№3 (76) ИЮНЬ 2020

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

ГАЗПРОМ

Мониторинг коэффициента запаса прочности магистрального газопровода

ТАТНЕФТЬ

Инновационные технологии в разработке месторождений высоковязких нефтей

ЛУКОЙЛ

Влияние негерметичности системы «подьемный лифт-насос» на формы КВУ и КИД

ВЬЕТНАМ

Повышение эффективности работы газлифтных скважин на месторождении Дракон

Available on the App Store

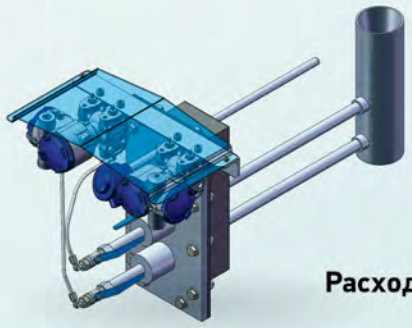
АВТОМАТИЧЕСКАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ВЫБРОСОВ СПЕ СГА

Анализатор пыли OPASTOP GP4000H
Анализатор влажности Hygrophil H 4230
Анализатор расхода ZMV
Мультиканальные газоанализаторы ZKJ ZRJ для измерения CO,CO_2,NOx, SO_2, O_2

Компоненты газа
- CO – NOx – SO_2 – O_2 – NH_2 – HCl – H_2O
- N_2O – Co_2

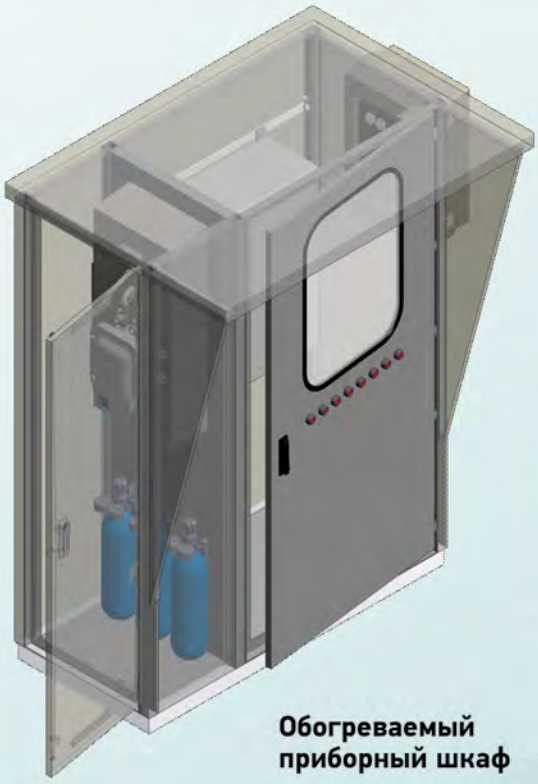
Прочие измерения
- Скорость потока дымовых газов
- Давление дымовых газов
- Температура дымовых газов
- Мониторинг запыленности

Анализатор пыли

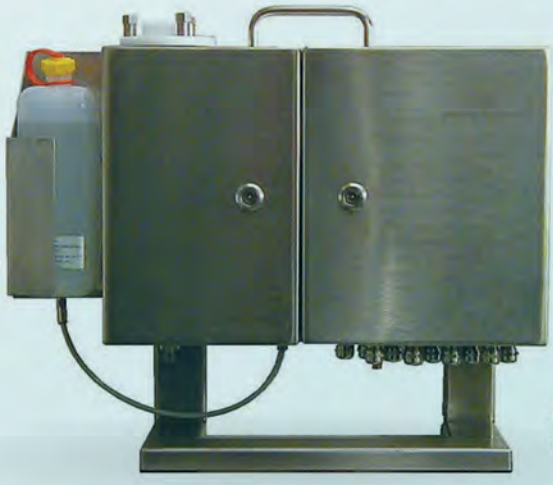


Расходомер

Пробоотборный зонд



Обогреваемый приборный шкаф



Анализатор влажности

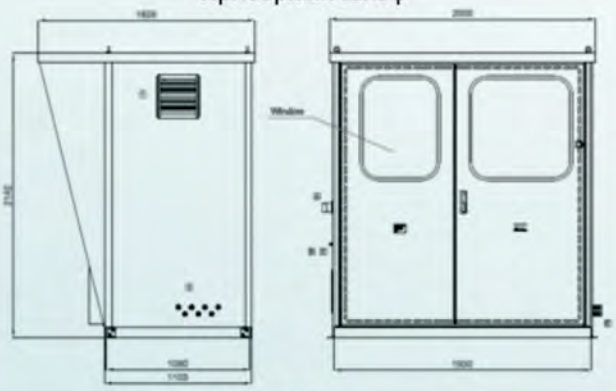
5 компонентов NDIR: Серии ZKJ

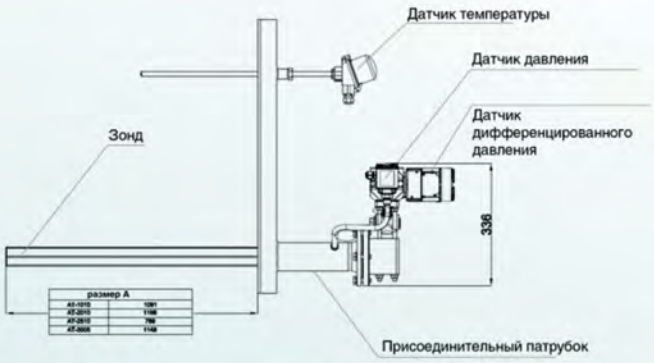
Компонент	Минимальный диапазон	Максимальный диапазон
NO	0–50 ppm	0–500 ppm
SO_2	0–50 ppm	0–10% объёмн.
CO_2	0–20 ppm	0–100% объёмн.
CO	0–50 ppm	0–100% объёмн.
CH_4	0–200 ppm	0–100% объёмн.
N_2O	0–200 ppm	0–2000 ppm
O_2*	0–5% объема	0–100% объёмн.

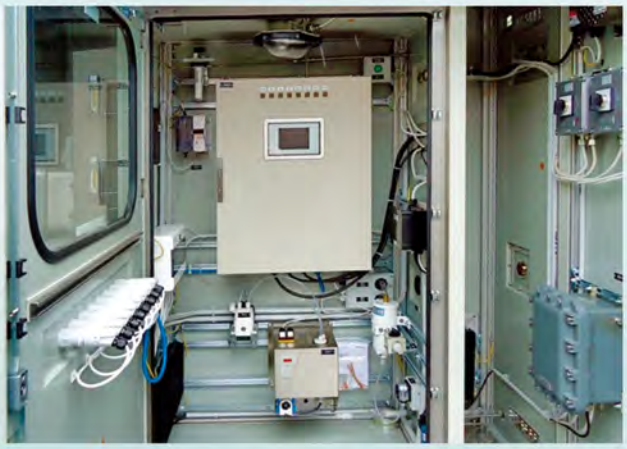
*встроенный парамагнитный датчик

Конструктивное исполнение

Приборный шкаф

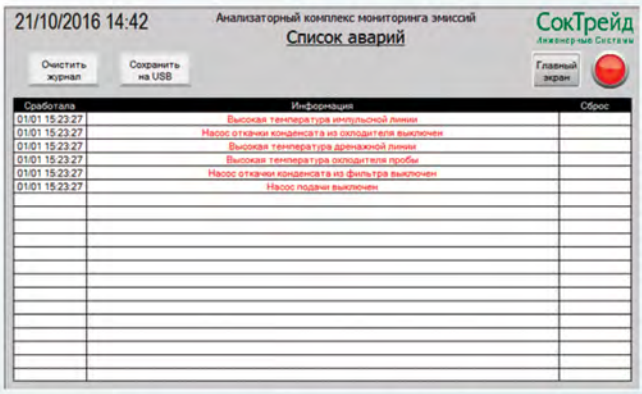




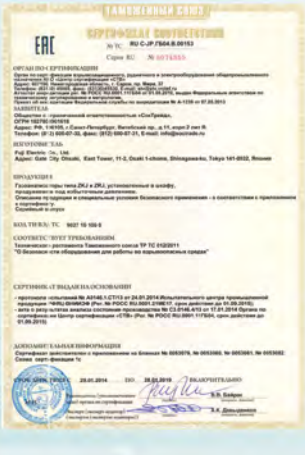


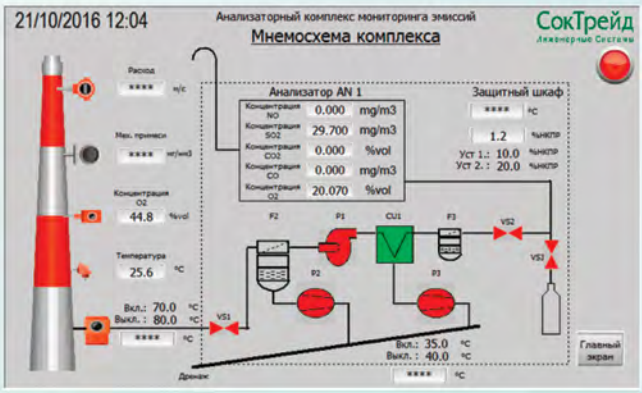
Пользовательский интерфейс ГЛАВНОЕ МЕНЮ

Пользовательский интерфейс ЭКРАНЫ ДИАГНОСТКИ



Сертификаты





СокТрейд
Инженерные Системы

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

10 С.А. Пунанова. Углеводородные скопления ачимовских отложений северных регионов Западной Сибири

16 Р.Р. Хазиев, Л.З. Анисимова, К.Ю. Колузаева. Выделение геологических границ сложнопостроенных карбонатных коллекторов сверхвязких нефтей (СВН) на территории Муслюмовской разведочной площади

От первого лица

20 Сергей Давыдов: «Нет ничего эффективнее вложений в философию производства»

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

22 Нгуен Ван Тханг, А.Н. Александров, М.К. Рогачев. Повышение эффективности работы газлифтных скважин в условиях образования органических отложений парафинового типа во внутрискважинном оборудовании на месторождении Дракон

28 А.Г. Козубовский, Т.В. Кузьмина. Влияние негерметичности системы «подъемный лифт-насос» на форму кривых восстановления уровня (давления)

32 ТМС-групп: Универсальная устьевая арматура

34 С.Б. Колесова, М.Б. Полозов, И.Т. Нургалиева, В.К. Жуков. Повышение эффективности разработки визейских отложений с использованием технологии бурения боковых горизонтальных стволов

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 3 (76) июнь 2020

АДРЕС ГЕНЕРАЛЬНОГО ОФИСА УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423809, Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия
Мира, д. 3/14, оф. 145, а/я 6
+7 (8552) 92-38-33

АДРЕСА ПРЕДСТАВИТЕЛЬСТВ:
Москва, Россия, Народного ополчения, д. 38/3, каб. 212

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 06-20/16-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 30.06.2020
ТИРАЖ: 10 000 экз.
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года
Выдано федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ГРУППА КОМПАНИЙ

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование

Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energas.ru www.energas.ru

КИПИА

Автоматизация

38 НТЦ «Механотроника»: Система постоянного оперативного тока СОПТ-МТ

40 «Техэксперт» — помощник в «цифровой трансформации»

ПЕРЕРАБОТКА

Химия

43 Ю.В. Волков, Б.В. Успенский, А.Р. Гайнутдинова, М.Р. Фаткулин, Р.Р. Хазиев. Разработка месторождений высоковязких нефтей с использованием инновационных технологий, влияющих на пластовую систему

ТРАНСПОРТИРОВКА

Трубопровод

48 С.Л. Голофаст. Мониторинг коэффициента запаса прочности линейных участков в различные годы эксплуатации магистрального газопровода

ГЛАВНЫЙ 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
Рябинина И.В. / irina@expoz.ru

ДИРЕКЦИЯ:
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
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

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ТМС ГРУПП

АРМАТУРА УСТЬЕВАЯ ТЕРМОСТОЙКАЯ ПАРОВАЯ АТПК-65Х18-350 К1

Назначение и область применения

Арматура предназначена для установки на скважинах с циклическим режимом работы: закачка пара и добыча нефти с использованием ШГН.

Технические характеристики

Рабочее давление, МПа
18

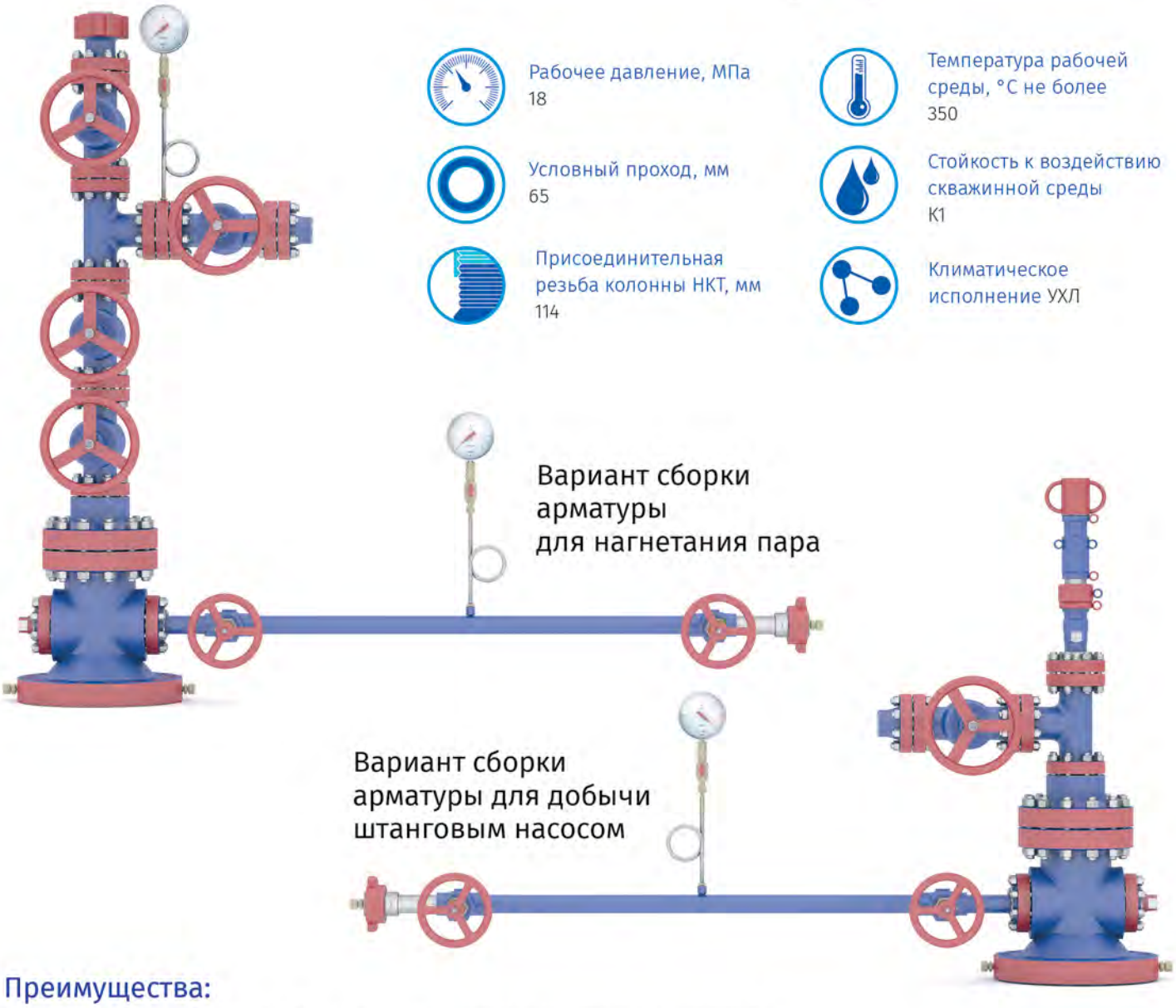
Условный проход, мм
65

Присоединительная резьба колонны НКТ, мм
114

Температура рабочей среды, °С не более
350

Стойкость к воздействию скважинной среды
К1

Климатическое исполнение УХЛ



Преимущества:

1 Арматура имеет 2 варианта сборки ёлки: для нагнетания пара и добычи нефти
2 Арматура укомплектована термостойкими задвижками с рабочей температурой до 350°С
3 За счет установки манометров на петлевых трубках обеспечивается точность измерения
4 Благодаря применению металлических прокладок достигается высокая герметичность фланцевых соединений

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

CONTENT

EXPLORATION AND DEVELOPMENT

Geology

10 Svetlana A. Punanova. Hydrocarbon accumulations of Achimov sediments northern regions of Western Siberia

16 Radmir R. Khaziev, Liliya Z. Anisimova, Kseniya Yu. Koluzaeva. Allocation of geological borders of complex structure carbonate reservoirs superviscous oils (SVO) in the territory of Muslyumovskaya square

PRODUCTION

Oil production

20 Nguyen Van Thang, Aleksandr N. Aleksandrov, Mikhail K. Rogachev. Improving efficiency of gas lift wells in the conditions of the formation of organic wax deposits in the downhole equipment in the Dragon field

28 Aleksandr G. Kozubovsky, Tat'yana V. Kuzmina. The effect leaky pump to the shape of Buildup

34 Svetlana B. Kolesova, Mikhail B. Polozov, Ilnara T. Nurgalieva, Vladimir K. Zhukov. Use of BGS technology to improve the efficiency of development of Visean deposits reserves

OIL REFINING

Chemistry

43 Yuriy V. Volkov, Boris V. Uspensky, Al'bina R. Gainutdinova, Mukhammedrakhim R. Fatkulin, Radmir R. Khaziev. Influence of reagent on the physical and chemical properties of high-viscosity oil and its effectiveness in reducing viscosity

TRANSPORTATION

Pipeline

48 Sergey L. Golofast. Monitoring of the safety factor of linear sections in different years of operation of the main gas pipeline

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE:
3 (76) june 2020

GENERAL OFFICE:
N.Chelny, Republic of Tatarstan, Russia
3/14 Mira avenue, Suite 145
+7 (8552) 92-38-33

REPRESENTATIVE OFFICES:
Moscow, Russia
38/3 Narodnogo opolcheniya str.,
Suite 212

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

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

WEBSITE:
www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

EDITOR IN CHIEF:
Timur Bikbaev / general@runeft.ru

DESIGNERS:
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
Irina Ryabinina / irina@expoz.ru

DIRECTORATE:
Julia Novikova / office@runeft.ru

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

ISSUE DATE: 30.06.2020

CIRCULATION: 10 000 copies

EDITIORIAL BOARD:
Helmut Gaertner — Sc.D. (Germany)
Tayfun Babadagli — Sc.D., professor (Canada)
Abukova L.A.—Sc.D., professor
Altunina L.K. — Sc.D., professor
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., corr. member, RAS
Vologh Yu.A. — Sc.D.
Gogonenkov G.N. — Sc.D., professor
Golofast S.L. — Sc.D., professor
Zavidei V.I. — Sc.D., professor
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
Nikolaev A.V. — Sc.D., professor
Pesin M.V. — Ph.D., assoc. prof.
Punanova S.A. — Sc.D.
Telyashev E.G. — Sc.D., professor
Shuster V.L. — Sc.D., professor

НЕКСТ ТРЕЙД

МАЛЫЙ БИЗНЕС НА СЛУЖБЕ БОЛЬШОЙ СТРАНЫ

DOI:10.24411/2076-6785-2019-10081 УДК 553.98(571.1) | Научная статья

Углеводородные скопления ачимовских отложений северных регионов Западной Сибири

С.А. Пунанова
Институт проблем нефти и газа РАН
punanova@mail.ru

Аннотация
В статье рассмотрены особенности углеводородных скоплений ачимовских отложений северных регионов Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ). Приводится литофациальная характеристика комплекса, подчеркивается комбинированный сложный тип ловушек (клиноформы), оценивается нефтегазоматеринский потенциал ачимовского нефтегазоносного комплекса (НГК). Охарактеризованы количественные показатели крупности скоплений. Выделены зоны распространения флюидов различного фазового состояния и физико-химических свойств.

Ключевые слова
ачимовские отложения, нефтегазоносные комплексы, нефть, комбинированные ловушки, Западно-Сибирский нефтегазоносный бассейн.

Материалы и методы
Материалы исследования: аналитическая база данных свойств нефтей и конденсатов ачимовских отложений Надым-Тазовской нефтегазоносной области и прилегающих регионов, генерационные параметры органического вещества ачимовских отложений.

Методы исследования: сопоставление по геохимическим данным параметров нефтегазоносности комплекса, картографические построения, графическое изображение зависимостей геохимических параметров и крупности углеводородных скоплений.

Для цитирования:
С.А. Пунанова. Углеводородные скопления ачимовских отложений северных регионов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №3. С. 10-13. DOI:10.24411/2076-6785-2019-10081.

Поступила в редакцию: 08.04.2020

UDC 553.98(571.1) | Original Paper

Hydrocarbon accumulations of Achimov sediments northern regions of Western Siberia

Svetlana A. Punanova
Institute of Oil and Gas Problems, Russian Academy of Sciences
punanova@mail.ru

Abstract
The article considers the features of hydrocarbon accumulations of the Achimov deposits of the northern regions of the West Siberian oil and gas basin (OGB). The lithofacial characteristic of the complex is given, the combined complex type of traps (clinoforms) is emphasized, the oil and gas potential of the Achimov oil and gas bearing complex (OGC) is estimated. Quantitative indicators of the size of accumulations are characterized. The zones of distribution of fluids of various phase states and physicochemical properties are identified.

Keywords
Achimov deposits, oil and gas bearing complex, oil, combined traps, West Siberian oil and gas basin.

Materials and methods
Research materials: analytical database of properties of oils and condensates of the Achimov deposits of the Nadym-Tazov oil and gas region and adjacent regions, generation parameters of the organic matter of the Achimov deposits.

Research methods: comparison of the oil and gas parameters of the complex according to geochemical data, cartographic constructions, graphical depiction of the dependences of geochemical parameters and the size of hydrocarbon accumulations.

For citation:
Svetlana A. Punanova.
Hydrocarbon accumulations of Achimov sediments northern regions of Western Siberia // Ekcpozitsiya Net' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 3, pp.10-13. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2019-10081.

Received: 08.04.2020

Несмотря на то, что неокомский НГК в Западной Сибири изучен относительно полно, ачимовские отложения, приуроченные к низам нижнемеловых толщ (берриас-нижний валанжин) и распространенные практически на территории всей Западной Сибири, продолжают оставаться недостаточно освещенными. По данным, приводимым в работе [1] по прогнозным ресурсам НГК Западной Сибири, на ачимовский комплекс приходится 18% нефти, 10% газа и 36% конденсата от начальных суммарных ресурсов региона, контролируемых преимущественно ловушками литологической морфологии. Потенциальные ресурсы ачимовских залежей оцениваются как минимум в 5 млрд т нефти, 4, 8 трлн м^3 газа и 1 млрд т конденсата. Площадь распространения ачимовской толщи

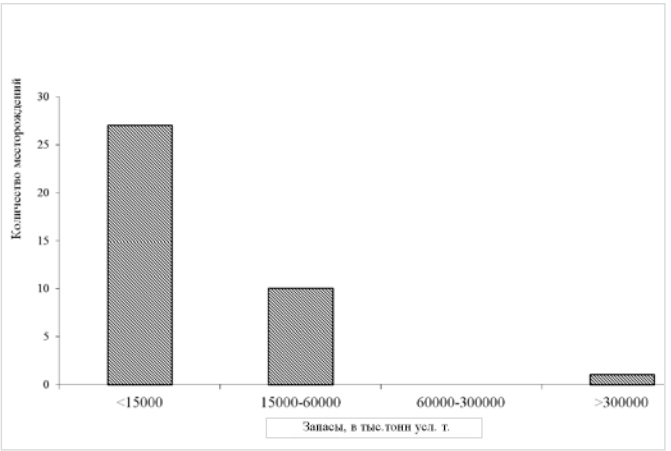


Рис. 1 — Частотный график распределения запасов УВ в ачимовских отложениях
Fig. 1 — Frequency graph of the distribution of hydrocarbon reserves in Achimov deposits

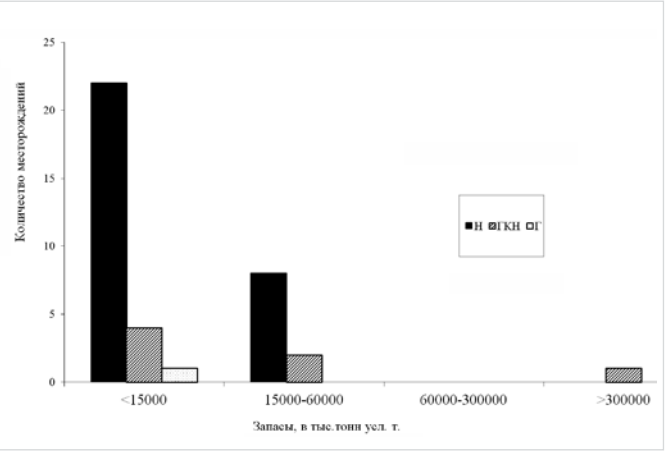


Рис. 2 — Частотный график распределения запасов УВ в ачимовских отложениях с учетом фазового состояния залежи
Fig. 2 — Frequency graph of the distribution of hydrocarbon reserves in Achimov deposits, taking into account the phase state of the deposit

в пределах Ямало-Ненецкого автономного округа составляет более 200 тыс. кв. км.

Литофациальные особенности ачимовских отложений

Ачимовская толща, залегающая на глубинах 2500–4000 м, представлена пластами плотных мелкозернистых песчаников с глинисто-карбонатным цементом, разделенных пропластками глин различной толщины (10–15 м). Характерной особенностью ачимовских отложений является клиноформное строение ловушек, литологическая невыдержанность, а также изменчивая мощность и неравномерное распространение. А.А. Поляков и др. [2] на основе анализа 1200 залежей проводят деление ловушек по «морфологическому» их строению, так как именно эти признаки важны на стадии разведки, когда основной задачей является выявление формы ловушки, вмещающей залежь УВ. Согласно предлагаемой классификации залежей нефти и газа, ловушки клиноформного строения относятся к группе литогенетических, к подгруппе несводовых, к типу – линз и полостей и классу седиментационных.

Существуют разные точки зрения на условия формирования ачимовской толщи [3, 4]. Одни исследователи основываются на глубоководности накопления ачимовской толщи, которая, судя по данным бурения и сейсморазведки, представляет собой совокупность разновозрастных песчано-алевритовых линз, формировавшихся внутри глубоководных глин на восточном склоне ранненеокомского глубоководного бассейна. Песчано-алевритовые линзы ачимовских пластов ограничены со всех сторон глинистыми экранами от синхронных мелководно-шельфовых песчаных пластов. Выделяется четыре зоны максимальных мощностей ачимовской толщи, которые не контролируются современным структурным планом и разделяются участками частичной или полной глинизации разреза. Линзовидно-турбидитная глубоководно-морская природа ачимовской толщи до сих пор оспаривается некоторыми геологами, которые отмечают, что на севере Западной Сибири ачимовская толща по всем признакам отвечает фациям русел, дельт, авандельт и мелкого моря.

Нефтегазоносность ачимовских отложений

Многие исследователи рассматривают ачимовские отложения как самостоятельный НГК. Об этом свидетельствует наличие мощной глинистой покрышки, перекрывающей ачимовскую толщу, и линзовидное строение ачимовских резервуаров-ловушек, не имеющих гидродинамической связи с шельфовыми пластами [1, 3, 5]. А.А. Нежданов с соавторами [5] установили региональные критерии размещения ачимовских ловушек, которые контролируются стратиграфическими, палеобатиметрическими и морфологическими особенностями, т.е. являются сложными комбинированными, формирование которых обусловлены несколькими факторами. В качестве наиболее перспективных объектов следует рассматривать ачимовские депоцентры — зоны повышенных толщин песчано-алевритовых пород, где формируются залежи, имеющие важное промышленное значение; ачимовский комплекс здесь является основным нефтегазоносным объектом. В связи с этим прогноз и картирование таких зон признано одной из наиболее важных задач при изучении нефтегазоносности этих отложений. В работах [6] и др. отмечаются сложности при разработке ачимовских залежей, связанные глубоководными условиями их залегания и обусловленные в связи с этим низкими параметрами проницаемости и пористости. Кроме того, в продуктивных пластах выявлены аномально высокие пластовые давления, что также затрудняет разработку залежей.

Нефтегазоносность ачимовской толщи была установлена уже на первых этапах освоения Западно-Сибирского НГБ. Нефтегазопроявления и непромышленные притоки углеводородов обнаружены в ачимовских отложениях более чем на 100 площадях, а балансовые запасы УВ приняты на 90 месторождениях. Одним из наиболее интересных районов развития ачимовских отложений является Восточно-Уренгойская зона [7]. В этой зоне залежи характеризуются различным фазовым состоянием, что возможно связано с неотектоническими процессами в северной части Западно-Сибирской плиты, когда преимущественно нефтяные скопления отчасти растворялись и отжимались в более пониженные участки водорастворенным газом, аккумулируясь в зонах литологических барьеров [1, 7]. Большинство нефтегазоперспективных объектов в ачимовской толще представляют собой сложнопостроенные неантиклинальные ловушки, резервуарами для залежей УВ в которых служат литологически-экранированные песчаные пласты.

Для уточнения характера нефтегазоносности Надым-Тазовской НГО нами были детально изучены кадастровые материалы. В результате обобщения большого фактического материала построена серия графиков (рис. 1, 2) и выявлены прогнозные границы распространения нефтей и конденсатов в ачимовских отложениях Надым-Тазовского региона [8].

Статистическая обработка распределения геологических запасов по площади и разрезу ачимовских отложений севера Западной Сибири показала, что здесь выявлены нефтяные (Н), газоконденсатнонефтяные (ГКН) и газовые (Г) месторождения с мелкими (‹5000–15000), средними (15000–60000) и уникальными (› 300000) запасами (в тыс. тонн усл. т.). Количество залежей с мелкими запасами существенно выше, чем со средними и уникальными; отсутствует категория крупных запасов (60000–300000); по фазовому состоянию — нефтяные скопления по запасам в основном мелкие и средние, а ГКН — мелкие, средние и одно уникальное. Распределение залежей по запасам не соответствует закону Парето [8], что свидетельствует о недооткрытии здесь еще ряда залежей и месторождений с высокими запасами. Близкие выводы были получены группой авторов при исследовании месторождений УВ зоны сочленения Западно-Сибирской и Сибирской платформ [9].

Анализ распространения нефтей различной плотности и УВ скоплений различного фазового состояния по площади изучаемой территории показал следующее. В центральной части региона расположена зона развития

ГКН залежей, залегающих на глубинах от 2743 м до 4059 м. Увеличение глубины залегания происходит с юга на север и северо-восток. В эту зону входят такие крупные месторождения, как Уренгойское, Восточно-Уренгойское, Самбургское, Есетинское, Северо-Пуровское, Ямсовейское, Ево-Яхинское, а также менее крупные – Вьюжное, Стерховое и некоторые другие. Газ в залежах как свободный, так и в виде газовых шапок. Конденсатный фактор изменяется от 220 до 430 г/м^3, а плотность конденсата варьирует от 0,63 до 0,78 г/см^3. Более глубокопогруженные залежи в ачимовских отложениях на месторождениях Самбургское, Северо-Самбургское и Непонятное (глубины от 3710 до 4059 м) можно охарактеризовать как переходные от конденсатных к сверхлегким и легким нефтям.

Основные нефтяные месторождения встречены южнее развития зоны ГКН залежей. Однако наличие флюидов переходного типа севернее в пластах Ач3 и Ач4 на Ямбургской площади, чисто нефтяных скоплений западнее на Восточно-Медвежьем и Южно-Хулымском месторождениях (в пластах Ач1 и Ач3-4), а также восточнее на месторождениях Юмантыльское, Западно-Таркосалинское и других позволило нам оконтурить Уренгойско-Самбургскую зону развития конденсатных скоплений с севера и запада и протянуть зону развития нефтяных скоплений в ачимовских отложенях не только на юг, но и западнее и восточнее. В этом проявляется существенное отличие зон распространения ГКН скоплений в юрских и ачимовских отложениях. Глубины залегания нефтяных залежей варьируют от 2662 м на месторождении Губкинское до 3786 м на месторождении Ямбургское.

