№1 (86) МАРТ 2022

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Размещения ГС с учётом данных СГА на Русском месторождении

Изучение нетрадиционного трещинно-кавернозного резервуара

ЛУКОЙЛ

Природные резервуары Тимано-Печорской провинции

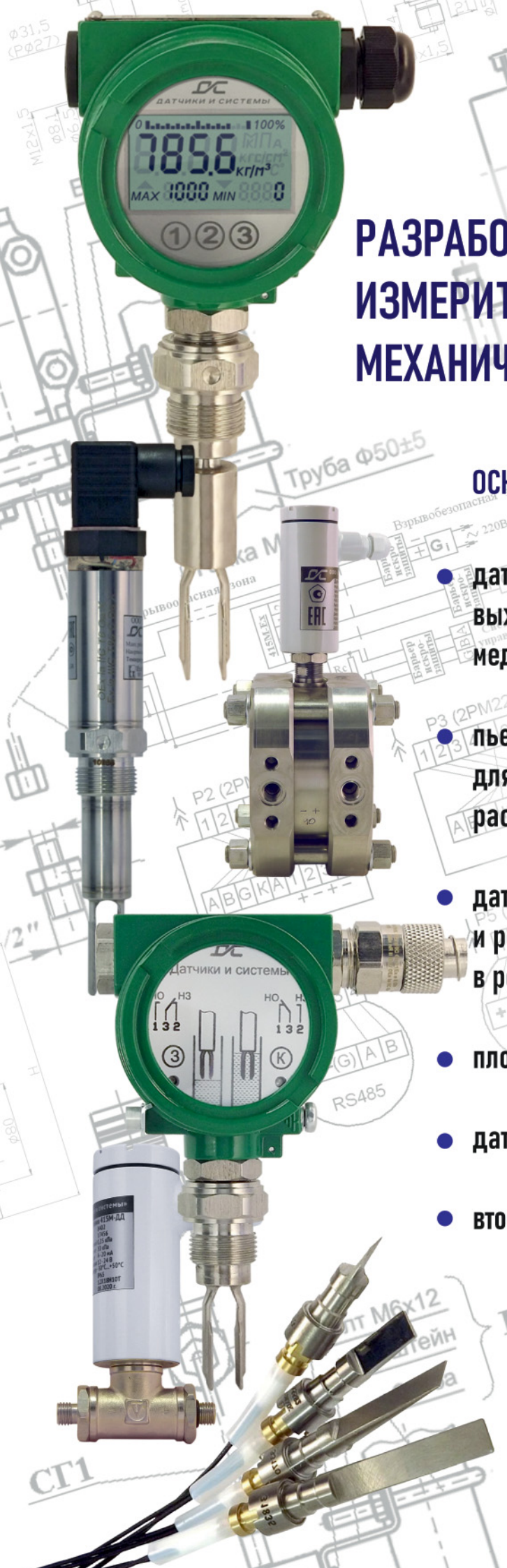
ГАЗПРОМ НЕФТЬ

Раздельный учет добычи на Новопортовском месторождении

ТЕХНОЛОГИИ

Геохимические особенности флюидов Волго-Уральского региона

Мобильная передвижная установка БИПС



РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ МЕХАНИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ВЫПУСКАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ:

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

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

ДАТЧИКИ И СИСТЕМЫ

Научно-производственное предприятие ООО «Датчики и системы» было основано в 2013 году. Несмотря на свою относительную молодость, мы уже добились успехов в области разработки и производства. Базой для создания нового предприятия послужил конструкторский отдел НКТБ «Пьезоприбор» Ростовского государственного университета, позднее ставшего частью Южного федерального университета. В сентябре 2019 года был построен производственный цех на территории хутора Ленинаван, Ростовской области, в который перенесены производственные мощности.

С момента возникновения ООО «Датчики и системы» мы находимся в тесном сотрудничестве с компаниями ООО «Пьезоэлектрик» и НКТБ «Пьезоприбор».

Услуги компании «Датчики и системы»:

1. **Ремонт — гарантийное и постгарантийное сервисное обслуживание**
2. **Поверка — первичная и межинтервальная поверка приборов.**
   Каждый датчик проходит поверку в Ростовском ЦСМ

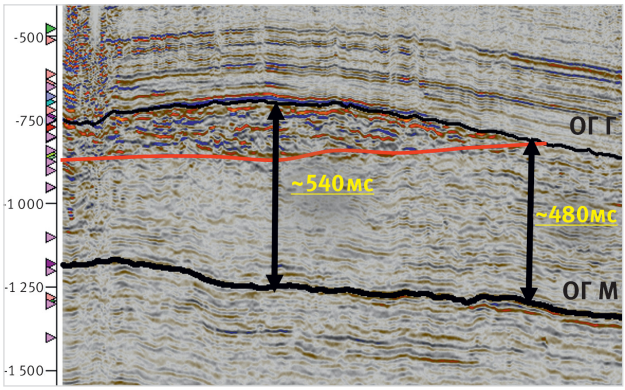
Юридический адрес: г. Ростов-на-Дону, пер. 4-й Мажорный, дом № 3
Фактический адрес: х. Ленинаван, пер. Индустриальный, дом № 3
8 800-600-75-45
8 (863) 206-06-81
inbox@piezo.su

СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

10 Иванова С.А. Особенности размещения горизонтальных скважин с учетом данных сейсмогеологического анализа на Русском месторождении



15 Грищенко М.А. Результаты комплексного изучения нетрадиционного трещинно-кавернозного резервуара на примере одного из месторождений Красноленинского района (обоснование принципиальной модели строения коллекторов)

22 Постников А.В. Генетические типы пустотного пространства и закономерности их распределения в карбонатных природных резервуарах Тимано-Печорской провинции

Оборудование

29 Малыхин И.А. ООО «СК «Навигатор»: Актуальность разработки технологии УППДС

30 Пунанова С.А. Геохимические особенности флюидов в резервуарах Волго-Уральского региона как результат миграционных процессов

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 1 (86) март 2022

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

АДРЕС УЧРЕДИТЕЛЯ, ИЗДАТЕЛЯ И РЕДАКЦИИ:
423827, Наб. Челны, Республика Татарстан, Россия
ул. Виктора Полякова, 12Б, помещение 4
+7 (495) 414-34-88

САЙТ: www.runeft.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А, +7 (843) 231-05-46
№ заказа 03-22/09-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 21.03.2022
ТИРАЖ: 1 000 экз.
ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 6 номеров в год
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года
Выдано федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

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

ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

ГРУППА КОМПАНИЙ

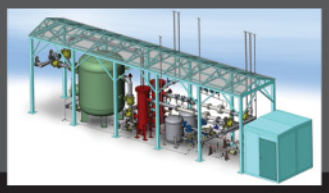
ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ ЛЮБЫХ ТИПОВ ГАЗА

Дожимные и вакуумные компрессорные станции

Системы комплексной газоподготовки

Блочные пункты подготовки газа

Теплообменное оборудование



Проектирование и производство

Доставка и монтаж

Наладка, испытания, обучение персонала

Комплексный сервис, ремонт и модернизация

ВНИМАНИЕ К ДЕТАЛЯМ – ОТ ИДЕИ ДО ВОПЛОЩЕНИЯ

info@energas.ru www.energas.ru

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

36 Самигуллин Л.Р. Адаптация технологии строительства многоствольных скважин по уровню TAML-1 на Новопортовском месторождении для раздельного учета добычи по каждому пласту

43 Морозов В. Ю. ООО «МНП «ГЕОДАТА»: Комплексы для очистки продукции при освоении скважин после ГРП

Строительство

44 Левин А.Д. ЗАО «УЗПТ «Маяк»: ОСПТ «Reline» — эффективный удар по морозному пучению грунтов

Газовая промышленность

52 Крамской А.А. ООО «ЭНЕРГАЗ». ЭНЕРГАЗ: проблемы низконапорного ПНГ решаем комплексно

ТРАНСПОРТИРОВКА

Трубопровод

58 Исаев А.А. Измерение показателей продукции нефтяных скважин с применением мобильной передвижной установки БИПС

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

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

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

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

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

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

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

Hytera

Комплексное телекоммуникационное решение для интеллектуальных месторождений

01 Единый центр управления и мониторинга

02 Автономный сотрудник

03 Граничные вычисления

04 Конвергентная среда передачи голоса и данных

Компания Hytera описывает комплексный подход к построению сети ПМР, направленный на обеспечение оператора сети не только услугами оперативной связи, но и дополнительными возможностями на базе прочих беспроводных технологий и разработок в сфере IT. Благодаря конвергенции узкополосной и широкополосной связи современные системы технологической связи позволяют оператору получить доступ к различным сервисам критически важной голосовой связи.

info@hytera.ru *+7(495) 669 68 90*

Для более подробной информации отсканируйте QR-код.

CONTENT

UPSTREAM

Geology

10 Ivanova S.A. Features of horizontal wells taking into account the data of seismic-geological analysis in the Russkoye field

15 Grishchenko M.A. The results of a comprehensive study of an unconventional fractured cavernous reservoir on the example of one of the deposits of the Krasnoleninsky district (substantiation of basic model of collector structure)

22 Postnikov A.V. Genetic void types and their distribution regularities in carbonate reservoirs of Timan-Pechora province

30 Punanova S.A. Geochemical features of fluids in reservoirs Volga-Ural region as a result of migration processes

Oil production

36 Samigullin L.R. Adapting the technology for the construction of TAML-1 level multilateral wells at the Novoportovskoye field for separate production accounting for each reservoir

MIDSTREAM

Pipeline

58 Isaev A.A. Measuring the oil well stream indicators by means of a portable BIPS well stream metering unit

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 1 (86) march 2022

ISSUE DATE: 21.03.2022

CIRCULATION: 1 000 copies

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

WEBSITE: www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:
Expozitsiya Neft' Gas, LLC

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

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

EDITOR:
Svetlana Ignatieva / general@runeft.ru

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

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

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

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

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

АСО

БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

Ведущий российский производитель компрессорного оборудования

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

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-10-13 УДК 550.834.05 I Научная статья

Особенности размещения горизонтальных скважин с учетом данных сейсмогеологического анализа на Русском месторождении

Иванова С.А., Хисматуллин Р.М., Важенин С.Л.
ООО «ТННЦ», Тюмень, Россия
rmkhismatullin@rosneft.ru

Аннотация
В работе представлены особенности планирования размещения горизонтальных скважин (ГС) с учетом данных сейсмогеологического анализа (СГА). Для реализации алгоритма требуется наличие качественных сейсмических исследований, данных по скважинам, а также упругих параметров среды по геофизическим исследованиям скважин (ГИС).
Данный метод позволит увеличить эффективную проходку скважин, получить более высокие стартовые дебиты, уточнить геологическое строение и оценить зоны с пониженным качеством прогноза.

Материалы и методы
Материалы: геолого-гидродинамическая модель Русского месторождения, результаты инверсии, глубинно-скоростная модель, кубы импеданса.
Методы: сопоставление куба импеданса и литологии по данным бурения, картографические построения, графическое изображение корреляции исследуемых параметров.

Ключевые слова
импеданс, коэффициент корреляции, эффективность проходки, горизонтальные скважины, инверсия, газовая тень, глинистая перемычка

Для цитирования
Иванова С.А., Хисматуллин Р.М., Важенин С.Л. Особенности размещения горизонтальных скважин с учетом данных сейсмогеологического анализа на Русском месторождении // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 1. С. 10–13. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-10-13

Поступила в редакцию: 11.03.2022

UDC 550.834.05 I Original Paper

Features of horizontal wells taking into account the data of seismic-geological analysis in the Russkoye field

Ivanova S.A., Khismatullin R.M., Vazhenin S.L.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
rmkhismatullin@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The research presents the features for planning the location of horizontal wells taking into account seismic and geological analysis data. The implementation of method requires the presence of high quality seismic studies, wells data, elastic parameters by well logging.
This method will increase the effective drilling of wells, get higher starting oil rates and will make it possible to specify the geology aspects and evaluate areas with reduced forecast quality.

Materials and methods
Materials: geological and hydrodynamic model of the Russkoye field, inversion results, depth-velocity model, impedance cubes.
Methods: comparison of the impedance cube and lithology according to drilling data, cartographic constructions, graphical representation of the correlation of the studied parameters.

Keywords
impedance, correlation coefficient, efficiency of drilling, horizontal wells, inversion, seismic gas shadow, shale streak

For citation
Ivanova S.A., Khismatullin R.M., Vazhenin S.L. Features of horizontal wells taking into account the data of seismic-geological analysis in the Russkoye field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 1, P. 10–13. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-10-13

Received: 11.03.2022

Введение

Геологическое сопровождение бурения является ключевым инструментом эффективного размещения горизонтальных скважин внутри объекта разработки.

Однако на Русском месторождении достижение высокой эффективности проходки скважин особенно проблематично ввиду сильной вертикальной изменчивости и латеральной невыдержанности пластов основного объекта разработки ПК1–7 [1]. Поэтому данные высокоплотной сейсмической съемки на Русском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ) являются одной из основных составляющих частей базовой информации, на которой строится геологическая модель, но без скважинной информации данные сейсморазведки сильно теряют в точности, и по большей части интерпретация ведется на качественном уровне [2]. По этой причине особое внимание уделяется сейсмогеологическому анализу, результаты которого служат основой для планирования бурения, оценки рисков, корреляции продуктивных объектов и выстраивания последовательности разбуривания района.

Пример использования результатов сейсмогеологического анализа

На Русском НГКМ проведение сейсмогеологического анализа подразумевает постоянное обновление глубинно-скоростной модели и куба импеданса по результатам бурения для его дальнейшего использования в виде тренда при построении основных элементов геологической модели и сопровождения бурения скважин.

Используемые кубы акустического импеданса и литологии для планирования бурения характеризуются высокой точностью прогноза, что подтверждается высоким коэффициентом корреляции (0,72 д. ед.) кривой инверсионного импеданса и кривой импеданса по данным ГИС (рис. 1).

Последующее сопоставление плановых и фактических результатов бурения, а именно оценка положения флюидальных контактов, структурных отметок, позволяет проводить корректировку представления о геологическом строении района работ.

В результате использования СГА при планировании бурения 76 % пробуренных скважин имеют эффективную проходку выше плана.

Проведенный анализ позволил также выявить зоны с ухудшенным сопоставлением куба импеданса и данных бурения. При изучении скважин с пониженным коэффициентом эффективности проходки выявлены локализованные искажения качества сейсмических данных, связанные с близким расположением газонефтяных контактов (ГНК) (рис. 2). Это обусловлено высокой пористостью коллекторов сеноманского яруса, содержащих газ, и резким снижением скоростей распространения сейсмических волн в газоносной среде. Эти явления, совместно со значительными толщинами газонасыщенных интервалов (до 200 м), позволяют получить устойчивую и выразительную волновую картину на временных сейсмических разрезах, именуемую «ярким пятном» [3, 4]. На Русском НГКМ обнаружено большое количество «ярких пятен» в области развития газовой залежи, поскольку осадочный материал здесь откладывался в переходных от континентальных к прибрежно-морским условиях, что

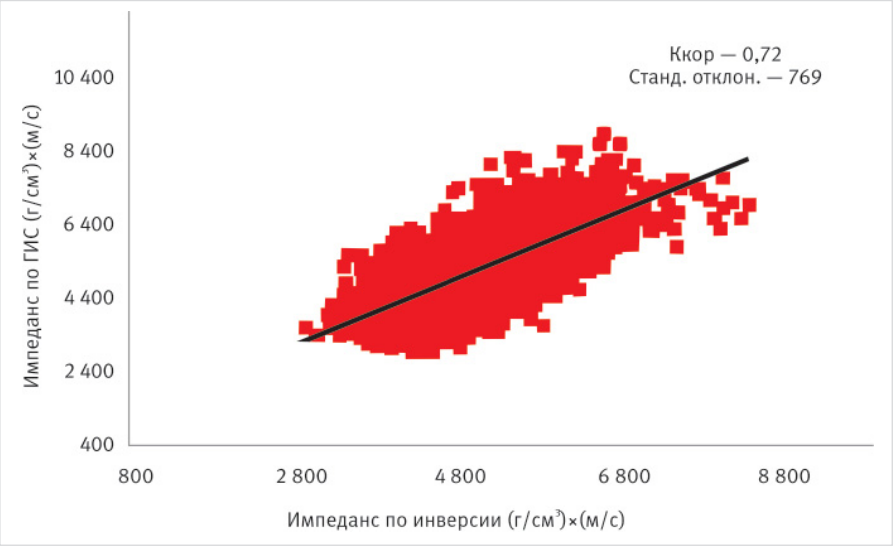


Рис. 1. Оценка качества инверсии
Fig. 1. Contrast quality assessment

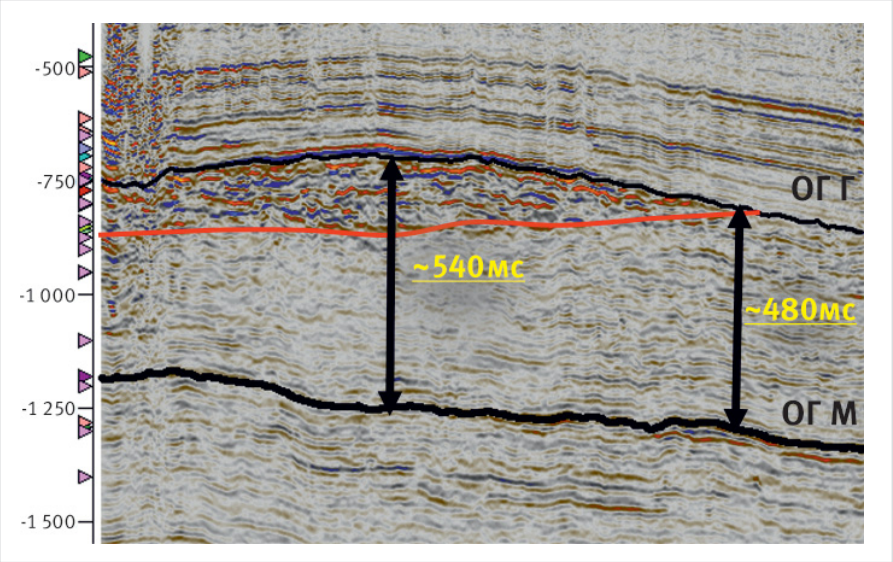


Рис. 2. Пример влияния газа на волновую картину
Fig. 2. Example of the gas influence on the wave pattern

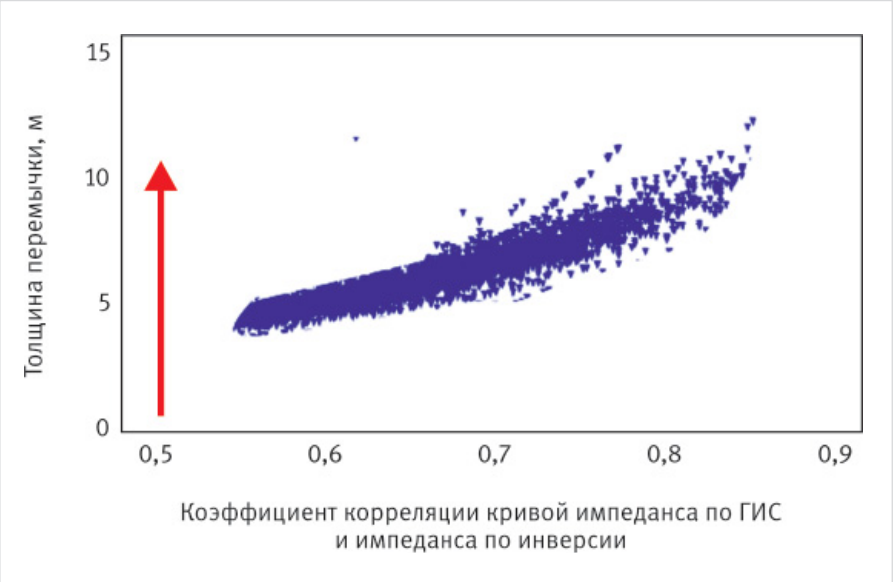


Рис. 3. Зависимость коэффициента корреляции кривой импеданса по ГИС и импеданса по инверсии от толщины глинистой перемычки
Fig. 3. GIS impedance correlation coefficient vs siltstone layer thickness

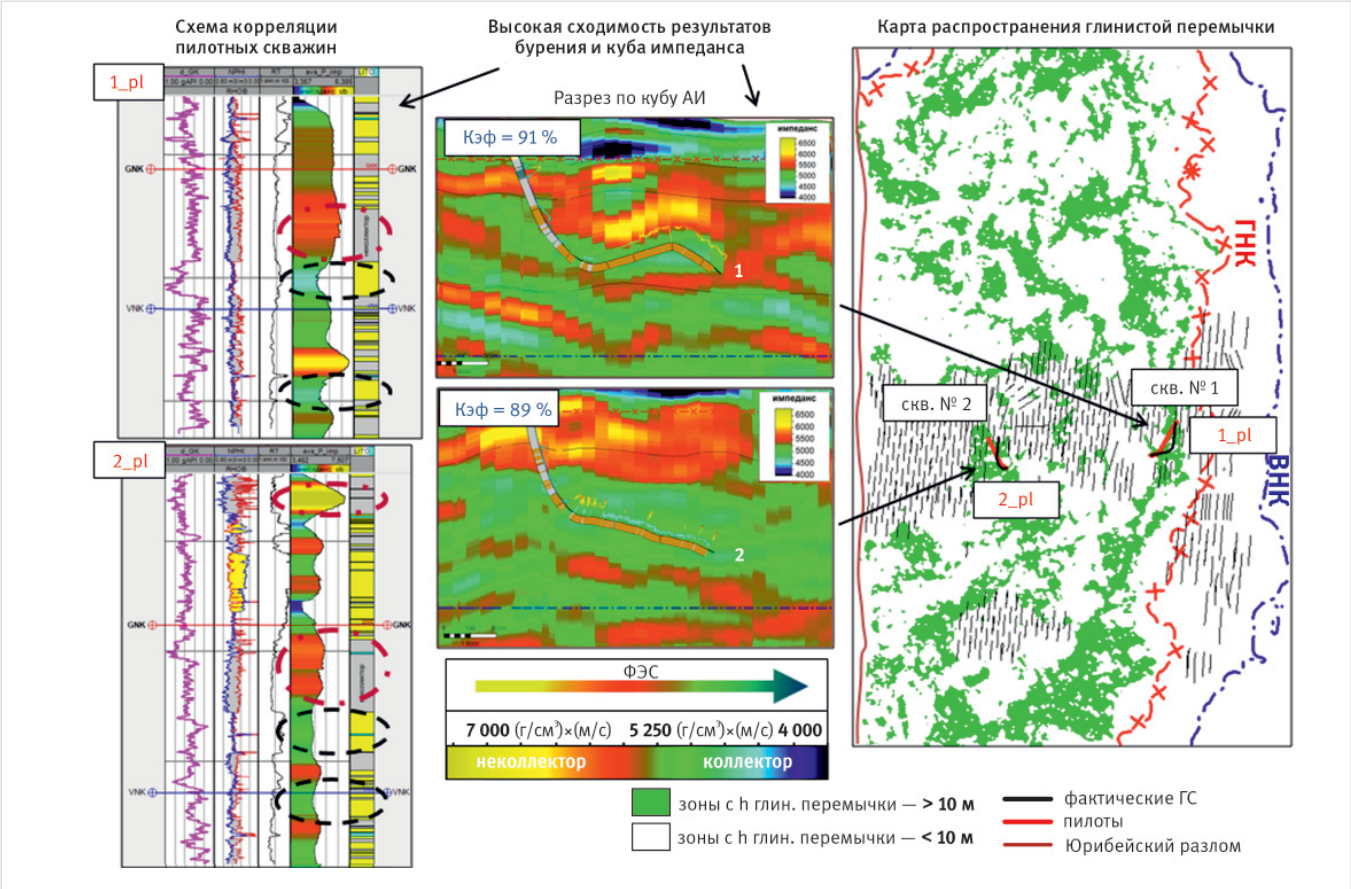


Рис. 4. Примеры скважин с высокой эффективностью проходки
Fig. 4. Examples of high efficiency wells

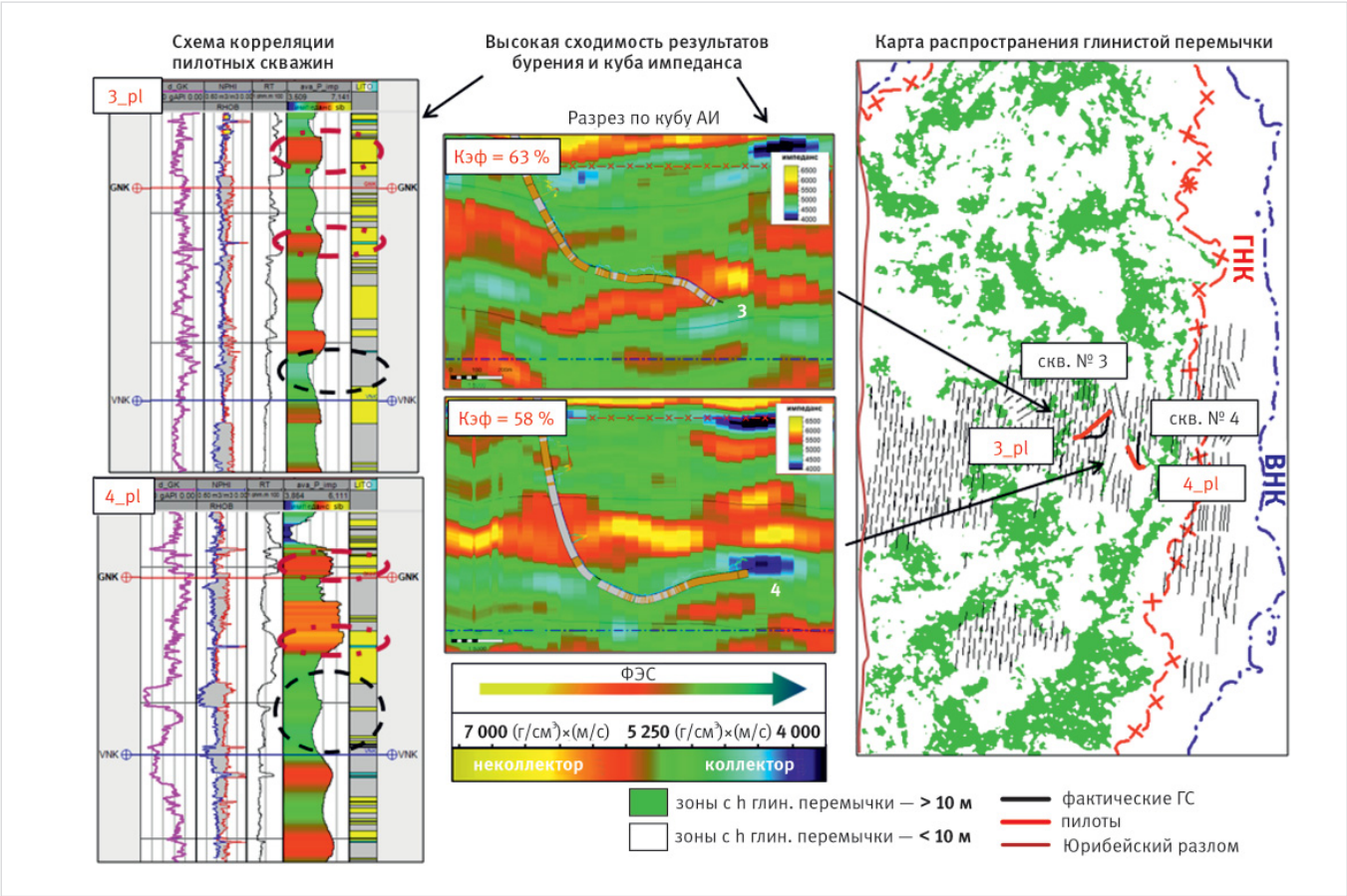


Рис. 5. Примеры скважин с низкой эффективностью проходки
Fig. 5. Examples of low efficiency wells

ограничивало формирование выдержанных контрастных границ на большой территории [4].

Для уверенного планирования размещения ГС проведен анализ подтверждения сейсмических данных литологией по ГИС по фонду фактических скважин (298 скв.). В результате выявлена прямая зависимость подтверждаемости сейсмических данных в зонах, перекрытых глинистой перемычкой от влияния газовой шапки. Сопоставление инвертированных параметров акустического импеданса и замеренных в скважинах показало, что минимальная мощность глинистого прослоя, способного сдержать влияние газа в подгазовой зоне, равна 10 м (рис. 3).

Полученное значение толщины глинистой перемычки, способной снизить влияние газа на качество импеданса, легло в основу создания карты распространения глинистой перемычки между ГНК и коридором бурения. В условиях обширной газонефтеводяной зоны (ГНВЗ) на Русском НГКМ, во избежание рисков прорыва газа и воды к добывающим скважинам, планирование скважин ведется в условно принятом коридоре бурения с минимально допустимым отступом 15 м от ГНК и 10 м от водонефтяных контактов (ВНК). Данная карта построена по следующему алгоритму:

- по кубу литологии, построенному с использованием результатов инверсии сейсмических данных, отсечен технологический интервал — 15 м от ГНК до коридора бурения;
- в полученном интервале построена мощность эффективных толщин;
- путем вычета эффективных толщин из общих получена карта распространения глинистых перемычек в технологическом интервале; зоны распространения неколлектора, мощностью более 10 м, представлены на карте зеленым цветом (рис. 4, 5).

Скважины № 1 и 2, пробуренные в зонах наличия мощной глинистой перемычки (зеленый цвет) в технологическом интервале, имеют высокий коэффициент эффективности проходки (рис. 4), тогда как скважины № 3 и 4, пробуренные в зонах ее отсутствия (белый цвет), характеризуются сниженными показателями эффективности и несоответствием прогноза по имеющемуся кубу импеданса (рис. 5).

Итоги

Текущий подход планируется использовать для сопровождения бурения проектного фонда. Так, в зонах с большой толщиной глин предлагается увеличить плановую эффективность проходки в целевом интервале.

Проведенный ретроспективный анализ запланированных и пробуренных скважин показывает увеличение коэффициента эффективности проходки по коллектору в среднем на 10 %.

Вывод

Применение предложенного метода размещения ГС по вертикали с опорой на импеданс позволит увеличить эффективность бурения скважин, что даст более высокие стартовые дебиты и повысит качество прогноза, а отсутствие дополнительных затрат на внедрение метода усилит экономический эффект.

Список литературы

1. Кунгуров А.А., Смагина Т.Н., Алимчанова Л.Х. и др. Подсчет геологических запасов УВС Русского месторождения по состоянию на 01.01.2018. Тюмень: ТННЦ, 2018.
2. Нежданов А.А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных. Тюмень: ТюмГНГУ, 2010.
3. Буторин А.В., Васильев М.А. Опыт учета влияния газовой шапки на структурные построения в условиях ограниченности входных данных // Геофизика. 2016. № 4. С. 42–47.
4. Разин А.В., Меркулов В.П., Чернов С.А. Современные методы изучения месторождений сейсморазведкой. Томск: ЮКОС, 2004. 200 с.

ENGLISH

Results

The current approach is planned to be used to support drilling of the project wells. So, in areas with a large thickness of shale, it is proposed to increase the planned wells efficiency.

A retrospective analysis of planned and drilled wells shows an increase in the efficiency of drilling through the reservoir by an average of 10 %.

Conclusions

The application method proposed method of placing HW vertically based on impedance will increase the efficiency of well drilling, which will give higher starting flow rates and improve the quality of the forecast, and the absence of additional costs for the implementation of the method will also enhance the economic effect.

References

1. Kungurov A.A., Smagina T.N., Alimchanova L.Kh. and et. al. Calculation of geological reserves of hydrocarbons of the Russkoye field as of 01.01.2018. Tyumen: TNNC, 2018. (In Russ).
2. Nezhdanov A.A. Geological interpretation of seismic data. Tyumen: Tyumen State Oil and Gas University, 2010. (In Russ).
3. Butorin A.V., Vasiliev M.A. The experience of considering the gas cap influence in structural interpretation in conditions of limited input data. Geophysics, 2016, issue 4. P. 42–47. (In Russ).
4. Razin A.V., Merkulov V.P., Chernov S.A. Modern methods of seismic exploration of deposits. Tomsk: YUKOS, 2004, 200 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Хисматуллин Роберт Миниярович, главный специалист отдела геологии и сопровождения бурения, ООО «ТННЦ», Тюмень, Россия
Для контактов: rmkhismatullin@rosneft.ru

Иванова Снежана Анатольевна, специалист отдела геологии и сопровождения бурения, ООО «ТННЦ», Тюмень, Россия

Важенин Сергей Леонидович, начальник отдела геологии и сопровождения бурения, ООО «ТННЦ», Тюмень, Россия

Khismatullin Robert Miniyarovich, chief specialist of department of geology and drilling support, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: rmkhismatullin@rosneft.ru

Ivanova Snezhana Anatolevna, specialist of department of geology and drilling support, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Vazhenin Sergei Leonidovich, head of department of geology and drilling support, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

КОРДА
ГРУППА КОМПАНИЙ

БЫСТРОСЪЁМНАЯ ИЗОЛЯЦИЯ ДЛЯ ОБОРУДОВАНИЯ И ПРИБОРОВ

По индивидуальным размерам
Для всех отраслей

- Теплотехнический и акустический расчет
- 3D сканирование оборудования
- Проектирование, 3D моделирование
- Монтаж, сервисное обслуживание

198095, г. Санкт-Петербург,
ул. Розенштейна, д. 21, офис 508
8 (812) 449-60-40, 8 (800) 500-05-19

zayavka@korda.spb.ru
www.isomax.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-15-20 УДК 552.122 I Научная статья

Результаты комплексного изучения нетрадиционного трещинно-кавернозного резервуара на примере одного из месторождений Красноленинского района (обоснование принципиальной модели строения коллекторов)

Грищенко М.А., Смышляева М.Д., Авраменко Э.Б.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Данная статья продолжает цикл научных публикаций ПАО «НК «Роснефть», посвященных комплексному изучению бажено-абалакского комплекса (БАК) на территории Красноленинского свода. В статье приведены основные результаты комплексных лабораторных исследований керна и обоснование принципиальной модели строения коллекторов в нетрадиционном трещинно-кавернозном резервуаре БАК, послужившие основой локализации потенциально продуктивных зон на тестовом полигоне одного из месторождений Красноленинского района.

Материалы и методы
Материалы: На керне 11 скважин выполнены комплексные лабораторные исследования: литолого-минералогические, седиментологические, биостратиграфические, геохимические, пиролитические, геомеханические, ртутная порометрия и микротомографические исследования, определения фильтрационно-емкостных свойств.

Методы: Создана минерально-компонентная и петрофизическая модель бажено-абалакского комплекса.

Ключевые слова
бажено-абалакский комплекс, минерально-компонентная модель

Для цитирования
Грищенко М.А., Смышляева М.Д., Авраменко Э.Б. Результаты комплексного изучения нетрадиционного трещинно-кавернозного резервуара на примере одного из месторождений Красноленинского района (обоснование принципиальной модели строения коллекторов) // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 1. С. 15–20. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-15-20

Поступила в редакцию: 16.02.2022

UDC 552.122 I Original Paper

The results of a comprehensive study of an unconventional fractured cavernous reservoir on the example of one of the deposits of the Krasnoleninsky district (substantiation of basic model of collector structure)

Grishchenko M.A., Smyshlyaeva M.D., Avramenko E.B.
"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Abstract
This article continues the cycle of scientific publications of "NK "Rosneft" PJSC devoted to the comprehensive study of the bazhen-abalaksky complex (BAC) on the territory of the Krasnoleninsky arch. The article presents the main results of complex laboratory core studies and substantiation of the principal model of reservoir structure in the unconventional fractured cavernous reservoir of the BAC, which served as the basis for localization of potentially productive zones at the test site of one of the deposits of the Krasnoleninsky district.

Materials and methods
Materials: Complex laboratory studies were carried out on the core of 11 wells: lithological-mineralogical, sedimentological, biostratigraphic, geochemical, pyrolytic, geomechanical, mercury porometry and microtomographic studies, determination of filtration and capacitance properties.

Methods: A mineral-component and petrophysical model of the bazheno-abalak complex has been created.

Keywords
bazheno-abalak complex, a mineral-component model

For citation
Grishchenko M.A., Smyshlyaeva M.D., Avramenko E.B. The results of a comprehensive study of an unconventional fractured cavernous reservoir on the example of one of the deposits of the Krasnoleninsky district (substantiation of basic model of collector structure). Exposition Oil Gas, 2022, issue 1, P. 15–20. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-15-20

Received 16.02.2022

Введение. Актуальность, проблемы

В текущем периоде нефтяные компании наращивают темпы работ по изучению и освоению трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ), включающие залежи сланцевой нефти в отложениях верхней юры Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Стратегия изучения и освоения ТРИЗ баженовской (пласт $Ю_0$) и абалакской (пласт $Ю_1$) свит в нефтяной компании «Роснефть» направлена на эффективные объекты с наличием инфраструктуры и доказанной продуктивностью пластов. К таким объектам относятся залежи нефти пласта $ЮС_0$ на Салымской группе месторождений (ООО «РН-Юганскнефтегаз»), залежи пластов $ЮК_0$, $ЮК_1$ (пласты БАК) на территории месторождения Красноленинского свода (АО «РН-Няганьнефтегаз»).

На рассматриваемом месторождении залежь пласта $ЮК_1$ введена в разработку с 1980 г. на двух участках в купольной части двух локальных поднятий. С целью локализации новых потенциально продуктивных зон (ППЗ) коллектив ООО «ТННЦ» выполнил научно-исследовательскую работу по теме «Комплексное изучение пластов бажено-абалакского комплекса (БАК) месторождения Красноленинского свода». Актуальность работы обусловлена низкой эффективностью текущих подходов к разработке нетрадиционных коллекторов, связанной со сложной локализацией запасов, нестабильными дебитами и быстрым снижением пластового давления.

В настоящей статье представлены результаты детальных комплексных лабораторных исследований, выполненных по керну 11 скважин с расширенным комплексом ГИС, позволившие сформировать минерально-компонентную и петрофизическую модель изучаемого разреза и в целом принципиальную модель строения коллекторов рассматриваемого месторождения.

Комплексное изучение пластов БАК

Изучено 562 м керна БАК. Выполнены рутинные, специальные биостратиграфические, геохимические, геомеханические исследования, изучена структура порового пространства методом микротомографии и ртутной порометрии, что позволило создать минерально-компонентную модель (МКМ) БАК. МКМ отражает индивидуальные особенности физико-химического и минерального состава выделенных пачек, а также детальное распределение общего органического вещества по разрезу скважин.

По результатам седиментологического анализа выделено 11 литофаций, 8 литологических пачек пород, диагностируемые определенным набором геофизических параметров. В пласте $ЮК_1$ выделено 2 пачки (1А, 2А), в пласте $ЮК_0$ — 6 пачек (1Т, 2Т, 3Т, 4Т, 5Т, 6Т). Каждая пачка имеет свою индивидуальную минерально-компонентную характеристику, за исключением пачек 1Т и 2Т, которые были объединены в один интервал. Толщины пластов в депрессивных зонах достигают 25 ($ЮК_1$) – 55 м ($ЮК_0$), а на сводовых участках локальных поднятий сокращаются до 18 ($ЮК_1$) – 40 м ($ЮК_0$). Пласты и пачки залегают согласно, выклинивания пачек в зонах сокращения разреза не отмечено.

Разрез пачек пластов БАК представлен следующими породами:

Абалакская свита, пласт $ЮК_1$, пачка 1А. Аргиллиты темно-серые алевритистые, в кровле слоя с зеленоватым оттенком, глауконитовые, биотурбированные с раковинами макрофауны. В кровле пачки (0,4–1,8 м) известняки серые, с массивной текстурой, биотурбированные, с сетью многочисленных разнонаправленных ветвистых трещин (до 4 см), неравномерно залеченных кальцитом. В подошве пачки — линза песчаника (0,2–0,8 м) разнозернистого (пахомовская пачка), плохо сортированного, интенсивно биотурбированного. Усредненный вещественный состав пачки: кремний — 32,8 %, полевые шпаты (ПШ) — 5,5 %, карбонаты — 11,6 %, пирит — 7,6 %, сумма глин — 42,5 % (основной каолинит). Мощность пачки — 7–14 м.

Пласт $ЮК_1$, пачка 2А. Зеленовато-серые глауконит-глинистые породы (доля глауконита вниз уменьшается от 25–35 до 8 %), со следами интенсивной биотурбации, фрагментами макрофауны. В верхней части пачки выделена кора выветривания (слой (КВ), регионально — корреляционный слой (КС)) из карбонатно-кремнисто-глинистых пород со строматолитами, конкреционные биотурбированные, трещиноватые, кавернозные, со следами корней (толщина слоя 0,4–1,2 м). Усредненный вещественный состав пачки: кремний — 41,7 %, полевые шпаты — 6 %, карбонаты — 8,4 %, пирит — 6,8 %, сумма глин — 37,2 % (основной глауконит, гидрослюда). Мощность пачки — 6–13 м.

