№2 (87) АПРЕЛЬ 2022

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

научно-технический журнал

входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Перспективные зоны викуловской свиты

Геологическое строение нижнеаптских отложений

Флюидоупоры верхнедевонской карбонатной толщи

Изучение нетрадиционного трещинно-кавернозного резервуара

Опыт моделирования низкопроницаемых конусов выноса

ТЕХНОЛОГИИ

Опережающее бурение в строительстве скважин

Адсорбция полимеров

Нефтегазоносность мегарезервуаров

НГП

ООО «НефтеГазПерспектива»

Услуги по внутритрубной диагностике и оценке целостности трубопроводов

www.neftegazperspektiva.ru

Самарский гипсовый комбинат

SAMARAGIPS
СПЕЦИАЛИСТ ВЫСОКОЙ ПРОЧНОСТИ

Лидер поставок высокопрочного гипса, использующегося в нефтегазосервисной отрасли. 70-летний опыт работы позволяет нам создавать специальные продукты для нефтесервисных компаний.

ГИПС И ГОТОВЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОСЕРВИСА

Гипс используется в качестве базового компонента для изготовления тампонажных смесей и применяется на этапах:

- Бурения скважин
- Тампонирования скважин

Гипсовые растворы наилучшим образом зарекомендовали себя в условиях многолетнемерзлых пород и зон повышенных поглощений бурового и тампонажного раствора.

Тампонажный гипс обладает уникальной технологией производства.

Мы производим не только базовые продукты - тампонажный гипс, буровой гипс и гипс для ликвидации зон повышенных поглощений, но и индивидуальные составы с требуемыми техническими характеристиками под конкретные месторождения.

Центр технологий применения продуктов SAMARAGIPS
+7 (846) 277 79 97 (доб. 4074)
+7 (937) 991 31 24
medvedev.y@samaragips.ru
www.samaragips.ru

- Испытательные и технологические стенды
- Специализированное оборудование на высокое и сверхвысокое давление
- Системные компоненты ведущих мировых производителей: Haskel, Maximator, Pumster, Minibooster, Fox, Ponar, Wandfluh, Spir Star, Winman, Fer-ro и другие
- Маслостанции
- Разработка, инжиниринг, производство

ООО «ТД «ГИДРОПНЕВМОАГРЕГАТ»

Работаем на рынке гидравлики много лет, успешно решаем сложные задачи в области создания гидравлических систем различного назначения

Адрес: г. Москва, Костякова, 12, стр. 2, оф. 6

Телефон по РФ:
8 800 775-43-07
Для Москвы и МО:
+7 495 411-79-90, +7 495 411-79-91 I

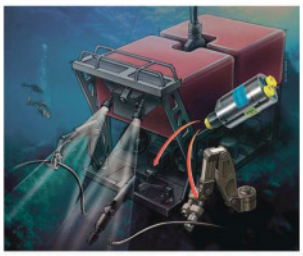
Электронная почта:
info@gpagregat.com

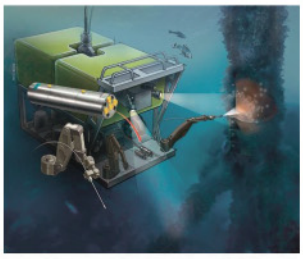
Сайт в интернете:
www.gpagregat.com n

FER-RO FOX PUMSTER MAXIMATOR BIERI SWISS HYDRAULICS miniBOOSTER BuTech WANDFLUH Hydraulics + Electronics WINMAN Lead the power... PONAR wadowice Haskel SPIR STAR

Гидропневмоагрегат — официальный представитель компании miniBOOSTER в России

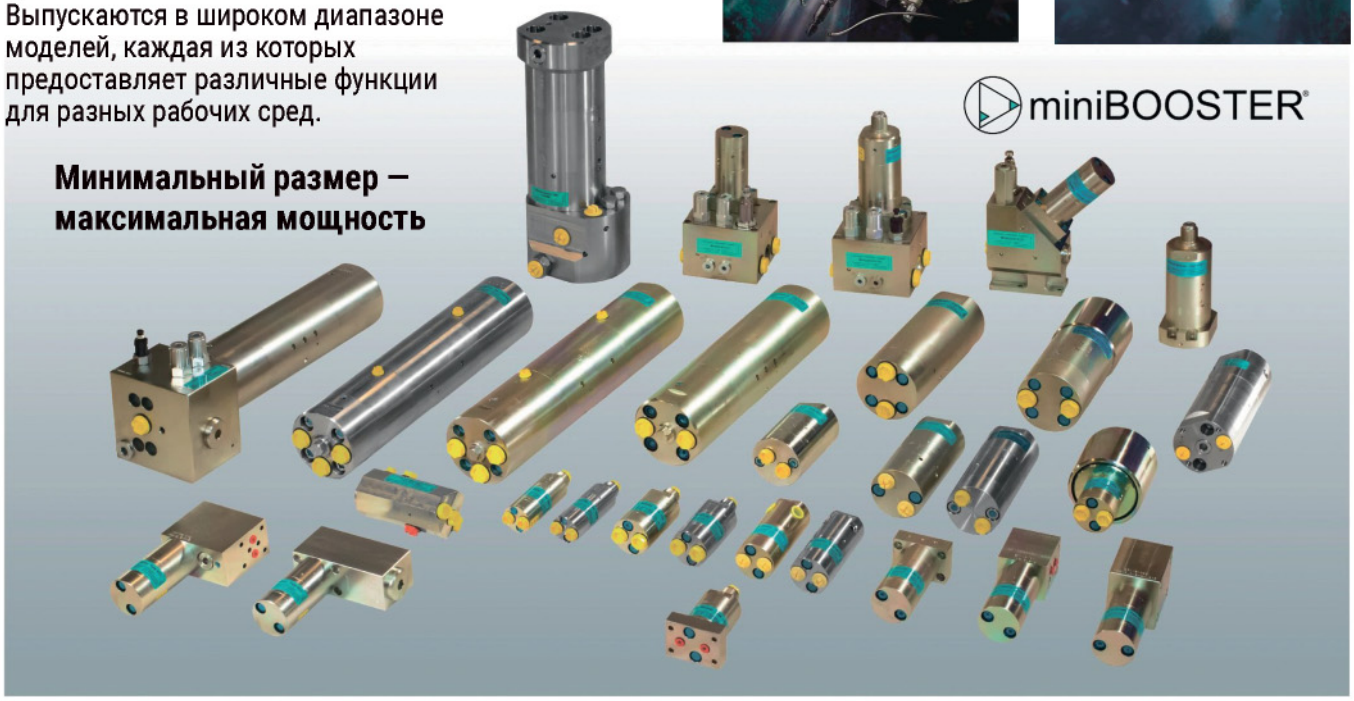
Компания MiniBOOSTER (Дания) — общепризнанный инноватор-производитель мультипликаторов давления колебательного типа, находящих применение практически для любых задач. Начиная с 1994 года, года основания компании, сотрудники компании непрерывно совершенствуют свои продукты, обеспечивая своим клиентам высокое давление, когда оно необходимо, с помощью недорогих источников низкого давления, которые у них уже есть.

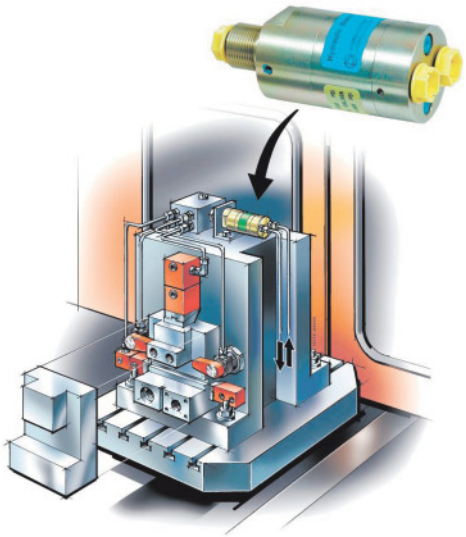


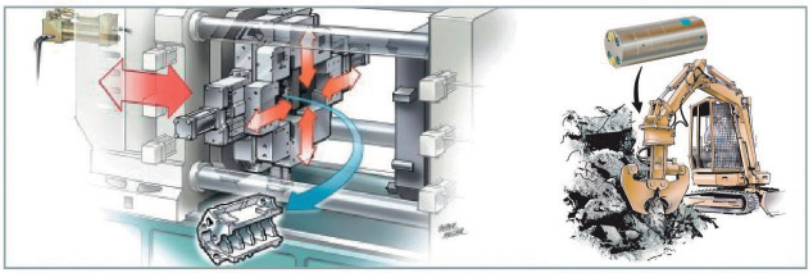


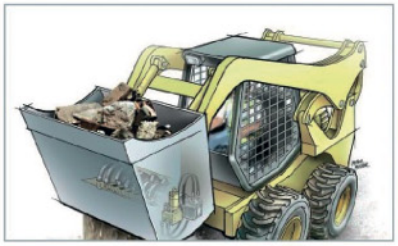
Мультипликаторы давления miniBOOSTER — это усилители давления колебательного типа, которые могут быть встроены в любые гидравлические системы низкого давления. Работают полностью автоматически, выдавая на выходе поток более высокого давления.

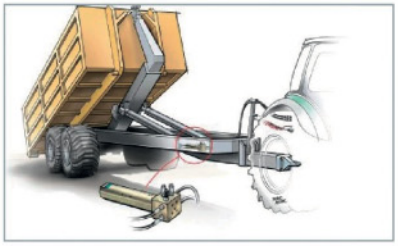
Выпускаются в широком диапазоне моделей, каждая из которых предоставляет различные функции для разных рабочих сред.











8 800 775-43-07 • www.gpagregat.com

ГидроПневмоАгрегат
гидравлика и пневматика для решения сложных задач

ДАТЧИКИ И СИСТЕМЫ

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

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ МЕХАНИЧЕСКИХ ВЕЛИЧИН

ОСНОВНЫЕ ВИДЫ ПРОДУКЦИИ:

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

УСЛУГИ

- **РЕМОНТ** — гарантийное и постгарантийное сервисное обслуживание
- **ПОВЕРКА** — первичная и межинтервальная поверка приборов. Каждый датчик проходит поверку в Ростовском ЦСМ

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

СОДЕРЖАНИЕ

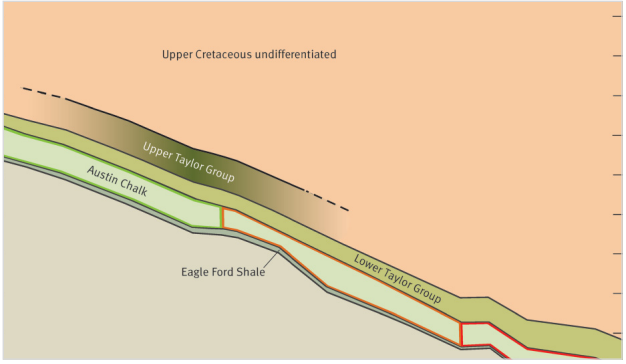
РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

14 Ильзит Е.В. Определение и прогнозирование перспективных зон пласта $ВК_1$ викуловская свита Ай-Торского поднятия с целью повышения эффективности эксплуатационного бурения скважин

20 Рамаданов А.В. Определение особенностей геологического строения нижнеаптских отложений Западной Сибири на основе уточненной литолого-фациальной модели пласта $АВ_1^{1-2}$

26 Шустер В.Л. Исследование нефтегазоносности мегарезервуаров в сложных геологических и природно-климатических условиях



31 Нигматзянова А.М. Вещественный состав флюидоупоров верхнедевонской карбонатной толщи Волго-Уральского региона и методика их выделения по данным геофизических исследований скважин

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

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 2 (87) апрель 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 04-22/07-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 18.04.2022
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.

НАДЕЖНЫЙ ПАРТНЕР И ПОСТАВЩИК

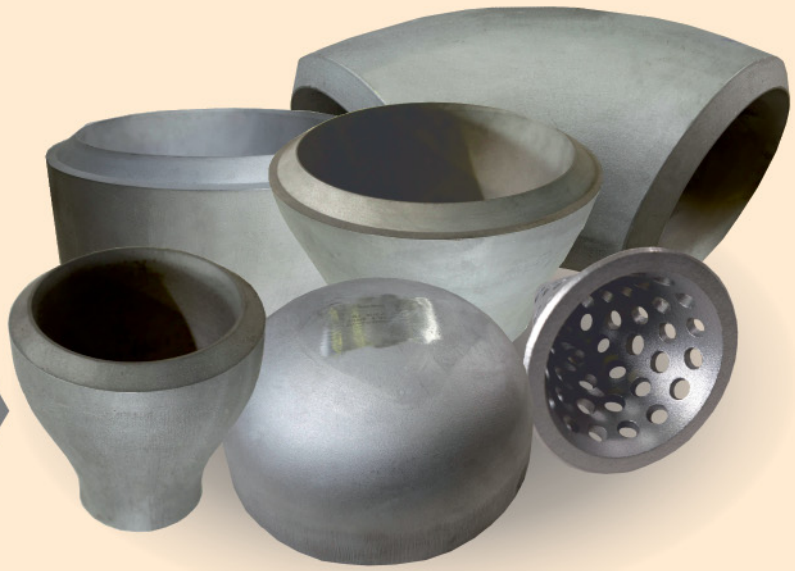
РЕАКЦИОННЫЕ ТРУБЫ

С 2002 года ООО «Реакционные трубы» — основной поставщик реакционного оборудования, модернизированных установок каталитического реформенного производства аммиака и метанола. Единственное российское предприятие, обладающее многолетним опытом производства высококачественного оборудования из жаропрочных сплавов, работающих при температуре 750–1 150 °С и рабочих давлениях до 5,0 Н/мм².

Производственные площади более **10 000 м²**

НАШИ ПРЕИМУЩЕСТВА

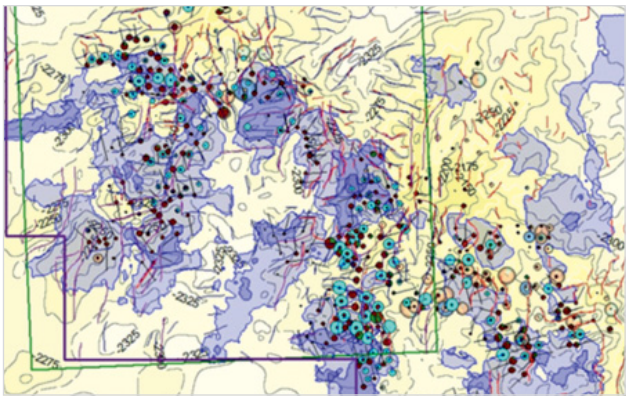
- контракты осуществляются в рублях
- производство находится на территории Российской Федерации
- высокое качество продукции
- большая производственная и ремонтная база



Россия, 445045,
Самарская обл., г. Тольятти,
Поволжское шоссе, д. 32

+7 987 937 41 39
+7 987 165 12 22
info@reactionpipes.ru
www.reactionpipes.ru

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



45 Родионова И.И. Опыт моделирования конусов выноса на примере низкопроницаемого участка Приобского месторождения

52 Старостин Н.В. АО «ПЗЭМИ»: Импортозамещение для нефтегазового комплекса-кабельные муфты

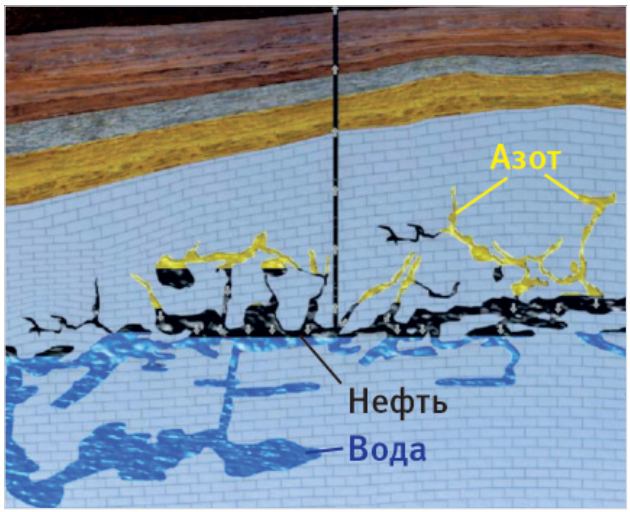
Бурение

53 Кузьмин В.Н. Опережающее бурение для сокращения сроков строительства нефтяных скважин

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

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



60 Лапин К.Г. Изучение адсорбции полимеров для условий пластов ПК Русского месторождения

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

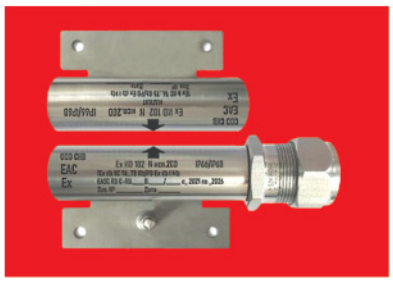
РАБОТА С КЛИЕНТАМИ:
Никифоров С.А. / serg@runeft.ru
Корнилов С.Н. / stas@runeft.ru
Сулейманов А. В. / sales@runeft.ru

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.

ООО НПП «МАГНИТО-КОНТАКТ»
ООО «СНВ»

Россия, 390027, г. Рязань, ул. Новая, 51 в, пом. Н4
8 800 350 96 27 (звонок бесплатный),
+7 (4912) 451-694, +7 (495) 320-09-97
www.m-kontakt.ru
e-mail: 451694@bk.ru

Ex ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ РАБОТЫ ВО ВЗРЫВООПАСНЫХ СРЕДАХ



IP66/IP68

ИЗВЕЩАТЕЛИ ОХРАННЫЕ МАГНИТОКОНТАКТНЫЕ ЕХ ИО 102
(1Ex db IIC T6...T5 Gb X/PB Ex db I Mb X или 1Ex db IIC T6...T5 Gb X)

Сертификат соответствия «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» ЕАЭС RU C-RU.АД07.В.03593/21. Срок действия с 06.07.2021 по 05.07.2026 г.

Предназначены для контроля положения частей конструкций и механизмов, конструктивных элементов зданий и сооружений на открывание или смещение, выполненных из магнитных или немагнитных материалов, с последующей выдачей извещения о тревоге. Блоки геркона и магнита помещены в корпуса из алюминиевого сплава или нержавеющей стали. Блок геркона комплектуется сменными кабельными вводами различных исполнений: для бронированного кабеля; для открытой прокладки кабеля; для прокладки кабеля в трубе; для прокладки кабеля в металлорукаве или комплектуется постоянно присоединенным кабелем в металлорукаве.

IP66/IP68

ЕХ КОРОБКА МЕТАЛЛИЧЕСКАЯ «СЕВЕРЛЕНД»
(маркировка 1Ex db IIC T6...T5 Gb X или 1Ex db IIC T6...T3 Gb X)

Сертификат «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» ЕАЭС RU C-RU.АД07.В.03588/21. Срок действия с 05.07.2021 по 04.07.2026 г.

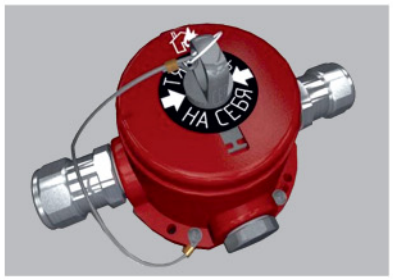
Предназначена для соединения (разветвления) сигнальных кабелей, например, в шлейфах сигнализации, линиях связи и телекоммуникаций, цепях в системах управления и автоматики, а также подключения в шлейфы оконечных устройств. Ex коробка выполнена из сплава алюминия, комплектуется сменными металлическими вводами из нержавеющей стали от 1 до 4 шт., может комплектоваться Ex заглушками. Ex коробка комплектуются керамическими или пластиковыми клеммниками. Рабочая температура Ex коробки: от -70 до +195 °С.

IP66/IP68

ДАТЧИК МАГНИТНЫЙ ГЕРКОНОВЫЙ ДМГ
(маркировка взрывозащиты 0Ex ia IIC T6 Ga X / PO Ex ia I Ma X)

Сертификат «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» ЕАЭС RU C-RU.АД07.В.04128/22. Срок действия с 19.01.2022 по 18.01.2027 г.

Может применяться в подземных выработках шахт и их наземных строениях, опасных по рудничному газу и/или горючей пыли. Датчик и магнит помещены в металлические корпуса из нержавеющей стали. Блок геркона оборудован постоянно присоединенным кабелем, может оснащаться дополнительными резисторами R, может изготавливаться с торцевой или с фронтальной рабочей зоной. Модификации: ДМГ-40 (расстояние срабатывания 40 мм), ДМГ-100 (расстояние срабатывания 100 мм), ДМГ-200 (расстояние срабатывания 200 мм).



IP66/IP68

ИЗВЕЩАТЕЛЬ ПОЖАРНЫЙ РУЧНОЙ ИПР 535-Exd-A «МОРОЗ»
(1Ex db IIC T6...T5 Db Ex tb IIIC T85oC...T100oC Db Ex ia IIIC T85oC...T100oC Da)

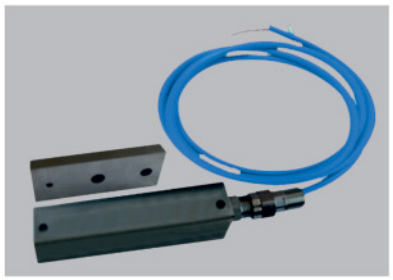
Предназначен для ручного включения сигнала тревоги на приемно-контрольном приборе, используется в помещениях зданий и сооружений различного назначения. Извещатель приводится в действие удалением чеки-застежки. Рабочая температура от -60 до +85 °С. Материал корпуса — алюминиевый сплав. Корпус извещателя может быть оборудован герметичными вводами из нержавеющей стали, предназначенными для различных вариантов прокладки кабеля количеством 2 шт. Кабельные вводы позволяют ввести: кабель круглого сечения, кабель в трубе, бронированный кабель, кабель в металлорукаве.

IP66/IP68

КНОПКА УПРАВЛЕНИЯ МАГНИТОГЕРКОНОВАЯ ЕХ ВК200
(маркировка 0Ex ia IIC T6...T5 Ga X / 1Ex mb IIC T6...T5 Gb X)

Сертификат «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах» ЕАЭС RU C-RU.АД07.В.03592/21. Срок действия с 06.07.2021 по 05.07.2026 г.

Предназначена для применения в системах безопасности объектов в качестве устройства управления различным оборудованием. Рабочая температура от - 40 до + 95°С.
Кнопка имеет нормально-разомкнутый контакт геркона и встроенный светодиодный индикатор, управляемый от внешнего контроллера. Кнопка выпускается с постоянно присоединенным кабелем, предназначена для поверхностного или врезного монтажа, имеет приводные элементы 3-х видов: выступающий, в уровень с корпусом, вдавленный.



IP66/IP68

ЗАМОК ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЙ ВЗРЫВОЗАЩИЩЁННЫЙ ЕХ-ЗАМОК FM-26
(PB Ex mb I Mb X /1Ex mb IIC T5 Gb X / Ex mb IIIC T80°C Db X / 1Ex mb IIC T5 Gb X / Ex mb IIIC T80°C Db X)

Декларация о соответствии регламента Таможенного союза «О безопасности низковольтного оборудования» ЕАЭС N RU Д-RU.НР15.В.08437/20. Срок действия с 05.10.2020 по 04.10.2025 г.

Предназначен для применения в системах безопасности объектов, в системах пожарной и охранно-пожарной сигнализаций в качестве управляемого запирающего устройства. Рабочая температура от -60 до +50 °С. Модификации: Ex-замок FM-26 330 (усилие отрыва якоря… кгс), Ex-замок FM-26 250, Ex-замок FM-26 180. Тип ввода: сменный кабельный ввод с резьбой М16. Тип штуцера: для бронированного кабеля; для открытой прокладки кабеля; для прокладки кабеля в трубе; для прокладки кабеля в металлорукаве.

CONTENT

UPSTREAM

Geology

14 Ilzit E.V. Identification and forecasting of promising zones of the VK_1 vikulovskaya suite formation of the Ai-Tor uplift in order to increase the efficiency of production drilling of wells

20 Ramadanov A.V. Determination of features of the geological structure of Lower Aptian formation of West Siberian on basis of refined lithological-facial model of reservoir AV_1^{1-2}

26 Shuster V.L. Investigation of the oil and gas potential of megareservoirs in difficult geological and climatic conditions

31 Nigmatzyanova A.M. Upper Devonian carbonate deposits seals composition Volga-Ural region and the method of their dentification based on well logging data

39 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 (justification of potentially productive intervals and fracture zones)

45 Rodionova I.I. Modeling experience of low-permeability reservoirs the case of license block of the Priobskoe field

Drilling

53 Kuzmin V.N. Advanced drilling to reduce the construction time of oil wells

Oil production

60 Lapin K.G. Assessment of polymer adsorption for the conditions of Russian field PK formations

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 2 (87) april 2022

ISSUE DATE: 18.04.2022

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: 10.24412/2076-6785-2022-2-14-18 УДК 553.982.2 I Научная статья

Определение и прогнозирование перспективных зон пласта ВК$_1$ викуловская свита Ай-Торского поднятия с целью повышения эффективности эксплуатационного бурения скважин

Ильзит Е.В.[1,2]
[1] ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [2] Нижневартовский государственный университет, Нижневартовск, Россия
evilzit@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Ценность представленного материала заключается в разработанной методике прогнозирования зон с улучшенными коллекторскими свойствами пласта ВК$_1$ в пределах Каменного (западная часть) ЛУ Красноленинского НГКМ. Разработка данного участка осложнена наличием обширных водонефтяных зон, пониженной нефтенасыщенностью, средними фильтрационно-емкостными свойствами, а также высокой неоднородностью коллектора, наличием врезанной долины и тектоническими нарушениями. Таким образом, прогнозирование перспективных зон имеет большое практическое значение, так как от предсказания зависит экономическая эффективность расставленного фонда скважин, проходка скважин по коллектору, изменение целей бурения, планирование и успешность геолого-технических мероприятий.

Материалы и методы
Материалы: исходные данные ГИС и РИГИС по 156 эксплуатационным скважинам, в качестве входных данных использовались поверхностные характеристики параметров, рассчитанные из амплитудных кубов в двух вариантах обработки с привлечением седиментологического описания керна 11 разведочных скважин.
Методы: комплексный анализ геолого-геофизической информации, проведение динамического анализа, построение карт спектральной декомпозиции, седиментологическое описание керна с анализом условий осадконакопления, поиск и подбор количественных критериев для выделения перспективных зон.

Ключевые слова
пласт-коллектор, улучшенные коллекторские свойства, прибрежно-морские условия осадконакопления, распределительные каналы, эффективные толщины, фильтрационно-емкостные свойства, коэффициент нефтенасыщенности, Ай-Торское поднятие, Красноленинский свод

Для цитирования
Ильзит Е.В. Определение и прогнозирование перспективных зон пласта ВК$_1$ викуловская свита Ай-Торского поднятия с целью повышения эффективности эксплуатационного бурения скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 14–18. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-14-18

Поступила в редакцию: 10.04.2022

UDC 553.982.2 I Original Paper

Identification and forecasting of promising zones of the VK$_1$ vikulovskaya suite formation of the Ai-Tor uplift in order to increase the efficiency of production drilling of wells

Ilzit E.V. [1,2]
[1] "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, [2] Nizhnevartovsk State University, Nizhnevartovsk, Russia
evilzit@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The value of the work lies in the developed methodology for predicting zones with improved reservoir properties of the VK$_1$ formation within the Kamenny (western part) license area of the Krasnoleninskoye oil and gas condensate field. The development of this area is complicated by the presence of extensive oil-water zones, low oil saturation, average reservoir properties, as well as high heterogeneity of the reservoir, the presence of an incised valley and tectonic disturbances. Thus, the forecasting of promising areas is of great practical importance, since the economic efficiency of the well stock, the drilling of wells along the reservoir, the change in drilling goals, the planning and success of geological and technical measures depend on the prediction.

Materials and methods
Materials: the initial GIS and RIGIS data for 156 production wells were used as input data, surface characteristics of parameters calculated from amplitude cubes in two processing variants involving sedimentological description of the core of 11 exploration wells.
Methods: complex analysis of geological and geophysical information, dynamic analysis, construction of spectral decomposition maps, sedimentological description of the core with analysis of sedimentation conditions, search and selection of quantitative criteria for identifying promising zones.

Keywords
reservoir, improved reservoir properties, coastal-marine conditions of sedimentation, distribution channels, effective thicknesses, reservoir properties, oil saturation coefficient, Ai-Tor uplift, Krasnoleninsky arch

For citation
Ilzit E.V. Identification and forecasting of promising zones of the VK$_1$ vikulovskaya suite formation of the Ai-Tor uplift in order to increase the efficiency of production drilling of wells. Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. 14–18. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-14-18

Received: 10.04.2022

Введение

Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) расположено в западной части ХМАО Тюменской области, центр нефтедобычи находится в г. Нягань. В Красноленинскую группу входит несколько месторождений: Каменное, Талинское, Ем-Ёговское, Северо-Каменное, Пальяновское, Ингинское, Восточно-Ингинское, Поттымско-Ингинское, Елизаровское и Лебяжье. Сегодня в разработке нефтяной компании «Роснефть» находятся 2 площади: Ем-Ёговская и Каменная, в пределах которых сосредоточено 63 % запасов нефти Красноленинского НГКМ (рис. 1). Основные объекты эксплуатационного бурения — пласты $ВК_{1–3}$ и пласты $ЮК_{2–9}$. Перспективы дальнейшего бурения связывают с пластами П ($ЮК_1$) и БГ, а также с отложениями доюрского комплекса (ДЮК).

Объектом изучения стал участок на северо-западе Каменного ЛУ, название которого приурочено к структурному элементу — Ай-Торскому поднятию. Разработка данного участка осложнена неоднородностью коллекторов, что приводит к неравномерной выработке запасов за счет прорыва вод (пластовых или нагнетаемых) по высокопроницаемым прослоям и с образованием застойных зон в линзах, а также в межскважинном пространстве в слабодренируемых коллекторах. Наличие зон с невыработанными запасами обусловлено тем, что продуктивные пласты хоть и вскрываются на полную толщину, но в силу достаточно высокой вертикальной неоднородности пластов выработка запасов нефти в первую очередь происходит из высокопроницаемых частей [1]. Это приводит к опережающему продвижению воды (в условиях достаточно эффективного естественного и искусственного водонапорного режима) и соответственно к прогрессирующему обводнению добываемой продукции.

Задачи работы связаны с подбором количественных критериев для выделения перспективных областей, которые в дальнейшем помогут оптимизировать размещение проектного фонда и повысить эффективность эксплуатационного бурения скважин. Для этого необходимо не только детально проанализировать геологическое строение исследуемого участка, но и уточнить условия осадконакопления продуктивных пластов.

Палеогеографические особенности формирования пластов $ВК_1$ Каменной площади

В работе рассматривается западная часть Каменного лицензионного участка, принадлежащая АО «РН-Няганьнефтегаз». На палеогеографической карте интервала $ВК_1$, построенной ООО «ТННЦ» в 2009 г., видно, что пласт $ВК_1$ образовался в прибрежно-морских условиях и сложен дельтовым комплексом.

Исследуемый участок Ай-Торского поднятия находится на севере Каменной площади в ближней зоне шельфа и приурочен к фациям подводной дельтовой равнины. Подробная палеогеография Ай-Торского участка приведена на картах спектральной декомпозиции (рис. 2). В интервале пласта $ВК_1$ окно ОГ М1 +2/0 мс белым цветом подсвечиваются врезанные палео-долины пластов $ВК_2$ и $ВК_3$: Кальмановская (на севере) и Сеульская (на юге). На перетоке двух палео-долин в северо-западном направлении сформировался распределительный канал дельтовой системы, который ранее не картировался на палеогеографических картах.

Седиментологический анализ разведочных скважин

Седиментологический анализ фонда разведочных скважин Ай-Торского поднятия подтвердил сформировавшуюся модель осадконакопления — дельты волнового типа. Также подтверждается генезис отложений, приуроченный к фациям подводной дельтовой равнины с характерным преобладанием волновой энергии. Основными диагностическими признаками дельтовых отложений на данном участке являются [2]:

- наличие на значительном расстоянии выдержанных удлиненных мощных песчаных тел;
- развитие в нижней части разреза существенно глинистых отложений продельты, а в верхней — осадков, близких по вещественному составу и структурно-текстурным характеристикам аллювиальным образованиям;
- наличие в верхней части разреза отложений, несущих следы вырождения дельтового комплекса;
- присутствие в осадках остатков солоноводной морской фауны в глинистой части разреза и пресноводной наземной — в песчаной;
- одновременное присутствие в осадках остатков морской фауны и континентальной флоры.