По плотностным характеристикам нефтей выделяются три зоны: сверхлегкие нефти – плотность равна или меньше 0,82 г/см^3, легкие нефти — плотность изменяется от 0,82 до 0,85 г/см^3 и средние нефти с плотностью от 0,85 до 0,87 г/см^3. Зона нефтей со средней плотностью, куда входят месторождения Пякутинское, Крайнее, Северо-Соимлорское, Северо-Пямалияхское и др., расположена на юге изучаемого региона. Наиболее широкой полосой по территории распространены легкие нефти. Это месторождения Ямбургское, Северо-Медвежье, Новогоднее, Апакопурское, Вынгаяхинское и др. А зона сверхлегких нефтей протягивается довольно узкой полосой, окаймляя зону развития конденсатных и нефтегазоконденсатных скоплений. Это месторождения Комсомольское, Верхнехарловское, Губкинское, Южно-Таркосалинское, Еты-Пуровское и др.

Практически все исследованные нефти являются малопарафинистыми — до 5%, низкосернистыми — до 0,5%, с невысоким содержанием асфальтово-смолистых компонентов — до 12,8 %. Конденсаты ачимовских залежей Уренгойского месторождения согласно [10], имеют утяжеленный состав. Остаток свыше 360ºС достигает 12–22,5%. Молекулярная масса изменяется от 128 до 183. Плотность варьирует в диапазоне 0,7852–0,8293 г/см^3. Содержание серы низкое, не превышает 0,042 %, а твердых парафинов относительно высокое — 3,3–7 %. В групповом углеводородном составе превалируют метановые углеводороды (40–43 %) на высоком фоне нафтеновых (37–39%) и ароматических (19–20%). Показатели катагенетической преобразованности (Ts/Tm, MOR/HOP, Ki) указывают на генерацию исследованных флюидов в зоне «нефтяного окна». Конденсаты по генетическому показателю и параметрам зрелости сходны с нефтями тех же скважин и отложений.

Геохимическая характеристика ОВ ачимовских отложений

Вопрос о принадлежности ачимовских глинистых пород к нефтематеринским до настоящего времени остается открытым из-за отсутствия достаточного фактического материала. Исследованные образцы аргиллитов имеют невысокое или близкое к нижнему пределу потенциально нефтематеринской породы содержание Сорг — 0,61–2,41%. Величина S1 (содержание нефти в глинистой породе), одна из главных показателей нефтегенерационных свойств породы, в этих отложениях также очень мала и составляет 0,07–0,57 кг нефти на тонну породы (в среднем около 0,20 кг/т), что значительно ниже эмиграционного барьера в 4,5 кг/т (по данным Тиссо и Вельте, 1981 г.). В этой связи нами был проанализирован дополнительно геохимический фактический материал по ачимовским и нижне-среднеюрским отложениям (данные В.А. Скоробогатова, 1997) и построена серия графиков, иллюстрирующих геохимические особенности процессов нефтегазонакопления в юрских и нижнемеловых отложениях на территории п-ова Ямал.

Общая оценка степени термической зрелости и типов ОВ проведена по соотношению изопреноидов и *н*-алканов. Изучена зависимость значений водородного индекса HI от Тмах с учетом типов ОВ и значений R0. Выводы, сделанные на основании УВ состава органического вещества (ОВ) с привлечением данных пиролиза подтверждаются при анализе зависимости Тмах от глубины залегания отложений на различных площадях (рис. 3). Изменение ОВ в ачимовских отложениях на площадях Малыгинская и Сядорская соответствует зоне "нефтяного окна". Эти данные могут свидетельствовать о возможности генерации нефтяных УВ непосредственно в ачимовской толще. Наличие нефтематеринских отложений и степень их катагенетического преобразования позволяют считать ачимовский продуктивный комплекс вполне самостоятельным. ОВ ачимовских отложений характеризуется умеренным катагенезом, смешанным сапропелево-гумусовым составом. На п-ове Ямал на глубинах 3800 м прогнозируются нефтяные, а ниже до 4500 м — газоконденсатнонефтяные скопления. На Уренгойском поднятии по данным пиролиза граница главной зоны нефтеобразования опущена до глубин 4250 м на Уренгойской и Тюменской площадях и до 4750 м на Самбургской и Геологической [11].

Распространение в ачимовской толще разномасштабных по запасам месторождений контролируется в основном литофациальным фактором — наличием депоцентральных клиноформных зон меридионального простирания.

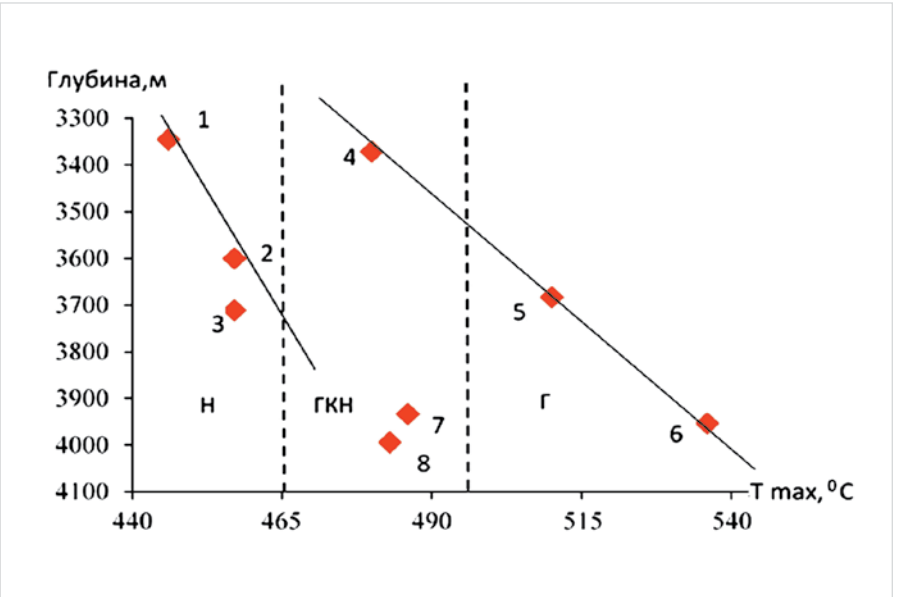


Рис. 3 — Зависимость Тмах от глубины залегания отложений
Площади: 1. Малыгинская (ачим.); 2. Сядорская (ачим.); 3. Тарминская (J_{1-2}); 4–6. Харасавейская (J_{1-2}); 7, 8. В. Бованенковская (J_{1-2})
Fig. 3 — Dependence of Tmax on the depth of deposits

Итоги

Ачимовская толща северных регионов Западно-Сибирского НГБ характеризуется резкой фациальной неоднородностью и клиноформным строением. Большинство залежей связаны со сложнопостроенными комбинированными неантиклинальными ловушками, а резервуарами для них служат литологически-экранированные песчаные пласты.

В границах северной части Западно-Сибирского НГБ в ачимовских отложениях выделены зоны распространения флюидов различного фазового состояния и различных физико-химических свойств: нефтяная и переходная ГКН. ОВ ачимовских отложений на

п-ове Ямал характеризуется умеренным катагенезом и смешанным сапропелево-гумусовым составом и отвечает зоне «нефтяного окна». Здесь на глубинах до 3800 м прогнозируются нефтяные скопления, а ниже до 4500 м — ГКН.

Выводы

Геохимическая типизация углеводородных флюидов из ачимовских отложений северных регионов Западно-Сибирского НГБ способствует более детальной оценке перспектив нефтегазоносности территории и качества сырья, а совершенствование методов раздельного прогноза, т.е. установление типа флюидов, важно при выработке методики разработки и эксплуатации залежи. Приуроченность скоплений ачимовского НГК к комбинированным ловушкам клиноформного генезиса определяет направленность и активизацию поисково-разведочных работ на прогноз и оконтуривание ловушек подобной морфологии.

Литература

1. Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. К вопросу уточнения западной и восточной границ ачимовского клиноформного комплекса Западной Сибири // Геология и геофизика, 2015, т. 56, №9. С. 1630–1642.
2. Поляков А.А., Колосков В.Н., Фончикова М.Н. К вопросу о классификации залежей нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2015. Т. 10. №1. http://www/ngtp.ru/rub/6/7_2015/pdf
3. Жарков А.М.: Особенности геологического строения и прогноз распространения залежей углеводородов в ачимовской толще Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2016. Т. 11. №4. http://www.ngtp.ru/rub/4/51_2016.pdf
4. Ермаков В.И., Скоробогатов В.А., Соловьев В.Н. Геолого-геохимические и тектонические факторы прогноза газоносности севера Западной Сибири. М.: 1997. 134 с.
5. Нежданов А.А., Пономарев В.А., Туренков Н.А., Горбунов С.А. Геология и нефтегазоносность ачимовской толщи Западной Сибири. М.: Изд-во Академии горных наук. 2000. 245 с.
6. Петрова Н.В., Ершов С.В., Карташова А.К., Шестакова Н.И. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Западно-Нерутинской нефтегазоносной зоны // Геология нефти и газа. 2018. №2. С. 41–50.
7. Бочкарев В.С. Палеобатиметрические условия формирования ачимовской толщи Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1999. №5. С 23–27.
8. Пунанова С.А., Виноградова Т.Л. Особенности распределения геологических ресурсов по газонефтеносным комплексам северных регионов Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2008. №3. С. 20–30.
9. Ульмасвай Ф.С., Сидорчук Е.А., Добрынина С.А. Естественные классы крупности запасов УВ зоны сочленения Западной Сибири и Сибирской платформы // Экспозиция. Нефть. Газ. 2020. №1. С. 9–13.
10. Федорова Г.С., Костякова Л.С., Субботина М.Е. Исследование углеводородных флюидов ачимовских отложений Уренгойского месторождения. Сб. научн. трудов “Изучение углеводородных систем сложного состава”. М.: ОАО Газпром и ООО ВНИИГАЗ. 2000. С. 48–58.
11. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири // Георесурсы. 2016. Т. 18. №4. Ч. 2. С. 337–345.

ENGLISH

Results

The Achimov stratum of the northern regions of the West Siberian OGB is characterized by a sharp facies heterogeneity and a wedge-shaped structure. Most of the deposits are associated with complex-built combined non-anticlinal traps, and lithologically-shielded sand formations serve as reservoirs for them. Within the boundaries of the northern part of the West Siberian OGB in Achimov deposits, zones of fluid distribution of various phase states and various physicochemical properties are distinguished: oil and transition gas condensate-oil. The organic matter of the Achimov deposits on the Yamal Peninsula is characterized by moderate catagenesis and mixed sapropelic-humic composition and corresponds to the “oil window” zone. Here, at depths of up to 3800 m, oil accumulations are forecasted, and below up to 4500 m — gas condensate-oil.

Conclusions

The geochemical typification of hydrocarbon fluids from the Achimov deposits of the northern regions of the West Siberian OGB promotes a more detailed assessment of the prospects for the oil and gas potential of the territory and the quality of raw materials, and the improvement of separate forecast methods, i.e. establishing the type of fluids is important in developing methods for developing and operating a reservoir. The confinement of the Achimov OGC accumulations to the combined traps of the wedge-shaped genesis determines the direction and intensification of prospecting and exploration work for the prediction and contouring of traps of a similar morphology.

References

1. Borodkin V.N., Kurchikov A.R. On the issue of clarifying the western and eastern borders of the Achimov clinoform complex of Western Siberia. Geology and Geophysics, 2015, v. 56, issue 9, pp. 1630–1642. (In Russ.).
2. Polyakov A.A., Koloskov V.N., Fonchikova M.N. On the classification of oil and gas deposits. Oil and gas geology. Theory and practice, 2015, v. 10, issue 1. http: //www/ngtp.ru/rub/6/7_2015/pdf. (In Russ.).
3. Zharkov A.M. Features of the geological structure and prognosis of the spread of hydrocarbon deposits in the Achimov strata of Western Siberia. Oil and gas geology. Theory and practice, 2016, v. 11, issue 4. http://www.ngtp.ru/rub/4/51_2016.pdf. (In Russ.).
4. Ermakov V.I., Skorobogatov V.A., Soloviev V.N. Geological, geochemical and tectonic factors for the forecast of gas content in the north of Western Siberia. M.: 1997, 134 p. (In Russ.).
5. Nezhdanov A. A., Ponomarev V. A., Turenkov N. A., Gorbunov S. A. Geology and oil and gas potential of the Achimov strata of Western Siberia. M.: Publishing House of the Academy of Mining Sciences, 2000, 245 p. (In Russ.).
6. Petrova N.V., Ershov S.V., Kartashova A.K., Shestakova N.I. Geological structure and prospects of oil and gas potential of the Achimov strata of the West Nerutinsk oil and gas zone. Geology of oil and gas, 2018, issue, 2, pp. 41–50. (In Russ.).
7. Bochkarev V.S. Paleobatimetric conditions for the formation of the Achimov sequence of Western Siberia. Geology, geophysics and development of oil fields. 1999, issue 5, pp. 23–27. (In Russ.).
8. Punanova SA, Vinogradova T.L. Features of the distribution of geological resources in oil and gas complexes of the northern regions of Western Siberia. Geology of oil and gas, 2008, issue 3, pp. 20–30. (In Russ.).
9. Ulmasvay F.S., Sidorchuk E.A., Dobrynina S.A. Natural size classes of hydrocarbon reserves in the junction zone of Western Siberia and the Siberian platform. Exposition Oil Gas, 2020, issue 1, pp. 9–13. (In Russ.).
10. Fedorova G.S., Kostyakova L.S., Subbotina M.E. Study of hydrocarbon fluids of the Achimov deposits of the Urengoy field. Sat scientific proceedings “Study of complex hydrocarbon systems”. M.: Gazprom and VNIIGAZ, 2000, pp. 48–58. (In Russ.).
11. Schuster V.L., Punanova S.A. Justification of the prospects of oil and gas potential of the Jurassic-Paleozoic deposits and basement formations in Western Siberia. Georesources, 2016, v. 18, issue 4, part 2, pp. 337–345. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Светлана Александровна Пунанова, д.г.-м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), Москва, Россия
Для контактов: punanova@mail.ru

Svetlana A. Punanova, Sc.D., leading researcher, Institute of Oil and Gas Problems RAS, Moscow, Russian Federation
Corresponding author: punanova@mail.ru

Поставки нефти, газа и нефтепродуктов

ООО «Нефтяная Компания «НАТ-АРТ» зарегистрирована в ноябре 2016 года и является Компанией, которая в настоящее время осуществляет реализацию нефтегазовой и нефтехимической продукции.

Более **3** лет на рынке

Логистическая карта поставок ООО «Нефтяная Компания «НАТ-АРТ» включает в себя: территорию России, в том числе Калининградскую область и Республику Крым; страны ЕАЭС.

ООО «Нефтяная Компания «НАТ-АРТ» является членом Торгово-Промышленной Палаты РФ и Союза «Санкт-Петербургская Торгово-Промышленная Палата».

Адрес офиса: 197227, г. Санкт-Петербург,
Комендантский пр., д. 11, литера В,
пом. 28-Н, БЦ «Миллер-центр», офис № В-2-3к

Нефть

Газовый коденсат

Мазут

Керосин авиационный

Бензин

Дизельное топливо

Нефтяная Компания «НАТ-АРТ»

Oil Company "NAT-ART" LLC

НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ НАТ-АРТ
OIL COMPANY NAT - ART

+7 (911) 768-24-14

www.nknat-art.ru

info@nknat-art.ru

DOI:10.24411/2076-6785-2020-10083 УДК 551 | Научная статья

Выделение геологических границ сложнопостроенных карбонатных коллекторов сверхвязких нефтей (СВН) на территории Муслюмовской разведочной площади

Р.Р. Хазиев, Л.З. Анисимова, К.Ю. Колузаева
ИПЭН АН РТ, Казань, Россия
radmir361@mail.ru

Аннотация
В работе изучены литолого-геохимические особенности нижнепермского отдела по керновому материалу скважины, пробуренной на северо-восточном склоне Южно-Татарского свода. По данным первичного описания кернового материала установлено, что разрез пермской и верхнекаменноугольной систем представлен ритмичным чередованием карбонатных и карбонатно-сульфатных пород с редкими прослоями глин, толщиной 5–10 см. При описании керна по литологическим особенностям и фаунистическим остаткам не удалось детально стратифицировать геологические границы в пределах изучаемого разреза. Дробные геологические границы малоизученного разреза удалось стратифицировать по данным анализа лито-фациальных карт и распределения основных породообразующих оксидов по разрезу скважины. В результате границы, выделенные по литературным данным, согласуются с границами, выделенными по резким изменениям содержания породообразующих оксидов.

Ключевые слова
пермская система, месторождение СВН, хемостратиграфия, литофациальный анализ, выделение геологических границ, рентген-флуоресцентный анализ.

Материалы и методы
Табличные данные исследованиями валовой геохимии кернового материала из отложений пермо-карбона. Литофациальный анализ и построение кривых вариаций оксидного состава пермских и верхнекаменноугольных отложений по разрезу исследуемой скважины.

Для цитирования:
Р.Р. Хазиев, Л.З. Анисимова, К.Ю. Колузаева. Выделение геологических границ сложнопостроенных карбонатных коллекторов сверхвязких нефтей (СВН) на территории Муслюмовской разведочной площади // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №3. С. 16-19. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10083.

Поступила в редакцию: 21.04.2020

UDC 551 | Original Paper

Allocation of geological borders of complex structure carbonate reservoirs superviscous oils (SVO) in the territory of Muslyumovskaya square

Radmir R. Khaziev, Liliya Z. Anisimova, Kseniya Yu. Koluzaeva
IPEM TAS, Kazan, Russian Federation
radmir361@mail.ru

Abstract
In present work litological and geochemical features of lower permian sediments of core material of the well drilled on a northeast slope of the Southern Tatar arch are studied. According to primary description of core material it is established that the section of the permian and upper carboniferous systems is provided by rhythmical alternation of carbonate and carbonate and sulfate breeds with rare pro-layers of clays, 5–10 cm thick. At the description of a core on lithologic features and the faunistic remains it was not succeeded to stratify in details geological borders within the studied section. During work geological borders of a poorly studied section on analysis findings of lithofacies maps and distributions of the main rock-forming oxides on a section of the permian and upper carboniferous thickness are allocated. As a result of border, allocated according to literary data, will be agreed with the borders allocated on sharp changes of content of rock-forming oxides.

Keywords
As a result of the research, geological boundaries of the Lower permian sediments in the well, which opened the deposits of the lower perm, were isolated.

Materials and methods
Tabular data of studies of bulk geochemistry of core material from permian and carboniferous sediments. Lithofacial analysis and construction of curves of variations of oxide composition of Permian and upper Carboniferous system on the section of the studied well.

the permian system, fields of SVO, a chemostratigrafy, the lithofacies analysis, allocation of geological borders, X-ray-fluorescent analysis.

For citation:
Radmir R. Khaziev, Liliya Z. Anisimova, Kseniya Yu. Koluzaeva. Allocation of geological borders of complex structure carbonate reservoirs superviscous oils (SVO) in the territory of Muslyumovskaya square // Ekcpozitsiya Net' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 3, pp.16-19. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10083.

Received: 21.04.2020

Ведение

На территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции добыча легоизвлекаемых нефтей из отложений девонской системы ведется более 50 лет, что влечет за собой в будущем планомерное истощение запасов легких углеводородов (УВ). Это обстоятельство вызывает необходимость ввода в эксплуатацию трудноизвлекаемых запасов углеводородов и сверхвязких нефтей (СВН).

Одним из перспективных объектов, содержащих запасы СВН являются карбонатные отложения нижнепермского отдела на территории востока и северо-востока Южно-татарского свода (ЮТС).

Отложения нижнепермского отдела на территории Республики Татарстан (РТ) изучаются с 70-гг. 20 в. на поиск залежей СВН. Открытые и разведанные залежи сосредоточены в пределах южной части Южно-Татарского свода (ЮТС) на территории Бавлинского, Альметьевского и, частично, Аксубаевского района РТ (рис. 1)

Следует отметить, что перспективы поисковых геолого-разведочных работ распространяются также и на севере ЮТС в пределах Муслюмовской и Тлянчи-тамакской разведочной площади, где по данным поискового бурения выявлены нефтепроявления в сакмарских отложениях.

Необходимо отметить, что карбонатные коллектора нижнепермских отложений характеризуются однотипным литологическим строением, что вызывает определенные трудности в выделении дробных стратиграфических границ для межскважинной корреляции. В настоящей работе представлена методика выделения границ сложнопостроенных карбонатных коллекторов при помощи литофациального анализа в дополнении с экспериментальной частью (построение кривых вариаций основных породообразующих оксидов карбонатных отложений нижнепермского отдела.

Объект исследования

Объектом в работе послужили данные описания кернового материала биотестировочной скважины, расположенной в пределах Муслюмовской разведочной площади; а также сам керновый материал (с полным отбором от уфимских до верхнекаменноугольных отложений)

По данным описания керна в геологическом журнале нижнепермские отложения представлены ритмичным переслаиванием карбонатных, карбонатно-сульфатных и сульфатных горных пород. По этим данным был построен литолого-стратиграфический разрез скважины.

Однако, первоначально построенный вариант разреза, по данным первичного описания, оказался неполным ввиду отсутствия информации о положении границ ярусов и горизонтов в нижнепермском отделе (рис.2).

При повторном описании разреза скважины, авторами выделены отдельные интервалы с фаунистическими остатками, характерными для отложений пермо-карбона (в частности фузулиниды) (рис. 3). Попытка определить точный возраст отложений по ископаемым остаткам оказалась безрезультатной, ввиду сильной измененности большинства выявленных фаунистических остатков процессами наложенного эпигенеза [6]. Осложнения при выделении границ в разрезе скважины также вызваны отсутствием каротажных диаграмм, по которым, возможно, удалось бы выделить геологические границы.

Материалы и методы:

Для решения проблемы дробной стратификации разреза нижней перми вся работа условно разделилась на 2 этапа: первый — анализ лито-фациальных карт для выделения предполагаемых геологических границ по анализу толщин и геологического строения разреза на исследуемой площади; на втором этапе — построение кривых вариаций породообразующих оксидов и корректировка геологических границ, выделенных на первом этапе.

Для проведения рентген-флуоресцентного анализа (РФА), были отобраны образцы со средним шагом 3–4 м по разрезу пермо-карбона. Изначально общая выборка составила 130 образцов, однако, в ходе измерений часть образцов были отбракованы по причине сильного расхождения суммы процентного содержания основных породообразующих оксидов (менее 98%). В результате новая

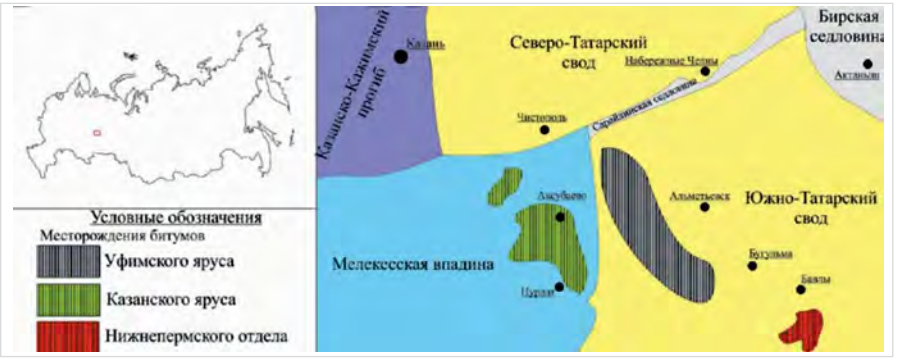


Рис. 1 — Фрагмент тектонической карты с расположением открытых и разведанных месторождений СВН (по данным [4, 7])
Fig. 1 — Fragment of tectonic map with location of open and explored deposits of SVO (according to [4,7])

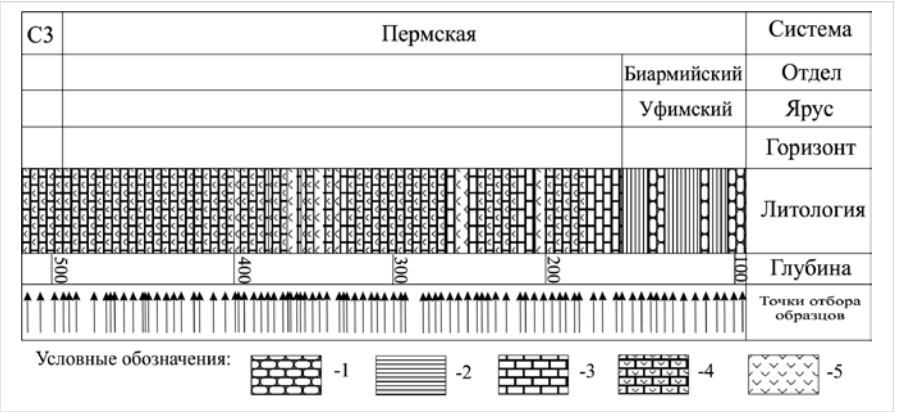


Рис. 2 — Первоначальный вариант разреза биотестировочной скважины. Условные обозначения: 1 — песчаники; 2 — глины и аргиллиты, 3 — известняки, 4 — загипсованные известняки, 5 — гипсы и ангидриты, С3 — верхнекаменноугольная система
Fig. 2 — Initial version of the section of the biosetting well. Legend: 1 — sandstones; 2 — clays and argyllites, 3 — limestones, 4 — lipped limestone, 5 — gypsum and anhydrite, C3 — is an upper carboniferous system

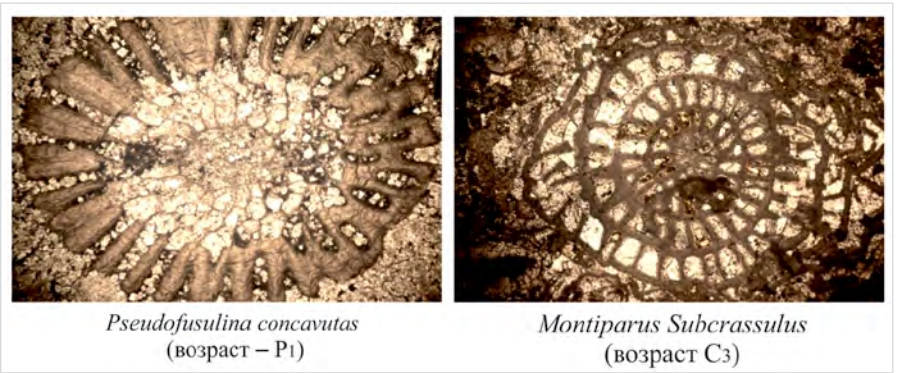


Рис. 3 — Идентифицированные фаунистические остатки отложения пермской и каменноугольной системы разреза изучаемой скважины
Fig. 3 — Identified faunistic residues of the deposit of Permian and carboniferous system of the studied well

выборка составила 90 образцов. В работе на этом этапе применен метод химической стратиграфии [1,8] с целью детального расчленения разреза пермской системы. Особенно эффективен этот метод в отложениях где отсутствуют литологические (слоистость, цвет породы, наличие маркирующих слоев) и фаунистические (раковины брахиопод, двустворок) признаки для стратификации.

Результаты и обсуждения

1 этап. Анализ геологического разреза скважины по литофациальным картам

По набору литолого-фациальных карт отложений пермо-карбона [2] были проанализированы литологические разрезы и толщины ярусов нижне- и среднепермского отдела в районе исследуемой скважины (рис. 4). Ввиду «ритмичности» разреза предполагаемые границы стратонов нанесены с учетом толщины каждой стратиграфической единицы и смены литологии по разрезу скважины. В таб. 1 показаны результаты литофациального анализа.

На рис. 5 показан литолого-стратиграфический разрез с дополненными и откорректированными границами по данным результата работы на 1 этапе.

2 этап. Корректировка геологических границ хемостратиграфическим методом

Как было сказано выше, выборка составила 90 образцов по разрезу скважины. Все отобранные образцы подверглись анализу оксидного состава и были построены кривые вариации основных породообразующих оксидов по разрезу скважины. Разрез скважины с кривыми вариаций отображен на рис. 6. Согласно [8] в хемогенных осадках резкое изменение содержания основных породообразующих оксидов свидетельствует о смене климатогеографических условий осадконакопления. Так как разрез по большей части сложен карбонатами и, частично, терригенными породами для анализа рассмотрены следующие породообразующие оксиды: SiO_2, Al_2O_3, K_2O, TiO_2 для терригенных; CaO, MgO, P_2O_5 для карбонатных отложений.

Как видно на разрезе, резкие изменения процентного содержания породообразующих оксидов четко накладываются на литостратиграфические границы, выделенные на первом этапе. Наиболее информативными при анализе кривых вариаций установлены следующие оксиды: SiO_2, CaO, MgO. Все это подтверждает эффективность метода хемостратиграфии при работе со сложнопостроенными карбонатными коллекторами, где выделение геологических границ трудно по литологическим и фаунистическим критериям.

Вышеописанная методика выделения геологических границ имеет следующие преимущества:

1) метод эффективен в случае отсутствия каротажных диаграмм;

2) хорошо работает в «немых» толщах;

3) нет необходимости останавливать работающую скважину с целью проведения ГИС или геохимического каротажа;

4) метод работает в толщах с

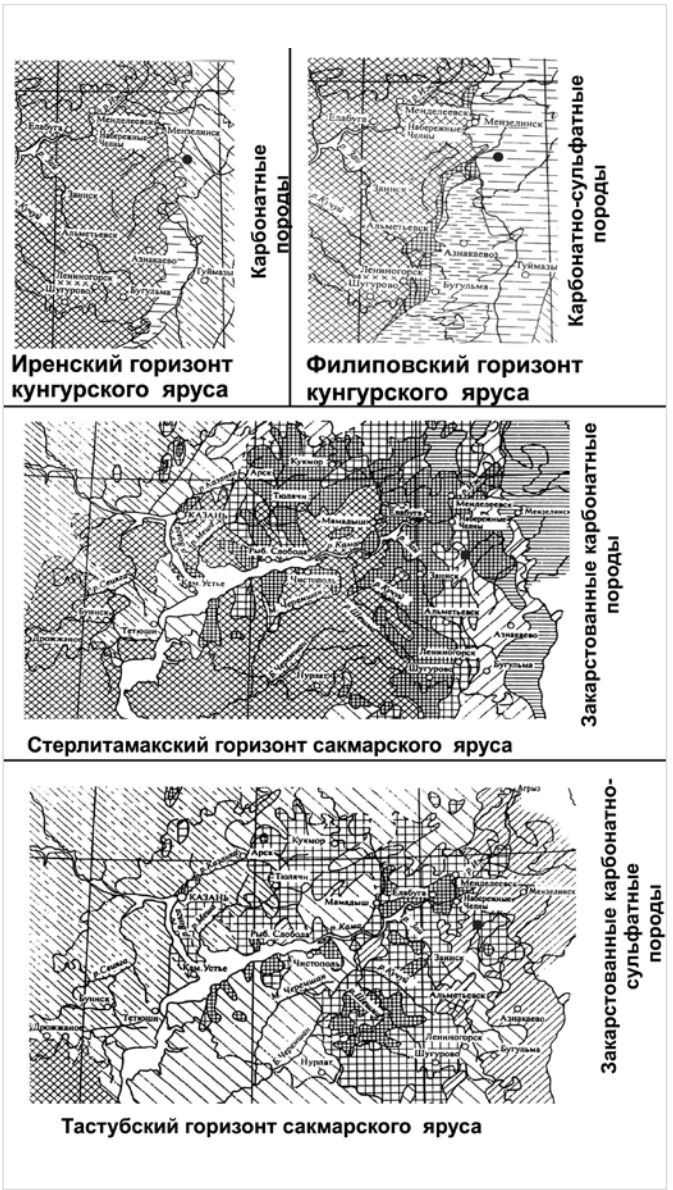


Рис. 4 — Фрагменты литофациальных карт для выделения геологических границ биотестировочной скважины (красной точкой отмечено местоположение исследуемой скважины)
Fig.4 — Fragments of lithophacial maps for separation of geologic boundaries of the well (red dot marks the location of the investigated well)

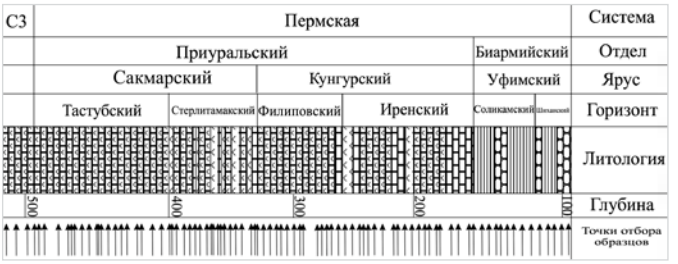


Рис. 5 —Откорректированный разрез скважины с выделенными границами ярусов и горизонтов (условные обозначения литологии см. рис. 2)
Fig. 5 —Corrected section of well with selected boundaries of levels and horizons (legend of lithology is shown in fig. 2)

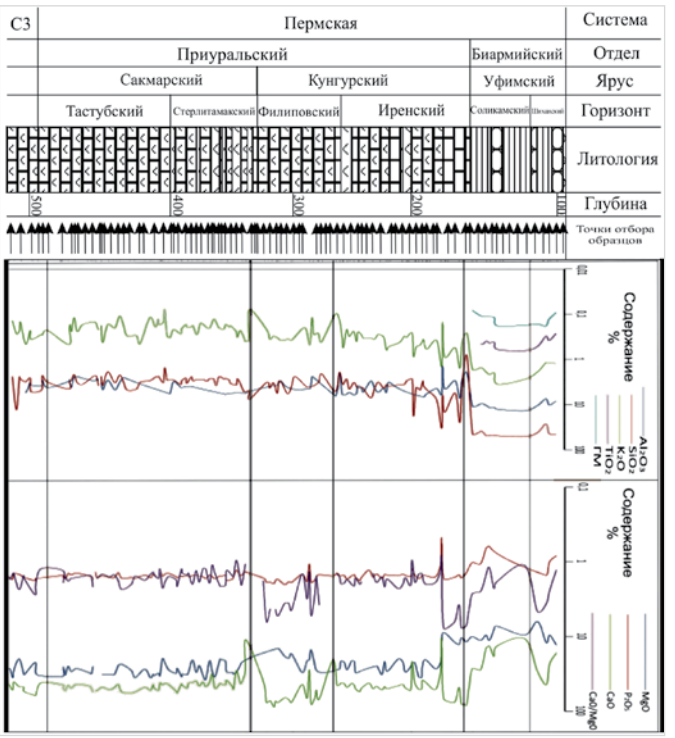


Рис. 6 — Откорректированный литолого-стратиграфический разрез с вариациями кривых содержания оксидов породообразующих элементов (условные обозначения литологии см. рис. 2)
Fig. 6 Corrected lithogenic-stratigraphic section with variations of rock-forming element oxide content curves (for the symbols of lithology, see fig. 2)

отсутствием слоистости и однотипной литологии.

