№7 (67) НОЯБРЬ 2018

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Разработка подгазовой зоны Самотлорского месторождения

Автономное дозирование химических реагентов

ГАЗПРОМ

Ползучесть каменных солей в инженерных расчетах конструкции скважин

Влияние свойств трубной стали на надежность магистральных трубопроводов

ТАТНЕФТЬ

Увеличение межремонтного периода динамических насосов

Available on the App Store

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

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

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ГРУППА КОМПАНИЙ

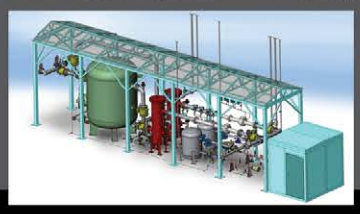
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование



Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

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

info@energas.ru www.energas.ru

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

8 Р.Р. Хазиев, Р.Ф. Вафин. Геологическая неоднородность и распределение коллекторских свойств в разрезе продуктивной толщи шешминского горизонта месторождения СВН

Оборудование

12 А.Л. Комков, Е.Н. Попов, Н.Ю. Филимонов, А.А. Юрганов, А.А. Бурмистров. Особенности алгоритма реализации системных функций в российских автоматических регуляторах возбуждения сильного действия

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

16 М.С. Космачева, И.М. Индрупский. Изменение состава пластового флюида при разработке многопластовых месторождений с тектоническими нарушениями

24 Д.С. Смирнов, О.В. Ланина. Особенности разработки подгазовой зоны и газовой шапки залежи АВ1-5 Самотлорского месторождения

29 Носиков А.В., Коротков С.А., Трясин Е.Ю., Торопецкий К.В., Михайлов Б.О., Борисов Г.А. Исследование ползучести каменных солей и применение в инженерных расчетах конструкции скважин

38 Разработка НПФ «Политехника» покоряет Арктику

39 М.Б. Полозов, С.Б. Колесова, С.Ю. Борхович. Эффективность применения способа одновременно-раздельной эксплуатации при разработке турнейских, визейских и верейско-башкирских отложений

42 А.А. Исаев, А.А. Цинк, Р.Ш. Тахаутдинов, Р.М. Ахунов, М.В. Кочубей. Опыт эксплуатации дифференциального насоса для наклонно-направленных и горизонтальных скважин

Металлобработка

48 А.В. Оборин, В.В. Богданов. Прогрессивная технология упрочнения ответственных изделий нефтегазовой отрасли

Газовая промышленность

52 ЭНЕРГАЗ: долгосрочная программа комплексного сервиса в действии

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 7 (67) ноябрь 2018

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

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

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

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

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

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А
тел: +7 (843) 231-05-46
№ заказа 11-18/07-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 19.11.2018
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года

ТРАНСПОРТИРОВКА

Насосы

56 Л.М. Ахметзянов, И.Н. Гарипов. Увеличение межремонтного периода динамических насосов для перекачки нефтепродуктов

Арматура

60 Форум арматуростроителей РФ предложил властям и ТЭК стратегию эффективного партнерства

Трубы

62 А.Э. Толстов, А.Е. Зорин, Е.Е. Зорин. Экспериментальные исследования влияния расслоений металла на работоспособность трубопроводов

67 С.Л. Голофаст. Оценка влияния механических свойств трубной стали 17Г1С различных производителей на прочностную надежность магистральных трубопроводов

Трубопровод

74 А.В. Северюхин, А.Н. Бляблясс, В.Н. Григорьев. Способ автономного дозирования химических реагентов в условиях отсутствия развитой инфраструктуры

КИПиА

Оборудование

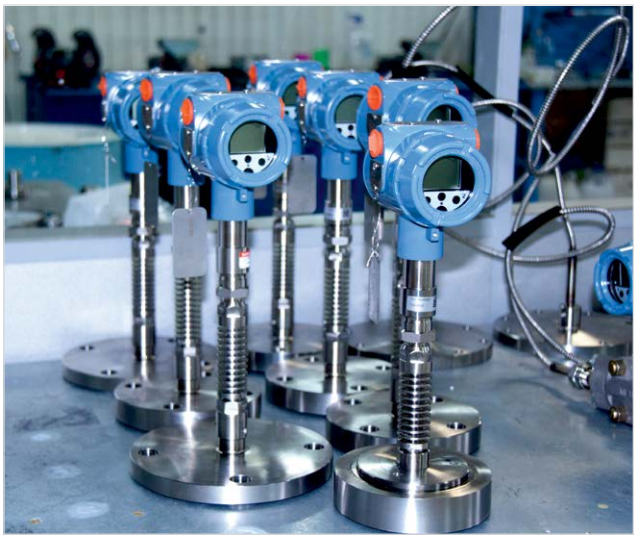
79 СервисМонтажИнтеграция: новые возможности распределения электроэнергии

Энергетика

80 Е. Путина. Анодные заземлители: материалы, свойства и использование при электрохимической защите

Измерительные приборы

82 Энергосервер: 25 лет в области производства контрольно-измерительных приборов



Автоматизация

84 Программно-технический комплекс «Пилон-Р» —реализация программы импортозамещения

МЕРОПРИЯТИЯ

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

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

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

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

ПОДПИСКА:
Новикова Ю.А. / office@runeft.ru

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
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
Ахапкин М.Ю. — к.т.н.
Аширмамедов М.А. — д.г.-м.н. (Туркменистан)
Баюк И.О. — д.ф.-м.н.
Бектенов Н.А. — д.х.н., профессор (Казахстан)
Богоявленский В.И. — д.г.-м.н., член-корреспондент РАН
Волож Ю.А. — д.г.-м.н.
Гогоненков Г.Н. — д.т.н., профессор
Голофаст С.Л. — д.т.н., профессор
Завидей В.И. — д.т.н., профессор
Индрупский И.М. — д.т.н., профессор
Ишматов З.Ш. — к.т.н.
Кемалов А.Ф. — д.т.н., профессор
Кемалов Р.А. — к.т.н.
Котельникова Е.Н. — д.г.-м.н., профессор
Лукьянов О.В.
Мануков В.С.
Морозов В.П. — д.г.-м.н., профессор
Муртазина Т.М. — к.т.н.
Николаев А.В. — д.ф-м.н, член-корреспондент РАН
Песин М.В. — к.т.н., доцент
Пунанова С.А. — д.г.-м.н.
Теляшев Э.Г. — д.т.н., профессор
Шустер В.Л. — д.г.-м.н., профессор

Новинка от концерна РУСЭЛПРОМ

Электродвигатель 7AVE 3e

Economical
Environmentally friendly
*Energy efficient**

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

Снижен нагрев изоляции статора, что увеличивает срок службы обмотки

Установлено новое ядро 7AVE с уменьшенными электромагнитными потерями

Используется в составе частотно-регулируемого привода

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

Высокий момент в диапазоне регулирования от 50 до 100%

Искробезопасный антикоррозийный алюминиевый корпус

**Экономичный, экологичный, энергоэффективный*

mail@ruselprom.ru
ruselprom.ru

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

РУСЭЛПРОМ
РОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНЦЕРН

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
7 (67) November 2018

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

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

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

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

URL:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

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

EDITOR
Timur Bikbaev / general@runeft.ru

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

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

SUBSCRIPTION:
Julia Novikova / office@runeft.ru

EDITIORIAL BOARD:
Helmut Gaertner — Sc.D., ex-president EAGE (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Abukova L.A.—Sc.D., professor
Altunina L.K. — Sc.D., professor
Ahapkin M.Yu. — Ph.D.
Ashirmamedov M.A. — Sc.D. (Türkmenistan)
Bayuk I.O. — Sc.D.
Bektenov N.A. — Sc.D., professor (Kazakhstan)
Bogoyavlenskiy V.I. — Sc.D., corresponding 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
Indrupskiy I.M. — Sc.D., professor
Ishmatov Z.Sh. — Ph.D.
Kemalov A.F. — Sc.D., professor
Kemalov R.A. — Ph.D.
Kotelnikova E.N. — Sc.D., professor
Lukyanov O.V.
Manukov V.S.
Morozov V.P. — Sc.D., professor
Murtazina T.M. — Ph.D.
Nikolaev A.V. — Sc.D., professor
Pesin M.V. — Ph.D., assoc. prof.
Punanova S.A. — Sc.D.
Telyashv E.G. — Sc.D., corresponding member, RAS
Shuster V.L. — Sc.D., professor

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geology

Radmir R. Khaziev, Rustem F. Vafin. Geological heterogeneity and distribution of filtrational and capacitor properties in a section of productive thickness sheshminian strata of the SVO fi eld....8

PRODUCTION

Oil production

Maria S. Kosmacheva, Ilya M. Indrupskiy. Changes in information fluid composition during development of multi-layer fields with faults.... 16

Dmitry S. Smirnov, Olga V. Lanina. Considerations on the development of under-gas-cap and gas cap zones of AV1-5 reservoir on Samotlor Field.... 24

Andrey V. Nosikov, Stanislav A. Korotkov, Eugene Yu. Tryasin, Konstantin V. Toropetsky, Boris O. Mikhaylov, Gleb A. Borisov. Research of rock salt creep and him application in engineering calculation of well design.... 29

Mikhail B. Polozov, Svetlana B. Kolesova, Sergey Y. Borhovich. The effectiveness of the method of simultaneous-separate operation in the development of tournaisian, visean and vereisk-bashkir sediments.... 39

Anatoliy A. Isaev, Aleksandr A. Tsink, Rustem S. Takhautdinov, Rashit M. Akhunov, Mikhail V. Kochubey. Operation experience of differential pump for controlled directional and horizontal wells.... 42

TRANSPORT

Pumps

Lenar M. Akhmetzyanov, Ilnar N. Garipov. Increase between the repair period of dynamic pumps for oil products transfer....56

Pipe

Anatoly E. Tolstov, Alexander E. Zorin, Evgeny E. Zorin. Experimental researches the influence of metal bundles on the pipelines functionality....62

Sergey L. Golofast. Assessment of the influence of mechanical properties of 17G1S pipe steel of various manufacturers on the strength reliability of main pipelines....67

Pipeline

Aleksandr V. Severiukhin, Aleksandr N. Blyablyas, Vitali N. Grigorev. A method of autonomous dosing of chemicals in the absence of developed infrastructure 74

Activities 86

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

ISSUE DATE: 19.11.2018

CIRCULATION: 10 000 copies

НЕФТЕТАНК®
Гарантия надежности!

ВЕДУЩИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ И ПОСТАВЩИК МЯГКИХ РЕЗЕРВУАРОВ

В нефтетанках можно перевозить и долгосрочно хранить:

- Нефтепродукты и все виды ГСМ
- Трансформаторное масло
- Техническую и питьевую воду
- Жиры и патоку
- Многие другие жидкости
- Кислоты и удобрения

Преимущества нефтетанков:

- Компактность
- Температура эксплуатации
- Доставка в труднодоступные места
- Быстрый монтаж
- Многоразовое использование
- Длительный срок службы

+7 (495) 504-12-28

127282, Москва, Чермянский пр-д, д. 7, стр. 1

www.neftetank.ru

УДК 551

Геологическая неоднородность и распределение коллекторских свойств в разрезе продуктивной толщи шешминского горизонта месторождения СВН

Р.Р. Хазиев
н.с. лаборатории геологического и экологического моделирования[1]
radmir361@mail.ru

Р.Ф. Вафин
старший преподаватель кафедры геологии нефти и газа[2]
varus13@mail.ru

[1]Институт проблем экологии и недропользования, Казань, Россия
[2]ИГиНГТ К(П)ФУ, Казань, Россия

В работе изложены результаты исследования литологических особенностей и фильтрационно-емкостных свойств (далее — ФЕС) пласта-коллектора шешминского горизонта месторождения сверхвязкой нефти (далее — СВН), представленного неоднородными в различной степени нефтенасыщенными песчаниками с преобладанием известковистых и глинисто-известковистых разностей. Установлена тенденция ухудшения продуктивности пласта вниз по разрезу: снижение коэффициентов открытой пористости, вертикальной проницаемости и нефтенасыщенности; корреляционные связи между фильтрационными параметрами: выделены две группы взаимосвязанных параметров с коэффициентами корреляции более 0,5. Основываясь на результаты предыдущих исследований шешминских песчаников, авторами сделано допущение, что тенденция ухудшения вниз по разрезу объясняется возможным увеличением содержания карбонатного материала, миграцией пластовых вод из нижележащих отложений сакмарского возраста.

Материалы и методы
Табличные данные с петрофизическими исследованиями кернового материала битуминозных песчаников уфимского яруса. Построение кривых вариаций фильтрационно-емкостных свойств и нефтенасыщенности по разрезу скважин

Ключевые слова
месторождение СВН, лабораторные методы исследования, нефтяной пласт, фильтрационно-емкостные свойства, корреляционная зависимость

На территории Татарстана ввиду планомерного истощения запасов легких нефтей из отложений девонского яруса, в будущем возникает необходимость ввода в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов углеводородов.

Отложения пермской системы представляют наибольший интерес для геологов-нефтяников, так как именно здесь сосредоточены запасы СВН в отложениях казанского и уфимского ярусов.

Основная доля залежей СВН (около 60%) [1] на территории РТ сосредоточены в отложениях шешминского горизонта. Согласно литературным данным [4] терригенные породы уфимского яруса — это обособленная фация песчаников дельтового происхождения. Фация приурочена к краевой части западного склона Южно-Татарского свода и линейно вытянута в северо-западном направлении, совпадая с ориентировкой уфимских палеоречных систем [4].

Существующие ныне способы добычи СВН имеют значительные отличия от способов выработки запасов традиционных (легких) нефтей ввиду следующих причин:

1) высокой вязкости нефти (от 300 до 10000 сПз). Для сравнения вязкость легких нефтей — от 5 до 10 сПз;

2) значительной неоднородности пород-коллекторов, содержащих запасы СВН.

Вследствие вышеназванных причин

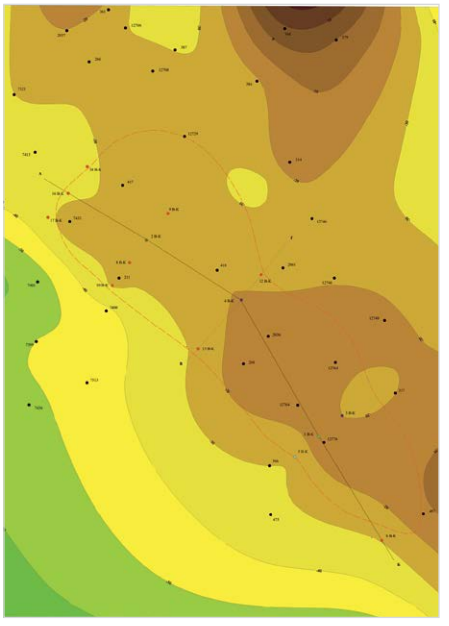


Рис. 1 — Структурная карта по кровле шешминского горизонта месторождения СВН (красной пунктирной линией показан контур месторождения). Масштаб 1:15000
Fig. 1 — Structural map on a roof of the sheshminian strata of the SVO field (the red dashed line has shown a field contour). Scale 1:15000

Вид исследования	Общее число отобранных образцов	Число образцов с проведенным исследованиями
Открытая пористость	91	90
Вертикальная проницаемость		32
Карбонатность		49
Минералогическая плотность		91
Нефтенасыщенность по объему		58

Таб. 1 — Полнота информации по проведенным исследованиям образцов керна из отложений шешминского горизонта
Tab. 1 — Completeness information on the conducted researches of core Samples from sheshminian strata

	Открытая пористость	Нефтенасыщенность	Карбонатность	Минер. плотность	Вертикальная проницаемость
Открытая пористость		0,27	-0,81	0,02	0,57
Нефтенасыщенность	0,27		-0,61	0,06	0,11
Карбонатность	-0,81	-0,61		0	-0,57
Минер. плотность	0,02	0,06	0		0
Вертикальная проницаемость	0,57	0,11	-0,57	0	

Таб. 2 — Корреляционная матрица между основными физическими свойствами горных пород (числа в столбцах – коэффициенты корреляции между параметрами; красным отмечены параметры, имеющие сильную связь)
Tab. 2 — Correlation matrix between the main physical properties of rocks (numbers in columns – correlation coefficients between parameters; red has noted the parameters having strong communication)

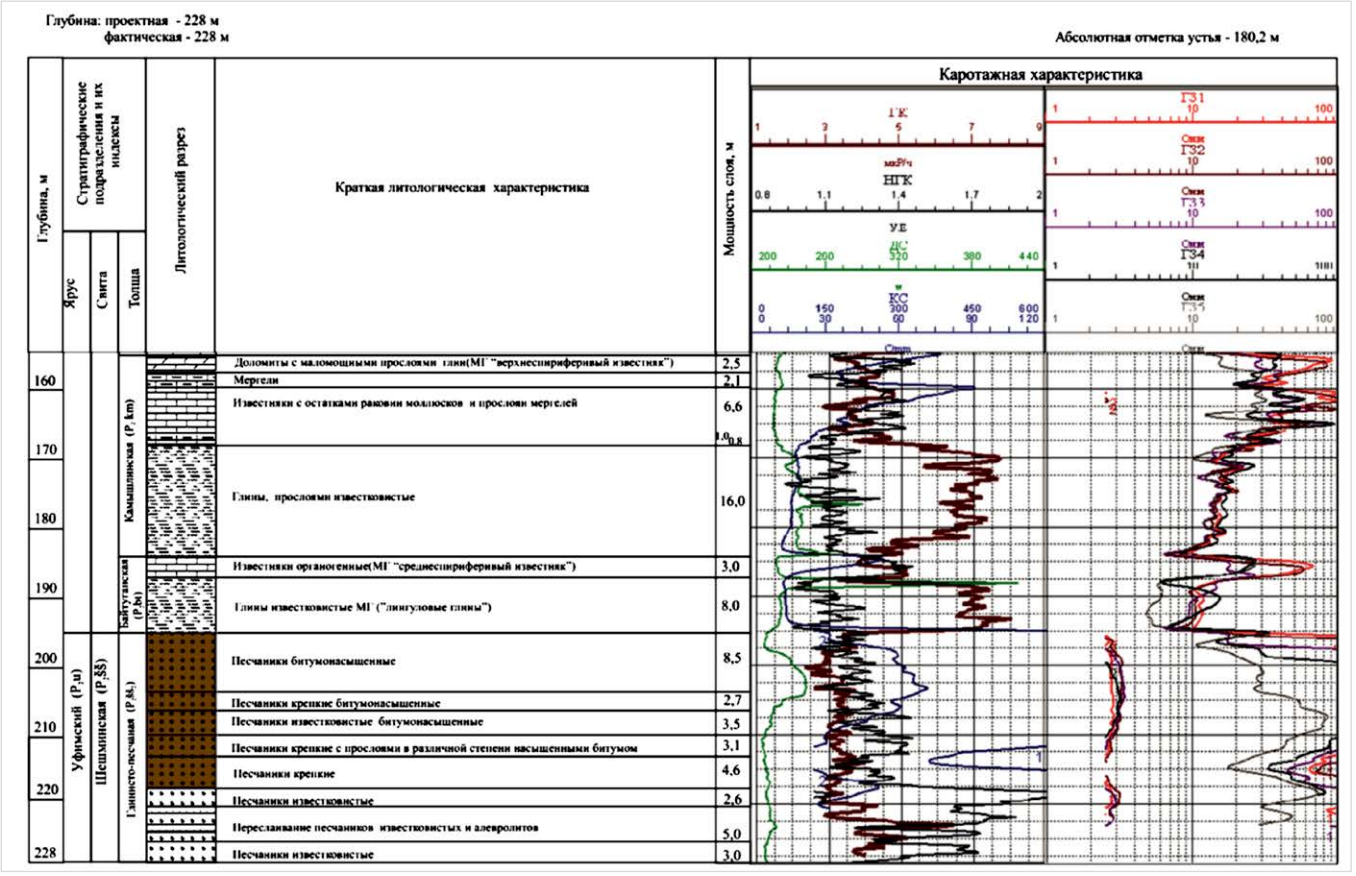


Рис. 2 — Литолого-геофизический разрез скв. №1 месторождения СВН
Fig. 2 — Litological and geophyzical outcrop of well №1 SVO field

возникает необходимость детального изучения геологического строения и петрофизических свойств пород-коллекторов на каждом месторождении в отдельности для успешного заложения горизонтальных добывающих скважин (по технологии SAGD).

Объект исследования

Объектом в настоящей работе послужили табличные данные исследования кернового материала месторождения СВН в юго-восточной части Республики Татарстан (по согласованию с недропользователем название месторождения не разглашается).

Месторождение имеет овальную, вытянутую в северо-западном направлении форму (рис. 1). Толщина продуктивного горизонта колеблется от 3,0 м до 30 м (в скв. 1), в среднем составляя 20 м (рис. 4).

По описанию кернового материала, коллектор представлен песчаниками серыми, буровато-серыми, зеленовато-серыми, темно-серыми, черными, зеленовато–коричневыми, слабосцементированными, реже средне- и крепкосцементированными (в скв. 6) в различной степени нефтенасыщенными. Преобладают известковистые и глинисто-известковистые разности. По структуре песчаники в основном мелкозернистые, присутствуют также средне- и тонкозернистые (скв. 3) породы. Песчаники массивные и неяснослоистые, отмечаются пятнистые (скв. 4), слоистые и косослоистые (скв. 6) текстуры. Песчаники сложены преимущественно обломками кремнистых и эффузивных пород; в заметных количествах встречаются кварц и полевой шпат; присутствуют магнетит, пирит, пироксен, амфибол, сфен. В отдельных скважинах встречаются гнезда белого кристаллического кальцита, углефицированные растительные остатки (скв. 16), включения кристаллов пирита (скв. 9).

Исходя из вышеописанного, продуктивный пласт характеризуется высокой степенью неоднородности как на макро-, так и на микроуровне (По данным лабораторного анализа керна, изменение ФЕС, нефтенасыщенности и карбонатности варьируется в широких пределах).

Материалом в работе послужили табличные данные исследования керна скв. 1, пробуренной в юго-восточной части месторождения с целью построения кривых вариации ФЕС по разрезу и в дальнейшем установить закономерности их распределения.

Скважина №1 выбрана как объект исследования по следующим причинам: 1) вскрытая толщина битумного пласта максимальная, что позволяет наиболее полно и подробно изучить распределение ФЕС по разрезу шешминских песчаников в скважине; 2) скважина расположена близко к центральному участку южного поднятия, что делает ее приоритетной при дальнейшей выработки запасов. Как показывают результаты изучения месторождений СВН на территории РТ [2,5] наилучшие фильтрационные и емкостные свойства распределены в центральных частях локальных поднятий.

Материалы и методы

Разрез шешминских песчаников, вскрытых в скв. 1, находится в интервале 195–228 м (рис. 2). Из этого интервала отобран на исследование 91 образец с шагом 0,25–0,3 м. Ввиду объективных причин (недостаточная степень экстракции, разрушение образца при исследовании и т.д.) не все отобранные

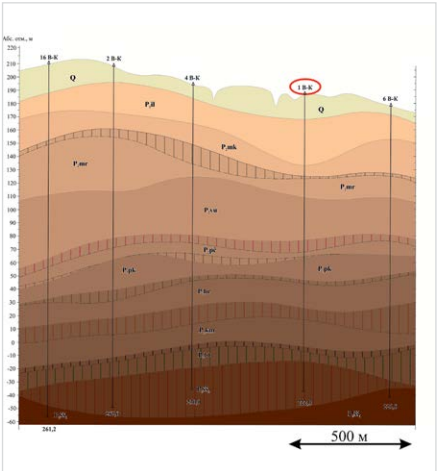


Рис. 3 — Геологический разрез по линии скважин 16-2-4-1-6 (нефтяной пласт представляет собой линзовидное тело, протяженностью 1,5 км). Красным овалом отмечена скв. №1
Fig. 3 — Geological section in the area of wells 16-2-4-1-6 (oil strata represents a lens, 1,5 km long). The red oval has noted well №1

образцы в полноте подверглись всем лабораторным методам анализа. Полнота информации по видам и полноте исследования показаны в таб. 1.

Результаты

Для определения степени корреляционной связи между коллекторскими свойствами была построена корреляционная матрица (таб. 2).

По таблице выявлены 2 группы параметров, которые хорошо коррелируются между собой: 1) пористость-карбо-

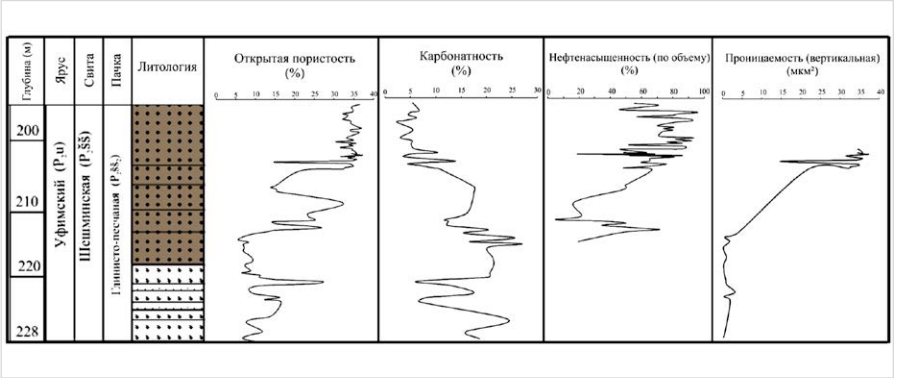


Рис. 4 — Кривые вариаций коллекторских свойств в разрезе шешминского горизонта скв.1 месторождения СВН (верхняя закрашенная область на литологической колонке – нефтенасыщенные песчаники; нижняя часть – крепко- и среднесцементированные без нефтепроявлений)
Fig. 4 — Variations curves of filtration and capacitor properties in a section of the sheshminian strata of SVO field (the top painted-over area on a lithologic column – oil sandstones; the lower part – hard and moderately cemented sandstones)

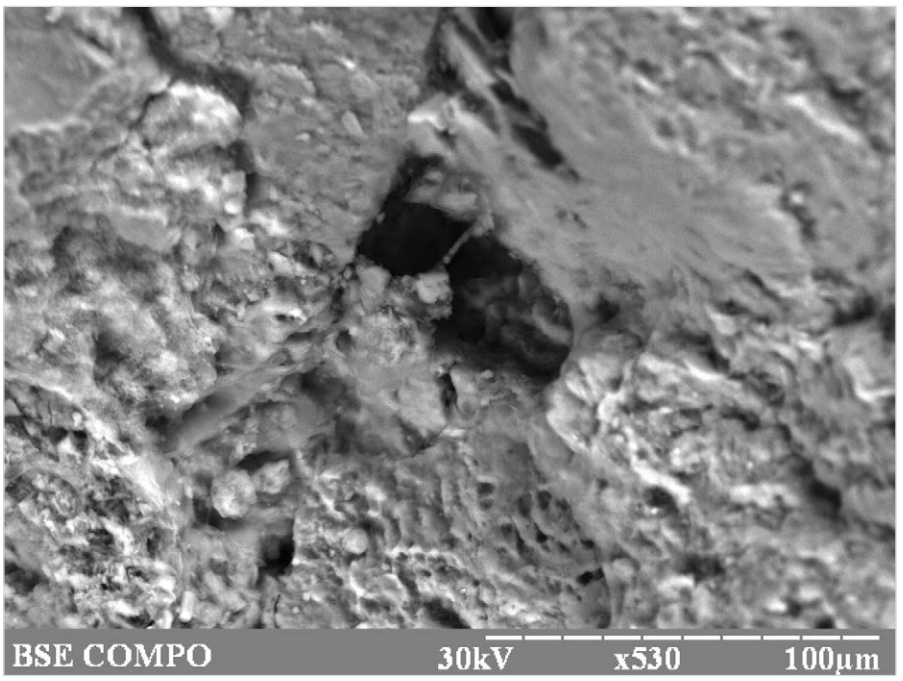


Рис. 5 — Растровая электронная микроскопия образца керна шешминского горизонта (скв. №1; глубина отбора 211,75 м). BSE COMPO — рельефный режим отображения отраженных электронов; 30 kV — разгоняющее напряжение 30 киловольт; x530 — увеличение в 530 раз (размер образца 5 мм); 100μm — линейка 100 мкм.
Fig. 5 — Raster electronic microscopy of core sample sheshminian strata (well No. 1; depth of selection is 211,75 m). BSE COMPO — the relief mode of display of the reflected electrons; 30 kV – the dispersing voltage of 30 kilovolts; x530 — increase by 530 times (the size of a sample of 5 mm); 100μm — a line of 100 microns.

натность-вертикальная проницаемость 2) нефтенасыщенность-карбонатность.

Как видно в таб. 2, между нефтенасыщенностью и открытой пористостью слабо выраженная связь с коэффициентом корреляции 0,27. Вероятнее всего, при исследовании открытой пористости методом Преображенского, в счет попали поры, имеющие капиллярную и субкапиллярную размерность, где исключается вероятность заполнения их нефтью [3].

Для полноты картины построены кривые вариаций ФЕС в разрезе скв. 1 (рис. 4). Как видно на рис. 4, несмотря на высокие значения открытой пористости (30—35 %) в верхней части разреза, наблюдаются участки, где нефтенасыщенность снижается с 90 до 65 %, что, вероятнее всего, объясняется наличием капиллярных взаимосвязанных между собой пор [3] в которых невозможно заполнение и фильтрация нефтей (связь между нефтенасыщенностью и проницаемостью так же очень слабая); в подтверждение этому факту на рис. 5 показана микрофотография образца керна, где наблюдаются поры субкапиллярной размерности (40–50 мкм).

Так же на рис. 4 отмечается тенденция увеличения карбонатности продуктивной толщи вниз по разрезу скважины, и, как следствие, ухудшение фильтрационных параметров пласта и нефтенасыщенности. Следует отметить, что в работе [2] наблюдается подобная тенденция: ухудшение ФЕС идет вниз по разрезу, что объясняется миграцией минерализированных пластовых вод из нижележащих отложений известняков сакмарского возраста. Ввиду того что карбонатность пласта увеличивается с ростом глубины залегания пласта (рис. 4), можно допустить что здесь так же имеет место процесс миграции пластовых вод из нижележащих карбонатных отложений.

Итоги

1) Пласт коллектор представлен песчаниками с различной степенью цементации и пропитки сверхвязкой нефтью
2) По данным лабораторного анализа керна пласт характеризуется сильной степенью неоднородности на микроуровне
3) Выявлены корреляционные связи между коллекторскими свойствами, выделены 2 группы взаимосвязанных параметров: 1 группа — открытая пористость, вертикальная проницаемость, карбонатность; 2 группа — карбонатность, нефтенасыщенность.
4) Построены кривые вариаций коллекторских свойств по разрезу; установлена тенденция ухудшения вниз по разрезу шешминского горизонта
5) Согласно данным предыдущих исследований одна из возможных причин ухудшения ФЕС является миграция пластовых вод из нижележащего горизонта. Вполне допустимо такое явление и в изученном разрезе данного месторождения.

Выводы

Несмотря на однородность литологического состава продуктивной толщи шешминских отложений, продуктивный пласт неоднороден по распределению физических свойств (пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, карбонатность). Как показывают результаты предыдущих исследований [2, 5], так и в настоящей работе наиболее продуктивной является кровельная часть пласта-коллектора, незатронутая процессами катагенеза (вторичная цементация); это обстоятельство необходимо учитывать при выделении высокопроницаемых интервалов для вовлечения в разработку углеводородов.

Литература

1. Вафин Р.Ф., Николаев А.Г., Валеева Р.Д. Породы-коллекторы сверхвязких нефтей уфимского комплекса Больше-Камеского месторождения // Ученые записки Казанского Государственного университета. 2010. Естественные науки. Т. 152. С. 216–225.
2. Веденина Н.Г., Баранова А.Г., Гарифуллина В.В., Хазиев Р.Р., Вафин Р.Ф. Гранулометрический состав и коллекторские свойства месторождения сверхвязкой нефти на территории Республики Татарстан // Георесурсы, 2018. Спецвыпуск. С. 62–66.
3. Гиматутдинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта М.: Недра, 2005. 510 с.
4. Успенский Б.В Шарипова Н. С. Халиуллина С. В. Ранжирование месторождений сверхвязких нефтей по особенностям углеводородного состава на примере Черемшано-Бастрыкской зоны // Наука. Техника. Технологии. 2017. Т. 1. С. 176–179
5. Хазиев Р.Р., Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Анисимова Л.З., Вафин Р.Ф., Салахова М.Ф. Оценка возможности применения технологии SAGD на месторождении СВН Республики Татарстан // Экспозиция Нефть Газ. 2018. №2. С. 28–32.

UDC 551

Geological heterogeneity and distribution of filtrational and capacitor properties in a section of productive thickness sheshminian strata of the SVO field

Authors:
Radmir R. Khaziev — researcher at the laboratory of geological and environmental modeling[1]; radmir361@mail.ru
Rustem F. Vafin — senior lecturer of the department of geology of oil and gas[2]; varus13@mail.ru

[1]Institute of ecology and subsoil use problems, Kazan, Russian Federation
[2]IGPT K(P)FU, Kazan, Russian Federation

Abstract
In present work lithologic features and filtrational and capacitor properties (FCP) of rock-reservoir sheshminian strata of the of superviscous oil (SVO) field are investigated. The reservoir according to the description of a core material presented by non-uniform petrosaturated sandstones in various degree with prevalence caicium and clay differences. According to tabular data FCP and physical properties of sandstone layer are studied; the tendency of deterioration in efficiency of layer down a section is established: decrease in coefficients of open porosity, vertical permeability and oil saturation. Curve variations FCP on a well No. 1 section are for descriptive reasons constructed. Major factor of deterioration FES down section, most likely, increase in content of carbonate material. In addition correlation connection between filtrational parameters is established. 2 groups of the interconnected parameters with correlation coefficients more than 0,5 are allocated: 1) porosity-calcareousness-vertical permeability; 2) oil saturation calcareousness. Based on results of the previous researches of sheshminsky sandstones, authors have made assumption that the deterioration tendency down a section is explained by migration of reservoir waters from underlying deposits of the Sakmarian age.

Materials and methods
Tables with petrophysical researches of core material of bitumen sandstones of the Ufimian stage. Plotting of variations of filtrational and capacitor properties and oil saturation on a section of wells

Keywords
Field of SVO, laboratory methods of a research, oil strata, filtrational and capacitor properties, correlation dependence

Results
1) Reservoir is presented by sandstones with various extent of cementation and impregnation by superviscous oil
2) According to the laboratory analysis of a core material, strata is characterized by strong degree of heterogeneity at the microlevel
3) Correlation communications between collection properties are revealed, 2 groups of the interconnected parameters are allocated: 1 group – open porosity, vertical permeability, calcareousness; The 2nd group – calcareousness, oil saturation.
4) Curves of variations of collection properties on a section are constructed; the deterioration tendency down a section of the sheshminian strata is established
5) According to data of the previous researches one of the possible reasons of deterioration FCP is migration of reservoir waters from the underlying horizon. Such phenomenon and in the studied section of this field is quite admissible.

Conclusions
Despite uniformity of lithologic structure of productive thickness of sheshminian sediments, reservoir is non-uniform on distribution of physical properties (porosity, permeability, oil saturation, calcareousness). As show results of the previous researches [2,5] and in the present work as the most productive a roofing part of oil strata, unaffected processes of a katagenesis (epigenetic cementation); this circumstance needs to be considered at allocation of high-permeability intervals for involvement in development of hydrocarbons.

References
1. Vafin R.F., Nikolaev A.G., Valeeva R.D. P*orody-kollektory sverhvyazkih neftej ufimskogo kompleksa Bol'she-Kameskogo mestorozhdeniya* [The reservoirs of viscous oils ufimian complex Bolshe-Kamensky field]. Scientific notes of Kazan state University, 2010, V. 152, pp. 216–225.
2. Vedenina N.G., Baranova A.G., Garifullina V.V., Khaziev R.R., Vafin R.F. G*ranulometricheskij sostav i kollektorskie svojstva mestorozhdeniya sverhvyazkoj nefti na territorii Respubliki Tatarstan* [Granulometric composition and filtration capacitor properties of the field of superviscous oil in the territory of the Republic of Tatarstan]. Georesurses, 2018, Special issue, pp. 62–66.
3. Gimatutdinov Sh.K., Shirkovsky A.I. F*izika neftyanogo i gazovogo plasta* [Physics of oil and gas strata]. Moscow: Subsoil, 2005, 510 p.
4. Uspenskij B.V Sharipova N.S. H*aliullina S.V. Ranzhirovanie mestorozhdenij sverhvyazkih neftej po osobennostyam uglevodorodnogo sostava na primere CHeremshano-Bastrykskoj zony* [Ranking of deposits viscous oils according to the features of the hydrocarbon composition for example Cheremshano-Bastryk zone]. Science. Technique. Technologies, 2017, V.1, pp. 176–179.
5. Khaziev R.R., Andreeva E.E., Baranova A.G., Anisimova L.Z., Vafin R.F., Salakhova M.F. O*cenka vozmozhnosti primeneniya tekhnologii SAGD na mestorozhdenii SVN Respubliki Tatarstan* [Possibility of use of SAGD technology on the field of SVO of the Republic of Tatarstan]. Exposition Oil Gas, 2018, issue 2, pp. 28–32.

Особенности алгоритма реализации системных функций в российских автоматических регуляторах возбуждения сильного действия

А.Л. Комков, Е.Н. Попов, Н.Ю. Филимонов
ООО «НПП «РУСЭЛПРОМ-Электромаш»

А.А. Юрганов
СПбПУ Петра Великого

А.А. Бурмистров
ПАО «Силовые машины»

Надежность и эффективность работы электроэнергетических систем (далее — ЭЭС) в значительной мере определяется регулированием возбуждения входящих в нее синхронных генераторов и, в первую очередь, подсистем автоматических регуляторов возбуждения (далее — АРВ), обеспечивающих максимальный уровень динамической устойчивости и эффективное демпфирование колебаний.

Следует заметить, что проблемой стабилизации режимов ЭЭС и разработкой унифицированного алгоритма системных стабилизаторов начали интенсивно заниматься в СССР в начале 50-х годов прошлого столетия, и окончательно завершили ее в 80-е годы, когда полностью сформировалась идеология внешней и внутренней стабилизации, и появился сигнал производной тока возбуждения.

Этот период характеризуется быстрым развитием электроэнергетики страны. В то время были построены каскады крупных ГЭС, мощные тепловые и атомные станции. По географическим условиям мощные гидроэлектростанции строились вдали от крупных населенных пунктов и цкрупных промышленных предприятий. Возникла необходимость передавать большое количество электроэнергии на большое расстояние от электростанций к потребителям. Строительство параллельных линий для усиления электрической связи было дорогостоящим решением, поэтому было необходимо найти иные способы решения проблемы. Начала активно развиваться теория устойчивости электроэнергетических систем. В результате, первый в мире системный стабилизатор был разработан и внедрен практически в том виде, как он существует сейчас. СССР имел большую территорию и разветвленную электроэнергетическую систему, обладавшую большим числом как слабых, так и сильных электрических связей между отдельными регионами.

На Западе начальный импульс в разработке системных стабилизаторов был дан в 70-х годах в Канаде из-за возникшей необходимости передавать мощность 500 МВт от АЭС Пикеринг и ГЭС в штате Онтарио по линиям электропередач протяженностью примерно 700 км и напряжением 500 кВ потребителям в США. Без быстродействующих систем возбуждения, оснащенных системными стабилизаторами, понадобились бы дополнительные линии. В Западной Европе эта проблема возникла еще позднее – при вводе в эксплуатацию турбинных блоков мощностью более 300 МВт. В настоящий момент на Западе разработано около 10 типов системных стабилизаторов, описание которых приведено в стандарте IEEE Std 421.5.

С учетом того, что отечественный стабилизатор успешно зарекомендовал себя в различных схемно-режимных ситуациях, было предложено рассмотреть вопрос о его включении в международные стандарты под названием PSS2RU. Для этого потребовалось предоставить его полное описание и привести результаты расчетов для того, чтобы оценить его эффективность по сравнению со стабилизаторами, включенными в стандарт IEEE Std 421.5.

Описание системного стабилизатора PSS2RU

Задача любого системного стабилизатора — демпфирование электромеханических колебаний. Данные колебания лежат в диапазоне частот от 0,1 до 5 Гц. Эти колебания обусловлены качаниями роторов синхронных генераторов друг относительно друга. Полный взаимный угол между двумя машинами в любой схемно-режимной ситуации может быть разложен на две составляющие – внутренний и внешний угол. Внутренний угол – это угол между поперечной осью

машины, совпадающей с вектором синхронной ЭДС Eq и вектором напряжения генератора Ug. Внешний угол – это угол между вектором напряжения генератора Ug и вектором синхронной ЭДС другой машины или центром электрических качаний синхронной машины (электростанции), работающей в сложной энергосистеме. Внутренний угол образуется в результате падения напряжения на внутреннем продольном индуктивном сопротивлении машины (Xd). Внешний угол образуется в результате падения напряжения на сопротивлениях внешних по отношению к рассматриваемому генератору элементов ЭЭС.

Качания полного угла — результат совместного движения роторов и имеют двойственную природу:

- в режимах выдачи реактивной мощности – устойчивость определяется величиной и качаниями внешнего угла, который в тяжелых послеаварийных режимах или в «слабых» ЭЭС в этом случае может приближаться к 90 град. эл.;
- в режимах потребления реактивной мощности — устойчивость определяется величиной и качаниями внутреннего угла, который при уменьшении тока возбуждения генератора, работающего в ЭЭС любой мощности, может приближаться к 90 град. эл.

Таким образом, при одинаковых больших значениях полного угла физика переходных процессов и условия обеспечения апериодической и колебательной статической устойчивости существенно отличаются. Стабилизация режима, предлагаемая западными стандартами, не учитывает этого явления.

В результате аналитических и экспериментальных исследований и опыта эксплуатации синхронных генераторов выяснилось, что отклонениям внутреннего угла пропорциональна производная тока ротора. Отклонение частоты напряжения генератора ΔfU от установившегося значения и первая производная генератора являются первой и второй производными внешнего угла соответственно. Таким образом, имеются два

Параметр	Значение, с
T0F	2
Ta0F	0.02
T1F	0.05
Ta1F	0.15
T1IF	0.02
Ta1IF	0.15

Таб. 1 — Типовые значения параметров стабилизатора PSS2RU

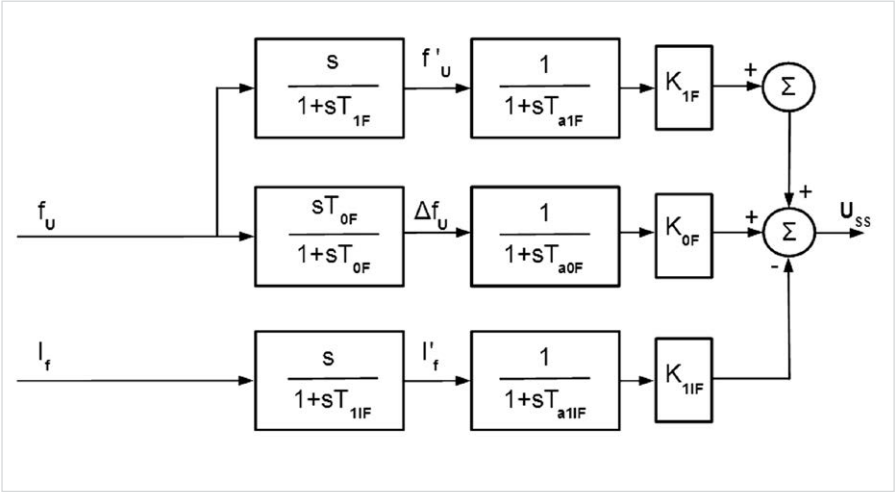


Рис. 1 — Блок-схема стабилизатора PSS2RU

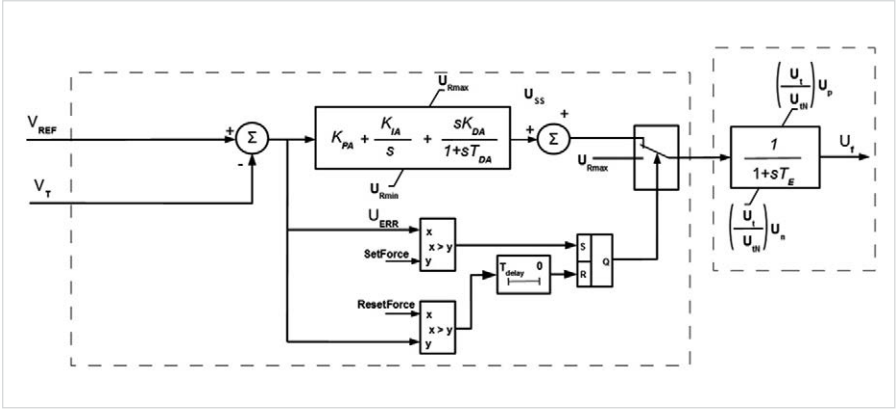


Рис. 2 — Логика работы реле форсировки

Фото 1 — Микропроцессорное производство для систем возбуждения синхронных генераторов

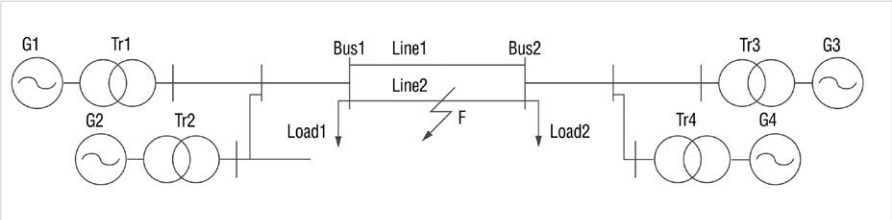


Рис. 3 — 4-машинная тестовая схема электроэнергетической системы

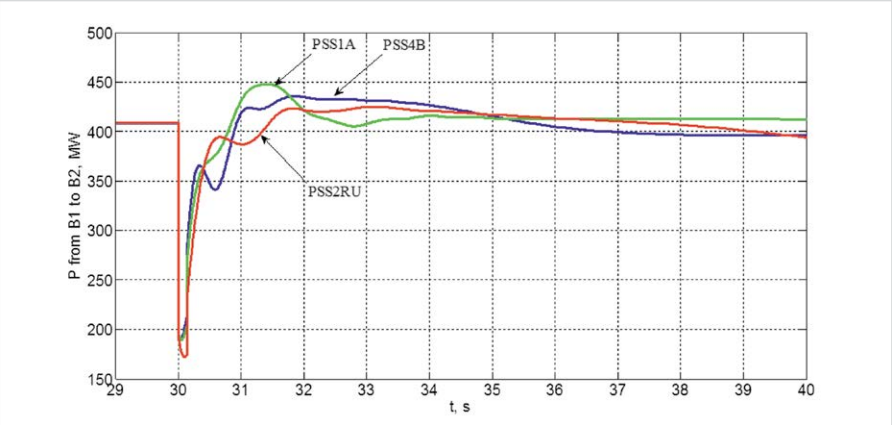


Рис. 4 — Активная мощность, передаваемая из области 1 в область 2 при трехфазном коротком замыкании в середине линии с последующим ее отключением. Длина транзита — 220 км

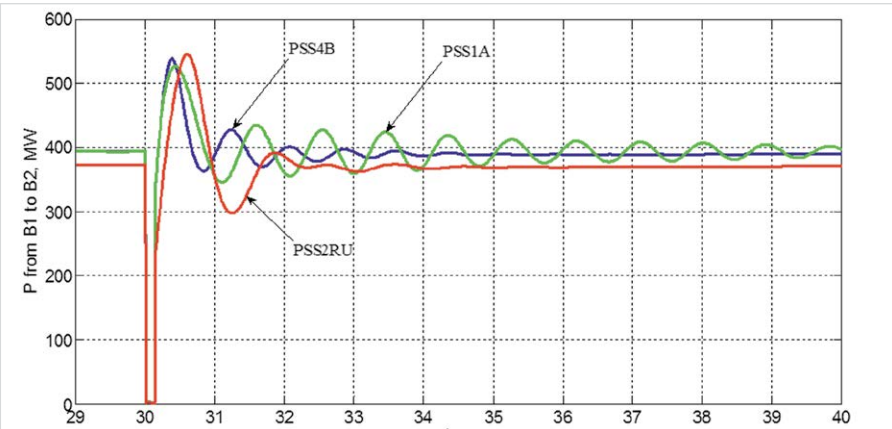


Рис. 5 — Активная мощность, передаваемая из области 1 в область 2 при трехфазном коротком замыкании в середине линии с последующим ее отключением. Длина транзита — 10 км

Фото 2 — Для изготовления микроэлектроники на предприятиях концерна РУСЭЛПРОМ используется передовое высокоточное оборудование

легко измеряемых параметра, каждый из которых способен осуществлять демпфирование соответствующей компоненты взаимного угла. Следовательно, входными параметрами рассматриваемого стабилизатора являются ток ротора (If) и частота напряжения генератора (fU).

Блок-схема системного стабилизатора PSS2RU показана на рис. 1. Стабилизатор состоит из 2-х каналов, соединенных параллельно. Выходные сигналы каждого канала суммируются на главном сумматоре. Просуммированный сигнал является выходным сигналом стабилизатора. Передаточные функции задают необходимую форму амплитудочастотной и фазочастотной характеристик каждого канала. Два канала перекрывают диапазон частот электромеханических колебаний. Канал по частоте настраивается на частотный диапазон от 0,3 до 1,2 Гц, канал по производной тока ротора настраивается на частотный диапазон от 1 до 3 Гц. Типовые значения постоянных времени приведены в таб. 1. Сравнительные испытания, проведенные НТЦ СО ЕЭС РФ, показали его высокую эффективность.

Релейная форсировка возбуждения

Совместно со стабилизатором PSS2RU применяется быстродействующая форсировка возбуждения. Ее функцией является повышение динамической устойчивости при серьезных повреждениях в энергосистеме, обусловленных снижением напряжения. Логика форсировки возбуждения изображена на рис. 2.

При снижении напряжения ниже уставки срабатывания контроллер инициирует быстрое увеличение напряжения возбуждения до максимального значения до тех пор, пока напряжение статора генератора не повысится до уставки на снятие форсировки (0,8÷0,9) UГном. Включение форсировки происходит с минимальной выдержкой времени, а отключение с выдержкой времени от 0,2 до 0,3 секунд, что соответствует времени достижения максимального значения взаимного угла между роторами синхронных машин в послеаварийном режиме качаний. Форсировка также необходима для того, чтобы исключить на время протекания КЗ тракт регулирования из закона управления, так как резкие скачки токов, напряжений и частоты могут привести к снижению скорости нарастания напряжения возбуждения из-за противоположных воздействий от разных каналов регулирования.

Результаты расчета

Эффективность системного стабилизатора была проверена на математической модели 4-машинной энергосистемы (Схема Кундура), часто рассматриваемой в работах западных исследователей, в среде MATLAB/Simulink Sim Power Systems. Схема изображена на рис. 3. Модель представляет собой две области, каждая из которых содержит по 2 синхронных генератора. Области

соединены между собой двумя линиями длиной 220 км. Режим установлен таким образом, что осуществляется передача 413 МВт из первой области во вторую.

Тестовым возмущением является трехфазное короткое замыкание в середине одной линии с последующим ее отключением. Проведено сравнение PSS2RU со стабилизаторами, включенными в стандарт IEEE Std 421.5. Стабилизаторы PSS1A и PSS4B имеют в качестве входного параметра скорость вращения ротора. В PSS1A сигнал скорости вращения последовательно проходит через фильтры и несколько фазосдвигающих звеньев. В PSS4B сигнал скорости вращения раздваивается и проходит в одном случае через датчик низких и средних частот, в другом — через датчик высоких частот. Далее сигналы проходят через фазосдвигающие звенья, которые выделяют низкие, средние и высокие частоты, после чего каждая компонента усиливается в зависимости от частоты. Полное описание PSS1A и PSS4B представлено в стандарте. Результаты представлены на рис. 4.

В энергосистеме ситуация, когда присутствует длинный транзит и создаются такие тяжелые условия, является редкостью. Подобные условия могут возникнуть, если существует слабая связь или при неблагоприятных обстоятельствах при ремонтных схемах. Для того, чтобы убедиться в эффективности стабилизатора в различных условиях, выполним такое же тестовое возмущение, но при транзите длиной 10 км. Следует отметить, что при уменьшении длины транзита до 10 км. условия устойчивости энергосистемы улучшились, но такое же тестовое возмущение будет оказывать более сильную просадку напряжения на шинах генераторов, так как точка короткого замыкания стала находиться электрически ближе к каждому генератору. Результаты расчетов представлены на рис. 5.

При совместном рассмотрении результатов расчета на рис. 4 и 5 можно сделать заключение, что стабилизатор PSS2RU при неизменной настройке осуществляет эффективное демпфирование колебаний как при длинном, так и при коротком транзите. При длинном транзите воздействуют все каналы стабилизатора, так как внутренний и внешний угол имеют одинаковый порядок величины. При коротком транзите внешний угол становится малым, поэтому даже при тех же самых настройках каналы по отклонению частоты и по производной частоты начинают вносить на порядок меньший вклад в суммарный сигнал системного стабилизатора по сравнению с каналом по производной тока ротора. Можно сказать, что при коротком транзите каналы стабилизатора по отклонению частоты и по производной частоты выключаются из работы, исходя из физической сущности процессов. Поэтому единая настройка оказывается достаточно эффективной в существенно различных условиях.

Заключение

Фото 3 — Сборочный цех систем возбуждения и систем управления возбуждением синхронных генераторов

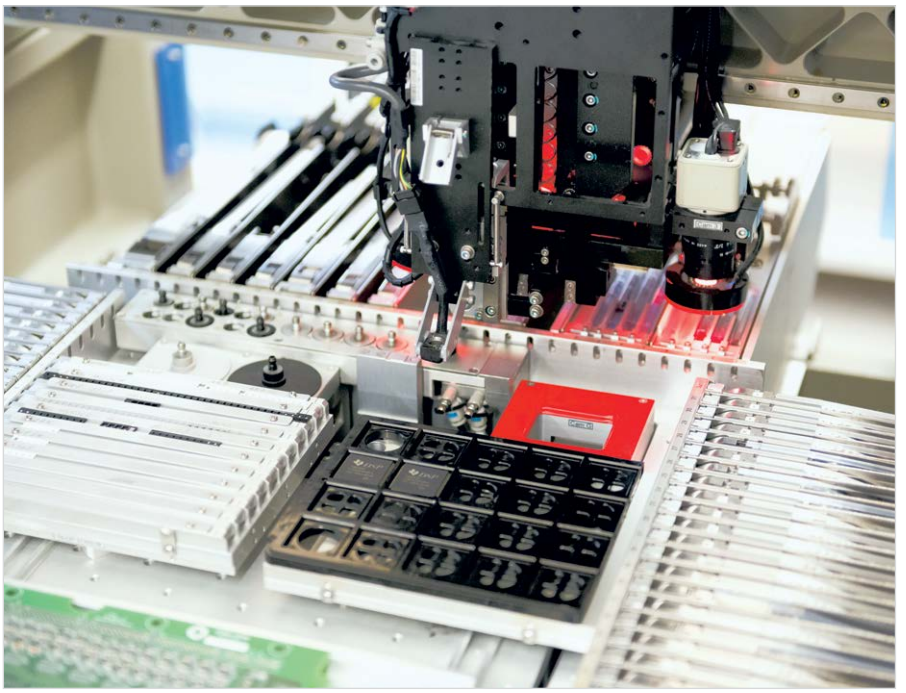


Фото 4 — Все силовое оборудование, микропроцессорная аппаратура и программное обеспечение выпускаемой продукции разработаны в стенах НПП «РУСЭЛПРОМ-Электромаш»

Мы отметили основные вехи истории создания, особенности структуры и функционирования Российского системного стабилизатора. Благодаря отмеченным выше свойствам, и своему широкому распространению на электростанциях России и ближайшего зарубежья, а также принимая во внимание простоту и грубость настройки своих параметров, системный стабилизатор PSS2RU должен занять значимое место в библиотеках основных программных продуктов для выполнения сетевых исследований. Для этого важно провести работу по интеграции структуры системного стабилизатора PSS2RU и алгоритма релейной форсировки — в документы международных организаций IEC и IEEE.

РУСЭЛПРОМ
РОССИЙСКИЙ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЙ КОНЦЕРН

109029, Москва,
Нижегородская ул., 32, стр.15
Тел.:8 (800) 301-35-31
Факс:(495) 600-42-54
mail@ruselprom.ru
ruselprom.ru

УДК 622.276

Изменение состава пластового флюида при разработке многопластовых месторождений с тектоническими нарушениями

М.С. Космачева
соискатель
m.kosma4eva@yandex.ru

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

ИПНГ РАН, Москва, Россия

Цель данной работы заключается в выявлении взаимовлияния разрабатываемой и неразрабатываемой залежей нефти многопластового месторождения, осложненного тектоническим нарушением, обуславливающим гидродинамическую связь между пластами. Оценка проводится методами гидродинамического моделирования на гипотетическом участке многопластового нефтяного месторождения. Проведенные многовариантные расчеты позволили сделать вывод, что наличие гидродинамической связи по разлому между разрабатываемой залежью и залежью с отложенным вводом в эксплуатацию может значимо влиять на основные показатели добычи, а также приводить к изменению запасов, состава и свойств пластовой нефти неразрабатывемой залежи до ввода ее в эксплуатацию.

Материалы и методы

Исследование выполнено на основе анализа литературных данных и численного моделирования с использованием многокомпонентной 3D гидродинамической модели гипотетического участка многопластового нефтяного месторождения, основанной на исходных данных по одному из месторождений Западной Сибири и реализованной в программном пакете RFD tNavigator.