Наибольший интерес вызвала эксплуатационная скважина № x213 с отбором керна, пробуренная на северо-западе Ай-Торского поднятия в 2019 г. (рис. 3). Скважина № x213 попадает в центр распределительного канала и решает дилемму его образования. Седиментологическое описание скважины подтвердило, что отложения сформированы в условиях продельтового склона — глинистая часть разреза и фронта дельты — песчаная часть. В детальном седиментологическом описании керна с анализом условий осадконакопления скважины № x213 отмечается:

- переслаивание тонко-мелкозернистых слабосцементированных песчаников с мелкозернистыми глинистыми алевролитами, что говорит о приливно-отливной деятельности моря;
- ихновиды, характеризующие приливно-отливную дельту, представлены комплексами Palaeophycus, Planolites, Zoophycos. Данные виды предпочитают жесткие воды с изменчивым влиянием приливно-отливной энергии и морской среды;
- отложения дистальной части фронта дельты — интенсивно биотурбированные — характеризуют медленную и непрерывную скорость седиментации;
- встречаются органические остатки: углефицированный растительный детрит, что является маркером дельтовых проток и каналов.

По седиментационной модели меловых отложений восточной части Каменного месторождения (скв. № 30109, 93123, 31627, 9301 и 203Р) — генезис отложений подводно-дельтовый [3]. Ранее в работах уже встречался подобный разрез в скважине № 93123, который картировался как дистрибутивный канал дельты низкого стояния. Песчаные осадки диагностировались, как отложения

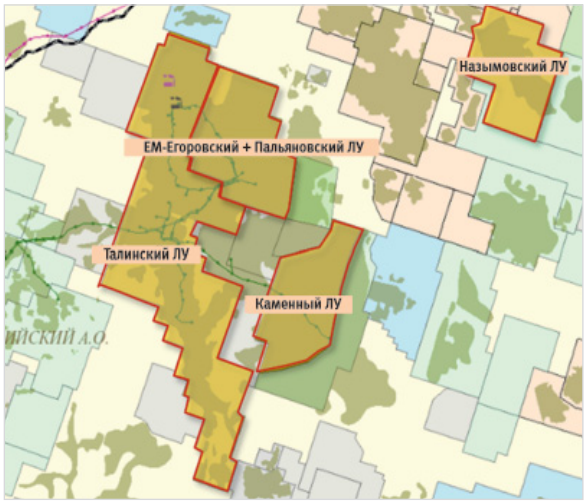


Рис. 1. Обзорная схема ЛУ Красноленинского НГКМ
Fig. 1. Overview scheme of the license areas of the Krasnoleninsky field

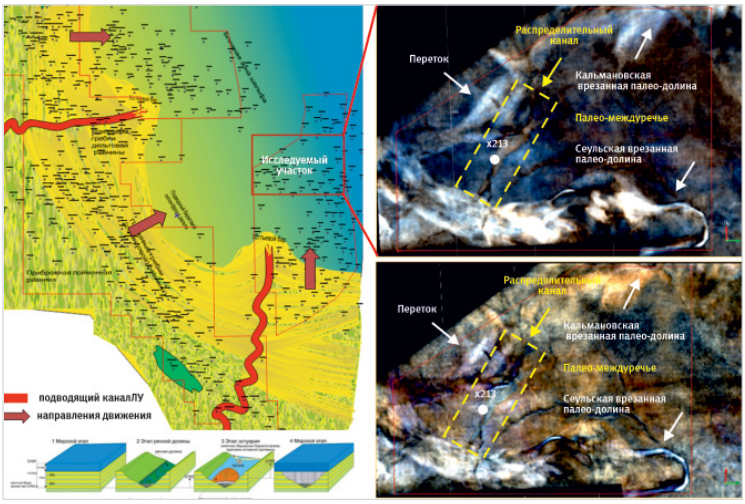


Рис. 2. Палеогеографическая карта интервала пласта $ВК_1$ (ТННЦ, 2009). Карты спектральной декомпозиции в интервале пласта $ВК_1$ (окно ОГ М1 +2/0 мс и -8/0 мс; ПО OpendTect)
Fig. 2. Paleogeographic map of the interval of the VK_1 formation (TNNC, 2009). Spectral decomposition maps in the interval of the formation VK_1 (the window of OG M1 +2/0 ms and -8/0 ms; OpendTect)

активных русел, перемежающихся с небольшими слоями паводков и отмерших русел. Хочется отметить, что зернистость пород в распределительном канале увеличивается снизу вверх, что является отличием от устьевых баров, в которых зернистость пород в разрезе снизу вверх уменьшается. Опесчаниность и выдержанность коллектора в пласте $ВК_1$ скважины № x213 указывают на изолированность распределительного канала от сильной приливно-отливной деятельности моря. Высокие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) говорят про активную гидродинамику канала, благодаря которой происходила хорошая сортировка материала.

По данным описания керна разведочных скважин за пределами распределительного канала отмечаются текстурно-выраженные кратковременные события высокой энергии: штормы, которые чередуются с более длительными условиями малой энергии при спокойной погоде. Породы-коллекторы такого генезиса (темпеститы) имеют высокую расчлененность и наиболее неблагоприятные фильтрационно-емкостные свойства для разработки [4]. Таким образом, в керне на дельтовый генезис отложений указывают низкая и средняя степень разнообразия следов жизнедеятельности ископаемых организмов, трещины синерезиса, возникающие в результате растрескивания субстрата при смешивании пресных и соленых вод, конседиментационные микросбросы и текстуры оползания, свидетельствующие об отложении в условиях склона при избыточном поступлении осадка.

Определение и прогнозирование перспективных зон пласта $ВК_1$

Согласно предыдущей стратегии бурения на данном участке было запланировано бурение трех перспективных кустовых площадок: 132, 404 и 314. Планировалось бурение 18 скважин: 13 горизонтальных и 5 наклонно направленных. Эксплуатационное бурение началось с куста 132, на котором никаких отклонений от геологических и технических показателей не отмечалось. При бурении кустов 314 и 404 на ЭО $ВК_{1-3}$ был встречен пласт с улучшенными коллекторскими свойствами, где прослеживались высокие значения пористости, проницаемости, коэффициента нефтенасыщенности и эффективной толщины (табл. 1).

Подбор количественных критериев для выделения перспективных зон пласта $ВК_1$ с улучшенными коллекторскими свойствами

По результатам бурения удалось сформировать количественные критерии для выделения пласта с улучшенными коллекторскими свойствами по площади. Такой пласт-коллектор характеризуется высокими эффективными толщинами, улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами и низкой обводненностью скважин.

Первый критерий — эффективные толщины

На исследуемом участке пробурено 156 скважин, объектом разработки которого является пласт $ВК_1$. Пласт $ВК_1$ подразделяется на три циклита: $ВК_{1-1}$, $ВК_{1-2}$ и $ВК_{1-3}$ [5].

Циклит $ВК_{1-3}$ наиболее перспективен в осевой части залежи, которая на сегодняшний день полностью разбурена. При разбуривании краевых частей залежи горизонтальными скважинами вскрывается водонефтяная зона, что приводит к быстрой и высокой их обводненности. Наиболее надежным объектом для бурения скважин является циклит $ВК_{1-2}$, так как его эффективные толщины выдержаны по вертикали, имеют площадное распространение и удалены от водонефтяной зоны. При вскрытии скважиной пласта с улучшенными коллекторскими свойствами в циклите $ВК_{1-2}$ появляются дополнительные перспективы бурения. По сравнению с циклитом $ВК_{1-2}$, где встречаются выдержанные коллектора, в циклите $ВК_{1-1}$ коллектора маломощные и бурение на них нецелесообразно.

На картах поверхностного атрибута «длина дуги» (рис. 4) представлено ранжирование скважин по эффективным толщинам. Атрибут «длина дуги» измеряет неоднородность отражения и используется для количественной оценки латерального изменения формы сигнала. С использованием данного атрибута в интервале пласта $ВК_1$ удалось рассмотреть характеристики сейсмического поля и его производных, которые помогли сузить зону поиска и определить предполагаемые границы перспективных областей. На первой карте, представленной для циклита $ВК_{1-1}$, количество скважин

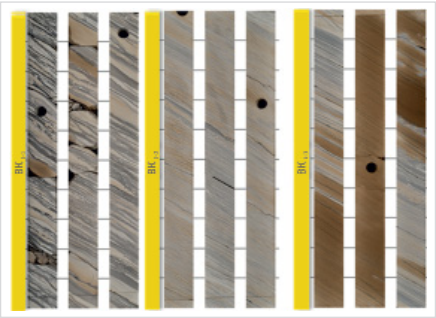


Рис. 3. Каменный ЛУ, скважина № x213, интервал $ВК_{1-1}$ (Циклит викуловской свиты) 1 564–1 566 м; $ВК_{1-2}$ 1 571–1 573 м; $ВК_{1-3}$ 1 579–1 581 м
Fig. 3. Kamenny license area, well № x213, interval VK_{1-1} (Cyclite of the Vikulovskaya Formation) 1 564–1 566 m; VK_{1-2} 1 571–1 573 m; VK_{1-3} 1 579–1 581 m

Табл. 1. Сравнение технических и геологических показателей пласта $ВК_1$
Tab. 1. Comparison of technical and geological parameters of the VK_1 formation

Показатели	За пределами перспективной зоны	Перспективная зона
Тип залежи: пластово-сводовая, тектонически, стратиграфически и литологически экранированная		
Тип коллектора	поровый	
Средняя эффективная толщина/общая толщина, м	3,7/16,3	7,1/20,1
Коэффициент пористости, доли ед.	0,23	0,28
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,46	0,57
Дебит нефти, т/сут.	33,9	51,2
Коэффициент продуктивности, м³/сут/атм	2,1	4,8

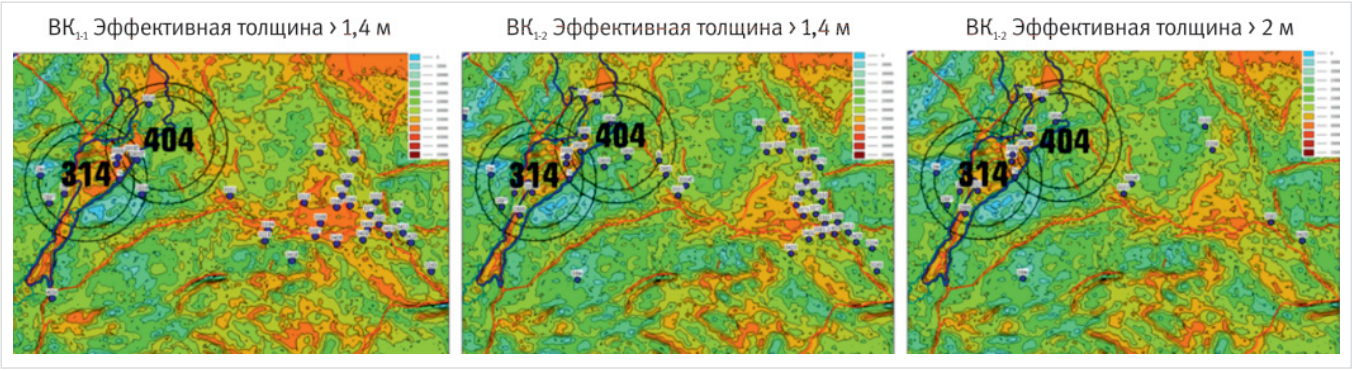


Рис. 4. Карта поверхностного атрибута «длина дуги» по кубу суммарных амплитуд с ранжированием скважин по эффективным толщинам
Fig. 4. Map of the surface attribute "arc length" by the cube of total amplitudes with ranking of wells by effective thicknesses

со средними значениями эффективных толщин составляет 23 % от общего фонда скважин. На второй карте представлен циклит $ВК_{1-2}$, количество скважин с эффективной толщиной больше 1,4 м возрастает и составляет 28 %. Это подтверждает, что эффективные толщины циклита $ВК_{1-2}$ больше, чем в циклите $ВК_{1-1}$. На третьей карте показаны скважины с максимальными эффективными толщинами, как видно на карте, количество скважин сокращается до 13 %. Скважины с максимальными значениями эффективной толщины концентрируются в оконтуренной зоне и на склоновой части участка в северо-восточном направлении.

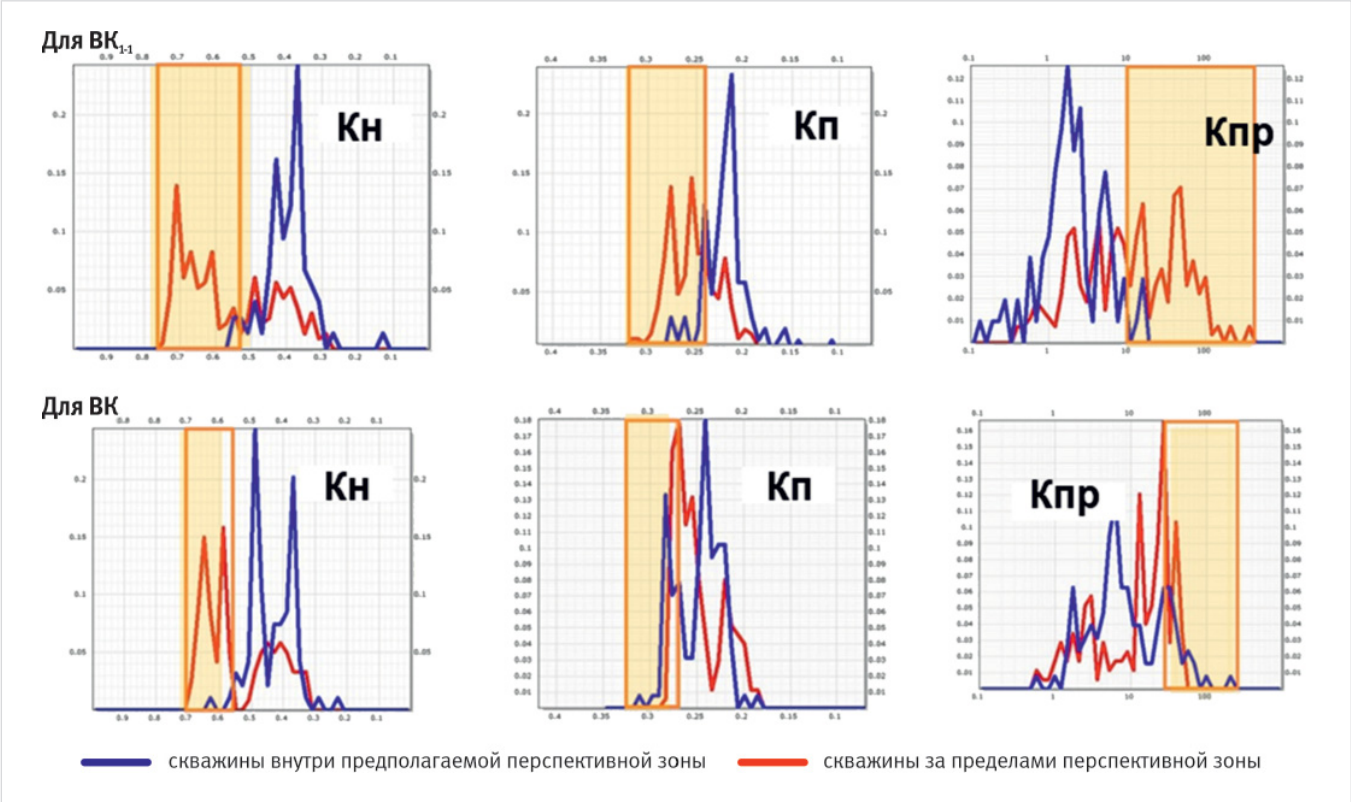


Рис. 5. Гистограмма распределения ФЕС по циклитам $ВК_{1-1}$ и $ВК_{1-2}$ и численные показатели перспективной зоны
Fig. 5. Histogram of the distribution of filtration-capacitance properties by cyclites VK_{1-1} and VK_{1-2} and numerical indicators of the perspective zone

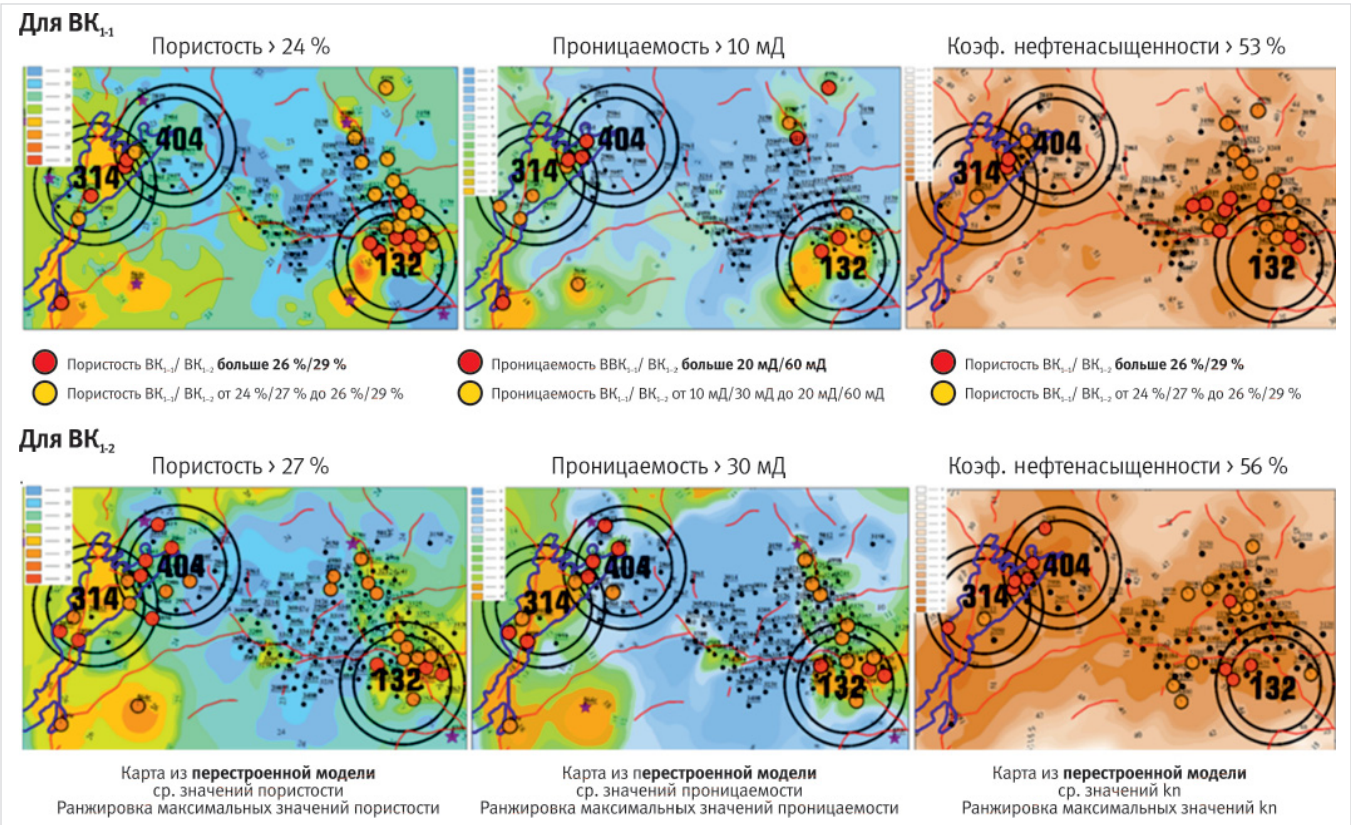


Рис. 6. Второй критерий выделения перспективных зон: фильтрационно-емкостные свойства и коэффициент нефтенасыщенности
Fig. 6. The second criterion for identifying promising zones is filtration: capacitance properties and oil saturation coefficient

Выделенные зоны являются наиболее перспективными для бурения по первому количественному критерию.

Второй критерий — фильтрационно-емкостные свойства и коэффициент нефтенасыщенности

Гистограммы распределения ФЕС подтверждают, что в разрезе присутствует зона с «аномальными» значениями. В выделенной перспективной зоне, по картам поверхностного атрибута «длина дуги», в циклите $ВК_{1-1}$ отмечаются повышенные значения ФЕС и Кн. В циклите $ВК_{1-2}$ «аномальные» значения отмечаются только в Кн. Скважины за пределами этой зоны характеризуются стандартными для пластов $ВК_1$ ФЕС (рис. 5).

Анализ распределения ФЕС по площади подтвердил не только «аномальные» значения в выделенной перспективной зоне, но и в склоновой части залежи. Данные области приурочены к зонам улучшенных коллекторов для двух циклитов $ВК_{1-1}$ и $ВК_{1-2}$. В циклите $ВК_{1-1}$ для перспективной зоны и склоновой части залежи значения пористости варьируются от 24 до 30 %, проницаемости от 10 до 52 мД, коэффициента нефтенасыщенности от 53 до 64 %. Для циклита $ВК_{1-2}$ значения пористости варьируются от 27 до 32 %, проницаемости от 30 до 86 мД, коэффициента нефтенасыщенности от 56 до 72 % (рис. 6).

Таким образом, самым надежным критерием деления является коэффициент нефтенасыщенности, так как он подтверждается в двух циклитах и значения в перспективной зоне значительно выше, чем за ее пределами. Для циклитов $ВК_{1-1}$ и $ВК_{1-2}$ скважины, имеющие эффективную толщину больше 1,4 м, составили 23 % и 28 % соответственно от общего числа скважин на Ай-Торском участке. Граничное значение по эффективным толщинам в 2 м сократило радиус поиска и сконцентрировало 13 % скважин от общего фонда в условно оконтуренной зоне улучшенных коллекторов.

Итоги

Разработаны критерии выделения перспективных зон пласта-коллектора в пределах исследуемого участка. Полученные в процессе работы результаты позволяют наглядно оценить зоны развития коллекторов с улучшенными ФЕС на территории Красноленинского свода и перспективы их нефтегазоносности.

Выводы

Сформированы количественные критерии для выделения перспективных зон пласта $ВК_1$ с улучшенными коллекторскими свойствами. Выделенные перспективные зоны характеризуются высокими эффективными толщинами, коэффициентом нефтенасыщенности и улучшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Самым надежным критерием деления является коэффициент нефтенасыщенности, так как он подтверждается в двух циклитах.

Предложенная модель осадконакопления — дельта с характерным преобладанием волновой энергии — подтверждается данными седиментологического анализа. Пробуренная скважина № x213 подтвердила гипотезу о том, что генезис найденного канала принадлежит к фациям подводной дельтовой равнины. Найденное геологическое тело является проградирующим дистрибутивным каналом дельты низкого стояния. Дальнейшие перспективы бурения связаны с поиском дельтовых каналов, в которых отмечаются высокие эффективные толщины и ФЕС.

Литература

1. Хуснуллина Г.Р. Геологическое строение и условия формирования продуктивных пластов викуловской свиты Красноленинского месторождения нефти (Западная Сибирь). Автореферат диссертации. Тюмень, 2014. 16 с.
2. Лебедев А.И. Фациальный и седиментологический анализ кернового материала с целью оптимизации поисков залежей УВ в пластах группы $ВК_1$ и $ВК_2$ Каменного месторождения: отчет о НИР. Тюмень, 2009, 2010. 98 с.
3. Барабошкин Е.Ю. Разработка седиментационной модели меловых отложений по скважинам Каменного лицензионного участка (Красноленинское месторождение). М.: АО «ЛУКОЙЛ», 2010.
4. Александров А.А., Белкина В.А., Казанская Д.А. Особенности геологического строения темпеститов в отложениях викуловской свиты // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2015. № 5. С. 10–15.
5. Алексеев В.П., Лебедев А.И., Прядко А.В., Федоров Ю.Н., Хуснуллина Г.Р. Фациальная корреляция пласта $ВК_1$ (Красноленинское месторождение) в автоматизированном режиме // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2011. № 4 (88). С. 9–14

ENGLISH

Results

The paper develops criteria for the allocation of promising reservoir zones within the study area. The results obtained in the course of the work allow us to visually assess the halos of the development of reservoirs with improved filtration and capacitance properties on the territory of the Krasnoleninsky arch and the prospects for their oil and gas potential.

Conclusions

Quantitative criteria have been formed to identify promising zones of the VK_1 formation with improved reservoir properties. The selected promising zones are characterized by high effective thicknesses, oil saturation coefficient and improved filtration and capacitance properties. The most reliable division criterion is the oil saturation coefficient, as it is confirmed in two cyclites.

The proposed sedimentation model is a delta with a characteristic predominance of wave energy, confirmed by sedimentological analysis data. The drilled well № x213 confirmed the hypothesis that the genesis of the found channel belongs to the facies of the underwater delta plain. The found geological body is a propagating distributive channel of the low-standing delta. Further drilling prospects are associated with the search for delta channels, in which high effective thicknesses and filtration-capacitance properties are noted.

References

1. Khusnullina G.R. Geological structure and conditions of formation of productive layers of the Vikulov formation of the Krasnoleninsky oil field (Western Siberia). Dissertation for the degree of Candidate of Geol.-mineral, sciences. Tyumen, 2014. (In Russ).
2. Lebedev A.I. Facies and sedimentological analysis of core material in order to optimize the search for hydrocarbon deposits in the layers of the VK_1 and VK_2 groups of the Kamennoye deposit: research report. Tyumen, 2009, 2010, 98 p. (In Russ).
3. Baraboshkin E.Yu. Development of a sedimentation model of Cretaceous deposits by wells of the Kamenny license area (Krasnoleninskoye field). Moscow: LUKOIL JSC, 2010. (In Russ).
4. Alexandrov A.A., Belkina V.A., Kazanskaya D.A. Features of the geological structure of tempestites in the deposits of the Vikulov formation. Oil and Gas Studies. 2015. issue. P. 10–15. (In Russ).
5. Alekseev V.P., Lebedev A.I., Pryadko A.V., Fedorov Yu.N., Khusnullina G.R. Facies correlation of the VK_1 formation (Krasnoleninskoye field) in the automated mode. Izvestiya Vysshikh Uchebnykh Zavedeniy. Oil and gas. 2011, issue 4, P. 9–14. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ильзит Екатерина Викторовна, ведущий специалист ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, аспирант, Нижневартовский государственный университет, Нижневартовск, Россия
Для контактов: evilzit@tnnc.rosneft.ru

Ilzit Ekaterina Viktorovna, leading specialist, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia graduate student, Nizhnevartovsk State University, Nizhnevartovsk, Russia
Corresponding author: evilzit@tnnc.rosneft.ru

Самарский государственный технический университет (СамГТУ)

САМАРСКИЙ ПОЛИТЕХ
Опорный университет

СамГТУ сегодня – это крупный научно-образовательный центр региона, где ведется подготовка специалистов для энергетической, нефтегазодобывающей, химической и нефтехимической, машиностроительной, транспортной, пищевой, оборонной отраслей, сферы информационных технологий, приборостроения, автоматизации и управления в технических системах, материаловедения и металлургии, биотехнологий, промышленной экологии.
В перечне основных профессиональных образовательных программ СамГТУ представлены программы всех уровней высшего образования.

ИНСТИТУТ нефтегазовых технологий (ИНГТ СамГТУ)

осуществляет многоуровневую подготовку обучающихся по следующим образовательным программам высшего образования:

Бакалавриат

- Бурение нефтяных и газовых скважин
- Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти
- Охрана окружающей среды и рациональное использование природных ресурсов
- Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки
- Оборудование нефтегазопереработки
- Машины и оборудование нефтяных и газовых промыслов

Специалитет

- Геология месторождений нефти и газа
- Физические процессы нефтегазового производства

Магистратура

- Промышленная экология и рациональное использование природных ресурсов
- Мониторинг территорий с высокой антропогенной нагрузкой
- Техносферная безопасность в нефтегазовой отрасли
- Пожарная и промышленная безопасность объектов нефтегазовой отрасли
- Строительство наклонно-направленных и горизонтальных скважин
- Разработка нефтяных месторождений
- Трубопроводный транспорт углеводородов

Аспирантура

- Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений
- Геоэкология (в нефтегазовой отрасли)
- Экология (в нефтегазовой отрасли)
- Технология бурения и освоения скважин
- Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Институт дополнительного образования Самарского государственного технического университета (ИДО СамГТУ)

ПРОГРАММЫ ПЕРЕПОДГОТОВКИ ОТ 256 ЧАСОВ

Формы занятий: тренинги, лекции, дискуссии, круглые столы, деловые игры, лабораторные практикумы и практические занятия в тренажерных классах. Объем и содержание программ корректируются по потребности предприятия.

- **Организация, проведение обучения и повышение квалификации**
- **Переподготовка кадров среднего и высшего профессионального образования**
- **Обучение рабочим специальностям**
- **Обучение по всем лицензированным направлениям и специальностям, аттестация, выдача документов установленного образца**

Институт нефтегазовых технологий
Россия, г. Самара, ул. Ново-Садовая, д. 10, каб. 102
+7 (846) 279-03-20
ingt@samgtu.ru
www.samgtu.ru/ingt

Дирекция ИДО СамГТУ
Россия, г. Самара, ул. Первомайская, д. 18, каб. 415
+7 (846) 242-36-95
+7 (846) 279-03-34
ido@samgtu.ru
www.ido.samgtu.ru
www.umac.samgtu.ru

САМАРСКИЙ ПОЛИТЕХ
Опорный университет

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-20-23 УДК 552.2 I Научная статья

Определение особенностей геологического строения нижнеаптских отложений Западной Сибири на основе уточненной литолого-фациальной модели пласта AB_1^{1-2}

Агишев Э.Р., Жданов Л.М., Рамаданов А.В., Рамаданова Д.А., Воронина А.Н., Карарова А.З.
ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
ramanton@yandex.ru

Аннотация
В статье авторами уточняется геолого-фациальная модель песчано-алеврито-глинистых пород горизонта AB_1^{1-2} с «рябчиковой» текстурой. Работа основана на анализе отбора керна в интервалах слабопроницаемых сильнозаглинизированных коллекторов. Проведенные исследования актуализировали текущее представление о литолого-фациальных особенностях пласта. На результатах представленного анализа будет основана собственная петрофизическая модель пласта, позволяющая повысить детальность выделения в разрезе интервалов коллектора и установить петрофизические зависимости.

Материалы и методы
Данные детального описания и исследований кернового материала и геофизических исследований скважин (ГИС).
Статистическая обработка данных керна, литолого-фациальный анализ, корреляция ГИС.

Ключевые слова
сложнопостроенный низкопроницаемый коллектор, литолого-фациальная модель, коллектор типа «рябчик», трудноизвлекаемые запасы

Для цитирования
Агишев Э.Р., Жданов Л.М., Рамаданов А.В., Рамаданова Д.А., Воронина А.Н., Карарова А.З. Определение особенностей геологического строения нижнеаптских отложений Западной Сибири на основе уточненной литолого-фациальной модели пласта AB_1^{1-2} // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 20–23. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-20-23

Поступила в редакцию: 04.04.2022

UDC 552.2 I Original Paper

Determination of features of the geological structure of Lower Aptian formation of West Siberian on basis of refined lithological-facial model of reservoir AV_1^{1-2}

Agishev E.R., Zhdanov L.M., Ramadanov A.V., Ramadanova D.A., Voronina A.N., Kararova A.Z.
"RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia
ramanton@yandex.ru

Abstract
In this paper, the authors refine the geological-facial model of sandy-silty-clayey rocks of the AV_1^{1-2} horizon with "ryabchik" texture. The work is based on new coring data in intervals of weakly permeable strongly clayey reservoirs. The conducted studies updated current understanding of lithofacies features of the reservoir. Based on results of the presented analysis, an own petrophysical reservoir model is based, which makes it possible to increase detail of identification productive intervals and establish petrophysical dependencies.

Materials and methods
Detailed description and studies of core material, geophysical well logging.
Statistical processing of core data, lithofacies analysis, well correlation.