Тутлеймская свита (аналог баженовской), пласт $ЮК_0$, пачка 1Т. Представлена кремнисто-глинистыми (в верхней части — глинисто-кремнистыми) породами темно-серыми, буроватыми, обогащенными органическим веществом (ОВ) (3,8 % массы), с нечетко выраженной горизонтальной слоистостью, с тонкими прослоями (до 1 см) и стяжениями пирита. Отмечается наличие редких тонких прослоев карбонатизированных радиоляритов (доломитов), угнетение биотурбации, исчезновение бентосных форм. Усредненный вещественный состав пачки: кремний — 52 %, полевые шпаты — 5 %, карбонаты — 11 %, пирит — 6,3 %, сумма глин — 25,8 % (основной гидрослюда).

Пласт $ЮК_0$, пачка 2Т. Породы глинисто-кремневые темно-серые, буроватые с ОВ (4,2 %), со слабо выраженной горизонтальной слоистостью, с полосчатой пиритизацией (в нижней части) и с включениями пирита (мелкой и крупной размерности). Высокое

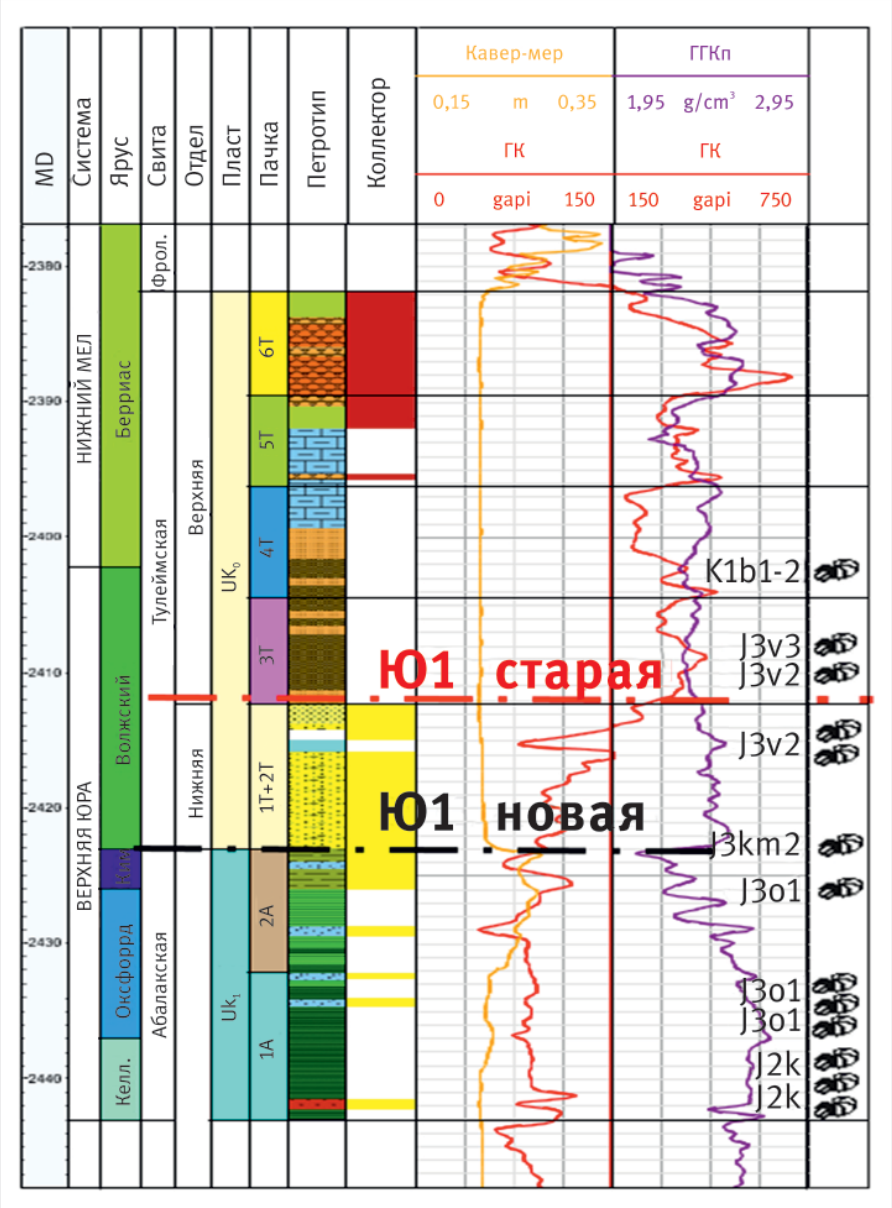


Рис. 1. Разрез скважины с датировкой пачек и пластов БАК по биостратиграфическим данным

Fig. 1. Section of the well with the dating of bundles and layers of the BAC according to biostratigraphic data

содержание кремнезема обусловлено большим содержанием скелетных остатков радиолярий. В кровле пачки установлен прослой кремнисто-карбонатных аргиллитов (линзы 0,1–0,8 м), обогащенный органическим веществом. Усредненный вещественный состав пачки: кремний — 53,5 %, полевые шпаты — 4 %, карбонаты — 7,9 %, пирит — 10,5 %, сумма глин — 24,2 % (основной гидрослюда, каолинит). Мощность пачек 1Т+2Т — 6–14 м.

Пласт $ЮК_0$, пачка 3Т. Породы глинисто-кремневые темно-серые, буроватые, обогащенные ОВ (7 %), в верхней части с неравномерной примесью карбонатов (прослои с карбонатизацией), со слабо выраженной горизонтальной слоистостью (пылевидный пирит), с линзовидным пиритом (до 1,5×3,0 см). В средней части пачки повсеместно прослежен бурый прослой пелитизированного туфа (до 1 см) с желтым свечением в ультрафиолетовом свете. Высокая доля ОВ в отложениях верхней толщи свиты (пачки 3Т–6Т) может быть результатом высокой биопродуктивности планктона. Усредненный вещественный состав пачки: кремний — 49,8 %, полевые шпаты — 3,9 %, карбонаты — 7,7 %, пирит — 8,8 %, сумма глин — 29,8 % (основной каолинит, гидрослюда). Мощность пачки — 8–10 м.

Пласт $ЮК_0$, пачка 4Т. Породы глинисто-кремнистые и карбонатно-глинисто-кремнистые, темно-серые, буроватые, обогащенные ОВ (7,4 %), с линзовидными карбонатными конкрециями. Текстура горизонтально-слоистая, с послойным обогащением пылевидным пиритом. Горизонт содержит массовые скопления раковин иноцерамид, количество которых постепенно возрастает к кровле пачки. Усредненный вещественный состав пачки: кремний — 38,1 %, полевые шпаты — 5,1 %, карбонаты — 21 %, пирит — 9,7 %, сумма глин — 26,3 % (основной каолинит, гидрослюда). Мощность пачки — 6–8 м.

Пласт $ЮК_0$, пачка 5Т имеет двучленное строение. В нижней части сложена преимущественно глинисто-карбонатно-кремнистыми (до глинисто-кремнисто-карбонатных) породами темно-серыми с буроватым оттенком, обогащенными ОВ (11 %), с нечетко выраженной горизонтальной слоистостью (пылевидная пиритизация и карбонатизация). Отмечаются частые карбонатные конкреции овальной и линзовидной формы. В кровле пачки прослой микробиальных известняков мощностью до 10 см. В верхней части пачки 5Т разрез представлен глинисто-кремневыми породами темно-серыми, буроватыми, со слабо выраженной горизонтальной слоистостью (пирит). Порода содержит многочисленные фрагменты слоевищ бурых водорослей. С помощью электронной микроскопии обнаружены золотистые водоросли — кокколитофориды. В шлифах обнаружены прослои, сложенные спикулами губок. Усредненный вещественный состав пачки: кремний — 28 %, полевые шпаты — 6,7 %, карбонаты — 19 %, пирит — 12,8 %, сумма глин — 33,5 % (основной гидрослюда, каолинит). Мощность пачки — 5–10 м.

Пласт $ЮК_0$, пачка 6Т. Породы кремнисто-глинистые темно-серые, буроватые, обогащенные ОВ (8,4 %), пиритизированные. Текстура горизонтально-слоистая, послойно обогащенная пылевидным пиритом. Внизу пачки — единичные фосфатные конкреции (Ø до 1 см). Усредненный вещественный состав пачки: кремний — 30,1 %, полевые шпаты — 3,6 %, карбонаты — 3,7 %, пирит — 28,4 %, сумма глин — 32,4 % (основной гидрослюда, каолинит). Мощность пачки — 5–9 м.

Стратиграфическое положение пачек пластов обосновано по результатам биостратиграфического анализа 250 образцов макрофауны и фораминифер. Обилие находок аммонитов позволило расчленить разрез в интервале от келловея до берриаса. По данным литолого-палеонтологической характеристики пород изменилось положение кровли пласта $ЮК_1$ (рис. 1): она опущена на подошву нижней кремнистой толщи пласта $ЮК_0$ (пачки 1Т+2Т). Региональный продуктивный пласт КС, представленный брекчиевидными известняками, оказался в кровле пласта $ЮК_1$ (датирован J3km2 по фораминиферам двух скважин) и является границей стратиграфического перерыва от нескольких зон до яруса [1].

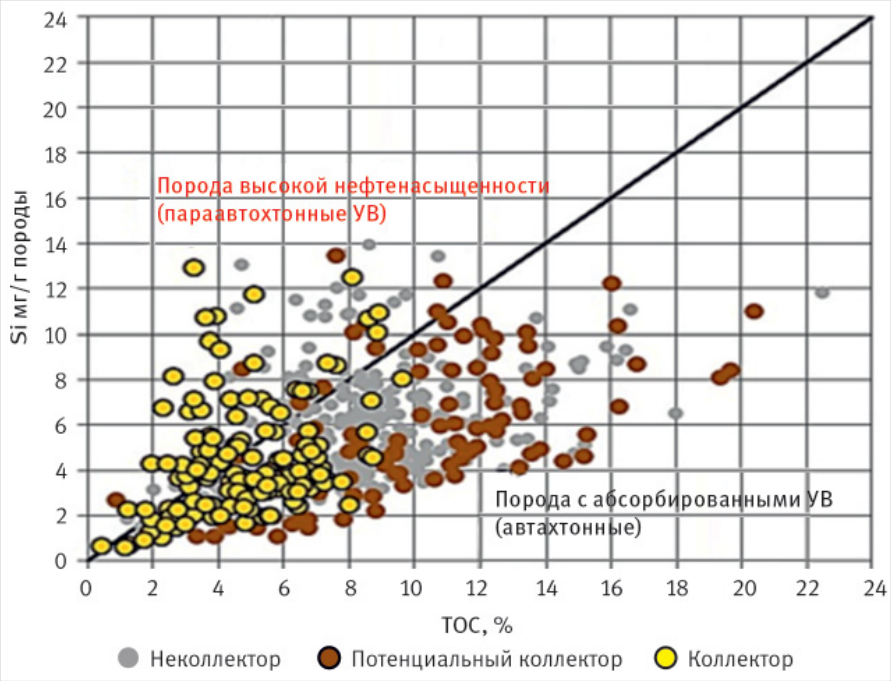


Рис. 2. Результаты пиролитических исследований керна пласта $ЮК_0$
Fig. 2. Results of pyrolytic studies of the core of the UK_0 formation

Границы пачек разреза БАК проведены по комплексным параметрам, включающим и геохимические данные: углепетрографию, результаты пиролитических исследований керна и геохимии битумоидных фракций. На части границ пластов и пачек отмечена резкая смена среднего содержания органического углерода (Сорг): пласт $ЮК_1$ — 1,1 % массы горных пород; пласт $ЮК_0$, пачки 1Т+2Т (низкоуглеродистая толща) — 4,1 %; пачки 3Т–6Т (высокоуглеродистая толща) — 8,1 %. Часть рассеянного ОВ представлена в виде аттрита угля, что позволило определить степень зрелости и его состав: пласт $ЮК_1$ — смешанный гумусовый (81 %) и сапропелевый (19 %) тип ОВ, пласт $ЮК_0$ — морской сапропелевый тип (пачки 1Т+2Т, 6Т — смешанный). Основными микрокомпонентами угля являются витринит (Vt, гумус) и сорбомикститнит (Sm, сапропель).

Генерационный потенциал пласта $ЮК_1$ удовлетворительный и хороший (S2 < 7 мг УВ/г породы, среднее 0,9), пласта $ЮК_0$ очень хороший и отличный (S2 > 10–20, среднее 24). На диаграмме HI — Tmax органическое вещество пласта $ЮК_1$ преимущественно III типа, пласта $ЮК_0$ — II и III типа. По данным группового, изотопного состава керогена и битумоидов подтвержден их «баженовский» тип, а также сингенетичность с нефтематеринскими породами.

Катагенетическая зрелость ОВ соответствует ранней и главной зоне нефтеобразования: пласт $ЮК_1$–$МК^{1-1}$ и $МК^{1-2}$ (R_0 — 0,53, Tmax = 427–449 °С), пласт $ЮК_0$ — $МК^{1-2}$ (Tmax = 424–450 °С). В пласте $ЮК_0$ встречены образцы со стадией $МК^2$ (менее 20 %), не имеющие привязанности к разрезу. По «кроссовер»-эффекту (показатель пика S_1 по пиролизу >TOC) 21 % образцов содержит подвижную нефть (параавтохтонные УВ) и относится к интервалу естественных коллекторов пачек 1Т–2Т (рис. 2).

Отложения БАК сформированы в полифациальных условиях: для $ЮК_1$ характерно терригенное осадконакопление в мелководно-морских условиях, для $ЮК_0$ хемогенно-биогенное в условиях открытого (1Т–5Т) и закрытого (6Т) морского бассейна. Характерным элементом в разрезе абалака является наличие септариевых конкреций (которые достигают до 80 см в диаметре), в кровле $ЮК_1$ повсеместно развиты покровные карбонаты с признаками коры выветривания в субаэральных условиях, в нижней части $ЮК_0$ развиты маломощные прослои радиоляритов, в по разрезу пачек 4Т–5Т карбонатные нодули, пачка 6Т пиритсодержащая формировалась в условиях сероводородного заражения [2, 3].

Многие эксперты к естественным коллекторам (ЕК) относят карбонатные породы, формирующие трещинно-кавернозные коллекторы. На рассматриваемой площади выполнена типизация карбонатных литотипов: $ЮК_1$, 2А/1А (ЕК) — септариевые конкреции морского мелководья (лагун), разбитые трещинами, КВ (ЕК) — биогенные карбонаты смешанного состава с трещинно-кавернозной пустотностью; $ЮК_0$, 2Т (неколлектор, НК) — вторичные карбонаты смешанного состава, развитые по радиоляритам с массивной структурой, 4Т (НК) — первичные (раковины двустворчатых моллюсков), переотложенные известняки и вторичные гидротермальные с массивной структурой, 5Т (НК) — переотложенные известняки (нодули), вторично гидротермальные и первичные бактериальные (кровля пачки) с массивной структурой.

По данным промысловой геофизики (ПГИ 36 скважин) приточные интервалы установлены в карбонатах пласта $ЮК_1$, с высоким коэффициентом работающих толщин Крт = 0,38 на уровне Крт стандартного низко проницаемого коллектора (Крт — это доля интервала притока от интервала перфорации).

Исследование пустотного пространства выполнено методами микротомографии с разрешением 3 мкм и ртутной порометрии. Выделено 5 типов пустотного пространства: литогенетические трещины (линейный размер пор 40–400 мкм), трещинно-каверновый (80–500 мкм), порово-микрокаверновый (6–80 мкм), порово-межкристаллический (3–8 мкм) [4]. Внутрикерогеновая пористость из-за разрешающей способности аппарата не выделена, но по данным РЭМ (растровой электронной микроскопии) органические поры (1,7 мкм) выявлены только в одном шлифе пласта $ЮК_0$. По данным ртутной порометрии сделано заключение, что естественная фильтрация нефти по порам невозможна: средний размер поровых каналов 0,029 мкм, транспортные поры D › 1–10 мкм отсутствуют.

Обоснование принципиальной модели строения коллекторов в разрезе БАК
Одномерное геолого-геофизическое моделирование

Добыча нефти на объекте $ЮК_1$ рассматриваемого месторождения приурочена к зонам естественной трещиноватости, обеспечивающим входные дебиты нефти скважин в диапазоне 2–430 т/сут (средний 117), накопленные отборы нефти 0,1–884 тыс. т (среднее 80). Всего в добыче пребывало около 80 скважин, разработка осуществлялась на режиме истощения без ГРП с перфорацией интервалов естественных коллекторов. ЕК в представленной работе описаны литотипами и согласующимися с ними петротипами (ПТ) петрофизической модели БАК.

На первом шаге петрофизиками построена объемная минеральная модель в ELAN по 11 опорным скважинам с керном и расширенным комплексом ГИС. Расчеты МКС для $ЮК_0$ и $ЮК_1$ выполнены для 5 групп: глинистые минералы, кремнезем + полевые шпаты, сумма карбонатов, пирит, кероген. На основе МКС и пиролиза рассчитана весовая и объемно-компонентная полиминеральная модель отложений БАК.

Далее на фонде с керном и расширенным ГИС с использованием нейронных сетей выделены 14 петротипов (рис. 3), которые хорошо согласуются с литофациями по керну [5]. Последующая типизация разреза при ограниченном комплексе ГИС показала возможность ее использования на остальном фонде скважин. По результатам переинтерпретации ГИС в интервале БАК выявлена низкая достоверность выделения только трех тонкослоистых петротипов (рис. 4), включающих петротип песчаника (№ 14) в подошве пласта $ЮК_1$ и петротип кремнистого радиолярита (№ 6) в кровле пачки 1Т+2Т пласта $ЮК_0$.

В рамках обоснования алгоритмов расчета ФЕС проведена оценка и рассчитаны 4 вида пористости:

- Кп до экстракции — открытая пористость характеризует исходный поровый объем (ЕК в $ЮК_0$ — 1,2 %, $ЮК_1$ — 2,8 %);
- Кп после экстракции — характеризует открытую пористость после химического воздействия (ЕК в $ЮК_0$ — 3,1 %, $ЮК_1$ — 2,9 %);
- общая пористость по ГИС сопоставима с определениями на керне по ЯМР с донасыщением (ЕК в $ЮК_0$ — 10 %, $ЮК_1$ — 3 %);
- эффективная пористость — по ЯМК с отсечками, которые объединяют самые крупные поры (ЕК в $ЮК_0$ — 4,2 %, $ЮК_1$ — 2,8 %).

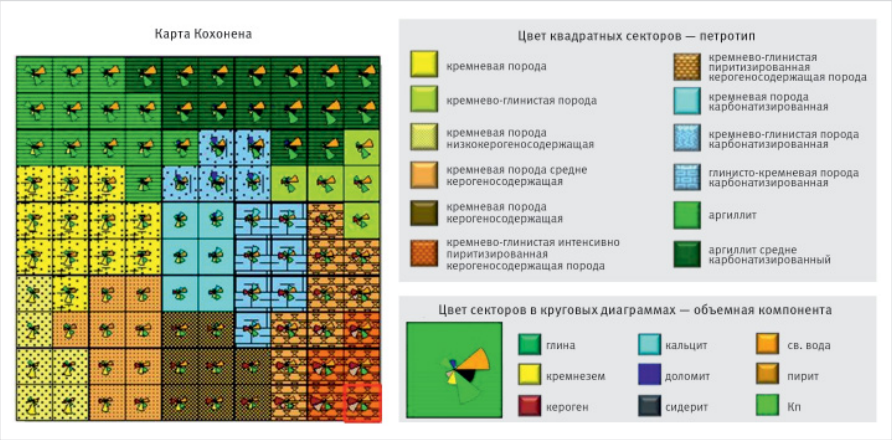


Рис. 3. Карта Кохонена для кластеризации разреза БАК
Fig. 3. Kohonen map for clustering of the BAC section

Ограниченный комплекс ГИС

Расширенный комплекс ГИС: Петротип	1 НК	2НК	3НК	4 НК	5 ПК	6 К	7 ПК	8 К	9 ПК	10 К	11 НК	12 НК	13 К	14 К	Итого
1 НК	43	10		4				16	1		26				100
2 НК	4	74		11			2	4	3		3				100
3 НК			28					2		12		21	37		100
4 НК	1	16		63	1		16		2						100
5 ПК				1	82		15		0		0				100
6 К	22	15				11		52							100
7 ПК		7		12	4		58		5		14				100
8 К	1							99							100
9 ПК	1	0		4			7		83		5				100
10 К			12							59		14	14		100
11 НК	10	4		6			6		1		72				100
12 НК			6							1		93			100
13 К			2					1		8		2	87		100
14 К			12									53		35	100
	Пласт $ЮК_0$									Пласт $ЮК_1$					

уверенно | удовлетворительно | отсутствие

Рис. 4. Матрица вероятности выделения петротипов по комплексам ГИС
Fig. 4. The probability matrix of petrotypes allocation by GIS complexes

Рекомендовано использовать в подсчете запасов эффективную пористость по ЯМК. Насыщенность определялась путем отгонки в аппарате Дина Старка: средняя водонасыщенность для порового типа коллектора составила Кв = 35–40 %, для трещинного типа коллектора принят Кв = 5 %. Для интерпретации стандартного ГИС петротипам присвоены значения ФЕС и хрупкости по данным керна опорных скважин.

Основные результаты интерпретации ГИС по новой петрофизической модели включают следующее:

- построена полиминеральная объемно-компонентная модель горных пород БАК, детально характеризующая разрез;
- выделено и обосновано 3 типа класса пород — естественный коллектор (ЕК), потенциальный коллектор (ПК) и неколлектор (НК);
- выделено всего 14 петрофизических типов пород, в т.ч. пять ПТ — коллектор, три ПТ — потенциальный коллектор и шесть ПТ отнесли к неколлектору;
- выделены трещиноватые и потенциально трещиноватые интервалы;
- получены эффективные толщины по петротипам и типам коллектора (ЕК, ПК, НК);
- обоснованы алгоритмы расчета параметров Кп (Кп. общ, Кп. эф, Кп до и после экстракции), Кн, Сорг, хрупкость, кремнистость, глинистость, содержание пирита.

Сложная природа коллектора не позволила определить граничные значения параметров. Существуют неопределенности входных данных, включающие отсутствие исследований керогена (плотность, элементный состав), низкую изученность геомеханических параметров керна карбонатов и глауконитовых пород пласта $ЮК_1$.

По результатам петроупругого моделирования было выделено 4 укрупненных класса пород: пласт $ЮК_0$ — толща с высоким (пачки 6Т–3Т) и с низким (пачки 1Т+2Т) содержанием керогена; пласт $ЮК_1$ — аргиллит глауконитовый (пачка 2А), аргиллит каолинитовый (пачка 1А). Также на основе упругих параметров возможен прогноз Сорг, хрупкости и содержания пирита. Прогноз пористости через упругие параметры не рекомендован ввиду слабой дифференциации ФЕС по разрезу БАК. Для объекта БАК рекомендована модель слоистой среды с вертикальной анизотропией VTI. Это связано с низкой плотностью естественной трещиноватости по данным микросканеров и, соответственно, отсутствием существенной горизонтально-поперечной анизотропии (HTI) пород.

По результатам фациального и петрофизического моделирования в разрезе абалакской свиты выделены следующие петротипы естественных коллекторов трещинно-кавернозного и трещинно-порового типа (рис. 5):

- ПТ 10 — высокоприточные брекчии карбонатных пород (Нэф = 0,4–1,8 м/скв., Кп = 5 %, Кн = 0,95);
- ПТ 13 — глауконитсодержащие глины (Нэф = 4–8 м/скв., Кп = 1 %, Кн = 0,95);
- ПТ 10 — линзы конкреционных карбонатов (Нэф = 1,2–4,5 м/скв., Кп = 5 %, Кн = 0,95);
- ПТ 14 — алевролиты пахомовской пачки (Нэф = 0,2–0,8 м/скв., Кп = 3,4 %, Кн = 0,24.

В разрезе тутлеймской свиты выделены петротипы естественных и потенциальных коллекторов трещинно-порового типа (рис. 5):

- ЕК ПТ 6 и 8 — силициты пачек 1Т+2Т с доказанной продуктивностью (Нэф = 8–12,8 м/скв., Кп = 4,2 %, Кн = 0,64);
- ПК ПТ 5, 7, 9 — кремнисто-глинистые породы с высоким содержанием керогена и пирита (Нэф = 3,6–19,1 м/скв., Кп = 4,2 %, Кн = 0,71). Продуктивность пород не подтверждена интервальными испытаниями скважин.

Следует отметить, что подсчетные параметры изученных пластов БАК, обоснованные по результатам исследований собственного керна, значительно отличаются от утвержденных ранее ГКЗ РФ [6], где эффективная толщина пласта $ЮК_0$ была условно принята на уровне 1/3 от общей толщины пласта, а объем пласта $ЮК_1$ включал нижнюю низкокерогеновую толщу пласта $ЮК_0$ (пачки 1Т+2Т).

Итоги

По результатам детальных комплексных исследований пород и пластов БАК впервые получены количественные характеристики естественных коллекторов на рассмотренном месторождении и обоснована принципиальная модель строения коллекторов:

- выполнена литотипизация и стратификация разреза, выделены 11 литотипов пород, в интервале пласта $ЮК_1$ и 2 пачки (1А, 2А), в пласте $ЮК_0$ — 6 пачек (1Т, 2Т, 3Т, 4Т, 5Т, 6Т);
- обосновано объемное содержание ОВ по разрезу пластов БАК, его высокий генерационный потенциал в пласте $ЮК_0$ и определена степень зрелости на уровне стадий катагенеза $МК^{1-1}$–$МК^{1-2}$. Органическая пористость не выявлена, ресурсы сорбированной нефти S_1 в низкопреобразованном керогене оценивать не целесообразно;
- изучена структура пустотного пространства: выделено 5 типов пустот (микротомография), определено отсутствие фильтрующих пор (ртутная порометрия);
- построена полиминеральная объемно-компонентная модель отложений БАК, выделено 14 петротипов, в т.ч. пять ПТ — коллектор, три ПТ — потенциальный коллектор и шесть ПТ отнесли к неколлектору;
- построена петроупругая модель,

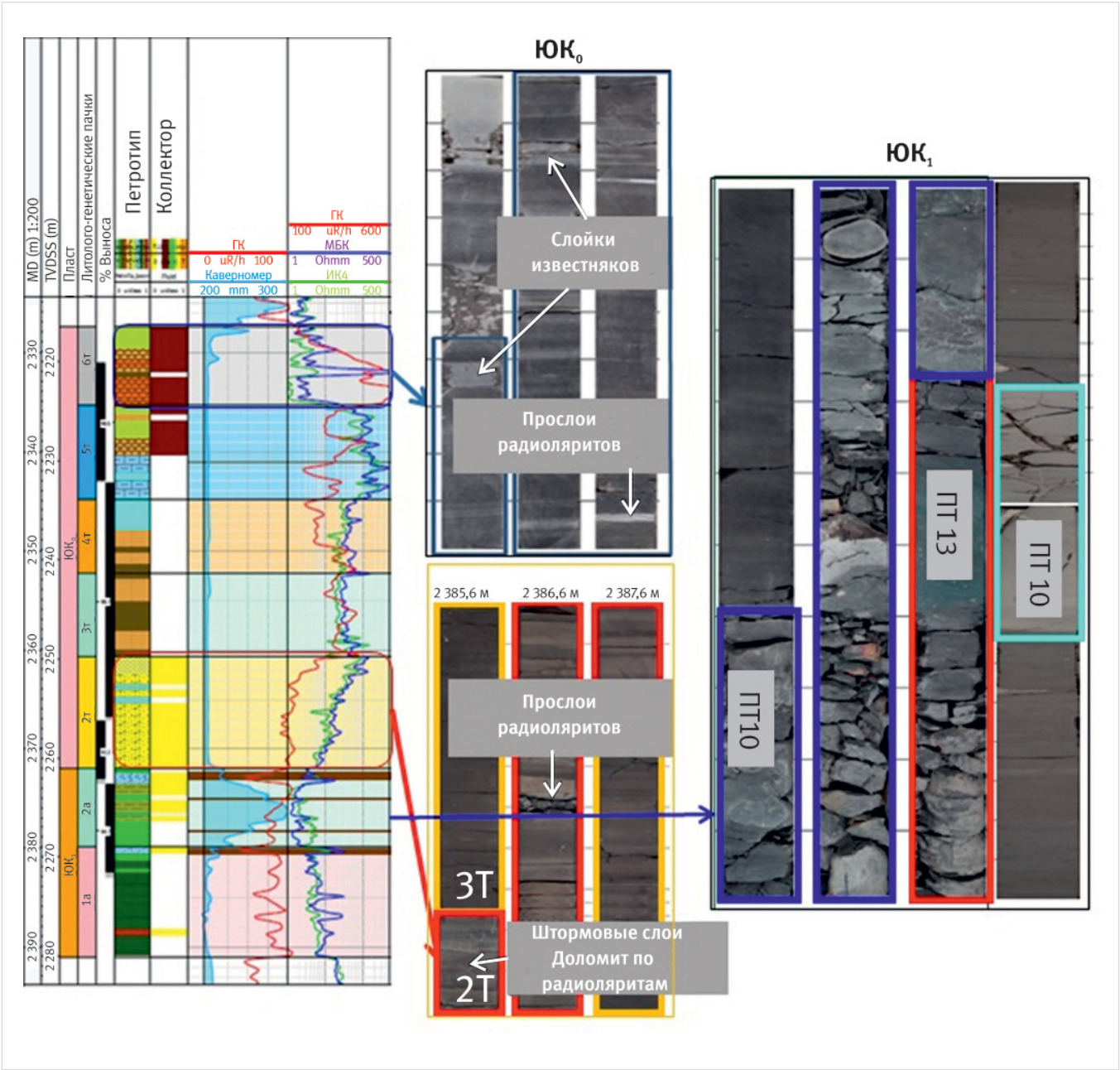


Рис. 5. Разрез скважины с отражением керна пород-коллекторов пластов БАК
Fig. 5. The section of the well with the reflection of the core of the reservoir rocks of the BAC formations

выполнен прогноз петротипов, Сорг, хрупкости;
- обоснованы количественные параметры естественных коллекторов для целей подсчета запасов (эффективные толщины, Кп, Кн) и прогноза ППЗ (Сорг, хрупкость).

Выводы
- Изменение стратиграфической границы кровли пласта $ЮК_1$ явилось предпосылкой для перераспределения объема пласта.
- Подсчетные параметры значительно отличаются от утвержденных ранее ГКЗ РФ, где эффективная толщина пласта $ЮК_0$ была условно принята на уровне 1/3 от общей толщины пласта, а объем пласта $ЮК_1$ включал нижнюю низкокерогеновую толщу пласта $ЮК_0$ (пачки 1Т+2Т).

Литература

1. Авраменко Э.Б., Грищенко М.А., Ахмадишин А.Т., Кудаманов А.И., Смышляева М.Д., Кузьмина С.С., Маринов В.А., Потапова А.С. Практическое применение геохимических индикаторов для уточнения обстановок осадконакопления в отложениях бажено-абалакского комплекса Красноленинского района // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Россия, Москва, 2018. 15–17 октября. SPE-191489-18RPTC-MS.
2. Хабаров А.В., Ошняков И.О., Александрова И.О., Кантемиров Ю.Д., Коваленко Е.В., Авраменко Э.Б. Многомерный анализ данных ГИС и керна как инструмент петрофизической типизации пород бажено-абалакского комплекса // Каротажник. 2019. № 6. С. 86–102.
3. Маринов В.В., Алиферов А.С., Бумагина В.А., Игольников А.Е., Кудаманов А.И. Стратиграфия и условия формирования келловейских и верхнеюрских отложений центральной части Казым-Кондинского района (Западная Сибирь) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2021. № 2. С. 3–16.
4. Немова В.Д. Условия формирования коллекторов в отложениях баженовского горизонта в районе сочленения Красноленинского свода и Фроловской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. № 2. С. 1–14.
5. Немова В.Д., Колосков В.Н., Покровский Б.Г. Формирование карбонатизированных коллекторов в глинисто-кремнистых отложениях баженовского горизонта на западе Широтного Приобья // Разведка и охрана недр. 2011. № 12. С. 31–35.
6. Временное методическое руководство по подсчету запасов в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. М., 2020.

ENGLISH

Results

Based on the results of detailed comprehensive studies of rocks and formations of the BAC, quantitative characteristics of natural reservoirs in the field under consideration were obtained for the first time and a fundamental model of the structure of the collectors is justified:
- Lithotyping and stratification of the section was carried out, 11 lithotypes of rocks were identified, in the interval of the formation of UK_1 and 2 bundles (1A, 2A), in the formation of UK_0 – 6 bundles (1T, 2T, 3T, 4T, 5T, 6T);
- The volume content of OV in the section of the BAC formations, its high generation potential in the UK_0 formation is justified and the degree of maturity of MK^{1-1} – MK^{1-2} is determined. Organic porosity has not been detected, the resources of sorbed S_1 oil in low-converted kerogen are not advisable to estimate;
- The structure of the void space was studied: 5 types of voids were identified (microtomography), the absence of filtering pores was determined (mercury porometry);
- A polymineral volume-component model of BAC deposits was constructed, 14 petrotypes were identified, including five PT – collector, three PT – potential collector and six PT were attributed to a non-collector;
- The petroelastic model is constructed, the forecast of petrotypes, Sorg, fragility is made;
- The quantitative parameters of natural reservoirs are justified for the purposes of calculating reserves (effective thicknesses, Kp, Kn) and forecasting PPZ (Sorg, fragility);

Conclusions
- The change in the stratigraphic boundary of the roof of the UK_1 formation was a prerequisite for the redistribution of the reservoir volume;
- The calculation parameters differ significantly from those approved earlier by the GKZ of the Russian Federation, where the effective thickness of the UK_0 formation was conditionally assumed at 1/3 of the total thickness of the formation, and the volume of the UK_1 formation included the lower low-carcinogenic thickness of the UK_0 formation (bundles of 1T+2T).

References

1. Avramenko E.B., Grishchenko M.A., Akhmadishin A.T., Kudamanov A.I., Smyshlyaeva M.D., Kuzmina S.S., Marinov V.A., Potapova A.S. Application of geo-chemical indicators for sedimentology description clarifying of Bazhenov and Abalak formation in Krasnoleninskoe field. SPE Russian petroleum technology conference, Russia, Moscow, 2018, 15–17 October, SPE-191489-18RPTC-RU. (In Russ).
2. Khabarov A.V., Oshnyakov I.O., Alexandrova I.O., Kantemirov Yu.D., Kovalenko E.V., Avramenko E.B. A multidimensional analysis of logs and core as a tool for the petrophysical typing of the Bazhenov-Abalak association. Well Logger, 2019, issue 6, P. 86–102. (In Russ).
3. Marinov V.V., Aliferov A.S., Paperina V.A., Igolnikov A.E., Kudamanov A.I. Stratigraphy and formation conditions of callovian and upper jurassic deposits of the central part of the Kazym-Konda region (West Siberia). Geology and mineral resources of Siberia, 2021, issue 2, P. 3–16. (In Russ).
4. Nemova V.D. Conditions of reservoir formation in deposits of Bazhenov strata whithin the junction of Krasnolenin arch and Frolov megadepression. Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika, 2012, issue 2, P. 1–14. (In Russ).
5. Nemova V.D., Koloskov V.N., Pokrovsky B.G. Formation processes carbonatized reservoir in the clay-siliceous sediments of Bazhenov horizon in the West Mid-Ob. Prospect and protection of mineral resources, 2011, issue 12. (In Russ).
6. Temporary methodological guide for the calculation of reserves in fractured and fractured-pore reservoirs in the sediments of the Bazhenov strata of the West Siberian oil and gas province. M., 2020. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Грищенко Марина Афанасьевна, к.т.н., старший эксперт,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: MAGrischenko@tnnc.rosneft.ru

Смышляева Марина Дмитриевна, менеджер,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Авраменко Эсфирь Борисовна, менеджер,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: EBAvramenko@rosneft.ru

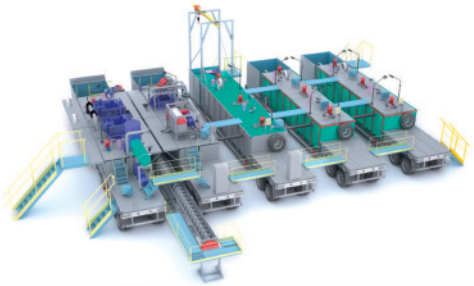
Grishchenko Marina Afanasyevna, ph.d., senior expert,
"Tyumen Oil Research Center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: MAGrischenko@tnnc.rosneft.ru

Smyshlyaeva Marina Dmitrievna, manager,
"Tyumen Oil Research Center" LLC, Tyumen, Russia

Avramenko Esther Borisovna, manager,
"Tyumen Oil Research Center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: EBAvramenko@rosneft.ru

Циркуляционные очистные системы семейства Аквилон™

Глубокая очистка буровых растворов от выбуренной породы и их рекуперация до первичного состояния



ЭКСКЛЮЗИВНОСТЬ И ПЕРСОНАЛИЗАЦИЯ

Применение современных технологий и бережливый подход к проектированию и изготовлению систем позволяет нам учесть все пожелания Заказчика и предоставить индивидуальное решение в минимальный срок. Эргономичность органов управления и плавный запуск системы в работу обеспечивает максимальную эффективность и безопасность работы оператора. Индивидуальный подход в ценообразовании.

ГАРАНТИРОВАННОЕ КАЧЕСТВО

Надёжная антикоррозионная и теплоизолирующая защита ёмкостного оборудования и трубных обвязок, 100 % выходной контроль сварных стыков металлоконструкций.

Все элементы системы выполнены в строгом соответствии с требованиями мобилизации по дорогам общего пользования и не требуют оформления специальных разрешений и сопровождений транспортом ГИБДД.

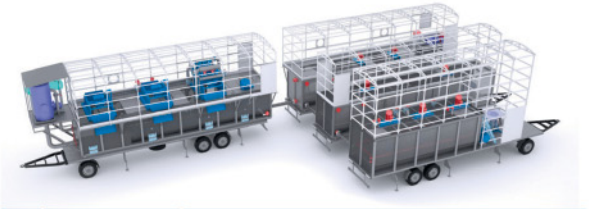
ВЫГОДНОЕ ПРИОБРЕТЕНИЕ

Каждая система комплектуется:

- силовым шкафом и пускорегулирующей аппаратурой;
- вытяжными вентиляторами;
- паровыми змеевиками вдоль корпусов ёмкостного оборудования;
- электрическими калориферами;
- газосигнализаторами;
- уровнемерами.

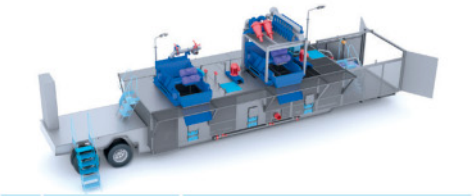
Широчайший ассортимент навесного оборудования.

УРАГАН (HURRICANE) – 240



ШТОРМ (STORM) – 120

ШТОРМ (STORM) – 100



ЦИКЛОН (CYCLONE) – 40

Технические характеристики

Общий полезный объем бурового раствора, м³	40	100	120	240
Количество блоков, ед.	1	3	4	7
Количество ступней очистки, шт.	3	3	4	4
Максимальная пропускная способность комплектующего оборудования:				
- вибросито, л/с	40	40	40	51
- илоотделитель, л/с	60	63	63	60
- пескоотделитель, л/с	63	58	58	40
- центрифуга, л/с	-	-	18	11,1
- дегазатор, л/с	-	-	40	40

ТАЙФУН (TYPHOON)

сверхтонкая очистка буровых растворов при бурении на продуктивных горизонтах

Технические характеристики

Плотность, кг/м³	1 050–1 350
Вязкость по вискозиметру ВМ-6, с	17–60
Максимальный размер твёрдых частиц, мм	0,83
Кислотность, pH	5–5,5
Максимальная производительность, м³/час, не более	2 700
Энергетические характеристики:	
- номинальное напряжение, В	380
- номинальная частота тока, Гц	50
- потребляемая мощность, кВт	37
Классификация степени защиты Электрооборудования	IP-64 (взрывозащищённое)
Масса, кг	2 400

Вся линейка продукции укомплектована быстроразъёмными соединениями, упрощающими монтаж и сокращающими время его проведения

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

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-22-28 УДК 552.54 I Научная статья

Генетические типы пустотного пространства и закономерности их распределения в карбонатных природных резервуарах Тимано-Печорской провинции

Постников А.В.[1], Оленова К.Ю.[1], Сивальнева О.В.[1], Козионов А.Е.[1], Казимиров Е.Т.[1], Путилов И.С.[2,3], Потехин Д.В.[2,3], Саетгараев А.Д.[4]
[1]РГУ (НИУ) нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, Россия, [2]Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», Пермь, Россия,
[3]ПНИПУ, Пермь, Россия, [4]ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», Усинск, Россия
egorcasual@yandex.ru

Аннотация
Одной из главных проблем нефтяной геологии и разработки является сложность в исследовании и моделировании неоднородности распределения пустотного пространства и его свойств в породах-коллекторах. Большое количество природных резервуаров со сложно построенным распределением коллекторских свойств, как правило, встречается в крупных карбонатных комплексах. На их формирование совместно влияют множество факторов, главными из которых являются тектонические процессы, палеогеографические условия, обстановки осадконакопления, особенности эволюции биологических сообществ (биоценозов), развитие вторичных (постседиментационных) процессов.
В статье рассматриваются региональные условия формирования карбонатных природных резервуаров Тимано-Печорской провинции (ТПП) для трех крупных нефтегазоносных комплексов: силурийско-нижнедевонского, верхнедевонско-турнейского и пермско-каменноугольного; освещаются результаты характеристики и сравнительного анализа пустотного пространства различных структурных компонентов пород для выявления закономерностей его формирования, пространственного распределения и свойств.