Ключевые слова

тектоническое нарушение, проводящий разлом, многопластовое месторождение, гидродинамическое моделирование, газовый фактор, компонентный состав

В данной статье авторы продолжают серию исследований, начатых в работах [1–3]. Их общая направленность связана с изучением влияния тектонических нарушений на разработку нефтяных залежей. В отличие от предшествующих работ по данной тематике [4–8], в [2–3] учитывалось, что в процессе разработки залежи дизъюнктивные нарушения могут служить путями перетока флюидов между продуктивными горизонтами. Рассмотрен случай взаимосвязи по разлому нефтяной залежи и водоносного пласта. Показано, что влияние подобных перетоков на показатели работы отдельных скважин и залежи в целом может быть значительным. При этом основной механизм влияния связан с дополнительным поддержанием давления в разрабатываемом пласте поступающим по разлому флюидом.

Другой типичной ситуацией является наличие тектонических нарушений на многопластовых месторождениях, когда единый разлом прослеживается в разрезе нескольких продуктивных пластов. Систему разработки многопластовых нефтяных месторождений определяют выбор и порядок ввода эксплуатационных объектов, схема вскрытия и эксплуатации продуктивных пластов скважинами, способы регулирования использования пластовой энергии. Каждый эксплуатационный объект разбуривается самостоятельной сеткой скважин и включает в себя один или несколько пластов, которые при объединении должны соответствовать ряду требований: иметь достаточные запасы углеводородов, схожие геолого-физические характеристики, свойства и составы насыщающих флюидов, отделяться от выше- и нижележащих коллекторов пачкой глинистых пород и пр. На практике эти условия почти никогда не выполняются, что негативно сказывается на эффективности и полноте выработки запасов. В качестве рациональной альтернативы предусматривается отложенная разработка отдельных пластов в качестве возвратных объектов или за счет углубления скважин по мере вывода их из эксплуатации на первоочередных объектах разработки. Следует ожидать, что в этом случае наличие проводимого тектонического нарушения может оказывать влияние как на динамику показателей разработки эксплуатируемого пласта, так и на характеристики объекта с отложенным вводом в эксплуатацию. Оценке данного влияния методами гидродинамического моделирования посвящена настоящая статья.

Расчетная модель и исходные данные

Итак, цель данной работы состоит в выявлении характерных особенностей разработки и оценке взаимодействия между залежами нефти многопластового месторождения, осложненного наличием тектонического нарушения, обеспечивающего гидродинамическую связь между пластами.

Для проведения многовариантных гидродинамических расчетов использована ранее созданная 3D статическая (геологическая) модель гипотетического участка многопластового нефтяного месторождения [2]. Участок состоит из двух залежей, расположенных на расстоянии 250 м по глубине друг относительно друга. Оба нефтенасыщенных пласта условно приняты однородными, но с различающимися значениями фильтрационно-емкостных свойств (далее — ФЕС). В отличие от работ [2, 3], оба пласта в модели содержат залежи нефти с различными начальными составами и физико-химическими характеристиками. Для учета динамики изменения состава пластовых углеводородов в процессе разработки использована трехфазная многокомпонентная модель фильтрации (изотермическая композиционная модель) с расчетом параметров фаз на основе уравнений состояния (EOS), реализованная в программном пакете RFD tNavigator [10].

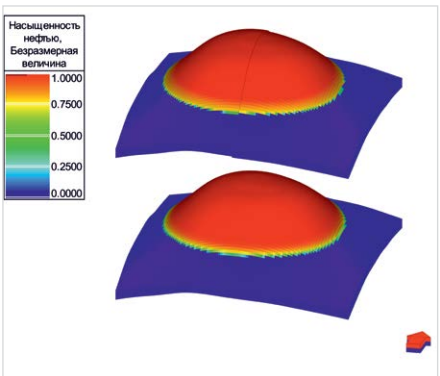


Рис. 1 — Объемный вид 3D модели гипотетического участка нефтяного месторождения. Цветом показана нефтенасыщенность
Fig. 1 — The 3D model of a hypothetical oil field sector. Color shows oil saturation

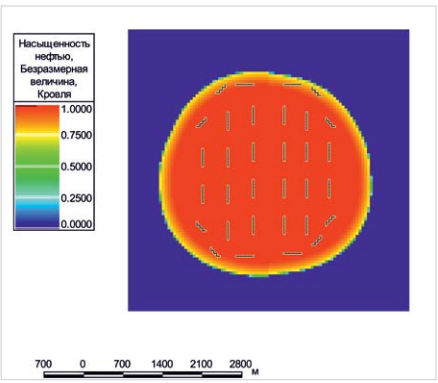


Рис. 2 — Схема размещения ГС, вид сверху
Fig. 2 — Scheme of horizontal well locations, top view

Модель имеет размерность 100×100×35 ячеек. Размеры ячеек в плане dx=dy=50 м, по вертикали — dz=1 м. Объемный вид 3D модели показан на рис. 1. Задание исходных данных для модели реализовано в рамках концепции эффективного порового пространства (ЭПП) [9]. Кривые относительных фазовых проницаемостей (далее — ОФП) и капиллярного давления (далее — ККД), осредненные свойства коллектора и флюидов, интервалы глубин, начальное пластовое давление и другие необходимые для моделирования данные приняты по аналогии с залежью в юрских отложениях на одном из действующих месторождений Западной Сибири. ФЕС, ОФП и ККД для обоих пластов приняты по данным исследований образцов керна из относительно высокопроницаемой части и из зоны ухудшенных коллекторских свойств объекта-прообраза [2].

Предполагается, что разлом проходит через всю толщину моделируемого разреза в купольных частях залежей и характеризуется малоамплитудным (2 м) сдвигом друг относительно друга правой и левой частей пластов по вертикали с сохранением гидродинамической связи между ними. Вблизи разлома имеет место зона разуплотнения коллектора, в модели представленная участком с измененной проницаемостью шириной в одну ячейку (50 м) по обе стороны от тектонического нарушения.

Различие в значениях начального пластового давления двух пластов соответствует условиям гидростатики: для верхней залежи на уровне ВНК оно составляет 190 бар (1 бар=10-1 МПа), для нижней залежи — 215 бар. Пластовая температура задана одинаковой и равной 37 К (310°С).

Пластовая нефть обеих залежей описывается в рамках единой PVT-модели, представленной 11 чистыми компонентами и одной псевдофракцией С7+ (молекулярная масса — 202 г/моль, критическая температура — 718 К, критическое давление — 1,47 МПа). Предполагается, что нефть двух пластов имеет единый генезис, а заполнение ловушек происходило в направлении снизу вверх по разлому. Различие в начальных составах обусловлено дополнительным разгазированием пластовой нефти, содержащейся в нижнем пласте, при ее дальнейшей миграции в верхний пласт с меньшим пластовым давлением (считаем, что часть мигрировавшей нефти осталась в ловушке и сформировала верхнюю залежь, а выделившийся при этом газ ушел выше по разлому).

Таким образом, при моделировании исходно задавался только состав пластовой нефти нижней залежи, а для верхней залежи он рассчитывался в соответствии с процедурой дифференциального разгазирования при изменении давления от 215 до 190 бар [11]. Начальные составы пластовой нефти двух залежей приведены в таб. 1. Начальные значения давления насыщения для нефти верхнего и нижнего пластов составили 178 и 202 бар, начальное газосодержание — 158 и 179 м^3/м^3, вязкость пластовой нефти — 1,17 и 1,01 мПа·с, объемный коэффициент — 1,39 и 1,43 соответственно.

Моделируется система разработки верхней залежи горизонтальными скважинами (далее — ГС) на режиме истощения с переходом к режиму растворенного газа. Воспроизводится стратегия, когда разработка пластов осуществляется по схеме “сверху-вниз” — залежи планируется вводить в эксплуатацию последовательно, начиная с верхней, поскольку одновременное разбуривание экономически не целесообразно. Количество ГС, длина стволов, межрядное расстояние и другие параметры системы разработки определены стандартными методами проектирования. Разбуривание происходит в направлении от купольной части залежи к контуру. Проводка стволов и интервалы вскрытия пласта скважинами заданы с учетом конфигурации флюидальных контактов (рис. 2). При достижении предельной обводненности 98%, минимально рентабельного дебита нефти 0,5 т/сут или газового фактора 5000 м^3/м^3 скважина закрывается. Эксплуатация скважин осуществляется при забойных давлениях на 20% ниже давления насыщения.

Результаты моделирования

На описанной модели проведена серия расчетов. Все расчетные варианты реализованы в двух версиях: без учета вертикальной проводимости разлома (залежи изолированы) или в предположении, что разлом является раскрытым и обладает высокой проводимостью по вертикали. При этом для обоих случаев поперек тектонического нарушения

Компонентный состав, мол.%

Верхняя залежь		Нижняя залежь	
'H2S'	0,005	'H2S'w	0,005
'CO2'	1,604	'CO2'	1,607
'N2'	0,738	'N2'	0,872
'C1'	49,844	'C1'	53,472
'C2'	4,048	'C2'	3,961
'C3'	2,926	'C3'	2,782
'IC4'	0,603	'IC4'	0,565
'NC4'	1,155	'NC4'	1,078
'IC5'	0,550	'IC5'	0,509
'NC5'	0,547	'NC5'	0,506
'C6'	1,406	'C6'	1,292
'C7+'	36,574	'C7+'	33,351

Таб. 1 — Компонентный состав пластовой нефти
Tab. 1 — Composition of the reservoir oil

(между разделенными разломом частями одной залежи) гидродинамическая связь сохраняется. Для группы вариантов с вертикально проводящим разломом связь между “приразломными” ячейками верхнего и нижнего пластов моделировалась с помощью аппарата несоседних соединений (NNC) [10]. Несоседние соединения позволяют задать ненулевую величину коэффициента проводимости между любыми двумя ячейками на сетке. Данное значение задавалось равным величине, которая имела бы место при непосредственном контакте примыкающих к разлому ячеек нижнего и верхнего пластов по их боковым граням.

В серии исследованных вариантов варьировалось взаимное положение в разрезе высоко- и низкопроницаемого пропластков, то есть менялись местами все свойства коллектора для верхнего и нижнего пластов. Вариант, где верхняя залежь имеет более высокие значения ФЕС, далее обозначается номером 1, а вариант с высокими значениями ФЕС нижней залежи — номером 2.

Влияние проводимости тектонического нарушения на показатели разработки

На рис. 3 и 4 приведено сравнение основных показателей разработки для вариантов

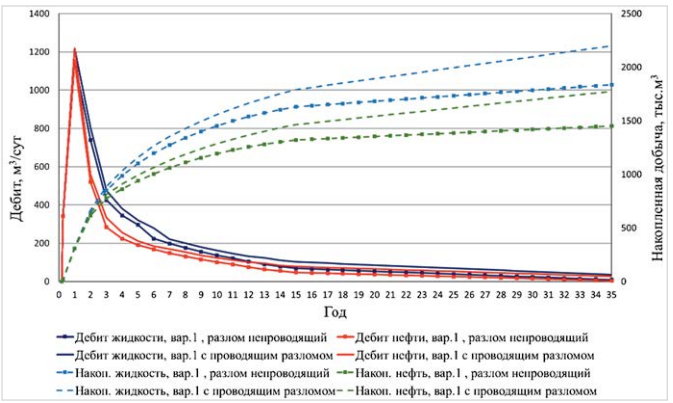


Рис. 3 — Сравнительный график основных показателей разработки по варианту 1 без учета и с учетом проводимости разлома
Fig. 3 — Comparative plot of the production data dynamics for the case 1, leaking or conducting fault

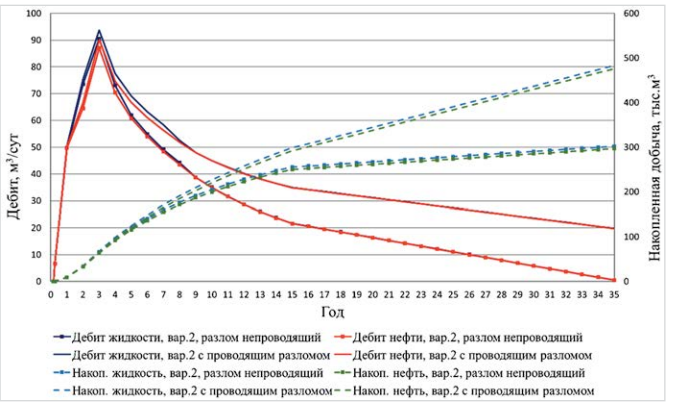


Рис. 4 — Сравнительный график основных показателей разработки по варианту 2 без учета и с учетом проводимости разлома
Fig. 4 — Comparative plot of the production data dynamics for the case 2, leaking or conducting fault

1 и 2 с учетом и без учета проводимости разлома.

В процентном выражении дополнительная добыча нефти за счет влияния разлома в вариантах 1 и 2 составила 22,2% и 60,4% соответственно (таб. 2). Данный результат качественно согласуется с полученным в работе [2] для случая, когда неразрабатываемый нижний пласт является водонасыщенным. Там же подробно исследовано влияние на показатели разработки соотношения характеристик (проницаемости, запасов) разбуренного пласта и "подсоединенного" по разлому, а в статье [3] — свойств разлома и приразломной зоны.

Основной вывод статей [2, 3], подтвердившийся в текущем исследовании, состоит в следующем. Положительный эффект от наличия перетока по разлому является результатом эффективного поддержания давления вследствие поступления в залежь флюида из нижележащего пласта. При этом объем перетока флюида из нижнего пласта в верхний определяется двумя факторами: снижением давления в верхнем разрабатываемом пласте (оно тем больше, чем выше там проницаемость) и способностью "подсоединенного" пласта отдавать флюиды в разлом (то есть его проницаемостью и запасами).

В рассматриваемом случае двух сообщающихся нефтяных залежей накопленный приток нефти в верхний пласт из нижнего в варианте 1 составил 102 тыс. м^3 при начальных запасах нефти в верхней залежи — 14 млн м^3, в нижней – 8,1 млн м^3. В варианте 2 приток нефти в верхнюю залежь из нижней составил 279,4 тыс. м^3 при начальных запасах нефти в них 8,2 млн м^3 и 14,1 млн м^3 соответственно. Таким образом, заметное преимущество вариантов, учитывающих гидродинамическую связь между залежами по разлому, является результатом совокупного действия двух факторов: поддержания пластового давления и образования дополнительного объема нефти в разрабатываемом пласте.

Рис. 5 демонстрирует различное поведение пластового давления в верхнем пласте в зависимости от соотношения ФЕС залежей. Для варианта 1 наблюдается практически одинаковая динамика среднего пластового давления в зоне отбора в случаях с проводящим и непроводящим разломом, несмотря на заметные различия в накопленных отборах по нефти и жидкости. Следовательно, поступление дополнительного флюида через разлом обеспечивает более высокие темпы добычи. Для варианта 2 пластовое давление в зоне отбора для случая проводящего разлома превышает аналогичный показатель по сравнению с изолированной залежью. В этом случае из-за низких ФЕС в верхней залежи поступление по разлому нефти не успевает компенсироваться ростом ее добычи из скважин.

Влияние сообщаемости по разлому на запасы и состав пластовой нефти

Известно, что эксплуатация скважин при забойных давлениях ниже давления насыщения приводит к изменению состава пластовой нефти в разрабатываемой залежи из-за опережающего отбора легких компонентов в газовой фазе. Наличие гидродинамической связи по разлому распространяет данный эффект и на неразрабатываемую залежь. То есть, проявляет себя техногенное изменение запасов нефти нижней залежи до начала ее разработки [9].

В процентном отношении, при наличии связи по разлому, в варианте 1 запасы нижнего региона за прогнозный период уменьшаются на 1,25% по нефти и 7,26% по газу (включая растворенный газ), в варианте 2 — на 1,97% и по нефти, и по газу. Обращает на себя внимание, что в варианте 1 запасы нефти и газа истощаются несинхронно, в то время как в варианте 2 происходит синхронное истощение. Это связано с тем, что при низких ФЕС в нижней залежи по варианту 1 пластовое давление в ней снижается ниже давления насыщения – до 182 бар на конец расчета по залежи в целом и до 164 бар в приразломной зоне (350 м в обе стороны от разлома). Происходит разгазирование углеводородной смеси с формированием газонасыщенности выше критической, и свободный газ, вследствие более высокой подвижности, опережающими темпами поступает в разлом и далее в верхнюю залежь. В варианте 2, при высоких ФЕС в нижней залежи, разгазирование не выходит за пределы призабойных зон скважин, и газ поступает в разлом только вместе с нефтью в растворенном виде.

На рис. 6 в относительных величинах представлен график изменения запасов отдельных компонентов в залежи нижнего пласта для варианта 1. В варианте 2 истощение всех компонентов происходит синхронно. Видно, что чем легче компонент, тем интенсивнее переход его запасов в верхнюю залежь за счет преобладающего перетока в газовой фазе. При этом интенсивность относительного истощения запасов нижней залежи для легких компонентов (азот, метан, углекислый газ) и для старших углеводородов отличается в 3–10 раз. Как следствие, изменяется и состав углеводородной системы в неразрабатываемой нижней залежи. Изменение суммарного состава пластовых углеводородов в нижней залежи за расчетный период представлено на рис. 7. Снижение доли легких компонентов приводит к изменению среднего давления насыщения пластовой нефти с начальных 202 до 165 бар, вязкости пластовой нефти ––с 1,01 до 1,28 мПа·с.

Характерно, что изменение состава и свойств нефти в неразрабатываемом пласте по мере истощения разбуренной залежи имеет место даже несмотря на сделанное предположение о едином исходном составе углеводородного потока, заполнявшего обе ловушки, отличающиеся только термобарическими условиями. Отметим также, что в использованной модели не учитывалась сегрегация углеводородных компонентов смеси по мере их движения вверх по разлому, которая может приводить к дополнительному увеличению различий в интенсивности поступления компонентов смеси в разрабатываемую залежь.

Динамика газового фактора

Интересно оценить, в какой степени переток углеводородов между пластами влияет не только на добычу нефти, но и на динамику газового фактора (ГФ). Соответствующие динамики для вариантов 1 и 2 представлены на рис. 8–9.

Из рис. 8–9 видно, что динамика и значения газовых факторов существенно

Накопленная добыча нефти, тыс.м3

Вариант 1		Вариант 1	
Непроводящий разлом	Проводящий разлом	Непроводящий разлом	Проводящий разлом
1451.4	1774.1	296.7	475.9
Δ%	22.2	Δ%	60.4

Таб. 2 — Накопленная добыча нефти в вариантах 1 и 2 с учетом и без учета проводимости разлома
Tab. 2 — Cumulative oil production for the cases 1 and 2, leaking or conducting fault

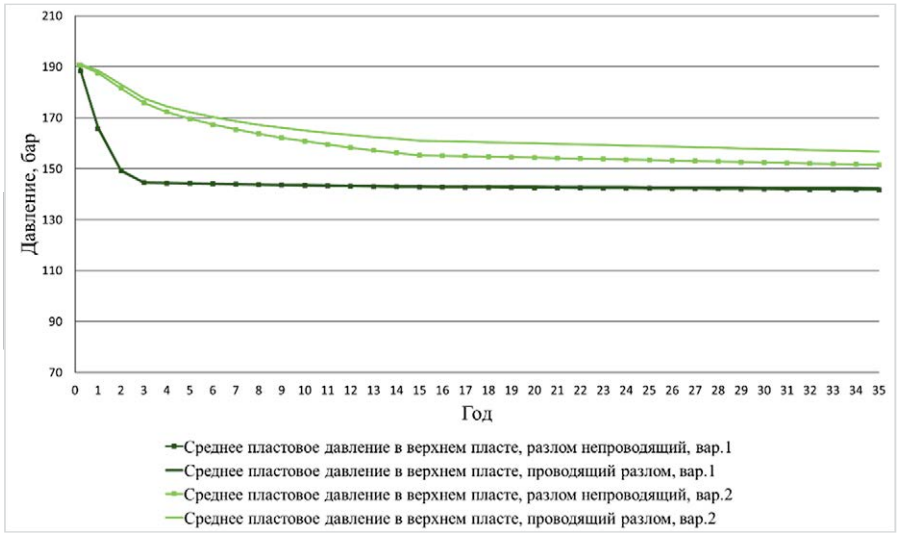


Рис. 5 — Совмещенный график динамики пластового давления верхнего разрабатываемого пласта для вариантов 1 и 2
Fig. 5 — Combined plot of the reservoir pressure dynamics in the upper layer for the cases 1 and 2

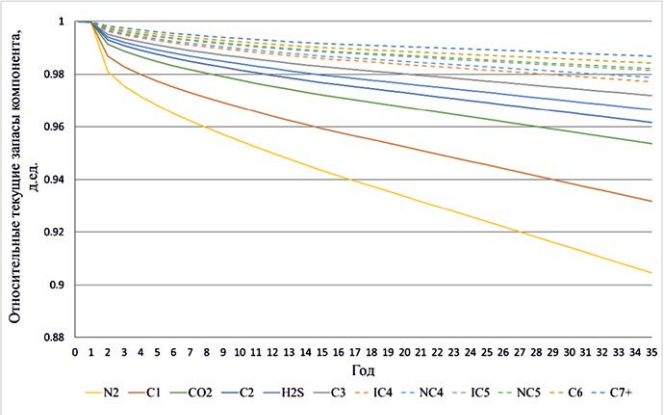


Рис. 6 — Динамики относительного изменения во времени запасов компонентов в неразрабатываемом пласте для варианта 1
Fig. 6 — Dynamics of the relative reserves of each component in the undeveloped layer, case 1

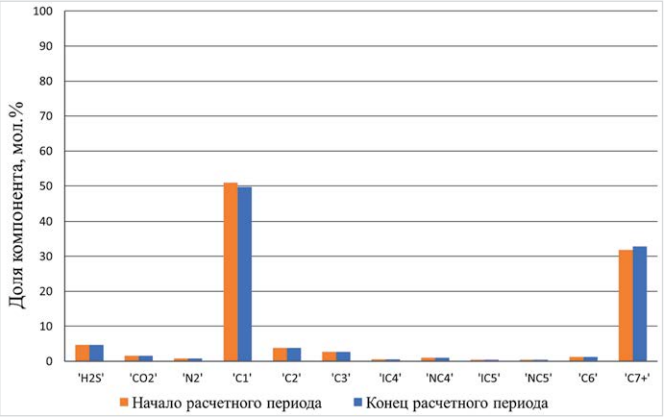


Рис. 7 — Сопоставление компонентного состава пластовых углеводородов в нижней залежи на начало и конец расчетного периода, вариант 1
Fig. 7 — Comparison of the reservoir hydrocarbon fluid composition in the lower layer at the beginning and at the end of simulation, case 1

различаются не только между вариантами, но и в пределах одного варианта в зависимости от характера проводимости тектонического нарушения. Для варианта 1 кривая изменения ГФ во времени подобна кривой добычи нефти. В варианте 2 ГФ монотонно и почти линейно возрастает в случае непроводящего разлома, тогда как при проводящем разломе наблюдается менее интенсивный рост, стабилизация и последующее снижение ГФ во второй половине расчетного периода. Подобные динамики обусловлены, преимущественно, поведением пластового давления (см. рис. 5). В варианте 1 верхняя разрабатываемая залежь имеет повышенные значения ФЕС и высокие темпы отбора нефти. Как следствие, пластовое давление интенсивно снижается с самого начала разработки с постепенной стабилизацией по мере снижения депрессий на скважинах, эксплуатируемых при постоянных забойных давлениях – как в случае с непроводящим разломом, так и в случае наличия гидродинамической связи между залежами. Таким образом, в начальный период разработки наблюдается интенсивное разгазирование с быстрым ростом газового фактора. Далее активное разгазирование прекращается, поскольку разгазированная нефть имеет пониженные значения газосодержания и давления насыщения, которое уже на третий год после начала расчета становится практически равным текущему пластовому давлению. Свободный газ отбирается работающим фондом скважин, площадь техногенной газовой шапки сокращается, стягиваясь к купольной части, ГФ начинает снижаться с постепенной стабилизацией. В случае проводящего разлома преимущественный переток газовой фазы из нижнего пласта не приводит к существенному изменению описанной картины, т.к. он незначителен в сравнении с отборами из верхней залежи. Тем не менее, на рис. 8 можно видеть небольшое увеличение значений ГФ в среднесрочном периоде на фоне общей тенденции к падению и стабилизации. Положение и конфигурация техногенной газовой шапки в начальном периоде разработки и на конец расчетного периода для случая проводящего разлома в варианте 1 показаны на рис. 10 (а, б). На рис. 10б можно отметить формирование локальных «языков» повышенной газонасыщенности

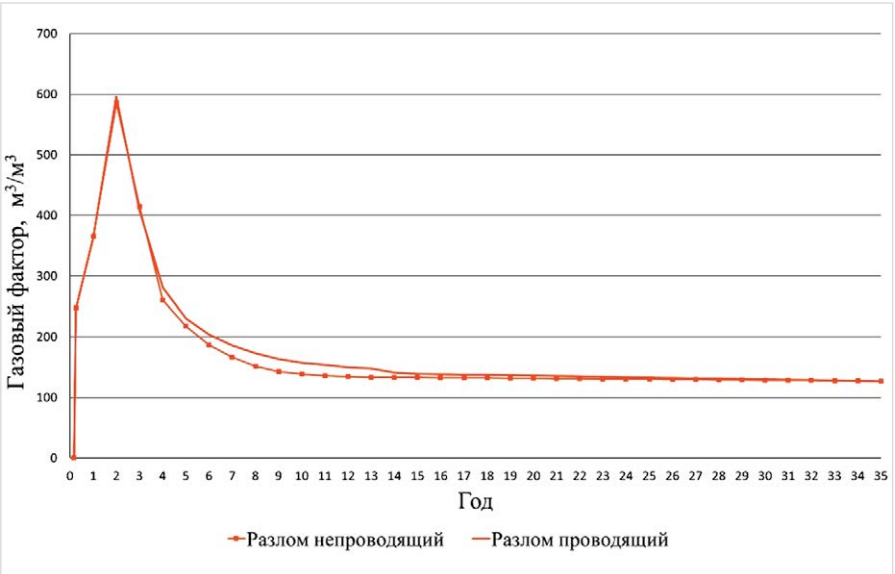


Рис. 8 — Динамики ГФ для варианта 1 без учета и с учетом проводимости разлома
Fig. 8 — Dynamics of GOR for the case 1, leaking or conducting fault

Рис. 9 — Динамики ГФ для варианта 2 без учета и с учетом проводимости разлома
Fig. 9 — Dynamics of GOR for the case 2, leaking or conducting fault

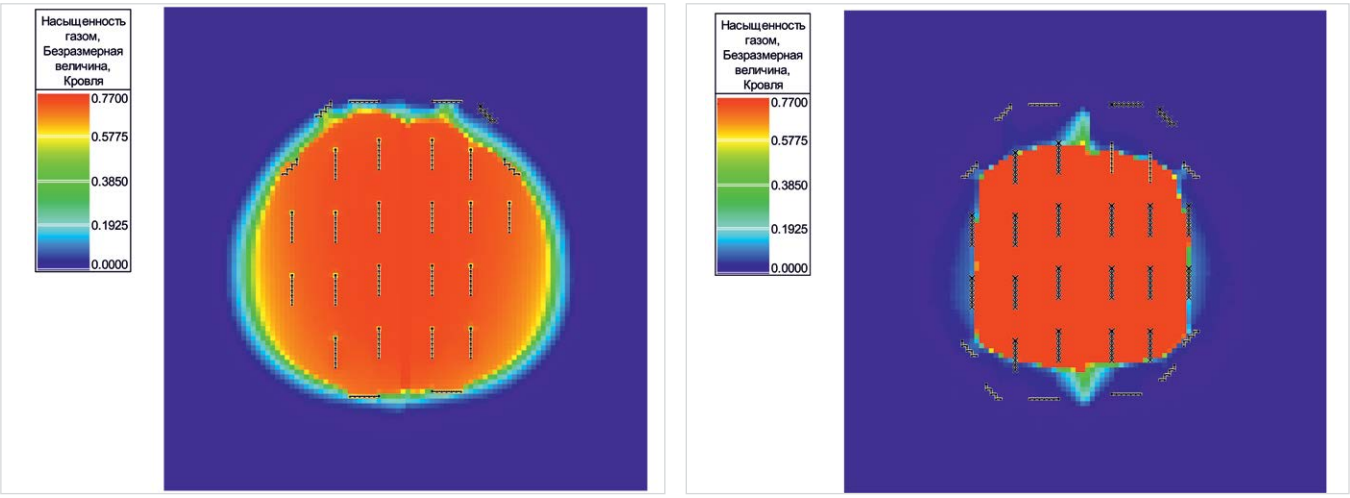


Рис. 10 — Положение и конфигурация техногенной газовой шапки (вид сверху) для варианта 1 в случае проводящего разлома: а) в начальном периоде разработки, б) на конец расчетного периода. (Нормировка газонасыщенности в ЭПП)
Fig. 10 — Location and configuration of the production-induced gas cap (top view) for the case 1, conducting fault: a) in the starting period of production; b) at the end of simulation. (Gas saturation normalized by effective pore volume)

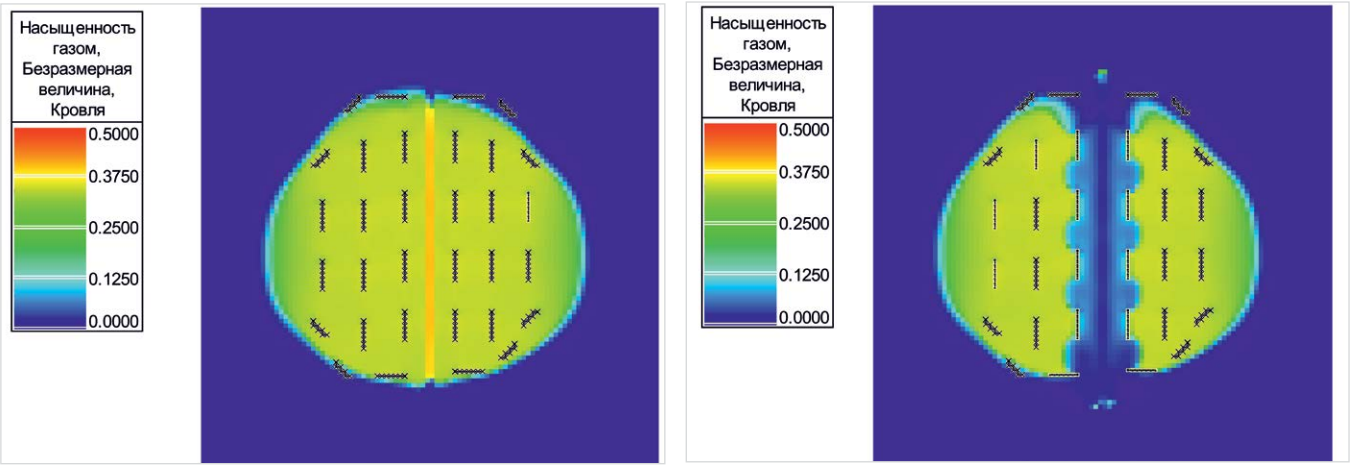


Рис. 11 — Положение и конфигурация техногенной газовой шапки на конец расчетного периода (вид сверху) для варианта 2 в случае: а) непроводящего разлома, б) проводящего разлома. (Нормировка газонасыщенности в ЭПП)
Fig. 11 — Location and configuration of the production-induced gas cap at the end of simulation (top view) for the case 2: a) leaking fault; b) conducting fault. (Gas saturation normalized by effective pore volume)

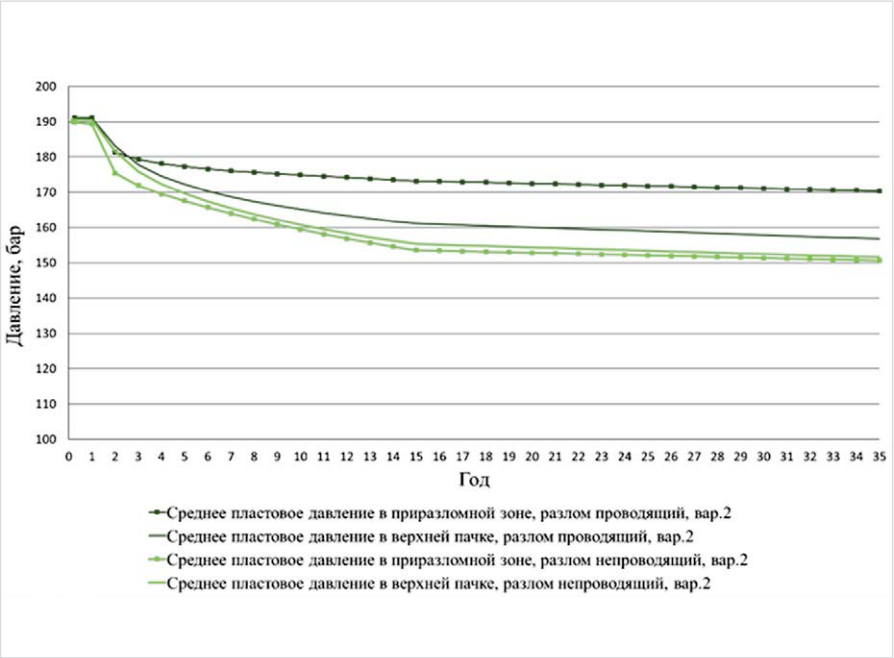


Рис. 12 — Сопоставительный график изменения пластового давления по приразломной зоне и верхней залежи в целом, вариант 2
Fig. 12 — Comparative plot of the reservoir pressure dynamics in the near-fault zone and in the whole upper layer, case 2

вдоль разлома на краях газовой шапки. В остальном в случае непроводящего разлома картина аналогична.

В варианте 2, вследствие низких ФЕС и темпов отбора из верхнего пласта, пластовое давление плавно снижается на протяжении всего периода разработки, что приводит к постепенному выделению газа и монотонному росту ГФ в случае, когда гидродинамическая связь между пластами отсутствует. Площадь газовой шапки и средняя газонасыщенность к концу расчетного периода увеличиваются. В случае проводящего нарушения пластовое давление снижается заметно медленнее, что приводит к менее активному разгазированию. В то же время, из нижней залежи в варианте 2 имеет место приток неразгазированной нефти, приводящий к постепенному появлению тенденции снижения ГФ. При этом наблюдается оттеснение газовой шапки из купольной части залежи в районе разлома в сторону контура (рис. 11 а, б).

Таким образом, в варианте 2 с проводящим тектоническим нарушением наблюдаются значительно большие значения нефтенасыщенности в центральной зоне верхней залежи на протяжении всего периода разработки по сравнению со случаем

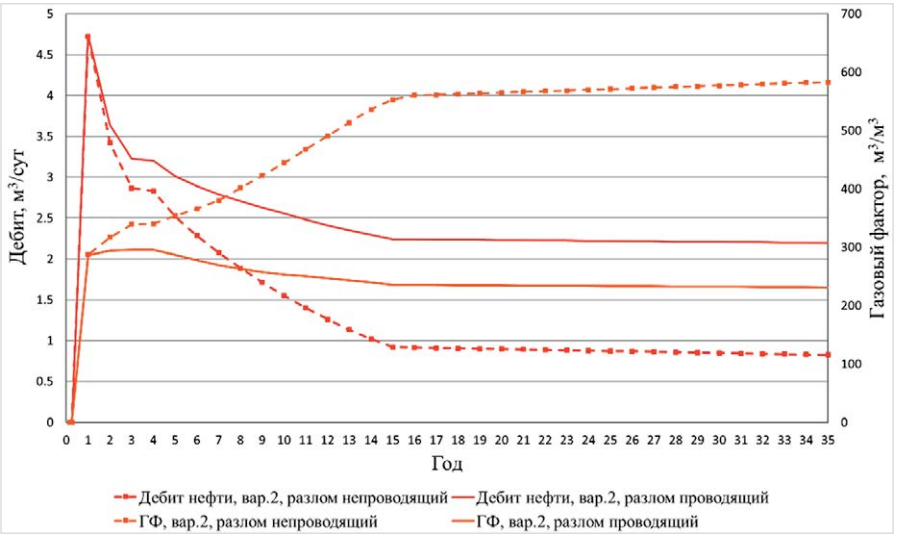


Рис. 13 — Динамика основных показателей работы скважины №5 (приразломная зона) в варианте 2
Fig. 13 — Production dynamics of the well 5 (near-fault zone) for the case 2

изолированной залежи. В варианте 1, на фоне преимущественного перетока газовой фазы по разлому и более активного разгазирования разрабатываемой залежи, этот эффект выражен не так ярко. Однако ниже газонефтяного контакта в приразломной области значения нефтенасыщенности также более высокие, чем в случае непроводящего тектонического нарушения.

Описанные особенности хорошо иллюстрирует поведение скважин в приразломной зоне (первый ряд ГС от разлома). Для варианта 1, как отмечалось, наличие перетока из нижнего, менее продуктивного пласта компенсирует выросшие отборы флюидов при сохранении динамики пластового давления аналогичной случаю без гидродинамической связи между залежами. В варианте 2 переток жидкости осуществляется из более продуктивного нижнего пласта и способствует замедлению снижения пластового давления, что особенно сказывается в приразломной зоне (рис. 12) и отражается на динамике работы близлежащих скважин (рис. 13).

Итоги

Проведенные исследования показали, что наличие гидродинамической связи по разлому между разрабатываемой залежью и залежью с отложенным вводом в эксплуатацию может проявляться в:

- частичном поддержании пластового давления в разрабатываемом пласте за счет поступления флюидов по разлому из неразбуренной залежи, с положительным влиянием на показатели работы скважин преимущественно в приразломных областях;
- изменении запасов, состава и свойств пластовой нефти неразрабатывемой залежи до ввода ее в эксплуатацию;
- немонотонном поведении динамик газового фактора добываемой продукции и разнонаправленном изменении нефтенасыщенности в зонах формирования техногенной газовой шапки, подверженных влиянию притока флюидов по разлому.

При этом конкретные особенности проявления гидродинамической взаимосвязи залежей по разлому существенно зависят от соотношения ФЕС соответствующих пластов.

Представленные результаты моделирования относятся к естественному режиму — истощению с переходом на режим растворенного газа. Такая ситуация характерна, особенно в начальный период разработки, именно для многопластовых месторождений, где необходимость одновременного разбуривания нескольких эксплуатационных объектов или перевода скважин между ними часто приводит к экономии на фонде скважин для поддержания пластового давления. Тем не менее, возможное проявление иных особенностей взаимодействия залежей при реализации режима заводнения представляет интерес для дальнейших исследований.

Выводы

Наличие тектонических нарушений и приуроченных к ним зон разуплотнения, как и многопластовость нефтяного месторождения, обычно рассматриваются в качестве осложняющих факторов для обеспечения технологически эффективной и рентабельной разработки. Вместе с тем, адекватный учет при проектировании и мониторинге возможного влияния разломов на разработку многопластового объекта позволяет выявить и учесть как негативные, так и положительные факторы такого влияния.

В заключение авторы хотели бы еще раз подчеркнуть важность постоянного контроля и уточнения разнопланового влияния тектонических нарушений на разработку месторождения не только по геологическим данным, но и в рамках анализа и мониторинга эксплуатации залежей.

Авторы благодарят компанию Rock Flow Dynamics за возможность использования программного обеспечения для геолого-гидродинамического моделирования RFD tNavigator, предоставленного ИПНГ РАН на правах академической лицензии.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование новых экологически чистых технологий разработки месторождений углеводородов в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерных экспериментов», № АААА-А16-116022510270-1).

Литература

1. Космачева М.С., Индрупский И.М. Особенности разработки месторождений, осложненных тектоническими нарушениями // Экспозиция Нефть Газ. 2017. №7. Ноябрь. С. 52–57.
2. Космачева М.С., Индрупский И.М. Влияние межпластового перетока по тектоническому нарушению на разработку нефтяной залежи. Часть 1: добыча, давление, обводненность // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. №1. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/issue_20/kosmacheva-part1.html
3. Космачева М.С., Индрупский И.М. Влияние межпластового перетока по тектоническому нарушению на разработку нефтяной залежи. Часть 2: объём перетока, проводимость разлома, зона разуплотнения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. №1. [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://oilgasjournal.ru/issue_20/kosmacheva-part2.html
4. Афонин Д.Г. Обоснование степени влияния разломов на эффективность работы скважин // Бурение и нефть. 2008. №9. С. 22–25.
5. Бронскова Е.И., Лесной А.Н., Бочкарев А.В. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов на основе учета дизъюнктивных нарушений и анализа ГТМ // Нефтепромысловое дело. 2014. №9. С. 12–17.
6. Владимиров И.В., Бакиров И.И., Лощева З.А., Хисамутдинов Н.И. К вопросу о размещении добывающих и нагнетательных скважин в нефтяных залежах с протяженными зонами разуплотнения коллектора // Нефтепромысловое дело. 2017. № 7. С. 5–9.
7. Салимов Ф.С., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х., Мухаметшин В.Ш., Зейгман Ю.В., Лысенков А.В. Особенности разработки залежей нефти, осложненных тектоническими нарушениями // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. №4. С. 25–32.
8. Беспалова С.Н., Бакуев О.В. Оценка влияния разломов на геологические особенности залежей и продуктивность коллекторов газовых месторождений Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1995. №7. С. 16–21.
9. Закиров С.Н., Индрупский И.М., Закиров Э.С., Закиров И.С., Абасов М.Т и др. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. 484 с.
10. RFD tNavigator User Manual. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://rfdyn.com/wp-content/uploads/2017/07/how_tnavigator.pdf
11. Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.

UDC 622.276

Changes in formation fluid composition during development of multi-layer fields with faults

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

OGRI RAS, Moscow, Russian Federation

Abstract
The purpose of this work is to identify the interaction between the developed and undeveloped oil deposits in a multi-layer field, complicated by the fault causing hydrodynamic connection between the layers. The study is carried out through flow simulations for a hypothetical sector of a multi-layer oil field. The multivariate calculations carried out made it possible to conclude that the presence of a hydrodynamic connection through the fault between the developed deposit and the deposit left for later production can significantly influence production dynamics, and lead to changes in reserves, composition and properties of reservoir oil in the undeveloped deposit before putting it into production.

Materials and methods
The study was performed on the basis of literature analysis and numerical simulation using a compositional 3D model of a hypothetical multi-layer oil deposit with parameters corresponding to one of the fields in Western Siberia. The model is implemented in the RFD tNavigator simulation software.

Keywords
fault, conducting fault, multi-layer field, flow simulation, gas/oil ratio, oil composition.

Results
The research carried out has shown that the presence of hydrodynamic connection through the fault between the developed deposit and the deposit left for later production can manifest itself in:
- partial maintenance of reservoir pressure in the developed reservoir due to the fluid inflow along the fault from the undeveloped reservoir, with a positive effect on the well performance, mainly in the near-fault areas;
- changes in the reserves (and original oil-in-place), composition and properties of the reservoir oil of the undeveloped deposit before putting it into production;
- non-monotonic behavior of the dynamics of the production gas-oil ration and bidirectional changes in oil saturation in the zones of secondary gas cap formation, which are affected by the inflow of fluids along the fault.

At the same time the specific results of the hydrodynamic connection of the deposits along the fault essentially depend on the reservoir properties of the corresponding layers. The presented simulation results refer to the depletion drive with transition to the solution-gas drive. This situation is typical, especially in the initial period of development, for multi-layer deposits, where the need for simultaneous drilling on several reservoirs or transfer of wells between them often leads to decreased number of injection wells to maintain reservoir pressure. Nevertheless, the possible manifestation of other features of reservoir interaction during waterflooding is of interest for further research.

Conclusions
The presence of faults and near-fault decompaction zones, as well as the multilayer nature of the oil field, are usually considered as complicating factors for technologically efficient and cost-effective development. At the same time, adequate consideration of the possible impact of faults on the development of a multi-layered field during project design and monitoring allows to identify and take into account both negative and positive factors of such influence. In conclusion, the authors would like to emphasize once again the importance of constant monitoring and assessment of the diversified influence of faults on the field development - not only by geological data, but also by the analysis and monitoring of the field production.

References
1. Kosmacheva M.S., Indrupskiy I.M. O*sobennosti razrabotki mestorogdeniy, oslognennih tektonicheskimi narysheniyami* [Development specifics of fields complicated by faults]. Exposition Oil Gas, 2017, issue 7, pp. 52–57/
2. Kosmacheva M.S., Indrupskiy I.M. V*liyanie mejplastovogo peretoka po tektonicheskomy narysheniyu na razrabotku neftyanoy zaleji. Chast 1: dobycha, davlenie, obvodnennost* [Influence of cross-flow between layers by tectonic disturbance on development of an oil field. Part 1: production, pressure, watercut] // Aktyalnye problemy nefti i gaza, 2018, issue 1. Avaliable at: http://oilgasjournal.ru/issue_20/kosmacheva-part1.html
3. Kosmacheva M.S., Indrupskiy I.M. V*liyanie mejplastovogo peretoka po tektonicheskomy narysheniyu na razrabotku neftyanoy zaleji. Chast 2: obyem peretoka, provodimost razloma, zona razuplotnenia* [Influence of cross-flow between layers by tectonic disturbance on development of an oil field. Part 2: cross-flow volume, fault's conductivity, decompression zone] // Aktyalnye problemy nefti i gaza, 2018, issue 1. Avaliable at: http://oilgasjournal.ru/issue_20/kosmacheva-part2.html
4. Afonin D.G. O*bosbovaniye stepeni vliyaniya razlomov na effektivnost raboty skvajin* [Justification for the degree of influence of faults on the efficiency of well operation]. Bureniye i neft, 2008, issue 9, pp. 22–25.
5. Bronskova E.I., Lesnoy A.N., Bochkarev A.V. P*ovysheniye effektivnosti vyrabotki trudnoizvlekaemykh zapasov na osnove ucheta dizyunktivnykh narusheniy i analiza GTM* [Increasing efficiency of recovery of hard-to-recover reserves on the basis of accounting for faults and analysis of well operations]. Neftepromyslovoe delo, 2014, issue 9, pp. 12–17.
6. Vladimirov I.V., Bakirov I.I., Loshcheva Z.A., Khisamutdinov N.I. K *voprosu o razmeschenii dobyvayuschikh I nagnetatelnykh skvajin v neftyanykh zalejakh s protyazhennymi zonami razuplotneniya kollektorov* [On the issue of placing production and injection wells in oil deposits with extended zones of reservoir decompression]. Neftepromyslovoye delo, 2017, issue 7, pp. 5–9.
7. Salimov F.S., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.H., Mukhametshin V.Sh., Zeigman Yu.V., Lysenkov A.V. O*sobennosti razrabotki zalezhey nefti, oslozhnennykh tektonicheskimi narusheniyami* [Features of development of oil deposits complicated by faults]. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2017, issue 4, pp. 25–32.
8. Bespalova S.N., Bakuev O.V. O*tsenka vliyaniya razlomov na geologicheskie osobennosti zalezhey I produktivnost kollektorov gazovykh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri* [Evaluation of the influence of faults on geological features of formations and productivity of reservoirs of gas fields in Western Siberia]. Oil and gas geology, 1995, issue 7, pp. 16–21.
9. Zakirov S.N., Indrupsky I.M., Zakirov E.S., Zakirov I.S., Abasov M.T and others. Novye printsipy i tekhnologii razrabotki mestorozhdeniy nefti i gaza [New principles and technologies for development of oil and gas fields]. Part 2. Moscow-Izhevsk: Institute for Computer Research, SRC "Regular and chaotic dynamics", 2009, 484 p.
10. RFD tNavigator User Manual. Avaliable at: Режим доступа: https://rfdyn.com/wp-content/uploads/2017/07/how_tnavigator.pdf
11. Brysilovskiy A.I. F*azovie prevrasheniya pri razrabotke mestorogdeniy nefti i gaza* [Phase transitions in the development of oil and gas fields]. Moscow: Graal, 2002, 575 p.

Работаете с крупным заказчиком?

Ждете оплаты?

Не ждите.
У вас есть ОНЛАЙН ФАКТОРИНГ

Осуществляйте поставки, выполняйте работы и услуги по контрактам и ПОЛУЧАЙТЕ ДЕНЬГИ СРАЗУ

открытие | ФАКТОРИНГ

ОНЛАЙН ФАКТОРИНГ — простой и удобный инструмент беззалогового финансирования поставщика товаров, работ или услуг под уступку дебиторской задолженности

ООО «Открытие Факторинг», дочерняя компания ПАО Банк «ФК Открытие».
115432, Москва, Проспект Андропова, д. 18, корп. 6, БЦ «Немецкий центр». На правах рекламы

Укажите в заявке на сайте или назовите по телефону

ng2019

и получите выгодный тариф

openfactoring.ru

8 800 551 97 70

УДК 622.276

Особенности разработки подгазовой зоны и газовой шапки залежи АВ1-5 Самотлорского месторождения

Д.С. Смирнов
руководитель проекта
dssmirnov@tnnc.rosneft.ru

О.В. Ланина
эксперт
ovlanina@tnnc.rosneft.ru

ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

В данной работе представлена динамика проектных решений по разработке газонефтяной зоны залежи АВ1-5, оценка текущего характера насыщения газовой шапки, основные предпосылки и стратегия дальнейшей разработки газонефтяной зоны и газовой шапки Самотлорского месторождения.

Материалы и методы
Дается оценка текущего характера насыщения газовой шапки и его изменения, предлагается решение по стратегии дальнейшей разработки газовой и газонефтяной части зоны месторождения, добыче внедренной нефти.

Ключевые слова
газонефтяная зона, газовая шапка, характер насыщения, барьерное заводнение, добыча внедренной нефти

В последнее время, в связи с открытием и началом эксплуатации новых нефтегазовых месторождений и залежей, имеет место актуальность выбора методов их рациональной разработки. На Самотлорском месторождении за более чем полувековой период разработки основные площади газонефтяной зоны разбурены, накоплен существенный многолетний опыт разработки нефтегазовой залежи с обширной газовой шапкой, где запасы нефти и запасы газа имеют равное промышленное значение. На сегодняшний день все основные перспективы развития месторождения, а также поддержание уровней добычи нефти и газа связаны с разработкой пластов группы АВ1-5.

Единую газонефтяную залежь пластов группы АВ1-5 с общими ГНК и ВНК образуют три самостоятельных гидродинамически связанных пласта. Размер газовой шапки составляет 33% от площади месторождения. Эксплуатационные объекты различаются сложностью строения, геолого-физическими характеристиками пластов-коллекторов, объемами извлекаемых запасов нефти. Пласт АВ4-5 представлен, в основном, песчаниками, алевролитами, имеет практически монолитное строение в южной части, в северном и северо-восточном направлениях отложения пласта постепенно глинизируется. В связи с тем, что газовая часть пласта незначительных размеров и ее разработка ведется совместно с нефтяной, без формирования отдельной сетки скважин и без реализации барьерного заводнения, существенного внимания пласту в данной статье не уделяется. Пласт АВ1(3)-АВ2-3 наиболее интересен с точки зрения реализации проектных решений, являясь основным по начальным запасам нефти газонефтяной зоны. Кроме того, пласт обладает большими нефте- и газонасыщенными толщинами, достигающими 20 метров, лучшими коллекторскими свойствами (таблица). Объем начальных геологических запасов газа газовой шапки пласта составляет 36% от запасов по месторождению в целом.

Наибольшие начальные (63%), а также текущие запасы газа газовой шапки (83%) на сегодняшний день сосредоточены в пласте АВ1(1-2). Кроме того, пласт АВ1(1-2) содержит 26% текущих засов нефти газонефтяных зон. В разрезе пласта выделены два существенно различающихся типа геологического строения коллекторов с разными геолого-физическими характеристиками. Это коллектора представленные частым переслаиванием песчаников с глинисто-алевролитистыми породами и слабоглинистые, слаборасчлененные песчаные тела, идентифицируемые с барьерными палеобарами — «дельтовая» часть пласта. Глинистые «рябчиковые» песчаники занимают большую часть площади пласта АВ11-2 в пределах газонефтяной и газовой зоны месторождения.

В 2017 году выполнен и утвержден новый подсчет запасов углеводородов, являющийся одним из уникальных документов месторождения. В период создания данной работы (2017 год) несколько изменилось текущее преставление о геологическом строении газонефтяной залежи АВ1-5. С привлечением обработки всей имеющейся геологической информации, перекорреляции пластов, переинтерпретации данных ПГИС, оценки свойств начальной пластовой нефти и параметров газа газовой шапки выполнено обоснование начального положения газонефтяного контакта на условной средней отметке 1616 м, построены петрофизические зависимости и капиллярная модель, обосновано увеличение коэффициента газонасыщенности по пластам АВ1(1-2) и АВ1(3)-АВ2-3, уточнены PVT свойства углеводородов. В результате выполненных работ за счет расширения площади газоносности, незначительного увеличения пористости (с 0,23 до 0,24 д.ед.) и обоснования большей средней газонасыщенности пород-коллекторов (с 0,46 д.ед. до 0,54 д.ед.) запасы газа газовой шапки увеличены на 35% по пласту АВ1(1-2), на 39% по АВ1(3)-АВ2-3 и на 49% по пласту АВ4-5, по залежи в целом прирост составил 36%.

Параметры пласта (ГЗ, ГНЗ)	Пласт		
	АВ1(1-2)	АВ1(3)-АВ2-3	АВ4-5
Проницаемость, 10^{-3} мкм^2			
Пористость, д.ед.	0,23	0,27	0,29
эффективная толщина, м:			
газонасыщенная	12,9	10,6	4,7
нефтенасыщенная	7,6	13,8	42,7
Коэффициент газонасыщенности	0,51	0,6	0,58
нефтенасыщенности	0,44	0,6	0,77
Доля НГЗ, %			
газа газовой шапки	63	36	1
нефти газонефтяных зон	21	65	14
Доля ТГЗ газа газовой шапки, %	84	15	1

Таблица. Основные параметры пластов
Table. Main reservoir parameters

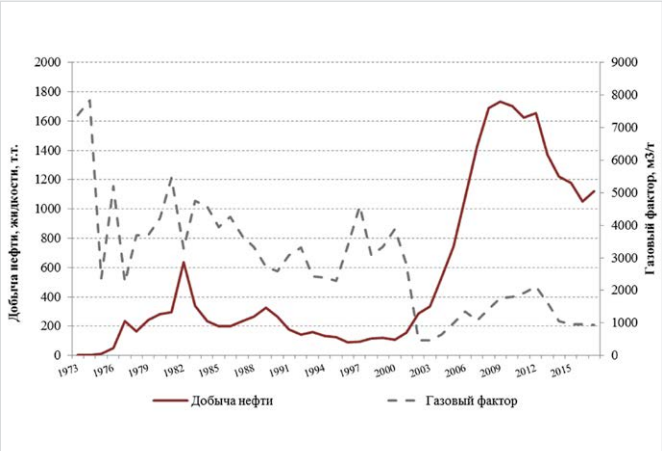


Рис. 1 — Динамика показателей разработки
Fig. 1 — Development indicators profile

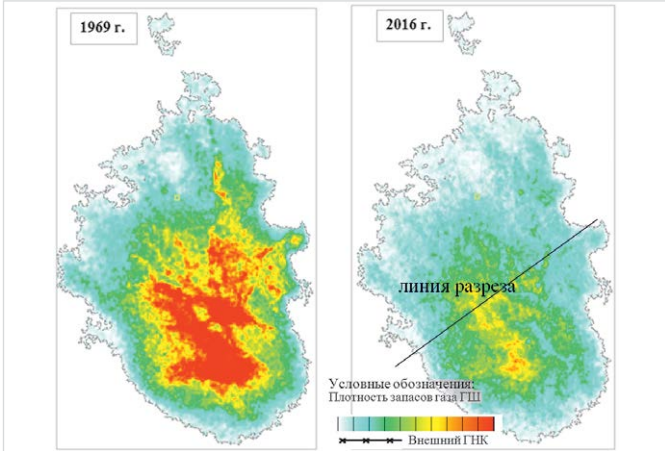


Рис. 2 — Распределение плотности начальных и текущих запасов газа газовой шапки по данным ГДМ
Fig. 2 — The distribution of initial and current gas reserves density in the gas cap according to the flow simulation modelreserves density in the gas cap according to the flow

Кроме того, в документе выполнено обоснование объединения пластов АВ1(3) и АВ2-3 (ранее разрабатываемых как самостоятельные объекты) в единый геологический подсчетный объект. Основными причинами принятия такого решения стали: схожие условия осадконакопления; единый контакт (ВНК, ГНК) — отсутствие надежного флюидоупора между пластами, что явилось причиной обширных зон слияния коллекторов, образующих единую гидродинамически связанную систему с одним уровнем ВНК — 1685 +/–15 м, ГНК — 1616 м; схожие ФЕС пород-коллекторов, а также схожие физико-химические характеристики нефти и газа.

Итоговым результатом изыскательских работ стала уникальная полномасштабная геологическая модель пластов группы АВ1-5, которая в последующем легла в основу построения полномасштабной гидродинамической модели. ГМ и ГДМ в последующем были широко использованы при выполнении анализа текущего состояния разработки, выработки запасов углеводородов и текущего характера насыщения, а также при выборе стратегии дальнейшей разработки газонефтяной и газовой части месторождения.

Все пласты группы АВ1-5 являются самостоятельными объектами, на которых сформированы различные системы разработки. За исторический период разработка основных нефте и газонасыщенных пластов велась в несколько этапов, включающих периоды интенсивного отбора нефти и газа с формированием барьерного заводнения и переход на площадные системы воздействия. Фонд пробуренных скважин подгазовых зон пластов немногим менее четырех тысяч. Особенности геологического строения пластов группы АВ1-5 (наличие газовой шапки, зон слияния пластов) и технологии разработки (совместная эксплуатация, межпластовые перетоки флюидов) осложняют процесс выработки запасов нефти подгазовой зоны.