Keywords
complicated low-permeability reservoir, lithologic-facial model, "ryabchik" reservoir, hard-to-recover reserves

For citation
Agishev E.R., Zhdanov L.M., Ramadanov A.V., Ramadanova D.A., Voronina A.N., Kararova A.Z. Determination of features of the geological structure of Lower Aptian formation of West Siberian on basis of refined lithological-facial model of reservoir AV_1^{1-2}. Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. 20–23. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-20-23

Received: 04.04.2022

Уточнение геолого-фациальной модели песчано-алеврито-глинистых пород горизонта AB_1^{1-2} с «рябчиковой» текстурой

На группе месторождений одного из недропользователей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции повсеместно распространен горизонт песчано-алеврито-глинистых отложений AB_1^{1-2}, входящий в состав группы пластов AB_1. Согласно региональным стратиграфическим схемам [6, 8] горизонт AB_1^{1-2} относится к нижней подсвите алымской свиты и сформировался в апт-альбское время.

Уточнение геологической модели группы месторождений основывалось на изучении фациальной характеристики отложений [1]. По керну рассматривались такие показатели, как цвет породы, текстура, состав аутигенных минералов, гранулометрическая характеристика, состав цемента, фильтрационно-емкостные свойства. Методами

промысловой геофизики определялся литологический состав в скважинах без отбора керна (песчаники, глины, алевролиты), по форме диаграмм методов ПС и ГК определялась последовательность изменения литологии по разрезу [7].

Материалом для фациальной характеристики отложений пласта $АВ_1^{1-2}$ являлся керн 51 скважины. Исследовано 1 128 образцов керна. По результатам макроописания кернового материала и пришлифованных кусочков в отложениях пласта $АВ_1^{1-2}$ отмечаются следующие типы пород: аргиллит слоистый алевритистый, алевролит глинистый, песчаник мелкозернистый тонкослоистый алевритистый с линзочками глинистого материала. Ниже представлено микро- и макроописание выделенных типов.

Аргиллиты темно-серые алевритистые, с неровным изломом, со слойками углистого растительного детрита и линзами мелко-тонкозернистого песчаника. Текстура субгоризонтальная и линзовидная слоистая, подчеркнутая алевролитом крупнозернистым и нарушенная интенсивной биотурбацией (Chondrites, Asterosoma, Scolicia и др.) (рис. 1 а–г).

Алевролиты светло- и темно-серые крупнозернистые и мелко-крупнозернистые, со светло-серыми прослоями и линзами песчанистого алевролита, а также со слойками аргиллита темно-серого алевритистого и тонкими слойками углистого материала. Текстура субгоризонтальная, линзовидная, флюидальная, прерывистая слоистость участками нарушена биотурбацией (Planolites, Asterosoma и др.) (рис. 2).

Под микроскопом алевролит мелко-крупнозернистый или крупнозернистый, песчаный или песчанистый с глинистым реже карбонатным цементом, микрослоистый. Структура преимущественно алевролитовая и реже псаммо-алевролитовая. Текстура биотурбированная микрослоистая за счет направленности пластинок слюд, органических остатков и слойков.

Содержание кварца по описанию пришлифованных кусочков в среднем составляет 46,8 %, полевых шпатов — 33,7 %, обломков пород — 19,5 %, незначительное содержание слюд и углефицированных растительных остатков. В обломках пород

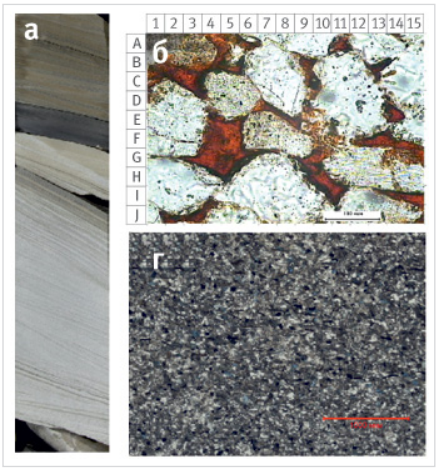


Рис. 3. Фотография колонки керна (а), отобранного из интервалов пласта $АВ_1^{1-2}$ и шлифов в проходящем свете (б, в)
Fig. 3. Photo of the core column (a) sampled from intervals in the AV_1^{1-2} formation and thin sections in transmitted light (б, в)

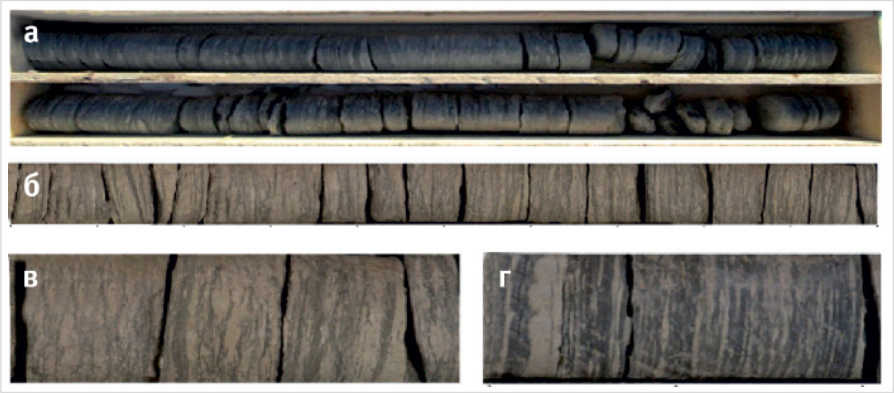


Рис. 1. Фотографии кернового материала, отобранного из интервалов пласта $АВ_1^{1-2}$
Fig. 1. Photographs of core material from intervals of formation AV_1^{1-2}

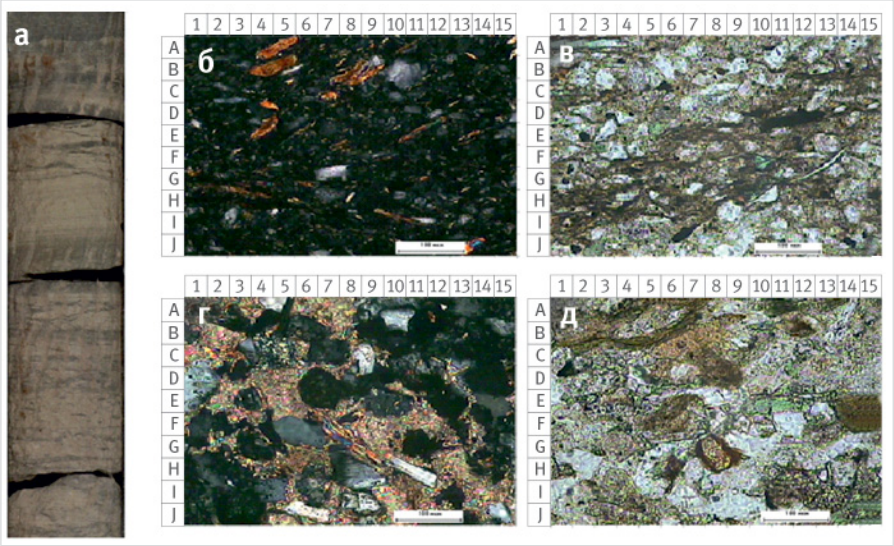


Рис. 2. Фотография колонки керна (а), отобранного из интервалов пласта $АВ_1^{1-2}$ и шлифов в проходящем свете (в, д) и при скрещенных николях (б, г)
Fig. 2. Photograph of a core column (a) sampled from intervals in the AV_1^{1-2} formation and thin slices in transmitted light (в, д) and crossed nicoles (б, г)

явное преобладание имеют кремнистые, в слюдах же — биотит и мусковит. Цемент поровый и пленочно-поровый, глинистый, распределенный неравномерно. Основным глинистым минералом является каолинит и хлорит. Порода характеризуется межзерновой пористостью с размерами пор от менее 0,01 до 0,07 мм, по морфологии — в основном изометричные и удлиненные, реже межзерновые (рис. 2).

Песчаники светло-серые, с буроватым оттенком, пятнисто нефтенасыщенные, тонкозернистые и мелко-тонкозернистые, алевритовые, с неравномерным распределением глинистого и карбонатного материалов; с углистым растительным детритом. Текстура косая, субгоризонтальная, пологонаклонная, пологоволнистая слоистость, подчеркнутая слойками слюдисто-углистого и глинистого материала. Участками нарушена биотурбацией (Planolites, Scolicia, Asterosoma, Cosmoraphe).

Под микроскопом песчаник мелко-тонкозернистый или мелкозернистый алевритовый реже алевритистый, умеренно и плохо сортированный с глинистым цементом, микрослоистый реже линзовидно-слоистый. Структура преимущественно алевро-псаммитовая и менее представлена псаммо-алевролитовая. Текстура биотурбированная микрослоистая и линзовидно-слоистая, подчеркнутая намывами слойков алевро-глинистого материала, а также фрагментами органики. Редко массивная.

Содержание кварца по описанию пришлифованных кусочков в среднем составляет 45,2 %, полевых шпатов — 33,7 %, обломков пород — 21,2 %, незначительное содержание слюд и углефицированного растительного детрита. В обломках пород явное преобладание имеют кремнистые в меньшей степени кварциты, в слюдах же — биотит и мусковит. Распределенный неравномерно цемент в основном поровый, пленочно-поровой, глинистый составом каолинитового и гидрослюдисто-хлоритового состава. Порода характеризуется межзерновой пористостью с размерами пор от менее 0,01 до 0,18 мм, по морфологии — в равном соотношении изометричные и удлиненные (рис. 3).

На основе проведенных ранее региональных исследований [3, 5, 7], описания керна и выявленной закономерности распространения пород по разрезу предложена модель формирования пласта $АВ_1^{1-2}$ в дельтовых обстановках осадконакопления, изучаемая территория, в частности, отнесена к зоне продельтового склона. Это наиболее удаленная, морская часть дельтового комплекса, для которой характерно накопление в основном глин и алевритов. В пределах продуктивной толщи пласта $АВ_1^{1-2}$ фации

продельты представлены тонкослоистым линзовидно-волнистым переслаиванием тонкозернистых песчаников и алевролитов с низким содержанием песчаного материала и высокой глинистостью. Такие породы принято называть «рябчиковыми».

Для уточнения фациальной характеристики таких неравномерно переслаивающихся отложений на керновых исследованиях Самотлорского месторождения группой авторов [1, 2, 9] была разработана классификация «рябчиковых» отложений. В комплексе электрического и электромагнитного каротажа, вскрывшем пласт $АВ_1^{1-2}$, отсутствуют методы оценки электрической анизотропии, которая обусловлена слоистостью исследуемых коллекторов. Этот факт не позволяет использовать для уточнения фациальной характеристики пласта $АВ_1^{1-2}$ коэффициент слоистой глинистости. Поэтому типизация разреза выполнена на основе данных массовой глинистости Сгл, пористости, проницаемости. В таблице 1 приведены фильтрационно-емкостные параметры литотипов, выделенных в пласте $АВ_1^{1-2}$. Ниже приведена краткая характеристика литотипов «рябчиковых» пород.

В опесчаненном «рябчике» песчано-алевритовые линзы и прослои в основном представлены светло-серым хорошо отсортированным алевритовым песчаником, с глинистым цементом. Коэффициент пористости варьируется в пределах 23,6–26,2 %, проницаемость — 5–23 мД.

В породах собственно «рябчика» количество глинистых слоев и линз повышается. Появляется более выраженная слоистая текстура. Песчано-алевритовые линзы и прослои в этой группе пород представлены в основном сильно глинистым мелко-крупнозернистым алевролитом. Коэффициент пористости варьируется в пределах 20,9–23,6 %, проницаемость — 1–5 мД.

Табл. 1. Литотипы отложений пласта $АВ_1^{1-2}$ типа «рябчик»
Tab. 1. Lithotypes of the AV_1^{1-2} formation of the "ryabchik" type

Тип «рябчиковой» породы	Сгл, %	Кп, %	Кпр, мД
Опесчаненный «рябчик»	5 ÷ 30	23,6–26,2	5–23
Собственно «рябчик»	30 ÷ 55	20,9–23,6	1–5
Глинистый «рябчик»	55 ÷ 80	18,1–20,9	‹ 1

Глинистому «рябчику» свойственно повышенное содержание глинистых слоев. Для него характерна ярко выраженная наклонно волнистая, участками линзовидная текстура. Более проницаемые прослои и линзы сложены мелкозернистым глинистым алевролитом. Коэффициент пористости изменяется от 18,1 до 20,9 %, проницаемость пород менее 1 мД.

Анализ распределения выделенных типов пород в разрезе скважин показал, что наиболее мощные выдержанные пропластки сложены в основном песчаниками. Они распространены в проксимальной части региона исследования. К западу песчанистость отложений снижается, пропластки становятся менее выдержанными, тонкими и линзовидными. В разрезах начинают преобладать глинистые алевролиты и аргиллиты (рис. 4). Дальнейший анализ керновых данных при построении петрофизических зависимостей показал, что рябчиковые породы описываются общими уравнениями и отличаются только диапазонами значений параметров. Разделение рябчиковых пород на литотипы, согласно зависимостям, керн-ГИС и прогноз их латерального и вертикального распространения требуют дополнительного исследования.

Итоги

В ходе работы был проведен анализ керновых данных, в результате чего были установлены факторы формирования пласта, повлиявшие на его литологические особенности и фильтрационно-емкостные свойства. Установленные особенности и распространение литотипов по площади и разрезу в дальнейшем будут использованы при планировании расположения скважин и стратегии разбуривания объекта. Изучение литолого-фациальных особенностей является базисом для выполнения работ по комплексному вводу запасов в разработку.

Выводы

В дальнейшем для комплексного обоснования эффективного ввода запасов в разработку планируется провести построение собственных петрофизических зависимостей

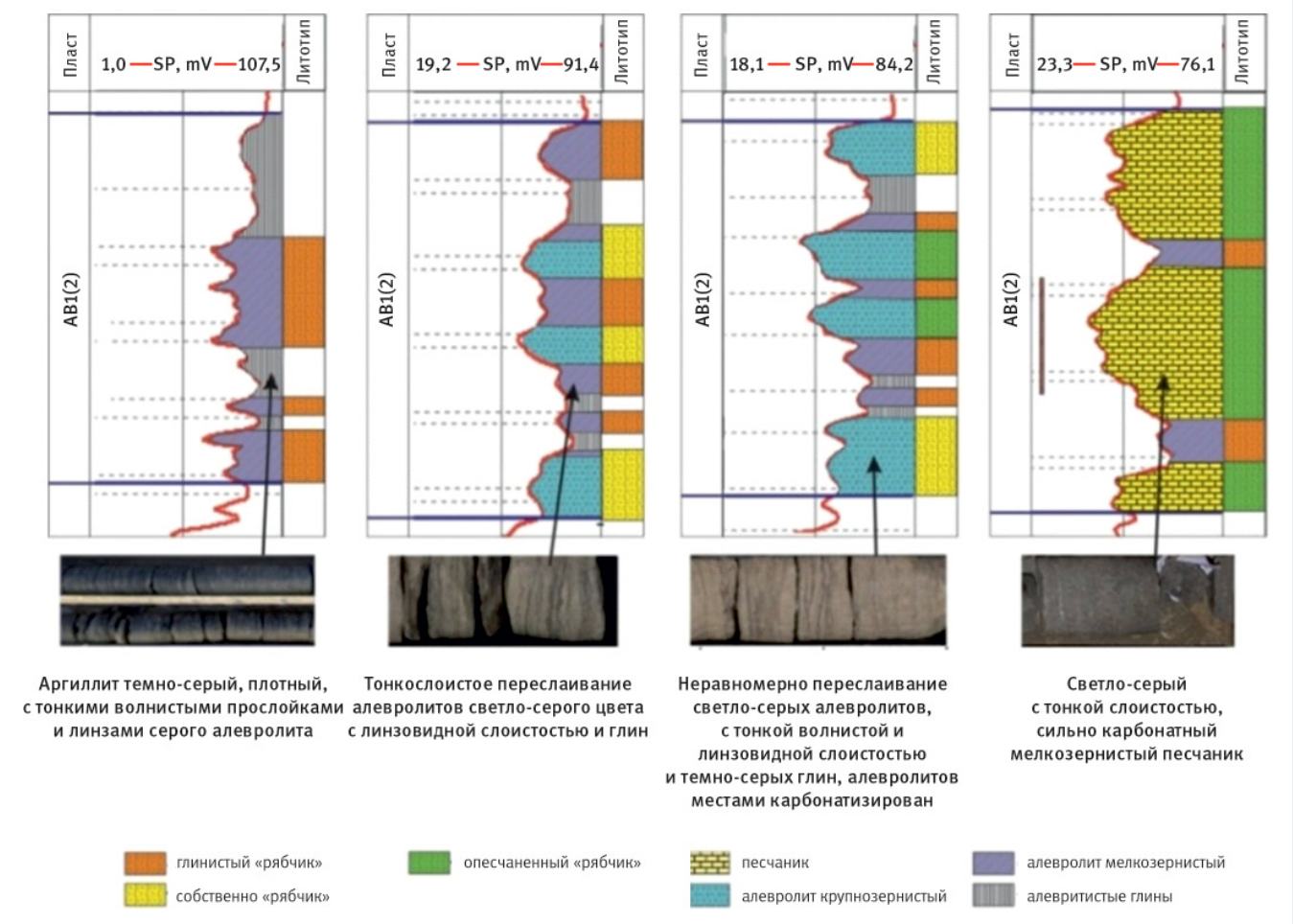


Рис. 4. Распределение литотипов пласта $АВ_1^{1-2}$ в разрезах скважин группы месторождений Западной Сибири
Fig. 4. Distribution of AV_1^{1-2} formation lithotypes in the sections of wells of the West Siberia group of fields

для обоснования получения статуса трудноизвлекаемых запасов и соответствующей налоговой льготы, а также исследования керна на геомеханические свойства для предотвращения прорыва трещины гидроразрыва пласта (ГРП) в нижележащий обводненный пласт. С учетом полученных дизайнов ГРП будут проведены исследования для выбора оптимальной системы расположения скважин.

Литература

1. Александров В.М. Особенности геологического строения сложнопостроенных коллекторов. Тюмень: ТИУ, 2017. 240 с.
2. Бриллиант Л.С., Шарифуллин Ф.А., Баракин В.А., Александров В.М. Уточнение седиментационной модели объекта $АВ_1^{1-2}$ Самотлорского месторождения с помощью литофациального анализа // Нефтяное хозяйство. 2000. № 9. С. 17–22.
3. Закревский К.Е. Геологическое моделирование прибрежно-морских отложений (на примере пласта $АВ_1$ ($АВ_1^{1+2}$+$АВ_1^3$) Самотлорского месторождения. Тюмень: Вектор Бук, 2017. 314 с.
4. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М.: Недра, 1975. 344 с.
5. Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г. Анализ петрофизической и геофизической исходной информации и результатов определения подсчетных параметров Нэф, Кп, Кн при подсчетах и пересчетах запасов нефтегазовых месторождений. М., 2015.
6. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Т. 55. № 5–6. С. 745–776.
7. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. Ленинград: Недра, 1984. 260 с.
8. Региональные стратиграфические схемы триасовых, юрских и меловых отложений Западной Сибири, рассмотренные VI МРСС по мезозойским отложениям Западной Сибири 14–16 октября 2003 г. Утверждены МСК РФ по триасу и юре 9 апреля 2004 г., по мелу 8 апреля 2005 г. как корреляционные. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2005. 168 с.
9. Романов Е.А. Геолого-физические особенности глинистых низкопроницаемых коллекторов алымской свиты Нижневартовского свода и их учет при подсчете запасов нефти. Тюмень: СибНИИНП, 1985. 199 с.

ENGLISH

Results

In the course of the work, an analysis of core data was carried out, as a result of which factors of formation that influenced its lithological features and filtration properties were established. The established features and the distribution of lithotypes over the area and section will be used in the future well planning. The study of lithofacies features is the basis for performing work for the integrated input of reserves into production.

Conclusions

In the near future, in order to comprehensively justify the effective introduction of reserves into development, it is planned to build our own petrophysical dependencies to justify obtaining the status of hard-to-recover reserves and the corresponding tax benefit, and to study the core for geomechanical properties to prevent the breakthrough of a hydraulic fracturing into the underlying watered reservoir. Taking into account the received fracturing designs, studies will be carried out to select the optimal well location system.

References

1. Alexandrov V.M. Features of the geological structure of complexly built reservoirs. Tyumen: TIU, 2017, 240 p. (In Russ).
2. Brilliant L.S., Sharifullin F.A., Barakin V.A., Alexandrov V.M. Specification of Samotlor field AB_1^{1-2} formation sedimentary model by application of lithofacial analyses. Oil industry, 2000, issue 9, P. 17–22. (In Russ).
3. Zakrevskii K.E. Geological modeling of coastal-marine sediments (by the example of formation AB_1 (AB_1^{1+2}+AB_1^3) of the Samotlor field. Tyumen: Vektor Buk, 2017, 314 p. (In Russ).
4. Dakhnov V.N. Geophysical methods for determining reservoir properties and oil and gas saturation of rocks. Moscow: Nedra, 1975, 344 p. (In Russ).
5. Diakonova T.F., Isakova T.G., Analysis of petrophysical and geophysical initial information and results of determination of calculation parameters Nef, Kp, Kn during calculations and recalculations of reserves of oil and gas fields. Moscow, 2015. (In Russ).
6. Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A. and other Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Cretaceous period. Geology and Geophysics, 2014, Vol. 55, issue 5–6, P. 745–776. (In Russ).
7. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies – lithological traps of oil and gas. Leningrad: Nedra, 1984, 260 p. (In Russ).
8. Regional stratigraphic schemes of the Triassic, Jurassic, and Cretaceous deposits of Western Siberia, considered by the VI ICLS for the Mesozoic sediments of Western Siberia, October 14–16, 2003. Approved by the ICLS for the Triassic and Jurassic on 9 April 2004, for the Chalk on 8 April 2005 as correlative. Novosibirsk: SNIGGiMS, 2005, 168 p. (In Russ).
9. Romanov E.A. Geological and physical particularities of loamy low-permeable reservoirs of Alym suite, Nizhnevartovsk arch, and their accounting while estimating oil reserves. Tyumen: Siberian scientific research institute of petroleum industry, 1985, 199 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Агишев Эрнест Равилевич, начальник отдела сопровождения бурения и ЗБС, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Жданов Ленар Маратович, начальник управления по разработке месторождений, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Рамаданов Антон Владимирович, ведущий специалист отдела сопровождения бурения и ЗБС, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: ramanton@yandex.ru

Рамаданова Дарья Александровна, ведущий специалист отдела сопровождения бурения и ЗБС, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Воронина Анжела Николаевна, к.э.н., начальник отдела, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Карарова Альфия Зуфаровна, руководитель сектора, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Agishev Ernest Ravilevich, head of drilling support and sidetracking, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Zhdanov Lenar Maratovich, head of field development department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Ramadanov Anton Vladimirovich, leading specialist of drilling support and sidetracking, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: ramanton@yandex.ru

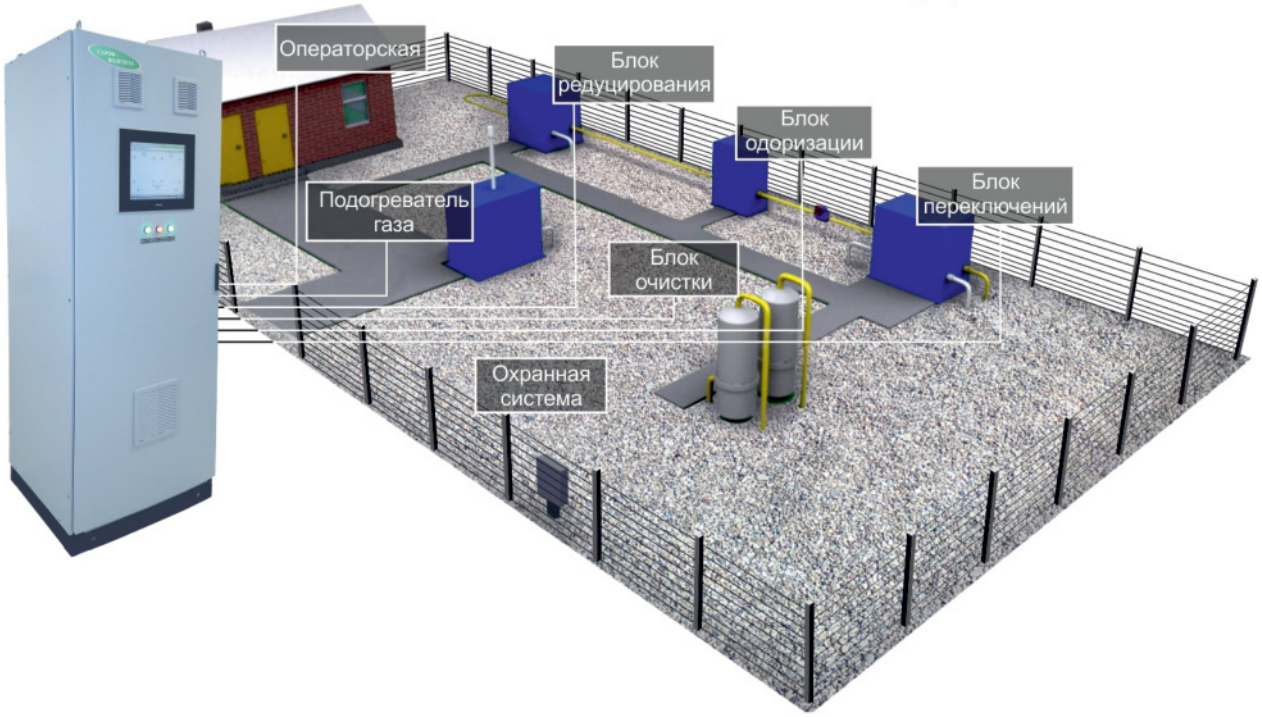
Ramadanova Darya Aleksandrovna, leading specialist of drilling support and sidetracking, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Voronina Anzhela Nikolaevna, candidate of economic sciences, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Kararova Alfiya Zufarovna, head of sector, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

ЭНЕРГОГАЗПРИБОР

Комплекс измерительно-вычислительный управляющий КУРС-НГ



Аппаратура контроля вибрации
Контроль вибрации компрессоров, газовых турбин

Датчик перемещения ДП-И

Датчик виброскорости ДВС-И

Контроль вибрации насосов, электродвигателей, вентиляторов

Датчик виброскорости ДИВ

Датчик вибрации трёхкоординатный ДВА-И3

ЗАКАЗ ОБОРУДОВАНИЯ:

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

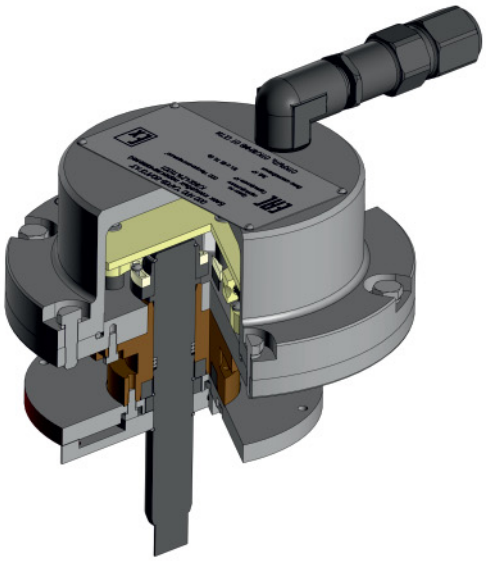
САРОВ - ВОЛГОГАЗ

Автоматизированные системы одоризации газа АСОГ

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

Указатель уровня магнитный визуальный РУУМ

Блок концевых переключателей БКП КЛИЖ.421411.001



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

ТЕХНИЧЕСКИЕ КОНСУЛЬТАЦИИ:

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

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-26-29 УДК 553.98 I Научная статья

Исследование нефтегазоносности мегарезервуаров в сложных геологических и природно-климатических условиях

Шустер В.Л.
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
tshuster@mail.ru

Аннотация
Наряду с доизучением и доосвоением известных нефтяных и газовых месторождений в России начаты и продолжаются поисково-разведочные работы в сложных по геологическим и природно-климатическим условиям регионах (шельф арктических морей, глубокие горизонты).
В статье исследуются условия эффективного освоения нефтегазовых ресурсов на новых направлениях геологоразведочных работ. Одним из важнейших факторов рентабельности проектов является открытие значительных по запасам месторождений, как правило, приуроченных к мегарезервуарам. Исследованы и другие геологические параметры, влияющие на нефтегазоносность мегарезервуаров.

Материалы и методы
Использованы опубликованные фактические данные по 14 крупнейшим месторождениям нефти и газа в мире и в России. Исследована зависимость между запасами нефтегазовых скоплений и геологическими параметрами мегарезервуаров, типами ловушек.

Ключевые слова
мегарезервуар, крупные месторождения нефти и газа, арктический шельф России, новые объекты

Для цитирования
Шустер В.Л. Исследование нефтегазоносности мегарезервуаров в сложных геологических и природно-климатических условиях // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 26–29. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-26-29

Поступила в редакцию: 21.03.2022

UDC 553.98 I Original Paper

Investigation of the oil and gas potential of megareservoirs in difficult geological and climatic conditions

Shuster V.L.
Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia
tshuster@mail.ru

Abstract
Along with the exploration and development of well-known oil and gas fields in Russia, prospecting and exploration work has begun and continues in regions that are difficult in terms of geological and climatic conditions (Arctic seas shelf, deep horizons).
The article examines the conditions for the effective development of oil and gas resources in new areas of exploration. One of the most important factors of profitability of projects is the discovery of significant reserves of deposits, as a rule, confined to megareservaries. Other geological parameters affecting the oil and gas potential of megareservoirs have also been investigated.

Materials and methods
Published actual data on 14 largest oil and gas fields in the world and in Russia were used. The relationship between the reserves of oil and gas accumulations and the geological parameters of megareservoirs, types of traps.

Keywords
megareservoir, large oil and gas fields, Russian Arctic shelf, new facilities

For citation
Shuster V.L. Investigation of the oil and gas potential of megareservoirs in complex geological and climatic conditions. Exposition Oil Gas. 2022, issue 2, P. 26–29. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-26-29

Received: 21.03.2022

В России огромными ресурсами нефти и особенно газа обладают шельфы северных арктических и восточных морей, регионы Восточной Сибири и Дальнего Востока, Волго-Уральского и Прикаспийского регионов. Не «сказала» последнего слова и Западная Сибирь, где все еще слабо разведаны глубокие горизонты осадочного чехла и образования фундамента.

Поисково-разведочный процесс в РФ может обеспечить прирост ресурсов, а затем и запасов углеводородов (УВ) еще на долгие годы [1].

Учитывая возрастающую в последние годы сложность и глубинность поисковых объектов и, как следствие, значительно увеличивающиеся необходимые на осуществление геологоразведочных работ затраты, новую актуальность приобретает поиск и освоение крупных и гигантских скоплений нефти и газа, как правило, приуроченных

к значительным по площади и объему структурам (ловушкам). К крупным относятся месторождения нефти с начальными суммарными запасами 30–100 млн т (100–300 млн т очень крупные) и гиганты — от 300 млн т (до супергигантов 1–3 млрд т). Уникальные — более 3 млрд т. Такие месторождения приурочены, как правило, к крупным резервуарам, которые предлагаем называть «мегарезервуары», т.е. большие по площади и объему.

Крупные и гигантские месторождения нефти и газа в различных регионах мира, как правило, были открыты по прогнозному геологическому параметру: максимальная в регионе площадь (и амплитуда) ловушки. С усложнением строения поисковых объектов и возрастанием их глубины возрастает роль других геологических, геохимических и геофлюидодинамических факторов [2, 3, 4], хотя показатель «мегарезервуары» по-прежнему остается наиболее значимым для прогноза и открытия крупных скоплений нефти и газа. К тому же значительное число крупных скоплений нефти и газа выявлено в сложнопостроенных неантиклинальных ловушках комбинированного типа. Это нефтяное месторождение Боливар-Коустал (Венесуэла) — 4,1 млрд т, газовое Ист-Техас (США) — 1,1 трлн м^3 и другие [5, 6, 7].

В исследованиях поставлена цель — усовершенствование научно-методических основ прогноза, поисков и освоения крупных скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам, с учетом возрастания сложности проведения геологоразведочных работ и усложнением геологического строения поисковых объектов. Необходимость усовершенствования современных методических решений и технологий на современном этапе развития нефтегазового комплекса России связана со следующими причинами.