Следует также отметить, что существует подобная методика выделения геологических границ в карбонатном разрезе по данным электронного парамагнитного резонанса (ЭПР) [5]; в данном случае по результатам РФА показана не меньшая эффективность работы данного метода.

Итоги

В результате исследований выделены геологические границы нижнепермского отдела в скважине, вскрывшей отложения нижней перми.

Выводы

В ходе выполненных исследований была получена литохимическая зональность нижнепермского разреза биотестировочной скважины на территории Муслюмовской разведочной площади на основе данных, полученных методом РФА. Полученные химические «зоны» укладываются в существующие общие представления об эволюции осадконакопления в конце позднего карбона и на протяжении ранней перми.

Таб. 1 — Сопоставление информации геологического описания разреза скважины с литературными данными

Tab. 1 — Comparison of information of geological description of well section with literature data

Стратон	Положение кровли и подошвы (м) (предполагаемые)	Толщина, м	Сравнение с литературными данными (литология, толщина)
Казанские отложения	отсутствуют		Согласуется
Шешминский горизонт (Уфимский ярус)	105-180	75	Согласуется
Соликамский горизонт (Уфимский ярус)	180-190	10	Согласуется
Иренский горизонт (Кунгурский ярус)	190-265	75	Согласуется
Филиповский горизонт (Кунгурский ярус)	265-335	70	Согласуется
Стерлитамакский горизонт (Сакмарский ярус)	335-400	65	Согласуется
Тастубский горизонт (Сакмарский ярус)	400-495	95	Согласуется
Артинский ярус	отсутствует		Согласуется
Ассельский ярус	отсутствует		Согласуется
Гжельский ярус (верхний карбон)	495-520	25	Согласуется (Вскрытая толщина 25 м)

Литература

1. Габдуллин Р.Р., Копаевич Л.Ф., Иванов А.В. Секвентная стратиграфи. Москва: МАКС Пресс, 2008. 113 с.
2. Буров Б.В., Есаулова Н.К., Губарева В.С. Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. Москва: ГЕОС, 2003. 402 с.
3. Игнатьев В.И. Закономерности фациальных изменений верхнепермских отложений Урало-Поволжья. Стратотипы и опорные разрезы верхней перми Поволжья и Прикамья. Казань. 1996. 207 с.
4. Малофеев В.В. Геологическое обоснование повышения эффективности освоения месторождений сверхвязких нефтей и природных битумов Татарстана. М. 2011. 24 с.
5. Муравьев П.П., Букин И.И. Изучение геологического разреза в процессе бурения скважин методом ЭПР-спектроскопии. Уфа: ВНИИнефтепромгеофизика, 1989. Вып. 19. С. 28–35.
6. Сахибгареев Р.С. Вторичные изменения коллекторов в процессе формирования и разрушения нефтяных залежей. Л.: Недра, 1989. 260 с.
7. 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.
8. Юдович Я.Э., Кетрис М.П. Основы литохимии. СПб.: Наука, 2000. 479 с.

ENGLISH

Results

As a result of the research, geological boundaries of the Lower permian sediments in the well, which opened the deposits of the lower perm, were isolated.

Conclusions

In the course of the performed studies the geochemical zonality of the lower permian section of the biotesting well in the territory of Muslyumovskaya exploration area was obtained on the basis of data obtained by the X-Ray method. The obtained chemical "zones" fit into the existing general ideas about the evolution of sedimentation at the end of the late Carboniferous and during the early Permian.

References

1. Gabdullin R.R., Kopayevich L.F., Ivanov A.V. Sequence stratigraphy. Moscow: MAX Press, 2008, 113 p. (In Russ.).
2. Burov B.V., Esaulova N.K., Lubareva V.S. Geology of Tatarstan: Stratigraphy and tectonics. Moscow: GEOS, 2003, 402 p. (In Russ.).
3. Ignatiev V.I. Patterns of facial changes of Upper Epermian deposits of Uralo-Volga region. Stratotypes and support cuts of the upper perm of the Volga region and Prikamie region. Kazan: 1996, 207 p. (In Russ.).
4. Malofeev V.V. Geological justification for increasing the efficiency of development of deposits of extra-viscous oils and natural bitumen of Tatarstan. Moscow: 2011, 24 p. (In Russ.).
5. Murav'ev P.P., Bukin I.I. Study of geological section during well drilling by EPR spectroscopy. Ufa: Vniinefteprom geofizika, 1989, issue 19, pp. 28–35. (In Russ.).
6. Sahibgareev R.S. Epigenetic changes of collectors in the process formation and destruction of oil deposits. Leningrad: Nedra, 1989, 260 p. (In Russ.).
7. Khaziev R.R., Andreeva E.E., Baranova A.G., Anisimova L.Z., Vafin R.F., Salakhova M.F. Assessment of a possibility of use of SAGD technology on the field of SVO of the Republic of Tatarstan // Exposition Oil Gas, 2018. №2, pp. 28–32. (In Russ.).
8. Judovich Y. E., Ketris M. P. Foundations of Lithochemistry. Saint-Peterburg: Science, 2000, 479 p. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Хазиев Радмир Римович, научный сотрудник

Анисимова Лилия Закуановна, научный сотрудник

Колузаева Ксения Юрьевна, ассистент, ИПЭН АН РТ, Казань, Россия
Для контактов: radmir361@mail.ru

XRadmir R. Khaziev, researcher

Liliya Z. Anisimova, researcher

Kseniya Yu. Koluzaeva, junior researcher , IPEM TAS, Kazan, Russian Federation
Corresponding author: radmir361@mail.ru

Сергей Давыдов: «Нет ничего эффективнее вложений в философию производства»

Компания «Некст-Трейд» — представитель воронежского ого нефтегазового кластера. Но путь команды в бизнесе оказался нетипичным. Если старшие предприятия кластера родились в недрах отрасли космического двигателестроения и искали свой новый рынок при административной поддержке властей, то ООО «Некст-Трейд» призвала к жизни сама экономическая ситуация. О том, как стать стратегическим партнером ключевых игроков нефтегазового рынка, чего ждут от отечественного производителя, что нужно, чтобы обеспечить достойное конкурентное преимущество, рассказал директор по производству многопрофильной группы компаний «Некст Трейд» Сергей Давыдов.

Рынок: спрос родил предложение

— Астраханские газодобытчики (ООО «Газпром добыча Астрахань») изначально, с 1985 года работали исключительно на импортном оборудовании от мировых лидеров. В нашей стране попросту не выпускалось запорной арматуры, способной выдерживать агрессивные условия тамошнего газоконденсатного месторождения — повышенного содержания сероводорода (до 27%) и углекислоты (20%), а также рабочее давление до 70 Мп, — рассказывает директор по производству группы компаний «Некст-Трейд» Сергей Давыдов. — Содержание примесей в Астраханском конденсате так велико, что относительно скромное газпромовское предприятие стало по объемам вторым в мире производителем серы!

Несмотря на это, месторождение считается очень перспективным: к 2025 году там намечено удвоить производство газа.

Технологии: так закаляли сталь

После кризиса на рубеже веков стоимость импортных запчастей с высокими характеристиками стала запредельной. «Некст-Трейд» занялся разработкой и поставкой их отечественных аналогов для астраханских заказчиков, а в 2006-м развернули собственное производство.

— Первой продукцией стали запчасти для голландского оборудования компании Mokveld, которая являлась на тот момент основным поставщиком регулирующих и антипомпажных клапанов для ОАО «Газпром», — вспоминает Давыдов.

О том, насколько серьезно предприятие готовилось к этому этапу развития, говорит простой факт: только подходящие сорта подбирали целых пять лет. Испытывали, сертифицировали, консультировались с учеными. В ходе таких контактов появилось несколько собственных перспективных идей по технологии обработке металла.

По мере износа базового парка запорного оборудования на ООО «Газпром добыча Астрахань» доля российских деталей становилась все больше. Сегодня «Некст-Трейд» производит оборудование, где доля российских комплектующих достигает уже 100%. Флагманский продукт «Некст-Трейд» — осесимметричный и антипомпажный клапана собственной разработки.

Импортозамещение, пусть в небольшом секторе, совершилось без революций, естественно и планомерно. И не случайно воронежская компания стала участником экспертного совета по импортозамещению при Государственной Думе.

Теперь амбициозные воронежцы играют на опережение.

— Работаем с конструкторами и учеными ведущих воронежских и российских центров, — рассказывает Сергей Давыдов. — По нашему заказу ОАО «Автоматика» разработала первую российскую систему управления антипомпажным клапаном — более простую и компактную, чем зарубежные аналоги.

Компания имеет и собственные разработки на уровне ноу хау: запатентованы устройства и способ применения игольчатого клапана, регулирующего клапана, клиновой задвижки. Совместно с ООО НПП «ИнтерПолярис» были разработаны новые технологии по утилизации попутного нефтяного газа в электричество и интенсификации добычи трудноизвлекаемых запасов при помощи разогрева пласта парогенераторной установкой

— Сейчас поиск идет преимущественно в сфере новых технологий, а не конструирования, — рассказывает Давыдов. — И сегодня ставим перед собой уникальную задачу — обеспечить работу нашего оборудования при температурах до 600 градусов Цельсия. Она потребует привлечения самых серьезных научных ресурсов.

Производственная база: к кооперации готовы

— Сегодня «Некст-Трейд» — по факту группа компаний, объединенных одной бизнес-миссией. В составе группы якорное ООО «Некст-Трейд» — металлообрабатывающее предприятие, ООО «Завод «Некст-Трейд» (литейное производство) — инжиниринговая компания «ИнтерПолярис» — интеллектуальный центр группы. Все это субъекты малого и среднего предпринимательства, и мы бы не хотели выходить за рамки этого формата.

Принадлежность к малому бизнесу — это не только налоговые льготы; главное, что компактность структуры позволяет быстро получать обратную связь от заказчика и адаптироваться к изменяющимся условиям рынка.

Площадка механического производства на улице Дорожной, состоит из 13

производственных участков, имеет 30 единиц современного автоматизированного оборудования.

Здесь же, на прилегающей территории возводится еще один механический цех, который оснастят уникальными станками. Последние приобретения компании: электроэрозионный, токарный, сварочный аппарат, аппарат плазменной наплавки и австрийский станок SML750e для изготовления уплотнительных деталей: таких в России всего три единицы и станок планируется использовать для выполнения заказов других предприятий: поставки из Москвы обойдутся дороже.

Есть и литейное производство, изначально созданное для собственных нужд. Теперь же литейный «Завод «Некст-Трейд» предлагает услуги аутсорсинга и сторонним предприятиям. Первыми его заказчиками оказались производители сельскохозяйственной техники, которым часто требуются уникальные детали.

Цех термической обработки — также готовое к кооперации и, что важно, «открытое» производство. Обычно участки термообработки находятся на заводах оборонно-промышленного комплекса. Доступ к ним осложнен, к тому же у традиционных производств, как правило, высокие накладные расходы и низкая скорость исполнения заказов. Современная «термичка» — гибкое, быстро налаживаемое производство.

Наконец, с появлением в составе производства аккредитованной лаборатории ГК получила весь цикл компетенций в своей сфере —о т посредника-аутсорсера и сервисного предприятия до разработчика и эксперта.

Переоценка ценностей

На чистой, ухоженной площадке основного производства привлекает внимание стенд «Наши рационализаторы» и огромный монитор со схемой размещения оборудования, где обозначен уровень загрузки каждого станка. Если первое — форма морального поощрения, заимствованная из советской эпохи, то второе — элемент «индустрии 4.0» — IT-платформы, отражающей все процессы производства и в итоге помогающей верстать производственные планы и графики.

Но никакая цифровая технология не решит все проблемы производственных потерь, уверен Сергей Давыдов. Поэтому, когда Воронежская область подключилась к национальному проекту «Производительность труда и поддержка занятости», «Некст-Трейд» стал одним из самых активных участников презентационных мероприятий — в частности, по теме «Бережливое производство». И Давыдов смог оценить: главное, что предлагают московские кураторы программы, — качественные знания, и они сегодня не менее ценны, чем денежные инвестиции. Не сумев грамотно организовать современное динамичное производство, ты рискуешь навсегда остаться неконкурентоспособным.

К сожалению, попасть в обучающую программу «Бережливое производство» оказалось непросто: оборот предприятия оказался меньше требуемых по положению 400 миллионов в год. Почему, объявляя приоритетом экономической политики поддержку МСП, здесь мы отказываем в помощи именно малому бизнесу? Все просто: при крупносерийном производстве результаты будут заметнее, отчетность — убедительнее, что в таких программах считается важным.

— Но федеральный центр с его видением приоритетов — это одно, но есть и региональное правительство, которое может организовать свой «региональный нацпроект» — с более персонализированным подходом к участникам, — убежден Сергей Давыдов. — Мы с таким предложением выступали недавно на заседании Союза промышленников и предпринимателей области и получили поддержку многих коллег — представителей малого и среднего бизнеса. Денежные субсидии от региона в пределах десятков миллионов рублей распыляются среди заявителей и не приносят видимой пользы, но, направленные на планомерное обучение персонала и квалифицированную консалтинговую помощь, они в состоянии стать стимулом к переходу на новый уровень организации производства.

В знании — сила

Предприятия металлообработки, которым удалось попасть в федеральную программу, добились, значительной оптимизации производственного процесса — уже за счет лучших схем размещения оборудования и организации рабочих мест по системе 5С. Снизилось число лишних операций и уменьшилась доля ручного труда.

Будет ли реализована такая программа или нет, но ООО «Некст-Трейд» в любом случае будет работать в этом направлении. Здесь это уже не просто план, здесь это становится философией.

— Одна из важнейших задач работы в подобном проекте — привитие культуры бережливого производства всем специалистам и работникам предприятия. Человек треть жизни тратит на сон, еще треть — на быт, но только на работе, в своем социуме человек может реализовать свои творческие способности. И это может быть большим благом для производства, — убежден наш собеседник.

В июне 2020 года на предприятии две недели работали студенты —практиканты из воронежского опорного вуза. Они оценивали эффективность производственной цепочки предприятия. Сотрудничеством оказались довольны обе стороны. Студенты набрали материал для курсовых и дипломных работ, производственники увидели, где находятся «бутылочные горлышки» их процессов, то есть точки замедления в производственной цепочке.

— Напрямую выводы наших юных партнеров использовать невозможно: они рассматривали идеальное производство одного изделия. Но это хорошие подсказки для дальнейшей работы. Следующий этап будем реализовывать самостоятельно. Это, во—первых, порядок на рабочем месте — основа для «порядка в голове». Это поиск профессиональных консультантов, внедрение «Системы 5С». Нам предстоит ломка старого менталитета, предстоит наладить коллективный поиск лучших решений. Работу с людьми будет бесконечной, однажды начав, остановить ее будет уже нельзя.

НЕКСТ НТ ТРЕЙД
ГРУППА КОМПАНИЙ

Импортозамещающая продукция ООО «Некст-Трейд»:

- Регулирующие и антипомпажные клапаны клапаны — аналог Mokveld valves;
- Клиновые задвижки — аналог продукции фирмы Roforge, UFR, LOG;
- Вентили игольчатые — аналог продукции фирма Swagelock;
- Задвижки шиберные— аналог продукции Cameron, FMC, Malbranqua.
- Комплектующие к импортному оборудованию нефтегазового комплекса, в том числе нестандартного, эксплуатируемого при рабочих давлениях до 70 МПа в условиях повышенного содержания H2S, CO2 в массовых долях до 25%.

ГК «Некст Трейд»
394038, РФ, г. Воронеж
Ул. Дорожная, д.17, лит «З»
Тел./факс: +7 (473) 260-50-05
e-mail: mail@nt-group.ru
www.nt-group.ru

DOI:10.24411/2076-6785-2020-10074 УДК 622.276 | Научная статья

Повышение эффективности работы газлифтных скважин в условиях образования органических отложений парафинового типа во внутрискважинном оборудовании на месторождении Дракон

Нгуен Ван Тханг, А.Н. Александров, М.К. Рогачев
Санкт-Петербургский горный университет | Санкт-Петербург, Россия
sania.alexandro2012@yandex.ru

Аннотация
В данной работе на основе построенной модели фазового поведения пластовой высокопарафинистой нефти фундаментного пласта в программном продукте Multiflash 6.1 рассмотрено влияние изменения ее компонентного состава на температуру насыщения нефти парафином. С применением анализа гидродинамики «пласт-скважина» выполнено обоснование оптимального режима работы газлифтной скважины (расход и давление закачиваемого попутно-нефтяного газа), определена глубина начала образования асфальтосмолопарафиновых отложений с учетом изменения компонентного состава нефти при закачке газа по разработанной методике.

Ключевые слова
высокопарафинистая нефть, газлифтный способ эксплуатации скважины, температура насыщения нефти парафином, нефтяная дисперсная система

Материалы и методы
Использовались результаты лабораторных исследований физико-химических свойств высокопарафинистой нефти месторождения Дракон (Вьетнам), а также результаты моделирования движения высокопарафинистой нефти по стволу скважины, эксплуатируемой газлифтным способом в программном комплексе компании Schlumberger «PIPESIM».

Для цитирования:
Нгуен Ван Тханг, А.Н. Александров, М.К. Рогачев. Повышение эффективности работы газлифтных скважин в условиях образования органических отложений парафинового типа во внутрискважинном оборудовании на месторождении Дракон // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №1. С. 22-26. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10074.

Поступила в редакцию: 13.02.2020

UDC 622.276 | Original Paper

Improving efficiency of gas lift wells in the conditions of the formation of organic wax deposits in the downhole equipment in the Dragon field

Nguyen Van Thang, Aleksandr N. Aleksandrov, Mikhail K. Rogachev
Saint Petersburg Mining University | Saint Petersburg, Russian Federation
sania.alexandro2012@yandex.ru

Abstract
This paper presents the effect of changes in the composition of high-wax reservoir oil on the condition and nature of the wax formation based on a developed reservoir oil model through the Multiflash 6.1 software product. The optimal operating regime of a gas-lift well (flow rate and the injection pressure of produced petroleum gas) has been determined using an analysis of the reservoir-well hydrodynamics system. Taking into account changes in the oil component composition during gas injection, the depth of wax formation has been determined by applying a developed method.

Keywords
high-wax oil, operation of gas lift wells, wax appearance temperature, dispersed oil system

Materials and methods
We used the results of laboratory studies of the physicochemical properties of the high-wax oil in the Dragon field in Vietnam, as well as the results from modeling the movement of the specified high-wax oil along the wellbore of a gas lift well through the Schlumberger PIPESIM software package.

For citation:
Nguyen Van Thang, Aleksandr N. Aleksandrov, Mikhail K. Rogachev. Improving efficiency of gas lift wells in the conditions of the formation of organic wax deposits in the downhole equipment in the Dragon field // Ekcpozitsiya Neft Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 1, pp.22-26. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10074.

Received: 13.02.2020

Введение

В настоящее время основной проблемой при добыче высокопарафинистых нефтей является интенсивное образование органических отложений в призабойной зоне пласта, скважинном и наземном нефтегазопромысловом оборудовании, что приводит к его аварийным остановкам и незапланированному текущему или капитальному ремонту. Решение указанной проблемы должно основываться на учете условий, существенно влияющих на процесс фазового перехода парафина в нефти [2–5].

Авторы [7] предположили, что температура насыщения нефти парафином является одним из основных факторов, который необходимо учитывать при разработке мероприятий по предупреждению органических отложений в осложненных скважинах. В работах [8, 16] отмечается, что преобладающим механизмом процесса парафинообразования является молекулярная диффузия.

Разработаны различные математические модели, которые позволяют описать фазовое поведение высокопарафинистых нефтей при изменении термобарических условий [11].

Исходные данные

Объектом исследования является эксплуатируемая газлифтным способом добывающая скважина фундамента месторождения Дракон в условиях интенсивного образования органических отложений парафинового типа.

Месторождение Дракон находится на южном шельфе Вьетнама в 120 км от города Вунг Тау. Геологический разрез площади Дракон представлен магматическими и метаморфическими породами фундамента и осадочными отложениями. Пластовое давление залежи фундамента составляет 19,4 МПа, а пластовая температура — 137°С. Давление насыщения нефти газом — 13,8 МПа. Физико-химическая характеристика дегазированной нефти залежи фундамента месторождения Дракона представлена в таб. 1.

Нефть залежи фундамента месторождения Дракон является высокопарафинистой (содержание парафина до 24,03% масс.), смолистой (содержание смол и асфальтенов 3,29% масс.), высокозастывающей (свыше +30°С). Компонентный состав пластовой нефти залежи фундамента представлен в таб. 2.

По известному компонентному составу и физико-химическим свойствам нефти было выполнено построение модели высокопарафинистой нефти в программном продукте Multiflash 6.1.

Фазовая диаграмма

Точность определения интенсивности образования отложений парафина зависит от ряда ключевых факторов, таких как: знание компонентного состава пластовой нефти и ее свойств, корректно подобранной термодинамической модели образования парафина, гидродинамики потока и механизмов, учитывающих процесс кристаллизации парафина.

Применение упрощенной характеристики жидкости при моделировании процессов парафинообразования как одного или группы псевдо-компонентов может привести к неправильному прогнозированию скорости и профиля осаждения парафина.

Не только свойства нефти и газа, но также и их фазовые состояния изменяются с изменениями давления и температуры. Фазовое поведение будет определять конденсацию или испарение фаз, следовательно, определять парожидкостное разделение и термодинамические свойства фаз. Использование модуля PVT анализа состава нефти позволяет прогнозировать свойства смеси углеводородов на основе равновесия, энтальпии и корреляции свойств.

Выбор наиболее подходящей термодинамической модели процесса образования отложений парафина в рассматриваемых условиях является одним из ключевых факторов. В нашем случае в программе Multiflash была выбрана модель waxes.

Пластовые флюиды состоят из углеводородных и неуглеводородных компонентов. Они первоначально могут быть обнаружены в виде газов или жидкостей, но при изменении термобарических условий фазовое состояние флюидов изменяется, образуется многофазная система. На рис. 1 представлена фазовая диаграмма углеводородной системы для залежи фундамента месторождения Дракон.

Фазовая диаграмма исследуемого флюида содержит однофазную, двухфазную и трехфазную области. Однофазная область содержит смесь жидких углеводородов с растворенным в ней газом (область 1), а также газовый конденсат или испаренные легкие фракции нефти в виде газа (область 2). Двухфазная область (область 3) включает нефть и свободный газ.

Граница между этими областями называется областью насыщения. Линия испарения — это сегмент области насыщения, в котором газ начинает выделяться из жидкости. Линии конденсации — это сегмент диаграммы, в котором газ переходит из газообразного состояния в жидкое. Критическая точка (точка С) — это то место, где фазы находятся в равновесии. Парафин начинает образовываться (точка Д) в том случае, когда температура системы становится ниже температуры насыщения нефти парафином. Нефтяная дисперсная система переходит в трехфазное состояние (область 4), дополнительно содержащей твердую фазу – парафин.

Согласно полученным результатам установлено, что моделируемое значение температуры насыщения нефти парафином соответствует экспериментальному значению температуры насыщения нефти парафином и составляет 44,3 °С.

Кроме того, использование программного обеспечения Multiflash позволяет нам определить динамику изменения массового содержания парафина в нефти при ее охлаждении ниже температуры насыщения ее парафином (рис. 2).

На рис. 2 показано, что при атмосферном давлении (0,1 МПа) содержание парафина составляет 22,7% масс., а при пластовом давлении (19,4 МПа) — 16,3% масс. Снижение скорости выделения твердой фазы обусловлено наличием растворенного газа при давлениях выше атмосферного.

Влияние компонентного состава на температуру насыщения нефти парафином

Авторами [12] показано, что существуют

Таб. 1 — Физико-химическая характеристика дегазированной нефти залежи фундамента месторождения Дракона
Tab. 1 — Physico-chemical characteristics of degassed oil of basement formation in the Dragon field

Наименование параметра	Значение
Плотность при 20 °С, г/см³	0,84
Температура застывания, °С	32,5
Температура плавления парафина, °С	58,0
Объемный коэффициент, доли ед. - при текущих пластовых условиях - при давлении насыщения	 1,35 1,41
Вязкость при 50 °С, мм²/с	6,77
Вязкость при 70 °С, мм²/с	4,44
Содержание серы, % масс.	0,051
Групповой углеводородный состав, % масс.	
Асфальтены и смолы	3,29
Парафин	24,03

Таб. 2 — Компонентные составы исходной нефти и закачиваемого попутно-нефтяного газа
Tab. 2 — The component compositions of reservoir oil and injected produced petroleum gas

Наименование	Единицы измерения	Исходная нефть	Закачиваемый газ
N2	% мольн.	0,142	0,302
CO2	% мольн.	отсут.	0,589
CH4	% мольн.	30,890	77,634
C2H6	% мольн.	8,661	10,851
C3H8	% мольн.	7,800	6,296
и-C4H10	% мольн.	1,649	1,109
н-C4H10	% мольн.	3,455	1,657
и-C5H12	% мольн.	1,279	0,369
н-C5H12	% мольн.	1,646	0,381
Псевдо C6	% мольн.	3,008	0,297
Псевдо C7	% мольн.	-	0,346
Псевдо C8	% мольн.	-	0,062
Псевдо C9	% мольн.	-	0,092
Псевдо C10	% мольн.	-	0,011
Псевдо C11	% мольн.	-	0,004
C12+	% мольн.	-	-
C7+	% мольн.	41,471	0,515
Молярная масса	г/моль	133	21,794

некоторые параметры и факторы, приводящие к образованию парафина, такие как изменение состава нефти вследствие ее разгазирования, содержания и молекулярной массы парафина, давления, скорости охлаждения, обводненности и т. д.

В данной работе будет рассмотрено влияние компонентного состава нефти на ее температуру насыщения парафином с использованием программного продукта Multiflash. На рис. 3 представлено изменение температуры насыщения нефти парафином при изменении мольной доли компонентов на 1%.

Результаты анализа показывают, что увеличение содержания углеводородных газов (метана, этана и пропана) приводит к более раннему переходу парафина в твердую фазу. Остальные углеводородные компоненты от бутана до нонана, наоборот, действуют как растворители, замедляя процесс образования парафина [1].

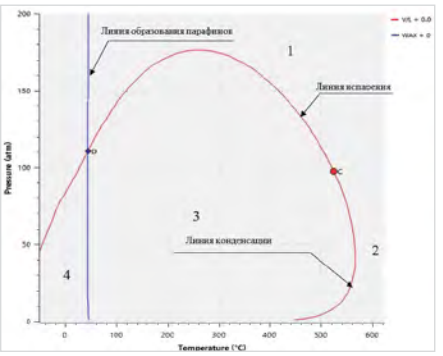


Рис. 1 — Фазовая диаграмма поведения нефти залежи фундамент
Fig. 1 — Phase diagram of the behavior of the basement formation oil

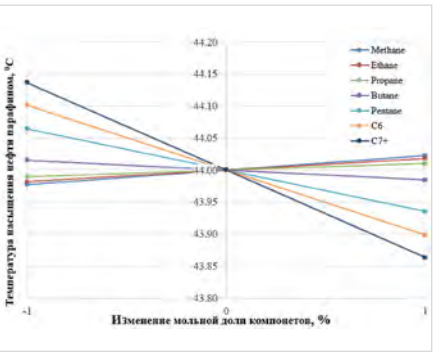


Рис. 3 — Влияние компонентного состава на температуру насыщения нефти парафином
Fig. 3 — The effect of component composition on the wax appearance temperature

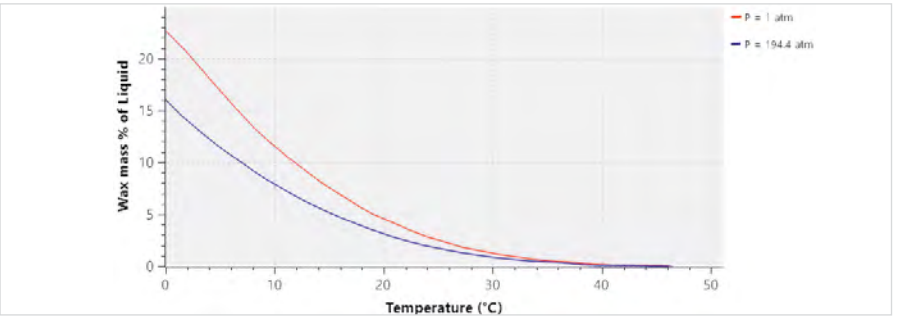


Рис. 2 — Зависимость массового содержания парафина в нефти от температуры
Fig. 2 — The dependence of the wax content on temperature

Анализ режима работы газлифтной скважины месторождения Дракон

На основе полученных результатов исследования фазового поведения высокопарафинистой нефти при изменении термобарических условий фундаментного пласта выполнено обоснование режима работы скважины, эксплуатируемой газлифтным способом.

Подбор необходимого внутрискважинного оборудования и выбор режима работы скважины были выполнены с использованием программного комплекса PIPESIM на основе построенной модели фазового поведения высокопарафинистой нефти, исследуемой в программе Multiflash 6.1.

В процессе добычи начальное пластовое давление снижается до 19,4 МПа. Для обеспечения скважины дополнительной энергией для подъема жидкости до устья скважины и достижения запланированного дебита (100 м^3/сутки), необходимо использовать механические способы эксплуатации скважин, в нашем случае — газлифтный способ.

На рис. 4 представлена характеристика системы пласт-скважина с использованием газлифта. При давлении закачки сжатого попутно-нефтяного газа 10 МПа и его расходе 20000 м^3/сутки обеспечивается планируемый дебит по жидкости (100 м^3/сут). На графике также указана линия, соответствующая давлению насыщения нефти газом.

После создания моделей газлифтной скважины и течения высокопарафинистой нефти, мы можем смоделировать различные гипотетические сценарии эксплуатации, такие как снижение пластового давления, увеличение обводненности и т.д. и впоследствии оценить наиболее эффективные варианты режимы работы газлифтной скважины (рис. 5).

На рис. 6 показано влияние роста обводненности добываемой скважинной продукции на изменение дебита газлифтной скважины по жидкости. Установлено, что с ростом обводненности до точки инверсии фаз (в диапазоне от 50 до 60% обводненности), наблюдается увеличение вязкости водонефтяной эмульсии, что приводит к снижению дебита газлифтной скважины по жидкости. При обводненности свыше 60% наблюдается рост дебита скважины.

Основной целью закачки попутно-нефтяного газа при газлифтном способе эксплуатации скважины является снижение плотности газожидкостной смеси. Это приводит к уменьшению вертикальной (гидростатической) составляющей градиента давления и, в конечном итоге, к увеличению депрессии на продуктивный пласт.

Использование функции системного анализа для оценки влияния изменения объемного расхода закачки попутно-нефтяного газа на дебит газлифтной скважины по жидкости позволяет определить эффективные режимы работы скважины при увеличении обводненности. Согласно полученным результатам выбора эффективного режима работы газлифтной скважины при добыче обводненной скважинной продукции установлено, что дебит газлифтной скважин по жидкости увеличивается с ростом скорости закачки газа до точки, после которой дебит скважины остается постоянным (таб. 4).

