зоны пласта, сопровождающийся выносом песка на забой и устье скважины. Накопление на забое песчаной пробки или кольматация фильтра приводят к снижению продуктивности скважины. При поступлении песка с продукцией на поверхность интенсифицируется эрозионный износ оборудования и трубопроводов, что повышает риск возникновения аварийных ситуаций. Рассматриваемая проблема наиболее характерна для залежей, вступающих в заключительную стадию разработки, поэтому эффективность разработки таких залежей во многом будет зависеть не только от устойчивости коллектора к нагрузкам, но и от технологических решений, заложенных при проектировании скважин.

В отечественной и мировой практике накоплен значительный опыт, посвященный проблеме разрушения призабойной зоны пласта (ПЗП) [1, 2]. Прогнозирование динамики пескопроявления, а также установление качественной и количественной связи между свойствами пласта, технологическими показателями разработки и объемом выносимых твердых примесей требует комплексного и междисциплинарного подхода.

Факторы, влияющие на пескопроявление

Разрушение горных пород в ПЗП происходит при нарушении критерия устойчивости, который зависит от упруго-прочностных свойств горных пород и их напряженно-деформированного состояния (НДС). На рисунке 1 предложена схема-классификация факторов, влияющих на разрушение ПЗП, состоящая из двух ключевых групп:

- факторы, характеризующие прочностные свойства горных пород;
- факторы, влияющие на формирование поля напряжений.

Рассмотрим факторы первой группы

«Прочностные свойства горных пород». По данным промысловых исследований ряда газовых месторождений и подземных хранилищ газа (ПХГ) прослеживается зависимость между наличием пескопроявлений и прочностью породы [3]. Оценка предела прочности пород производится путем исследований керна, в частности, определяется корреляция между пределом прочности и модулем Юнга. Однако для слабоконсолидированных пород отбор керна и проведение геомеханических тестов зачастую невозможно, и для оценки состояния ПЗП могут использоваться качественные и количественные зависимости между упруго-прочностными и фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), составом и условиями залегания продуктивного пласта. Так, на скважинах Медвежьего месторождения отмечается взаимосвязь между количеством вскрываемых крупнозернистых коллекторов в интервалах перфорации и интенсивностью выноса частиц породы. Аналогичная картина наблюдается и для пористости: чем выше пористость, тем ниже прочность породы. Предел прочности коррелирует с пористостью по результатам исследования керна для пласта ПК1: с уменьшением глинистости прочность коллектора снижается (рис. 2).

В общем случае, чем лучше ФЕС, тем ниже прочность породы. Наиболее подвержены разрушению пропластки суперколлектора. Критическая депрессия, при которой начинается вынос песка, для таких интервалов в 2–3 раза ниже, чем для породы с меньшей проницаемостью.

Опережающее разрушение суперколлектора связано также с его первоочередным обводнением. С увеличением влажности прочность породы снижается (рис. 3), что связано с набуханием глинистого цемента и уменьшением капиллярного взаимодействия между зернами песчаника. Этот процесс снижает эрозионную устойчивость породы, вследствие чего в продукции скважин присутствует песок при меньших градиентах давления по сравнению с сухим коллектором [4]. Интенсификация пескопроявления после обводнения коллектора подтверждается промысловыми и лабораторными данными (рис. 4).

Рекомендуется проводить оценку наличия механических примесей в продукции скважин после первых признаков обводнения.

Пресная вода более интенсивно разрушает структуру глинистого цемента сеноманского керна по сравнению с минерализованными водами. Это приводит к повышению риска разрушения ПЗП при накоплении конденсационной воды на забое, а также при использовании технологических жидкостей с низкой минерализацией. В работе представлен эксперимент по оценке влияния минерализации жидкости на керне слабоконсолидированных пород. В результате эксперимента было установлено, что пресная вода разрушает структуру глинистого цемента сеноманского керна более интенсивно, чем минерализованная.

Ниже приведены данные по среднему значению критической депрессии для пласта ПК1 (табл. 1), которые учитывают ключевые факторы из первой группы [5].

Устойчивость коллектора к разрушению зависит не только от прочностных свойств породы, но и от изменения напряженного состояния в ПЗП в процессе разработки.

При снижении пластового давления и увеличении депрессии в поровом пространстве будет наблюдаться изменение градиента давления в ПЗП и рост эффективных напряжений [6]. При увеличении депрессии, как правило, наблюдается рост количества механических примесей. Для Ямбургского месторождения по результатам исследований были определены приблизительные зависимости выноса механических примесей от депрессий. Количественная зависимость выноса песка от депрессии индивидуальна для каждой скважины (рис. 5).

Напряженное состояние пласта изменяется во времени. Интенсивность пескопроявления будет увеличиваться в процессе разработки по мере снижения пластового давления, вследствие увеличения эффективного напряжения ΔРэфф. При снижении пластового давления ниже критического разрушение пласта будет происходить при любой депрессии. На рисунке 6 представлены результаты геомеханического моделирования для месторождения Западной Сибири, где критическое пластовое давление составило 5,3 МПа. На Уренгойском месторождении при пластовом давлении менее 4 МПа напряжения в увлажненном продуктивном пласте в зоне скважины начинали превосходить предел прочности породы при любых депрессиях [7].

При невозможности ограничения контрольных параметров на поздних стадиях

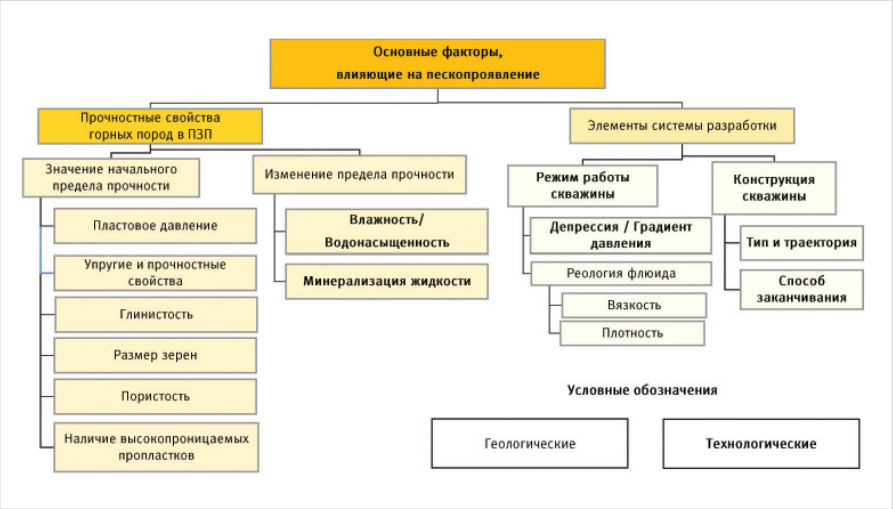


Рис. 1. Факторы, влияющие на разрушение призабойной зоны пласта
Fig. 1. Factors affecting the destruction of the bottomhole formation zone

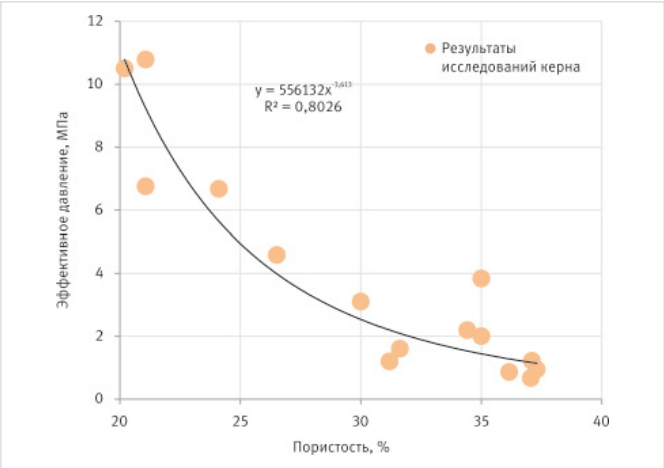


Рис. 2. Зависимость эффективного давления начала пластических деформаций образцов от пористости
Fig. 2. Dependence of the effective pressure of the beginning of plastic deformation of the samples on porosity

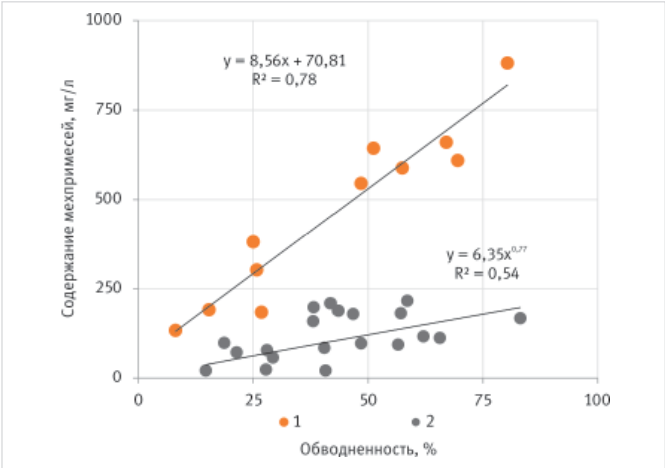


Рис. 3. Зависимость содержания механических примесей от обводненности на Самотлорском месторождении для: 1 — коллекторов с апс ‹ 0,5, 2 — коллекторов с апс › 0,5, где апс — комплексный геофизический показатель
Fig. 3. Dependence of solids content on water cut at the Samotlor field for: 1 – reservoir with asf ‹ 0,5, 2 – reservoirs with asf › 0,5; asf – complex geophysical indicator

разработки необходимо использовать способы химического и механического крепления ПЗП и технологии для выноса воды с забоя (ПАВ, КЛК) [8].

Резкие колебания давления и знакопеременные нагрузки могут привести к увеличению количества выносимых механических примесей при причине дестабилизации песчано-сводовых структур в ПЗП [9].

Осложняющим фактором может выступать реология и характер насыщения породы. От подвижности флюидов будут зависеть депрессии, необходимые для поддержания целевых уровней добычи газа. Кроме того, реологические свойства флюида влияют на процесс выноса частиц породы из порового пространства в скважину. Исходя из анализа мирового опыта и промысловых данных, скорость фильтрации на установившемся режиме слабо влияет на процесс разрушения коллектора.

От выбранного типа заканчивания и конструкции скважины (рис. 7), а также технологических жидкостей будут зависеть продуктивные характеристики скважины, а значит, и рабочие депрессии, и напряжения, создаваемые в ПЗП. Если рассматривать скважины с заканчиванием в виде открытого ствола при нормальном режиме напряжений, характерном для Западной Сибири, риск пескопроявлений будет меньше для вертикальных скважин меньшего диаметра. Однако эксплуатация залежей горизонтальными скважинами в первую очередь обусловлена их большей продуктивностью. Для получения одного и того же дебита в горизонтальной скважине создаются меньшие депрессии, а значит, и меньшие градиенты давления по сравнению с вертикальной скважиной, при этом снижается риск преждевременного прорыва воды.

Устойчивость ствола скважины может изменяться в зависимости от азимутального угла. Для определения оптимального направления требуется построение геомеханической модели (рис. 8) [10].

Критический дебит разрушения породы в призабойной зоне в случае с перфорированной колонной ниже, чем для скважины с открытым стволом. Увеличение плотности перфорации позволяет увеличить продуктивность скважины и снизить рабочие депрессии. Кроме того, устойчивость ПЗП зависит от ориентации перфорационных каналов. Выбор угла производится на основе геомеханических расчетов и зависит от направления стрессов (рис. 9). Для снижения риска пескопроявления рекомендуется использовать технологии ориентированной перфорации и щадящие технологии перфорации (гидропескоструйная, гидромеханическая и т.д.).

Отдельно следует рассмотреть заканчивание с установкой специализированных противопесочных фильтров. Их наличие не предотвращает разрушение пород в ПЗП, однако препятствует выносу песка в скважину.

Что касается выбора жидкостей, контактирующих с призабойной зоной пласта, —использование воды с низкой минерализацией может привести к интенсификации выноса механических частиц породы. Для минимизации риска разрушения ПЗП рекомендуется использовать растворы на углеводородной основе или соляные растворы, в меньшей степени влияющие на капиллярное взаимодействие между зернами породы.

Степень влияния факторов

На основании проведенного анализа

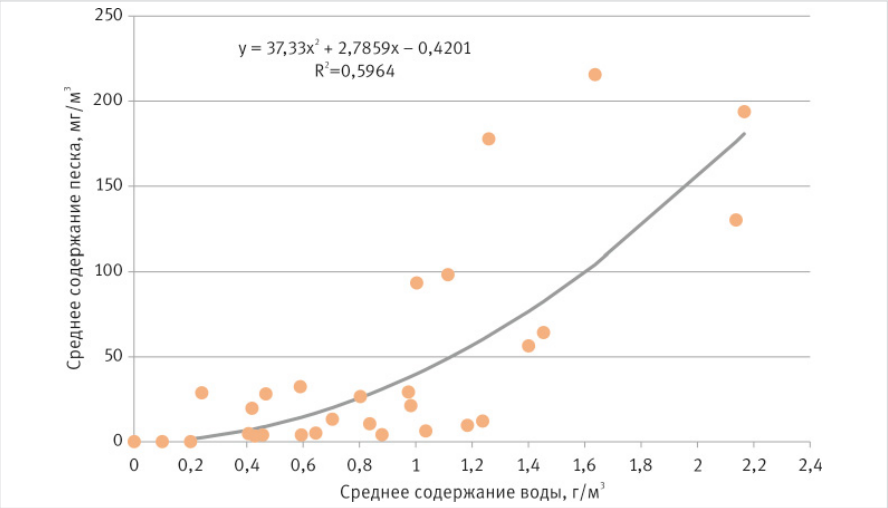


Рис. 4. Зависимость выноса песка от количества воды по результатам мониторинга сеноманских объектов Ямбургского НГКМ
Fig. 4. Dependence of sand production on water quantity based on the results of monitoring of Cenomanian objects of the Yamburgskoye field

Табл. 1. Критическая депрессия, бар
Tab. 1. The critical drawdown pressure, bar

Тип	Суперколлектор	Окружающая порода
Сухой коллектор	3,0	5,0
Влажный коллектор*	1,0-1,5	2,5

*влажный коллектор — коллектор с водонасыщенностью выше критической (SWCR)

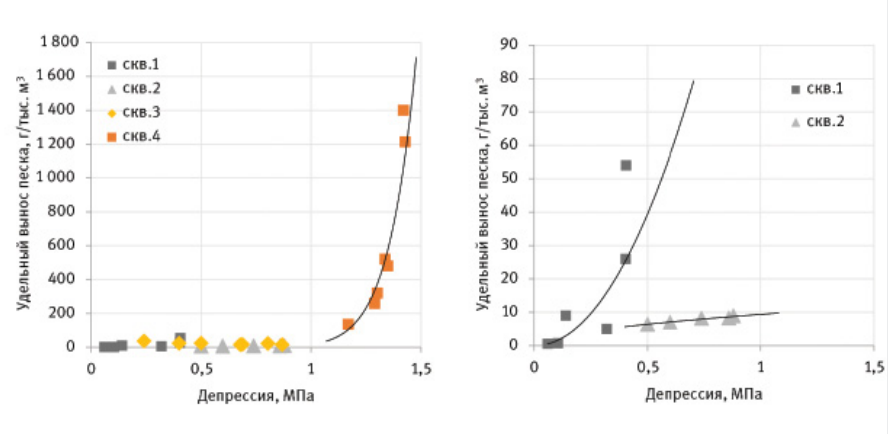


Рис. 5. Зависимость удельного выноса песка от депрессии. Ямбургское месторождение
Fig. 5. Dependence the sand production on drawdown pressure. Yamburgskoye field

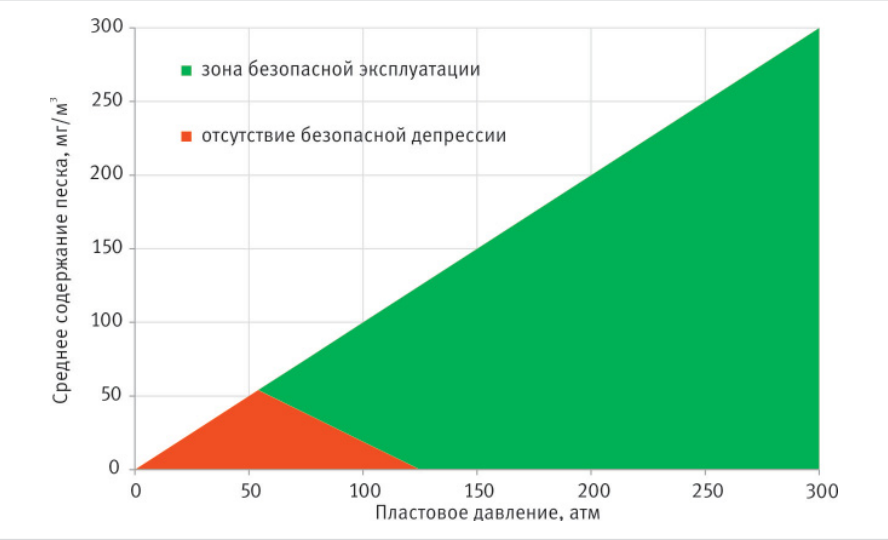


Рис. 6. Пример расчета безопасной депрессии с использованием геомеханической модели
Fig. 6. Example of calculating the safe drawdown pressure using the geomechanical model

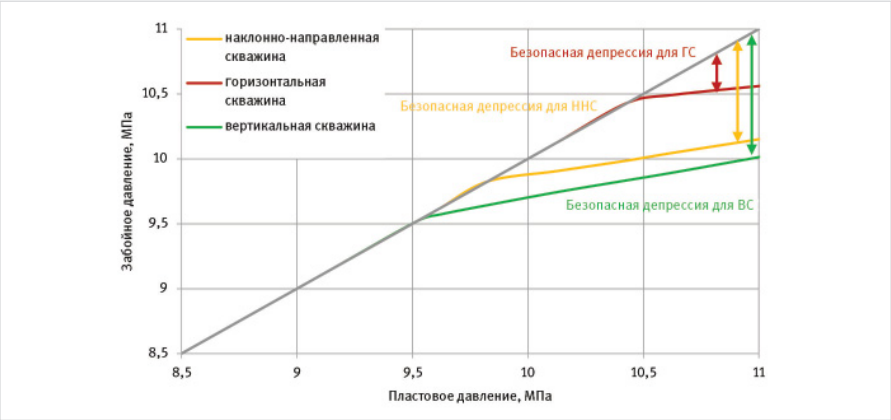


Рис. 7. Чувствительность безопасной депрессии к углу наклона скважины
Fig. 7. Dependence of safe drawdown on the angle of well inclination

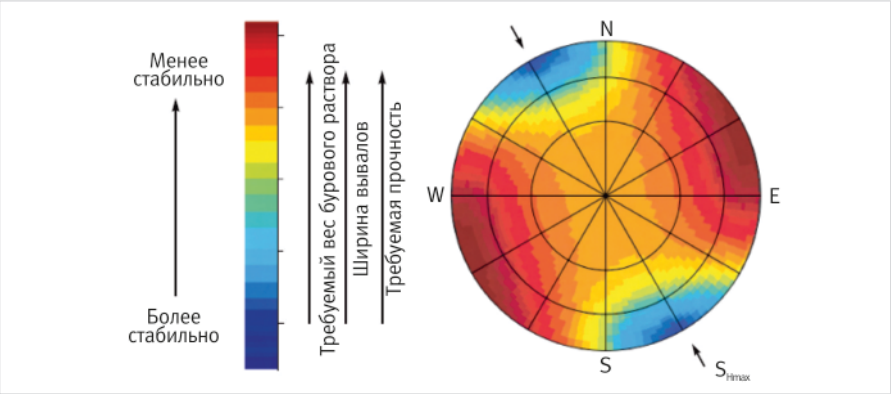


Рис. 8. Устойчивость ствола скважины
Fig. 8. The wellbore stability

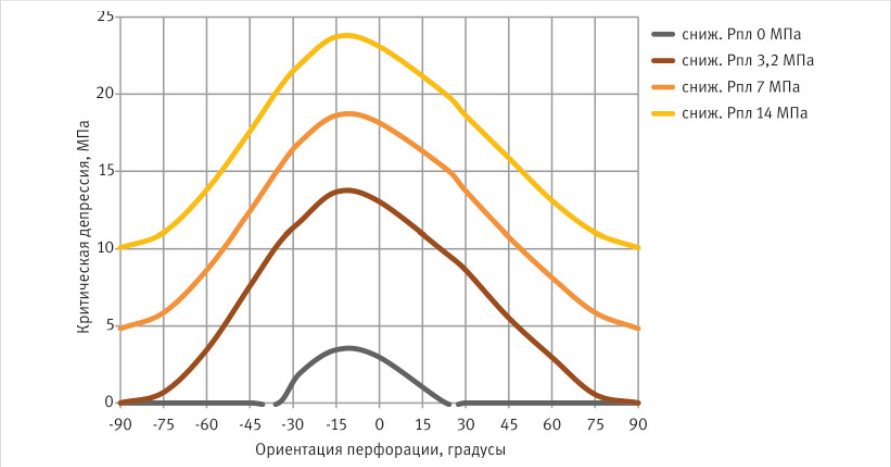


Рис. 9. Зависимость критической депрессии от ориентации перфораций
Fig. 9 The critical drawdown pressure dependence of direction of the perforated holes

Табл. 2. Влияние факторов на пескопроявления в газовых скважинах
Tab. 2. Influence of factors on the sand production in gas wells

Управляемость		Влияние факторов	
		Высокое	Низкое
Неуправляемые (геологические)		Упругие и прочностные свойства Глинистость Пористость Наличие суперколлектора	Минерализация флюида Гранулометрический состав пород Вязкость и плотность флюида
Управляемые	При бурении и строительстве	Способ заканчивания Выбор бурового раствора Технологии ПВР Траектория и конструкция скважины	
	В процессе разработки	Обводнение (ограниченные возможности управления) Снижение пластового давления (ограниченные возможности управления) Депрессия	Время работы скважины Смена режимов

и мониторинга разработки сеноманских газовых залежей авторами выполнена экспертная оценка степени влияния отдельных факторов на пескопроявления. Выделены факторы, имеющие наибольшее влияние на напряжения, создаваемые в ПЗП во время эксплуатации скважины на большинстве рассмотренных объектов. Факторы, влияние которых в литературе описано неоднозначно (отсутствует промысловое либо лабораторное подтверждение, представлены на отдельных объектах, но не повсеместно), определены как оказывающие низкое влияние на разрушение пласта. В таблице 2 представлена классификация основных причин пескопроявления по степени их влияния и возможности контроля.

Для обоснования безопасных режимов эксплуатации с точки зрения устойчивости ПЗП к нагрузкам применяют трехмерное геомеханико-гидродинамическое моделирование. Такие модели позволяют прогнозировать динамические изменения в полях напряжений, деформаций, а также разрушение пород в процессе разработки.

Итоги

В рамках проделанной работы авторами проанализированы открытые источники, описывающие мировой и отечественный опыт изучения пескопроявлений в газовых скважинах, предложена концептуальная классификация факторов, влияющих на разрушение призабойной зоны пласта.

Также схема ранжирования факторов, влияющих на пескопроявления, по степени влияния факторов на напряжения, создаваемые в ПЗП во время эксплуатации скважины, а также возможности контроля данных факторов. При этом необходимо учитывать, что количественная оценка влияния отдельных факторов индивидуальна для отдельных зон залежи и отдельных скважин.

Выводы

Для учета приведенных в статье факторов при планировании разработки газонасыщенных пластов необходимо снять неопределенности в части геофизической информации и лабораторных исследований на керновом материале. Это позволит снизить геологические риски, с учетом истощения пласта выполнить картирование безопасных зон и интервалов для минимизации пескопроявлений и при необходимости провести точечную корректировку устьевых давлений скважин для контроля депрессий, обводненности продукции и выбора оптимального типа заканчивания скважин. Применение подобного подхода по данному вопросу поможет проработать стратегию подготовки месторождений к возможным проблемам, связанным с пескопроявлением, уже на ранних стадиях разработки.

Список литературы
1. Бондаренко В.А., Савенок О.В. Анализ современных методов и технологий управления процессами пескопроявлений при эксплуатации скважин // Горное дело. 2008. С. 132–134.
2. Изюмченко Д.В., Мандрик Е.В., Мельников С.А., Плосков А.А., Моисеев В.В., Харитонов А.Н., Памужак С.Г. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления // Вести газовой науки. 2018. № 1. С. 235–242.
3. Han G., Dusseault M. B., Cook J. Why sand fails after water breakthrough. Gulf Rocks 2004, the 6th North America Rock Mechanics Symposium (NARMS): Rock Mechanics Across Borders and Disciplines, held in Houston, Texas, June 5 – 9, 2004. 10 p. (In Eng).
4. Бондаренко В.А. Повышение эффективности крепления призабойной зоны пласта с целью снижения пескопроявлений (на примере месторождений Краснодарского края). Диссертация. Краснодар: 2004. 158 с.
5. Меликов Р., Павлов В., Павлюков Н., Пташный А., Красников А., Субботин М., Королев А., Лознюк О. Оптимизация проводки и параметров эксплуатации горизонтальных скважин при разработке пласта ПК1 Харампурского НГКМ. Москва. 2018. 15–17 октября. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. № 191635.
6. Desroches J., Woods T.E. Stress measurements for sand control. SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering, Trondheim, Norway, July 1998, SPE-47247-MS. (In Eng).
7. Ланчаков Г.А. Повышение эффективности доразработки сеноманских газовых залежей. 2006.
8. Fan Z., Yang D. Quantification of sand production using a pressure-gradient-based sand-failure criterion. SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, Calgary, Alberta, Canada, February 2017, SPE-185009-MS. (In Eng).
9. Жуковский К.А. Ликвидация пескопроявлений оборудованием газовых скважин противопесочным фильтром с гравийной набивкой. Диссертация. Новый Уренгой: 2002. 162 с.
10. Пятахин М.В. Критический дебит разрушения породы в призабойной зоне горизонтальной скважины // Газовая промышленность. 2009. № 7. С. 36–39.

ENGLISH

Results

Authors analyzed open sources describing the world and domestic experience in studying sand production in gas wells and proposed a conceptual classification of factors affecting on the damage of bottomhole formation zone.