В работе [1] изложены основные вехи и результаты разработки пластов АВ1(1-2) и АВ1(3)-АВ2-3 с применением барьерного заводнения, которое широко применялось в 80-х — начале 90-х годов. В начальный период разработки барьерные ряды формировались отдельно для пластов АВ1(3) и АВ2-3. Узкая газонефтяная зона (0,5–4,5 км) пласта АВ1(3) не позволила сформировать эффективную площадную систему воздействия для организации добычи нефти. На пласте же АВ2-3 сформирована регулярная рядная система, которая в последующем переведена на разработку отдельными блоками с очагово-избирательными скважинами. Обширная газонефтяная зона пласта практически полностью полноценно охвачена воздействием закачки, которая производилась как в скважины площадной системы, так и в скважины барьерных рядов, перфорированных в нефтяной и газовой части. В работе [2] для участков пласта АВ2-3, имеющих схожее геологическое строение и коллекторские свойства газонефтяной зоны, представлена сравнительная оценка эффективности реализованных систем разработки.

До 2005 года разработка нефтяной и газовой части залежи АВ1-5 велась одновременно. Фондом газовых скважин осуществлялся отбор газа газовой шапки в целях газлифта, нефтяные же скважины, перфорированные в нефтяной части, попутно с отбором нефти также добывали значительный объем газа ГШ как прорывной. Нефтяная часть в данный период разрабатывалась регулярной сеткой скважин с применением барьерного заводнения. В период 2006–2011 гг. газовый фонд ликвидирован, барьерные ряды расформированы, несмотря на предложение формирование двух барьерных рядов по внешнему и внутреннему контуру газоносности пласту АВ1(1-2) в ПТД 2009 года, в которых предполагалось задействовать порядка 160 скважин. Реализация проектного внешнего барьерного ряда пласта АВ1(1-2) на 01.01.2012 г. составила лишь 32%, и, в основном, носит единичный характер по площади. Скважины внутреннего барьерного ряда под закачку не переводились. Добыча газа газовой шапки в данный период осуществлялась исключительно попутно с нефтью фондом нефтяным скважин, расположенных в газонефтяной зоне.

В работе [3] можно ознакомиться с обоснованием принятия проектного решения о реорганизации барьерного ряда пласта АВ11-2 в площадную систему разработки на основе качественной и количественной оценки эффективности разработки пласта, выполненной с использованием уникальной полномасштабной гидродинамической модели группы пластов АВ1-5 Самотлорского месторождения. Данное решение утверждено в «Дополнении к технологическому проекту разработки» 2012 года и планомерно реализуется в течении последних лет. С 2012 года, в газонефтяной и приконтурной газовой зоне пласта АВ1(1-2) формируется площадная система ППД, введено под закачку 176 скважин, текущее соотношение действующих добывающих и нагнетательных скважин в газонефтяной зоне составляет 1,8:1. В нагнетательных скважинах вскрываются нефте- и газонасыщенные толщины, что позволяет вести закачку и с целью вытеснения нефти, внедренной в процессе разработки в первоначально газонасыщенные толщины. Одновременный отбор нефти и прорывного газа газовой шапки позволяет осуществлять тщательно подобранное скважинное оборудование с

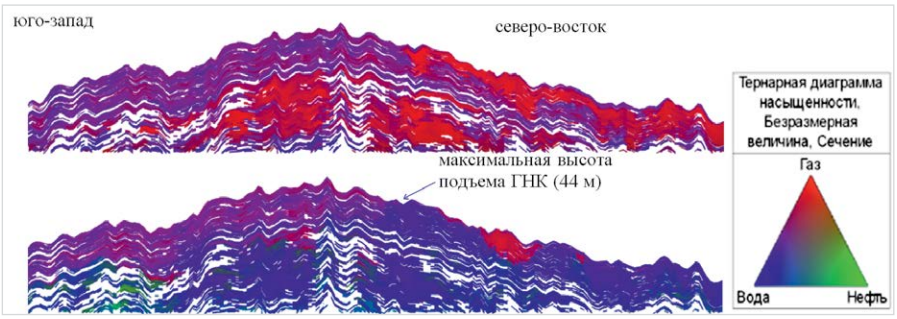


Рис. 3 — Распределение плотности начальных и текущих запасов газа газовой шапки по данным ГДМ
Fig. 3 — Fluid type distribution in the gas cap according to the flow simulation model

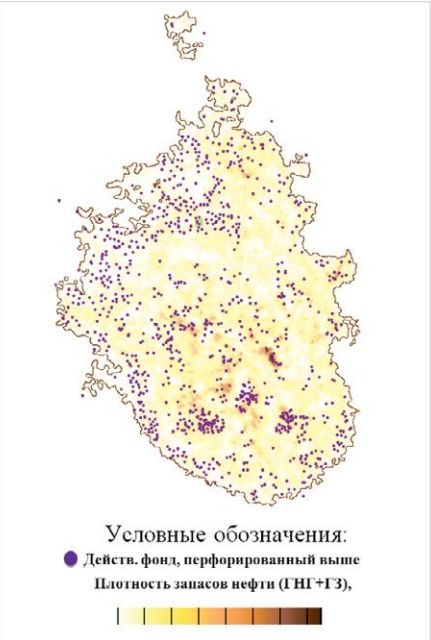


Рис. 4 — Карта текущей плотности запасов внедренной нефти группы пластов АВ1-5
Fig. 4 — Map of the current density of intruded oil reserves of AV1-5 reservoirs

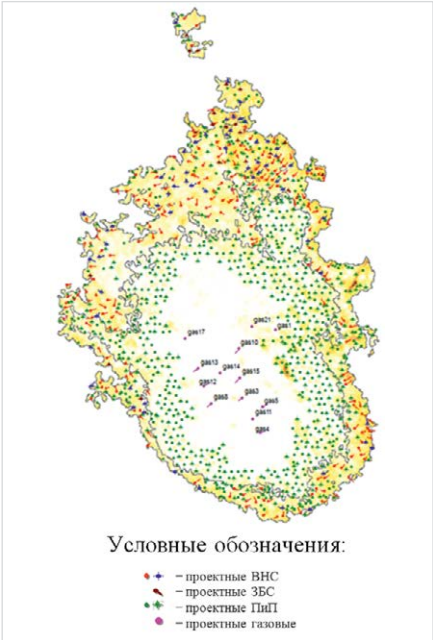


Рис. 5 – Карта текущей плотности запасов нефти в ГШ. Проектный фонд ГЗ, ГНЗ пласта АВ1(1-2)
Fig. 5 — Map of the current density of oil reserves in the gas cap; planned well stock

использованием специальных устройств. Как показывает практика, данное решение себя оправдывает. На рис. 1 показана динамика добычи нефти и газа, снижение и стабилизация газового фактора нефтяных добывающих скважин газонефтяной зоны объекта.

Кроме того, своевременная реорганизация барьерного заводнения и реализация проектного решения по формированию площадной системы заводнения по основной площади газонефтяной зоны пласта АВ1(1-2) позволили задать тенденцию роста пластового давления в нефтяной части пласта, что во многом увеличивает эффективность разработки в последнее время (2012 — наст. вр.), способствует поддержанию уровней добычи нефти по месторождению в целом.

Недропользователем на постоянной основе ведется мониторинг текущего характера насыщения газовой шапки месторождения. В период создания нового проектного документа (2017 год) на основе фильтрационной геолого-технологической модели выполнен очередной комплексный анализ текущего характера насыщения и степени выработки запасов газа газовой шапки. Уникальная гидродинамическая модель позволяет исследовать совокупность процессов, протекающих в объеме резервуара при разработке залежей, отслеживать характер вытеснения нефти и газа, фиксировать изменения в энергетическом состоянии залежей, наблюдать в динамике за выработкой запасов, а также определять места сосредоточения текущих запасов газа газовой шапки, зоны внедрения жидкости в процессе разработки, позволяет определять высоту изменения ГНК.

Представленные карты начальной и текущей плотности запасов газа (рис. 2) показывают фактический характер выработки газовой шапки. В исторический период основной отбор производился в зонах их наибольшей концентрации. Наименьшие изменения плотности запасов газа отмечаются в газовых зонах, по направлению юг — северо-запад, что связано с небольшими отборами в данном районе и отсутствием фонда газовых скважин. Наиболее выработаны запасы газа в восточной — северо-восточной части ГШ (рис. 2), где пласты обладают наиболее высокими ФЕС (район «авандельты»), текущая газонасыщенность в этом районе характеризуются на уровне остаточной.

Существенно изменился и текущий характер насыщения по сравнению с первоначальным, что подтверждает степень выработки запасов газа по разрезу и подъем ГНК. Для месторождения характерно замещение газонасыщенных толщин преимущественно водонефтяной смесью. Максимальная высота подъема ГНК (по данным ИННК и ГДМ) достигает 44 метра и приурочена к начальному периоду разработки нижней пачки пласта АВ1(3)-АВ2-3. В среднем по залежи контакт поднялся на 8,2 метра.

Но изменения характера насыщения отмечены не по всему разрезу. В кровельной части разреза имеются пропластки без изменения газонасыщенности и характера насыщения (рис. 3), расположенные по юго-западному склону и, частично, по восточному. На юго-западном склоне залежи имеются пропластки существенной мощности, имеющие как газонасыщенность близкую к начальной, так и участки внедрения жидкости (нефть, вода) преимущественно с нижележащих пластов.

Значительная часть площади газовой шапки добывающим фондом не охвачена Снижение газонасыщенности происходит по причине перетоков и миграции газа в зоны активной разработки нефтяной части пласта и отбора газа скважинами подгазовой зоны. Процесс перемещения газа газовой шапки в нефтяную часть и жидкости в газовую часть является явлением закономерным при их одновременной разработке и подразумевает движение флюидов через условную отметку ГНК (1616 м) при отсутствии надежных глинистых разделов на контакте нефть-газ и наличия гидродинамической связи. Форма границы раздела фаз газонефтяного пласта в данном случае будет определяться в соответствии с законами распределения давления в газо- и нефтенасыщенных частях залежи. Основные же объемы внедренной нефти в газовую часть, в том числе и в центральных зонах, получены за счет наличия гидродинамической связи между пластами и превышения давления в нефтяной части залежи в период увеличения закачки в скважины барьерных рядов. Именно таким образом изменился первоначальный характер насыщения по большей части площади центральной газовой зоны.

Согласно данным гидродинамической модели в первоначально газонасыщенных толщинах пластов АВ1-5 в настоящее время находится порядка 380 млн м^3 внедренной жидкости, плотность запасов внедренной нефти при этом различная — от 0,02 до максимум 2,3 т/м^2 в зонах, приближенных к ГНК. Степень замещения газонасыщенных толщин на нефть и воду по пластам разная и, по данным ИННК, на сегодняшний день, составляет 45% и 79% по пластам АВ1(1-2) и АВ1(3)-АВ2-3 соответственно.

В настоящее время процессы внедрения воды и нефти в газонасыщенные толщины значительно минимизированы за счет снижения разницы давлений в нефтяной и газовой частях залежи. Анализ текущего пластового давления свидетельствует о разнице средних пластовых давлений между нефтяной и газовой частями залежи в среднем на 12 % по пласту АВ1(1-2) и 4% по пласту АВ1(3)-АВ2-3, что и обусловило снижение перемещения текущих объемов флюидов через условную отметку ГНК.

Кроме того, за период с 2011 года объемы внедренной нефти в газовую часть (без учета ее отбора) увеличились всего на 5%. На протяжении уже нескольких лет ведется извлечение нефти, внедренной в газовую шапку. На дату 01.01.2017 г. действующий добывающий фонд, перфорированный выше начальной абсолютной отметки ГНК 1616 м составляет 1003 скважины (рис. 4) со средней производительностью по нефти 4,9 т/сут. Годовая добыча нефти таких скважин в 2016 году составила 780 тыс. т. Согласно выполненной оценке накопленная добыча внедренной в первоначально газонасыщенные толщины нефти в настоящее время достигла 18 млн т. Добыча нефти ведется со значительным отбором попутной воды, что зависит от степени обводнения дренируемых зон, и в среднем, обводненность продукции составляет 93%.

В период 2013–2017 гг. на пластах АВ1(1-2) и АВ1(3)-АВ2-3 перфорация продуктивного интервала, исключительно выше отметки 1616 м, выполнена в 198 скважинах, территориально расположенных в подгазовой зоне и газовой части, примыкающей к внутреннему ГНК. Входные показатели работы таких скважин по дебиту газа составили 2–9 тыс. м3/сут., дебит нефти от 8,5 до 54 т/сут. с обводненностью продукции 40–90%, что свидетельствует о перспективах организации нефтедобычи в газовой шапке и снижения потерь нефти.

Для дальнейшего извлечения нефти, внедренной в газовую часть, в проектном документе на разработку Самотлорского месторождения, выполненном в 2017 году,

предложены стратегические решения по дальнейшей разработке газонефтяной зоны и газовой шапки залежи АВ1-5 [4].

Согласно принятой стратегии на месторождении предусматривается организация газодобычи газа газовой шапки фондом газовых скважин, размещенных в зонах максимальной плотности запасов газа с подтвержденным ПГИС характером насыщения. Разработка газонефтяных зон пластов регулярной сеткой скважин с уплотнением путем ввода скважин из бурения и переводом с других объектов разработки, зарезок боковых стволов, а также организация и оптимизация площадной системы ППД, усиление воздействия очагово-избирательными скважинами (рис. 5). С целью добычи внедренной нефти предусматривается реализация проектного фонда путем перевода скважин с других объектов разработки со вскрытием пласта перфорацией выше начального ГНК, формирование регулярной сетки скважин в зонах внедрения нефти и организация системы ППД.

Результаты расчета основных показателей разработки, выполненные с использованием полномасштабной гидродинамической модели, показали достаточно высокую технологическую эффективность рекомендуемого варианта разработки на фоне экономической эффективности.

Итоги

В статье изложен многолетний опыт разработки подгазовой зоны и газовой шапки месторождения (постановка и решение проблемы, возможность практической реализации) представленные выводы обоснованы.

Выводы

Самотлорское месторождение имеет полувековой опыт разработки газонефтяной зоны и обширной газовой шапки. В 2017 году по месторождению утверждены два основных документа — это подсчет запасов углеводородов и технологический проект разработки месторождения.

Анализ текущего характера насыщения газовой шапки, выполненный по данным ИННК и с использованием гидродинамической модели, показывает сложную структуру запасов газа газовой шапки, наличие внедренной нефти и воды, снижение газонасыщенности в зонах, прилегающих к внутреннему контуру газоносности, что подтверждается режимами работы скважин.

На месторождении организован отбор внедренной нефти, контроль над изменением ГНК, характером насыщения и объемом внедрения воды и нефти в газовую шапку, проводятся мероприятия, направленные на минимизацию процессов движения флюидов через условную отметку.

Дальнейшей стратегия разработки газонефтяной зоны и газовой шапки месторождения разработана с использованием гидродинамической модели и предусматривают бурение газовых скважин и эффективную организацию добычи внедренной нефти.

Литература

1. Ланина О.В., Чусовитин А.А., Радыгин С.А., Яровенко И.В. Реализация барьерного заводнения на Самотлорском месторождении // Нефтяное хозяйство. 2013. №2. С. 60–62.
2. Ланина О.В., Соколов С.В., Чусовитин А.А. Сравнение эффективности систем разработки подгазовой зоны Самотлорского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2013. №10. С. 79–81.
3. Толстолыткин Д.В., Рзаев И.А., Ланина О.В. Обоснование формирования площадной системы заводнения подгазовой зоны пластов АВ1-5 Самотлорского месторождения с использованием геолого-гидродинамической модели // Нефтяное хозяйство. 2013. №6. С. 91–93.
4. Технологический проект разработки Самотлорского нефтегазоконденсатного месторождения (л.у. Самотлорский, л.у. Самотлорский (северная часть) и л.у. Южно-Мыхпайский). Тюмень: ТННЦ, 2017.

ENGLISH **OIL PRODUCTION**

UDC 622.276

Considerations on the development of under-gas-cap and gas cap zones of AV1-5 reservoir on Samotlor Field

Authors:
Dmitry S. Smirnov — project manager; dssmirnov@tnnc.rosneft.ru
Olga V. Lanina — expert; ovlanina@tnnc.rosneft.ru

Tyumen Petroleum Research Center, Tyumen, Russia

Abstract

The paper describes the evolution of design decisions for the development of the gas-oil zone of AB1-5 reservoir, an assessment of the current fluid type of the gas cap zone, the main assumptions and a strategy for further development of the gas-oil zone and the gas cap of the Samotlor Field.

Materials and methods

The current fluid type of the gas cap and its changes is assessed, a strategy is proposed for further development of the gas and gas-oil part of the field, and the recovery of the intruded oil.

Keywords

gas and oil zone, gas cap, fluid type, barrier flooding, recovery of intruded oil

Results

The article describes the long-term experience of developing the under-gas-cap and gas cap zones of the field (setting and solving the problem, the project feasibility); the conclusions are well-founded.

Conclusions

TSamotlor field has half a century experience in the development of a gas and oil zone and an extensive gas cap. In 2017, two main documents were approved for the field, i. e. HC Reserves Estimation and the Field Development Plan.

The analysis of the current fluid type of the gas cap based on the TDT log data and using a flow simulation model shows the complex structure of gas-cap gas reserves, the presence of intruded oil and water, decreased gas saturation in the areas adjacent to the internal gas-bearing contour, which is confirmed by well operation conditions.

The activities performed in the field include recovery of the intruded oil, control over the changes in the gas-oil contact, the fluid type and the volume of water and oil intruded into the gas cap, measures are taken to minimize the movement of fluids through the reference elevation.

A further strategy for the development of a gas and oil zone and a gas cap of the field has been developed using a flow simulation model and it includes drilling of gas wells and efficient production of the intruded oil.

References

1. Lanina O.V., Chusovitin A.A., Radygin S.A., Yarovenko I.V. R*ealizatsiya bar'ernogo zavodneniya na Samotlorskom mestorozhdenii* [Barrier Waterflooding in Samotlor Field]. Oil Industry, 2013 issue 2, pp. 60–62.
2. Lanina O.V., Sokolov S.V., Chusovitin A.A. S*ravnenie effektivnosti sistem razrabotki podgazovoy zony Samotlorskogo mestorozhdeniya* [Comparison of development patterns for under-gas-cap zone of Samotlor Field]. Oil Industry, 2013, issue 10, pp. 79–81.
3. Tolstolytkin D.V., Rzaev I.A., Lanina O.V. O*bosnovanie formirovaniya ploshchadnoy sistemy zavodneniya podgazovoy zony plastov AV1-5 Samotlorskogo mestorozhdeniya s ispol'zovaniem geologo-gidrodinamicheskoy modeli* [Justification of areal waterflooding pattern for the under-gas-cap zone of AV1-5 reservoirs of Samotlor Field using the geological and flow simulation model]. Oil Industry, 2013, issue 6, pp. 91–93.
4. Tekhnologicheskiy proekt razrabotki Samotlorskogo neftegazokondensatnogo mestorozhdeniya (l.u. Samotlorskiy, l.u. Samotlorskiy (severnaya chast') i l.u. Yuzhno-Mykhpayskiy) [Field Develepment plan for Samotlor Oil and Gas Condensate Field (Samotlor LA, Samotlor LA (northern part, Yuzhno-Mykhpaisky LA)]. Tyumen: Tyumen Petroleum Research Center, 2017.

Модульные компрессорные станции (МКС)

МКС - это

полностью готовые к эксплуатации автономные компрессорные станции, предназначенные для обеспечения сжатым воздухом.

- мобильность конструкции
- широкий диапазон рабочих температур
- современные энергосберегающие технологии
- качественный уровень проектирования и производства
- любая конфигурация встроенного оборудования
- возможность выбора готовых решений
- высокое качество сжатого воздуха

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

УДК 622.276

Исследование ползучести каменных солей и применение в инженерных расчетах конструкции скважин

А.В. Носиков
заместитель начальника отдела мониторинга геомеханических моделей в процессе бурения[1]
a.nosikov@ggr.gazprom.ru

С.А. Коротков
начальник отдела мониторинга геомеханических моделей в процессе бурения[1]
s.korotkov@ggr.gazprom.ru

Е.Ю Трясин.
начальник отдела геомеханического моделирования[1]
e.tryasin@ggr.gazprom.ru

К.В. Торопецкий
заместитель генерального директора по науке[2]
ktoropetsky@nsknipi.ru

Б.О. Михайлов
начальник научно-аналитического управления[2]
bmikhailov@nsknipi.ru

Г.А. Борисов
к.ф.-м.н., генеральный директор[2]
gborisov@nsknipi.ru

[1]ООО «Газпром геологоразведка», Тюмень, Россия
[2]ООО «НовосибирскНИПИнефть», Новосибирск, Россия

Сочетание условий залегания (напряженно-деформированного состояния и температуры) и реологии (ползучесть) горных пород в определенных горизонтах, в особенности для каменных солей, приводит к концентрации напряжений в процессе строительства и/или эксплуатации скважин, что приводит к разрушению конструкции скважин. Поэтому отбор и исследование реологических результатов для прочностных расчетов при выборе обсадных колонн.

Введение

Проявление ползучести горных пород при бурении [1] и креплении [2] ствола скважины может представлять серьезную проблему, поэтому требуется моделирование соответствующих явлений с использованием вязко-упруго-пластической модели среды для проектирования строительства скважин. Именно для этого необходима информация о значениях констант ползучести. Также знание констант ползучести каменных солей важно при проектировании и строительстве подземных хранилищ газа в соляных кавернах [2]. Каверны в массивах каменных солей являются идеальными хранилищами не только для газа, но и для разнообразных промышленных отходов, поскольку соли являются идеальными флюидоупорами. Все материалы в большей или меньшей степени подвержены ползучести, но наиболее сильно среди горных пород — каменные соли и угли. Среди каменных солей ползучесть возрастает в ряду: галит ($NaCl$), сильвинит ($NaCl{\cdot}KCl$), карналлит ($KCl{\cdot}MgCl_2{\cdot}6H_2O$), бишофит ($MgCl_2{\cdot}6H_2O$), тахигидрит ($CaCl_2{\cdot}2MgCl_2{\cdot}12H_2O$) [3].

Принимая во вницмание, что каменные соли повсеместно встречаются в разрезах Восточной Сибири, то отбор и исследование реологических характеристик (ползучесть) каменных солей следует ввести в практику. Для разрезов Западной Сибири каменные соли нехарактерны, но нередко встречаются каменные угли, которые по своим механическим характеристикам очень близки к каменным солям [4].

В данной работе будут рассмотрены результаты лабораторных исследований ползучести каменных солей, отобранных из скважины на месторождении в Восточной Сибири и применение полученных результатов для прочностных расчетов при выборе обсадных колонн.

Анализ инцидентов со сминанием обсадных колонн

Авторами были проанализированы инциденты со сминанием обсадных колонн на двух площадях месторождения в Восточной Сибири. Всего зафиксировано девять инцидентов со сминанием обсадных колонн: семь инцидентов приурочено к усольской свите (глубины 1600 м для площади А и 2000–2400 м для площади Б), по одному к ангарской и бельской свитам (глубины 1500–1600 м для площади Б). Инциденты возникали при испытаниях на приток и освоении при бурении или цементаже, а также при пробной эксплуатации. Как показал анализ, в местах сминания были установлены обсадные колонны номинальных диаметров 146 мм (толщина стенки — 7.5–9.5 мм), 168 мм (толщина стенки — 10.6 мм) и 219 мм (толщина стенки — 8.0 мм) низшего класса прочности (Д). Перечень инцидентов и соответствующих условий приведен в таб. 1.

Сминание обсадной колонны при испытаниях связано со значительным снижением давления в скважине и, как следствие, превышение допустимой для данной обсадной колонны депрессии. Сминание обсадной колонны при пробной эксплуатации связано не только со снижением давления в скважине, но и ростом сжимающих напряжений вследствие ползучести каменных солей. Следует отметить, что, несмотря на давнюю историю инцидентов со сминанием обсадных колонн, в указанных случаях использовались трубы с низшим классом прочности (Д) и недостаточной толщиной стенки.

Модели ползучести

Принято рассматривать три вида

Скв. №	Площадь	Номинальный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Глубина, м	Свита	Предельное давление, МПа	Горное давление, МПа	Работы в скважине
xx1	А	219	8	1600	Усольская	11	39	при испытании
xx1	Б	146	9.5	2255	Усольская	34	55	при испытании
xx2	Б	146	9.5	2245	Усольская	34	55	при эксплуатации
xx3	Б	146	8.5	1600	Бельская	29	39	при эксплуатации
xx4	Б	146	9.5	2355	Усольская	34	58	при испытании
xx5	Б	146	8.5	2400	Усольская	29	59	после цементирования
xx6	Б	146	8.5	2000	Усольская	29	49	при испытании
xx7	Б	146	7.5	1500	Ангарская	23	37	при освоении
xx8	Б	168	10.6	2055	Усольская	33	50	после цементирования

Таб. 1 — Инцидент со сминанием обсадных колонн на скважинах площадей А и Б
Tab. 1 — Incident with casing strings collapse in wells of field A and B

характеристик каменных солей разреза месторождений Восточной Сибири следует ввести в практику. В работе приводятся результаты лабораторных исследований каменных солей в разрезе одного из месторождений Восточной Сибири и построение упруго-вязко-пластической модели для расчета зависимости давления смыкания на обсадной колонне от времени. Согласно полученным результатам формулируются рекомендации по выбору обсадной колонны при заданном сроке службы конструкции скважины.

Материалы и методы

Ползучесть каменных солей была исследована в лаборатории ООО «НовосибирскНИПИнефть» на полноразмерных образцах керна диаметром 100 мм и длиной 200 мм. Для создания длительного псевдотрёхосного нагружения использовалось силонагружающее устройство, позволяющее развивать обжимное давление в диапазоне 0–50 МПа и осевое усилие в диапазоне 0–90 МПа в пересчете на сечение образца. В течение длительного времени (7 суток) обеспечивалось поддержание заданных давлений с точностью не хуже ±1 атм, и поддержание температуры с точностью не хуже ±0,5 °С. Измерение осевой деформации образца проводилось инкрементным датчиком линейных перемещений с абсолютной погрешностью измерений 10 мкм. На основе полученных данных были откалиброваны общепринятые модели ползучести, на основании которых получены кинетические константы. Данные константы использовались при расчете прочности обсадных колонн, согласно методике Саркисова.

Ключевые слова

каменные соли, ползучесть солей, обсадные колонны, модель Нортона-Бейли, реология, стационарная ползучесть, сминание обсадных колонн

Общие		Модель 1		Модель 2	
R, Дж/(моль•К)	8.31	ln(D) сек$^{-1}$	-2.18	C сек$^{-1}$	8.45E+10
T, °C	40	Qcs, кДж/моль	11.24	n, д.ед.	4.06
μ, ГПа	8	τ0/μ0, д.ед.	0.096	Q, кДж/моль	49.45

Таб. 2 — Заложенные модельные константы из данных технической литературы Bayou Choctaw [5]
Tab. 2 — Used model constants from technical literature data, Bayou Choctaw [5]

ползучести: нестационарная затухающая, квазистационарная и нестационарная прогрессирующая [1]. Наглядно смена типов ползучести представлена на рис. 1 (слева). В литературе опубликованы модели как стационарной, так и нестационарной ползучести [1]. В квазистационарном режиме ползучесть характеризуется постоянной скоростью деформаций и определяется внешними факторами, действующими на образец: дифференциальное напряжение (девиатор) и температура.

Выделяют несколько механизмов микроуровня, ответственных за развитие ползучести, каждый из которых характеризуется диапазоном дифференциального напряжения, температуры и скоростей деформации:

- бездефектное вязкое течение,
- скольжение по дислокациям,
- эшелонирование дислокаций,
- диффузионный механизм [1].

Наглядно механизмы ползучести приведены на рис. 1 (справа). Отметим, что при бездефектном течении происходит упрочнение образца, и ползучесть носит затухающий характер, при этом полная (объемная) деформация соответствует сжатию. При активации скольжения по дефектам ползучесть переходит в квазистационарную фазу, характеризующуюся переходом от объемного сжатия к разуплотнению (дилатансии). При включении механизмов генерации дефектов ползучесть переходит в ускоренную фазу, характеризующуюся сверхлинейным ростом деформаций, который заканчивается разрушением образца.

Во всех моделях стационарной ползучести [5] дифференциальное напряжение входит степенным множителем, нормированным на модуль сдвига, а температура – экспоненциально по закону Аррениуса. Также существенное влияние на скорость деформации оказывает влажность образца каменной соли [6].

Модель №1 имеет три параметра материала, необходимых для предварительного определения: энергия активации Q, кДж/моль, показатель ползучести n, д.ед., амплитуда деформации C, сек$^{-1}$:

$$\dot{\gamma} = C \cdot \exp(-Q/kT) \cdot (\tau/\mu)^n, \quad (1)$$

где γ — скорость деформации, сек$^{-1}$; k — константа Больцмана, Дж/(моль·К); μ — модуль сдвига, ГПа; τ — дифференциальное напряжение, МПа; T — абсолютная температура, К.

Модель №2 содержит четыре неизвестных параметра материала: энергия активации Q, кДж/моль; амплитуда скорости деформации D, сек$^{-1}$; пороговое дифф. напряжение τ_0, МПа; пороговый модуль сдвига μ_0, ГПа (экстраполяция к: $T = 0$ К)

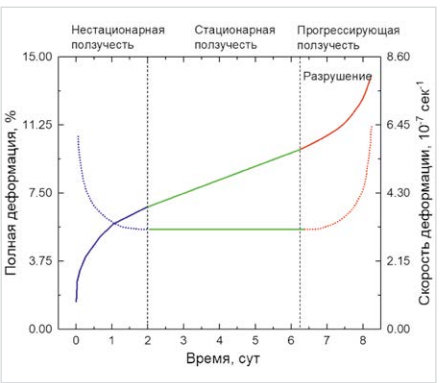
$$\dot{\gamma} = D \cdot \exp\left(-Q/kT \cdot \left((\tau_0/\mu_0) - (\tau/\mu)\right)\right), \quad (2)$$

где γ — скорость деформации, сек$^{-1}$; k — константа Больцмана, Дж/(моль·К); μ — модуль сдвига, ГПа; τ — дифференциальное напряжение, МПа; T — абсолютная температура, К.

Пример констант ползучести каменных солей приведен в таб. 2, на основе которого далее будет сформулирована программа исследований.

Температурное расширение каменных солей может создать проблемы при регистрации деформаций в области малых скоростей ползучести, когда эффект теплового расширения за счет суточного дрейфа температур или неоднородностей температурного поля образца сопоставим с полной деформацией ползучести. Из технической литературы известен температурный коэффициент линейного теплового расширения каменных солей [7] в диапазоне 0–50 °С, значение которого составляет ~3–4·10^{-5} °С$^{-1}$. При точности стабилизации температуры 1°С тепловой фон деформации составит ~3,5·10^{-5} или 0,0035%.

Модель №3 нестационарной ползучести изложена в работе [1]. Принятая модель содержит 16 неизвестных констант материала, из-за чего применение данной модели для инженерных расчетов достаточно трудоемко.



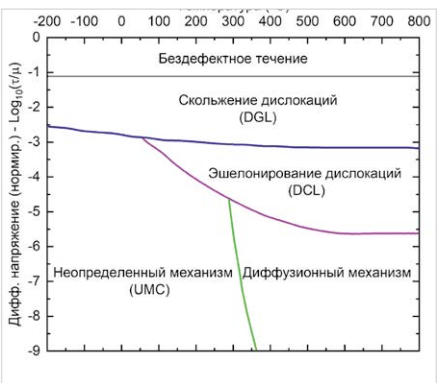


Рис. 1 — Слева — кривые ползучести — зависимости деформаций и скорости деформации от времени (при постоянных температуре и дифференциальном напряжении). Справа — карта микромеханизмов ползучести (в зависимости от температуры и дифференциального напряжения)
Fig. 1 — On the left — creep curves — deformations and strain rates as a function of time (at constant temperature and differential stress). On the right is a map of creep micromechanisms (depending on temperature and differential stress)

Наконец наиболее универсальной является феноменологическая модель (модель №4), включающая описание всех трех стадий ползучести путем сложения трех независимых компонент [8].

$$\dot{\gamma} = A \cdot \left(1 - \exp(-t/t_1)\right) + B \cdot t + C \cdot 1/(t_2 - t), \quad (3)$$

где A — константа, задающая уровень деформаций при затухающей ползучести, сек$^{-1}$; t_1 — характерное время выхода затухающей ползучести на асимптотическое значение, сек; B — скорость стационарной ползучести согласно моделям 1 или 2, сек$^{-1}$; C — скорость ускоренной ползучести, сек$^{-1}$; t_2 — время разрушения, сек.

Лабораторные исследования

При рассмотрении каменных солей, отобранных из скважин площади Б, выделено три группы, существенно отличающиеся по глубинам залегания и, как следствие, по пластовым термобарическим условиям, краткая характеристика которых приведена в таб. 3. Пластовые давления в каменных солях приняты равными нулю, главные напряжения – в полном соответствии с пороупругой моделью естественных напряжений.

Программа нагружения включает в себя пять последовательных шагов: задание обжимного давления согласно пластовым условиям, осевое нагружение до достижения требуемого дифференциального напряжения и замер продольных деформаций в течение всего эксперимента. Частота измерения деформаций — не менее 10 раз в час.

Свита	TVD, м	σV, МПа	σh, МПа	σH, МПа	T, °C
Ангарская	1200	30.00	24.00	30.00	25
Булайская	1710	42.75	34.20	42.75	31
Усольская	2860	71.50	57.20	71.50	44

Таб. 3 — Термобарические условия залегания солей, отобранных из скважины площади Б
Tab. 3 — Thermobaric conditions for salts taken from well of area B

Время, сут	Свита	TVD, м	T, °C	τ, МПа	Робж, МПа	σось, МПа	Fось, кН	γ1x10^{-8}, 1/сек	εtot, %	Δtot, мкм
6	Ангарская	1200	25	9.01	24.00	42.00	329.95	0.02	0.01	20.20
4				12.00	21.00	45.00	353.52	0.07	0.03	69.81
2				15.00	18.00	48.00	377.09	0.20	0.07	138.07
2				18.00	15.00	51.00	400.66	0.45	0.15	294.17
2				21.00	12.00	54.00	424.22	0.91	0.30	608.34
2	Булайская	1710	31	12.83	34.20	59.85	470.18	0.14	0.02	48.47
2				17.11	29.93	64.13	503.77	0.50	0.11	222.55
1				21.38	25.65	68.40	537.35	1.36	0.23	457.30
1				25.65	21.38	72.68	570.93	3.06	0.49	985.45
1				29.93	17.10	76.95	604.52	6.07	1.02	2033.85
1	Усольская	2860	44	21.47	57.20	100.10	786.39	2.66	0.23	458.96
1				28.61	50.05	107.25	842.56	9.05	1.01	2023.06
1				35.76	42.90	114.40	898.73	23.40	3.04	6073.34
1				42.91	35.75	121.55	954.90	51.00	7.44	14887.65
1				50.06	28.60	128.70	1011.07	98.40	15.95	31899.38

Таб. 4 — Программа исследования ползучести
Tab. 4 — Creep test schedule

Рис. 2 — Образцы каменных солей
Fig 2 — Rock salt samples

В таб. 4 приведена программа исследования ползучести, включающая предполагаемые скорости деформации при соответствующих режимах нагружения для каменных солей (дифференциальное напряжение и температура).

Из таб. 4 видно, что наименьшие скорости деформации соответствуют солям ангарской свиты, как в силу более низких температур (25 °C), так и низких дифференциальных напряжений (9–21 МПа). Соответствующие скорости деформации лежат в диапазоне $2 \cdot 10^{-10}$–$9 \cdot 10^{-9}$ сек$^{-1}$. Наибольшую техническую проблему представляет измерение именно малых скоростей деформации, поэтому требуется накопление деформаций в течение длительного времени. При самом наименьшем значении дифференциального напряжения (9 МПа) для набора надежно измеримой деформации (20 μm) потребуется не менее 6 суток. Заметим, что тепловой фон деформаций не более 0,035%, что в три раза меньше полной деформации на первом шаге — 0,01%.

Также из таб. 4 видно, что наибольшие скорости деформации отвечают солям усольской свиты в силу как больших температур (44°C), так и больших дифференциальных напряжений (21–50 МПа). Соответствующие скорости деформаций лежат в диапазоне $3 \cdot 10^{-8}$–$9 \cdot 10^{-7}$ сек$^{-1}$. Накопленная деформация за все шаги нагружения составляет порядка 15% или в абсолютном выражении 30 мм (при длине образца 200 мм). Ограничение деформаций 15% гарантирует, что образец не разрушится в результате прогрессирующей ползучести на завершающих стадиях нагружения.

Ползучесть каменных солей была исследована в лаборатории ООО «НовосибирскНИПИнефть» на полноразмерных образцах керна диаметром 100 мм и длиной 200 мм. Для создания длительного псевдотрёхосного нагружения использовалось силонагружающее устройство, позволяющее развивать обжимное давление в диапазоне 0–50 МПа и осевое усилие в диапазоне 0–90 МПа в пересчете на сечение образца. В течение длительного времени (7 суток) обеспечивалось поддержание заданных давлений с точностью не хуже ±1 атм, и поддержание температуры с точностью не хуже ±0,5°C. Измерение осевой деформации образца проводилось инкрементным датчиком линейных перемещений с абсолютной погрешностью измерений 10 мкм.

Результаты

В ходе экспериментов были измерены скорости стационарной деформации при диапазоне дифференциальных напряжений 12–33 МПа и температур 15–50 °C. Полученные значения находятся в диапазоне 10^{-9}–10^{-6} сек$^{-1}$. Отметим, что собственная

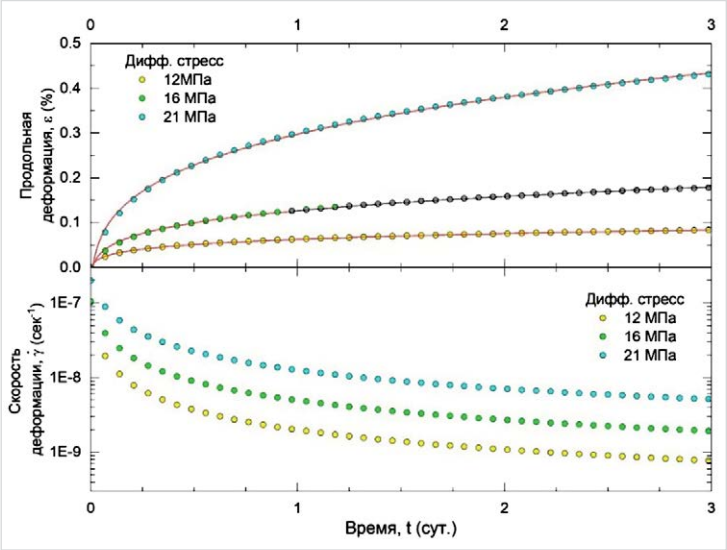


Рис. 3 — Пример кривых продольной деформации и скорости продольной деформации от времени при трех различных дифференциальных напряжениях на образце. На кривых продольной деформации наложены аппроксимирующие кривые
Fig. 3 — Example of axial strain curves and axial strain rates with time on one sample for three differential stresses. On the curves of the axial strain imposed approximated curves

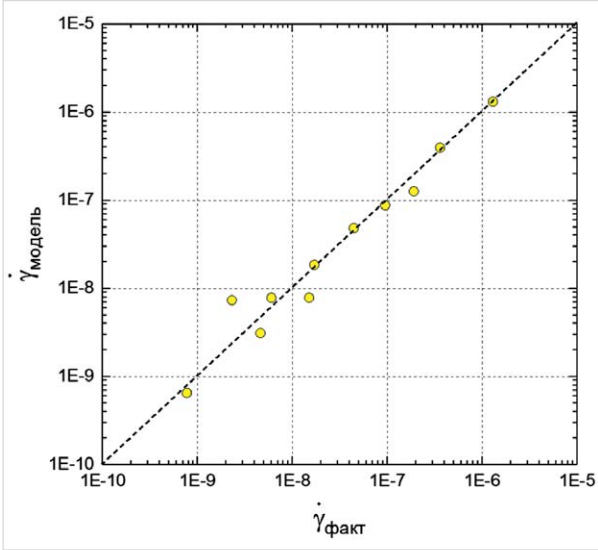


Рис. 4 — Кросс-плот скорости деформации по фактическим замерам и по модели
Fig. 4 — Cross-plot of strain rate by actual measurements and by model

скорость «ползучести» экспериментального оборудования составляет ~10^{-10} сек$^{-1}$, что позволяет уверенно измерять скорости деформаций не менее $3 \cdot 10^{-10}$ сек$^{-1}$. На рис. 2 изображены образцы каменных солей булайской свиты.

На рис. 3 приведен пример кривых продольной деформации (только деформация ползучести за вычетом упругой составляющей) и скорости продольной деформации от времени при трех различных дифференциальных напряжениях на образце (12, 16 и 21 МПа) и температуре 25°С. На кривых продольной деформации наложены аппроксимирующие кривые вида:

$$\varepsilon(t) = \varepsilon_e \cdot \left(1 + \alpha \cdot t^{\beta}\right) + \varepsilon_0 \,, \quad (4)$$

где $\varepsilon(t)$ — величина деформации в момент времени t, д.ед.; $\varepsilon_e = \tau/\mu$ — упругая деформация, д.ед.; ε_0 — начальная деформация, д.ед.; α и β — константы, д.ед., время как правило t обезразмеривается.

Полученные результаты сведены в таб. 5. По сути константы α и β аллометрического закона составляют сущность модели ползучести Нортона-Бейли [1], которая явным образом выражает деформации от времени и широко применяется для инженерных расчетов и заложена во все коммерческие симуляторы CAE FEM. В классической форме уравнение ползучести Нортона-Бейли выглядит следующим образом:

$$\varepsilon = A \cdot \sigma^n \cdot t^m, \quad (5)$$

где A, сек$^{-1}$; n и m, д.ед. — константы модели материала.

Очевидно, что константа m соответствует константе β, а комбинация $A \cdot \sigma^n$ соответствует константе α. Однако константы α и β сами зависят от дифференциального напряжения и температуры, поэтому для прикладных расчетов необходимо иметь возможность масштабировать константы на произвольные условия. Для этого необходимо располагать либо моделью №1, либо №2. Для калибровки модели ползучести были выполнены отдельные серии экспериментов в более широком диапазоне дифференциальных напряжений и температур. Калибровка модели выполнялась методом множественной линейной регрессии согласно модели №2. Результат линейной регрессии изображен на рис. 4.

При калибровке модели №1 на экспериментальные данные были получены следующие константы: C = 3,05·1018 сек$^{-1}$, n = 6,0 д.ед., Q = 61 кДж/моль, что соответствует литературным данным.

Дифф. напряжение, МПа	Стационарная скорость ползучести, 10^{-8} сек$^{-1}$	Кинетические константы ползучести	
		α	β
12	0.10	0.25	0.29
16	0.24	0.18	0.34
21	0.63	0.15	0.37

Таб. 5 — Измеренные скорости деформации и кинетические константы ползучести при трех различных дифференциальных напряжениях
Tab. 5 — Measured strain rates and kinetic creep constants for three differential stresses.

Расчет прочностных характеристик обсадных колонн

Прочностные характеристики обсадных колонн были получены согласно руководству [9]. В основе расчетов заложена методика Саркисова:

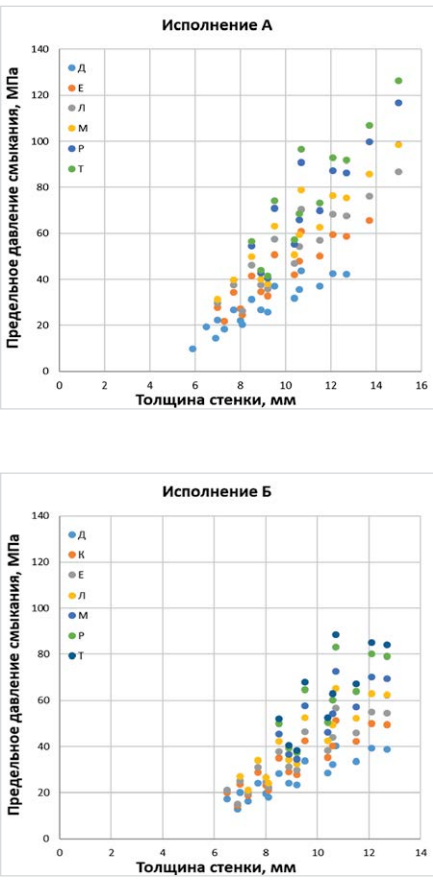
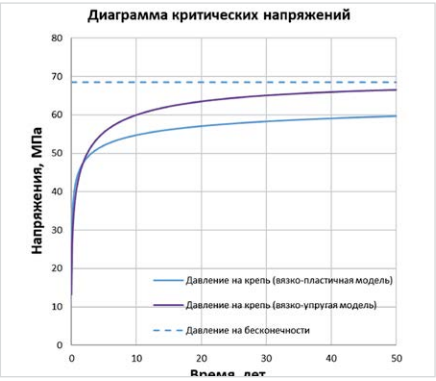


Рис. 5 — Прочностные характеристики обсадных колонн исполнения А и Б
Fig. 5 — Strength characteristics of casing string manufacture classes A and B



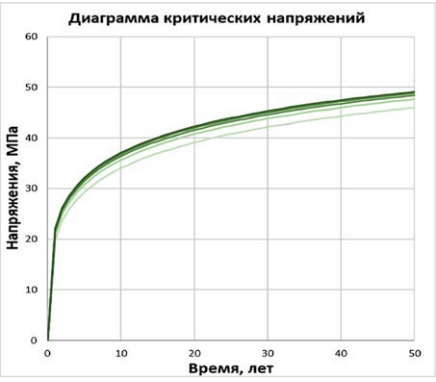
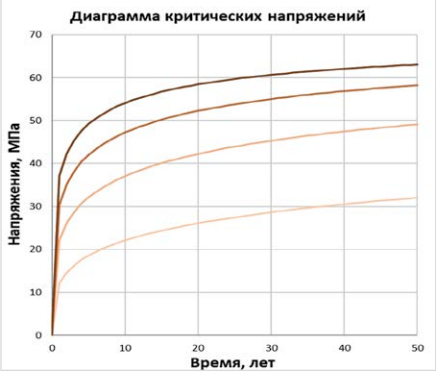


Рис. 6 — Развитие критических напряжений в вязкоупругой и упругопластичной модели. Анализ чувствительности модели критических напряжений (вязкоупругая модель) от параметра кавернозности ствола скважины

Fig. 6 – Propagation of critical stresses in viscoelastic and elastoplastic model. Analysis of critical stress model sensitivity (viscoelastic model) for wellbore cavernosity parameter



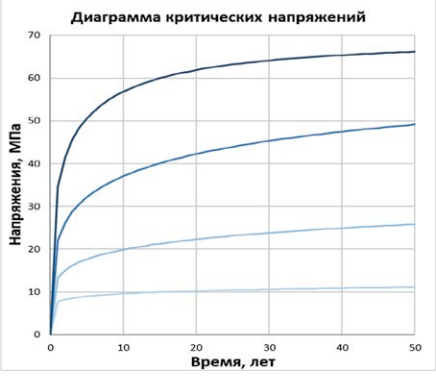


Рис. 7 — Анализ чувствительности модели критических напряжений (вязкоупругая модель) от реологических параметров горных пород

Fig. 7 – Sensitivity analysis of critical stress model from rocks rheological characteristics

$$\Delta P_{\text{крит}} = 1.1k_{min}\left\{Y_p + Ek_0^2\rho\left(1+\frac{3e}{2\rho^3 k_{min}}\right) - \sqrt{\left[Y_p + k_0^2\rho\left(1+\frac{3e}{2\rho^3 k_{min}}\right)\right]^2 - 4Ek_0^2\rho Y_p}\right\}, \quad (11)$$

где Y_p — предел прочности (текучести) материала обсадной колонны, МПа; E – модуль упругости (Юнга) материала обсадной колонны, ГПа; $k_{min}=\delta_{min}/D$, $k_0=\delta_0/D$, $\rho=\delta 0/\delta_{min}$, д.ед.; δ_{min} — расчетный параметр 0,875δ, мм; δ_0 — расчетный параметр 0,905-0,918δ, мм; δ — номинальная толщина стенки обсадной колонны, мм; D — внешний диаметр обсадной колонны, мм; $e=2(D_{max}-D_{min})/(D_{max}+D_{min})$ — овальность обсадной колонны, д.ед.; D_{max} и D_{min} — максимальный и минимальный диаметры обсадной колонны, мм.

Прочностные характеристики для обсадных колонн номинальным диаметром 146,

Номинальный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Группа прочности стали						
		Д	К	Е	Л	М	Р	Т
	Y_p, МПа	380	490	550	650	760	930	1040
Исполнение А. e = 0.0075, δ_0 = 0.912								
146	6.5	19.4						
	7.0	22.4		27.7	29.8	31.3		
	7.7	26.7		34.2	37.4	39.7		
	8.5	31.4		41.6	46.3	50	54.5	56.5
	9.5	37.1		50.7	57.5	63.2	70.8	74.2
	10.7	43.7		61	70.4	78.8	90.7	96.6
168	7.3	18.3		21.9				
	8.0	22.1		27.3				
	8.9	26.9		34.4	37.6	40	42.8	44
	10.6	35.4		47.9	54.2	59.3	65.9	68.7
	12.1	42.6		59.3	68.3	76.3	87.4	92.9
178	5.9	9.8						
	6.9	14.4						
	8.1	20.3		24.6	26.3			
	9.2	25.9		32.8	35.8	37.9	40.4	41.5
	10.4	31.7		42.1	46.9	50.6	55.2	57.3
	11.5	36.9		50.2	57	62.6	69.9	73.2
	12.7	42.3		58.7	67.7	75.4	86.4	91.7
	13.7			65.6	76.2	85.8	99.8	107
	15.0				86.9	98.5	116.6	126.3
Исполнение Б. e = 0.01, δ_0 = 0.900								
146	6.5	17.4	20.1	21.1				
	7.0	20.1	23.7	25.2	27.2			
	7.7	24.0	28.9	31.1	34.0			
	8.5	28.4	35.0	37.9	42.2	45.6	50.0	51.9
	9.5	33.8	42.5	46.6	52.6	57.8	64.7	67.9
	10.7	40.2	51.3	56.7	65.1	72.6	83.2	88.6
168	7.3	16.4	18.9	19.9	21.2			
	8.0	19.7	23.2	24.7	26.6			
	8.9	24.1	29.1	31.3	34.2	36.6	39.3	40.5
	10.6	32.3	40.3	44.0	49.5	54.2	60.2	63.0
	12.1	39.2	49.9	55.0	63.0	70.2	80.2	85.2
178	6.9	12.8	14.5	15.1				
	8.1	18.1	21.2	22.4	24.0			
	9.2	23.3	27.9	29.9	32.5	34.6	37.2	38.2
	10.4	28.6	35.4	38.3	42.6	46.2	50.6	52.5
	11.5	33.6	42.2	46.1	52.2	57.3	63.9	67.1
	12.7	38.8	49.4	54.4	62.4	69.4	79.2	84.0

Таб. 6 — Прочностные характеристики обсадных колонн в зависимости от класса исполнения и группы прочности

Tab. 6 — Strength properties of casing string, depending on the manufacture class and strength grade

168, 178 мм классом прочности Д, Е, Л, М, Р, Т и исполнения А и Б приведены на рис. 8 и в таблице 6. Полученные результаты сверены с ГОСТ 632-80 [10]. Отметим закономерности уравнения (11), имеющие важное прикладное значение: $\Delta P_{крит}$ в первую очередь зависит от соотношения толщины стенки к диаметру и предела текучести стали, из которой изготовлена труба.

Существенную поправку к $\Delta P_{крит}$ дает овализация трубы e, и снижение достигает 20% на каждый 1% овализации ствола. Исполнение А требует e = 0,75%, что соответствует снижению прочности на 15%, а исполнение Б требует e = 1,5%, что соответствует снижению прочности на 30%.

Расчет сжимающих напряжений в массиве горных пород

Сжимающее давление, действующее на обсадную колонну через цементную крепь, определяется разностью горного давления в массиве и давления в скважине. Давление в скважине в свою очередь определяется весом флюида, заполняющего скважину (при бурении скважины — это буровой раствор, при эксплуатации скважины — это пластовый флюид). В основу расчетов заложены аналитические решения [11], в том числе, вязкоупругая и вязкопластическая модели.

На рис. 6 (слева) приведен пример развития критических напряжений в вязкоупругой и упругопластичной модели во времени. На рис. 6 (справа) приведен анализ чувствительности модели критических напряжений (вязкоупругая модель) от параметра кавернозности ствола скважины. На рис. 7 приведен анализ чувствительности модели критических напряжений (вязкоупругая модель) от реологических параметров горных пород.

Получено, что при малых временах напряжения в вязко-пластичной модели опережают по величинам напряжения в вязкоупругой модели, однако при больших временах наблюдается инверсия кривых. Однако на бесконечности напряжения в обеих моделях выходят на асимптотику равную начальному горному давлению. Также из рисунка 6 (слева) видно, что чем выше кавернозность ствола скважины, тем выше сжимающие напряжения (при прочих равных), однако при кавернозности свыше 50% чувствительность падает. Эффект составляет ~7%.

Сжимающие напряжения характеризуются высокой чувствительностью к константам ползучести αП и βП, поэтому требуется исследование солей разреза для корректности расчетов. Для солей константа βП имеет меньше всего неопределенностей, составляет в среднем 0,3 д.ед. Поэтому исследования ползучести должны быть направлены на определение константы αП.

Снижение пластового давления (истощение) приводит к росту нагрузок на обсадную колонну и преждевременному разрушению конструкции. При большей

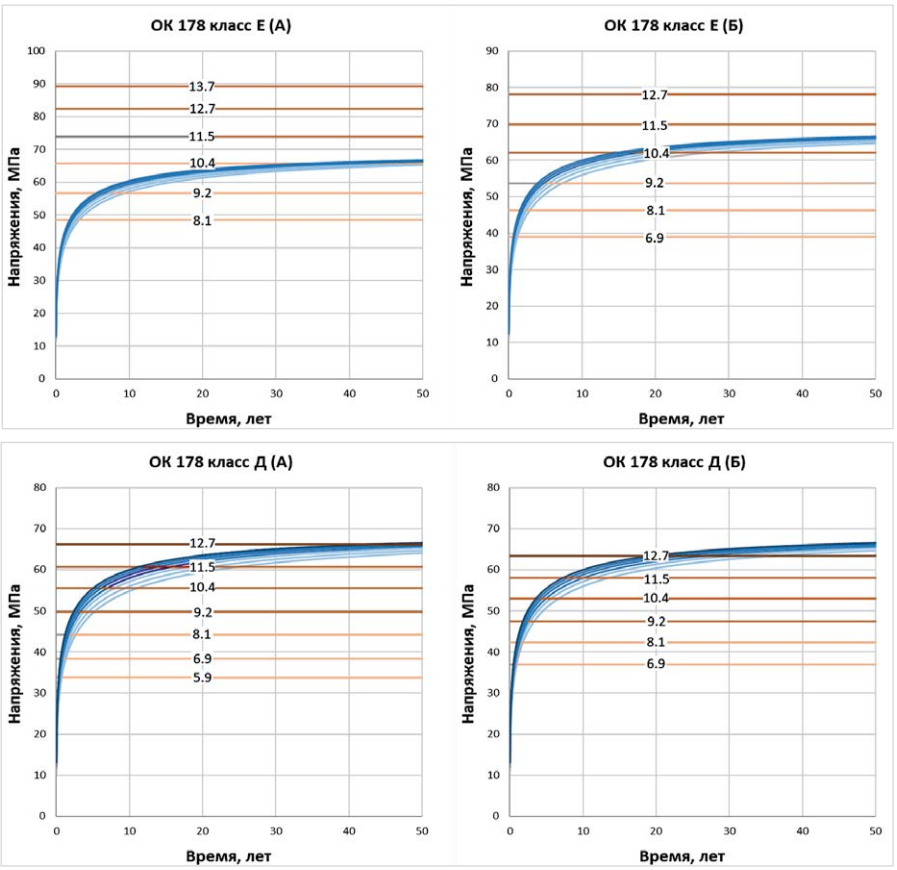


Рис. 8 — Развитие критических напряжений (вязкоупругая модель) и критические давления для обсадной колонны номинальным диаметром 178 мм (класс Д и Е и исполнение А и Б)
Fig. 8 — Propagation of critical stresses (viscoelastic model) and critical pressures for casing string with nominal diameter is 178 mm (strength classes D and E with manufacture classes A and B)

Параметр	Обозначение	Значение
Начальное горное давление, МПа	Рг	68.5[1]
Начальное пластовое давление, МПа	Рп	24[2]
Константы ползучести горных пород, д.ед.	αП и βП	0.4 и 0.33
Модуль пластических деформаций горных пород, ГПа	K_0	5
Условный диаметр обсадной колонны, мм	D_2	168/178
Толщина стенки обсадной колонны, мм	δ	5.9-13.7[3]
Диаметр скважины, мм	D_0	216-400[4]
Модуль Юнга материала обсадной колонны, ГПа	E_1	210
Модуль сдвига материала обсадной колонны, ГПа	G_1	80
Коэффициент Пуассона материала обсадной колонны, д.ед.	μ_1	0.3
Модуль Юнга цементного камня, ГПа	E_2	20
Модуль сдвига цементного камня, ГПа	G_2	8
Коэффициент Пуассона цементного камня, д.ед.	μ_2	0.3
Модуль Юнга горных пород, ГПа	E_0	20
Модуль сдвига горных пород, ГПа	G_0	8
Коэффициент Пуассона горных пород, д.ед.	μ_0	0.3
Предел текучести материала обсадной колонны, МПа	Y_p	380/550[5]

Таб. 7 — Перечень входных параметров модели
Tab 7 — List of model input parameters

[1] горное давление на подошве усольской свиты
[2] начальное пластовое давление в парфеновском горизонте
[3] толщина стенки выбирается в соответствии с ГОСТ 632-80
[4] от номинального диаметра скважины 216 мм до 85% кавернозности (400 мм)
[5] группа прочности Д — 380 МПа, Е — 550 МПа в соответствии с ГОСТ 632-80

Номинальный диаметр ОК, мм	Класс Д		Класс Е	
	Исполнение А	Исполнение Б	Исполнение А	Исполнение Б
146	При максимальной толщине стенки (10.7 мм) срок службы – 90 лет	При максимальной толщине стенки (10.7 мм) срок службы – 30 лет	Неограниченный срок службы при толщине стенки не менее 9.5 мм	
168	При максимальной толщине стенки (12.1 мм) срок службы – 50 лет	При максимальной толщине стенки (12.1 мм) срок службы – 20 лет	Неограниченный срок службы при толщине стенки не менее 10.6 мм	
178	При максимальной толщине стенки (12.1 мм) срок службы – 40 лет	При максимальной толщине стенки (12.1 мм) срок службы – 20 лет	Неограниченный срок службы при толщине стенки не менее 11.5 мм	

Таб. 8 — Результаты прочностных расчетов обсадных колонн
Tab 8. Result of casing string strength calculation

Номинальный диаметр ОК, мм	Класс Д		Класс Е	
	Исполнение А	Исполнение Б	Исполнение А	Исполнение Б
146	Толщина стенки 10.7 мм	Толщина стенки 10.7 мм	Толщина стенки не менее 9.5 мм	
168	Толщина стенки 12.1 мм	Не рекомендуется	Толщина стенки менее 10.6 мм	
178	Толщина стенки 12.1 мм	Не рекомендуется	Толщина стенки не менее 10.4 мм	Толщина стенки не менее 11.5 мм

Таб. 9 — Рекомендации по выбору обсадных колонн по результатам расчетов
Tab. 9 — Guidelines for the selection of casing string according to the results of calculations

жесткости цементного камня, сжимающие напряжения развиваются быстрее, а при равных временах оказываются выше, чем при меньшей жесткости.