Методика определения изменения компонентного состава нефти в газлифтной скважине при закачке попутно-нефтяного газа

Газовая и жидкая фазы состоят из различных компонентов, таких как метан, этан, пропан и другие углеводороды. В большинстве научных работ углеводородные жидкости рассматриваются как два псевдо-компонента, включая в себя нефть и газ с постоянным составом. Следовательно, расчеты выполняются на основе упрощенных уравнений black-oil. В стандартной модели black-oil газ может растворяться в нефтяной фазе, а PVT-свойства углеводородных фаз представляют единую функцию давления и температуры. Следовательно, свойства нефти и газа, такие как плотность, вязкость и удельный объем, рассчитываются экспериментальными корреляциями при каждом значении давления и температуры. Эмпирические корреляции применяются для расчета содержания растворенного газа в нефтяной фазе.

Проведенный литературный обзор показал, что исследование работы газлифтной скважины чаще всего проводится по стандартной модели black-oil. Это приводит к существенной погрешности вследствие неучета изменения состава нефти при изменении термобарических условий и закачке попутно-нефтяного газа.

Компонентные составы исходной нефти и закачиваемого попутно-нефтяного газа представлены в таб. 2.

По известному компонентному составу углеводородной системы при заданных значениях давления и температуры выполняются расчеты для определения мольной доли газовой nv и жидкой фаз n_L в смеси, а также компонентного состава жидкой x_i и газовой фаз y_i.

Этапы вычислений для определения n_L, n_v, y_i и x_i углеводородной смеси с известным общим составом z_i и характеризующейся набором равновесных отношений K_i, суммируются на следующих этапах:

Этап 1: Определение мольной доли газовой фазы «n_v».

Предположим, что значение n_v равно:

$$n_v = \frac{M}{M+N} \quad (1),$$

где

$$M = \sum_i \left[z_i \left(K_i - \frac{1}{2} \right) \right] \quad (2).$$

$$N = \sum_i \left[z_i \left(\frac{1}{K_i + 1} - \frac{1}{2} \right) \right] \quad (3).$$

$$f(n_v) = \sum_i \frac{z_i (K_i - 1)}{n_v (K_i - 1) + 1} \quad (4).$$

$$f'(n_v) = -\sum_i \frac{z_i (K_i - 1)^2}{[n_v (K_i - 1) + 1]^2} \quad (5).$$

$$(n_v)_{new} = n_v - \frac{f(n_v)}{f'(n_v)} \quad (6),$$

где $(n_v)_{nev}$ — это новое значение n_v, которое будет использоваться для следующей

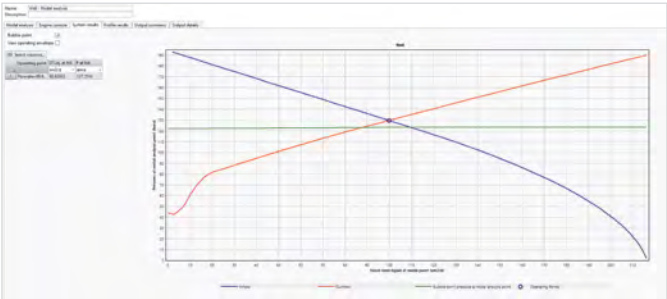


Рис. 4 — Характеристика системы пласт-скважина с использованием газлифта
Fig. 4 — Characteristic of the reservoir-well system using gas lift

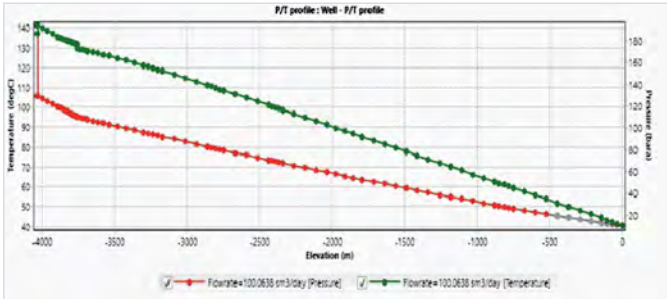


Рис. 5 — Профиль распределения давления и температуры газлифтной скважины залежи фундамента
Fig. 5 — The distribution profile of pressure and temperature of the gas-lift well of the basement formation

итерации. Эта процедура повторяется с новым значением n_v до тех пор, пока не будет достигнута сходимость:

$$|(n_v)_{new} - n_v| < eps \quad (7),$$

где $eps = 10^{-4}$

Этап 2: Определение мольной доли жидкой фазы «n_L».

$$n_L = 1 - n_v \quad (8).$$

Равновесное отношение (уравнение Standing):

$$K_i = \frac{1}{p} 10^{(a+cF_i)} \quad (9).$$

$$a = 1{,}2 + 0{,}00045p(10^{-8})p^2 \quad (10).$$

$$c = 0{,}89 - 0{,}00017p - 3{,}5(10^{-8})p^2 \quad (11).$$

Параметр характеристики:

$$F_i = b_i \left[\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T}\right] \quad (12).$$

$$b_i = \frac{\log(p_{ci}/14{,}7)}{\left[\frac{1}{T_{bi}} - \frac{1}{T}\right]} \quad (13),$$

где T_{bi}, P_{ci} — справочные значения критических давлений и температур кипения i —компонента.

Этап 3: Определение компонентного состава жидкой фазы «x_i».

Учитывая n_v и n_L, рассчитаем состав жидкой фазы по следующему уравнению:

$$x_i = \frac{z_i}{n_L + n_v K_i} \quad (14).$$

Этап 4: Определение компонентного состава газовой фазы «y_i».

Таб. 3 — Определение значений оптимального расхода закачки сжатого газа при различной обводненности нефти
Tab. 4 — Determination of optimal compressed produced gas injection flow rate for various water-cut

Значение обводненности (%)	Оптимальная скорость закачки газа (м³/сут)	Дебит по жидкости (м³/сут)
10	20500	94,2
40	21500	71,9
70	22500	76,4
90	23500	74,1

$$y_i = x_i K_i \quad (15).$$

Этап 5: Определение нового состава газовой фазы.

Получаем h — отношение числа молей закачиваемого газа к числу молей нефти в единицу времени:

$$y_i^* = \frac{y_{i(\text{газлифт})} \times h + y_i \times n_v}{(n_{\text{газлифт}} + h)} \quad (16),$$

где y_i^* — компонентный состав газовой фазы i - компонента с учетом закачиваемого газлифта; $y_{i(\text{газлифт})}$ — компонентный состав газовой фазы i - компонента в закачиваемом газе.

Исходя из полученных результатов расчета изменения компонентного состава газожидкостной смеси, выполнено определение изменения температуры насыщения нефти парафином (рис. 7).

В результате проведенного анализа установлено, что при снижении давления по стволу скважины температура насыщения нефти парафином снижается. Такое изменение температуры насыщения нефти парафином объясняется ранее установленной зависимостью (рис. 3): уменьшение содержания углеводородных газов в нефти (метана, этана и пропана) приводит к более медленному переходу парафина в твердую фазу, при этом остальные углеводородные компоненты от бутана до нонана, наоборот, действуют как растворители, замедляя процесс образования парафина.

Согласно полученным профилям распределения давления и температуры по стволу скважины (рис. 5) установлено, что глубина, соответствующая началу образования парафиновых отложений в скважине, составляет от 300 до 400 м от устья скважины.

Итоги

На основе полученных результатов исследования фазового поведения высокопарафинистой нефти при изменении термобарических условий фундаментного пласта выполнено обоснование режима работы скважины, эксплуатируемой газлифтным способом с использованием продукта компании Schlumberger-PIPESIM.

2.Разработана методика определения изменения компонентного состава нефти в газлифтной скважине при закачке попутно-нефтяного газа. Исходя из полученных результатов расчета изменения компонентного состава газожидкостной смеси, выполнено определение изменения температуры насыщения нефти парафином и определена глубина начала образования асфальтосмолопарафиновых отложений.

Выводы

1. На основе построенной модели пластовой нефти в программном продукте Multiflash 6.1 исследовано влияние изменения компонентного состава пластовой высокопарафинистой нефти на условия и характер образования в ней парафина. Согласно полученным результатам моделирования выявлено, что моделируемое значение температуры насыщения нефти парафином соответствует экспериментальному значению этого параметра и составляет 44,3°С.
2. Результаты анализа влияния компонентного состава нефти на температуру насыщения ее парафином показали, что увеличение содержания углеводородных газов (метана, этана и пропана) приводит к более раннему переходу парафина в твердую фазу. Остальные углеводородные компоненты от бутана до нонана, наоборот, действуют как растворители, замедляя процесс образования парафина.
3. Использование функции системного анализа для оценки влияния изменения объемного расхода закачки попутно-нефтяного газа на дебит газлифтной скважины по жидкости при росте обводненности позволяет определить эффективные режимы работы скважины.
4. Разработана методика определения изменения компонентного состава нефти при использовании в качестве рабочего агента попутно-нефтяного газа в газлифтной скважине. В результате проведенного анализа режима работы газлифтной скважины на месторождении Дракон установлено, что при снижении давления в процессе подъема скважинной жидкости по стволу скважины температура насыщения нефти парафином снижается. Глубина, соответствующая началу образования парафиновых отложений в газлифтной скважине, составляет от 300 до 400 м от устья скважины.

Литература | References

1. Александров А.Н., Кищенко М.А., Рогачев М.К. Моделирование образования твердых органических частиц в высокопарафинистой пластовой нефти // Инженер-нефтяник. 2018. №2. С. 42–49.
Aleksandrov A.N., Kishchenko M.A., Rogachev M.K. Simulation the formation of solid organic particles in high-wax reservoir oil // Oil Engineer, 2018, issue 2, pp. 42–49. (In Russ.).
2. Рогачев М.К., Стрижнев К.В. Борьба с осложнениями при добыче нефти. М.: Недра, 2006. 296 с.
Rogachev M.K., Strizhnev K.V. Fighting complications in oil production. Moscow: Nedra, 2006, 296 p. (In Russ.).
3. Андриасов Р.С., Оськин И.А. Кристаллизация парафина из искусственных растворов // Разработка нефтяных месторождений и добыча нефти. Труды МИНХ и ГП. 1972. Вып. 99. С. 77–81.
Andriasov R.S., Os'kin I.A. Crystallization of paraffin from artificial solutions // Development of oil fields and oil production. Proc. of MINKh i GP, 1972, issue 99, pp. 77-81. (In Russ.).

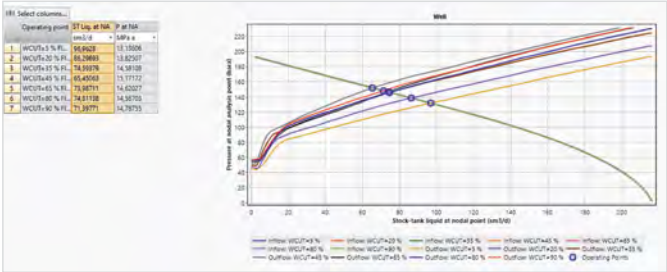


Рис. 6 — Влияние роста обводненности добываемой скважиной продукции на изменение дебита газлифтной скважины по жидкости
Fig. 6 — The effect of the water-cut on the change in the liquid flow rate of the gas-lift well

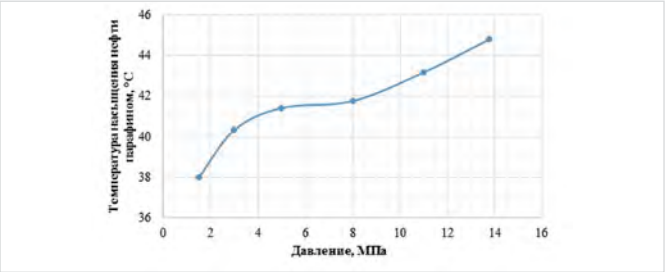


Рис. 7 — Зависимость температуры насыщения нефти парафином от давления
Fig. 7 — Dependence of wax appearance temperature on pressure

4. Ибрагимов Н.Г., Тронов В.П., Гуськова И.А. Теория и практика методов борьбы с органическими отложениями на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. М.: Нефтяное хозяйство, 2010. 240 с. Ibragimov N.G., Tronov V.P., Gus'kova I.A. Theory and practice of methods for combating organic deposits in the late stages of oil field development]. Moscow: Oil industry, 2010, 240 p. (In Russ.).
5. Глущенко В.Н., Силин В.Н., Герин Ю.Г. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений. Нефтепромысловая химия. М.: Интерконтракт Наука, 2009. 480 с. Glushchenko V.N., Silin V.N., Gerin YU.G. Prevention and elimination of wax deposits. Oilfield chemistry, Moscow: Interkontakt Nauka, 2009, 480 p. (In Russ.).
6. Azevedo L.F.A., Teixeira A.M. A critical review of the modeling of wax deposition mechanisms // Petroleum Science and Technology, 2003, issue 21, pp. 393–408. DOI: 10.1081/LFT-120018528. (In Eng.).
7. Berne-Allen Jr. A., Work L.T. Solubility of refined paraffin waxes in petroleum fractions // Industrial & Engineering Chemistry, 1938, issue 30 (7), pp. 806–812. DOI:10.1021/ie50343a019. (In Eng.).
8. Burger E.D., Perkins T.K., Striegler J.H., 1981. Studies of wax deposition in the trans-Alaska pipeline // Journal of Petroleum Technology, 1981, vol. 33, issue 6, pp. 1075–1086. DOI:/10.2118/8788-PA. (In Eng.).
9. Correra S., Fasano A., Fusi L., Merino-Garcia D. Calculating deposit formation in the pipelining of waxy crude oils // Meccanica, 2007, vol. 42, pp. 149–165. DOI: 10.1007/s11012-006-9028-4. (In Eng.).
10. Fadairo A., Ameloko A., Ako C., Duyilemi O. Modeling of wax deposition during oil production using a two-phase flash calculation // Petroleum & Coal, 2010, vol. 52, issue 3, pp. 193–202. (In Eng.).
11. Fusi L. On the stationary flow of a waxy crude oil with deposition mechanisms // Nonlinear Analysis, 2003. vol. 53, issue 3, pp. 507–526. DOI: 10.1016/S0362-546X(02)00315-2. (In Eng.).
12. Hunt E.B.J. Laboratory study of paraffin deposition // SPE Journal of Petroleum Technology, 1962, vol. 14, issue 11, pp. 1259–1269. (In Eng.).
13. Lake L.W., Kohse B.F., Fanchi J.R., Nghiem L.X. Petroleum Engineering Handbook: Volume I General Engineering. SPE, Texas, USA, 2006, pp. 397–453. (In Eng.).
14. Leiroz A.T., Azevedo L.F.A. Studies on the mechanisms of wax deposition in pipelines. Offshore Technology Conference. Houston, Texas, USA, 2005, pp. 27–32. DOI: 10.4043/17081-MS
15. Schumberger PIPESIM [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.sis.slb.ru/pipesim/ (дата обращения 15.04.18). Schumberger PIPESIM. Available at: http://www.sis.slb.ru/pipesim/ (accessed 15 April 2018). (In Russ.).
16. Solaimany Nazar A.R., Dabir B., Islam M.R. A multi-solid phase thermodynamic model for predicting wax precipitation in petroleum mixtures // Energy Sources, 2005, vol. 27, issue 1-2, pp. 173–184. DOI: 10.1080/00908310490448253. (In Eng.).
17. Pedersen K.S., Fredenslund A., Thomassen P. Properties of oils and natural gases (vol. 5). Houston: Gulf Pub. Co., Book Division, 1989, 385 p. (In Eng.).

ENGLISH

Results

Based on the results of the study of the phase behavior of high-wax oil when the thermobaric conditions of the basement formation change, a study of the operating regime of a well operated by using the gas-lift method is carried out through the Schlumberger-PIPESIM product.

2.A methodology has been developed for determining changes in the component composition of oil in a gas-lift well during the injection of produced petroleum gas. Based on the results of calculating the change in the component composition of the gas-liquid mixture, the change in the wax appearance temperature was determined, and the depth of the onset of the wax formation was determined.

Conclusions

1. Based on the developed reservoir oil model in the Multiflash 6.1 software product, the influence of changes in the component composition of the high-wax reservoir oil on the conditions and nature of wax formation has been studied. Regarding the obtained simulation results, it was shown that the simulated value of the wax appearance temperature corresponds to the experimental value of this parameter and the WAT is 44.3°C.

2. The results of the analysis of the influence of the oil component composition on the wax appearance temperature showed that an increase in the content of hydrocarbon gases (methane, ethane, and propane) leads to an earlier transition of paraffin to the solid phase. The remaining hydrocarbon components from butane to nonane, on the contrary, act as solvents, slowing down the process of paraffin formation.

3. Using the system analysis function to evaluate the effect of a change in the volumetric flow rate of the produced compressed gas injection on the liquid flow rate of a gas-lift well with an increase in the water cut makes it possible to determine effective well operation regime.

4. A methodology has been developed for determining changes in the component composition of oil in a gas-lift well during the injection of produced petroleum gas. As a result of the analysis of the gas lift well of the Dragon field in Vietnam, it was observed that when the pressure decreases during the lifting of the fluid along the wellbore, the wax appearance temperature decreases and the depth of onset of wax formation in oil is from 300 to 400 m from the well-head.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Нгуен Ван Тханг, аспирант кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия.

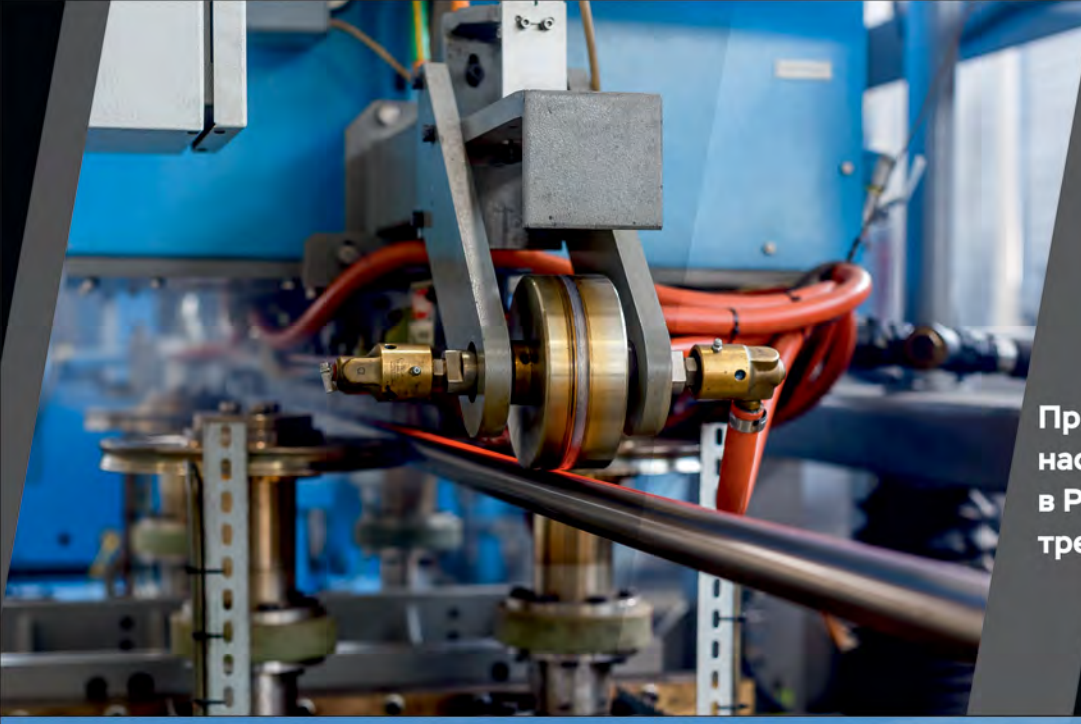
Александр Николаевич Александров, инженер кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия.
Для контактов: sania.alexandro2012@yandex.ru

Михаил Константинович Рогачев, д.т.н., профессор, заведующий кафедрой разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений, Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, Россия.

Nguyen Van Thang, post-graduate student of Department of development and operation of oil and gas fields, Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation.

Aleksandr N. Aleksandrov, engineer of Department of development and operation of oil and gas fields, Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation.
Corresponding author: sania.alexandro2012@yandex.ru

Mikhail K. Rogachev, Sc.D, professor, head of department of development and operation of oil and gas fields, Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russian Federation.



ESTM

Производство гибких насосно-компрессорных труб в России в соответствии с требованиями API Q1 и API 5ST

С каждым днём нам доверяют всё больше профессионалов в России и мире

office@estm-tula.com
estm-tula.com

DOI:10.24411/2076-6785-2020-10082 УДК 622.276 | Научная статья

Влияние негерметичности системы «подьемный лифт-насос» на форму кривых восстановления уровня (давления)

А.Г. Козубовский[1], Т. В. Кузьмина[2]
[1]ЗАО НПО «ИнТЭК», [2]Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени
KuzminaTV@tmn.lukoil.com

Аннотация
В статье рассмотрено влияние негерметичности системы «подъемный лифт-насос» на результаты исследований методом кривых восстановления уровня (КВУ), давления (КИД). Приводится детальное описание основных и наиболее типичных случаев искажения межтрубными перетоками временных вариаций забойного давления. Представляются визуальные показатели («hump», «плато») графического отображения анализируемого эффекта. Дается характеристика необходимого и обязательного критерия для диагностики наличия негерметичности системы «подъемный лифт-насос» в виде второго локального положительного экстремума производной давления, который эффективен даже тогда, когда такие признаки как «hump» и «плато» в явной форме себя не проявляют. Объясняется принцип разделения исходного массива информации на искаженный и не подверженный влиянию обсуждаемого явления. Отражены выводы и рекомендации к применению полученных результатов.

Ключевые слова
негерметичность, подьемный лифт-насос, затрубное пространство, исследования, уровень жидкости, забойное давление, критерий, производная давления

Материалы и методы
Результаты отражены в виде графических иллюстраций и выводов.

Для цитирования:
А.Г. Козубовский, Т. В. Кузьмина. Влияние негерметичности системы «подьемный лифт-насос» на форму кривых восстановления уровня (давления) // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №3. С. 28-31. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10082.

Поступила в редакцию: 21.05.2020

UDC 622.276 | Original Paper

The effect leaky pump to the shape of Buildup

Aleksandr G. Kozubovsky[1], Tat'yana V. Kuzmina[2]
[1]JSC «InTEK», [2]Tyumen Branch LLC «Lukoil-engineering»
KuzminaTV@tmn.lukoil.com

Abstract
This article explores influence of a leaky pump on results of the well test. The detailed description of the main cases of distortion. This article describes visual patterns of analyzed effects ("hump", "plateau"). Discovered the criterion in the form of a second local positive extremum of the pressure derivative for diagnosing the presence of leaks in the pump wells system. The criterion is effective even then, “hump” and “plateau” do not manifest themselves. The article explains method to split data to ranges which are affected by well's outflow and which aren't.

Keywords
pumping wells, liquid level, bottomhole pressure, leaky pump. well test, pressure derivative, pump, criterion

Materials and methods
The results are in the form of figures and conclusions.

For citation:
Aleksandr G. Kozubovsky, Tat'yana V. Kuzmina. The effect leaky pump to the shape of Buildup // Ekcpozitsiya Net' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 3, pp.28-31. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10082.

Received: 21.05.2020

На отечественных нефтяных промыслах при эксплуатации глубинно-насосного оборудования (ГНО) используется как правило безпакерная подвеска. При такой компоновке основным источником информации о свойствах пласта являются исследования по прослеживанию во времени изменения уровня (давления) жидкости в затрубном пространстве (ЗП) в остановленной и закрытой на устье скважины. Зафиксированная при этом совокупность значений уровней (Н) или забойных давлений (Рзаб), приуроченных к определенным моментам времени (t) отражается в формате графической зависимости Н(Рзаб)-f(t) и служит основой для дальнейшей интерпретации полученных сведений.

Разработанные на сегодняшний день алгоритмы обработки таких результатов дают возможность получить оценки ряда параметров включая коэффициент продуктивности, фильтрационные характеристики коллектора, пластовое давление и др. Для ситуации, в которой отклик пласта подвержен влиянию только эффекта послепритока,

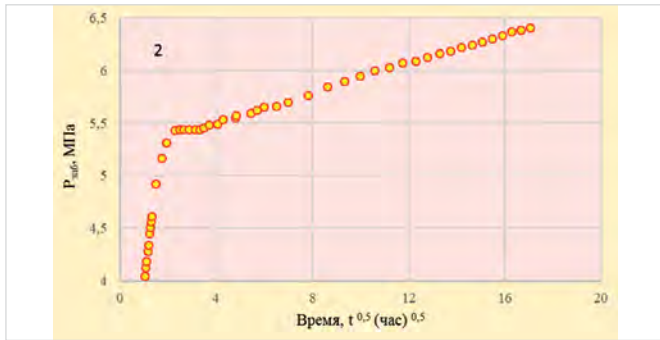


Рис. 1 — Выявленные форы искаженных КВУ (КИД): 1 — форма 1; 2 — форма 2
Fig. 1 — Revealed odds distorted Buildup: 1 — form 1; 2 — form 2

интерпретация произведенных замеров не вызывает осложнений. Однако, как показывает имеющийся богатый научно-производственный опыт, при выполнении подобных работ не редки случаи, когда на восстановление забойного давления, обусловленное упругими силами насыщенной пористой среды, оказывают воздействие факторы, связанные со спецификой относительного движения сосуществующих фаз флюида в трубах и техническим состоянием элементов скважинного ГНО. Пренебрежение ими может привести к использованию непредставительной части данных, и, как следствие, к неверным выводам.

Характер проявления обозначенных выше обстоятельств изучался как отечественными, так и зарубежными специалистами. Установлено, что их присутствие может существенным образом искажать динамику изменения Н(Рзаб) в процессе исследования и визуально выражается в трансформации формы кривой восстановления уровня (КВУ), изменения давления (КИД) в сравнении с классическим ее представлением.

В частности, в [1] указывается, что в насосных скважинах зависимости Н(Рзаб)-f(t) могут быть осложнены эффектом, называемым «hump» (бугор). Рассматриваются два варианта для объяснения природы которых авторы используют следующие аргументы:

— сегрегация фаз (например, газа и жидкости) в затрубном пространстве скважины;
— негерметичность обратного клапана насосной установки.

Заметим, что вопросы влияния разделения насыщенной пластовой смеси на газовую и жидкую составляющие в стволе скважины на результаты исследований неустановившейся фильтрацией обстоятельно изучены [2, 3] и совместно с методикой интерпретации представлены, например, в [3].

Проблема негативного воздействия факта негерметичности системы «подъемный лифт-насос» на временные вариации численных оценок Рзаб, на наш взгляд, не ограничивается рамками формата «hump». В зависимости от конкретных условий, а именно от локализации негерметичности, ее геометрических характеристик, интенсивности излива через нее флюида и т.п. визуальные отображения анализируемого явления могут существенно отличаться от описанных в [1]. Исходя из сказанного, по мнению авторов, более детальное изучение симптомов процессов, имеющих место в скважине при негерметичности насосно-компрессорных труб (НКТ) и системы клапанов насосного оборудования и их отражения на результатах исследований методом КВУ (КИД) актуально.

Основные итоги такой процедуры нам видятся в реализации следующих позиций:

— выделение на базе исходного фактического материала типичных признаков, характеризующих факт негерметичности системы «подъемный лифт-насос»;
— обоснование принципов разделения, искаженного и, соответственно, не искаженного, «правильного» массива информации, полученной в результате регистрации КВУ(КИД).

В связи с этим авторами был осуществлён анализ порядка двухсот КВУ (КИД) на скважинах, оборудованных ЭЦН с наличием документального подтверждения о смене насоса по причине негерметичности ГНО.

В результате проведенных работ было идентифицировано две разновидности формы искаженных зависимостей Н(Рзаб)-f(t), которые представлены на рис. 1. Для более рельефного выделения соответствующих специфических признаков анализируемых совокупностей замеров (по отношению к типичным), они были выполнены в координатах Рзаб, Р'заб — $(t)^{0.5}$, где Р'заб — производная забойного давления.

Завершающая фаза обработки информации сводилась к процедуре адресного скважинного сравнения выделенных разновидностей кривых с кривыми, полученными после смены насоса. Наиболее показательные результаты такого сопоставления отражены на рис. 2. Если имел место анализируемый случай, принималось, что присутствие не типичных участков на графиках Н(Рзаб)-f(t) до смены ГНО действительно обусловлено именно негерметичностью системы «НКТ-насос», а не, например, геологической спецификой объекта добычи. Такие кривые использовались для дальнейшего, более детального изучения.

Дальнейшее осмысление исходных материалов производилось на основе следующих соображений.

В общем случае в процессе работы скважины, оборудованной ЭЦН, отбираемая из пласта водогазожидкостная смесь (ГЖС) поднимается до приема насоса и частично поступает в подъемный лифт, а частично в кольцевое пространство, где гравитационно разделяется на газовую подушку и композитный столб жидкости (насыщенная нефть и вода) с накоплением последнего до определенного уровня (динамического), который обеспечивает бесперебойную откачку продукции с заданной производительностью. Излишки газа через перепускной клапан отводятся в систему внутрипромыслового сбора. Лифтовые трубы в этот момент полностью заполнены добываемым сырьем поэтому, устьевое трубное давление (Ртр) выше устьевого затрубного (Рзатр).

После остановки и закрытия скважины на исследование методом КВУ (КИД) при исправном ГНО трубы и затрубье разобщены друг с другом посредством обратного клапана. В начальный момент времени депрессия на пласт (ΔР) сопоставима с перепадом давления между коллектором и забоем, который был на режиме эксплуатации. Дебит и состав флюида также идентичны данным характеристикам, реализуемым в процессе добычи. Флюид поступает только в ЗП. В дальнейшем происходит затухание притока с одновременным снижением ΔР. При наличии попутной воды ее доля в потоке сокращается и по достижении определенного уровня величины Рзаб становится минимальной. На забой, а, следовательно, и в затрубье будет попадать преимущественно насыщенная нефть как более лёгкая и подвижная фаза в сравнении с водой, смещая тем самым объемное соотношение жидких фаз в ЗП в пользу углеводородной части.

Если запорное устройство не выполняет свое функциональное назначение, то в пространство между НКТ и обсадной колонной поступает флюид как из коллектора, так и из полости подъемного лифта, поскольку давление в нем на уровне приема насоса (Р*тр) выше чем в точке установки ТМС (Рзаб). Как в сообщающихся сосудах после окончания перетока столбы газожидкостных композиций в трубах и затрубье будут стремиться к уравновешиванию друг друга, но поскольку они находятся под различными избыточными давлениями (Ртр и Рзатр) и имеют не одинаковые плотности (ρ1› ρ2), то на условной границе, приуроченной, например, к глубине фиксации Рзаб, имеет место выравнивание давлений, но при отличающихся уровнях в концентрической трубной подвеске. Поступление из пласта нефти, газа и воды идентифицируется с фактором, провоцирующим отклонение системы от состояния равновесия. Но при этом, дополнительный объем насыщенной жидкости, попавший в емкость кольцевого канала инициирует обратное действие, а именно, возвращение ее в состояние равенства давлений на плоскости сравнения. Такой колебательный процесс продолжается до тех пор, пока не произойдёт выравнивание высот подъема ГЖС и величин Ртр и Рзатр в колонне НКТ и ЗП.

В зависимости от локализации негерметичности, ее геометрических характеристик, соотношения пластового и забойного давлений и т.п. ее влияние на форму регистрируемых КВУ (КИД) может проявлять себя по-разному. Проведенный анализ исходного

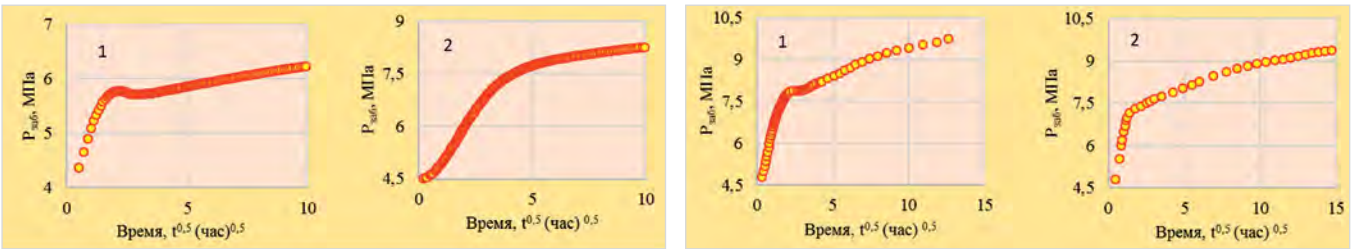


Рис. 2 – Адресное скважинное сопоставление КВУ (КИД) до и после смены глубинно-насосного оборудования: 1 — до смены насоса; 2 — после смены насоса

Fig. 2 — Address well matching Buildup before and after the change of downhole pumping equipment: 1 — before the change pump; 2 — after the change pump

материала позволил авторам данной статьи выделить следующие, основные и наиболее типичные случаи искажений рассматриваемым осложнением результатов замеров Рзаб:

1. Перелив из труб в ЗП с последующим поглощением жидкости в пласт
2. Перелив из труб под уровень газо-жидкостного раздела (ГЖР) в ЗП
3. Перелив из труб над уровнем ГЖР в ЗП
4. Неявное проявление влияния негерметичности системы «НКТ-насос»

Графическая иллюстрация первых трех из перечисленных ситуаций представлена на рис. 3 в формате двух зависимостей: Рзаб–f(t) и Р'заб–f(t). Вся область изменения исследуемых величин исходя из характерных участков кривых разделена на несколько зон.