Во-первых, новые направления и объекты поисково-разведочных работ (шельфы арктических северных и восточных морей, глубокие горизонты, сланцевые формации, высоковязкие тяжелые нефти и др.), требующие при их изучении использования новых подходов, сложных технологий, на порядки больших, чем на традиционных объектах, инвестиций на реализацию проектов, в том числе на безопасность работ и охрану окружающей среды, создание (и расширение) новой инфраструктуры, подготовки новых профессиональных кадров.

Во-вторых, объект исследований — мегарезервуары и приуроченные к ним крупные и гигантские скопления нефти и газа в новых геологических (шельфы морей, глубокие горизонты и др.) и экономических условиях претерпели значительное усложнение, что придется учитывать в усовершенствованных технологиях и технических средствах, методах работ и видах исследований.

В-третьих, в последние десятилетия крупные и гигантские скопления УВ, приуроченные к мегарезервуарам, установлены не только в антиклинальных ловушках, но и в сложнопостроенных неантиклинальных ловушках комбинированного типа [6], в том числе в отложениях сланцевых формаций [8, 9]. Обоснованы теоретически и успешно опоискованы скопления нефти в ловушках на склонах поднятий и в синклинальных зонах [2]. Прогноз, выявление и поиски скоплений УВ в новых типах ловушек требует нового научного обоснования, новых видов работ и новых методов исследований [10].

В-четвертых, прогноз и обоснование стратегии поисков крупных скоплений нефти и газа в «глубинных» мегарезервуарах потребует детального изучения и последующего использования комплекса геолого-геофизических, геохимических и геофлюидодинамических параметров в гораздо более жестких, по сравнению с верхним этажом нефтегазоносности, термобарических условиях.

Наряду с хорошо известными крупнейшими по запасам нефтяными и газовыми месторождениями, такими как Аль-Гавар (Саудовская Аравия), с запасами нефти (геологические/извлекаемые) — 20/12 млрд т; Большой Бурган в Кувейте, с геологическими запасами нефти — 11 млрд т; Верхний и Нижний Закум в ОАЭ, с запасами нефти — 10,7 млрд т; Боливар-Костел в Венесуэле, с запасами нефти — 8,3 млрд т; Северное месторождение/Южный Парс, относящееся к Ирану/Катару, с запасами нефти 7 млрд т; Кашаган в Казахстане (открыто на шельфе Каспийского моря в 2000 г.), с запасами нефти и газа — 6,4 млрд т н.э.; Самотлорское месторождение в РФ (Западная Сибирь), с запасами нефти 6,2–7,1 млрд т; Дацин в Китае, с запасами нефти 5,7–6,37 млрд т; месторождения Сафания-Хафджи (Саудовская Аравия и Кувейт), Гечсаран (Иран), Эр-Румайла (Ирак), Кантарел (Мексика), Ромашкино (Россия), Восточно-Мессояхское (Россия) обладают запасами нефти более 5 млрд т [11].

В России также открыты гигантские и супергигантские нефтяные месторождения: Приобское (запасы около 5 млрд т), Ленторское (запасы — 2 млрд т), Федоровское (запасы — 2 млрд т), Салымская группа (запасы — 1,4 млрд т), Уренгойское, Мамонтовское, Сахалин-5, Таллинское и др. [6].

В арктических морях России — Баренцевом и Карском — открыты в 80-90-х годах прошлого века крупные и гигантские газоконденсатные месторождения Штокманское, Ленинградское и Русановское. В 2014 г. открыто нефтяное месторождение Победа.

В 2018–2019 гг. открыты в Карском море уникальное по запасам газовое месторождение им. В.А. Динкова (с запасами по категории С1+С2 — 390,7 млрд м^3); крупное газовое месторождение Нярмейское (запасы по категории С1+С2 — 120,8 млрд м^3); газовое месторождение 75 лет Победы [3].

Предварительный анализ влияния геологических факторов на формирование крупных и гигантских месторождений УВ позволяет подтвердить, что в группу основных благоприятных факторов, которые могут служить критериями для прогноза, выявления и поисков крупных и гигантских скоплений нефти и газа в мегарезервуарах, входят следующие.

В первую очередь объем потенциального нефте(газо)насыщенного резервуара, т.е. необходимо смоделировать пустотность и проницаемость пород. Причем с глубиной характер пустотности, ее тип и параметры меняются от пористой к трещинно-поровой, трещинно-каверново-поровой до трещинно-каверновой.

Уменьшаются, как правило, значения и пористости, и проницаемости. Возрастает влияние на объем ресурсов и запасов УВ литолого-фациальный состав пород-коллекторов и тип экранирования для сложнопостроенных ловушек неантиклинального типа. В карбонатных породах и образованиях фундамента нефте(газо)насыщенные резервуары имеют неоднородное строение — нефтегазосодержащие участки (объемы) резервуара чередуются с плотными породами, образуя неравномерно-ячеистую структуру. Современные сейсморазведочные методы исследования позволяют картировать неоднородность строения резервуара [12].

Для отложений сланцевых формаций одним из основных факторов оценки благоприятных условий для формирования крупных скоплений УВ, помимо объема резервуара, является углеродосодержание формации.

В сланцевых отложениях выявлен новый тип резервуаров. В мировой литературе такие «ловушки» называют протяженными/

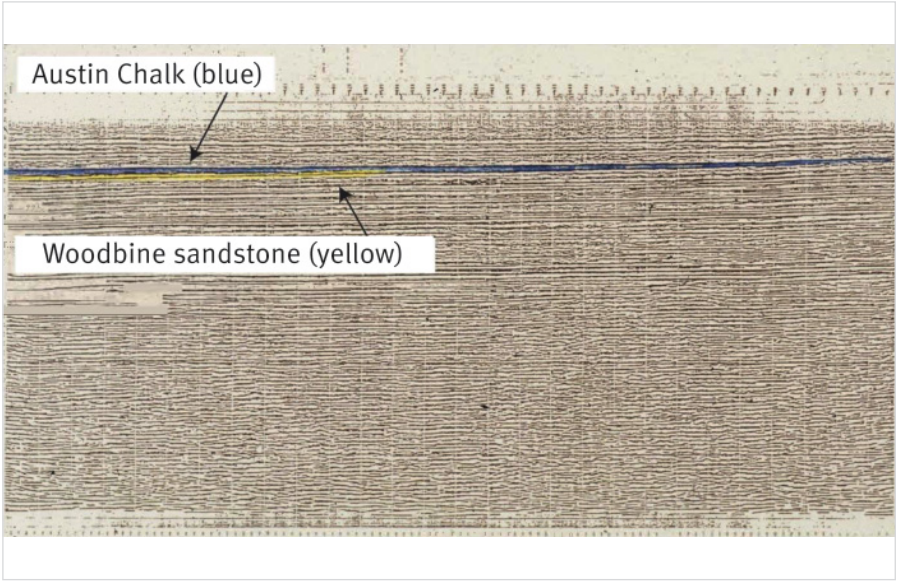


Рис. 1. Сейсмическая линия 2D через ловушку углового несогласия на месторождении Восточный Техас (историческая сейсмическая версия тонкой ловушки (1950–1970-х гг.); сейсмические данные предоставлены производственной компанией Amoco 1980-х гг. с изменениями. “Austin chalk” и “Woodbine sandstone” — сланцевые продуктивные формации [6]

Fig. 1. 2D seismic line through the angular disagreement trap at the East Texas field (historical seismic version of the thin trap (1950s–1970s); seismic data provided by the Amoco production company of the 1980s with changes. “Austin chalk” and “Woodbine sandstone” – shale productive formations [6]

непрерывными резервуарами (continuos reservoir) или тонкими резервуарами несоответствия (unconformity subtle traps), протяженными, но малой мощности, которые не контролируются литолого-стратиграфическими ограничениями, а лишь условными линиями [6, 8].

Такие типы «мегарезервуаров» содержат гигантские по запасам месторождения нефти и газа (рис. 1, 2).

Существует проблема выявления и картирования границ таких ловушек и определения запасов УВ.

Перечисленные геологические факторы и их значения, адаптированные к усложненным современным условиям поисково-разведочных работ, позволят аргументированно прогнозировать и выявлять крупные скопления УВ, приуроченные к мегарезервуарам. А на последующих стадиях работ, после оценки технологических, экологических, инфраструктурных, промыслово-геологических рисков и создания соответствующей модели разработки и эксплуатации месторождения нефти или газа, необходимо оценивать экономическую эффективность и возможные финансовые показатели проекта.

Открытые крупные и гигантские месторождения нефти и газа в мегарезервуарах во многих странах мира и России в «верхнем» (до 5 км) этаже нефтегазоносности являются залогом успешного открытия новых крупных скоплений УВ в глубоких горизонтах, на шельфах морей (в первую очередь арктических), «старых» и новых разведочных площадях, в антиклинальных и сложнопостроенных неантиклинальных ловушках, в отложениях сланцевых формаций и в образованиях фундамента.

Передовые нефтяные и газовые компании мира и России открывают все новые крупные месторождения нефти и газа (в России в Баренцевом, Карском и Охотском морях), а на северном арктическом шельфе приступают к организации разработки и эксплуатации газовых и нефтяных гигантов.

Итоги

Крупные по запасам скопления нефти и газа, открытые и прогнозируемые на новых направлениях геологоразведочных работ (на арктическом шельфе, в глубоких горизонтах, в сланцевых формациях), приурочены к значительным по площади и объему ловушкам различного, зачастую комбинированного типа (мегарезервуарам), характеризующимся благоприятными геолого-геофизическими, геохимическими и геофлюидодинамическими факторами.

Выводы

Рентабельное освоение нефтегазовых ресурсов на новых направлениях работ возможно на крупных и гигантских по запасам УВ месторождениях, приуроченных к мегарезервуарам.

Повышение эффективности поисковых работ и рентабельности проектов по освоению нефтегазовых ресурсов должно основываться на усовершенствовании видов работ и методов исследований, создании новых технологий и технических средств, повышении уровня квалификации инженерно-технических кадров.

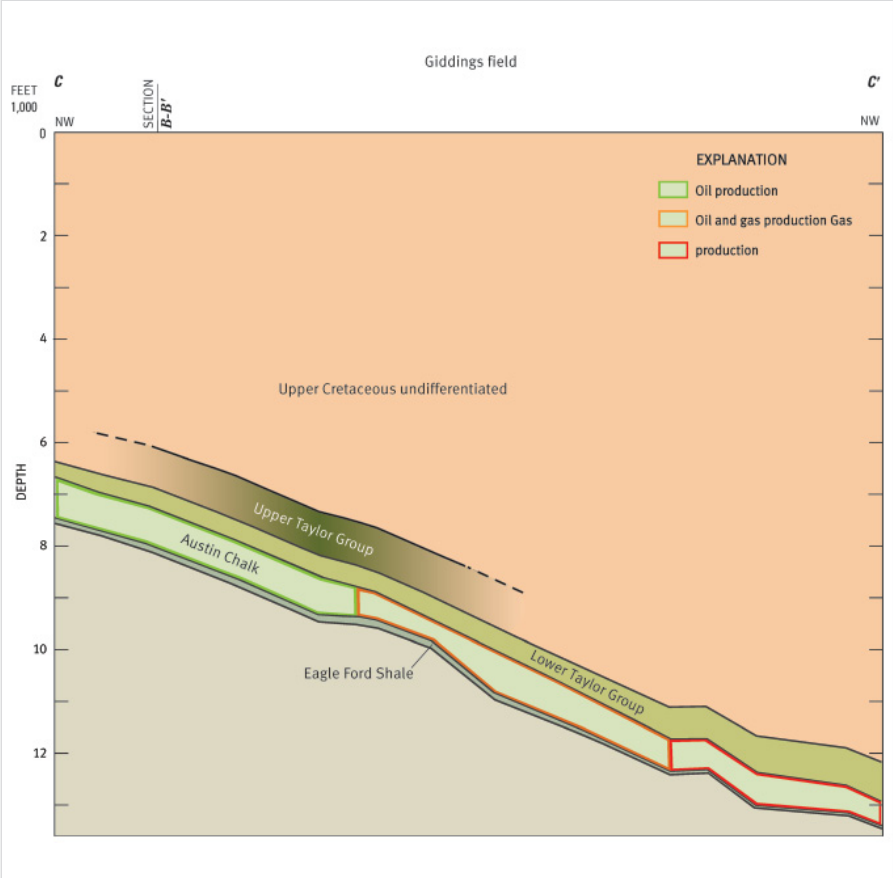


Рис. 2. Поперечный разрез месторождения Giddings, показывающий (Explanation) относительное структурное положение районов добычи нефтяных, нефтегазовых и газовых УВ и их стратиграфические привязки (длина разреза 35 миль). Austin Chalk, Taylor Group (upper — верхняя, lower — нижняя) — сланцевые продуктивные формации; oil, gas prodaction — участки разработки нефти и газа [8]

Fig. 2. Transverse section of the Giddings field, showing (Explanation) the relative structural position of the oil, oil and gas and gas hydrocarbon production areas and their stratigraphic bindings (section length 35 miles). Austin Chalk, Upper Taylor Group and Lower Taylor Group — shale productive formations, oil, gas prodaction [8]

Литература

1. Варшавская И.Е., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Леонов Ю.Г., Милетенко Н.В., Федонкин М.А. Новая концепция развития ресурсной базы углеводородного сырья // Вестник РАН. 2012. Т. 82. № 2. С. 99–109.
2. Абукова Л.А., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Антипов М.П. Геофлюидодинамическая концепция поисков скоплений углеводородов в земной коре // Геотектоника. 2019. № 3. С. 79–91.
3. Дзюбло А.Д., Маслов В.В., Сидоров В.В., Шнип О.А. Прогноз и оценка углеводородного потенциала меловых и юрских отложений шельфа Карского моря по результатам геологоразведочных работ // SOCAR Proceedings. 2021. № 2. С. 141–148.
4. Пунанова С.А. О классификационном разнообразии ловушек нефти и газа и геохимических критериях продуктивности сланцевых формаций // SOCAR Proceedngs. № 2. 2021. С. 1–15.
5. Алексин А.Г., Гогоненков Г.Н., Хромов В.Т. и др. Методика поисков залежей нефти и газа в ловушках сложноэкранированного типа (в 2-х частях). М.: ВНИИОЭНГ. 1992. 227 с.
6. Dolson J., He Zhiyong, Horn Brian W. Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration-making the subtle trap obvious. Search and Discavery 2018, article 60054. 67 p. (In Eng).
7. Никитин Б.А., Дзюбло А.Д., Шустер В.Л. Геолого-геофизическая оценка перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов полуострова Ямал и Приямальского шельфа Карского моря // Нефтяное хозяйство. 2014. № 11. С. 102–106.
8. Pearson K. Geologic models and evaluation of undiscovered conventional and continuous oil and gas resources – upper cretaceous Austin Chalk, U.S. Gulf Coast: U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report, 2012, 26 p. (In Eng).
9. Ульмишек Г.Ф., Шаломеенко А.В., Холтон Д.Ю., Дахнова М.В. Нетрадиционные резервуары нефти в доманиковой толще Оренбургской области // Геология нефти и газа. 2017. № 5. С. 57–67.
10. Шустер В.Л. Принципиальная схема поэтапного изучения неантиклинальных ловушек нефти и газа (виды работ и методы исследований) // SOCAR Proceedings. № 2. 2021. С. 41–47.
11. Нефтяные месторождения: 14 крупнейших в мире. URL: http://superkrut.ru
12. Шустер В.Л., Левянт В.Б., Элланский М.М. Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска, разведки и разработки месторождений углеводородов). М.: Техника, Тума ГРУПП. 2003. 176 с.

Results

Large accumulations of oil and gas discovered and predicted in new areas of exploration (on the Arctic shelf, in deep horizons, in shale formations) are associated with significant traps of various, often combined types (megareservoirs), characterized by favorable geological and geophysical, geochemical and geofluidodynamic factors.

Conclusions

Cost-effective development of oil and gas resources in new areas of work is possible at large and giant reserves of hydrocarbon Deposits, timed to megareservaries.

Improving the efficiency of exploration work and the profitability of projects for the development of oil and gas resources should be based on improving the types of work and research methods, creating new technologies and technical means, improving the level of qualification of engineering and technical personnel.

References

1. Varshavskaya I.E., Volozh Yu.A., Dmitrievsky A.N., Leonov Yu.G., Miletenko N.V., Fedonkin M.A. A new concept of developing hydrocarbon resources. Bulletin of the Russian academy of sciences, 2012, Vol. 82, issue 2, P. 99–109. (In Russ).
2. Abukova L.A., Volozh Yu.A., Dmitrievsky A.N., Antipov M.P. Geofluid dynamic concept of prospecting for hydrocarbon accumulations in the earth crust. Geotectonics, 2019, issue 3, P. 79–91. (In Russ)
3. Dzyublo A.D., Maslov V.V., Sidorov V.V., Shnip O.A. Forecast and assessment of hydrocarbon potential of Cretaceous and Jurassic deposits of the Kara Sea shelf based on the results of geological exploration. SOCAR Proceedings, 2021, special issue 2, P. 141–148. (In Russ).
4. Punanova S.A. On the classification diversity of oil and gas trappers and geochemical criteria for the productivity of shale formations. SOCAR Proceedings, 2021, Special issue 2, P. 1–15. (In Russ).
5. Aleksin A.G., Gogonenkov G.N., Khromov V.T. et al. Methods of searching for oil and gas deposits in traps of a screening type (in 2 parts). Moscow: VNIIOENG, 1992, 227 p. (In Russ).
6. Dolson J., He Zhiyong, Horn Brian W. Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration-making the subtle trap obvious. Search and Discavery 2018, article 60054. 67 p. (In Eng).
7. Nikitin B.A., Dzyublo A.D., Shuster V.L. Geological and geophysical assessment of the oil and gas potential of the deep-lying horizons of the Yamal Peninsula and the Priyamal shelf of the Kara Sea. Oil Industry, 2014, issue 11, P. 102–106. (In Russ).
8. Pearson K. Geologic models and evaluation of undiscovered conventional and continuous oil and gas resources – Upper Cretaceous Austin Chalk, U.S. Gulf Coast: U.S. Geological Survey Scientific Investigations Report, 2012, 26 p. (In Eng).
9. Ulmishek G.F., Shalomeenko A.V., Holton D.Yu., Dakhnova M.V. Unconventional oil reservoirs in the domanik formation of the Orenburg region. Geology of Oil and Gas, 2017, issue 5, P. 57–67. (In Russ).
10. Shuster V.L. Schematic diagram of a step-by-step study of non-anticline traps of oil and gas (types of work and research methods). SOCAR Proceedings, 2021, Special issue 2, P. 41–47. (In Russ).
11. Oil fields: 14 largest in the world. URL: http://superkrut.ru (In Russ).
12. Shuster V.L., Levyant V.B., Ellansky M.M. Oil and gas content of the foundation (problems of prospecting, exploration and development of hydrocarbon deposits). Moscow: Tekhnika, Tuma GRUPP, 2003, 175 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шустер Владимир Львович, д.г.-м.н., главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия
Для контактов: tshuster@mail.ru

Shuster Vladimir Lvovich, doctor geological and mineralogical sciences, chief researcher, Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: tshuster@mail.ru

ООО «Выставочная компания Сибэкспосервис»
SBExpoSERVICE
www.ses.net.ru

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

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

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

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер

ABLight group

454092, г. Челябинск,
ул. Елькина, д. 80-А, пом. 2
+7 (351) 218-12-18
ets@energots.com

www.energots.com

ПРОИЗВОДИМ И ПОСТАВЛЯЕМ ОСВЕТИТЕЛЬНЫЕ УСТАНОВКИ

- для аварийного освещения территории в случае природных и техногенных катастроф
- при несанкционированном отключении освещения
- для освещения больших площадей на массовых мероприятиях
- при проведении ночных работ в промышленности и строительстве в труднодоступных местах

Мобильный осветительный комплекс МОК-4*250Н-6.0-1EXD

- Мачта: телескопическая с ручной лебедкой и автоматическим тормозом рабочей высотой 6,0 метров
- Питание — электросеть переменного тока напряжением 220В/50Гц
- Количество и тип прожекторов — 4 взрывозащищенных прожектора с лампой КГВ-250 Е27
- Суммарная мощность источников света — 820 Вт
- Угол поворота светильников в вертикальной плоскости 35–135 град
- В горизонтальной плоскости 360 град

Передвижная осветительная установка с гидромачтой ПОУ-4*300LED-9G-10GXD

- Подъем мачты передвижной осветительной установки производится за счет гидроусилителя на высоту 9 метров
- Источник света: прожектор светодиодный 4*300 Вт
- Питание - электросеть переменного тока напряжением 220В/50Гц
- Угол поворота светильников в вертикальной плоскости: 45-135 град
- В горизонтальной плоскости 360 град

Световая башня Exd-EL(7)1000м с пит.380V

- Электросеть переменного тока 380 В или от внешней электростанции мощностью не менее — 2,5 кВт
- Источник света — прожектор взрывозащищенный JT-BAD5050-II с лампой МГЛ 1 000Вт
- Степень взрывозащиты: ExdIICT3
- Компрессор: 380V 0,65Квт
- Управление: пост кнопочный 2 кнопки со степенью взрывозащиты Exd

Работаем в интересах заказчика

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-31-36 УДК 550.8.056 I Научная статья

Вещественный состав флюидоупоров верхнедевонской карбонатной толщи Волго-Уральского региона и методика их выделения по данным геофизических исследований скважин

Нигматзянова А.М., Мирнов Р.В., Бурикова Т.В., Бакиров Р.Д., Шавалиев В.И.
ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
nigmatzyanovaam@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Верхнедевонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции являются перспективными для поиска нефти. Важный фактор при прогнозе развития ловушек — наличие или отсутствие пород-флюидоупоров.
Актуальность темы связана с возможностью прогнозировать распространение пород-флюидоупоров методами ГИС и, следовательно, повышение эффективности поисково-разведочных работ.
В статье представлена методика выделения флюидоупоров по каротажным данным, основанная на литологическом изучении керна и подтвержденная результатами испытаний.
В результате проведенного анализа получены граничные значения по различным геофизическим параметрам, которые позволяют выделять непроницаемые толщи.

Материалы и методы
Методика создавалась на данных 15 месторождений Волго-Уральского региона, изучено более 500 пог. м керна из интервалов неколлекторов.
За эталонные принимались скважины с прямым признаком наличия флюидоупора: где по результатам опробования ниже интервала развития флюидоупора получена нефть, выше — пластовая вода.
Проведена литологическая дифференциация на основе методов ГИС, определена мощность, рассчитаны основные параметры.

Ключевые слова
флюидоупоры, верхнедевонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, геофизические параметры, известняки

Для цитирования
Нигматзянова А.М., Мирнов Р.В., Бурикова Т.В., Бакиров Р.Д., Шавалиев В.И. Вещественный состав флюидоупоров верхнедевонской карбонатной толщи Волго-Уральского региона и методика их выделения по данным геофизических исследований скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 31–36. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-31-36

Поступила в редакцию: 10.04.2022

UDC 550.8.056 I Original Paper

Upper Devonian carbonate deposits seals composition Volga-Ural region and the method of their identification based on well logging data

Nigmatzyanova A.M., Mirnov R.V., Burikova T.V., Bakirov R.D., Shavaliev V.I.
“RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
nigmatzyanovaam@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The Upper Devonian deposits of the Volga-Ural oil and gas province are promising for oil exploration. An important factor in predicting the development of traps is the presence or absence of seal rocks. The relevance of the topic is the ability to predict the distribution of seal rocks using well logging methods and, consequently, increase the efficiency of exploration work.
The article presents a technique for separating fluid seals from well log data, based on lithological study of the core and confirmed by test results. As a result of the analysis, boundary values were obtained for various geophysical parameters, which make it possible to distinguish impermeable strata.

Materials and methods
The technique was created on the basis of data from 15 deposits of the Volga-Ural region, more than 500 linear meters were studied core from non-reservoir intervals. Wells with a direct sign of the presence of a seal were taken as reference: where, according to the results of testing, below the interval of development of the seal, oil was obtained, and above – formation water. Lithological differentiation was carried out on the basis of logging methods, the thickness was determined, and the main parameters were calculated.

Keywords
seals, Upper Devonian deposits of the Volga-Ural oil and gas province, geophysical parameters, limestones

For citation
Nigmatzyanova A.M., Mirnov R.V., Burikova T.V., Bakirov R.D., Shavaliev V.I. Upper Devonian carbonate deposits seals composition Volga-Ural region and the method of their identification based on well logging data. Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. 31–36. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-31-36

Received: 10.04.2022

Одним из ключевых аспектов стратегии восполнения сырьевой базы ПАО «НК «Роснефть» наряду с геолого-разведочными работами является анализ уже пробуренного фонда скважин с целью поиска пропущенных перспективных интервалов разреза.

Верхнедевонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции являются перспективным объектом для поиска нефти, что подтверждается многочисленными открытыми залежами.

В верхнедевонской карбонатной толще выделяется до 8 потенциально-продуктивных пластов, из которых, по статистике, нефтенасыщенными оказываются лишь 2–3. Интервалы коллекторов характеризуются смешанным типом пустотного пространства, неоднородным литологическим составом, что затрудняет прогноз нефтенасыщенности. Важным фактором неопределенности при прогнозе развития ловушек является вероятность отсутствия флюидоупоров, которые имеют сложное неравномерное распространение, определяемое геологическими особенностями строения верхнедевонских палеошельфов. В работе [1] выделены зоны распространения и отсутствия флюидоупоров на Башкирском и Южно-Татарском палеошельфах, а также переходные зоны, в которых оценка изолирующих свойств потенциальных флюидоупоров затруднительна. В связи с этим при выборе интервалов испытаний в скважинах с неоднозначным насыщением в переходной зоне важно определить наличие или отсутствие надежной покрышки методами геофизических исследований скважин (ГИС).

Стоит отметить, что задача выделения пород-флюидоупоров методами ГИС является непростой ввиду неприменимости универсальных граничных критериев для пород разного состава и возраста [2–4]. Предложенная методика оценки флюидоупоров основана на выявленных литологических особенностях фаменского яруса и подтверждена данными испытаний.

Вещественный состав флюидоупоров

Флюидоупоры фаменского яруса характеризуются сложным неоднородным строением, чаще всего они представлены переслаиванием нескольких литологических разностей.

Выделено три литологических типа пород, которые могут служить флюидоупором. Все они представлены известняками с различной степенью глинистости. Следует отметить, что в таком разделении есть доля условности, т.к. все три литотипа связаны генетически и образуют переходные разности. Главными критериями их разделения служили минералогический состав (процент содержания глинистых минералов) и структурно-текстурные особенности, определяющие степень неоднородности пород. Ниже приведена характеристика каждого из литотипов пород-флюидоупоров.

Литотип А. Известняки сильноглинистые (до глин известковых) зеленовато-серые, серые, горизонтально-слоистые (рис. 1а). Глинистость варьирует от 25 до 77 % по изученным образцам. Преобладающим глинистым минералом является иллит, присутствует незначительная примесь каолинита, слюд, реже хлорита, карбонатная составляющая представлена исключительно кальцитом. Для пород характерна латеральная выдержанность. Прослои имеют толщину от нескольких сантиметров до 1–1,5 м.

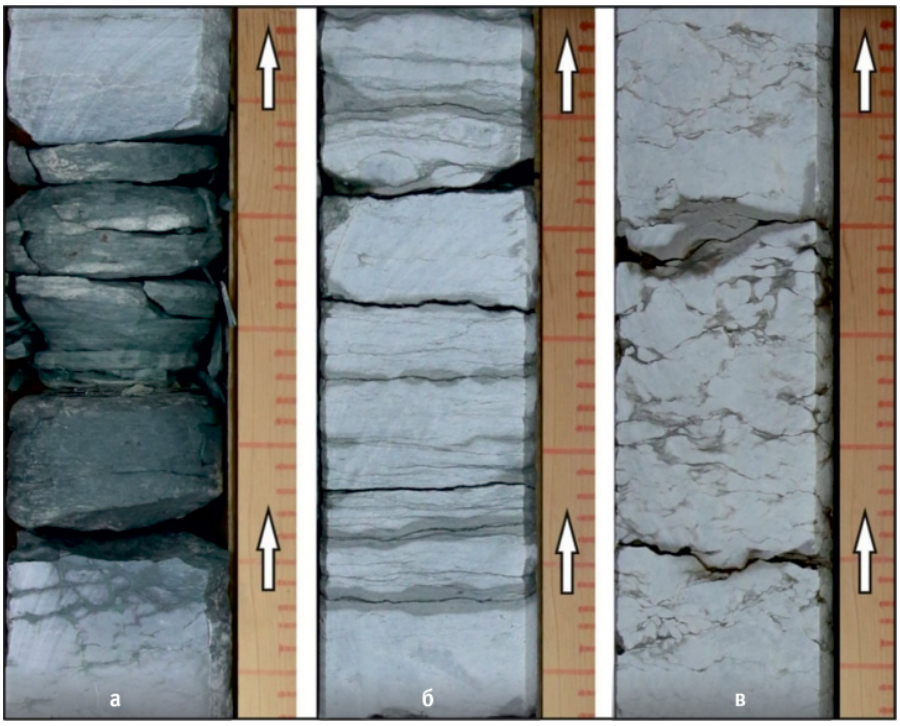


Рис. 1. Литологические типы флюидоупоров фаменского яруса: а — глины известковые, б — известняки пелитоморфные с глинистыми прожилками, в — известняки желваковые с глинисто-карбонатным заполнителем. Цена деления линейки — 1 см, стрелки направлены от подошвы к кровле

Fig. 1. Lithological types of seals of the Famennian stage: a – calcareous clays, б – pelitomorphic limestones with subhorizontal clay gouges, в – nodular limestones with clay-carbonate filler. Scale spacing is 1 cm, the arrows are directed from the bottom up

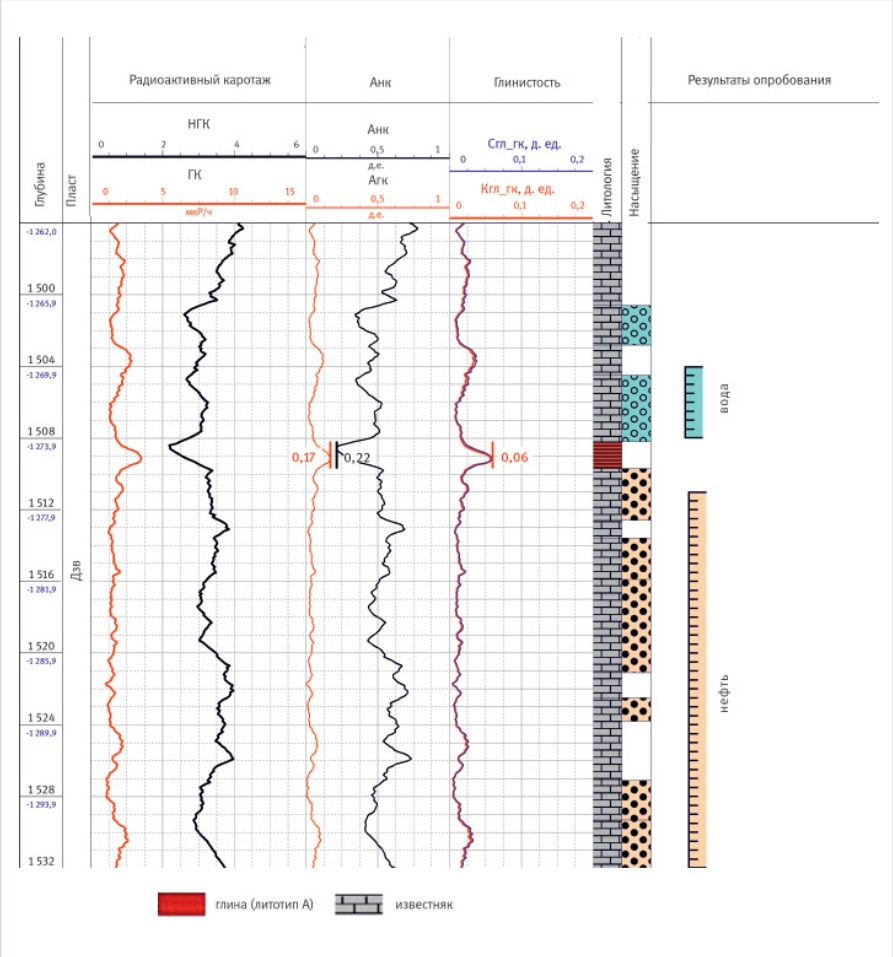


*Рис. 2. Выделение флюидоупора на примере скважины 2***

*Fig. 2. Selection of the seal rock on the example of well 2***

Литотип Б. Известняки пелитоморфные, пелитоморфно-шламовые, с многочисленными тончайшими субгоризонтальными глинистыми прожилками (рис. 1б), часто встречаются в интервалах флюидоупоров в переслаивании с породами литотипа А. Отмечается тонкая горизонтальная слоистость и латеральная выдержанность. Литотип Б является преобладающим в составе флюидоупоров нижне- и среднефаменского подъярусов. Прослои имеют толщину 0,2–10 м.