There is also a ranking scheme for factors affecting sand production, according to the degree of influence of factors on stresses created in the bottomhole zone during field development as well as the ability to control these factors. It is necessary to take into account that the quantitative assessment of the influence of particular factors is individual for each zones of the reservoir and single wells.

Conclusions

To take into account the factors reviewed in the article during planning the development of gas reservoirs it is necessary to reduce uncertainties related with geophysical information and core tests. It allows minimizing geological risks, consider reservoir depletion, performing mapping of safe zones and intervals to decrease sand production and make a point adjustment of wellhead pressures to control drawdowns, water cut and select the optimal type of well completion.

Applying a similar approach to this issue allows to plan a strategy for preparing reservoir at the early stage of development for possible problems associated with sand production.

References
1. Bondarenko V.A., Savenok O.V. Analysis of modern methods and technologies for managing sand production processes during well operation. 2008, P. 132–134. (In Russ).
2. Izyumchenko D.V., Mandrik Ye.V., Melnikov S.A., Ploskov A.A., Moiseyev V.V., Kharitonov A.N., Pamuzhak S.G. Operation of gas wells in conditions of active water and sand manifestation. Vesti Gazovoy Nauki, 2018, P. 235–242. (In Russ).
3. Han G., Dusseault M. B., Cook J. Why sand fails after water breakthrough. Gulf Rocks 2004, the 6th North America Rock Mechanics Symposium (NARMS): Rock Mechanics Across Borders and Disciplines, held in Houston, Texas, June 5 – 9, 2004. 10 p. (In Eng).
4. Bondarenko V.A. Increasing the efficiency of securing the bottomhole formation zone in order to reduce sand production (on the example of deposits in the Krasnodar region). Dissertation. Krasnodar, 2014. 158 p. (In Russ).
5. Ruslan M., Pavlov V., Subbotin M., Ptashnyi A., Pavlyukov N., Krasnikov A., Korolev A., Loznyuk O. Well placement and operation parameters optimization of horizontal wells in the development of the PK1 reservoir of the Kharampurskoye oil and gas condensate field. SPE Russian Petroleum Technology Conference, 15–17 Oct 2018, Moscow. (In Russ).
6. Desroches J., Woods T.E. Stress measurements for sand control. SPE/ ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering, Trondheim, Norway, July 1998, SPE-47247-MS. (In Eng).
7. Lanchakov G.A. Technologies for increasing the efficiency of exploitation of gas wells in the conditions of Cenomanian. 2006. (In Russ).
8. Fan Z., Yang D. Quantification of sand production using a pressure-gradient-based sand-failure criterion. SPE Canada Heavy Oil Technical Conference, Calgary, Alberta, Canada, February 2017, SPE-185009-MS. (In Eng).
9. Zhukovsky K.A. Sand control by gas well equipment with gravel-packed sand filter. Dissertation. Novy Urengoy, 2002. 162 p. (In Russ).
10. Pyatakhin M.V. Critical rate of rock destruction in the bottomhole zone of a horizontal well . Gas Industry, 2009, issue 7, P. 36–39. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ибрагимова Дина Ренатовна, главный специалист отдела разработки месторождений, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Milovanova Valentina Valeryevna, main specialist of the department of oil and gas reserviors development, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Милованова Валентина Валерьевна, главный специалист отдела разработки месторождений, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Ibragimova Dina Rinatovna, main specialist of the department of oil and gas reserviors development, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

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

Subbotin Mikhail Dmitrievich, main specialist of the geomechanics project development department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Петелин Дмитрий Александрович, специалист отдела разработки месторождений, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: dapetelin-tnk@tnnc.rosneft.ru

Petelin Dmitry Alexandrovich, specialist of the department of oil and gas reserviors development, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: dapetelin-tnk@tnnc.rosneft.ru

Воробьев Иван Васильевич, начальник отдела разработки месторождений, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Vorobyev Ivan Vasilyevich, head of the department of oil and gas reserviors development, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Торговый дом ТеплоУчет

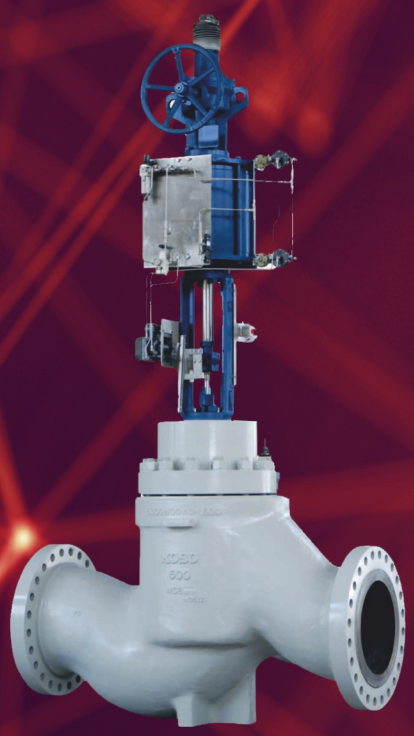
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЙ КЛАПАННЫЙ ПОЗИЦИОНЕР KOSO KGP5000

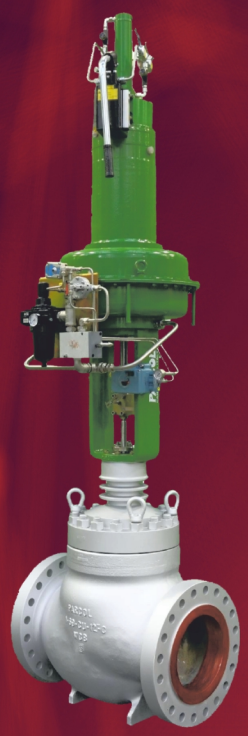
Интеллектуальный клапанный позиционер KOSO (Япония) серии KGP5000 — это исполнительное устройство, устанавливаемое на пневматический привод клапана управления и позиционирующее клапан управления в соответствии с сигналом 4-20 мА от системы управления или исполнительного устройства более высокого уровня. Система управления обратной связью о положении клапана получает сигнал обратной связи, отображающий ход клапана, и сравнивает входной сигнал и сигнал обратной связи, что позволяет точно позиционировать клапан управления.

- Локальный пользовательский интерфейс с большим графическим LCD сам по себе позволяет осуществлять все операции: установку, настройку, мониторинг состояния, запуск диагностики и т.д.
- Функция «полной автонастройки» может автоматически установить точки нуля, произвести калибровку полного хода и выбрать оптимальные параметры ПИД-регулирования.
- Усовершенствованное ПИД-регулирование подбирает параметры согласно с размером и направлением отклонений.
- Онлайн-диагностика клапанов позволяет перейти с аварийных ремонтов на профилактическое обслуживание через мониторинг состояния.
- Автономная диагностика для проверки состояния регулирующего клапана датчиками давления. Концепция диагностики с упрощенными цифровыми подписями клапана.

ООО «ТД Теплоучет»
представляет группу компаний KOSO
одного из ведущих мировых производителей

РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРЫ





Типичные применения регулирующей арматуры KOSO для жестких условий эксплуатации:

- антипомпажный клапан;
- клапан рециркуляции компрессоров;
- клапаны закачки воды/газа для ППД;
- регулятор уровня в сепараторе;
- клапаны сброса газа на факельную установку;
- регуляторы давления/расхода, работающие в большом диапазоне регулирования;
- байпас турбодетандера и другие технологические клапаны.

Группа компаний KOSO (головная компания Nihon KOSO Co., Ltd. со штаб-квартирой в Японии) функционирует на мировом рынке более 50 лет. Основные производства KOSO сосредоточены в Японии, Индии, Великобритании, Китае, Италии, Америке и Южной Корее.

WWW.TD-TEPLO.COM
8 800 333-06-91
zakaz@td-teplo.com

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-55-58 УДК 622 I Научная статья

Разработка низкопроницаемых объектов Приобского месторождения в условиях образования техногенных трещин автоГРП

Якупов И.Я.[1], **Егоров Е.Л.**[1], **Родионова И.И.**[1], **Мироненко А.А.**[1], **Искевич И.Г.**[1], **Мирошниченко В.П.**[2], **Сергейчев А.В.**[3]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия, [3]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
yakupoviy@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Терригенные коллекторы Приобского месторождения характеризуются низкой проницаемостью, высоким уровнем глинизации пропластков и значительным диапазоном изменения фильтрационно-емкостных свойств по площади и разрезу. Одной из приоритетных задач при разработке месторождений является равномерная выработка запасов, контроль осуществляется на основе результатов выполнения программы промысловых исследований.
В статье описана стратегия разработки объектов Приобского месторождения в условиях возникновения техногенных трещин автоГРП: получена зависимость давления автоГРП от пластового давления по площадям месторождения, на СГДМ проведена оценка эффективности заводнения с учетом автоГРП и без автоГРП, проанализированы фактические параметры работы добывающих и нагнетательных скважин на примере участков с автоГРП и без автоГРП.
Исследования процессов автоГРП совместно с современными автоматизированными системами и непрерывно поступающей промысловой информацией позволяют с высокой долей вероятности прогнозировать возникновение техногенных трещин, эффективно управлять разработкой объектов и планировать геолого-технические мероприятия.

Материалы и методы
Выполнен сравнительный анализ параметров работы добывающих и нагнетательных скважин за всю историю эксплуатации: по участкам с возможным развитием техногенных трещин автоГРП и без автоГРП. Накопленный опыт применения ГРП по месторождению позволил оценить давление смыкания. Результаты ГДИС, ПГИ и математического моделирования подтвердили эффект автоГРП.

Ключевые слова
Приобское нефтяное месторождение, низкопроницаемый коллектор, гидроразрыв пласта, техногенная трещина — автоГРП, профиль приемистости, регулирование закачки, геолого-физические характеристики, гидродинамические исследования

Для цитирования
Якупов И.Я., Егоров Е.Л., Родионова И.И., Мироненко А.А., Искевич И.Г., Мирошниченко В.П., Сергейчев А.В. Разработка низкопроницаемых объектов Приобского месторождения в условиях образования техногенных трещин автоГРП // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 55–58. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-55-58

Поступила в редакцию: 04.08.2022

UDC 622 I Original Paper

Development of low-permeability objects of the Priobskoye field in the conditions of the formation of auto-hydraulic fracturing technogenic fractures

Yakupov I.Y.[1], **Egorov E.L.**[1], **Rodionova I.I.**[1], **Mironenko A.A.**[1], **Iskevich I.G.**[1], **Miroshnichenko V.P.**[2], **Sergeychev A.V.**[3]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia, [2]"RN-Yuganskneftegas" LLC, Nefteyugansk, Russia, [3] "NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia
yakupoviy@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The terrigenous reservoirs of the Priobskoye field are characterized by low permeability, a high level of clay formation of interlayers and a significant diapason of filtration-capacitance properties over the area and section. One of the priority tasks in field development is the uniform production of reserves, control is realize on the basis of the results of accomplishment the field research program.
The article describes the strategy for the development of objects of the Priobskoye field in the conditions of the occurrence of auto-hydraulic fracturing technogenic fractures: the dependence of the auto-hydraulic fracturing pressure on the layer pressure over the areas of the field was obtained, on the sector hydrodynamic model was carried out efficiency assessment waterflooding with and without auto-hydraulic fracturing, actual parameters of work production and injection wells were analyzed using the example of areas with and without auto-hydraulic fracturing.
Researches of auto-hydraulic fracturing processes, jointly with modern automated systems and continuously incoming field information, make it possible to predict the occurrence of technogenic fractures with a high share of probability, effectively manage the development of facilities and plan geological and technical measures.

Materials and methods
A comparative analysis of the operating parameters of production and injection wells for the entire history of operation was performed: for areas with possible technogenic fractures and without auto-hydraulic fracturing. The accumulated experience of fracturing at the field of birth evaluates the closure pressure. The results of well testing, well logging and mathematical modeling confirmed the effect of auto-hydraulic fracturing.

Keywords
Priobskoye oil field, low-permeability reservoir, hydraulic fracturing, technogenic fracture – auto-hydraulic fracturing, injectivity profile, injection control, geological-physical characteristics, hydrodynamic researches

For citation
Yakupov I.Y., Egorov E.L., Rodionova I.I., Mironenko A.A., Iskevich I.G., Miroshnichenko V.P., Sergeychev A.V. Development of low-permeability objects of the Priobskoye field in the conditions of the formation of auto-hydraulic fracturing technogenic fractures. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 55–58. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-55-58

Received: 04.08.2022

Введение

На сегодняшний день в мире доля легко извлекаемых запасов нефти стремительно сокращается, активно разрабатываются месторождения с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Нефтегазовые компании уделяют большое внимание проблеме ухудшения качества запасов углеводородов и формируют принципиально новые подходы к освоению низкопроницаемых коллекторов.

Разработка низкопроницаемых коллекторов (в частности, в Западной Сибири) характеризуется низкими дебитами и приемистостями скважин, меньшей эффективностью системы поддержания пластового давления, возникновением техногенных трещин.

Приобское месторождение находится в центральной части Западно-Сибирской равнины, является уникальным по величине запасов и разнообразию геологических условий. Основные запасы нефти сосредоточены в нижнемеловых отложениях групп пластов АС-10, АС-11 и АС-12 со сверхнизкой проницаемостью объектов разработки (0,1–8×10–3 мкм^2, на большей части — менее 2×10–3 мкм^2).

В таких условиях одним из актуальных вопросов является создание устьевого давления закачки, способного поддерживать уровень приемистости нагнетательных скважин, обеспечивающий компенсацию отборов закачкой воды, однако увеличение приемистости нагнетательных скважин за счет повышения давления закачки часто приводит к образованию техногенных трещин (трещин автоГРП) — когда забойное давление превышает давление гидроразрыва пласта (ГРП).

Научные исследования подтверждают возникновение техногенных трещин автоГРП в условиях низкопроницаемых коллекторов Приобского месторождения [1–4].

На сегодняшний день эксплуатационный фонд Приобского месторождения составляет более 8,5 тыс. скважин. Месторождение характеризуется большим количеством промысловых технологических и геологических данных, которые вкупе с современным интеллектуальным оснащением позволяют использовать эффект автоГРП для рациональной разработки месторождения.

Целью статьи является обобщение практических знаний в области организации заводнения и поддержания пластового давления (ППД) в низкопроницаемых коллекторах и способах адресного регулирования закачки в условиях возникновения техногенных трещин автоГРП.

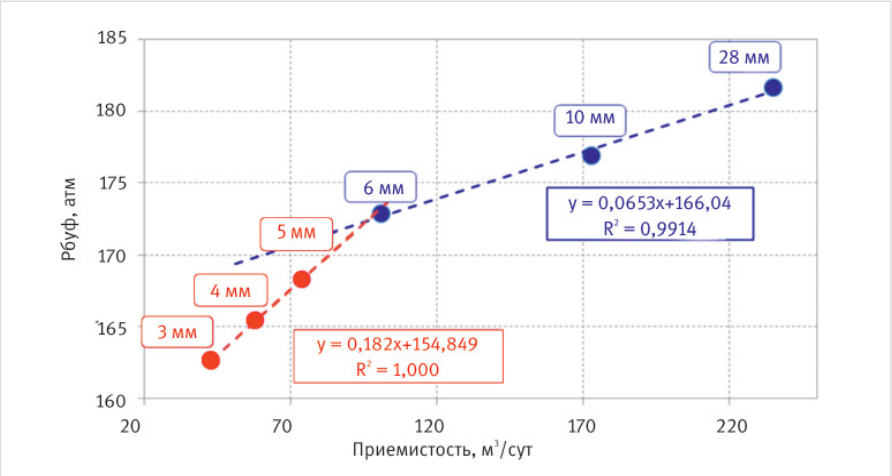


Рис. 1. Типовая индикаторная диаграмма по данным ГДИС
Fig. 1. A typical indicator diagram based on the data of hydrodynamic researches of wells

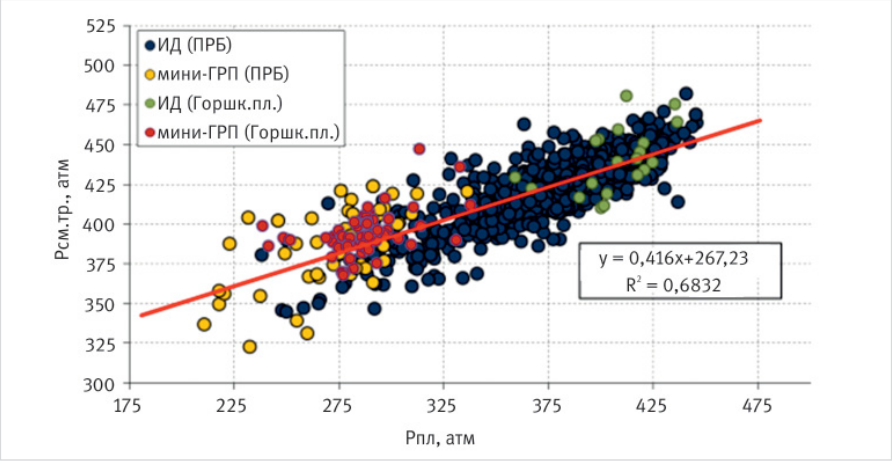


Рис. 2. Корреляционная зависимость давления смыкания от пластового давления
Fig. 2. Correlation dependence of fracture closing pressure on reservoir pressure

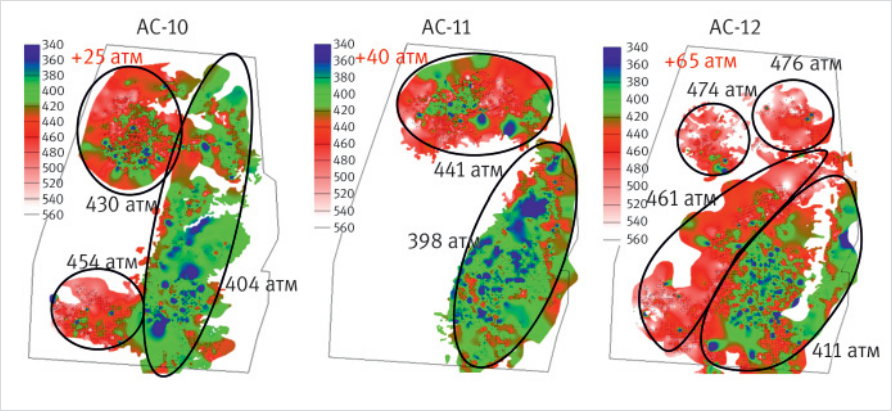


Рис. 3. Карта давления смыкания по пластам основного объекта разработки
Fig. 3. Map of fracture closing pressure across the layers of the main development object

Основная часть

Приобское нефтяное месторождение является одним из основных активов ПАО «НК «Роснефть». Введено в разработку в 1988 году. Система разработки месторождения — площадная, обращенная девятиточечная с уплотнением сетки скважин в зонах с низкими темпами отбора, а также рядная система горизонтальных добывающих скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП) и наклонно направленных нагнетательных скважин. Система поддержания пластового давления на Приобском месторождении состоит из блочных кустовых насосных станций (БКНС), водозаборных скважин, системы высоконапорных водоводов и нагнетательных скважин.

Применение технологий ГРП позволяет увеличить рентабельность выработки запасов в низкопроницаемых коллекторах (менее 2×10–3 мкм^2). Образованные при ГРП трещины разделяют на две категории:

- с закреплением искусственно созданной трещины проппантом;
- техногенная трещина без закрепления — трещина автоГРП в нагнетательных скважинах.

Рост геометрических параметров трещин ГРП начинается при превышении давления закачки над силой, действующей на стенки трещины со стороны пласта — давления смыкания. Накопленный опыт проведения ГРП на всей площади месторождения позволяет провести анализ результатов операций и получить значения давления смыкания трещин (Рсм). Давление смыкания трещины автоГРП — это давление, оказываемое на поверхности трещины, ниже которого трещина находится в закрытом состоянии. По результатам анализа индикаторных диаграмм (рис. 1) и мини-ГРП была получена зависимость давления смыкания Рсм при соответствующем значении пластового давления Рпл (рис. 2) и проведено картирование по площади (рис. 3). Значения Рсм по площадям и пластам отличаются друг от друга: по группе пластов АС-10 в среднем варьируются в пределах 404–454 атм, АС-11 398–441 атм и АС-12 411–476 атм.

Закачка воды системой поддержания пластового давления изменяет состояние

пластовой системы и требует особого внимания. Одним из факторов риска, который может привести к быстрому обводнению продукции добывающих скважин, является образование техногенных трещин или трещин автоГРП. При этом исследования в области геомеханики совместно с мониторингом и контролем разработки позволяют использовать эффект автоГРП как действенный инструмент для повышения приемистости нагнетательных скважин и формирования эффективной системы заводнения, поддержания проектных уровней компенсации, пластового давления и обеспечения равномерной выработки запасов [4].

Основываясь на многолетних исследованиях эффекта автоГРП на Приобском месторождении, отметим, что длина трещины автоГРП может достигать более 1 000 м по направлению регионального стресса [2]. Для оценки эффективности заводнения с учетом автоГРП и без автоГРП проведены расчеты различных сценариев разработки на секторной гидродинамической модели (СГДМ) [5], выполненной в программном комплексе РН-КИМ. На моделируемом участке сформирована девятиточечная система разработки, срок разработки составляет более 7 лет (рис. 4). Выполнена адаптация расчетных показателей разработки к фактическим данным. По результатам адаптации приемистости скважин получено, что средняя полудлина трещин автоГРП на рассматриваемом участке составляет 400–500 м. Для оценки влияния трещин автоГРП на разработку выполнен дополнительный расчет, в котором длина трещин ГРП на нагнетательных скважинах не увеличивалась после начала нагнетания.

Суммарные технологические показатели работы скважин в условиях наличия эффекта автоГРП выше на 40–50 % по приемистости и до 15 % по дебиту нефти (рис. 5).

Рассмотрим два участка с близкими геолого-физическими характеристиками (ГФХ) (объект АС-10-11-12). Нагнетательные скважины на участке № 1 работают без автоГРП (характеризуются низким Кприем (коэффициент приемистости); остановками в зимний период по причине низкой приемистости или полного ее отсутствия в связи с риском замораживания водоводов, инфраструктурными ограничениями по созданию давления автоГРП); на участке № 2 — в режиме автоГРП. Результаты сопоставления фактических эксплуатационных показателей разработки выбранных участков приведены на рисунке 6.

Тезисно можно выделить следующие особенности работы скважин по участкам № 1 и № 2 (без автоГРП, с автоГРП соответственно):

- средний дебит нефти скважин участка № 2 выше на 15–20 т/сут, дебит жидкости выше на 25–30 м^3/сут, приемистость выше на 40–60 м^3/сут в сравнении с аналогичными параметрами работы скважин по участку № 1;
- коэффициент снижения приемистости нагнетательных скважин по участку № 2 ниже на 0,13 д. ед. (0,52 д. ед. для участка № 2 и 0,39 д. ед. для участка № 1 соответственно);
- пластовое давление на участке № 1 от первоначального в среднем снизилось на 3,1 МПа (с 25,9 до 22,8 МПа), на участке № 2 среднее пластовое давление равно первоначальному — 25,9 МПа;
- коэффициент падения дебита жидкости на участке с автоГРП составил 0,61 д. ед, без автоГРП — 0,57 д. ед.;

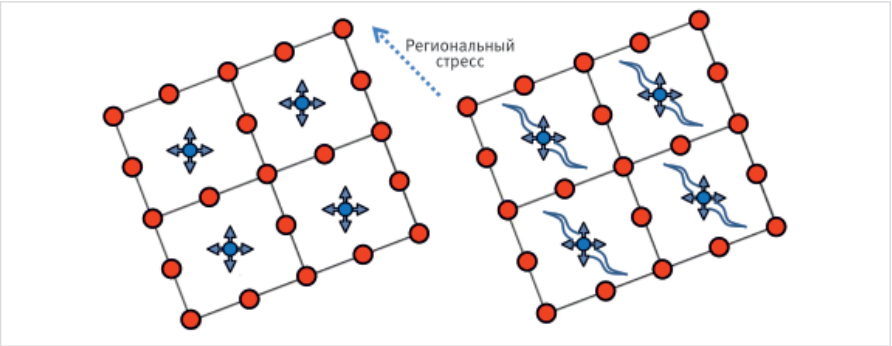


Рис. 4. Упрощенная схема развернутой относительно регионального стресса 9-точечной системы разработки с автоГРП и без автоГРП
Fig. 4. Simplified diagram of a 9-point development system with and without auto-hydraulic fracturing deployed relative to regional stress

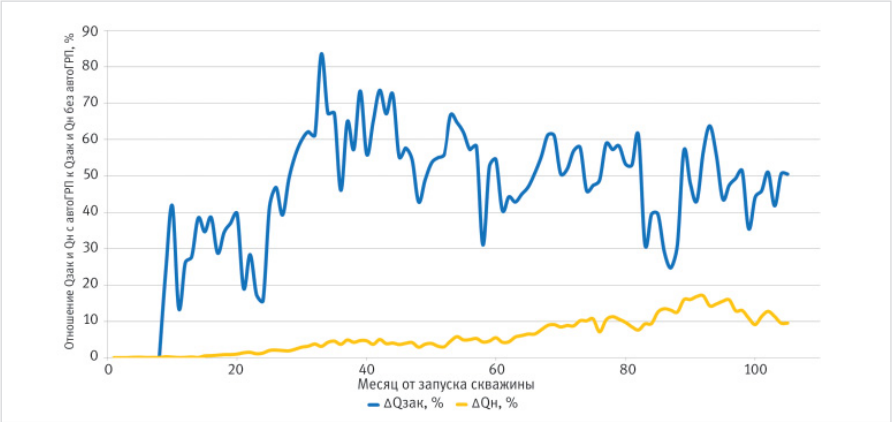


Рис. 5. Результаты секторного гидродинамического моделирования. Отношение приемистости (Qзак) и дебита нефти (Qн) с автоГРП к Qзак и Qн без автоГРП
Fig. 5. Results of sector hydrodynamic modeling. The ratio of water injection (Qi) and oil production rate (Qo) with auto-hydraulic fracturing to Qi and Qo without auto-hydraulic fracturing

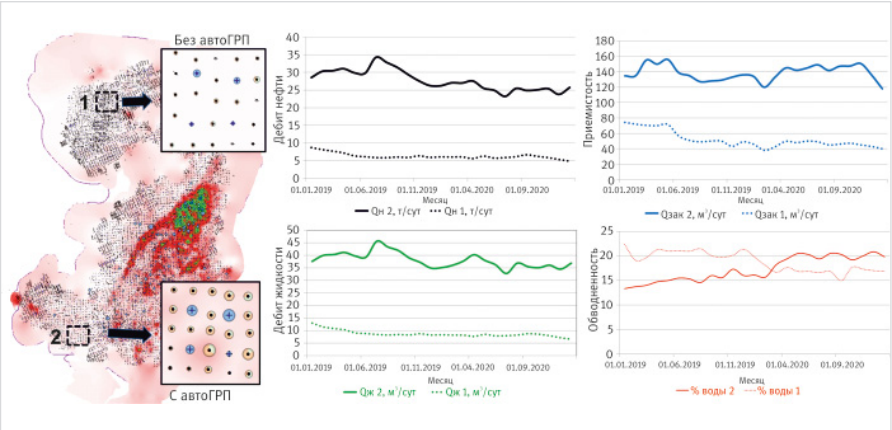


Рис. 6. Динамика эксплуатационных параметров работы скважин: 1 — без автоГРП, 2 — с автоГРП в 9-точечной системе разработки
Fig. 6. Dynamics of maintenance parameters of wells: 1 – without auto-hydraulic fracturing, 2 – with auto-hydraulic fracturing, in a 9-point development system

- темп отбора от НИЗ за 2020 год на участке № 1 составил — 0,4 %, на участке № 2 — 1,1 %;
- текущий КИН по участку № 1 — 0,052 д. ед (накопленная добыча нефти 464,2 тыс. т), участок № 2 — 0,071 д. ед (накопленная добыча нефти 1 099,551 тыс. т).