Факт, когда в скважине при проведении исследований имеет место обратная фильтрация жидкости (случай 1), т.е. ее поступление из ствола в коллектор отражен на рис. 3 «а».

По мнению специалистов, [1] возникновение локального экстремума давления на КВУ (КИД) в начальный период исследования насосных скважин объясняется негерметичностью обратного клапана ЭЦН.

Рассмотрение результатов, подобных описываемому ниже, позволило авторам прийти к идентичному выводу. В конкретном примере дебит скважины перед ее остановкой составлял 24 м³/сут при обводненности 78%. Начальные параметры нефти, такие как газовый фактор и давление насыщения оценены величинами 67 м³/м³ и 7,3 МПа соответственно. Извлечение насоса в результате проведения подземного ремонта, позволило диагностировать факт поломки впускного клапана одностороннего действия.

После остановки и закрытия скважины в ЗП поступает флюид как из коллектора, так и из полости НКТ. Флюид из насосных труб представляет собой избыточный объем жидкости по отношению к притоку из пласта, в силу чего его перелив нарушает истинное соотношение между забойным и пластовым давлением.

Данный факт находит свое отражение в том, что величина Рзаб на раннем этапе исследования растет достаточно интенсивно (зона 1, первый локальный положительный максимум на кривой производной, точка «А». Здесь и далее, в качестве реперных отметок используются соответствующие точки на диагностическом графике Рзаб-f(t)). По мере снижения давления в НКТ перелив продолжается, но его интенсивность падает. Убывает так же и дебит послепритока. Характер изменения давления в этот момент характеризует зона 2. Рзаб при этом может достичь, а затем и превысить уровень текущего пластового давления в окрестности скважины. При достижении забойным давлением давления начала приемистости (Рпр), (точка «В») изменяется направление фильтрации газожидкостной смеси (ГЖС), а именно, она начинает поступать в пласт обуславливая, тем самым уменьшение Рзаб (зона 3), что выражается на графике Рзаб-f(t) характерным изломом кривой. Снижение продолжается до тех пор, пока не прекратится переток через клапан и насос и не восстановится истинное соотношение между Рзаб и текущим Рпл. (точка «С»). С этого временного этапа исследований начинает проявлять себя остаточное влияние ствола скважины, не подверженное воздействию массообмена между трубами и затрубьем (зона 4, характерный второй положительный локальный экстремум на кривой производной). После точки «D» дальнейшее изменение давления уже не будет искажено влиянием негерметичности ГНО и послепричным эффектом (зона 5).

При рассмотрении случая 2 в качестве основы для описания используется рис. 3 «б». Явления, происходящие в стволе скважины и приуроченные к трансформации давления в зонах 1 и 2 практически идентичны рассмотренным выше. Отличие заключается в том, что в точке «В» значение Рзаб ниже величины текущего Рпл в прискважинной области. Данная позиция на графиках соответствует времени окончания перелива из НКТ через обратный клапан. При этом, как было отмечено ранее, уровни ГЖС в лифтовом подъемнике и ЗП в силу различия плотностей, находящихся в них жидкостей и отличающихся избыточных давлений, имеют не одинаковые высоты. Начиная с точки «В» (зона 3, «плато») реализуется переходный период выравнивания столбов ГЖС в сообщающихся трубных емкостях. Интенсивность роста Рзаб при этом существенно снижается, так как часть объема флюида, поступающего в кольцевое пространство (в силу большего эквивалентного диаметра ЗП и большей сжимаемости среды), расходуется на компенсацию разности высот композитных столбов жидкой фазы в насосном лифте и межтрубье. В точке «С» устанавливается единая граница раздела «газ-жидкость» по всей внутрискважинной площади поперечного сечения. Процессы изменения давления в областях 4 и 5 имеют такую же физическую подоплеку, как и в случае 1.

Графическое изображение результатов измерений, соответствующих случаю 3 демонстрируются рисунком 3 «в». Обсуждаемая ситуация имеет некоторые специфические особенности по отношению к уже представленным. В зоне 1 динамика изменения Рзаб обусловлена теми же факторами, что и в примерах 1 и 2. В зоне 2 темп снижения давления вызван как падением его в НКТ, так и затуханием притока из пласта. В точке «В» уровень жидкости в подъемных трубах совмещается с глубиной локализации негерметичности и переток через нее прекращается. Последующее замедление роста Рзаб связано только с уменьшением удельного расхода флюида, поступающего из пористой среды (зона 3). При этом столб флюида в полости центральной трубной колонны отжимается газом, перетекающим из ЗП в силу выравнивания избыточных давлений Ртр и Рзатр. В точке «С» уровень

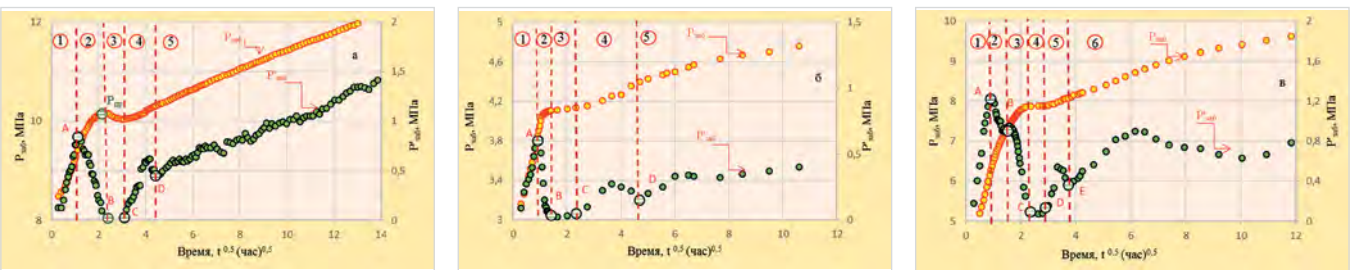


Рис. 3 – Типичные случаи искажения фактором негерметичности результатов исследований методом КВУ (КИД): а — перелив из труб в ЗП с последующим поглощением жидкости в пласт; б — перелив из труб под уровень газо-жидкостного раздела (ГЖР) в ЗП; в — перелив из труб над уровнем ГЖР в ЗП

Fig. 3 — Typical cases of distortion by the leakage factor of research results by the method Buildup: a — overflow from pipes into the filling zone with subsequent absorption of fluid into the formation; b — overflow from pipes to the level of the gas-liquid section (GLC) in the RF; c — overflow from pipes above the level of GW in the RF

ГЖС в затрубном пространстве достигает местоположения нарушения целостности тела насосных труб. Суть дальнейшего временного преобразования давления в областях 4, 5 и 6 аналогична варианту 2 (зоны 3, 4, 5). Точка «Д» при этом соответствует началу остаточного влияния ствола скважины, а точка «Е»-началу не искаженных замеров давления.

Из сравнения диагностических графиков производной давления на рис. 3 (а, б, в) не трудно заметить, что всем им присуща отличительная особенность, наличие в начальный период исследования общего элемента в виде второго локального положительного экстремума (зона 4 на рис. 3а, б и зона 5 на рис. 3в). Выявленный признак, по мнению авторов, следует рассматривать в качестве необходимого атрибута, позволяющего в совокупности с другими показателями («hump», «плато») уверенно диагностировать наличие осложнения, проявляющего себя как негерметичность системы «подъемный лифт насос». Установленный критерий эффективен даже тогда, когда другие необходимые, но недостаточные показатели могут в явной и очевидной форме себя не выражать. Наглядный пример подобной ситуации отражен на рис. 4а. Из рисунка видно, что на кривой Рзаб-f($t^{0.5}$) отсутствуют какие-либо заметные специфические участки («hump», «плато»), дающие основание утверждать о существовании факта негерметичности НКТ или обратного клапана насоса. Однако присутствие второго локального положительно экстремума на диагностическом графике производной давления позволяет сделать вывод о том, что такая проблема имеет место, что нашло подтверждение при проведении дальнейшего подземного ремонта. Подъем ГНО позволил обнаружить негерметичность резьбового соединения НКТ. Исследования, реализованные после смены компоновки подземного оборудования (рис. 4б) демонстрируют отсутствие утечек флюида из насосно-компрессорных труб и насоса (на диагностическом графике второй локальный положительный экстремум производной характеризующий остаточное влияние ствола скважины давления отсутствует).

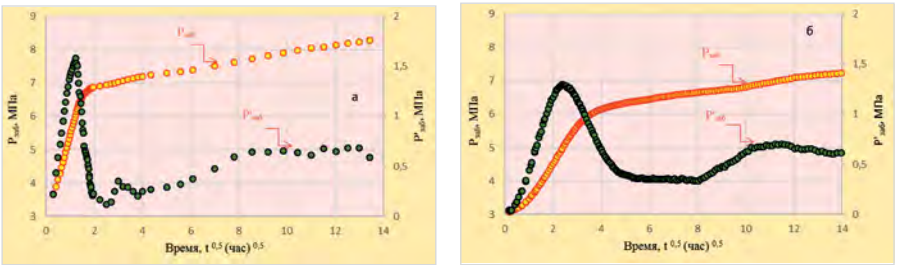


Рис. 4 – Пример неявного влияния факта негерметичности системы «подъемный лифт-насос» на форму КВУ (КИД): а — до смены комплекса «трубы-насос»; б — после смены комплекса «трубы-насос»

Fig. 4 — An example of the implicit influence of the fact of a leakage of the "lift elevator pump" system on the form of Buildup: a — before the change of the pipe-pump complex; b — after changing the "pipe-pump" complex

Итоги

Проведенный анализ исходного фактического материала по скважинам, оборудованным ЭЦН позволил установить, что негерметичность системы «подъемный лифт-насос» влияет на форму КВУ(КИД).

Выводы

1. Влияние факта негерметичности на форму КВУ(КИД) проявляет себя в формате четырех наиболее типичных ситуаций: перелив из труб с последующим поглощением жидкости в пласт, перелив из труб под уровень жидкости в ЗП, перелив из труб над уровнем газожидкостного раздела в ЗП, не явное проявление осложнения;
2. Установлен необходимый и обязательный критерий в виде второго локального положительного экстремума производной давления в начальный период исследования, который в совокупности с другими характерными показателями («hump, плато») позволяет диагностировать наличие негерметичности системы «подъемный лифт-насос»;
3. Критерий дает возможность осуществить разграничение используемых сведений на искажённый массив информации и данные, не подверженные влиянию эффекта перетоков жидкости и газа между трубами и затрубьем;
4. После замены вербального отображения выявленных признаков и критерия на математические соотношения они могут быть использованы в качестве элементов интегрального показателя качества исследований [4].

Литература

1. Drownscombe E.R. Afterflow and buildup interpretation on pumping wells. JPT, 1982, pp. 397–405. (In Eng.).
2. Strgemeier G.L., Matthews C.S. A study of anomalous build-up behavior. Trans., AIME, 1958, vol. 213, pp. 44–50. (In Eng.).
3. Lee J., Rolling J.B., Spivey J.P. Pressure transient testing, SPE, Richardson, 2003. (In Eng.).
4. Козубовский А.Г., Ефимов А.Д., Кузьмина Т.В. Использование обобщенной функции желательности Харрингтона для оценки качества гидродинамических исследований скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяныхи газовых месторождений. 2015. №9.С. 27–30.

ENGLISH

Results

Analysis of actual data for Pumping Wells made it possible to determine that leaky pump affects a shape of the Buildup

Conclusions

1. The effect of leaky pump on the form of the Buildup is manifested in four typical cases:
outflow with absorption to reservoir, outflow to casing annulus below liquid level, outflow to casing annulus above liquid level, undetermined outflow
2. A criterion is found in the form of a second local positive extremum of the pressure derivative in the initial period of the study, which, together with other characteristic indicators ("hump, plateau"), allows diagnosing the presence of well's outflow
3. The article explains method to split data to ranges which are affected by well's outflow and which aren't.
4. Further research may aim to replace visual detection by mathematical criteria which also may prove useful as an integral indicator of a quality of well tests.

References

1. Drownscombe E.R. Afterflow and buildup interpretation on pumping wells. JPT, 1982, pp. 397–405.
2. Strgemeier G.L., Matthews C.S. A study of anomalous build-up behavior. Trans., AIME, 1958, vol. 213, pp. 44–50.
3. Lee J., Rolling J.B., Spivey J.P. Pressure transient testing, SPE, Richardson, 2003.
4. Kozubovsky AG, Efimov AD, Kuzmina T.V. Using the generalized desirability function of Harrington to assess the quality of hydrodynamic studies of wells // Geology, geophysics and development of oil and gas fields. 2015. № 9. Pp. 27-30. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Александр Геннадьевич Козубовский, руководитель группы НИР ЗАО НПО «ИнТЭК», Тюмень, Россия

Aleksandr G. Kozubovsky, head of research group JSC «InTEK», Tyumen, Russian Federation

Татьяна Валерьевна Кузьмина, главный специалист отдела гидродинамических исследований скважин Центра промысловой геофизики и гидродинамических исследований скважин, филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, Россия
Для контактов: KuzminaTV@tmn.lukoil.com

Tat'yana V. Kuzmina, chief specialist department well test Tyumen Branch LLC «Lukoil-engineering», Russian Federation
Corresponding author: KuzminaTV@tmn.lukoil.com

Универсальная устьевая арматура

Теперь нет необходимости закупать 2 комплекта устьевого оборудования и нести дополнительные затраты на привлечение сервисных бригад, что позволит повысить эффективность добычи битумной нефти.

Ильшат Маратович Гараев
главный специалист отдела маркетинга
ООО «ТМС-Буровой Сервис»

Добыча тяжелой битумной нефти – одна из самых сложных технологий в мире. И даже когда работа поставлена на поток, налажена, настроена, все равно возникает ряд задач, которые все еще требуют решения.

В настоящее время в процессе эксплуатации оборудования и добычи «тяжелой» (битумной) нефти возникают проблемы при проведении циклической закачки пара и добычи разогретой нефти.

В частности, перед проведением операции по закачке пара в пласт нефтегазодобывающей компанией необходимо привлечение сервисных предприятий для осуществления следующих операций:

- подготовка наземного привода ШГН к спускоподъемным операциям (откинуть головку балансира, а в некоторых случаях и демонтировать станок-качалку в сборе). Работы, связанные с проведением данных операций, составляют от 3-х до 10 часов;
- привлечение бригады подземного ремонта скважин для демонтажа устьевого оборудования (как правило, АУ 140х50) и поднятия глубинно-насосного оборудования. Работы бригады ПРС от 48 до 72 часов;
- монтаж устьевого оборудования для осуществления закачки пара в пласт;
- монтаж и проведение пусконаладочных работ парогенераторной установки для подачи разогретого пара в пласт.

После подготовки скважины к операции по закачке пара, в скважину начинают подавать разогретый пар с температурой от 250 до 350°С. Время подачи разогретого пара зависит от технических параметров скважины, но, как правило, это от 2-х недель до 1-го месяца.

После закачки пара в скважину, ее оставляют в простое (ожидание притока нефти) от 10 до 20 дней. После этого проводят операции, указанные выше, только в обратной последовательности:

- демонтаж парогенераторной установки;
- демонтаж устьевого оборудования, предназначенного для закачки пара;
- привлечение бригады ПРС для спуска ГНО в скважину и монтажа устьевого оборудования;
- привлечение сервисной бригады по ремонту и обслуживанию НП ШГН для монтажа станка-качалки;
- запуск добычи разогретой битумной нефти.

Данная технология добычи нефти влечет за собой длительные простои скважины в ожидании технологических операций (соответственно, недобытая нефть), большие инвестиционные (закупка 2-х комплектов устьевого оборудования, один – под закачку пара, второй – для добычи нефти) и эксплуатационные затраты (работа сервисных бригад по обслуживанию НП ШГН и бригад по подземному ремонту скважин). А альтернативных решений, позволяющих сократить время, упростить технологию и при этом сэкономить затраты, в настоящее время не существует.

Опираясь на наш многолетний опыт по изготовлению и поставке термостойкого устьевого оборудования в компании, занимающиеся добычей трудноизвлекаемой битумной нефти (ПАО «Татнефть», ООО «Лукойл – КОМИ», ООО «Роснефть – Сахалинморнефтегаз"), мы в ООО "ТМС-Буровой Сервис" приняли решение освоить производство оборудования, которое позволит упростить добычу «тяжелой» нефти и максимально повысит эффективность бизнеса заказчика.

Для решения задач по освоению нового продукта, специалисты отдела маркетинга и конструкторско-технологического отдела ООО "ТМС-Буровой Сервис" проанализировали существующие технологии добычи "тяжелой" нефти, а также провели переговоры с техническими специалистами компаний, которые занимаются разработкой и добычей битумной нефти в Республике Татарстан и

Таб. 1.

№ п.п.	Наименование	Ед. изм.	Значение	
			При сборке для нагнетания пара	При сборке для добычи ШГН
1	Условный проход: - стволового прохода - бокового отвода елки - технологических отводов	мм	80 80 50	65 65 50
2	Температура рабочей среды, не более	°С	+ 350	+ 90
3	Рабочее давление, не более	МПа	18 МПа	4 МПа при работающем ШГН; 14 МПа при остановленном ШГН и зажатых сальниках
4	Рабочая среда		пар, горячая вода, нефть, газ	
5	Присоединительная резьба колонны НКТ		Батресс 114	
6	Тип фланца для присоединения к колонной обвязке		280х21-П53 ГОСТ 632-80	
7	Класс герметичности запорной арматуры по ГОСТ Р 54808-2011		А	
8	Стойкость к воздействию скважиной среды по ГОСТ 13846-89		К1	
9	Тип уплотнения фланцевых соединений стволовой части арматуры		металл – металл	
10	Предельные значения температур окружающего воздуха	°С	от -60 до +40	
11	Габаритные размеры, Д х Ш х В *	мм	3100 х 725 х 2520	3100 х 725 х 1850
12	Уровень технических требований		УТТ 1	

Рис. 1

Рис. 2

Российской Федерации.

В результате проведенного анализа и переговоров с техническими специалистами компаний, занимающихся добычей битумной нефти, была выявлена проблема, что эксплуатируемое в настоящее время оборудование и технология добычи трудноизвлекаемой нефти влекут за собой большие трудовые и финансовые затраты, что ведет к длительным простоям скважины (от 5 до 10 суток) и, соответственно, приводит к удорожанию себестоимости добытой нефти.

Для решения трудностей, с которыми сталкиваются наши клиенты, мы готовы изготовить и поставить арматуру устьевую термостойкую паровую АТПК-65х18-350 К1 в комплекте с термостойким насосом ШГН который позволяет, не поднимая глубинно-насосное оборудование и не меняя устьевую арматуру (с добычи под закачку пара), проводить работы по разогреву пласта и добычи разогретой нефти из скважины. Технические характеристики разработанной универсальной устьевой арматуры представлены в таблице 1.

Основным преимуществом данной конструкции является возможность добычи жидкости из продуктивной зоны пласта и закачки (нагнетания) пара в пласт через НКТ и штанговый насос, не поднимая оборудование из скважины и не меняя устьевое оборудование.

Изменение режима эксплуатации арматуры производят операторы цеха без извлечения из скважины НКТ, штанг и глубинного насоса без привлечения бригад ПРС и подъемника.

Изменение режима работы с добычи нефти на нагнетание выполняются в следующей последовательности. Сначала отсоединяется отводящий трубопровод от арматуры, выворачивается и фиксируется на полированном штоке устьевой сальник, отсоединяется полированный шток от станка-качалки. Затем краном приподнимается полированный шток над арматурой до места соединения с первой штангой и ослабляется резьбовое соединение между штоком и штангой.

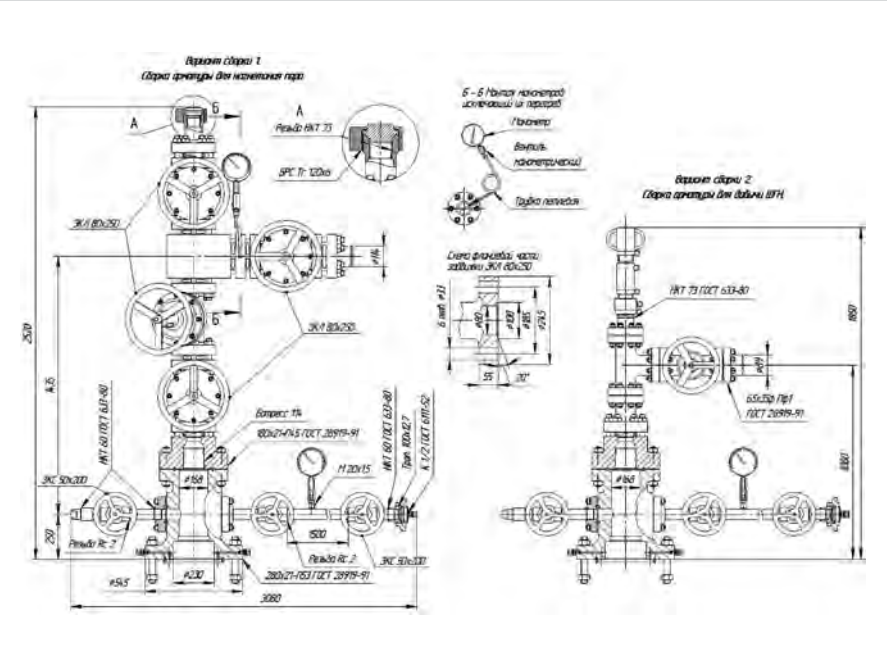


Рис. 3

Операторы опускают плунжер ШГН до полной посадки и разгрузки штанг, отворачивают и извлекают полированный шток. После чего демонтируют фонтанную елку для добычи нефти (выше трубодержателя) и монтируют елку для нагнетания пара. А для перехода с режима нагнетания пара на режим добычи ШГН операции производятся в обратной последовательности.

На сегодняшний день данное оборудование изготовлено и прошло успешные испытания в лабораториях нашего предприятия.

Это лишь один пример того, как в «ТМС групп» решают проблемы своих заказчиков. Сегодня для успешного ведения бизнеса в условиях жесткой конкуренции необходимо проводить работы по сокращению издержек производства за счет устранения потерь, иногда с помощью вот таких технологий. Компания «ТМС групп» имеет большой опыт в данном направлении и готова поделиться им с партнерами.

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

DOI:10.24411/2076-6785-2020-10084 УДК 622.276 | Научная статья

Повышение эффективности разработки визейских отложений с использованием технологии бурения боковых горизонтальных стволов

С.Б. Колесова, М.Б. Полозов, И.Т. Нургалиева, В.К. Жуков
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Ижевск, Россия
michael999@inbox.ru

Аннотация
Проведение работ по вовлечению в разработку недренируемых участков залежи и реанимации бездействующего фонда скважин крайне актуальная в настоящее время проблема. Использование технологии бурения боковых горизонтальных стволов и горизонтальных скважин на существующем фонде скважин ведет к уменьшению капитальных затрат в сложных экономических условиях.

Ключевые слова
боковые горизонтальные стволы, боковые стволы, БГС

Материалы и методы
На основе анализа практического материала.

Для цитирования:
С.Б. Колесова, М.Б. Полозов, И.Т. Нургалиева, В.К. Жуков. Повышение эффективности разработки визейских отложений с использованием технологии бурения боковых горизонтальных стволов // Экспозиция Нефть Газ. 2020. №3. С. 34-36. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10084.

Поступила в редакцию: 25.03.2020

UDC 622.276 | Original Paper

Use of BGS technology to improve the efficiency of development of Visean deposits reserves

Svetlana B. Kolesova, Mikhail B. Polozov, Ilnara T. Nurgalieva, Vladimir K. Zhukov
M.S. Gutseriev Institute of Oil and Gas, Udmurt State University, Izhevsk,
michael999@inbox.ru

Abstract
Carrying out work on involving in the development of non-drained sections of the reservoir and resuscitation of an inactive well stock is an extremely urgent problem at present. Reducing the economic cost of drilling new wells contributes to the use of technology for drilling horizontal lateral shafts and horizontal wells from an existing, but not exploited, well stock.

Keywords
side horizontal trunks, side trunks, BGS, an increase in oil reserves

Materials and methods
Based on the analysis of practical material.

For citation:
Svetlana B. Kolesova, Mikhail B. Polozov, Ilnara T. Nurgalieva, Vladimir K. Zhukov. Use of BGS technology to improve the efficiency of development of Visean deposits reserves // Ekcpozitsiya Net' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 3, pp.34-36. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10084.

Received: 25.03.2020

Вовлечение в разработку недренируемых запасов и восстановление в составе рабочего фонда бездействующих скважин является одной из важнейших задач настоящего времени. Помимо прочего большое количество эксплуатируемых месторождений находятся на последней стадии разработки и характеризуются выработанностью запасов до 75% и крайне высокой обводненностью продукции [2, 4]. Немаловажно то, что одновременно с выводом из бездействующего фонда решается вопрос интенсификации работы залежи [3].

Применение технологии бурения боковых горизонтальных стволов (БГС) широко применятся для охранения уровня добычи нефти на завершающей стадии в условиях сложного геологического строения нефтяных месторождений Удмуртской Республики [1].

Анализ результатов

В качестве объекта воздействия принят визейский ярус.

Осадочный чехол в пределах месторождения вскрыт до глубины 2045 м и представлен отложениями рифейского, девонского, каменноугольного, пермского и четвертичного возраста. Литологическое строение разреза обусловливает осложнения при бурении скважин в виде осыпей и обвалов неустойчивых пород четвертичной системы, частичного поглощения промывочной жидкости в верхнепермских отложениях.

Продуктивные пласты-коллекторы сложены преимущественно песчаниками, в меньшей степени алевролитами. Песчаники светло-серые, кварцевые, мелкозернистые, массивные.

Поисково-разведочное бурение на исследуемом участке проводилось этапами. В 1951–53 гг. было пробурено 6 скважин, затем в первой половине 70-хх гг. пробурено еще 2 скважины. В результате проведения геологоразведочных работ были получены промышленные притоки нефти теригенных отложений визейского яруса. Затем в течение 1975–84 гг. были пробурены еще дополнительно 7 структурных скважин с целью изучения нефтеносности пермских отложений. Коэффициент успешности заложения поисково-разведочных скважин, представляющий

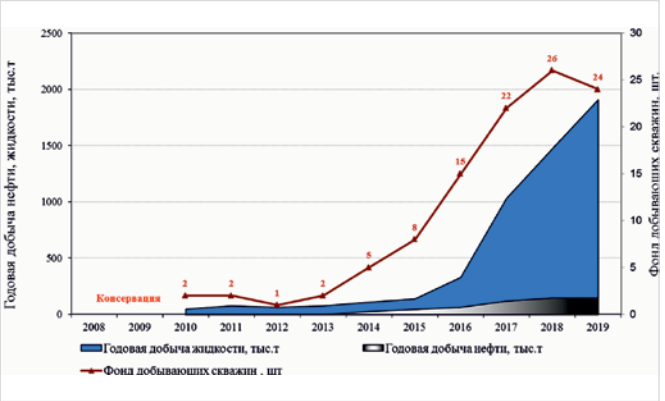


Рис. 1 — Состояние разработки визейской залежи
Pic. 1 — Visean deposit development status

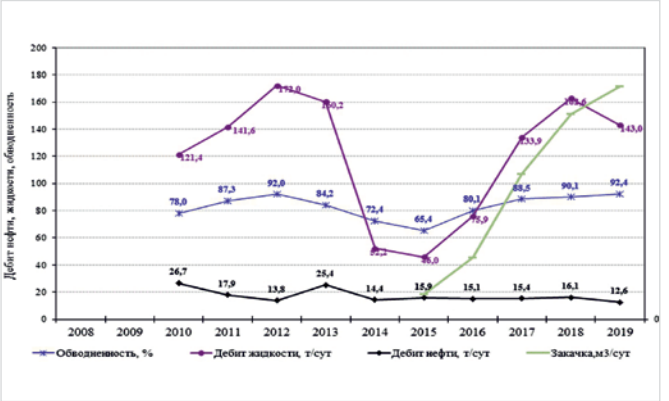


Рис. 2 — Состояние разработки визейской залежи
Pic. 2 — Visean deposit development status

собой отношение количества скважин с признаками нефти к общему числу законченных строительством скважин, в целом по месторождению составил 1,0. Оперативный подсчет запасов был выполнен в 1974 г. Уточнение запасов производилось в начале 90-х гг. Пласты визейского объекта введены в эксплуатацию в 2010 г.

Характеристика начальных и текущих запасов приведена в таб. 1, состояние разработки визейской залежи представлено на рис. 1 и 2.

Анализ качества выработки запасов показывает, что при текущем отборе от НИЗ 35%, обводненность соответствует степени выработки запасов 92%. Можно сделать вывод об опережающем обводнении продукции, что так же демонстрируется текущей характеристикой скважин-кандидатов, приведенных на рис. 3–5. Прогноз по ВНФ показывает, что при сохранении текущей динамики основных показателей утвержденный КИН не может быть достигнут.

С целью снижения обводненности и для достижения проектного КИН были выполнены ранее ряд геолого-технических мероприятий (рис. 6). Большая эффективность была получена от внедрения боковых стволов. (рис. 7). В результате было предложено дальнейшее использование ввода боковых стволов

Таб. 1 — Характеристика запасов разрабатываемой залежи
Tab. 1 —Description of reserves of the developed deposit

Начальные запасы нефти, тыс. т			Текущие запасы нефти, тыс. т		
НГЗ	НИЗ	КИН	ТГЗ	ТИЗ	КИН
3769	1489	0,395	3278	998	0,264

Рис. 3 — Характеристика скважины-кандидата № 3
Pic. 3 — Candidate well characterization №3

Таб. 2 — Сводная характеристика скважин-кандидатов
Tab. 2 — Summary of candidate wells

№№ скв.	Остаточн. извлек. запасы, тыс.т	Нефтенас. толщины, м	P пл, атм	Q нефти, т/сут	Q жидкости, т/сут	Обводн, %
3	65,3	9,0	116	7,0	179,2	96,1
6	57,8	8,8	112	2,5	49,6	95,0
9	89,7	9,5	108	3,2	112,8	97,2

Таб. 3 — Технологический эффект бурения БГС
Tab. 3 — Technological effect of drilling BGS

Базовый вариант		Вариант БГС		Эффект	
Q нефти, тыс. т/год	Q жидкости,тыс. т/год	Q нефти, тыс. т/год	Q жидкости, тыс. т/год	ΔQ н, тыс. т/год	ΔQж,тыс. т/год
4,6	124,7	116,1	147,8	111,4	23,1

Рис. 4 — Характеристика скважины-кандидата № 6
Pic. 4 — Candidate well characterization №6

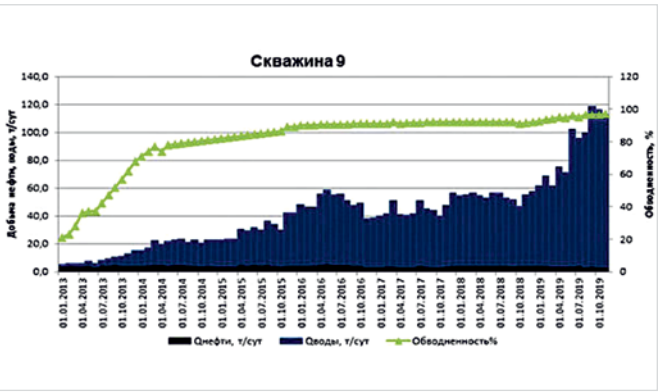


Рис. 5 — Характеристика скважины-кандидата № 9
Pic. 5 — Candidate well characterization №9

Рис. 6 — Соотношение выполненных ГТМ на объекте воздействия
Pic. 6 — The ratio of completed geological and technical measures at the object of impact

Рис. 7 — Эффективность выполненных ГТМ на объекте воздействия
Pic. 7 — The effectiveness of the performed geological and technical measures at the object of impact

на существующем фонде обводившихся скважин.