Материалы и методы
В рамках исследования по 15 скважинам из 9 месторождений проанализировано свыше 1 000 пластин керна и приуроченных к ним петрофизических цилиндров и шлифов с использованием методов оптической и электронной микроскопии, компьютерной рентгеновской томографии и имидж-анализа пустотного пространства (в прокрашенных шлифах).
Исследования петрофизических цилиндров проводились в ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». Остальные перечисленные исследования проводились на кафедре литологии в РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина.

Ключевые слова
карбонатные природные резервуары, карбонатные породы-коллекторы, пустотное пространство, смачиваемость, Тимано-Печорская провинция, палеозой

Для цитирования
Постников А.В., Оленова К.Ю., Сивальнева О.В., Козионов А.Е., Казимиров Е.Т., Путилов И.С., Потехин Д.В., Саетгараев А.Д. Генетические типы пустотного пространства и закономерности их распределения в карбонатных природных резервуарах Тимано-Печорской провинции // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 1. С. 22–28. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-22-28

Поступила в редакцию: 01.11.2021

UDC 552.54 I Original Paper

Genetic void types and their distribution regularities in carbonate reservoirs of Timan-Pechora province

Postnikov A.V.[1], Olenova K.Yu.[1], Sivalneva O.V.[1], Kozionov A.E.[1], Kazimirov E.T.[1], Putilov I.S.[2,3], Potekhin D.V.[2,3], Saetgaraev A.D.[4]
[1]Gubkin RSU of oil and gas, Moscow, Russia, [2]Department "LUKOIL-Engineering" LLC "PermNIPInft", Perm, Russia,
[3]PNRPU, Perm, Russia, [4]"LUKOIL-Komi" LLC, Usinsk, Russia
egorcasual@yandex.ru

Abstract
One of the main problems of petroleum geology and development is research and modeling of void space heterogeneity and its properties in the reservoir rocks. Carbonate deposits, as a rule, contain of reservoir rocks which have highly intricate structure and distribution of pore space. Their formation is influenced by many factors: tectonic processes, paleogeographic environments, depositional environments, evolution of biological communities (biocenoses), and the post-sedimentary processes.
The article discusses the regional factors of the Timan-Pechora province (TPP) for three large oil and gas complexes: the Silurian-Lower Devonian, Upper Devonian-Tournaisian and Permian-Carboniferous; highlights the results of the characteristics and comparative analysis of the void space in various structural components of rocks; identification of the spatial distribution patterns and properties of the void space.

Materials and methods
In this study, were research over 1000 core plates in 15 wells from 9 fields. Associated with them petrophysical cylinders and thin sections were analyzed by using optical and electron microscopy, computed X-ray tomography and image analysis of void space (in stained thin sections). The studies of petrophysical cylinders were carried out at "LUKOIL-Engineering" LLC. The rest of the listed studies were carried out at the Department of Lithology at the Gubkin RSU of oil and gas.

Keywords
carbonate reservoir, reservoir rocks, voids, wettability, Timan-Pechora province, paleosoic

For citation
Postnikov A.V., Olenova K.Yu., Sivalneva O.V., Kozionov A.E., Kazimirov E.T., Putilov I.S., Potekhin D.V., Saetgaraev A.D. Genetic void types and their distribution regularities in carbonate reservoirs of Timan-Pechora province. Exposition Oil Gas, 2022, issue 1, P. **–**. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-22-28

Received 01.11.2021

Введение

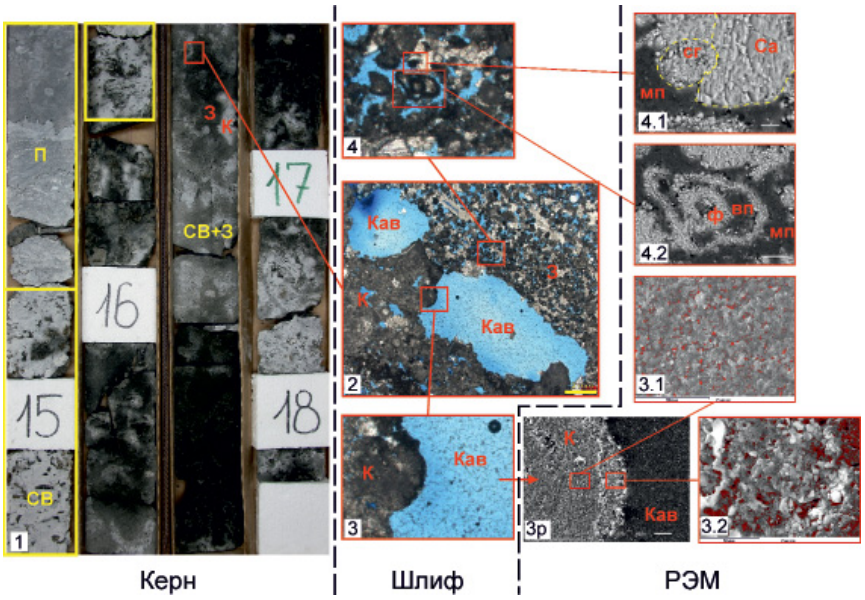
Данная работа является продолжением обобщения результатов предыдущих исследований на кафедре литологии [3, 5, 7, 10, 11, 13] по разрезам нижнедевонско-силурийского, верхнедевонского и нижнепермско-каменноугольного комплексов порядка 40 месторождений Ижма-Печорской, Печоро-Колвинской, Хорейверской, Варандей-Адзьвинской нефтегазоносных областей. Параллельно ведутся подобные работы с уклоном в петрофизические исследования накопленного за последние десятилетия кернового материала [1, 8, 14].

Породы-коллекторы карбонатных отложений ТПП обладают очень высокой вещественной и структурной неоднородностью, что в целом характерно для крупных карбонатных нефтегазоносных комплексов. Вместе с тем рассматриваемые комплексы обладают рядом специфических черт, обусловленных палеотектоническими, палеогеографическими и эволюционно-биологическими факторами.

На протяжении всего палеозоя в пределах ТПП выдерживаются сходные палеоклиматические и палеотектонические условия. Осадконакопление проходило в условиях обширного мелководного шельфового бассейна, который раскрывался в Палеоуральский океан и с запада ограничивался слабовыраженными в рельефе складчатыми сооружениями Тимана [12], что определило незначительный объем поступления терригенного материала в среду седиментации. Такие условия с небольшими перерывами сохранялись на протяжении практически всего палеозоя, поэтому сформировался целый ряд общих черт, характерных для разновозрастных природных резервуаров. В связи с этим общность строения нефтегазоносных комплексов ТПП прослеживается в огромном стратиграфическом диапазоне: от силура до нижней перми [2, 4, 9].

Вместе с тем в пределах рассматриваемого региона сохраняется высокая локальная тектоническая неоднородность, которая и определила латеральную и вертикальную неоднородность комплексов. Вследствие чего на приподнятых (приразломных) участках морского дна формировались многочисленные (часто высокоамплитудные) органогенные постройки, которые были окружены относительно глубоководными участками депрессионных зон. Эвстатические колебания уровня Мирового океана и, возможно, локальная блоковая геодинамика приводили к периодическому выводу формировавшихся построек выше уровня моря или, напротив, их погружению, что и определяло высокую неоднородность коллекторских свойств резервуаров на всех иерархических уровнях: от макроуровня, отражающего строение резервуара в целом, до микроуровня, определяемого структурными соотношениями породообразующих компонентов.

Существенное влияние на свойства и вертикальную структурную неоднородность карбонатных комплексов ТПП оказала эволюция биоценозов, которая во многом определила особенности строения органогенных построек на разных стратиграфических уровнях.



1 — породы с преобладанием строматопорово-водорослевого баундстоуна с комковатым заполнителем (СВ+З); слева (выделено желтым) — сильно кавернозный строматопорово-водорослевый баундстоун (СВ) с практически полным отсутствием комковатого заполнителя и плотные разности пород (П) с преобладанием сгустковой компоненты;

2 — участок шлифа: с развитием строматопорово-водорослевого каркаса (К), комковатого заполнителя (З) и каверн (Кав);

3 — увеличенный участок каркаса:
3р — изображение РЭМ;
3.1 — микропористость внутри каркаса;
3.2 — микропористость каркаса на границе с каверной;

4 — увеличенный участок заполнителя:
4.1 — структурные элементы в заполнителе: сгустки (cr); вадозный кристалл кальцита (Ca) и межформенная пора (мп);
4.2 — микропористая раковина фораминиферы (ф) с внутриформенными пустотами (вп)

1 – rocks with a predominance of stromatoporous-algal boundstone with peloidal filler (СВ+З); on left image side (highlighted in yellow) – strongly cavernous stromatoporous-algal boundstone (СВ) with an almost absence of peloidal filler and dense rock varieties (П) with a predominance of the mud cloths component;

2 – thin section area: with the development of a stromatoporous-algal frame (К), peloidal filler (З) and caverns (Кав);

3 – enlarged thin section area of the frame:
3р – SEM image;
3.1 – microporosity inside the frame;
3.2 – microporosity of the frame at the boundary with the cavity;

4 – enlarged thin section area of the filler:
4.1 – structural elements in the filler: mud clots (cr), vadose calcite crystal (Ca) and intraparticle pore (вп);
4.2 – foraminifera Microporous shell (ф) with interparticle pores (вп)

Рис. 1. Схема иерархии пустотного пространства «керн-шлиф-РЭМ» фаменских отложений (D3fm)
*Fig. 1. Scheme of void space hierarchy "core-thin section-SEM" in the Famenian depo*sits (D3fm)

Формирование неоднородности имело ярко выраженный стадийный характер. Ее основные черты складывались на стадии седиментогенеза, но существенные изменения происходили в процессе диагенеза осадков и при их последующем катагенезе.

В результате сочетания рассмотренных факторов устанавливаются качественные различия для силурийско-нижнедевонского, верхнедевонско-турнейского и пермско-каменноугольного комплексов отложений.

Факторы организации пустотного пространства

Неоднородность пустотного пространства можно охарактеризовать как комбинацию разномасштабных элементов, каждый из которых обладает присущими им свойствами и морфологией пустотного пространства. Их последовательное сочетание позволило выстроить иерархические фильтрационные системы для природных резервуаров. Каждый из иерархических уровней может быть охарактеризован разным набором литолого-петрофизических исследований.

Для выделенных четырех иерархических уровней определены основные факторы организации пустотного пространства.

- Структурный уровень — характеризует структуру пустотного пространства. Его можно разделить на два подуровня по методам исследований:
  - подуровень микроструктурных элементов различного генезиса и связанной с ними микропористости. Могут быть охарактеризованы методами растровой электронной микроскопии (РЭМ), компьютерной томографии (высокого уровня

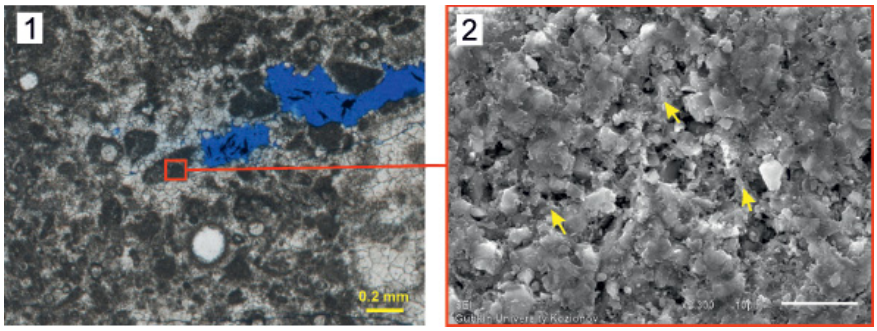
Табл. 1. Факторы, определяющие генетические типы пустотного пространства
Tab. 1. Factors determining the genetic types of void space

Факторы		Основные процессы	Формируемое пустотное пространство
Седиментационные (первичные)		Накопление граноморфного материала	Межформенное
			Внутриформенное
			Микропористое
		Накопление карбонатного ила (сгустков)	Микропористое
		Рост каркасных построек	Внутрикаркасное
		Биотурбация	
Вторичные	Диагенетические	Синерезис, усыхание	Трещинное
		Цементация (в т.ч. спаритизация) и перекристаллизация	Межкристаллическое
			Внутрикристаллическое
		Выщелачивание	Пустоты выщелачивания (в т.ч. каверны)
			Вместоформенное
			Внутрикристаллическое
		Грануляция/микритизация	Микропористое
		Доломитизация	Межкристаллическое
			Внутрикристаллическое
		Засолонение (сульфатизация, галитизация и пр.)	Межкристаллическое
	Катагенетические	Трещинообразование	Трещинное
		Стилолитизация	
		Цементация	Межкристаллическое
			Внутрикристаллическиое
		Выщелачивание	Пустоты выщелачивания (в т.ч. по трещинам)

разрешения) и ядерно-магнитного резонанса (ЯМР);
- подуровень относительно крупных элементов матрицы пород и сопряженных с ними пор и мелких каверн. Изучается методами оптической микроскопии, компьютерной томографии (невысокого разрешения), исследованиями стандартных петрофизических цилиндров и ЯМР.

- Текстурный уровень — включает в себя различные структурные элементы, обладающие своеобразием свойств и морфологии пустотного пространства. Такие соотношения устанавливаются на уровне оптической стереомикроскопии, анализа макроизображений керна, редко – компьютерной томографии. Литотип, заключающий в себе геометрию пространственного распределения автохтонных и аллохтонных структурных элементов, характеризуется на структурном и текстурном уровне исследований.
- Уровень пласта-коллектора (макроуровень) — характеризует неоднородность распространения фильтрационно-емкостного пространства в пределах породных ассоциаций (сочетаний литотипов). При изучении макроуровня фильтрационно-емкостного пространства, помимо литологических методов, существенную роль играют методы геофизических исследований скважин (ГИС) и в отдельных случаях сейсморазведки.
- Уровень природного резервуара — характеризуется распределением пластов-коллекторов (других породных ассоциаций, таких как циклиты и сиквенсы) и зон трещиноватости в пространстве. Крупные природные резервуары, связанные с большими биогермными массивами, рифами, часто имеют в своем строении целый комплекс породных ассоциаций, приуроченных к разным стратиграфическим уровням. Тем не менее такой резервуар в целом представляет единый нефтегазоносный объект, гидродинамическая и фильтрационно-емкостная системы которого имеют ряд общих черт. Часто такой резервуар не может быть охарактеризован непрерывным отбором керна ни в одной скважине, и тогда на первый план при его исследовании выступают данные ГИС и сейсморазведки. Пространственные и вещественные неоднородности резервуара могут быть установлены только по его аналогам в естественных обнажениях.

В данной работе рассматриваются результаты исследований породных уровней (текстурного и в основном структурного уровня организации пустотного пространства) на основе методов оптической (с использованием микроскопов Axio Scope 40, Axio Imager A2M, Carl Zeiss GmbH) и электронной микроскопии (JSM 6610 LV, Jeol (Япония), с помощью энергодисперсионного спектрометра IE350 (OXFORD INSTRUMENTS, Великобритания), имиджанализа пустотного пространства в прокрашенных шлифах (Axio Vision Software, Adobe PhotoShop CC), компьютерной рентгеновской томографии (DeskTom 130, RX Solutions), петрофизических исследований (стандартными методами исследования петрофизических цилиндров) и макроанализа керна (анализ пластин керна на стереомикроскопах Axio Zoom V16, Carl Zeiss GmbH, анализ фотографий керна) (рис. 1).



1 — общий вид в шлифе:
множество комков и сгустков, насыщенных ОВ (темное); сцементированы кальцитом (светлое); встречаются единичные каверны (синее)
2 — снимок комка в РЭМ:
множественные пленки ОВ (показаны желтыми стрелками) в микрозернистой массе комка; микропоры (черное)

1 – general view in thin section: many peloids and mud clots saturated with organic matter (dark), cemented with calcite (light); there are single caverns (blue)
2 – SEM image of the peloid:
multiple organic matter films (shown by yellow arrows) in the microgranular mass of the peloid; micropores (black)

Рис. 2. Сферово-водорослевый известняк (D3fm)
Fig. 2. Sphere-algae limestone (D3fm)

На структурном уровне ключевыми являются генетические факторы, определяющие типы пустотного пространства (табл. 1). Тем не менее в карбонатных отложениях важно выявить фактор распределения органического вещества (ОВ), который может предопределить поверхностные свойства стенок пор и каналов.

Распределение органического вещества

Поверхность пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов ТПП по своей сути является кристаллической, так как сложена преимущественно кристаллами карбонатных минералов. Однако их природа может быть различной. Некоторые биохемогенные кристаллы (в частности, бактериальной природы) могут заключать внутри себя и/или между собой органическое вещество in situ (рис. 2). В связи с этим поверхность, как и матрицу породы в целом, стоит называть органоминеральной.

Кристаллы хемогенного генезиса, свободно растущие в пустотном пространстве, являются относительно «чистыми», так как не содержат примесей ОВ. К ним можно отнести, например, кристаллы вадозного кальцита или кристаллы ангидрита. Кристаллы, формирующие поверхность, могут отличаться между собой морфологией, что определяет степень ее изрезанности (в т.ч. извилистости/гладкости и т.д.). Микропористые участки часто сорбируют миграционное ОВ, тем самым меняя поверхностные свойства на границе с крупными пустотами. Таким образом, зная характер органоминеральной поверхности (рис. 3), можно прогнозировать ее поверхностные свойства (в т.ч. смачиваемость).

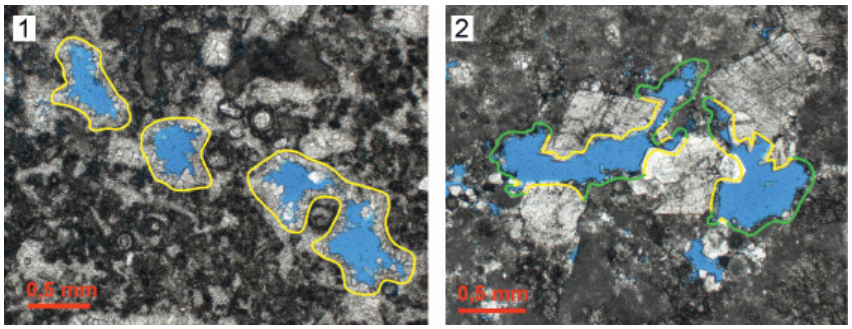
Авторами выдвигается предположение, что микрозернистые поверхности в матрице породы, насыщенные ОВ, могут гидрофобизировать/олеофизировать пустотное пространство, а яснокристаллические, наоборот, гидрофилизировать/олеофобизировать.

Седиментогенез

На этапе седиментогенеза формируется первичное пустотное пространство пород за счет роста каркасных построек, накопления граноморфного материала и/или карбонатного ила в пространстве между постройками (межкаркасное заполнение [6]) и в виде отдельных толщ.

Эволюция биоценозов определяет тип каркаса и геометрию первичного пустотного пространства. Общие черты рассматриваемых отложений обусловлены повсеместным присутствием цианобактериальных сообществ. Особенно ярко это выражено в силурийско-нижнедевонское время, когда цианобактерии почти полностью определяли формирование каркасных построек. Однако во франское и спорадически в фаменское время уже значительную роль приобретают строматопороидеи, а в пермско-каменноугольное время произошел расцвет таких каркасообразующих организмов, как палеоаплизины, мшанки, известковые водоросли и микрокодии.

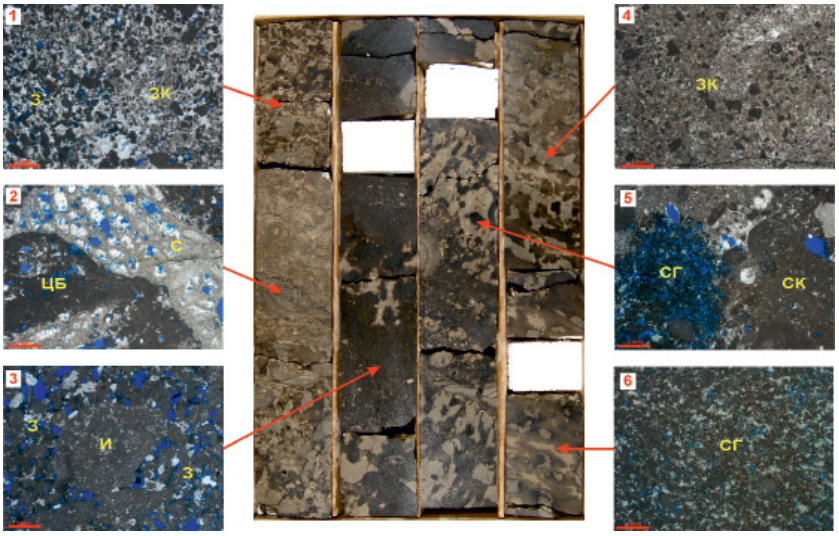
Морфологически выраженные органогенные постройки часто сопровождались накоплением слоев грейнстоунов, структура которых определяется составом биоценоза. В силурийско-нижнедевонском и верхнедевонско-турнейском комплексах подобные толщи развиты слабо. Их широкое развитие происходит в пермско-каменноугольном комплексе. Это, по-видимому, связано с появлением биоценозов, включающих различные



1 — микрозернистые разности, насыщенные ОВ (темное) изолированы от поверхности пустот вторичным крустификационным кальцитовым цементом (оконтурено желтым)
2 — первичные микрозернистые органоминеральные элементы каркаса формируют поверхность каверны (оконтурено зеленым) наравне со вторичными крупнокристаллическими кальцитом и доломитом (подчеркнуто желтым)

1 – microgranular varieties saturated with organic matter (dark) are isolated from the voids surface by secondary crustificatory calcite cement (outlined in yellow)
2 – primary microgranular organomineralframework elements form the cavity surface (outlined in green) along with secondary coarse-grained calcite and dolomite (underlined in yellow)

Рис. 3. Характер поверхности стенок пустот в строматопорово-водорослевом баундстоуне (D3fm)
Fig. 3. The voids surface characteristic in the stromatoporous-algal boundstone (D3fm)



1 — комковато-водорослевый заполнитель (З) с межформенным типом пустот вокруг слаборазвитого, но плотного зеленоводорослевого каркаса (ЗК)
2 — внутрикаркасные поры в строматопоре (С), перекрывающей слабо выщелоченную сгустковую цианобактериальную массу (ЦБ)
3 — умеренно выщелоченный интракластово-комковатый заполнитель с межформенной пористостью: в комковатой массе заполнителя (З) наблюдаются крупные интракласты (И)
4 — плотный зеленоводорослевый каркас (ЗК)
5 — выщелачивание комковато-сгусткового заполнителя (СГ) с образованием множественных мелких пустот; цианобактериальный сгустковый каркас (СК) практически не затронут выщелачиванием
6 — комковато-сгустковый заполнитель: мелкие поры (синее) и микропористые участки, насыщенные ОВ (коричневое)
Масштабная линейка – 1 мм

1 – peloidal-algal filler (З) with interparticle voids around an underdeveloped but dense green algae frame (ЗК)

2 – intraframework voids in stromatopore (С) overlying weakly leached clotted cyanobacterial mass (ЦБ)
3 – moderately leached intraclast-peloidal filler with interparticle porosity: large intraclasts (И) are observed in the mass of peloidal filler (З)

4 – dense green algae frame (ЗК)
5 – leaching of peloidal-clotty filler (СГ) with the formation of multiple small porous; the cyanobacterial clotted frame (СК) is practically unaffected by leaching

6 – peloidal-clotty filer: small pores (blue) and microporous areas saturated with organic matter (brown)
Scale bar – 1 mm

Рис. 4. Неоднородность распределения заполнения и каркасов в керне с различным пустотным пространством (синее) в шлифах (D3fm)
Fig. 4. Heterogenity distribution of fillers and frames in the core with different void space (blue) in thin sections (D3fm)

виды мшанок и криноидей, скелеты которых часто подвергались разрушению вследствие активной гидродинамики среды и устойчивого сноса в пределах распространенных в то время малоамплитудных построек.

В силурийско-нижнедевонском и верхнедевонско-турнейском комплексах слабое распространение толщ грейнстоунов компенсировалось развитием межкаркасного граноморфного заполнения как результата жизнедеятельности цианобактерий. Этот материал представляет собой многочисленные комки и интракласты. Большинство комков и некоторые виды интракластов в пермско-каменноугольном комплексе представлены преимущественно гранулированным органогенным детритом.

Большая часть эффективной емкости исследуемых природных резервуаров обычно приурочена к пустотному пространству граноморфного межкаркасного заполнения, толщ грейнстоунов и в меньшей степени каркасных построек.

Для граноморфного межкаркасного заполнения и толщ грейнстоунов характерны межформенный и внутриформенный тип пустот, морфология которых сильно зависит от степени сортировки и разнообразия структурных компонент: комков, интракластов, биокластов и литокластов (рис. 4 (1, 3)).

Многие комки и интракласты сложены микрозернистым кальцитом и являются микропористыми. Межформенный тип пустот преобладает, внутриформенный может быть резко ограничен. Некоторые внутриформенные пустоты фильтрационно не связаны с внешним пустотным пространством.

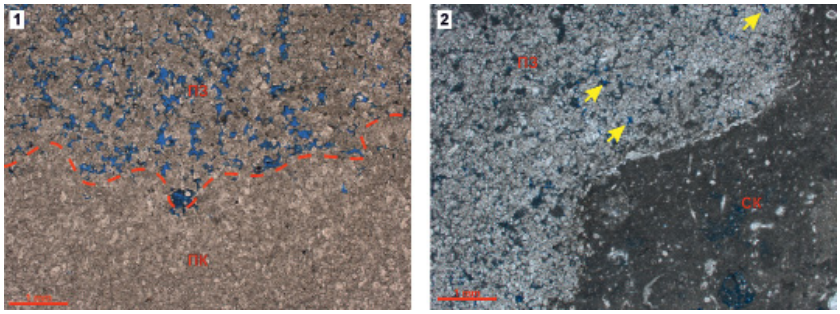
Для сгусткового межкаркасного заполнения основным типом пустотного пространства является микропористость. Чем выше доля сгустковой компоненты в граноморфной массе, тем меньше размер межформенных и внутриформенных пор, вплоть до их исчезновения (рис. 4 (5, 6)).

Для каркасных построек характерна внутрикаркасная пористость, структурный вид которой зависит от каркасообразующих организмов. Конфигурация и распространение каркаса контролируются палеогеографическими условиями, что определяет формирование текстуры фильтрационного пространства в системе каркас-заполнитель (рис. 4).

Основу пустотного пространства микробиальных построек составляют как фенестры и пустоты типа птичьих глазок (строматактис), так и микропористость (размер пор не превышает 5 мкм) в сгустках (рис. 4 (2, 5)), корках и различных колониальных формах. В строматолитоподобных известняках проницаемость или связность пустот, как правило, выше по латерали и резко ниже (вплоть до отсутствия) по вертикали.

Пустотное пространство каркасов рифостроителей, таких как мшанки, строматопоры (рис. 4 (2)), кораллы и некоторые известковые губки, имеет упорядоченную пористую структуру. Первичное пустотное пространство в палеоаплизинах представлено микропорами, но может быть резко увеличено вторичными процессами.

Зеленоводорослевый каркас обычно не имеет эффективного пустотного пространства. Чехлы зеленых водорослей, быстро обызвествляясь, практически полностью цементируют пространство между собой (рис. 4 (4)). Первичная пористость в таких каркасах может быть представлена редкой межформенной и внутриформенной пористостью карбонатного осадка.



1 — полная доломитизация биогермного известняка. Наблюдается плотный перекристаллизованный каркас (ПК) и пористый перекристаллизованный заполнитель (ПЗ) с межкристаллическим типом пустот, граница между ними выделена красным пунктиром

2 — частичная доломитизация в биогермном сгустковом известняке с комковато-сгустковым заполнителем: заполнитель (ПЗ) практически полностью перекристаллизован, в то время как цианобактериальный сгустковый каркас (СК) доломитизацией не затронут. В заполнителе присутствуют немногочисленные тонкие поры (желтые стрелки), пространство каркаса преимущественно микропористое и насыщено ОВ

1 – complete dolomitization of bioherm limestone. A dense recrystallized frame (ПК) and a porous recrystallized filler (ПЗ) with an intercrystalline type of voids are observed, the boundary between them is highlighted by a red dotted line

2 – partial dolomitization in bioherm clotted limestone with peloidal-clotty filler: the filler (ПЗ) is almost completely recrystallized, while the cyanobacterial clotted frame (СК) is not affected by dolomitization. The aggregate contains a few thin pores (yellow arrows), the framework space is predominantly microporous and saturated with organic matter

Рис. 5. Процессы доломитизации в известняках (D3fm)
Fig. 5. Dolomitization processes in limestones (D3fm)

В пространстве между чехлами филлоидных водорослей и скелетов некоторых типов мшанок могут формироваться крупные пустоты.

Микрокодиевые образования являются спорными с точки зрения их генезиса, однако имеют текстурные особенности, схожие с некоторыми каркасными постройками, поэтому могут быть условно отнесены к каркасным. Пустотное пространство в данных образованиях преимущественно отсутствует.

Процессы биотурбации развиваются, как правило, в низкопористых сгустковых и сгустково-глинистых отложениях, в результате чего не оказывают существенного влияния на распределение пустотного пространства.

Диагенез

На этапе диагенеза первичную пористость пород в основном изменяют такие процессы, как цементация, выщелачивание и доломитизация.

Процессы цементации приводят к уменьшению первичного пустотного пространства и его фильтрационной способности. Тем не менее новообразованные кристаллы могут изолировать поверхности структурных элементов, содержащих ОВ, тем самым меняя поверхностные свойства органоминеральной матрицы (рис. 3).

Активное развитие первичной морской цементации иногда полностью залечивает пустотное пространство. Данный процесс может развиваться настолько интенсивно, что целые резервуары полностью лишаются пустотного пространства, несмотря на морфологическую выраженность постройки.

Процессы выщелачивания, наоборот, увеличивают пустотное пространство, но вместе с этим могут обнажать поверхности структурных элементов, содержащих ОВ. Выщелачивание происходит при выведении накопленных отложений выше уровня моря. Вместе с тем происходят процессы вадозной цементации и появления пресноводно-фреатических зон.

Процессы грануляции и микритизации преобразуют кристаллические скелетные остатки организмов в микрозернистую массу, формируя микропористые участки, к которым часто тяготеет миграционное ОВ. Процессы перекристаллизации, наоборот, преобразуют микрозернистые участки в кристаллические, снижая долю микропористости, при этом вытесняя и/или консервируя находящееся в ней ОВ.

Трещины синерезиса развиваются преимущественно по плотным участкам каркаса и становятся причиной частичного или полного разрушения каркаса и его перехода в интракластовую компоненту заполнителя. Данные трещины имеют сообщение с заполнителем, увеличивая общую эффективную емкость коллектора, но могут быть полностью залечены вторичными процессами.

При полной и интенсивной доломитизации первичных известняков новообразованное межкристаллическое пустотное пространство, как правило, наследует текстуру первичного (рис. 5 (1)). Ввиду этого многие первично пористые известняки перекристаллизовываются в пористые доломиты со схожим распределением пустот и с относительным сохранением их первоначального размера. ОВ при этом может быть заключено внутри и/или между новообразованными кристаллами доломита. Однако при последующем наложении процессов выщелачивания и цементации первичное распределение пустот может нарушаться.

В пределах каркаса и заполнения процессы диагенеза могут протекать с различной интенсивностью. К примеру, при частичной доломитизации в водорослевых известняках пространство заполнителя, как правило, доломитизируется полностью, а каркаса часто остается нетронутым (рис. 5 (2)). При выщелачивании в водорослевых известняках самые крупные пустоты (в т.ч. каверны) формируются преимущественно в пограничной зоне между каркасом и заполнителем.

Процессы засолонения снижают эффективную пористость пород.

Одним из существенных вторичных процессов, повлиявших на структуру пустотного пространства, является доломитизация. Она наиболее интенсивно (часто регионально) проявлена в силурийско-нижнедевонском комплексе, спорадически в верхнедевонско-турнейском и незначительно в пермско-каменноугольном. Это, по-видимому, связано с периодически возникавшим частичным изолированием бассейна седиментации от океана в целом или в локальных зонах и на отдельных участках. Верхнедевонские и пермско-каменноугольные бассейны осадконакопления имели хорошее сообщение с водами Мирового океана, что способствовало развитию биоценозов и низкой степени доломитизации.

Катагенез

На этапе катагенеза формируются многочисленные стилолитовые швы и участки стилолитизации. Крупные и протяженные субгоризонтальные стилолитовые швы могут являться локальным флюидоупором и уменьшать вертикальную фильтрационную способность коллекторов. Тектонические процессы могут формировать также наклонные и субвертикальные стилолитовые швы, уменьшая фильтрационную способность в перпендикулярных к их простиранию направлениях.

В пределах развития участков стилолитизации, в которых формируются множественные затухающие тонкие стилолитовые швы, уменьшается размер пор. Высвобождающееся из органоминеральной матрицы ОВ концентрируется на подобных участках, меняя первичные поверхностные свойства в их пределах.

Формирование трещиноватости, как правило, приурочено к плотным литотипам. За счет этого могут связываться в единую фильтрационную систему различные коллекторские толщи, отделенные друг от друга непроницаемыми отложениями. В этой связи для трещинообразования важно не столько появление нового емкостного пространства, сколько появление новых фильтрационных путей. Как и в случае с выщелачиванием, трещины могут вскрывать структурные элементы, содержащие ОВ. Ввиду этого поверхностные свойства трещин могут резко отличаться от поверхностных свойств пустотного пространства коллекторских толщ.

Процессы выщелачивания и цементации в катагенезе приводят к тем же последствиям, что и в диагенезе (соответственно увеличивают или уменьшают эффективное пустотное пространство, меняют свойства органоминеральной поверхности). Тем не менее они связаны с более глубинными процессами (к примеру, с гидротермальным выщелачиванием по трещинам в некоторых нижнедевонских отложениях) и могут полностью изменить первичный облик пород, развиваясь более интенсивно.

Итоги

Неоднородность фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) карбонатных природных резервуаров определяется иерархической структурой порово-кавернового и трещинного пространства, его текстурой и характером выполнения фильтрационных каналов, определяемым структурными элементами пород различной степени преобразованности вторичными процессами. Исследование факторов организации пустотного пространства литолого-петрофизическими методами на породном уровне выступает основой для исследований на более крупных иерархических уровнях.

Выводы

Таким образом, закономерности развития тектонических процессов, палеогеографических условий, эволюции и массовых вымираний биоценозов, интенсивности и направленности диагенетических и катагенетических процессов предопределили распределение карбонатных природных резервуаров в пространстве и характер их сложно построенного пустотного пространства. Для выявления данных закономерностей и неоднородностей необходимы, несмотря на трудозатраты, полноценные и комплексные литолого-петрофизические, геолого-геофизические и геохимические методы исследований.

Оценка совокупности седиментационных, вторичных и тектонических факторов, определяющих формирование природных резервуаров, даст возможность точнее прогнозировать запасы углеводородов, пути и интенсивность их фильтрации. Это позволит построить на их основе объективные геологические и фильтрационные модели для более эффективного планирования методов поиска и добычи углеводородов.

Литература

1. Дьяконова Т.Ф., Бата Л.К., Саетгараев А.Д., Бронскова Е.И. Геологические факторы и диагностические признаки пород с негидрофильной смачиваемостью на месторождениях Тимано-Печорской провинции // Каротажник. 2021. № 1. С. 19–30.
2. Жемчугова В.А. Седиментационная цикличность и углеводородная продуктивность карбонатных комплексов палеозоя Печорского нефтегазоносного бассейна // II Всероссийское литологическое совещание «Литология и нефтегазоносность карбонатных отложений». Сыктывкар. 2001. 5–7 июня. Сыктывкар: Геопринт, 2001. С. 138–139.
3. Мусихин А.Д. Литология и прогноз пространственного распространения пород-коллекторов фаменских нефтегазоносных отложений восточной части Центрально-Хорейверского уступа: диссертация. М.: 2016. 26 с.
4. Никонов Н.И., Богацкий В.И., Мартынов А.В., Ларионова З.В., Ласкин В.М. и др. Тимано-Печорский седиментационный бассейн. Ухта: ТП НИЦ, 2002. 122 с.
5. Оленова К.Ю. Литология и природные резервуары нижнепермских карбонатных отложений северной части колвинского мегавала: автореферат М.: 2011. 28 с.
6. Оленова К.Ю., Постников А.В. Проблемы типизации известняков в нефтегазовой литологии // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. Материалы VII Всероссийского литологического совещания. Новосибирск. 2013. 28–31 октября. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. Т. 2. С. 341–346.
7. Осинцева Н.А. Литология, фации и коллекторские свойства верхнедевонских отложений центральной части Хорейверской впадины в связи с перспективами их нефтегазоносности: диссертация. М.: 2013. 144 с.
8. Путилов И.С., Чижов Д.Б., Гурбатова И.П., Неволин А.И. Особенности проведения лабораторных исследований негидрофильных пород-коллекторов // Известия ТПУ. 2021. Т. 332. № 4. С. 70–79.
9. Пармузина Л.В. Верхнедевонский комплекс Тимано-Печорской провинции (строение, условия образования, закономерности размещения коллекторов и нефтегазоносность). СПб.: Недра, 2007. 151 с.
10. Постников А.В., Сивальнева О.В., Постникова О.В., Потехин Д.В., Путилов И.С., Саетгараев А.Д., Оленова К.Ю. Литолого-петрофизическая неоднородность карбонатных резервуаров Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. 2021. № 4. С. 5–20.
11. Сивальнева О.В. Реконструкция условий формирования и закономерности пространственного распределения пород-коллекторов нижнедевонских нефтегазоносных отложений северо-восточной части Хорейверской впадины: диссертация. М.: 2015. 94 с.
12. Тимонин Н.И. Печорская плита: История геологического развития в фанерозое: автореферат. Сыктывкар: Институт геологии Коми НЦ УрО РАН, 1998. 48 с.
13. Журавлева Л.М. Литология и типы пустотного пространства карбонатных отложений овинпармского горизонта (Варандей-Адзьвинская зона Тимано-Печорской НГП): автореферат. М.: 2014. 26 с.
14. Юрьев А.В. Совершенствование методов определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов с применением полноразмерного керна (на примере ряда месторождений севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции): автореферат. Пермь: 2020. 19 с.

ENGLISH

Results

The heterogeneity of filtration-volumetric parameters in carbonate reservoirs is determined by the hierarchical structure of the porous-cavity and fractured space, its texture and complex types of filtration channels, determined by the rocks structural elements of varying transformation degrees by postsedimentary processes. The study of void space organization factors by lithological and petrophysical methods at the rock level is the basis for studies at larger hierarchical levels.

Conclusions

Thus, the patterns of tectonic processes, paleogeographic conditions, evolution and mass extinctions of biocenoses, the intensity and direction

of postsedimentary processes predetermined the distribution of carbonate reservoirs in space and the nature of their complexly constructed void space. To identify these patterns and heterogeneities, despite the labor costs, full-fledged and complex lithological-petrophysical, geological-geophysical and geochemical research methods are necessary.
An assessment of the totality of sedimentation, secondary and tectonic factors that determine the formation of carbonate reservoirs will make it possible to more accurately predict hydrocarbon reserves, the ways and intensity of their filtration. This will make it possible to build on their basis objective geological and filtration models for more efficient planning of methods for the search and production of hydrocarbons.