Результаты проведенного прогноза также подтверждают более высокую эффективность разработки в режиме автоГРП. Прогнозный КИН, рассчитанный методом Arp's для участка № 2 (с автоГРП), равен 0,253 д. ед., для участка № 1 (без автоГРП) — 0,133 д. ед., коэффициенты охвата пласта заводнением по участкам равны 0,499 д. ед. и 0,275 д. ед. соответственно.

Итоги

Накопленный опыт проведения ГРП на всей площади месторождения позволяет провести анализ результатов операций и получить значения давления смыкания трещин, что дает возможность оценить вероятность возникновения автоГРП для каждого участка, используя совокупность скважинных исследований и гидродинамическое моделирование.

Выводы

Эффект автоГРП позволяет повысить результативность системы заводнения, является неотъемлемой частью системы разработки. Это выражается в менее интенсивном снижении пластового давления, более низких темпах падения базовой добычи, увеличении продолжительности эффекта от ГТМ.

Исследования развития геометрии трещин автоГРП при проектировании систем разработки позволяют:

- избегать раннего прорыва трещин нагнетательных скважин в близлежащие добывающие скважины;
- контролировать рост трещин нагнетательных скважин;
- правильно оценивать эффективность работы различных систем разработки;
- вовлекать в разработку ранее недренируемые запасы;
- оценивать последствия повышения давления на нагнетательных скважинах.

Результаты проведенного анализа подтверждают более высокую эффективность разработки при возникновении режима автоГРП.

Литература

1. Байков В.А., Бураков И.М., Латыпов И.Д., Яковлев А.А., Асмандияров Р.Н. Контроль развития техногенных трещин автоГРП при поддержании пластового давления на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2012. № 11. С. 30–33.
2. Давлетбаев А.Я., Зорин А.М., Усманов Т.С., Валиуллин А.С., Валиуллин М.С., Тихонов И.Н., Фурсов Г.А., Слабецкий А.А., Назаргалин Э.Р., Асалхузина Г.Ф., Иващенко Д.С. Промыслово-геофизический контроль за разработкой многопластового месторождения в условиях заводнения и развития трещин автоГРП // Российская нефтегазовая технологическая конференция SPE, Москва, Россия, октябрь 2015. SPE-176571-RU.
3. Байков В.А., Давлетбаев А.Я., Асмандияров Р.Н., Усманов Т.С., Степанова З.Ю. Специальные гидродинамические исследования для мониторинга за развитием трещин ГРП в нагнетательных скважинах // Нефтегазовое дело. 2011. № 1. С. 65–75.
4. Байков В.А., Зулькарниев Р.З., Зорин А.М., Фахретдинов И.В. Управление заводнением многопластовой залежи Приобского месторождения с помощью оборудования одновременно-раздельной закачки // Нефтяное хозяйство. 2014. № 10. С. 92–95.
5. Гуляев Д.Н., Кокурина В.В., Кременецкий М.И., Кричевский В.Н., Мельников С.И. Анализ взаимовлияния скважин по результатам мониторинга на основе секторного моделирования // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 82–85.

ENGLISH

Results

The accumulated experience carrying of hydraulic fracturing on the entire area of the field allows to carry analyze the results of operations and to obtain the values of the pressure of closing fractures, which makes it possible to estimate the probability of occurrence of auto-hydraulic fracturing for each area using a combination of wells researches and hydrodynamic modeling.

Conclusion

Auto-hydraulic fracturing effect allows to increase the efficiency of the waterflooding system, is an integral part of the development system. This is expressed in a less intensive reduction in reservoir pressure, lower rates of decline in base production, and an increased duration of the effect of geological-technical measures.

Researches of the process of change of the geometry of the fractures of the auto-hydraulic fracturing in the design of development systems allow:

- to avoid early breakthrough of injection well fractures into nearby producing wells;
- control the growth of injection well fractures;
- correctly to evaluate efficiency of various development systems;
- to involve previously undrained reserves in development;
- to assess the aftermath of increased pressure on injection wells.

The results of the carrying analysis confirm the higher efficiency of the development when the auto-hydraulic fracturing mode occurs.

References

1. Baykov V.A., Burakov I.M., Latypov I.D., Yakovlev A.A., Asmandiyarov R.N. Waterflood induced hydraulic fracturing control under reservoir pressure maintenance conditions on rn-Yuganskneftegas oilfields. Oil industry, 2012, issue 11, P. 30–33. (In Russ).
2. Davletbaev A.Y., Zorin A.M., Usmanov T.S., Valiullin A.S., Valiullin M.S., Tikhonov I.N., Fursov G.A., Slabetsky A.A., Nazargalin E.R., Asalkhuzina G.F., Ivashchenko D.S. Geophysical monitoring of the multilayer reservoir with of flooding and induced fractures growth in the injection wells. SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, October 2015. SPE-176571-EN. (In Russ).
3. Baykov V.A., Davletbaev A.Ya., Asmandiyarov R.N., Usmanov T.S., Stepanova Z.Y. Special well tests to fractured water injection wells. Oil and gas business, 2011, issue 1, P. 65–75. (In Russ).
4. Baykov V.A., Zulkarniev R.Z., Zorin A.M., Fakhretdinov I.V. Waterflood control at Priobskoye multizone reservoir with dual injection equipment. Oil economy, 2014, issue 10, P. 92–95. (In Russ).
5. Gulyaev D.N., Kokurina V.V., Kremenetsky M.I., Krichevsky V.N., Melnikov S.I. Wells interference determination by permanent down-hole monitoring on base of sector modeling. Oil industry, 2012, issue 5, P. 82–85. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Якупов Ильшат Ясавиевич, главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: yakupoviy@bnipi.rosneft.ru

Yakupov Ilshat Yasavievich, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: yakupoviy@bnipi.rosneft.ru

Егоров Евгений Леонидович, начальник отдела разработки и мониторинга месторождений, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Egorov Evgeniy Leonidovich, head of field development and monitoring department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Родионова Инесса Игоревна, начальник отдела секторного моделирования, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Rodionova Inessa Igorevna, head of sector modeling department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Мироненко Артем Александрович, начальник управления по разработке Приобского месторождения, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Mironenko Artem Aleksandrovich, head of the department for the development of the Priobskoye field, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Искевич Игорь Георгиевич, директор по разработке месторождений, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Iskevich Igor Georgievich, field development director, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

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

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

Сергейчев Андрей Валерьевич, заместитель начальника управления повышения производительности резервуаров и ГТМ, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Sergeychev Andrey Valeryevich, deputy head of the department for improving the performance of reservoirs and geological and technical measures, “NK “Rosneft” PJSC , Moscow, Russia

ТЕПЛООБМЕННЫЕ РЕШЕНИЯ
XI ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ*
с 13.09.22 по 16.09.22
*Санкт-Петербург, Петербургское шоссе, 64/1
ПОСЕТИТЕ НАШ СТЕНД**
Конгрессно-выставочный центр «Экспофорум»
*Павильон G, Стенд B4 Коллективный стенд РЭЦ

Импортозамещение, которое работает

Компания E8 является производителем теплообменного оборудования. Производство компании находится в г. Одинцово, Московская область.

Среди предлагаемого компанией оборудования — разборные пластинчатые теплообменники E8 со стандартным и широким каналами для работы с загрязненными средами, полностью сварные теплообменники для высоких давлений и температур типа E8-BLOCK, кожухопластинчатые теплообменники типа E8-ROUND PLATES с круглыми пластинами, спиральные теплообменники E8-SPIRAL, паяные пластинчатые теплообменники.

Мы начали свой путь в 2011 году как сервисная компания и накопили огромный опыт по обслуживанию, ремонту и эксплуатации теплообменников различных производителей. Этот опыт позволил учесть всё лучшее для разработки и выпуска собственных решений под брендом E8.

В 2022 году особенно на фоне текущих политических и экономических событий особенно актуальной стали 2 темы:

1. Вопросы дальнейшей эксплуатации и обеспечения запасными частями импортного теплообменного оборудования.
2. Вопросы замены импортного оборудования на оборудование российских производителей.

С начала 2022 года коллектив компании провел большое количество встреч в нефтегазовой, металлургической, пищевой отраслях. Многих наших текущих и потенциальных клиентов интересует два вопроса выше. Наша компания видит решение этих вопросов в следующем:

1. Постоянное поддержание на складе компании E8 запасных частей (уплотнений, пластин, элементов корпусов) для более чем 90 % моделей наиболее распространенных брендов и моделей пластинчатых теплообменников. Предлагаемые запасные части являются взаимозаменяемыми, проходят лабораторные испытания, имеют сертификаты соответствия и опыт эксплуатации, являются запасными частями высокого качества. Использование данных запасных частей позволяет нашим заказчикам продолжить безаварийную эксплуатацию разборных пластинчатых теплообменников торговых марок Alfa Laval, GEA (Kelvion), Ридан и других.
2. Сервисная служба компании E8 готова осуществить ремонт любых пластинчатых теплообменников в собственной ремонтной зоне либо на территории заказчика, в зависимости от договоренности. С постановкой теплообменника на гарантию в части выполненных работ и установленных запасных частей.
3. Если оборудование требует замены, наша компания предлагает поставить на объект полностью взаимозаменяемые по габаритным и присоединительным размерам теплообменники разборного и сварного типа. Теплообменник разборного типа для данных целей выпускаются серийно, а теплообменники сварного типа изготавливаются под индивидуальный заказ.

Многие заказчики из нефтегазовой отрасли все еще ждут, пока прежние поставщики вернутся на рынок, с ними есть наработанные контакты, поставщики входят в вендор-листы. Мы же, напротив, считаем, что рынок не будет таким, как был и уже сейчас нашим заказчикам стоит начать предпринимать активные действия. Учитывая сроки поставки, например, сварных теплообменников, которые составляют в среднем 3–4 месяца такое ожидание может привести к возникновению нештатных ситуаций и остановке производственных линий.

Во избежание простоев и финансовых затрат, рекомендуем решать вопросы с приобретением теплообменного оборудования минимум за полгода до его планируемой замены.

Компания приглашает к сотрудничеству как конечных заказчиков, так и торговых партнеров в нефтегазовой сфере.

ТЕПЛООБМЕННЫЕ РЕШЕНИЯ

Россия, 143002 Московская обл.,
г. Одинцово, ул. Старое Яскино, д.123
+7 (499) 350-29-88

e8@e8company.ru
www.e8company.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-60-64 УДК 622.276.34 I Научная статья

Исследование смесимости углекислого газа в нефти месторождений юго-востока Республики Татарстан с целью определения возможности его применения для методов увеличения нефтеотдачи

Юнусов И.М.[1], Тахаутдинов Р.Ш.[1], Новиков М.Г.[1], Исаев А.А.[1], Миронов Е.А.[2]
[1]ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия, [2]АО «Иделойл», Альметьевск, Россия
yunusovim@shoil.tatais.ru, isaeff-oil@yandex.ru

Аннотация
В статье представлены результаты исследований смесимости углекислого газа в нефти протвинского, бобриковского и тиманского горизонтов нефтяных месторождений юго-востока Республики Татарстан. По результатам лабораторных исследований выявлены основные зависимости вязкости нефти от давления и содержания углекислого газа в смеси, даны рекомендации для реализации непосредственных закачек углекислого газа с целью повышения нефтеотдачи пластов. В ходе проведения исследований было установлено, что оптимальными при закачке являются забойное давление, близкое к давлению насыщения нефти эксплуатируемого горизонта, и температура закачки газообразного CO_2, близкая к текущей температуре пласта.

Материалы и методы
Материалы: лабораторная установка исследований изменения вязкости пластовой нефти, состава и свойств газа сепарации, сепарированной нефти, физико-химических свойств нефти, вискозиметр, пробы нефти и попутного нефтяного газа.
Методы: рекомбинация нефти с газом, метод Гепплера, смешение углекислого газа в нефти, разгазирование, исследование PVT-свойств.

Ключевые слова
смесимость углекислого газа, динамическая вязкость нефти, терригенные/карбонатные/нетрадиционные коллекторы, попутный нефтяной газ, вискозиметр, метод Гепплера

Для цитирования
Юнусов И.М., Тахаутдинов Р.Ш., Новиков М.Г., Исаев А.А., Миронов Е.А. Исследование смесимости углекислого газа в нефти месторождений юго-востока Республики Татарстан с целью определения возможности его применения для методов увеличения нефтеотдачи // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 60–64. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-60-64

Поступила в редакцию: 18.08.2022

UDC 622.276. 41 I Original Paper

Analysis of carbon dioxide miscibility in oil from the fields of the South-East of the Republic of Tatarstan to determine the possibility of its application for enhanced oil recovery

Yunusov I.M.[1], Takhautdinov R.Sh.[1], Novikov M.G.[1], Isaev A.A.[1], Mironov E.A.[2]
[1]"Sheshmaoil Management company" LLC, Almetyevsk, Russia, [2]"Ideloil" JSC, Almetyevsk, Russia
yunusovim@shoil.tatais.ru, isaeff-oil@yandex.ru

Abstract
The article presents the research results on carbon dioxide miscibility in the oils of the Protvinskoye, Bobrikovskoye, and Timanskoye horizons of the oil fields in the South-East of the Republic of Tatarstan. The laboratory tests revealed the principal dependencies of oil viscosity on pressure and carbon dioxide content in the mixture; based on these results, recommendations were given to implement direct CO_2 injection to enhance oil recovery. The research has established that the bottomhole pressure close to the oil saturation pressure of the operated horizon and the injection temperature of gaseous CO_2 close to the actual reservoir temperature are optimal for injection.

Materials and methods
Materials: a laboratory installation to study changes of formation oil viscosity, the composition and properties of separated gas and separated oil, physical and chemical properties of oil, a viscometer, samples of oil and associated petroleum gas.
Methods: oil and gas recombination, Höppler principle, dissolution of carbon dioxide in oil, degassing, examination of PVT properties.

Keywords
CO_2 miscibility, dynamic viscosity of oil, terrigenous/carbonate/unconventional reservoirs, associated petroleum gas, viscometer, Höppler principle

Yunusov I.M., Takhautdinov R.Sh., Novikov M.G., Isaev A.A., Mironov E.A. Analysis of carbon dioxide miscibility in oil from the fields of the South-East of the Republic of Tatarstan to determine the possibility of its application for enhanced oil recovery. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 60–64. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-60-64

Received: 18.08.2022

Введение

На сегодняшний день как в России, так и в целом в мире все большую актуальность приобретает вопрос, связанный с проблемами глобального потепления, причиной которому в том числе является рост содержания углекислого газа (CO_2) в атмосфере. Основным из наиболее важных в мировой экономике является тренд соблюдения принципов устойчивого развития. Генеральной Ассамблеей ООН в сентябре 2015 г. была принята резолюция, в которой зафиксировано 17 целей устойчивого развития — и одной из основных является борьба с изменениями климата.

Сокращение выбросов парниковых газов в течение 30 лет до европейских показателей является одной из приоритетных задач для правительства Российской Федерации. С целью снижения объема выбросов CO_2 рассматриваются различные сценарии, и одним из наиболее перспективных и технически реализуемых направлений, связанных с сокращением выбросов углекислого газа в атмосферу, становится использование технологий CCUS (carbon capture/улавливание, utilization/использование-утилизация, storage/хранение) [1].

В сложившейся ситуации перед компаниями-операторами нефтегазовых месторождений появляются два новых потенциально возможных направления развития деятельности: прямая утилизация (захоронение) CO_2 [2, 3] и использование CO_2 для методов увеличения нефтеотдачи (МУН) [4].

Утилизации CO_2 связана с закачкой побочных продуктов деятельности предприятий преимущественно металлургической, энергетической промышленностей и т. д. в нецелевые горизонты лицензионных участков и месторождений нефти компаний-операторов. Реализация данных мероприятий усложняется необходимостью оценки потенциала вмещающих коллекторов, а самое главное — необходимостью проведения сложных бюрократических процедур по согласованию в государственных контролирующих и надзорных органах, что делает данное направление труднореализуемым. Второе направление, связанное с использованием CO_2 для МУН, — наиболее перспективное, в связи с возможностью применения побочных продуктов тяжелой промышленности в качестве технологий по повышению нефтеотдачи пластов. Технологический эффект от применения технологий по закачке углекислого газа обусловлен тем, что CO_2 растворяется в нефти и пластовой воде в большей степени по сравнению с другими газами. При растворении в нефти углекислый газ способствует снижению вязкости, увеличению нефти в объеме, что в свою очередь способствует вытеснению остаточной, в том числе и неподвижной, нефти. При растворении CO_2 в воде улучшается смачиваемость породы водой, что приводит к отмыву нефтяной пленки с поверхности породы, переводя ее в капельное состояние, таким образом увеличивая коэффициент вытеснения.

Обоснование проведения исследований смесимости углекислого газа в нефти

По данным на 2014 г. известно, что в мире реализуется 136 проектов по закачке углекислого газа, которые осуществляют 30 компаний-операторов. Из них 88 считаются успешными, 18 относят к перспективным проектам, 20 начаты недавно, 10 проектов не удалось реализовать эффективно. Большая часть, а именно 128 из 136, реализуется в США. К самым молодым проектам по закачке двуокиси углерода можно отнести проекты, начатые в 2014 г. на месторождении Slaughter (Smith Igoe), которое находится в штате Техас, США, и обслуживается крупной американской нефтяной компанией Occidental. Несмотря на короткий срок, проект уже считается успешным, а прирост дебита составляет 2,65 м^3/сут/скв. Проекты по закачке CO_2 на месторождениях Charlton 19 и Chester 16, расположенных в штате Мичиган, США, разрабатываемых компанией Core Energy, также стартовали в 2014 г. Что касается России, то в 80-х годах XX века на некоторых месторождениях Самарской области был осуществлен крупный эксперимент по закачке CO_2 в нефтяные пласты с использованием нагнетательных скважин [5]. В результате проведения опытно-технологических работ по закачке CO_2 на Радаевском (закачен наибольший объем CO_2) и Сергеевском нефтяных месторождениях установлено, что данный метод обладает достаточно высокой технологической эффективностью: за счет CO_2 дополнительно было добыто 218 тыс. т нефти (0,28 т на 1 т закачанного реагента). Несмотря на положительный экономический эффект, закачка диоксида углерода на Радаевском месторождении в конце 1989 г. была прекращена. Причиной завершения экспериментов было низкое качество строительства углекислотопровода, что привело к его аварийному состоянию и проблемам с доставкой CO_2.

Несмотря на довольно высокую технологическую эффективность мероприятий по газовому воздействию закачкой CO_2, данные технологии не нашли повсеместного применения по сравнению с другими МУН в силу ряда существенных геолого-технологических причин:

- слаборазвитая система улавливания и очистки побочного CO_2на предприятиях;
- нерешенные проблемы с логистикой, вследствие особенностей PVT-свойств CO_2;
- малая геолого-физическая изученность флюидов и коллекторов месторождений на предмет возможности применения CO_2 для МУН [6].

Цель данной работы — исследование смесимости углекислого газа в нефти протвинского, бобриковского и тиманского горизонтов нефтяных месторождений юго-востока Республики Татарстан для определения изменения PVT-свойств нефти при термодинамическом взаимодействии с CO_2 и задания предварительных параметров проведения опытно-промышленных работ.

Смесимость — способность различных веществ (их агрегатных состояний) образовывать гомогенные системы между собой при термодинамическом взаимодействии без вступления в химическую реакцию.

В данной работе смесимость углекислого газа в нефти определялась через показатель динамической вязкости. Проведены исследования нефти следующих скважин месторождений:

- скв. № 3821 протвинский горизонт (C_1pr) Ново-Шешминское месторождение;
- скв. № 8792 бобриковский горизонт (C_1bb) Аделяковское месторождение;
- скв. № 52 тиманский (D_3tm) горизонт Заречное месторождение.

Для большей наглядности по охвату проведенных исследований покажем их в разрезе условной этажности нефтяных горизонтов юго-востока Республики Татарстан (табл. 1).

Как видно из таблицы, исследованиями охвачено 3 горизонта по 3 этажам нефтеносности. Очевидно, что все это деление условное, но, несмотря на это, охват нефтяного разреза исследованиями максимален.

Проведение лабораторных исследований

Для выполнения работ в соответствии с программой лабораторных исследований была разработана методика проведения экспериментов и сконструирована лабораторная установка, принципиальная схема которой показана на рисунке 1. Отбор проб нефти и газа для рекомбинации и дальнейших

Табл. 1. Условная этажность нефтяных горизонтов юго-востока Республики Татарстан
Tab. 1. Conditional stratification of petroleum horizons of the Tatarstan's South-East

Система	Отдел	Горизонт	Этаж	Исследования
Каменноугольная	Средний	Каширский	5	–
		Верейский		–
		Башкирский ярус		–
		Протвинский		скв. № 3821
	Нижний	Алексинский	4	–
		Тульский		–
		Бобриковский		скв. № 8792
		Турнейский ярус		–
Девонская	Верхний	Заволжский	3	–
		Данковский		–
		Лебедянский		–
		Мендымский	2	–
		Доманиковый		
		Кыновский	1	скв. № 52
		Пашийски		–
	Средний	Муллинский		–
		Ардатовский		–
		Воробьевский		–

экспериментов производился в соответствии с СТО РМНТ 153-39.2-048-2003 «Отбор и исследования пластовых флюидов» [7].

Разработанная методика проведения экспериментов включает в себя рекомбинацию и проведение экспериментов без использования CO_2 и с использованием CO_2.

Методика исследований

Рекомбинация без использования CO_2

Производится рекомбинация нефти с газом в сосуде рекомбинации объемом 3 л. Перед началом рекомбинации подсоединенную арматуру сосудов 8 и 9 при открытых вентилях 32, 33, 34, 36, 38, 44 вакуумируют посредством вакуумного насоса 12. Далее закрывают вентили 32, 34, 36,3 8. Через открытые вентили 30, 31, 46, 47 посредством насоса 23, через отрытые вентили 49, 50 в промежуточной емкости 21 создается давление жидкости, которое вытесняет нефть из сосуда 9 и открытые вентили 38, 34, 35, 39, 40 в сосуд рекомбинации 10 2,5 л обезвоженной нефти. Далее под давлением не менее 1 МПа в сосуд рекомбинации 10 через емкость 9 переводится избыточное (примерно на 30 %) от ожидаемого газосодержания на испытываемом объеме количество отобранного из затрубного пространства газа, аналогично описанной выше процедуре перевода нефти в сосуд рекомбинации 10. После этого сосуд рекомбинации 10 термостатируется при помощи терморубашки 11 и термостата до пластовой температуры в течение 2 часов. При помощи насоса высокого давления 23 через открытые вентили 37, 45, 46, 49, 50 в сосуде рекомбинации 10 создается давление, равное пластовому, после закрывают вентиль 37. При пластовых условиях смесь нефти и газа тщательно перемешивается в течение 3 часов покачиванием сосуда рекомбинации 10. Далее давление в сосуде рекомбинации 10 медленно снижается до ожидаемого давления насыщения при перемешивании укачиванием. Выделившийся при этом газ отводится из сосуда рекомбинации через вентиль 39, полученная рекомбинированная проба перемешивается укачиванием до стабилизации показаний манометра 4, и давление в сосуде рекомбинации 10 снова поднимается до пластового.

Проведение экспериментов без использования CO_2

Перед началом перевода пробы в сосуд PVT 14 при открытых вентилях 41, 42, 43, 44, 51 система вакуумируется через вакуумный насос 12. Далее закрывают вентиль 44. Рекомбинированная проба из сосуда рекомбинации 10 через открытые вентили 39, 40, 41, 42, 43, 51 при сохранении пластового давления, путем поддержания его насосом высокого давления 23 через открытые вентили 37, 45, 46, 49, 50, в количестве 250 мл переводится в сосуд равновесия PVT 14, после окончания перевода, определенного по стабилизации показаний манометра 4 и 6, вентили 39 и 51 закрываются. Проба термостатируется при пластовой температуре. При пластовых давлении и температуре часть пробы из сосуда PVT 14 через открытые вентили 51, 52, 54, 59 переводится в вискозиметр высокого давления 18 (давление поддерживают через измерительный пресс 20), где замеряется время качения шарика в трубке, вычисляется значение динамической вязкости по формуле 1 [8, 9], т.е. методом Гепплера.

$$\mu = \tau(\rho_ш - \rho_ж)K, \qquad (1)$$

где μ — динамическая вязкость, мПа·с; τ — время качения шарика, с; $\rho_ш$ — плотность шарика, г/см³; $\rho_ж$ — плотность исследуемой жидкости, г/см³; K — постоянная вискозиметра.