Результаты инженерных расчетов

В таб. 7 приведен перечень входных параметров модели, включая характеристики горных пород, обсадной колонны и горно-геологические условия.

На рис. 8 приведены результаты расчета критических напряжений (вязкоупругая модель) и критические давления для обсадной колонны номинальным диаметром 178 мм.

Конструкция будет долговечной при выборе ОК 178 мм классом Е (исполнение А и Б) при толщине стенки не менее 11,5 мм. При выборе класса прочности Д возникает ограничение по времени стабильности конструкции: следует выбрать обсадную колонну с максимальной толщиной стенки (12,7 мм), однако исполнение А обеспечит только 40 лет срока службы конструкции скважины, а при исполнении Б срок службы составит 20 лет.

Таким образом, для долговечности конструкции не менее 30 лет потребуется выбрать обсадную колонну номинальным диаметром 178 мм с толщиной стенки 12,7 мм классом прочности Д (исполнение А) или классом прочности Е с толщинами стенки 11,5 мм (исполнение Б) и 10,4 мм (только исполнение А).

Для долговечности конструкции не менее 20 лет возможен альтернативный выбор обсадной колонны номинальным диаметром 178 мм классом прочности Е с толщиной стенки 10,4 мм (исполнение Б).

В таб. 8 и 9 приводятся результаты прочностных расчетов и рекомендации по выбору обсадных колонн номинальными диаметрами 146, 168 и 178 мм с классами прочности Д и Е и исполнением А и Б.

Итоги

В ходе экспериментов были измерены скорости стационарной деформации при диапазоне дифференциальных напряжений 12–33 МПа и температур 15–50 °С. Полученные значения находятся в диапазоне 10^{-9}–10^{-6} сек$^{-1}$. Согласно вышеуказанным моделям были проведены расчеты прочностных характеристик обсадных колонн. Который в дальнейшем был сопоставлен с анализом инцидентов со сминанием обсадных колонн на двух площадях месторождения в Восточной Сибири.

Выводы

Авторами статьи получены результаты по исследованию реологических свойств (ползучесть) каменных солей ангарской и усольской свит в диапазоне дифференциальных напряжений 12–33 МПа и температур 15–50 °С, установившиеся скорости относительных деформаций лежат в диапазоне 10^{-9}-10^{-6} сек$^{-1}$.

Полученные кривые деформаций были обработаны согласно феноменологической модели. Кинетические константы в модели ползучести принимают характерные значения $\alpha = 0{,}20 \pm 0{,}06$ и $\beta = 0{,}33 \pm 0{,}06$, что согласуется с литературными данными. Причем с увеличением дифференциального напряжения α убывает, а β возрастает.

Полученные результаты позволили рассчитать долговечность крепи скважины. Так, для обеспечения срока службы 30 лет конструкции скважины необходима обсадная колонна номинальным диаметром 168 мм с толщиной стенки 12,1 мм класса прочности Д или с толщиной стенки 10,6 мм класса Е.

Литература

1. Firme Pedro A.L.P., Roehl D., Romanel C. An assessment of the creep behaviour of Brazilian salt rocks using the multi-mechanism deformation model. Acta Geotechnica, 2016, issue 6, pp. 1445–1463. https://doi.org/10.1007/s11440-016-0451-y
2. Xie J., Tao G. Modeling and Analysis of Salt Creep Deformations in Drilling Applications. SIMULIA Community Conference, 2013.
3. Costa A.M., Poiate Jr. E., Amaral C.S., Goncalves C.J.C., Falcao J.L., Pereira A. Geomechanics Applied to the Well Design Through Salt Layers in Brazil: A History of Success. American Rock Mechanics Association, 2010. https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-10-239.
4. Fukun Xiao, Hongtao Ma. Experimental Study on Creep Properties of Coal Under Step Load. Electronic Journal of Geotechnical Engineering, 2014, V.19, pp. 8751–8760.
5. Wawersik W.R., Zeuch D.H. Modeling and mechanistic interpretation of creep of rock salt below 200°C. Tectonophysics, 1986, V.121, pp. 125–152.
6. Bérest P., Béraud J.F., Gharbi H., Brouard B., DeVries K. A very slow creep test on an Avery Island salt sample. ARMA, 2014, US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium.
7. Rubin T., Johnston H.L. Altman H.W. Thermal expansion of rock salt. The Journal of Physical Chemistry, 1961, issue 65, pp. 65–68.
8. Özşen Hakan, İhsan Özkan, Cem Şensöğüt. Measurement and Mathematical Modelling of the Creep Behaviour of Tuzköy Rock Salt. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2014, V. 66, pp. 128–135. https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2014.01.005.
9. Иванов С.И., Булатов А.И., Любимцев В.А., Яремийчук Р.С. Анализ научных и практических решений заканчивания скважин. Книга 1, М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. 334 с.
10 ГОСТ 632-80 «Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия»
11. Рабинович Н.Р. Инженерные задачи механики сплошной среды в бурении. М.: Недра, 1989. 270 с.ц

UDC 622.276

Research of rock salt creep and him application in engineering calculation of well design

Authors:
Andrey V. Nosikov — deputy head of the department of monitoring geomechanical models during drilling[1]; a.nosikov@ggr.gazprom.ru
Stanislav A. Korotkov — head of the department of monitoring geomechanical models during drilling[1]; s.korotkov@ggr.gazprom.ru
Eugene Yu. Tryasin — head of geomechanical modeling department[1]; e.tryasin@ggr.gazprom.ru
Konstantin V. Toropetsky — deputy general director for science[2]; ktoropetsky@nsknipi.ru
Boris O. Mikhaylov — head of scientific and analytical department[2]; bmikhailov@nsknipi.ru
Gleb A. Borisov — Sc.D., general director[2]; gborisov@nsknipi.ru

[1]Gazprom Geologorazvedka" LLC, Tyumen, Russian Federation
[2]"NovosibirskNIPIneft" LLC, Novosibirsk, Russian Federation

Abstract
The combination of the conditions (stress-strain state and temperature) and rheology (creep) of rocks in certain horizons, especially for rock salts, leads to stress concentration during the construction and / or operation of wells, which leads to the destruction of the well design. Therefore, the selection and study of the rheological characteristics of rock salts from the East Siberian deposits should be put into practice. The paper presents the results of laboratory studies of rock salts in the context of one of the field in Eastern Siberia and the construction of an elastic-visco-plastic model for calculating the dependence of the creep pressure on the casing on time. According to the results obtained, recommendations are made for choosing a casing string at a given service life of the well design.

Materials and methods
Creep of rock salts was investigated in the laboratory of LLC "NovosibirskNIPIneft" on full-size core samples with a diameter of 100 mm and a length of 200 mm.
To create a complete pseudo-tri-axial loading, a loader was used, which allows to develop a crimping pressure in the range of 0–50 MPa and an axial force in the range of 0–90 MPa in terms of the cross section of the sample. For a long time (7 days), the specified pressures were maintained with an accuracy of not worse than ± 1 atm, and the temperature was maintained with an accuracy of ± 0.5 °C. The axial strain of the sample was measured by an incremental linear displacement transducer with an absolute measurement error of 10 μm.
Based on this data, conventional creep models were calibrated and as result kinetic constants were calculated. These constants were used in calculating the strength of casing strings, according to Sarkisov's method.

Keywords
rock salts, creep, casing, Norton-Bailey model, rheology, stationary creep, creasing casing

Results
In the course of the experiments, the rates of stationary deformation were measured for a range of differential stresses of 12–33 MPa and temperatures of 15–50 °C. The obtained values are in the range 10^{-9}-10^{-6} sec^{-1}. According to the above models, the strength characteristics of casing strings were calculated. Later this result was compared with the analysis of incidents with the crushing of casing in two areas of the field in Eastern Siberia.

Conclusions
The authors of the article obtained the results on the investigation of the rheological properties (creep) of rock salts of the Angara and Usolsky horizon in the range of differential stresses of 12–33 MPa and temperatures of 15–50 °C, the established rates of relative deformations in the range 10^{-9}-10^{-6} sec^{-1}.
The resulting strain curves were processed according to the phenomenological model. The kinetic constants in the creep model take the characteristic values $\alpha = 0.20 \pm 0.06$ and $\beta = 0.33 \pm 0.06$, which agrees with the literature data. And with increasing differential stress, α decreases, and β increases.
The obtained results made it possible to calculate the life span of the borehole. Thus, to ensure a service life of 30 years of the well design, a casing with a nominal diameter of 168 mm with a wall thickness of 12.1 mm of strength class E) or a wall thickness of 10.6 mm in class E is required.

References
1. Firme Pedro A.L.P., Roehl D., Romanel C. An assessment of the creep behaviour of Brazilian salt rocks using the multi-mechanism deformation model. Acta Geotechnica, 2016, issue 6, pp. 1445–1463. https://doi.org/10.1007/s11440-016-0451-y
2. Xie J., Tao G. Modeling and Analysis of Salt Creep Deformations in Drilling Applications. SIMULIA Community Conference, 2013.
3. Costa A.M., Poiate Jr. E., Amaral C.S., Goncalves C.J.C., Falcao J.L., Pereira A. Geomechanics Applied to the Well Design Through Salt Layers in Brazil: A History of Success. American Rock Mechanics Association, 2010. https://www.onepetro.org/conference-paper/ARMA-10-239.
4. Fukun Xiao, Hongtao Ma. Experimental Study on Creep Properties of Coal Under Step Load. Electronic Journal of Geotechnical Engineering, 2014, V.19, pp. 8751–8760.
5. Wawersik W.R., Zeuch D.H. Modeling and mechanistic interpretation of creep of rock salt below 200°C. Tectonophysics, 1986, V.121, pp. 125–152.
6. Bérest P., Béraud J.F., Gharbi H., Brouard B., DeVries K. A very slow creep test on an Avery Island salt sample. ARMA, 2014, US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium.
7. Rubin T., Johnston H.L. Altman H.W. Thermal expansion of rock salt. The Journal of Physical Chemistry, 1961, issue 65, pp. 65–68.
8. Özşen Hakan, İhsan Özkan, Cem Şensöğüt. Measurement and Mathematical Modelling of the Creep Behaviour of Tuzköy Rock Salt. International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences, 2014, V. 66, pp. 128–135. https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2014.01.005.
9. Ivanov S.I., Bulatov A.I., Lyubimtsev V.A., Yaremiychuk R.S. A*naliz nauchnykh i prakticheskikh resheniy zakanchivaniya skvazhin* [Analysis of scientific and practical solutions for completion of wells]. Book 1, Moscow: *Nedra-Biznestsentr*, 2004, 334 p.
10. GOST 632-80 CASING AND COUPLINGS
11 Rabinovich N.R. I*nzhenernye zadachi mekhaniki sploshnoy sredy v burenii* [Engineering problems of continuum mechanics in drilling]. Moscow: *Nedra*, 1989, 270 p.

ТМС ГРУПП

Высокоточная обработка металлов

Компания «ТМС групп», располагая новейшим оснащением по комплексной обработке и сварке металла, предлагает сотрудничество по изготовлению высокоточных деталей и узлов для различных отраслей промышленности: от сельского хозяйства до авиации.

Вертикальный 5-осевой фрезерный обрабатывающий центр

Перемещения:	
Ось X, мм	5200
Ось Y, мм	3000
Ось Z, мм	700
Ось W, мм	800
Ось B, град	+/-110 (0,001)
Ось C, град	360 (0,01)
Рабочий стол:	
длина, мм	5000
ширина, мм	2000
Т-образные пазы	19 * 210
Расстояние от стола до торца шпинделя, мм	0–1650
Расстояние м/у колоннами, мм	2550
Допустимая нагрузка на стол, кг	30 000
Шпиндель (вертикальный):	
Частота вращения, об/мин	6000
Точность обработки:	
Позиционирование, мм (на всю длину)	+/- 0,005
Повторяемость, мм	+/- 0,003

Обрабатывающие фрезерные центры

Перемещение:	
Ось X, мм	2060 (3060)
Ось Y, мм	1016
Ось Z, мм	820
Рабочий стол:	
Размер стола, мм	2100 (3100)x1050
Макс.нагрузка на стол, кг (неравномерно)	3000
Расстояние от пов-ти стола для торца шпинделя, мм	105–925
Шпиндель:	
Конус шпинделя	BT 50
Частота вращения, об/мин.	4000
Точность:	
позиционирование, мм	±0,008

Обрабатывающий сверлильный центр

Длина обработки	до 12 м
Сверление отверстий диаметром	до 32 мм
Фрезерование по оси Y	до 350 мм

Токарные обрабатывающие центры

Параметр		Значение	
		QSM200L 500U	QSM200ML 1000U
Возможности	Max. диаметр обработки	Ø380 мм	
	Max. длина обработки	538 мм	1052 мм
Главный шпиндель	Размер патрона	8"	
	Частота вращения шпинделя	5000 об/мин	
	Диаметр отверстия шпинделя	Ø 76 мм	
Револьверная головка	Тип револьверной головки	12-позиционная, барабанного типа	
	Количество инструментов	12	
Фрезерный шпиндель	Частота вращения	-	4500 об/мин
	Диаметр вращающегося инструмента (фреза, сверло)	-	20 мм
	метчик	-	M20x2,5
Привод	Главный шпиндель (30 мин./ пост. работа)	18,5 кВт/ 15,0 кВт	18,5 кВт/ 15,0 кВт
	Фрезерный шпиндель	-	5,5 кВт

ПРЕИМУЩЕСТВА СОТРУДНИЧЕСТВА

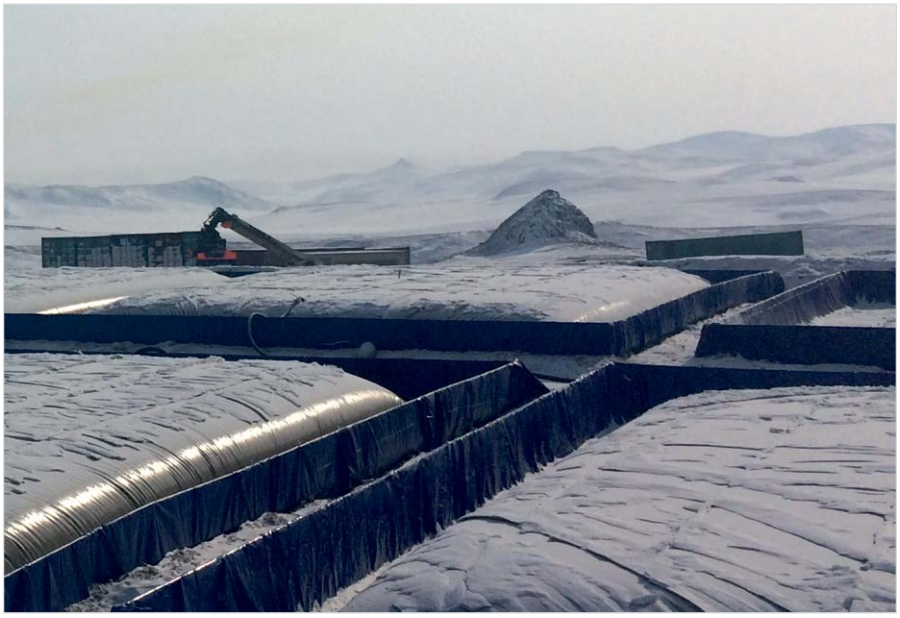
- Уникальная возможность обработки заготовок в вертикальном положении по пяти осям.
- Гибкая и прозрачная для Заказчика система ценообразования.
- Возможности скидок при крупносерийном производстве.
- Собственная группа профессиональных конструкторов, технологов и программистов ЧПУ.
- Лицензированное производство на изготовление и ремонт авиакомпонентов.
- Опыт исполнения сложных заказов для авиационной, нефтяной промышленности, машиностроения и сельского хозяйства.

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

УДК 621.65/621.69

Разработка НПФ «Политехника» покоряет Арктику

Научно-производственная фирма «Политехника» — ведущий российский разработчик и изготовитель передвижных эластичных (мягких) резервуаров и мобильных полевых складов горючего для нужд нефтегазовых, строительных, геологоразведочных, горных и других предприятий и компаний. НПФ «Политехника» активно участвует в проектах по освоению труднодоступных мест России. Так, в ноябре этого года компания приняла участие в разработке первой в мире платформы, способной перемещать крупногабаритные грузы в Антарктиде и Арктике.



Проект разработан Санкт-Петербургским политехническим университетом. В его создании приняли участие несколько НИИ, а воплощали идею на заводе имени «Комсомольской Правды». В рамках проектирования использовалась технология «цифровых двойников», которую ранее применяли при создании проекта «Кортеж».

Идея платформы такова: на сани-лыжи, которыми служит полимерный материал СВМП, укладывают рессоры — 8 огромных баллонов, заполненных воздухом, которые изготовлены в НПФ «Политехника». Поверх баллонов укладывается металлическая рама размером 10х12 м, сваренная из 4-х модулей. Все покрывается сверху герметичным тентом, надежно защищающим груз от снежных бурь и ветра.

Эта конструкция способна выдержать до 60 тонн груза, а перемещать такие мега-сани будут три мощных трактора. Все детали платформы в начале ноября были погружены на судно «Академик Федоров», и уже через 2 месяца пройдут ходовые испытания возле станции «Прогресс» в Антарктике. Исследователи намерены решить главную задачу — углубиться в материк и в 2020–2021 годах возвести там станцию. Сани на баллонах, изготовленных «Политехникой», помогут им в этом.

Полевые склады горючего

Кроме таких нетривиальных проектов компания успешно решает задачи по хранению горючего топлива и нефтепродуктов. Топливный склад состоит из резервуаров, соединенных коллектором, насосно-раздаточного модуля, мачт освещения, различных систем и систем противопожарной защиты, а также пункта массовой выдачи и приема топлива. Полевой склад горючего (ПСГ) зарекомендовал себя как высокоэффективное решение в топливной логистике, многократно сокращая время доставки, монтажа и начала работ.

В основе склада — передвижной эластичный резервуар, для изготовления которого применяется высокопрочная капроновая ткань баллистического (полотняного) плетения с двусторонним покрытием. Ее прочность в 7 раз превышает прочность стали — полоска композитного эластомера шириной 50 мм выдерживает нагрузку от 180 до 750 кг, она обеспечивает механическую прочность материала на разрыв и прокол. Тканевая основа композита с двух сторон покрыта стойким к нефти полимерным эластомером, который обеспечивает герметичность и прочность сварной оболочки резервуара. Сварка производится токами высокой частоты.

Каждое изделие проходит испытания на герметичность, а одна емкость из партии подвергается гидравлическим испытаниям: на несколько суток заполняется водой с избытком до 50%. Контроль качества материалов, технологического процесса и приемка готовой продукции осуществляется в соответствии с требованиями стандартов ГОСТ-ИСО 9000.

Для монтажа ПСГ на базе эластичных резервуаров достаточно нескольких часов, так как под них не требуется бетонное основание. Команда из 6–8 человек способна развернуть склад объемом 3000 м^3 в течение нескольких дней.

Эффективность таких складов очень высока: общие расходы и сроки монтажа на обустройство нефтебазы в отдаленном районе сокращаются в 8–10 раз, а экономия составляет 70% от суммы, необходимой для установки железного хранилища. Кроме того, после освоения объекта ПСГ из резервуаров «Политехника» сворачивается и перемещается на новое место назначения.

Полевые склады горючего широко применяется как в военных, так и в гражданских целях, в том числе при строительстве и освоении отдаленных объектов (строительство трубопроводов, нефтепромыслов, вахтовых поселков). Они предназначены для приемки, хранения и выдачи топлива и ГСМ, а также для хранения нефти в полевых условиях на период проведения работ в районе расположения, в постоянной готовности к перемещению.

ПОЛИТЕХНИКА
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА

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

УДК 622.276

Эффективность применения способа одновременно-раздельной эксплуатации при разработке турнейских, визейских и верейско-башкирских отложений

М.Б. Полозов
к.б.н., доцент кафедры РЭНГМ
michael999@inbox.ru

С.Б. Колесова
к.э.н., директор
sbk@udsu.ru

С.Ю. Борхович
к.т.н., заведующий кафедры РЭНГМ
michael999@inbox.ru

Институт нефти и газа им. Гуцериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Ижевск, Россия

Для повышения эффективности разработки нефтяные компании вынуждены использовать в процессе добычи углеводородного сырья альтернативные технологии, способствующие внедрению эффективных решений, оптимизирующих процесс добычи нефти. Одним из таких направлений является технология одновременно-раздельной эксплуатации (далее —ОРЭ) пластов.
Использование опытных данных позволяет показать эффективности применения ОРЭ при разработке турнейских, визейских и верейско-башкирских отложений, но вместе с тем необходимо дальнейшее проведение опытно-промышленных работ по приобщению других разрабатываемых горизонтов.

Материалы и методы
На основе анализа практического материала

Ключевые слова
одновременно-раздельная эксплуатация, верейские отложения, визейские отложения, верейско-башкирские отложения, снижение экономических затрат на добычу углеводородов

Экономия финансовых средств с целью оптимизации при ускоренной разработке месторождений всегда считалось весьма актуальным вопросом в современных условиях. Поэтому существовавшие и ранее системы ОРЭ и одновременно-раздельной закачки (далее — ОРЗ) оказались весьма востребованы в современных условиях.

Задачи, которые были поставлены в ходе работы направлены на возможность осуществления следующих мероприятий:

- определить возможность использования ОРЭ на территории Удмуртской Республики (далее — УР);
- определить критерии подбора скважин для использования ОРЭ при поздних стадиях разработки;
- провести анализ эффективности мероприятий для перевода эксплуатационных скважин на ОРЭ;
- определить целесообразность дальнейшего использования одновременно-раздельной эксплуатации на разрабатываемых месторождениях в УР.

Территория Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, к которой относится территория УР относится к числу достаточно старых районов, в которых ведется нефтедобыча. Поэтому высокая выработанность запасов осложнена повышенной вязкостью нефти, содержанием парафина и АСПО.

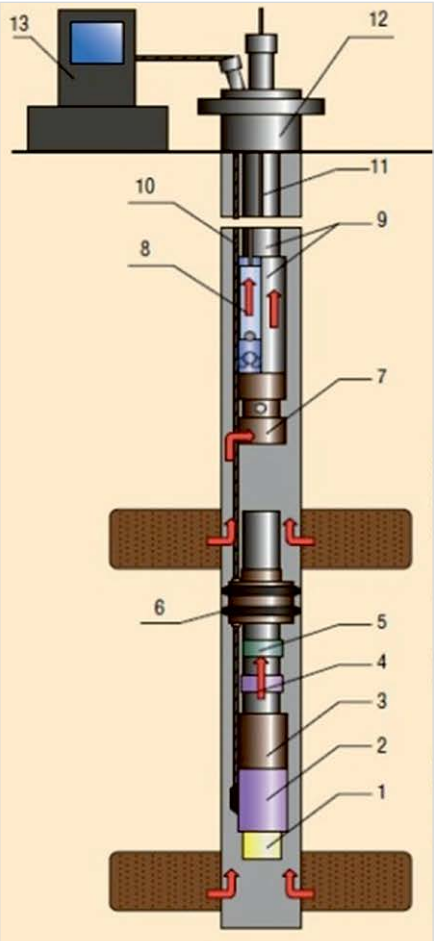
В среднем глубина залегания нефтесодержащих горизонтов составляет от 1100 до 1500 м. Значение толщины нефтенасыщенных слоев колеблется от 5 до 14,5 м. Вязкость нефти составляет от 16,9 до 64 сПз. Плотность нефти в поверхностных условиях варьируется в пределе от 0,87 до 0,9 г/см3. Проницаемость нефтеносных коллекторов составляет 123–216 мД. Выработка запасов, в среднем, составляет величину от 40 до 70 %. При этом основная масса разрабатываемых горизонтов связана с пермской геологической системой.

Под одновременно-раздельной эксплуатацией понимают комплекс технико-технологических мероприятий, при помощи которых осуществляется эксплуатация многопластового месторождения для обеспечения:

- повышения интенсивности эксплуатации при условии отбора флюида из нескольких залежей одномоментно;
- интенсификации процессов отбора добываемого флюида;
- снижения затрат в процессе разработки месторождения с несколькими эксплуатационными горизонтами.

В условиях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции используется несколько вариантов компоновок ОРЭ:

- компоновка для одновременно-раздельной эксплуатации для добычи углеводородной продукции из нескольких объектов;



1 — блок ТМС
2 — ПЭД с гидрозащитой
3 — ЭЦН
4 — обратный клапан (КОШ — 2 шт. на 5-й, 6-й НКТ)
5 — устройство сливное (КПЗ—73 на 8-й НКТ)
6 — пакер 4—ПМС-КВ с кабельным вводом
7 — смеситель скважинный жидкостной (ССЖ-89)
8 — штанговый вставной насос в ССЖ
9 — насосно-компресорные трубы
10 — пыльная линия ЭЦН
11 — штанги
12 — арматура устьевая
13 — станция управления ЭЦН

Рис. 1 — Схема компановки ОРД, тип ЭЦН-ШГН [4]
Fig. 1 — Scheme of arrangement WEM, type of ESP-SRP

№ скв	Объект текущий	Объект приобщаемый	текущий способ эксплуатации	параметры работы текущего объекта				Полученный результат от вовлекаемого объекта			Схема установки
				Нд, м	нефть, т/сут	ж-ть, м³/сут	% воды	нефть, т/сут	ж-ть, м³/сут	% воды	
1	Турнейский	визейский	ЭЦН-125-1400	80	11,8	169	89	8,3	30	70	ЭЦН+ШГН
2	Турнейский	визейский	ЭЦН-125-1350	1192	4,2	82	91	7,8	29	70	ЭЦН+ШГН
3	Турнейский	визейский	НГН-2-56	193	8,9	49	89	7,3	19	64	ЭЦН+ШГН
4	Турнейский	визейский	ЭЦН-50-1300	938	1,9	44	92	4,7	20	73	ЭЦН+ШГН
5	Турнейский	визейский	НГН-2-43	1119	6,2	13	54	6,9	29	75	ЭВН+ШГН
6	Турнейский	визейский	ЭЦН-80-1450	380	17,1	42	53	6,8	19	60	ЭЦН+ШГН
7	Визейский	Турнейский	НГН-2-43	1039	5,3	11	49	7,1	20	63	ЭВН+ШГН
8	Визейский	Верей-ский-Башкир-ский	НГН-2-56	890	4,2	15	69	6,8	39	79	ЭВН+ШГН

Таб. 1 — Эффект от внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации
Tab. 1 — The effect of the introduction of technology of simultaneous-separate operation

- компоновка ОРЭ с подъемом добываемой нефти раздельно, для учета добываемого сырья;
- компоновка для ОРЗ и ОРД. [1]

Полномасштабное использование технических и технологических возможностей компоновок ОРЭ на нефтяных промыслах в условиях УР начинается в начале 2000-х годов. В это время наиболее ярко были проявлены такие проблемы как:

- эксплуатация скважин обладающих невысокой рентабельностью, но обеспечивающих выработку запасов и реализацию проектных решений;
- неполное извлечение запасов углеводородов по скважине при смене объекта разработки
- отставание от проектного КИН
- «физическое» старение скважин.

Использование таких нижеприведенных достоинств одновременно-раздельной эксплуатации как:

- увеличение рентабельности при добыче сырья из скважин малой продуктивности за счет подключения выше- или нижележащих объектов;
- ввод в разработку неразрабатываемых горизонтов;
- уплотнения сетки скважин на подключаемом объекте без бурения дополнительных скважин;
- значительное уменьшение объемов бурения на новых месторождениях;

позволяет достаточно широко использовать технологию одновременно-раздельной эксплуатации на месторождениях, особенно со «старым» фонде месторождений углеводородов на территории УР.

В промысловых условиях Удмуртии используется типовое одно- и двухлифтовое оборудование ОРЭ подобное другим административным регионам Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. [2]

Анализ результатов

В работе приведен анализ произведенных мероприятий по внедрению метода одновременно-раздельной эксплуатации в отложениях верейского, башкирского, визейского и турнейского ярусов эксплуатируемых месторождений. Подобные нефтеносные отложения являются достаточно широко распространенными на территории УР [3].

При выборе кандидатов на приобщение были предложены следующие критерии:

- герметичность эксплуатационной колонны;
- отсутствие межпластовых перетоков;
- межобъектное расстояние не должно быть менее четырех метров;
- отсутствие в эксплуатационной колонне эллипсовидных изменений или каверн.

При этом в качестве основных мероприятий было предложено приобщение скважин верейского горизонта и башкирского горизонта и приобщение скважин визейского и турнейского ярусов. Количество опытных операций по приобщению эксплуатируемых горизонтов составило 8 единиц. Во всех скважинах было установлено однолифтовое оборудование, по всем опытным скважинам схема оборудования была однотипная — ЭЦН+ШГН. (таб. 1). Применяемое оборудование для одновременно-раздельной эксплуатации аналогично представленному на рис. 1 [4].

По всем опытным скважинам получен положительный эффект от внедрения мероприятия по одновременно-раздельной эксплуатации. Наибольшая представленность приобщаемого визейского объекта обусловлена широким его распространением на территории разработки углеводородных ресурсов.

Полученный экономический эффект выражен в виде значений чистой приведенной стоимости (NPV) и индекса доходности (PI). Они составили значения соответственно 888593,2 тыс. руб. и 6,31 ед.

Полученная оценка свидетельствует о достаточно высокой эффективности проведенных мероприятий и может быть рекомендована к дальнейшему внедрению с использованием других эксплуатируемых комплексов на территории УР.

Выводы

Проведенные опытные работы свидетельствуют о целесообразности и дальнейшей возможности внедрения одновременно-раздельной добыче в условиях Удмуртии при приобщении турнейских, визейских и верейско-башкирских отложений.

С целью продолжения изучения вопроса применения технологии ОРЭ требуется дальнейшее проведение опытно-промышленных работ по приобщению других эксплуатируемых горизонтов в случае геологической возможности проведения подобного типа работ.

Использование скважин с ОРЭ позволяет сократить эксплуатационные затраты при добыче углеводородного сырья, а также снизит капитальные затраты на бурение новых скважин.

Литература

1. Гарифов К.М., Ибрагимов Н.Г., Кадыров А.Х, Заббаров Р.Г, Фадеев В.Г. Одновременно-раздельная эксплуатация в ОАО «Татнефть». М.: Нефтяное хозяйство, 2011. 160 с.
2. Ибрагимов Н.Г., Фадеев В.Г., Заббаров Р.Г. Новые технические средства одновременно-раздельной эксплуатации, разработанные в ОАО «Татнефть» // Нефтяное хозяйство. 2008. №7. С. 79–82.
3. Савельев В.А. Нефтегазоносность и перспективы освоения ресурсов нефти Удмуртской Республики. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. 288 с.

UDC 622.276

The effectiveness of the method of simultaneous-separate operation in the development of tournaisian, visean and vereisk-bashkir sediments

Authors:
Mikhail B. Polozov — Ph.D. in biology, associate professor; michael999@inbox.ru
Svetlana B. Kolesova — Ph.D. in economics, director; sbk@udsu.ru
Sergey Y. Borhovich — Ph.D. in technical sciences, associate professor; syborhovich@udsu.ru

M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas Udmurt State University, Izhevsk, Russian Federation

Abstract
For efficient development of oil fields, oil companies are forced to apply new technologies in their production and to search for highly efficient solutions optimizing the process of oil production. One of the directions of optimizing intensification in terms of hydrocarbon production technology is the technology of simultaneous-separate operation (WEM) of formations in one well.
The use of experimental data allows us to show the effectiveness of the WEM in the development of Tournaisian, Visean and Vereisk-Bashkir sediments, but at the same time, further experimental work is needed to involve other developed horizons.

Materials and methodsУ
Based on the analysis of practical material
Materials and methods

Keywords
simultaneous-separate operation; verei sediments, visean sediments, vereisko-bashkir sediments; reduction of expenses for oil production

Conclusions
The experimental work carried out testifies to the expediency and further possibility of introducing simultaneous-separate mining in the conditions of Udmurtia with the introduction of tournaisian, visean and verey-bashkir sediments.
In order to further study, the use of the WEM technology, further experimental work is needed on the introduction of other exploitable horizons in the event of a geological opportunity to carry out this type of work.
The use of wells with wholesale electricity market makes it possible to reduce operating costs in the extraction of hydrocarbon raw materials, as well as reduce the capital costs of drilling new wells.

References
1. Garifov K.M., Ibragimov N.G., Kadyrov A.Kh, Zabbarov R.G, Fadeev V.G. O*dnovremenno-razdel'naya ekspluatatsiya v OAO «Tatneft'»* [Simultaneously-separate operation in PJSC TATNEFT]. Moscow: Oil industry, 2011, 160 p.
2. Ibragimov N.G., Fadeev V.G., Zabbarov R.G. N*ovye tekhnicheskie sredstva odnovremenno-razdel'noy ekspluatatsii, razrabotannye v OAO «Tatneft'»* [New technical means of simultaneous-separate operation, developed in PJSC TATNEFT] // Oil Industry, 2008, issue 7, pp. 79–81.
3. Savel'ev V.A. N*eftegazonosnost' i perspektivy osvoeniya resursov nefti Udmurtskoy Respubliki* [Non-petroleum potential and oil resource prospects of the Udmurt Republic]. Moscow-Izhevsk: Institute of Computer Science, 2003, 288 p.

научно-производственное предприятие
СУРЭЛ
www.surel.ru

ПОЛИУРЕТАНЫ
СИЛОКСАНЫ (СИЛИКОНЫ)

Научно-производственная фирма ООО «СУРЭЛ» образована в 1991 году. Является ведущим предприятием по производству силоксановых и уретановых эластомеров.

НОМЕНКЛАТУРА ПРОДУКЦИИ:

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

Эластомеры характеризуются: маслостойкостью в сочетании с гидролитической стабильностью, сочетанием эластичности при низких температурах и повышенной теплостойкости. Твердость по Шору А: 60,75,90.
- защитные полиуретановые покрытия (АИП);
- универсальное связующее для резиновой крошки;
- композиции уретановые на основе простых и сложных полиэфиров для получения уретановых эластомеров «холодного» отверждения;
- радиационно-термо-морозо-агрессивостостойкие фторуретаны;
- отвердители полиуретанов.

2. СИЛОКСАНЫ (СИЛИКОНЫ)
- силоксановые композиции, компаунды и герметики для электроники и других областей.

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

ООО «СУРЭЛ»
190020, Россия, г. Санкт-Петербург
Старо-Петергофский пр. д.18 лит. Е пом. 7Н
т.: (812) 7865039, 747-29-62, 252-76-76, 327-54-94
ф.: +7 (812) 786-50-39,252-76-76,327-91-76
surel@sp.ru

УДК 622.276.53

Опыт эксплуатации дифференциального насоса для наклонно-направленных и горизонтальных скважин

А.А. Исаев
ведущий инженер отдела инноваций и экспертизы
isaeff-oil@yandex.ru

А.А. Цинк
инженер-конструктор 2 категории

Р.Ш. Тахаутдинов
генеральный директор

Р.М. Ахунов
руководитель конструкторской группы отдела инноваций и экспертизы

М.В. Кочубей
главный конструктор

ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия

В настоящее время в области нефтедобычи широкое применение находит эксплуатация горизонтальных и наклонно-направленных скважин, а также боковых стволов поскольку они обеспечивают большую площадь контакта продуктивного пласта со стволом скважины. Эксплуатация таких скважин серийными скважинными штанговыми насосами ограничена предельно допустимым углом наклона штангового насоса. Также осложняющим фактором эксплуатации нефтяных месторождений, в частности региона Урало-Поволжья, является наличие высоковязких нефтей. В статье приведен опыт эксплуатации разработанной установки дифференциального насоса для наклонно-направленных и горизонтальных скважин в осложненных условиях, в том числе при углах наклона выше допустимых для серийных насосов. Установка сертифицирована, освоено ее серийное производство, внедрена на 12 скважинах.

Ключевые слова
управляемые клапаны, штанговый дифференциальный насос, горизонтальная скважина, боковой ствол, вязкость, динамический уровень

В последнее время большинство новых месторождений, вводимых в разработку в Татарстане и в регионе Урало-Поволжья, характеризуются наличием в них вязких нефтей, низким пластовым давлением, а также наклонно-направленным профилем ствола скважины. Большая часть скважин на таких месторождениях эксплуатируется с помощью скважинных штанговых насосов (далее — СШН).

Высокая вязкость поднимаемой из скважины продукции осложняет работу насосного оборудования, в том числе из-за запаздывания срабатывания или залипания клапанов СШН. Горизонтальные скважины или скважины с увеличенным отклонением от оси как правило, дают более высокие показатели отбора нефти, чем вертикальные, поскольку обеспечивают большую площадь контакта продуктивного пласта со стволом скважины [1]. Кроме того, низкое пластовое давление в продуктивных пластах нефтяных залежей не дает возможность получить высокие показатели дебита извлекаемой продукции при высоком динамическом уровне в скважине, снизить который не позволяет ограничение на глубину спуска СШН, из-за превышения предельно допустимого угла установки насосного оборудования на наклонном участке скважины. Общеизвестным критерием стабильной работы серийных СШН является не превышение в месте установки насоса угла наклона выше допустимого, а именно 42°. Это является необходимым условием для обеспечения работы шаровых клапанных пар.

В связи с изложенным, создание и внедрение СШН, работающих при углах наклона выше допустимых для серийных СШН является актуальной задачей.

При эксплуатации штанговых глубинных насосов в наклонно-направленных скважинах помимо глубины спуска, для поддержания стабильного динамического уровня и обеспечения длительного межремонтного периода оборудования, решающее значение имеет также прямолинейность интервала установки скважинного оборудования, характеризующиеся соответственно зенитным углом и интенсивностью набора кривизны скважины в месте установки насоса.

В соответствии с регламентами по бурению наклонно-направленных скважин профили наклонных скважин не должны иметь участки с интенсивностью искривления более 1,5° на 10 м при наборе угла наклона и 3° на 100 м на участке регулируемого снижения угла наклона [2]. Также ограничивается интенсивность искривления ствола в интервале

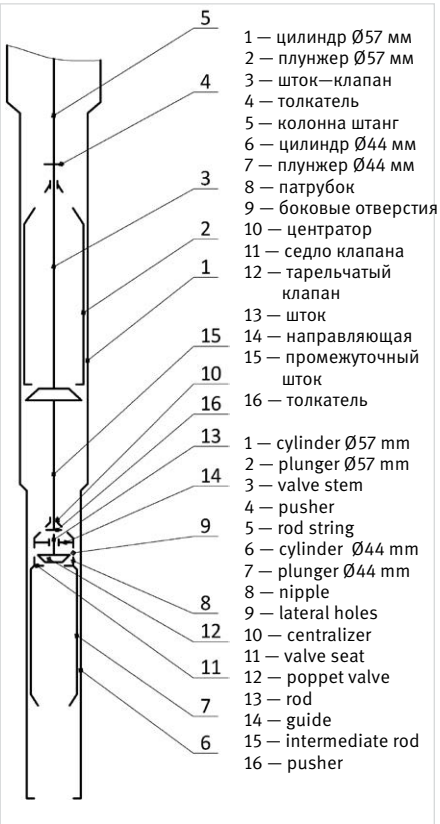


Рис. 1 — Принципиальная схема НД-НГС
Fig. 1 — Schematic diagram of differential pump for controlled directional and horizontal wells

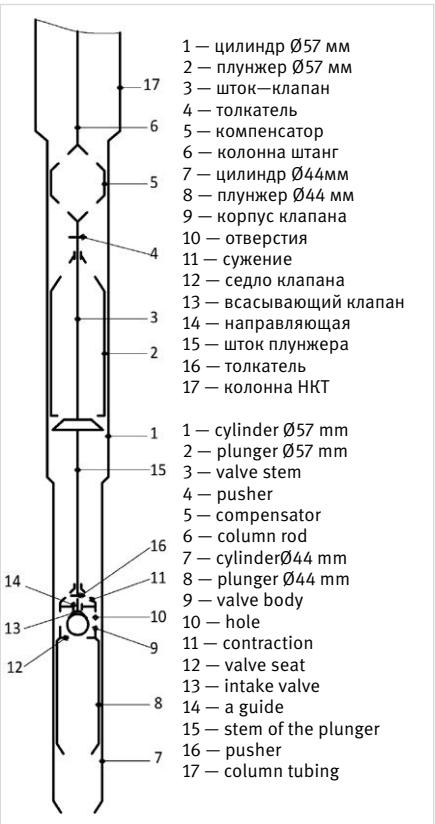


Рис. 2 — Принципиальная схема НД-НГС внедряемая по итогам ОПИ
Fig. 2 — Schematic diagram of differential pump for controlled directional and horizontal wells implemented on the basis of experimental pilot test

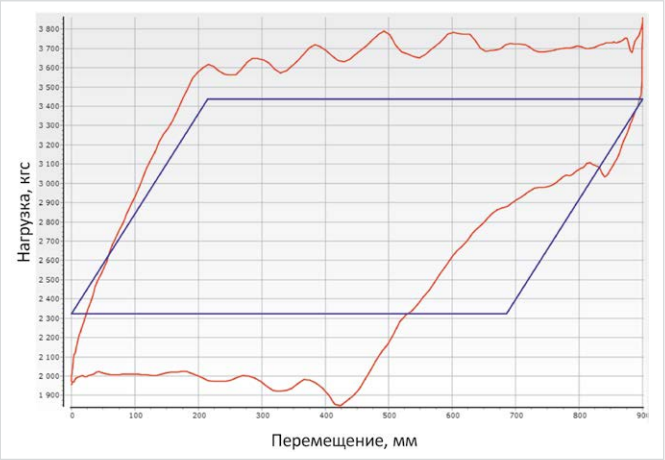


Рис. 3 — Динамограмма до внедрения НД-НГС от 17.08.2016 г.
Fig. 3 — Dynamogram before the introduction of differential pump for controlled directional and horizontal wells from August 17, 2016

Рис. 4 — Динамограмма при работе НД-НГС от 09.10.2016 г.
Fig. 4 — Dynamogram during the work of differential pump for controlled directional and horizontal wells from October 9, 2016

установки насосного оборудования — она должна быть не более 3^0 на 100 м [3]. Для некоторых серийно выпускаемых СШН является недопустимым установка насоса на участке, имеющем степень набора кривизны (i) более 1^0 на 10 м и зенитного угла (α) равного или более 40^0.

Специалистами отдела инноваций и экспертизы ООО УК «Шешмаойл» разработана конструкция скважинного штангового дифференциального насоса для наклонных и горизонтальных скважин (далее — НД-НГС) с принудительной работой клапанов [4].

Насос НД-НГС (рис. 1) содержит цилиндр большого диаметра 1 с размещенным в нем плунжером большого диаметра 2 и нагнетательным шток-клапаном 3 с толкателем 4, взаимодействующим с верхним концом плунжера большого диаметра 2 и жестко соединенным с колонной штанг 5. Цилиндр большого диаметра 1 снизу соединен с цилиндром меньшего диаметра 6, в котором размещен полый плунжер 7, верхняя часть которого соединена с патрубком меньшего диаметра 8 с боковыми отверстиями 9 и центратором 10 в верхней части патрубка 8, а в нижней части патрубка 8 установлено седло клапана 11. В патрубке 8 размещен тарельчатый запорный элемент 12 всасывающего клапана со штоком 13, установленным в направляющей 14. Нижняя часть нагнетательного шток-клапана 3 жестко соединена с промежуточным штоком 15 с толкателем 16, взаимодействующим с штоком 13 и соединенным с верхней частью патрубка 8 с возможностью ограниченного осевого перемещения относительно патрубка 8.

При ходе колонны штанг 5 вверх движется вверх и жестко соединенный с ней через толкатель 4 нагнетательный шток-клапан 3, который перекрывает проходное сечение между нагнетательным шток-клапаном 3 и плунжером большого диаметра 2, который оставался на месте за счет трения плунжера большого диаметра 2 о внутреннюю поверхность цилиндра большого диаметра 1. Одновременно с нагнетательным шток-клапаном 3 движется вверх и жестко соединенный с ним промежуточный шток 15, толкатель 16 которого, взаимодействуя с центратором 10 патрубка 8, перемещает вверх полый плунжер меньшего диаметра 7. При этом, жидкость находящаяся в цилиндре большого диаметра 1 над плунжером большого диаметра 2 движется вверх к устью скважины, в полости цилиндров 1 и 6 между плунжерами 2 и 7 создается разряжение, открывается проходное сечение между запорным элементом 12 всасывающего клапана и седлом 11 через которое, а также отверстия 9 и кольцевой зазор между патрубком 8 и цилиндром меньшего диаметра 6 жидкость снизу через полый плунжер меньшего диаметра 7 поступает в полость цилиндров 1 и 6 между плунжерами 2 и 7.

При ходе колонны штанг вниз движется вниз и жестко соединенный с ней через толкатель 4 шток-клапан 3, а также за счет перепада давления и плунжер большого диаметра 2. Плунжер меньшего диаметра 7 за счет трения его о внутреннюю поверхность цилиндра малого диаметра 6 остается на месте, а промежуточный шток 15 жестко соединенный с нагнетательным шток-клапаном 3 движется вниз относительно патрубка 8 до упора в шток 13 запорного элемента 12 всасывающего клапана. После чего начинает двигаться вниз запорный элемент 12 всасывающего клапана до посадки его на седло 11. Затем начинает двигаться вниз плунжер меньшего диаметра 7. При этом в полости цилиндров 1 и 6 между плунжерами 2 и 7 растет давление, затем за счет трения плунжера большого диаметра 2 о внутреннюю поверхность цилиндра большого диаметра 1 плунжер большого диаметра 2 останавливается, нагнетательный шток-клапан 3 продолжает движение вниз и открывается проходное сечение между нагнетательным шток-клапаном 3 и плунжером большого диаметра 2, жидкость из-под плунжера большого диаметра 2 перетекает в надплунжерную полость цилиндра большого диаметра 1. Далее циклы повторяются.

При ходе колонны штанг 5 вниз, когда запорный элемент 12 всасывающего клапана посажен на седло 11, столб жидкости над плунжером меньшего диаметра 7 воздействует на него и создает направленную вниз дополнительную силу облегчающую ход колонны штанг 5, предотвращая их «зависание» при движении в вязкой среде.

Насос НД-НГС обеспечивает принудительное закрытие нагнетательного и всасывающего клапанов и открытие нагнетательного клапана, что позволяет насосу работать в высоковязкой среде, и при угле наклона скважинного насоса больше угла допустимого для серийных ШГН, вплоть до горизонтального положения.

По мере проведения опытно-промысловой эксплуатации в первоначальный вариант конструкции дифференциального насоса НД-НГС был внесен ряд изменений (рис. 2):

1. использование в качестве материалов управляемого нагнетательного клапана сталей 40Х13 ГОСТ 4543-71 и 95Х18 ГОСТ 5632-72 с применением различных режимов термообработки, как объемной, так и поверхностной;
2. применение различных конфигураций углов, образующих уплотнительную поверхность клапана;
3. внедрение пустотелого промежуточного штока увеличенного диаметра 15 (рис. 2) с целью уменьшения «мертвого» объема между плунжерами и предотвращения излишнего газообразования;
4. установка компенсатора 5 над верхним плунжером 2 (рис. 2), исключающего передачу влияния изгибающих моментов и напряжений от колонны штанг на шток-клапан цилиндра Ø57 мм, что обеспечивает гарантированную посадку клапана на седло, и предотвращает изгиб и заедание штока;
5. установка компенсатора 5 над верхним плунжером 2 (рис. 2) предотвращает возможность отворота плунжера;
6. применение стандартной клапанной пары «седло-шар» с возможностью принудительной работы в качестве запорного элемента всасывающего клапана (рис. 2);
7. установка клапанных пар из кобальтового сплава ST, аналогичных применяемым в шариковых клапанах, в качестве запорного элемента нагнетательного клапана;
8. установка противоотворотных муфт над блоком плунжеров позволило снизить число отворотов штанг.

На ряде скважин совместно с насосами НД-НГС применялись роликовые центраторы штанг, а также проводилось внедрение технологии эксплуатации боковых стволов с применением канатной штанги устанавливаемой в месте интервала интенсивного набора кривизны, позволяющей устранить истирание колонны НКТ и штанг из-за уменьшения сил трения между ними.

Практика показывает, что эксплуатация СШН при наличии критического искривления в интервале установки насоса усиливает

влияние таких негативных факторов, как:
- значительное увеличение износа штанг в результате трения штанг об трубы;
- увеличение количества случаев отворота штанг и плунжера;
- увеличение и передача влияния изгибающих моментов, сил трения и накопленных в результате изгиба напряжений на механические узлы насосного оборудования;
- возникновение дополнительных вибраций и заклинивание плунжера в цилиндре насоса.

Все перечисленные факторы приводят к уменьшению межремонтного периода эксплуатируемого оборудования.

По состоянию на 2 квартал 2018 г. в фонде добывающих компаний ООО УК «Шешмаойл» в работе находятся 5 установок НД-НГС из 12, что составляет 41,6%. Из 12 скважин, оборудованных внедряемой СШН эффект по дополнительной добыче нефти получен на 6 скважинах. За время проведения опытно-промысловой эксплуатации установки НД-НГС общая накопленная добыча на 12 скважинах составила 10247,8 т, дополнительная добыча нефти составила 1886,1 т. Эксплуатация НД-НГС на 7 скважинах из 12 (58,3%) проводилась при условиях зенитного угла скважины (α) и интенсивности набора кривизны (i) в месте установки насоса, превышающих предельно допустимые для серийных ШГН. Результаты внедрения НД-НГС сведены в табл.

Как видно из таблицы, наработка НД-НГС на скважинах 3319 и 8743 составила 19 и 24 суток соответственно. На данных скважинах был внедрен первоначальный вариант насоса, принципиальная схема которого представлена на рис. 1, обе установки были демонтированы по причине неисправности нагнетательного клапанного узла. Столь быстрый выход из строя клапанных пар явился результатом неточности изготовления производителем и несовершенством технологии термообработки на первых партиях опытных образцов. В 2016 г. материал узла нагнетательного клапана был заменен на кобальтовый сплав ST и его изготовление производится на специализированных предприятиях, что позволило существенно повысить ресурс надежности клапанов и внедряемого дифференциального насоса НД-НГС в целом.

В АО «Шешмаойл» на скв. № 3745 были проведены приемо-сдаточные испытания НД-НГС, которые показали его работоспособность. Получен сертификат соответствия (ТС RU Д-RU.АЯ54.В.06032).

В качестве примера рассмотрим опыт эксплуатации НД-НГС в АО «Иделойл» на скважинах 1477г и 1481г с недопустимыми для серийных ШГН параметрами зенитного угла и интенсивности набора кривизны.

№ п/п	№ скв.	Горизонт, ярус, коллектор	Год внедрения	Время работы, сут	Qж, м3/сут до внедрения	Qж, м3/сут после внедрения	Коэффициент подачи	Обводненность, %	Вязкость мПа·с	интенсивность набора кривизны в месте уст. насоса, гр/10м	зенитный угол, гр
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	3752	турнейский ярус	2011	95	1,90	1,95	0,64	27,1	175,4	4,12	61,07
			2013	355	0,70	1,86	0,52	61,8	286,0	1,61	85,19
2	3745	башкирский ярус	2011	571	1,80	0,83	0,74	6,5	303,9	0,46	15,30
3	3319	турнейский ярус	2012	19	0,10	8,30	0,81	3,0	118,7	0,30	13,15
4	8743	верейский горизонт	2013	24	2,00	2,00	0,83	2,0	74,1	0,12	6,39
5	117	турнейский ярус	2014	177	нов.	0,70	0,53	11,6	159,4	0,42	69,39
6	3506	турнейский, бобриковский, верейский коллекторы	2015	303	3,70	6,70	0,68	16,0	101,1	0,04	1,53
7	9334	турнейский ярус	2016	101	4,30	3,10	0,60	51,7	117,3	0,49	53,63
8	262г	бобриковско-радаевский коллектор, тульский горизонт	2016	564	6,46	15,39	0,75	61,0	174,2	3,51	73,29
9	1477г	турнейский ярус	2016	473	1,50	2,63	0,59	9,4	62,2	2,79	66,54
10	1481г	бобриковско- радаевский коллектор	2017	303	2,60	2,40	0,70	12,2	65,7	2,38	57,35
11	3442	башкирский ярус	2017	125	35,4	31,10	0,77	87,6	342,2	0,42	16,30
12	334г	тульский горизонт	2018	197	1,50	1,10	0,60	9,4	74,5	1,24	67,20

Таблица. Результаты эксплуатации НД-НГС
Table. Operation results of the differential pump for controlled directional and horizontal wells

Скважина №1477г

Месторождение Дачное. Скважина эксплуатирует турнейский ярус. В период с 09.09.2016 г. и по настоящее время скважина

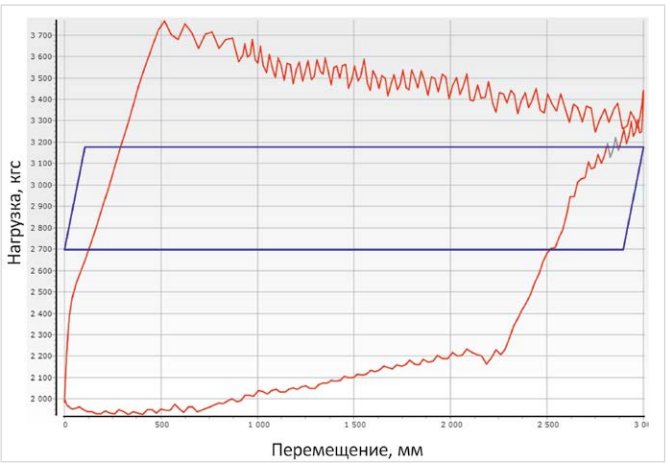


Рис. 5 — Динамограмма до внедрения НД-НГС от 06.12.2016 г.
Fig. 5 — Dynamogram before the introduction of differential pump for controlled directional and horizontal wells from December 6, 2016

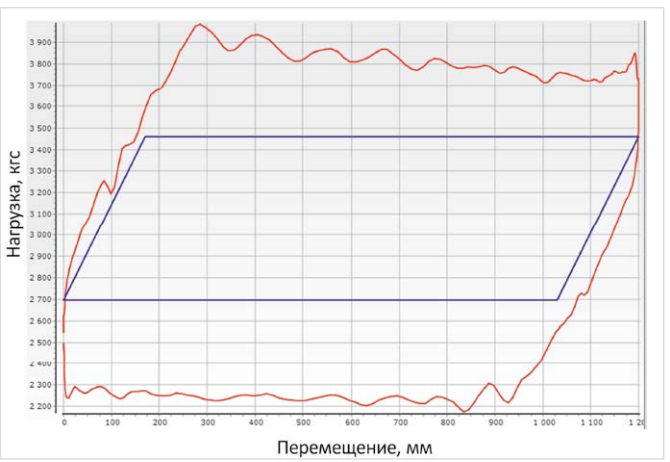


Рис. 6 — Динамограмма при работе НД-НГС от 09.05.2017 г.
Fig. 6 — Dynamogram during operation of differential pump for controlled directional and horizontal wells from May 9, 2017

эксплуатируется установкой НД-НГС. Средний дебит нефти за 3 мес. до внедрения установки составлял Qн.ср = 1,29 т/сут, после внедрения НД-НГС в 1-й месяц составил Qн.ср = 4,7 т/сут, во 2-й месяц Qн.ср = 4,2 т/сут, в 3-й месяц Qн.ср = 2,7 т/сут. Средний дебит нефти за время работы НД-НГС составил 2,19 т/сут. Общее время работы установки составляет 473 суток. Всего с начала работы установки накопленная добыча составила 1217 т, дополнительно полученная нефть — 582,1 т.