References

1. Dyakonova T.F., Bata L.K., Saetgaraev A.D., Bronskova E.I. Geological factors and diagnostic signs of non-water-wetting rocks in Timan-Pechora province fields. Karotazhnik, 2021, issue 1, P. 19–30. (In Russ).
2. Zhemchugova V.A. Sedimentation cyclicity and hydrocarbon productivity of Paleozoic carbonate complexes of the Pechora oil and gas bearing basin. II All-Russian lithological meeting "Lithology and oil and gas content of carbonate deposits". Syktyvkar, 2001, June 5–7. Syktyvkar: Geoprint, 2001, P. 138–139. (In Russ).
3. Musikhin A.D. Lithology and forecast of the spatial distribution of reservoir rocks of the Famennian oil and gas deposits in the eastern part of the Central Khoreyver ledge. Moscow: 2016, 26 p. (In Russ).
4. Nikonov N.I., Bogatsky V.I., Martynov A.V., Larionova Z.V., Laskin V.M. et al. Timan-Pechora sedimentary basin. Ukhta: TP NITS, 2002, 122 p. (In Russ).
5. Olenova K.Yu. Lithology and natural reservoirs of the Lower Permian carbonate deposits of the northern part of the Kolva megaswell: Author's abstract. Moscow: 2011, 28 p. (In Russ).
6. Olenova K.Yu., Postnikov A.V. Classification problems of limestones in oil and gas lithology. Sedimentary basins, sedimentary and post-sedimentary processes in geological history. Proceedings of the VII All-Russian Lithological Meeting. Novosibirsk, 2013, October 28–31. Novosibirsk: INGG SB RAS, 2013, Vol. 2, P. 341–346. (In Russ).
7. Osintseva N.A. Lithology, facies and reservoir properties of the Upper Devonian deposits of the central part of the Khoreyver depression in connection with the prospects for their oil and gas potential: author's abstract. Moscow: 2013, 144 p. (In Russ).
8. Putilov I.S., Chizhov D.B., Gurbatova I.P., Nevolin A.I. Specific features of laboratory studies of non-hydrophilic rocks-reservoirs. Bulletin of the Tomsk polytechnic university, 2021, Vol. 332, issue 4, P. 70–79. (In Russ).
9. Parmuzina L.V. Upper Devonian complex of the Timan-Pechora province (structure, conditions of formation, patterns of reservoir location and oil and gas content). St. Petersburg: Nedra, 2007, 151 p. (In Russ).
10. Postnikov A.V., Sivalneva O.V., Postnikova O.V., Potekhin D.V., Putilov I.S., Saetgaraev A.D., Olenova K.Yu. Lithological and petrophysical heterogeneity of carbonate reservoirs of timan-pechora oil and gas province. Proceedings of Gubkin Russian State University of oil and gas, 2021, issue 4, P. 5–20. (In Russ).
11. Sivalneva O.V. Reconstruction of the conditions of formation and regularities of the spatial distribution of reservoir rocks of the Lower Devonian oil and gas deposits of the northeastern part of the Khoreyver depression: author's abstract. Moscow: 2015, 94 p. (In Russ).
12. Timonin N.I. The Pechora plate: History of geological development in the Phanerozoic: autor's abstract. Syktyvkar: Institute of Geology, Komi Scientific Center, Ural Department of the Russian Academy of Sciences, 1998, 48 p. (In Russ)
13. Zhuravleva L.M. Lithology and void space types of carbonate deposits of the Ovinparmsky horizon (Varandey-Adzvinskaya zone of the Timan-Pechora oil and gas province): author's abstract. Moscow: 2014, 26 p. (In Russ).
14. Yuriev A.V. Improving the methods for determining the porosity and reservoir properties of reservoir rocks using a full-sized core (on the example of a number of fields in the north of the Timano-Pechora oil and gas province): author's abstract. Perm: 2020, 19 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Постников Александр Васильевич, д.г.-м.н., заведующий кафедрой литологии РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия

Оленова Ксения Юрьевна, к.г.-м.н., инженер кафедры литологии РГУ (НИУ) нефти и газа имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Сивальнева Ольга Владимировна, к.г.-м.н., доцент кафедры литологии РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия

Козионов Артем Евгеньевич, ассистент кафедры литологии РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия

Казимиров Егор Тимурович, аспирант кафедры литологии РГУ (НИУ) нефти и газа им. И.М. Губкина, Москва, Россия
Для контактов: egorcasual@yandex.ru

Путилов Иван Сергеевич, заместитель директора филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» по научной работе в области геологии, доцент ПНИПУ кафедры ГНГ, Пермь, Россия

Потехин Денис Владимирович, начальник управления подсчета запасов УВС, доцент ПНИПУ, Пермь, Россия

Саетгараев Амир Дамирович, заместитель генерального директора по геологии и разработке месторождений, главный геолог ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», Усинск, Россия

Postnikov Alexander Vasilyevich, doctor of geological mineralogical sciences, head of the department of lithology, Gubkin RSU of oil and gas, Moscow, Russia

Olenova Ksenia Yuryevna, candidate of geological mineralogical sciences, engineer of the department of lithology of Gubkin RSU of oil and gas, Moscow, Russia

Sivalneva Olga Vladimirovna, candidate of geological mineralogical sciences, associate professor of the department of lithology of Gubkin RSU of oil and gas, Moscow, Russia

Kozionov Artem Evgenievich, assistant of the department of lithology of Gubkin RSU of oil and gas, Moscow, Russia

Kazimirov Egor Timurovich, postgraduate student, department of lithology of Gubkin RSU of oil and gas, Moscow, Russia
Corresponding author: egorcasual@yandex.ru

Putilov Ivan Sergeevich, assistant director of the department for scientific work in the field of geology, department of "LUKOIL-Engineering" LLC "PermNIPIneft", associate professor of PNRPU, Perm, Russia

Potekhin Denis Vladimirovich, head of the department for estimating hydrocarbon reserves, associate professor of PNRPU, Perm, Russia

Saetgaraev Amir Damirovich, assistant general director for geology and field development, chief geologist of "LUKOIL-Komi" LLC, Usinsk, Russia

Актуальность разработки технологии УППДС

Малыхин И.А. – генеральный директор ООО «СК «Навигатор»
Пелипенко О.Н. – технолог ООО «СК «Навигатор»
Совка С.М. – технолог ООО «СК «Навигатор»

Технология УППДС (установка предварительной подготовки дисперсных систем) является российской разработкой. Выданный патент в 2019 году был внесен Роспатентом в список перспективных изобретений за 2018 год, кроме того, технология в 2018 году была внесена в «50 лучших инновационных идей для Республики Татарстан». На технологию получен ряд российских и евразийских патентов, эффективность применения технологии подтверждена как научно-технически, так и практически опытно-промышленным применением. Оборудование сертифицировано и производится заводом-изготовителем ООО «НПФ «Модуль» (г. Лениногорск, Республика Татарстан). Достигнуты соглашения по реализации технологи за рубежом.

Технология обеспечивает значительное увеличение скорости и качество подготовки на ДНС, УПСВ, УКПН, как следствие — отсутствие технологической необходимости применения деэмульгаторов с ее минимизацией. В условиях импортозамещения применение данной технологии особенно актуально, так как многие компоненты химического состава поставляются из-за рубежа. Данная технология прошла опытно-промышленные испытания на объектах Заказчика (статья «Инженерная практика» № 3 2018 г. Результаты испытаний установки предварительной подготовки дисперсных систем на УПСВ «Константиновская» ТПП «Ритэк-Самара-Нафта» и на других объектах).

Способ реализует обобщающий принцип разделения эмульсий на составляющие их фазы. Так как для создания нефтяной эмульсии, смеси несмешивающихся жидкостей, необходимо затратить энергию, то для разделения эмульсии необходимо не затратить энергию, а каким-то образом ее скомпенсировать («вывести»). Причем речь здесь идет о кулоновском заряде на границе раздела фаз и общей электростатической составляющей (Е эл. из формулы энергии сольватации), всей совокупности неоднородности которой является эмульсия (для пояснения приведем хорошо известные термины: двойной электрический слой, эмульгированная/сольватированая вода в нефти или нефти в воде, газа в нефти). Применение же различных деэмульгаторов (внесение в водонефтяную эмульсию) — это принцип увеличения энергетической составляющей эмульсии химической композицией (ПАВ-ов) — всегда приводит к образованию «промслоев» и эмульгированной нефти в сточной воде. Действие ПАВ-ов характеризуется «снижением межфазного поверхностного натяжения» с целью стабилизации эмульсии, что является основным и научно-обоснованным принципом эмульгаторов (этот же принцип «снижение межфазного поверхностного натяжения» заявлен у деэмульгаторов). Причиной повышенного содержания эмульгированной нефти в сточной воде является применение деэмульгаторов, это указано в РД 39-0147103-302-88 «Руководство по технологии очистки нефтепромысловых сточных вод с использованием химреагентов» 1988 г. Поэтому официально за рубежом признано, что технологий, обеспечивающих требуемое качество подготовки «подтоварной воды», нет.

Результатом разработки УППДС явилась высокая адаптированность к уже существующим технологическим схемам по подготовке нефти и воды в нефтедобывающей отрасли с реализацией ее комплексного подхода. Практически получена на УПСВ возможность разделения нефтяной эмульсии на нефть и воду с «0,00-м %» содержанием воды в нефти и воды с «0-м %» содержанием нефтепродукта на уже существующем емкостном нефтеводоподготавливающем оборудовании. Технология проста при осуществлении монтажа на объектах подготовки, не требует строительно-монтажных работ и капитальных затрат, причем технико-экономический эффект от реализации технологии достигается практически сразу же после ее запуска. Позволяет существенно снизить себестоимость подготовки нефти, разгрузить объект водонефтегазоподготовки (как прямое следствие — увеличение скорости и глубины разделения), увеличить объемы добычи на уже задействованном в этом процессе оборудовании. Достигнутая разгрузка объекта водонефтеподготовки позволит снизить «подпор» поступающей с месторождения жидкости на нефтеводоподготавливающий объект (см. Приказ № 356 от 14.06.2016 Минприроды п.13.7 «...не допускается, если рабочее давление в системе сбора существенно снижает добывные возможности скважин...»).

Технология УППДС предоставляет возможность получить:

- увеличение пропускной способности объекта нефтеводоподготовки с сокращением производственных издержек на каждой технологической ступени водогазонефтеподготовки, выражающееся в уменьшении необходимого времени отстоя (изменение скорости) и качества отстоя (качества разделения) составляющих эмульсию фаз (для нефти — дегазация, отделение воды и мехпримесей; для воды — дегазация, отделение нефтепродукта и мехпримесей) на ступени предварительного сброса воды и дальнейших ступенях подготовки нефти и подтоварной воды (во всей гидрогазодинамически связанной системе). Увеличение производительности любого производственного объекта при снижении эксплуатационных затрат и повышении качества производственного процесса всегда приводит к снижению себестоимости;
- минимизацию реагентной нагрузки, устранение последствий ее применения, частичное или полное «обнуление» (деэмульгатора) ее подачи (в том числе с учетом известных газосвязывающих свойств деэмульгатора), что обеспечит снижение сольватированной формы сероводорода в нефти, так как растворимость его в предельных углеводородах ограничено 20 ppm — снижение применения нейтрализатора сероводорода. Особенно актуально в условиях импортозамещения, так как многие компоненты химического состава поставляются из-за рубежа. Знаменательно то, что изначально «деэмульгаторы» разрабатывались и поставлялись в СССР из-за рубежа, решение по производству их в СССР было принято после наложения санкций и запрета поставки после ввода советских войск в Афганистан;
- отсутствие необходимости применения пресной воды с целью обессоливания, безвозвратной потери ее значительных объемов (исчисляемых десятками млн кубометров в год). Процесс обессоливания нефти обусловлен только солесодержанием в водной фазе. Соли в нефти не растворимы, соответственно, **нефть, глубоко обезвоженная до 0,00 %, — обессоленная. Речь идет о предоставлении возможности увеличения качества нефти, поступающей на НПЗ, и о снижении затрат, себестоимости переработки нефти.**

сервисная компания НАВИГАТОР

Тюменская область,
ХМАО-Югра, Сургутский район,
п. Федоровский,
Промышленный проезд (№ 4),
д. 15/1, а/я 97
Тел/факс: +7 (3462) 416-434,
+7 (3462) 416-913, +7 (3462) 416-430
sknavigator1@rambler.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-30-34

УДК 551 I Научная статья

Геохимические особенности флюидов в резервуарах Волго-Уральского региона как результат миграционных процессов

Пунанова С.А., Самойлова А.В.
Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), Москва, Россия
punanova@mail.ru

Аннотация
В статье приведены характеристики флюидальных углеводородных (УВ) скоплений Волго-Уральского нефтегазоносного бассейна (НГБ) с выделением типов нефтей различного возраста. Подчеркивается влияние миграционных процессов при формировании флюидных резервуаров в осадочном чехле бассейна и возможность в связи с этим прогноза свойств флюидов в ловушках неантиклинального типа разрабатываемых нефтегазоносных комплексов (НГК) региона.

Материалы и методы
Аналитическая база данных свойств нефтей из разновозрастных нефтегазоносных комплексов Волго-Уральского НГБ, включая данные по содержанию в них микроэлементов (МЭ).
Сопоставление по геохимическим данным параметров нефтегазоносности комплекса, графическое изображение зависимостей плотности и физико-химических свойств нефтей от их тектонической приуроченности и возраста нефтевмещающих отложений.

Ключевые слова
флюиды, нефтегазоносные комплексы, нефть, неантиклинальные ловушки, процессы миграции, микроэлементы, физико-химические свойства нефтей

Финансирование. Работа выполнена в рамках государственного задания по теме «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла -122022800253-3».

Для цитирования
Пунанова С.А., Самойлова А.В. Геохимические особенности флюидов в резервуарах Волго-Уральского региона как результат миграционных процессов // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 1. С. 30–34. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-30-34

Поступила в редакцию: 25.02.2022

UDC 551 I Original Paper

Geochemical features of fluids in reservoirs Volga-Ural region as a result of migration processes

Punanova S.A., Samoilova A.V.
Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences (OGRI RAS), Moscow, Russia
punanova@mail.ru

Abstract
The article presents the characteristics of fluid hydrocarbon (HC) accumulations of the Volga-Ural oil and gas basin (OGB) with the identification of types of oils of different ages. The influence of migration processes during the formation of fluid reservoirs in the sedimentary cover of the basin and, in this connection, the possibility of predicting the properties of fluids in non-anticlinal traps of the developed oil and gas bearing complexes (OGC) in the region are emphasized.

Materials and methods
Analytical database of properties of oils from oil and gas complexes of different ages in the Volga-Ural oil and gas field, including data on the content of trace elements in them.
Comparison of the parameters of the oil and gas content of the complex according to geochemical data, a graphical representation of the dependences of the density and physicochemical properties of oils on their tectonic confinement and the age of oil-bearing deposits.

Keywords
fluids, oil and gas complexes, oil, non-anticlinal traps, migration processes, trace elements, physical and chemical properties of oils

For citation
Punanova S.A., Samoilova A.V. Geochemical Features of Fluids in Reservoirs Volga-Ural region as a result of migration processes. Exposition Oil Gas, 2022, issue 1, P. 30–34. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-30-34

Received: 25.02.2022

Результаты и обсуждение

Характеристика флюидальных углеводородных систем Волго-Уральского НГБ

Проведен анализ геохимических данных флюидальных УВ-систем с целью выявления их плоскостных и временных особенностей в палеозойских и допалеозойских НГК Волго-Уральского НГБ. При обобщении материала, касающегося физико-химических свойств флюидов, их УВ и МЭ-составов, использовался большой справочный материал, литературные и фондовые источники, а также аналитические исследования [1–4]. Тектонические структуры на приводимых графиках и таблицах даны по [5].

На основе анализа базы данных физико-химических свойств флюидов, их плотности и особенностей УВ-состава были выделены 4 геохимических типа нефтей: «протерозойский», «девонский», «каменноугольный» и «пермский», залегающие, как правило, в отложениях соответствующего возраста [1].

Протерозойский тип нефти приурочен к отложениям рифея и венда. Нефти верхнего протерозоя существенно отличаются от нефтей вышезалегающих отложений палеозоя и обособляются в самостоятельный геохимический тип [6]. Протерозойский тип — это нефть с высокой плотностью, высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов, низким содержанием легких и особенно бензиновых фракций и твердых парафинов. Существенно отличает эти нефти их низкая сернистость. Анализ зависимости свойств нефтей от возраста и глубины вмещающих пород протерозоя отражает их устойчивое однообразие: плотность (d_4^{20}) меняется от 950 до 980 кг/м^3, содержание составляет: серы (S) — 0,2–1,2 %, твердых парафинов (ТП) — 0,6–2,7 %, суммы смол и асфальтенов (ΣС+А) — 18,8–27,9 %, а выход бензиновых фракций (БФ) — 1–5 %. Среднее содержание V составляет 50 г/т, а Ni — 38 г/т.

Как исключение, в породах рифейского возраста локализуются нефти иного облика, сильно преобразованные, с низкой плотностью (801 кг/м^3) с небольшим количеством серы и асфальтенов, напоминающие по составу «девонский» тип нефти. Известны несколько примеров: месторождения Бедряжское в Камско-Бельском прогибе, Ольховское в Оренбургской области. При благоприятных геологических условиях вполне вероятна миграция нефтяных УВ из древних отложений в более молодые вендские и, возможно, девонские, в частности эйфельские, что, очевидно, и наблюдается на этих месторождениях [7].

Девонский тип объединяет нефти терригенного комплекса эйфеля, живета и нижнего франа и карбонатного комплекса среднего франа-турне. Нефти собственно из девонских отложений по усредненным данным в целом более легкие (d_4^{20} = 836 кг/м^3), менее сернистые (S = 0,7 %), менее смолистые (С = 6,9 %) по сравнению с нефтями других геохимических типов. По площади размещения нефтей в границах региона приведенные параметры обнаруживают значительные колебания, обусловленные различными геологическими условиями залегания нефтей и, как следствие, вторичными процессами их преобразования. Так, плотность девонских нефтей изменяется от 770 кг/м^3 (самая легкая нефть) до 918 кг/м^3, содержание серы колеблется от 0,03 до 4,9 %, ΣС+А — от 2 до 18,5 %. Причем в легких нефтях асфальтены могут вообще отсутствовать. Выход БФ составляет от 7 до 48 %. В пределах терригенного комплекса девона от живетского яруса к кыновскому горизонту наблюдается постепенное утяжеление нефтей, увеличение содержания смол и асфальтенов.

В карбонатном девоне в целом нефти более тяжелые (d_4^{20} = 861 кг/м^3), более смолистые (ΣС+А = 17,7 %), с несколько меньшим содержанием ТП (3,7 %) и БФ (20 %). Нефти турнейского яруса нижнего карбона по физико-химическим свойствам практически аналогичны нефтям карбонатного девона. Однако в этих отложениях встречены нефти более легкие (d_4^{20} = 782 кг/м^3), практически безасфальтеновые, с наименьшим содержанием серы, что может указывать на наличие процессов вертикальной миграции и изменение состава нефти в результате фильтрационного фракционирования.

Каменноугольный тип нефти развит в широком возрастном интервале: от визейского яруса нижнего карбона до нижнепермских отложений включительно. Физико-химические свойства нефтей этого типа по площади их распространения испытывают существенные изменения. Однако в целом эти нефти характеризуются более высокой плотностью. Содержание смол, асфальтенов и серы в них также выше, чем в нефтях нижележащих отложений, а содержание ТП и выход БФ существенно ниже. Внутри терригенной толщи нижнего карбона прослеживается закономерное утяжеление нефтей вверх по разрезу. Так, плотность их увеличивается от 856 до 873 кг/м^3, ΣС+А возрастает от 14,5 до 19 %, содержание S — от 3,6 до 4,2 %.

В карбонатных коллекторах нижнего, среднего и верхнего карбона, а также в терригенных отложениях верейского горизонта нефти еще более тяжелые (d_4^{20}=874–895 кг/м^3), более смолисто-асфальтеновые (ΣС+А = 15,9–21,3 %) и сернистые.

Особенно разнообразны по своим свойствам нефти пермских отложений, поскольку здесь встречаются нефти как «каменноугольного», так и «пермского» геохимических типов. Нефти из пермских отложений «каменноугольного» типа в целом несколько легче нефтей из собственно каменноугольных отложений (самая легкая нефть имеет d_4^{20} = 750 кг/м^3), содержание смол — 2,4 %, асфальтены отсутствуют, а выход БФ достигает 50 %. Эти нефти явно находятся во вторичном залегании и несут на себе черты сходства с нефтями каменноугольного источника их образования.

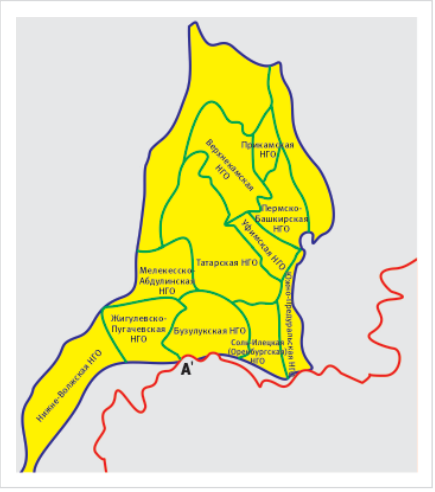


Рис. 1. Нефтегазоносные области Волго-Уральского НГБ [10]
Fig. 1. Oil and gas bearing areas of the Volga-Ural OGB [10]

Пермский тип нефти обнаружен в нижне- и верхнепермских отложениях. Это довольно тяжелые нефти (d_4^{20} = 881 кг/м^3), сернистые (S = 2,4 %), с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых компонентов (ΣС+А = 17,1 %). Выход БФ составляет в среднем 22 %.

В разрезе осадочных отложений Волго-Уральского НГБ встречены нефти практически всех химических типов (по Ал. А. Петрову).

Геохимические особенности нефтей различных структурных элементов Волго-Уральского региона

В ряде исследований [3, 8, 9], посвященных изучению физических свойств и УВ-состава нефтей Волго-Уральского НГБ, выявлены особенности, связанные с приуроченностью нефтей к различным тектоническим структурам и НГК (рис. 1). Так, нефти Нижнего Поволжья (или юго-западной окраины бассейна) отличаются от нефтей центральной его части очень низкой сернистостью, невысокой плотностью и незначительной концентрацией асфальтово-смолистых компонентов и рядом УВ-показателей.

Особенно четкие отличия нефтей центральных и южных территорий Волго-Урала фиксируются по содержанию в них МЭ, тесно связанных с их физико-химическими свойствами (табл. 1). Показательно, что отличия проявляются не только по абсолютным концентрациям МЭ, но и по корреляционным связям между содержаниями МЭ и физико-химическими свойствами нефтей. Для нефтей центральных регионов Волго-Урала выявлены высокие коэффициенты корреляции между содержаниями ванадия, никеля, серы, смол и асфальтенов. Подобные связи для нефтей окраинной части платформы либо не выявлены, либо слабо проявляются. Нефти Саратовско-Волгоградского Поволжья характеризуются отсутствием связи содержаний МЭ с содержанием серы и слабой связью с содержанием смолистых и асфальтеновых компонентов (табл. 2). Мы объясняем это наложением вторичных миграционных

Табл. 1. Свойства нефтей Волго-Уральского НГБ
Tab. 1. Properties of Volga-Ural OGB oils

Исследуемый район	Количество данных	d_4^{20}, г/см^3	Среднее содержание					V/Ni
			%			г/т		
			серы	смол	асфальтенов	V	Ni	
Центральная часть Волго-Урала	322	0,888	2,66	12,70	3,80	60	20	3,0
Саратовско-Волгоградское Поволжье	50	0,830	0,28	6,20	0,86	3,8	0,5	7,2

Табл. 2. Коэффициенты корреляции между свойствами нефтей Волго-Уральского НГБ
Tab. 2. Correlation coefficients between the properties of Volga-Ural OGB oils

Исследуемый район	Возрастнефтеносного комплекса	Связь содержаний ванадия с содержаниями			Связь содержаний никеля с содержаниями			Предел значимости с вероятностью 95 %
		серы	смол	асфальтенов	серы	смол	асфальтенов	
Центральная часть Волго-Урала	Каменноугольный Девонский	0,56 0,73	0,44 0,59	0,55 0,68	0,43 0,73	0,29 0,64	0,60 0,76	0,27 0,23
Саратовско-Волгоградское Поволжье	Не расчленен	Отс.	Отс.	0,52	Отс.	0,45	0,40	0,40

процессов на состав флюидов, меняющих первоначально сложившиеся высокие корреляционные связи.

Предполагается, что выявленные особенности нефтей изученных тектонических зон Волго-Уральского НГБ связаны с различным тектоническим режимом: повышенными палеотемпературами и соответственно более катагенно преобразованным составом нефтей юго-западной окраины территории, а также с различными типами исходного органического вещества (ОВ). При этом большую роль играют и миграционные процессы УВ-потоков вдоль склонов впадин и сводов при формировании ловушек. Эти закономерности подтверждаются и на приведенных ниже рисунках. На частотных графиках распределения концентраций МЭ в нефтях из палеозойских отложений Русской платформы, построенных нами по многочисленным аналитическим данным, продемонстрировано значительное отличие МЭ-состава нафтидов в различных зонах бассейна. Наиболее высокие концентрации МЭ обнаружены в нефтях центральной части Волго-Уральского НГБ. Модальный интервал содержаний ванадия в нефтях карбона здесь составляет (30–300) г/т, никеля (30–100) г/т, железа (3–30) г/т, свинца (1–3) г/т. В нефтях Нижнего Поволжья эти величины значительно ниже и составляют для ванадия (1–3) г/т, никеля (0,3–1,0) г/т, железа (0,1–1,0) г/т, для свинца (0,03–0,1) г/т, нефти ванадиевого типа (V/Ni›1) (рис. 2). Выборки, как правило, неоднородные (кривые содержаний элементов имеют несколько вершин).

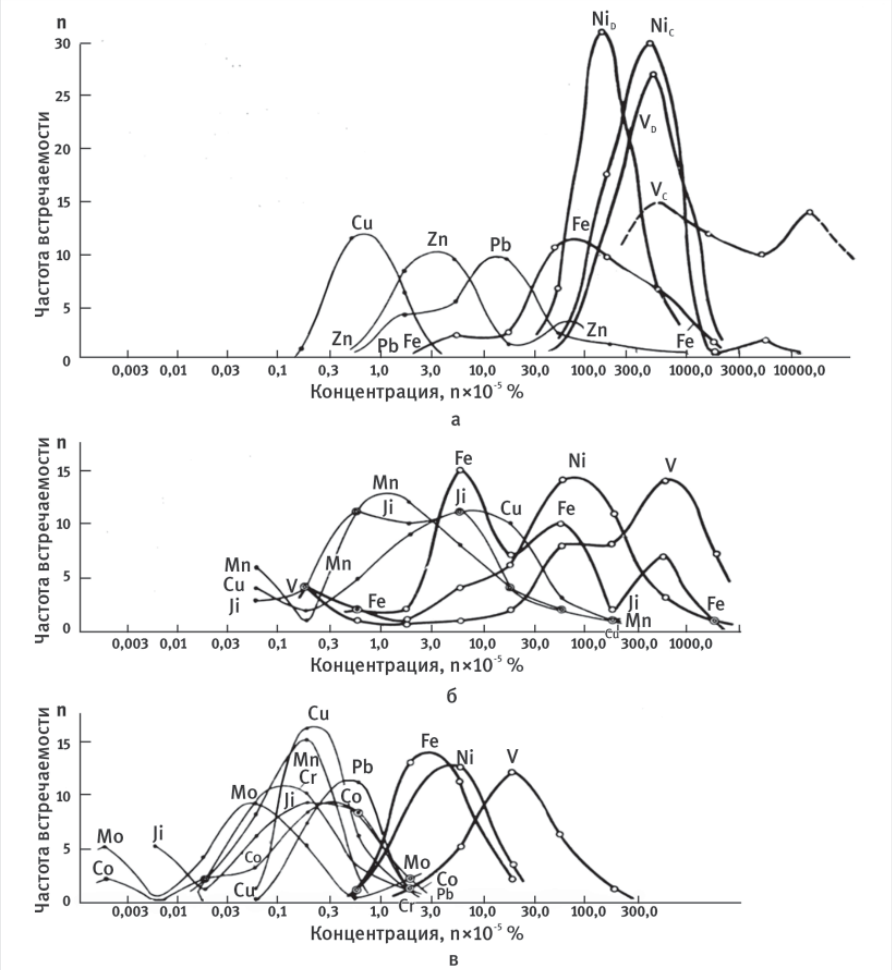


Рис. 2. Частотные графики распределения концентраций МЭ в нефтях из палеозойских отложений Русской платформы
а — Татарский, Пермско-Башкирский своды, Серноводско-Абдуллинская впадина, Бирская седловина;
б — Жигулевско-Оренбургский свод;
в — Рязано-Саратовская впадина и Восточный склон Воронежского свода;
VC и NiD — концентрации V и Ni в нефтях из девонских (D) и каменноугольных (C) вмещающих отложений
Fig. 2. Frequency graphs of the distribution of TE concentrations in oils from Paleozoic deposits of the Russian platform
a – Tatarsky, Perm-Bashkirsky vaults, Sernovodsk-Abdullinskaya depression, Birskaya saddle;
б – Zhiguli-Orenburg arch;
в – Ryazan-Saratov depression and the Eastern slope of the Voronezh Arch;
VC and NiD are concentrations of V and Ni in oils from Devonian (D) and carboniferous (C) host deposits

Четкое разграничение нефтей месторождений различных тектонических структур по физико-химическим свойствам и особенно по содержанию МЭ иллюстрируют рисунки 3 и 4. На графике (рис. 3) показаны кривые распределения плотности, а также концентраций ванадия, никеля, серы, смол и асфальтенов в нефтях девонских и каменноугольных отложений восточного склона Воронежского свода, Рязано-Саратовской впадины и Жигулевско-Оренбургского свода, а также кривые по объединенным совокупностям данных по нефтям Татарского, Башкирского и Пермского сводов. Из анализа этих материалов отчетливо видно, что нефти юго-восточной окраины Волго-Уральского НГБ (районы, граничащие с северо-запада с Прикаспийской впадиной) легкие, содержат очень мало смол и асфальтенов и относятся к группе нефтей, обедненных МЭ. А нефти центральных областей Русской платформы — более тяжелые, смолистые и образуют группу нефтей, обогащенную МЭ. На рисунке 4 представлен характер изменения концентраций МЭ и физико-химических свойств нефтей месторождений Волго-Уральского НГБ в зависимости от их структурного положения в пределах впадин и поднятий юго-восточного и центрального блоков платформы.

При сравнении нефтей соседствующих поднятий и впадин Жигулевско-Оренбургского свода, Серноводско-Аблуллинской впадины, Татарского свода, Бирской седловины и Верхне-Камской впадины можно отметить, что для нефтей из девонских отложений характерны пониженные величины плотностей, а также содержаний серы, смол, асфальтенов, ванадия и никеля на положительных структурных элементах. Для нефтей из отложений карбона эта закономерность нарушается только в содержании асфальтенов на Татарском своде, где оно значительно больше, чем в нефтях окружающих впадин. Наблюдаемый эффект направленного изменения нефтей можно объяснить следствием преобразования свойств нефтей в результате миграционно-фильтрационных процессов. Важно подчеркнуть, что в процессе латеральной миграции, теряя смолисто-асфальтеновые

компоненты и становясь менее плотными, нефти теряют и МЭ. Наиболее заметно это проявляется в уменьшении абсолютных концентраций ванадия и менее заметно — никеля. Однако подобная закономерность, выражающаяся в облегчении нефтей при миграции и потере ими смолисто-асфальтеновых компонентов, не была зафиксирована при сравнении нефтей месторождений Жигулевско-Оренбургского свода с нефтями месторождений Рязано-Саратовской впадины в каменноугольных отложениях вследствие смешивания нефтей, мигрирующих с севера и с юга — со стороны Прикаспийской синеклизы и со стороны Серноводско-Абдуллинской впадины. На склонах структур часто развиты литологически ограниченные залежи в песчаных пластах, часто заполняемые в результате миграционных процессов.

Итоги

В пределах осадочного разреза Волго-Уральского НГБ выделены четыре геохимических типа флюидальных УВ-скоплений, приуроченных к НГК различного возраста. Отличия этих типов выражены не только в физико-химических свойствах и УВ-составе флюидов, но и в особенностях распределения МЭ, что объясняется особенностями исходного ОВ материнских толщ и условиями его преобразования при формировании ловушек. Выявлены различные свойства флюидов месторождений, приуроченных к определенным структурным элементам Волго-Уральского НГБ в связи с дифференциацией их в результате миграционных процессов. Представленный материал интересен как возможный прогнозный индикатор свойств флюидов при поисках и оконтуривании новых, еще не открытых объектов на этой территории.

Изучение МЭ характеристик нафтидов НГК различного возрастного интервала центральной части Волго-Уральского региона свидетельствует об информативности геохимических данных, являющихся показателями особенностей состава нефтей при процессах нефтеобразования на определенных уровнях стадийности онтогенеза.

Выводы

Дифференциация нефтей в пределах Волго-Уральского НГБ, базирующаяся как на составе МЭ, так и физико-химических свойствах УВ флюидов, объясняется различным типом исходного ОВ нефтегазоматеринских толщ, условиями его преобразования и процессами миграции. Именно перечисленные процессы и происходящая при этом типизация флюидов по составу могут служить основанием для прогноза качества флюидов в разрабатываемых неантиклинальных ловушках (литологически и структурно ограниченных) на новых перспективных площадях региона при прогнозировании скоплений в мегарезервуарах.

Литература

1. Пунанова С.А., Гордадзе Т.А. Геохимические особенности нефтегазоносных комплексов палеозойских отложений Волго-Уральской провинции // Разведка и охрана недр. 1999. № 5–6. С. 51–54.
2. Мухаметшин Р.З., Пунанова С.А. Геохимические особенности нефтей Урало-Поволжья в связи с условиями формирования месторождений // Геология нефти и газа. 2011. № 4. С. 74–83.
3. Пунанова С.А. Микроэлементы нафтидов в процессе онтогенеза углеводородов

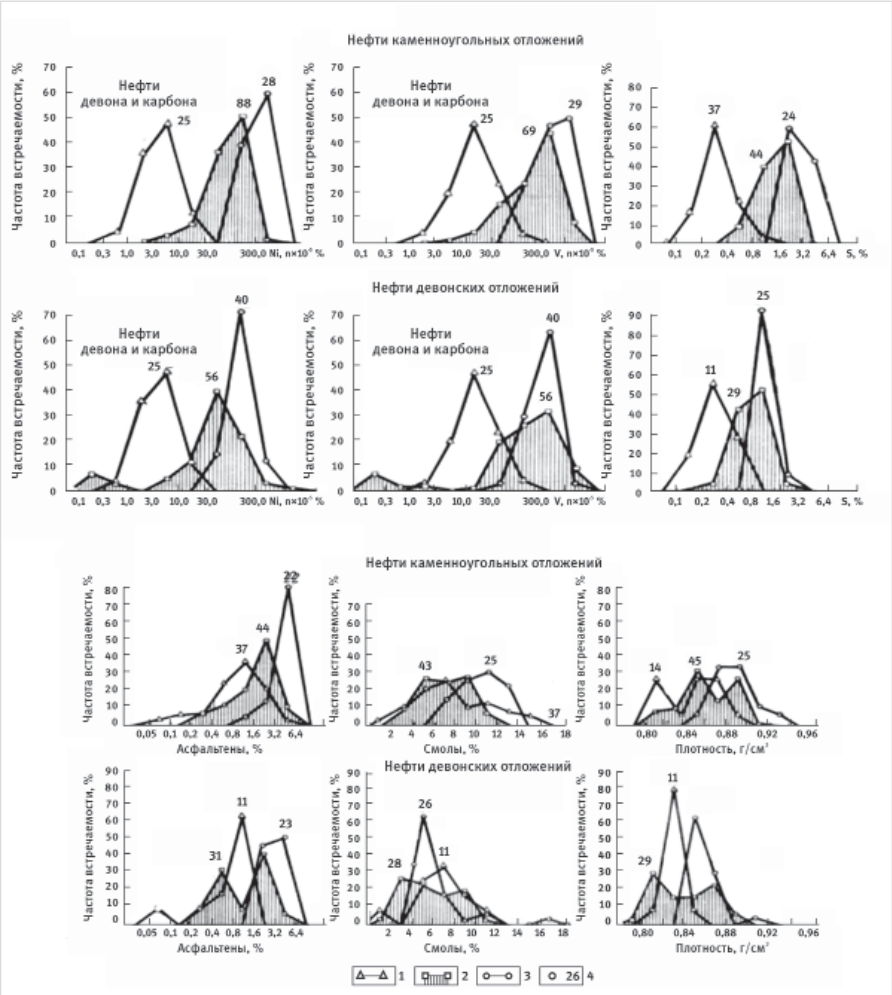


Рис. 3. Распределение концентраций некоторых элементов в нефтях девонских и каменноугольных отложений Урало-Поволжья и их физико-химических свойств. Нефти: 1 — Рязано-Саратовской впадины и восточного склона Воронежского свода; 2 — Жигулевско-Оренбургского свода; 3 — Татарского и Пермско-Башкирского сводов; 4 — число образцов в выборке

Fig. 3. Distribution of concentrations of some elements in the oils of devonian and coal deposits of the Ural-Volga region and their physico-chemical properties. Oil: 1 – Ryazan-Saratov depression and the eastern slope of the Voronezh arch; 2 – Zhiguli-Orenburg arch; 3 – Tatar and Perm-Bashkir arches; 4 – number of samples in the sample

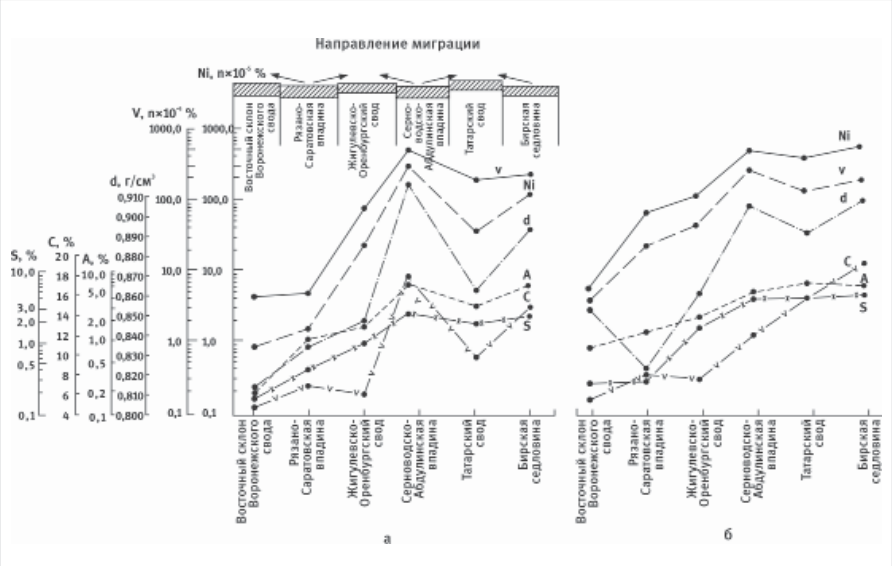


Рис. 4. Характер изменения концентраций МЭ и физико-химических свойств нефтей месторождений Волго-Урала в зависимости от их структурного положения. Нефти: а — девонских; б — каменноугольных отложений

Fig. 4. The nature of changes in TE concentrations and physico-chemical properties of Volga-Ural oil fields depending on their structural position. Oil: a – Devonian, б – carboniferous deposits

в связи с нефтегазоносностью: Диссертация. М., 2017. 288 с.
4. Пунанова С.А., Самойлова А.В. Особенности нефтегазоносности прогибов древних платформ (на примере Волго-Уральского и Енисей-Хатангского) // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. № 2. 7 с.
5. Нефтяные и газовые месторождения СССР: Кн. 1. Европейская часть СССР. М.: Недра, 1987. 358 с.
6. Трофимов В.А., Чепикова И.К., Пунанова С.А. Особенности нефтегазоносности рифей-вендских отложений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Конференция «Прогноз нефтегазоносности фундамента молодых и древних платформ» 2001, Казань, 4–8 июня. Казань: Казанский университет, 2001. С. 348–350.
7. Белоконь Т.В., Горбачев В.П., Балашова М.М. Строение и нефтегазоносность рифейско-вендских отложений востока Русской платформы. Пермь: Звезда, 2001. 108 с.
8. Максимов С.П., Сафонова И.И. Изопреноидные углеводороды — дополнительный критерий в определении генетического типа нефтей // Геология нефти и газа. 1971. № 10. С. 38–41.
9. Пунанова С.А. Геохимические особенности распределения микроэлементов в нафтидах и металлоносность осадочных бассейнов СНГ // Геохимия. 1998. Т. 36. № 9. С. 959–972.
10. Багманова С.В., Степанов А.С., Коломоец А.В., Трифонова М.П. Геология Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Оренбург: ОГУ, 2019. 127 с.

ENGLISH

Results

Within the sedimentary section of the Volga-Ural OGB, four geochemical types of fluid hydrocarbon accumulations have been identified, confined to OGK of different ages. Differences between these types are expressed not only in the physicochemical properties and HC composition of fluids, but also in the features of the TE distribution, which is explained by the features of the initial OM of the parent strata and the conditions for its transformation during the formation of traps. Various properties of fluids in deposits confined to certain structural elements of the Volga-Ural OGB are revealed in connection with their differentiation as a result of migration processes. The presented material is interesting as a possible predictive indicator of fluid properties in the search and delineation of new, not yet discovered objects in this area.

The study of the TE characteristics of OGK naphthides of different age intervals in the central part of the Volga-Ural region indicates the information content of geochemical data, which are indicators of the composition of oils during oil formation processes at certain levels of ontogeny staging.

Conclusions

The differentiation of oils within the Volga-Ural OGB, based both on the composition of TE and the physicochemical properties of hydrocarbon fluids, is explained by the different types of initial OM of the oil and gas source strata, the conditions for its transformation, and migration processes. It is these processes and the resulting typification of fluids by composition that can serve as the basis for predicting the quality of fluids in the developed non-anticlear traps (lithologically and structurally limited) in new promising areas of the region when predicting accumulations in megareservoirs.