Постоянная вискозиметра К зависит от размеров трубки и шарика и от угла наклона вискозиметра. Она определяется калибровкой вискозиметра жидкостями известной вязкости. Калибровка производится при атмосферном давлении. Для этого трубка вискозиметра заполняется эталонной жидкостью и определяется время качения шарика τ внутри трубки от одного конца до другого, которое фиксируется электронным секундомером. Исходя из вышеуказанной формулы 1получаем:

$$K = \frac{\mu}{\tau(\rho_ш - \rho_ж)}. \qquad (2)$$

Далее давление в сосуде PVT 14 через измерительный пресс 20 снижается до величины давления насыщения и вновь замеряется объем пробы по шкале измерительного пресса 20. После этого давление в сосуде PVT 14 вновь поднимается до пластового, проба термостатируется при температуре на 5 °С ниже пластовой и эксперимент по измерению объема пробы и значения вязкости повторяется при пластовом давлении и давлении насыщения. После этого в сосуде PVT 14 вновь создаются пластовые условия. Замеряется газовый фактор при однократном разгазировании. Для этого при открытых вентилях 51, 52, 54, 56, 57 небольшая часть нефтегазовой смеси выпускается в сепаратор 17, при этом газ поступает через открытый вентиль 56 в газометр 16, замеряется обьем выделившегося газа, вес выпущенной нефти, после измеряется газосодержание. Газосодержание при однократном разгазировании вычисляется по формуле 3:

$$\Gamma_T = \frac{V_Г^1}{m_H}, \qquad (3)$$

где $V^1_Г$ — объем выделившегося газа, приведенный к стандартным условиям (температура — 20 °С, атмосферное давление 0,1013 МПа), см³.

Объем выделившегося газа в см³, приведенный к стандартным условиям, вычисляют по формуле 4:

$$V_Г^1 = V_Г \ A, \qquad (4)$$

где $V_Г$ — объем выделившегося газа при температуре окружающей среды, см³; A — коэффициент приведения объема газа к стандартным условиям.

Объем выделившегося газа в см³ при температуре окружающей среды вычисляют по формуле 5:

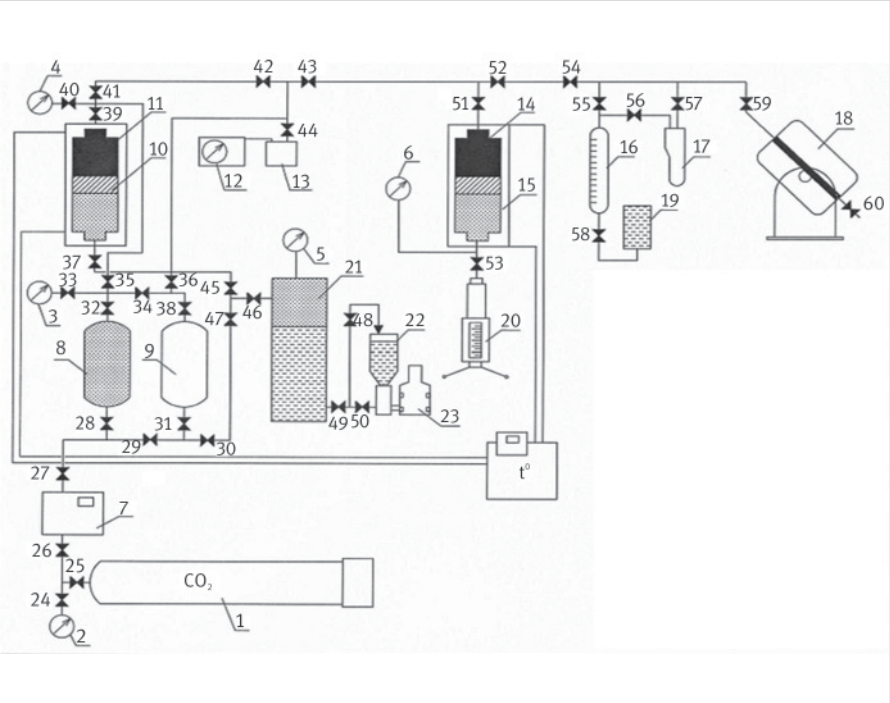


Рис. 1. Принципиальная схема установки по исследованию влияния CO_2 на реологические и физико-химические свойства пластовых нефтей: 1 — баллон CO_2, 2–6 — манометры, 7 — счетчик газа, 8 — емкость мерная, 9 — пробоотборник нефть (газ), 10 — ячейка рекомбинированная, 11 — терморубашка, 12 — вакуумный насос, 13 — ловушка жидкостная, 14 — сосуд PVT, 15 — терморубашка, 16 — газометр, 17 — сепаратор, 18 — вискозиметр, 19 — емкость напорная, 20 — пресс измерительный, 21 — промежуточная емкость, 22 — емкость маслонасоса, 23 — насос высокого давления, 24–60 — вентиль запорный

Fig. 1. Circuit diagram of the installation for examining the effect of CO_2 on the rheological and physical and chemical properties of crude oils: 1 – CO_2 cylinder, 2–6 – manometers, 7 – gas meter, 8 – measuring vessel, 9 – oil (gas) sampler, 10 – recombination cell, 11 – thermal membrane, 12 – vacuum pump, 13 – fluid trap, 14 – PVT vessel, 15 – thermal mambrane, 16 – gas meter, 17 – separator, 18 – viscometer, 19 – pressure vessel, 20 – measuring press, 21 – intermediate vessel, 22 – oil pump container, 23 – high pressure pump, 24–60 – shutoff valve

$$V_Г = V_{ГП} + V_{ТР} + V_С, \quad (5)$$

где $V_{ГП}$ — объем выделившегося газа, измеренный в газовой пипетке, см³; $V_{ТР}$ — объем соединительных трубок, см³; $V_С$ — объем сепаратора, см³.

Коэффициент A для каждого опыта вычисляют по формуле 6:

$$A = 0{,}3857\,\frac{P_{БАР} - Q}{273{,}16 + t_{ОС}}, \quad (6)$$

где $P_{БАР}$ — атмосферное давление, мм. рт. ст.;

Затем проба разгазируется и фиксируется объем нефти после разгазирования по шкале измерительного пресса 20.

Вычисляется обьемный коэффициент по формуле 7:

$$в = \frac{V_{пллнt}}{V_Н}, \quad (7)$$

где $V_Н$ — объем сепарированной нефти при нормальных условиях (температуре 20 °С и давлении 0,1013 МПа), см³; $V_{плнt}$ — объем пробы при пластовом давлении и заданной температуре, см³.

Объем сепарированной нефти в см³ вычисляют по формуле 8:

$$V_Н = \frac{m_Н}{\rho_Н}, \quad (8)$$

где $m_Н$ — масса сепарированной нефти, г; $\rho_Н$ — плотность сепарированной нефти при нормальных условиях (температуре 20 °С и давлении 0,1013 МПа), г/см³.

Массу сепарированной нефти в граммах вычисляют по формуле 9:

$$m_Н = m_2 - m_1, \quad (9)$$

где m_2 — масса сепаратора с нефтью, г; m_1 — масса пустого сепаратора, г.

Определяются состав и плотность пробы выделившегося при однократном разгазировании газа. Плотность пластовой нефти определяется по формуле 10:

$$\rho_{плнt} = \frac{m_Н + \rho_Г \cdot \frac{V_Г^1}{1000}}{V_{плнt}} \cdot 1000, \quad (10)$$

где $\rho_Г$ — плотность выделившего газа, измеренная при определении состава газа хроматографическим методом при нормальных условиях, кг/м³.

Определяются физико-химические свойства сепарированной нефти.

Рекомбинация и проведение экспериментов с использованием CO_2

Для рекомбинации с CO_2 используются баллоны с углекислым газом с чистотой не менее 99,5 %. Вакуумируют систему через открытые вентили 32, 33, 34, 35, 36, 44 вакуумным насосом 12. Закрывают вентили 32, 34, 36, 44. В полученную рекомбинированную пробу из баллона 1 через открытые вентили 24, 25, 26, 27, 28 в мерную емкость 8 через счетчик газа 7 вводится углекислый газ из расчета 0,5 м³/т. После закрывают вентили 24, 25, 26, 27, 28. Через открытые вентили 32, 33, 35, 39, 40 переводят CO_2 в рекомбинационный сосуд 10. После закрывают вентили 32, 35, 39. Смесь тщательно перемешивается укачиванием при пластовых условиях до стабилизации давления, которое контролируется присоединенным манометром 4, и термостатируется терморубашкой 11 при помощи термостата. Часть полученной пробы (250 мл) переводится в сосуд равновесия, и повторяются эксперименты аналогично экспериментам без использования CO_2 при условиях согласно программам (протоколов) лабораторных исследований с последующими замерами вязкости смеси.

Итоги

Проведенные исследования смесимости углекислого газа в нефтях протвинского, бобриковского и тиманского горизонтов месторождений юго-востока Республики Татарстан показывают общую сходимость ее параметров, похожих по физико-химическим свойствам нефтей различных горизонтов и этажей нефтеносности, а также помогают определить необходимые условия проведения технологий. Наибольший эффект по смесимости достигается на высоковязких нефтях, где процессы деасфальтенизации минимальны. Но необходимо понимать, что проведенные исследования не учитывают таких возможных осложнений в коллекторе при закачках, как прорыв газа, неполная смесимость, гравитационная сегрегация и образование газовых «вязких» пальцев с контуром деасфальтенизации [10, 11]. Реализация данных параметров при проведении непосредственных закачек требует особого подхода, не допускает шаблонного (один в один) переноса на реальные полевые условия.

Выводы:

- Разработана методика проведения экспериментов; сконструирована лабораторная установка исследований изменения вязкости пластовой нефти, состава и свойств газа сепарации, сепарированной нефти, физико-химических свойств нефти.
- Проведен комплекс лабораторных исследований по определению влияния углекислого газа нефти на реологические и физико-химические свойства пластовых нефтей протвинского, бобриковского и тиманского горизонтов юго-востока Республики Татарстан.
- Оптимальным давлением при закачке CO_2 является забойное давление, близкое к давлению насыщения нефти горизонта, на котором производится обработка.
- Оптимальной температурой закачки CO_2 является температура разжиженного газа, близкая к реальной пластовой температуре горизонта, на котором производится обработка.

Список литературы

1. Кожин В.Н., Коновалов В.В., Губа А.С., Бодоговский С.В., Кравец М.З., Дядечко О.О. Оценка потенциала утилизации углекислого газа на нефтяных месторождениях Оренбургской области // Нефтепромысловое дело. 2020. № 8. С. 43–49.
2. Liu H.J., WereP., Li Q., Gou Y., Hou Z. Worldwide Status of CCUS Technologies and Their Development and Challenges. China Hindawi Geofluids. 2017. 25 p. (In Eng).
3. Новиков Д.А., Дульцев Ф.Ф., Юрчик И.И., Садыкова Я.В., Деркачев А.С., Черных А.В., Максимова А.А., Головин С.В., Главнов Н.Г., Жуковская Е.А. Региональный прогноз перспектив захоронения углекислого газа на территории Российской Федерации // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. С. 36–42.
4. Wang K., Wang G., Chunjing L. Research progress in carbon dioxide storage and enhanced oil recovery. IOP Conference Series Earth and Environmental Science 113(1). (In Eng).
5. Афанасьев С.В., Волков А.В., Прохоров П.Э., Турапин А.Н. «Зеленые» технологии в нетегазодобыче // Инновации и «зеленые» технологии: Региональная научно-практическая конференция. Самара, 29 ноября 2017. 2018. С. 102–110.
6. Трухина О.С., Синцов И.А. Опыт применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания. 2016. № 3. С. 205–209.
7. Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарированных нефтей. СТ 153-39.2-048-2003. Москва, 2003.
8. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Development of novel methods and devices for measuring the total gas-oil ratio, oil and water production rates and fluid viscosity. SPE Annual Caspian Technical Conference held in Baku, Azerbaijan, 16–18 October 2019. SPE-198421-MS. (In Eng).
9. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Опыт применения нового вискозиметра для измерения вязкости продукции нефтяной скважины в промысловых условиях // Экспозиция нефть и газ. 2019. № 5. С. 37–40.
10. Дополнение к технологической схеме разработки Заречного месторождения Республики Татарстан. Протокол заседания ЦКР Роснедр по УВС № 7114 от 13.12.2017. Москва.
11. Отчет по договору № ГХ/РНЦ-2022 «Монтаж установки, проведение работ по отбору проб и определению прогнозной эффективности технологии закачки углекислого газа». Бугульма, 2022.

Results

- A technique for running the experiments has been elaborated, and the laboratory installation has been designed to examine changes in crude oil viscosity, composition and properties of separated gas and oil, physical and chemical properties of crude oil.
- A series of laboratory tests have been carried out to determine the effect of carbon dioxide in oil on the rheological and physical and chemical properties of crude oils of the Protvinskoye, Bobrikovskoye, and Timanskoye horizons of the South-East part of the Republic of Tatarstan.
- The best pressure for CO_2 injection is the downhole pressure close to the saturation pressure of the oil reservoir undergoing a treatment.
- The best temperature for CO_2 injection is the temperature of the liquefied gas, which is close to the actual temperature of the reservoir undergoing a treatment.

Conclusions

The studies of carbon dioxide miscibility in the oils of Protvinskoye, Bobrikovskoye and Timanskoye horizons of the south-eastern fields of the Republic of Tatarstan demonstrate the general convergence of its parameters of similar physical and chemical properties of oils from various horizons and oil-bearing layers, and also help determine the required conditions for the implementation of the technology. The greatest miscibility effect occurs with high-viscosity oils, where deasphalting processes are at their lowest. However, it is necessary to be aware that the performed studies neglect some possible complications in the reservoir during injection such as gas breakthrough, incomplete miscibility, gravity segregation, and viscous fingering of gas with deasphalting outline [10, 11]. Implementation of these settings when performing on-site injections demands a special approach, that would avoid a templated (one-to-one) porting to the actual field conditions.

References

1. Kozhin V.N., Konovalov V.V., Guba A.S., Bodogovsky S.V., Kravets M.Z., Dyadechko O.O. Estimation of the utilization potential of carbon dioxide at Orenburg region oil fields. Oilfield Engineering, 2020, issue 8, P. 43–49. (In Russ).
2. Liu H.J., Were P., Li Q., Gou Y., Hou Z. Worldwide Status of CCUS Technologies and Their Development and Challenges. China Hindawi Geofluids. 2017. 25 p. (In Eng).
3. Novikov D.A., Dultsev F.F., Yurchik I.I., Sadykova Ya.V., Derkachev A.S., Chernykh A.V., Maksimova A.A., Golovin S.V., Glavnov N.G., Zhukovskaya E.A. Regional forecast of the outlooks for underground disposal of carbon dioxide at the territory of the Russian Federation. Oilfield Engineering, 2022, issue 3, P. 36–42. (In Russ).
4. Wang K., Wang G., Chunjing L. Research progress in carbon dioxide storage and enhanced oil recovery. IOP Conference Series Earth and Environmental Science 113(1). (In Eng).
5. Afanasyev S.V., Volkov A.V., Prokhorov P.E., Turapin A.N. “Green” technologies in the field of oil and gas recovery. Innovations and “green” technologies. Regional scientific and practical conference (Samara, November 29, 2017), 2018, P. 102–110. (In Russ).
6. Trukhina O.S., Sintsov I.A. Experience of carbone dioxide usage for enhanced oil recovery, Advances in current natural sciences, 2016, issue 3, P. 205–209. (In Russ).
7. Oil. Routine studies of reservoir fluids and separated oils. OST (Industry Standard) 153-39.2-048-2003. Moscow, 2003. (In Russ).
8. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Development of novel methods and devices for measuring the total gas-oil ratio, oil and water production rates and fluid viscosity. SPE Annual Caspian Technical Conference held in Baku, Azerbaijan, 16–18 October 2019, SPE-198421-MS. (In Eng).
9. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Field methods of land seismic prospecting and marine vibrator, Exposition Oil Gas 2019, issue 5, P. 37–40. (In Russ).
10. Addendum to the Management Plan for the Zarechnoye oilfield of the Republic of Tatarstan. Decision № 7114 dated 13.12.2017 by the Central Committee for Approval of Technical Project Plans to Explore Hydrocarbon Deposits of the Federal Agency for Mineral Resources, Moscow. (In Russ).
11. Report under the contract № GKh/RNTs-2022 “Assembling the unit, taking samples and forecasting the efficiency of carbon dioxide injection technology”. Bugulma, 2022. (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

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

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

Исаев Анатолий Андреевич, к.т.н., ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия
Для контактов: isaeff-oil@yandex.ru

Миронов Евгений Анатольевич, ведущий геолог АО «Иделойл», Альметьевск, Россия

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

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

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

Isaev Anatoliy Andreevich, ph.d. in engineering sciences, lead engineer at the department for innovations and examination, “Sheshmaoil Management company” LLC, Almetyevsk, Russia
Corresponding author: isaeff-oil@yandex.ru

Mironov Evgeny Anatolyevich, lead geologist, “Ideloil” JSC, Almetyevsk, Russia

АДКУ 5
Российский программный комплекс для построения АСУТП

Многолетний опыт

- Обширная библиотека поддерживаемого оборудования
- Возможность миграции с существующих систем телемеханики без потери конфигураций,текущих и исторических данных
- Интеграция с другими корпоративными системами
- Встроенный справочный режим, обучение и техническая поддержка
- Более 110 проданных лицензий

Импортозамещение

- Поддержка большого парка российских контроллеров
- Поддержка операционных систем и баз данных российского производства
- Отсутствие ограничений, установленных иностранными компаниями
- Отсутствие принудительного обновления и управления из-за рубежа

Импортоопережение

- Распределенная высокоскоростная система без общестанционного контроллера и операторской панели
- Мультиплатформенный сервер и клиенты (Windows, Linux, Android, Mac)
- Отсутствие лицензирования:
  - по времени работы
  - по количеству подключений
  - по конкретному признаку
  - по объему информации
  - по количеству точек ввода/вывода

РАБОЧИЕ МЕСТА

Оператор и диспетчер	Геолог и технолог	КИП, АСУТП и метролог	Механик и мастер ЭПУ	Энергетик и аналитик
пользовательские фильтры, диаграммы, контроль служб	алгоритмы работы, теоретические расчеты, динамограммы	конфигурирование, расширение системы, контура управления и ПАЗ, мониторинг управления	управление оборудованием, вывод скважины на режим	энергоэффективность, энергобаланс, энергоменеджмент, каскадный пуск/стоп

СТРУКТУРА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА

Web-сервер ОС: Windows, Linux	Отображение в реальном времени, безопасность данных, встроенное администрирование, поддержка браузеров: Chrome (Opera, Yandex), Internet Explorer, FireFox, Edge	Средства разработчика: Web-дизайнер Конструктор текстовых отчетов
Сервер данных	Базы данных: MS SQL Server, Postgree SQL	Модификатор параметров
Сервер обмена	Протоколы: Modbus TCP, Modbus RTU, Стм, Сэт, ТК, Мега, HART, SNMP	Конфигуратор зон данных
Сервер синхронизации	Источник ввода/вывода: OPC DA, OPC UA, SuiteLink, ADO, ODBC, Excel	SMS, E-mail, Telegram-рассылка

ОБЪЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ

Нефтедобыча | Нефтеподготовка | ППД | Трубопровод | Электроэнергетика | КРС

www.pkbasu.ru
info@pkbasu.ru
+7 (3452) 79-07-14,
+7 (3452)79-07-95

ПКБ АСУ НЕФТЬ

30 лет

Способ раздельной эксплуатации двух пластов с автоматическим переключением по пластам

В 2018 г. специалистами ОИиЭ ООО УК «Шешмаойл» разработана конструкция ШГН с автоматическим переключением потоков по пластам (УОРЭ-А). Характерным отличием насосной установки является то, что скважинный насос соединен с цилиндром, имеющим проходные сечения от верхнего и нижнего пластов до приема скважинного насоса, цилиндр выполнен с открытым нижним концом, соединенным с хвостовиком и пакером на конце, в цилиндре размещен сплошной плунжер с грузом, который имеет возможность ограниченного осевого перемещения, при этом плунжер обеспечивает поочередное перекрытие проходного сечения от верхнего или нижнего пласта до приема скважинного насоса.

Установка работает следующим образом. При заданном перепаде давления между нижним 5 и верхним 4 пластами, который регулируется весом груза 11, сплошной плунжер 10 под собственным весом и весом груза 11 перемещается в цилиндре 7 в нижнее положение до упора 13, как показано на рис. 1. При этом открывается проходное сечение между верхним пластом 4 и приемом насоса 1, жидкость из верхнего пласта 4 через проходной канал 14, полость цилиндра 7, боковое отверстие 15 в цилиндре 7 и кольцевое пространство между цилиндром 7 и кожухом 6 поступает на прием насоса 1, а затем по колонне насосно-компрессорных труб 2 поднимается на устье скважины 3. В это время эксплуатируется верхний пласт 4, а нижний пласт 5 не эксплуатируется, и под пакером 9 растет забойное давление, которое через полость хвостовика 8 воздействует на сплошной плунжер 10 снизу. После достижения заданной величины перепада давления между пластами 5 и 4 сплошной плунжер 10 перемещается им вверх до упора 12, как показано на рис. 2. При этом открывается проходное сечение между нижним пластом 5 и приемом насоса 1, жидкость из нижнего пласта 5 через полость хвостовика 8, полость цилиндра 7, боковое отверстие 15 в цилиндре 7 и кольцевое пространство между цилиндром 7 и кожухом 6 поступает на прием насоса 1, а затем по колонне насосно-компрессорных труб 2 поднимается на устье скважины 3. В это время эксплуатируется нижний пласт 5, а верхний пласт 4 не эксплуатируется, и над пакером 9 растет забойное давление, которое через проходной канал 14 воздействует на сплошной плунжер 10 сверху. После достижения заданной величины перепада давления между пластами 5 и 4 под действием веса плунжера 10 и груза 11 сплошной плунжер 10 перемещается вниз до упора 13. Далее циклы повторяются.

Использование предлагаемой насосной установки для раздельной эксплуатации двух пластов позволяет применять различные типоразмеры скважинных насосов, обеспечить без изменения параметров работы насоса в зависимости от изменения давления в пластах поочередную эксплуатацию двух пластов в соответствии с заданным перепадом давления между ними независимо от величин давления в пластах, не останавливать установку для изменения параметров работы установки и проведения исследований по пластам, тем самым повысить эффективность работы добывающей скважины.

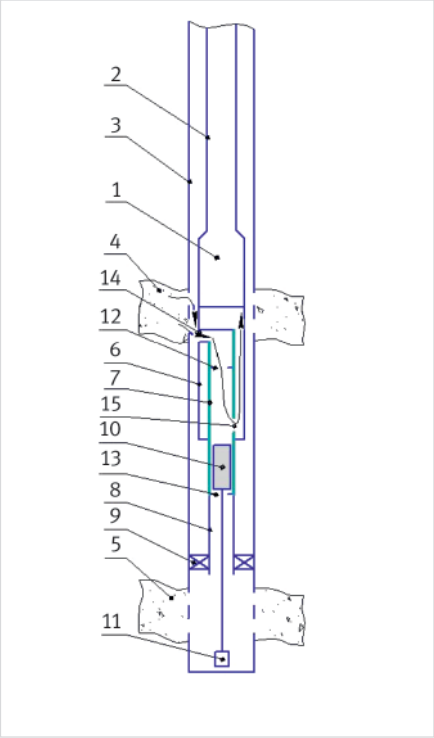


Рис. 1. Установка при эксплуатации верхнего пласта

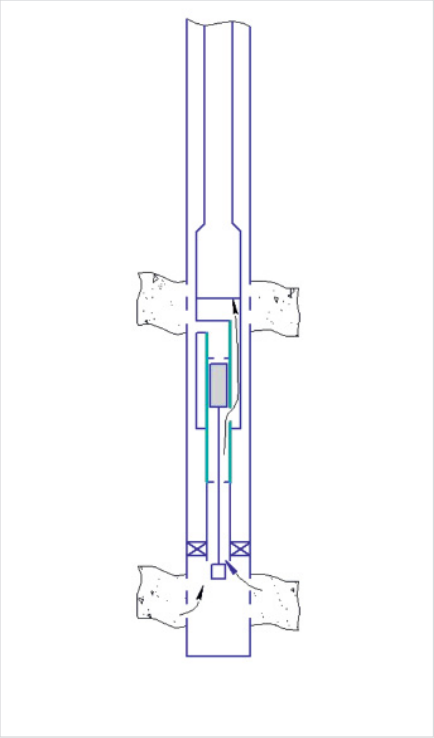


Рис. 2. Установка при эксплуатации нижнего пласта

Табл. 1. Данные по скважинам и результаты ОПИ

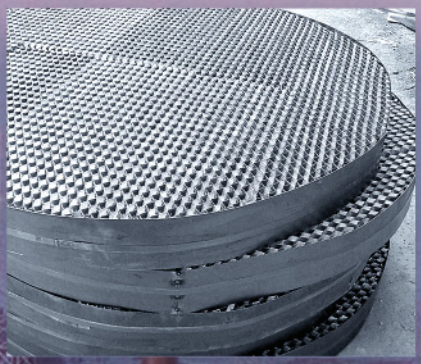
Показатели	Скважина 3232	Скважина 3318
Месторождение	Северное	Северное
Верхний пласт	Башкирский	Башкирский
Нижний пласт	Турнейский	Турнейский
Интервал перфорации верхнего пласта, м	908–912	871–872, 873,5–876,5
Интервал перфорации нижнего пласта, м	1 150–1 158, 1 162–1 165, 1 169–1 173, 1 175,5– 1178,5	1 087,5–1 110
Глубина спуска пакера, м	1 134	1 080
Средний дебит нефти, т/сут	1,8	1,5
Дополнительная добытая нефть, т	380	270
Средний прирост по нефти, т/сут	0,4	0,76
Общая накопленная добыча, т	1 745	507
Средняя обводненность за время работы, %	48,7	38,4
Дата внедрения	07.08.2018 г. – в работе	25.03.2020 г. – в работе
Наработка, сут	958	356

ОПИ установки УОРЭ-А проводятся с 2018 г. на двух скважинах АО «Шешмаойл»: скв. № 3232 и скв. № 3318. Время наработки установок составляет 958 и 356 суток соответственно. Основные геолого-технологические данные и результаты проведения ОПИ по скважинам представлены в таблице.

ШЕШМАОЙЛ

ООО УК «Шешмаойл»
Альметьевск, Россия,
ОПС-8, а/я 192, 423452
Таирова Альбина Маратовна
Руководитель группы по маркетингу
+7 986-930-21-78
tairova_am@mail.ru

НОВОМОСКОВСКГАЗДЕТАЛЬ



КАЧЕСТВО ТОЧНО В СРОК

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ

- Насадки регулярные — аналоги SULZER, KOCH-GLITSCH;
- Тарелки массообменные — аналоги UOP, SULZER, KOCH-GLITSCH;
- Фильтр-патроны — аналоги PALL.