Литотип В — известняки желваковые с глинисто-карбонатным заполнителем (рис. 1в). Глинистая примесь имеет иллитовый состав, распределена неравномерно. Из-за неоднородной желваковой (брекчиевидной) структуры породы отличаются от известняков литотипа Б по экранирующим свойствам. Прослои имеют толщину от 0,5 до 10 м. Литотип характерен для покрышек верхнефаменского подъяруса. Поэтому при выделении интервалов флюидоупоров по данным ГИС рекомендуется отдельно рассматривать верхнефаменский (заволжский) интервал разреза.

На каротажных кривых породы литотипов Б и В выделяются схожими геофизическими параметрами и практически неотличимыдруготдруга.ОднаколитотипБявляется преобладающим флюидоупором нижне-среднефаменского интервала разреза, литотип В — в разрезе верхнего фамена. Это обусловлено различными условиями накопления пород-флюидоупоров: в нижне-среднефаменское время — на этапе трансгрессии при увеличении глубины моря, а в верхнефаменское — на этапе понижения относительного уровня моря при образовании полуизолированной лагуны. Поэтому при определении граничных значений для выделения флюидоупоров по ГИС данные интервалы следует рассматривать отдельно.

Во франско-нижнефаменском интервале разреза встречаются прослои ангидритов мощностью до 8 м, однако на данный момент в указанном стратиграфическом диапазоне не выявлено ни одной залежи нефти, экранируемой ангидритами, что, вероятно, связано с их латеральной неоднородностью. Все выделенные флюидоупоры имеют глинисто-карбонатный состав.

Выделение флюидоупоров по данным ГИС

Анализ опробований показал, что в составе флюидоупоров фаменского яруса всегда присутствуют глинистые прослои литологического типа А: в отдельных случаях они экранируют залежь самостоятельно, но чаще встречаются в переслаивании с известняками литологических типов Б и В.

При сопоставлении керновых данных и результатов ГИС было отмечено, что количественное содержание глинистых минералов пропластков литотипа А, определяемое на керне, отличается от картины, которую можно определить по данным ГИС. Это связано с тем, что методы ГИС не достигают истинных значений из-за влияния вмещающих пород, а также в связи с недостаточной разрешающей способностью аппаратуры, вызванное, как правило, ограниченной толщиной этих пропластков, как было отмечено выше. Поэтому, несмотря на значительное содержание глинистых минералов в этих породах, расчетная глинистость по ГИС составляет от 5 до 20 %.

Следует отметить, что разрешающая способность стандартных геофизических методов не дает нам возможности детально

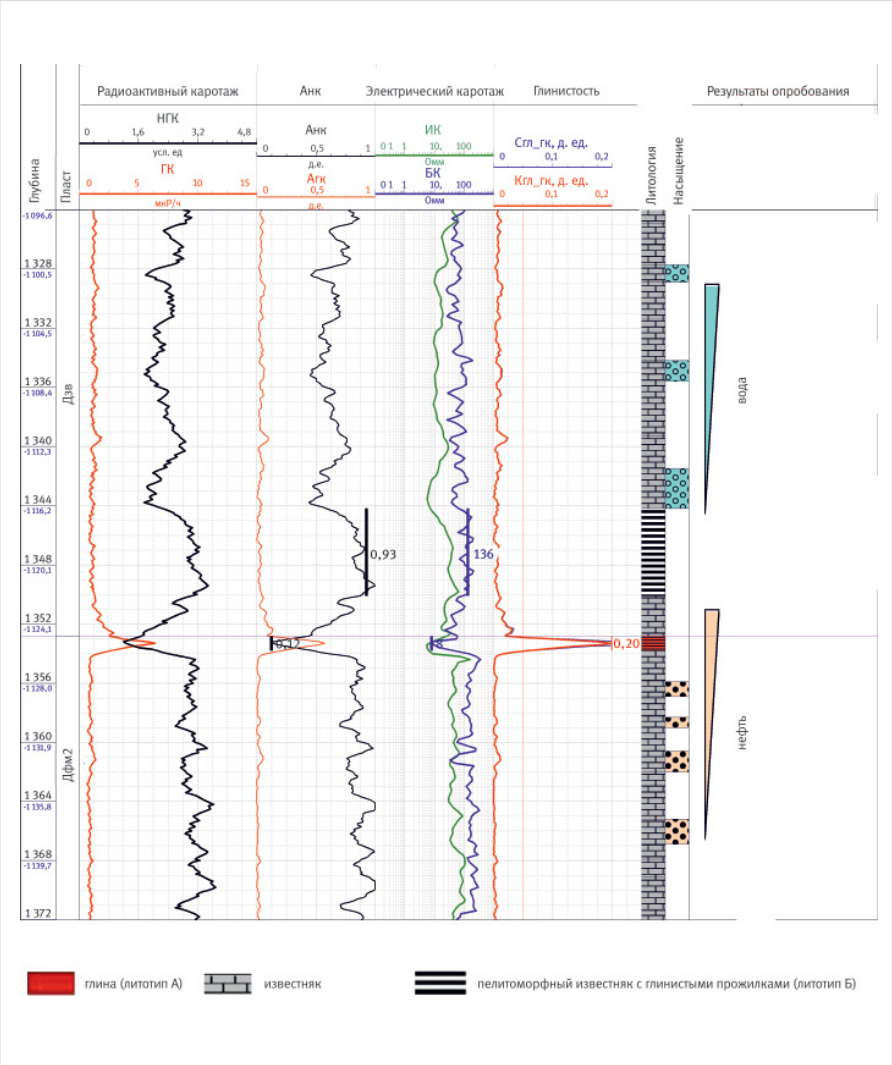


*Рис. 3. Выделение флюидоупоров по методам ГИС на примере скважины 3***
*Fig. 3. Selection of the seal rock on the example of well 3***

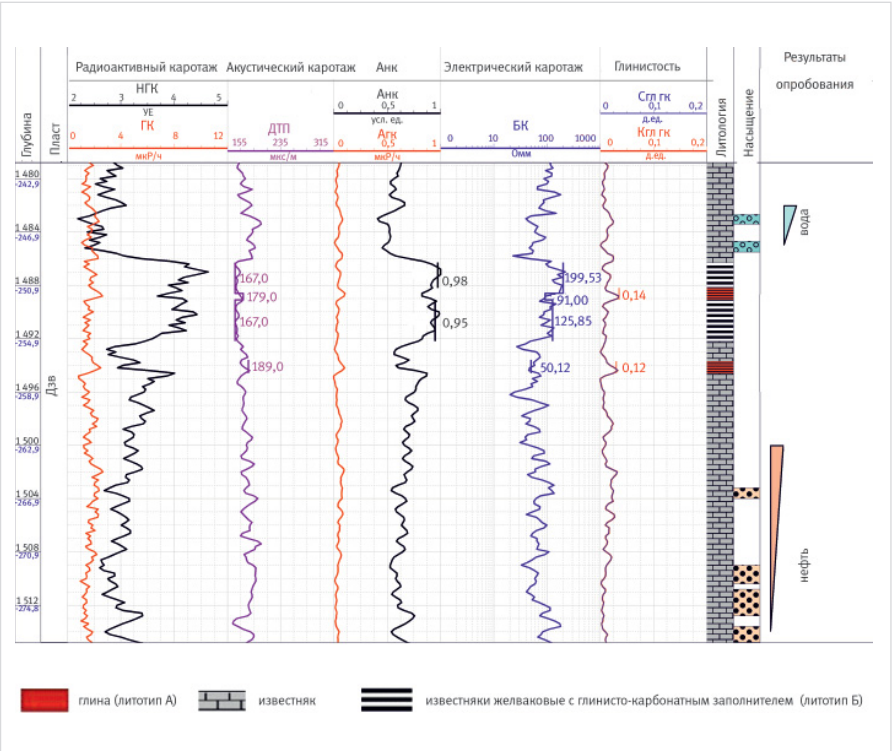


*Рис. 4. Выделение флюидоупоров по методам ГИС на примере скважины 4***
*Fig. 4. Selection of the seal rock on the example of well 4***

дифференцировать породы по текстурно-структурным признакам, однако преобладание литологической разности в разрезе определяется довольно точно. Поэтому первым этапом при выделении покрышек методами ГИС в представленной работе послужила дифференциация пород по литологии.

Для определения количественных критериев надежности покрышек по результатам интерпретации материалов ГИС в скважинах также были проанализированы такие методы, как гамма-каротаж (метод ГК), нейтронный гамма-каротаж (НГК), акустический каротаж (метод АК) и боковой каротаж (метод БК). В анализе участвовали скважины с небольшой толщиной между интервалами испытаний, где опробованием были охвачены подошвенные водоносные коллекторы над интервалами развития предполагаемой породы-флюидоупора и нижележащие нефтенасыщенные коллекторы. При переслаивании рассчитывалась суммарная мощность пропластков каждого литологического типа, выделенного по ГИС.

В качестве основных параметров выделения пород-флюидоупоров в представленной методике использованы: величина относительного параметра НГК (ΔIнк) и коэффициент глинистости по разрезу.

Глинистость определялась в каждом пласте по зависимости, полученной по керновым данным скважин, расположенных на платформенной территории Башкортостана, соответствующая опорным пластам: глины бобриковско-радаевского горизонта с массовой глинистостью 70 % (ΔIгк = 1) и чистый известняк кизеловского горизонта с минимальной гамма-активностью (ΔIгк = 0).

Анализ каротажных диаграмм показал, что минимальная толщина флюидоупора литотипа А, выделенного согласно описанию керна, составляет 1,5 м. При этом расчетное значение массовой глинистости по ГИС (Сгл) соответствует 6 %. На рисунке 2 приведен пример (разрез скважины 2**), когда флюидоупор сложен одним прослоем литотипа А.

В случае, когда суммарная толщина прослоев литотипа А меньше 1,5 м, они могут экранировать залежь в переслаивании с породами литотипа Б. Иными словами, пропластки литотипа Б «усиливают» покрышку, при этом важную роль играет мощность интервала и значение двойного разностного параметра — Анк (рис. 3, 4).

Далее представлена схема, отражающая геофизические критерии для выделения интервалов флюидоупоров: минимальные значения суммарной толщины пропластков (Нсум), количественные критерии глинистости (Кгл) и двойного разностного параметра Анк (рис. 5).

На рисунке 6 показан анализ полученных распределений различных геофизических параметров пород, слагающих покрышку в интервале карбонатного разреза верхнего девона. По распределению видно, что с учетом результатов испытаний путем сопоставления различных параметров по ГИС выделение непроницаемых интервалов достаточно однозначное.

Литотип А характеризуется следующими геофизическими параметрами: низкими значениями удельного электрического сопротивления (до 40 Омм), высокими значениями интервального времени (выше 170 мкс/м), низкими значениями по ΔIнк и высокими значениями по ΔIгк. Литотипы Б и В имеют высокие значения по замеренному кажущемуся удельному электрическому сопротивлению

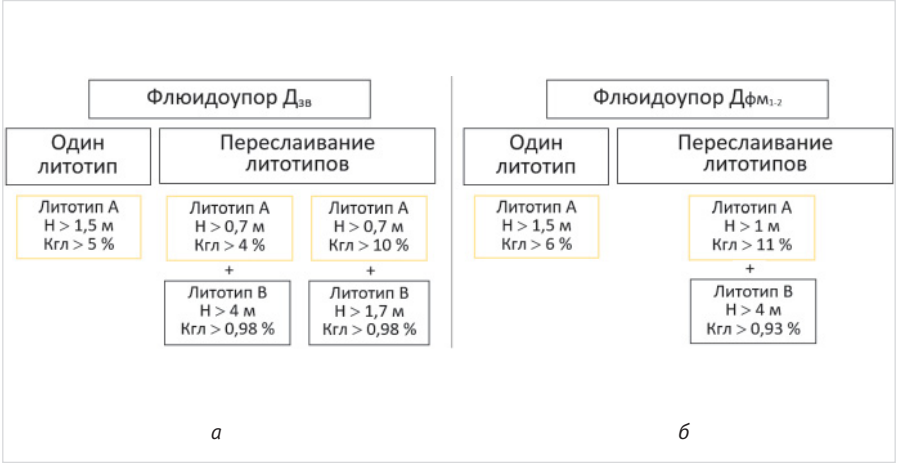


Рис. 5. Геофизические критерии выделения предполагаемого флюидоупора верхнедевонской карбонатной толщи в интервалах пластов: а — $Д_{зв}$; б — $Д_{фм1–2}$
Fig. 5. Geophysical criteria selection of the seal rock Upper Devonian carbonate deposits: a – layer D_{zv}; б – layer D_{fm1-2}

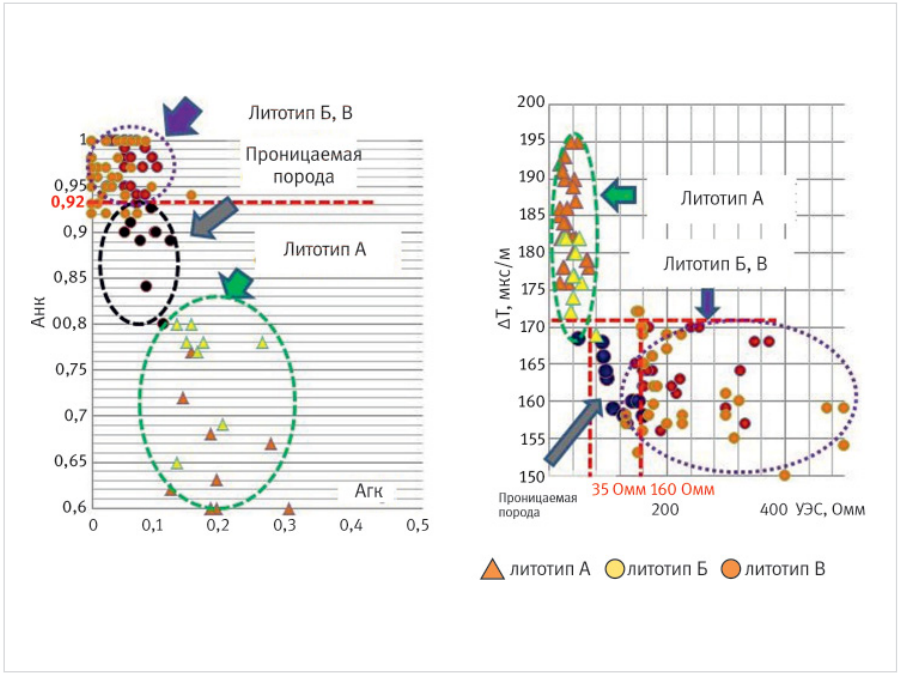


Рис. 6. Распределения геофизических параметров пород, слагающих флюидоупор в разрезе верхнедевонской карбонатной толщи
Fig. 6. Distributions of geophysical parameters of rocks composing the fluid seal in the section of the Upper Devonian carbonate strata

Табл. 1. Оценка литотипов, слагающих породу-флюидоупор, в верхнедевонской карбонатной толще
Tab. 1. Estimation of lithotypes composing the seal in the Upper Devonian carbonate sequence

Литотип	Геофизические критерии	Распространенность литотипов		
		Верхний фамен ($Д_{зв}$)	Средний фамен ($Д_{фм\ 2}$)	Нижний фамен ($Д_{фм\ 1}$)
А	0,1 ‹ ΔIгк ‹ 0,3 0,5 ‹ ΔIнк ‹ 0,8 ΔT › 170 мкс/м	присутствует	присутствует	присутствует
Б	ΔIгк ‹ 0,1 ΔIгк › 0,92 ΔT ‹ 170 мкс/м Высокие УЭС	–	преобладает	преобладает
В	ΔIгк ‹ 0,1 ΔIнк › 0,92 ΔT ‹ 170 мкс/м Высокие УЭС	преобладает	–	–

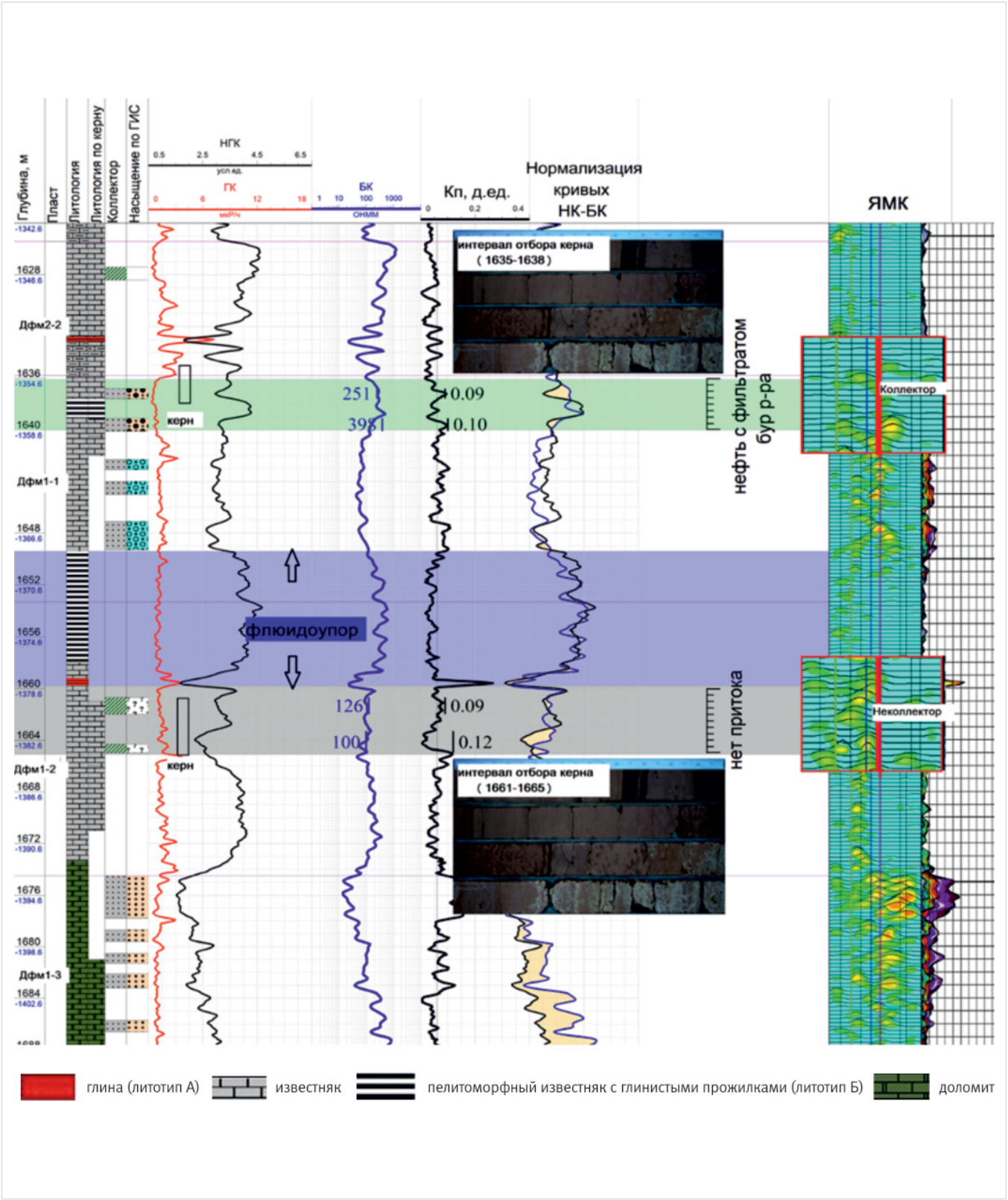


Рис. 7. Пример использования ядерно-магнитного метода для снижения неоднозначности выделения коллектора и насыщения
Fig. 7. An example of the use of nuclear magnetic logging as a method to reduce the ambiguity of reservoir identification and saturation

(выше 100 Омм), низкие значения интервального времени ΔТ (ниже 170 мкс/м), высокие значения по ΔIнк (выше 0,92) и низкие по ΔIгк.

Более наглядно оценка литотипов, слагающих породу-флюидоупор, в верхнедевонской карбонатной толще представлена в таблице 1.

Также необходимо отметить, что отсутствие притока в интервале опробования может быть связано не с отсутствием покрышки, а с ухудшенными свойствами коллектора.

Ниже приведены примеры выделения флюидоупоров по данным ГИС.

В разрезе скважины 6** присутствует покрышка для нижнефаменских отложений, представленная литотипами А и В между интервалами коллекторов в пластах $Д_{фм\ 1\text{-}1}$ и $Д_{фм\ 1\text{-}2}$, которые имеют признаки нефтенасыщения, а общая пористость выше граничной, составляющая для данных отложений 6 % (рис. 6).

Литотип А выделяется по следующим геофизическим параметрам: значением глинистости 12 % и мощностью 1,3 м. Литотип В характеризуется: значения Анк = 0,95–0,98 и мощностью около 4 м. Согласно представленной выше методике, два данных литотипа в комплексе образуют непроницаемую породу. Однако в верхнем интервале получен пластовый флюид (вода с пленкой нефти), а в нижнем интервале приток отсутствует, хотя по керну в обоих

интервалах отмечаются признаки нефтенасыщения. Для выяснения причин отсутствия притока привлечены данные ядерно-магнитного каротажа (ЯМК).

Анализ данных ЯМК показал, что нижний интервал сложен карбонатными породами с малым размером капилляров и свободный флюид в порах отсутствует, т.е. порода фактически не является коллектором, несмотря на наличие остаточной нефти в керне и достаточно высокие значения открытой пористости по ГИС. Иными словами, метод ЯМК в карбонатных породах позволяет более детально исследовать структуру породы, оценивая распределение пор по размерам, и достовернее определять эффективные пористости, нежели по данным методов общей пористости (НГК, ГГК и др.). В приведенном примере отсутствие притока нефти связано не с отсутствием покрышки, а с отсутствием коллектора.

В связи с этим стоит отметить, что для решения столь сложных геологических задач обойтись стандартным комплексом не всегда возможно, необходимо расширение комплекса ГИС, привлечение ядерно-магнитного метода, который позволяет снизить неоднозначность выделения коллектора и, соответственно, насыщения в пластах, имеющих высокую степень структурной и литологической неоднородности (рис. 7).

Заключение

По результатам изучения керна поисково-разведочных скважин из интервалов неколлекторов выделено три литологических типа пород, которые могут слагать покрышку: А — известняки сильноглинистые, Б — известняки пелитоморфные с глинистыми прожилками, В — известняки желваковые с глинисто-карбонатным заполнителем. Во всех выделенных флюидоупорах присутствуют породы литотипа А в виде прослоев толщиной 0,1–0,7 м. Литотип Б обычно является преобладающим в интервалах флюидоупоров нижнего и среднего фамена, а литотип В приурочен к покрышкам верхнего фамена.

Методика по выделению флюидоупоров в карбонатных отложениях верхнего девона по ГИС включает:

- дифференциацию пород по литологии на основе сопоставления таких параметров, как Агк, Ангк, ΔТ, УЭС;
- определение мощности каждой литологической разности, слагающей породу-флюидоупор. При переслаивании рассчитывается суммарная мощность пропластков каждого литологического типа, выделенного по ГИС;
- расчет основных параметров выделения пород-флюидоупоров: величины относительного параметра НГК (ΔIнк) и коэффициента глинистости по разрезу.

Предложенная методика направлена на более точное определение интервалов опробования, что приведет к уменьшению сроков освоения скважин и снижению финансовых затрат.

Полученные петрофизические критерии имеют количественные характеристики, поэтому применение описанной методики может быть успешно встроено в корпоративное ПО «РН-Петролог».

Итоги

Выявлен вещественный состав пород и получены количественные критерии для прогноза распространения пород-флюидоупоров методами ГИС в верхнедевонской карбонатной толще.

Выводы

Разработанные критерии для прогноза распространения пород-флюидоупоров методами ГИС в верхнедевонской карбонатной толще дают возможность повысить эффективность поисково-разведочных работ на нефть или газ для дальнейшего наращивания ресурсов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.

Литература

1. Мирнов Р.В., Бакиров Р.Д. Особенности геологического строения Башкирского и Южно-Татарского палеошельфов, определившие закономерности распространения флюидоупоров в верхнедевонской карбонатной толще // Нефтяное хозяйство. 2021. № 6. С. 32–37.
2. Филиппов Б.В. Типы природных резервуаров нефти и газа. Ленинград: Недра, 1967. 123 с.
3. Хитров А.М., Ильин В.Д., Савинкин П.Т. Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре. Методическое руководство. М.: ВНИГНИ, 2002. 84 с.
4. Хитров А.М. Покрышки залежей углеводородов и ресурсный потенциал недр // Актуальные проблемы нефти и газа. 2013. № 1. С. 7–10.

ENGLISH

Results

The composition of rocks has been revealed and quantitative criteria have been obtained for predicting the distribution of seal rocks by well logging methods in the Upper Devonian carbonate deposits.

Conclusions

Developed criteria for predicting the distribution of seal rocks by well logging methods in the Upper Devonian carbonate sequence. provide an opportunity to increase the efficiency of prospecting and exploration for oil or gas to further increase the resources of the Volga-Ural oil and gas province.

References

1. Mirnov R.V., Bakirov R.D. Geological features of the Bashkir and South Tatar paleoshelfs, that control distribution of seals in the Upper Devonian carbonate deposits. Oil industry, 2021, issue 6, P. 32–37. (In Russ).
2. Filippov B.V. Types of natural reservoirs of oil and gas. Leningrad: Nedra, 1967, 123 p. (In Russ).
3. Khitrov A.M., Ilyin V.D., Savinkin P.T. Identification, mapping and forecasting of oil and gas content of traps in a three-member reservoir. Methodological guide. Moscow: VNIGNI, 2002, 84 p. (In Russ).
4. Khitrov A.M. Covers of hydrocarbon deposits and resource potential of the subsoil. Actual problems of oil and gas, 2013, issue 1, P. 7–10. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Нигматзянова Альбина Марсовна, главный специалист сектора ГИС и петрофизики месторождений РБ, отдел интерпретации и анализа качества ГИС, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: nigmatzyanovaam@bnipi.rosneft.ru

Мирнов Роман Викторович, главный специалист сектора седиментологии, литологии и бассейнового моделирования, отдел региональной геологии, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Бакиров Рустам Дамирович, главный менеджер отдела региональной геологии, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Бурикова Татьяна Валерьевна, руководитель сектора ГИС и петрофизики месторождений Республики Башкортостан, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Шавалиев Вадим Ингилевич, начальник отдела интерпретации и анализа качества ГИС, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Nigmatzyanova Albina Marsovna, chief specialist of the sector of geophysical methods and petrophysics fields of the Republic of Bashkortostan department of interpretation and analysis of the quality of geophysical methods, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: nigmatzyanovaam@bnipi.rosneft.ru

Mirnov Roman Viktorovich, chief specialist department of sedimentology, lithology and basin modeling, department of regional geology, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Bakirov Rustam Damirovich, chief manager department of regional geology, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Burikova Tatyana Valerevna, head of geophysical methods and petrophysics of fields in the Republic of Bashkortostan, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

ShavalievVadim Ingilevich, head of interpretation and quality analysis department GIS, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, 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

Актуальность разработки технологии УППДС

Малыхин И. А. – генеральный директор ООО «СК «Навигатор»
Пелипенко О. В. – 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 технологии 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 «0,00-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 (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. В 70-е годы прошлого века вся нефтяная отрасль Советского Союза работала на импортных химических реагентах. В то время деэмульгаторы входили в сотню стратегических продуктов, без которых функционирование экономики СССР было невозможно в принципе;
- 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: 10.24412/2076-6785-2022-2-39-43 УДК 552.122 I Научная статья

Результаты комплексного изучения нетрадиционного трещинно-кавернозного резервуара на примере одного из месторождений Красноленинского района (обоснование потенциально продуктивных интервалов и зон трещиноватости)

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 анализа продуктивности изучаемого разреза и развития зон трещиноватости 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, изучена трещиноватость полноразмерного керна.
Методы. Построена 1D трещинная модель и детальная геологическая модель двойной среды пластов БАК. Выполнен анализ продуктивности изучаемого разреза и развития зон трещиноватости.

Ключевые слова
бажено-абалакский комплекс, трещинная модель, двойная среда, трехмерная модель, продуктивность разреза

Продолжение (окончание). Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 1. С. 15–20.

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 потенциально продуктивных интервалов и зон трещиноватости) // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 39–43. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-39-43

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 (justification of potentially productive intervals and fracture zones)

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 analysis of productivity of the studied section and development of fracture zones at the test site of one of the fields of 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, full-size core fracture studied.
Methods. A 1D fracture model and a detailed geological model of the double medium of the BAC strata were constructed. Analysis of productivity of the studied section and development of fracture zones was performed.

Keywords
Bazheno-Abalak complex, crack model, double medium, 3D model, section productivity

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 (justification of potentially productive intervals and fracture zones). Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. 39–43. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-39-43

Received: 16.02.2022

Введение

Актуальность работ обусловлена низкой эффективностью текущих подходов к разработке нетрадиционных коллекторов, связанной со сложной локализацией запасов, нестабильными дебитами и быстрым снижением пластового давления. На рассматриваемом месторождении залежь пласта $ЮК_1$ введена в разработку с 1980 г. на двух участках в купольной части двух локальных поднятий. С целью разработки методических подходов и критериев локализации потенциально продуктивных зон (ППЗ) был выполнен анализ продуктивности изучаемого объекта и оценено влияние трещиноватости на величину максимальных дебитов нефти.

В настоящей статье представлены результаты детальных комплексных исследований керна 11 скважин с расширенным комплексом геофизических исследований скважин (ГИС), включая анализ трещиноватости разреза и результаты промыслово-геологических исследований, которые в последующем легли в основу локализации углеводородов (УВ) по результатам трехмерного геологического моделирования в пределах тестового полигона рассматриваемого месторождения.

Создание модели трещиноватости

Анализ трещиноватости выполнен на основе изучения полноразмерного керна, шлифов, микротомографии, ГИС [1]. Для выделения интервалов трещиноватости по данным ГИС совместно с керновой информацией (рис. 6) использованы: данные акустического широкополосного каротажа (АКШ) (быстрая и медленная поперечная волна, волна Стоунли, фазокорреляционная диаграмма (ФКД); электрические микроимиджеры; газовый каротаж, скорость проходки, испытания. По данным ГИС выделены 3 группы пород: трещиноватые, потенциально трещиноватые и не трещиноватые. При сопоставлении трещин с петротипами выявлена максимальная концентрация трещин в интервалах глинисто-кремнистых и кремнистых пород пласта $ЮК_0$ (ПТ 6, 8) и карбонатных пород пласта $ЮК_1$ (ПТ 10).

По комплексу геолого-промысловых данных проведена генетическая типизация трещин, выделены группы эндогенных (нетектонические + тектонические) и техногенных трещин [2]. По данным микросканеров (FMI) к группе литогенетических трещин отнесены трещины с углами менее 30 градусов, с углами более 30 градусов — к группе тектонических трещин. Естественные тектонические трещины, склонные к реактивации, укрупнены в две сквозные системы:

- азимут простирания 168°, угол падения 70° — преобладает по интенсивности в $ЮК_0$;
- азимут простирания 277°, угол падения 52° — преобладает по интенсивности в $ЮК_1$.

1D-модель трещиноватости пластов БАК включает 5 зон, отличающихся геометрией и плотностью трещин:

- зона 1: высокоуглеродистая толща $ЮК_0$ (пачки 3Т–6Т, содержит ПК);
- зона 2 низкоуглеродистая толща $ЮК_0$ (пачки 1Т+2Т, содержит ЕК);
- зона 3: кора выветривания (КВ) в кровле $ЮК_1$ (КВ, коллектор);
- зона 4: глауконитовые породы пласта $ЮК_1$ (коллектор пачки 2А);
- зона 5: глинистые отложения пачки 1А пласта $ЮК_1$ с линзами ЕК.