References

1. Punanova S.A., Gordadze T.A. Geochemical features of oil and gas complexes of Paleozoic deposits of the Volga-Ural province. Prospect and protection of mineral resources, 1999, issue 5–6, P. 51–54. (In Russ).
2. Mukhametshin R.Z., Punanova S.A. Geochemical features of oils of the Ural-Volga region in connection with the conditions of formation of deposits // Geologiya Nefti i Gaza, 2011, issue 4, P. 74–83. (In Russ).
3. Punanova S.A. Trace elements of naphthides in the process of ontogenesis of hydrocarbons in connection with oil and gas content. Dysertation. M., 2017, 288 p. (In Russ).
4. Punanova S.A., Samoylova A.V. Features of oil and gas bearing deflections of ancient platforms (on the example of the Volga-Ural and Yenisei-Khatanga). Actual problems of oil and gas, 2019, issue 2, 7 p. (In Russ).
5. Oil and gas fields of the USSR: Handbook. Book 1. The European part of the USSR. M.: Nedra, 1987, 358 p. (In Russ).
6. Trofimov V.A., Chepikova I.K., Punanova S.A. Features of the oil and gas content of the Riphean-Vendian deposits of the Volga-Ural oil and gas province. Forecast of the oil and gas content of the foundation of young and ancient platforms. Conference “Forecast of oil and gas potential of the foundation of young and ancient platforms” 2001, Kazan, June 4–8. Kazan: Kazan University, 2001. P. 348–350. (In Russ).
7. Belokon T.V., Gorbachev V.P., Balashova M.M. Structure and oil and gas potential of the Riphean-Vendian deposits of the East of the Russian Platform. Perm, Zvezda, 2001, 108 p. (In Russ).
8. Maksimov S.P., Safonova I.I. Isoprenoid hydrocarbons – an additional criterion in determining the genetic type of oils. Geology of oil and gas, 1971, issue 10, P. 38–41. (In Russ).
9. Punanova S.A. Geochemical features of the distribution of trace elements in naphthides and metalliferous sedimentary basins of the CIS. Geochemistry, 1998, issue 9, P. 959–972. (In Russ).
10. Bagmanova S.V., Stepanov A.S., Kolomoets A.V., Trifonova M.P. Geology of the Volga-Ural oil and gas province: textbook. Orenburg State University. 2019. Orenburg. OSU. 127 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

Самойлова Анна Васильевна, к. г.-м. н., научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук (ИПНГ РАН), Москва, Россия , Москва, Россия
Для контактов: anna-samoilova@mail.ru

Punanova Svetlana Aleksandrovna, doctor of science of geologo-mineralogical sciences, chief researcher, Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences (OGRI RAS), Moscow, Russia
Corresponding author: punanova@mail.ru

Samoilova Anna Vasilevna, candidate of geologo-mineralogical sciences, research associate, Oil and Gas Research Institute Russian Academy of Sciences (OGRI RAS), Moscow, Russia
Corresponding author: anna-samoilova@mail.ru

ООО «НефтеГазПерспектива»

Услуги по внутритрубной диагностике и оценке целостности трубопроводов

О компании

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

Почему мы?

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

Департамент разработки

Аналитический департамент

Цех по подготовке и производству оборудования

Испытательный полигон

Полевые работы и дополнительный дефектоскопический контроль

Услуги

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

+7 (496) 616-70-08

www.neftegazperspektiva.ru

info@neftegazperspektiva.ru

От идеи к решению, от решения к реализации

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-36-42 УДК 622.24.085.2 I Научная статья

Адаптация технологии строительства многоствольных скважин по уровню TAML-1 на Новопортовском месторождении для раздельного учета добычи по каждому пласту

Самигуллин Л.Р.[1], Алексеев А.В.[2], Зимогляд М.Б.[2], Наговицын В.М.[2], Васечкин Д.А.[3], Быдзан А.Ю.[3], Большаков В.В.[3], Дробот А.В.[3]
[1]ООО «Газпромнефть-Ямал», Тюмень, Россия, [2]ООО «Газпромнефть-Заполярье», Тюмень, Россия, [3]ООО «ГеоСплит», Москва, Россия
a.bydzan@geosplit.ru

Аннотация
Ключевые особенности Новопортовского месторождения — комплексное геологическое строение и наличие остаточных запасов углеводородов. Проблема осложняется значительными запасами нефти, находящимися под массивными газовыми шапками. Достижение экономической рентабельности в таких геологических условиях предопределяет применение новых технологий. В статье рассмотрен опыт строительства многоствольной скважины по новой схеме заканчивания уровня TAML-1 с использованием свойств непроницаемой кровли одного из пластов и технологии динамического маркерного мониторинга для раздельного учета добычи по каждому объекту разработки.

Материалы и методы
Материалы: электронная база данных технической библиотеки с описанием Новопортовского месторождения, его геологического строения и фильтрационно-емкостных свойств коллекторов.
Методы: графическое изображение динамики работы стволов скважины, описание результатов лабораторного анализа серий образцов единичных проб скважинной продукции.

Ключевые слова
многоствольные скважины, технологии строительства скважин, TAML, динамический маркерный мониторинг, профиль притока, раздельный учет добычи

Для цитирования
Самигуллин Л.Р., Алексеев А.В., Зимогляд М.Б., Наговицын В.М., Васечкин Д.А., Быдзан А.Ю., Большаков В.В. Дробот А.В. Адаптация технологии строительства многоствольных скважин по уровню TAML-1 на Новопортовском месторождении для раздельного учета добычи по каждому пласту // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 1. С. 36–42. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-36-42

Поступила в редакцию: 26.01.2022

UDC 622.24.085.2 I Original Paper

Adapting the technology for the construction of TAML-1 level multilateral wells at the Novoportovskoye field for separate production accounting for each reservoir

Samigullin L.R.[1], Alekseev A.V.[2], Zimoglyad M.B.[2], Nagovitsyn M.V.[2], Vasechkin D.A.[3], Bydzan A.Yu.[3], Bolshakov V.V.[3], Drobot A.V.[3]
[1]"Gazpromneft-Yamal" LLC, Tyumen, Russia, [2]"Gazpromneft-Zapolyarye" LLC, Tyumen, Russia, [3]"GeoSplit" LLC, Moscow, Russia
a.bydzan@geosplit.ru

Abstract
The Novoportovskoye field is characterised by a mainly complex geological structure and the presence of remaining reserves. The situation is further aggravated by significant oil reserves occurring right under massive gas caps. To make HC recovery profitable in such geological settings, new technologies are required. This paper provides an insight into the case of creating a multilateral well based on a new TAML-1 level completion solution utilising the properties of the impermeable top of one bed and the dynamic quantum PLT to measure production from each formation separately in accordance with existing regulations.

Materials and methods
Materials: electronic data base of technical library with depictions of the Novoportovkoye field, its geological structure and filtration-and-volume characteristics of producing formations.
Methods: graphical representations of wellbore performance dynamics, laboratory analysis of formation fluid sample sets description.

Keywords
multilateral wells, well construction technologies, TAML, dynamic marker-based monitoring, inflow profile, separate production accounting

For citation
Samigullin L.R., Alekseev A.V., Zimoglyad M.B., Nagovitsyn M.V., Vasechkin D.A., Bydzan A.Yu., Bolshakov V.V. Drobot A.V. Adapting the technology for the construction of taml-1 level multilateral wells at the Novoportovskoye field for separate production accounting for each reservoir // Exposition Oil Gas, 2022, issue 1, P. 36–42. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-36-42

Received: 26.01.2022

Введение

Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение — крупнейшее на полуострове Ямал за пределами северного полярного круга. Значительные запасы нефти и газа были доказаны еще в 1964 году, но отсутствие транспортной инфраструктуры и сложное геологическое строение долгое время не позволяли начать полномасштабную разработку [1].

В ходе разведки месторождения большинство скважин, пробуренных в первые три года, оказались водяными или не затрагивающими продуктивные пласты. Скважины, пробуренные в своде структуры, вскрыли продуктивные пласты на наиболее высоких гипсометрических отметках и при испытании дали притоки газа с высоким содержанием конденсата. Эти результаты дали повод считать Новопортовское месторождение газоконденсатным. Слабые признаки нефти, полученные при испытании некоторых скважин, позволили предположить наличие нефтяных оторочек.

Промышленно значимые запасы нефти, газа и конденсата сосредоточены в терригенных отложениях нижнего мела и в юрских пластах на глубине от -1 850 до -2 020 м.

Пласты в основном представлены морскими, дельтовыми песчаниками с переслаиванием глин и плотных карбонатизированных пропластков с проницаемостью от 1 до 30 мД. В верхнеюрских породах встречаются также угольные отложения континентального происхождения.

Восточная часть месторождения осложнена многочисленными тектоническими нарушениями, приводящими к высокоамплитудным смещениям пластов от нескольких до десятков метров. Все продуктивные пласты в купольной части представлены газовой шапкой с промышленно значимыми запасами природного газа (рис. 1).

Основными объектами разработки нефтяной оторочки на старте проекта являлись продуктивные пласты с высокой проницаемостью 25–100 мД и с мощностью пласта до 35 м. Однако основная часть запасов месторождения сосредоточена в верхнеюрских отложениях пластов мощностью до 25 м с высокой изменчивостью геологического разреза, расчлененностью коллекторов и проницаемостью не более 5 мД, а также в маломощных нижнемеловых пластах мощностью до 5 м и проницаемостью 10–15 мД.

Разработка таких комплексных объектов требует новых подходов в бурении, освоении и разработке месторождения, поскольку тиражируемые решения нерентабельны в силу высокой стоимости технологий бурения, которые не окупаются добычей нефти и газа в современных экономических реалиях.

Традиционная конструкция скважин Новопортовского месторождения предполагает бурение скважин многоколонной конструкции со спуском эксплуатационной колонны в кровлю целевого продуктивного пласта и длиной горизонтального участка от 1 000 до 2 000 м.

Особенности конструкции скважин

Помимо строительства скважин традиционной конструкции накоплен существенный опыт бурения многозабойных скважин для увеличения зоны дренирования. На конец 2021 года завершено 75 МЗС уровня TAML-1 с наличием от двух до пяти обсаженных стволов в каждой скважине, при этом их стволы располагаются в рамках одного продуктивного пласта [3].

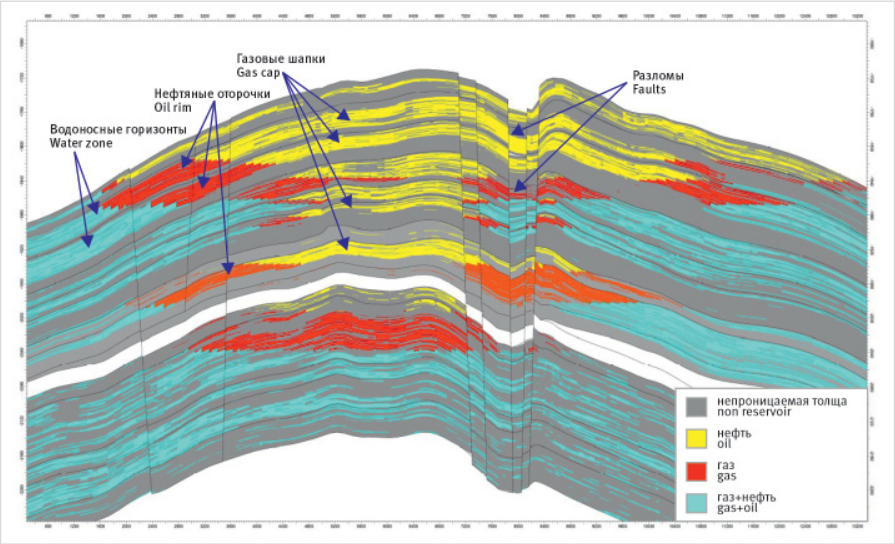


Рис. 1. Разрез поперек купольной структуры Новопортовского месторождения
Fig. 1. Cross-section of the dome structure of the Novoportovskoye field

Учитывая неоднородность разреза и относительно высокие затраты на бурение скважин, вовлечение в работу малодебитных участков разных пластов путем строительства отдельных скважин для их разработки нерентабельно. Перед кросс-функциональной командой недропользователя стояла задача повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) и поиска максимально эффективного решения с точки зрения капитальных затрат. После анализа существующих технологий в области строительства многоствольных скважин было сформировано заключение о нецелесообразности применения технологий уровня TAML 2–5 по причине их стоимости и поставлена задача: разработать собственное решение [2]. В итоге была разработана концептуальная схема заканчивания многоствольных скважин, использующих характеристики горной породы в интервале кровли пласта и комплекс набухающих пакеров для создания изолированного узла разветвления (рис. 2).

При таком подходе первым этапом осуществляется посадка башмака эксплуатационной колонны в непроницаемый пропласток между двумя целевыми продуктивными пластами. Затем производится бурение первого ствола на верхний пласт с его последующим креплением фильтровым хвостовиком. Конструкция хвостовика предусматривает наличие глухих труб, набухающего пакера и внутренней кассеты с маркерными лентами. «Голова» хвостовика представлена переводником с лево-правой резьбой, что обеспечивает надежность отделения от транспортной колонны при низких затратах.

Зарезка нового ствола в нижний пласт осуществляется компоновкой низа бурильной колонны (КНБК) для последующего бурения без привлечения дополнительного оборудования методом наработки желоба. По достижении проектного забоя производится подъем КНБК и крепление ствола хвостовиком. Хвостовик представлен (снизу вверх) башмаком, фильтровыми трубами в интервале коллектора, глухими трубами в зоне перехода в непроницаемый пропласток, оснащенными внутренней кассетой с маркерными лентами. Интервал точки разветвления изолирован набухающими пакерами и представлен одиночной перфорированной трубой и глухими трубами со стандартной подвеской хвостовика в эксплуатационной колонне. Данная конструкция обеспечивает возможность управления притоком из каждого ствола отдельно (путем штуцирования и/или изоляции того или иного ствола).

В случае, когда скважина вскрывает более одного пласта, требуется проводить раздельный

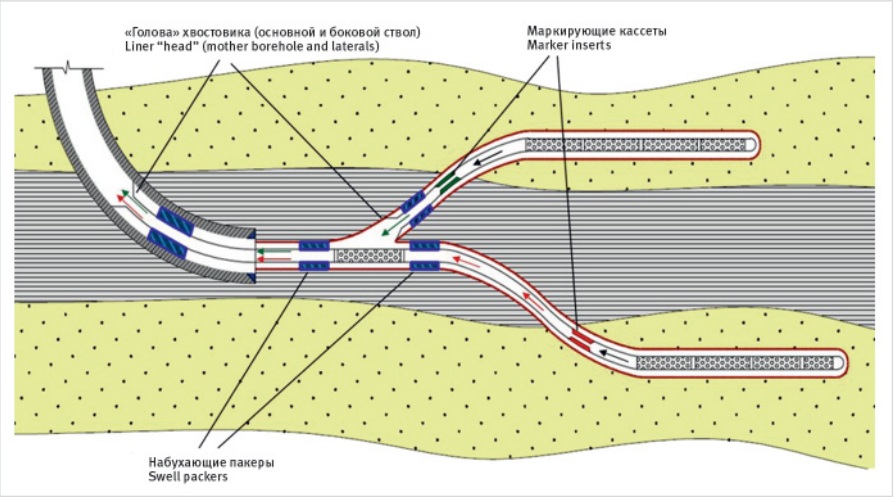


Рис. 2. Концептуальная схема заканчивания скважины по технологии TAML-1
Fig. 2. Conceptual TAML-1 well completion design

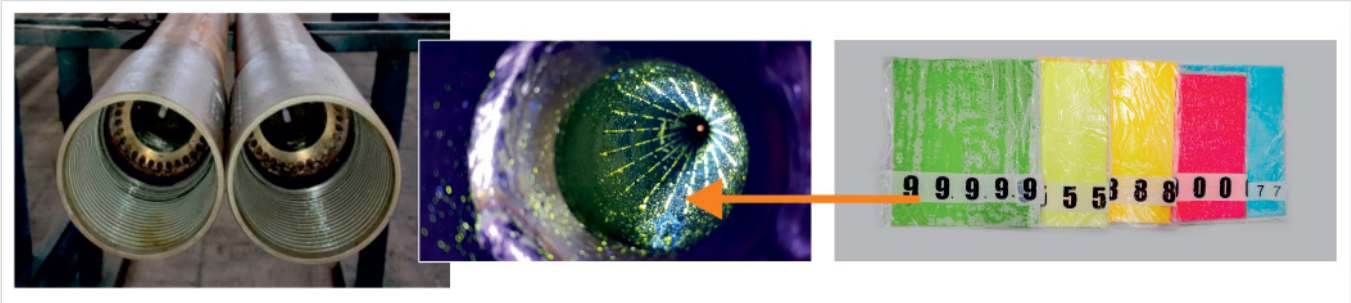


Рис. 3. Внутрискважинные кассеты с маркерными лентами
Fig. 3. Downhole quantum marker inserts with marker tapes

учет добычи по каждому объекту разработки в соответствии с законодательством. Для этих целей была выбрана технология динамического маркерного мониторинга, которая в отличие от традиционных методов промыслово-геофизические исследований не имеет ограничений при данной конструкции скважин.

Технология маркерных исследований скважин без проведения внутрискважинных операций

Технология маркерных исследований скважин основана на применении высокоточных индикаторов притока пластового флюида — квантовых маркеров-репортеров [4]. Композиционные материалы с маркерами интегрируются в специальные внутрискважинные кассеты, устанавливаемые в компоновку нижнего заканчивания многозабойной скважины (рис. 3). Маркированный материал представляет собой пластичный композит — маркерные ленты, которые высвобождают индикаторы в пластовый флюид с устойчивой концентрацией и длительностью. Комбинация разных типов маркерных лент, олеофильных и гидрофильных, обеспечивает высвобождение маркеров исключительно в целевую фазу пластового флюида — соответственно, в нефть и в воду. Для оценки работы каждого из стволов многозабойной скважины предусматривается индивидуальный код маркеров.

После завершения полевой операции по спуску хвостовиков с внутрискважинными маркерными кассетами в ходе дальнейшей эксплуатации скважины проводят исследования притока путем отбора проб пластовой жидкости с устья скважины и их анализа с применением аппаратно-программного комплекса методов проточной цитометрии. Данный метод основан на исследовании сред в режиме поштучного анализа элементов дисперсной фазы по сигналам светорассеяния и позволяет с высокой точностью определить количественное распределение маркеров на нефть и на воду каждого кода. Срок жизни маркеров составляет десятки лет, а свойства материала и количество содержащихся в нем маркеров позволяют проводить мониторинг профилей притока в течение длительного срока — не менее 5 лет.

Данные динамического маркерного мониторинга добывающей скважины в совокупности с анализом истории работы объекта исследования и скважин ближайшего окружения позволяют разработать рекомендации по оптимизации процесса разработки сложных объектов.

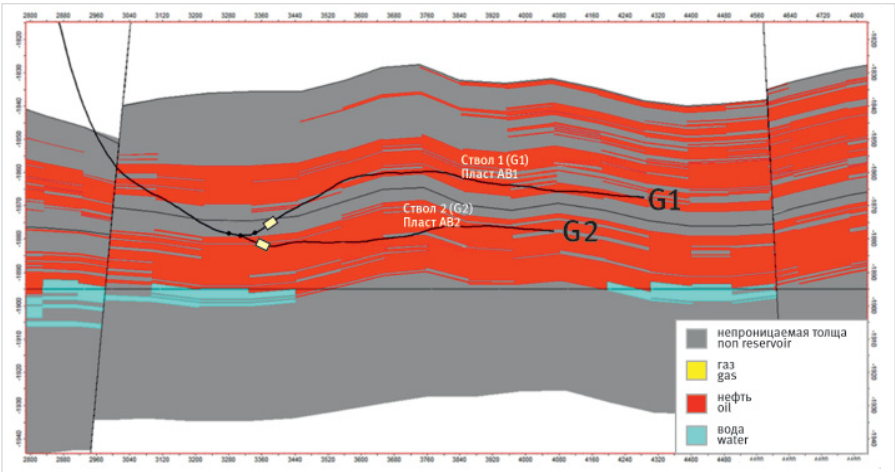


Рис. 4. Разрез исследуемой горизонтальной скважины по кубу насыщения
Fig. 4. The subject horizontal well profile according to the saturation cube

Динамика профиля притока за годовой период мониторинга

Работы по динамическому маркерному мониторингу профиля и состава притока в двуствольной скважине Новопортовского месторождения проводились с декабря 2020 г. по октябрь 2021 г. Горизонтальные стволы

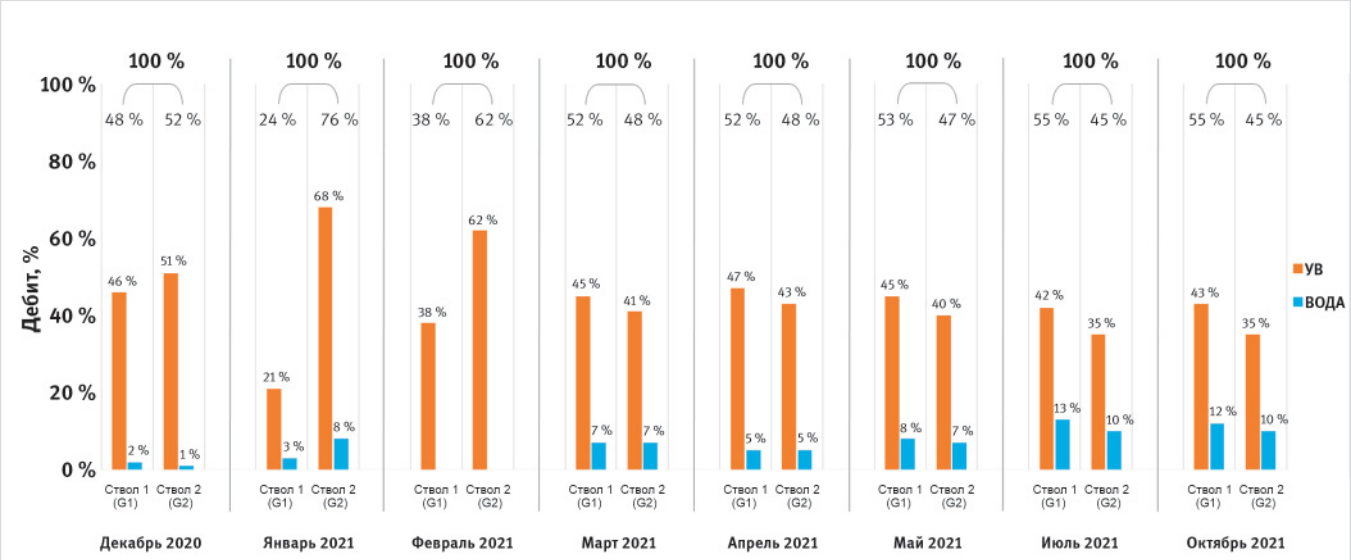


Рис. 5. Динамика работы стволов скважины № XXX1
Fig. 5. Performance dynamics of well № XXX1 laterals

Рис. 6. Динамика работы стволов скважины в абсолютных значениях
Fig. 6. Lateral performance dynamics in absolute values

объекта исследования вскрывают тектонически экранированную ловушку, ограниченную двумя разломами, формирующими структуру в виде ступенчатого сброса (рис. 4). Целевые пласты разделены непроницаемыми пропластками преимущественно глинистого состава, что позволяет разделить добычу по каждому стволу. Поскольку траектория нижнего горизонтального ствола проходит вблизи водонефтяного контакта, существуют риски роста обводненности скважины в процессе эксплуатации.

За весь период мониторинга проведено 8 исследований, по результатам которых получено распределение работы стволов скважины за каждый период (рис. 5).

По данным маркерного мониторинга и проведенного анализа геологических особенностей участка и имеющихся на нем объектов формализованы следующие наблюдения. В первые три месяца мониторинга отмечается неравномерная работа стволов с преимущественным вкладом 2 горизонтального ствола, что связано с неустановившимся режимом фильтрации флюида по объектам разработки. Начиная со следующего квартала прослеживается относительно равномерная выработка пластов с незначительным преобладанием вклада 1 горизонтального ствола, а также постепенное увеличение обводненности пластовой продукции в процессе эксплуатации скважины.

Площадь расположения исследуемой маркированной скважины № XXX1 включает множественные разломы. С востока от объекта исследования расположен водонефтяной контакт — возможная система проводящих трещин могла способствовать образованию процесса фильтрации воды при снижении пластового давления в восточной части рассматриваемого участка, в том числе в области дренирования маркированной скважины.

При переходе от относительных величин (процентного распределения работы стволов) к абсолютным отметкам (кубическим метрам в сутки) видна тенденция к снижению энергетического состояния объектов разработки в процессе эксплуатации скважины (рис. 6).

По динамике работы в абсолютных значениях отмечается значительное расхождение в работе стволов скважины в первые месяцы эксплуатации: резкое падение дебита жидкости в январе 2021 года (проседание)

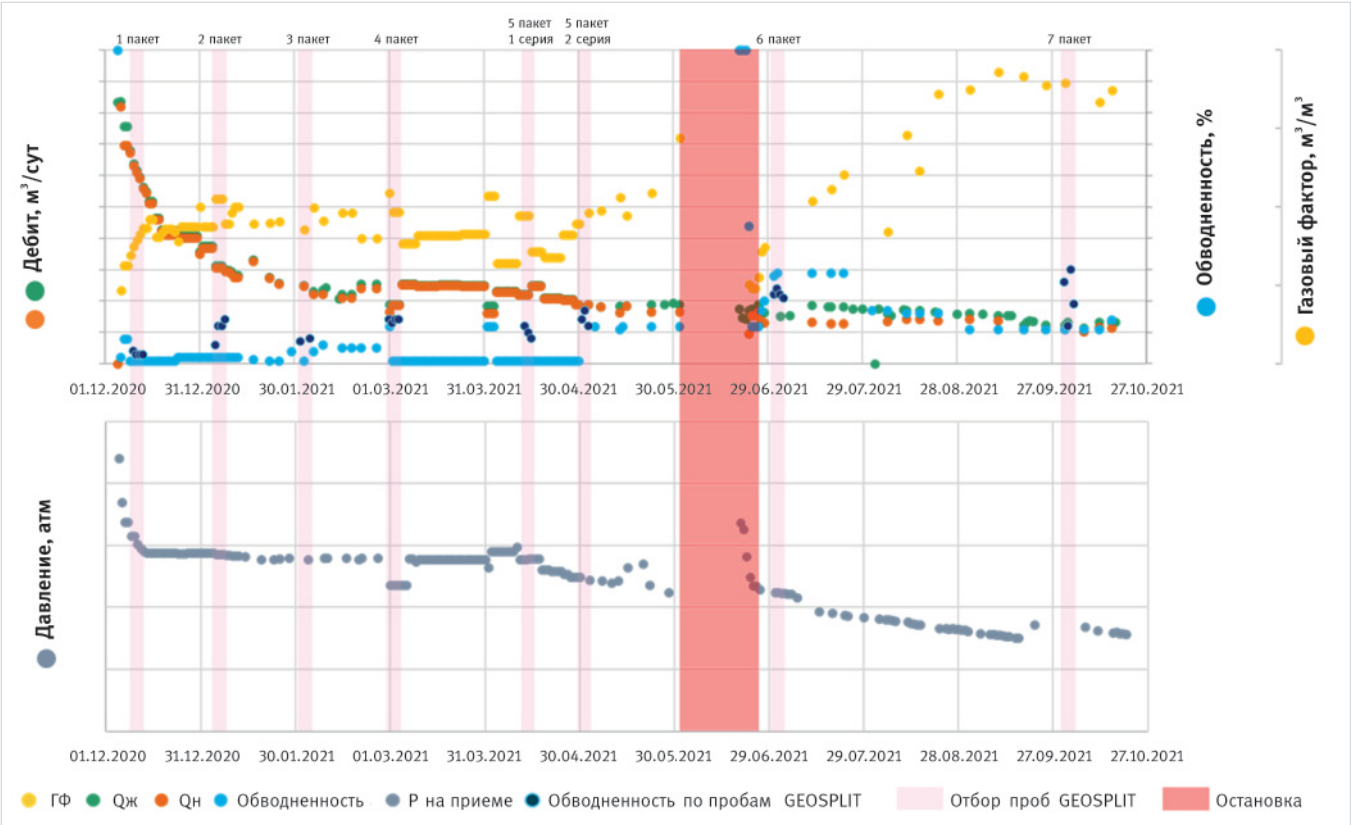
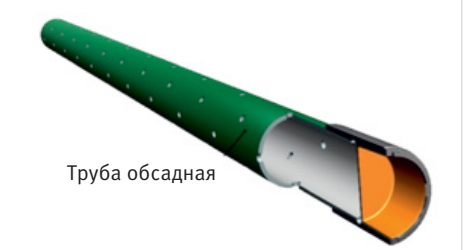
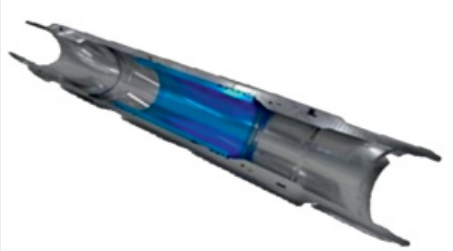


Рис. 7. История работы маркированной скважины № XXX1
Fig. 7. The history of the marked well № XXX1 operation

Фильтр	Премиум-порт	4-позиционная МУП
		

	Фильтр	Премиум-порт	4-позиционная МУП
Необходимость активации	Нет	Опционально	Опционально
Требования к позиционированию в скважине	Мягкие	Строгие	Строгие
Стоимость	Низкая	Средняя	Средняя
Наличие	Да	Да	Нет
Количество положений открыто/закрыто	Одно	Два	Четыре (в том числе частичные)
Возможность перекрытия	Условно (с помощью «пластыря»/РИР)	Да, ключ на ГНКТ/КРС	Да, ключ на ГНКТ/КРС
Возможность поочередности эксплуатации стволов	Нет	Да	Да
Возможность управлять депрессией на доп. ствол	Нет	Нет	Да

Рис. 8. Элементы конструкции узла разветвления
Fig. 8. Structural elements of the branching point

в работе 1 ствола, вскрывающего пласт АВ1, свидетельствует о нестационарном характере процессов фильтрации в дренируемой зоне.

Динамика работы 2 горизонтального ствола, вскрывающего пласт АВ2, демонстрирует плавное снижение промыслового параметра, обусловленное наличием газонапорного режима, при котором основной энергией, продвигающей нефть, является напор газа газовой шапки. В данном случае нефть вытесняется под давлением расширяющегося газа, находящегося в свободном состоянии в прикровельной части залежи. Высокая проницаемость пласта АВ2, в несколько раз превышающая проницаемость пласта АВ1, является благоприятным условием для наиболее эффективного проявления газонапорного режима.

Сложность эксплуатации скважин при таком режиме заключается в том, что прорывы газа приводят к бесконтрольному расходу газовой энергии при одновременном уменьшении притока нефти, в связи с чем рекомендуется проводить непрерывный контроль за работой исследуемого объекта и скважин, расположенных вблизи газовой шапки.

Динамика изменения промысловых показателей (снижение дебита жидкости и забойного давления) указывает на явный эффект истощения в области дренирования скважины (рис. 7). Данный вывод также подтверждается запускным давлением после длительной остановки скважины, которое по сравнению с начальным значительно уменьшилось.

Стремительное увеличение газового фактора с момента повторного запуска скважины после остановки характеризуется понижением уровня газонефтяного контакта. По мере уменьшения уровня контакта газ прорывается к скважинам, находящимся ближе к контуру газоносности. В таком случае важно оптимизировать расход энергии расширения газа газовой шапки с целью рентабельной эксплуатации нефтяных скважин.

Резкое увеличение газового фактора также может быть связано с изменением режима работы залежи, а именно с переходом из газонапорного режима в режим растворенного газа, при котором нефть продавливается по пласту к забоям скважин под действием энергии пузырьков расширяющегося газа при выделении его из нефти. Естественная смена режимов работы залежи может быть обусловлена изменением равновесия в пласте, вызванного, в свою очередь, снижением забойного давления.

Помимо распределения работы стволов исследуемой скважины для раздельного учета добычи из двух пластов с разными фильтрационно-емкостными свойствами, данные динамического маркерного мониторинга позволяют выполнять контроль показателей добычи без остановки работы скважины, а также сформировать рекомендации по ее оптимизации.

Для уменьшения обводненности пластовой продукции и снижения газового фактора рекомендовано рассмотреть возможность изменения режима работы исследуемой скважины № XXX1 путем незначительного снижения депрессии, а также контролировать величину забойного давления для исключения режима эксплуатации скважины при забойном давлении ниже давления насыщения.

Итоги

Рассматриваемая многоствольная скважина пробурена без превышения плановых сроков строительства, в соответствии с плановым профилем и закончена безаварийно. Общий дебит многоствольной скважины равен сумме дебитов двух отдельных скважин на те же цели. При этом сокращение капитальных затрат (CAPEX) и сроков строительства составило около 38 %, что позволяет судить о доказанной эффективности разработанного решения.

Выводы

Конструкция узла разветвления обеспечивает возможность селективного отсечения как бокового (с помощью профильного перекрывателя), так и основного ствола (мостовая пробка) в случае прорыва нежелательного флюида. При этом существует возможность доработки конструкции точки разветвления за счет применения управляемой муфты взамен перфорированной трубы (рис. 8).

Применение управляемой муфты значительно расширяет возможности для тиражирования технологии как в части строительства многоствольных скважин с охватом до трех смежных пластов, так и многозабойных скважин на один продуктивный пласт за счет возможности управления добычей отдельных ответвлений (рис. 9–10).

В дополнение конструкция обеспечивает раздельный учет добычи по каждому пласту без остановки добычи. При этом затраты на регулярное проведение интерпретации проб с квантовыми маркерами компенсируются снижением эксплуатационных затрат на насосную установку и работу бригад ремонта скважин.

Работы по маркерному мониторингу профилей притоков в объекте исследования, описанные в данной статье, продолжаются на ежеквартальной основе. Накопленные данные и информация с каждого нового периода исследований позволяет вырабатывать новые рекомендации и адресно подходить к оптимизации разработки минерально-сырьевой базы Новопортовского месторождения.

Литература

1. Новопортовское нефтегазоконденсатное месторождение. URL: https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141582-novoportovskoe-neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie (дата обращения: 10.12.2021).
2. Классификация многоствольных технологий TAML. URL: https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/142482-klassifikatsiya-taml (дата обращения 15.12.2021).

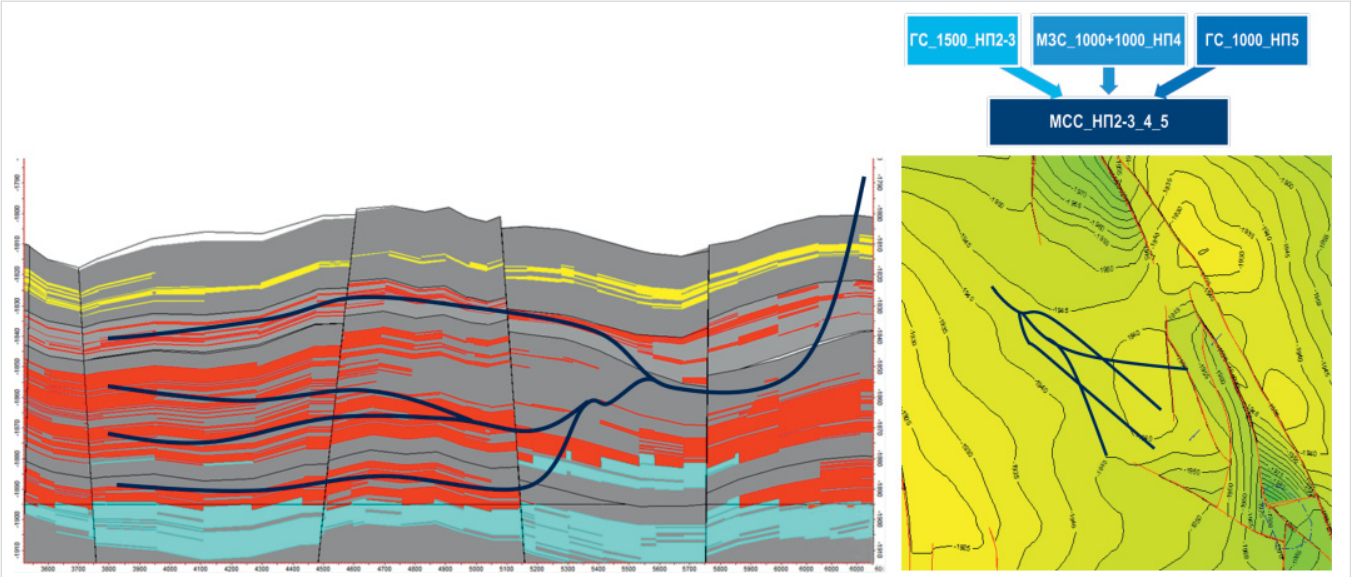


Рис. 9. Потенциал тиражирования технологии для многоствольных скважин (Вариант А)
Fig. 9. Technology replication potential for multilateral wells (Option A)

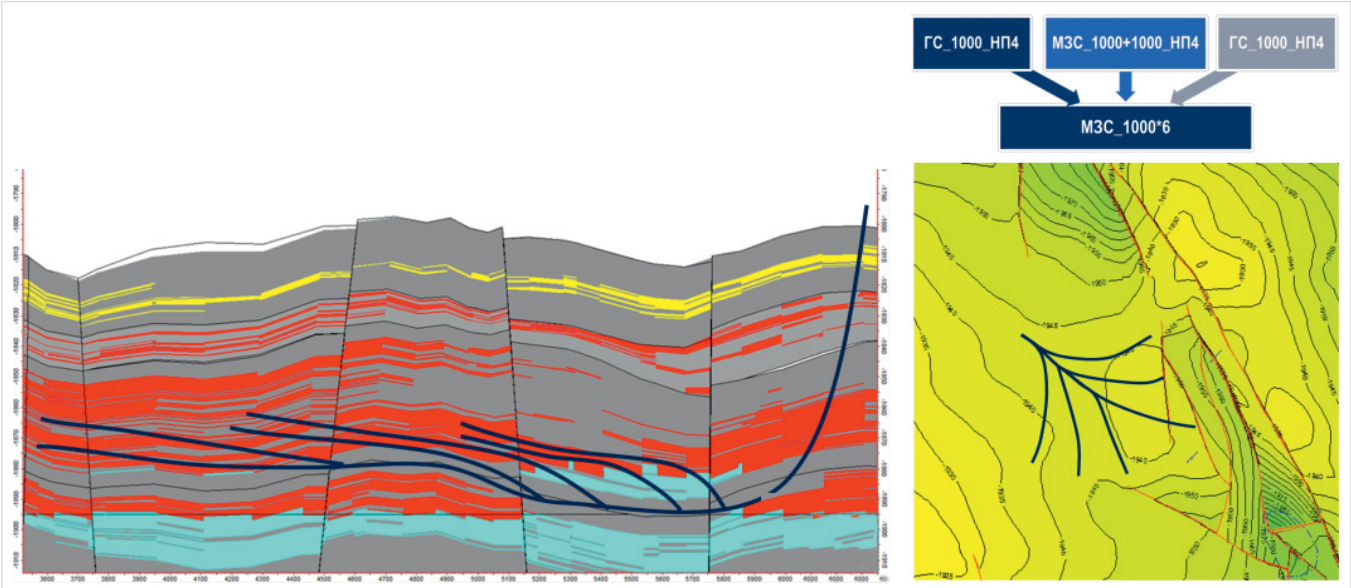


Рис. 10. Потенциал тиражирования технологии для многоствольных скважин (Вариант Б)
Fig. 10. Technology replication potential for multilateral wells (Option B)

3. Пильник С., Зимогляд М., Булатов Ф., Бурков Ф., Дубровин А., Абалтусов Н. Успешный опыт строительства многозабойных скважин по технологии TAML-1 на Новопортовском месторождении. Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Москва, 15–17 октября 2018, SPE-191521-RU.
4. Шестаков Д.А., Галиев М.М., Овчинников К.Н., Малявко Е.А. Комплексный подход к эффективной разработке месторождений интеллектуального мониторинга притока горизонтальных скважин // Территория Нефтегаз. 2019. № 6. С. 64–71.

ENGLISH

Results

The multilateral well in question was drilled without breaching the construction schedule, in accordance with the planned profile, and completed without an accident. The total flow rate of a multilateral well is the total of the flow rates of two individual wells for the same purposes. That said, capital expenditures (CAPEX) and construction time were reduced by almost 38 %.

Conclusions

The design of the branching point enables selective cut-off of both the lateral (using a profile packer) and the mother borehole (bridge plug) in the event of an undesirable fluid breakthrough. At the same time, there is still a possibility to elaborate the branching point design by using a controlled coupling instead of a perforated pipe (fig. 8).

The use of a controlled coupling opens up extensive possibilities to replicate the technology both in terms of the construction of multilateral wells with production from up to three adjacent layers, and multilateral wells in one pay reservoir leveraging the possibility of controlling the production from individual laterals (fig. 9–10).