Производим аналоги американского и европейского оборудования.

ООО «НовомосковскГазДеталь» занимается изготовлением и монтажом внутренних устройств нефтегазового и химического комплекса.
Внутренние устройства применяются для очистки газа от механических примесей, удаления капельной жидкости, осушки и переработки газа.

ООО «НовомосковскГазДеталь» производит:

— фильтр-патроны,
— центробежные элементы,
— минициклоны,
— насадки регулярные,
— насадки массообменные (аналог SULZER),
— сетчатые отбойники,
— коагуляторы,
— насадки газораспределительные,
— распределители жидкости,
— узлы входа (schoepentoeter),
— тарелки клапанные.

ООО «НовомосковскГазДеталь» изготавливает полные аналоги по образцам и чертежам заказчика и выпускает качественную и конкурентоспособную продукцию отечественного производства.
Приглашаем заказчиков на наше предприятие.

Коммерческий отдел

тел.: +7 (48762) 6-78-78
+7 (48762) 6-74-55
email: komdir@ngd-nm.ru

Адрес

301657, Россия, Тульская обл.,
г. Новомосковск,
ул. Космонавтов, д. 6 а
www.ngd-nm.ru

Комплекс откачки газа из скважин КОГС-1М

Установка КОГС-1М предназначена для откачки газа из затрубного пространства скважины и закачки его в систему сбора продукции. Откачка газа из затрубного пространства снижает эффект Жамена в призабойной зоне продуктивного пласта и депрессию на пласт, увеличивает приток нефти из пласта в скважину, снижает давление газа в затрубном пространстве, обеспечивает увеличение динамического уровня в скважине.

Преимущества:

- повышение коэффициента подачи глубинных насосных установок с 0,25 до 0,69 (при глубоком вакууме);
- повышение уровня жидкости (в среднем) в затрубном пространстве на 87 м;
- исключение сбросов затрубного газа в атмосферу;
- снижение попадания газа из затрубного пространства на прием насоса;
- снижение противодавления на пласт;
- снижение износа эластомера винтовых насосов в среднем на 33 %.

Конструктивные особенности:

- доступный поршневой компрессор К-33;
- адаптация под перекачку нефтяного газа;
- наличие системы контроля загазованности;
- система вытяжной вентиляции;
- система обогрева кабины, подводящих, отводящих трубопроводов;
- возможность работы в автоматическом режиме;
- оригинальное программное обеспечение;
- системы контроля и управления;
- контроль параметров работы, изменение параметров работы в онлайн-режиме.

Технические характеристики КОГС-1М

Наименование	Показатели
Макс. производительность компрессора, нм³/мин	0,95
Максимальное рабочее давление, МПа (атм)	2,5 (25,0)
Мощность электродвигателей компрессора, кВт	18,5 (11+7,5)
Мощность нагревателя, вентилятора, электрического привода задвижек, кВт	2,028 (1,5+0,3+0,124*2)
Разряжение на входе до, МПа	0
Габаритные размеры:	
– длина, мм, не более	2 800
– ширина, мм, не более	1 500
– высота, мм, не более	2 700
Масса, кг, не более	2 000

Результаты применения на объектах группы компаний «Шешмаойл»

Внедрено 194 установки КОГС-1М. В среднем одна установка КОГС-1М обслуживает 5 скважин. Средний прирост по нефти составляет 0,32 т/сут. на одну скважину. За период с 2011 по 2022 г. дополнительная добыча нефти составила 167 тыс. тонн. Объем газа, полученный за счет применения КОГС-1М за этот же период, составил 10,8 млн м³.

Газ через воздушный фильтр и через всасывающие клапаны поступает в цилиндр компрессорной головки первой ступени сжатия, где предварительно сжимается и через нагнетательные клапаны, холодильник по трубе попадает в цилиндр второй ступени сжатия, далее — в цилиндр третьей ступени. Затем сжатый газ через нагнетательные клапаны и обратный клапан поступает по трубопроводу в манифольдную линию.

Процесс откачки газа из затрубного пространства скважины кратко можно описать следующим образом: уставкой определяется значение давления в затрубном пространстве скважины, при котором происходит автоматическое включение КОГС-1М, другой уставкой определяется давление, при котором КОГС-1М выключается. После набора давления в затрубном пространстве скважины установка автоматически включается. Данными уставками регулируется работа установки, т.е. процесс запуска и отключения

КОГС-1М. На рис. 3 показан данный процесс на примере КОГС-1М (зав.№ 156), где нижний пик — нижняя уставка (0,1 МПа), верхний пик — верхняя уставка (0,13 МПа), между которыми происходит автоматическое включение/отключение установки.

Поток газа в трубопроводах на входе в КОГС-1М и выходе перекрывается автоматическими запорными устройствами с дистанционным электрическим управлением (электромагнитные клапаны) взрывозащищенного исполнения. Все элементы КОГС, в том числе станция управления, имеют взрывозащищенное исполнение.

Система обвязки КОГС-1М со скважиной и выкидным манифольдом представлена на рисунке 4. Обвязка КОГС-1М с манифольдом происходит при помощи рукавов высокого давления, с затрубной задвижкой скважины — напорно-всасывающих рукавов (рис. 5). К затрубной задвижке присоединен тройник, через который можно проводить эхолотирование и подавать реагент как дозатором, так и залпом. Все кабины установок КОГС-1М утеплены, затрубная задвижка, рукава всасывающие и нагнетательные кроме утепления имеют электрообогрев. При проведении подземного ремонта скважины на кусте с КОГС имеется возможность отсоединения из напорной газовой системы одной из скважин и подсоединения других скважин через специальные клеммы.

Как показывает динамометрирование на примере скважины 110 Заречного месторождения, наложение динамограммы до запуска установки КОГС-1М (зеленый цвет) и динамограммы при работе КОГС-1М (красный цвет) наглядно демонстрирует увеличение коэффициента наполнения насосов (рис. 6).

Благодаря автоматизации установки КОГС-1М осуществляется контроль за работой и возможность дистанционного управления посредством собственного программного обеспечения КРОН-ТМ2, при этом контролируется до 25 параметров с выводом информации на АРМ-оператора.

Установки КОГС-1М имеют возможность создавать вакуум в затрубном пространстве скважины. В процессе вакуумирования при попытке замера газового фактора его не удалось определить на 90 % подключенных к установке скважин из-за отсутствия достаточного количества газа для отжатия жидкости в УЗГФ. Комплекс откачки газа, создавая вакуум, выкачивает газ из продукции скважины, как минимум до 225 м. Таким образом, вакуумирование при определенных условиях может выкачивать газ непосредственно из пласта, при этом снижая эффект Жамена и увеличивая подвижность нефти.

Опыт эксплуатации КОГС с 2011 г. показывает, что снижение затрубного давления с последующим повышением динамического уровня позволяет оптимизировать режим работы скважинного насоса. После оптимизации динамический уровень снизится, уменьшится при этом и забойное давление и, как следствие, при установившемся режиме отбора будут отмечаться большие значения депрессии на пласт. Теоретическая подача насоса увеличится. Если не удалять газ из затрубного пространства и проводить отбор жидкости, пластовое давление будет уравновешиваться затрубным давлением, создаваемым низким динамическим уровнем пластовой жидкости и давлением газа; приток со временем может прекратиться, при этом скважина, при значительном газовом факторе, может заполниться газом

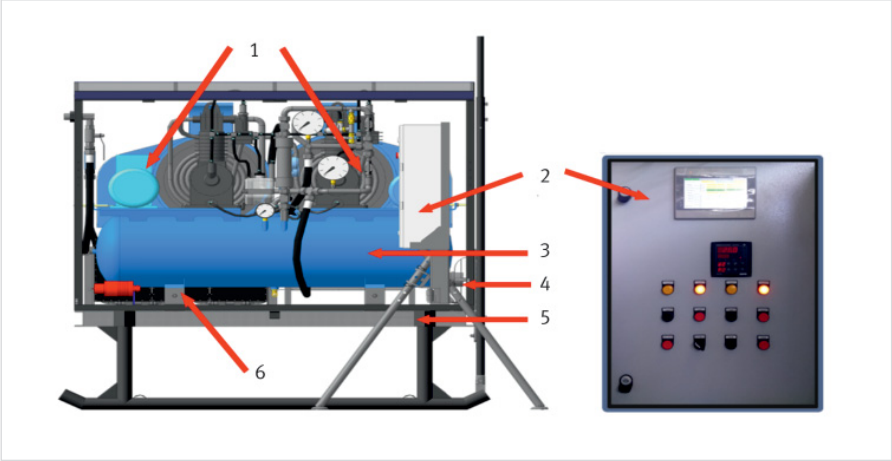


Рис. 1. Состав установки КОГС: 1 — трехступенчатый компрессор; 2 — выдвижная станция управления; 3 — емкость для сбора конденсата; 4 — система вентиляции; 5 — кабина и рама установки; 6 — система обогрева. А также запорно-регулирующие элементы, датчики давления и температуры

Рис. 2. Комплекс оборудования по отбору газа из скважин

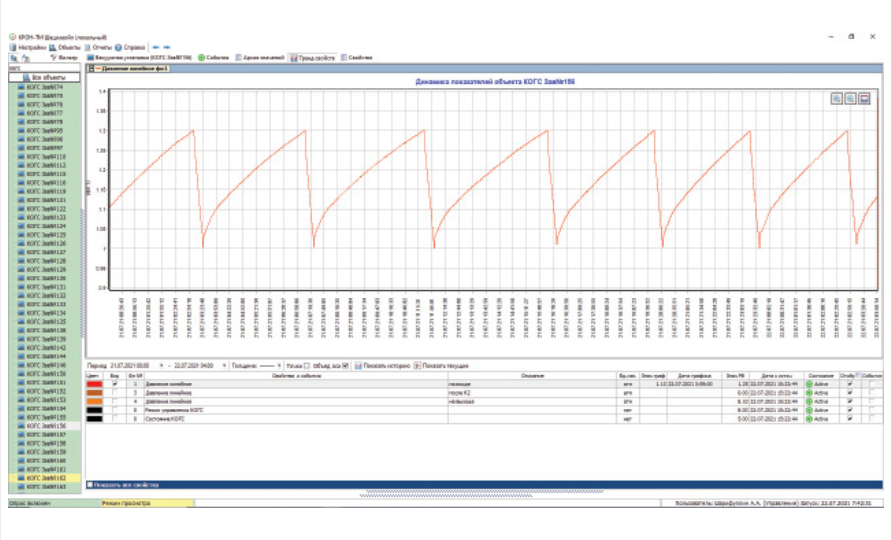


Рис.3. Динамика давления в затрубном пространстве при работе КОГС-1М (зав. № 156)

под давлением, близким к пластовому, что, в свою очередь, приведет к срыву подачи насоса. Наибольший эффект от использования КОГС может быть достигнут при максимальном давлении в затрубном пространстве (Рзатр) и минимальной разности пластового и забойного давлений (Рпл-Рзаб).

Положительной стороной использования КОГС стало снижение изнашивания эластомера штангового винтового насоса (ШВН). При благоприятных условиях эксплуатации скважин УШВН (Рнас<Рпр) среднее значение степени изнашивания эластомера составляет 29,5 %, т.е. происходит естественный износ эластомера штангового винтового насоса. Степень износа эластомера при работе ШВН до 21 млн оборотов и Рнас>Рпр соответствует степени износа эластомера при благоприятных условиях. Дальнейшее увеличение количества оборотов ротора в совокупности с условием Рнас>Рпр приводит к еще большему износу эластомера, тем самым необходимо

поддерживать динамический уровень над винтовым насосом, одним из решений является откачка газа из затрубного пространства скважины. На 16 скважинах с УШВН на Дачном, Краснооктябрьском, Северном и Летнем месторождениях (Республика Татарстан) провели промысловые эксперименты с вакуумированием затрубного газа. После проведения ремонта на данных скважинах и демонтажа насосов проводили стендовые испытания ШВН с определением степени износа винтовых насосов. Степень изнашивания эластомера ШВН при эксплуатации УШВН с КОГС составила 24 %, тем самым вакуумирование газа в затрубном пространстве позволяет снизить износ насосов и увеличить наработку УШВН.

11-летний анализ эксплуатации КОГС-1М на скважинах с различными составами попутного нефтяного газа, содержащий сероводород, пары воды и другие компоненты, образующиеся, например, после кислотных обработок призабойных зон, показал, что на работоспособность КОГС-1М не влияет состав перекачиваемого попутного газа. Установки КОГС-1М имеют высокий ресурс при соответствующем обслуживании, в том числе при работе в различных климатических условиях.

Назначение КОГС не ограничивается откачкой газа из затрубного пространства скважины (ЗПС). КОГС можно применять для следующих операций:

- после проведения обработки призабойной зоны (ОПЗ) на нагнетательной скважине производят вакуумирование на реагирующих добывающих скважинах с целью очищения пор пласта от газа, улучшая тем самым фильтрационную способность по нефти, что в итоге приведет к интенсивному притоку нефти к забою скважины;
- после вакуумирования производят ОПЗ или промывки скважины, тем самым реагенты проникают во все поры пласта, в т.ч. и в освобожденные от газовых пузырьков. Существует и второй вариант способа повышения продуктивности, когда после ОПЗ с углеводородным растворителем растворитель получают непосредственно в призабойную зону пласта, для чего снижают уровень скважинной жидкости в добывающей скважине до интервала перфорации и вакуумируют зону скважины, выдерживают давление, затем резко повышают его до атмосферного, причем процесс повторяют 2–3 раза до увеличения дебита по жидкости;
- откачиваемый газ из ЗПС направляют через струйный насос (эжектор) к нагнетательной скважине с последующим смешением с рабочим агентом для увеличения охвата пласта водогазовым воздействием;
- перекачка газа из факельных устройств на начало установки подготовки нефти.

ООО УК «Шешмаойл»
Альметьевск, Россия,
ОПС-8, а/я 192, 423452
Таирова Альбина Маратовна
Руководитель группы по маркетингу
+7 986-930-21-78
tairova_am@mail.ru

Рис. 4. Соединение утепленных рукавов с КОГС

Рис. 5. Утепление затрубной задвижки

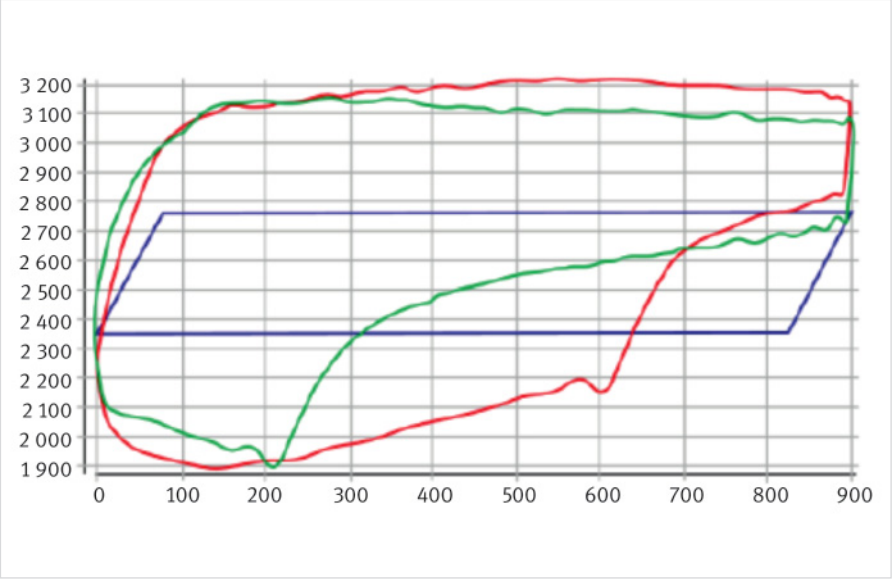
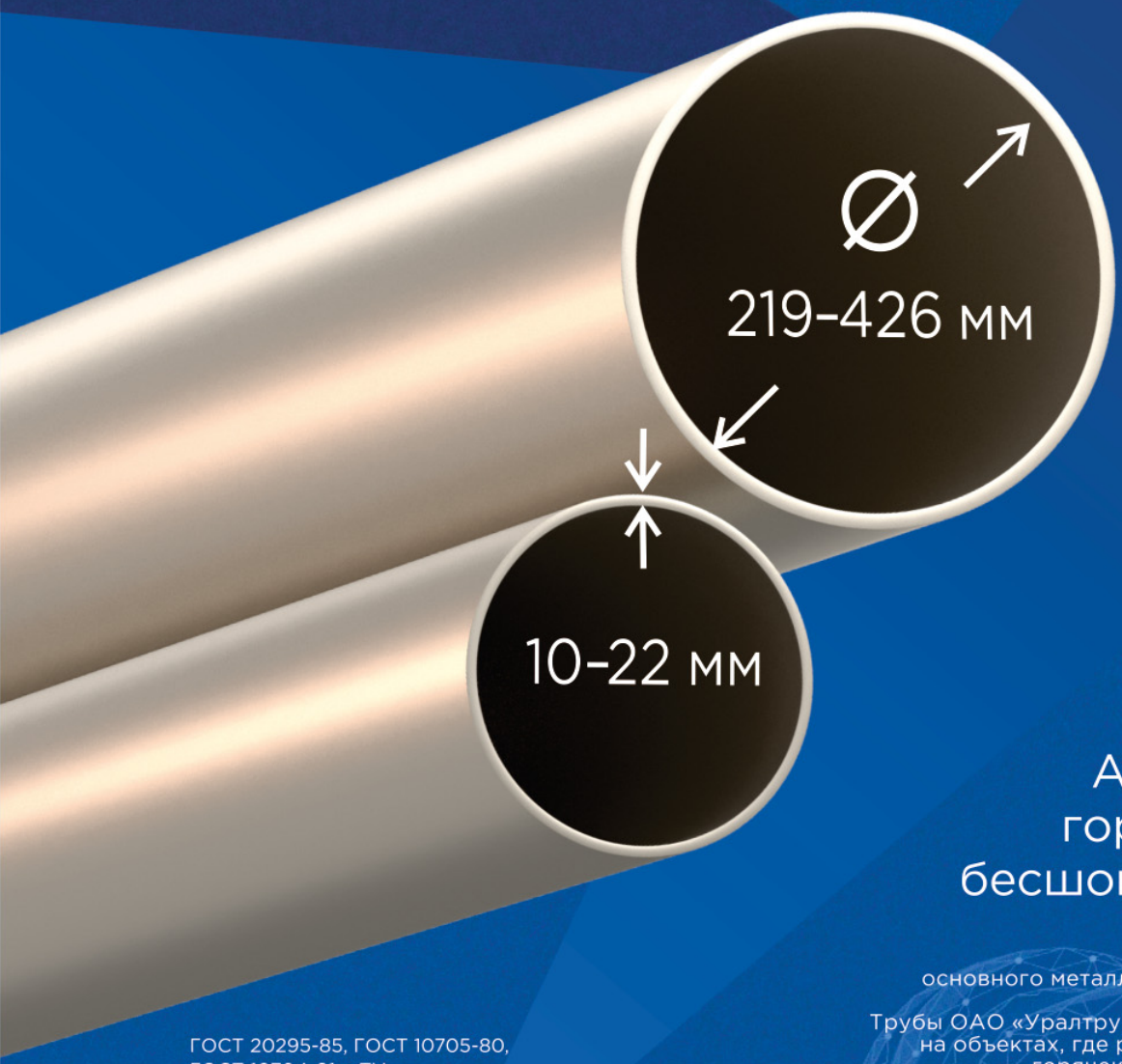


Рис. 6. Динамограмма по скв. 110

УРАЛТРУБПРОМ
ОАО «УРАЛЬСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД»

Смелость в новаторстве
Гарантии в мастерстве

ЭЛЕКТРОСВАРНЫЕ ТРУБЫ УРАЛТРУБПРОМ



Альтернатива горячекатаным бесшовным трубам

Равнозначность свойств основного металла и сварного соединения.

Трубы ОАО «Уралтрубпром» уже используются на объектах, где ранее применялись только горячекатаные бесшовные трубы.

ГОСТ 20295-85, ГОСТ 10705-80, ГОСТ 10704-91 и ТУ

дополнительная информация на **trubprom.com**

+7 (3439) 297-539
market@trubprom.com

Снижение вязкости промежуточного слоя в резервуарах, перекачиваемой жидкости в трубопроводах и предупреждение осложнений при механизированной добыче нефти

Вдовин Эдуард Юрьевич,
директор,
ООО «Инженерно-технический центр инновационных технологий»

В современных условиях значительная доля нефтедобычи на территории Российской Федерации приходится на месторождения поздних стадий разработки. Нефть, добываемая на этих месторождениях, характеризуется высокими степенями вязкости и обводненности. Снижая вязкость таких нефтей, можно значительно увеличить скорость и объем добычи, эффективно организовать транспортировку продукта по трубопроводам.

Повышенная вязкость нефти и нефтяных эмульсий обусловлена высоким содержанием в них асфальтенов, парафинов, смол, количества воды, механических примесей, особенно, сульфида железа.

Вязкость определяет скорость течения жидкости при ее движении через трубопроводы, а также при движении вдоль твердых стенок, т.е. во всех тех случаях, когда число Рейнольдса мало.

Значение вязкости в течение жидкости не ограничивается тем, что она является основным фактором сопротивления течению. Существует и другое ее значение: вязкость обусловливает передачу скорости от слоя к слою текущей жидкости, т.е. действует как фактор, формирующий непрерывное скоростное поле потока.

Для увеличения текучести нефти и нефтяных эмульсий по трубопроводам, в первую очередь, необходимо понизить их вязкость. Наиболее известные и используемые методы снижения вязкости:

- увеличение температуры потока жидкости (требует огромного количества наличия энергии или же энергетической инфраструктуры);
- смешивание с маловязкой жидкостью (усреднение вязкости) или с растворителем (усреднение вязкости с модификацией свойств исходной вязкой жидкости);
- механическая (безреагентная) обработка без использования присадок и растворителей;
- комбинация первых трех пунктов.

Наиболее перспективным методом воздействия на нефтепродукт в современных реалиях является использование упругих механических колебаний и эффекта кавитации, которые приводят к разрушению структуры нефтяных ассоциатов и тем самым снижают вязкость нефти.

Данный метод обеспечивает исключительно высокую интенсивность технологического процесса, недостижимую с помощью других методов.

Кавитация — это образование разрывов сплошности жидкости в результате местного спада давления. Если снижение давления происходит вследствие больших локальных скоростей в потоке движущейся капельной жидкости, то кавитация считается гидродинамической, а если вследствие прохождения в жидкости акустических волн, – акустической.

Эффект кавитации сопровождается микровзрывами, ультразвуком, а также механическими срезами и соударениями при воздействии сотен режущих пар, двигающихся навстречу друг другу с высокой линейной скоростью. Величина этой скорости составляет несколько десятков метров в секунду, что дает возможность разрезать диспергируемые вещества на мельчайшие микрочастицы. Фактически это микроимпульсы. За одну минуту — сотни тысяч микроимпульсов.

Нефть не обладает вязкостью, подчиняющейся законам Ньютона, Пуазейля, Стокса, так как длинные беспорядочно расположенные молекулы парафина и смол образуют некоторую гибкую решетку, в которой располагается раствор. Поэтому система оказывает значительное сопротивление силам сдвига. Кавитация разрывает непрерывную цепочку, разрушая связи между отдельными частями молекул. Связи эти сравнительно малы, поэтому необходимо незначительное воздействие акустических волн.

Таким образом, кавитация влияет на изменение структурной вязкости, т.е. на разрыв Ван-дер-ваальсовых связей.

Для реализации указанного технологического процесса в ООО «Инженерно-технический центр инновационных технологий» разработан и испытан в стендовых условиях ультразвуковой кавитационный генератор (УЗКГ), который обладает высокой производительностью, возможностью получения ультразвукового излучения значительной мощности и концентрации его в ограниченном пространстве.

УЗКГ имеет достаточно простую конструкцию, малые габариты, что позволяет применять его не только в трубопроводах, а и в составе насосных установок для добычи нефти. При этом УЗКГ не требует дополнительного обслуживания.

Использование УЗКГ при обработке нефти позволяет решать следующие задачи:

- снижение нагрузок на подвижные части ГНО;
- предотвращение образований АСПО на стенках НКТ;
- снижение вязкости нефтепродукта при его транспортировке;
- снижение вязкости промежуточного слоя в резервуарах и хранилищах.

Генерация продукта происходит за счёт вихревого движения жидкости в завихрителе,

Рис. 1. Внешний вид УЗКГ

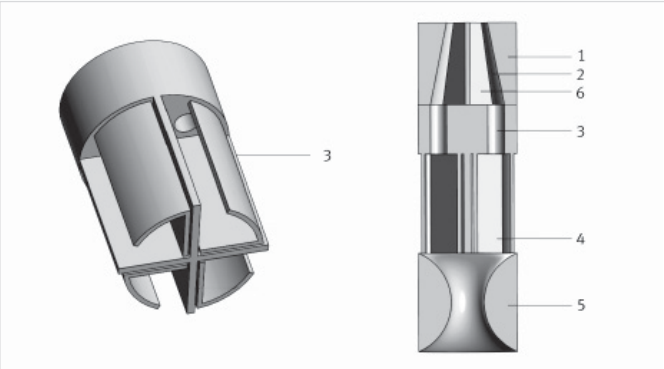


Рис. 2. Конструкция УЗКГ
1 – корпус; 2 – делитель; 3 – завихритель; 4 – камера смешения; 5 – сопло Лаваля; 6 – гидравлические каналы

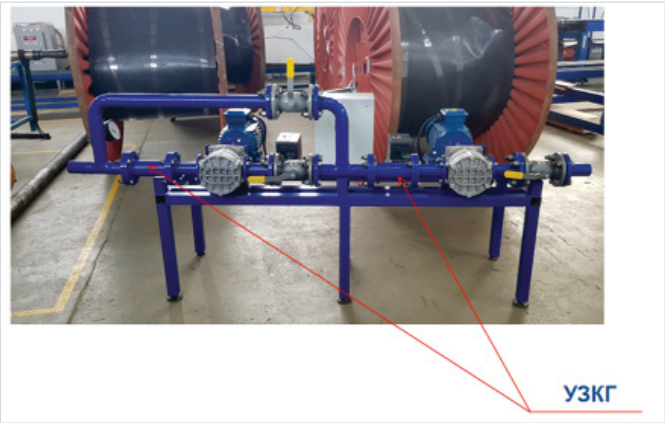


Рис. 3. Испытательный стенд

а также за счёт эффективных способов его разрушения. Возбуждение продукта происходит не только взаимодействием жидкости с неподвижными элементами устройства, но и в значительной степени взаимодействием между собой вихревых потоков.