Насос НД-НГС изначально был спущен на 1144 м (α=47°, i=3,57°/10 м), углубив подвеску насоса на 102 м по сравнению с предыдущей установкой, после 320 суток эксплуатации насос доспустили еще на 83 м, до 1227 м, при этом интенсивность набора кривизны составила 2,79°/10 м, зенитный угол — 66,5°.

Вязкость извлекаемой продукции на скважине составляет 63 мПа·с. Коэффициент подачи насоса при работе установки Кпод увеличился с 0,41 (рис. 3) до 0,59 (рис. 4). Коэффициент наполнения насоса Кнап также увеличился с 0,61 до 0,79. На динамограмме, представленной на рис. 3 видно влияние свободного газа. На динамограмме, представленной на рис. 4 увеличилась максимальная нагрузка на головку балансира станка-качалки за счет изменения глубины подвески ГНО, а также создания дифференциальным плунжером дополнительной силы, направленной вниз. Можно также отметить нестабильную работу клапанов, которая в дальнейшем была устранена.

Скважина № 1481г

Месторождение Дачное. Скважина эксплуатирует бобриковско-радаевский коллектор. Средний дебит нефти за 3 мес. до внедрения НД-НГС составлял Qн.ср = 2,3 т/сут, после внедрения с 18.04.2017 г. НД-НГС в 1-й месяц средний дебит нефти составил Qн.ср = 1,7 т/сут, во 2-й месяц Qн.ср = 1,7 т/сут, в 3-й месяц Qн.ср = 1,6 т/сут. Средний дебит нефти за время работы с НД-НГС составил 1,94 т/сут. Общая наработка установки на 1.06.2018 г. составила 303 суток. Всего с начала работы установки накопленная добыча составила 587,4 т, дополнительной нефти добыть не получилось.

Изменений по глубине спуска насоса на скв. №1481г не было, при глубине спуска насоса на 1207 м, α=57,3°, i=2,38°/10 м.Вязкость извлекаемой продукции при эксплуатации НД-НГС составляет 65 мПа·с. За время работы установки коэффициент подачи насоса Кпод увеличился с 0,67 (рис. 5) до 0,7 (рис. 6). Коэффициент наполнения насоса Кнап также увеличился с 0,78 до 0,89. На динамограмме, представленной на рис. 6, отмечается более стабильная работа оборудования на протяжении всего цикла.

Влияния эффекта снижения динамического уровня на дебит добываемой продукции методом заглубления подвески ГНО на наклонно-направленном участке скважины рассмотрим на примере внедрения НД-НГС на скв. № 262г в АО «Геология».

Скважина № 262г

Месторождение Чеканское. Скважина эксплуатирует бобриковско-радаевский коллектор и тульский горизонт. В период с 11.10.2016 г. по настоящее время скважина эксплуатируется установкой НД-НГС. Средний дебит нефти за 3 мес. до внедрения установки составлял Qн.ср = 2,13 т/сут. Средний дебит нефти за время работы НД-НГС составил 5,47 т/сут. Общее время работы установки составляет 564 суток. Всего с начала работы установки накопленная добыча составила 3085,1 т, дополнительно полученная нефть — 1883,8 т.

До внедрения НД-НГС скважина эксплуатировалась вставным насосом Ø44мм. При внедрении НД-НГС значительно увеличили глубину спуска насоса с 601 м до 1160 м, при этом интенсивность набора кривизны увеличилась с 0°/10 м до 3,51°/10 м, зенитный угол с 2° до 73,3°.

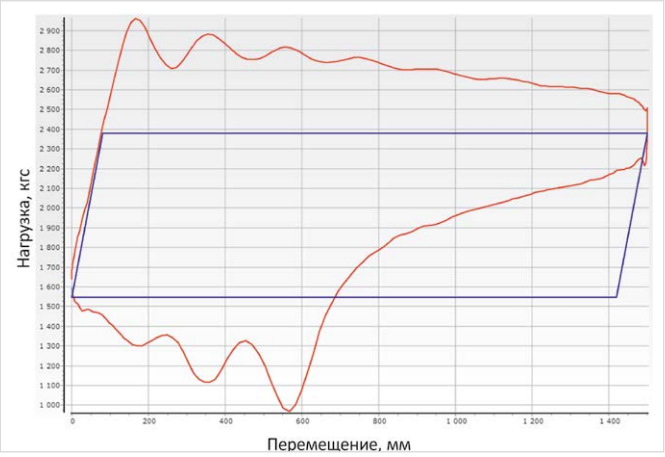
Вязкость извлекаемой продукции при эксплуатации НД-НГС составляет 174 мПа·с. Коэффициент подачи насоса при работе установки Кпод увеличился с 0,35 (рис. 7) до 0,75 (рис. 8). Коэффициент наполнения насоса Кнап также увеличился с 0,40 до 0,91. Длина хода полированного штока станка-качалки была увеличена с 1,5 м до 1,8 м, число качаний в обоих случаях оставалось неизменным и составляло 5,4 кач/мин. На динамограмме, представленной на рис. 7 видно влияние свободного газа. На динамограмме, представленной на рис. 8 можно отметить увеличение максимальной нагрузки на головку балансира привода и наполнение динамограммы.

Таким образом, применение насоса НД-НГС, позволяющего работать на участках ствола скважины с интенсивностью набора кривизны и зенитным углом недопустимыми для серийных ШГН, является возможным способом увеличения дебита скважины.

Конструкция НД-НГС позволяет исключить необходимость применения сливного устройства в ходе подземного ремонта скважины (ПРС), производить прямую и обратную промывки клапанов насоса при извлечении блока плунжеров из колонны цилиндров (приподъем компоновки на 5–6 метров) и обеспечивает проведение обратной промывки клапанов без извлечения плунжеров из цилиндров насоса, совершая при этом периодические возвратно-поступательные движения плунжера ходом 1 метр. Также конструкция насоса позволяет в ходе ПРС производить ревизию и ремонт узлов всасывающего и нагнетательного клапана при подъеме блока плунжеров на колонне штанг без необходимости извлечения колонны цилиндров.

На основе результатов опытно-промысловой эксплуатации НД-НГС можно сделать следующие основные выводы:

1. внедрение в большинстве случаев (66,6%) проводилось на малодебитных скважинах (с суточным дебитом менее 5 м³), после внедрения установок в 50% случаев отмечался прирост суточного дебита скважин;
2. средняя вязкость поднимаемой продукции составляет 158 мПа·с, что позволяет отнести ее к высоковязкой. Успешная работа установки в подобных условиях обеспечивается принудительным режимом работы клапанных пар и наличием достаточных проходных сечений в конструкции насоса;
3. статистика и опыт проведения промысловой эксплуатации скважинного штангового дифференциального насоса для наклонных и горизонтальных скважин НД-НГС позволяет говорить о достаточной надежности оборудования, высоких эксплуатационных характеристиках и о его работоспособности в условиях добычи нефтей вплоть до высоковязких, при эксплуатации как условно-вертикальных, наклонно-направленных, так и горизонтальных скважин.
4. максимальное рабочее давление НД-НГС — 16 МПа, вязкость отбираемой продукции не более 1000 мПа·с, содержание газа на приеме насоса не более 10%.



Динамограмма до внедрения НД-НГС от 20.09.2016 г.
Fig. 7 — Dynamogram before introduction of differential pump for controlled directional and horizontal wells from September 20, 2016

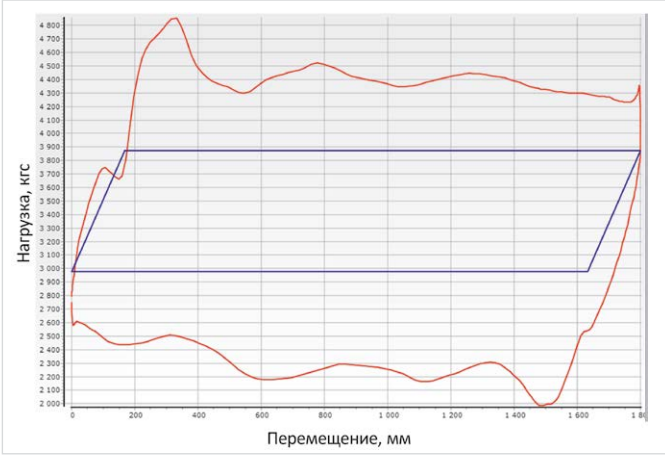


Рис. 7 — Рис. 8 — Динамограмма при работе НД-НГС от 27.10.2016 г.
Fig. 8 — Dynamogram during operation of differential pump for controlled directional and horizontal wells from October 27, 2016

Выводы

1. Внедрение в большинстве случаев (66,6%) проводилось на малодебитных скважинах (с суточным дебитом менее 5 м³), после внедрения установок в 50% случаев отмечался прирост суточного дебита скважин;
2. Средняя вязкость поднимаемой продукции составляет 158 мПа·с, что позволяет отнести ее к высоковязкой. Успешная работа установки в подобных условиях обеспечивается принудительным режимом работы клапанных пар и наличием достаточных проходных сечений в конструкции насоса;
3. Статистика и опыт проведения промысловой эксплуатации скважинного штангового дифференциального насоса для наклонных и горизонтальных скважин НД-НГС позволяет говорить о достаточной надежности оборудования, высоких эксплуатационных характеристиках и о его работоспособности в условиях добычи нефтей, вплоть до высоковязких, при эксплуатации как условно-вертикальных, наклонно-направленных, так и горизонтальных скважин.
4. Максимальное рабочее давление НД-НГС — 16 МПа, вязкость отбираемой продукции не более 1000 мПа·с, содержание газа на приеме насоса не более 10%.

Литература

1. Форест Грей. Добыча нефти. М.: Олимп-Бизнес, 2003. 416 с.
2. Инструкция по бурению наклонно направленных скважин. РД 39-2-810-83. М.: ВНИИБТ, 1983.
3. Инструкция по бурению наклонных скважин с кустовых площадок на нефтяных месторождениях Западной Сибири. РД 39-2-171-79. Тюмень: СибНИИНП, 1979.
4. Патент №120727 РФ. Дифференциальный штанговый насос для добычи высоковязкой нефти. Приоритет от 29.03.12. Кл. МПК F 04 B 47/00.

UDC 622.276.53

Operation experience of differential pump for controlled directional and horizontal wells

Authors:
Anatoliy A. Isaev — leading engineer of the department for innovations and examination; isaeff-oil@yandex.ru
Aleksandr A. Tsink — design engineer of the 2nd category
Rustem S. Takhautdinov — general director
Rashit M. Akhunov — head of design engineering group of the department for innovations and examination
Mikhail V. Kochubey — chief design engineer

Sheshmaoil Management Company LLC, Almetyevsk, Russian Federation

Abstract

Currently, in the field of oil production, horizontal and controlled directional wells, as well as sidetracks, are widely used since they provide a large area of contact between the producing reservoir and the wellbore. The operation of such wells by serial borehole sucker rod pumps is limited by the maximum allowable angle of inclination of the sucker rod pump. Also a complicating factor in the exploitation of oil fields, in particular the Ural-Volga region, is the presence of high-viscosity oils. The article presents the operational experience of the developed differential pump units for controlled directional and horizontal wells in complicated conditions, including at slope angles higher than permissible for serial pumps. The installation is certified, its serial production is mastered, it is introduced on 12 wells.

Keywords

controlled valves, rod differential pump, horizontal well, sidetracks, viscosity, dynamic level.

Results

During the period from 2011 to 2018, 12 differential pump for controlled directional and horizontal wells units were installed in the fund of extractive companies Sheshmaoil Management Company LLC:
- on 6 oil wells in "Sheshmaoil" JSC;
- on 2 oil wells in "Ideloil" JSC;
- on 2 oil wells in " Geologiya " JSC;
- on 1oil well in "Geotech" JSC;
- on 1 oil well in "Kondurchaneft" JSC;

As of the 2nd quarter of 2018 year there are 5 units of differential pump for controlled directional and horizontal wells in operation, which is 41.6%.

Of the 12 wells equipped with the deployed sucker rod pump unit, the effect on additional oil production was obtained at 6 wells.

During the pilot-field operation of the differential pump for controlled directional and horizontal wells unit, the total cumulative production at 12 wells was 10247.8 tons, the additional oil production was 1886.1 tons.

The operation of the differential pump for controlled directional and horizontal wells at 7 out of 12 (58.3%) wells was carried out under the conditions of the zenith angle of the well (α) and the intensity of the set of curvature (i) at the pump installation site exceeding the maximum allowable values for serial sucker rod pumps.

A certain experience has been accumulated in working with the differential pump for controlled directional and horizontal wells units, its maintenance, repair, etc.

Conclusions

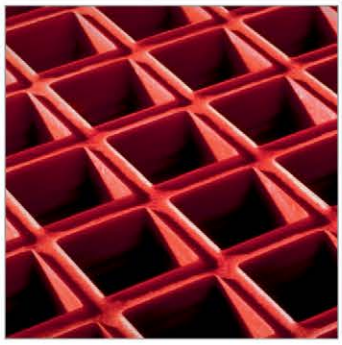
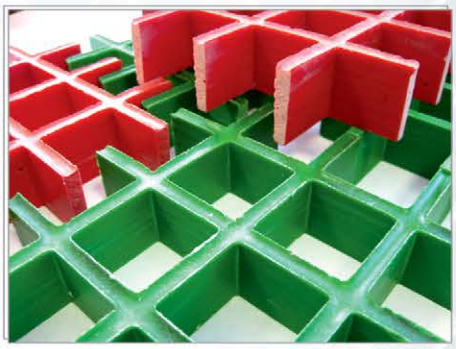
1. Implementation in most cases (66.6%) was carried out at low-yield wells (with a daily production rate of less than 5 m3), after the introduction of the units in 50% of cases, the daily production rate of wells was increased;
2. The average viscosity of the extracted product is 158 mPa·s, which makes it possible to classify it as high-viscosity. The successful operation of the unit under such conditions is provided by the forced operation of the valve pairs and the presence of sufficient flow area in the pump design;
3. Statistics and experience of field operation of the sucker rod differential pump for controlled directional and horizontal wells allows us to speak about sufficient equipment reliability, high performance characteristics and its operability in oil production conditions up to high viscosity, when operating as conditionally vertical, controlled directional and horizontal wells.
4. The maximum operating pressure ND-NGS is 16 MPa, the viscosity of the recovered product is not more than 1000 mPa·s, gas content at the pump's inlet is not more than 10%

References

1. Forest Gray. *Dobycha nefti* [Oil production]. Moscow: Olimp-Biznes, 2003, 416 p.
2. *Instrukciya po bureniyu naklonno napravlennyh skvazhin* [Instructions for drilling controlled directional well] RD 39-2-810-83. Moscow: VNIIBT, 1983.
3. *Instruktsiya po bureniyu naklonnykh skvazhin s kustovykh ploshchadok na neftyanykh mestorozhdeniyakh Zapadnoy Sibiri* [Instruction for drilling inclined wells from cluster sites in oil fields of Western Siberia]. RG 39-2-171-79. Tyumen: SibNIINP, 1979.
4. Patent №120727 RF. D*iffe-rentsialnyy shtangovyy nasos dlya dobychi vysokovyazkoy nefti* [Differential rod pump for high-viscosity oil production]. Priority from 29.03.12, kl. MPK F 04 B 47/00.

ООО "ВК-Спецматериалы»

ПРОИЗВОДСТВО КОМПОЗИТНОГО РЕШЕТЧАТОГО НАСТИЛА

ООО "ВК–Спецматериалы" – единственный сертифицированный производитель композитных (стеклопластиковых) решетчатых настилов в России. Производственные мощности компании находятся в г. Новосибирск. Наша компания имеет большой опыт сотрудничества с проектными институтами и строительными компаниями на всей территории России.

Результатом работы компании является доверие наших клиентов и долгосрочные партнерские отношения с промышленными предприятиями, строительными компаниями и торговыми организациями, которые нуждаются в гарантированных сроках поставки продукции высокого качества по приемлемым ценам.

Композитный решетчатый настил производится по ТУ 2296–001–53872467–2017. Для изготовления настилов используется композитный материал — стеклопластик, состоящий из армирующего стекловолокна и связующей смолы с добавлением красящих пигментов.

На существующем оборудовании компания ООО «ВК–Спецматериалы» имеет возможность изготовления композитных настилов стандартных размеров, а так же по индивидуальным размерам заказчика.

Варианты поверхности настила: вогнутая канавка, покрытие кварцевым песком, закрытая поверхность.

Цвет настилов по каталогу RAL – любой.

Качество производимых изделий подтверждается сертификатами ГОСТ Р и ISO, протоколами пожарных и механических испытаний, соответствует всем требованиям при строительстве промышленных и гражданских объектов. Высокие эксплуатационные характеристики, эстетика исполнения, легкость монтажа и демонтажа – вот основные качества, которыми обладает наш решетчатый настил.

Композитные настилы имеют ряд преимуществ перед другими видами настилов: устойчивость к агрессивным средам, высокая степень химической стойкости и противоскользящий эффект. По своим физико–химическим свойствам GFK настил приравнивается к нержавейке, но значительно дешевле. Композитные настилы не подвержены коррозии и воздействию ультрафиолета, не проводят электрический ток, выдерживают нагрузки, не требуют обслуживания и имеют долгий срок службы. Положительные результаты использования настила при отрицательных температурах.

Области применения композитного настила: полы, площадки, промышленные тротуары, марши, эстакады, трапы, лестницы, ступеньки, ходовые мостики, палубы, пирсы, причалы, закрытие каналов, очистные, гальваника, автомойки, фонтаны, экопарковки и др.

Адреса

В Новосибирске:
ул. Виталия Потылицына, д. 11/1, кв. 368
Тел: 8-800-250-06-28,
+7-913-920-21-20
e-mail: 9202120@gmail.com
www.gfk-nastil.com

В Санкт-Петербурге:
Ленинградская область, Тосненский район,
пос. Тельмана, 18к1. ТЦ "Эрго", офис 1
Тел: 8-800-250-06-28, 8(812)-926-21-20
e-mail: 9262120@gmail.com
www.gfk-nastil.com

Прогрессивная технология упрочнения ответственных изделий нефтегазовой отрасли

Краткая история. Настоящий момент. Перспективы

А.В. Оборин
директор
oborin@procion.ru

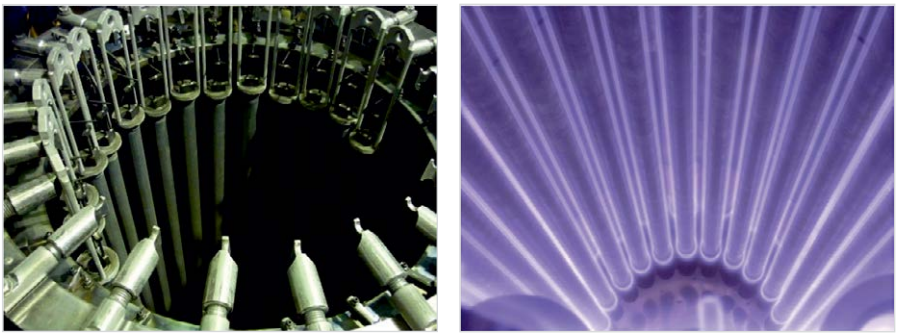
В.В. Богданов
главный техэксперт, руководитель НИОКР
bogdan.ion@mail.ru

ООО «Ионные технологии», Пермь, Россия

В отечественной промышленности вакуумная термообработка применяется более 50 лет. Один из наиболее сложных и наукоемких сегментов — ионная химико-термическая обработка (далее — ХТО) развивается в нашей стране с начала 1970-х годов. Отечественные разработки по ионному азотированию со времен СССР вели несколько отраслевых институтов, благодаря замминистра промышленности по новой технике Ю.Д. Маслюкову первую немецкую установку фирмы «Клекнер-Ионон» (Klöckner-Ionon) поставили в ПНИТИ в 1978 году. Результатом труда большого количества людей стали сотни научно-исследовательских работ по военной и гражданской тематике, именно поэтому ПНИТИ первым в России разработал и внедрил технологию ионного азотирования для упрочнения высокоточных цилиндров штанговых глубинных насосов, переводников буровых труб, муфт НКТ, роторов забойных двигателей и многих других узлов нефтегазодобывающего оборудования.

В 1990-х годах технологию азотирования штанговых насосов освоили «ЭЛКАМ-Нефтемаш» и «Ижнефтемаш», после них — ПКНМ и «Мунаймаш». Таким образом, в России полностью отказались от затратной и вредной технологии хромирования цилиндров штанговых глубинных насосов и перешли на эффективную технологию азотирования в тлеющем разряде с внутренним анодом.

В настоящее время оборудование для ионной ХТО выпускается и массово применяется в десятках стран, в том числе и в России, лидерами являются европейские компании. Последние 20 лет характеристики оборудования приближаются к требованиям 5-го технологического уклада, где ключевым условием является гарантированное обеспечение триады «быстро-качественно-дешево». Это стало возможным с появлением микропроцессорной и высокоточной техники, технологий высокоскоростной передачи больших объемов информации, модульных роботизированных систем и прочего. При этом главным фактором, закрывающим таковые требования, является автоматизированное программное обеспечение, основанное на технологических разработках по принципу «ноу-хау», опыте НИОКР и фундаментальных исследованиях. Современные установки ионной ХТО с управляемой импульсной плазмой характеризуются низкими ресурсозатратами, стабильно высоким качеством получаемой продукции и малым временем обработки. Вдобавок, упрочненные детали соответствуют требованиям КД по размерной и чистовой точности и не требуют дополнительной мехобработки. Именно эти факторы определяют выбор технологий и оборудования для крупносерийного производства ведущими заводами-производителями во всем мире.



а б

Рис. 1 — Цилиндры штанговых насосов ЭЛКАМ-Нефтемаш до азотирования в установке (а) и в процессе (б), сталь 38Х2МЮА

На сегодняшний день на многих предприятиях в стране освоено ионное азотирование для упрочнения резьбовых переводников буровых и насосно-компрессорных труб. Применяются комбинированные процессы насыщения азотом и углеродом, что расширяет применение малолегированных сталей, обеспечивая на них износокоррозионностойкий поверхностный слой. Кратковременные режимы упрочнения позволяют получить слои от 50 до 150 мкм с высокой поверхностной твердостью. Покрытия, получаемые методами ионной ХТО, успешно заменяют фосфатирование и цианирование, увеличивая ресурс изделий в несколько и даже десятки раз, что подтверждается многолетними эксплуатационными испытаниями. Проведены сравнительные испытания коррозионной стойкости различных типов покрытий в камере соляного тумана,

а б

Рис. 2 — а) переводники после азотирования, сталь 40ХН2МА; б) кожух генератора после азотирования, сталь Magnadur501

а *б*

Рис. 3 — Затвор задвижки, сталь 38Х2МЮА: (а) во время азотирования; (б) после азотирования

а *б*

Рис. 4 — Ротор ведомый, сталь 20Х13: (а) во время азотирования; (б) после азотирования

под нагрузкой в среде углекислого газа и сероводорода, в результате подтверждены высокие характеристики изделий с ионной ХТО. Для специальных изделий типа "шток защелки" с малой трапецеидальной резьбой шагом 4 мм замена фосфатирования на азотирование увеличила ресурс изделия в несколько раз.

Актуальной задачей является упрочнение немагнитных сталей типа Magnadur501 и NMS-140, используемых в системах телеметрии направленного бурения. В 2016 году впервые в отечественной практике инженерами фирмы «БИТАС» (г. Самара) и «Ионные Технологии» (г. Пермь) была разработана и успешно внедрена в производство технология упрочнения резьбовых соединений из немагнитных сталей. Испытания на свинчивание с двукратным превышением нагрузки показали отсутствие деформаций и схватывания резьбы. Деталь «кожух генератора» представлена на рис. 2б.

Одно из перспективных направлений — упрочнение насосно-компрессорной техники, деталей трубопроводов и запорной арматуры.

Предприятие «Экомаш-Урал» еще в 2014 году одним из первых освоило выпуск устьевой арматуры рабочим давлением 105 МПа с уплотнением металл-металл. Применение стали 38Х2МЮА (рис. 3) для рабочих узлов позволило упрочнять рабочие поверхности до твердости 1050–1150 HV, таким образом превышая твердость кварцевого песка и обеспечивая герметичность затвора даже при сложных условиях работы скважины.

НИИ Турбокомпрессор им. Шнеппа применяет ионную ХТО для большого количества ответственных изделий, например, на сложноконтурной детали «ротор ведомый» (рис. 4), массой свыше 100 кг, сохраняется размерная точность с допусками 10–15 мкм и обеспечивается равномерный упрочненный слой.

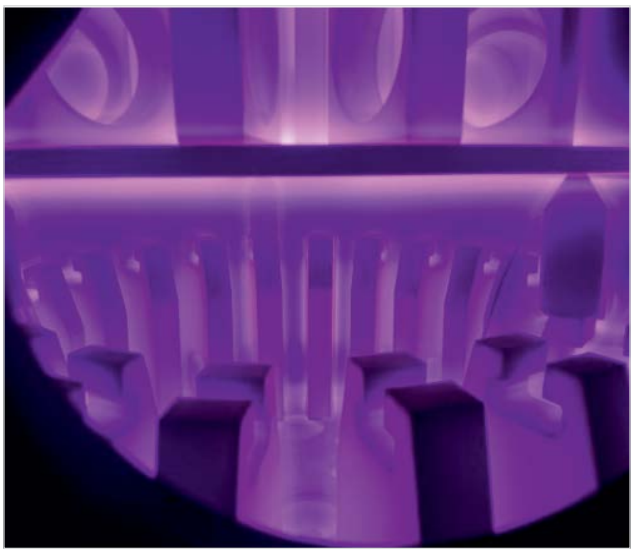
ООО «Краснодарский машиностроительный завод» (г. Краснодар) и ООО «Технология» (г. Оренбург) используют ионную ХТО для упрочнения валов и штоков для газоперекачивающих агрегатов (рис. 5).

Завод «Синергия» (г. Пермь) оперативно освоил в 2016 году технологию ионного азотирования, отказавшись от затратного и экологически вредного газового азотирования. На сегодняшний день инженеры предприятия успешно развивают производство плунжерных насосов и запорной арматуры высокого давления. Стабильное качество упрочненных деталей многократно увеличивает эксплуатационный ресурс насосных агрегатов.

В течение 2018 года несколько предприятий, выпускающих шиберные задвижки давлением до 70 МПа, осваивают новые типы сталей и проводят комплекс НИОКР по внедрению ионной ХТО для своей продукции. Упрочненный слой на сталях типа 38Х2МЮА и 20Х13 обладает низким коэффициентом трения и высокой твердостью, что позволяет отказаться от ресурсозатратной технологии наплавки, снизить стоимость продукции, в несколько раз уменьшить усилия открытия-закрытия, а главное — поднять качество на новый уровень.

Важным преимуществом ионной ХТО по сравнению с газовым азотированием является возможность упрочнения высоколегированных и нержавеющих сталей без предварительной депассивации поверхности в кислотах. Расширенные возможности воздействия на поверхность с помощью не только температуры и концентрации газов, но также параметрами электромагнитного

Рис. 5 — Штоки для газоперекачивающих агрегатов после азотирования, сталь 38Х2МЮА



а *б*

Рис. 6 – Ионное азотирование шиберов, сталь 30Х13: а) во время азотирования; б) после азотирования

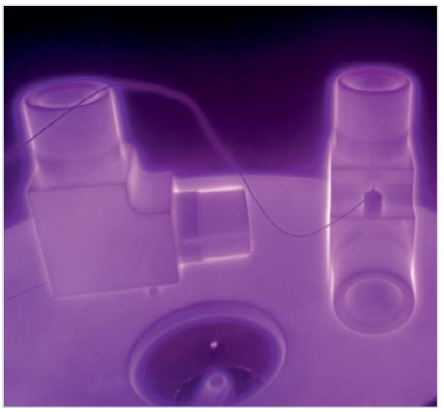


Рис. 7 — Примеры деталей трубопроводов, сталь 09Г2С

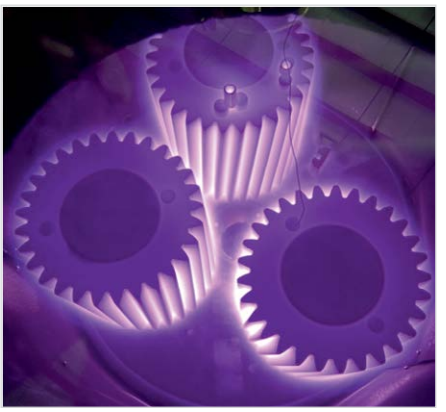


Рис. 8 — Примеры упрочнения крупногабаритных шестерен

поля, позволяют получить новые типы покрытий с высокими прочностными свойствами. Мировой лидер в производстве запорно-регулирующей арматуры — компания HABONIM (Израиль), используя в своем производстве оборудование болгарской фирмы IONITECH, обеспечивает непревзойденные характеристики для всех изделий в самых сложных условиях эксплуатации (криогенные, жаростойкие, многофазные среды с механическими примесями).

Начиная с 2016 года компания «Ионные Технологии» (г. Пермь) совместно с СПК «Нефтехимсервис» (г. Пермь) при участии Пермского национального исследовательского политехнического университета проводят комплекс НИОКР по увеличению эрозионной и коррозионной стойкости деталей трубопроводов из низколегированных и конструкционных сталей. Поверхностное упрочнение методами ионного азотирования и карбонитрирования деталей из сталей 20, 09Г2С, 13ХФА увеличивает коррозионную стойкость в десятки раз. Наиболее сильный кавитационный и эрозионный износ наблюдается в местах поворота и изменения диаметра труб. После упрочнения на глубину 0,2–0,3 мм поверхностная твердость увеличивается в 2 раза для стали 20, в 3 раза — для сталей 09Г2С и 13ХФА, эрозионная устойчивость в средах с содержанием минеральных примесей 5–6% увеличивается в 3–5 раз.

Экономически обосновано использовать ионную ХТО для упрочнения деталей трубопроводов высокого давления с резьбовым соединением и линзовым уплотнением, а также для манифольд, клапанных групп и других массивных сложноконтурных изделий.

Отдельным большим и технически сложным направлением является упрочнение крупногабаритных высоконагруженных шестерен, применяемых в редукторах буровых установок и различной специальной технике.

«Уралмаш НГО Холдинг» в 2010 году впервые в стране внедрил современную двухкамерную установку для ионного азотирования зубчатых колес диаметром до 2 метров и валов длиной до 3,5 метров. В 2015 году на Калужском турбинном заводе внедрена крупнейшая в стране установка ионной ХТО диаметром 2,6 метра. ООО «Промышленные редукторы» (г. Ижевск) использует ионное азотирование для крупногабаритных шестерен с модулем до 28. ООО «Сервисреммаш» (г. Ижевск) в 2018 году освоило выпуск высокоточных шестерен для буровых установок импортного производства. В настоящее время на нескольких предприятиях проводятся научно-исследовательские работы по замене цементации на ионное азотирование с применением безникелевых глубокопрокаливаемых сталей типа 38Х3М1Ф1А, что позволяет получить сопоставимые по

Изделие	Сталь	Глубина слоя, мм	Твердость, HV
Штанговые насосы	38Х2МЮА	0,20 – 0,30	≥ 1000
Буровые переводники	40ХН2МА	0,05 – 0,10	≥ 650
Шиберы, седла, затворы, штоки, валы	38Х2МЮА	0,30 – 0,50	1050 – 1150
Роторы, шиберы, седла	20Х13, 40Х13	0,15 – 0,25	≥ 900
Переводники немагнитные	Magnadur 501, NMS-140	≥ 0,05	≥ 800
Колеса, шестерни	38Х3М1Ф1А 40ХН2МА	0,4 – 0,8 0,3 – 0,5	≥ 700
Краны шаровые	12Х18Н10Т	0,01 – 0,1	≥ 1000
Детали трубопроводов	09Г2С, 13ХФА	0,1 – 0,5	≥ 650

Таблица — Характеристики азотируемых слоев

Рис. 9 — Установка ионного азотирования для ООО «Уралмаш НГО Холдинг»

глубине слои при одновременном сохранении высокой ударной вязкости и сопротивляемости трещинообразованию. Указанный комплекс свойств позволит поднять на новый уровень эксплуатационные характеристики буровой и редукторной техники, применяемой в условиях низких температур при одновременном воздействии ударных и вибрационных нагрузок.

Преимущества технологии для массового производства очевидны:

- затраты электроэнергии составляют 0,05–0,1 кВт/кг·ч, что в 3–5 раз меньше, чем при газовом азотировании;
- расход газов в 100–200 раз меньше, чем при газовом азотировании;
- производительность в 2–3 раза больше, чем при цементации и газовом азотировании;
- наилучшая экологическая обстановка на предприятии.

Общий экономический эффект от внедрения технологии ионного азотирования при массовом производстве 150–200 тонн деталей в год позволяет окупить затраты на оборудование в течение 2 лет.

procion
ПРОМЫШЛЕННЫЙ ИНЖИНИРИНГ

Тел./ф.: +7-342-224-14-44
http://www.procion.ru
E-mail: ion@procion.ru

БУНКЕРОВОЗЫ WERNOX 6x6 и 4x4

WERNOX
ЗАВОД СПЕЦТЕХНИКИ

8 (800) 250-86-60
BUNKEROVOZ.RU

Основные потребительские преимущества полноприводных бункеровозов WERNOX:

1. **Использование автомобиля высокой проходимости для работы в условиях бездорожья.**
2. **Возможность использования в технологической цепи компаний работающих в сфере нефте-газодобычи (ВЫВОЗ БУРОВОГО ШЛАМА "ШЛАМОВОЗ"), а так же в сфере энергетики (ПЕРЕВОЗКА КАБЕЛЬНЫХ КАТУШЕК).**
3. **Развитая дилерская сеть фирменных сервисных центров КАМАЗ и УРАЛ позволяет вовремя обеспечивать послепродажное**

Группа компаний «Канудос» больше десяти лет специализируется в поставках высокотехнологичного оборудования, комплектующих и высококачественных материалов для различных отраслей промышленности.

ПРОИЗВОДИМ:
фильтры воздушные
промышленного назначения

ПОСТАВЛЯЕМ:
фильтры картриджи Peco/Parker
для природного газа, нефтепродуктов

фильтры воздушные Camfil
для КВОУ/ВОУ газовых турбин и осевых компрессоров

Цель компании Канудос — предоставить клиентам энергоэффективные, лучшие в своем классе продукты и услуги по фильтрации воздуха, природного газа, нефтепродуктов и жидкостей, аспирации.

CANUDOS

Офисы и контакты: г. Москва, БП «Румянцево», домовладение 4 Г, офис 236Г
Тел/факс: (495) 240-58-25 info@canudos.ru www.canudos.ru

ЭНЕРГАЗ: долгосрочная программа комплексного сервиса в действии

Эффективность и надежность технологического оборудования газоподготовки и газоснабжения напрямую зависит от важнейшего фактора — качественного технического сервиса в гарантийный и послегарантийный эксплуатационный период. В Группе ЭНЕРГАЗ эти задачи решает сервисно-технический дивизион, созданный еще в 2008 году. Журналист Станислав Барышев побеседовал с генеральным директором компании СервисЭНЕРГАЗ Александром Крамским.

А.А. Крамской — генеральный директор ООО «СервисЭНЕРГАЗ»

– Александр Александрович, специализация компании СервисЭНЕРГАЗ обязывает Вас проникать в самую суть задач, стоящих перед сервисом технологического оборудования, особенно в сегменте газоподготовки и газоснабжения, где предъявляются повышенные требования по безопасности. Какие приоритеты Вы здесь видите?

Сразу же подчеркну значение технологического оборудования в производственной структуре газовой энергетики и нефтегазовой отрасли. Если несколько лет назад применительно к генерирующим объектам деление шло на «основное» и «вспомогательное» оборудование, то сегодня специалисты более точны в профессиональной терминологии и говорят о «генерирующем» и «технологическом» оборудовании. И это не просто игра слов.

Суть в том, что неправомерно и даже принципиально ошибочно, на мой взгляд, именовать «вспомогательным», например, технологическое оборудование газоподготовки — от эффективности, надежности и ремонтопригодности которого напрямую зависит работа любой электростанции, оснащенной современными газотурбинными, газопоршневыми или парогазовыми установками.

Ведь без качественной и непрерывной комплексной газоподготовки исходный газ, поступающий на эти станции, попросту не получит необходимых рабочих параметров по чистоте, влажности, температуре, давлению и расходу. То есть не будет обеспечена планомерная, эффективная и надежная эксплуатация газовых турбин — в соответствии с заложенными в них проектными возможностями.

Вроде бы понятная для профессионалов аксиома, но, увы, пока не все специалисты придают должное значение качеству самого процесса газоподготовки и газоснабжения, и соответственно техническому сервису оборудования, которое обеспечивает конечный результат. Объективности ради, все же отмечу, что мы в СервисЭНЕРГАЗе ежегодно констатируем рост примеров профессионального взаимопонимания и ответственности за поддержание работоспособности технологического оборудования.

Большинство эксплуатирующих компаний осознают ущербность подхода «когда сломается, тогда и починим» и последовательно реализуют программы планового сервиса. Ведь в конечном итоге, регламентированное обслуживание установок газоподготовки дает заметные выгоды. Главное — обеспечивается назначенный ресурс самих установок и гарантируется бесперебойная работа сопряженного оборудования на всем объекте. Будь то в газовой энергетике, нефтегазовой сфере или в иной газоиспользующей отрасли.

– Хотелось бы узнать подробнее о таком позитивном опыте.

В компетенции СервисЭНЕРГАЗа находится решение всего комплекса сервисных задач на технологическом оборудовании, поставляемом как ЭНЕРГАЗом, так и другими производителями — на этапах монтажа, предпусковой подготовки и ввода, в ходе эксплуатации.

Приведу такие данные: по состоянию на сентябрь 2018 года общая наработка всех действующих установок «ЭНЕРГАЗ» составила более 10 млн часов. Ежегодно вводятся в эксплуатацию десятки новых установок газоподготовки. Естественно, что для их нормальной эксплуатации и полной выработки ресурса требуется своевременное техническое обслуживание, а при необходимости — модернизация, текущий или капитальный ремонт.

Теперь о наших возможностях. Мобильные бригады СервисЭНЕРГАЗа базируются в Москве, Белгороде и Сургуте. Сервисные специалисты обладают высокой технической квалификацией и уникальным опытом выполнения работ на особо опасных и технически сложных объектах. Только в этом году наши инженеры осуществили свыше 130 выездов для проведения работ на различных объектах, включая удаленные и труднодоступные.

На первое место поставлю проекты модернизации оборудования. К примеру,

Фото 1 — За восемь лет Александр Крамской прошел путь от сервисного инженера до руководителя компании

Фото 2 — Строительно-монтажный этап. Трубопроводная обвязка компрессорной установки

модернизация установки подготовки топливного газа (УПТГ) для ГТЭС Верх-Тарского месторождения АО «Новосибирскнефтегаз». Газотурбинная электростанция из двух ГТУ Centrax типа CX501-KB7 мощностью по 5,2 МВт входит в общую систему энергоснабжения нефтяного месторождения, обеспечивает электроэнергией производственные объекты промысла, центральный пункт сбора нефти и вахтовый поселок.

Топливом для ГТЭС служит попутный нефтяной газ, добываемый здесь же. Очистку, компримирование и подачу топлива в ГТУ осуществляет установка подготовки топливного газа в составе двух комплексов – УПТГ-1 и УПТГ-2. В основе каждой УПТГ — компрессорная установка винтового типа в блочно-модульном исполнении.

СервисЭНЕРГАЗ выполнил модернизацию и ввел в эксплуатацию УПТГ-2, которая ранее находилась в резерве. Инженеры компании провели пусконаладку, индивидуальные и комплексные испытания ДКУ №2, оборудовали её автоматизированной системой управления.

На обоих комплексах УПТГ установлены новые системы пожарообнаружения, сигнализации, пожаротушения и безопасного эксплуатирования оборудования. Выполнена наладка системы газодетекции.

С целью дистанционного управления и эксплуатационного контроля мы оснастили УПТГ системой автоматизированного управления верхнего уровня. Телеинформация передается с контроллера по протоколу «Profibus» в операторный центр ГТЭС. Параметры УПТГ выводятся на монитор АРМ (автоматизированное рабочее место) оператора. На АРМ установлено лицензионное программное обеспечение, соответствующее российским и европейским стандартам.

Не могу не сказать о модернизации компрессорных установок на Алехинском месторождении ПАО «Сургутнефтегаз». С 2009 года на площадке ЦПС НГДУ «Нижнесортымскнефть» действует компрессорная станция низких ступеней сепарации (СКНС). Основу СКНС составляют четыре КУ, поставленные и введенные в эксплуатацию компанией ЭНЕРГАЗ. КУ работают с попутным газом низкого давления (близкого к вакууму), осуществляют его доочистку, сжатие и закачку в транспортный газопровод.

До последнего времени единственным источником ПНГ для СКНС являлся цех подготовки и перекачки нефти. Для сбора и транспортировки газа от других объектов на станции проведена модернизация компрессорных установок. В рамках проекта реконструирована система входных газопроводов с монтажом дополнительной переключающей арматуры и датчиков давления, а также модифицированы локальные системы автоматизированного управления КУ и САУ верхнего уровня.

После модернизации производительность КУ регулируется по линии всасывания, а газ подается из трубопровода с более высоким давлением. Выбор источника газа осуществляет машинист КУ в операторной компрессорной станции на мониторе АРМ.

В целом по данному проекту мы выполнили комплекс мероприятий: разработку, поставку и внедрение нового ПО, шеф-контроль выполнения реконструкции и монтажа, пусконаладочные работы, испытания в рабочем режиме.

— Но не одними же проектами модернизации живет СервисЭНЕРГАЗ?

Еще одно направление нашей деятельности — это текущие (локальные) или капитальные ремонты. Причем неважно, какого оборудования — поставки нашей головной компании ЭНЕРГАЗ или других производителей.

Так в июле этого года мы выполнили капитальный ремонт винтовых маслозаполненных компрессоров GEA Grasso на компрессорной станции №4 «Западный Тэбук» Ухтинского ГПЗ (ЛУКОЙЛ-Коми). Эта КС предназначена для компримирования попутного газа, поступающего с Пашнинского, Савиноборского и Н. Одесовского месторождений, и транспортировки до города Сосногорск, где ПНГ используется в качестве топлива для турбин Сосногорской ТЭЦ.

Фото 3 — Собственные испытания оборудования завершают этап пусконаладочных работ

Фото 4 — Пусковая установка для ГТЭС Восточно-Перевального м/р. Закладка элементов маслосистемы после промывки и модернизации

Фото 5 — Контрольно-ревизионные работы

Фото 6 — Ремонт компрессоров для КС №4 «Западный Тэбук»

Цикл работ включал демонтаж компрессоров, доставку на ремонтную площадку и обратно, собственно ремонт агрегатов, повторный монтаж, пусконаладку, собственные и комплексные испытания компрессорных установок в составе объекта.

Зачастую ремонту предшествуют контрольно-ревизионные работы. Например, эксперты СервисЭНЕРГАЗа проверили газокомпрессорные установки различного назначения, действующие в составе объектов ТПП «Когалымнефтегаз» на Тевлинско-Русскинском и Дружном месторождениях (ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь). Были подготовлены дефектные ведомости и обоснованные рекомендации заказчику по проведению ремонта. В результате буквально сейчас мы выполняем капитальные ремонтные работы на Тевлине.

Технические инспекции проводятся не только на действующем оборудовании. В этом году осуществлена ревизия вакуумной компрессорной станции, которая находилась в режиме длительного хранения на одном из объектов АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». После перемещения, локального ремонта и предпусковой подготовки станция введена в эксплуатацию на УПСВ ДНС-2 Вынгапуровского месторождения, где составляет основу системы утилизации попутного газа. Весь объем работ выполнили инженеры нашего Сургутского филиала.

С инженерной точки зрения интересны комплексные проекты. Только что мы завершили работы на пусковой компрессорной установке для газотурбинной ЭС Восточно-Перевального месторождения. Последовательно выполнили ее ремонт, модернизацию маслосистемы, замену основного элемента — винтового маслозаполненного компрессора. Новый агрегат дополнительно оснащен системой мониторинга за температурой подшипников скольжения и системой контроля осевого сдвига винтов компрессора. Установлено новое программное обеспечение, подключена и настроена САУ, проведена пусконаладка КУ. Ввод оборудования состоялся после собственных испытаний и 72-часовой комплексной проверки в составе ГТЭС. Реализация проекта позволит заказчику вывести из эксплуатации парк электропоездов, входящих в состав местной газопоршневой электростанции.

Отмечу, практика привлечения эксплуатирующими предприятиями наших сервисных инженеров и экспертов активно наращивается.

В итоге, СервисЭНЕРГАЗ осуществляет весь спектр технических мероприятий. Среди них: шеф-монтажные и шеф-инженерные работы, подготовка оборудования к пуску, комплексное техобслуживание в гарантийный период, сервисная поддержка в послегарантийный период, модернизация, локальный ремонт, капремонт с демонтажом техники, технические консультации и обучение эксплуатационного персонала заказчика, реконструкция оборудования с учетом новых условий эксплуатации, поставка и замена запчастей, комплектующих и расходных материалов.

По последнему пункту хочу заметить, что речь идет об исключительно оригинальных запчастях и расходниках. Ибо поставляемое Группой ЭНЕРГАЗ оборудование рассчитано настолько точно, что использование аналогов с неизвестными характеристиками зачастую приводит к поломкам техники.

— Звучит как стандартный классический набор сервисных услуг. А есть ли у Вашего коллектива свои фирменные отличия и особенности?

В основе работы СервисЭНЕРГАЗа лежит принцип профессиональной специализации. Поэтому на нашем предприятии в статусе инженерного департамента согласованно действуют четыре подразделения: строительно-монтажное, запуска, сервисное и ремонтное. Весь сервисный процесс основан на организационном и инженерном опыте, накопленном нами при выполнении 144 энергетических и нефтегазовых проектов на территории 35 регионов России и стран СНГ.

Фото 7 — Наладка оборудования после проведения капитального ремонта

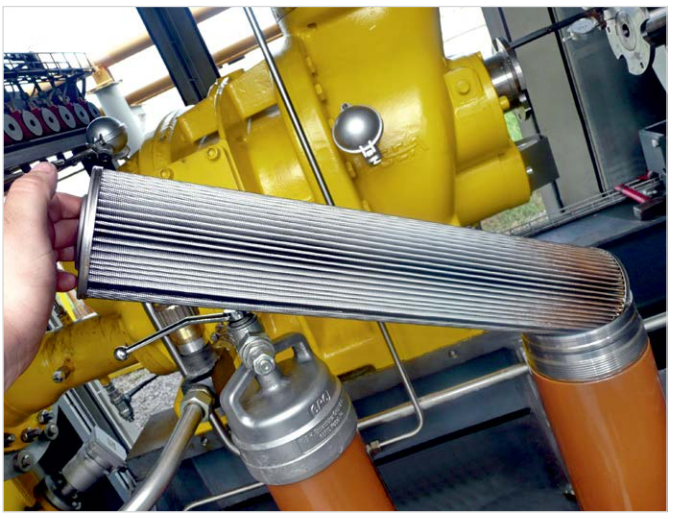


Фото 8 — Замена расходных материалов

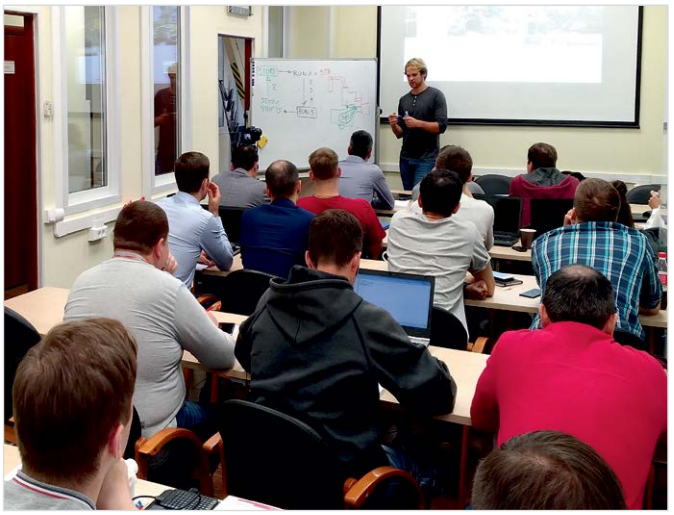


Фото 9 — Семинар для эксплуатационного персонала заказчиков на площадке Учебного центра Группы ЭНЕРГАЗ

Фото 10 — Комплексное техобслуживание оборудования газоподготовки для ГТУ-ТЭЦ «Уса» выполняется в рамках Программы долгосрочного сервиса

Начиная с 2007 года, Группой ЭНЕРГАЗ введено или готовятся к пуску 279 установок. География проектов — от Сахалина до Калининграда. Наше оборудование действует и на Дальнем Востоке, и в Якутии, Сибири, на Крайнем Севере, в южных и центральных регионах страны, в Москве и Санкт-Петербурге, а также за пределами страны — в республиках Беларусь и Узбекистан.

Именно поэтому в сервисной деятельности Группы ЭНЕРГАЗ особое место занимает система удаленного мониторинга. СУМ призвана обеспечить постоянный контроль состояния оборудования и технологических процессов благодаря работе специально подготовленных сотрудников и экспертов СервисЭНЕРГАЗа.

— И каковы же возможности системы удаленного мониторинга?

Во-первых, СУМ позволяет реагировать более оперативно, не дожидаясь информации от заказчика о некорректной работе отдельных узлов и элементов или всей установки в целом. И своевременно предотвращать аварийные ситуации и незапланированные остановы. Для этого даем технические консультации по регулировке оборудования и настройке эксплуатационных параметров. Готовим обоснованные рекомендации по замене запчастей и расходных материалов.

Наши специалисты постоянно открыты для необходимых консультаций как по плановым, так и оперативным или нештатным ситуациям — семь дней в неделю, круглосуточно. В результате, своевременно и квалифицированно принимаются необходимые организационные и инженерные решения. И что особенно важно, эти решения разрабатываются на основе актуальных достоверных данных, поступающих непосредственно с объекта. Данные эти в оперативном режиме интерпретируются, анализируются, и только затем моделируется схема последующих действий.

– Уж очень идеальная картина вырисовывается из Вашего рассказа!

Конечно, наша система удаленного мониторинга находится на стадии становления, и для ее безукоризненной работы требуется как следует потрудиться. Например, есть идея создания в Группе ЭНЕРГАЗ постоянно действующего Ситуационного центра удаленного мониторинга и анализа. Если хотите, то с учетом нашей специализации и уникальных особенностей оборудования газоподготовки и газоснабжения — это будет энергазовское «ноу-хау».

СУМ уже сегодня оснащена индивидуально разработанным программным обеспечением, а передача информации с эксплуатационной площадки осуществляется по современным каналам связи и протоколам. И мы видим здесь перспективы развития всего сервисного направления.

– Александр Александрович, Вы подвели нашу беседу к теме будущего. Какие задачи с пометкой «на перспективу» удается решать непосредственно на объектах?

Как известно, критерий истины — это практика. И наш опыт показывает, что многолетнее поддержание рабочего состояния оборудования и профилактика неисправностей обходятся значительно дешевле, чем серьезный ремонт при неожиданной поломке. Я вновь возвращаю нас к тому, что всё больше эксплуатантов осознают ущербность «экономии» на сервисе.

Поэтому Группа ЭНЕРГАЗ на взаимовыгодную основу поставила развитие Программы долгосрочных сервисных услуг. В рамках этой Программы мы вместе с эксплуатирующими компаниями разрабатываем перспективные планы и подписываем длительные контракты (сроком до 36 месяцев) на проведение комплексного обслуживания.

С заказчиком согласовывается перечень плановых действий и определяется график выполнения работ. Рождается «дорожная сервисная карта», где каждый этап становится для партнеров менее затратен, чем аналогичные работы, выполненные разово или, тем более, в авральном порядке.

Так, в рамках соглашений с ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», подписанных на три года, наши сервисные инженеры выполняют комплексное техобслуживание систем газоподготовки и газоснабжения для энергоцентра «Уса» (ГТУ-ТЭЦ на Усинском нефтяном м/р) и энергоцентра «Ярега» (ГТУ-ТЭЦ на Ярегском нефтетитановом м/р). Эти многофункциональные системы обеспечивают необходимые параметры топливного газа по чистоте, влажности, температуре, давлению и расходу. В их состав ни много ни мало входят девять установок: два блочных пункта подготовки газа и семь газокомпрессорных станций в арктическом исполнении. Регламентные работы осуществляются по согласованному с заказчиком графику — через каждые 4000 часов наработки. Помимо этого, СервисЭНЕРГАЗ поставляет полный комплект расходных материалов.

Еще один показательный пример реализации Программы долгосрочного сервиса — это обслуживание оборудования топливоснабжения 4-го и 5-го энергоблоков Южно-Сахалинской ТЭЦ-1, крупнейшего энергоисточника Сахалинской области. На протяжении вот уже шести лет мы выполняем здесь сервисные мероприятия на пункте подготовки газа и на пяти двухступенчатых компрессорных установках. Работы осуществляются с последовательным отключением агрегатов, что обеспечивает безостановочную работу электростанции.

– Благодарю Вас, Александр Александрович, за содержательную и интересную беседу.

Пользуясь случаем, выражаю признательность нашим коллегам и партнерам — специалистам всех компаний, успешно эксплуатирующих современное технологическое оборудование газоподготовки и газоснабжения. Дорогие друзья, СервисЭНЕРГАЗ всегда готов прийти к Вам на помощь.

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

УДК 621.65/621.69

Увеличение межремонтного периода динамических насосов для перекачки нефтепродуктов

Л.М. Ахметзянов
заместитель начальника отдела обслуживания нефтепромыслового оборудования
ahmetzyanovlm@tatneft.ru

И.Н. Гарипов
ведущий инженер-механик отдела обслуживания нефтепромыслового оборудования
an_ogm@tatneft.ru

НГДУ «Альметьевнефть» ПАО «Татнефть», Альметьевск, Республика Татарстан, Россия

В ПАО «Татнефть» реализуется программа оптимизации производства и сокращения собственных издержек. Снижение затрат на эксплуатацию наземного нефтепромыслового оборудования — одна из важнейших задач в рамках обозначенной программы. В данной статье рассмотрен способ увеличения межремонтного периода насосных агрегатов для перекачки добытой жидкости за счет модернизации узлов оборудования.

Ключевые слова
насос ЦНС, торцевое уплотнение

В Компании «Татнефть» для перекачивания нефтепродуктов широко применяются насосные агрегаты типа ЦНС (центробежный секционный насос). Это один из наиболее распространенных типов центробежных насосов, используемых на нефтяных и газовых промыслах для перекачки нефти и воды. Они используются на дожимных насосных станциях, центральных пунктах сбора и подготовки нефти и газа, на кустовых насосных станциях для закачки воды в продуктивные пласты, в системах водо- и теплоснабжения.

Широкая распространенность насосов объясняется их хорошей адаптацией в технологических процессах с меняющимися со временем потребными напорами в трубопроводах. Секционное исполнение насосов, при размещении в каждой секции одной ступени, позволяет, хотя и ступенчато, но с относительно малыми интервалами, экономично приспособить насос наиболее близко к оптимальному напору. В сравнении с соизмеримо одинаковыми по техническим показателям одноступенчатыми центробежными насосами, насосы типа ЦНС имеют меньшие диаметральные общие габариты, размеры и массы отдельных узлов и деталей, поэтому они более удобны в обслуживании и ремонте [1, 2, 8].

Широко распространенные во всех отраслях деятельности человека, в частности в нефтегазодобывающей промышленности, насосы типа ЦНС являются одной из разновидностей многоступенчатых центробежных насосов.

В настоящее время на состояние российского рынка насосного оборудования традиционно оказывает существенное влияние активность зарубежных компаний. Наиболее активную коммерческую деятельность ведут следующие зарубежные компании: Calpeda, Wilo, ESPA, Vipom, Grundfos, Nocchi, DAB, Pedrollo, Hydrovacuum. Широкий сегмент на насосном рынке представлен компаниями из Германии, европейскими фирмами из Турции, Италии, Польши, а также такими известными брендами как Siemens, Samsung Techwin, Finder Pompe, Oddesse Pumpen-und Motorenfabrik GmbH, Kaeser Kompressoren, gthtyjc J. Helmke & Co., Compressor Valve Engineering и другими. Очень активно ведут себя на рынке производители из Кореи, Тайваня и Китая. Российские предприятия, такие как АО «Димитровградхиммаш», ЗАО «Ясногорский машиностроительный завод», АО «ГИДРОМАШСЕРВИС», ООО «Линк-Продукт» насосостроения умело конкурируют с поставщиками насосов из стран дальнего и ближнего зарубежья.

Все многообразие известных в настоящее время центробежных секционных насосов изготовлены по одной общей конструктивной схеме [4, 9].