In addition, the design enables separate production accounting for each reservoir while continuing production. Moreover, the costs of interpreting samples with quantum markers on a regular basis are offset by reduced operating costs for the pumping unit and the costs for workover crews.

Dynamic quantum PLT efforts in the subject reservoir mentioned in this article are conducted on a quarterly basis. The accumulated data and information from each new study period enable the development of new recommendations and a target-specific approach to optimising field development at the Novoportovskoye field.

References

1. Novoportovskoye oil and gas condensate field. URL: https://neftegaz.ru/tech-library/mestorozhdeniya/141582-novoportovskoe-neftegazokondensatnoe-mestorozhdenie (accessed 10.12.2021). (In Russ).
2. Classification of multilateral technologies TAML. URL: https://neftegaz.ru/tech-library/burenie/142482-klassifikatsiya-taml (accessed 15.12.2021). (In Russ).
3. Pilnik S., Zimoglyad M., Bulatov F., Burkov F., Dubrovin A., Abaltusov N. Proven experience in construction of multilateral wells using TAML 1 technology in Novoportovskoye field SPE Russian petroleum technology conference, Moscow, 15–17 Oct 2018 SPE-191521-RU. 2018. (In Russ).
4. Shestakov D.A., Galiev M.M., Ovchinnikov K.N., Malyavko Ye.A. An integrated approach to efficient development of fields using intelligent horizontal wells production logging technology. Territorija Neftegas, 2019, issue 6, P. 64–71. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Самигуллин Линар Ришатович, руководитель центра управления строительством скважин, ООО «Газпромнефть-Ямал», Тюмень, Россия

Алексеев Александр Владимирович, заместитель исполнительного директора по бурению, проект «Нефтяные оторочки Чаяндинского НГКМ», ООО «Газпромнефть-Заполярье», Тюмень, Россия

Зимогляд Михаил Борисович, руководитель центра управления строительством скважин, блок директора по вводу новых мощностей, ООО «Газпромнефть-Заполярье», Тюмень, Россия

Наговицын Владимир Михайлович, директор по вводу новых мощностей, ООО «Газпромнефть-Заполярье», Тюмень, Россия

Васечкин Дмитрий Андреевич, инженер, ООО «ГеоСплит», Москва, Россия

Быдзан Андрей Юрьевич, менеджер по развитию бизнеса, ООО «ГеоСплит», Москва, Россия
Для контактов: a.bydzan@geosplit.ru

Большаков Вячеслав Валерьевич, директор по развитию партнерских программ, ООО «ГеоСплит», Москва, Россия

Дробот Альбина Викторовна, директор по развитию бизнеса, ООО «ГеоСплит», Москва, Россия

Samigullin Linar Rishatovich, head of well construction control, “Gazpromneft-Yamal” LLC, Tyumen, Russia

Alekseev Aleksandr Vladimirovich, deputy executive director for drilling, project “Oil rims of Chayandinskoye OGCF”, “Gazpromneft-Zapolyarye” LLC, Tyumen, Russia

Zimoglyad Mikhail Borisovich, head of well construction control, department of director for new capacities commissioning, “Gazpromneft-Zapolyarye” LLC, Tyumen, Russia

Nagovitsyn Vladimir Mikhailovich, director for new capacities commissioning, “Gazpromneft-Zapolyarye” LLC, Tyumen, Russia

Vasechkin Dmitriy Andreevich, petroleum engineer, “GeoSplit” LLC, Moscow, Russia

Bydzan Andrei Yurievich, business development manager, “GeoSplit” LLC, Moscow, Russia
Corresponding author: a.bydzan@geosplit.ru

Bolshakov Viacheslav Valerievich, director of partnership development, “GeoSplit” LLC, Moscow, Russia

Drobot Albina Viktorovna, business development director, “GeoSplit” LLC, Moscow, Russia

Комплексы для очистки продукции при освоении скважин после ГРП

Генеральный директор ООО «МНП «ГЕОДАТА» Виталий Морозов

ООО «МНП «ГЕОДАТА» специализируется на исследованиях нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин, их пробной эксплуатации, лабораторных исследованиях пластовых флюидов и воды.
Опыт работы с 2000 года, оснащенность самым современным промысловым и лабораторным оборудованием, высококвалифицированный состав специалистов — залог успеха компании. В активе ООО «МНП «ГЕОДАТА» проведение работ на более чем 300 месторождениях углеводородов, компанией исследованы более 4 500 объектов скважин, свыше 5 000 проб пластовых флюидов.

Сегодня выполнение гидроразрыва пласта (ГРП) после бурения новых скважин и в процессе эксплуатации скважин действующего фонда становится повседневным явлением, поскольку это действительно эффективный способ повышения добычи продукции. В скважинах с горизонтальным окончанием выполняются многопортовые ГРП, сопровождающиеся большими объемами закачки в пласт проппанта. После выполнения ГРП перед запуском скважины в нефтегазосборный коллектор требуется проведение освоения скважины на нескольких режимах для очистки продукции от твердых частиц (проппанта) и технологических жидкостей (закачиваемого геля или растворов при ГРП). Освоение происходит с утилизацией путем сжигания всей продукции скважины на горизонтальной факельной установке (ГФУ) в течение 3–10 суток до полной очистки углеводородного сырья. При этом добывающие компании вынужденно теряют огромные объемы газа, газового конденсата и нефти, что при сжигании еще и сопровождается значительными выбросами в атмосферу вредных веществ, которые наносят необратимый ущерб экологии Земли.

В 2019 году ООО «МНП «ГЕОДАТА» по заданию АО «АРКТИКГАЗ» приступило к разработке оборудования для очистки скважинной продукции от твердых частиц, технологических жидкостей и пластовой воды при освоении скважин после многостадийного ГРП.

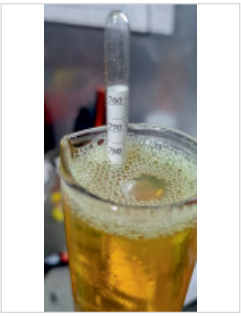
«Задача заключалась в необходимости на первом этапе очистить скважинную продукцию от твердых частиц, на втором этапе — от технологических жидкостей и пластовой воды. Решение по второму этапу подготовки уже имелось: с этой задачей успешно справляются имеющиеся в распоряжении нашей компании передвижные комплексы для исследования и освоения скважин — ПКДС. Они оснащены трехфазными сепараторами, позволяющими разделять продукцию на три фазы: газ, газоконденсат (нефть) и вода, при этом имеется возможность отводить каждую фазу по отдельной линии в нужном направлении. В данном случае газ и газоконденсат (нефть) — в нефтегазосборный коллектор, а технологическую жидкость и воду — для утилизации на ГФУ. Разработкой оборудования для очистки продукции от твердых частиц занимался наш постоянный партнер, лидер в области изготовления сепарационного и исследовательского оборудования на территории нашей страны», — рассказал генеральный директор ООО «МНП «ГЕОДАТА» Виталий Морозов.

К концу 2019 года необходимое оборудование (ПКДС-ГРП) было изготовлено. В августе 2021 года успешно завершились испытания, и установка была введена в промышленную эксплуатацию.

Технические характеристики комплекса: производительность — до 1 500 тыс. нм^3/сут. по газу, 900 т/сут. по жидкости, 50 т/сут. по твердым частицам, рабочее давление — 16 МПа. ПКДС-ГРП состоит из штуцерного блока на 70 МПа и фильтра твердых частиц с тонкостью фильтрации 0,2 мм. Твердые частицы после накопления в фильтре измеряются и утилизируются на ГФУ. При отсутствии возможности подключения комплекса к нефтегазосборному коллектору производится отбор очищенного (подготовленного) газоконденсата (нефти) на емкостной парк для последующей отгрузки в автоцистерны.

В настоящий момент оборудование в постоянном режиме выполняет работы по очистке продукции при освоении скважин после ГРП. По полученным результатам выполненных работ за время освоения скважины комплекс подготавливает до 2 500 тыс. нм^3 газа и до 2 500 м^3 газоконденсата (нефти).

Экономическая эффективность применения комплекса по очистке продукции и экологичность технологии получили высокую оценку со стороны заказчика, в связи с этим в ближайшее время начнется изготовление еще нескольких установок.



Проба газоконденсата после очистки продукции

Проба технологической жидкости (воды) после очистки продукции

Твердые частицы (проппант) после очистки продукции

ООО «МНП «ГЕОДАТА»
625002, Тюменская обл., г. Тюмень,
ул. Немцова, 22
+7 (3452) 68-13-50
geodata@mnpgeodata.ru
www.mnpgeodata.ru

УДК 624.139 I Обзорная статья

ОСПТ «Reline» — эффективный удар по морозному пучению грунтов

Левин А.Д., Алявдин Д.В., Беляков В.М.
ЗАО «УЗПТ «Маяк», Озерск, Россия
uzpt@polymerpro.ru

Аннотация

В статье авторами рассматривается проблема строительства свайных малонагруженных фундаментов на сезонно-промерзающих и многолетне-мерзлых пучинистых грунтах, связанная с неравномерными деформациями грунтового основания, а также с агрессивными влияниями засоленных грунтов на свайные основания. Приведены результаты экспериментальных лабораторных исследований, выполненных АО «НИЦ «Строительство». Проведена оценка результатов проведенных испытаний противопучинной термоусаживаемой оболочки ОСПТ «Reline» по ряду параметров, среди которых: противопучинные свойства, прочность покрытия при ударе, эластичность покрытия при изгибе, диффузионная проницаемость для углекислого газа и хлорид-ионов, морозостойкость, адгезионная прочность. Сформулированы основные выводы по эффективности применения системы покрытия свайных фундаментов оболочкой ОСПТ «Reline» для борьбы с морозным пучением грунтов, а также в качестве вторичной защиты фундаментов от коррозии.

Ключевые слова
фундамент, свая, морозное пучение, касательные напряжения, полиолефины, радиационная модификация, термоусаживание, сезонно-промерзающие грунты, деформации морозного пучения, пучинистый грунт, засоление грунтов

Для цитирования
Левин А.Д., Алявдин Д.В., Беляков В.М. ОСПТ «Reline» — эффективный удар по морозному пучению грунтов // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 1. С. 44–50.

Поступила в редакцию: 04.03.2022

Введение

Обустройство месторождений нефти и газа на территории Российской Федерации зачастую неразрывно связано с вопросами обеспечения безаварийной эксплуатации сооружений и систем трубопроводов в условиях, осложненных низкими среднегодовыми температурами, а также сложными грунтовыми условиями, выражающимися в негативном влиянии сил морозного пучения на фундаменты и основания. Кроме того, свайные конструкции подвержены высокой скорости коррозии.

При проектировании фундаментов на пучинистых грунтах и грунтах, агрессивных по отношению к материалу свай, до сих пор сталкиваются с недостатком данных о взаимодействиях грунтов со сваями в деятельном слое, особенно при использовании современных методов защиты свай. Различные защитные покрытия могут значительно изменять характер данных взаимодействий.

Силы морозного пучения напрямую негативно влияют на частоту аварийных ситуаций на таких объектах, как магистральные нефтепроводы, насосные станции, линии электропередач.

В настоящее время для обеспечения несущей способности фундаментов таких сооружений в мерзлых грунтах чаще всего используются свайные конструкции в различном исполнении [1].

На металлические свайные фундаменты в Арктическом регионе негативно влияют не только силы морозного пучения, но и степень засоленности грунтов. Грунты подобного типа ведут себя по отношению к стальным сваям как агрессивная среда при длительной их эксплуатации.

Таким образом, для повышения эксплуатационных характеристик свайных фундаментов и обеспечения их надежной защиты на весь срок эксплуатации применение комплексной противопучинной и антикоррозионной системы для стальных и железобетонных свай является перспективным направлением исследований.

В силу цикличности нагрузок в деятельном слое грунт воздействует на защитное покрытие сваи как абразив. В связи с этим в рамках исследования требуется оценить не только противопучинные свойства и параметры вторичной защиты покрытия ОСПТ «Reline» (далее ОСПТ «Reline»), но и оценить его долговечность, так как конструктивно срок службы свайных оснований должен быть сопоставим со сроком службы сооружения [2].

Для определения эффективности применения противопучинной термоусаживаемой оболочки ОСПТ «Reline» в качестве противопучинного мероприятия проведены исследования механического взаимодействия с покрытием и разных видов грунтов при различных температурах смерзания. По результатам испытаний определены коэффициенты снижения удельной касательной силы пучения для различных грунтовых условий, которые следует учитывать при проектировании свайных фундаментов [3].

ОСПТ «Reline»

Оболочка свайная противопучинная термоусаживаемая ОСПТ «Reline» представляет собой двухслойную втулку, состоящую из термостабилизированной, радиационно-сшитой и ориентированной в продольном направлении композиции и клеевого подслоя на основе модифицированных термоплавких адгезивов (рис. 1).

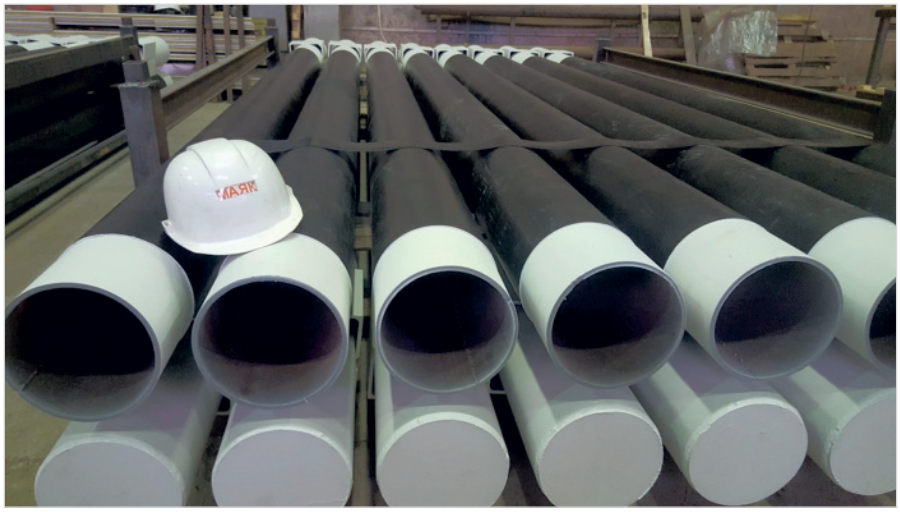


Рис. 1. Термоусаживаемая противопучинная оболочка ОСПТ «Reline» на стальной свае

Табл. 1. Сопротивление срезу по поверхности смерзания грунта с моделями стальных свай без покрытия, стальных свай, покрытых ОСПТ «Reline»

№№ п\п	Лаб №	№№ опытов	Наименование материала	Температура T, °C	Влажность W, %	Плотность ρ, г/см^3	Нормальная нагрузка σ, МПа	Сопротивление срезу по поверхности смерзания R_{af}, МПа	Нормальное значение R_{af}, МПа	Расчетное значение R_{af}, МПа	Коэффициент γ_{af}
			Песок — сталь								
1	100	43	Песок пылеватый (смесь модельная)	-1	18,1	1,99	0,1	0,129	0,128	0,123	-
2	113	41		-1	18,0	1,91	0,1	0,129			
3	112	42		-1	18,7	1,92	0,1	0,122			
4	103	48		-2	18,0	1,94	0,1	0,223	0,321	0,221	-
5	118	46		-2	18,0	1,92	0,1	0,260			
6	119	47		-2	17,4	1,94	0,1	0,220			
7	106	60		-6	18,0	1,96	0,1	0,600	0,643	0,616	-
8	124	58		-6	18,1	1,92	0,1	0,728			
9	125	59		-6	19,0	1,95	0,1	0,607			
			Суглинок — сталь								
10	101	44	Суглинок легкий (смесь модельная)	-1	27,4	1,88	0,1	0,111	0,115	0,110	-
11	111	39		-1	27,4	1,86	0,1	0,082			
12	126	40		-1	27,8	1,86	0,1	0,071			
13	104	54		-2	28,2	1,87	0,1	0,273	0,206	0,197	-
14	116	52		-2	27,4	1,97	0,1	0,214			
15	117	53		-2	27,2	1,93	0,1	0,239			
16	107	63		-6	26,8	1,88	0,1	0,586	0,570	0,546	-
17	122	61		-6	28,2	1,95	0,1	0,557			
18	123	62		-6	28,9	1,89	0,1	0,557			
			Цементно-песчаный раствор — сталь								
19	102	45	Цементно-песчаный раствор (1:5)	-1	8,0	1,96	0,1	0,171	0,117	0,104	-
20	109	37		-1	12,8	1,99	0,1	0,099			
21	110	38		-1	13,0	2,03	0,1	0,129			
22	105	51		-2	13,0	1,88	0,1	0,129	0,191	0,170	-
23	114	49	Цементно-песчаный раствор (1:5)	-2	13,2	1,99	0,1	0,179	0,191	0,170	-
24	115	50		-2	12,5	1,84	0,1	0,214			
25	108	57		-6	11,5	1,94	0,1	0,657	0,487	0,434	-
26	120	55		-6	12,7	1,98	0,1	0,440			
27	107	56		-6	13,1	1,96	0,1	0,387			
			Песок — ОСПТ «Reline»								
28	M12	1	Песок пылеватый (смесь модельная)	-1	18,7	2,02	0,1	0,016	0,018	0,018	0,15
29	M15	2		-1	18,1	1,98	0,1	0,016			
30	M20	3		-1	17,9	1,98	0,1	0,016			
31	M12	4		-1	18,7	2,02	0,1	0,024			
32	M19	13		-2	18,7	1,98	0,1	0,063	0,061	0,060	0,27
33	M12	14		-2	19,2	1,96	0,1	0,063			
34	M11	15		-2	18,3	2,01	0,1	0,063			
35	M15	16		-2	19,4	1,88	0,1	0,063			
36	M19	25		-6	18,2	2,02	0,1	0,238	0,231	0,231	0,38
37	M15	26		-6	18,2	1,94	0,1	0,238			
38	M12	27		-6	18,6	2,02	0,1	0,238			
39	M11	28		-6	18,5	2,06	0,1	0,238			

Продолжение таблицы 1

Суглинок — ОСПТ «Reline»											
40	М25	5	Суглинок легкий (смесь модельная)	-1	28,3	1,87	0,1	0,040	0,053	0,051	0,48
41	М10	6		-1	27,6	1,90	0,1	0,056			
44	М17	17		-2	28,3	1,93	0,1	0,095	0,092	0,088	0,47
45	М22	18		-2	28,5	1,91	0,1	0,095			
46	М10	19		-2	28,5	1,90	0,1	0,103			
47	М14	29		-6	27,2	1,87	0,1	0,238	0,248	0,239	0,45
48	М10	30		-6	27,9	1,91	0,1	0,238			
49	М17	31		-6	27,5	1,94	0,1	0,238			
50	М22	32		-6	27,6	1,91	0,1	0,286			
Цементно-песчаный раствор — ОСПТ «Reline»											
51	М18	10	Цементно-песчаный раствор (1:5)	-1	13,9	1,96	0,1	0,037	0,020	0,015	0,14
52	М23	11		-1	11,0	1,96	0,1	0,008			
53	М7	21		-2	12,3	2,07	0,1	0,063	0,040	0,023	0,14
54	М8	23		-2	12,6	2,06	0,1	0,016			
55	М23	24		-2	12,7	2,03	0,1	0,041			
56	М7	33		-6	11,1	2,18	0,1	0,111	0,120	0,09	0,20
57	М16	34		-6	12,4	2,15	0,1	0,095			
58	М8	35		-6	12,5	2,15	0,1	0,198			
59	М9	36		-6	12,0	2,16	0,1	0,095			

ОСПТ «Reline» устанавливается на стволе сваи в зоне деятельного слоя грунта с целью снижения касательных сил морозного пучения на боковую поверхность сваи, а также служит для вторичной защиты свайных оснований от коррозии. Оболочка монтируется на сваю путем нагрева до температуры +130–150 °С. Температура длительной эксплуатации ОСПТ «Reline» в смонтированном состоянии — от -60 до +80 °С.

ОСПТ «Reline» разработана в развитие РД 51-00158623-10-95 ПАО «Газпром», выпускается серийно на предприятии ЗАО «УЗПТ «Маяк» по ТУ 2247-004-75457705-2014 в соответствии со спецификацией производителя и сертифицирована в системах ГОСТ Р и Газпромсерт. Для проектирования и устройства свайных фундаментов, расположенных преимущественно в условиях широкого распространения сезонно-промерзающих пучинистых грунтов, АО НИЦ «Строительство» разработал стандарт организации [8].

Лабораторные исследования

Оценка эффективности применения ОСПТ «Reline» в качестве противопучинной системы в наиболее распространенных типах грунтов, а также цементно-песчаного раствора

Оценка включает в себя проведение испытаний сопротивлению срезу по поверхности смерзания металлических плашек (моделей сваи), покрытых ОСПТ «Reline», а также проведение сравнительных испытаний с металлическими плашками без покрытия. Испытания проводились при трех значениях отрицательной температуры (-1, -2 и -6 °С) для песчаного грунта (песка пылеватого), глинистого грунта (суглинка легкого), а также цементно-песчаного раствора.

Результаты испытаний для грунтов позволяют оценить эффективность применения покрытия в качестве мероприятия по снижения касательных сил морозного пучения при расчетах фундаментов на выпучивание [1] и при расчетах несущей способности фундаментов, проектируемых на многолетне-мерзлых грунтах.

Лабораторные испытания выполнены аккредитованной лабораторией Сектор испытаний мерзлых грунтов (СЛИМГ) Центра геокриологических и геотехнических исследований (ЦГГИ) АО «НИЦ «Строительство».

Результаты определения удельных касательных сил морозного пучения стандартными методами

При проведении работ выполнено 63 испытания по определению сопротивления срезу по поверхности смерзания с материалом фундамента (сталь с покрытием ОСПТ «Reline» и сталь без покрытия). Испытания проводились с песком пылеватым, суглинком легким, а также с цементно-песчаной смесью при трех значениях отрицательной температуры (-1, -2 и -6 °С).

Цель работы — установление расчетных значений сопротивления срезу по поверхности смерзания грунтов с материалом свай в указанном спектре температур для стальных свай, покрытых ОСПТ «Reline», и сравнение полученных результатов с аналогичными для неокрашенных поверхностей стальных свай. Результаты могут быть применимы как для расчета касательных сил пучения (при расчете фундаментов на выпучивание), так и при расчете несущей способности грунтов (при расчетах фундаментов на мерзлых грунтах) (табл. 1).

Для сопоставления результатов была проведена отдельная серия испытаний на плашках без покрытия, с шероховатостью поверхности близкой к шероховатости натурных стальных свай. Величины сопротивления срезу по поверхности смерзания (τ см. дл. = R_{af}), полученные в этой серии, принимались за эталонные. После сравнения результатов испытаний с покрытиями и без вычислялись безразмерные коэффициенты, показывающие относительное снижение/увеличение касательных сил пучения и сопротивления срезу по поверхности смерзания при покрытии стальных свай ОСПТ «Reline». Такой подход позволяет получить сравнительные характеристики несмотря на то, что величины сопротивления срезу по поверхности смерзания для природных грунтов варьируют в широких пределах в зависимости от многих факторов (влажности и плотности конкретного грунта, минерального и гранулометрического состава, а также других характеристик). Полученные коэффициенты можно применять в том числе для пересчета табличных значений [1] (табл. 1).

Табл. 2. Расчетные сопротивления грунта срезу по поверхности смерзания с металлической сваей, покрытой ОСПТ «Reline»

Наименование грунта	Расчетное сопротивление срезу по поверхности смерзания R_{af}^{p}, МПа		
	при Т = -1 °С	при Т = -2 °С	при Т = -6°С
Песок пылеватый	0,018	0,06	0,231
Суглинок легкий	0,053	0,092	0,248
Цементно-песчаный раствор	0,015	0,023	0,088

Табл. 3. Дополнительные коэффициенты γ_{af} для свай, покрытых ОСПТ «Reline» в зависимости от температуры и типа грунта

Наименование грунта	Дополнительный коэффициент γ_{af}		
	при T = -1 °C	при T = -2 °C	при T = -6 °C
Песок пылеватый	0,15	0,27	0,38
Суглинок легкий	0,48	0,47	0,45
Цементно-песчаный раствор	0,14	0,14	0,20

Табл. 4. Результаты лотковых испытаний по определению касательной силы морозного пучения и деформации морозного пучения

Характеристики	Объект исследования		
	Сталь 09Г2С без покрытия	Сталь 09Г2С с покрытием ОСПТ «Reline»	Снижение показателей при применении ОСПТ «Reline», %
Касательная сила морозного пучения, МПа	0,22	0,13	41
Относительная деформация морозного пучения, д.е.	0,025	0,0044	82

В таблице 3 представлены дополнительные коэффициенты γ_{af} для свай, покрытых ОСПТ «Reline», в зависимости от температуры и типа грунта. Значения получены на основе обработки лабораторных экспериментальных данных.

Результаты испытаний показывают, что при применении ОСПТ «Reline» во всех типах грунтов (песчаных и глинистых), а также в цементно-песчаном растворе для исследованного диапазона температур наблюдается эффект снижения сил смерзания (а следовательно, и касательных сил пучения), который зависит от температуры.

Экспериментальные данные свидетельствуют о том, что снижение сил смерзания и касательных сил пучения при применении ОСПТ «Reline» составляет 62–85 % для пылеватого песка, 52–55 % для легкого суглинка и 80–86 % для цементно-песчаного раствора. В пылеватом песке и цементно-песчаном растворе наблюдается снижение эффекта уменьшения сил смерзания и касательных сил пучения при понижении температуры. В легком суглинке этот эффект, напротив, усиливается при понижении температуры.

Использование дополнительных коэффициентов γ_{af} для покрытия свай ОСПТ «Reline» при работе с таблицей 7.8 [1] следует производить следующим образом: величина касательных сил морозного пучения (табличные значения получены для бетонной поверхности) умножается вначале на коэффициент 0,7 (переход от бетонной на стальную поверхность) и затем на дополнительный коэффициент γ_{af} ОСПТ «Reline» (табл. 3).

Результаты определения удельных касательных сил морозного пучения с использованием макромоделей

При проведении работ проведено 4 лотковых испытания по определению удельной касательной силы морозного пучения и деформации морозного пучения при температуре грунта -4 °C (сталь с покрытием ОСПТ «Reline» и сталь без покрытия) (рис. 2). Все испытания проводились с использованием каолинитовой глины, которая проявляет пучинистые свойства и хорошо подходит в качестве «эталонного» грунта для испытаний.

Длительность каждого испытания составила 2 месяца вплоть до полного промерзания грунта.

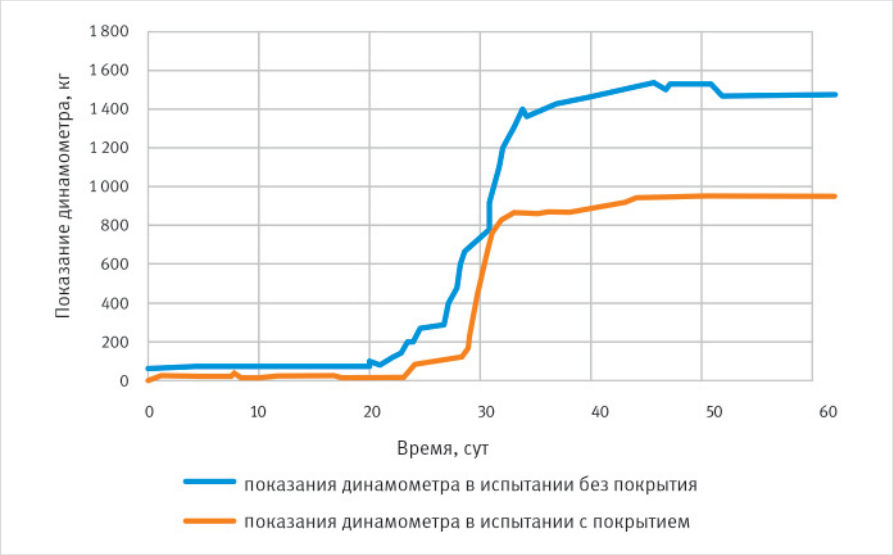


Рис. 2. Изменение давления сваи на динамометр от времени промораживания грунта у сваи без покрытия и у сваи, покрытой ОСПТ «Reline»

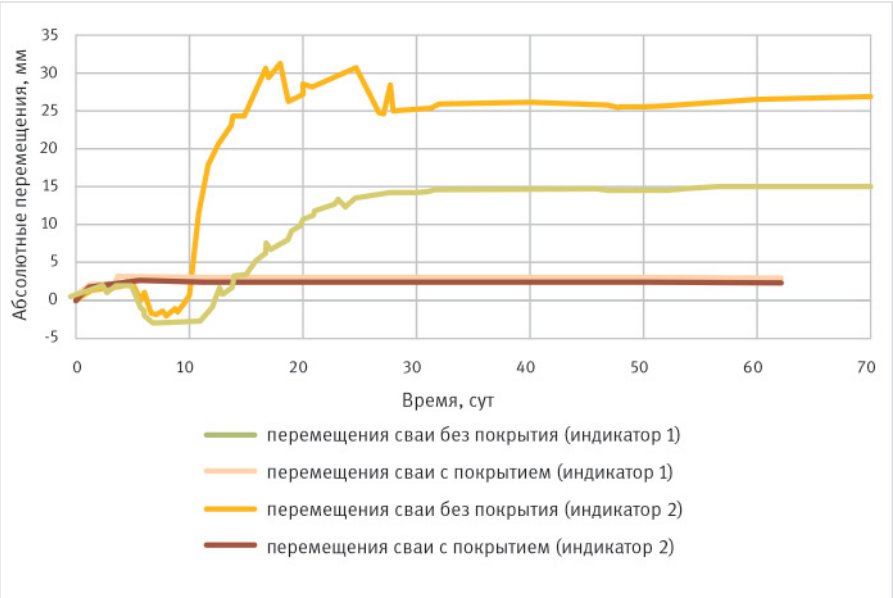


Рис. 3. Перемещение сваи во время испытания

Результаты испытаний по определению касательной силы морозного пучения показывают, что происходит снижение показателей в глине на 41 % при температуре -4 °С (табл. 4).

При определении деформации морозного пучения были получены следующие результаты: металлическая свая без покрытия в промерзающем грунте поднялась на 14,3–25,8 мм, свая с покрытием ОСПТ «Reline» поднялась всего на 3,0–3,5 мм. Графики, которые получены по измерениям индикаторов на каждой из свай представлены на рисунке 3. Таким образом, снижение относительной деформации морозного пучения составило 82 % для глины при температуре -4 °С.

Результаты определения морозостойкости покрытия ОСПТ «Reline»

Оценка морозостойкости покрытия проводилась на основе данных о механических повреждениях после воздействия отрицательных температур. Для такого вида материалов отсутствует нормативная документация на методы по определению морозостойкости, также не нормированы параметры морозостойкости и их допустимые значения. Таким образом, при оценке морозостойкости ОСПТ «Reline» возможно только сравнение результатов испытаний эталонных образцов (образцы материала до воздействия отрицательных температур) с результатами испытаний образцов, подвергавшихся температурному воздействию. Оценка механической стойкости после воздействия температур была проведена тремя методами испытаний: методом испытаний на изгиб, методом сбрасывания груза и методом определения удлинения при разрыве.

По результатам испытания на изгиб пластинок с противопучинным покрытием ОСПТ «Reline» установлено, что при изгибе образцов пластинок, подвергшихся как ступенчатому, так и циклическому воздействию отрицательных температур, дефектов (трещин, заломов, растяжений материала покрытия) не обнаружено.

Проведенные испытания «на удлинение при разрыве» показали отсутствие различий в характеристиках до воздействия отрицательных температур и после. По результатам комплекса испытаний можно сделать вывод, что механическая стойкость покрытия ОСПТ «Reline» не зависит от температурных воздействий.

Выводы по результатам проведенных испытаний

- испытания показали, что в интервале температур от -1 до -6 °С для покрытия ОСПТ «Reline» наблюдается эффективное снижение сил смерзания (а следовательно, и касательных сил пучения), которое зависит от температуры. Оно составило:
  - песок пылеватый — от 62 до 85 %;
  - суглинок легкий — от 52 до 55 %;
  - цементно-песчаный раствор — от 80 до 86 % (у песка коэффициент γ_{af}, соответственно, от 0,15 до 0,38, у легкого суглинка — от 0,45 до 0,48, у цементно-песчаного раствора — от 0,14 до 0,20);
- результаты лотковых испытаний по определению касательной силы морозного пучения показывают, что в каолинитовой глине происходит снижение показателей на 41 % при температуре -4 °С;
- результаты испытаний по определению деформации морозного пучения в глине показали следующее: металлическая свая без покрытия в промерзающем грунте поднялась на 14,3–25,8 мм, свая с покрытием ОСПТ «Reline» поднялась всего на 3,0–3,5 мм. Таким образом, снижение относительной деформации морозного пучения для сваи, покрытой ОСПТ «Reline», находящейся в глине при температуре -4 °С, составило 82 %;
- оценка морозостойкости покрытия показала, что отрицательные температуры не оказывают влияния на механические свойства покрытия, определяемые методом изгиба, методом сбрасывания груза и методом «удлинения при разрыве»;
- результаты испытаний для пылеватых песков, легких суглинков и цементно-песчаного раствора допускается принимать при расчетах оснований и фундаментов по устойчивости на воздействие сил морозного пучения (п. 6.3.16 [1]), а также при расчетах несущей способности фундаментов в вечномерзлых грунтах (п. 4.7 [1]). Полученные коэффициенты эффективности покрытий разработаны применительно к данным таблиц [1], таблицы 7.8 (касательные силы морозного пучения), а также таблиц В.3 Приложения В (Расчетные сопротивления мерзлых грунтов по поверхности смерзания) [1] в дополнение к коэффициентам γ_{af}, (Приложение В п. В.3 [1]). Использование дополнительных коэффициентов γ_{af} для покрытия свай ОСПТ «Reline» при работе с таблицей 7.8 [1] следует производить следующим образом: величина касательных сил морозного пучения (табличные значения получены для бетонной поверхности) умножается вначале на коэффициент 0,7 (переход от бетонной на стальную поверхность) и затем на дополнительный коэффициент γ_{af} ОСПТ «Reline» в соответствии с таблицей 3;
- испытанное противопучинное полимерное термоусаживаемое покрытие ОСПТ «Reline» удовлетворяет основным требованиям, предъявляемым к работе покрытий в грунтах, и может быть рекомендовано к применению в проектной практике для защиты элементов металлических фундаментов и свай при бурозабивном и буроопускном способе погружения, а также для защиты стволов винтовых свай, в том числе и в сезонно-талом (сезонно-мерзлом) слое как эффективное противопучинное мероприятие для снижения касательных сил морозного пучения грунтов, при проектировании сооружений со сроком службы до 50 лет включительно.

Испытания образцов бетонных и стальных элементов фундаментов с системой защитного покрытия на основе ОСПТ «Reline» по основным показателям качества на бетоне с целью определения коррозионной стойкости, срока службы и эффективности ее применения для вторичной защиты свайных фундаментов

Для проведения испытаний системы защитного покрытия на бетоне и металле в лаборатории коррозии и долговечности бетонных и железобетонных конструкций НИИЖБ была выбрана система на основе противопучинной термоусаживаемой оболочки ОСПТ «Reline».

Поскольку термоусаживаемое полимерное покрытие ОСПТ «Reline» разработано впервые и не имеет нормированных показателей, установленных ГОСТ 31384-2017 и СП 28.13330.2017 [4], оценка эффективности покрытия основана на методе сравнения основных показателей, полученных при испытаниях контрольных образцов без покрытия и образцов с покрытием.

Определение диффузионной проницаемости бетона с покрытием ОСПТ «Reline» для СО

Определение диффузионной проницаемости для углекислого газа бетонных образцов с системой покрытия ОСПТ «Reline» и бетонных образцов без защиты (контрольные образцы) проводили в соответствии с требованиями ГОСТ 31383-2008 «Защита бетонных и железобетонных конструкций от коррозии. Методы испытаний» [5]. Испытания проводили на установке для испытаний бетона в среде углекислого газа УИУГ-10 с автоматическим поддержанием заданной концентрации углекислого газа.

Результаты испытаний показали, что система защитного покрытия ОСПТ «Reline» по бетону является непроницаемой для углекислого газа, бетон всех граней образцов под покрытием не карбонизирован, в то время как глубина карбонизированного слоя контрольного бетона достигала 6–8 мм для разных марок бетона, а среднее значение эффективного коэффициента диффузии углекислого газа в бетоне составило $0{,}46\times10^{-4}$ см²/с и $0{,}67\times10^{-4}$ см²/с соответственно.

Табл. 5. Содержание хлорид-ионов в бетоне с системой покрытия ОСПТ «Reline»

Место отбора пробы от поверхности образца, мм	Концентрация хлорид-ионов (% от массы цемента) в бетоне*			
	B20W8		B20W10	
	Образцы с системой покрытия ОСПТ «Reline»	Контрольные образцы (без покрытия)	Образцы с системой покрытия ОСПТ «Reline»	Контрольные образцы (без покрытия)
0–10	Отсутствует	Более 0,45 по всему сечению образца	Отсутствует	Более 0,45 по всему сечению образца
20	Отсутствует		Отсутствует	
30	Отсутствует		Отсутствует	
50	Отсутствует		Отсутствует	

* Средние результаты по пяти образцам

Табл. 6. Изменение внешнего вида образцов в процессе испытания на морозостойкость

Вид бетонных образцов	Состав бетона	Число циклов испытаний замораживания-оттаивания		
		5	10	20
Образцы с системой покрытия ОСПТ «Reline»	Класс B20W8	Без изменений	Без изменений	На отдельных гранях шелушение поверхности бетона
	Класс B20W10	Без изменений	Без изменений	На отдельных гранях шелушение поверхности бетона
Контрольные образцы бетона	Класс B20W8	На отдельных гранях шелушение поверхности бетона	Шелушение поверхности бетона, оголение крупного заполнителя	Разрушение бетонных образцов
	Класс B20W10	На отдельных гранях шелушение поверхности бетона	Шелушение поверхности бетона, оголение крупного заполнителя	Разрушение бетонных образцов

Табл. 7. Результаты испытаний на морозостойкость по прочности на сжатие

Вид бетонных образцов	Состав бетона	Контрольные, $Xmin^{I}$	Число циклов испытаний замораживания-оттаивания			Марка по морозостойкости
			5	10	20	
			$Xmin^{II}$, МПа	$Xmin^{II}$, МПа	$Xmin^{II}$, МПа	
Образцы с системой покрытия ОСПТ «Reline»	Класс B20W8	22,2	21,6	21,4	21,1	не менее F_2200
	Класс B20W10	23,4	22,9	22,8	22,3	не менее F_2200
Контрольные образцы бетона	Класс B20W8	23,9	22,9	21,7	18,7	F_2150
	Класс B20W10	23,9	23	21,8	18,9	F_2150

Табл. 8. Деформативные свойства системы покрытия ОСПТ «Reline» на металлической подложке

Наименование показателя, единица измерений	Исходное значение	Число циклов испытаний замораживания-оттаивания		
		10	20	30
Внешний вид покрытия	Однородное покрытие, отсутствие пузырей, вздутий, нарушений целостности	без изменений	без изменений	без изменений
Эластичность покрытия при изгибе, мм	не более 1	не более 1	не более 1	не более 1
Прочность системы покрытия при ударе, кг×см^2	не менее 100	не менее 100	не менее 100	не менее 100

* Средние результаты по пяти образцам

Определение проницаемости бетона с покрытием ОСПТ «Reline» для хлорид-ионов

Определение проницаемости для хлорид-ионов бетонных образцов с системой покрытия ОСПТ «Reline» и бетонных образцов без защиты (контрольные образцы) проводили экспресс-методом, разработанным в НИИЖБ им. А.А. Гвоздева. Метод основан на хорошей растворимости хлористых солей и на различии в окраске смеси растворов хромата серебра и хлористых солей в зависимости от концентрации хлорид-иона.

Экспресс-метод позволяет оценить: содержатся ли хлориды в бетоне в опасной концентрации для арматурной стали, и установить содержание хлоридов в пределах от 0 до ≤ 0,45 % к массе цемента в бетоне (табл. 5).

Результаты испытаний показали, что применение системы защитного покрытия на основе материала ОСПТ «Reline» по бетону полностью защищает бетон от проникновения в него хлорид-ионов из растворов. Хлорид-ионы не были обнаружены ни под покрытием, ни в центре образцов, в то время как в контрольных образцах (без покрытия) содержание хлоридов по всему объему бетона превышало критическую концентрацию (более 0,45 % к массе цемента).

Определение морозостойкости бетона с покрытием ОСПТ «Reline»

Испытания на морозостойкость бетонных образцов с системой покрытия ОСПТ «Reline» и контрольных бетонных образцов без покрытия проводили в соответствии с требованиями [6].

Результаты испытаний на морозостойкость по изменению внешнего вида бетонных образцов с покрытием ОСПТ «Reline» по сравнению с бетоном без защиты представлены в таблице 6, по изменению прочности на сжатие — в таблице 7.