Направление возбуждения не рассеивающее, т. е. не центробежное, а центростремительное, что позволяет концентрировать возбуждение в потоке и таким образом интенсифицировать протекание техпроцесса.

Многократное «трение» наружных слоёв вихрей друг о друга по спиралеобразной траектории в вихревой трубе вызывает широкий спектр колебаний, способствующий более качественной обработке продукта.

- отличительными показателями УЗКГ являются:
- объёмный нагрев жидкости;
- высокий КПД (до 94 %);
- высокий коэффициент преобразования — 2,0;
- автономность;
- экономическая и пожарная безопасность.

Для испытаний были отобраны 4 образца нефти из скважин различных нефтяных месторождений, а так же по одному образцу масла Нигрол, масла ТАД-17 и промслоя, отобранного из РВС.

Испытания проводились в производственном цехе ООО «Центр ИТ» и в технической лаборатории Кафедры машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина.

Исследования проб проводились в лаборатории НОЦ сотрудниками кафедры ХТ ПНИПУ.

Содержание воды в образцах нефти определяли с помощью азеотропной перегонки по методу Дина-Старка. Этот метод заключается в отгонке воды и растворителя от нефтепродуктов с последующим их разделением в градуированном приемнике на 2 слоя.

Вязкость определяли при температуре 20°С вибрационным вискозиметром SV-10.

Снижение вязкости наблюдалось во всех опытах, кроме образцов масла ТАД-17 и промслоя.

По результатам исследований можно сделать вывод, что УЗКГ успешно разбивает длинные углеводородные цепочки, в первую очередь, парафина и обеспечивает значительное снижение вязкости. Парафины после прохождения через УЗКГ переходят в твердую фазу при меньших температурах или совсем не переходят в нее. Таким образом, применение УЗКГ позволит снизить расход реагента и использовать греющие кабели меньшей длины (снизить их стоимость) или отказаться от них вообще.

Увеличение вязкости масла ТАД-17 после обработки обусловлено активизацией противоразжижающих присадок, входящих в состав масла.

Увеличение вязкости промслоя после обработки обусловлено тем, что в процессе отстоя в РВС из него уже произошло отделение нефти и воды. После обработки нефть и вода, оставшиеся в промслое, отделилась от сульфидов железа.

Дальнейшие исследования будут продолжены в промысловых условиях.

Табл. 1. Результаты исследований по определению обводненности и вязкости продукции

Образец	Режим испытаний, м³/сут.	Обводненность исходного образца до обработки, %	Обводненность исходного образца после обработки, %	Динамическая вязкость исходного образца до обработки, мПа*с	Динамическая вязкость исходного образца после обработки, мПа*с
НЕФТЬ 1	Qж = 45	1,5 (общая)	41,8 (общая)	251,0	206,5
НЕФТЬ 2	Qж = 45	1,5 (общая)	21 (общая)	339,7	232,0
НЕФТЬ 3	Qж = 45	17 (связанная)	97 (общая)	409,0	4
НЕФТЬ 4	Qж = 45	32,0 (общая)	81 (общая)	820,3	267,2
НИГРОЛ	Qж = 50	–	–	4 494,0	214,0
ТАД-17	Qж = 50	–	–	234,0	254,0
ПРОМСЛОЙ	Qж = 70	2 (связанная) 3 (осадок)	61,6 (общая) 13 (связанная) 1 (осадок)	85,5	135,3

Табл. 2. Результаты исследований по определению температуры насыщения нефти парафином (кристаллизации)

Образец	Режим испытаний, м³/сут.	Т насыщения до обработки, °С	Т насыщения после обработки, °С
НЕФТЬ 1	Qж = 45	18,56	–
НЕФТЬ 2	Qж = 45	17,75	16,21
НЕФТЬ 3	Qж = 45	17,62	–
НЕФТЬ 4	Qж = 45	17,96	14,95

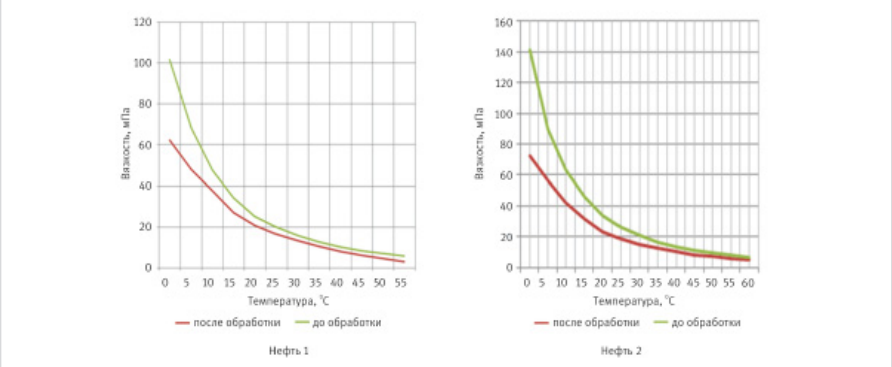


Рис. 4. Изменение вязкости образцов нефти 1 и 2

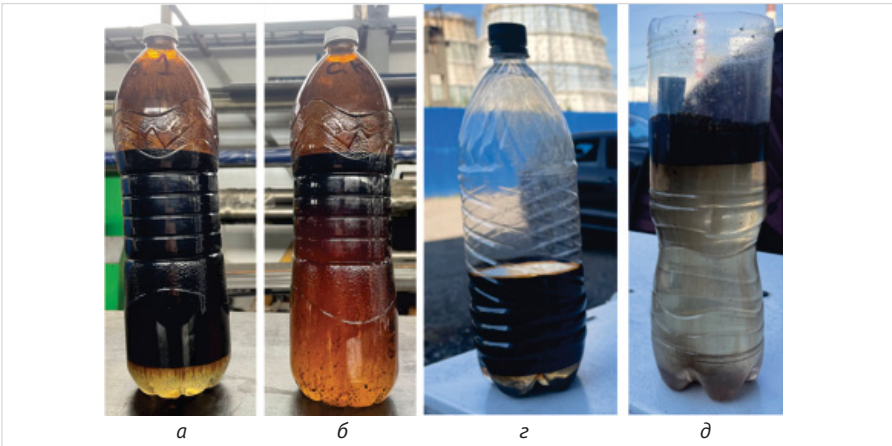


Рис. 5. Образцы нефти: а — образец нефти 3 до обработки; б — образец нефти 3 после обработки; в — образец нефти 4 до обработки; г — образец нефти 4 после обработки

Россия, 614016, г. Пермь,
ул. Краснофлотская, д. 28

+7 (342) 206-31-95

cit@centrit.net
center.perm@mail.ru
entechcenter.ru

Новые продукты под ключ: опыт УК ООО «ТМС Групп»

Ризванов Айдар Фанисович,
главный конструктор отдела развития новых бизнес-направлений УК ООО «ТМС Групп»

Разработка продукции — дело захватывающее, но непростое, ведь ее уникальность сохраняется на всех этапах освоения: от идеи до проработки и создания прототипа. Предотвратить возможные спады, принять заблаговременные меры, чтобы удержать бизнес на плаву, и создать резервы для дальнейшего развития позволяет грамотная аналитика.

Именно такой подход использует компания «ТМС Групп» при создании новинок. Каждая из них обязательно проходит несколько ступеней разработки, включающих определение потребностей рынка, исследование конкурентной обстановки, формирование идей для решения, разработку дорожной карты продукта и создание его минимально жизнеспособной версии.

Как это происходит

Шаг 1. Всё начинается с выдвижения идей. Предложения обсуждаются коллективно: учитываются потребности клиентов, факторы ценообразования и результаты рыночных исследований.

Пример: в компанию обратился Заказчик с проблемой нехватки дегазаторов бурового раствора, т.к. в основном использовался аналог зарубежной фирмы, который в связи с санкциями было сложно приобрести.

Шаг 2. Составив экономическое обоснование, обсудив целевой рынок и функционал продукта, можно приступать к его определению. Иначе этот процесс называют предварительной проработкой или составлением концепции. Его основная задача — выработка стратегии по продукту.

Пример: в дегазаторе иностранного производства использовалась клиноременная передача, которая постоянно выходила из строя, кроме того, комплектующие для ремонта стоили дорого и время поставки было неприемлемое.

Шаг 3. После того, как идеи обретают четкую форму, начинается создание минимально жизнеспособного продукта. Для этого разрабатывается исходный прототип: группа экспертов проводит исследования и документирует их, выстраивая более детальный бизнес-план и создавая сам продукт.

Пример: группа специалистов компании получила экземпляр дегазатора и провела полный цикл реинжиниринга с применением идей по усовершенствованию узлов, используя в конструкции отечественные детали.

Шаг 4. Разработка исходного дизайнерского решения. Макет подготавливают все заинтересованные стороны проекта. При этом дизайн создается с учетом целевой аудитории и дополняет основные функции продукта.

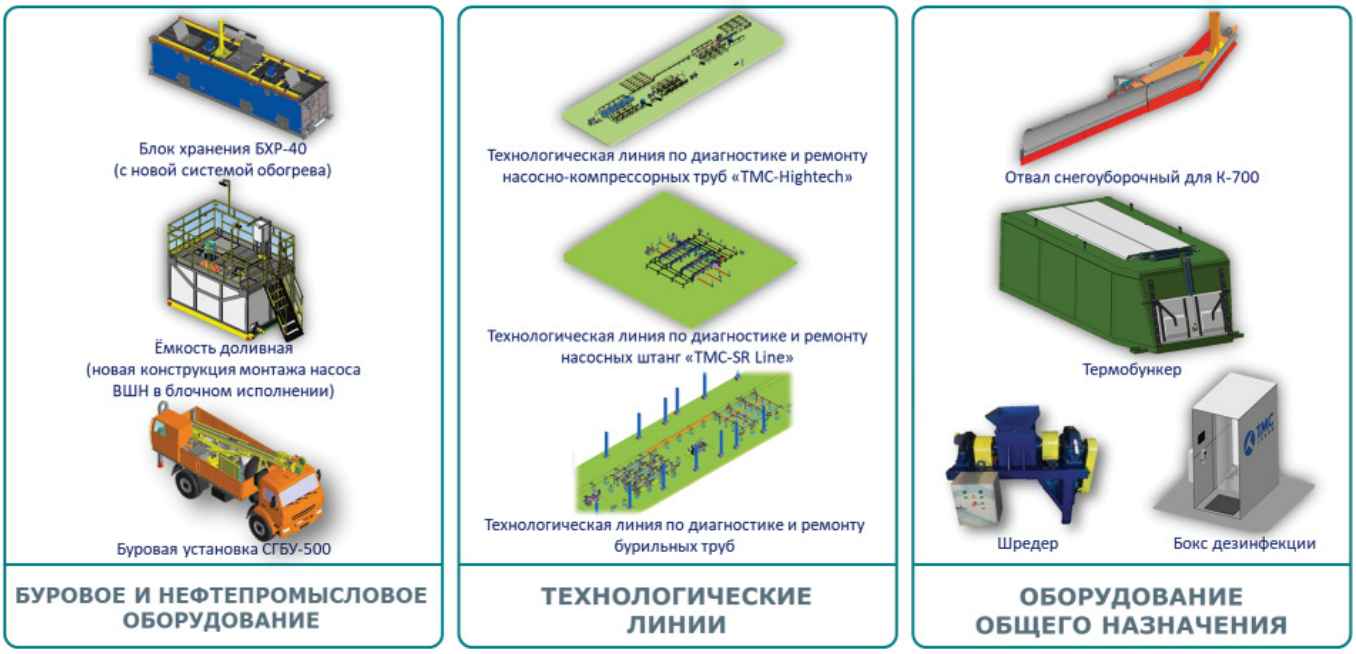


Рис. 1. Новые продукты УК ООО «ТМС Групп»

Предварительный прототип может быть представлен как в виде простого эскиза, так и в более сложном цифровом виде. К выполнению этой задачи подключаются конструкторско-технологические службы УК ООО «ТМС Групп».

Неоценимый вклад в создание новых продуктов вносит научно-технический центр. Здесь трудятся высококвалифицированные специалисты, имеющие большой опыт по проектированию нефтепромыслового, бурового и нестандартного оборудования. С момента образования отдела они разработали широкий перечень оборудования, которое успешно используется на многих объектах нефтегазодобывающих предприятий РФ. Эту продукцию неоднократно отмечали дипломами I степени в конкурсах «Лучшие товары Республики Татарстан», «100 лучших товаров РТ», «50 лучших инновационных идей для Республики Татарстан», золотыми, серебряными медалями в ежегодном смотре изобретений РФ «Архимед» и т.д.

Эффективность при достижении цели создаваемого продукта достигается благодаря современному техническому оснащению и автоматизированной системе управления с проектированием. Они позволяют создавать 2D- и 3D-модели, проводить прочностные расчеты, в том числе с последующим изготовлением продукции на собственных мощностях или ее прототипированием на современном 3D-принтере.

Шаг 5. До запуска новинку утверждают и тестируют. Такие процедуры необходимы для налаживания эффективной работы всех элементов продукта от разработки до маркетинга, прежде чем начнется его распространение среди широкой аудитории. Для этого разрабатываются максимально приближенные к эксплуатационным характеристикам программа и методика испытания.

Импортозамещение — новый импульс развития

В этом году ситуация на нефтяном рынке усложнилась в связи с введением санкций: они затронули большинство крупнейших компаний России. Помимо прочего, был установлен запрет на поставку ряда оборудования, необходимого для разработки шельфа и трудноизвлекаемых запасов.

Оно и понятно: отечественный нефтегазовый комплекс дает треть ВВП, две трети экспорта и половину доходов бюджета страны. При этом доля иностранного оборудования в нем на сегодняшний день составляет 60 %. Однако еще до ограничений часть компаний решила идти своим путем, чтобы не зависеть от западного оборудования. В это число входит и УК ООО «ТМС Групп».

Нередко по просьбе заказчиков компания разрабатывает аналоги существующих образцов со схожим функционалом. Это экономит затраты, связанные с исследованием, развитием и рисками, возникающими при представлении новых изделий рынку. Производственные мощности позволяют изготовить ЗИП и комплектующие к нефтепромысловому и буровому оборудованию любой сложности (с ориентацией на программу импортозамещения).

Бесспорно, для достижения хороших показателей при переходе на российскую продукцию одного-двух лет мало — некоторым технологиям для развития нужно намного больше времени. Тем не менее для реализации намеченного правительством плана уже в 2022 году и роста доли отечественных технологий в нефтегазовой отрасли до 80 %, пожалуй, есть все предпосылки: государственная поддержка, спрос со стороны добывающих и перерабатывающих компаний, а главное — производители, готовые предложить технику, которая не уступает импортной.

На данный момент в рамках содействия предприятиям РФ по внедрению технологических решений мирового уровня с целью достижения конкурентоспособности отечественной продукции, УК ООО «ТМС Групп»» активно поддерживает постановления Российской Федерации. **Компания всегда готова на взаимовыгодное сотрудничество по созданию и внедрению новой техники и передовых технологий на объектах нефтедобычи, а также к совместной деятельности в решении актуальных проблем.**

Рис. 2. Процесс по сбору перспективных идей

ТМС ГРУПП

Если вас заинтересовала данная статья, можете обратиться по данным адресам:
8 800 250 79 39
www.тмс-групп.рф.
tmcg@tmcg.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.

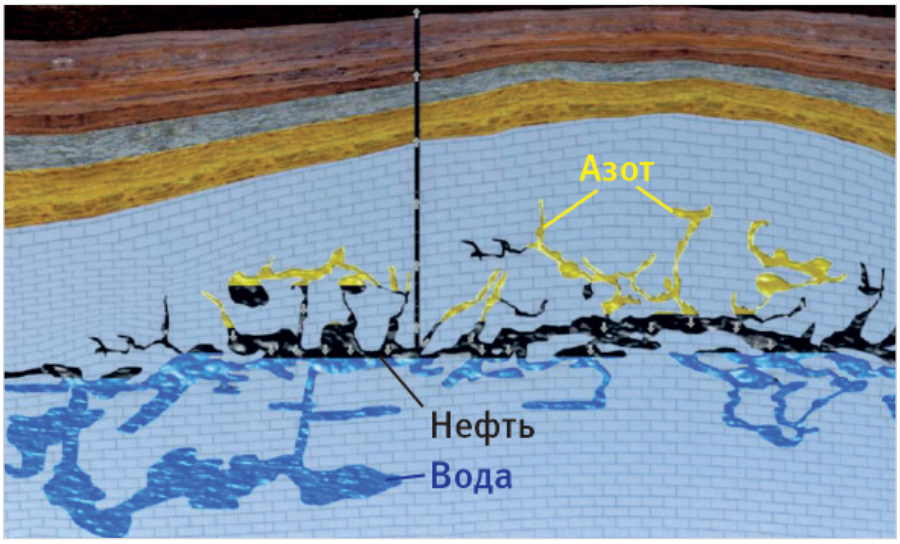


Рис. 1. Вытеснение нефти путем подачи газообразного азота под высоким давлением

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

Серия ТГА

Давление до **630** бар

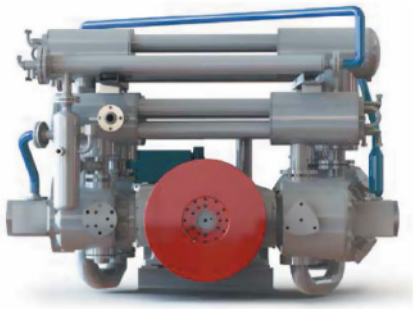
Азот **99** %

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

«Техэксперт»: путь к SMART-стандартам

Несмотря ни на что, цифровая трансформация российской промышленности продолжается. Чем дальше, тем больше мы будем оптимизировать, цифровизировать и автоматизировать все, даже самые «человекозависимые» бизнес-процессы — в том числе связанные с документами. Эксперты Консорциума «Кодекс» рассказывают, как развивается представление документов на цифровой платформе «Техэксперт» и какие возможности дают SMART-стандарты.

Концепция Четвертой промышленной революции (или Индустрии 4.0) подразумевает оптимизацию и автоматизацию большинства промышленных процессов. Всё больше традиционных обязанностей человека переходят информационным и киберфизическим системам под управлением искусственного интеллекта. Консорциум «Кодекс» более 30 лет занимается цифровизацией связанных с нормативной и технической документацией бизнес-процессов, и его эксперты солидарны с озвученной концепцией: всё, что можно доверить машине, нужно доверить машине, а квалифицированного специалиста освободить для более важных задач.

Автоматизация многих процессов невозможна без документов нового формата, содержащих как человеко-, так и машиноориентированные данные. В классификации ИСО/МЭК такие документы называются SMART (Standards Machine Applicable, Readable and Transferable) и занимают четвертый, верхний уровень цифровой зрелости (рис. 1.).

Сейчас стандартизаторы всего мира ищут ответ на вопрос, какими должны быть SMART-стандарты. В России для этой цели в 2021 г. создан Проектный технический комитет «Умные (SMART) стандарты» (ПТК 711), который возглавили Российский институт стандартизации (ФГБУ «РСТ») и АО «Кодекс», головная компания одноименного Консорциума. ПТК 711 призван дать толчок новому направлению стандартизации, создать и поддерживать нормативную и методологическую базу для SMART-стандартов. После закрепления SMART-стандартов в национальной системе стандартизации предприятия смогут использовать такие документы как официальный источник, а технические комитеты — создавать новые стандарты уже в SMART-формате.

Многослойность и единство среды

Параллельно с работой в ПТК 711 эксперты Консорциума «Кодекс» развивают технологическую базу для SMART-стандартов на цифровой платформе «Техэксперт». Развивают уже много лет: еще до появления самого термина «SMART-стандарт» документ в профессиональных справочных системах (ПСС) «Кодекс» и «Техэксперт» представлял собой не единичный файл, а контейнер с разными слоями данных. Часть этих слоев — просто вложения в различных форматах, на других, машиноинтерпретируемых слоях базируются «умные» сервисы систем: интеллектуальный и атрибутный поиск, контроль статуса документа, сравнение редакций, система перекрестных гиперссылок и т. д.

Формально нынешний уровень цифровой зрелости документов в ПСС «Кодекс»/«Техэксперт» находится между 2 и 3 (рис. 1). Однако активные пользователи систем, среди которых много специалистов нефтегазового комплекса, уже готовы к переходу на 3 и даже 4 уровень, то есть к SMART-стандартам.

Кроме машиноинтерпретируемого контента и программных средств его обработки большую роль в построении «умных» сервисов играет единая среда всех документов ПСС. Предприятиям также важно разместить в одном пространстве внешние и внутренние нормативные документы, поскольку первые являются базой для вторых. Для этой цели Консорциум «Кодекс» создал Систему управления нормативной и технической документацией (СУ НТД) «Техэксперт» — различные ее компоненты, в первую очередь подсистема «Банк документов», внедрены у многих нефтегазовых компаний России. СУ НТД помогает обеспечить слаженность работы над документами и ускорить их прохождение по всем этапам, повысить качество самих документов и связанных с ними бизнес-процессов.

Еще одна особенность делает внедрение СУ НТД «Техэксперт» необходимым шагом на пути развития SMART-стандартов: система позволяет создавать документы в виде контейнера данных. И если в контейнере есть не только скан-копия оригинала, но и полнотекстовый слой со специализированной разметкой тегами, документ подходит для дальнейшей работы с требованиями. А переход к управлению требованиями — это залог повышения цифровой зрелости стандартов.

Естественный переход

В работе с требованиями ничего инновационного нет: руководствуясь тем или иным документом, де-факто мы выполняем его отдельные требования — только те, что

относятся к нашим обязанностям. Выделение нужных требований из массива документов — привычный рабочий процесс, который требует удобных инструментов. В ответ на запросы клиентов Консорциума «Кодекс» несколько лет назад занялся разработкой программных решений для управления требованиями.

Будучи психологически естественным, в то же время переход к работе с требованиями подразумевает трансформацию бизнес-процессов, сфокусированных на документе. Из-за этого появилась концепция целой линейки продуктов для работы с требованиями, рассчитанных на разный уровень вовлечения и подготовки пользователей: от готовых реестров нормативных требований до полноценных систем управления требованиями.

Реестры нормативных требований (РНТ) позволяют получить все требования федерального уровня из какой-либо области в едином окне. РНТ создают и поддерживают в актуальном состоянии эксперты Консорциума «Кодекс». Кроме просмотра текстов требований в реестрах будет доступен интеллектуальный и атрибутный поиск, в том числе по кодам отраслевых классификаторов, сортировка, сохранение в пользовательские папки, история изменений, а также контроль актуальности. Со временем пользователи РНТ получат доступ ко всем сервисам из систем «Кодекс» и «Техэксперт», которые сейчас применяются только к целым документам.

Первый РНТ выходит осенью — это реестр, содержащий требования Технического регламента о безопасности зданий и сооружений, доступный в рамках продукта «Техэксперт SMART: Проектирование». Все требования реестра снабжены кодами Классификатора строительной информации (КСИ), что облегчает поиск и навигацию. Документы, вошедшие в реестр, получат в рамках системы дополнительный слой — вкладку «Требования». Такие стандарты можно считать достигшими 3 уровня цифровой зрелости по классификации ИСО/МЭК.

Движение к четвертому уровню обеспечивает Система управления требованиями (СУТр) «Техэксперт». Она позволяет не только собирать все необходимые требования из внешних и внутренних документов в едином окне, но и полноценно управлять ими. В СУТр можно составлять из требований как «плоские» реестры, так и полные конфигурации изделий с иерархией любой степени разветвленности, классифицировать и атрибутировать требования, устанавливать между требованиями взаимозависимости (трассировку), создавать новые ревизии (редакции), обсуждать и утверждать требования, снабжать их вложениями (чертежами, 3D-моделями, программным кодом). Иными словами, в рамках СУТр «Техэксперт» каждое требование превращается в «маленький документ» и наравне с классическими функциями по управлению требованиями получает те же сервисы, что есть у документов в ПСС и СУ НТД. Существуют и уникальные возможности: разные виды зависимостей между требованиями и аналитика на их основе, возможность прикрепить требования к разным частям 3D-модели для облегчения навигации, снабжение требований формализованными параметрами и дальнейший экспорт требований во внешнее ПО — как в человеко-, так и в машиночитаемом виде. Документ в формате отдельных требований, которые одновременно сохраняют связь с источником и получают дополнительные, в том числе машинопонимаемые слои, максимально близок к SMART-стандарту.

Ключевая роль классификации

Цифровая платформа «Техэксперт» уже сейчас располагает всеми инструментами для создания SMART-стандартов: от постоянно актуализируемой нормативной базы в ПСС до инструментов тонкой настройки в СУТр и интеграционных решений. Однако пока широкому использованию SMART-стандартов мешает отсутствие единого классификатора, который мог бы объединить разные типы данных — например, требования и их параметры в документах и в информационных моделях. Поскольку речь идет не столько о видах продукции, сколько о ее параметрах, их названиях, возможных диапазонах, единицах измерения и т. д., классификатор должен быть подробным. Из зарубежных аналогов можно привести в пример европейский ECLASS и — для электротехнической отрасли — Словарь общих данных МЭК (IEC CDD). Общепризнанных классификаторов такого масштаба в России нет — ни отраслевых, ни глобальных.

Параллельно с развитием программных инструментов и созданием архитектуры будущих SMART-стандартов Консорциума «Кодекс» планирует проведение исследований, формирование методологии и создание пилота глобального классификатора продукции, ее свойств и характеристик. Это большая работа, требующая участия экспертов из всех заинтересованных отраслей, поскольку именно им в дальнейшем предстоит использовать SMART-стандарты для высокотехнологичных задач.

Узнать подробнее о возможностях цифровой платформы «Техэксперт», задать вопрос о SMART-стандартах и записаться на демонстрацию любого продукта Консорциума «Кодекс» можно по электронной почте spp@kodeks.ru или телефону 8-800-505-78-25

Рис. 1. Классификация цифровой зрелости стандартов ИСО/МЭК

ИРВИС

Научно-производственное предприятие, с 1990 года предоставляет услуги по проведению полного цикла работ в области создания высокотехнологичных средств измерения расхода газообразных энергоносителей.