В качестве скважин-кандидатов на бурение БГС были приняты 3 скважины, характеристика которых приведена в таб. 2. Динамика обводненности продукции, объемов добываемой жидкости и нефти указаны на рис. 3–5. Расположение скважин в контуре месторождения приведено на рис. 8.

По результатам проведения бурения БГС были получены следующие комплексные эффекты (таб. 3).

Выводы

1. Бурение боковых горизонтальных стволов дает значимый эффект даже при высокой обводненности продукции скважин.
2. Применение боковых стволов эффективно не только на последних стадиях разработки, но и в случае разработки новых интенсивно эксплуатируемых залежей.
3. Применение боковых стволов позволяет достигнуть проектного КИН и вовлечь в разработку недренируемые участки залежи при интенсификации эксплуатации залежи.

Литература

1. Кудинов В.И., Савельев В.А., Богомольный Е.И., Шайхутдинов Р.Т., Тимеркаев М.М., Голубев Г.Р. Строительство горизонтальных скважин. М.: Нефтяное хозяйство, 2007. 688 с.
2. Кузьмина Т.А., Миронов А.Д. Опыт разработки низкопродуктивных объектов с применением технологии многозабойного бурения // Вестник ПНИПУ. 2012. №3. С. 89–93.
3. Сучков Б.М. Горизонтальные скважины. Москва–Ижевск: НИЦ Регулярная и хаотическая динамика, 2006. 424 с.
4. Иванова Т.Н., Чикишева О.А. Оценка эффективности боковых стволов и боковых горизонтальных стволов на Киенгопском месторождении. Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. С. 148–153

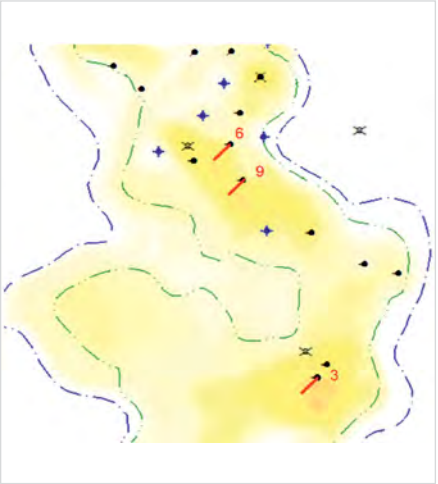


Рис. 8 — Расположение скважин-кандидатов в контуре месторождения
Pic. 8 — Location of candidate wells in the field circuit

ENGLISH

Conclusions

1. Drilling of horizontal lateral shafts gives a significant effect even with high water cut of well production.
2. The use of sidetracks is effective not only in the last stages of development, but also in the case of the development of new intensively exploited deposits.
3. The use of sidetracks allows you to achieve the design oil recovery factor and to involve non-drained deposits in the development with the intensification of the exploitation of the deposits.

References

1. Kudinov B.I., Saveliev V.A., Bogomolniy E.I., Shaikhutdinov R.T., Timerkaev M.M., Golubev G.R. Construction of Horizontal Wells. Moscow: Oil Industry, 2007, 688 p. (In Russ.).
2. Kuzmina T.A., Mironov A.D. Experience in the development of low-productivity facilities using multi-hole drilling technology// Bulletin of PNIPU, 2012, issue 3, pp. 89–93. (In Russ.).
3. Suchkov B.M. Horizontal wells. Moscow–Izhevsk: SIC Regular and chaotic dynamics, 2006, 424 p. (In Russ.).
4. Ivanova T.N., Chikisheva O.A. Evaluation of the effectiveness of sidetracks and horizontal sidetracks at the Kiengop field. Izhevsk: Institute for Computer Research, 2017, pp. 148–153. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

С.Б. Колесова, кандидат наук, директор

М.Б. Полозов, кандидат наук, доцент кафедры РЭНГМ

И.Т. Нургалиева, инженер кафедры БНГС

В.К. Жуков, кандидат наук, доцент кафедры РЭНГМ
Институт нефти и газа им. М.С. Гуцериева ФГБОУ ВО «Удмуртский государственный университет», Ижевск, Россия
Для контактов: michael999@inbox.ru

Svetlana B. Kolesova, Ph.D., director

Mikhail B. Polozov, Ph.D., associate professor

Ilnara T. Nurgalieva, engineer of the department of BNGS

Vladimir K. Zhukov, associate professor
Udmurt State University, Izhevsk, Russian Federation
Corresponding author: michael999@inbox.ru

АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«НПО «ПОЛИЦЕЛЛ»

ПРОИЗВОДСТВО ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ И КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ

Реагенты и материалы для буровых растворов на водной основе

Реагенты – стабилизаторы, регуляторы фильтрации и реологических свойств
Крахмальные реагенты ПолиКР
Смолополимер ФХЛС, ФЛСФ, Полиреотин
Реагент гуматный ПолиРГМ
Биоксан, КМЦ-ТС, ПАЦ-Н, ПАЦ-В

Смазочные добавки
Жидкие – СМЭГ, Полиэколуб
Сухие - Микан, Силанж

Противоприхватная добавка Полиантифрик
Противосальниковая добавка Полидегленд

Ингибиторы глин
Полиэколь, Полиэкосил
Политексол, ПолиАминал

Пеногасители
Жидкие –Полидефом и Полидефомер
Сухие- Полифосфом и Полидефолуб

Составы для приготовления тяжелых жидкостей
ПолиСТЖ-1600, -1800,-2100

Реагенты и материалы для цементирования скважин

Микронизированные цементы
Ультрацемент-5, Ультрацемент-7, Ультрацемент-10

Функциональные добавки для к цементным растворам и составы для приготовления буферных жидкостей
Полицем Пласт, Полицем Газблок, Полицем Стаб, Полицем СТП ,Полицем Дефом, Полицем ПБ-С

Водоизолирующие и тампонирующие составы

Полимерные композиции
Гелеобразующий реагент Полиэкспан
Реагент Полиблок (водоизолирующий и кольматирующий)
Реагент Полигель КСМ (гелеобразующий)
Реагент Полигель АСМ
Водоизолирующий состав Политан
ПолиИзолит

Кольматирующие наполнители (Кольматанты)
Слюдяные кольматирующие наполнители марок К, КФ, КФ-Ц
Комплексные кольматирующие наполнители
Реагент-наполнитель Полиплаг
Армирующий наполнитель Полифибр

Реагенты и материалы для РУО

Состав для приготовления буровых эмульсий Полиэмульсан
Эмульгатор Полиойлчек Стаб
Органобентонит Полиолеогель
Гидрофобизатор Полиойлчек Гидрофоб
Понизитель фильтрации Полиойлчек Фильтр
Регулятор вязкости Полиойлчек Вис

Системы и концентраты буровых растворов

Система бурового раствора Полиэконол-Флора
Система бурового раствора Полиэконол-Аква
Система бурового раствора Полибур–Турбо
Система бурового раствора Полиформ
Коллоид-полимерная сухая смесь КПСС

Реагенты и материалы для РИР и КРС

Реагент ПолиПАВ
Технологическая жидкость ПолиРИР
Кремнийорганический полимерный состав Полискреп
Реагент ПолиРР
Тампонажная сухая смесь ПолиТГП
Тампонирующий материал Полифильтрол
Состав для ликвидации поглощений Полиблокатор Комби

Реагенты специального назначения

Полипрон, Полидеэмульзол
Полидегидрат, Полибакцид

Россия, 600020, г. Владимир, ул. Линейная, д.3
e-mail: mail@npo-polycell.ru

(4922) 32-68-84, 32-51-40
www.npo-polycell.ru

Система постоянного оперативного тока СОПТ-МТ

Оперативный ток на подстанции применяется для питания устройств релейной защиты, сигнализации, цепей управления высоковольтным аппаратами и устройств противоаварийной автоматики. От надежности этих устройств зависит работоспособность всей подстанции, поэтому к оперативному току предъявляют повышенные требования.

Самым надежным источником питания являются аккумуляторные батареи. Они обеспечивают питание оперативных цепей в любой момент времени необходимым уровнем напряжения и мощности независимо от состояния основной сети. Применение постоянного оперативного тока на подстанции позволяет организовывать простые и надежные схемы релейной защиты, которые не требуют установки дополнительных блоков питания. Поэтому системы постоянного оперативного тока (СОПТ) нашли широкое применение на объектах энергетики (собственные нужды электростанций, подстанций, распределительных пунктов), нефтегазовой отрасли и промышленности.

Основными элементами СОПТ являются зарядно-выпрямительные устройства (ЗВУ), аккумуляторная батарея и система распределения нагрузки. Система СОПТ получает питание от одного или двух независимых вводов переменного тока. В нормальном режиме зарядно-выпрямительные устройства питают основных потребителей и обеспечивают заряд аккумуляторной батареи. В аварийном режиме, при отключении вводов питающего напряжения, питание потребителей продолжается от аккумуляторной батареи без перерыва в электроснабжении.

Система СОПТ-МТ производства ООО «НТЦ «Механотроника» состоит из трех основных шкафов:

1. ШАБ-МТ – шкаф аккумуляторных батарей;
2. ШОТ-МТ – шкаф оперативного тока;
3. ШРОТ-МТ – шкаф распределения оперативного тока.

В шкафу **ШАБ-МТ** размещается комплект аккумуляторных батарей, состоящий из 17 отдельных моноблоков напряжением 12 вольт. Аккумуляторные батареи соединяются последовательно для организации постоянного напряжения 220В. Емкость аккумуляторных батарей может быть выбрана из диапазона от 55 до 150 А*ч. Также в шкафу ШАБ-МТ реализована функция защиты аккумуляторной батареи от глубокого разряда, и расположен первый уровень защиты от токов короткого замыкания.

Шкаф **ШОТ-МТ** содержит зарядно-выпрямительные устройства, которые работают параллельно на одну аккумуляторную батарею. Для повышения надежности зарядно-выпрямительные устройства в системе зарезервированы. Применяют две основные схемы резервирования:

1. Схема резервирования **2N.** При такой схеме имеется два комплекта зарядно-выпрямительных устройств, которые работают параллельно. Каждый комплект выбирается по полному току всей нагрузки, таким образом при повреждении одного из комплектов оставшийся в работе питает всю нагрузку, и система продолжает питание потребителей без перерыва в электроснабжении. Эта схема является наиболее надежной.

ШАБ-МТ
(шкаф аккумуляторных батарей)

ШОТ-МТ
(шкаф оперативного тока)

ШРОТ-МТ
(шкаф распределения оперативного тока)

2. Схема резервирования **N+1** – схема с одним избыточным элементом. При такой схеме в состав комплекта ЗВУ добавляется 1 резервный выпрямительный модуль. При возникновении сбоя в работе одного из рабочих модулей резервный модуль принимает всю его нагрузку на себя, и система продолжает работу. Модульная структура ЗВУ позволяет оперативно выполнить «горячую замену» неисправного модуля. Данное решение позволяет существенно снизить стоимость всей системы СОПТ.

Кроме зарядно-выпрямительных устройств в шкафу **ШОТ** размещается второй уровень защиты от токов короткого замыкания. В зависимости от конфигурации системы в шкафу также могут быть размещены дополнительные системы: система пофидерного контроля изоляции, блок аварийного освещения, устройства организации мигающего света или третий уровень защиты от токов КЗ и перегрузок.

Шкаф **ШРОТ-МТ** содержит секции с защитными аппаратами для питания основных и резервных защит и секции для питания электромагнитов выключателей. В качестве защитных аппаратов могут применяться автоматические выключатели или предохранительные разъединители нагрузки. Дополнительно в шкафу ШРОТ могут размещаться цифровые или стрелочные измерительные приборы.

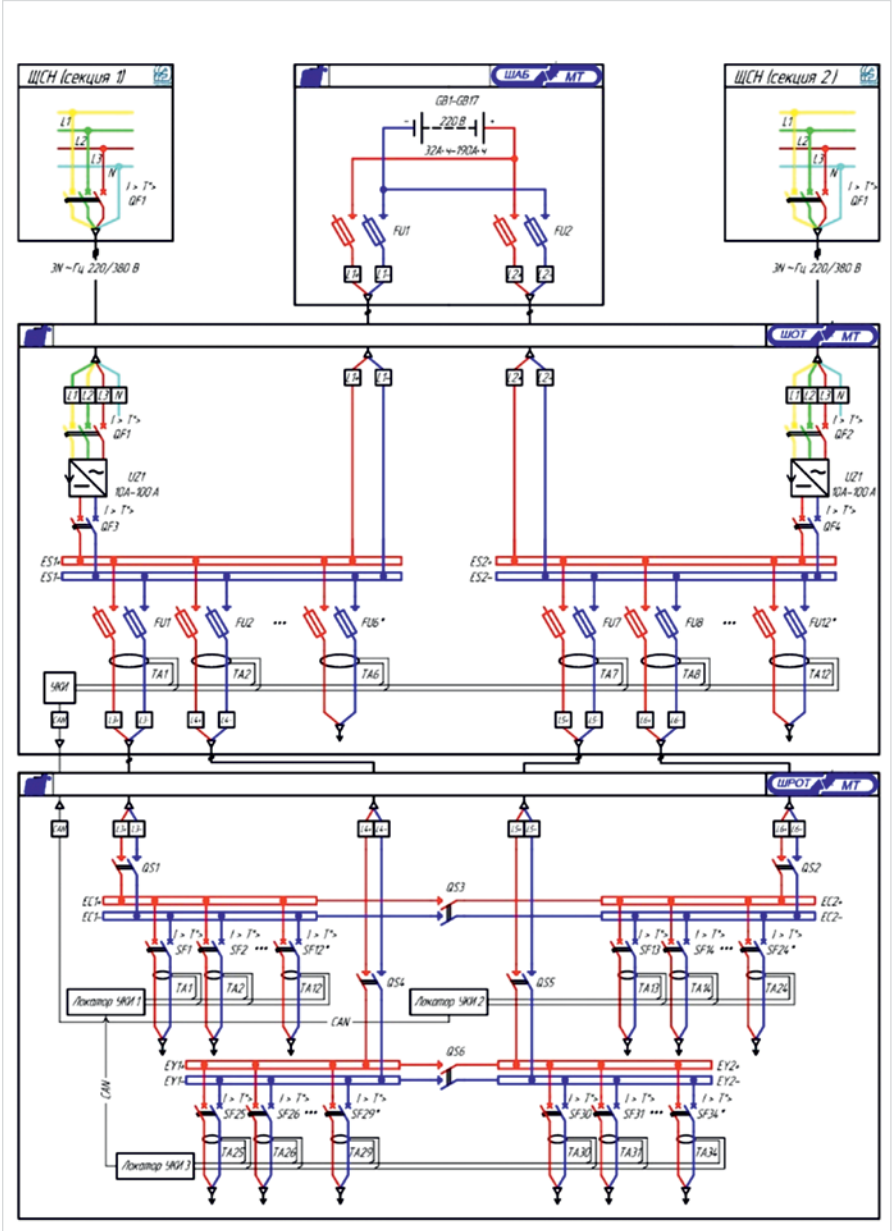
Количество и состав шкафов зависит от питаемого оборудования, при небольшой потребляемой мощности возможна установка аккумуляторных батарей в шкаф ШОТ-МТ, что позволит оптимально организовать систему оперативного тока за счет экономии средств и занимаемого пространства.

Использование герметичных аккумуляторных батарей позволяет исключить дополнительные расходы на эксплуатацию по сравнению с батареями открытого типа. В совокупности с пониженной интенсивностью газообразования, позволяющей размещать такие аккумуляторы вместе с питаемым оборудованием и не предъявляющей особые требования к вентиляции помещения, а также очень высоким КПД системы более 95%.

СОПТ-МТ имеет широкий диапазон рабочей температуры от -20°С до +50°С и, в отличие от систем постоянного оперативного тока с батареями открытого типа, способна работать и в отрицательных температурах, что не приведет к аварийной ситуации при неисправности обогрева помещения.

Программируемые релейные выходы и входы, а также дополнительные расширительные модули позволяют оптимизировать типовые варианты шкафов под индивидуальные задачи объекта и проекта. Конфигурирование и настройка системы возможны с помощью ноутбука, подключаемого через порт USB, расположенный на передней панели, по каналу связи с АСУ (RS-232, RS-485, Ethernet) или с помощью ЖК дисплея на двери шкафа.

СОПТ-МТ ведет внутренние журналы событий и регистрирует следующие параметры:



Структурная схема оперативного тока на базе шкафов ШАБ, ШОТ и ШРОТ

- переменное напряжение (2 датчика);
- постоянное напряжение (6 датчиков);
- постоянный ток (4 датчика);
- температуру (2 датчика);
- результаты тестирования аккумуляторной батареи;
- кривые заряда-разряда;
- состояние изоляции;
- информацию с цифровых и аналоговых входов системы;
- положение коммутационных аппаратов отходящих присоединений.

Внутренняя память хранит более 10000 сообщений, записи журнала не теряются при аварийном отключении питания. С дисплея шкафа возможна настройка параметров тревог и состояний выходных реле системы.

СОПТ-МТ имеет встроенную систему контроля изоляции (СКИ), а также возможна поставка дополнительного переносного устройства, которое дает возможность ручного поиска поврежденного фидера без отключения присоединения и дополнительных затрат на установку СКИ с автоматическим поиском.

Дополнительными опциями являются блок аварийного освещения, осуществляющий аварийное переключение между цепями питания от источника переменного тока и от источника постоянного тока при пропадании напряжения на шинах щита собственных нужд, и антиконденсатный подогрев, служащий для устранения влаги, препятствующий ее образованию при резком изменении температуры окружающей среды.

МЕХАНОТРОНИКА
Интеллектуальные устройства релейной защиты

ООО «НТЦ «Механотроника»
г. Санкт-Петербург
тел. 8-800-250-63-60
www.mtrele.ru

«Техэксперт» — помощник в «цифровой трансформации»

Цифровизация производства возможна только при условии внедрения современных технологий во все этапы жизненного цикла продукта и во все уровни управления предприятием. Для многих отраслей этот путь — единственная возможность адаптироваться к новым условиям.
Компании переводят в цифровой формат важнейшие функции, улучшают свой портфель продуктов за счет расширения цифрового функционала и включения инновационных услуг.
О современных технологиях и автоматизированных системах, разрабатываемых для успешной цифровизации российских предприятий, рассказал генеральный директор АО «Кодекс» Сергей Тихомиров.

— Сегодня много говорят о том, что цифровизация производства — залог конкурентоспособности. Какие решения для этого АО «Кодекс» готово предложить российским предприятиям?

— «Наша компания уже 30 лет занимается вопросами цифровизации нормативной и технической документации на предприятиях. Мы разрабатываем технологии, позволяющие автоматизировать почти все стадии управления жизненным циклом нормативного документа (СУ НТД «Техэксперт»), предоставляем услуги по созданию и использованию цифровых стандартов, разрабатываем высокотехнологичные решения по реализации системы управления требованиями (СУТр).

При этом мы поддерживаем тренд цифровизации: производим отечественный софт, предлагаем услуги, связанные с российскими технологиями. Профессионально занимаемся цифровыми документами. Ведь цифровизация без перехода к ним практически невозможна.

Российские предприятия, благодаря нашим разработкам, повышают качество выпускаемой продукции и безопасность производства. Компания берет на себя обеспечение нормативно-технической документацией и внедрение заказных решений для крупнейших предприятий нефтегазовой отрасли: «Газпрома», «Лукойла», «Роснефти», «Транснефти», «Сургутнефтегаза» и других.

Весь комплекс решений на языке цифровизации мы называем цифровой платформой, которая включает в себя не только программные технологии, но и контент. Мы владеем огромным объемом информации, постоянно ведем работу по её обновлению и совершенствованию обработки, и это залог определенной уникальности наших разработок.

Многофункциональная программная и информационная цифровая платформа «Техэксперт» предназначена для управления нормативно-технической документацией предприятий, нормативными требованиями к продукции, доступа и работы со всеми видами нормативных документов.

Многолетний опыт в сфере программных разработок помог нам создать набор современных прикладных инструментов, объединенных в гибкую структуру. Глубокое понимание бизнес-процессов позволяет создавать решения, соответствующие самым высоким стандартам качества.

Каждый продукт, реализованный на базе платформы «Техэксперт», может работать как отдельная узкоспециализированная система, так и вместе с другими системами в составе более крупных многофункциональных решений. В её основе лежат собственные разработки АО «Кодекс», основанные на современных российских технологиях и мировом опыте в сфере IT, а программные продукты создаются таким образом, чтобы в полной мере закрывать потребности любого предприятия и легко встраиваться во все рабочие процессы.

На базе платформы «Техэксперт» разработаны профессиональные справочные системы, Система управления нормативной и технической документацией (СУ НТД), Система управления требованиями (СУТр), Интегрированная система управления производственной безопасностью (ИСУПБ), Система управления нормативно-справочной информацией (СУ НСИ) и интеграционные решения.

Мы ведем большую работу по развитию и внедрению всех компонентов платформы в ряде компаний и считаем, что цифровизация в области создания и управления стандартами будет связана именно с переходом к цифровым стандартам, которые нуждаются в использовании Систем управления требованиями».

— В связи с переходом экономики на «цифровые рельсы» отечественные предприятия остро нуждаются в ускорении принятия новых современных цифровых стандартов. Расскажите, пожалуйста, что входит в это понятие?

— «Цифровой стандарт — сложная информационная система, которая дает возможность представлять этот стандарт в разных видах. Для чтения человеком — это может быть текстовый формат, для работы в конструкторских системах и для передачи в системы проектирования — цифровые модели и числовые параметры, которые в дальнейшем применяются другими автоматизированными системами, в том числе без посредничества человека. АО «Кодекс» один из первых разработчиков в России, который уже готов закрыть большую часть запросов потребителей по переходу на стандарты цифровой экономики.

Сейчас мы работаем над новым поколением тиражных систем. Их принципиально качественное содержание заключается как раз в новом цифровом формате документов. Его будут использовать все системы, входящие в цифровую платформу «Техэксперт».

Также мы разрабатываем и включаем цифровые модели изделий, которые стандартизованы соответствующими ГОСТами, в системы «Техэксперт». Надеюсь, что конструкторы и проектировщики это оценят и будут использовать эти библиотеки в своих конструкторских проектных системах».

— Что требуется для успешного внедрения цифровых стандартов на предприятиях?

— «Необходимо в первую очередь автоматизировать все процессы работы с нормативно-технической документацией, начиная от ее разработки, заканчивая ее применением. Вот этим наша компания сейчас активно занимается, потому что мы считаем, что управление НТД и организация экспертной работы влияет на качество НТД, на скорость ее разработки. А качество НТД напрямую влияет на качество продукции.

Решить вопрос актуализации, систематизации НТД и доступа ко всем необходимым в работе документам позволяет разработанная нами «Система управления нормативной и технической документацией на платформе «Техэксперт» («СУ НТД. Базовый вариант»)». Это комплексное программное решение для автоматизации процессов, связанных с управлением нормативной и технической документацией на предприятии. Оно предназначено для крупных организаций, где источники нормативных документов разрозненны, документация хранится в различных информационных системах, что затрудняет работу с ней, а также несет материальные риски для предприятия.

СУ НТД позволяет организовать единый фонд электронной нормативной документации компании, получить набор базовых сервисов для управления документами. Функции руководства типовыми бизнес-процессами вокруг документов берут на себя специальные модули управления. Система также открывает доступ к базе зарубежных и международных стандартов от ведущих мировых разработчиков. Все это во многом облегчит работу отделов стандартизации и рядовых сотрудников.

Пользователи «Системы управления нормативной и технической документацией на платформе «Техэксперт»» убедились, что ее внедрение напрямую влияет на эффективность предприятия, поэтому комплектация решения постепенно расширяется за счет автоматизации большего количества процессов».

— Каким образом предприятие сможет управлять цифровыми стандартами и успешно их использовать их в производстве?

— Для этого нужна система управления требованиями. Что такое требование? Это положение нормативного документа, который излагает, что должно быть выполнено применительно к продукции, к процессам и т.д. И всей совокупностью этих требований необходимо управлять. Поэтому наша дальнейшая цель — Система управления требованиями (СУТр). Это класс систем, отвечающих за процессы идентификации, документирования, анализа, приоритизации требований, управления их изменениями и уведомления об этих изменениях соответствующих лиц.

Система управления требованиями сопровождает производство продукции на всех стадиях жизненного цикла, она создает понятийную модель продукции — иерархический классификатор и содержит электронный технический проект (эталон), в котором есть все требования ко всем компонентам и характеристикам. Таким образом, СУТр помогает выпустить изделие именно таким, каким оно было задумано, обеспечив его высокое качество и дальнейшую правильную эксплуатацию.

Сегодня системы управления требованиями используют все крупные западные производители промышленной продукции. В России ряд предприятий пробовали внедрить СУТР, но сделать это в полноценном виде у них не получилось.

Причина заключается в очень высокой трудоемкости ввода данных. Заполнить всю совокупность требований и построить системную модель — очень непросто. Никак не решен вопрос заполнения и управления нормативными требованиями нормативных документов. Они предполагают ручной ввод даже в западных СУТр. Кроме того, нужно постоянно отслеживать их изменения, а западные системы этого делать не умеют.

Поэтому и нужны современные полноценные отечественные системы управления требованиями. Необходимо решить задачу их заполнения и мое мнение, что на сегодняшний день решить ее можем только мы, так как обладаем уникальным преимуществом — у нас есть нормативная база, разделенная на отдельные требования, которые просто переносить в систему. И если в базе будут изменения, то мы совершенно спокойно сможем сообщить об этом системе.

Пилотный вариант системы у нас уже разработан, и мы собираемся запускать первые проекты на базе наших заказчиков.

Самое важное, что проблематику управления требованиями понимает российская промышленность. Нам известно, что внедрением систем управления требованиями и систем управления нормативно-технической документацией озабочены такие отрасли, как авиастроение, машиностроение, НГК, предприятия атомной и космической промышленности. Следовательно, создавая отечественную СУТр, мы сможем удовлетворить потребность этих предприятий. Её внедрение в работу российских компаний принесёт большую пользу для всех участников производственных процессов, станет следующим шагом развития нормативной сферы промышленности.

— Расскажите, как ситуация с коронавирусом, массовыми выходными и экономическим спадом отразилась на вашем бизнесе? Какие антикризисные меры вы предприняли?

— Наша компания — надежный Информационный канал, и мы обеспечивали пользователей продуктов «Кодекс» и «Техэксперт» самой оперативной и ценной информацией о мерах борьбы с коронавирусом. Так, для того чтобы предприятия могли иметь доступ к качественной информационной поддержке, мы предоставили возможность российским компаниям получить бесплатный онлайн-доступ к нашим продуктам и работать с ними независимо от местоположения. В мае мы запустили бесплатную справочную систему «Информационный канал Кодекс\Техэксперт: Антикризис», разработанную для информирования общества, бизнеса и госорганов о важной информации, связанной с антикризисной поддержкой населения и борьбой с пандемией.

Удаленный режим труда никак не сказался на эффективности работы Консорциума «Кодекс» и не мешал нам исполнять обязательства перед клиентами. Все услуги оказывались в стандартном режиме в формате 24/7, рабочие вопросы пользователей решались максимально оперативно.

Наши представители в регионах — Информационная сеть «Техэксперт» — всегда четко и грамотно выстраивают работу с клиентами, придумывают и реализовывают новые схемы взаимодействия с ними, и в условиях пандемии предлагали наиболее выгодные условия для удобной удаленной работы и ведения бизнеса.

За 30 лет мы пережили не один финансовый кризис и накопили богатый опыт работы в сложных условиях. Нынешний кризис похож на ситуацию в 2014-2016 годах. Тогда тоже произошло падение цен на нефть, следом упал курс, начались различные негативные события в нашей отрасли. Сегодня происходит что-то похожее. Деятельность, связанная с IT-разработками, конечно, не оказывает масштабного влияния на макроэкономику, не зависит напрямую от фондовых индексов, курса рубля и цен на нефть. Но наши услуги очень нужны реальному бизнесу, а все остальное находится у нас в руках, поэтому мы продолжаем работать при любых обстоятельствах. Несмотря на мировой кризис, Россия должна встать на цифровые рельсы, а мы ей в этом поможем. Тем более, что у нас все для этого есть: 30-летний опыт, знания, мощный научно-технологический потенциал.

ТЕХЭКСПЕРТ

Подробности о системах «Техэксперт» вы можете узнать по телефону «горячей линии» 8-800-555-90-25

РЕГИСТРАТОР ВЫНОСА ТВЕРДЫХ ФРАКЦИЙ КАДЕТ

инструмент для поддержания баланса эффективной и безопасной работы

10 достоинств

1. Мониторинг выноса песка из скважин в режиме реального времени
2. Регистратор адекватно и эффективно регистрирует факты выноса песка и контролирует тренды этого выноса из газодобывающих скважин
3. Высокая помехоустойчивость. Нулевое значение при отсутствии выноса песка. Регистрирует только твердые частицы
4. Наличие радиоканала позволяет считывать результаты измерений с помощью мобильного АРМ и передавать данные на расстояние до 5 км.
5. Автономность питания электронных модулей регистратора позволяет эксплуатировать РВТФ «КАДЕТ» при отсутствии кабелей питания и связи
6. Широкий динамический диапазон регистрации, простой понятный интерфейс, удобство обслуживания
7. В регистраторе предусмотрена возможность изменения настроек при проведении калибровок на конкретном газовом промысле
8. Наличие «имитатора выноса песка» позволяет проводить дистанционную проверку работоспособности регистратора
9. Конструкция элементов регистратора не предполагает при проведении монтажа регистратора выполнения огневых и сложных монтажных работ
10. РВТФ «КАДЕТ» позволяет проводить мероприятия по подержанию оптимального режима работы скважины

Наличие в газовом потоке твердых фракций в виде песка может привести к эрозионно-коррозионным повреждениям скважинного оборудования.

Регистратор выноса твердых фракций (РВТФ) «КАДЕТ» ВН1228 обеспечивает количественное отслеживание уровня выноса песка в режиме реального времени и формирует на выходе информацию для поддержания работы скважины в оптимальном режиме. Акусто-эмиссионный способ регистрации сигналов от соударения песчинок со стенками трубы, позволяет в сочетании с цифровой обработкой точно отражать динамику выноса твердых фракций.

Основные характеристики:

Минимальный размер регистрируемых частиц..... 20 мкм.
Минимальный регистрируемый объем выносимых частиц.....0,002 г/сек.
Период обновления данных .....от 15 сек. до 60 мин.
Чувствительный элемент (акусто-эмиссионный) .....3 шт.
Возбудитель .....1 шт.
Температура окружающей среды.....от -50° до +50°С
Срок службы внутренних элементов питания,
при опросе один раз каждую минуту.....не менее 36 мес.
Конструктивное исполнение — «искробезопасная электрическая цепь» 2ExicIIAT4.

Два исполнения:

- Беспроводной с внутренним источником питания и передачей информации по радиоканалу. ВН 1228
- Проводной с внешним источником питания и интерфейсом RS-485. ВН 1228-01

БИНАР

607188, Нижегородская область, г. Саров,
Южное шоссе, д. 12, стр.15,
+7 (83130) 5-99-35, 5-99-53
binar@binar.ru, www.binar.ru

DOI:10.24411/2076-6785-2020-10086 УДК 665.6.032 | Научная статья

Разработка месторождений высоковязких нефтей с использованием инновационных технологий, влияющих на пластовую систему

Ю.В. Волков[1,2], Б.В. Успенский[1,2], А.Р. Гайнутдинова[3], М.Р. Фаткулин[1], Р.Р. Хазиев[2]
[1]Казанский федеральный университет, [2]ИПЭН АН РТ, [3]Институт «ТатНИПИнефть»
radmir361@mail.ru

Аннотация
Задача настоящего исследования посвящена изучению влияния реагента различной концентрации на физико-химические свойства высоковязкой нефти и подбору реагента с наиболее эффективными показателями для снижения вязкости в карбонатных коллекторах среднего карбона. Полученные результаты исследования показали, что реагент адсорбировался на структурообразующих компонентах нефти и ослабил взаимодействие между ними, что привело к снижению вязкости нефти.
Самое большее снижение вязкости нефти удалось достичь при введении 2% реагента в нефтяную эмульсию (снижение вязкости на 51 мПа*с или 6%), и 3 % реагента в обезвоженную нефть (снижение вязкости 32 мПа*с или 4,9 %).

Ключевые слова
высоковязкие нефти, реагент, снижение вязкости

Материалы и методы
В качестве метода разделения, основанного на распределении вещества между подвижной и неподвижной фазами, использован метод газовой хроматографии с применением програмного пакета «TotalChrom». Для разделения нефти на компоненты в лабораторных условиях применялся SARA-анализ.