Результаты испытаний на морозостойкость показали, что:

- контрольные бетонные образцы (без защиты) обоих составов выдержали 10 циклов по третьему ускоренному методу, что соответствует марке по морозостойкости F_2150;
- бетонные образцы с покрытием ОСПТ «Reline» обоих составов выдержали не менее 20 циклов по третьему ускоренному методу, что соответствует марке по морозостойкости не менее F_2200.

Таким образом, нанесение на поверхность бетона системы защитного покрытия ОСПТ «Reline» позволяет повысить марку бетона по морозостойкости F_2150 до не менее F_2200.

Определение прочности покрытия ОСПТ «Reline» на металлической подложке при ударе и эластичности при изгибе

Испытания по определению эластичности системы покрытия при изгибе проводили в соответствии с ГОСТ [7]. Сущность метода заключается в определении минимального диаметра металлического цилиндрического стержня, изгибание на котором металлической пластинки с покрытием не вызывает механического разрушения, трещин в месте изгиба, растрескивания и/или отслаивания покрытия от поверхности. Результаты испытаний системы защитного покрытия ОСПТ «Reline» по основным деформативным свойствам на металлической подложке после воздействия знакопеременных температур представлены в таблице 8.

По результатам испытаний система покрытия ОСПТ «Reline» на металле выдержала 30 циклов замораживания-оттаивания без изменений внешнего вида, дефектов защитного покрытия не обнаружено. Система покрытия ОСПТ «Reline» обладает высокими деформативными свойствами (эластичность при изгибе — не более 1 мм, прочность при ударе не менее 100 кг см). При воздействии знакопеременных температур деформативные свойства системы покрытия не изменяются и сохраняются на исходном уровне.

Табл. 9. Результаты испытаний системы ОСПТ «Reline» на бетоне и на металле по основным показателям качества

Наименование показателя, единица измерения	Обозначение НТД на испытание	Результат испытаний			
		Бетон с системой покрытия ОСПТ «Reline»		Бетон без защиты	
		B20W8	B20W10	B20W8	B20W10
Эффективный коэффициент диффузии, CO_2	ГОСТ 31383-2008	0	0	$0,46 \times 10^{-4}$	$0,46 \times 10^{-4}$
Проницаемость хлорид-ионов, % от массы цемента	ГОСТ 31383-2008	хлорид-ионы отсутствуют	хлорид-ионы отсутствуют	≥0,45	≥0,45
Морозостойкость, F_2	ГОСТ 31383-2008	не менее $F_2$200	не менее $F_2$200	$F_2$150	$F_2$150
Прочность сцепления системы с бетоном (адгезия), МПа	ГОСТ 28574-2014	0,5	0,5	-	-
Прочность покрытия при ударе, кг×см	ГОСТ 31974-2012	не менее 100	не менее 100	-	-
Эластичность покрытия при изгибе, мм	ГОСТ 53007-2008	не более 1,0	не более 1,0	-	-

Выводы по результатам исследований по основным показателям коррозионной стойкости, срока службы и применения для вторичной защиты свайных фундаментов

Результаты испытаний системы защитного покрытия на основе противопучинной термоусаживаемой оболочки ОСПТ «Reline» по основным показателям приведены в обобщенной таблице 9.

Полученные результаты испытаний системы защитного покрытия на основе противопучинной термоусаживаемой оболочки ОСПТ «Reline» позволяют сделать следующие выводы:

- система покрытия ОСПТ «Reline» по бетону является непроницаемой для углекислого газа;
- применение системы покрытия ОСПТ «Reline» полностью защищает бетон от проникновения в него хлорид-ионов из растворов;
- нанесение на поверхность бетона системы защитного покрытия ОСПТ «Reline» позволяет повысить марку бетона по морозостойкости с $F_2$150 до не менее $F_2$200;
- величина адгезии системы покрытия к бетону в исходном состоянии и после воздействия знакопеременных температур составляет 0,5 МПа;
- система покрытия ОСПТ «Reline» обладает высокими деформативными свойствами — после воздействия знакопеременных температур деформативные свойства системы покрытия не изменяются и сохраняются на исходном уровне;
- на основании полученных результатов установлено, что исследуемая термоусаживаемая оболочка ОСПТ «Reline» является надежным гидроизоляционным покрытием. Скорость коррозии бетона, защищенного покрытием, в хлоридных и сульфатных средах равна нулю;
- в соответствии с СП 2813330.2017 исследуемое покрытие ОСПТ «Reline» может применяться для защиты бетона в слабо-, средне- и сильноагрессивных жидких и твердых средах, группа покрытий в зависимости от степени агрессивности среды — IV а, х, тр;
- на основании полученных результатов испытаний на проницаемость полимерного покрытия ОСПТ «Reline» сделан вывод об отсутствии разрушающих факторов для бетона, защищенного указанным покрытием. Срок службы покрытия, в том числе в сложных грунтовых условиях, составляет от 50 лет и более.

Общий вывод

Испытанное противопучинное полимерное термоусаживаемое покрытие ОСПТ «Reline» удовлетворяет основным требованиям, предъявляемым к работе покрытий в грунтах, рекомендовано к применению в проектной практике для защиты элементов металлических и железобетонных фундаментов и свай при бурозабивном и буроопускном способе погружения, а также для защиты стволов винтовых свай, в том числе и в сезонно-талом (сезонно-мерзлом) слое как эффективное противопучинное мероприятие для снижения касательных сил морозного пучения грунтов, в соответствии со сроками службы проектируемых сооружений.

Результаты проведенных испытаний образцов с системой защитного покрытия на основе ОСПТ «Reline» по существенным показателям показателям качества коррозионной стойкости системы и сроку службы указывают на эффективность ее применения как в качестве противопучинного материала, так и для вторичной защиты свайных фундаментов.

Литература

1. СП 25.13330.2012 Основания и фундаменты на вечномерзлых грунтах. М., 2012. 123 с.
2. СП 24.13330.2011 Свод правил. Свайные фундаменты. М., 2011. 90 с.
3. Рекомендации по учету и предупреждению деформаций и сил морозного пучения грунтов. М.: Стройиздат, 1986. 72 с.
4. СП 28.13330.2017 Защита строительных конструкций от коррозии. М., 2017. 118 с.
5. ГОСТ 31383-2008 Защита бетонных и железобетонных конструкций от коррозии. М.: Стандартинформ, 2008. 38 с.
6. ГОСТ 10060-2012 Бетоны. Методы определения морозостойкости. М.: Стандартинформ, 2014. 23 с.
7. ГОСТ 31974-2012 Материалы лакокрасочные. Метод определения прочности покрытия при изгибе вокруг цилиндрического стержня. М.: Стандартинформ, 2014. 14 с.
8. СТО 36554501-054-2017 Проектирование и устройство свайных фундаментов с противопучинной оболочкой ОСПТ «Reline». АО «НИЦ «Строительство», 2017.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Левин Артемий Дмитриевич, генеральный директор ЗАО «УЗПТ «Маяк», юридический факультет СПБГЭУ, кафедра гражданского права, Озерск, Россия
Для контактов: levin@polymerpro.ru

Алявдин Дмитрий Вячеславович, советник генерального директора ЗАО «УЗПТ «Маяк», МНИРТИ, отделение № 1, кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий и городов», Озерск, Россия
Для контактов: uzpt@polymerpro.ru

Беляков Владимир Михайлович, технический директор ЗАО «УЗПТ «Маяк», МНИРТИ, отделение № 1, кафедра «Электроснабжение промышленных предприятий и городов», Озерск, Россия
Для контактов: ya.polymer@yandex.ru

РАЗРАБОТКА, ПРОИЗВОДСТВО И ПОСТАВКА ПРОДУКЦИИ ДЛЯ СВАЙНЫХ ФУНДАМЕНТОВ

- Металлические сваи серии 1.411.3-11 см. 13 «СМОТ» и другие
- Противопучинное покрытие для железобетонных свайных фундаментов ПСПП «Reline»
- Противопучинная термоусаживаемая оболочка ОСПТ «Reline» для стальных свай (включена в реестр ПАО «Газпром»)

Срок службы покрытия, в том числе в сложных грунтовых условиях, составляет **от 50 лет и более** (на основании исследований НИИОСП им. Н.М. Герсеванова АО «НИЦ «Строительство», проведенных в 2020–2021 гг.)

+7 804 555-10-16
+7 951 309-47-22
www.polymerpro.ru
sales@polymerpro.ru

УРАЛЬСКИЙ ЗАВОД ПОЛИМЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

МАЯК

ЭНЕРГАЗ: проблемы низконапорного ПНГ решаем комплексно

Встречи с Александром Крамским, генеральным директором компании СервисЭНЕРГАЗ (Группа ЭНЕРГАЗ), стали традицией. Крамской — интересный собеседник, вдумчивый инженер и умелый организатор, готовый к разговору о применении специальных решений, разработанных инженерами ЭНЕРГАЗа для полноценной реализации проектов газоподготовки.

Александр Александрович Крамской
генеральный директор
ООО «СервисЭНЕРГАЗ»

- Рады видеть Вас, уважаемый Александр Александрович, в добром расположении духа и полным рабочей энергии. С момента нашей предыдущей беседы прошло более года. Поэтому первый вопрос: как идут дела у коллектива СервисЭНЕРГАЗа в этот непростой период?

- Безусловно, организационные особенности и санитарные ограничения, введенные в связи с пандемией, наложили свой отпечаток. Но отмечу главное — сложности пандемии мобилизовали нас. Мы смогли оперативно организовать работу в этих условиях и сконцентрировали свой опыт на качественном исполнении обязательств перед заказчиками. Сегодня наш сервисно-технический дивизион сосредоточен на плановых и оперативных работах, которые ведутся своевременно и качественно: под строгим организационным и техническим контролем.

Считаю, пандемия испытала нас на профессиональную и человеческую прочность. В 2021 году мы осуществили более 300 выездов на монтажные, пусковые, регламентные и ремонтные работы в различные регионы страны и за рубеж. Значительный объем работы ЭНЕРГАЗа связан с проектами подготовки и компримирования попутного нефтяного газа. И здесь особое внимание мы уделяем технологиям работы с низконапорным ПНГ.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НИЗКОНАПОРНОГО ПНГ ДОСТУПНО

- Какое практическое значение имеют технологии ЭНЕРГАЗа в работе с низконапорным ПНГ?

- В начале объясню термин «низконапорный». Нефтяники называют так попутный газ концевых ступеней сепарации нефти. Его собственное давление не превышает 0,45 МПа, что не позволяет транспортировать ПНГ между объектами нефтегазодобывающего

Фото 1. Вынгапуровское месторождение (Газпром нефть). Вакуумные компрессорные установки «ЭНЕРГАЗ», спроектированные для низконапорного ПНГ (0,001 МПа)

комплекса или подавать на головную компрессорную станцию для доставки стороннему потребителю.

Для решения технологической задачи компримирования низконапорного ПНГ в ЭНЕРГАЗе внедрен комплексный подход. Месторождения оснащаются малыми компрессорными станциями или компрессорными станциями низких ступеней сепарации (СКНС), основа которых — газодожимные установки низкого давления.

Добавлю, что в ситуациях, когда давление попутного газа близко к вакууму (то есть его значение от -0,05 до 0,01 МПа), на СКНС применяют вакуумные компрессорные установки. Несколько лет назад мы осуществили первый такой проект, когда на Вынгапуровском месторождении «Газпром нефти» пустили два агрегата (фото 1). Сейчас уже 35 наших вакуумных машин действуют на различных объектах нефтегаза.

Так вот, надежная работа подобных компрессорных установок низкого давления обеспечивается специальными инженерными решениями — с учетом состава и качества исходного газа, условий эксплуатации, индивидуальных проектных требований.

Фото 2. Многоступенчатая система сепарации газа, усиленная фильтром-скруббером

СПЕЦИАЛЬНЫЕ ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЯ СНИМАЮТ ПРОБЛЕМЫ

- То есть мы подошли к конкретному опыту внедрения решений, уже опробованных ЭНЕРГАЗом?

- Да, начиная с 2007 года накоплен действительно уникальный опыт, ведь наша группа компаний специализируется и развивается именно на проектах комплексной газоподготовки. Инженеры ЭНЕРГАЗа тщательно учитывают все особенности компримирования низконапорного ПНГ, используя, как правило, установки на базе винтовых маслонаполненных компрессоров. Скажу об основных факторах, осложняющих этот процесс, и инженерных решениях по ним.

Первое — это необходимость доочистки ПНГ. Несмотря на то что в компрессорную установку поступает уже подготовленный газ, содержание в нем механических примесей

Фото 3. Рефрижераторный осушитель ПНГ на Западно-Могутлорском месторождении (РуссНефть)

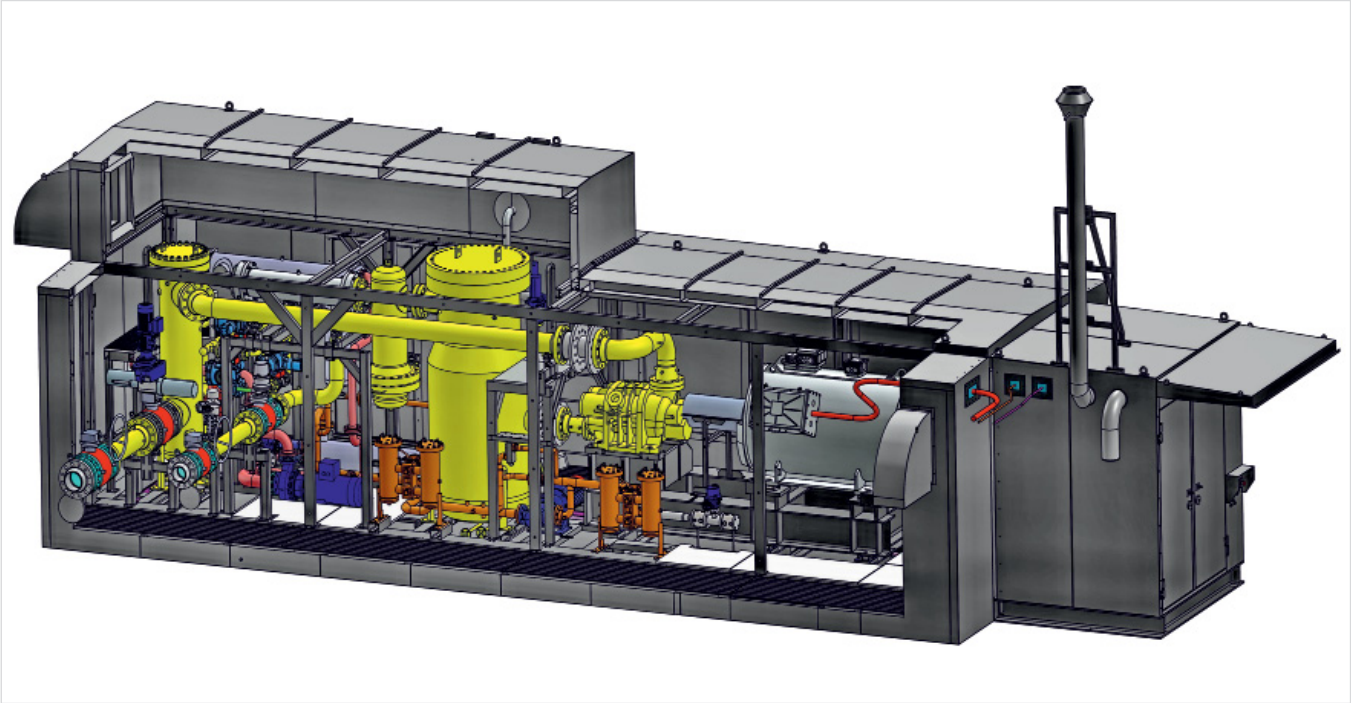


Рис. 1. Модель компрессорной установки попутного газа для турбин энергоцентра Усинского месторождения (ЛУКОЙЛ-Коми)

и капельной влаги не соответствует условиям нормальной эксплуатации эффективного агрегата и не позволяет достигнуть на выходе установленных проектных параметров по чистоте.

Поэтому возможности основных элементов системы фильтрации компрессорных установок (а это газомасляный сепаратор 1-й ступени и коалесцирующий фильтр 2-й ступени очистки) расширяются за счет дополнительной комплектации. То есть на входе устанавливается так называемый двухступенчатый фильтр-скруббер (фото 2). Двухступенчатый — это значит, что есть первая ступень сепарации, которая отделяет механические примеси, и вторая ступень — отделение капельной жидкости из газа, поступающего в установку. Скруббер оснащен автоматическим дренажем, специальной емкостью для отвода конденсата и системой сигнализации о загрязнении фильтрующих элементов. Также на выходе из установки мы ставим фильтры тонкой очистки газа.

В некоторых проектах наши машины оснащаются узлом осушки газа, действующим в режиме рекуперации температуры. В линию нагнетания интегрируются охладитель и подогреватель, которые образуют промежуточный контур и обеспечивают охлаждение газа, отбой и удаление жидких фракций, подогрев газа. В итоге за счет применения метода рекуперативного теплообмена мы получаем осушенный газ с температурой, существенно превышающей температуру точки росы, что исключает выпадение конденсата в ходе последующей транспортировки.

В особых случаях вместе с компрессором поставляем в отдельных укрытиях компактные адсорбционные или рефрижераторные осушители газа для дополнительной очистки и осушки (фото 3).

Следующая проблема такова: работа компрессорных установок на тяжелом (жирном) газе в процессе компримирования всегда сопровождается риском конденсатообразования.

При этом в масле растворяется большое количество углеводородов, ведущих к перенасыщению масла газоконденсатом, снижению кинематической вязкости и увеличению уровня масла в маслобаке, а это, конечно, приводит к преждевременному износу агрегата. Еще одно негативное следствие — образование конденсата в рабочих ячейках винтового компрессора и, как результат, увеличение потребления мощности на сжатие газа.

В целом, если идет такое избыточное конденсатообразование, то, поскольку жидкость несжимаема, могут происходить гидроудары и разрушение агрегата. В решении этой серьезной проблемы мы также применяем несколько способов.

Еще на стадии проектирования оборудования проводится анализ компонентного состава исходного газа. Расчеты проводятся на специализированном программном обеспечении: создается теоретическая модель поведения газов при определенных условиях температуры и давления в самом компрессоре. Это дает возможность рассчитать оптимальные параметры рабочих температур масла и газа, которые обеспечат рабочие процессы в газовом контуре компрессорной установки уже вне зоны конденсатообразования.

Дополнительно мы используем в маслосистемах специальные, более вязкие масла марки ESTSYN, имеющие повышенную устойчивость к насыщению тяжелыми углеводородами. Причем каждый раз проводим

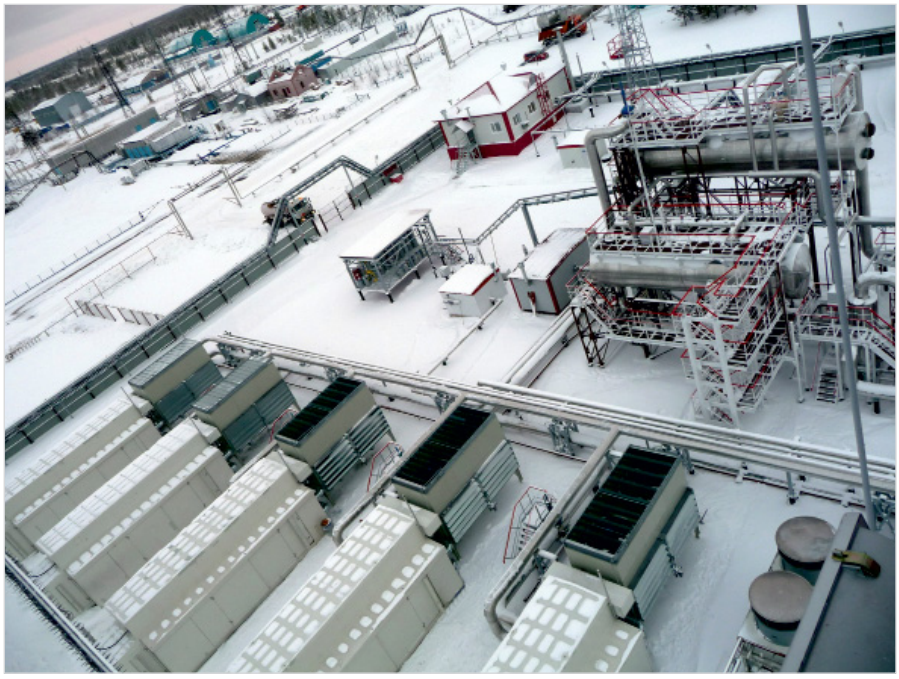


Фото 4. Алехинское месторождение (Сургутнефтегаз). На компрессорную станцию низких ступеней сепарации поступает смешанный ПНГ из нескольких источников

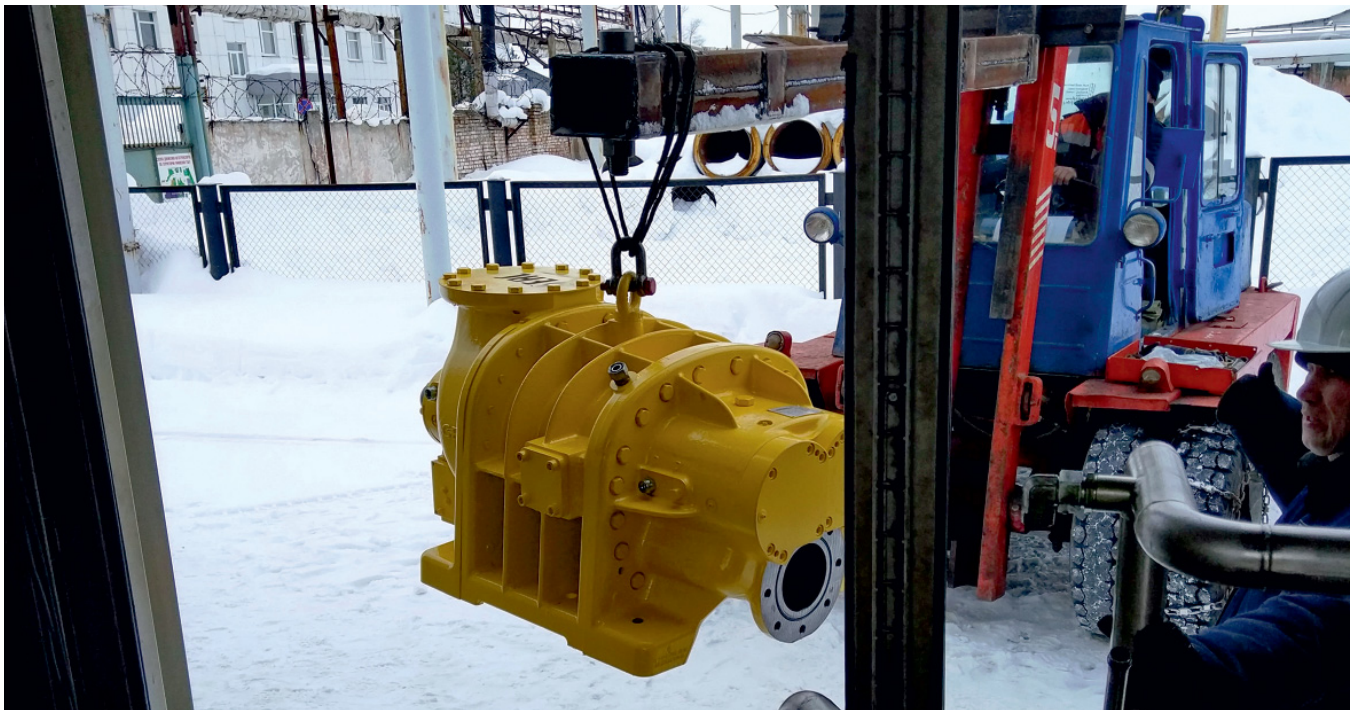


Фото 6. Монтаж компрессора, модернизированного с учетом новых условий эксплуатации

подбор типа масла исключительно для проектных условий эксплуатации конкретной установки.

Третья проблема. При компримировании газа с давлением близким к вакууму создается большая разница давлений на входе и выходе компрессорной установки. Вследствие чего давление сбрасывается не только на факельную систему или сбросовую свечу, но и через входной трубопровод, то есть происходит так называемая обратная тяга, ведущая к «уносу» масла из маслосистемы во входной фильтр-скруббер.

Чтобы гарантированно избежать этого, мы применили решения по оснащению установок входными клапанами: модернизированными, быстродействующими, с электромеханическими приводами и пружинными отсекателями, что позволяет своевременно отсекать входной трубопровод от основной магистрали. Срабатывание и закрытие происходит не более чем за три секунды. Если представить, что это все-таки шаровые краны, которые достигают 300 DN (номинальный диаметр в мм — ред.), то это очень быстрое закрытие. Таким образом практически исключаем риск обратной тяги.

Четвертая, но очень важная проблема. Под действием «вакуума», это когда давление на всасе установки ниже, чем атмосферное, в систему может «подсасываться» воздух и, значит, поступать кислород. Естественно, что кислород, смешиваясь с газом, может создавать взрывоопасную смесь.

Для обеспечения безопасности технологического процесса компрессорные установки комплектуются системой обнаружения кислорода в компримируемом газе. Здесь мы можем говорить о ноу-хау, разработанном нашей компанией. В данной технологической схеме настолько чувствительный датчик, что отбираемая для него проба предварительно проходит обязательную осушку и очистку. Только затем, после основательной подготовки, проба газа подается на чувствительный элемент датчика. И если фиксируются предельные значения содержания кислорода, оборудование отключается.

НЕСТАБИЛЬНЫЙ СОСТАВ ПНГ — МОТИВ К ИНЖЕНЕРНОМУ ТВОРЧЕСТВУ

- Инженерные решения, предлагаемые специалистами Группы ЭНЕРГАЗ, подсказаны, как мы понимаем, условиями эксплуатации на конкретных месторождениях.

- Именно так. Например, проблема, которой мы занимались очень плотно, — это нестабильность состава и характеристик ПНГ. По условиям некоторых проектов установки компримируют смешанный попутный газ, поступающий от разных объектов добывающего комплекса (фото 4). И, соответственно, основные его параметры — состав, плотность, влажность, давление, температура точки росы, теплотворная способность — варьируются, причем эти колебания могут происходить даже в течение суток.

Также нестабильны параметры исходного газа, поступающего с одного и того же объекта. Причины могут быть разными, например, истощение месторождения, обводнение скважин, климатические аномалии и т.д.

Чтобы контролировать вызванные этими факторами изменения, мы дополнительно комплектуем компрессорные установки потоковыми хроматографами для определения состава и теплотворной способности газа. Наши машины оснащаются системами измерения температуры точки росы по воде и углеводородам с устройствами отбора проб. При необходимости включаем в комплектацию замерные устройства расхода компримированного газа. Таким образом, мы получаем возможность своевременно модернизировать

Фото 5. Арктическое исполнение установок обеспечивает пространство для комфортного сервисного обслуживания

Фото 7. Компрессорная станция низкого давления «ЭНЕРГАЗ» надежно работает в условиях Заполярья (Варандейское месторождение в Ненецком АО)

оборудование, перенастроить его рабочие параметры, добавить или поменять уставки (установленные значения регулируемых переменных, по достижении которых происходит изменение состояния системы — ред.).

Сталкиваемся и с проблемой условий эксплуатации. То есть компримирование низконапорного ПНГ зачастую проходит в климатических условиях, когда минимальные температуры наружного воздуха могут опускаться до минус 60 градусов, средняя температура наиболее холодной пятидневки доходит до минус 50, а это экстремально низкие температуры. Возможны и специфические особенности газа, например, высокое содержание сероводорода.

Заметим, что зачастую оборудование работает удаленно, и труднодоступность осложняет техническое обслуживание и контроль за его эксплуатацией. Опыт определяет способы решения таких проблем. Так, если говорить о климатических условиях, мы применяем установки во внутрицеховом исполнении — это когда строится отдельное здание, в котором устанавливается оборудование.

Часто используем вариант арктического исполнения компрессорных установок. Агрегаты находятся в отдельных собственных укрытиях, оборудованных системами жизнеобеспечения (отопление, вентиляция, освещение) и системами безопасности (пожарообнаружение, газодетекция, сигнализация, пожаротушение). И, что важно, обеспечено пространство для обслуживания и работ, связанных с ремонтом оборудования (фото 5).

Нередки решения, которые мы реализуем индивидуально, «штучно» — в каждом отдельном случае при выявлении конкретной проблемы. Так, в «шкатулке» нашего опыта внедрение специальных сплавов и антикоррозийных материалов при производстве оборудования, усовершенствования маслосистемы, системы автоматизированного управления или самого компрессора (фото 6).

Оснащаем установки системами плавного пуска, основанными на применении специальных силовых ключей-симисторов или встречно-параллельно включенных тиристоров. В итоге решаем две технические задачи: во-первых, нивелируем пиковую токовую нагрузку, а это особо значимо для других потребителей на объекте со слабой по напряжению питающей сетью; во-вторых, обеспечиваем комфортный, мягкий запуск главного электродвигателя (привода компрессора), что особенно важно при отрицательных температурах окружающей среды.

В условиях удаленной эксплуатации мы резервируем некоторые элементы и узлы. К примеру, используем сдвоенные фильтры маслосистемы и сдвоенные насосы систем смазки и охлаждения. Так создаем необходимые условия для надежной и безаварийной работы оборудования.

ВЫСШЕЕ УДОВЛЕТВОРЕНИЕ НЕСУТ РЕЗУЛЬТАТЫ ТРУДА

- Спасибо, Александр Александрович, за подробный рассказ. В этом году головная компания Группы ЭНЕРГАЗ отметит свое 15-летие. А какие чувства этот юбилей вызывает у Вас и Ваших коллег?

- Прежде всего — это удовлетворение результатами труда. Замечу, начиная с 2007 года ЭНЕРГАЗ поставил уже 315 технологических установок подготовки и компримирования газа.

В электроэнергетике мы обеспечиваем топливом более 200 газовых турбин и газопоршневых агрегатов суммарной мощностью свыше 6,7 ГВт. В нефтегазовой отрасли наше технологическое оборудование осуществляет газоподготовку в составе 62 объектов на 47 месторождениях.

Мы наработали уникальный опыт реализации проектов компримирования низконапорного ПНГ. На сегодня в этом сегменте задействовано 126 компрессорных установок, перекачивающих газ с диапазоном входного давления от -0,2 до 0,4 МПа. Из них 57 машин функционируют на объектах по сбору и транспортировке газа, а 69 установок подготавливают ПНГ в качестве топлива для энергоцентров месторождений.

География нашего труда обширна. У нас есть проекты, которые выполнены в Беларуси, Казахстане, Узбекистане, а в России наше оборудование для подготовки различных типов газа вы встретите буквально повсюду: на различных газоиспользующих промышленных и энергетических объектах от Сахалина до Калининградской области, включая, безусловно, традиционные нефтегазодобывающие регионы — Тюменскую область, Республику Саха-Якутия, Крайний Север (фото 7), все и не перечислить.

Так что чувства наши накануне 15-летия родного коллектива едины — качественно вершить инженерное дело, чтобы профессиональная марка Группы ЭНЕРГАЗ говорила сама за себя и отвечала самым высоким требованиям наших заказчиков.

Материалы беседы предоставлены пресс-службой Группы компаний ЭНЕРГАЗ

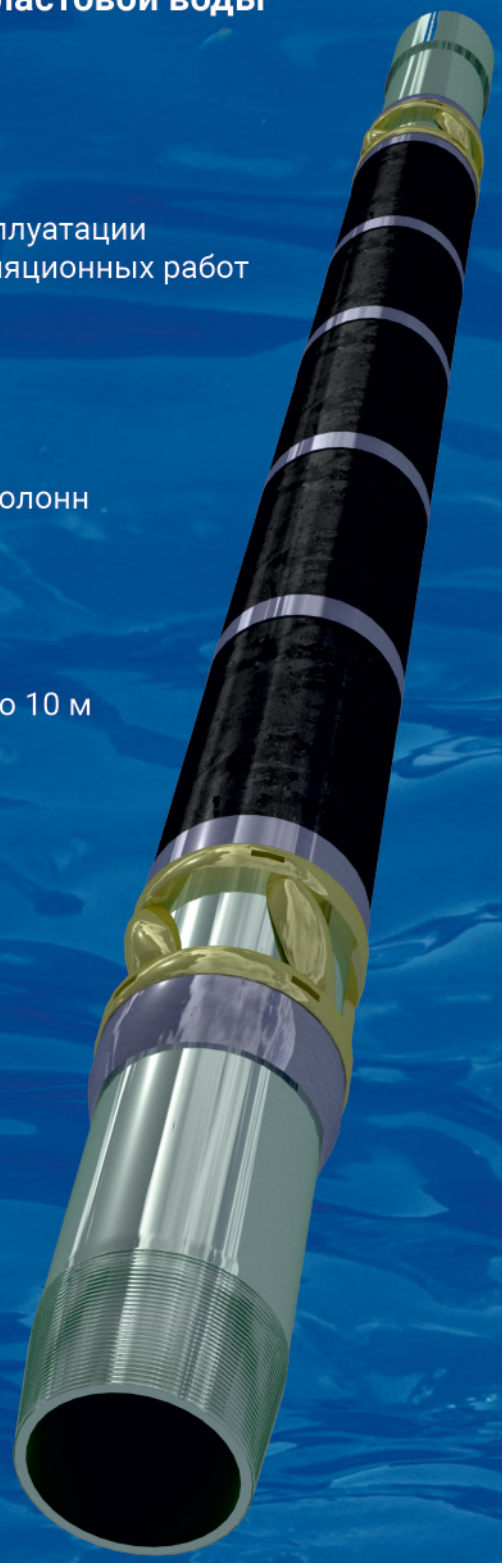
ЭНЕРГАЗ
ГАЗОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

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

ШЕШМАОЙЛ

ЗАКОЛОННЫЙ ВОДО-НЕФТЕНАБУХАЮЩИЙ ПАКЕР

Предназначен для автоматического разобщения пластов после воздействия на него скважинных флюидов: нефти, пластовой воды



ПРЕИМУЩЕСТВА

- Повышение качества крепления скважины
- Обеспечение максимального периода безводной эксплуатации скважины без проведения дополнительных водоизоляционных работ
- Замедленное набухание эластомера
- Низкая стоимость
- Изготавливается для всех типов эксплуатационных колонн

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

- Общая длина пакера «Шешма-ВНН» составляет от 5 до 10 м
- Длина эластомера составляет от 3 до 8 м
- Минимальное расстояние между разобщаемыми горизонтами от 1 м и более

Пакер «Шешма-ВНН»
внедрен на
182
скважинах

ООО УК «ШешмаОйл»
423450, Россия, Республика Татарстан,
г. Альметьевск, ул. Ленина, д.15
+7 (8553) 39-39-01
+7 (8553) 39-39-58
sheshmaoilmarketing@gmail.com
www.sheshmaoil.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-58-64 УДК 622.276.53 I Научная статья

Измерение показателей продукции нефтяных скважин с применением мобильной передвижной установки БИПС

Исаев А.А.
ООО УК «Шешмаойл», Альметьевск, Россия
isaeff-oil@yandex.ru

Аннотация
Разработанная в ООО УК «Шешмаойл» аттестованная установка БИПС позволяет измерять массу и массовый расход брутто нефти в диапазоне измерений от 0,04 т/ч (1 т/сут) до 4,1665 т/ч (100 т/сут), массу и массовый расход нетто нефти, объем и объемный расход попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенный к стандартным условиям в диапазоне измерений от 12,5 м³/ч (300 м³/сут) до 208,3 м³/ч (5 000 м³/сут) при содержании попутного нефтяного газа в обезвоженной нефти в стандартных условиях не более 50 м³/т. Измеряемые при помощи БИПС величины не превышают норм и пределов допускаемых погрешностей. Представлена обработка результатов измерений.

Материалы и методы
На сертифицированной стендовой установке определены относительные погрешности измерений массового расхода жидкости и масла, а также расхода воздуха. Разработан, аттестован и апробирован метод измерений установкой БИПС, основанный на накоплении водогазонефтяной смеси в калиброванной измерительной емкости.

Ключевые слова
замер газового фактора, дебит, обводненность, свободный и растворенный газ, погрешность измерений

Для цитирования
Исаев А.А. Измерение показателей продукции нефтяных скважин с применением мобильной передвижной установки БИПС // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 1. С. 58–64. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-58-64

Поступила в редакцию: 14.07.2021

UDC 622.276.53 I Original Paper

Measuring the oil well stream indicators by means of a portable BIPS well stream metering unit

Isaev A.A.
“Sheshmaoil” Management Company LLC, Almetyevsk, Russia
isaeff-oil@yandex.ru

Abstract
The certified BIPS unit developed by “Sheshmaoil” Management Company LLC makes it possible to measure the mass and gross mass flow rate of oil in the measurement range from 0,04 t/h (1 t/day) to 4,1665 t/h (100 t/day), mass and net mass flow rate of oil, volume and volumetric flow rate of associated petroleum gas in the oil and gas-water mixture, reduced to standard conditions in the measurement range from 12,5 m³/h (300 m³/day) to 208,3 m³/h (5 000 m³/day) with the content of associated petroleum gas in dehydrated oil not more than 50 m³/t under standard conditions. The values measured with the BIPS do not exceed the rates and the limits of permissible errors. The analysis of measurement results is presented.

Materials and methods
The relative errors in measuring fluid and oil mass flow, as well as those of air flow were determined on a certified test bench. A method of measurements by the BIPS unit based on the accumulation of a water-gas-oil mixture in a calibrated measuring tank has been developed, certified and tested.

Keywords
gas oil ratio measurement, flow rate, water cut, free and dissolved gas, measurement error

For citation
Isaev A.A. Measuring the oil well stream indicators by means of a portable BIPS well stream metering unit. Exposition Oil Gas, 2022, issue 1, P. 58–64. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-1-58-64

Received: 14.07.2021

Для измерений массового дебита сырой нефти и объема нерастворенного газа продукции скважины в ООО УК «Шешмаойл» разработана и внедрена передвижная установка по замеру газового фактора типа УЗГФ-1-4,0, которая установлена на полуприцепе [1, 2]. С целью снижения транспортных затрат перед специалистами ООО УК «Шешмаойл» была поставлена задача разработать мобильную передвижную установку, размещаемую на шасси автомобиля типа УАЗ. В 2019 г. был создан и аттестован блок измерения продукции скважин «БИПС 1-4,0-40» [3, 4]. БИПС почти в три раза меньше УЗГФ по габаритным показателям, в результате чего БИПС используется на шасси УАЗ (рис. 1).

Установка измерительная «БИПС 1-4,0-40» предназначена для измерений среднесуточного массового расхода жидкости, среднесуточного массового расхода нефти, среднесуточного массового расхода

попутно-добываемой воды, среднесуточного объемного расхода газа, остаточного количества растворенного газа в единице массы нефти при давлении в выкидном коллекторе скважины, добываемых из нефтяной скважины. Основными элементами БИПС (рис. 2) являются измерительная емкость (1) с датчиками давления (2) и температуры, гидростатический уровнемер, электромагнитные клапаны (3), входной (4) и выходной (5) патрубки, а также система сбора и обработки информации (6), которая позволяет использовать данные по содержанию растворенного газа в сырой нефти.

Погрешности определения измеряемых при помощи БИПС величин не превышают норм (табл. 1) и идентичны значениям установки УЗГФ. В БИПС максимально возможная замеряемая вязкость составляет 1 000 мПа×с, тогда как в УЗГФ ограничение по вязкости составляет 200 мПа×с.

С целью определения относительной погрешности измерений массового расхода жидкости и масла, а также расхода воздуха были проведены исследования (рис. 3), всего проведено 47 измерений. Расходы жидкости, масла, воздуха измерялись в многофазном потоке при давлении в среднем 0,137 МПа, при этом обводненность жидкости менялась в зависимости от дня исследований (табл. 2). Диапазон расхода воздуха довольно значительный — от 3 до 100 м³/ч, что обусловлено различными возможными газовыми факторами на скважинах, т.е. данными исследованиями было обеспечено создание искусственного газового фактора. Максимально полученный газовый фактор на масле составил 427,74 м³/т.

Рис. 1. Проведение замеров при помощи БИПС
Fig. 1. Performing measurements using BIPS

Проведенные исследования позволили определить относительные погрешности измерений, которые составили в среднем:

- массовый расход жидкости -0,03 %, при этом диапазон расхода составляет от -1,21 до +1,82 % (рис. 4);
- массовый расход масла -0,02 %, при этом диапазон расхода составляет от 0,05 до 3,52 % (рис. 5);
- объемный расход воздуха в стандартных условиях -0,93 %, при этом диапазон расхода составляет от -1,71 до 3,52 % (рис. 6).