Каждому насосу типа ЦНС свойственно:
- секционный корпус, в каждой секции которого находятся рабочее колесо и направляющий аппарат;
- наличие передней и задней крышек, которыми стянуты секции с помощью стяжных шпилек (на схеме не показаны);
- передняя и задняя крышки выполнены заодно с патрубками: подводящим (всасывающим) и отводящим (напорным), соответственно;
- горизонтальное расположение вала;
- последовательное расположение рабочих колес с односторонним входом;
- наличие выносных подшипниковых работ;
- наличие двух концевых уплотнений вала;
- наличие устройства для разгрузки осевого усилия.

В качестве уплотнения вала насоса широкое применение нашли торцевые уплотнения. Такие уплотнения называют еще механическими. Торцевые уплотнения представляют собой сборочную единицу, состоящую из двух основных частей: неподвижного элемента (кольцо 6 и уплотнительный элемент 7), который крепится в корпусе насоса и уплотняет место установки, и подвижного, который крепится на валу и герметизирует вал (состоит из резинового сильфона 2, кольца 5 и пружины 4). Между этими элементами находятся два кольца из композитных материалов или керамики (поз. 5, 6), которые имеют в месте контакта прецизионные поверхности, по которым и осуществляется уплотнение между подвижным и неподвижным деталями [3–7].

На рис. 1 показано рабочее колесо насоса (поз. 1) и корпус насоса (поз. 2).

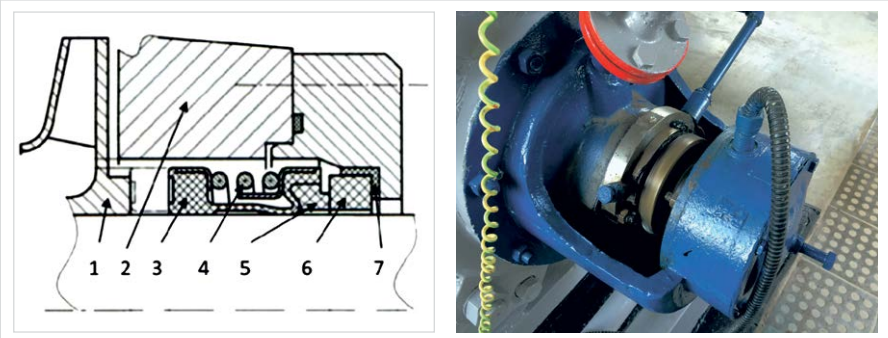


Рис. 1 — Внешний вид торцевых уплотнений: а) схема уплотнения; б) фотография уплотнения
Fig. 1 — The appearance of the mechanical seals: a) seal scheme; b) photograph of the seal

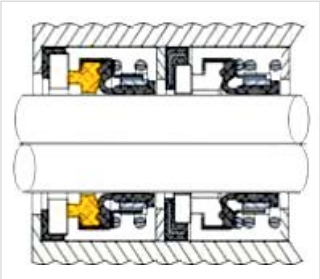


Рис. 2 — Одинарное торцевое уплотнение
Fig. 2 — Single face seal

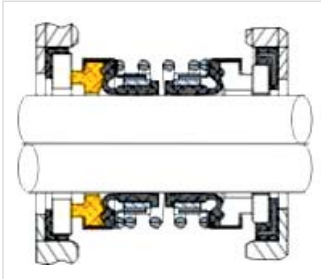


Рис. 3 — Двойное торцевое уплотнение по схеме «спина к спине»
Fig. 3 — Double face seal according to the back-to-back scheme

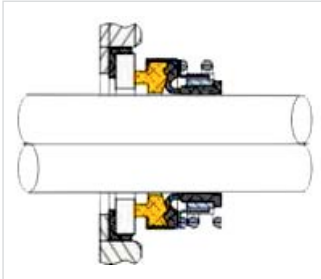


Рис. 4 — Двойное торцевое уплотнение по схеме «тандем»
Fig. 4 — Double mechanical seal according to the tandem scheme

Рис. 5 — Торцевое уплотнение серии T2100
Fig. 5 — Face seal series T2100

Торцевые уплотнения имеют большой срок службы и практически не дают утечек (утечки составляют менее 0,1 см^3/ч).

Различают 3 вида установки торцевых уплотнений. Первый — одинарное торцевое уплотнение (рис. 2).

Это самая распространенная схема. Применяется, если не требуется полной герметичности и достаточно рабочей температуры до +95 ÷ +140°С.

Утечки, хоть и небольшие, но все же существуют в любом уплотнении. Для воды и неагрессивных жидкостей это не принципиально, но если требуется перекачка ядовитых или химически активных жидкостей, то даже утечки менее 0,1 см^3/час, могут привести к скапливанию в помещении паров этих жидкостей.

Для того, чтобы этого избежать, используют двойное торцевое уплотнение по схеме «спина к спине» (рис. 3).

Такое уплотнение применяется при перекачивании взрывоопасных или ядовитых жидкостей, утечки паров которых не допустимы. Также эта схема применяется при перекачивании жидкостей, которые могут при высыхании «склеить» рабочую пару уплотнения (например, сахарные сиропы и т.п.)

Для работы такого узла уплотнения требуется подвод затворной жидкости, давление которой должно быть больше чем в насосе не менее чем на 0,5 атм.)

Уплотнения этого типа могут работать до температуры +140 ... +200°С.

И третий вид — двойное торцевое уплотнение по схеме «тандем» (рис. 4).

Применяется, когда подвод затворной жидкости к узлу уплотнения извне невозможен. Для работы возможно изготовление автономного бачка с жидкостью для охлаждения узла уплотнения.

Уплотнения этого типа могут работать до температуры +140°С.

Существует много типов торцевых уплотнений. На рис. 5 показано торцевое уплотнение серии T2100. Принцип работы остальных схожий. Отличаются, в основном, материалами сильфона, эластомеров, материалами колец и монтажными размерами.

Сильфон может быть выполнен из металла или из резины различных марок.

Кольца могут быть изготовлены из керамики, карбида кремния, графита.

Срок службы правильно подобранного торцевого уплотнения может быть 5 и более лет. Уплотнения не требуют обслуживания.

В процессе эксплуатации насосных агрегатов основной проблемой, оказывающей влияние на эффективность работы узлов насоса, является содержание газов в перекачиваемой среде с превышением от паспортных характеристик.

В результате происходит выход из строя таких узлов как, торцевые уплотнения, рабочие колеса, диск разгрузки, а также возникает необходимость обеспечения непрерывного контроля оборудования обслуживающим персоналом по отсутствию или стравливанию газа.

На наличие газов в перекачиваемой среде влияют следующие факторы:

1. Недостаточная сепарация жидкости в емкостях (поступление большого объема жидкости, что приводит к меньшему времени для сепарации; стойкие физические свойства подготавливаемой жидкости и как следствие эмульсия);
2. Высоковязкая эмульсия;
3. Некорректно подобранные точки для подачи деэмульгаторов, что приводит к отсутствию своевременного разложения эмульсий;
4. Монтаж сепарационных емкостей на разных уровнях и неравномерное заполнение емкостей, которое также является одним из факторов содержания газа на приеме насосов.

Наличие повышенного газового фактора, превышающего эксплуатационные характеристики насоса ЦНС приводит к преждевременному выходу его из строя. Воздействие газового фактора приводит к следующим последствиям:

1. Увеличение удельного потребления электроэнергии;
2. Снижение межремонтного периода оборудования;
3. Увеличение затрат на капитальный ремонт оборудования.

Для решения вышеперечисленных проблем в НГДУ «Альметьевнефть» реализован проект по увеличению межремонтного периода насосных агрегатов, в рамках которого были поставлены задачи по снижению количества выходов из строя оборудования, автоматизации процесса по стравливанию газа без участия обслуживающего персонала, увеличению межремонтного периода

Рис. 6 — Динамика отказов узлов
Fig. 6 — Dynamics of unit failures

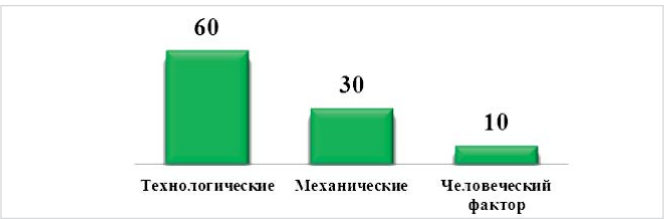


Рис. 7 — Причины выхода из строя узлов
Fig. 7 — Causes of node failure

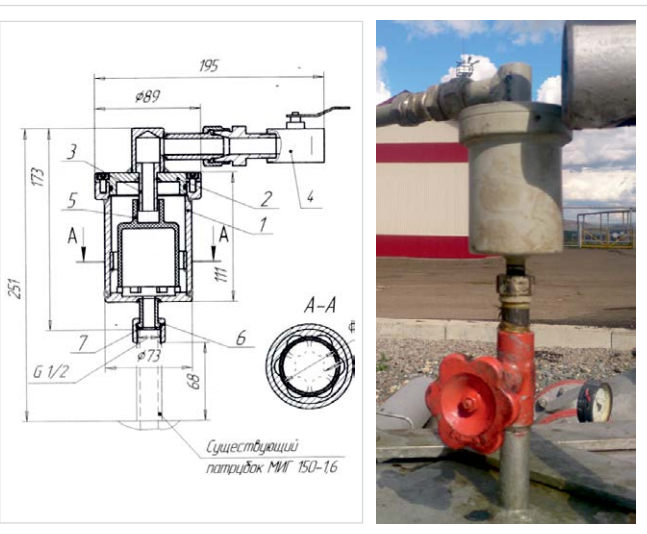


Рис. 8 — Клапан для автоматического стравливания газов: а) схема клапана; б) фотография клапана

оборудования и снижению затрат на капитальный ремонт оборудования.

В результате проведенного анализа выхода из строя центробежных насосов типа ЦНС выяснилось, что больше всего отказов приходятся на торцевые уплотнения, далее подшипники и диск разгрузки (рис. 6).

Основные причины выхода из строя узлов насосов ЦНС (рис. 7):

1. Технологические причины 60% (наличие газового фактора);
2. Механические причины 30% (повышенная вибрация, выход из строя пальцев муфты и т.д.);
3. Человеческий фактор 10% (не своевременная остановка насосов при откачке в ручном режиме (например, подготовка емкостей к очистке), некачественное ремонтное воздействие).

Для решения вышеперечисленных проблем разработан клапан по автоматическому стравливанию газов (рис. 8) с полости ЦНС и приемных фильтров состоящий из следующих основных узлов: 1 — корпус, 2 — крышка, 3 — патрубок, 4 — кран шаровой, 5 — поплавок, 6 — гайка и 7—прокладка.

Газ стравливается через пропускное отверстие 3. При поступлении жидкости в рабочую полость поплавок 5 поднимается в верхнее положение до упора, тем самым предупреждая попадание жидкости в трубопровод для стравливания. При повторном накоплении газов, поплавок возвращается в нижнее положение, и газ снова стравливается через отверстие 3.

По мере накопления газа клапан открывается, так как удельный вес газа меньше, чем у жидкости (подъемная сила поплавка меньше веса поплавка), происходит сброс газа в закрытую дренажную систему. Автоматическое стравливание газа происходит в период накопления жидкости в емкостном оборудовании перед запуском в работу насосного агрегата.

Положительным эффектом от применения клапана для автоматического стравливания газов является:

1. Увеличение межремонтного периода обслуживания насосов;
2. Отсутствие необходимости постоянного визуального контроля работы торцовых уплотнений, упрощение их эксплуатации;
3. Простота конструкции, легкость обслуживания (не требуется квалифицированный персонал для обслуживания);
4. Снижение простоев оборудования и ремонтных затрат.

По предварительным оценкам годовой экономический эффект с одного объекта перекачки нефтепродуктов (ДНС/ГЗНУ) составляет 390 тыс. руб. в год за счет сокращения числа ремонтов технологического нефтеперекачивающего оборудования.

Итоги

Достигнута оптимизация затрат при эксплуатации насосного оборудования.

Выводы

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

Литература

1. Абдулин Ф.С. Добыча нефти и газа. М.: Недра, 1983. 256 с.
2. Бочарников В.Ф. Справочник мастера по ремонту нефтегазового технологического оборудования. М.: Инфра-Инженерия, 2008. 576 с.
3. Голубев А.И. Торцовые уплотнения вращающихся валов. М., Машиностроение, 1974, 212 с.
4. Зейгман Ю.В., Шамаев Г.А. Справочник нефтяника. Уфа: Тау, 2005. 272 с.
5. Ивановский В.Н., Дарищев В.И. Нефтегазопромысловое оборудование. М.: «ЦентрЛитНефтеГаз», 2006. 720 с.
6. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Каштанов В.С. и др. Оборудование для добычи нефти и газа. М.: Нефть и газ, 2002. 768 с.
7. Майэр Э. Торцовые уплотнения. М.: Машиностроение, 1978. 288 с.
8. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. М.: Альянс, 2010. 588 с.
9. И.Ю. Быков, В.Н. Ивановский, Н.Д. Цхадая. Эксплуатация и ремонт машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. 371 с.

ENGLISH **PUMPS**

UDC 621.65/621.69

Increase between the repair period of dynamic pumps for oil products transfer

Authors:
Lenar M. Akhmetzyanov — deputy head of oilfield equipment maintenance department; ahmetzyanovlm@tatneft.ru
Ilnar N. Garipov — eading mechanical engineer of oilfield equipment maintenance department; an_ogm@tatneft.ru

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

Abstract

PJSC TATNEFT is implementing a program to optimize production and reduce its own costs. Reducing the cost of operating onshore oilfield equipment is one of the most important tasks under the program. This article describes a method to increase the turnaround time of pumping units for pumping the produced liquid by upgrading equipment.

Keywords

CNS pump, mechanical seal

Results

Optimization of costs in the operation of pumping equipment.

Conclusions

The implementation of a set of measures for the introduction of the proposed technical solutions provides, on the whole, an increase in the efficiency of production processes in the operation of pumping equipment, the creation of favorable and safe working conditions for maintenance personnel, and the reduction of the company's costs by preventing the abandonment of oilfield equipment.

References

1. Abdulin F.S. D*obycha nefti i gaza* [Mining of oil and gas]. Moscow: Nedra, 1983, 256 p.
2. Bocharnikov V.F. S*pravochnik mastera po remontu neftegazovogo tekhnologicheskogo oborudovaniya* [Reference master of the repair of oil and gas process equipment]. Moscow: Infra-Engineering, 2008, 576 c.
3. Golubev A.I. T*ortsovyye uplotneniya vrashchayushchikhsya valov* [Face seals of rotating shafts]. Moscow: Mechanical Engineering, 1974, 212 p.
4. Zeigman, Yu.V., Shamaev, G.A. S*pravochnik neftyanika* [Reference oilman]. Ufa: Tau, 2005, 272 p.
5. Ivanovsky V.N., Darishchev V.I. N*eftegazopromyslovoye oborudovaniye* [Oil and gas field equipment]. Moscow: TsentrLitNefteGaz, 2006, 720 p.
6. Ivanovskiy V.N., Darishchev V.I., Kashtanov V.S. and others. *Oborudovaniye dlya dobychi nefti i gaza* [Equipment for oil and gas production]. Moscow: Oil and gas, 2002, 768 p.
7. Mayer E. T*ortsovyye uplotneniya* [Mechanical seals]. Moscow: Mashinostroenie, 1978, 288 p.
8. Molchanov A.G. M*ashiny i oborudovaniye dlya dobychi nefti i gaza* [Machines and equipment for oil and gas]. Moscow: Alliance, 2010, 588 p.
9. I.Yu. Bykov, V.N. Ivanovsky, N.D. *Tshadaya. Ekspluatatsiya i remont mashin i oborudovaniya neftyanykh i gazovykh promyslov* [Maintenance and repair of machinery and equipment for oil and gas fields]. Moscow: TsentrLitNefteGaz, 2012, 371 p.

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ
НАТ- АРТ

ООО «Нефтяная Компания «НАТ-АРТ»
- предлагает широкий спектр продукции, включающий в себя нефть и продукты ее переработки: нефть сырую, газовый конденсат, топливо дизельное, бензины, авиационный керосин, мазуты и другие продукты.
- осуществляет поставки нефте- газопродукции по договорам, заключенных предприятиями-партнерами Группы компаний НАТ-АРТ с различными ВИНК (ПАО «НК «Роснефть», ПАО «ГАЗПРОМ», ПАО «ЛУКОЙЛ»

Добыча

Наши добывающие предприятия выпускают сырую нефть. Месторождения расположены в Ханты-Мансийском Автономном округе.

Производство

В состав Группы компаний НАТ-АРТ входят два нефтеперерабатывающих завода. НПЗ расположены на юге России.

Трейдерская Деятельность

Осуществляем поставки внутри РФ посредством трубопроводного транспорта и по железной дороге.

Экспорт

Отгружаем на экспорт мазут, топливо дизельное, авиационный керосин, нефть, бензины. Адреса поставок: Китай, США, Ближний Восток, Израиль, Роттердам.

НАША ПРОДУКЦИЯ

Нефть сырая

Газовый коденсат

Дизельное топливо

Бензин

Керосин авиационный

Мазут

НАШИ ПАРТНЕРЫ

РОСНЕФТЬ
ГАЗПРОМ
СНГ «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»
БАШНЕФТЬ
ГАЗПРОМ НЕФТЬ
ЛУКОЙЛ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКАЯ ТОРГОВО-ПРОМЫШЛЕННАЯ ПАЛАТА
СИЛЬНАЯ РОССИЯ

nknat-art.ru +7 911-768-24-14 info@nknat-art.ru

Форум арматуростроителей РФ предложил властям и ТЭК стратегию эффективного партнерства

20–21 сентября в Кургане прошел Форум арматуростроителей России. Более 150 участников — ведущие производители и ученые, представители предприятий добычи, транспортировки и переработки нефти и газа, предприятий и учреждений атомной отрасли — обсудили актуальные вопросы производства инновационной трубопроводной арматуры (ТПА) и смежного технологического оборудования для нефтехимической промышленности, добычи и переработки газа, атомной и традиционной энергетики.

Курган — столица арматуростроения

Тема доклада директора НП «Центр кластерного развития Курганской области» Сергея Сухарева (на фото) — опыт создания и развития отраслевого производственного кластера и его синергетический эффект — стала главной повесткой форума.

Курганский территориально-отраслевой комплекс «Новые технологии арматуростроения» (КТОК «НТА») охватывает более 20 предприятий производителей ТПА, испытательные центры, учебные заведения — всего более 60 участников кластера. За последние 4 года доля участников кластера на российском рынке по оценкам экспертов выросла с 5 до 10,2%.

При создании в 2014 году арматурного кластера Курганской области были заявлены пять крупных проектов. Один из самых значительных — Центр испытаний и сертификации трубопроводной арматуры, который представлен двумя площадками и девятью испытательными стендами, максимально приближенными к реальным условиям эксплуатации.

Этот центр, как отметил его гендиректор Виктор Мальцев, дает возможность проведения независимых и сравнительных ресурсных испытаний трубопроводной арматуры, а также позволяет в широком диапазоне параметров давать оценку работоспособности технологического оборудования для различных условий эксплуатации.

Виктор Мальцев аргументированно настаивал на необходимости развития независимой системы испытаний арматуры. «Проверка импортной продукции в России не ведется, нужна российская система сертификации, чтобы отсечь все попытки покупки фальшивых сертификатов. А они есть», — подчеркнул Мальцев. «К нам уже не раз поступали предложения о покупке протоколов испытаний. И без государства и региональных властей эти проблемы сами собой не решатся», — считает Виктор Мальцев. Его предложение о комплексных испытаниях и российской, и импортной продукции поддержали участники форума.

Курганский Центр испытаний и сертификации трубопроводной арматуры намерен создать сеть своих представительств в регионах РФ.

Дорога в Арктику

Российские арматуростроительные предприятия хотят, развивая импортозамещение, участвовать в поставках оборудования для крупных нефтяных и газовых месторождений, заменить иностранных поставщиков.

Форум доказал это, обсудив и поддержав новую идею — организовать межрегиональный научно-технологический арматурный центр в рамках проекта «Урал Арктический», объединив потенциал предприятий Курганской и Тюменской областей, ХМАО-Югры и ЯНАО. «Проект может создать дополнительно от 10 до 25 тыс. высокотехнологичных рабочих мест в регионах УрФО, создать полный цикл производства необходимого оборудования и реализовать этот проект нам под силу», — подчеркнул Сергей Сухарев. Минпромторг РФ уже поддержал эту инициативу.

Импорт: причины и следствия

Курганский кластер будет развиваться по двум направлениям: импортозамещению и развитию диагностики трубопроводной арматуры.

Как заявил на форуме президент Научно-промышленной ассоциации арматуростроителей (НПАА) Алексей Бабичев, на российском рынке арматуростроения сегодня импортная продукция составляет 60%, и необходимо переломить такую тенденцию. По данным НПАА, в 2017 году производство ТПА упало в рублях на 7,6%. Основные закупки по импорту идут из Китая, Германии, Италии, США и Чехии. Экспортные поставки — в Индию, Китай, Украину, Узбекистан и Иран

Сегодня отечественная продукция не находит достаточного применения на промышленных объектах, поскольку они проектируются зарубежными организациями по международным стандартам, и в проектах предусмотрена комплектация зарубежным оборудованием. Уже на стадии тендера

отсекаются российские производители. Нет четкой стратегии импортозамещения со стороны заказчиков, координации действий заказчиков, производителей и проектных институтов. И как следствие — малая доля освоения технически сложной продукции для замены импорта.

Но крупнейшие заказчики признают: потенциал российских производителей высок. Павел Галикаев, руководитель ЦСГ «Арматура устьевая, фонтанная и трубопроводная, приводы ШГМ» ПАО «ЛУКОЙЛ», говоря о практике внедрения импортозамещающего оборудования, подтвердил: российские производители могут заместить любую импортную арматуру. И привел в пример АК «Корвет», который вытеснил с рынка России изделия известной фирмы «Камерон». «Курган вообще силен задвижками», — отметил он.

Но менеджер «Лукойла» привел немало фактов, когда качество арматуры оказывается низким. По итогам техинспекции, проведенной на 60 заводах — поставщиках «Лукойла», 35 предприятий отстранили от поставок. «Мы переходим на прямые связи с производителями», — подчеркнул Галикаев, отметив желание расчистить рынок от недобросовестных поставщиков и посредников.

Генеральный директор АК «Корвет» Анатолий Чернов, говоря о том, что мешает делу, отметил дефицит в России качественного металла, сварочно-наплавочных материалов, засилье контрафакта, отсутствие реальной господдержки. А также неоправданные нередко требования заказчиков «сделать втрое дешевле, а рассчитаться через год после поставки». Анатолий Чернов также заострил внимание на дефиците информации: нужно больше сведений, что заказчики покупают по импорту. Это позволит системно и экономически обоснованно заниматься импортозамещением, считает он.

Ресурс — новые знания

В рамках круглых столов на форуме обсудили несколько вопросов. Все поддержали тезис Виктора Кузнецова, доктора технических наук, профессора кафедры термообработки и физики металлов УрФУ, генерального директора ООО «Предприятие «Сенсор» из Кургана, который подчеркнул: «Только новые знания принесут успех в импортозамещении». Речь шла об использовании нано- и аддитивных технологий при производстве деталей запорных органов высокоресурсных задвижек, чем занимается Виктор Кузнецов и его научная группа.

О роли научно-исследовательских работ, как основного фактора создания инновационной продукции, рассказал Александр Фоминых — начальник Курганской научной лаборатории ООО НПФ «МКТ-АСДМ». Андрей Дарвин, директор по науке Чебоксарского ОАО "АБС ЗЭиМ Автоматизация" представил «интеллектуальные приводы» для дистанционного мониторинга состояния узлов. О новых композиционных материалах, поведал Данила Зерщиков, замдиректора по развитию ООО «Константа-2» из Волгограда. Кроме того, участники круглого стола обсудили перспективы сильфонной арматуры для нефтегазовой отрасли и ЖКХ и еще многое другое.

Директор НП «Центр кластерного развития Курганской области» Сергей Сухарев

Ученые в России предлагают разные методы и инструменты повышения качества ТПА. Вопросы испытательного оборудования и диагностики ТПА, к примеру, столкнули на площадке форума две разных школы по диагностике электроприводной арматуры. Одну представляли специалисты во главе с заместителем руководителя ВИТИ НИЯУ МИФИ Виктором Никифоровым, другую — специалисты Смоленского филиала «Смоленскатомтехэнерго» АО «Атомтехэнерго» с заместителем главного инженера филиала Сергеем Ермаковым.

Их дискуссия, вызвавшая горячий интерес, как и весь форум, доказала главное — в отрасли и в ее прикладной науке вовсю кипит мысль, идет поиск самых передовых и эффективных решений для обеспечения задач, которые ставят перед собой заказчики — предприятия добычи, транспортировки и переработки нефти и газа. И их постоянная стратегически осознанная связь друг с другом может гарантировать успех.

Знать, чтобы действовать

В итоговые рекомендации форума вошло немало предложений. Одно из главных — предложение правительству Российской Федерации сформировать номенклатурный перечень импортной трубопроводной арматуры, закупаемой крупными компаниями с государственным участием, для импортозамещения ее российскими предприятиями.

Форум рекомендовал участникам инициировать создание межрегиональной рабочей группы для разработки нормативных документов по оценке работоспособности герметизирующих узлов в качестве доказательной базы для подтверждения соответствия продукции требованиям ТР ТС 032/2013.

Производителям ТПА предложено предусматривать технические возможности установки дополнительного оборудования или блоков для диагностирования в составе изделий и освоить их производство. А также включить данный вопрос в план работы Совета Евразийской экономической комиссии

От эксплуатирующих организаций форум ждет содействия в проведении опытно-промышленных испытаний и поднадзорной эксплуатации инновационных разработок производителей ТПА и комплектующих с целью дальнейшего усовершенствования оборудования и последующего внедрения его в производство.

А Минпромторгу РФ рекомендовано обязать эксплуатирующие организации проводить ресурсные испытания закупаемых импортных образцов трубопроводной арматуры по методике, применяемой к отечественной трубопроводной арматуре.

«Мы также будет готовить законодательные инициативы в Госдуму и правительство РФ для внесения поправок в законодательную базу России, помогающие решить поставленные на форуме в Кургане вопросы», — подчеркнул Сергей Сухарев.

Справка: Форум организован Научно-промышленной ассоциацией арматуростроителей (НПАА) совместно с Комитетом по промышленной политике Российского союза промышленников и предпринимателей (РСПП) и Курганским территориально-отраслевым комплексом «Новые технологии арматуростроения» (КТОК «НТА») при поддержке правительства Курганской области.

Курганский
Территориально-
Отраслевой Комплекс
НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
АРМАТУРОСТРОЕНИЯ

НП "Центр кластерного развития Курганской области" – управляющая компания КТОК «НТА»
640007 г. Курган, ул. Ястржембского, 41а
Тел.: +7 (3522) 600-120
E-mail: ckr45@yandex.ru
www.innovation45.ru

УДК 621.643.2-034.14

Экспериментальные исследования влияния расслоений металла на работоспособность трубопроводов

А.Э. Толстов
главный инженер[1]
Ekos.tolstov@mail.ru

А.Е. Зорин
д.т.н., главный научный сотрудник[2]
Zorinae86@rambler.ru

Е.Е. Зорин
д.т.н., профессор кафедры материаловедения[3]
zenacenter@yandex.ru

[1]ООО «Газприбортехнология», Москва, Россия
[2]ООО «ЭКСИКОМ», Москва, Россия
[3]Московский политехнический университет, Москва, Россия

В статье представлены результаты проведенной серии натурных испытаний, целью которых являлось изучение влияния расслоений металла труб на работоспособность трубопроводов. Показано, что в случае действия непроектных нагрузок, возникающих в процессе эксплуатации нефтегазопроводов, а также когда возникновение расслоений обусловлено деградацией свойств металла, подобные дефекты могут оказать негативное влияние на сопротивляемость трубопровода разрушению.

Материалы и методы
Исследования проводились на газопроводных трубах различного диаметра. Для нагружения труб совместным действием внутреннего давления и кручения был изготовлен специальный стенд. Для оценки несущей способности трубы с расслоением изготавливалась трубная плеть. Для лабораторных исследований металла труб выполнялась электронная микроскопия.

Ключевые слова
расслоения металла, натурные испытания, старение металла, кручение

Введение

В рамках сопровождения эксплуатации нефтегазопроводов одним из ключевых вопросов, определяющих, с одной стороны, надежность и безопасность данных опасных производственных объектов, а с другой — эффективность их обслуживания, являются нормы оценки качества труб с дефектами. Как правило, принятию подобных норм предшествуют многочисленные экспериментальные и аналитические исследования, в рамках которых изучается поведение той или иной группы дефектов под действием различных нагрузок и факторов, характерных для рассматриваемой конструкции.

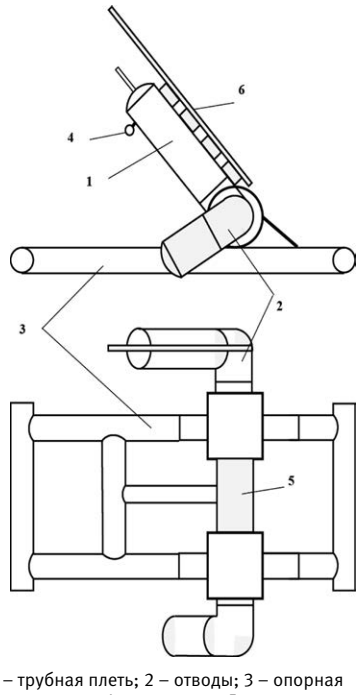
Указанный подход в полной мере был реализован применительно к таким группам дефектов, как «потеря металла», «трещины» и «вмятины», что привело к принятию достаточно обоснованных и справедливых норм оценки качества труб с указанными повреждениями [1].

Однако, для дефектов типа «расслоение металла» ситуация несколько иная. Образование подобных дефектов является достаточно распространенным явле¬нием не только на стадии производства трубной продукции, но и на этапе эксплуатации нефтегазопроводов. Так, в частности, в работе [2] при анализе выявления расслоений металла труб в рамках последовательных трехкратных пропусков внутритрубных дефектоскопов с периодичностью в 5 лет установлено увеличение числа эксплуатационных расслоений. В среднем на длине в тридцать километров за пятилетний период эксплуатации число дефектов увеличивается на 12 штук. По данным исследований, представленных в [3], на 1 км нефтепровода приходится около 20–120 расслоений. По газопроводам подобная статистика отсутствует, поскольку в силу технологических особенностей при их диагностировании применяются магнитные внутритрубные снаряды, которые имеют низкую чувствительность к обнаружению расслоений. Однако, учитывая схожую номенклатуру труб, используемых при сооружении нефте- и газопроводов, а также во многом схожие условия их эксплуатации, следует ожидать на газопроводах аналогичной распространенности расслоений.

При этом, существующие нормы либо практически не ограничивают присутствие расслоений в стенке труб [1], либо рассматривают их как эквивалентную поперечную трещину, снижающую несущую способность трубы [4], что наделяет опасностью только наклонные расслоения.

Такая ситуация объясняется несколькими моментами. Во-первых, исследователями, занимавшимися данной проблемой как в рамках аналитических, так и в рамках экспериментальных работ [3, 5–9], выбиралась упрощенная постановка задачи с точки зрения нагружения дефектного участка — рассматривалось действие исключительно внутреннего давления, без учета всей полноты реальных условий эксплуатации нефтегазопроводов. Во-вторых, несмотря на схожие методические подходы при постановке экспериментов, полученные результаты демонстрировали неоднозначную картину влияния расслоений на работоспособность анализируемых объектов, что говорит о наличии неучтенных факторов, таких, к примеру, как природа расслоения. Все это, очевидно, не позволило сформировать четких представлений об опасности данных дефектов как у научного сообщества, так и у эксплуатирующих нефтегазопроводы организаций.

Учитывая обозначенные обстоятельства, ниже представлены результаты проведенных натурных испытаний и лабораторных исследований, демонстрирующие необходимость более глубокого и разностороннего изучения проблемы расслоений нефтегазопроводных труб.



1 – трубная плеть; 2 – отводы; 3 – опорная конструкция; 4 – манометр; 5 – исследуемая труба; 6 – рычаг для приложения нагрузки
1 – pipework; 2 - fittings; 3 – support structure; 4 – manometer; 5 – the investigated pipe; 6 – lever for load

Рис. 1 — Схематичное изображение испытательного стенда
Fig. 1 — Schematic representation of the test bench

Испытания на стенде

Задачей первого этапа экспериментальных исследований являлась оценка поведения расслоений металла от действия нагрузок типа кручение. Подобные нагрузки не являются проектными, не регламентируются какими-либо нормами или расчетными моделями, однако могут возникать в условиях морозных пучений, подвижек грунтов, сейсмической активности и других явлений,

а *б*

Рис. 2 — Проведение испытаний
а — положение плети до проведения испытаний; б — положение плети после проведения испытаний
Fig. 2 — Testing
a — the position before the test; b — the position after the test

Обозначение коррозионной зоны	Длина l, мм	Ширина b, мм	Максимальная глубина d, мм
№1	430	270	2,6
№2	670	220	3,1
№3	420	310	3,0
№4	520	370	2,5
№5	620	480	2,2
№6	310	150	2,9

Таблица — Размеры коррозионных зон, содержащихся в трубной плети
Table — Dimensions of corrosion zones, contained in the pipework

приводящих к изменению проектного положения трубопровода.

В качестве объекта исследований была выбрана цельнотянутая труба Ду 325 мм, толщиной стенки 12 мм, демонтированная с обвязки линейного крана Ду 1400 при капитальном ремонте магистрального газопровода «Уренгой-Новопсков» 3007–3040 км после 30 лет эксплуатации. Причиной выбора указанной трубы послужило обнаруженное в ней по результатам ультразвукового контроля расслоение, оценочным размером 180 мм в продольном направлении и 110 мм в кольцевом, расположенное на глубине 5,5 мм от внешней поверхности.

Определение химического состава в лабораторных условиях позволило установить, что труба изготовлена из стали 17ГС.

Методика проведения исследований предусматривала сооружение испытательного стенда, на котором можно было бы воспроизвести совместное действие нагрузок от внутреннего давления и от кручения.

Схема указанного стенда представлена на рис. 1.

Стенд представлял собой трубную плеть (1), сваренную с использованием отводов (2), закрепленную системой опор (3), обеспечивающих фиксацию горизонтальной части плети, в которой расположена исследуемая труба.

Благодаря предложенным конструктивным решениям удалось реализовать требуемое двухсоставное нагружение плети. Внутреннее давление задавалось посредством гидравлического насоса, подсоединенного к плети через патрубок на торцевой заглушке, а кручение – путем приложения нормального усилия через рычаг (6) к части плети, ориентированной перпендикулярно к исследуемой трубе.

Программа испытаний заключалась в создании внутреннего давления воды в плети на уровне 3,43 МПа, при котором с использованием трубоукладчика выполнялась тяга рычага в направлении, обратном направлению его наклона.

Поскольку нагрузки кручения не регламентируются действующей нормативно-технической документацией в области эксплуатации нефтегазопроводов, степень кручения заранее не выбиралась, а определялась технической возможностью трубоукладчика, устойчивостью стенда и поведением трубной плети в процессе приложения нагрузки. В данном случае такой подход был признан допустимым, поскольку главной целью запланированного эксперимента являлась качественная оценка поведения трубы с расслоением от действия нехарактерной при эксплуатации трубопровода нагрузки.

В результате, после проведения испытаний наклонная катушка в плети была повернута на угол закручивания $\varphi \approx 40°$ (рис. 2).

Отсюда был вычислен угол сдвига γ исследуемой катушки с расслоением по формуле:

$$\gamma = \frac{\varphi D}{2l}, \quad (1)$$

где φ – угол закручивания катушки, град; D — диаметр катушки, мм; l — длина катушки, мм.

Угол сдвига γ составил 4,73°.

Испытания трубной плети

В рамках следующего этапа экспериментальных исследований выполнялась оценка сопротивляемости разрушению трубы с дефектами типа расслоение от внутреннего давления. Для этого была подготовлена трубная плеть из трубы стали К60 производства Италии ($\sigma_т$ = 461 МПа, $\sigma_в$ = 589 МПа), Ду 1200 мм, толщиной стенки 14,1 мм, вырезанной из МГ «Оренбург – Новопсков», 634-661 км после 32 лет эксплуатации по причине наличия коррозионных дефектов. Также, проведенный в рамках отбраковки ультразвуковой контроль показал наличие в трубе множественных расслоений на разной глубине по толщине стенки, расположенных, в том числе, в зоне коррозионных дефектов.

Размеры дефектов приведены в таблице. Фотографии некоторых содержащихся на ней коррозионных дефектов приведены на рис. 3.

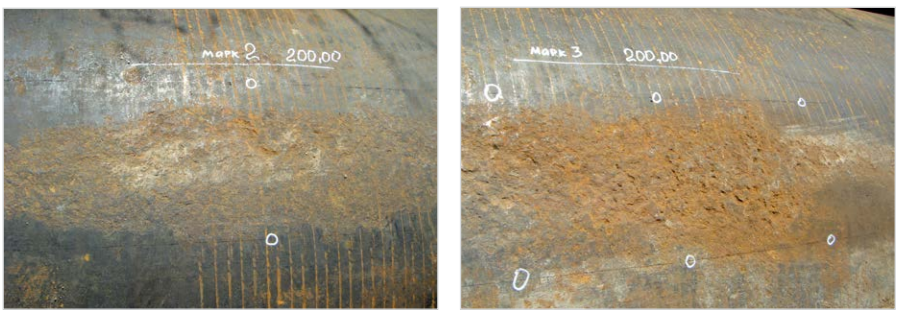
Программа испытаний заключалась в статическом нагружении плети до рабочего (7,4 МПа), затем до испытательного (8,1 МПа) давления с целью контроля протекания пластической деформации в зоне коррозионных дефектов, а затем до разрушения.

Для контроля давления использовался манометр.

Одной из главных целей данных испытаний было сопоставление фактического разрушающего давления с расчетным.

Для аналитической оценки разрушающего давления испытанной плети использовалась регламентированная в ПАО «Газпром» методика, изложенная в [10]. В основу данной методики легли эмпирические выражения, выведенные по результатам обработки многочисленных экспериментальных исследований, проведенных в период с 60-х по 90-е годы в АО «ВНИИСТ», ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и других отраслевых научных институтах, а ее достоверность подтверждалась, в том числе, и независимыми исследователями [11].

Для расчета разрушающего давления $p_р$ использовалось выражение [10]:



а *б*

Рис. 3 — Фотографии содержащихся на плети дефектов
а — дефект №2 из таблицы; б — дефект №3 из таблицы; в — дефект №4 из таблицы
Fig. 3 — Photos of the defects, contained in the pipework
a — defect №2 from table; b — defect №3 from table; c — defect №4 from table

а *б*

Рис. 4 — Разрушения трубной плети. а — общий вид; б — очаг разрушения
Fig. 4 — Destruction of the pipework. a — general view; b — the center of destruction

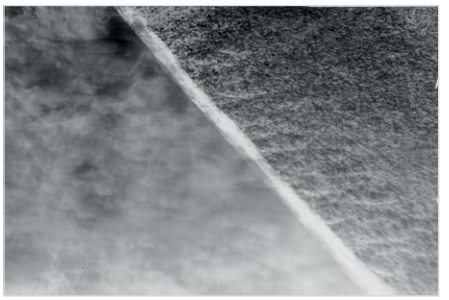


Рис. 5 — Структура металла в зоне разрушения плети (x15 000)
Fig. 5 — The structure of the metal in zone of pipework destruction (x15 000)

$$p_p = \frac{2\delta\sigma_в\left(1-\frac{d}{\delta}\right)}{(D_н-\delta)\left(1-\frac{d}{\delta Q}\right)}, \quad (2)$$

где

$$Q = \sqrt{1+0{,}31\left(\frac{l}{\sqrt{D_н\delta}}\right)^2}, \quad (3)$$

$\sigma_в$ — минимальное значение предела прочности, принимаемое по государственным стандартам и техническим условиям на трубы, МПа; $D_н$ — номинальный внешний диаметр трубы, мм; δ — номинальная толщина стенки трубы, мм; l — длина дефекта в осевом направлении, мм; d — глубина дефекта, мм.

Также после проведения полигонных испытаний проводились электронно-микроскопические исследования металла в очаге разрушения. Для этой цели использовался электронный микроскоп Jeol JEM 200CX с доступным ускоряющим напряжением в диапазоне от 20 до 200 кВ, что обеспечивает режим работы «на просвет». Анализу подвергались различные по толщине зоны металла, начиная от поверхности с шагом в 3 мм.

Для проведения электронной микроскопии требовалась подготовка образцов в виде сверхтонких пластинок. Заготовки толщиной около 0,3 мм вырезались электроэрозионным способом. Для оценки состояния поверхностного слоя металла заготовки вырезались на глубине около 0,1 мм от поверхности. Далее они механически утонялись до толщины в 0,1 мм, и окончательно готовились электролитической полировкой.

Итоги

Испытания на стенде

После приложения нагрузок от внутреннего давления и кручения выполнялся ультразвуковой контроль исследуемой трубы с целью определения параметров расслоения. Результаты диагностики показали изменение размеров расслоения как в продольном направлении — до 192 мм, так и в кольцевом направлении — до 176 мм. То есть, в поперечном направлении зафиксированный рост оказался существенно выше, что объяснимо, учитывая характер прилагаемой нагрузки.

Полигонные испытания

По достижению рабочего и испытательного давления пластического деформирования дефектных зон по показаниям манометра зафиксировано не было, а разрушение плети произошло при давлении 13,6 МПа в дефектной зоне №3 (рис. 4а).

Осмотр излома после проведения испытаний показал, что очаг разрушения находился не в месте наиболее глубокого дефекта, а в зоне общей коррозии, по глубине, не превышающей 1,0 ÷ 1,3 мм (рис. 4б).

В целом квазихрупкий излом разрушения характеризовался крайней неоднородностью. По всей длине наблюдались участки хрупких сколов, отрыва слоев металла и расслоений.

При выполнении аналитических расчетов согласно [10] дефекты потери металла могут рассматриваться как одиночными, так и во взаимодействии друг с другом. Дефектная зона №3, явившаяся очагом разрушения плети, представляла собой питинговое коррозионное поражение сложной конфигурации глубиной от 0,5 до 3 мм. Однако, поскольку в очаге разрушения, а также по линии его распространения глубина коррозионного повреждения не превышала 1,3 мм, для проведения расчетов были приняты следующие параметры одиночного дефекта: длина — 420 мм; глубина — 1,3 мм.

Подставив в формулы (2) — (3) вышеуказанные параметры дефекта, а также нормативные свойства испытанной трубы, было получено расчетное разрушающее давление плети, равное 14,12 МПа.

Как видно, теоретическое и реальное значение разрушающего давления достаточно близки, однако, полученный результат следует признать неожиданным. Во-первых, это связано с тем, что фактическое давление разрушения все же оказалось ниже расчетного, при том, что расчетная методика из [10] отличается консервативностью, то есть показывает заниженные результаты, а параметры дефекта, подставляемые в формулы (2) и (3), были округлены в большую сторону. Во-вторых, разрушение произошло не в зоне многочисленных коррозионных каверн, достигавших глубины 3,1 мм, а в зоне общей коррозии.

Объяснение такого поведения трубной плети было получено при проведении электронно-микроскопических исследований. В металле, содержащем расслоение, вырезанном из очага разрушения, обнаружились следы старения, характеризовавшиеся образованием карбидных выделений на границах зерен (рис. 5). По всей видимости, указанный процесс деградации металла стал не только причиной снижения несущей способности трубы, но и причиной образования расслоения в металле. Справедливость данного заключения подтверждается тем, что представленная на рис. 5 картина характерна не только для поверхностных слоев, но и для центральных — где и образовалось расслоение.

Полученные результаты позволили с уверенностью говорить о том, что при оценке опасности труб с расслоениями недостаточно рассматривать данные дефекты только как концентратор напряжения от действия внутреннего давления. Учитывая конфигурацию расслоений, наибольшую опасность для них представляют нагрузки другого типа — кручения и изгибы, действие которых может приводить к развитию данных дефектов не только в плоскости трубы, но и в направлении, обеспечивающем выход дефекта на поверхность, переводя его в более опасную категорию с точки зрения влияния на несущую способность трубопровода.

Также чрезвычайно важным фактором, определяющим степень опасности расслоений труб, является природа их возникновения. Если она, как в представленном случае, обусловлена деградационными процессами в металле, это требует принципиально другого подхода к оценке таких дефектов.

Резюмируя можно отметить целесообразность проведения соответствующих фундаментальных исследований, направленных на формирование дифференцируемых норм оценки качества труб с расслоениями, учитывающих характер и величину действующих проектных и непроектных нагрузок на трубопровод, а также тип, размеры и природу возникновения данных дефектов.

Литература

1. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов: нормативный документ ПАО «Газпром». М.: ПАО «Газпром», 2013. 117 с.
2. Кушнаренко В.М., Чирков Ю.А., Швец А.В., Щепинов Д.Н. Изменение дефектности металла трубопроводов при длительной эксплуатации // Металловедение и термическая обработка металлов. 2009. №9. С. 7–10.
3. Колотовский А.Н., Яковлев А.Я., Бирилло И.Н., Теплинский Ю.А. Работоспособность трубопроводов высокого давления при наличии внутренних расслоений металла. М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2009. 222 с.
4. РД-23.040.00-КТН-011-16 Руководящий документ. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Определение прочности и долговечности труб и сварных соединений с дефектами.

5. Фокин М.Ф., Никитина Е.А. Особенности оценки опасности труб магистральных трубопроводов с «расслоениями», обнаруживаемых при внутритрубной диагностике // Проблемы машиностроения и автоматизации. 2008. №2. С. 81–84.
6. Комаров А.В. Оценка работоспособности нефтегазопроводов с внутренними расслоениями стенок труб. Ухта, 2012. 161 с.
7. Бирилло И.Н., Комаров А.В. Методика отбраковки труб с внутренним расслоением стенки на стадии эксплуатации объекта // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2011. №2. С.12–15.
8. Олешко В.Д. Разработка методов расчетного остаточного ресурса нефтегазопроводов с расслоениями в стенках труб. Уфа, 2001. 135 с.
9. Кершенбаум В.Я., Гумеров К.М., Ямуров Н.Р., Кирнос В.И. Гидроиспытание труб с де¬фектами типа «расслоение металла» // Надежность и сертификация оборудования для нефти и газа. 2000. №4. С. 37–42.
10. СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами. М.: ИРЦ Газпром, 2007. 63 с.
11. Велиюлин И.И., Зорин А.Е. Экспериментальные исследования различных типов дефектов труб // Международная конференция «Обслуживание и ремонт газонефтепроводов–2010. М.: Газпром экспо, 2011. С. 221–228.

UDC 621.643.2-034.14

Experimental researches the influence of metal bundles on the pipelines functionality

Authors:
Anatoly E. Tolstov — chief engineer[1]; Ekos.tolstov@mail.ru
Alexander E. Zorin — Sc.D., chief researcher[2]; Zorinae86@rambler.ru
Evgeny E. Zorin — Sc.D., professor of department of materials science[3]; zenacenter@yandex.ru

[1]LLC «Gazpribortechnologiya», Moscow, Russian Federation
[2]LLC "EKSIKOM", Moscow, Russian Federation
[3]Moscow Polytechnic University, Moscow, Russian Federation

Abstract
The article presents the results of full scale tests, in which studied the influence of metal pipe bundles on the pipelines functionality. It is shown, that in case the influence of non-design loads on oil and gas pipelines, as well as when the genesis of metal bundles is caused by the degradation of metal properties, such defects can have a negative impact on the resistance of the pipeline to destruction.

Materials and methods
esearches were undertaken on gas pipes of different diameters. A special stand was made for loading pipes by the combined influence of internal pressure and torsion. To assess the bearing capacity of pipe with bundles, was made a pipe lash. For laboratory studies of metal pipes was performed electron microscopy.

Keywords
metal bundles, full scale testing, aging metal, torsion

Results
The combined effect of internal pressure and torsion loads led to increase the bundle size in pipe. The bearing capacity of pipe with bundles was lower than calculated due to detection traces of aging in metal, which led to a drop in its performance properties.

Conclusions
When assessing the risk of bundles, it is necessary to take into account the effect of the entire spectrum of loads on the pipeline, as well as the genesis of these defects

References
1. *Instruktsiya po otsenke defektov trub i soedinitel'nykh detaley pri remonte i diagnostirovanii magistral'nykh gazoprovodov* [Instructions for assessing defects in pipes and fittings during repair and diagnostics of main gas pipelines]. M.: Gazprom, 2013, 117 p.
2. Kushnarenko V.M., Chirkov Yu.A., Shvets A.V., Shchepinov D.N. I*zmenenie defektnosti metalla truboprovodov pri dlitel'noy ekspluatatsii* [Change of pipeline metal defects during long-term operation]. *Metallovedenie i termicheskaya obrabotka metallov*, 2009, issue 9, pp. 7–10.
3. Kolotovskiy A.N., Yakovlev A.Ya., Birillo I.N., Teplinskiy Yu.A. R*abotosposobnost' truboprovodov vysokogo davleniya pri nalichii vnutrennikh rassloeniy metalla* [Performance of high-pressure pipelines with internal metal bundles]. M.: TsentrLitNefteGaz, 2009, 222 p.
4. RD-23.040.00-KTN-011-16 *Rukovodyashchiy dokument. Magistral'nyy truboprovodnyy transport nefti i nefteproduktov. Opredelenie prochnosti i dolgovechnosti trub i svarnykh soedineniy s defektami* [Determination of strength and durability of pipes and welded joints with defects].
5. Fokin M.F., Nikitina E.A. O*sobennosti otsenki opasnosti trub magistral'nykh truboprovodov s «rassloeniyami», obnaruzhivaemykh pri vnutritrubnoy diagnostike* [Features of hazard assessment of pipes with "bundles", detected during in-line inspection]. *Problemy mashinostroeniya i avtomatizatsii*, 2008, issue 2, pp. 81–84.
6. Komarov A.V. O*tsenka rabotosposobnosti neftegazoprovodov s vnutrennimi rassloeniyami stenok trub* [Performance evaluation of oil and gas pipelines with internal bundles of the pipe wall]. Ukhta, 2012. 161 p.
7. Birillo I.N., Komarov A.V. M*etodika otbrakovki trub s vnutrennim rassloeniem stenki na stadii ekspluatatsii ob"ekta* [The method of rejection of pipes with internal bundles at the stage of facility operation]. *Truboprovodnyy transport: teoriya i praktika,* 2011, issue 2, pp. 12–15.
8. Oleshko V.D. R*azrabotka metodov raschetnogo ostatochnogo resursa neftegazoprovodov s rassloeniyami v stenkakh trub* [Development of methods for calculating the residual life of oil and gas pipelines with bundles in the walls of pipes]. Ufa, 2001, 135 p.
9. Kershenbaum V.Ya., Gumerov K.M., Yamurov N.R., Kirnos V.I. G*idroispytanie trub s de¬fektami tipa «rassloenie metalla»* [Hydraulic testing of pipes with defects «metal bundles»]. *Nadezhnost' i sertifikatsiya oborudovaniya dlya nefti i gaza*, 2000, issue 4, pp. 37–42.
10. STO Gazprom 2-2.3-112-2007 *Dokumenty normativnye dlya proektirovaniya, stroitel'stva i ekspluatatsii ob"ektov OAO «Gazprom». Metodicheskie ukazaniya po otsenke rabotosposobnosti uchastkov magistral'nykh gazoprovodov s korrozionnymi defektami* [Methodical instructions for the assessment of working capacity of the main gas pipelines sections with corrosion defects]. M.: IRTs Gazprom, 2007, 63 p.
11. Veliyulin I.I., Zorin A.E. E*ksperimental'nye issledovaniya razlichnykh tipov defektov trub* [Experimental researches of various types of pipe defects]. *Mezhdunarodnaya konferentsiya «Obsluzhivanie i remont gazonefteprovodov–2010»*. M.: Gazprom ekspo, 2011, pp. 221–228.

Роторы не прощают дисбаланс!

Научитесь понимать причины дисбаланса и проводить балансировку на курсах нашей Академии!

Для большого числа даже технически грамотных людей, дисбаланс и балансировка - это не до конца понятные явления. Широкий спектр учебных программ по теории и практике балансировки поможет внести полную ясность и дать Вам знания, в которых Вы нуждаетесь.
Инвестиции в образование, несомненно, окупят себя. Вы обязательно это поймете, когда в очередной раз будете оценивать результаты работы и увидите, что продукт Вашего труда стал лучше!

www.balancing-academy.ru

АКАДЕМИЯ балансировки

Отдел Дополнительного Профессионального Образования (Лицензия № 039108 от 24.01.2018 г.)

ООО «Дюрр Системс РУС» 127473, г. Москва, ул. Краснопролетарская 16, стр. 1, подъезд 3
Телефон +7 (495) 741 0091, ab-moscow@durr.com

УДК 621.643

Оценка влияния механических свойств трубной стали 17Г1С различных производителей на прочностную надежность магистральных трубопроводов

С.Л. Голофаст
д.т.н., профессор
trasser@inbox.ru

ООО «Газпром проектирование», Санкт-Петербург, Россия

В работе приведены результаты исследований механических свойств материала труб, изготовленных из стали 17Г1С различными производителями трубной продукции, и выполнена оценка влияния этих свойств на прочностную надежность магистральных трубопроводов. Обработка результатов исследований механических характеристик трубных сталей и расчет вероятности безотказной работы линейных участков магистрального трубопровода по критерию прочности выполнены на основе математического аппарата непараметрической статистики с учетом фактических законов распределения исследуемых случайных величин.

Материалы и методы
Обработка результатов экспериментальных исследований прочностных характеристик трубных сталей и оценка прочностной надежности линейных участков МТ выполнена на основе методов непараметрической статистики.

Ключевые слова
Магистральный трубопровод, линейный участок, механические характеристики трубных сталей, предел прочности, предел текучести, прочностная надежность, вероятность безотказной работы, непараметрическая статистика

Введение

Оценка технического состояния линейной части магистральных трубопроводов (далее — МТ) на этапе эксплуатации производится на основе параметров технического состояния, к которым относятся механические характеристики трубных сталей. Данные параметры имеют случайную природу, их фактические значения и законы распределения варьируются в зависимости от завода-изготовителя, даты выпуска и нормативной документации, согласно которой произведена трубная продукция. Продолжительность и условия эксплуатации МТ также приводят к изменению закономерностей и предельных значений данных параметров. Перечисленные факторы оказывают существенное влияние на точность расчетов прочностной надежности и риска эксплуатации МТ. При этом существующая нормативная документация, регламентирующая расчет показателей надежности, базируется на подходе, основанном на принятии нормального закона распределения для механических характеристик трубных сталей. Однако методы классической математической статистики, применяемые при обработке результатов испытаний прочностных характеристик трубных сталей, не всегда позволяют корректно учесть специфику фактических законов распределения этих параметров. Более того, в ряде случаев не представляется возможным отнести выборку значений какого-либо из параметров технического состояния ни к одному из известных в теории классической математической статистики законов.

Теоретическая часть

При расчете показателей надежности магистральных газопроводов (МГ) в соответствии с существующей нормативной документацией принимаются нормальные законы распределения для внешней нагрузки и прочностных характеристик материала труб [1, 2, 3, 4]. Однако результаты многочисленных исследований свидетельствуют [5, 6, 7, 8], что принятие нормального закона для действующей на трубопровод внешней нагрузки, к которой относятся избыточное внутреннее давление p и температурный перепад ΔT, является в большинстве случаев исключением. Естественно, что закономерности изменения возникающих в трубопроводе напряжений σ, которые зависят от законов распределения величин p и T, также не соответствуют нормальному закону. В связи с этим в рамках непараметрической статистики разработаны и апробированы методы, позволяющие вне зависимости от сложности фактических законов распределения данных случайных величин восстанавливать их функции плотности вероятности $f_p(p)$, $f_T(T)$ и $f_\sigma(\sigma)$, которые необходимы для решения задач расчета показателей надежности. Наибольшее распространение в настоящее время получил метод, в котором для оценки функции плотности распределения вероятности случайной величины применяется эмпирическая функция Розенблатта-Парзена (Rosenblatt, 1956; Parzen, 1962). На базе данного метода разработаны адаптивные оценки плотности вероятности. Для выбора вида ядерной функции, позволяющей наиболее точно восстановить искомую зависимость, применяется информационный функционал качества:

$$J = \int \ln[k(t)] f(t)dt = \int \ln[k(t)] dF(t), \quad (1)$$

где $F(T)$, $f(T)$ — функция и плотность распределения случайной величины t;

$k(t)$ — плотность распределения, оцениваемая по выборке случайной величины t_i, $i=1N$; $g_k(t)$, $k=1,n$ ядерные функции: $k(t)=f_{kN}(t,h_N, g_k(t))$, где h_N — параметр «размытости» [11, 12].