Для цитирования:
Ю.В. Волков, Б.В. Успенский, А.Р. Гайнутдинова, М.Р. Фаткулин, Р.Р. Хазиев. Разработка месторождений высоковязких нефтей с использованием инновационных технологий, влияющих на пластовую систему. 2020. №3. С.43-46. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10086.

Поступила в редакцию: 15.05.2020

UDC 665.6.032 | Original Paper

Influence of reagent on the physical and chemical properties of high-viscosity oil and its effectiveness in reducing viscosity

Yuriy V. Volkov[1,2], Boris V. Uspensky[1,2], Al'bina R. Gainutdinova[3], Mukhammedrakhim R. Fatkulin[1], Radmir R. Khaziev[2]
[1]Kazan Federal University, [2]Institute of ecology and subsoil use of the Academy of Sciences of the Tatarstan Republic, 3Institute "TatNIPIneft"
radmir361@mail.ru

Abstract
The task of this work is to study the effect of a reagent of various concentrations on the physical and chemical properties of high-viscosity oil and to select the reagent with the most effective indicators for reducing the viscosity in carbonate reservoirs of medium carbon. The results of the study showed that the reagent was adsorbed on the structure-forming components of the oil and weakened the interaction between them, which led to a decrease in the viscosity of the oil.
The greatest reduction in oil viscosity was achieved by introducing 2% of the reagent into the oil emulsion (a decrease in viscosity by 51 mPa * s or 6%), and 3% of the reagent into the dehydrated oil (a decrease in viscosity of 32 mPa*s or 4.9%).

Keywords
high-viscosity oils, reagent, reduced viscosityr

Materials and methods
The gas chromatography method using the "TotalChrom" software package is used as a separation method based on the distribution of the substance between the mobile and stationary phases. SARA analysis was used to separate the oil into components under laboratory conditions.

For citation:
Yuriy V. Volkov, Boris V. Uspensky, Al'bina R. Gainutdinova, Mukhammedrakhim R. Fatkulin, Radmir R. Khaziev. Influence of reagent on the physical and chemical properties of high-viscosity oil and its effectiveness in reducing viscosity // Ekcpozitsiya Net' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 3, pp. 43-46. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10086.

Received: 15.05.2020

Введение

Запасы высоковязкой (ВВН) и сверзвязкой (СВН) нефти, часто называемые нетрадиционными, являются важнейшей составляющей сырьевой базы нефтяной отрасли всех успешно развивающихся нефтедобывающих стран мира.

Начало активной разработки нетрадиционной нефти во многом поменяло саму идеологию и подходы к проектам в нефтяной отрасли, превратив каждый случай в уникальный научно-практический эксперимент.

По данным различных исследователей в России находится более 70 млрд т. прогнозных ресурсов нефти всех типов, освоение которых без инновационных подходов практически невозможно, даже если их значительные запасы и ресурсы относятсяк благоприятным регионам с довольно развитой инфраструктурой, как, например, в Татарстане, где только СВН добывают по 7,0–7,5 тыс. т/сут., применяя тепловые методы.

В работе проведена серия экспериментов, направленная на уточнение особенностей

физико-химических свойств и состава высоковязкой нефти, важных с позиций организации добычи, промысловой подготовки нефти и выбора направления ее дальнейшей переработки.

Объект исследования

В качестве объекта исследования послужили пробы нефти, отобранные на месторождениях РТ из среднекаменноугольных отложений с карбонатным типом коллектора (По согласованию с недропользователем название месторождений не разглашается).

Выбор объекта исследования обусловлен как сложностью разработки карбонатного коллектора существующими ныне методами, так и физико-химическими свойствами тяжелых нефтей, запасы которых сосредоточены в каменноугольных отложениях. Это обстоятельство требует изучения реологических свойств данного типа нефтей, а также проведения экспериментальных и лабораторных работ по изучению потокоотклоняющих свойств вытесняющего агента с целью прогнозного увеличения нефтеотдачи.

Стоит отметить, что выработка тяжелых нефтей в настоящее время сопровождается, в большинстве случаев с применением вторичных методов увеличения нефтеотдачи — применением заводнения залежей. Однако, в целях рациональной выработки запасов тяжелых нефтей необходимо применять и третичные методы увеличения нефтеотдачи с целью совершенствования системы заводнения.

Результаты и обсуждения

Определение физических свойств нефти

Лабораторные испытания проводились на нефтииз месторождений среднего карбона с карбонатным типом коллектора.

Анализ полученных в ходе лабораторных исследований результатов (таб. 1) позволяет классифицировать исследованную нефть как высоковязкую, битуминозную и высокосернистую.

Геохимические исследования нефти

В ходе исследований получены хроматограммы, по которым производились расчёты и интерпретация полученных результатов.

Для идентификации выделяемых компонентов использовались соответствующие эталоны (н-C_{18}, н-C_{21}), а также эталонные смеси (н-C_{12} – н-C_{24}). В дальнейшем аномалии (пики) на хроматограммах идентифицировались по принципу, основанному на постоянстве времени удерживания (времени от момента ввода пробы в колонку до выхода максимума пика концентрации) индивидуальных веществ в стандартных условиях определения.

Площади пиков на хроматограмме рассчитывались вручную и с использованием программного пакета «TotalChrom».

Результаты газохроматографических исследований нефти с подсчитанными биомаркерами представлены в таб. 2.

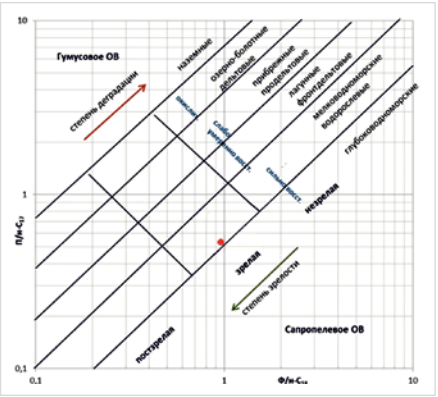


Рис. 1 — Реконструкция условийосадконакопления и степени катагенетической преобразованности ОВ в породе
Fig. 1 — Reconstruction of sedimentation conditions and degree of catagenetic transformation organic substance inrocks

Анализ биомаркеров позволяет определить пути миграции нефти из материнской породы в резервуар методом корреляции нефть — нефть и нефть — материнская порода, относительную термическую зрелость, а также возможные процессы вторичного изменения. Из-за их общей устойчивости к атмосферным воздействиям, биодеградации, испарению и другим процессам, биомаркеры также используются в качестве индикаторов загрязнения окружающей среды.

В ходе исследований был построен график распределения коэффициентов пристан/н-C_{17} и фитан/н-C_{18} (рис. 1), предложенный американскими учеными Кенноном и Кессоу для определения типа исходного органического вещества (ОВ) и степени его зрелости.

Из графика видно, что исходный образец расположен в области сильно восстановительных условий осадконакопления — мелководноморские водорослевые. Тип исходного ОВ пород сапропелевый, генезис – морской. Это подтверждается и отношением пристана к фитану (П/Ф), которое для всех исследуемых образцов ≤ 1, указывая на восстановительные условия фоссилизации ОВ.

Одной из простых и широко применяемых схем разделения нефти на компоненты в лабораторных условиях является SARA-анализ. Этот метод основан на разделении нефти на четыре аналитические группы соединений: насыщенные углеводороды, ароматические соединения, смолы и асфальтены (saturates, aromatics, resins, asphaltenes — SARA) (рис. 2).

По результатам проведенного группового анализа отмечается небольшое содержание в составе битумоида смолисто-асфальтеновых компонентов — 50,82%.

В составе смол наблюдается преобладание компонентов бензольной фракции. Содержание масляной фракции — 48,78% (таб. 3).

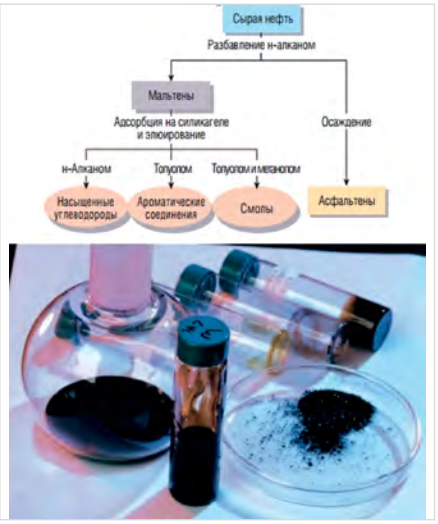


Рис. 2 — Разделение сырой нефти
Fig. 2 — Theseparationofcrudeoil

Реагент с концентрацией 7% понизил количество смолисто-асфальтеновых компонентов на 10,99%, тем самым повысив содержание масляных фракций и улучшив свойства нефти (таб. 3) методом фракционирования SARA [1].

В ряде публикаций [2, 3] отмечается, что тенденция к осаждению асфальтенов зависит от соотношения содержания в нефти смол и асфальтенов.

Это соотношение составило 3,6% в исходной нефти и 2,5% для нефти с добавлением реагента с концентрацией 7%, что говорит о высокой устойчивости нефти к образованию отложений асфальтенов, с одной стороны, и снижении устойчивости благодаря реагенту, с другой.

Подбор реагента с наиболее эффективными показателями для снижения вязкости

Опыт разработки нефтяных месторождений свидетельствует о том, что в процессе вскрытия и эксплуатации продуктивных пластов происходит постепенное ухудшение фильтрационных свойств в призабойной зоне пласта (ПЗП). Чаще всего это происходит из-за отрицательного влияния воды, образующей с нефтью стабильную эмульсию (рис. 3). При

Таб. 1 — Измерение физико-химических свойств нефти
Tab. 1 — Measurement of physical and chemical properties of oil

Определяемый параметр нефти	Прибор для измерения	Полученный результат
Вязкость	FUNGILAB	273 мПа*с
Плотность	Ареометр	978 кг/м3
Сера	СПЕКТРОСКАН SUL	4,52%

Таб. 2 — Результаты газохроматографических исследований
Tab. 2 — Results of gas chromatographic studies

Биомаркер/Образец	P/F	(P+F)/(C17+C18)	Квн	C27/C17	F/C18	P/C17	(2*C29)/(C28+C30)	CPI	Снч/Сч
Нефть исходная	0,56	0,75	0,31	0,53	0,97	0,53	0,94	0,92	0,97
Нефть + реагент 1%	0,54	0,61	0,37	0,61	0,80	0,43	0,90	0,91	1,19
Нефть + реагент 3%	0,51	0,69	0,38	0,61	0,92	0,46	0,91	0,91	0,95
Нефть + реагент 5%	0,55	0,71	0,29	0,49	0,94	0,5	0,93	0,89	0,97
Нефть + реагент 7%	0,51	0,6	0,33	0,56	0,81	0,4	1,03	0,97	0,98

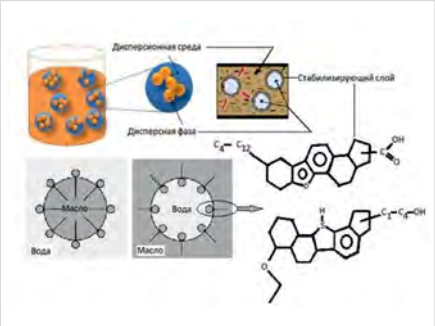


Рис. 3 — Нефтяная эмульсия [5]
Fig. 3 — Oil emulsion [5]

Таб. 3 — Результаты проведения экстракции битумоидов и определения их группового состава
Tab. 3 — Results of bitumoid extraction and determination of their group composition

№№п/п	% реагента	Групповой состав ХБА,%						
		масла	Смолы			Асфальтены		
			Бензол	сп.бензол	Σ	ч.к.	а.к.	Σ
1	0	48,78	26,28	13,49	39,77	7,28	3,77	11,05
2	1	47,81	23,73	15,12	38,85	7,26	6,08	13,34
3	3	47,47	27,77	12,75	40,52	8,17	3,84	12,01
4	5	46,47	31,64	11,78	43,42	6,58	3,53	10,11
5	7	60,17	20,34	7,94	28,28	7,5	4,05	11,55

наличии твердых частиц стабильность эмульсий значительно повышается, кроме того, увеличивается их вязкость. Образование эмульсий при добыче нефти — основная причина больших потерь нефти, удорожания ее транспортировки и подготовки к переработке. Поэтому актуальными являются вопросы повышения эффективности процессов добычи, транспорта и подготовки нефти, осложненные образованием эмульсий, на основании исследования влияния на них химических реагентов, применяемых в нефтедобыче, оптимизации использования деэмульгаторов, разработки методов стабилизации работы установок подготовки нефти и технологий обработки водонефтяных эмульсий [4].

Методика лабораторных экспериментов предусматривала добавление реагента различной концентрации от 1 до 7%, механического перемешивания смеси, термостатирование в течение 30 минут и проведение измерения вязкости.

Реагент — это раствор на органической основе темно-коричневого цвета, полученный электрохимическим путем из природных гумитов и каустобиолитов угольного ряда. Применяемый реагент является естественным для окружающей природной среды, не образует токсичных соединений в почве, воде, не загрязняет атмосферу, не оказывает негативного влияния на флору, фауну (таб. 4).

Основное действующее вещество реагента как препарата — физиологически активные калиевые соли гуминовых кислот (гуматы калия). Также в состав препарата входят аминокислоты, углеводы, водорастворимые карбоновыекислоты (щавелевая, янтарная, яблочная, лимонная), элементы минерального питания (азот, фосфор, калий) и микроэлементы (железо, медь, цинк, марганец, бор, молибден и др.).

В серии экспериментов была использована обезвоженная с помощью порошка прокаленного хлористого кальция нефть (рис. 4). Обезвоживание проходило по следующей методике: навеска порошка 200 гр. на дне конической колбы заливалась 500 мл нефти и оставлялась на отстой на 8 дней. В течение этого времени хлористый кальций впитывал в себя всю воду.

Результаты экспериментоввоздействия реагента на вязкость μ нефтяной эмульсии (НЭ) и обезвоженной нефти (ОН) среднего карбона представлены в таб. 5 и 6.

Показанные на рис. 5 и 6 кривые, наглядно свидетельствуют о том, что наиболее эффективными оказались концентрации реагента 2% для нефтяной эмульсии и 3% для обезвоженной нефти, снизившие вязкость на 51 и 32 мПа*с., соответственно.

Выводы

Исходя из полученных результатов в ходе проведения исследования, было выявлено, что реагент адсорбировался на структурообразующих компонентах нефти и ослабил взаимодействие между ними, что привело к снижению вязкости нефти.

Наибольшее снижение вязкости удалось достичь при введении 2% реагента в нефтяную эмульсию (снижение вязкости на 51 мПа*с или 6%), и 3 % реагента в обезвоженную нефть (снижение вязкости 32 мПа*с или 4,9 %).

Вытеснение нефти водой, которую содержит реагент, связано также с его влиянием на реологические свойства нефти. Введение реагента в нефть приводит к изолированию микрокристаллов парафинов и разрушению пространственной структуры, образуемой ими, а также к внедрению реагента в ассоциаты асфальто-смолистых веществ, следствием чего является снижение степени агрегирования АСВ (асфальто-смолистых веществ) в растворе низкомолекулярных углеводородов и уменьшение вязкости нефти.

Таб. 4 — Характеристика реагента
Tab. 4 — Characteristics of the reagent

Определяемый показатель	Единица измерения	Норма по ТУ 0392-001-99118391-2006
Внешний вид		Жидкость темно-корич. цвета
Массовая доля влаги	%	86-98
Содержание органического вещества	%	8-12
Содержание калиевых солей гуминовых кислот	%	4-5
Массовая доля калиевых солей гуминовых кислот на сухое вещество, не менее	%	70
pH Kcl суспензии		7,5-10
Массовая доля азота	мг/100 г	Не менее 100
Массовая доля фосфора	мг/100 г	Не менее 100
Массовая доля калия	мг/л	Не менее 100
Массовая доля мышьяка	мг/л	Не более 2
Массовая доля кадмия	мг/л	Не более 0,5
Массовая доля ртути	мг/л	Не более 2.1
Массовая доля свинца	мг/л	Не более 32
Эффективная удельная активность радионуклеидов	Бк/л	Не более 300
Удельная активность техногенных радионуклеидов	отн. ед.	1 отн. ед
Массовая концентрация 3,4 бенз(а)пирена	мг/кг	Не более 0,02

Литература

приведен пример ссылки на журнал, остальные в рекомендациях

Ященко И.Г. Ресурсы тяжелых нефтей мира и сравнительный анализ их физико-химических свойств // Экспозиция Нефть Газ. 2012. № 5. С. 47–53.

ГОСТ 7.1 – 2003 1. Акбарадзе К., Хаммами А., Харрат А. и др. Асфальтены: проблемы и перспективы. Нефтегазовое обозрение, 2007. 29 с.

Рис. 4 — Обезвоживание нефти
Fig. 4 — Oil dehydrating

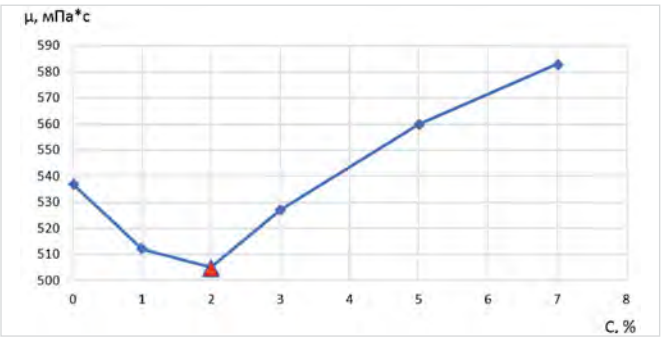


Рис. 5 — Зависимость динамической вязкости нефтяной эмульсии от концентрации реагента
Fig. 5 — Dependence of the dynamic viscosity of the oil emulsion on the concentration of the reagent

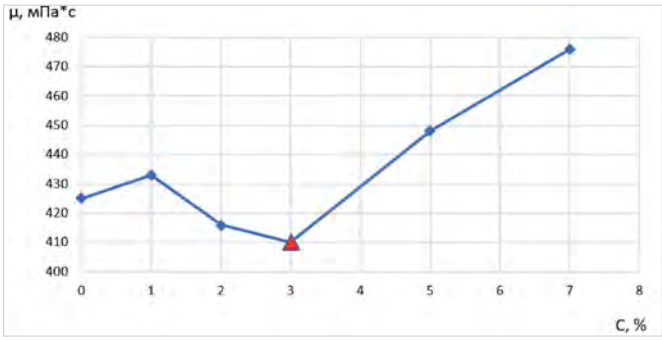


Рис. 6 — Зависимость динамической вязкости обезвоженной нефти от концентрации реагента
Fig. 6 — Dependence of the dynamic viscosity of dehydrated oil on the concentration of the reagent

2. Carnahan N.F and oth. Properties of Resins Extracted from Boscan Crude Oil and Their Effect on the Stability of Asphaltenes in Boscan and Hamaca Crude Oils // Energy & Fuels, 1999, issue 13, pp. 309–314. (In Eng.).
3. Khvostichenko D.S., Andersen S.I. Electrodeposition of Asphaltenes. II. Effect of Resins and Additives // Energy & Fuels, 2010, issue 24, pp. 2327–2336. (In Eng.).
4. Волков А.А., Балашова В.Д., Коновальчук О.Ю., Волкова И.И. К вопросу разрушения стабильных водонефтяных эмульсий // Нефтегазопромысловое дело. 2013. №5. С. 40–42.
5. Первичная подготовка тяжелых нефтей. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://en.ppt-online.org/450714 (дата обращения: 02.04.2020).

Таб. 5 — Действие реагента нанефтяную эмульсию
Tab. 5 — Effect of the reagent on the oil emulsion

μ НЭ, мПа*с-при Т=21,2С	1% реагента	2% реагента	3% реагента	5% реагента	7% реагента	Снижение μmax, мПа*с	Сни-жение μmax, %
537	512	505	527	560	583	32	6

Таб. 6 — Действие реагента на обезвоженную нефть
Tab. 6 — The action of the reagent on the dehydrated oil

μ НЭ, мПа*с ри Т=21,2С	1% реагента	2% реагента	3% реагента	5% реагента	7% реагента	Снижение μmax, мПа*с	Сни-жение μmax, %
425	433	416	410	448	476	15	3,5

ENGLISH

Conclusions
Based on the results obtained during the study, it was found that the reagent was adsorbed on the structure-forming components of the oil and weakened the interaction between them, which led to a decrease in the viscosity of the oil.
The greatest reduction in viscosity was achieved when 2% of the reagent was added to the oil emulsion (a decrease in viscosity by 51 MPa*s or 6%), and 3% of the reagent was added to the dewatered oil (a decrease in viscosity of 32 MPa*s or 4.9 %).
Displacement of oil by water, which contains the reagent, is also associated with its influence on the rheological properties of oil.
The introduction of the reagent in the oil leads to the isolation of microcrystals of paraffin and the destruction of spatial structures formed by them, as well as to introduce the reagent into associates of asphalt-resinous substances, resulting in a reduction of the degree of aggregation is ACB (asphalt-resinous substances) in a solution of low molecular weight hydrocarbons and the decrease in the viscosity of the oil.

References

1. Akbaradze K., Khammami, A., Kharrat A., etc. Asphaltenes: problems and prospects. Oil and gas review, 2007. 29 p. (In Rus.).
2. Carnahan N.F and oth. Properties of Resins Extracted from Boscan Crude Oil and Their Effect on the Stability of Asphaltenes in Boscan and Hamaca Crude Oils // Energy & Fuels, 1999, issue 13, pp. 309–314.
3. Khvostichenko D.S., Andersen S.I. Electrodeposition of Asphaltenes. II. Effect of Resins and Additives // Energy & Fuels, 2010, issue 24, pp. 2327–2336.
4. Volkov A.A., Balashova V.D., Konovalchuk O.Yu., Volkova I.I. On the issue of destruction of stable water-oil emulsions // Oil and gas industry, 2013, issue 5, pp. 40–42. p. (In Rus.).
5. Primary preparation of heavy oils. Available at: https://en.ppt-online.org/450714 (date accessed: 22.03.2020). (In Rus.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Юрий Васильевич Волков, к.г.-м.н., доцент кафедры геологии нефти и газа имени академика А.А. Трофимука КФУ; старший научный сотрудник ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Борис Вадимович Успенский, д.г.-м.н., зав. кафедрой геологии нефти и газа имени академика А.А. Трофимука КФУ; зав. лабораторией геологического и экологического моделирования ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Альбина Рифкатовна Гайнутдинова, инженер института «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия

Мухаммедрахим Ранилевич Фаткулин, инженер кафедры геологии нефти и газа им. академика А.А. Трофимука КФУ, Казань, Россия

Хазиев Радмир Римович, науч. сотр., ИПЭН АН РТ. Казань, Россия
Для контактов: radmir361@mail.ru

Yuriy V. Volkov, Ph.D., associate professor, oil and gas geology department named after academician A.A. Trofimuk, Kazan University; senior researcher, IPEM TAS, Kazan, Russian Federation

Boris V. Uspensky, Sc.D., head of oil and gas geology department named after academician A.A. Trofimuk, Kazan University; head of geological and environmental modeling lab, IPEM TAS, Kazan, Russian Federation

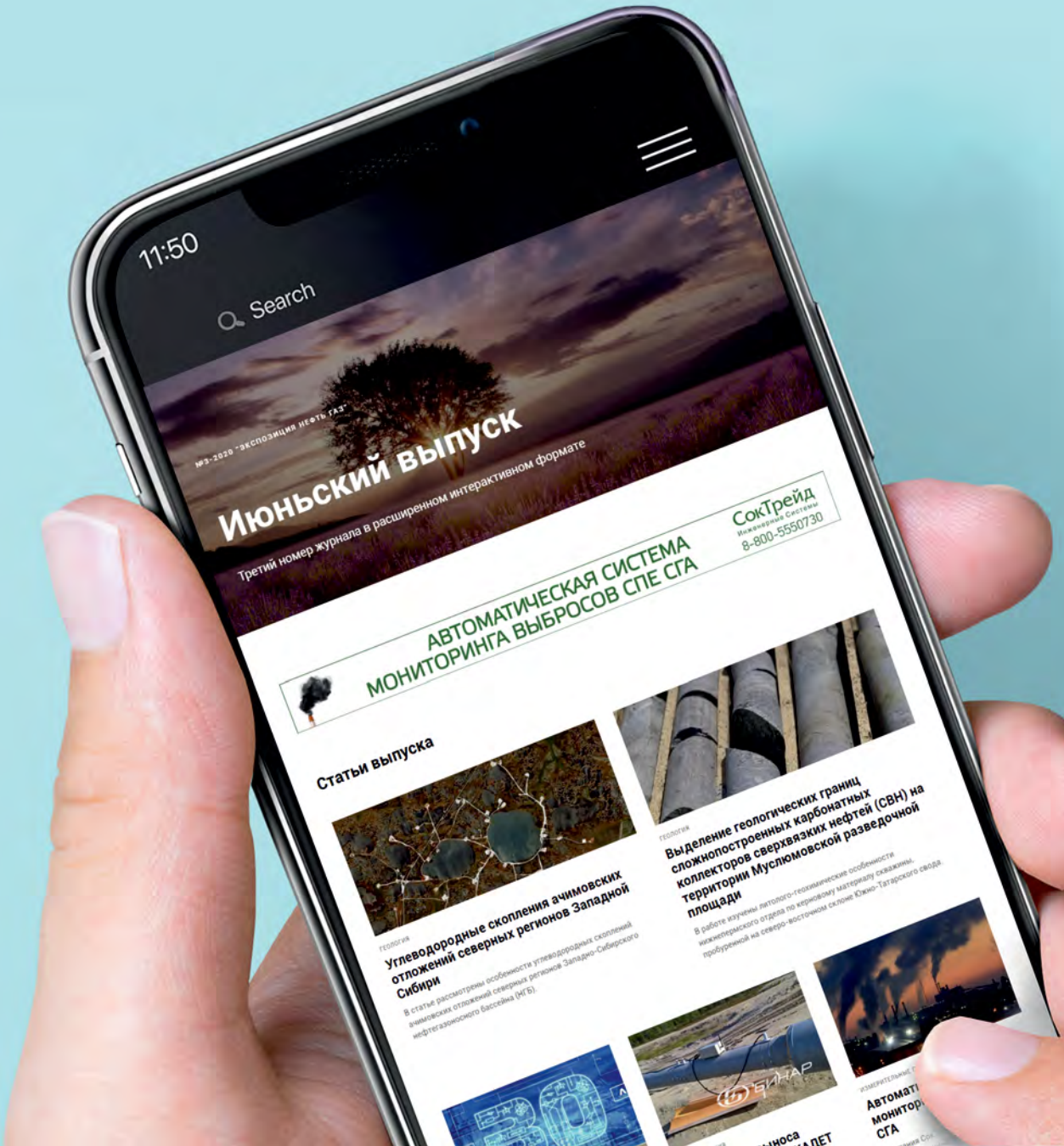
Al'bina R. Gainutdinova, engineer, institute "TatNIPIneft", Bugulma, Russian Federation

Mukhammedrakhim R. Fatkulin, engineer, oil and gas geology department named after academician A.A. Trofimuk, Kazan University, Kazan, Russian Federation

Radmir R. Khaziev, researcher, IPEM TAS, Kazan, Russian Federation
Corresponding author: radmir361@mail.ru

ИЮНЬСКИЙ ВЫПУСК ЖУРНАЛА В РАСШИРЕННОМ ИНТЕРАКТИВНОМ ФОРМАТЕ

digital.runeft.ru



DOI:10.24411/2076-6785-2020-10085 УДК 621.6+539.2/6+519.2 | Научная статья

Мониторинг коэффициента запаса прочности линейных участков в различные годы эксплуатации магистрального газопровода

С.Л. Голофаст
ООО «Газпром проектирование»
trasser@inbox.ru

Аннотация
В работе представлены результаты мониторинга коэффициента запаса прочности линейных участков в различные годы эксплуатации магистрального газопровода. Расчет фактических значений коэффициента запаса выполнен с учетом индивидуальных для каждого года эксплуатации законов распределения избыточного внутреннего давления и температурного перепада на исследуемых участках, а также случайной природы предела текучести материала труб. На основе полученных результатов мониторинга значений коэффициента запаса выполнена оценка фактического уровня надежности и обоснован класс безопасности участков линейной части для различных периодов времени на стадии эксплуатации магистрального газопровода. Обоснована необходимость учета установленного в результате мониторинга случайного разброса значений коэффициента запаса прочности в пределах одних и тех же участков для различных периодов времени эксплуатации магистрального газопровода при планировании стратегии его эксплуатации, технического обслуживания и ремонта.

Ключевые слова
мониторинг, магистральный газопровод, линейный участок, коэффициент запаса прочности

Материалы и методы
Проектные значения коэффициента запаса для участков магистрального газопровода рассчитаны в соответствии с требованиями СНиП 2.05.0685* (Магистральные трубопроводы). Экспериментальные исследования механических характеристик материала труб, изготовленных из стали 17Г1С, выполнены в соответствии с требованиями ГОСТ 1497-84. (Металлы. Методы испытаний на растяжение). Закономерности изменения предела текучести металла труб получены на основе обработки результатов экспериментов методами непараметрической статистики. Оценка фактических значений коэффициента запаса прочности и текущего уровня надежности участков магистрального газопровода выполнена согласно СТО ПАО Газпром 2-2.3-184-2007.

Для цитирования:
С.Л. Голофаст. Мониторинг коэффициента запаса прочности линейных участков в различные годы эксплуатации магистрального газопровода. 2020. №3. С. 48-52. DOI:10.24411/2076-6785-2020-10085.

Поступила в редакцию: 15.05.2020

UDC 621.6+539.2/6+519.2 | Original Paper

Monitoring of the safety factor of linear sections in different years of operation of the main gas pipeline

Sergey L. Golofast
«Gazprom-Project» LLC
trasser@inbox.ru

Abstract
The paper presents the results of monitoring the safety factor of linear sections in different years of operation of the main gas pipeline. The actual values of the reserve coefficient are calculated taking into account the laws of distribution of excess internal pressure and temperature drop in the studied areas, which are individual for each year of operation, as well as the random nature of the yield strength of the pipe material. Based on the obtained results of monitoring the values of the reserve coefficient, the actual level of reliability is estimated and the safety class of the linear section sections is justified for different periods of time at the stage of operation of the main gas pipeline. The necessity of taking into account the random variation of the safety factor values established as a result of monitoring within the same sections for different periods of operation of the main gas pipeline when planning the strategy of its operation, maintenance and repair is justified.

Keywords
monitoring, main gas pipeline, linear section, safety factor

Materials and methods
The design values of the reserve coefficient for sections of the main gas pipeline are calculated in accordance with the requirements of SNiP 2.05.0685* (Main pipelines). Experimental studies of the mechanical characteristics of the material of pipes made of steel 17G1C, performed in accordance with the requirements of GOST 1497-84. (Metals. Tensile testing methods). Regularities of changes in the yield strength of pipe metal are obtained based on processing of experimental results using nonparametric statistics. The actual values of the safety margin coefficient and the current level of reliability of sections of the main gas pipeline were estimated according to the STO of PJSC Gazprom 2-2.3-184-2007.

For citation:
Sergey L. Golofast. Monitoring of the safety factor of linear sections in different years of operation of the main gas pipeline // Ekcpozitsiya Net' Gaz = Exposition Oil Gas, 2020, issue 3, pp.48-52. (In Russ.). DOI:10.24411/2076-6785-2020-10085.

Received: 15.05.2020

Введение

К одному из основных этапов оценки прочностной надежности линейных участков магистральных газопроводов (МГ) относится процесс сбора, анализа и обработки данных, которые являются значимыми для расчета показателей надежности. В перечень этих данных входят выборки значений таких параметров, как избыточное внутреннее давление p и температурный перепад ΔT в пределах участка, для которого производится оценка надежности [1, 2, 3]. Параметры p и ΔT имеют случайную природу и, как следствие, определяют случайный спектр напряжений, возникающих в стенке трубы на обследуемом участке. Процесс сбора значимых данных реализуется на стадии эксплуатации и технического обслуживания магистральных газопроводов. При этом временной интервал сбора данных, и как следствие, соответствующий этому интервалу объем выборки фактических параметров, интегрируемых в расчетные модели показателей надежности, может соответствовать разным периодам времени этапа эксплуатации МГ. Более того, закономерности распределения таких значимых параметров, как избыточное давление p и температурный перепад ΔT , подвержены с течением времени изменениям физического, природного и технического характера даже в пределах одних и тех же участков МГ [2]. Вследствие этого результаты расчета показателей прочностной надежности на основе выборок значений таких данных также будут отличаться для различных периодов времени. Фактически, мониторинг показателей надежности, к которым в соответствии со Стандартом ПАО «Газпром» [3] относятся коэффициент запаса прочности K и вероятность отказа Q, будет давать дифференциальную оценку уровню надежности участков МГ. Такие оценки будут соответствовать периоду времени, в течение которого выполнялся сбор значимых для расчета показателей надежности исходных данных с учетом отличий в закономерностях их распределения для каждого из выбранных временных периодов. Результаты такого мониторинга являются основой для индивидуальной оценки или уточнения класса безопасности обследуемого участка с учетом динамики изменения во времени значимых параметров и корректировки, в случае необходимости, стратегии дальнейшей эксплуатации, проведения технического обслуживания или ремонта линейной части МГ.