Метод измерений установкой БИПС основан на накоплении водогазонефтяной смеси (ВГНС) в калиброванной измерительной емкости-сепараторе, разделении ВГНС на водонефтяную смесь (ВНС) и попутный нефтяной газ, измерении перепада давления в емкости на калиброванном участке и вре-

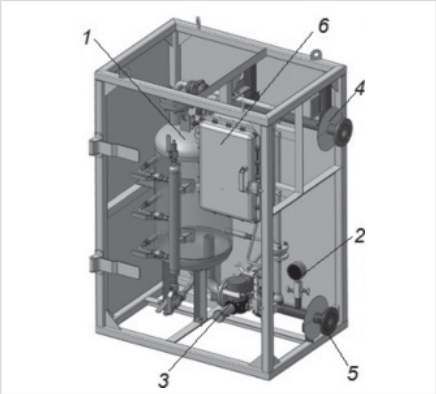


Рис. 2. Установка БИПС
Fig. 2. BIPS (Well Stream Metering Unit)

Табл. 1. Значения пределов допускаемой относительной погрешности измеряемых величин
Tab. 1. Limits of permissible relative error of the measured values

Измеряемая величина	Пределы допускаемой относительной погрешности, %
Масса и массовый расход брутто нефти	±2,5
Масса и массовый расход нетто нефти при содержании массовой доли пластовой воды, %: • до 70 • от 70 до 95 • от 95 до 98	 ±6 ±15 ±40
Объем и объемный расход попутного нефтяного газа в составе нефтегазоводяной смеси, приведенного к стандартным условиям	±5

Рис. 3. Проведение исследований погрешностей на установке БИПС
Fig. 3. Studying errors by means of BIPS

Табл. 2. Осредненные значения исследований
Tab. 2 Average values of studies

День исследований	Количество измерений	Интервал времени измерений, мин	Расход жидкости, т/ч	Расход масла, т/ч	Расход воздуха в станд. усл., м³/ч	Диапазон расхода воздуха в станд. усл. (миним. – максим.), м³/ч	Масса жидкости, т	Масса масла, т	Объем воздуха в станд. усл., м³	Объемная доля воды, %	Температура, °С	Давление, МПа
Первый	8	33,9	7,48	0	19,44	3,1–25,74	3,598	0	9,754	100	9,6	0,12
Второй	9	27,6	8,01	8,01	21,6	3,22–21,86	3,466	3,465	9,881	0,01	8,9	0,14
Третий	11	27,2	9,28	4,29	54,79	3,22–100,95	3,768	1,742	15,301	50,09	9,5	0,17
Четвертый	4	42,8	5,11	5,11	3,2	3,16–3,22	3,448	3,443	2,28	0,11	9	0,09
Пятый	15	23,6	9,2	4,25	40,7	3,22–78,96	3,625	1,676	11,521	50,07	9,5	0,15

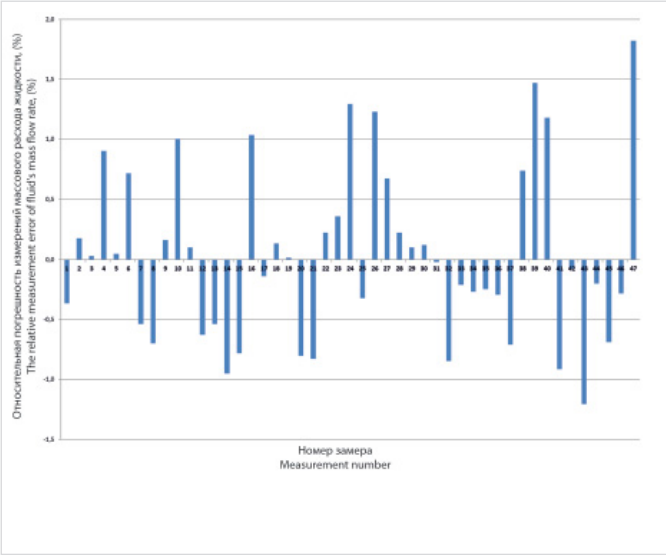


Рис. 4. Измерения массового расхода жидкости
Fig. 4. Measuring fluid's mass flow rate

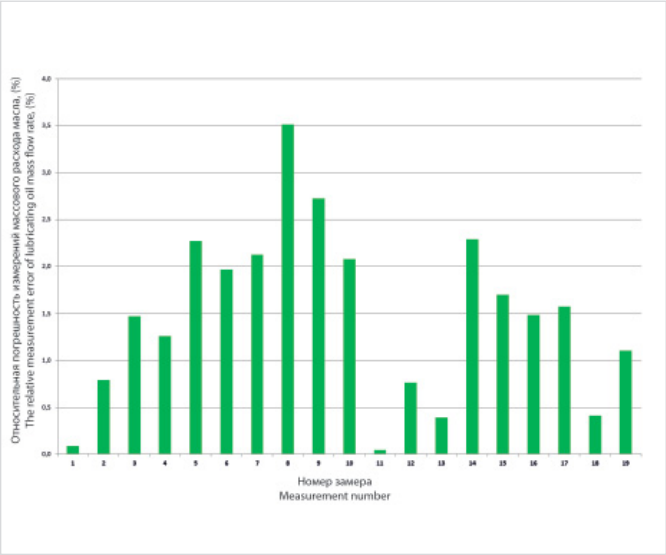


Рис. 5. Измерения массового расхода масла
Fig. 5. Measuring oil's mass flow rate

мени вытеснения жидкости из емкости газом, измерении времени заполнения емкости и вычислении количества отделенного газа и количества жидкости.

Выполнение измерений при помощи БИПС проводят следующим образом. ВГНС через входную линию DN 50 (рис. 7) поступает и накапливается в емкости-сепараторе. В процессе измерения заполняется емкость-сепаратор с датчиками температуры TT и давления PT. ВГНС разделяется на водонефтяную смесь и попутный нефтяной газ. Электромагнитный клапан К-1 при этом закрыт, клапан газовой линии ЭК-2 открыт, и попутный газ свободно поступает в выходную линию. Время заполнения емкости от нижней точки, соответствующей минимальному заданному перепаду, давления до точки, соответствующей заданному максимальному перепаду, давления фиксируется контроллером Segnetics SMH4 (контроллер). По достижении заданного перепада давления клапан К-1 открывается, начинается слив жидкости из емкости по линии DN 50, клапан К-2 при этом закрывается, не позволяя газу выйти из емкости. При сливе жидкости отбирается проба в количестве 0,5...1 дм^3 для измерения объемной доли воды в водонефтяной смеси лабораторным методом. Время слива жидкости фиксируется таймером контроллера. При достижении заданного перепада давления считается, что слив окончен. Таймером контроллера измеряют время опорожнения сепаратора и вычисляют массовый расход жидкой фазы водонефтяной смеси и объемный расход газа. Прибором УОСГ-1РГ, подключенным на байпасе выходной задвижки, линии выхода ВГНС, измеряется количество растворенного газа на единицу объема водонефтяной смеси. На линии выхода ВГНС установлены редукционный клапан и манометр PG. На байпасной линии, расположенной перед кранами К-1 и К-2, установлен датчик перепада давления РОТ.

Для замеров при помощи БИПС имеется несколько вариантов подсоединения БИПС к манифольду. На рисунке 8 приведена принципиальная схема применяемой типовой обвязки манифольдной линии скважины с установленным массовым счетчиком СКЖ. По данной схеме жидкость из скважины (1) при закрытой задвижке (9) поступает в СКЖ (8) и обратно в манифольд по патрубкам (4), через открытые задвижки (5) и гусаки (6); далее — через обратный клапан (13), коллекторную задвижку (14) в линию сбора продукции скважин (15).

Учитывая необходимость минимизации времени простоя скважины, трудозатрат и технологичности работ по подключению БИПС, наиболее оптимальной схемой является применение присоединительных узлов типа быстроразъемных соединений (БРС) или быстроразъемных хомутовых соединений, применяемых на счетчиках СКЖ.

На рисунке 9 представлен вариант принципиальной схемы подключения БИПС к обвязке манифольдной линии скважины без демонтажа массового счетчика СКЖ при врезке двух дополнительных патрубков с быстроразъемными хомутовыми соединениями или БРС с заглушками (16). По данной схеме жидкость из скважины (1) при закрытых задвижках (9 и 5) поступает в БИПС (19) и обратно в манифольд по патрубкам (16) и присоединительным рукавам высокого давления (РВД) (17 и 18), оборудованным хомутовыми соединениями или БРС, а затем

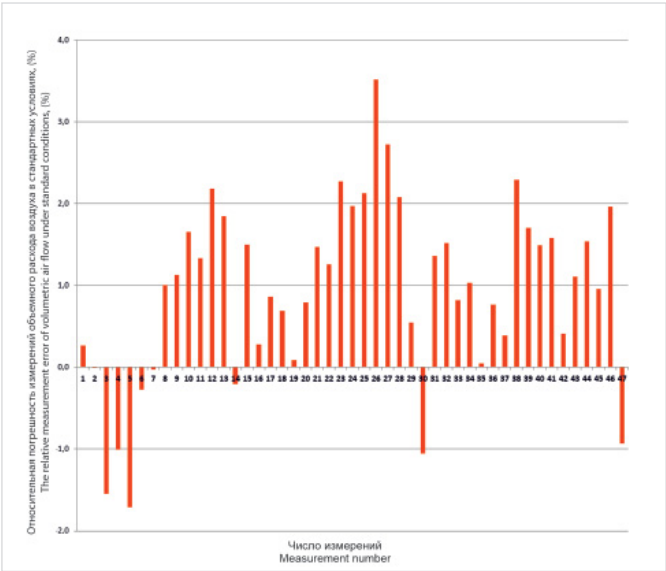


Рис. 6. Измерения объемного расхода воздуха
Fig. 6. Measuring air volumetric flow rate

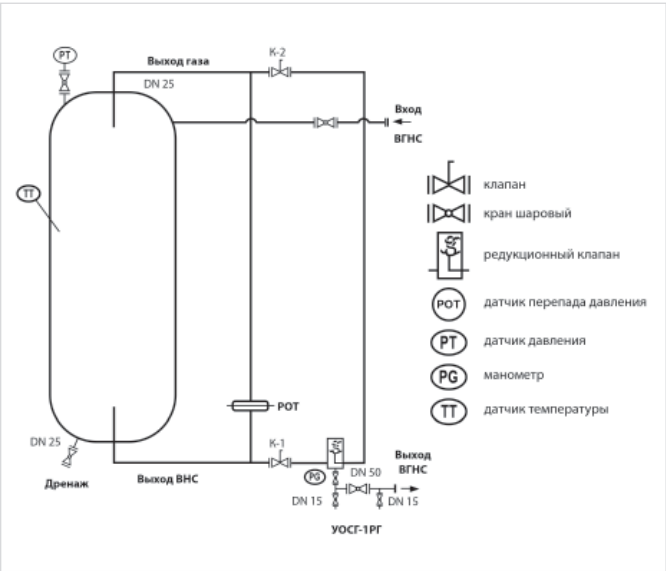


Рис. 7. Гидравлическая схема установки БИПС
Fig. 7. BIPS unit's hydraulic circuit diagram

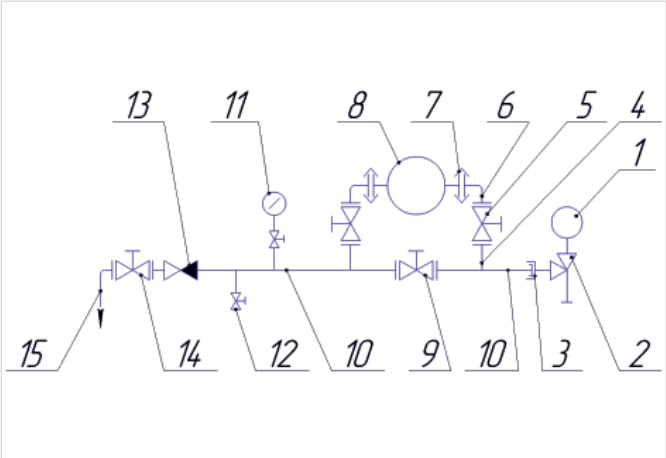


Рис. 8. Схема обвязки манифольдной линии скважины:
1 — скважина; 2 — вентиль угловой; 3 — БРС; 4 — патрубки отводные; 5 и 9 — задвижки; 6 — гусак; 7 — быстроразъемные хомутовые соединения; 8 — СКЖ; 10 — манифольд; 11 — манометр; 12 — пробоотборник; 13 — клапан обратный; 14 — коллекторная задвижка; 15 — линия сбора продукции
Fig. 8. Piping layout of the well's manifold line: 1 – oil well; 2 – angle valve; 3 – quick connect fitting; 4 – discharge pipes; 5 and 9 – gate valves; 6 – gooseneck; 7 – quick connect clamps; 8 – flowmeter; 10 – manifold; 11 – pressure gauge; 12 – sampling port; 13 – check valve; 14 – manifold gate valve; 15 – product gathering line

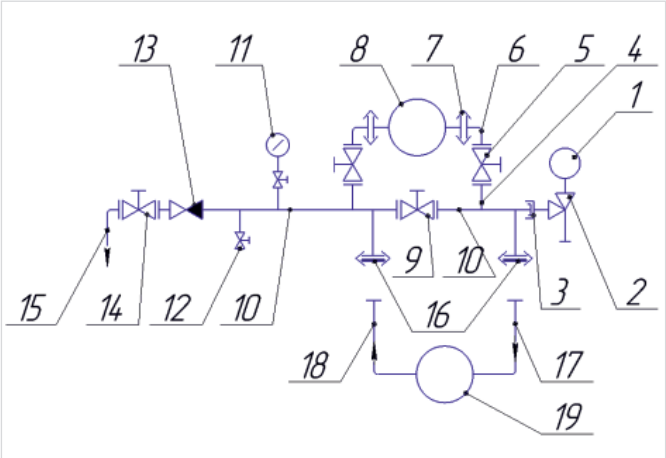


Рис. 9. Принципиальная схема подключения БИПС к обвязке скважины: 16 — патрубки с быстроразъемными хомутовыми соединениями или БРС с заглушками; 17, 18 — РВД с хомутовыми соединениями или БРС; 19 — БИПС
Fig. 9. Basic layout of BIPS connection to a well's piping: 16 – branch pipes with quick connect clamps or quick connect fittings with plugs; 17, 18 – high pressure hoses with connect clamps or quick connect fittings; 19 – BIPS unit

в манифольд (10), минуя СКЖ (8); далее через обратный клапан (13), коллекторную задвижку (14) — в линию сбора продукции скважин (15).

Данная схема (рис. 9) позволяет при подсоединении БИПС не производить демонтаж СКЖ, оперативно подключиться, остановив скважину на максимально короткое время, необходимое для:

- закрытия углового вентиля (2), задвижки (5) и коллекторной задвижки (14);
- сброса давления в манифольде (10) через пробоотборник (12) при закрытой задвижке (9);
- закрытия подключения БИПС (19) через РВД (17 и 18) с хомутовыми соединениями или БРС;
- открытия коллекторной задвижки (14) и запуска скважины в работу при закрытой задвижке (9).

По окончании проведения замеров проводятся аналогичные работы для демонтажа БИПС (19) и установки заглушек на хомутовые соединения или БРС (16).

В данном варианте присоединительных узлов БИПС предпочтительнее применение соединений БРС.

Реализация потребует, как минимум изготовления двух присоединительных патрубков с БРС и заглушек к ним, монтажа их на манифольдной линии.

По схеме возможен вариант подключения БИПС без остановки работы скважины при установке на патрубки (16) до БРС запорной арматуры, что значительно облегчит и ускорит монтаж БИПС.

На рисунке 10 представлен вариант схемы подключения БИПС к обвязке манифольдной линии скважины без демонтажа массового счетчика СКЖ при врезке на манифольде дополнительно двух фланцев и монтажа вставного патрубка-катушки с ответными фланцами (16) — показан на схеме отдельно. Остальные элементы схемы соответствуют описанию рисунка 8.

Подключение БИПС производится без демонтажа СКЖ после остановки скважины. После закрытия задвижки (5) и коллекторной задвижки (14) необходимо сбросить давление в манифольде (10) через пробоотборник (12) при закрытой задвижке (9). Далее демонтировать вставной патрубок-катушку (16) — открутить 16 болтов (шпилек), по 8 шт. на каждом фланцевом соединении — и подключить БИПС (19) через РВД (17 и 18) с фланцами. После соединения фланцев открыть задвижку (9) и коллекторную задвижку (14), запустить скважину в работу. По окончании проведения замеров скважину останавливают и проводят аналогичные работы для демонтажа БИПС (19) и монтажа патрубка-катушки (16).

Реализация по данному варианту (рис. 10) потребует изготовления четырех фланцев с приваркой их на патрубок-катушку, манифольдной линии и последующим монтажом патрубка-катушки. Кроме того, необходимо изготовить ответные фланцевые соединения для РВД и их заделку при отсутствии таковых на РВД. Присоединение БИПС по данной схеме, по сравнению со схемой (рис. 9), увеличит время монтажа, простоя скважины и трудозатраты, а также усложнит процесс монтажа.

На рисунке 11 приведен вариант схемы подключения БИПС к обвязке манифоль-

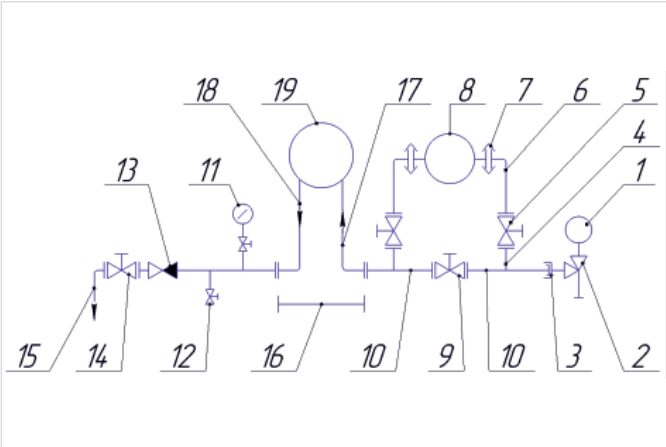


Рис. 10. Вариант подсоединения БИПС к манифольду
Fig. 10. BIPS to manifold connection option

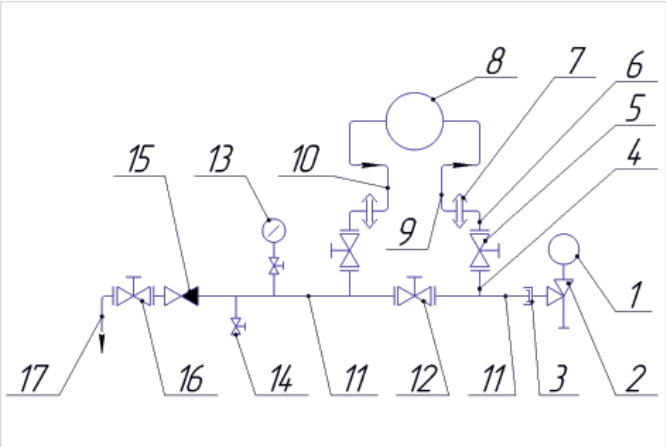


Рис. 11. Вариант подсоединения БИПС к манифольду
Fig. 11. BIPS to manifold connection option

дной линии скважины с демонтажем СКЖ и присоединением БИПС (8) к гусакам (6) через РВД (9 и 10) с хомутовыми соединениями типа СКЖ.

Подключение БИПС по данному варианту производится с демонтажем СКЖ и остановкой скважины на время, необходимое для закрытия углового вентиля (2), коллекторной задвижки (16), сброса давления в манифольде (11) через пробоотборник (14) при закрытой задвижке (9), закрытия задвижки (5), демонтажа быстроразъемных хомутовых соединений с СКЖ, подключения БИПС (8) через РВД (9 и 10) с хомутовыми соединениями, открытием коллекторной задвижки (17), задвижек (5) и запуска скважины при закрытой задвижке (9). По окончании проведения замеров проводится демонтаж БИПС и монтаж СКЖ. Реализация данного варианта подключения БИПС потребует изготовления, при отсутствии таковых, ответных быстроразъемных хомутовых соединений для РВД и их заделку. Хомутовые соединения счетчиков СКЖ состоят из двух плоских фланцев с резиновым кольцом, наружная часть имеет конусность (около 2°), и зажимаются конусными поверхностями двух полухомутов при помощи всего двух болтов. Кроме того, пропадает необходимость изготовления дополнительных переходных узлов к имеющейся арматуре обвязки скважин. Демонтаж и монтаж СКЖ сложен и травмоопасен ввиду его значительного веса, высокой вероятности среза уплотнительного резинового кольца быстроразъемных хомутовых соединений. Присоединение БИПС по данной схеме, по сравнению со схемой (рис. 9), усложнит и увеличит время монтажа, простоя скважины и трудозатраты.

На рисунке 12 приведена схема подключения БИПС (8) к обвязке манифольдной линии скважины с демонтажем счетчика СКЖ совместно с гусаками (поз. 6 на рис. 8–11) и присоединением БИПС (8) к задвижкам (5) через РВД (6 и 7) с фланцевыми соединениями.

При подключении БИПС (рис. 12) после остановки скважины производится демонтаж СКЖ, закрываются угловой вентиль (2) и коллекторная задвижка (14). Затем проводится сбрасывание давления в манифольде (10) через пробоотборник (12) при закрытых задвижках (9 и 5). После демонтажа гусака с СКЖ от фланцевых соединений задвижки (5) и подключения БИПС (8) через РВД (6 и 7) с фланцами, а также открытия коллекторной задвижки (14) скважина запускается в работу при закрытой задвижке (9). По окончании проведения замеров проводятся операции демонтажа БИПС (8) и монтажа СКЖ. Реализация данного варианта потребует изготовления, при отсутствии таковых, ответных фланцевых соединений для РВД и их заделку. По данной схеме пропадает необходимость затрат на изготовление дополнительных переходных узлов к имеющейся арматуре обвязки скважин.

Демонтаж и монтаж СКЖ сложен и травмоопасен ввиду его значительного веса, демонтажа фланцевых соединений задвижки (5) с гусаками и СКЖ, подключения БИПС через монтаж фланцев РВД (6 и 7). Присоединение БИПС по данной схеме, по сравнению со схемой 2 (рис. 9), усложнит трудозатраты и увеличит время монтажа, простоя скважины.

Исходя из вышеизложенного, оптимальным вариантом является подключение БИПС по схеме 2 (рис. 9) и схеме 4 (рис. 12). Подключение БИПС без демонтажа СКЖ по схеме 2 потребует изготовления двух патрубков с резьбой под БРС, приобретение двух

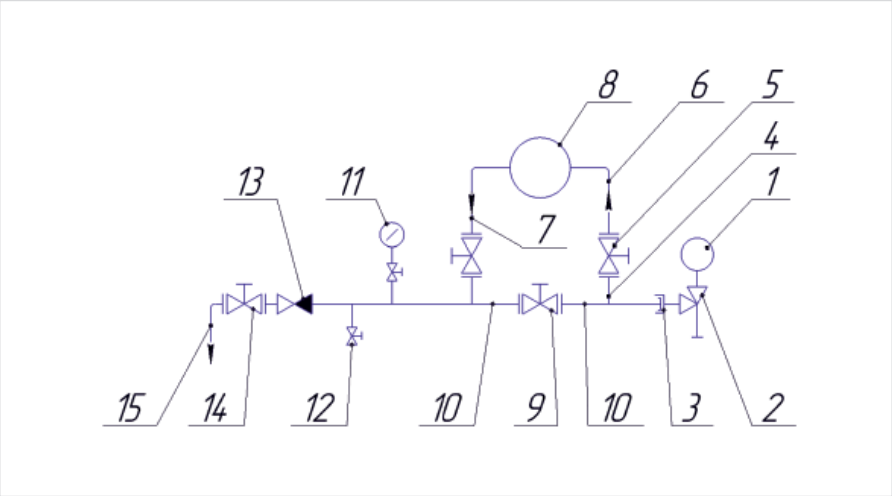


Рис. 12. Схема подключения БИПС к манифольду с демонтажем счетчика СКЖ
Fig. 12. Layout of BIPS connection to the manifold when a flowmeter is dismounted

комплектов БРС, монтажа на манифольдной линии. Подключение БИПС по схеме 4 с демонтажем счетчика СКЖ потребует изготовления, при отсутствии таковых, ответных фланцевых соединений для двух РВД для подключения установки БИПС и их заделку.

Для обеспечения минимального времени монтажа и простоя скважины, снижения трудозатрат и травмоопасности, а также облегчения и оптимизации демонтажа/монтажа СКЖ при подключении установки БИПС наиболее предпочтительным вариантом является монтаж на установке БИПС манипулятора.

Обработка результатов измерений

1. Вычисляют плотность водонефтяной смеси в рабочих условиях, кг/м³, по формуле [5]:

$$\rho_{ж} = \rho_{н} \times \left(1 - \frac{W}{100}\right) + \rho_{В} \times \frac{W}{100}, \qquad (1)$$

где W — объемная доля пластовой воды, измеренная по лабораторной аттестованной методике измерений в отобранной пробе, %.

2. Вычисляют плотность нефти при рабочих условиях, кг/м³, по формуле:

$$\rho_{н} = \frac{\rho_{н15}}{1 - \gamma_{t} \times P} \times \exp\Big(-\beta_{15} \times (t - 15) \times \times \left(1 + 0{,}8 \times \beta_{15} \times (t - 15)\right)\Big), \qquad (2)$$

где

$$\beta_{15} = \frac{613{,}9723}{\rho_{н15}^{2}}, \qquad (3)$$

$$\gamma_{t} = 10^{-3} \times \exp\left(-1{,}6208 + 0{,}00021592 \times \times t + \frac{0{,}87096 \times 10^{6}}{\rho_{н15}^{2}} + \frac{4{,}2092 \times t \times 10^{3}}{\rho_{н15}^{2}}\right), \qquad (4)$$

где $\rho_{н15}$ — плотность нефти, кг/м³, измеренная лабораторным методом и приведенная к температуре 15 °С и избыточному давлению, равному 0;

t — температура жидкости в рабочих условиях, °С;

P — избыточное давление в рабочих условиях, МПа.

3. Вычисляют плотность пластовой воды при рабочих условиях, кг/м³, по формуле:

$$\rho_{в} = \rho_{вс.у} \times \frac{CTL_{в}^{15}}{CTL_{в}^{Л}} \times \left(1 + \gamma_{в} \times P\right), \qquad (5)$$

где $\gamma_{в}$ — коэффициент сжимаемости воды, равный 4,91×10⁻⁴ МПа⁻¹;

$\rho_{вс.у}$ — плотность пластовой воды, измеренная стандартизованным лабораторным методом, кг/м³;

$CTL_{в}^{15}$ — коэффициент коррекции плотности пластовой воды по температуре относительно 15 °С, вычисляемый по формуле:

$$CTL_{в}^{15} = 1 - \left(1{,}8526 \times 10^{-4} + 1{,}2882 \times 10^{-5} \times \times B\right) \times \left(t_{р} - 15\right) - \left(4{,}1151 \times 10^{-6} - 1{,}4464 \times \times 10^{-7} \times B\right) \times \left(t_{р} - 15\right)^{2} + \left(7{,}1926 \times 10^{-9} - - 1{,}3085 \times 10^{-10} \times B\right) \times \left(t_{р} - 15\right)^{4}, \qquad (6)$$

где $t_{р}$ — температура пластовой воды в рабочих условиях, °С;

B — массовая доля хлористых солей в пластовой воде, определяемая лабораторным методом, %.

Для пластовой воды с содержанием солей до 14 % массовых и температурах от 15 °С до 138 °С допускается вычислять массовую долю хлористых солей по формуле:

$$B = \frac{\dfrac{\rho_{вс.у}}{CTL_{в}^{Л}} - 999{,}0}{7{,}2}, \qquad (7)$$

где $CTL_{в}^{Л}$ — коэффициент приведения плотности воды к лабораторным условиям, определяемый по формуле:

$$CTL_{в}^{Л} = 1 - \left(1{,}8526 \times 10^{-4} + 1{,}2882 \times 10^{-5} \times \times B\right) \times \left(t_{Л} - 15\right) - \left(4{,}1151 \times 10^{-6} - 1{,}4464 \times \times 10^{-7} \times B\right) \times \left(t_{Л} - 15\right)^{2} + \left(7{,}1926 \times 10^{-9} - - 1{,}3085 \times 10^{-10} \times B\right) \times \left(t_{Л} - 15\right)^{4}, \qquad (8)$$

где $t_{Л}$ — температура пластовой воды при измерении плотности воды в лаборатории, °С.

При давлении в рабочих условиях, не превышающем 2,5 МПа, сжимаемость пластовой воды допускается не учитывать, тогда формула (5) примет вид:

$$\rho_в = \rho_{вс.у} \times \frac{CTL_в^{15}}{CTL_в^{Л}}. \quad (9)$$

4. Вычисляют массу брутто жидкости, $M_ж$, кг, цикла заполнения сепаратора водонефтяной смесью по формуле:

$$M_ж = \frac{\pi \times D_c^2}{4 \times g} \Delta P_1, \quad (10)$$

где D_c — диаметр сепаратора, с нормированным значением, установленным при калибровке сепаратора, м;

$\Delta P_1 \leq 0,9 \times \rho_ж \times g$ — максимально допустимый перепад давления, измеренный датчиком перепада давления;

g — ускорение свободного падения, м/с².

5. Вычисляют массовый расход водонефтяной смеси, $Q_ж$ т/ч, по формуле:

$$Q_ж = \frac{M_ж}{T_{1.ср}} \times 3,6, \quad (11)$$

где $T_{1.ср}$ — усредненное время цикла заполнения, с.

6. Вычисляют массовый расход нетто нефти, $Q_н$, т/ч, по формуле:

$$Q_н = \frac{M_ж \times \left(1 - \frac{\rho_в \times W}{\rho_ж \times 100}\right)}{T_{1.ср}}. \quad (12)$$

7. Вычисляют высоту заполнения калиброванного участка сепаратора жидкостью, $H_{усл1}$, м, на момент начала учета газовой фазы (слива жидкости) по формуле:

$$H_{усл1} = \frac{\Delta P_1}{\rho_ж g}. \quad (13)$$

8. Вычисляют массу нетто нефти, $M_н$, кг, по формуле:

$$M_н = M_ж \times \left(1 - \frac{\rho_в \times W}{\rho_ж \times 100}\right). \quad (14)$$

9. Вычисляют объем, занимаемый жидкостью, V, м³, на момент начала учета газовой фазы (слива жидкости) по формуле:

$$V = H_{усл.1} \times \frac{\pi}{4} \times D_C^2. \quad (15)$$

10. Вычисляют объем свободного газа, $V_{г.су}$, м³, который вытеснит жидкость из сепаратора с уровня, соответствующего ΔP_1 на момент начала учета газовой фазы (слив жидкости), до уровня, соответствующего перепаду давления

ΔP_2 = -0,0005 МПа, приведенный к стандартным условиям по формуле:

$$V_{г.су} = V \times \frac{\rho_{г.ру}}{\rho_{г.су}}, \quad (16)$$

где $\rho_{г.ру}$ — плотность газа при рабочих условиях, вычисленная стандартизованным методом;

$\rho_{г.су}$ — плотность газа, приведенная к стандартным условиям, кг/м³, определенная расчетным методом по компонентному составу с учетом влажности согласно ГССД МР 113.

В данном случае перепад давления с отрицательным результатом связан с наличием концевых эффектов в замерах. Это происходит в связи с запаздыванием закрытия запорного элемента, в который поступает команда контроллера, при этом в это время жидкость по инерции накапливает гидростатический перепад давления, переходящий на небольшую отрицательную величину, т.е. перепад давления перешел границу ниже нуля.

11. Вычисляют объемный расход свободного газа, м³/ч, приведенный к стандартным условиям по формуле:

$$Q_{сг} = \frac{V_г^{с.у.}}{T_{2.ср}} \times 3600, \quad (17)$$

где $T_{2ср}$ — усредненное время цикла слива, с.

12. Вычисляют количество растворенного газа, находящегося в водонефтяной смеси при сливе жидкости из сепаратора, $V_{рг}$, м³, приведенного к стандартным условиям по формуле:

$$V_{рг} = \Gamma_{рг} \times V \times \left(1 - \frac{W}{100}\right), \quad (18)$$

где $\Gamma_{рг}$ — содержание растворенного газа в стандартных условиях, измеренное прибором УОСГ-1РГ в соответствии с МИ 3035, м³/м³, вычисленное по формуле:

$$\Gamma_{рг} = \Gamma_{n-1} + \frac{(\Gamma_n - \Gamma_{n-1}) \times P_{n-1}}{P_n - P_{n-1}}, \quad (19)$$

где Γ_n и Γ_{n-1} — соотношение фаз в измерительной камере при давлениях P_n и P_{n-1} соответственно.

13. Вычисляют объем попутного газа, V_c, м³, в нефтегазоводяной смеси, приведенный к стандартным условиям по формуле:

$$V_c = V_г^{с.у.} + V_{рг}. \quad (20)$$

14. Вычисляют объемный расход растворенного газа, приведенный к стандартным условиям, $Q_{рг}$, м³/ч, по формуле:

$$Q_{рг} = \frac{M_ж}{T_{1.ср} \times \rho_ж} \times 3600 \times \Gamma_{рг}. \quad (21)$$

15. Вычисляют объемный расход попутного газа, $Q_г$, м³/ч, по формуле:

$$Q_г = Q_{сг} + Q_{рг}. \quad (22)$$

16. Вычисляют содержание газа на единицу массы нефти, $\Gamma_г$, м³/т, по формуле:

$$\Gamma_г = \frac{Q_г}{Q_н}. \quad (23)$$

Итоги

1. Проведенные стендовые исследования позволили определить относительные погрешности измерений, которые составили:
   - массовый расход жидкости — 0,03 %;
   - массовый расход масла — 0,02 %;
   - объемный расход воздуха в стандартных условиях — 0,93 %.
2. Искусственно созданный газовый фактор при исследовании составил 427,74 м³/т.
3. Проведенные конструкторские работы позволили создать мобильную передвижную установку для замеров основных показателей продукции нефтяных скважин, в несколько раз меньшую аналогов по габаритным показателям, при этом измеряемые величины не превышают требуемых норм, а максимально возможная замеряемая вязкость составляет 1 000 мПа×с, которая выше в пять раз, чем у аналогов.

Выводы

1. В статье представлена мобильная замерная установка БИПС, позволяющая измерять массовый дебит сырой нефти до 100 т/сут и объем нерастворенного газа продукции до 50 м³/т.
2. Представлены несколько вариантов подсоединения БИПС к манифольду, показаны преимущества и недостатки каждого из вариантов. Описываемые варианты подсоединения БИПС к манифольдной линии позволят недропользователю выбрать оптимальный вариант подсоединения.
3. Представлены формулы по вычислению газового фактора, погрешностей определяемых величин, благодаря чему повышается точность измерений (вычислений).
4. Измеряемые при помощи БИПС величины не превышают норм и пределов допускаемых погрешностей.

Литература

1. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Измерение свободного и растворенного газа в нефти в условиях присутствия в продукции скважины пластовой воды // Нефтепромысловое дело. 2018. № 12. С. 59–63.
2. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Development of new methods and devices for measuring the total gas content, oil and water flow rates, and fluid viscosity. SPE Annual Caspian Technical Conference, Azerbaijan, Baku, 2019, 16–18 October. SPE-198421-MS. (In Eng).
3. Исаев А.А., Тахаутдинов Р.Ш., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Разработка блока измерения продукции нефтяных скважин // Нефтепромысловое дело. 2020. № 11. С. 76–80.
4. Исаев А.А., Малыхин В.И., Шарифуллин А.А. Измерение дебита и газового фактора при помощи БИПС // Нефть. Газ. Новации. 2020. № 8. С. 75–78.
5. Валеев М.Д., Курочкин Б.В., Алексеев С.В., Ибрагимов Р.Р. Методика измерений с применением установки «БИПС» «Масса и массовый расход нефтегазоводяной смеси, объем и объемный расход нефтяного газа» МН 974-2020. Казань, 2020. 14 с.

Results

1. The bench tests made it possible to determine the relative measurement errors, which were as follows:
   mass flow rate of fluid – 0,03 %;
   mass flow rate of oil – 0,02 %;
   volumetric air flow under standard conditions – 0,93 %.
2. The artificially created GOR during the test was 427,74 m^3/t.
3. The conducted engineering works made it possible to develop a portable unit for measuring the main parameters of oil well products, which is several times smaller in size than similar products, while the measured values do not exceed the required standards, and the maximum possible measured viscosity is 1 000 mP×c, which is five times greater than that of similar products.

Conclusions

1. The article presents a portable metering unit BIPS, which makes it possible to measure the mass flow rate of crude oil up to 100 t/day and the volume of undissolved gas in a product of up to 50 m^3/t.
2. Several options for connecting BIPS to a manifold are presented, and the advantages and drawbacks of each option are shown. The described options for connecting BIPS to a manifold line will enable the operator to choose the best connection option.
3. Formulae for calculating the gas-oil ratio, the errors of measurable quantities are presented, thus increasing the accuracy of measurements (calculations).
4. The values measured with the BIPS do not exceed the rates and the limits of permissible errors.

References

1. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Measurement of free and dissolved gas in oil in conditions of formation water presence in a well production. Oilfield Engineering, 2018, issue 12, P. 59–63. (In Russ).
2. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Development of new methods and devices for measuring the total gas content, oil and water flow rates, and fluid viscosity. SPE Annual Caspian Technical Conference, Azerbaijan, Baku, 2019, 16–18 October. SPE-198421-MS. (In Eng).
3. Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Development of an oil well stream metering unit. Oilfield Engineering, 2020, issue 11, P. 76–80. (In Russ).
4. Isaev A.A., Malykhin V.I., Sharifullin A.A. Flow rate and GOR metering with the use of Well Stream Metering Unit (BIPS). Oil. Gas. Innovations, 2020, issue 8, P. 75–78. (In Russ).
5. Valeev M.D., Kurochkin B.V., Alekseev S.V., Ibragimov R.R. Metering technique, using Well Stream Metering Unit (BIPS) “Mass and mass flow rate of gas-oil-water mixture, volume and volume flow rate of petroleum gas”. MN974-2020. Kazan, 2020, 14 p. (In Russ)

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

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

INTECH

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ КРС, ПНП, ГНКТ, ВНУТРИСКВАЖИННЫЕ РАБОТЫ И СУПЕРВАЙЗИНГ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И РАЗВЕТВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ. КОНТРОЛЬ СКВАЖИН. УПРАВЛЕНИЕ СКВАЖИНОЙ ПРИ ГНВП. ПРОТИВОФОНТАННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ
06-10 июня 2022, Ялта, Крым

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

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

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

Генеральный информационный партнер
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

24-27.05 2022 УФА ВДНХ ЭКСПО ул.Менделеева,158

ОРГАНИЗАТОРЫ

ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ

СОДЕЙСТВИЕ

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

АССОЦИАЦИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ И НЕФТЕХИМИКОВ РОССИИ

НАУЧНО-ПРОМЫШЛЕННАЯ АССОЦИАЦИЯ АРМАТУРОСТРОЕНИЯ

СПГ Национальная Ассоциация сжиженного природного газа

ЭНЕРГОИННОВАЦИЯ

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ЕАГО

ХИМВЕСТ

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

30-я юбилейная специализированная выставка

30 лет выставке

- Разведка и добыча нефти и газа
- IT-технологии в нефтегазовой отрасли
- СПГ: производство, транспорт, распределение
- Инновации газовой отрасли
- Автоспецтехника
- Техника и оборудование для газомоторного топлива
- Нефтегазопереработка и нефтехимия
- Системы безопасности и противопожарная техника
- Поставка и сбыт нефти, газа и нефтепродуктов

МЕРОПРИЯТИЯ ПРОВОДЯТСЯ С УЧЕТОМ ВСЕХ ТРЕБОВАНИЙ РОСПОТРЕБНАДЗОРА

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

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ТПП РФ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

VDMA Process Plant and Equipment

ЭКСПОЦЕНТР

Messe Düsseldorf

С 2002 года основной поставщик реакционного оборудования. Модернизированные установки каталитического риформинга производств аммиака и метанола. Надёжный партнер и поставщик

РЕАКЦИОННЫЕ ТРУБЫ

ПРОИЗВОДСТВО

- центробежнолитых труб парового риформинга
- радиантных змеевиков в сборе
- горячих выходных коллекторов
- фитингов и арматуры

Рабочая температура 750 °С
до 1 150 °С рабочее давление до 5,0 Н/мм^2

1 Завод полного цикла
INTEGRATED WORKS

2 Научно-технический центр
RESEARCH AND ENGINEERING CENTRE

3 Литейное производство
CASTHOUSE PRODUCTION

4 Механосборочное производство
MECHANICAL ASSEMBLY PRODUCTION

5 Производственные площади - более 10 000 м2
PRODUCTION AREA - MORE THAN 10,000 M2

6 Лаборатория контроля качества
QUALITY CONTROL LABORATORY

7 Производительность участка центробежного литья - более 1800 отливок труб в год или более 500 тонн/год
CENTRIFUGAL CASTING CAPACITY - OVER 1,800 PIPE CASTINGS PER YEAR OR MORE THAN 500 TONNES PER YEAR

8 Производительность участка статического литья - 100 тонн/год.
STATIC CASTING CAPACITY - 100 TONNES/YEAR

Данная продукция находит широкое применение на химических, нефтехимических, нефтеперерабатывающих предприятиях

Россия, 445045,
Самарская обл., г. Тольятти,
Поволжское шоссе, 32
+7 987 165 12 22
info@reactionpipes.ru
www.reactionpipes.ru

ROSSMA®

ROSSMA IIOT-AMS

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

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