Линейная плотность трещин по данным FMI варьирует по зонам в диапазоне 0,125 (пачки 3Т–6Т) — 0,83 т/м (КВ), средняя длина трещин варьирует в диапазоне 35–100 м, апертура 0,00004 м (данные керна). Интенсивность трещин по латерали связана с тектоническими условиями формирования комплекса БАК (зон тектонического напряжения). Тренд площадной интенсивности трещин получен по результатам 3D сейсмо-геологического и геомеханического моделирования.

Анализ продуктивности разреза

Высокие неопределенности входных данных по геометрии трещин снижены по результатам настройки трещинной проницаемости секторной гидродинамической модели (ГДМ) на фактические параметры добычи до получения корректных результатов адаптации. Средняя величина трещинной проницаемости по зонам секторной модели составила: 1 (3Т–6Т) $ЮК_0$ — 0,8 мД, 2 (1Т–2Т) $ЮК_0$ — 3 мД, 3 (КВ 2А) $ЮК_1$ – 70 мД, 4 (низ 2А) $ЮК_1$ — 15 мД, 5 (КВ 2А) $ЮК_1$ — 12 мД.

Результаты геолого-геофизического моделирования использованы при построении детальной геологической модели двойной среды, достоверность которой подтверждена данными промысловых трассерных и геофизических исследований скважин (дебитометрия, профилеметрия) [3].

При разбуривании месторождения юрские отложения были объединены в один эксплуатационный объект, что определило наличие небольшого совместного фонда на пласты $ЮК_1$ и $ЮК_{2-9}$. В настоящем пласт

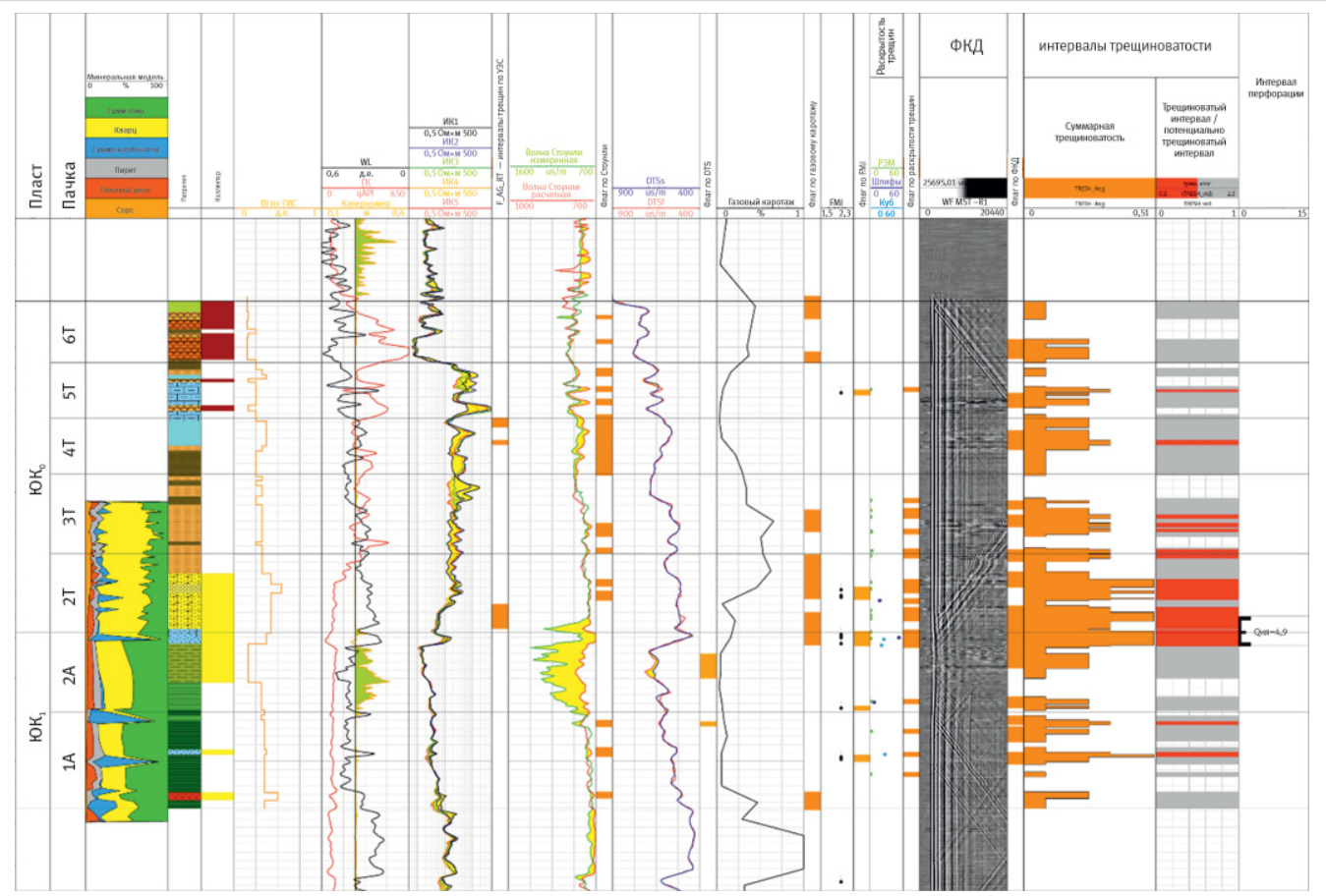


Рис. 6. Выявление трещин по комплексу ГИС
Fig. 6. Identification of cracks in the GIS complex

ЮК$_1$ является возвратным объектом после отработки фонда на объекте ЮК$_{2-9}$. Максимальная продуктивность скважин на ЮК$_1$ связана с зонами трещиноватости в сводах структур, а на ЮК$_{2-9}$ с участками развития русловых фаций (рис. 7).

В 2016–2017 гг. на 12 участках месторождения проведены трассерные исследования (рис. 8, 9), необходимые для контроля эффективности системы поддержания пластового давления (ППД) объекта ЮК$_{2-9}$. Фонд закачки и наблюдений включил 70 скважин, из них 22 скважины (31 %) перфорированы на пласт ЮК$_1$ (самостоятельный, совместный). Наблюдения меченой жидкости в скважинах с перфорацией пласта ЮК$_1$, закачанной в фонд ППД объекта ЮК$_{2-5}$, подтвердили флюидодинамическую связь объектов ЮК$_1$ и ЮК$_{2-5}$ по трещинам. Направления площадных систем трещин в интервале БАК-ЮК$_{2-5}$ по данным трассеров (Кпр › 5Д) и FMI совпали, что подтвердило правомерность геометрии трещин в 3D-модели пластов БАК.

Контроль за выработкой запасов нефти объекта ЮК$_1$ в период разработки осуществлялся методами промыслово-геофизических исследований (ПГИ). Данные ПГИ использовались как при обосновании петротипов (литотипов) ЕК, так и при настройке продуктивности трещинных зон в секторной гидродинамической модели двойной среды (нет КВД).

На рисунке 10 представлена схема по 4 скважинам с отражением приточных интервалов в перфорированном разрезе БАК по данным ПГИ.

В пласте ЮК$_0$ приточные интервалы в основном связаны с петротипами радиоляритов (ЕК ПТ6), глинисто-кремнистых пород (ЕК ПТ8) и чаще на границе контрастной хрупкости с карбонатами (НК). В пласте ЮК$_1$ приточные интервалы объединяют карбонаты и граничные с ними породы. Основной приток по разрезу всех скважин получен из кровли пласта ЮК$_1$ (слой КВ). В таблице 1 приведена оценка коэффициента работающих толщин по пластам и зонам трещиноватости скважин месторождения (Крт = Нпритока по фильтру/Нперфорации). Величины Крт, интенсивности притока подтвердили правильность разделения разреза БАК на 5 зон с разной интенсивностью трещиноватости. С максимальной производительностью работает кровля 2А (КВ) — зона трещиноватости 3 (Крт = 0,43, интенсивность 44 % от общего

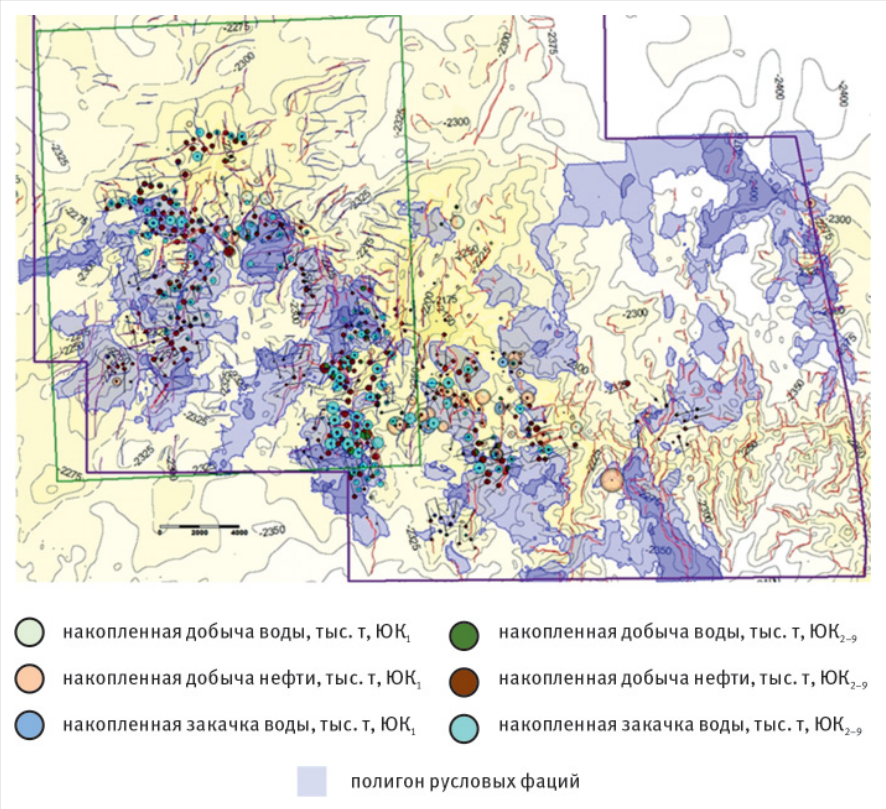


Рис. 7. Карта накопленных отборов объектов ЮК$_1$, ЮК$_{2-9}$ на структурной карте ЮК$_1$ и полигонами русловых фаций ЮК$_{2-9}$
Fig. 7. Map of accumulated selections of objects UK$_1$, UK$_{2-9}$ on the structural map of UK$_1$ and polygons of channel facies of UK$_{2-9}$

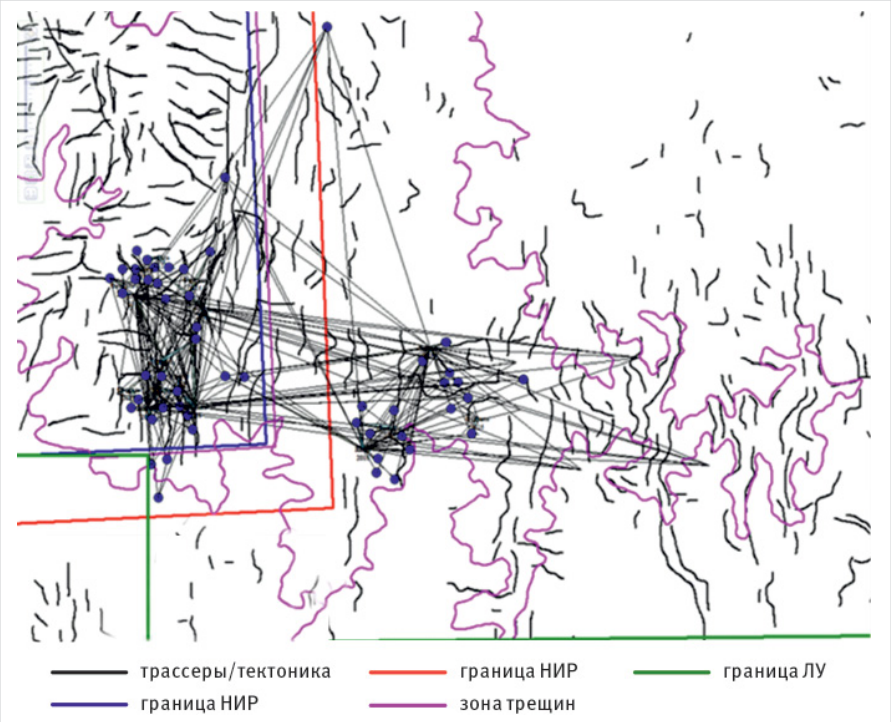


Рис. 8. Схема распределения трассерных потоков
Fig. 8. The scheme of distribution of transfer flows

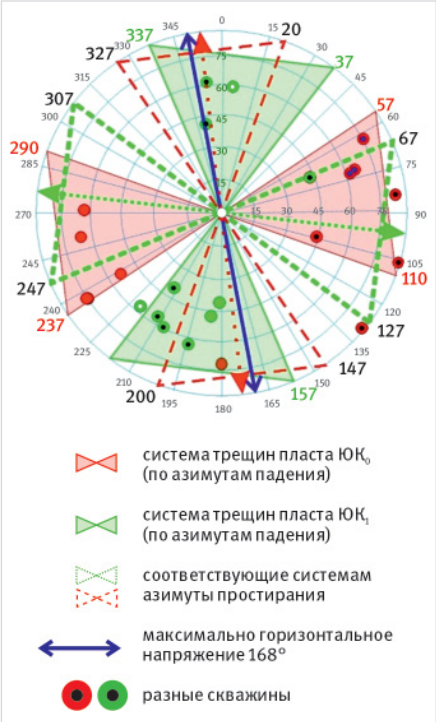


Рис. 9. Стереограммы простирания систем трещин по FMI
Fig. 9. Stereograms of the stretching of crack systems by FMI

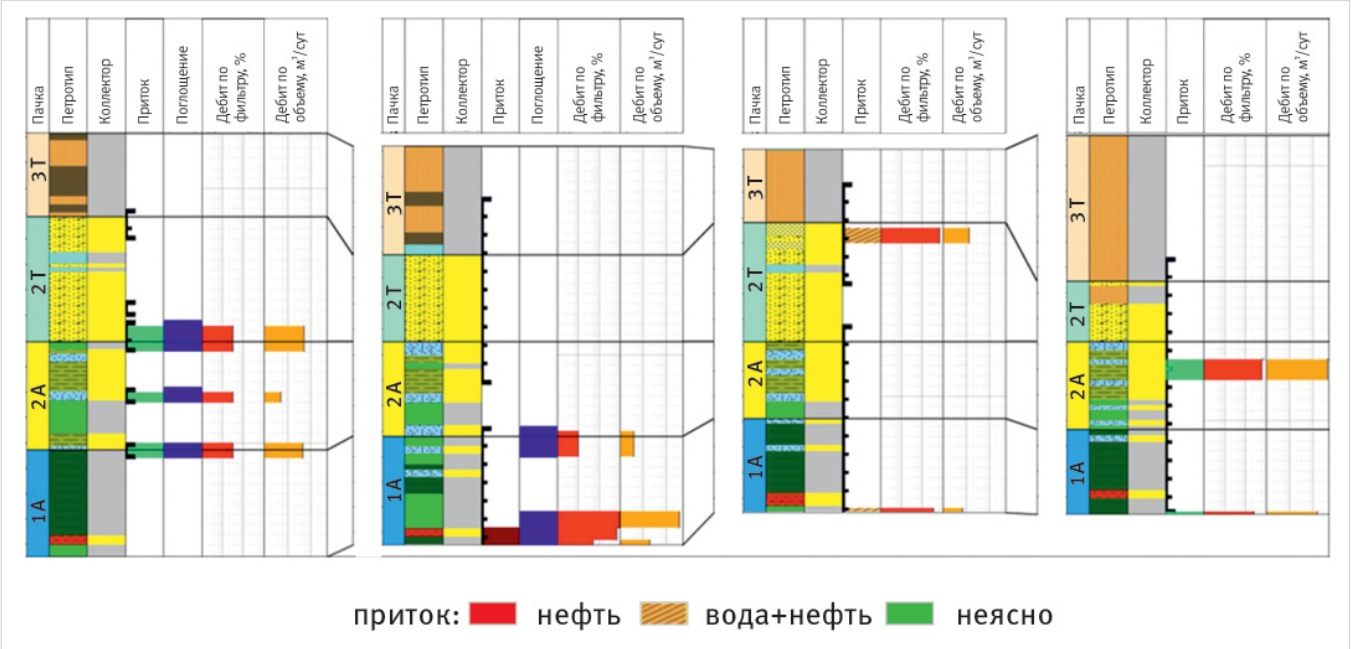


Рис. 10. Профиль ПГИ добывающих скважин на западном куполе ЛУ
Fig. 10. Profile of PGI producing wells on the western dome of the LU

Табл. 1. Оценка Крт по данным ПГИ 36 скважин
Tab. 1. Assessment of the Crt according to the PGI data of 36 wells

Пласт	Количество исследований	Нпл, м	Нперф, м	Нфильтра, м	Кперф, д.е.	КРТфильтра, д.е.
БАК	36	1 743	856	153	0,49	0,18
$ЮК_0$	29	1 040	349	32	0,34	0,09
$ЮК_1$	36	703	507	121	0,72	0,24
в т.ч. по зонам трещиноватости						
$ЮК_0$ (3Т-6Т)	15	710	132	2	0,19	0,01
$ЮК_0$ (1Т-2Т)	28	331	218	31	0,66	0,14
$ЮК_1$ (2А, КВ)	31	65	54	23	0,82	0,43
$ЮК_1$ (2А, ниже КВ)	32	291	217	50	0,75	0,23
$ЮК_1$ (1А)	35	346	235	47	0,68	0,20

притока). Приточность других зон трещиноватости характеризуют более низкие величины параметров: зона 2 (2Т+1Т) — Крт = 0,14, интенсивность 18 %, зона 4 (2А) — Крт = 0,23, интенсивность 31 %, зона 5 (1А) — Крт = 0,2, интенсивность 7 %.

Разная продуктивность зон отражает сложную природу нетрадиционного естественного коллектора, сочетающего породы с гидродинамической связью пустотного пространства и без нее, но содержащие свободный флюид.

Итоги

По результатам детальных комплексных исследований пород и пластов БАК впервые получены количественные характеристики естественных коллекторов на рассмотренном месторождении [4], выполнен анализ продуктивности разреза и оценено влияние трещиноватости на величину максимальных дебитов нефти. Выполнена оценка коэффициента работающих толщин по пластам и зонам трещиноватости скважин месторождения. В целом на данном этапе получены следующие основные результаты:

- построена 1D трещинная модель пластов БАК. Проведена ее верификация по данным керна, промысловым исследованиям, результатам геомеханического и гидродинамического моделирования;
- обоснованы параметры для построения детальной геологической модели двойной среды, являющейся основой для локализации ППЗ на тестовом полигоне рассмотренного месторождения.

Выводы

- Обосновано формирование зон продуктивности, связанное напрямую с развитием в пласте зон трещиноватости пород.
- По результатам комплексного изучения пород и пластов БАК были предложены методические подходы к локализации потенциально продуктивных интервалов (ПК, ЕК) и зон (ППЗ) на месторождении, необходимые для корректировки программы ГРР и освоения запасов ТРИЗ.

Литература

1. 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.
2. Кузьмина С.С., Авраменко Э.Б., Смышляева М.Д., Грищенко М.А. Продуктивность трещиноватых коллекторов на примере Бажено-Абалакского комплекса месторождения Красноленинского свода // Конференция. EAGE, Геомодель 2019. Геленджик. 9–13 сентября 2019.
3. Мусатов И.В., Новокрещин А.В., Гайфулина Е.Ф., Грищенко М.А. Исследование БАК на Красноленинском своде с помощью сейсмических методов // Семинар. EAGE. Наука о сланцах: новые вызовы. Москва. 5–6 апреля 2021. 5 с.
4. 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.

Results

Based on the results of detailed complex studies of the rocks and formations of the tank for the first time, quantitative characteristics of natural reservoirs at the considered field were obtained, the section productivity was analyzed and the effect of fracture on the value of maximum oil production was estimated. The coefficient of working thicknesses by formations and zones of fracture of wells of the deposit was estimated. Overall, the main results at this stage are as follows:

- a 1D fractured model of the BAC layers is constructed. Its verification was carried out according to core data, field studies, results of geomechanical and hydrodynamic modeling;
- the parameters for the construction of a detailed geological model of the dual medium, which is the basis for the localization of the PPZ at the test site of the considered field, are substantiated.

Conclusions

- The formation of productivity zones is justified, which is directly related to the development of fracturing zones in the formation of rocks.
- Based on the results of a comprehensive study of the rocks and formations of the BAC, methodological approaches were proposed to localize potentially productive intervals (PC, EC) and zones (PPZ) at the field, necessary for adjusting the exploration program and the development of TRIZ reserves.

References

1. 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).
2. Kuzmina S.S., Avramenko E.B., Smyshlyaeva M.D., Grishchenko M.A. Features of productivity of fractured reservoirs on the example of the Bazheno-Abalak complex of the Krasnoleninsky anticline. Conference, EAGE, Geomodel 2019, Gelendzhik, 2019, September 9–13, 5 p. (In Russ).
3. Musatov I.V., Novokreschin A.V., Gayfulin E.F., Grishchenko M.A. Exploration of Bazhen-Abalak complex at Krasnoleninsky arch by seismic methods. EAGE/SPE Workshop on Shale Science 2021, Moscow, 2021, April 5–6, 5 p. 2021. (In Russ).
4. 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).

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 petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: magrischenko@tnnc.rosneft.ru

Smyshlyaeva Marina Dmitrievna, manager,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Avramenko Esther Borisovna, manager,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: ebavramenko@rosneft.ru

INTECHNOL

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

СОЕДИНЯЯ ЛУЧШЕЕ – КРЕМНИЙ НА САПФИРЕ

Промышленная группа МИДА с 1991 года разрабатывает и производит датчики давления для предприятий нефтяной и газовой промышленности

избыточное давление, абсолютное, разрежение, дифференциальное, избыточное давление разряжение

Основная погрешность: 0,15 %; 0,25 %; 0,5 %

Измеряемое давление: От 1 кПа до 250 МПа

Взрывозащита: искробезопасная электрическая цепь P0 Ex ia I Ma X/,OEx ia IIC T4 Ga X взрывонепроницаемая оболочка 1Ex d IIB T4 Gb X

Температура рабочей среды: от -40 до +200
Температура окружающей среды: от -60 до +80

Исполнения с открытой измерительной мембраной для вязких сред

Вибропрочное исполнение для буровых установок

Аналоговые: 4–20 мА, 0–5 В, 0–10 В, 0–5 мА, 0,4–2 В
Цифровые: RS-485/Modbus RTU

Срок периодической государственной поверки 5 лет

8-800-200-03-04
Звонок по России бесплатный

www.midaus.com
sales@midaus.com

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-45-50 УДК 551 I Научная статья

Опыт моделирования конусов выноса на примере низкопроницаемого участка Приобского месторождения

Петрук А.А.[1], **Родионова И.И.**[1], **Мухаметов А.Р.**[1], **Галеев Э.Р.**[1], **Искевич И.Г.**[1], **Фазылов Д.С.**[1], **Мумбер П.С.**[2]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия
rodionovaii@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
В статье представлен подход к моделированию низкопроницаемых, низкосвязанных зон глубоководной фации конусов выноса на примере одного из лицензионных участков Приобского месторождения, основанный на значительном снижении корреляционных радиусов. На рассматриваемом участке бурение большого количества горизонтальных скважин (ГС) позволило провести измерение среднего размера песчаных тел. Для более достоверного результата горизонтальные скважины взяты на достаточно большом расстоянии друг от друга и из разных участков месторождения. Траектория горизонтального участка скважин проходит параллельно структурным поверхностям. В ходе проведенного исследования установлено, что средний размер тел составляет 220 м.

Материалы и методы
По данным гамма-каротажа большого количества близкорасположенных горизонтальных скважин проведена работа по измерению среднего размера длин песчаных тел. Основываясь на полученных значениях, исследовано поле вероятностей при вариограммном анализе на более короткой дистанции. Учитывая новые корреляционные радиусы и характер распределения ФЕС в дистальной части турбидитного комплекса, построена модель, приближенная к реальной геологии.

Ключевые слова
горизонтальные скважины, вариограммный анализ, адаптация, продуктивность скважин, низкопроницаемый коллектор, трудноизвлекаемые запасы

Для цитирования
Петрук А.А., Родионова И.И., Мухаметов А.Р., Галеев Э.Р., Искевич И.Г., Фазылов Д.С., Мумбер П.С. Опыт моделирования конусов выноса на примере низкопроницаемого участка Приобского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 45–50.
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-45-50

Поступила в редакцию: 04.04.2022

UDC 551 I Original Paper

Modeling experience of low-permeability reservoirs the case of license block of the Priobskoe field

Petruk A.A.[1], **Rodionova I.I.**[1], **Mukhametov A.R.**[1], **Galeev E.R.**[1], **Iskevich I.G.**[1], **Fazylov D.S.**[1], **Mummer P.S.**[2]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia, [2]"RN-Yuganskneftegaz" LLC, Nefteyugansk , Russia
rodionovaii@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The article presents an approach to modeling low-permeability, low-dissected zones of deep-water fan facies on the example of one of the licensed areas of the Priobskoye field, based on a significant reduction in correlation radii. Drilling of many horizontal wells (HWs) in the area under consideration made it possible to measure the average size of sand bodies. For a more reliable result, horizontal wells (HWs) were taken at an enormous distance from each other and from different parts of the field. The trajectory of the horizontal part of the wells penetrates parallel to the structural surfaces. In the study's course, it is deemed that the average size of the bodies is 220 m.

Materials and methods
Based on the results gamma ray from many densely spaced horizontal wells, work has been done to measure the average size of sand body lengths. Based on the goat values, the probability field was by investigated in variogram analysis at a shorter distance. Considering the new correlation radii and the nature of the distribution of reservoir properties in the distal part of the turbidite complex, a model is constructed.

Keywords
horizontal wells, variogram analysis, convergence, well productivity, low-permeability reservoir, hard-to-recover reserves

For citation
Petruk A.A., Rodionova I.I., Mukhametov A.R., Galeev E.R., Iskevich I.G., Fazylov D.S., Mummer P.S. Modeling experience of low-permeability reservoirs the case of license block of the Priobskoe field. Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. 45–50. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-45-50

Received: 04.04.2022

Отложения участка представляют собой фондоформенную часть клиноформенного комплекса отложений, осложненных системой конусов выноса и оползневых тел. Отложения конусов выноса представляют собой аккумулятивное тело линзовидной формы, с одной стороны, с другой — утоняющееся в сторону открытого моря [1]. В строении конусов выноса выделяют проксимальную, среднюю и дистальную части. Накопление и сброс материала в виде турбидитных потоков является цикличным в данной фациальной обстановке, поэтому с течением времени сбрасываемые порции материала накладываются друг на друга, образуя систему «лопастей». Данная фация характеризуется сверхнизкой проницаемостью, высокой расчлененностью, низкой латеральной связностью. Зернистость уменьшается вниз по направлению сноса. Так, рассматриваемая залежь А представляет собой слияние лопастей в целостную систему конусов выноса [2].

Коллектор в основном сложен переслаиванием песчаников от мелкозернистых до алевритистых. Коллектор порового типа, низкопроницаемый за счет малого размера поровых каналов и высокой рассеянной глинистости.

По состоянию изученности на 2021 г. рассматриваемый участок характеризуется следующими параметрами: средний коэффициент пористости 0,16 д. ед., средняя абсолютная проницаемость 0,52 мД, эффективная проницаемость 0,22 мД, коэффициент нефтенасыщенности 0,52 д. ед, коэффициент расчлененности 9. Доля коллектора 35 %. На основании лабораторных исследований керна прогнозируется ухудшение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) при удалении от источника сноса (рис. 1).

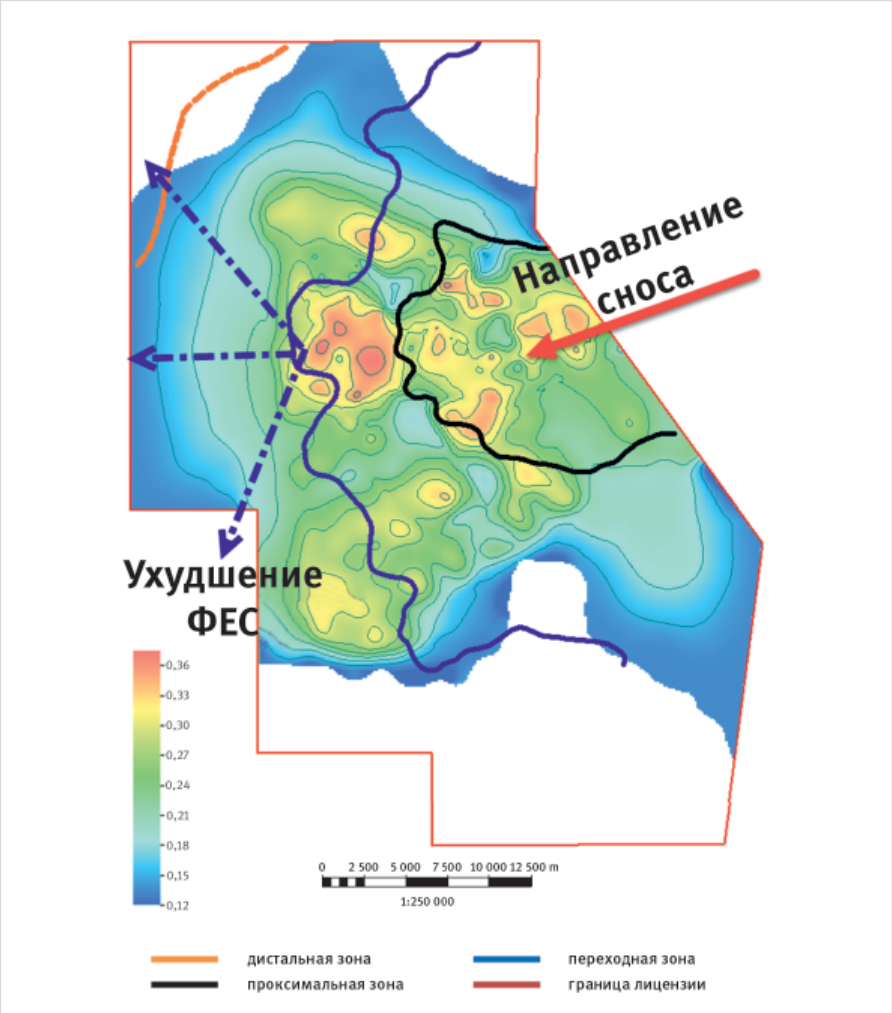


Рис. 1. Карта распространения средней эффективной проницаемости для залежи пласта А
Fig. 1. Distribution map of average effective permeability for Reservoir A

Особенности обоснования корреляционных радиусов

В рамках создания постоянно действующей геологической модели (ПДГМ) проведена работа по определению среднего размера песчаных тел с привлечением дополнительной промысловой информации по горизонтальным скважинам (ГС), что дало основание для уменьшения корреляционных радиусов.

Разработка участка ведется рядной системой ГС с расстоянием между рядами 200 м, длина горизонтального участка 1 200 м. Всего пробурено более 450 скважин, 80 % из которых с горизонтальным окончанием. Азимут расположения ГС преимущественно 327 градусов, при таком расположении траектория ГС проходит перпендикулярно распространению тел. Единичные ГС с азимутом ствола 235 градусов проходят вдоль сноса материала.