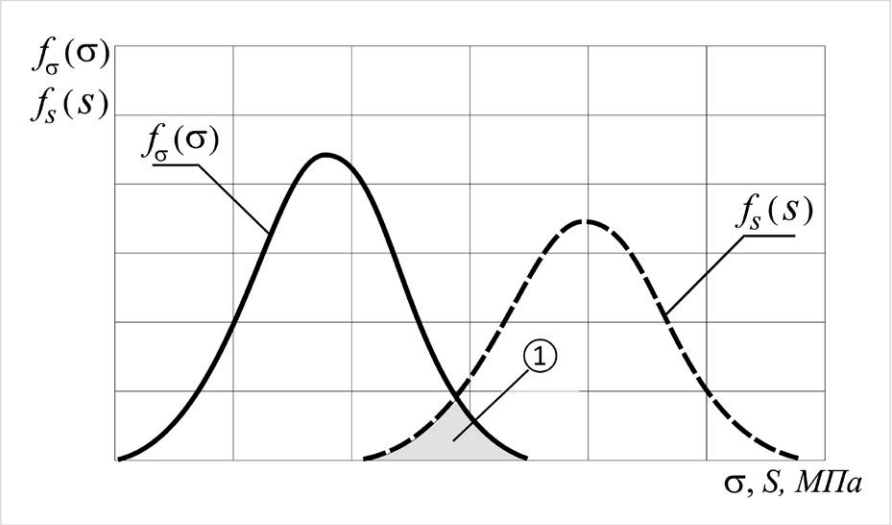


Рис. 1 — Графическая иллюстрация к определению вероятности отказа
Fig. 1 — Graphic illustration of the failures probability

Вероятность отказа, позволяющая количественно оценить прочностную надежность и риск эксплуатации МТ, рассчитывается путем вычисления интеграла [3, 4, 5, 6, 7, 8, 11]:

$$Q = \frac{1}{F_S \cdot F_\sigma} \int_0^\infty f_\sigma(\sigma) \cdot \left[\int_0^\infty f_S(s)ds \right] d\sigma, \quad (2)$$

где $F_S = \int_0^\infty f_S(s)ds$; $F_\sigma = \int_0^\infty f_\sigma(\sigma)d\sigma$, $f_\sigma(\sigma)$ — функция плотности вероятности возникающих в стенке МТ напряжений, $f_s(s)$ — функция плотности вероятности предельных напряжений, в качестве которых в зависимости от норм расчета принимается предел прочности $\sigma_в$, предел текучести σ_T или предел выносливости σ_{-1}.

Для графической иллюстрация решения задачи (2) на рисунке 1 приведены совмещенные графики функций $f_\sigma(\sigma)$ и $f_s(s)$. Область перекрытия этих функций ① соответствует некоторой вероятности отказа Q, которая рассчитывается согласно выражению (2).

При этом, несмотря на накопленный опыт применения в практике расчетов прочностной надежности фактических закономерностей изменения внешней нагрузки и возникающих в трубопроводе напряжений σ, для описания предельных напряжений s до сих пор используется «удобный» нормальный закон, расчет статистических характеристик которого не вызывает затруднений, или реже закон Грамма-Шарлье [1, 3, 4, 5, 6, 9, 13].

Основой для принятия вида закона предельных напряжений является статистическая обработка выборок значений механических характеристик материала труб, полученных в результате испытаний образцов из трубных сталей. Пример результатов исследований закономерностей изменения предела текучести σ_T и предела прочности $\sigma_в$ для сталей 17ГС, 17Г1С и 14ХГС приведен в работах [13, 14]. Недостатком полученных результатов [14] является предположение о нормальной плотности и тождественности дисперсий экспериментальных данных, выборки которых имели небольшой объем. Принятые допущения явились следствием ограничений, возникающих при обработке результатов испытаний методами классической математической статистики, и недостаточного количества фактических исходных экспериментальных данных.

Отмеченная проблема свидетельствует о необходимости дополнительных исследований фактических законов распределения механических характеристик трубных сталей для повышения достоверности результатов расчета прочностной надежности МТ.

Экспериментальная часть

В продолжение работ по изучению закономерностей изменения механических свойств материала труб [14] выполнены экспериментальные исследования для стали 17Г1С на образцах, изготовленных из труб производства Харцизского ТЗ и Челябинского ТПЗ согласно ТУ 14-3-109-73. Первую группу образцов вырезали из основного металла трубы диаметром Dy = 700 мм и толщиной стенки δ = 8,2 мм, произведенной на Харцизском ТЗ, а вторую — из трубы диаметром Dy = 1200 мм и δ = 14,5 мм производства Челябинского ТПЗ. В процессе испытаний образцов фиксировались относительное удлинение δ и сужение ψ, предел текучести σ_T и предел прочност и $\sigma_в$, материала трубы. Выборки значений предела текучести σ_{Tj} $j=\overline{1, m}$ для материала труб разных производителей представлены в виде гистограмм на рисунках 2 и 3, а предела прочности $\sigma_{вi}$ $i=\overline{1, n}$ — на рисунках 4 и 5.

Из анализа информации, приведенной на рисунках 2 – 5 следует, что выборки величин σ_T и $\sigma_в$ являются цензурированными ($\sigma_{T\min} = \min_j\{\sigma_{T_j}\}$; $\sigma_{T\max} = \max_j\{\sigma_{T_j}\}$ и $\sigma_{в\min} = \min_i\{\sigma_{вi}\}$; $\sigma_{в\max} = \max_i\{\sigma_{вi}\}$), поэтому распределения данных величин будут усеченными. Данный факт оказывает существенное влияние на результаты расчета вероятности отказа Q по уравнению (2) вследствие изменения пределов интегрирования и характеристик закона, принятого для выборок значений σ_T и $\sigma_в$ [7, 8]. Гистограммы частот распределения исследуемых величин свидетельствуют, что принятие какого-либо из параметрических законов при описании выборки результатов испытаний образцов, не корректно. Вследствие этого обработка совокупностей экспериментальных значений σ_T и $\sigma_в$ выполнена на основе

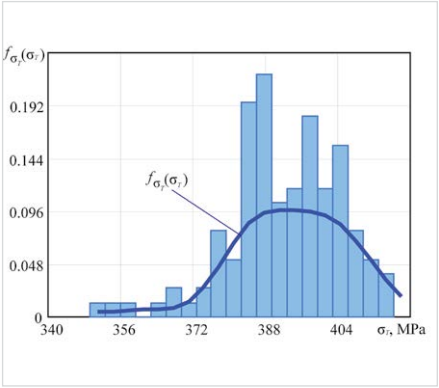


Рис. 2 — Гистограмма частот распределения и функция плотности вероятности предела текучести σ_T материала трубы, изготовленной на Харцизском ТЗ
Fig. 2 — Histogram of distribution frequencies and density function of the probability of yield strength (σ_T) of the material of pipe manufactured at Khartsizsk Tube Plant

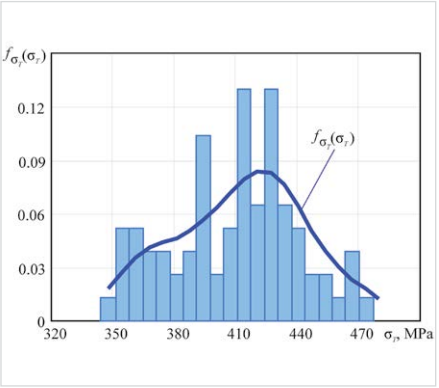


Рис. 3 — Гистограмма частот распределения и функция плотности вероятности предела текучести σ_T материала трубы, изготовленной на Челябинском ТПЗ
Fig. 3 — Histogram of distribution frequencies and density function of the probability of yield strength (σ_T) of the material of pipe manufactured at Chelyabinsk Pipe Rolling Plant

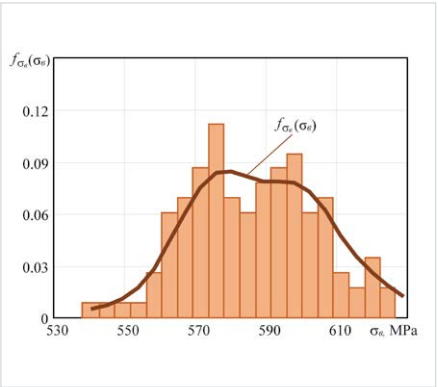


Рис. 4 — Гистограмма частот распределения и функция плотности вероятности предела прочности $\sigma_в$ материала трубы, изготовленной на Харцизском ТЗ
Fig. 4 — Histogram of distribution frequencies and density function of the probability of tensile strength ($\sigma_в$) of the material of pipe manufactured at Khartsizsk Tube Plant

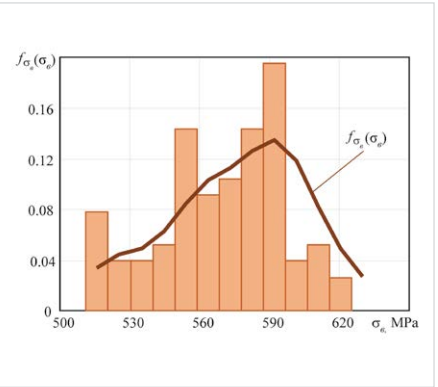


Рис. 5 — Гистограмма частот распределения и функция плотности вероятности предела прочности $\sigma_в$ материала трубы, изготовленной на Челябинском ТПЗ
Fig. 5 — Histogram of distribution frequencies and density function of the probability of tensile strength ($\sigma_в$) of the material of pipe manufactured at Chelyabinsk Pipe Rolling Plant

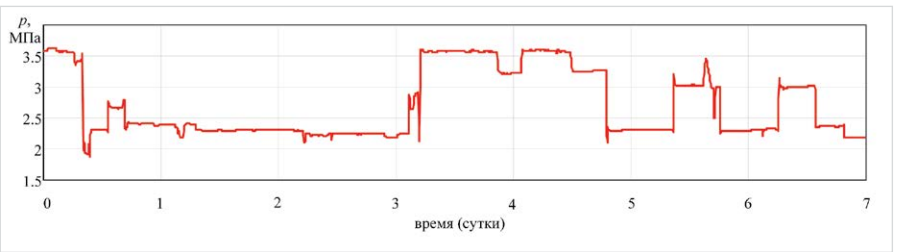
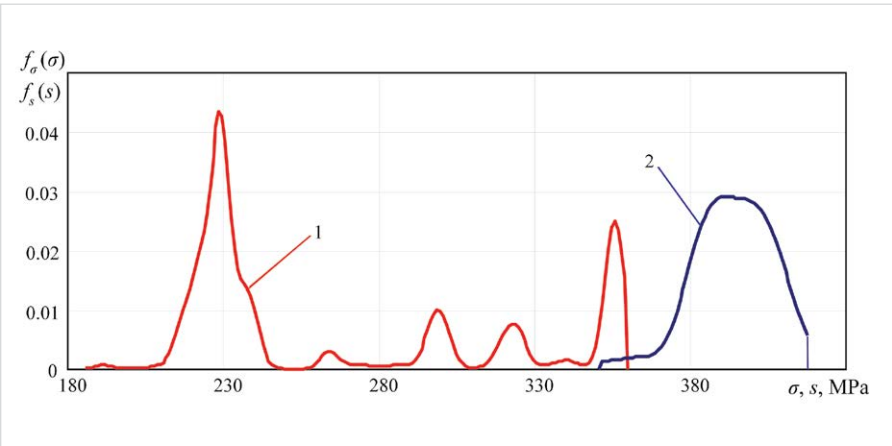
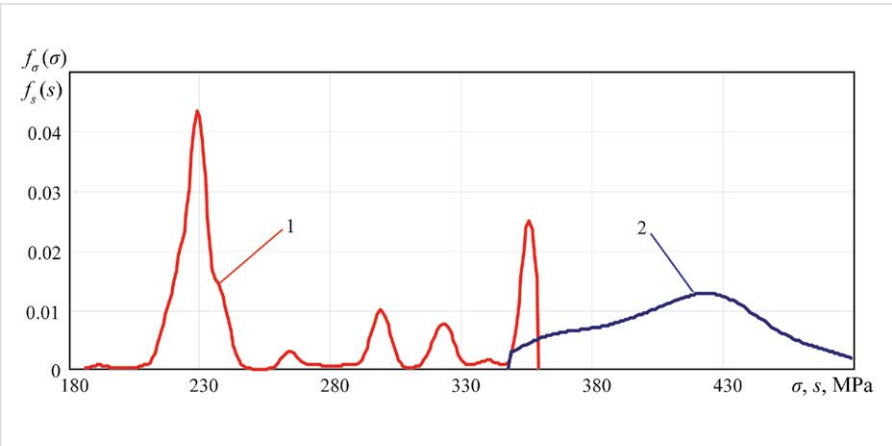


Рис. 6 — График изменения избыточного внутреннего давления p на линейном участке после НПС «Ачинская»
Fig. 6 — Graph of changes in the excess internal pressure p in the linear section after the pump station «Achinskaya»

Рис. 7 — Изменения температуры грунта на одном из линейных участков магистрального нефтепровода
Fig. 7 — Changes in soil temperature at one of the linear sections of the main oil pipeline



а)



б)

Рис. 9 — Графическая иллюстрация к расчету вероятности отказа
а) линейный участок построен из трубы производства Харцизского ТЗ
Вероятность отказа Q = 2,6 × 10⁻⁴
б) линейный участок построен из трубы производства Челябинского ТПЗ
Вероятность отказа Q = 7,6 × 10⁻⁴
Fig. 9 — Graphic illustration of the calculation of the of failures probability
a)linear section built from pipe manufactured at Khartsizsk Tube Plant
Failures probability Q = 2,6 × 10⁻⁴
б) linear section built from pipe manufactured at Chelyabinsk Pipe Rolling Plant
Failures probability Q = 7,6 × 10⁻⁴

методов непараметрической статистики [5, 11, 12]. В результате реализации адаптивных методов оценки плотности вероятности по выборкам значений σ_{Tj} $j=\overline{1, m}$, и $\sigma_{вi}$ $i=\overline{1, n}$, для материала трубы, изготовленной различными производителями, восстановлены функции плотности $f_{\sigma_T}(\sigma_T)$ и $f_{\sigma_в}(\sigma_в)$ предела текучести σ_T и предела прочности $\sigma_в$, которые представлены на рисунках 2-5. В зависимости от норм расчета, данные функции могут быть выбраны в качестве функции $f_s(s)$ предельных напряжений s для расчете вероятности отказа Q при вычисления интеграла (2).

Пример расчета

Оценку прочностной надежности рассмотрим на примере расчета вероятности отказа для одного из линейных участков магистрального нефтепровода (МН). Расчет выполним для двух вариантов. В первом варианте примем, что при строительстве участка применялась труба, произведенная из стали 17Г1С на Харцизском ТЗ, а во втором — на Челябинском ТПЗ в соответствии с требованиями одного ТУ 14-3-109-73. В качестве предельных напряжений s при определении вероятности отказа Q принят предел текучести σ_T [1]. Функции плотности распределения $f_{\sigma_T}(\sigma_T)$ для материала труб каждого из производителей представлены на рисунках 2 и 3.

Необходимым условием для оценки прочностной надежности линейного участка магистрального трубопровода является наличие функции плотности вероятности $f_\sigma(\sigma)$ напряжений σ, возникающих в стенке МН вследствие температурного перепада ΔT и внутреннего давления p. При этом величины ΔT и p являются случайными и имеют свои закономерности изменения и пределы рассеивания на различных линейных участках МТ [5, 6, 7, 8, 9]. Пример графика изменения внутреннего давления p для рассматриваемого в примере линейного участка приведен на рисунке 6.

Из анализа информации, представленной на рисунке 6, следует, что величина p имеет специфическую закономерность и ограниченные в диапазоне от 1.8 до 3,7 МПа пределы изменения. Вследствие этого выборка значений избыточного внутреннего давления p_i $i=\overline{1, n}$ тоже является цензурированной, что необходимо учитывать при расчете численного значения вероятности отказа Q [7, 8].

Аналогичная ситуация имеет место с температурным перепадом ΔT. Пример графика сезонного изменения температуры грунта,

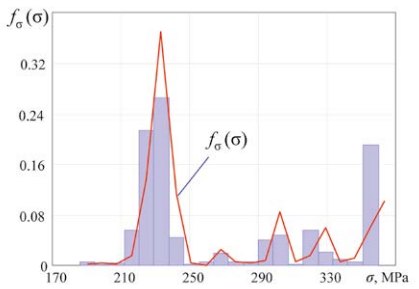


Рис. 8 — Функция плотности вероятности напряжений σ, возникающих в стенке трубы на одном из линейных участков магистрального нефтепровода
Fig. 8 — The probability density function of stresses σ arising in the pipe wall on one of the linear sections of the main oil pipeline

измеренной одной из термокос на трассе МН [15], приведен на рисунке 7. Из данных, приведенных на рисунке, следует, что температура грунта имеет сезонные колебания абсолютных значений и ограниченные пределы их изменения.

Методика и примеры решения задачи восстановления функции плотности вероятности $f_\sigma(\sigma)$ напряжений σ по известным [1, 2] функциональным зависимостям $\sigma = \sigma(p, \Delta T, D, \delta)$, подробно рассмотрены в работах [4, 5, 6, 7, 9]. Для принятого в примере линейного участка МН, соединяющего Западную Сибирь с Восточными регионами России, функция плотности вероятности $f_\sigma(\sigma)$ напряжений σ, полученная на основании данных, представленных на рисунках 6 и 7, приведена на рисунке 8.

Таким образом, полученные функции плотности вероятности $f_\sigma(\sigma)$ возникающих в стенке МН и предельных для материала трубы $f_s(s)$ напряжений позволяют в результате решения интегрального уравнения (2) вычислить значения вероятности отказа Q для принятых в примере вариантов расчета.

Графическая иллюстрация к определению вероятности отказа на линейном участке для варианта расчета при условии, что участок построен из трубы производства Харцизского ТЗ, представлена на рисунке 9а, а для варианта, когда при строительстве участка применялась труба производства Челябинского ТПЗ — на рисунке 9б.

На представленных рисунках цифрой 1 обозначена функция плотности вероятности напряжений σ, возникающих в стенке трубы под действием внешней нагрузки, а цифрой 2 – функция плотности вероятности предельных напряжений s, в качестве которых в рассматриваемых примерах принят предел текучести σ_T материала трубы, изготовленной из стали 17Г1С различными производителями.

На следующем этапе выполним расчет вероятности отказа Q для этого же линейного участка на основе существующей нормативной документации, предполагающей принятие нормального закона при описании выборок экспериментальных значений предела текучести σ_{Tj} материала трубы.

Графическая иллюстрация к расчету вероятности отказа линейного участка для данных условий представлена на рисунках 10а и 10б.

В завершение рассматриваемого примера выполним расчеты величины Q при условии, что для описания выборки экспериментальных значений предела текучести σ_{Tj} материала трубы, произведенной на Харцизском ТЗ и Челябинском ТПЗ, принят не усеченный нормальный закон. Т.е. при решении уравнения (2) пределы интегрирования изменяются в диапазоне от $-\infty$ до $+\infty$, что соответствует нормам расчета, принятым в существующей нормативной документации.

Результаты расчета и графическая иллюстрация к ним для данных условий представлена на рисунках 11а и 11б.

Сводные данные результатов расчета по двум, принятым в примере вариантам при всех рассмотренных выше условиях, приведены в таб. 1.

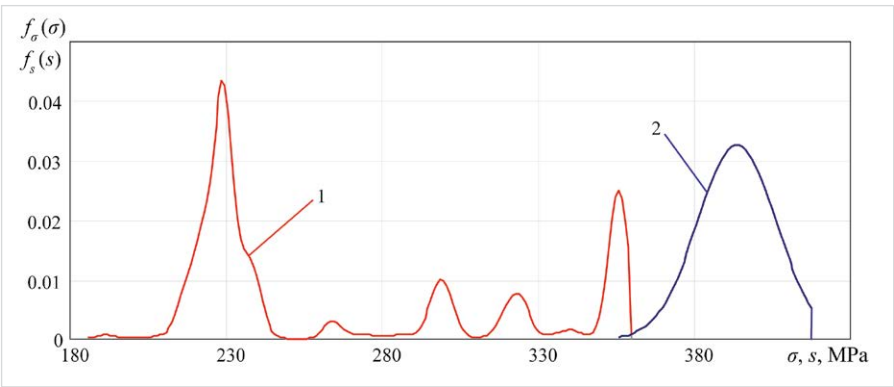
Анализ представленной на рисунках 2–5 информации свидетельствует о существенных различиях в закономерностях изменения прочностных характеристик материала труб, изготовленных различными производителями. Вследствие этого при одинаковой внешней нагрузке и идентичных геометрических параметрах трубы, принятых в примере расчета, вероятность отказа для варианта, когда участок построен из трубы производства Харцизского ТЗ, составляет $Q = 2{,}6 \times 10^{-4}$, что в ~ 2,5 раза меньше величины $Q = 7{,}6 \times 10^{-4}$ для варианта с трубой производства Челябинского ТПЗ. (п. 1.1 и п. 2.1 таб. 1).

Для первого варианта расчета при условии, что выборка предельных напряжений s материала трубы производства Харцизского ТЗ отнесена к нормальному, но усеченному закону, вероятность отказа составляет $Q = 2{,}9 \times 10^{-5}$. При тех-же условиях для выборки предела текучести материала трубы, изготовленной на Челябинском ТПЗ, значение $Q = 4{,}4 \times 10^{-4}$, т.е. выше на порядок, чем при первом варианте расчета (п. 1.2 и п. 2.2 таб. 1). Таким образом, отнесение выборки предела текучести σ_T к нормальному закону приводит к заниженным значениям вероятности отказа Q вне зависимости от производителя труб. При этом результаты расчета вероятности отказа для участка из трубы производства Челябинского ТПЗ при расчете величины Q на основе фактического и нормального закона отличаются в ~ 1,7 раза (п. 2.1 и п. 2.2 таб. 1), а для участка из трубы Харцизского ТЗ (п. 1.1 и п. 1.2 таб. 1) – практически на порядок (~ 10 раз).

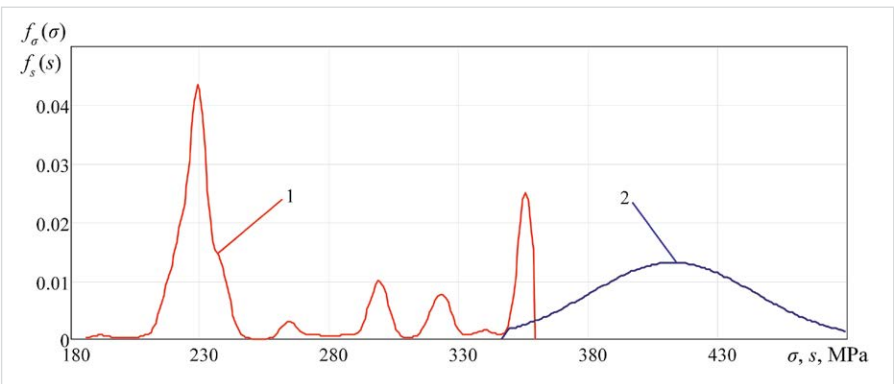
Расчет вероятности отказа Q на основании не усеченного нормального распределения [1] при описании выборки предельных напряжений s, приводит к возникновению системных ошибок [7, 8] и увеличению в ~10 раз значения вероятности отказа по отношению к результату, полученному при условии применения усеченного нормального распределения для описания выборки предельных напряжений. Данный результат получен в обоих вариантах расчета и не зависит от производителя труб. При этом расчетное значение вероятности отказа Q для линейного участка из труб производства Харцизского ТЗ более чем на порядок ниже, чем для линейного участка из труб Челябинского ТПЗ (п. 1.3 и п. 2.3 таб. 1).

Итоги

В результате экспериментальных исследований образцов, вырезанных из труб, изготовленных из стали 17Г1С различными производителями, установлено, что пределы рассеивания и закономерности изменения прочностных характеристик материала труб имеют значительные отличия. Выполненные на основе экспериментальных данных расчеты свидетельствуют, что случайная природа и индивидуальные законы и распределения прочностных характеристик для каждой марки трубных сталей оказывают существенное влияние на точность оценки прочностной



а)



б)

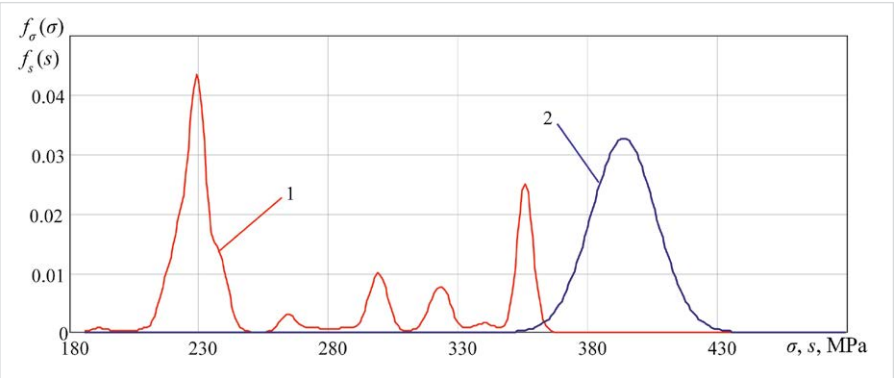
Рис. 10 — Графическая иллюстрация к расчету вероятности отказа (выборка предельных напряжений отнесена к нормальному закону)
а) линейный участок построен из трубы производства Харцизского ТЗ
Вероятность отказа $Q = 2{,}9 \times 10^{-5}$
б) линейный участок построен из трубы производства Челябинского ТПЗ
Вероятность отказа $Q = 4{,}4 \times 10^{-4}$
Fig. 10 — Graphic illustration of the calculation of the of failures probability (limiting stress sampling is related to normal law)
a) linear section built from pipe manufactured at Khartsizsk Tube Plant
Failures probability $Q = 2{,}9 \times 10^{-5}$
б) linear section built from pipe manufactured at Chelyabinsk Pipe Rolling Plant
Failures probability $Q = 4{,}4 \times 10^{-4}$

надежности линейных участков магистральных трубопроводов.

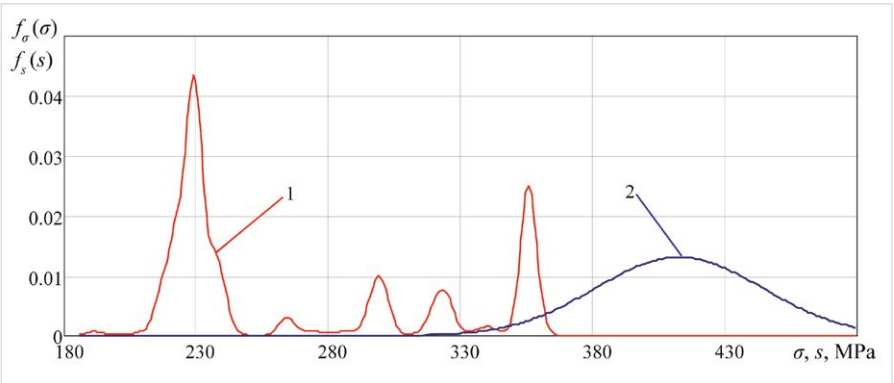
Выводы

Оценка прочностной надежности и риска безопасной эксплуатации МТ должна проводиться индивидуального для каждого линейного участка на основе подхода, который учитывает фактические закономерности и пределы изменения прочностных характеристик трубных сталей и параметров внешней нагрузки.

Для повышения достоверности результатов оценки прочностной надежности линейных участков МТ необходимо формирование базы данных, содержащей статистическую информацию о прочностных показателях материала труб с учетом таких факторов, как дата выпуска, производитель, технические условия или стандарты на трубную продукцию, продолжительность и условия эксплуатации.



а)



б)

Рис. 11 — Графическая иллюстрация к расчету вероятности отказа для (выборка предельных напряжений отнесена к не усеченному нормальному закону)
а) линейный участок построен из трубы производства Харцизского ТЗ
Вероятность отказа Q = 3,2 × 10^{-4}
б) линейный участок построен из трубы производства Челябинского ТПЗ
Вероятность отказа Q = 6,3 × 10^{-3}
Fig. 11 — Graphic illustration of the calculation of the of failures probability (limiting stress sampling is related to the non-truncated normal law)
a) linear section built from pipe manufactured at Khartsizsk Tube Plant
Failures probability Q = 3,2 × 10^{-4}
б) linear section built from pipe manufactured at Chelyabinsk Pipe Rolling Plant
Failures probability Q = 6,3 × 10^{-3}

№ п/п	Варианты и условия расчета			Значение вероятности отказа
1	Харцизский ТЗ	1.1	Выборка предельных напряжений s описана фактическим законом	Q = 2,6 × 10^{-4}
		1.2	Выборка предельных напряжений s описана нормальным законом	Q = 2,9 × 10^{-5}
		1.3	Выборка предельных напряжений s описана нормальным не усеченным законом	Q = 3,2 × 10^{-4}
2	Челябинский ТПЗ	2.1	Выборка предельных напряжений s описана фактическим законом	Q = 7,6 × 10^{-4}
		2.2	Выборка предельных напряжений s описана нормальным законом	Q = 4,4 × 10^{-4}
		2.3	Выборка предельных напряжений s описана нормальным не усеченным законом	Q = 6,3 × 10^{-3}

Таб. 1 — Результаты расчета вероятности отказа Q
Tab. 1 — Results of calculation of failures probability

Литература

1. СТО Газпром 2-2.3-184-2007. Методика по расчету и обоснованию коэффициента запаса прочности и устойчивости магистральных газопроводов на стадии эксплуатации и технического обслуживания. Введен с 14.05.2008.
2. Харионовский В.В. Надежность и ресурс конструкций газопроводов. М.: Недра, 2000. 485 с.
3. Барышев С.Н. Вероятностное прогнозирование ресурса нефтегазового оборудования при эксплуатации в сероводородосодержащих средах. М. 2009. 371 с.
4. O'Connor P.D.T., Kleyner A. Practical Reliability Engineering. 5th Ed. John Wiley & Sons, Ltd. 2012. 485 p.
5. Сызранцев В.Н., Новоселов В.В., Созонов П.М., Голофаст С.Л. Оценка безопасности и прочностной надежности магистральных трубопроводов методами непараметрической статистики. Новосибирск: Наука, 2013. 172 с.
6. Филатов А.А., Георге М.С. Влияние условий эксплуатации газопровода на показатели его прочностной надежности // Наука и техника в газовой промышленности. 2013. №2. С. 75–82.
7. Филатов А.А., Голофаст С.Л. Проблемы оценки прочностной надежности газопроводов // Газовая промышленность. 2015. №7. С. 45–48.
8. Голофаст С.Л. Проблемы оценки надежности линейной части магистральных трубопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2018. №4. С. 36–40.
9. Сызранцев В.Н., Голофаст С.Л. Вероятностная оценка коэффициента запаса прочности трубопровода // Трубопроводный транспорт: теория и практика. 2012. №2. С. 27–29.
10. Bernd Bertsche, Gisbert Lechner. Zuverlässigkeit im Fahrzeug-und Maschinenbau. Springer Berlin Heidelberg, 2004. 495 p.
11. Hollander M., Wolfe D.A., Chicken E. Nonparametric Statistical Methods, John Wiley & Sons, 2014. 844 p.
12. Сызранцев В.Н., Невелев Я.П., Голофаст С. Л. Адаптивные методы восстановления функции плотности распределения вероятности // Известия высших учебных заведений. Машиностроение. 2006. №12. С. 3–11.
13. Бирилло И.Н., Яковлев А.Я., Теплинский Ю.А., Быков И.Ю., Воронин. В.Н. Оценка прочностного ресурса газопроводных труб с коррозионными повреждениями. М.: ЦентрЛитНефтеГаз. 2008. 168 с.
14. Сызранцев В.Н., Лысяный К.К., Невелев Я.П., Голофаст С.Л. Исследование механических характеристик трубных сталей 17ГС, 17Г1С, 14ХГС после длительной эксплуатации нефтепроводов // Нефтяное хозяйство. 2008. №3. С. 98–100.
15. Голофаст С.Л. Владова А.Ю., Лободенко И.Ю. Проектирование, разработка и сопровождение информационной системы геотехнического мониторинга магистрального трубопровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016 №2. С. 80–87.

UDC 621.643

Assessment of the influence of mechanical properties of 17G1S pipe steel of various manufacturers on the strength reliability of main pipelines

Author:
Sergey L. Golofast — Sc.D., professor; trasser@inbox.ru

"Gazprom-Project" LLC, Saint-Petersburg, Russian Federation

Abstract
The paper presents the results of studies of the mechanical properties of the material of pipes made of 17G1S steel by various manufacturers of tubular products, and an assessment of the influence of these properties on the strength reliability of main pipelines. Results processing of studies for mechanical characteristics of pipe steels and the calculation of the probability of failure-free operation of main pipeline linear sections according to the strength criterion are based on the mathematical apparatus of non-parametric statistics, taking into account the actual distribution laws of the random variables under study.

Materials and methods
Processing of the results of experimental studies of the strength characteristics of pipe steels and the evaluation of the strength reliability of main pipelines linear sections was carried out on the basis of non-parametric statistics methods.

Keywords
Main pipeline, line section, mechanical properties of pipe steels, tensile strength, yield strength, strength reliability, probability of failure-free operation, nonparametric statistics

Results
As a result of experimental studies of samples cut from pipes made of 17G1S steel by various manufacturers, it was found that the limits of dispersion and patterns of change in the pipes material strength characteristics have significant differences. Calculations performed on the basis of experimental data indicate that the random nature and individual laws and distributions of strength characteristics for each grade of pipe steels have a significant influence on the accuracy of estimating the strength reliability of main pipelines linear sections.

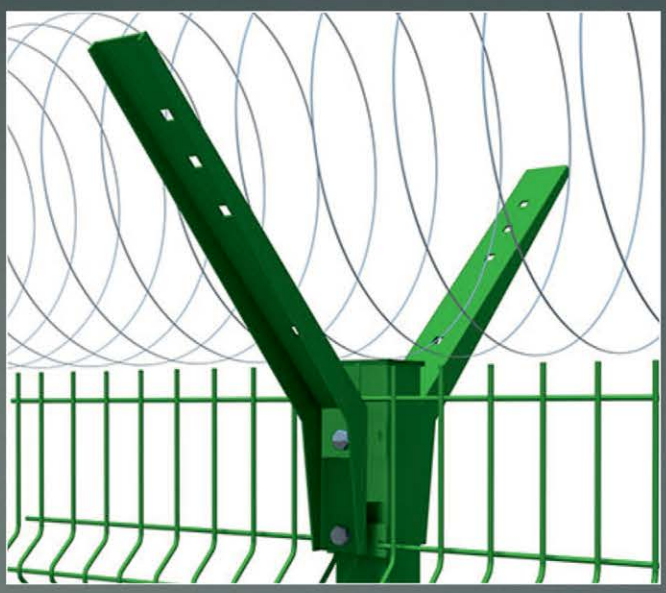
Conclusions
Assessment of strength reliability and risk of safe operation of trunk pipelines should be carried out individually for each linear section on the basis of an approach that takes into account actual patterns and limits of changes in the strength characteristics of pipe steels and external load parameters.
To increase the reliability of the results of assessing the strength reliability of linear sections of trunk pipelines, it is necessary to create a database containing statistical information on the strength characteristics of the pipe material, taking into account such factors as the release date, manufacturer, specifications or standards for tubular products, duration and operating conditions.

References
1. STO Gazprom 2-2.3-184-2007. Methods for calculating and justifying the safety factor and stability of the trunk gas pipelines at the stage of operation and maintenance.
2. Kharionovskiy V.V. N*adezhnost' i resurs konstruktsiy gazoprovodov* [Reliability and service life of gas pipeline constructions]. Moscow: Nedra, 2000. 466 p.
3. Baryshev S.N. V*eroyatnostnoe prognozirovanie resursa neftegazovogo oborudovaniya pri ekspluatatsii v serovodorodosoderzhashchikh sredakh* [Probabilistic forecasting of the resource of oil and gas equipment during operation in hydrogen sulfide-containing environments]. Moscow, 2009. 371 p.
4. O'Connor P.D.T., Kleyner A. Practical Reliability Engineering. 5th Ed. John Wiley & Sons, Ltd. 2012. 485 p.
5. Syzrantsev V.N., Novoselov V.V., Sozonov P.M., Golofast S.L. O*tsenka bezopasnosti i prochnostnoy nadezhnosti magistral'nykh truboprovodov metodami neparametricheskoy statistiki* [Assessment of safety and strength reliability of the trunk pipelines using nonparametric statistics]. Novosibirsk: Nauka, 2013. 172 p.
6. Filatov A.A., George M.S. V*liyanie usloviy ekspluatatsii gazoprovoda na pokazateli ego prochnostnoy nadezhnosti* [Effect of the operating conditions of the gas pipeline on the indices of its strength reliability]. Science & Technology in the Gas Industry, 2013, issue 2, pp. 75–82.
7. Filatov A.A., Golofast S.L. P*roblemy otsenki prochnostnoy nadezhnosti gazoprovodov* [Problems of assessment of gas pipelines strength reliability]. Gas Industry, 2015, issue 7, pp. 45–48.
8. Golofast S.L. P*roblemy otsenki nadezhnosti lineynoy chasti magistral'nykh truboprovodov* [Problems of reliability assessment for linear part of trunk pipelines]. Occupational Safety in Industry, 2018, № 4, pp. 36–40.
9. Syzrantsev V.N., Golofast S.L. V*eroyatnostnaya otsenka koeffitsienta zapasa prochnosti truboprovoda* [Probabilistic assessment of pipelines factor of safety]. Pipeline Transport: Theory and Practice, 2012, issue 2, pp. 27–29.
10. Bernd Bertsche, Gisbert Lechner. Zuverlässigkeit im Fahrzeug-und Maschinenbau. Springer Berlin Heidelberg, 2004. 495 p.
11. Hollander M., Wolfe D.A., Chicken E. Nonparametric Statistical Methods, John Wiley & Sons, 2014. 844 p.
12. Syzrantsev V.N., Nevelev Ya.P., Golofast S.L. A*daptivnye metody vosstanovleniya funktsii plotnosti raspredeleniya veroyatnosti* [Adaptive methods for recovering the function of density distribution probability]. Proceedings of Higher Educational Institutions. Machine Building, 2006, issue 12, pp. 3–11.
13. Birillo I.N., Yakovlev A.Ya., Teplinskiy Yu.A., Bykov I.Yu., Voronin. V.N. O*tsenka prochnostnogo resursa gazoprovodnykh trub s korrozionnymi povrezhdeniyami* [Assessment of the strength resource of gas pipes with corrosion damage]. Moscow: TsentrLitNefteGaz, 2008. 168 p.
14. Syzrantsev V.N., Lysyanyy K.K., Nevelev Ya.P., Golofast S.L. I*ssledovanie mekhanicheskikh kharakteristik trubnykh staley 17GS, 17G1S, 14KHGS posle dlitel'noy ekspluatatsii nefteprovodov* [Calculation of endurance limit characteristics of 17GS, 17G1S, 14KHGS piping steels on the base of the strengths tests]. Oil Indastry, 2008, issue3. pp. 98–100.
15. Golofast S.L. Vladova A.Yu., Lobodenko I.Yu. *Proektirovanie, razrabotka i soprovozhdenie informatsionnoy sistemy geotekhnicheskogo monitoringa magistral'nogo truboprovoda* [Projection, development and maintenance of information system for geo-technical monitoring of transfer pipeline]. Science & Technologies: Oil and Oil Products Pipeline Transportation, 2016, issue 2, pp. 80–87.

Новое конструктивное решение монтажа инженерно-технических средств защиты Fensys для ПАО «АК «Транснефть»

Компания Fensys занимается проектированием и производством инженерно-технических средств защиты (ИТСЗ), которые представляют собой инновационные системы ограждений из горячеоцинкованной стали с полимерным покрытием высочайшего качества. Благодаря собственному производству специалисты отслеживают качество на каждом этапе и гарантируют полное соответствие всем требованиям ГОСТ и ТУ. Конструкция ограждений учитывает требования, предъявляемые нормативными документами по антитеррористической защищенности объектов ТЭК, отраслевыми и корпоративными нормами.

Инженерами Fensys на практике было реализовано новое конструктивное решение, позволяющее производить монтаж ограждения периметра на круглой трубе. Для предотвращения прогиба панелей для несанкционированного проникновения, были применены упоры снизу. Разработка внедрена на объектах ПАО «АК «Транснефть».



С 2011 года Fensys состоит в Реестре ОВП как поставщик периметрального ограждения на объекты корпорации «АК «Транснефть».

Для повышения защитных свойств ограждения FENSYS применено V-образное верхнее дополнительное ограждение.

Данное ограждение является дополнительным препятствием по верху различных сооружений: систем ограждений FENSYS, других заборов и заграждений, ворот, крыш и стен зданий.

FENSYS®

Адрес: 129344, Москва, ул.Искры, д.17 А, стр.3, бизнес центр "ЛИНИЯ"
Телефон: +7 (495) 926-28-59, +7 (495) 926-28-69
info@fensys.ru, www.fensys.ru

УДК 622.692.4

Способ автономного дозирования химических реагентов в условиях отсутствия развитой инфраструктуры

А.В. Северюхин
инженер-конструктор[1]
ti_37@mail.ru

А.Н. Блябляс
ведущий инженер[2]
Sas5939@yandex.ru

В.Н. Григорьев
инженер[2]
VNGrigorev@udmertneft.ru

[1]ООО «Ижевский крановый завод», Ижевск, Россия
[2]ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», Ижевск, Россия

Несмотря на постоянное развитие технологий, альтернативных способов защиты и химизации всех производственных процессов, внутренняя коррозия трубопроводов остается ключевой проблемой для управлений эксплуатации трубопроводов всех нефтедобывающих организаций. Авторами разработано автономное устройство для постоянной подачи требуемого объема концентрированного реагента в трубопровод, без привязки к инфраструктуре, дорогам и линиям электропередач. Основной сегмент рынка для разработанного устройства — районы с отсутствием развитой инфраструктуры, отсутствием линий электропередач и подъездных путей, а так же во время сезонного бездорожья.

Материалы и методы
Средства автоматизированного проектирования ANSYS и ASPEN Hysys, гидравлический расчет устройства, расчет перепадов давлений и скорости подачи реагента из контейнера, испытательный стенд, лабораторные и полевые испытания по замеру скорости расхода химического реагента.

Ключевые слова
трубопроводный транспорт, коррозия, дозирование реагента, устройство подачи реагента

Введение

Адаптация к новым технологиям, внедрение устройств, усовершенствование методов работы в нефтяной и газовой промышленности происходит очень медленно, это связано с высокими требованиями как к самим устройствам, так и к технологическим процессам в данных видах промышленности. В связи с этим распространенные проблемы, в том числе преждевременный износ оборудования, могут решаться десятками лет, приводя к серьезным экологическим, материальным и временным потерям.

Согласно данным Минприроды России на 2018 год, число аварий на объектах транспортировки нефти ежегодно достигает порядка 25 тысяч инцидентов, в результате чего около 1,5 млн. тонн нефти поступает в окружающую среду. Для сравнения, это примерно в 2 раза больше, чем объем разлива нефти в Мексиканском заливе в 2010 году в результате аварии на платформе British Petroleum. Большая часть аварий, безусловно, связана с коррозионным износом. Несмотря на постоянное развитие технологий, альтернативных способов защиты и химизации всех производственных процессов, внутренняя коррозия трубопроводов остается ключевой проблемой для Управления эксплуатации трубопроводов всех нефтедобывающих организаций.

Авторами разработано автономное устройство для постоянной подачи требуемого объема концентрированного реагента в трубопровод, без привязки к инфраструктуре, дорогам и линиям электропередач. Устройство обеспечивает защиту трубопроводов за счет размещения в корпусе устройства быстросъемного контейнера с концентратом ингибитора коррозии или другого химического реагента. Клапан на корпусе устройства позволяет осуществлять обслуживание, интенсивность дозирования и периодическую смену контейнера без остановки трубопровода. Средствами автоматизированного проектирования ANSYS и ASPEN Hysys был выполнен гидравлический расчет устройства, рассчитаны перепады давлений и скорость подачи реагента из контейнера.

Рис. 1 — Структура осложненного фонда скважин ОАО «Удмуртнефть»
Fig. 1 — Structure of the complicated well stock of OJSC Udmurtneft

Для проверки работоспособности теории автором был сконструирован испытательный стенд, проведены лабораторные и полевые испытания по замеру скорости расхода химического реагента.

В июле-сентябре в ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр» проведены лабораторные и полевые испытания. В июне 2018 года ОАО «Удмуртнефть» поддержало инициативу по проведению опытно-промысловых испытаний на внутриплощадочных трубопроводах установки подготовки нефти.

Конструкция устройства обеспечивает размещение в быстросъемном контейнере от 25 до 300 кг концентрированного реагента. Принимая во внимание действующие эффективные дозировки рабочих растворов — периодичность заправок разработанного дозатора может варьироваться от месяца до полу года, в зависимости от вида реагента, объема обрабатываемой жидкости и эффективной дозировки.

Данная технология подачи химических реагентов может быть успешно реализована не только в нефтяной, газовой или угольной промышленности, а также в бытовых условиях, работе жилищно-коммунального хозяйства, системах водоснабжения и других

Рис. 2 — Последствия коррозионных разрушений
Fig. 2 — Consequences of corrosion damage

коммуникациях. Основной сегмент рынка для разработанного устройства — районы с отсутствием развитой инфраструктуры, отсутствием линий электропередач и подъездных путей, а также во время сезонного бездорожья.

Актуальность работы

Ежегодно нефтегазодобывающие организации несут многомиллионные убытки, связанные с предотвращением коррозионного износа и ликвидацией порывов на трубопроводном транспорте. Одним из ключевых отказов трубопроводного транспорта является внутренняя коррозия, кроме того, этот осложняющий фактор является основным в структуре осложненного фонда добывающих скважин всех «зрелых» нефтедобывающих компаний, таких как ОАО «Удмуртнефть» (рис. 1).

Цель работы: повышение эффективности защиты трубопроводного транспорта от внутренней коррозии.

Задачи работы:

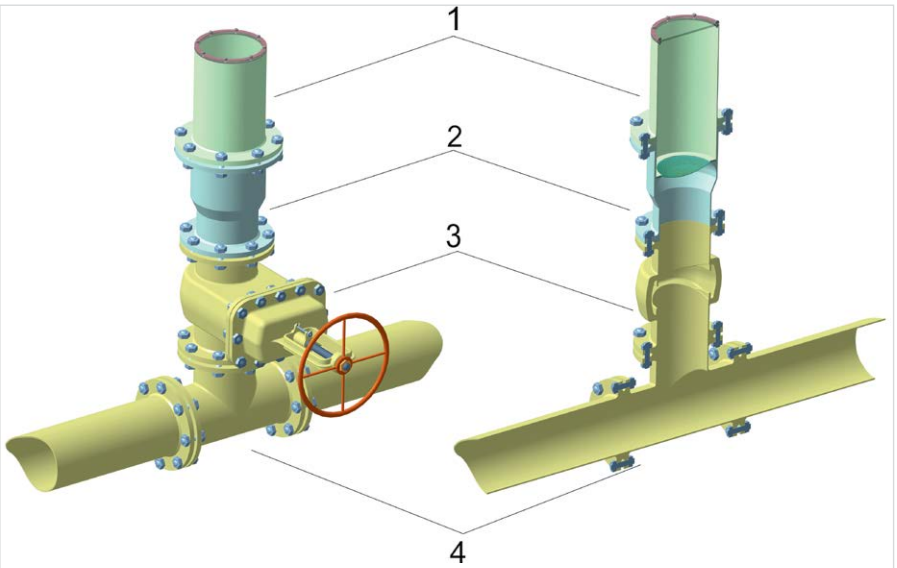
- анализ существующих методов и средств защиты оборудования от коррозии;
- разработка автономного устройства для дозированной подачи реагента в трубопровод;
- проведение прочностных, гидравлических расчетов, описание математической модели;
- создание лабораторного образца и проведение испытаний;
- проведение опытно-промысловых испытаний на производственных объектах.

На сегодняшний день существует множество технологий и технических устройств, способных замедлить или предотвратить коррозионный износ.

К основным методам относят:

- периодическая или постоянная закачка химических реагентов;
- электрохимические методы;
- применение защитных покрытий и материалов, стойких к коррозии.

Безусловно, каждая из технологий обладает своими достоинствами и недостатками. Тем не менее, разнообразие технологий не позволяет в полной мере уйти от порывов на некоторых участках трубопроводов (рис. 2) [1]. Это вызвано отсутствием развитой инфраструктуры, отсутствием линий электропередач для подключения дозировочных устройств, отсутствием подъездных путей в осенне–весенний и паводковый период.



1 — контейнер с концентрированным реагентом
2 — переходник диаметров
3 — запорная арматура
4 — магистраль с вертикальным отводом

1 — container with concentrated reagent
2 — diameter adapter
3 — stop valves
4 — highway with a vertical outlet

Рис. 3 — Устройство подачи реагента
Fig. 3 — Reagent dispenser

Возникновение идеи

При конструировании автономного устройства для дозированной подачи реагента необходимо проанализировать рынок технологий защиты нефтепромыслового оборудования и выделить положительные и отрицательные стороны (таб. 1).

Объединение преимуществ устройства дозирования реагента и погружного скважинного контейнера – главная цель при создании нового устройства для защиты нефтепромыслового оборудования.

Описание устройства

Устройство для дозированной подачи реагента (рис. 3) состоит из следующих основных элементов: тройник трубный фланцевый с турбулизатором потока жидкости, задвижка трубная шиберная, корпус для размещения контейнера с концентрированным реагентом, контейнер для размещения химического реагента, верхняя крышка из прозрачного оргстекла для контроля наличия реагента (рис. 4), съемная дозирующая сетка для изменения объема подачи реагента (рис. 5).

Устройство работает следующим образом: в контейнер со съемной крышкой осуществляется загрузка концентрата химического реагента в твердом, гелеобразном или гранулированном виде. Контейнер устанавливается в корпус устройства через резиновую прокладку при помощи болтового соединения. Съемная перфорированная металлическая сетка на дне контейнера обеспечивает постоянное дозирование и подачу растворенного реагента в поток поступающей жидкости. Различные диаметры отверстий в съемных перфорационных сетках обеспечивают различную интенсивность вымывания и подачу химии различных агрегатных состояний. В зависимости от условий эксплуатации и периодичности обслуживания устройства допускается монтаж съемных контейнеров с различными объемами концентрата. Кроме того, регулирование интенсивности циркулирующей среды и вымыв реагента может осуществляться клапанным устройством или запорной арматурой.

Запорная арматура обеспечивает быструю герметизацию устройства при замене контейнера или заправке реагентом, без остановки основной линии трубопровода.

Устройство дозирования реагента (УДР)	Погружной скважинный контейнер	Трубы с защитными покрытиями	Протекторная анодно-катодная защита
	Преимущества		
Возможность заправки, длительное дозирование, широкий выбор нефтепромысловой химии	Стабильное насыщение пластовой жидкости нефтепромысловой химией, минимальное влияние человеческого фактора, независимость от инфраструктуры	Высокая степень защиты трубопроводов от коррозии	Высокая степень защиты трубопроводов от коррозии
	Недостатки		
Зависимость от инфраструктуры, частое обслуживание, трудоемкий монтаж	Невозможность своевременной заправки (только при подъеме оборудования), узкая область применения, невозможность ремонта контейнера	Высокая стоимость, небольшой рынок производителей, подверженность к механическим повреждениям	Зависимость от инфраструктуры, малый радиус действия защиты

Таб. 1 — Анализ рынка технологий защиты нефтепромыслового оборудования
Tab. 1 — Analysis of the market of technologies for the protection of oilfield equipment

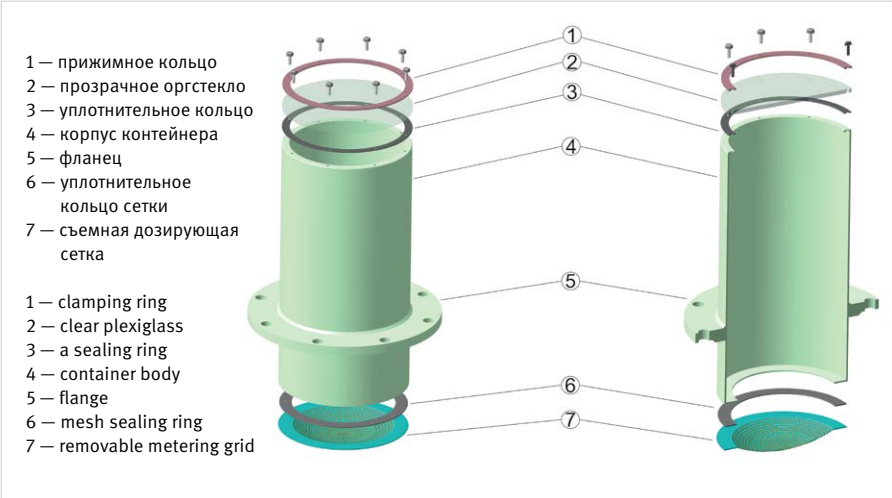


Рис. 4 — Общий вид дозирующего устройства
Fig. 4 — General view of the metering device

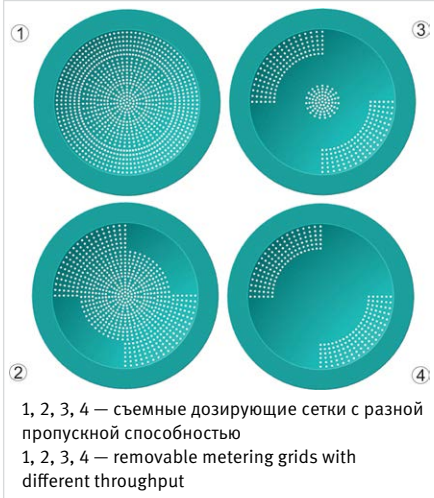


Рис. 5 — Дозирующие сетки
Fig. 5 — Dosing grids

Проведение расчетов с помощью систем автоматизированного проектирования

После разработки модели устройства и определения необходимых параметров были проведены расчеты с использованием САПР. В комплекс расчетов входили: моделирование направлений потока жидкости, проходящей через контейнер и определение интенсивности обогащения проходящей жидкости реагентом (рис. 6); гидравлический расчет внутренней части устройства и построение точек потери давления н разных участках (рис. 7). Для получения более полной картины была проведена симуляция работы устройства (рис. 8)

В результате проведенных расчетов и моделирований подтвердилась полная работоспособность устройства, а также выявлены алгоритмы, позволяющие подбирать сечение дозирующей сетки и ее пропускную способность для различных условий и требований.

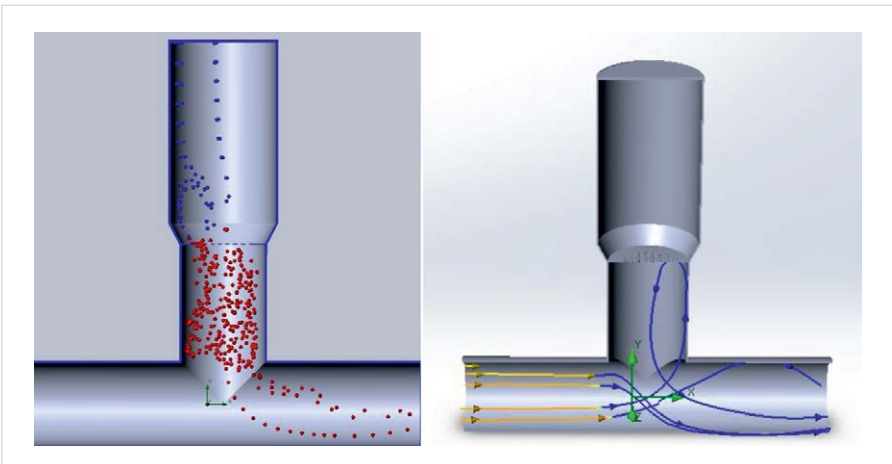


Рис. 6 — Направление потока жидкости в устройстве и уровень обогащения проходящей жидкости
Fig. 6 — The direction of fluid flow in the device and the level of enrichment of the flowing fluid

Проведение лабораторных испытаний

Для проверки работоспособности устройства был спроектирован и собран испытательный стенд (рис. 10). Одной из задач лабораторного исследования был контроль постоянного и регулируемого выноса химического реагента из устройства. Принцип работы стенда основан на изменении электропроводности среды в результате постепенной ее минерализации.

Стенд представляет собой замкнутый трубопроводный контур, внутри которого дистиллированная вода — среда — диэлектрик, при помощи центробежного насоса циркулирует через буферную емкость. На одной из линий контура установлено разработанное дозирующее устройство. В качестве концентрированного химического реагента перфорированный контейнер был заполнен хлористым натрием (пищевой солью), который должен вымываться из дозатора с течением времени.