ООО НПП «Ирвис» проводит исследования в соавторстве с Казанским научным центром РАН, ВНИИР, КНИТУ-КАИ им. А.Н. Туполева.

Высокотехнологичные средства измерения расхода газообразных энергоносителей

Проведение научных исследований
Разработка и сертификация образцов
Техническая поддержка и модернизация
Серийное производство
Продвижение на рынке

ОБЛАСТИ ПРИМЕНЕНИЯ

- Нефтедобыча
- Топливно-энергетический комплекс
- Газотранспортные компании
- Энергетика, химические предприятия
- Газ поставляющие и газ потребляющие предприятия

НАШИ ПАРТНЕРЫ

ОАО «Газпром»,
ООО «Газпроммежрегионгаз»,
ОАО «Роснефть»,
ОАО «Лукойл»,
ОАО «Татнефть»,
ОАО «Краснодарнефтегаз»
ОАО «Сургутнефтегаз»,
ООО «Газпромнефть»,
муниципальные предприятия жилищно-коммунального хозяйства.

ПРОДУКЦИЯ собственного производства

Ультразвуковые расходомеры-счетчики
Расходомер-счетчик газа ультразвуковой ИРВИС-Ультра

Вихревые расходомеры-счетчики
Расходомер-счетчик газа вихревой ИРВИС-РС4М
Преобразователь расхода газа вихревой ИРВИС-К-300

Прибор для научных исследований
Термоанемометр многофункциональный ИРВИС-ТА5.1

Оборудование для поверочных лабораторий
Установка поверочная газодинамическая ИРВИС-УПГ

РАЗДЕЛЕНИЕ ПРОДУКЦИИ ПО РЕШАЕМЫМ ЗАДАЧАМ

ИРВИС-РС4М, ИРВИС-Ультра
Комплектные узлы учета природного газа, попутного нефтяного газа, пара, других газов. ИРВИС-300. Первичный преобразователь расхода газа, преобразовывающий объемный расход газа в нормированный электрический сигнал

ИРВИС-ТА5.1
Лабораторный прибор для измерений мгновенных локальных значений скорости и температуры неагрессивных горючих и инертных газов в научных и прикладных исследованиях

ИРВИС-УПГ
Установка предназначена для выполнения поверки промышленных счетчиков, расходомеров и расходомеров-счетчиков газа с пределами воспроизводимого расхода от 0,025 до 12 000 м^3/час

ПРЕИМУЩЕСТВА

- Высокая точность измерений
- Широкий диапазон измеряемых расходов
- Стабильность метрологических характеристик
- Стойкость к загрязнениям и гидроударам
- Удобство при проектировании узла учета
- Простота эксплуатации

КОМАНДА

Авторы и разработчики технологий и приборов
Инженерно-технический и вспомогательный персонал
Профессиональные управленцы

КОНТАКТЫ

420095, г. Казань,
ул. Восстания, д. 98Н
Технополис «Химград»
+7 (843) 212-56-29
+7 (843) 212-56-30
1@gorgaz.ru
www.gorgaz.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-82-85 УДК 004 I Научная статья

Инновационные цифровые технологии в области промышленной безопасности охраны труда и окружающей среды

Малофеев М.В.[1], **Хабибуллин А.Ф.**[2], **Чермянин П.И.**[2], **Кошелев М.Б.**[2], **Цыренова Н.А.**[3]
[1]ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия,
[2]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия,
[3]ФГБОУ ВО «ИРНИТУ», Иркутск, Россия
afkhabibullin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
На сегодняшний день цифровые технологии находят все более широкое применение в сфере охраны труда, окружающей среды и промышленной безопасности. Внедрение цифровых технологий и искусственного интеллекта в трудовую деятельность работников, выполняющих обязанности по охране труда, позволяют усовершенствовать рабочий процесс.
Целью данной работы является применение цифровых технологий для снижения количества нарушений в области промышленной безопасности, охраны труда и охраны окружающей среды (ПБОТОС) и, как следствие, случаев травматизма.

Материалы и методы
Оценена необходимость применения цифровых технологий в области ПБОТОС на основе статистики производственного травматизма в мировой и отечественной практике. Статистика аккумулировалась на основе открытых источников. Все подходы к применениям цифровых технологий тестировались на фокусной группе, в которую входили разные специалисты.

Ключевые слова
datascience, ПБОТОС, сокращение инцидентов, цифровые технологии, автоматизация

Для цитирования
Малофеев М.В., Хабибуллин А.Ф., Чермянин П.И., Кошелев М.Б., Цыренова Н.А. Инновационные цифровые технологии в области промышленной безопасности охраны труда и окружающей среды // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 82–85.
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-82-85

Поступила в редакцию: 04.08.2022

UDC 004 I Original Paper

Innovative digital technologies in HSE

Malofeev M.V.[1], **Khabibullin A.F.**[2], **Chermyanin P.I.**[2], **Koshelev M.B.**[2], **Tsirenova N.A.**[3]
[1]"TYNGD" LLC, Irkutsk, Russia,
[2]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia,
[3]Irkutsk national research technical university, Irkutsk,
afkhabibullin@tnnc.rosneft.ru

Abstract
As of today, digital technologies are widely adopted in HSE area. Introducing digital technologies and artificial intelligence into professional life of employees working in labor protection field allows improving work process.
The article is aimed at application of digital technologies for reduction of violations in HSE area and therefore reduction of injury rate.

Materials and methods
We assessed requirement of application of digital technologies in HSE area based on national and world wide work-related injuries statistics. The statistics accumulated based on open sources. All approaches to application of digital technologies were tested on the focus group consisted of multidisciplinary specialists.

Keywords
datascience, HSE, reduction of incidents, digital technologies, automation

For citation
Malofeev M.V., Khabibullin A.F., Chermyanin P.I., Koshelev M.B., Tsirenova N.A. Innovative digital technologies in HSE. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 82–85. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-82-85

Received: 04.08.2022

Введение

ООО «ТЮНГД» ведет разработку Курунгского лицензионного участка Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения. Месторождение расположено в Мирнинском районе Республики Саха (Якутия), примерно в 141 км к юго-западу от города Мирный и в 142 км к северо-западу от города Ленск.

Вопросам охраны труда, промышленной безопасности и окружающей среды в ООО «ТЮНГД» уделяется серьезнейшее внимание. ООО «ТЮНГД» стремится сократить потенциальные экономические потери, внедряя передовые инновационные решения в области ПБОТОС. Одними из них являются TAASmobile и «Цифровой супервайзер».

За прошедший год Обществом было успешно реализовано 12 проектов ПБОТОС. На сегодняшний день все они продолжают развиваться и тиражируются.

Информационные системы в области ПБОТОС

Повышению уровня культуры труда работников ООО «ТЮНГД» и снижению уровня травматизма способствует внедрение цифровых сервисов в области ПБОТОС. Данные сервисы позволят своевременно реагировать на предпосылки несчастных случаев, инцидентов, а также на происшествия без последствий. Механизм отслеживания нарушений полностью автоматизируется, в результате этого снижается уровень производственного травматизма, аварийности и др.

Машинное обучение и цифровые сервисы позволяют решить ряд задач в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, а именно:

- усовершенствовать процесс управления рисками в области ПБОТОС;
- определить нахождение работников в опасных зонах;
- зафиксировать отсутствие страховочных привязей при выполнении работ на высоте;
- увеличить коэффициент эффективности труда работников производственных подразделений за счет снижения затрат времени на выявление и устранение нарушений в области ПБОТОС;
- усовершенствовать процесс анализа по опасным условиям и опасным действиям;
- произвести контроль выполнения требований ПБОТОС удаленно;
- зафиксировать факты неиспользования перил при спусках и подъемах по лестничным маршам;
- повысить культуру безопасности в долгосрочной перспективе [1, 7];
- повысить осведомленность о существующих барьерах безопасности на производстве в реальном времени [2, 6];
- определить отсутствие средств индивидуальной защиты;
- создать инструмент по оперативному реагированию на выявленные опасные условия и действия [3, 5].

Технология «Цифровой супервайзер»

«Цифровой супервайзер» — разработанная программа автоматического контроля соблюдения сотрудниками правил ПБОТОС на опасных производственных объектах с использованием видеокамер.

Видеофайлы с производственных объектов ранее анализировались ответственным сотрудником (рис. 1). Ввиду большого потока

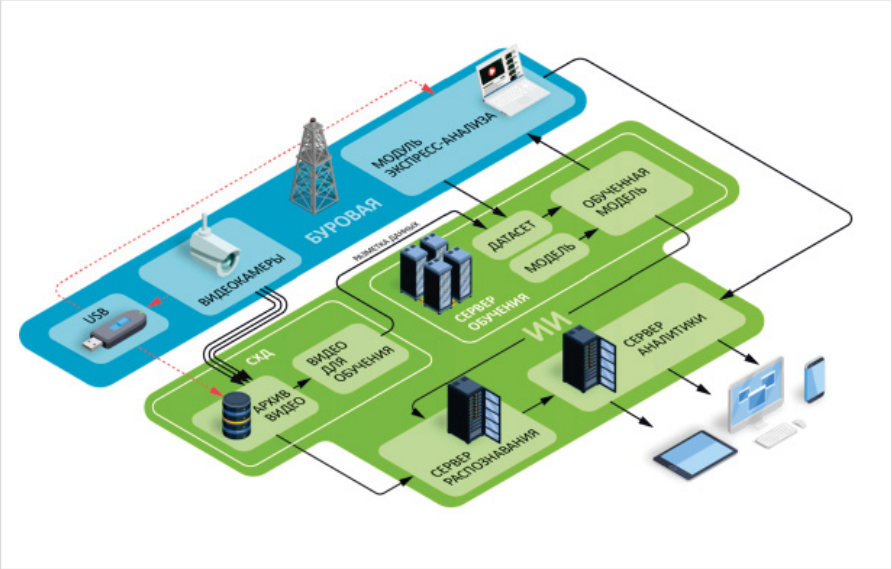


Рис. 1. Целевая архитектура системы видеоаналитики
Fig. 1. Target architecture of video analytics system

Рис. 2. Результат цифрового видеоанализа материалов
Fig. 2. Result of digital video analytics

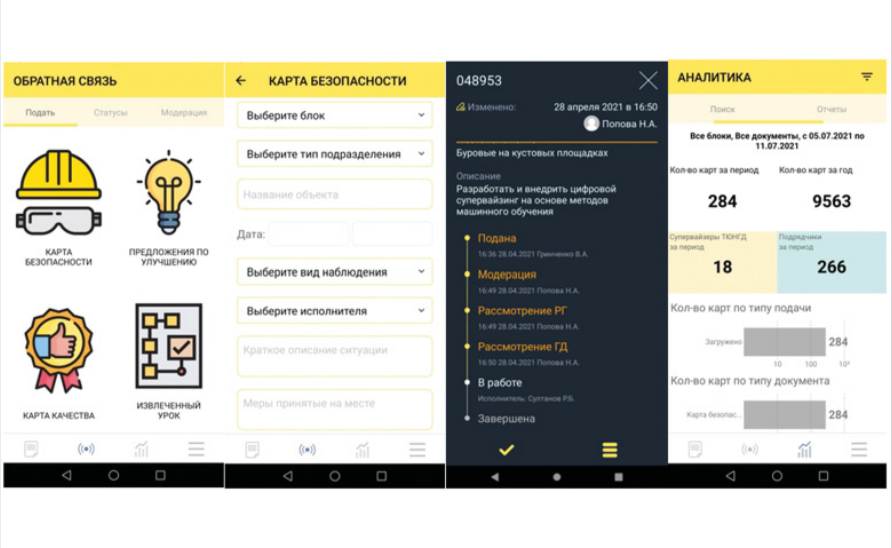


Рис. 3. Мобильное приложение ПБОТОС — TAASmobile
Fig. 3. HSE mobile app (TAASmobile)

информации с видеокамер, отсутствовала возможность постоянного контроля соблюдения требований ПБОТОС.

В связи с этим было принято решение о цифровизации процесса контроля соблюдения требований безопасности труда сотрудниками ООО «ТЮНГД» посредством внедрения автоматизированной системы «Цифровой супервайзер» [4].

Реализация «цифрового супервайзера» позволила:

- определять использование сотрудниками средств индивидуальной защиты (очки, каска);
- фиксировать применение работниками перил при передвижении вверх и вниз по лестницам;
- выявлять случаи использования/неиспользования средств защиты дыхания (маски) (рис. 2).

В процессе разработки находится следующий функционал цифрового сервиса: использование страховочных привязей при работе на высоте и нахождение работника в опасной «красной» зоне.

Программа цифрового мониторинга в области охраны труда включает в себя обученную нейросеть, которая анализирует видеозаписи с камер наблюдения для выявления опасных действий сотрудников, опасных условий рабочей среды и т.д.

Проанализированные данные видеозаписей с камер наблюдения поступают в общую информационную систему, которая формирует перечень выявленных нарушений, распределяя их по категориям. Выявляются следующее нарушения:

- отсутствие каски, отсутствие защитной маски;
- неиспользование перил при спуске по лестнице;
- неиспользование перил при подъеме по лестнице;
- отсутствие защитных очков.

По результатам проведенного анализа формируется аналитический отчет, который направляется ответственным руководителям.

TAASmobile

С целью повышения уровня культуры труда работников ООО «ТЮНГД», вовлечения персонала в вопросы промышленной безопасности, охраны труда, окружающей среды, а также увеличения скорости реагирования на опасные действия сотрудников и условия труда разработана технология для использования на корпоративных мобильных устройствах (рис. 3). Приложение обладает двумя уровнями защиты, что позволяет безопасно передавать данные внутри организации.

Приложение включает в себя функции, позволяющие направлять информацию об опасных действиях/условиях, предложениях ПБОТОС в любое удобное для работника время (24/7), а именно:

- фотофиксация опасных действий, опасных условий, происшествий без последствий, а также положительных наблюдений;
- уведомления об устранении поданных нарушений;
- внесение предложений по улучшению;
- получение обратной связи от руководителя;
- изучение новостей Общества;
- просмотр статистики происшествий, поданных карт безопасности;

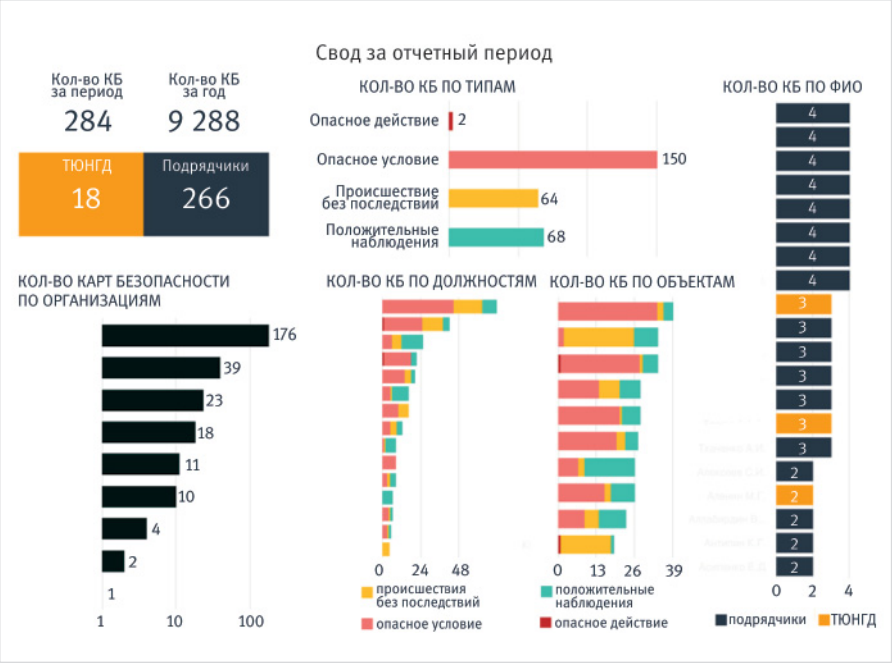


Рис. 4. Статистика поданных карт безопасностей в TAASmobile
Fig. 4. Statistics of the submitted safety data sheets in TAASmobile

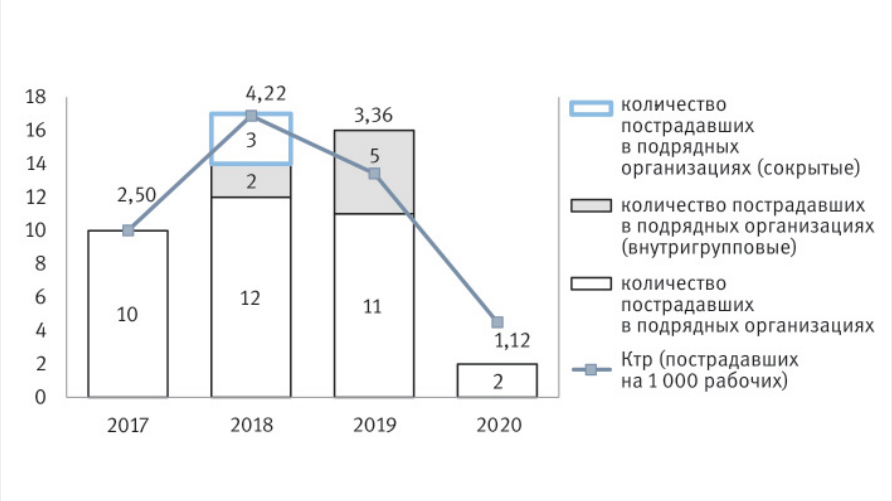


Рис. 5. Производственный травматизм в ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча»
Fig. 5. Work-related injury rate in "TYNGD" LLC

- просмотр поданных предложений по улучшениям и статистики по ним.

TAASmobile включает в себя следующие категории:

- внесение инновационных предложений в области ПБОТОС;
- справочник буровика;
- оформление карт безопасности;
- заполнение и ознакомление с уроками, извлеченными из происшествий;
- ведение карт качества.

Статистика поданных карт безопасности и предложений по улучшению формируется автоматически в виде отчета с группировкой по объектам, на рисунке 4 представлен сводный отчет, построенный за одну неделю.

Внедрение цифровых технологий «TAASmobile» и «Цифровой супервайзер» позволило сократить уровень травматизма, количества несчастных случаев на производстве, а также числа нарушений требований безопасности.

На рисунке 5 представлена статистика несчастных случаев на производственных объектах ООО «ТЮНГД».

Анализ количества нарушений, выявленных в прошедшем году, показал, что травматизм существенно сократился после внедрения цифровых систем в организации.

Итоги

Информационная система «Цифровой супервайзер» и мобильное приложение TAASmobile существенно облегчили и автоматизировали работу сотрудников ПБОТОС. Они сократили время обработки карт безопасности и предложений по улучшению, в том числе формирования статистики поданных карт безопасности. Также они увеличили возможность подачи и получения обратной связи до 24 часов в сутки, что позволило значительно ускорить устранение нарушений. Функция фотофиксации нарушений и их предпосылок позволила сократить время определения уровня критичности и реагирования на данную карту безопасности сотрудниками ПБОТОС.

Выводы

Внедрение нового инструментария в деятельность работников ООО «ТЮНГД» позволило

повысить уровень культуры труда, о чем говорит статистика поданных карт безопасности за 2019–2021 гг. Удобство и наполнение мобильного сервиса увеличило количество выявленных опасных условий и действий сотрудников примерно на 30 % за указанный период.

Литература

1. Владимиров А.И., Грайфер В.И. Новые образовательные программы подготовки и повышения квалификации специалистов для эффективного освоения месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2006. № 5. С. 28–32.
2. Кульчицкий В.В., Щебетов А.В., Пархоменко А.К., Даутов И.И., Яскин С.А., Кондратьев В.В., Телков О.П. Геосупервайзинг — прогрессивная система управления качеством внутрискважинных работ // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. 2016. № 4. С. 12–16.
3. Кульчицкий В.В., Ларионов А.С., Александров В.Л., Гришин Д.В. Автоматизированное рабочее место супервайзера по бурению и капитальному ремонту скважин (АРМ Супервайзера). Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2005612320. РосПатент, приоритет 08.09.2005.
4. Владимиров А.И., Мартынов В.Г., Кульчицкий В.В., Грайфер В.И., Маганов Р.У., Шамсуаров А.А. Нефтегазовое будущее за национальным исследовательским университетом // Нефтяное хозяйство. 2009. № 5. С. 40–43.
5. Пархоменко А.К., Крайнова Э.А. Организационно-управленческий механизм взаимодействия нефтегазодобывающих и сервисных предприятий на этапе эксплуатации нефтяных скважин // Экономика и предпринимательство. 2017. № 9–1. С. 899–904.
6. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2005. 544 с.
7. Пустовойтенко И.П., Сельващук А.П. Справочник мастера по сложным буровым работам. М.: Недра, 1983. 185 с.

ENGLISH

Results

The information system Digital Supervisor and mobile application TAASmobile automated and made HSE employees' work much easier essentially. Processing time for safety observation cards and improvement proposals reduced, to include statistics development for the submitted safety observation cards. Thanks to them possibility to submit and receive feedback within 24 hours increased therefore allowing to expedite violations elimination. Feature of photo shooting of violations and their background causes allows reducing time of critical level identification of a specific safety observation card and response to it by HSE professionals.

Conclusions

The introduction of the new tools into "TYNGD" LLC employees work allowed improving work culture level which is proved by the statistics of submitted safety observation cards in 2019–2021. Mobile service convenience and content helped increase of discovered employees' hazardous conditions and actions by 30 % during the indicated period.

References

1. Vladimirov A.I., Graifer V.I. New educational programs for training and professional development of specialists for the efficient development of hydrocarbon fields. Oil industry, 2006, issue 5, P. 28–32. (In Russ).
2. Kulchitsky V.V., Sherbetov A.V., Parkhomenko A.K., Dautov I.I., Askin S.A., Kondratyev V.V., Telkov O.P. Geosupervizing is a progressive quality control system for downhole operations. Quality management in the oil and gas sector, 2016, issue 4, P. 12–16. (In Russ).
3. Kulchitskii V.V., Larionov A.S., Aleksandrov V.L., Grishin D.V. Supervisor's automated workstation (Supervisor's workstation). Certificate of official registration of the computer program № 2005612320. RF. RosPatent, 08.09.2005. (In Russ).
4. Vladimirov A.I., Martynov V.G., Kulchitskii V.V., Graifer V.I., Maganov R.U., Shamsuarov A.A. The oil and gas future belongs to the national research university. Oil industry, 2009, issue 5, P. 40–43. (In Russ).
5. Parkhomenko A.K., Krainova E.A. Organizational and management mechanism of interaction oil exploration and production companies and service companies in the stage of oil wells exploitation. Journal of Economy and entrepreneurship, 2017, issue 9–1, P. 899–904. (In Russ).
6. Korshak A.A., Shammazov A.M. Fundamentals of oil and gas recovery. Ufa: DesignPolygraphService, 2005, 544 p. (In Russ).
7. Pustovoitenko I.P., Selvashchuk A.P. Master's Guide to Complex Drilling Jobs. Moscow: Nedra, 1983, 185 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Малофеев Михаил Викторович, начальник отдела планирования и мониторинга эксплуатационного бурения ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Чермянин Павел Игоревич, начальник управления развития интеллектуальных технологий ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Кошелев Михаил Борисович, главный менеджер управления развития интеллектуальных технологий ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Хабибуллин Азамат Фаукатович, главный специалист группы по развитию мобильной разработки управления развития интеллектуальных технологий ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: afkhabibullin@tnnc.rosneft.ru

Цыренова Надежда Александровна, аспирант, ФГБОУ ВО «ИРНИТУ», Иркутск, Россия

Malofeev Mikhail Viktorovich, head of production drilling planning and monitoring section, "TYNGD" LLC, Irkutsk, Russia

Chermyanin Pavel Igorevich, head of intelligent technologies development department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Koshelev Mikhail Borisovich, chief manager of intelligent technologies development department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Khabibullin Azamat Faukatovich, chief specialist of mobile development group of intelligent technologies development department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: afkhabibullin@tnnc.rosneft.ru

Tsirenova Nadezhda Aleksandrovna, post-graduate student, Irkutsk national research technical university, Irkutsk, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-86-89

УДК 528.946, 519.237.8 I Научная статья

Оценка и картографирование рисков воздействия аварийных нефтеразливов на лесной комплекс нефтедобывающих регионов России

Кочергин Г.А., Муратов И.Н., Куприянов М.А., Полищук Ю.М.
Югорский НИИ информационных технологий, Ханты-Мансийск, Россия
kocherginga@uriit.ru

Аннотация
В работе рассмотрены вопросы оценки экологических рисков на территории нефтедобывающего региона на основе сочетания методов кластеризации и пространственного анализа данных. Использованы данные по аварийности на промысловых нефтепроводах и данные о лесонарушениях на территории Ханты-Мансийского автономного округа за период с 2014 по 2020 год. Результатом анализа рисков являются цифровые карты, отображающие 5 уровней риска аварийного разлива нефти и риска лесонарушений. Разработанные цифровые карты опубликованы в сети Интернет с обеспечением авторизованного доступа и используются контрольно-надзорными службами региона при планировании выездных мероприятий и контрольных проверок.

Материалы и методы
Материалы: база данных, накопленная в региональной информационной системе «Автоматизированная информационная система контрольно-надзорной деятельности» Природнадзора Югры. Использовалась выборка о произошедших на территории ХМАО авариях на промысловых нефтепроводах и выявленных лесонарушениях за 2014–2020 гг.
Методы: кластеризация и пространственный анализ данных.

Ключевые слова
аварийные нефтеразливы, риск-анализ, пространственный анализ, кластерный анализ, геоинформационные системы, цифровые карты

Благодарности
Работа выполнялась в рамках государственного задания Департамента информационных технологий и цифрового развития Ханты-Мансийского автономного округа — Югры на 2021 гг. и при финансовой поддержке гранта РФФИ 18-45-860003 «Модель оценки рисков состояния лесного фонда на территории Ханты-Мансийского автономного округа — Югры».