Бурение большого количества близкорасположенных скважин позволило провести измерение длины песчаных тел по каротажным диаграммам. Для оценки длины песчаных тел подобраны скважины, удовлетворяющие следующим критериям:

- горизонтальные скважины. ГС способны проходить тело насквозь параллельно залеганию;
- траектория. Проведение горизонтального участка должно быть параллельно структурной поверхности соответствующего пласта. Так выше вероятность пройти тело насквозь, не выходя за границы пропластка;
- удаленность скважин. Выборка учитывает скважины из разных фациальных обстановок. Удаленность скважин друг от друга обеспечивает возможность замерить длину тела поперек сноса независимо от длины тела вдоль сноса, также это исключает двойной учет одного и того же песчаного тела [3];

Табл. 1. Длина песчаных тел, выделенных по стволу горизонтальных скважин
Tab. 1. The length of sand bodies identified along the horizontal wells

№ скв.	X1	X2	X3	X4	X5	X6	X7	X8	X9	X10	X11	X12	X13	X14	X15	X16	X17	X18	X19	X20	X21	X22
Длина песчаных тел, м	238	131	385	684	202	283	283	567	143	197	209	733	208	81	377	340	63	135	155	346	115	277
	77	95	323	-	263	263	744	136	604	91	480	62	225	88	498	656	407	131	386	568	20	368
	131	95	210	-	240	240	-	188	31	614	24	113	36	9	170	-	97	226	19	283	25	176
	82	730	-	-	-	-	-	-	326	-	42	127	15	62	-	-	57	82	19	-	180	-
	85	-	-	-	-	-	-	-	-	-	30	-	67	115	-	-	-	378	40	-	175	-
	15	-	-	-	-	-	-	-	-	-	104	-	24	-	-	-	-	-	94	-	31	-
	59	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	9	-	-	-	-	-	-	-	21	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	229	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	141	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	23	-	-	-	-	-	-	-	-	-

- исследования. Наличие полного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС);
- качество исследований. Высокое качество записи кривой гамма-каротажа (ГК) на всем интервале исследования.

На скважинах по данным ГК выделены границы песчаных тел. Гамма-каротаж показывает естественную радиоактивность (гамма-активность) пород, образуемую за счет радиоактивных изотопов глинистых минералов, в скважине. Глубина исследования метода ГК — до 40 см. Чувствительность падает с удалением пропорционально радиусу в кубе, таким образом, влияние глинистых пропластков на показание ГИС будет незначительным.

Далее проводится измерение длин выделенных тел (рис. 2). Введено понятие «пропласток», так как в некоторых случаях песчаные тела могли быть результатом амальгамации (слияния) небольших конусов выноса, которые, вероятно, могут являться составляющими большого тела (например, по ГК скважины X1 на рисунке 2 хорошо видно разделение, в то время как по скважине X2 определить разные тела значительно сложнее).

При рассмотрении данных ГИС горизонтальных скважин в верхней части прослеживаются интервалы с большей глинизацией, в центральной части резкое изменение характера кривой, описывающей интервал песчаников, в нижней также глинизированные участки, отмечающие границы тел. При рассмотрении наклонно направленных скважин (ННС) песчаники располагаются в нижней части интервала. Согласно показаниям ГИС в ННС, можно предположить, что траектории ГС не выходят за пределы коллектора.

Средняя длина тел в целом составила 220 м. Размер тел меняется от самых мелких 9–20 м до крупных 600–800 м (табл. 1). Отмечено, что северо-восточная часть представлена самыми протяженными телами, а юго-западная часть — наибольшим количеством тел малого размера, также заметна зависимость уменьшения среднего размера тел по направлению ухудшения ФЕС [4]. Из скважин с азимутом 235 градусов ни одна не учитывалась при анализе, так как не удовлетворяет указанным критериям.

Поскольку 80 % скважин с горизонтальным окончанием расположены перпендикулярно сносу песчаного материала, нет возможности точно узнать форму песчаных тел вдоль сноса. Поэтому на текущий момент принято решение считать форму тел изометричной.

Статистические данные моделей, состоящих большей частью из наклонно направленных скважин, позволяют установить радиус корреляции только в пределах расстояния между скважинами (≤ 1 000 м).

Возможность установить радиусы корреляции ниже, приближаясь к размерам реальных тел, появляется при условии большого количества близкорасположенных скважин, в том числе и горизонтальных.

Ранее при построении моделей использовался стандартный подход моделирования, основанный на данных разведочных и наклонно направленных скважин, радиус корреляции по которым устанавливался на уровне 1 000–1 200 м по главному и второстепенному направлению [5].

По мере бурения новых горизонтальных скважин и пополнения статистических данных в модели уточнялось геологическое строение, в результате чего появилась возможность исследовать поле вероятностей при вариограммном анализе на более короткой дистанции. Так, второй метод основан на данных большого количества близкорасположенных горизонтальных скважин, радиус корреляции устанавливается на уровне 200–300 м.

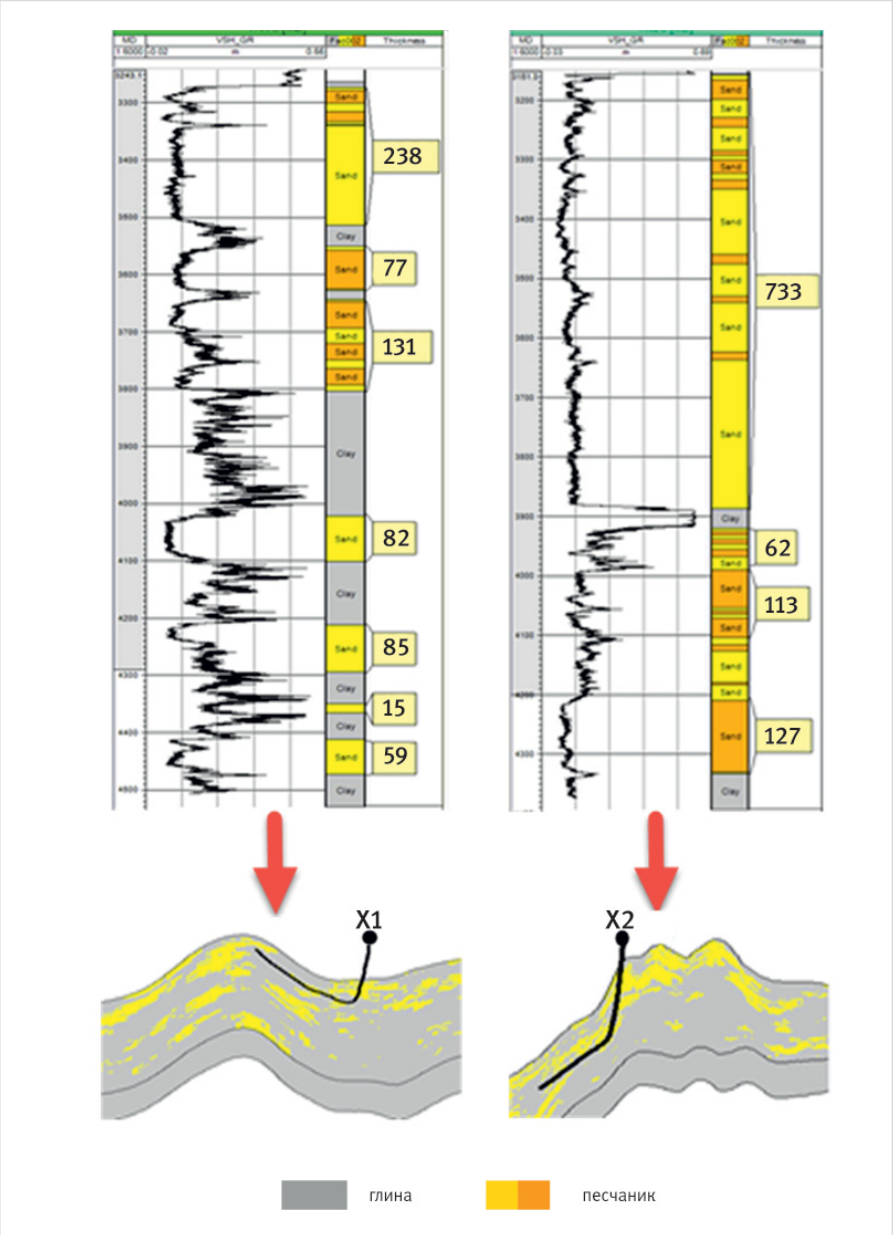


Рис. 2. Пример определения границ песчаных тел по скважинам X1 и X2 с азимутом 327 градусов
Fig. 2. An example of the boundaries determining of sand bodies in wells X1 and X2 with an azimuth of 327 degrees

Для моделирования свойства литологии модели выбран метод SIS (Sequential Indicator Simulation, последовательное индикаторное моделирование), который предназначен для распределения дискретных значений. Далее проведен анализ скважинных данных для формирования закона распределения для каждой фации. Вариограммы, характеризующие степень изменчивости фаций вдоль трех декартовых осей, и набор вероятностей нахождения данной фации по каждому прослою для двух способов моделирования представлены в таблицах 2 и 3. В рамках проделанной работы корреляционные радиусы для стандартной модели определялись на данных ННС, для модели малых тел на основе данных ГС и составили 1 000–1 200 м и 200–300 м, соответственно (табл. 4).

Проведена серия распределений фаций с различным значением range (длины корреляции). Тип вариограммы был избран сферический, обладающий нейтральными характеристиками. Nugget использовался нулевой. С уменьшением длины лагов до 100 «плато» устанавливается на уровне 20 м.

При моделировании рассчитывалась единственная стохастическая реализация. В неразбуренных областях использовался тренд, а межскважинные области контролировались скважинными данными, благодаря принятым рангам вариограмм. Для контроля соотношения распределения литологии при разных способах моделирования задавался геолого-статистический разрез по параметру песчанистости пласта А по скважинам. Процент песчанистости не изменялся (35 %).

Куб пористости и проницаемости строился по данным ГИС. Для заполнения ячеек

Табл. 2. Параметры вариограмм для модели малых тел
Tab. 2. Variogram's options (small body model)

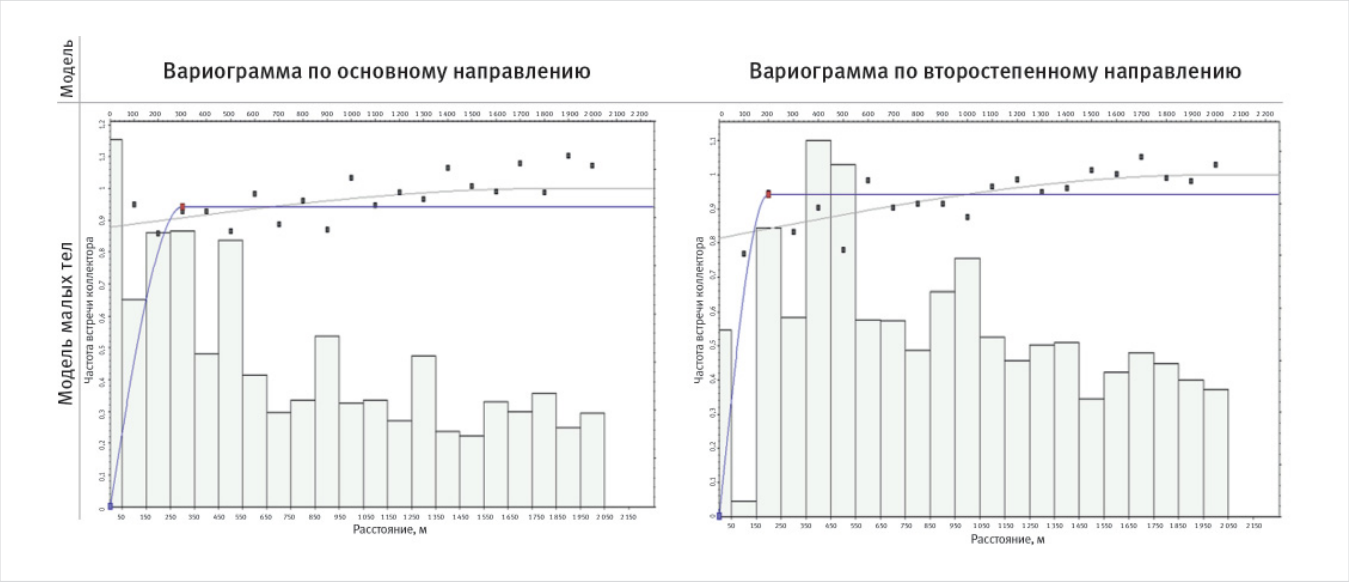
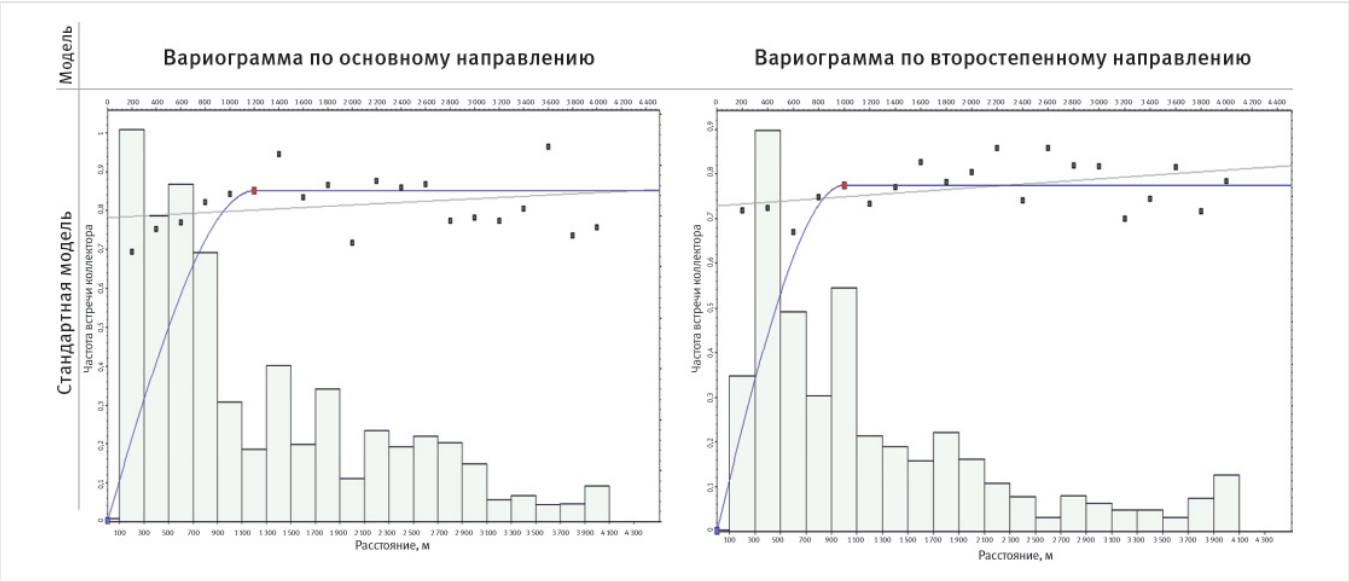


Табл. 3. Параметры вариограмм для стандартной модели
Tab. 3. Variogram's options (standard model)



сетки использовалось последовательное моделирование Гаусса. Свойства для куба пористости распределялись с учетом тренда рассчитанного из куба литологии, куб проницаемости строился с учетом тренда, рассчитанного из куба пористости.

Расчет водонасыщенности был произведен путем совместного использования кривых водонасыщенности, рассчитанных по ГИС, и J-функции Леверетта, позволяющей определить водонасыщенность в каждой точке коллектора по следующим параметрам: пористости, проницаемости, разности плотностей воды и нефти, а также превышения данной точки над зеркалом свободной воды. J-функция была подобрана таким образом, чтобы результат моделирования соответствовал скважинным данным, полученным при интерпретации ГИС.

На основе полученных результатов измерения тел и вариограммного анализа перестроены геологические модели. В стандартной модели пласт един и гидродинамически стабилен. Низкая анизотропия и высокая степень аппроксимации свойств, размер каждого отдельного тела начинается от 1 200 м. Этот подход не позволяет получить удовлетворительный прогноз в гидродинамической модели (рис. 3).

Табл. 4. Сопоставление полученных параметров вариограмм
Tab. 4. Comparison of variograms options

Зона	Главное направление, м	Направление, перпендикулярное главному, м	Вертикальное направление, м	Длина лага	Тип вариограммы
Модель малых тел	300	200	2	100	Сферическая
Стандартная модель	1 200	1 000	2	200	Сферическая

В то время как в модели малых тел встречаются как слитые вместе тела, так и единичные (гидродинамическая разобщенность между скважинами), анизотропия фильтрационных свойств совпадает с изменчивостью коллектора (рис. 4). Протяженные тела разбиваются на более мелкие, приближаясь к реальной геологической обстановке накопления осадков, размеры и взаиморасположение тел позволяют не использовать мультипликаторы при адаптации (реальная геология).

Стоит обратить внимание на подход к определению длин песчаных тел по данным динамики работы скважин [6]. Данный

подход проведен для пластов группы А Приобского месторождения и основан на использовании стохастических геолого-гидродинамических моделей (ГГДМ). Использование стохастических моделей позволило воспроизвести фактическую динамику работы скважин с помощью параметров геологической неоднородности.

В работе [6] представлена подробная методика построения синтетических стохастических 3D ГГДМ, позволяющих определить влияние исходных данных модели на геометрические размеры песчаных тел и параметры геологической неоднородности, а также параметров геологической неоднородности на прогнозные показатели разработки [7].

Данная задача выполнялась при помощи использования различных вариаций значений рангов вариограмм по различным направлениям (радиуса вариограммы по оси z — R_z, радиуса вариограммы по оси x — R_x), характеризующих геометрические размеры распределяемых в объеме модели геологических тел при различных значениях песчанистости (NTG). Затем оценивались статистические значения геометрических размеров тел для сравнения с рангом. Так, средний латеральный размер песчаных тел исследуемого участка составил около 100 м. Формула расчета среднего значения латерального размера песчаного тела для Приобского месторождения представлена в [6] и имеет вид:

$$L_{тела(Rz)} = 2,2075 \times \exp(1,4465 \times NTG) \times \sqrt{R_x \times R_z}. \quad (1)$$

Средняя длина песчаного тела в большой степени влияет на коэффициент извлечения нефти (КИН). На основе данных исследований сделаны следующие выводы.

1. Увеличение NTG и R_x до определенных граничных значений повышает КИН:
   - при NTG › (0,6–0,8) изменение R_x практически не влияет на КИН;
   - при R_x ≥ 1 500 м изменение NTG практически не влияет на КИН.
2. При небольших значениях R_x влияние NTG на КИН значительнее.

Данный подход предлагается использовать для моделирования низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых коллекторов (аналогов ачимовских отложений).

Итоги

Бурение большого количества близкорасположенных скважин позволило провести измерение длины песчаных тел по каротажным диаграммам. Выделены критерии отбора скважин. Средняя длина тел в целом составила 220 м. Полученные выводы совпадают с выполненными исследованиями по экспериментальному определению длин песчаных тел по данным динамики работы скважин, описанными в работах [6, 7].

Выводы

На рассматриваемом участке выполнена оценка среднего размера длин геологических песчаных тел по данным гамма-каротажа

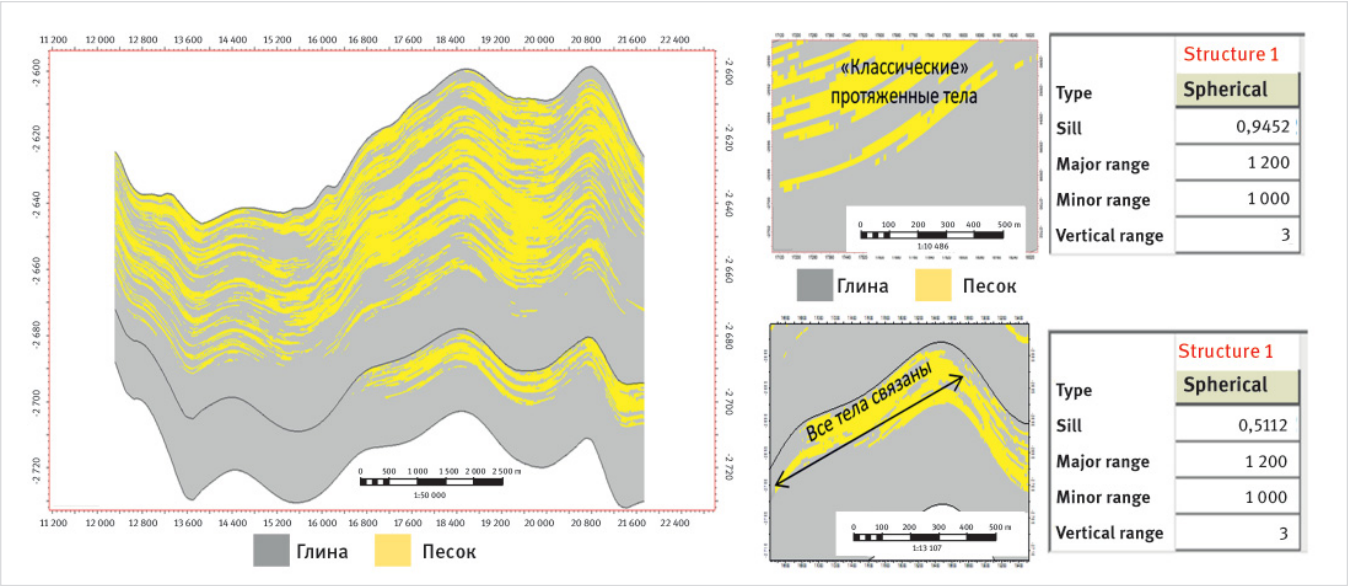


Рис. 3. Пример корреляционных радиусов и длин моделируемых тел, стандартная модель
Fig. 3. Example of correlation radii and lengths of simulated bodies, standard model

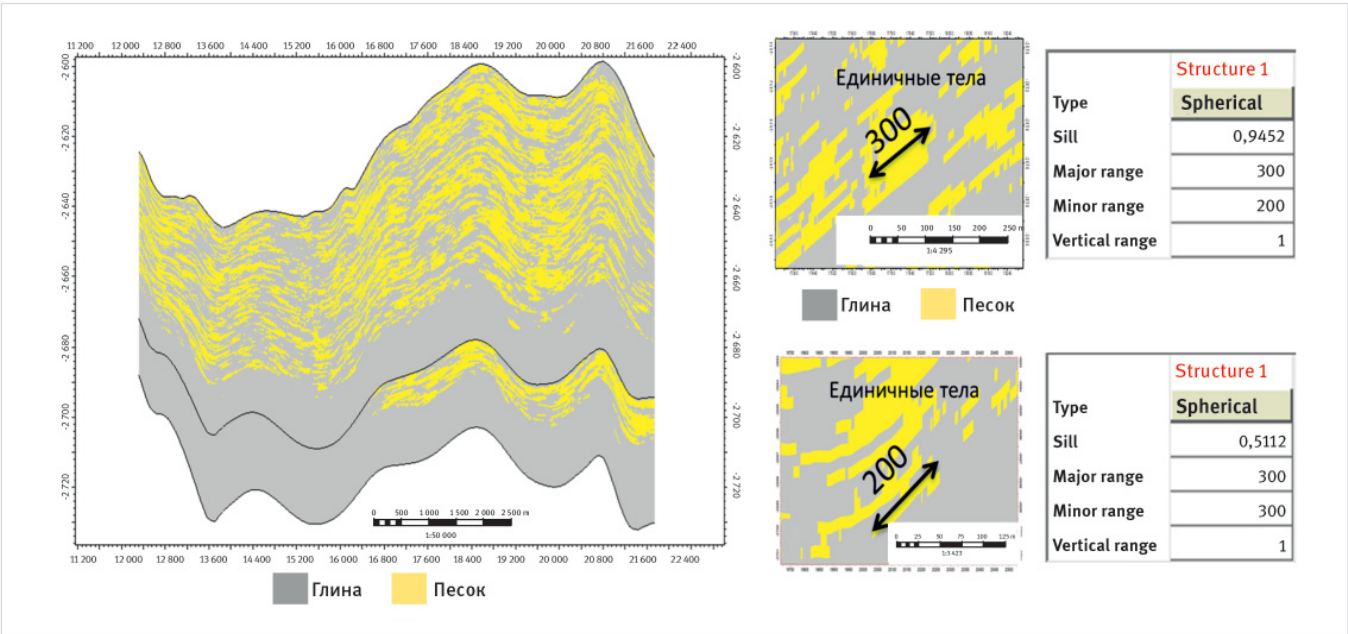


Рис. 4. Пример корреляционных радиусов и длин моделируемых тел, модель малых тел
Fig. 4. Example of correlation radii and lengths of simulated bodies, model of small bodies

горизонтальных скважин. Основываясь на полученных значениях, исследовано поле вероятностей при вариограммном анализе на более короткой дистанции. Учитывая новые корреляционные радиусы и характер распределения ФЕС в дистальной части турбидитного комплекса, построена модель, приближенная к реальной геологии, средний размер песчаных тел составил 220 м.

Литература

1. Рыкус М.В., Рыкус Н.Г. Седиментология терригенных резервуаров углеводородов. Уфа: Мир печати, 2014. 158 с.
2. Закревский К.Е., Нассонов Н.В. Геологическое моделирование клиноформ неокома Западной Сибири. Тверь: ГЕРС, 2012. 80 с.
3. Алехина М.С., Черкас Е.О., Жуковская Е.А., Буторина М.А. Методика создания фациально-ориентированной концептуальной модели ачимовских отложений Салымской группы месторождений. Современные проблемы седиментологии в нефтегазовом инжиниринге. Томск: ЦППС НД, 2017. С. 215–222.
4. Дмитриевский А.Н., Казаненков В.А., Рыльков С.А., Ершов С.В. Северное Приобье Западной Сибири. Геология и нефтегазоносность неокома. Новосибирск: СО РАН, 2000. 200 с.
5. Ковалевский Е.В. Геологическое моделирование на основе геостатистики. Студенческое лекционное турне Russia & CIS. 2011–2012. 122 с.
6. Федоров А.Э., Аминева А.А., Дильмухаметов И.Р., Краснов В.А., Сергейчев А.В. Анализ геологической неопределенности при стохастическом моделировании геологических тел // Нефтяное хозяйство, 2019. № 9. 24–28 с.
7. Федоров А.Э., Дильмухаметов И.Р., Поваляев А.А., Антонов М.С., Сергейчев А.В. Многовариантная оптимизация систем разработки низкопроницаемых коллекторов нефтяных месторождений Ачимовской свиты // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE. Онлайн. 26–29 октября 2020. SPE-201811-RU, 2020.

ENGLISH

Results

Drilling of a large number of closely located wells made it possible to measure the length of sand bodies using logging diagrams. Well selection criteria are highlighted. The average body length as a whole was 220 m. The conclusions obtained coincide with the studies carried out on the experimental determination of the lengths of sand bodies based on the data of the dynamics of the wells described in [6, 7].

Conclusions

In the observed area an estimate of the average size of the lengths of geological sand bodies was made according to gamma-ray data horizontal wells. Based on the obtained values, the probability field was investigated in variogram analysis at a shorter distance. Considering the new correlation radii and the nature of the distribution of reservoir properties in the distal part of the turbidite complex, a model was built that is close to real geology, the average size of sand bodies was 220 m.

References

1. Rykus M.V., Rykus N.G. Sedimentology of terrigenous reservoirs of hydrocarbons. Ufa: Mir pechati, 2014, 158 p. (In Russ).
2. Zakrevsky K.E., Nassonov N.V. Geological modeling of clinoforms of the Neocomian of Western Siberia. Tver: GERS, 2012, 80 p. (In Russ).
3. Alekhina M.S., Cherkas E.O., Zhukovskaya E.A., Butorina M.A. Methodology for creating a facies-oriented conceptual model of the Achimov deposits of the Salym group of deposits. Modern problems of sedimentology in oil and gas engineering. Tomsk: TSPPS ND, 2019, P. 215–222. (In Russ).
4. Dmitrievsky A.N., Kazanenkov V.A., Rylkov S.A., Ershov S.V. Northern Ob region of Western Siberia. Geology and oil and gas potential of the Neocomian. Novosibirsk: SO RAN, 2000, 200 p. (In Russ).
5. Kovalevskiy E.V. Geological modelling on the base of geostatistics. Student Lecture Tour Russia & CIS, 2011–2012, 122 p. (In Russ).
6. Fedorov A.E., Amineva A.A., Dilmukhametov I.R., Krasnov V.A., Sergeichev A.V. Analysis of geological heterogeneity in geological stochastic modeling. Oil industry, 2019, issue 9, P. 24–28. (In Russ).
7. Fedorov A.E., Dilmukhametov I.R., Povalyaev A.A., Antonov M.S., Sergeichev A.V. Multivariate optimization of the development systems for low-permeability reservoirs of oil fields of the Achimov formation. SPE Russian petroleum technology conference, Virtual, 26–29 Oct 2020, SPE-201811-RU, 2020. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Родионова Инесса Игоревна, начальник отдела секторного моделирования (Приобское месторождение), ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: rodionovaii@bnipi.rosneft.ru

Петрук Анастасия Сергеевна, техник отдела секторного моделирования (Приобское месторождение), ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Мухаметов Альберт Рудольфович, главный специалист отдела секторного моделирования (Приобское месторождение), ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Галеев Эдгар Русланович, главный специалист отдела секторного моделирования (Приобское месторождение), ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

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

Фазылов Денис Сафуанович, старший специалист отдела бурения и зарезки боковых стволов, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Мумбер Полина Сергеевна, начальник отдела планирования эксплуатационного бурения, ООО «РН-Юганскнефтегаз», Нефтеюганск, Россия

Rodionova Inessa Igorevna, head of the sector modeling department (Priobskoye field), “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: rodionovaii@bnipi.rosneft.ru

Petruk Anastasia Sergeevna, technician of the sector modeling department (Priobskoye field), “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Mukhametov Albert Rudolfovich, chief specialist of the sector modeling department (Priobskoye field), “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Galeev Edgar Ruslanovich, chief specialist of the sector modeling department (Priobskoye field), “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

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

Fazylov Denis Safuanovich, senior specialist of drilling department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Mumber Polina Sergeevna, head of the operational drilling planning department, “RN-Yuganskneftegaz” LLC, Nefteyugansk, Russia

АДКУ 4.0.
Российский программный комплекс для построения АСУТП

Многолетний опыт

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

Импортозамещение

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

Импортоопережение

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

РАБОЧИЕ МЕСТА

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

СТРУКТУРА ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА

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

ОБЪЕКТЫ АВТОМАТИЗАЦИИ

Нефтедобыча | Нефтеподготовка | ППД | Трубопровод | Электроэнергетика | КРС

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

ПКБ АСУ НЕФТЬ

30 лет

ПЗЭМИ: Импортозамещение для нефтегазового комплекса — кабельные муфты

АО «Подольский завод электромонтажных изделий» был построен еще в советское время, в 1957 г. для производства электрощитового оборудования в одном из научно-производственных центров Подмосковья — орденоносном г. Подольске.

За эти долгие годы завод прошел славный путь своего развития, сохранил и приумножил коллектив завода, вырастил плеяду высококвалифицированных инженерно-технических специалистов и рабочих кадров, освоил ряд новых наукоемких производств.

АО «ПЗЭМИ» продолжает производить ЭО на напряжение 1–10 кВ, мощностью до 2 500 кВ·А, но уже на новом технологичном уровне, с порошковой покраской, с современной релейной защитой, с телемеханикой. Значительно расширена номенклатура производимого оборудования: это трансформаторные подстанции в металлическом корпусе, бетонной оболочке и в корпусе из сэндвич-панелей, КРН, реклоузеры и т.д.

Специалистами завода было разработано и освоено наукоемкое оборудование с большой добавленной стоимостью для атомных электростанций (АЭС). Сегодня в России это единственное предприятие, которое поставляет его на все отечественные АЭС.

АО «ПЗЭМИ» является также лидером в стране по производству термоусаживаемой кабельной арматуры (ТКА) — это соединительные, концевые, переходные, ремонтные, специальные муфты на напряжение 1–35 кВ, с номенклатурой более 2 500 наименований на все виды кабелей: с бумажной пропитанной изоляцией, с изоляцией из сшитого полиэтилена и этиленпропиленовой резины, на кабель в исполнении НГ: НГ-LS, НГ-HF, НГ-FR; производит более 20 000 комплектов кабельных муфт в месяц.

Производство заготовки термоусаживаемой трубки на червячном прессе

Муфта концевая на 35 кВ

Завод производит кабельные муфты полного цикла, т.е. специалисты разрабатывают конструкцию кабельных муфт, композиционные материалы из отечественного сырья в виде гранул, из которых в дальнейшем производятся все термоусаживаемые компоненты муфт: перчатки, герметики, клеи, трубки однослойные и двухслойные разного сечения и назначения — изоляционные, шланговые, трекингостойкие, маслостойкие, трубки стресс-контроля, трубки в исполнении НГ.