Основная часть

Подход к оценке уровня надежности участков МГ на основе фактических значений коэффициентов запаса прочности рассмотрен в работе [4]. Следуя данному подходу на первом этапе его реализации на основе нормативных документов [3, 5] для исследуемого участка рассчитывают проектное значения коэффициента запаса $K_{пр}$:

$$K_{пр} = \frac{n \cdot k_1 \cdot k_н}{m} \qquad (1),$$

где n — коэффициент надежности по внутреннему давлению;

k_1 — коэффициент надежности по материалу труб;

$k_н$ — коэффициент надежности по назначению трубопровода;

m — коэффициент условий работы трубопровода.

Далее согласно формул, представленных в таб. 1, вычисляют допускаемые значения коэффициентов запаса, которые соответствуют классам безопасности, принятым для линейных участков магистральных газопроводов в соответствии со Стандартом ПАО «Газпром» [3]:

На следующем этапе реализуют процесс формирования выборок значимых для расчета показателей надежности параметров. К таким параметрам при решении задач оценки уровня надежности участков МГ относят избыточное внутреннее давление p, температурный перепад ΔT и предельные для материала трубы напряжения s, которые по своей природе являются случайными величинами [1, 2, 3, 4, 6, 7, 8]. Выборки значений $s_i, i=\overline{1,n}$ предельных напряжений s получают в результате лабораторных экспериментальных исследований механических характеристик трубных сталей [4, 7, 9]. Объем таких выборок определяется количеством образцов, вырезанных из материала трубы и подвергнутых испытаниям. Выборки значений $p_j, j=\overline{1,m}$ избыточного внутреннего p давления и ΔT_i, $i=\overline{1,m}$ температурного перепада ΔT для каждого обследуемого участка формируются на этапе эксплуатации МГ [1, 2, 4, 6], а объем данных выборок определяется продолжительностью периода сбора информации о фактических значениях данных параметров.

На третьем этапе реализации подхода на основе функциональных зависимостей $\sigma=\sigma(p,T,D_н,\delta,h,L,\psi)$ и выборок значений $p_j, j=\overline{1,m}$ и ΔT_i, $i=\overline{1,m}$ формируют выборку значений $\sigma_j, j=\overline{1,m}$ напряжений σ, возникающих в стенке трубы на обследуемом участке МГ.

На заключительном этапе определяют фактический коэффициент запаса прочности $K_ф$ как частное двух случайных величин s и σ на основании зависимости:

$$K_ф = \frac{s}{\sigma} \qquad (2),$$

где s — предельные для материала трубы напряжения (МПа), имеющие выборку значений s_i, $i=\overline{1,n}$, σ — фактические кольцевые напряжения в трубе (МПа), имеющие выборку значений $\sigma_j, j=\overline{1,m}$, сформированную на предыдущем этапе.

Полученная на основании зависимости (2) функция плотности вероятности функции $f_{K_ф}(K_ф)$ коэффициента запаса прочности позволяет рассчитать значения квантилей искомого коэффициента $K_ф^{\alpha}$ [10] при любом уровне значимости (например, α = 0,01 или α = 0,05) в результате решения уравнения:

$$\int_{K_{ф\min}}^{K_ф^{\alpha}} f_{K_ф}\left(K_ф\right) dK_ф = \alpha \qquad (3).$$

Сравнение рассчитанных значений квантилей $K_ф^{\alpha}$ с проектным $K_{пр}$ и допускаемыми K_2, K_3 и K_4 значениями коэффициента запаса прочности, вычисленными в ходе реализации первого этапа, позволяет на основании таб. 1 установить класс безопасности для исследуемого участка МГ [3, 4].

Полученные при решении уравнения (3) квантильные значения коэффициента запаса прочности будут отражать тот уровень надежности, который соответствует временному периоду сбора значимых параметров, например, месяц, квартал, год и т.д. Соответственно мониторинг коэффициента запаса прочности позволит оценивать класс безопасности исследуемого участка с учетом изменения закономерностей и пределов рассеивания значимых параметров для различных периодов времени этапа эксплуатации МГ. Результаты такого мониторинга будут являться основой для обоснования или коррекции индивидуальной стратегии эксплуатации, технического обслуживания или ремонта участков магистрального газопровода.

Пример расчета

Мониторинг значений коэффициента запаса прочности $K_ф$ и оценку уровня надежности выполним для двух различных участков линейной части одного из магистральных газопроводов, находящихся на территории Западной Сибири. Данные участки, расположенные после компрессорных станций КС-03 «Губкинская» и КС-7 «Демьянская», обозначим условно как

Таб. 1 — Формулы для расчета коэффициентов запаса в зависимости от классов безопасности линейных участков МГ
Tab. 1 — Formulas for calculating the safety factors depending on the safety classes of the main gas pipelines linear sections

	Класс безопасности участка МГ	Формула для расчета коэффициента запаса
1.	Высокий (проектный)	$K_{пр}$
2.	Средний	$K_4 = \frac{k_1}{6+k_1} \cdot \left(1+6 \cdot k_n\right)$
3.	Нормальный	$K_3 = \frac{k_1}{2\,5+k} \cdot \left(1+2{,}5 \cdot k_n\right)$
4.	Низкий	$K_2 = \frac{k_1}{1{,}2+k_1} \cdot \left(1+1{,}2 \cdot k_n\right)$

* kn — коэффициент перегрузки

Таб. 2 — Исходные данные для расчета показателей надежности
Tab. 2 — Initial data for calculation of safety factors

1.	Материал трубы	Сталь 17Г1С
2.	Стандарт (технические условия)	ТУ14-3-109-73
3.	Внешний диаметр трубы	$D_н$ = 1420 мм
4.	Толщина стенки	t = 18 мм
5.	Категория участка	III
6.	Коэффициент надежности по внутреннему давлению	n = 1,1
7.	Коэффициент условий работы	m = 0,9
8.	Коэффициент надежности по материалу труб	k_1 = 1,34
9.	Коэффициент надежности по назначению трубопровода	$k_н$ = 1,1

Участок 1 и Участок 2. Расчеты фактических значений коэффициента $K_ф$ выполним для 2010, 2011, 2012 и 2013 гг. эксплуатации МГ. Выборки для исследуемых линейных участков таких параметров, как избыточное внутреннее давление p и температурный перепад ΔT сформированы отдельно для каждого из указанных выше годов эксплуатации. Необходимые для выполнения расчетов фактических значений коэффициентов запаса прочности исходные данные представлены в таб. 2.

При выполнении расчетов примем, что материал трубы на исследуемых участках — сталь 17Г1С, а труба изготовлена на Челябинском ТПЗ в соответствии с ТУ 14-3-109-73. Выборки значений предела текучести σ_T, принятого в соответствии со Стандартом [3] в качестве допускаемых напряжений s для данной стали, получены

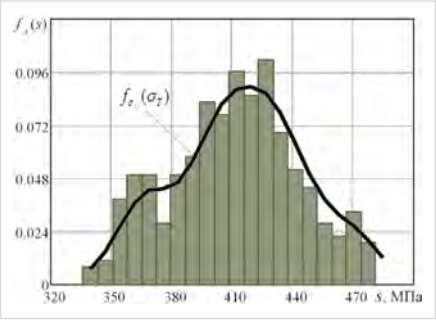


Рис. 1 — Гистограмма и функция плотности допускаемых напряжений s
Fig. 1 — The histogram and probability density function of the limit stresses s

в процессе исследований, результаты которых приведены в работах [4, 7, 10], а гистограмма и функция плотности вероятности данного параметра представлены на рис. 1.

Вычислим на основании зависимости (1), а также представленных в таб. 1 формул и таб. 2 исходных данных, проектное $K_{пр}$ и допускаемые K_2-K_4 значения коэффициентов запаса:

$$K_{пр} = \frac{n \cdot k_1 \cdot k_н}{m} = \frac{1{,}1 \cdot 1{,}34 \cdot 1{,}1}{0{,}9} = 1{,}8 \quad (3),$$

$$K_4 = \frac{k_1}{6+k_1} \cdot (1 + 6 \cdot k_n) = \frac{1{,}34}{6+1{,}34}\left(1 + 6 \cdot \frac{1{,}1 \cdot 1{,}1}{0{,}9}\right) = 1{,}66 \quad (4),$$

$$K_3 = \frac{k_1}{2{,}5+k_1} \cdot (1 + 2{,}5 \cdot k_n) = \frac{1{,}34}{2{,}5+1{,}34}\left(1 + 2{,}5 \cdot \frac{1{,}1 \cdot 1{,}1}{0{,}9}\right) = 1{,}52 \quad (5),$$

$$K_2 = \frac{k_1}{1{,}2+k_1} \cdot (1 + 1{,}2 \cdot k_n) = \frac{1{,}34}{1{,}2+1{,}34}\left(1 + 1{,}2 \cdot \frac{1{,}1 \cdot 1{,}1}{0{,}9}\right) = 1{,}38 \quad (6).$$

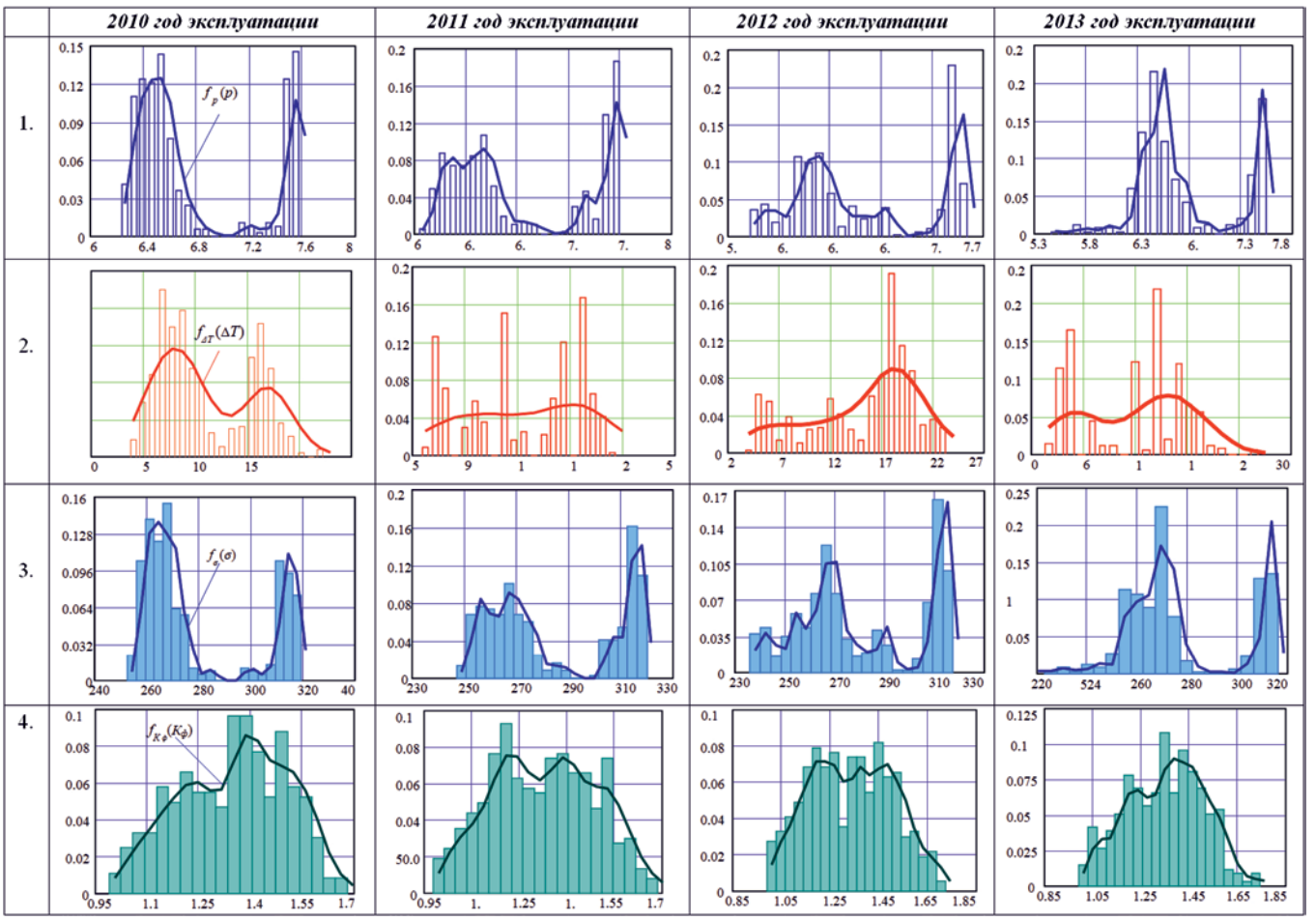
Гистограммы и функции плотности вероятности $f_p(p)$, $f_{\Delta T}(\Delta T)$ параметров p и ΔT, полученные для Участка 1 на основании выборок значений и $p_j j=\overline{1,m}$ и ΔT_i, $i=\overline{1,m}$, сформированных для каждого из рассматриваемых в примере годов эксплуатации МГ, представлены в строках 1 и 2 таб. 3. В строке 3 таб. 3 приведены функции плотности $f_\sigma(\sigma)$ напряжений σ, возникающих в стенке трубы на Участке 1 в 2010, 2011, 2012 и 2013 гг. эксплуатации МГ. Функция плотности вероятности $f_{K_ф}(K_ф)$ для фактического коэффициента запаса прочности, полученная на основании уравнения (3) для каждого года эксплуатации, представлена в строке 5 таб. 3. а квантильные значения коэффициентов запаса прочности $K_ф^{0,95}$, рассчитанные при уровне значимости $\alpha = 0{,}05$ — в строке 1 таб. 5.

Аналогичная информация для Участка 2 представлена в таб. 4 и строке 2 таб. 5.

Анализ результатов

Анализ представленных в таб. 3 и 4 закономерностей и границ распределения случайных по своей природе параметров, таких как избыточное внутреннее давление p и температурный перепад ΔT, свидетельствует, что они имеют явные отличия в пределах рассматриваемых участков в различные годы эксплуатации МГ. Вследствие этого функции плотности $f_\sigma(\sigma)$ возникающих в стенке трубы напряжений σ, аппроксимация которых [13, 14] выполняется на основе выборки фактических значений каждого из данных параметров, формируемой в течение принятого временного периода, также отличаются. Результатом таких отличий являются индивидуальные и специфические для каждого

Таб. 3 — Функции плотности избыточного внутреннего давления, температурного перепада и напряжений, возникающих в стенке трубы на Участке 1
Tab. 3 — Probability density function of excess internal pressure, temperature drop and stresses in the wall of the pipe for linear sections 1



года эксплуатации МГ функции плотности вероятности $f_{K_ф}(K_ф)$ коэффициента запаса прочности и различные величины определяемых на их основе квантильных значений коэффициента $K_ф^{0,95}$ на каждом линейном участке.

В рассмотренном примере для Участка 1 фактические значения коэффициента запаса прочности составили $K_ф^{0,95}$=1,59, $K_ф^{0,95}$=1,60, $K_ф^{0,95}$=1,63 и $K_ф^{0,95}$=1,61 соответственно для 2010; 2011; 2012 и 2013 гг. эксплуатации МГ. Несмотря на различия в полученных значениях $K_ф^{0,95}$, все они находятся в одном интервале допускаемых значений $K_3 < K_ф^{0,95} < K_4$=1,66 вне зависимости от года эксплуатации, вследствие чего класс безопасности Участка 1 соответствует уровню «нормальный» на протяжении 4 лет эксплуатации МГ.

Однако при анализе результатов расчета для Участка 2 имеет место ситуация, когда значения коэффициентов запаса прочности существенно отличаются между собой для каждого года эксплуатации. Так, для 2010 г. значение коэффициента составило $K_ф^{0,95}$=1,64, следовательно, класс безопасности данного участка можно отнести к уровню «нормальный», т.к. K_3 =1,52<$K_ф^{0,95}$=1,64<K_4=1,66. Но для 2011 и 2012 гг. эксплуатации МГ значения коэффициентов запаса уменьшились по отношению к величине данного коэффициента в 2010 году и составили $K_ф^{0,95}$=1,46 и $K_ф^{0,95}$=1,49 соответственно. Вследствие того, что полученные величины коэффициентов запаса стали относиться к другому интервалу допускаемых значений K_2=1,38< $K_ф^{0,95}$=1,64< K_3=1,52, класс безопасности участка в 2011 и 2012 гг. изменился до уровня «низкий». При этом для временного интервала, соответствующего 2013 г. эксплуатации МГ, зафиксировано увеличение коэффициента запаса прочности до величины $K_ф^{0,95}$=1,69 . Т.к. полученное значение данного коэффициента стало соответствовать другому интервалу допускаемых значений K_4=1,66< $K_ф^{0,95}$=1,69< $K_{пр}$=1,8, то уровень безопасности данного участка в 2013 г. изменился в сторону повышения и его можно оценить как «средний».

Итоги

Представленные в статье результаты мониторинга коэффициента запаса прочности линейных участков свидетельствуют, что значения данного показателя надежности существенно отличаются в различные годы эксплуатации магистрального газопровода. Вследствие этого для повышения достоверности оценки уровня надежности участков газопровода необходимо учитывать отличия в закономерностях рассеивания значимых для расчета показателей надежности параметров не только в пределах каждого участка линейной части, но и периода времени сбора информации о значимых параметрах на стадии эксплуатации газопровода.

Выводы

1. Применяемые для расчета показателей надежности участков линейной части параметры, такие как избыточное внутреннее давление и температурный перепад, имеют в пределах одних и тех же участков существенные отличия в закономерностях распределения в различные годы эксплуатации МГ. Вследствие этого фактические значения коэффициентов запаса прочности, расчет которых выполняется на основе выборки случайных значений указанных параметров, будут индивидуальными не только для каждого обследуемого участка, но и отличаться в зависимости года эксплуатации МГ.
2. Рассмотренный подход позволяет выполнить оценку надежности и класса безопасности линейных участков на основе результатов мониторинга фактических значений коэффициентов запаса для любого периода времени эксплуатации обследуемого участка МГ. При этом в процессе мониторинга учитываются отличия в закономерностях и пределах рассеивания для

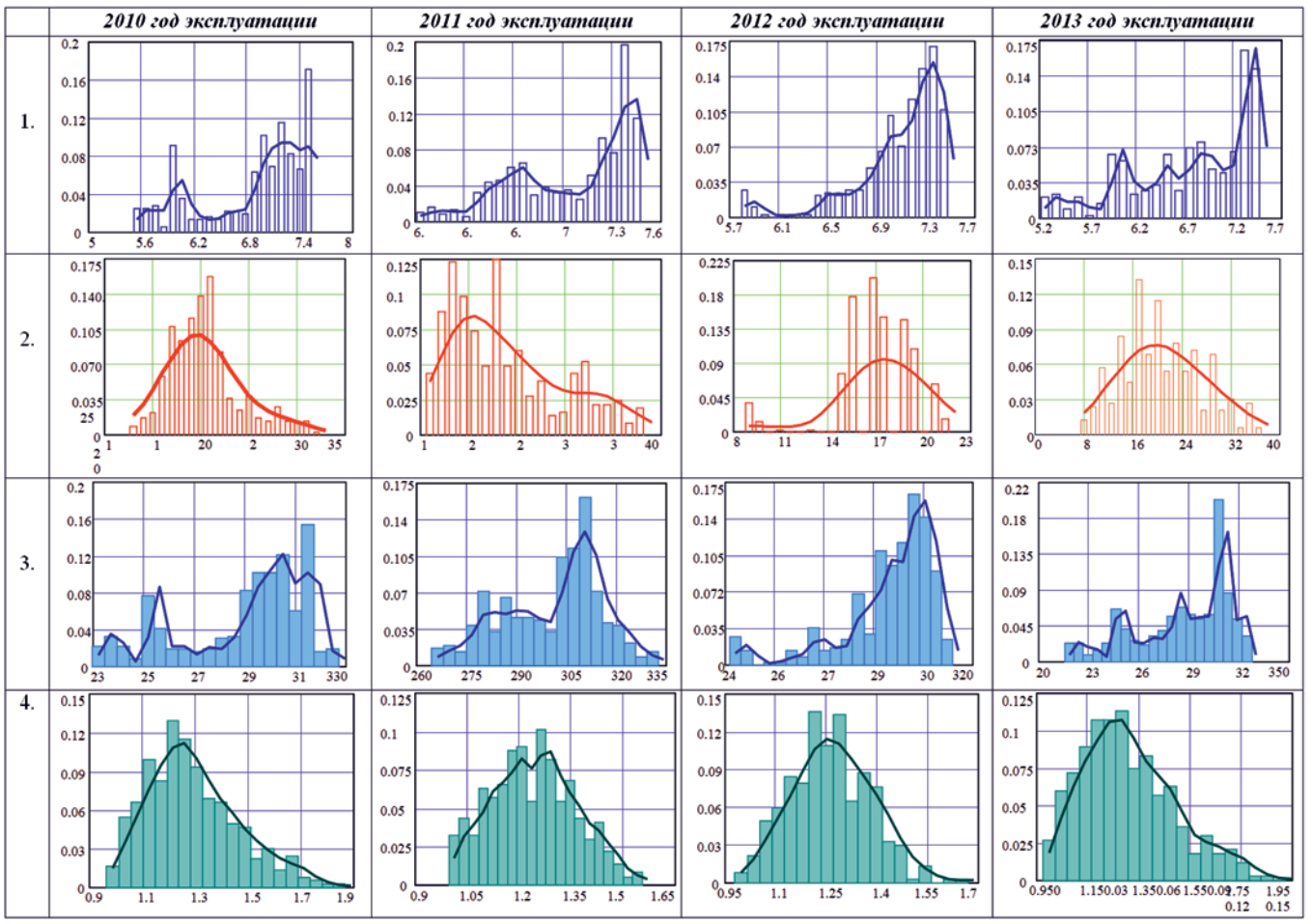
Таб. 5 — Значения коэффициента запаса прочности $K_ф^{0,95}$ для участков МГ в разные годы эксплуатации

Tab. 5 — Values of the safety factor $K_ф^{0,95}$ for main gas pipelines section in different years of operation

№п/п	№ участка	Значение фактического коэффициента запаса прочности			
		2010 год	2011 год	2012 год	2013 год
1.	Участок 1	1,59	1,60	1,63	1,61
2.	Участок 2	1,64	1,46	1,49	1,69

Таб. 4 — Функции плотности избыточного внутреннего давления, температурного перепада и напряжений, возникающих в стенке трубы на Участке 2

Tab. 4 — Probability density function of excess internal pressure, temperature drop and stresses in the wall of the pipe for linear sections 2



различных периодов времени сбора информации о значимых параметрах в пределах каждого исследуемого участка на стадии эксплуатации МГ.
3. Определение класса безопасности участка с учетом выявленных по результатам мониторинга отличий в значениях коэффициента запаса прочности для различных периодов времени эксплуатации МГ позволяет оперативно корректировать стратегию эксплуатации, технического обслуживания или ремонта для каждого обследуемого участка линейной части МГ.

Литература

1. Филатов А.А., Георге М.С. Влияние условий эксплуатации газопровода на показатели его прочностной надежности // Наука и техника в газовой промышленности. 2013. №2 (54). С. 75–82.
2. Голофаст С.Л. Мониторинг надежности линейных участков магистрального газопровода в различные периоды эксплуатации // Безопасность труда в промышленности. 2019. №7 (751). С. 7–14.
3. 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.
4. Голофаст С.Л. Влияние фактических закономерностей распределения предела текучести стали 17Г1С на коэффициент запаса прочности участков магистрального газопровода // Экспозиция Нефть Газ. 2019. №3 (70). С. 58–64.
5. СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы. М.: ФГУП ЦПП, 2005. 60 с.
6. Суриков В.И. Система геотехнического мониторинга и безопасного управления магистральными нефтепроводами, проложенными в сложных природно-климатических условиях // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. №2 (22). С. 20–27.
7. Голофаст С.Л. Влияние статистического разброса предела текучести трубной стали марки 17Г1С на прочностную надежность магистральных газопроводов // Безопасность труда в промышленности. 2019. №2 (746). С. 42–47.
8. Филатов А.А., Новоселов В.В. Влияние прочностных свойств материала трубы на вероятностные характеристики коэффициента запаса прочности в условиях эксплуатации газопровода // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2014. №4. С. 80–85.
9. ГОСТ1497-84. Металлы. Методы испытаний на растяжение. М.: Стандартинформ, 2005.
10. Голофаст С.Л. Оценка прочностной надежности магистральных трубопроводов на основе квантильных значений коэффициента запаса прочности // Безопасность труда в промышленности. 2018. №7 (739). С. 22–28.
11. Владова А.Ю., Владов Ю.Р. Прогноз температуры грунта линейного протяженного объекта // Безопасность труда в промышленности. 2020. №6 (762). С. 14–20.
12. Голофаст С.Л. Оценка прочностной надежности магистрального газопровода с учетом фактических закономерностей распределения толщины стенки трубы // Безопасность труда в промышленности. 2020. №6 (762). С. 21–28.
13. Maritz J.S. Distribution-free statistical methods. 2nd ed. London: Chapman & Hall, 1995. 255 p. (In Eng.).
14. Симахин В.А. Робастные непараметрические оценки: адаптивные оценки взвешенного максимального правдоподобия в условиях статистической априорной неопределенности. Saarbrucken, Germany: LAP LAMBERT Academic Publishing Gmb H&Co. KG, 2011.

ENGLISH

Results

The results of monitoring the safety factor of linear sections presented in the article show that the values of this reliability indicator differ significantly in different years of operation of the main gas pipeline. As a consequence, to improve the reliability of estimation of level of reliability sections of the pipeline need to consider differences in patterns of dispersion are significant for the calculation of the reliability parameters, not only within each plot the linear part, but the time period of the collection of information about important parameters during operation phase of the pipeline.

Conclusions

1. The parameters used for calculating the reliability indicators of sections of the linear part, such as excessive internal pressure and temperature drop, have significant differences within the same sections in the distribution patterns in different years of operation of the MG. As a result, the actual values of safety factors calculated on the basis of a sample of random values of these parameters will be individual not only for each surveyed area, but also differ depending on the year of operation of the MG.
2. The considered approach makes it possible to evaluate the reliability and safety class of linear sections based on the results of monitoring the actual values of the reserve coefficients for any period of operation of the surveyed MG section. At the same time, the monitoring process takes into account differences in the patterns and dispersion limits for different periods of time for collecting information about significant parameters within each study area at the stage of MG operation.
3. Determining the safety class of the site, taking into account the differences in the values of the safety margin coefficient for different periods of operation of the MG, revealed by the results of monitoring, allows you to quickly adjust the strategy of operation, maintenance or repair for each surveyed section o

References

1. Filatov A.A., George M.S. Influence of the operating conditions of the gas pipeline on t he indicators of its strength reliability // Science and technology in the gas industry, 2013, issue 2 (54), pp. 75–82. (In Russ.).
2. Golofast S.L. Monitoring of the Reliability of the Main Gas Pipeline Linear Sections During Various Periods of Operation // Occupational Safety in Industry, 2019, issue 7, pp. 7–14. (In Russ.).
3. STO Gazprom 2-2.3-184—2007. Methods for calculation and substantiation of the safety factor and the stability of the main gas pipelines at the stage of operation and maintenance. (In Russ.).
4. Golofast S.L. Effect of the actual regularities of distribution of the yield strength for steel 17G1S on safety factor of the main gas pipeline sections // Exposition Oil Gas, 2019, issue 3 (70), pp. 58–64. (In Russ.).
5. SNiP 2.05.06-85. Trunk pipelines. Moscow: FGUP TsPP, 2005, 60 p. (In Russ.).
6. Surikov V.I. Geotechnical monitoring and safe management system for main oil pipelines laid in severe natural climatic // Science and Technology of Pipeline Transport of Oil and Oil Products, 2016, issue 2 (22), pp. 20–27. (In Russ.).
7. Golofast S.L. Effect of Statistical Straggling of the Yield Strength of 17G1S Pipe Steel Grade on Strength Reliability of the Main Gas Pipelines // Occupational Safety in Industry. 2019. issue 2 (746). pp. 42–47. (In Russ.).
8. Filatov A.A., Novoselov V.V. Influence of pipe material strength properties on the probabilistic characteristics of safety factor in the operating conditions of gas pipeline // News of higher educational institutions. Oil and Gas, 2014, issue 4, pp. 80–85. (In Russ.).
9. GOST 1497—84. Metals. Tensile test methods. Available at: http://docs.cntd.ru / document/gost-1497-84 (accessed: May 30, 2020). (In Russ.).
10. Golofast S.L. Assessment of the Strength Reliability of the Trunk Pipelines based on the Quantile Values of Safety Factor // Occupational Safety in Industry, 2018, issue 7 (739), pp. 22–28. (In Russ.).
11. Vladova A.Yu., Vladov Yu.R. Ground Temperature Forecast for a Linear Extended Object // Occupational Safety in Industry, 2020, issue 6, pp. 14–20. (In Russ.).
12. Golofast S.L. Assessment of the Main Gas Pipeline Strength Reliability Considering the Actual Regularities of the Distribution of the Pipe Wall Thicknes // Occupational Safety in Industry, 2020, issue 6, pp. 21–28. (In Russ.).
13. Maritz J.S. Distribution-free statistical methods. 2nd ed. London: Chapman & Hall, 1995. 255 p.
14. Simakhin V.A. Robust nonparametric estimates: adaptive estimates of weighted maximum likelihood in the conditions of statistical a priori uncertainty. Saarbrucken: LAP LAMBERT Academic Publishing GmbH&Co. KG, 2011, 292 p. (In Russ.).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ | INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

Sergey L. Golofast, Ph.D., professor, «Gazprom-Project» LLC, Saint-Petersburg, Russian Federation
Corresponding author: trasser@inbox.ru

Российские винтовые компрессоры

от завода с вековой историей

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

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

sales@asobezh.ru
www.asobezh.ru
+7 (48231) 5-65-12
8 (4822) 73-41-17

АСО БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА ПБРТ-ГК-turbo

Компания SIMACO является крупнейшим в РФ производителем перемешивателей бурового раствора мощностью от 3 кВт до 30 кВт стандартного, морского и химостойкого исполнений для применения в морских буровых платформах, наземных стационарных и мобильных буровых установках.

РОССИЙСКОЕ 100% ПРОИЗВОДСТВО

Запатентованная конструкция редуктора "Герметичный корпус" исключает возможность вытекания смазки в процессе работы и не требует обслуживания в период эксплуатации.

Мешалка "Турбинное крыло" значительно повышает скорость приготовления бурового раствора и снижает нагрузки при перемешивании

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO - единственные необслуживаемые перемешиватели бурового раствора конструкции «ГЕРМЕТИЧНЫЙ КОРПУС» с невытекаемой смазкой.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO - более 16 лет непрерывных испытаний в условиях перегрузок на стендовых заводских емкостях с плотными буровыми растворами, подтверждающих работоспособность и позволяющих вести непрерывные улучшения конструкции.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO - отгружено заказчикам более 26000 изделий, подтвердивших свою работоспособность практически во всех буровых компаниях РФ.

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ SIMACO - установлены на первой в России морской ледостойкой стационарной буровой платформе МЛСП «Приразломная».

ЛЕБЕДКИ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ, МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА

На сегодняшний день компния SIMACO производит более 30-ти типоразмеров лебедок гидравлических и электромеханических тяговым усилием от 1Тн до 20Тн. Все лебедки отличаются высокой надежностью, компактной конструкцией и высоким ресурсом работы. В зависимости от конструкции лебедки могут комплектоваться- прижимными роликами, канатоукладчиками, датчиками последних витков, датчиками ограничения натяжения каната.

РОССИЙСКОЕ 100% ПРОИЗВОДСТВО

ЛЕБЕДКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ

ЛЕБЕДКИ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ

МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА

SIMACO

СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ

634040, г.Томск, ул.Высоцкого, 28 стр.2 тел/факс: (3822) 70-11-33 E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru

http://www.smc.tomsk.ru