Для цитирования
Кочергин Г.А., Муратов И.Н., Куприянов М.А., Полищук Ю.М. Оценка и картографирование рисков воздействия аварийных нефтеразливов на лесной комплекс нефтедобывающих регионов России // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 86–89. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-86-89

Поступила в редакцию: 25.11.2021

UDC: 528.946, 519.237.8 I Original Paper

Assessment and mapping of the risks of emergency oil spills impacts on the forest complex of oil producing regions of Russia

Kochergin G.A., Muratov I.N., Kupriyanov M.A., Polishchuk Yu.M.
Ugra research institute of information technologies, Khanty-Mansiysk, Russia
kocherginga@uriit.ru

Abstract
The paper considers the assessment of environmental risks in the territory of the oil-producing region based on a combination of clustering methods and spatial analysis of data. We used the data on the accident rate at the oil field pipelines and the data on forest accidents on the territory of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug for the period from 2014 to 2020. The results of the risk analysis are digital maps showing five levels of oil spill risk and risk of forest accidents. The developed digital maps are published on the Internet with authorized access and are used by the control and supervisory services of the region when planning field trips and control inspections.

Materials and methods
Materials: database accumulated in the regional information system "Automated Information System of Control and Supervision Activities" of Prirodnadzor of Yugra. We used a sample of accidents occurred in the territory of Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug on field oil pipelines and detected forests violations in 2014–2020.
Methods: clustering and spatial data analysis.

Keywords
oil spills, risk-analysis, spatial analysis, cluster analysis, geoinformation systems, digital maps

For citation
Kochergin G.A., Muratov I.N., Kupriyanov M.A., Polishchuk Yu.M. Assessment and mapping of the risks of emergency oil spills impacts on the forest complex of oil producing regions of Russia. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 86–89. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-5-86-89*

Received: 25.11.2021

Введение

Одной из главных экологических проблем нефтедобывающих регионов на северных территориях России является негативное воздействие нефтедобычи и транспортировки углеводородного сырья на лесной комплекс региона. Здесь следует выделить два основных вида рисков. Во-первых, это риски загрязнения земель лесного фонда вследствие аварийных разливов нефти и нефтепродуктов [1]. Во-вторых, это риски различных нарушений в сфере лесопользования, в том числе незаконная вырубка лесных насаждений. Исследования в данной работе проводятся на примере Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО), на территории которого добывается около половины всей российской нефти. По данным Службы по контролю и надзору в сфере охраны окружающей среды, объектов животного мира и лесных отношений ХМАО — Югры (Природнадзор Югры), на территории региона ежегодно фиксируется несколько сотен инцидентов, связанных с аварийными нефтеразливами или лесонарушениями, ущерб от которых исчисляется миллионами рублей [1].

В последнее десятилетие были разработаны новые методы и средства прогнозирования аварий на нефтепроводах. В работе [2] представлена модель на основе сочетания методов регрессионного анализа и искусственных нейронных сетей с использованием исторических данных об авариях на нефтепроводах. Предложена методика оптимизации интервалов инспекции состояния подземных нефтепроводов [3], использующая динамические байесовские сети. В [4] разработана система оценки рисков на основе методов нечеткой логики для анализа данных об аварийности в колумбийской сети транспортировки нефти. Однако существующие в настоящее время методы и средства анализа экологических нарушений на территориях нефтедобычи не учитывают возможности одновременного воздействия на лесные комплексы как аварийных нефтеразливов, так и нарушений в сфере лесопользования, характерных для отечественных условий нефтедобычи.

Особенностями российских нефтедобывающих регионов являются достаточно обширные территории и относительно слаборазвитая транспортная инфраструктура, что значительно усложняет проведение надзорными органами экологического контроля на территории региона. Поэтому возникает необходимость повышения эффективности и оперативности экологического контроля на базе новых информационных технологий, основанных на использовании методов риск-анализа [5, 6]. Сложность решения задачи анализа риска в нашей работе связана с необходимостью совместного учета двух разнородных факторов риска: воздействия на лесной комплекс аварийных нефтеразливов и воздействия нарушений в сфере лесопользования. Насколько нам известно, вопросы анализа и оценки такого комплексного риска в настоящее время изучены недостаточно, что требует разработки нового подхода к решению этой задачи.

Перспективным, по нашему мнению, является подход к оценке комплексного экологического риска, включающего риск аварийных разливов нефти и риск лесонарушений, основанный на использовании кластерного анализа имеющихся многолетних данных об установленных ранее инцидентах. Выявленные в результате кластеры — участки территории с равной степенью риска — удобно использовать для отображения результатов кластеризации на цифровых картах с помощью геоинформационных систем (ГИС). Целью данной работы является изложение методических вопросов и результатов оценки экологического риска воздействия нефтеразливов с учетом лесонарушений на территории нефтедобывающего региона на примере ХМАО.

Материалы и методы

Для проведения исследований в настоящей работе использовались данные, накопленные в региональной информационной системе «Автоматизированная информационная система контрольно-надзорной деятельности» (АИС КНД), основным пользователем которой является Природнадзор Югры. В качестве исходных данных использовалась выборка информации обо всех произошедших на территории автономного округа авариях на промысловых нефтепроводах и выявленных лесонарушениях за 2014–2020 гг. Для каждого инцидента определены местоположение и дата, что позволяет провести пространственный анализ данных на участках определенной площади за весь рассматриваемый отрезок времени. Всего за указанный период из АИС КНД было выбрано 12 903 записи об авариях на нефтепроводах и 5 815 записей о лесонарушениях.

Обзор различных ГИС показал, что наиболее перспективным для решения поставленной задачи может рассматриваться разработанное в Центре науки о пространственных данных Чикагского университета США специализированное программное обеспечение ГИС GeoDA [7]. Для картографирования рисков аварийных разливов нефти и рисков лесонарушений в регионе использована серверная геоинформационная система NextGIS Web [8], что позволило предоставить доступ к разработанным цифровым картам определенному кругу авторизованных пользователей (сотрудникам Природнадзора Югры) посредством сети Интернет.

Рассмотрим методические вопросы оценки экологических рисков на территории автономного округа, которая реализуется алгоритмическими средствами с использованием методов кластеризации и пространственного анализа. Для построения цифровой карты оценки рисков аварийных разливов нефти вся территория лицензионных участков, расположенных в автономном округе, была разбита на элементарные участки с использованием правильной гексагональной сети с размером ребра 1,25 км. Для цифровой карты оценки рисков лесонарушений элементарные участки были выбраны в соответствии с административным делением лесного фонда на урочища. Процесс обработки данных для создания цифровых карт включал три этапа.

Первый этап. Для каждого элементарного

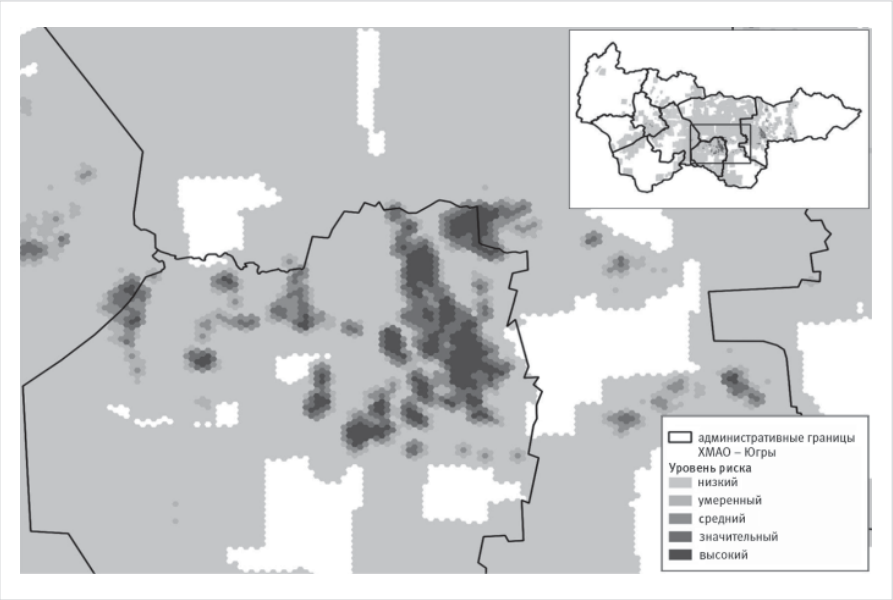


Рис. 1. Цифровая карта рисков аварийных разливов нефти
Fig. 1. Digital map of oil spill risks

Таб. 1. Пределы изменения интегрального показателя по кластерам
Tab. 1. Limits of change in the integral index by clusters

Пределы изменения интегрального показателя	№ кластера / уровень риска				
	1/низкий	2/умеренный	3/средний	4/значительный	5/высокий
По авариям	0–0,1	0,1–0,8	0,8–2,7	2,7–6,4	6,4–33,0
По лесонарушениям	0–3,2	3,3–14,8	15,9–37,1	47,1–77,7	86,1–227,7

участка был рассчитан интегральный показатель количества аварий и количества лесонарушений соответственно. При расчетах указанного показателя учитывалось количество инцидентов по годам с учетом их весов, выбранных согласно закону экспоненциального сокращения их величины в следующем виде: в 2020 — 1,0; 2019 — 0,5; 2018 — 0,25; 2017 — 0,125; 2016 — 0,0625; 2015 — 0,03125; 2014 — 0,015625.

Второй этап. С использованием программного обеспечения GeoDA была произведена автоматическая (без обучения) кластеризация участков на основе рассчитанных значений интегрального показателя. Кластеризация осуществлялась с использованием метода k-медоидов [9] на 5 кластеров, что соответствует действующему законодательству [10], в соответствии с которым требуется выделять 5 категорий риска (табл. 1).

Третий этап. На основе результатов кластеризации были сформированы два пространственных слоя с контурами участков, где для каждого участка был определен уровень риска возникновения инцидента в соответствии с тем кластером, к которому он был отнесен на предыдущем этапе. Для обеспечения единого авторизованного доступа к результатам анализа рисков на территории лесного фонда ХМАО оба пространственных слоя были опубликованы с использованием серверного геопортального решения, указанного выше.

В результате проведенного анализа были построены две цифровые карты автономного округа с отображением 5 уровней риска аварийного разлива нефти (рис. 1) и риска лесонарушений (рис. 2) для различных территорий.

Для интерпретации полученных результатов рассчитаем количество зафиксированных за весь период аварий и лесонарушений для каждого участка рассматриваемой территории, относящейся к одному из 5 выделенных уровней риска. Дополнительно рассчитаем суммарную площадь всех территорий для каждого уровня риска и концентрацию

Рис. 2. Цифровая карта рисков лесонарушений
Fig. 2. Digital map of forest disturbance risks

инцидентов на 100 квадратных километров. Результаты расчетов приведены в таблицах 2 и 3.

Из таблицы 2 видно, что для участков с высоким уровнем риска аварийного разлива нефти характерна наибольшая концентрация аварий, определяемая величиной 512/100 км^2, и с уменьшением уровня риска эта концентрация снижается в 3–4 раза. Участки территории с низким уровнем риска (близким к 0) характеризуются минимальным значением концентрации аварий на 100 км^2 за все время наблюдений.

Анализ таблицы 3 отражает схожую ситуацию и с рисками лесонарушений — участки с высоким уровнем риска имеют наибольшую концентрацию инцидентов на уровне 3,8/100 км^2, и с уменьшением степени риска их концентрация также снижается. Участки территории с низким уровнем риска характеризуются минимальным значением концентрации лесонарушений на 100 км^2.

Таким образом, построенные в результате анализа цифровая карта оценки рисков аварийного разлива нефти и цифровая карта оценки рисков лесонарушений позволяют разделить территорию автономного округа на различные зоны, которые требуют различного подхода к организации и частоте контрольно-надзорных мероприятий в сфере регионального экологического контроля.

Итоги

Представленная методика оценки экологических рисков на территории нефтедобывающего региона, основанная на сочетании методов кластеризации и пространственного анализа данных, показала высокую эффективность при построении цифровых карт оценки рисков аварийных разливов нефти и лесонарушений. Отличительной особенностью предложенной методики является учет как количественной информации о выявленных авариях и лесонарушениях, так и данных

Таб. 2. Показатели уровней риска аварийного разлива нефти
Tab. 2. Indicators of oil spill risk levels

Уровень риска	Количество аварий	Площадь территорий, км^2	Концентрация аварий, 1/100 км^2
Низкий	143	199 957	0,1
Умеренный	421	4 762	8,8
Средний	1 235	3 401	36,3
Значительный	3 539	2 373	149,2
Высокий	7 565	1 475	512,9
Итого	12 903	211 967	–

Таб. 3. Показатели уровней риска лесонарушений
Tab. 3. Indicators of forest disturbance risk levels

Уровень риска	Количество нарушений	Площадь территорий, км^2	Концентрация нарушений, 1/100 км^2
Низкий	234	174 739	0,1
Умеренный	780	172 144	0,5
Средний	1 765	92 616	1,9
Значительный	1 032	43 555	2,4
Высокий	2 004	52 297	3,8
Итого	5 815	535 351	–

об их местоположении.

Выводы

Полученные результаты предназначены для использования природоохранными службами, осуществляющими контрольно-надзорные функции на территории нефтедобывающего региона. Предложенная методика и разработанные цифровые карты представляют собой новую информационную технологию для поддержки принятия решений в сфере планирования и осуществления контрольно-надзорных мероприятий в регионах нефтедобычи.

Литература

1. Доклад об экологической ситуации в Ханты-Мансийском автономном округе — Югре в 2019 году. URL: https://prirodnadzor.admhmao.ru/doklady-i-otchyety/doklad-ob-ekologicheskoy-situatsii-v-khanty-mansiyskom-avtonomnom-okruge-yugre/4372185/2019-god- (дата обращения 19.10.2021).
2. Senouci A., Elabbasy M., Elwakil E., Abdrabou B., Zayed T.A. Model for predicting failure of oil pipelines. Structure and Infrastructure Engineering, 2014. Vol. 10, issue 3, P. 375–387. (In Eng).
3. Abubakirov R., Yang M., Khakzad N. A risk-based approach to determination of optimal inspection intervals for buried oil pipelines. Process safety and environmental protection: transactions of the institution of chemical engineers, part B, 2020, Vol. 134, P. 95–107. (In Eng).
4. Guzman U., Aoyama A. Pipeline risk assessment using artificial intelligence: A case from the colombian oil network. Process safety progress, 2018, Vol. 37, issue 1, P. 110–116. (In Eng).
5. Комов В.Э., Кабалинский А.И. Обоснование повышения эффективности деятельности контрольно-надзорной деятельности на региональном уровне // Известия Тульского государственного университета. Экономические и юридические науки. 2017. № 1-1. С. 159–164.
6. Медведева С.А. Экологический риск. Общие понятия, методы оценки // XXI век. Техносферная безопасность. 2016. № 1. С. 67–81.
7. GeoDa. An Introduction to Spatial Data Analysis. URL: http://geodacenter.github.io/ (дата обращения 19.10.2021).
8. NextGIS Web. URL: https://nextgis.ru/nextgis-web/ (дата обращения 19.10.2021).
9. Kaufman L., Rousseeuw P. Finding groups in data: an introduction to cluster analysis. New York: John Wiley, 2005. 342 p. (In Eng).
10. О критериях отнесения производственных объектов, используемых юридическими лицами и индивидуальными предпринимателями, оказывающих негативное воздействие на окружающую среду, к определенной категории риска для регионального государственного экологического надзора и об особенностях осуществления указанного надзора: постановление Правительства Российской Федерации от 22.11.2017 N 1410. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_283389/ (дата обращения 19.10.2021).

ENGLISH

Results

The presented methodology of environmental risk assessment in the territory of an oil-producing region, based on a combination of clustering and spatial data analysis methods, has shown high efficiency in building digital maps of oil spill and forest disturbance risk assessment. A distinctive feature of the proposed methodology is the consideration of both quantitative information on the identified accidents and forest accidents and data on their location.

Conclusions

The results are intended for use by environmental services, carrying out control and supervisory functions in the territory of the oil-producing region. The presented methodology and developed digital maps are a new information technology to support decision-making in the planning and implementation of control and supervisory activities in oil production regions.

References

1. Report on the environmental situation in Khanty-Mansi Autonomous Okrug – Yugra in 2019. URL: https://prirodnadzor.admhmao.ru/doklady-i-otchyety/doklad-ob-ekologicheskoy-situatsii-v-khanty-mansiyskom-avtonomnom-okruge-yugre/4372185/2019-god- (accessed 19.10.2021). (In Russ).
2. Senouci A., Elabbasy M., Elwakil E., Abdrabou B., Zayed T.A. Model for predicting failure of oil pipelines. Structure and Infrastructure Engineering, 2014. Vol. 10, issue 3, P. 375–387. (In Eng).
3. Abubakirov R., Yang M., Khakzad N. A risk-based approach to determination of optimal inspection intervals for buried oil pipelines. Process safety and environmental protection: transactions of the institution of chemical engineers, part B, 2020, Vol. 134, P. 95–107. (In Eng).
4. Guzman U., Aoyama A. Pipeline risk assessment using artificial intelligence: A case from the colombian oil network. Process safety progress, 2018, Vol. 37, issue 1, P. 110–116. (In Eng).
5. Komov V.E., Kabalinsky A.I. Rationale for increasing the effectiveness of control and oversight activities at the regional level. Proceedings of Tula State University. Economic and legal sciences, 2017, issue 1-1, P. 159–164. (In Russ).
6. Medvedeva S.A. Ecological risk. General concepts, methods of assessment. The XXI century. Technosphere safety. 2016, issue 1, P. 67–81. (In Russ).
7. GeoDa. An Introduction to Spatial Data Analysis. URL: http://geodacenter.github.io/ (дата обращения 19.10.2021). (In Eng).
8. NextGIS Web. URL: https://nextgis.ru/nextgis-web/ (accessed: 19.10.2021). (In Russ).
9. Kaufman L., Rousseeuw P. Finding groups in data: an introduction to cluster analysis. New York: John Wiley, 2005. 342 p. (In Eng).
10. On the criteria for attributing production facilities used by legal entities and individual entrepreneurs that have a negative impact on the environment to a certain risk category for regional state environmental oversight and on the specifics of the implementation of the said oversight: Decree of the Government of the Russian Federation of 22.11.2017 No. 1410. URL: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_283389/ (accessed 19.10.2021). (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кочергин Глеб Александрович, к.т.н., руководитель центра, ЮНИИИТ, Ханты-Мансийск, Россия
Для контактов: kocherginga@uriit.ru

Muratov Ildar Nailyevich, chief specialist, URIIT, Khanty-Mansiysk, Russia

Мураторов Ильдар Наильевич, главный специалист, ЮНИИИТ, Ханты-Мансийск, Россия

Kupriyanov Matvey Andreevich, chief specialist, URIIT, Khanty-Mansiysk, Russia

Куприянов Матвей Андреевич, главный специалист, ЮНИИИТ, Ханты-Мансийск, Россия

Polishchuk Yuri Mikhailovich, professor, sc. d. in physics and mathematics, chief researcher, URIIT, Khanty-Mansiysk, Russia

Полищук Юрий Михайлович, профессор, д.ф.-м.н., главный научный сотрудник, ЮНИИИТ, Ханты-Мансийск, Россия

Kochergin Gleb Aleksandrovich, ph.d. in physico-mathematical sciences, head of center, URIIT, Khanty-Mansiysk, Russia
Corresponding author: kocherginga@uriit.ru

ПРИГЛАШАЕМ
принять участие в крупнейшем
на территории Сибири и Дальнего Востока
отраслевом проекте!

23-25
НОЯБРЯ
КРАСНОЯРСК 2022

XIII СИБИРСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ

XXVIII СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
**ЭЛЕКТРОТЕХНИКА. ЭНЕРГЕТИКА
АВТОМАТИЗАЦИЯ. СВЕТОТЕХНИКА**

СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
Нефть. Газ. Химия

Одновременно с выставкой «МЕТАЛЛООБРАБОТКА И СВАРКА»

сибирь
Выставочно-деловой центр
имени Карена Мурадяна

www.krasfair.ru

МВДЦ «Сибирь»
ул. Авиаторов, 19
тел.: (391) 200-44-00

Реклама
0+

KIOGE
OIL&GAS KAZAKHSTAN

ufi Approved Event

28-я Казахстанская международная выставка "Нефть и Газ"

28-30 сентября 2022

Атакент, Алматы, Казахстан

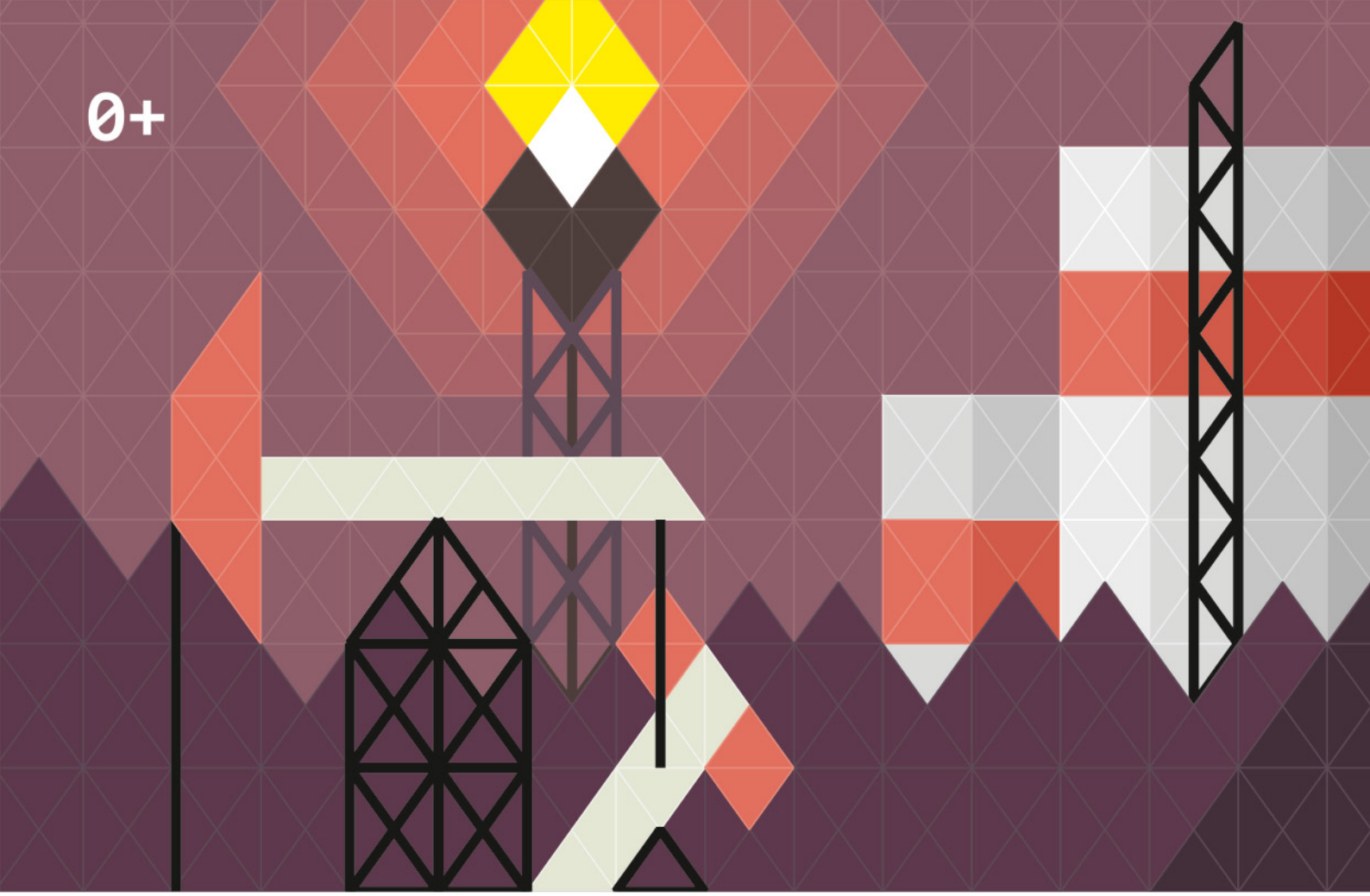
подробная информация:
www.kioge.kz

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР
Выставки и Конференции

TCO
ТЕНІЗШЕВРОЙЛ

ITeca

ica eurasia



нефть и газ, химия. ТЭК

24-я межрегиональная выставка-форум технологий и оборудования для нефтяной, газовой, химической промышленности и топливно-энергетического комплекса

19–21 октября 2022

ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ
ПЕРМСКАЯ ЯРМАРКА

официальная поддержка:

Правительство Пермского края

генеральный партнёр:

ЛУКОЙЛ

отраслевой партнёр:

РОССЕТИ УРАЛ
Пермэнерго

партнёр проекта:

КАМКАБЕЛЬ
ваш проводник в мире энергии

г. Пермь, шоссе Космонавтов, 59
+7 (342) 264-64-24

www.oil.expoperm.ru

Российская Энергетическая Неделя 2022

РОСКОНГРЕСС
Пространство доверия

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ПРАВИТЕЛЬСТВО МОСКВЫ

rusenergyweek.com

12-14 октября 2022

Москва
ЦВЗ Манеж

Реклама 6+

XXVII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ 2022

XXVII INTERNATIONAL SPECIALIZED TECHNOLOGICAL EXHIBITION

SURGUT. OIL & GAS 2022

ОРГАНИЗАТОР:
ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ
окружной выставочный центр

MEMBER OF THE RUSSIAN UNION OF EXHIBITIONS AND FAIRS

ЧЛЕН РОССИЙСКОГО СОЮЗА ВЫСТАВОК И ЯРМАРОК

ДЕПАРТАМЕНТ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ ХМАО – ЮГРЫ

АДМИНИСТРАЦИЯ ХМАО – ЮГРЫ

ТЕХНИЧЕСКАЯ ПОДДЕРЖКА:
EXPOTECH

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:
медиахолдинг югра

26-28 СЕНТЯБРЯ 2022

+7 (3462) 94-34-54
sales@yugcont.ru
www.sngexpo.ru
vk.com/sngexpo
t.me/sngexpo
г. Сургут, СОК «Энергетик»
ул. Энергетиков, 47

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

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ДУМА
ФЕДЕРАЛЬНОГО СОБРАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Министерство промышленности и торговли Республики Татарстан

Администрация Альметьевского района и города Альметьевск

TATNEFT

MADE IN TATARSTAN

АЛЬМЕТЬЕВСК
19-21 ОКТЯБРЯ 2022

20-Я ЮБИЛЕЙНАЯ ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ

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

ШЕСТАЯ ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«Технологические вызовы ПАО «Татнефть»

Выставочная Компания «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

NT-EXPO.RU

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