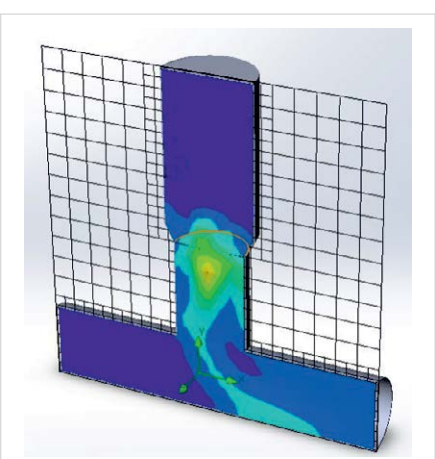


Рис. 7 — Расчет давления и завершённости потока жидкости
Fig. 7 — Calculation of pressure and completion of fluid flow

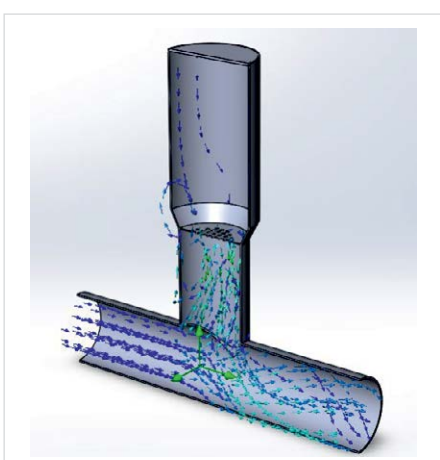


Рис. 8 — Симуляция работы устройства дозирования
Fig. 8 — Simulation of the dosing device

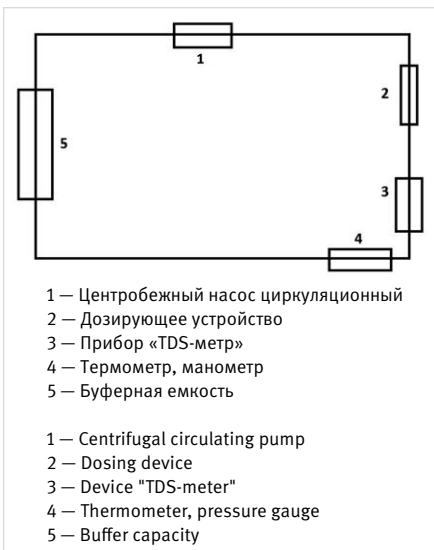


Рис. 9 — Принципиальная схема работы лабораторной установки
Fig. 9 — Schematic diagram of the laboratory setup

Рис. 10 — Сборка испытательного стенда
Fig.10 — Build a test bench

Рис. 11— Прототип устройства дозирования реагента
Fig. 11 — Prototype reagent dosing device

Для точной оценки равномерности дозирования химического реагента, в трубопровод был установлен прибор «TDS–метр», измеряющий в режиме реального времени электропроводность среды. Электропроводность напрямую зависит от минерализации и температуры. Термометр, установленный в контуре контролировал постоянство температурного режима. Благодаря оперативному мониторингу этих данных можно судить о равномерности дозирования реагента и работоспособности технологии в целом.

Лабораторные испытания проводились в лаборатории ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр» на протяжении 30 суток. Основные вызовы, решаемые в рамках проведения лабораторных испытаний:

1. Возможность регулирования и поддержания установленной дозировки;
2. Возможность постоянного дозирования реагента (с погрешностью до 10%).

Лабораторные испытания проводились в 3 этапа.

На первом этапе циркуляция жидкости осуществлялась с закрытой задвижкой, без возможности подачи реагента. TDS – метр не зафиксировал увеличения минерализации среды. На втором этапе отслеживалась возможность устройства в течении 3–5 дней регулировать и держать на заданном уровне подачу дозируемого реагента. Лабораторные испытания показали, что колебания дозировок при регулировании не превышают 6%. Третий этап предполагал максимальную подачу реагента и контроль за постоянством дозирования. Результаты лабораторных испытаний приведены в таб. 2 и на рис. 8.

Учитывая, что устройство дозирует концентрированные формы реагентов, максимальная подача способна работать на довольно большие объемы обрабатываемой среды. Оптимизация конструкции контейнера и варианты дозирования могут быть выделены в отдельную задачу и не рассматривались в рамках настоящей статьи.

На рис. 8 представлен прототип устройства дозирования концентрата реагента в магистраль. Был собран опытный образец с смотровыми окнами для контроля вымывания реагента. В качестве прототипа дозирующих сеток были собраны сетки с разными рабочими сечениями, для разных условий и возможности контроля скорости вымывания реагента.

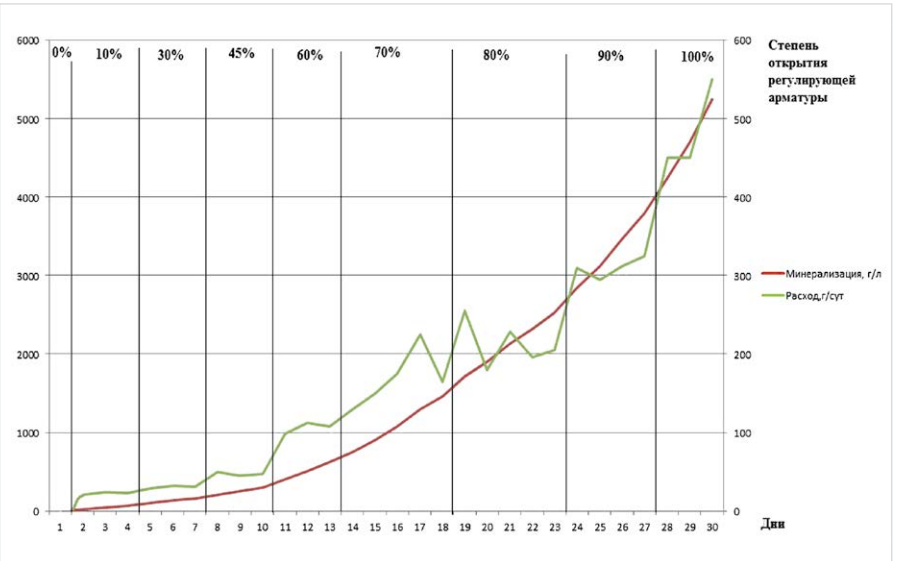


Рис. 12 — График изменения дозировки НПХР в зависимости от степени открытия регулирующей арматуры
Fig. 12— Schedule of changes in the dosage of the reagent, depending on the degree of opening of the control valve

День	Степень открытия регулирующей арматуры, %	Минерализация, г/л	Расход реагента, г/сут
1	0	0	0
2	10	21	21
3	10	45	24
4	10	68	23
5	30	97	29
6	30	129	32
7	30	160	31
8	45	210	50
9	45	255	45
10	45	302	47
11	60	400	98
12	60	512	112
13	60	620	108
14	70	750	130
15	70	900	150
16	70	1075	175
17	70	1300	225
18	70	1465	165
19	80	1720	255
20	80	1900	180
21	80	2129	229
22	80	2325	196
23	80	2530	205
24	90	2840	310
25	90	3125	295
26	90	3475	312
27	90	3800	325
28	100	4250	450
29	100	4700	450
30	100	5250	550

Таб. 2 — Полученные данные во время лабораторных испытаний
Tab. 2 — The data obtained during laboratory tests

Из графика проведения лабораторных испытаний видно, как меняется скорость насыщения жидкости солями и расход реагента в зависимости от открытости регулирующей задвижки. Устройством предусмотрено дозирование нефтепромыслового реагента в широких диапазонах по уровню расхода, что делает возможным подачу таких реагентов как ингибиторы коррозии, ингибиторы парафиноотложений, солеотложений, а также подачу деэмульгаторов.

Итоги

Авторами разработано устройство для дозированной подачи реагента в трубопроводные системы. Подана заявка на получение патента. Лабораторные испытания показали положительные результаты по отслеживаемым параметрам: вынос реагента осуществлялся равномерно и стабильно, при этом была предусмотрена возможность более точного дозирования за счет регулирующей арматуры. Проведение опытно – промысловых испытаний разработанного устройства запланировано в 2019 году на объектах ОАО «Удмуртнефть». Проект так же был поддержан многими производителями химических реагентов.

Выводы

Данная технология подачи химических реагентов может быть успешно реализована не только в нефтяной, газовой или угольной промышленности, а также в бытовых условиях, работе жилищно-коммунального хозяйства, системах водоснабжения и других коммуникациях. Основной сегмент рынка для разработанного устройства – районы с отсутствием развитой инфраструктуры, отсутствием линий электропередач и подъездных путей, а также во время сезонного бездорожья.

Литература

1. Блябляс А.Н., Ильин А.В. Модернизация технических средств защиты промысловых трубопроводов от внутренней коррозии // Химическая физика и мезоскопия, 2016, Т. 18. №3. С. 405–411.
2. Ефимченко С.И., Прыгаев А.К. Расчет и конструирование оборудования нефтяных и газовых промыслов. М.: Нефть и газ, 2006. 734 с.
3. Протасов В.Н., Кривенков СВ., Блохина М.Г., Левин Ю.А. Определение показателей надежности нефтепромыслового оборудования. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. 58 с.
4. Гуревич Д.Ф. Трубопроводная арматура: справочное пособие. М.: URSS, 2008. 366 с.
5. Мустафин Ф.М., Быков Л.И., Гумеров А.Г. и др. Промысловые трубопроводы и оборудование. М.: Недра, 2004. 664 с.
6. Ланчаков Г.А., Зорин Е.Е., Пашков Ю.И., Степаненко А.И. Работоспособность трубопроводов. Часть 2. Сопротивляемость разрушению. М.: Недра-Бизнесцентр, 2001. 350 с.
7. Коннова Г.В. Оборудование транспорта и хранения нефти и газа. Ростов-на-Дону: Феникс, 2006. 128 с.

ENGLISH **PIPELINE**

UDC 622.692.4

A method of autonomous dosing of chemicals in the absence of developed infrastructure

Authors:
Aleksandr V. Severiukhin — engineer-designer[1]; ti_37@mail.ru
Aleksandr N. Blyablyas — principal engineer[2]; Sas5939@yandex.ru
Vitali N. Grigorev — engineer[2]; VNGrigorev@udmertneft.ru

[1]LLC «Izhevsk crane plant» Izhevsk, Russian Federation
[2]JSC «Izhevsk Oil Research Center», Izhevsk, Russian Federation

Abstract

Despite the constant development of technologies, alternative methods of protection and chemicalization of all production processes, internal corrosion of pipelines remains a key problem for the management of pipeline operation of all oil-producing organizations. The authors developed an Autonomous device for constant supply of the required volume of concentrated reagent in the pipeline, without reference to infrastructure, roads and power lines. The main market segment for the developed device-areas with lack of infrastructure, lack of power lines and access roads, as well as during seasonal off-road.

Materials and methods

By means of computer-aided design ANSYS and ASPEN Hysys was performed hydraulic calculation of the device, calculated pressure drops and the rate of supply of the reagent from the container. To check the performance of the theory of the authors was designed test stand, conducted laboratory and field tests to measure the rate of flow of the chemical reagent.

Keywords

pipelines, corrosion, dosing of the reagent, feeder reagent

Results

Laboratory tests have shown positive results on the monitored parameters: the removal of the reagent was carried out evenly and stably, with the possibility of more accurate dosing due to the control valves.

Conclusions

This technology of chemical reagents supply can be successfully implemented not only in the oil, gas or coal industry, as well as in domestic conditions, the work of housing and communal services, water supply systems and other communications.

References

1. Blyablyas A.N., Il'in A.V. M*odernizatsiya tekhnicheskikh sredstv zashchity promyslovykh truboprovodov ot vnutrenney korrozii* [Modernization of technical means of protection of field pipelines from internal corrosion]. *Khimicheskaya fizika i mezoskopiya,* 2016, V. 18, issue 3, pp. 405–411.
2. Efimchenko S.I., Prygaev A.K. R*aschet i konstruirovanie oborudovaniya neftyanykh i gazovykh promyslov* [Calculation and design of oil and gas field equipment]. Moscow: *Neft' i gaz*, 2006, 734 p.
3. Protasov V.N., Krivenkov SV., Blokhina M.G., Levin Yu.A. O*predelenie pokazateley nadezhnosti neftepromyslovogo oborudovaniya* [The determination of the reliability of oilfield equipment]. M.: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 2004, 58 p.
4. Gurevich D.F. T*ruboprovodnaya armatura: spravochnoe posobie* [Pipeline valve]. Moscow: URSS, 2008, 366 p.
5. Mustafin F.M., Bykov L.I., Gumerov A.G. and oth. *Promyslovye truboprovody i oborudovanie* [Field pipelines and equipment]. Moscow: *Nedra*, 2004. 664 p.
6. Lanchakov G.A., Zorin E.E., Pashkov Yu.I., Stepanenko A.I. R*abotosposobnost' truboprovodov. Chast' 2. Soprotivlyaemost' razrusheniyu* [The efficiency of the pipelines]. Moscow: *Nedra-Biznestsentr,* 2001, 350 p.
7. Konnova G.V. O*borudovanie transporta i khraneniya nefti i gaza* [Oil and gas transportation and storage equipment]. Rostov-na-Donu: *Feniks*, 2006, 128 p.

СервисМонтажИнтеграция: новые возможности распределения электроэнергии

Сегодня невозможно представить нашу жизнь без электричества, а к качеству электрооборудования предъявляются высокие требования, удовлетворить которые может далеко не каждый производитель.
ООО «СервисМонтажИнтеграция» работает в области производства технических решений для распределения и автоматизации электроснабжения и в этом году отмечает свое 15-летие.

За это время было немало значительных успехов: компания стала поставщиком оборудования и выполнила инжиниринг в таких проектах как «Космодром Восточный», ПАО «Камаз», «Амурский ГПЗ», первый в России завод по производству автомобилей «Mercedes-Benz». Приоритеты компании — это формирование надежной команды профессионалов, понимание важности решения задач заказчиков, ежедневный вклад каждого сотрудника в развитие организации, формирование системы выполнения проектов любой сложности.

ООО «СервисМонтажИнтеграция» практически с первого дня основания перенимает опыт ведущих мировых брендов. В момент выбора основного партнера, были подсчитаны все плюсы и минусы, и плюсов оказалось больше у Siemens AG. Это мировой лидер в области электроэнергетики, с богатейшей историей, является одной из лучших в своей отрасли. По истечении нескольких лет с момента начала партнерства, «СервисМонтажИнтеграция» зарекомендовала себя как один из лучших и устойчивых партнеров не только в РФ, но и по всей Европе. Немецкий партнер подсказывал и рекомендовал решения в области организации производственных процессов, приобретению дорогостоящего

оборудования и станков. Ежегодный аудит со стороны Siemens AG на соответствие требованиям к соблюдению технологических процессов и качества выпускаемого нами оборудования только способствовал развитию. Во время проведения первых аудитов, инженеры Siemens AG привозили свои инструменты для проверки соблюдения момента затяжки болтовых соединений. Сейчас, при аудите, инструменты уже не возят, так как сформировалась уверенность не только как в надежном партнере, но и в качестве производимого ООО «СервисМонтажИнтеграция» оборудования.

Оборудование востребовано на рынке промышленного сектора экономики, а приоритет направлений развития диктуется спросом в определенное время. Оборудование низкого напряжения в процентном соотношении составляет около 65% от объема производства. Планируется наращивание объема производства оборудования среднего напряжения. Компания постоянно развивается и открывает для себя новые направления. В структуре появилось полноценное проектное подразделение со всеми необходимыми разрешительными документами. В приоритетное направление можно также выделить область инжиниринга и автоматизации промышленных процессов, так как задач в области автоматизации становится все больше, особенно в век информационных технологий.

Производителей электротехнического оборудования очень много, конкуренция высока, но это и заставляет компанию двигаться вперед. Преимущество продукции «СервисМонтажИнтеграция» заключается в том, как именно она производится. Большое внимание уделяется самим процессам производства и устранению потерь. Все это позволяет неукоснительно соблюдать требования к качеству и срокам поставки оборудования. Помимо прочего, основное преимущество в том, что «СервисМонтажИнтеграция» может предложить заказчику решения «под ключ» — от проектирования до пуско-наладки готового оборудования на объекте. В компании используется оборудование ведущих мировых брендов Германии и Японии (TRUMPF и AMADA). Такое оборудование отличается высокой надежностью и безотказностью.

«СервисМонтажИнтеграция» приняла участие в масштабных проектах совместно с партнерами: «Мозырский нефтеперерабатывающий завод» (Республика Беларусь, г.Мозырь), «ЛСП-2» (Ледостойкая морская платформа в Каспийском море, Астраханская область), Приморский Океанариум (г. Владивосток, о. Русский), ОАО «Каспийский завод листового стекла (Дагестан, г. Каспийск), ООО «КАРГИЛЛ», ОАО «СИБУР-ХОЛДИНГ», «Тенгизшевройл» (Республика Казахстан), совместный проект с немецкой компанией LINDE AG («Амурский ГПЗ», Амурская область, г. Свободный) и многие другие.

Планы компании на ближайшее будущее — освоить и вывести на рынок новые, востребованные продукты, увеличить долю экспортных контрактов. Развитие компании видится по всем направлениям, связанным с электроэнергетикой. «СервисМонтажИнтеграция» планирует концентрироваться в совершенствовании и устранении любых потерь, которые не добавляют ценности заказчикам-партнерам. Соответственно, в компании будет повышаться эффективность работы предприятия, увеличатся вложения в научные разработки, вырастет уровень знаний сплоченной команды не только в области инжиниринга и производства, но и в области управления всеми процессами предприятия.

СервисМонтажИнтеграция
системы распределения электроэнергии
автоматизация и электроприводы

г. Казань, ул. Поперечно-Ноксинская, д.3
+7 (843) 234-46-13, 234-46-33
8 (800) 700 23 17
www.smi.su
office@smi.su

Анодные заземлители: материалы, свойства и использование при электрохимической защите

Екатерина Путина
эксперт планово-экономического отдела
группы компаний "Лидер"

Одним из эффективных способов борьбы с коррозией нефте- и газопромысловых объектах является электрохимическая защита, в частности, катодная, которая широко применяется во всем мире. Надежность установок катодной защиты во многом определяют материалы анодов и их конструкция. Поскольку анодные заземлители (далее АЗ) недоступны для осмотра и ремонта, то конструкция таких заземлителей должна быть надежной.

В сложных условиях работы систем катодной защиты к материалам анодного заземления предъявляют следующие основные требования:

- высокая электрохимическая стойкость при анодной поляризации;
- высокая химическая стойкость к продуктам электролиза среды;
- высокая электропроводность;
- сочетание приемлемой прочности и пластичности;
- технологичность производства;
- качество продукции;
- низкая стоимость изделия.

Развитие новых технологий никогда не стоит на месте и область электрохимической защиты от коррозии не исключение. Сегодня на мировом рынке представлено очень много различных моделей анодных заземлителей. Появляются новые материалы, а значит, новые технические характеристики и возможности различных схем ЭХЗ. Как специалистам противокоррозионной защиты разобраться

во всем этом многообразии и подобрать действительно качественный продукт, ведь очень часто заявленные технические характеристики однотипных материалов у разных производителей сильно отличаются. Давайте разберемся и проведем сравнительный анализ эксплуатационных свойств основных материалов анодных заземлителей и на основе этого анализа выявим область их применения.

Анодное заземление служит для ввода тока в грунт при защите от коррозии подземного трубопровода.

На анодном заземлении происходят следующие реакции:

Образование кислорода из воды грунтового электролита по реакции: $2H_2O \rightarrow O_2 + 4e^- + 4H^+$ (1).

Реакция растворения материала анода: $Me \rightarrow Me^{n+} + ne^-$ (2).

Исходя из вклада реакции (2) в процесс преобразования электронного тока в ионный, материалы анодных заземлителей подразделяются на растворимые, малорастворимые и нерастворимые.

Принципиально заземлитель может быть изготовлен из любого токопроводящего материала (металл, графит и т.п.). При выборе материалов для анодов в установках катодной защиты часто останавливаются на наиболее простом и доступном материале — стальном ломе.

Сплавы на основе железа являются **растворимым материалом** для анодных заземлителей, скорость анодного растворения железа составляет около 10 кг/(А·год). Высокая скорость растворения таких анодов является основным недостатком, препятствующим широкому применению для системы катодной защиты. Также растворимые материалы обладают целым рядом негативных факторов. Во-первых, при использовании таких анодных заземлителей очень сильно загрязняется ионами железа грунтовые воды. Во-вторых, неэлектропроводность продуктов растворения таких АЗ, что очень быстро выводит их из строя. Срок службы анодных заземлителей увеличивается, если применяются **малорастворимые металлы**. К малорастворимым анодным материалам относятся все графитсодержащие материалы, ферросилид и магнетит.

Среди малорастворимых материалов наибольшую скорость анодного растворения имеет графит — до 1 кг/(А·год).

Графитовые аноды, длительно применяющиеся в электрохимической промышленности, применяются и в системах катодной защиты. Графит является стабильной модификацией углерода, и конечным продуктом его превращений под действием электрохимического процесса является двуокись углерода. Если весь ток, накладываемый при катодной защите на графитовый анод, будет образовывать углекислый газ, скорость разрушения графитового анода составит 1 кг/(А·год). Одной из причин разрушения графита является кислород, который освобождается на его поверхности. Однако при высокой концентрации хлора в реальных электролитах (грунтовых), замедляется процесс разрушения графита кислородом, так как выделение хлора происходит гораздо быстрее нежели кислорода. Поэтому аноды из графита весьма хорошо ведут себя в хлорсодержащих средах (например, морской воде).

Так же графитсодержащие материалы обладают существенными недостатками:

- подверженность «холодному горению»;
- низкая рабочая плотность тока;
- высокое продольное сопротивление графита;
- высокая чувствительность к влажности грунта.

Возникают сложности в оценке скорости анодного растворения таких материалов ввиду наличия в материале неэлектропроводных связующих.

В зависимости от используемых связующих, материалы делятся на жесткие (графитопласты) и гибкие (графитонаполненные

полимеры или резина).

Способ получения композиции полимерного электрода включает:

- пластификацию каучукоосновного связующего;
- введения в смесь углеродсодержащего наполнителя и пластификатора.

Основным недостатком данной полимерной композиции является то, что электроды на их основе обладают низким значением предельно допустимого анодного тока и высоким электросопротивлением. Повышение анодного тока приводит к разогреву электрода и образованию высокоомной полимерной оксидной пленки на границе раздела фаз токоввод — полимерная электропроводная композиция и, как следствие, к полной блокировке работы заземлителя. В том числе контактный узел полимерного электрода не может быть выполнен на этапе экструзии (данное ограничение связанно с технологией производства), контактный узел устанавливают уже в готовый электрод, что влечет ряд недостатков:

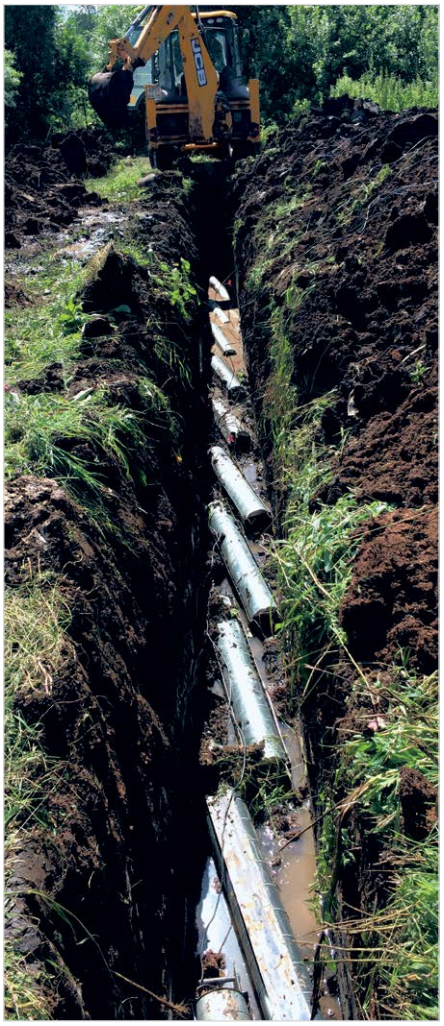
- низкая механическая надежность;
- увеличенное переходное сопротивление контактного узла.

Данные недостатки приводят к выходу из строя заземлителя. Также следует обратить внимание на растворение полимерного анода с экологической точки зрения, после выработки графита в почве остается сам пластик, который растворяется столетиями и это является весьма негативным фактором для экологии.

Сплав ферросилида (сплав железа с кремнием). При использовании ферросилидовых анодов отмечено, что ферросилид может быть применен для анодов при обычных плотностях тока с очень небольшими потерями металла. Потери металла (ферросилида) находятся в пределах 0,08–0,50 кг/(А·год). Своей стойкостью к электрохимическому разрушению ферросилид обязан образованию на поверхности плотно сцепляющейся, проводящей пленки SiO_2, что препятствует выходу ионов железа, а, следовательно, растворению анода. Железнокремнистые анодные заземлители способны (в отличие от графита) лучше работать в условиях преимущественного выделения кислорода на аноде. Широкое и продолжительное использование ферросилида в различных грунтах доказало их высокую эффективность в качестве точечных (поверхностных и глубинных) заземлителей. На сегодняшний день в соотношение «срок службы/стоимость» их использование наиболее оптимально.

Ферросилид представляет собой сплав железа с кремнием и имеет скорость анодного растворения до 0,5 кг/(А·год). При работе ферросилида на его поверхности одновременно с реакцией восстановления кислорода (1) протекает реакция растворения сплава. Выход ионов железа приводит к растворению анода. Свободному выходу железа из ферросилида препятствует наличие ионов кремния: вследствие большего сродства к кислороду ионы кремния легче соединяются с кислородом, образуя труднорастворимый оксид кремния. Образующийся оксид кремния со временем покрывает всю поверхность анодного заземлителя и препятствует выходу ионов железа, а, следовательно, растворению анода. Поскольку процессы, протекающие на анодном заземлении, осуществляются с участием электронов, то скорость протекания этих процессов, зависит от величины стекающего, т.е. защитного тока.

Еще одним перспективным материалом для анодных заземлителей является **магнетит** — сплав на основе оксидов железа. Изделия из магнетита отливают при высокой температуре со специальными добавками. Литой электрод гладкий, твердый и плотный как стекло. Электрохимический эквивалент магнетита составляет 0,02 кг/(А·год). Процесс анодного растворения магнетита несколько отличается от растворения ферросилида, но суть механизма схожа. Магнетит предполагает широкое использование в различных грунтах и морской воде благодаря большой допустимости плотности тока. Однако одним из главных минусов является сложный технологический процесс и высокая цена таких заземлителей. В настоящее время имеется опыт катодной защиты с платинированными титановыми анодами трубчатой формы с медным сердечником. Изготавливают такие аноды диаметром от 3,0 до 25,6 мм, покрытыми платиной в 20 мк. Несмотря на ряд преимуществ сплавов в качестве анодов, они имеют такие недостатки, как хрупкость и ломкость, а также высокую стоимость. Электрохимический эквивалент радованных титановых анодов составляет порядка 0,08–0,15 кг/(А·год). Платинированные танталовые аноды



применимы при большом рабочем напряжении в системах катодной защиты, где возможно осуществить автоматическое регулирование потенциала. Платину относят к наиболее химически стойким металлам, платинированные аноды можно применять при плотности анодного тока 2000–3000 А/м^2. Однако высокой стоимостью и дефицитностью платины ограничивается возможность ее применения в чистом виде. Поэтому она применяется либо в виде тонкого покрытия на подложке из пассивирующихся металлов титана, тантала или ниобия, либо в виде проволоки или сетки, укрепленных в основе из диэлектрика. В ходе длительных испытаний при плотностях тока от 4,4 до 40 А/м^2 титан-никелевых сплавов для анодов, применяемых в системах катодной защиты, расход материала составил от 1 до 10 г/(А·год). Это были бы хорошие результаты, если бы не наблюдался процесс питтингообразования. А в случае выделения на поверхности анода кислорода или хлора скорость саморастворения увеличивается в результате подкисления приэлектродного слоя, пропорционально плотности тока. Поэтому литые титан-никелевые аноды не могут обеспечить надежную работу катодной защиты.

При проектировании систем ЭХЗ необходимо учитывать все достоинства и недостатки различных материалов анодных заземлителей. Только при правильном понимании процессов протекающих на анодном заземлителе специалисты и проектировщики ЭХЗ могут грамотно подобрать АЗ с учетом свойств материала и среды их дальнейшей работы, а также верно рассчитать и спрогнозировать срок эксплуатации.

Энергосервер: 25 лет в области производства контрольно-измерительных приборов

Компания «Энергосервер» уже четверть века разрабатывает и производит спецустройства для защиты приборов измерения давления от негативных факторов рабочих сред. Сегодня продукцию компании используют на тысячах предприятий в России и за рубежом. О достижениях, преимуществах и планах на будущее рассказал один из учредителей компании «Энергосервер» Игорь Шабуров.

— Игорь Владимирович, вы основали компанию в 1993 году. Сейчас даже выражение такое есть «мы пережили 90-е, нам уже ничего не страшно». Расскажите, пожалуйста, как это было у вас?

— Действительно, было непросто: отсутствие «живых» денег, инфляция до 100% в год, банкротство банков, бандитские «разборки» — сейчас уже трудно представить подобную «деловую» атмосферу...

Хорошо запомнился период, когда в стране не было «живых» денег и все расчеты велись бартером: взамен своей продукции мы получали автомашины и запчасти к ним, краску, алюминий в слитках и даже стиральные машины! Отлично помню, что два вагона стиральных машин пошли как часть оплаты за первую заработанную мной квартиру...

— Хорошо, но почему в качестве основной специализации вы занялись именно разделителями сред?

Наверное, потому что профессионально ими не занимался тогда никто, впрочем как и сейчас. Напомню, что разделители — это устройства для защиты приборов измерения давления от воздействия агрессивных, высоковязких, высокотемпературных и других «проблемных» рабочих сред. Они применяются во всех отраслях промышленности, от атомных электростанций до пивзаводов, но чаще всего — на предприятиях химической и нефтеперерабатывающей отраслей.

Несмотря на кажущуюся простоту конструкции, правильный выбор типа, размеров и материалов элементов разделителя является непростой технической задачей. Даже многоопытные проектные институты с огромным штатом специалистов зачастую не могут с ней справиться и выдают проекты с заведомо неработоспособным оборудованием.

Именно по этой причине во всем мире до сих пор не существовало каких-либо автоматизированных систем по выбору разделителей сред, поскольку считалось, что это под силу только человеку. Однако, опираясь на почти 20-летний опыт работы, мы смогли решить эту задачу и представили на нашем корпоративном сайте (www.energoserver.ru) сервис по автоматизированному выбору разделителей сред.

— В чем преимущества вашего предприятия перед конкурентами?

Есть несколько очевидных причин:

1. наш опыт: уже 25 лет мы поставляем оборудование КИП для широкого круга предприятий России, ближнего и дальнего Зарубежья: от атомных электростанций, крупнейших нефтеперерабатывающих, химических и металлургических предприятий до мини-молокозаводов;
2. экспертный уровень: мы работаем в тесном сотрудничестве с проектными организациями, как в России, так и в других странах СНГ, консультируя их специалистов по вопросам защиты измерительных приборов;
3. собственное производство: позволяет поставлять оборудование Европейского уровня качества по минимальной стоимости и в сжатые сроки, а также произвести качественный ремонт;
4. широкий ассортимент оборудования: тесное сотрудничество с крупнейшими отечественными и импортными производителями контрольно-измерительного оборудования позволяет нам удовлетворить любые запросы наших заказчиков;
5. собственный склад на несколько сотен наиболее востребованных позиций приборов и аксессуаров позволяет нам отгружать их в течение суток.

— Насколько конкурентоспособна продукция на зарубежных рынках? Был ли опыт экспортных поставок?

Наша продукция вполне конкурентоспособна в мире, поскольку сочетает в себе высокое качество и разумную цену. Опыт поставок за рубеж у нас многолетний, в разные годы мы поставляли продукцию не только в страны СНГ, но и в дальнее зарубежье: Европу, Китай, Бангладеш, ЮАР и даже в Чили!

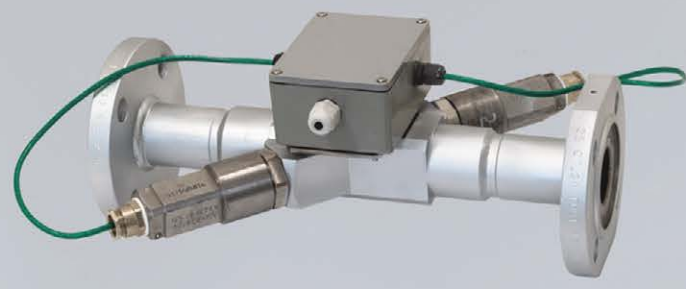
Там нужно было решить нетривиальную задачу: померять давление в трубопроводах, по которым подается пульпа — смесь щебня и песка в растворе серной кислоты. Решение пришло не сразу, но оказалось единственно верным: нужно использовать так называемые in-line (встраиваемые) разделители сред, причем с резиновой мембраной. Испытания показали, что упругая резина специального состава не только имеет хорошую коррозионную стойкость в серной кислоте, но и отлично противостоит абразивному износу. Плюс еще в том, что разделители подобного типа легко монтируются в трубопроводы: они просто зажимаются между его фланцами.

— Какие перспективы развития вы видите для компании?

Повышение профессионализма всех наших специалистов, как в техническом плане, так и в плане работы с заказчиками. Наша главная задача: помочь нашим заказчикам в решении производственных проблем, освободить закупщиков от рутины подбора в широчайшей номенклатуре средств измерения, взять на себя ответственность за правильный подбор и консультацию для технических специалистов, ведь мы понимаем какой объем работы им приходится выполнять, а потому хотим быть той компанией, которая способна их разгрузить.

Энергосервер
Ваш надёжный спутник!
443041, Самара,
ул. Красноармейская,
д. 70, оф. 75
+7 (846) 929-39-10
info@energoserver.ru
energoserver.ru

«Измеряй измеримое и делай неизмеримое измеримым. »
Галилео Галилей



irga.ru

РАЗРАБОТКА, ПРОИЗВОДСТВО, УСТАНОВКА ПРИБОРОВ УЧЕТА

308023,
Россия
г.Белгород
ул.Садовая,45а
+7(4722) 31-33-76
http://www.irga.ru
service@irga.ru
sale@irga.ru
globus@irga.ru

Программно-технический комплекс «Пилон-Р» — реализация программы импортозамещения

Область применения

Контроль, управление и регулирование различных типов ГПА.

Унифицированный программно-технический комплекс САУ ГПА «Пилон-Р» обеспечивает:

- автоматический пуск, останов, управление двигателем на всех режимах;
- автоматическое топливное регулирование двигателя на всех режимах;
- автоматическое управление и контроль технологического оборудования ГПА;
- автоматическое антипомпажное регулирование;
- автоматическую защиту оборудования ГПА на всех режимах работы, автоматический аварийный останов при нарушении нормальной работы;
- дистанционное управление исполнительными механизмами по командам с ПУ, автоматический контроль дистанционных команд на допустимость их выполнения в данном режиме и автоматическую блокировку их прохождения в недопустимой ситуации;
- автоматическую самодиагностику САУ, контроль датчиков, линий связи и пр.;
- возможность взаимодействия с другими системами (САУ КЦ, ИУС, СДУ и пр.)

Общее техническое описание

ПТК «Пилон-Р» может применяться для автоматизации объектов нефтегазовой отрасли, включая ГПА с любым типом двигателя — электрическим, газотурбинным и газопоршневым. Вне зависимости от состава оборудования автоматизируемого ГПА имеет единую унифицированную техническую структуру, состоящую из набора следующих серийно выпускаемых ЗАО НПП «ЭИС» базовых устройств и блоков:

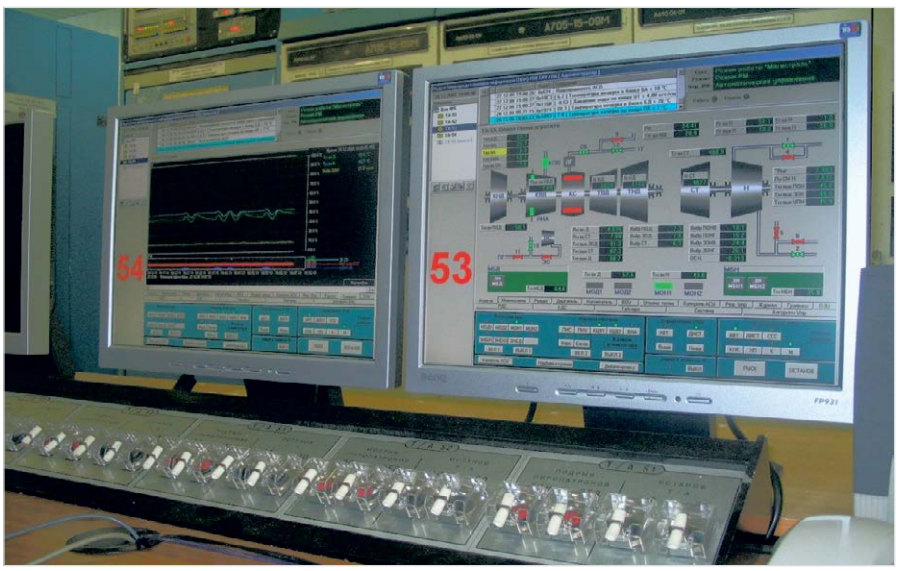
- АРМ оператора, АРМ инженера. Предназначено для взаимодействия оператора с САУ, предоставляет возможность ввода информации (команд управления) и вывода информации о состоянии объекта на экран монитора, динамики, принтер и т.п.
- Блок ПКА. Предназначен для реализации алгоритмов управления по данным о состоянии объекта, полученным от модулей ввода-вывода, формирования по заданным алгоритмам команд управления, обмена данными с АРМ оператора. Блок ПКА состоит из трех модулей ПКА, обеспечивающих резервирование функций и возможность горячей замены.
- Блок МВВ. Предназначен для приема входных сигналов от технологического оборудования и выдачу управляющих сигналов на исполнительный механизм. Количество и тип входных и выходных каналов в блоке МВВ зависит от состава модулей ввода-вывода, один блок МВВ содержит до 16 модулей ввода-вывода. Количество блоков МВВ в составе САУ и типы модулей МВВ определяются объемом и типом входных и выходных параметров автоматизируемого объекта. Блок МВВ может содержать индивидуальный алгоритм работы и выполнять функции управления и регулирования, например топливного и/или антипомпажного.
- Блок МИП-2. Предназначен для приема и преобразования различных аналоговых сигналов к унифицированному сигналу 4. ..20 мА.
- Блок ЭАО (экстренного и аварийного останова). Обеспечивает экстренный останов или аварийный останов ГПА по команде оператора ЭО или АО в случае неисправности блока ПКА или при непредвиденных ситуациях на ГПА. АО отличается от ЭО наличием простейшего алгоритма, например при АО будет соблюдаться последовательность закрытия кранов, а при ЭО команды на закрытия кранов будут сформированы одновременно.
- Блок электропитания. Обеспечивает коммутацию входных сетевых питающих напряжений -220 В, =220 В, 27 В АБ и формирование вторичного резервированного напряжения =24 В для электропитания технических средств САУ.

Конструктивно все блоки и модули выполнены для установки в шкафы с односторонним обслуживанием либо на монтажные панели. Оборудование может быть размещено в блоке автоматики ГПА, в приборном блок-боксе, в отдельном от ГПА отапливаемом помещении.

Преимущества

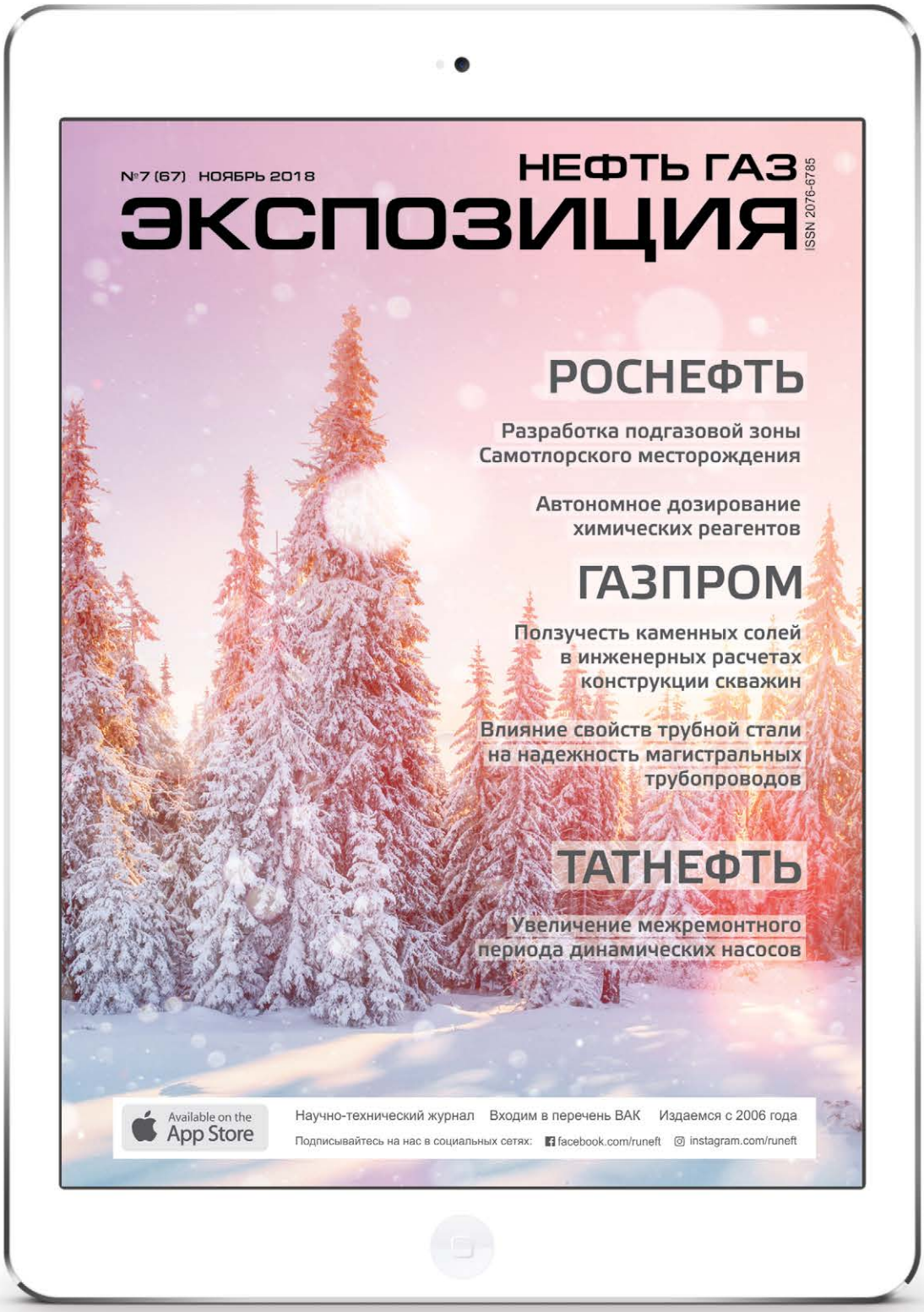
Изделие выполнено на российской элементной базе (97 % комплектующих), программное обеспечение собственной разработки, оперативная техническая и консультационная поддержка. Эксплуатирующая служба самостоятельно, без привлечения разработчика, может вносить согласованные изменения в алгоритм управления.

ПТК «Пилон-Р» — гибкая распределенная система, наращивание которой не влечет увеличения времени обработки. С помощью комплекса можно автоматизировать практически любой технологический процесс.



Электронные Информационные Системы
НПП

Россия, 620075, г. Екатеринбург
ул. Мамина-Сибиряка 145
Тел.: (343) 350-5735
Факс: (343) 263-7480
main@eisystem.ru
eisystem.ru



Available on the App Store

конференция **НОВЫЕ ГИС ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ**
Уфа, 19–21 ноября
NOVTEKBUSINESS.COM

Конференция и сопутствующая ей выставка предоставляют возможности для ознакомления нефтегазовых и сервисных компаний с последними достижениями производителей оборудования и услуг.

конференция **ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ДНИ МОСКВА**
Москва, 19–23 ноября
EAGE.RU

EAGE приглашает принять участие в курсах на тему "Теоретические и практические аспекты актуальных вопросов в области геофизики, геологии и инжиниринга резервуаров".

форум **ЯМАЛ НЕФТЕГАЗ**
Новый Уренгой, 20–21 ноября
YAMALOILANDGAS.COM

Площадка, где ежегодно встречаются более 350 руководителей отрасли в регионе ЯНАО и в Российской Арктике.

конференция **ИССЛЕДОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН**
Тюмень, 21–22 ноября
RCA.SPE.ORG

Конференция охватит гидродинамические, газодинамические и промыслово-геофизические исследования, описание пластовых флюидов и оценку эффективности заканчивания.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ.**
Красноярск, 21–23 ноября
KRASFAIR.RU

Выставка «Нефть. Газ. Химия» станет площадкой для демонстрации последних разработок, технологий, новейшего оборудования для нефтегазовой отрасли.

конференция **НЕФТЯНОЙ ТЕРМИНАЛ 2018**
Санкт-Петербург, 22–23 ноября
OILTERMINAL.ORG

13-ый стратегический конгресс по вопросам транспортировки, переработки и торговли нефтью, СУГ, СПГ и нефтепродуктами.

выставка **ЗАЩИТА ОТ КОРРОЗИИ**
Санкт-Петербург, 28–30 ноября
CORROSION.EXPOFORUM.RU

Ключевая тема – противокоррозионная защита технологического оборудования, трубопроводов и металлоконструкций ТЭК.

саммит **РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА**
Москва, 29 ноября
ROGSUMMIT.RU

Обмен опытом между добывающими компаниями и компаниями нефтесервиса, обзор ключевых инноваций сегмента.

саммит **НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА И НЕФТЕХИМИЯ. МОДЕРНИЗАЦИЯ. ИННОВАЦИИ**
Москва, 30 ноября
DOWNSTREAMSUMMIT.RU

Саммит соберет ключевых игроков нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности, что позволит получить информацию из первых рук.

конференция **ЗДРАВЫЙ СМЫСЛ. РЕЙТИНГ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ**
Москва, 30 ноября
CREONENERGY.RU

Всемирный фонд дикой природы (WWF) и группа КРЕОН при участии Национального рейтингового агентства рассчитают рейтинг экологической открытости нефтегазовых компаний РФ.

конференция **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ 2018**
Москва, 5 декабря
N-G-K.RU

Обсуждается поставка промышленной продукции компаниях, работающим на шельфе, вопросы обустройства портов, береговой зоны. Рассматриваются проблемы логистики: доставки грузов на платформы..

конференция **ГЕОЕВРАЗИЯ-2019**
Москва, 4–7 февраля
GECE.MOSCOW.RU

Международная геолого-геофизическая конференция и выставка: «Современные технологии изучения и освоения недр Евразии».

конференция **ДАУНСТРИМ РОССИЯ 2019**
Казань, 5–7 февраля
WWW.OILANDGASREFINING.RU

Открытая дискуссионная площадка с представителями регуляторных органов, директорами российских НПЗ, ГПЗ и НПХ, крупнейшими подрядчиками и поставщиками технологий.

конференция **АРКТИКА: ШЕЛЬФОВЫЕ ПРОЕКТЫ И УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ РЕГИОНОВ**
Москва, 20–21 февраля
ARCTIC.S-KON.RU

Посвящена актуальным вопросам освоения Арктики и шельфовых проектов, роли Арктики в удовлетворении глобального спроса на энергоресурсы.

форум **ТЕРРИТОРИЯ NDT**
Москва, 4–6 марта
EXPO.RONKTD.RU

Профессиональная площадка для конструктивного диалога и демонстрации новейших достижений и разработок.

конференция **НЕФТЕГАЗСНАБ**
Москва, 14–15 марта
N-G-K.RU

Для руководителей служб МТО нефтегазовых компаний. Обсуждается закупочная деятельность, импортозамещение, оплата и приемка продукции, информационное обеспечение рынка.

выставка **ЭНЕРГЕТИКА. РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**
Казань, 19–21 марта
EXPOKAZAN.RU

Гидро-, тепло-, электроэнергетика. Нетрадиционные источники энергии и малая энергетика. Ресурсосберегающие и энергоэффективные технологии и оборудование.

конгресс и выставка **СПГ КОНГРЕСС РОССИЯ**
Москва, 20-21 марта
LNGRUSSIACONGRESS.COM

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

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ – КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ**
Новый Уренгой, 20–21 марта
SES.NET.RU

Выставка оборудования для нефтегазового комплекса в газовой столице России. Проводится в рамках Новоуренгойского газового форума. Ключевая тема — цифровая экономика в отрасли.

конференция **СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА**
Анапа, 25–30 марта
OILGASCONFERENCE.RU

Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов.

конференция **EAGE – Тюмень 2019**
25–29 марта
EAGE.RU

6-я научно-практическая конференция: богатейший опыт, накопленный специалистами, работающими в Западной Сибири, вместе с новыми технологиями, применяемыми во всем мире.

выставка **НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО**
Оренбург, 27–29 марта
URALEXPO.RU

Крупное деловое мероприятие региона, площадка для обсуждения перспектив развития нефтегазовой индустрии Оренбуржья и всей России.

саммит **ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ**
Москва, 28 марта
ITSUMMIT.ORG

Специализированная площадка для IT-профессионалов в ТЭК. Практические примеры внедрения.

семинар **НАУКА О СЛАНЦАХ: ТЕОРИЯ И ПРАКТИКА**
Москва, 8–9 апреля
EAGE.RU

В центре внимания совместного семинара EAGE и SPE будет наука о сланцах с точки зрения проблем разведки и разработки.

выставка **GLOBAL OIL&GAS**
Атырау, Казахстан, 9–11 апреля
OIL-GAS.KZ

Событие стало традиционным местом встречи для специалистов нефтегазовой отрасли не только Каспийского региона и Казахстана, но и всего мирового нефтегазового сообщества в целом.

форум **RDCR – СКВАЖИННЫЙ ИНЖИНИРИНГ**
Москва, 11 апреля
RDCR.NET

Буровые подрядчики, представители региональных нефтегазовых компаний, а также поставщики бурового оборудования и услуг встретятся для обсуждения методов развития регионального сектора бурения.

выставка **НЕФТЕГАЗ**
Москва, 15–18 апреля
NEFTEGAZ-EXPO.RU

Ключевое отраслевое событие, входящее в десятку лучших мировых выставок нефтегазового оборудования. Проходит при поддержке Минэнерго России, под патронатом ТПП РФ.

выставка **ЭЛЕКТРО-2019**
Москва, 15-18 апреля
ELEKTRO-EXPO.RU

Электрооборудование, светотехника, автоматизация зданий и сооружений. «Электро» – выставка с широким международным участием, ежегодно в ней принимают участие не менее 25 стран.

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
Москва, 16–17 апреля
OILANDGASFORUM.RU

Первое в современной истории России мероприятие федерального масштаба, организованное Минэнерго России совместно с РСПП, ТПП РФ, Союзом нефтегазопромышленников России и РГО.

конференция **НЕФТЬ И ГАЗ 2019**
Москва, 22–25 апреля
NEFTEGAZ.GUBKIN.RU

Проводится с целью выявления и поддержки перспективных молодежных научно-исследовательских работ.

конференция и выставка **ИНЖЕНЕРНАЯ И РУДНАЯ ГЕОФИЗИКА 2019**
Геленджик, 22–26 апреля
EAGE.RU

Специалисты обменяются мнениями в рамках технических сессий, ознакомятся с разработками от ведущих производителей геофизической техники на выставке и полевой демонстрации.

конференция **ТРЕТИЧНЫЕ МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ**
Казань, 23–24 апреля
RCA.SPE.ORG

Конференция посвящена новым перспективным технологиям в области повышения нефтеотдачи и проблемам в области разработки и применения методов увеличения нефтеотдачи.

15-й Российский Нефтегазовый Конгресс / RPGC 2019
Москва, 23–24 апреля
OILGASCONGRESS.RU

25 лет является ведущей в России международной площадкой для обсуждения актуальных вопросов нефтегазовой отрасли на межгосударственном и бизнес-уровнях.

16-я Международная выставка НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE 2019
Москва, 18–21 июня
MIOGE.RU

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

выставка **ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ**
Уфа, 21–25 мая
GNTEXPO.RU

В мае 2019 года в Уфе пройдет Российский нефтегазохимический форум и XXVII международная выставка «Газ. Нефть. Технологии». В работе мероприятий примут участие признанные эксперты отрасли не только российского, но и международного масштаба, а также специалисты смежных отраслей.

N-G-K.ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи заказчиков и подрядчиков топливно-энергетического комплекса

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

20 февраля 2019 | ИНВЕСТЭНЕРГО

Инвестиционные проекты в электроэнергетике

Обзор инвестиционных проектов и модернизация российской электроэнергетики, вопросы материально-технического обеспечения в отрасли, практика закупочной деятельности в крупнейших российских компаниях

TEK-R.RU — Награждение лучших поставщиков оборудования и услуг в электроэнергетике

OIL-GAS.RU — Настенная карта по электроэнергетике

14–15 марта 2019 | НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

TEK-R.RU — Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазового комплекса; Настенная нефтегазовая карта

30 мая 2019 | НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских EPC-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

TEK-R.RU — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазостроительных компаний; Настенная нефтегазовая карта

12 сентября 2019 | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

TEK-R.RU — Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

OIL-GAS.RU — База подрядчиков для модернизации НПЗ; Настенная нефтегазовая карта

30 октября 2019 | НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками – нефтегазовыми компаниями

TEK-R.RU — Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтесервисных компаний; Настенная нефтегазовая карта

20 ноября 2019 | НЕФТЕГАЗРЕКЛАМА

Продвижение продукции и услуг для нефтегазового комплекса

Обсуждение сложных продаж на рынке B2B. Особенности продвижения новой продукции, укрепления бренда поставщика, формирования репутации. Затрагиваются вопросы исследования рынка, прогнозных потребностей нефтегазового комплекса

TEK-R.RU — Подведение итогов ежегодного рейтинга "НЕФТЕГАЗ-РЕКЛАМА" и награждение победителей

5 декабря 2019 | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают "Газпром нефть", "Роснефть", "ЛУКОЙЛ", "Газфлот" и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

TEK-R.RU — Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний

OIL-GAS.RU — База оборудования для нефтегазового шельфа; Настенная нефтегазовая карта

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

Download on the App Store
GET IT ON Google play

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

Реклама

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР МЕЖДУНАРОДНЫЕ ВЫСТАВКИ И КОНГРЕССЫ МОСКВА

Messe Düsseldorf

Ямало-Ненецкий автономный округ

20-21 МАРТА 2019г.

г. НОВЫЙ УРЕНГОЙ
ДЦ “ЯМАЛ”, ул. Юбилейная, 5

Межрегиональная специализированная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ - КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ

Выставка пройдет в рамках Новоуренгойского газового форума

Организатор выставки:
Администрация г. Новый Уренгой

Оператор выставки:
SIBExpoSERVICE
ООО “Выставочная компания Сибэкспосервис”,
г.Новосибирск
тел.: (383) 335 63 50 - многоканальный,
e-mail: vkses@yandex.ru,
www.ses.net.ru

2019
ВЫСТАВКА
Газ. Нефть.
Новые Технологии -
Крайнему Северу

ATYRAU
OIL&GAS KAZAKHSTAN

Atyrau Oil & Gas

18-я Северо-Каспийская Региональная выставка "Атырау Нефть и Газ"

9-11 апреля 2019

Казахстан, Атырау

подробная информация:
www.oil-gas.kz

ITE GROUP
Iteca

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

ГАЗ. НЕФТЬ ТЕХНОЛОГИИ

XXVII международная выставка

21-24 МАЯ УФА 2019

ВДНХ ЭКСПО

Зарегистрироваться на Форум, забронировать стенд
WWW.GNTEXPO.RU

Порядка 400 участников из 16 стран мира ежегодно

Свыше 12 000 посетителей из 45 регионов России

Свыше 500 спикеров 30 деловых мероприятий

ОРГАНИЗАТОРЫ

ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ИННОВАЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ РБ

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

+7 (347) 246 41 77
+7 (347) 246 41 93
gasoil@bvkexpo.ru

gazneftufa
@gazneftufa
#газнефтьуфа
#газнефтьтехнологии
#гнт

ТЭФ ТАТАРСТАНСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ ПО ЭНЕРГОРЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТИ - 2019

20-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
«ЭНЕРГЕТИКА. РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

19 –Й МЕЖДУНАРОДНЫЙ СИМПОЗИУМ
«ЭНЕРГОРЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ. ЭНЕРГОБЕРЕЖЕНИЕ»

19-21 МАРТА

12+

Центр энергосберегающих технологий РТ
при Кабинете Министров РТ.
420088, Республика Татарстан, г. Казань, а/я 131,
тел. (843) 272-99-43, факс: (843) 272-99-69

Выставочный центр
«Казанская ярмарка»
Россия, 420059, г. Казань,
Оренбургский тракт, 8
Тел: (843) 202-29-07

Казань, 2019
WWW.EXPOENERGO.RU

XV СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ
•ВЫСТАВКА•
«НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО»

- Добыча нефти и газа (технологии и оборудование)
- Геология, геофизика
- Сейсмическое оборудование и услуги
- Транспортировка, переработка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа
- Трубы и трубопроводы, инструменты и др.

27 - 29 МАРТА

г. Оренбург

ООО «УралЭкспо»
тел./факс: (3532) 67-11-03, **67-11-05, 45-31-31**
uralexpo@yandex.ru, www.URALEXPO.ru

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ
Генеральный информационный партнер

Правительство Республики Татарстан

Администрация Альметьевского района и города Альметьевск

Выставочная Компания «НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ»

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

TATNEFT

18-Я ДОМАШНЯЯ ВЫСТАВКА ТЕХНОЛОГИЙ

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

АЛЬМЕТЬЕВСК
16–18 ОКТЯБРЯ 2019

NT-EXPO.RU

ЛАКОКРАСОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ MASSCO

КОМПЛЕКСНАЯ АНТИКОРРОЗИОННАЯ ЗАЩИТА

ВЫСОКОЕ КАЧЕСТВО
производство на территории Российской Федерации

ДОЛГОВЕЧНОСТЬ
срок службы свыше 25 лет

ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
быстрая сушка, тиксотропность, нанесение материалов в зимнее время

- Энергетика
- Машиностроение
- Нефтегазовый комплекс
- Судостроение и судоремонт
- Гидротехнические сооружения
- Объекты транспортной инфраструктуры
- Промышленное и гражданское строительство

ООО «ТД «МАССКО»
входит в ГК TEKNOS
198515, Санкт-Петербург, Петергоф
ул. Новые Заводы, д. 56, к.3, лит. А
тел.: +7 (812) 334-95-19
massco@teknos.com
www.massco.ru

Massco