Кабельные муфты на напряжение 1–35 кВ для кабеля с изоляцией из сшитого полиэтилена производятся с 2002 г., муфты в исполнении НГ, не поддерживающие горение, — с 2005 г., поставляются на объекты с 1 категорией по пожарной безопасности (АЭС, метрополитены, торговые центры, поликлиники).

За последние годы все больше прокладываются кабели с этиленпропиленовой изоляцией, особенно на северных территориях страны. Завод имеет большой опыт поставки муфт для этого кабеля. Была произведена большая поставка в Московский строящийся и действующий метрополитен, а также в другие регионы.

Кабельные муфты производства АО «ПЗЭМИ» аттестованы в ПАО «Россети» и включены в реестр поставщиков ПАО «Транснефть».

ПОДОЛЬСКИЙ ЗАВОД
электромонтажных изделий

Старостин Николай Васильевич
коммерческий директор АО «ПЗЭМИ»

142115, Московская обл., г. Подольск,
ул. Правды, 31
www.pzemi.ru
+7 (499) 400-57-91

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-53-56 УДК 622.24 I Научная статья

Опережающее бурение для сокращения сроков строительства нефтяных скважин

Кузьмин В.Н.[1], Дё А.Д.[1], Дорофеев Н.П.[1], Седов Н.В.[1], Барданова О.Н.[1], Юхнин И.С.[1], Алешкин С.В.[2]
[1]УдГУ – Институт нефти и газа, Ижевск, Россия, [2]ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», Ижевск, Россия
yakvn72@yandex.ru

Аннотация
В данной статье рассматривается вариант решения актуальной на сегодняшний день задачи — сокращения капиталовложений в строительство скважины за счет применения технологии опережающего бурения скважин под обсадную колонну «направление». Произведен анализ актуальности данного вопроса, рассмотрен стандартный цикл строительства скважины, предложено два альтернативных подхода к этапам строительства скважины, произведены расчеты экономической эффективности данных предложений и сравнение капиталовложений при использовании рассматриваемых методик.

Материалы и методы
Определение фонда скважин на календарный год для планирования работы буровой бригады опережающего бурения. Выбор исполнительного органа работы по строительству ОК «направление» станком малой мощности.
Назначение конкретной бригады для строительства фонда скважин и начало работы на месторождении. Практическая реализация — после выполнения строительных работ под ОК «направление» бригада переезжает на новую точку, а уже из-под обсаженного ОК «направление» интервала дальнейшее углубление под ОК «кондуктор».

Ключевые слова
нефтяные месторождения, строительство скважин, бурение скважин, опережающее бурение

Для цитирования
Кузьмин В.Н., Дё А.Д., Дорофеев Н.П., Седов Н.В., Барданова О.Н., Юхнин И.С., Алешкин С.В. Опережающее бурение для сокращения сроков строительства нефтяных скважин // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 53–56. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-53-56

Поступила в редакцию: 23.03.2022

UDC 622.24 I Original Paper

Advanced drilling to reduce the construction time of oil wells

Kuzmin V.N.[1], De A.D.[1], Dorofeev N.P.[1], Sedov N.V.[1], Bardanova O.N.[1], Yukhnin I.S.[1], Aleshkin S.V.[2]
[1]UdSU – Institute of oil and gas, Izhevsk, Russia, [2]"Izhevsk petroleum research center" CJSC, Izhevsk, Russia
yakvn72@yandex.ru

Abstract
This article considers a variant of solving an urgent task today – reducing capital investments for the construction of a well through the use of advanced drilling technology for the casing "direction". Namely, the analysis of the relevance of this issue was carried out, the standard cycle of well construction was considered, two alternative approaches to the stages of well construction were proposed, calculations of the economic efficiency of these proposals and a comparison of investments when using the considered techniques were made.

Materials and methods
Determination of the well fund for a calendar year for planning the work of the advanced drilling drilling team. Selection of the executive body of work on the construction of OK "direction" by a low-power machine. Assignment of a specific team to the construction of the well fund and the beginning of work at the field. Practical implementation – after completing the construction work under the OK "direction", the team moves to a new point, and already from under the cased OK "direction" interval, further deepening under the OK "conductor".

Keywords
oil fields, well construction, well drilling, advanced drilling

For citation
Kuzmin V.N., De A.D., Dorofeev N.P., Sedov N.V., Bardanova O.N., Yukhnin I.S., Aleshkin S.V. Advanced drilling to reduce the construction time of oil wells. Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. 53–56. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-53-56

Received: 23.03.2022

Введение

В настоящее время в нефтегазовой отрасли, как и во всех отраслях экономики, происходит активная оптимизация затрат и эффективного использования ресурсов.

При строительстве и разработке месторождений основными составляющими капиталовложений являются (рис. 1) [1]:

- затраты на геологоразведочные работы (порядка 15 % от общих вложений);
- вложения в фонд строительства скважин (примерно 60 % от всех капиталовложений);
- затраты на нефтедобывающее оборудование (около 15 %);
- инвестиции на реконструкцию скважин (до 10 %).

Чаще всего заказчики требуют выполнения работ по принципу «минимальные затраты — максимальный результат», что делает сектор затрат на строительство скважин актуальным в плане оптимизации расходов.

Исходя из всего вышеперечисленного были поставлены задачи:

- анализ традиционного подхода к последовательности этапов бурения, а именно интервала под обсадную колонну (ОК) «направление» (далее ОК «направление»);
- рассмотрение метода оптимизации временных затрат на бурение ОК «направление» путем привлечения сторонней компании;
- рассмотрение способа применения оптимизации затрат, используя дополнительную бригаду капитального ремонта скважин (КРС) внутри компании;
- выявление самого оптимального из предложенных методов.

Общий принцип альтернативных подходов и их сравнение с традиционным методом строительства скважины.

Для снижения затрат на строительство скважин предлагается заранее маломощным буровым станком, до приезда стационарной буровой установки, подготовить первую секцию скважины ОК «направление», что даст сокращение времени строительства скважины и как конечный результат позволит снизить капиталовложения в строительство скважины в целом.

Выбор интервала именно под ОК «направление» связан с тем, что на территории Западно-Погребняковского месторождения глубина спуска ОК «направление» составляет порядка 30 м, диаметр спускаемых труб составляет 324 мм, что позволяет станкам типа УБР-3М3А и их аналогами производить данный цикл работ. Более глубокое бурение этим оборудованием не удовлетворит условиям и режимам бурения под ОК «кондуктор», так как его глубина значительно больше технических возможностей станков данного класса [2, 3].

На территории Удмуртской Республики бурение новых скважин в 90 % случаев представлено кустовым способом: от 3 до 12 скважин на кусте. Опережающее бурение ОК «направление» предлагается применять только при кустовом бурении, при этом использовать схему движения основной (традиционной) буровой установки с конца куста на начало, исключив тем самым проблему одновременной постановки двух станков для бурения.

Рассмотрим последовательность действий при данном технологическом цикле строительства скважины [4]:

- определение фонда скважин на календарный год для планирования работы буровой бригады опережающего бурения;
- выбор исполнительного органа работы по строительству ОК «направление» станком малой мощности;
- назначение конкретной бригады на строительство фонда скважин и начало работы на месторождении;
- после выполнения работы по строительству под ОК «направление» бригада переезжает на новую точку, а уже из-под обсаженного ОК «направление» интервала — дальнейшее углубление под ОК «кондуктор» и далее продолжается традиционными станками типа «БУ-2500», «БУ-3000ЭУК» и т.п., согласно проектной документации.

Данный технологический цикл уже применялся на территориях Крайнего Севера, где секцию под ОК «направление» спускают в специальных термоизоляционных обсадных трубах, которые позволяют предотвратить растепление многолетних мерзлых пород [5], что требует больших капиталовложений в отсыпку кустовой площадки. В Республике Татарстан на скважинах меньшего диаметра тоже прибегали к данному подходу, где бурение под направление производила компания по бурению на воду.

Рассмотрим временные и финансовые затраты на строительство под ОК «направление» тремя способами (рис. 2, 3):

- одна бригада — одна скважина;
- аутсорсинг — в данном случае — привлечение сторонней организации с целью оказания сервисных услуг;
- делегирование задач внутри компании по подразделениям.

Во всех расчетах затраты на приготовление буровых растворов для бурения под направление входят в суточную стоимость работ буровой установки.

Одна бригада — одна скважина

Строительство скважин по принципу «одна бригада — одна скважина» является традиционным подходом к строительству скважин и подразумевает весь цикл строительства скважины одним буровым станком. На сегодняшний день суточная стоимость работ стационарной буровой установки на месторождениях Удмуртской Республики составляет примерно 650 тыс. рублей в сутки, сроки бурения под ОК «направление» данным способом — в среднем

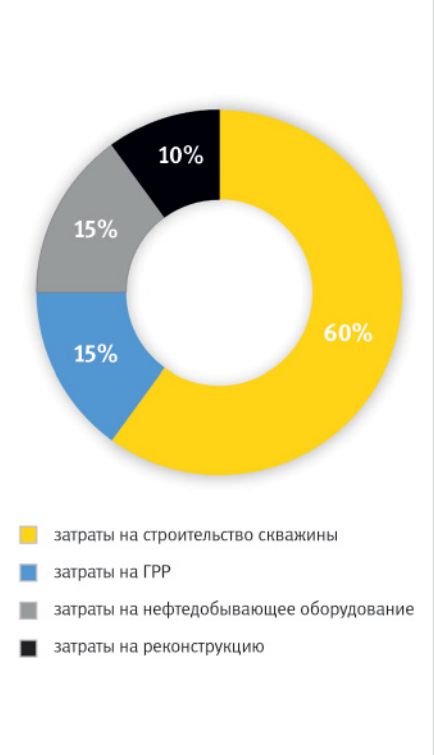


Рис. 1. Капиталовложения в разработку месторождения на момент окончания бурения скважин
Fig. 1. Investment in field development at the time of completion of well drilling

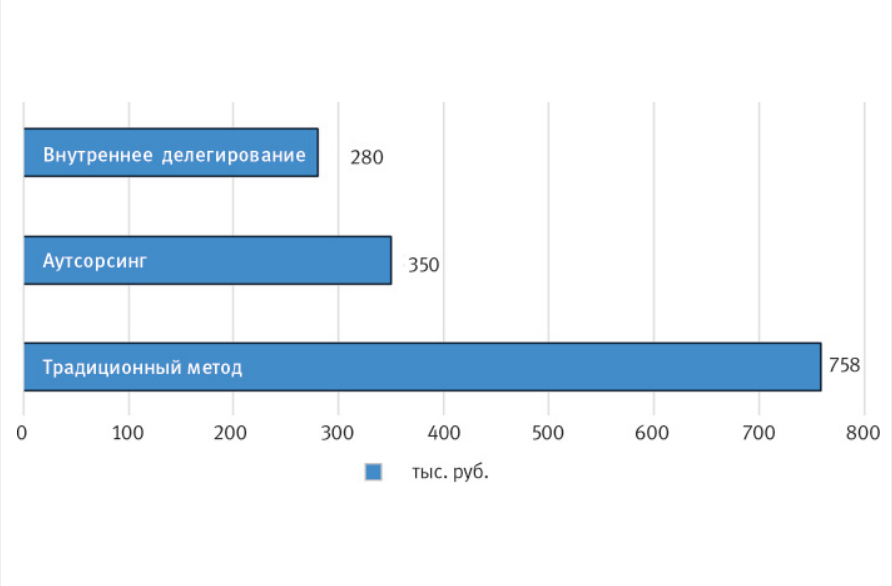


Рис. 2. Стоимость работ из расчета на 1 скважину
Fig. 2. The cost of work based on 1 well

28 часов, что составляет порядка 758 тыс. рублей.

От данных финансовых затрат будет производиться расчет экономической эффективности альтернативных подходов, так как данный метод является повсеместно применяемым на практике.

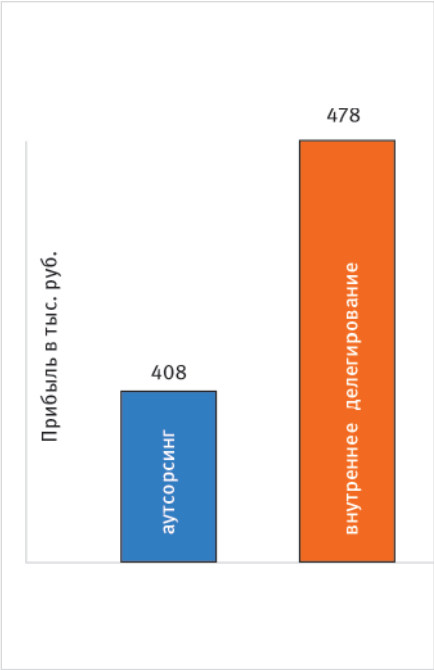


Рис. 3. Сравнение ожидаемой прибыли при использовании альтернативных подходов к бурению под обсадную колонну «направление»
Fig. 3. Comparison of the expected profit when using alternative approaches to drilling under the casing string "direction"

Привлечение сторонней организации

На сегодняшний день принцип «привлечение сторонней организации» распространен во всех отраслях мира и нефтяная отрасль не исключение. В данном случае рассматривается сервисное привлечение сторонней компании для выполнения поставленной задачи.

В статье в качестве опорной организации рассмотрена ООО «Удмуртская геологоразведочная партия», которая, по примерным расчетам, выполнит данную операцию за 72 часа, а стоимость составит 350 тыс. рублей.

При привлечении сторонней организации могут возникнуть дополнительные сложности и внутренние несогласования на уровне исполнителя и заказчика, в связи с технологическими особенностями и требованиями к нефтяным скважинам, что может негативно сказаться на качестве выполнения работы и ее экономической целесообразности.

Делегирование задач внутри компании по подразделениям

Как правило, когда все работы цикла строительства скважины выполняются подразделениями компании, достигается лучшее качество, сокращение сроков строительства за счет минимизации непроизводительного времени и, соответственно, сокращение затрат на строительство скважины в целом. Исключается привлечение сторонних коммерческих организаций, которые зачастую не могут гарантировать безупречных результатов выполненных работ.

Помимо всего прочего, в данном случае для еще более эффективного строительства скважин предлагается применить технологию опережающего бурения под ОК «направление», для чего необходимо привлечь бригаду капитального ремонта скважин. Суточная стоимость работ бригады КРС ЗАО «Удмуртнефть-Бурение» составляет 110 тыс. рублей, а средний срок выполнения данного вида работ равен 61 часу, что составит 280 тыс. рублей.

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод, что делегирование внутри периметра компании обойдется в 2,7 раза дешевле традиционного метода и в 1,25 раза дешевле привлечения сторонней организации.

Наиболее экономически выгодным способом будет внутреннее делегирование, при котором экономическая эффективность на 1 скважину, в сравнении с традиционным способом «одна бригада – одна скважина», составит 478 тыс. рублей. Данный подход уже показал свою экономическую эффективность при строительстве скважин на месторождениях Республики Татарстан.

Расчеты экономической эффективности данной технологии были произведены на примере месторождений ОАО «Удмуртнефть» (рис. 4). Планируемый фонд на 2021 г. составил 47 скважин.

При масштабировании затрат на работы становится еще более явным преимущество делегирования строительства под ОК «направление». Для вычисления примерной прибыли от применения данной технологии брался расчет разницы стоимости буровых работ при сравнении каждого из альтернативных методов с традиционным методом.

В ходе вычислений предполагаемой прибыли получены следующие данные: 18,71 млн рублей по итогам всех выполненных работ при использовании сторонней компании и 22 млн рублей при делегировании строительства под ОК «направление» внутри компании.

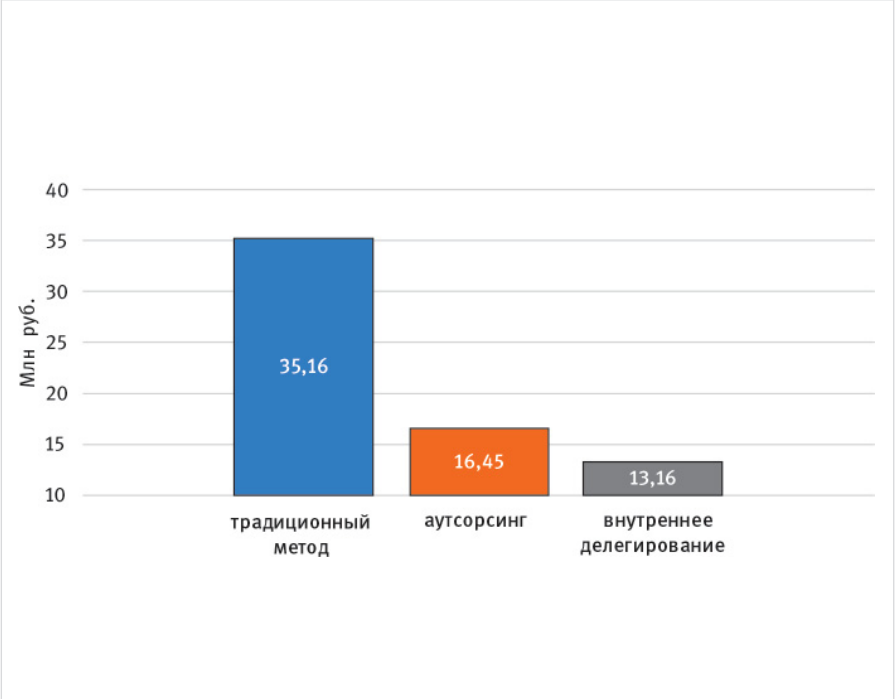


Рис. 4. Сравнение стоимости буровых работ на дистанции в 1 год
Fig. 4. Comparison of the cost of drilling operations at a distance of 1 year

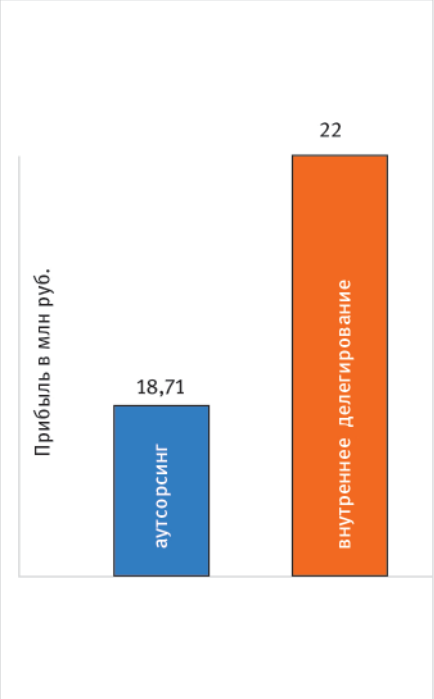


Рис. 5. Сравнение полученной прибыли при использовании той или иной технологии
Fig. 5. Comparison of the profit received when using a particular technology

Для наглядности на рисунке 5 представлены данные по вычисленной прибыли при применении альтернативных подходов.

Итоги

Достижение технологического эффекта (сокращение сроков строительства скважины) и экономической эффективности.

Выводы

На основании выполненной работы можно сделать вывод, что наиболее финансово затратным методом является традиционный подход, а наиболее эффективным из методов является принцип «делегирование внутри компании» с применением технологии опережающего бурения под ОК «направление».

Технологический подход, предусматривающий «опережающее бурение» под ОК «направление», позволяет сократить временные затраты на строительство скважины в среднем на 28 часов, что позволит снизить капиталовложения в строительство скважины на 400–470 тыс. рублей.

Сокращение цикла строительства скважины также будет достигнуто за счет исключения цикла бурения под ОК «направление».

Указанный принцип делегирования внутри компании с применением технологии опережающего бурения под ОК «направление» рекомендуется для использования на месторождениях Удмуртской Республики и соседних регионов, а также для месторождений со схожими горно-геологическим условиями.

Литература

1. Мухин В.М., Коробов А.Д. Бурение нефтяных и газовых скважин. Москва; Саратов: ЦКБ БИБКОМ, 2015, 44 с.
2. Строительство эксплуатационной наклонно-направленной скважины № 4410 Западно-Погребняковского месторождения. Самара: СНИПИ, Т. 5.7. 2015. 219 с.
3. Инструкция по безопасному ведению горных работ на пластах, опасных по внезапным выбросам. РД 05-350-00. 160 с.
4. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин. М.: Академия, 2011. 350 с.
5. Гасумов Р.А., Терновой Ю.В., Королев С.Н., Кондренко О.С. Особенности строительства скважин при проходке в многолетнемерзлых породах севера Западной Сибири // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2007. № 9. С. 4–12.

ENGLISH

Results

Achievement of technological effect (reduction of well construction time) and economic efficiency.

Conclusions

Based on the work performed, it can be concluded that the most financially costly method is the traditional approach, and the most effective of the methods is the principle of "delegation within the company", using the technology of advanced drilling under the OK "direction".

The technological approach, which provides for "advanced drilling" under the OK "direction", allows to reduce the time spent on the construction of a well by an average of 28 hours, which will reduce the investment in the construction of a well by 400–470 thousand rubles.

The reduction of the well construction cycle will also be achieved by eliminating the drilling cycle for the "direction" casing.

This principle of delegation within the company, with the use of advanced drilling technology under the OK "direction", is recommended for use in the fields of the Udmurt Republic and neighboring regions, as well as for fields with similar mining and geological conditions.

References

1. Mukhin V.M., Korobov A.D. Drilling of oil and gas. Moscow; Saratov: TSKB BIBKOM, 2015, 44 p. (In Russ).
2. Construction of the operational directional well № 4410 of the Zapadno-Pogrebnyakovskoye field. Samara: SNIPS. Vol. 5.7., 2015, 219 p. (In Russ).
3. Instructions for the safe conduct of mining operations on formations that are dangerous due to sudden emissions. RD 05-350-00. 160 p. (In Russ).
4. Vadetsky Yu.V. Drilling of oil and gas wells. Moscow: Academy, 2011, 350 p. (In Russ).
5. Gasumov R.A., Ternovoy Yu.V., Korolev S.N., Kondrenko O.S. Features of well construction during drilling in permafrost rocks of the north of Western Siberia. Construction of oil and gas wells on land and at sea, 2007, issue 9, P. 4–12. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кузьмин Вячеслав Николаевич, кандидат наук, доцент, заведующий кафедрой БНГС, УдГУ – Институт нефти и газа, Ижевск, Россия
Для контактов: yakvn72@yandex.ru

Дё Александр Дмитриевич, старший преподаватель, УдГУ – Институт нефти и газа, Ижевск, Россия

Дорофеев Николай Петрович, старший преподаватель, УдГУ – Институт нефти и газа, Ижевск, Россия

Седов Николай Владимирович, доцент, УдГУ – Институт нефти и газа, Ижевск, Россия

Барданова Ольга Николаевна, ассистент, УдГУ – Институт нефти и газа, Ижевск, Россия

Юхнин Иван Сергеевич, магистрант, УдГУ – Институт нефти и газа, Ижевск, Россия

Алешкин Сергей Викторович, главный специалист, ЗАО «Ижевский нефтяной научный центр», Ижевск, Россия

Kuzmin Vyacheslav Nikolaevich, ph.d, associate professor, head of the BNGS Department, UdSU – Institute of oil and gas, Izhevsk, Russia
Corresponding author: yakvn72@yandex.ru

De Alexander Dmitrievich, senior lecturer, UdSU – Institute of oil and gas, Izhevsk, Russia

Dorofeev Nikolay Petrovich, senior lecturer, UdSU – Institute of oil and gas, Izhevsk, Russia

Sedov Nikolay Vladimirovich, associate professor, UdSU – Institute of oil and gas, Izhevsk, Russia

Bardanova Olga Nikolaevna, assistant, UdSU – Institute of oil and gas, Izhevsk, Russia

Yukhnin Ivan Sergeevich, master's student, UdSU – Institute of oil and gas, Izhevsk, Russia

Aleshkin Sergey Viktorovich, chief specialist, "Izhevsk petroleum research center" CJSC, Izhevsk, Russia

ВДМ–СЕРВИС

АРЕНДА И СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ДИЗЕЛЬНЫХ И ГАЗОПОРШНЕВЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

- Аренда энергокомплексов
- Мобилизация/демобилизация оборудования
- Монтажные и пусконаладочные работы, испытания
- Круглосуточный мониторинг оборудования
- Обслуживание и проведение ТО специалистами компании
- Наличие квалифицированного персонала

Опыт работы с 2006 года

Собственный парк ДЭС и ГПЭС суммарной мощностью более 150 МВт

Оперативное и качественное предоставление всего спектра услуг по организации временного энергоснабжения объектов Заказчика

ООО «ВДМ-СЕРВИС»
119607, г. Москва,
Мичуринский пр-кт, д. 29

+7 (495) 956-55-42
+7 (962) 926-69-82
info@vdm-service.ru
www.vdm-service.ru

Азотные компрессорные станции ТГА

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

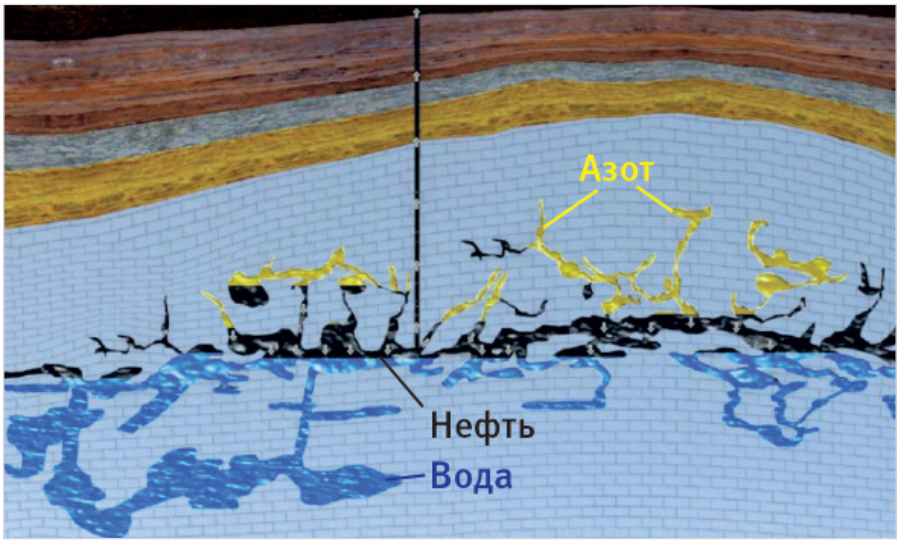


Рис. 1. Вытеснение нефти путем подачи газообразного азота под высоким давлением

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

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

Рис. 2. Схема процесса получения газообразного азота из воздуха

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

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

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

ККЗ КРАСНОДАРСКИЙ КОМПРЕССОРНЫЙ ЗАВОД

Надежный поставщик компрессорного оборудования

Азотная станция
серии ТГА 10/631

Серия ТГА

Давление до **630** бар

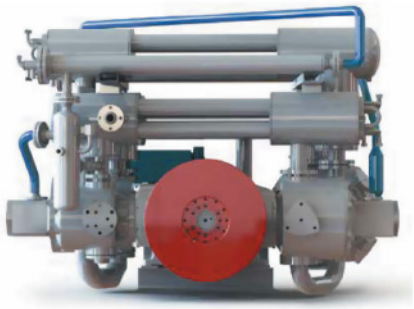
Азот **99** %

РЕКОРДСМЕН по энергоэффективности

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

КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ
для ПНГ и других газов

КОМПРЕССОРЫ
для сероводорода и других промышленных газов



ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ
для компримирования промышленных газов

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

СОХРАНЯЯ ТРАДИЦИИ, ВНЕДРЯЕМ ИННОВАЦИИ!

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

www.kkzav.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-60-64 УДК 622.276.34 I Научная статья

Изучение адсорбции полимеров для условий пластов ПК Русского месторождения

Лапин К.Г.[1], Торопов К.В.[2], Волгин Е.Р.[2], Бязров Р.Р.[3], Галимов В.В.[3], Лагутина М.А.[3]
[1] ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [2]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия, [3]ООО «ПМ-Групп», Санкт-Петербург, Россия
kglapin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Увеличение доли трудноизвлекаемых запасов делает актуальным внедрение физико-химических методов повышения нефтеотдачи. Перспективным методом является полимерное заводнение. Одним из факторов, влияющих на успешность данной технологии, является удерживание (адсорбция) полимера в пористой среде. При высоком значении адсорбции происходит интенсивная потеря вязкости закачиваемого состава, возможна кольматация прискважинной области пласта. Необходимо выполнять подбор составов, характеризующихся приемлемыми величинами удержания в пласте конкретного месторождения. В статье приводится пример оценки адсорбции, в том числе влияние на ее величину различных факторов.

Материалы и методы
Лабораторные испытания проводились согласно методическим указаниям института «Гипровостокнефть» [14] и Американского нефтяного института [15]. Все этапы по подготовке моделей пласта и флюидов к исследованию основаны на ОСТ 39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях».

Ключевые слова
адсорбция, концентрация, полимер, температура

Для цитирования
Лапин К.Г., Торопов К.В., Волгин Е.Р., Бязров Р.Р., Галимов В.В., Лагутина М.А. Изучение адсорбции полимеров для условий пластов ПК Русского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 2. С. 60–64. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-60-64

Поступила в редакцию: 16.03.2022

UDC 622.276.34 I Original Paper

Assessment of polymer adsorption for the conditions of Russian field PK formations

Lapin K.G.[1], Toropov K.V.[2], Volgin E.R.[2], Byazrov R.R.[3], Galimov V.V.[3], Lagutina M.A.[3]
[1]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, [2]"NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia, [3]"PM Group" LLC, St. Petersburg, Russia
kglapin@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The increase in the share of hard-to-recover reserves makes it relevant to introduce physico-chemical methods of increasing oil recovery. Polymer flooding is a promising method. One of the factors influencing the success of this technology is the retention (adsorption) of the polymer in a porous medium. At a high value of adsorption, there is an intense loss of viscosity of the injected composition, colmatation of the downhole region of the formation is possible. It is necessary to select compositions characterized by acceptable retention values in the reservoir of a particular deposit. The article provides an example of the assessment of adsorption, including the influence of various factors on its magnitude.

Materials and methods
Laboratory tests were carried out according to the guidelines of the Institute "Hyprovostokneft" [14] and of the American Petroleum Institute [15]. All stages of preparation of reservoir models and fluids for research are based on OST 39-195-86 "Oil. Method for determining the oil displacement coefficient by water in laboratory conditions".

Keywords
adsorption, concentration, polymer, temperature

For citation
Lapin K.G., Toropov K.V., Volgin E.R., Byazrov R.R., Galimov V.V., Lagutina M.A. Assessment of polymer adsorption for the conditions of Russian field PK formations. Exposition Oil Gas, 2022, issue 2, P. 60–64. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2022-2-60-64

Received: 16.03.2022

Около 95 % нефти в РФ добывается с применением заводнения. На сегодняшний день средняя обводненность продукции на объектах с закачкой воды в нефтяной пласт превышает 80 %. В результате применения традиционной системы заводнения в среднем удается извлечь около 35 % нефти, остальной объем запасов остается в пласте.

Так, согласно расчетам [1], увеличение конечного КИН на 1 % позволит увеличить объем ежегодной добычи нефти в РФ на 20–30 млн т.

Доля остаточных запасов нефти, связанных с низким охватом пласта процессом заводнения составляет 70 % всех остаточных запасов и является резервом для увеличения нефтеотдачи. Столь высокий показатель остаточной нефти связан в том числе с увеличением доли месторождений с нефтью повышенной вязкости и высоковязкой нефтью, где высокий уровень обводненности

скважинной продукции достигается уже в ранние периоды эксплуатации.

Химическая природа воды и нефти также дают предпосылки к неравномерному вытеснению. Вода и нефть являются несмешивающимися жидкостями, поэтому невозможно вытеснить водой всю нефть из пласта [2]. Это подтверждается кривыми относительной фазовой проницаемости (ОФП) в виде наличия связанной воды в крайних точках при максимальной нефтенасыщенности или остаточной неподвижной нефти при максимальной водонасыщенности [3].

Внедрение физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (ФХ МУН) позволяет комплексно воздействовать на несколько причин недоизвлечения нефти. Например, поверхностно-активные вещества (ПАВ) помогают уменьшить межфазное натяжение на границе вода-нефть, благодаря чему увеличивается коэффициент вытеснения. Полимерные растворы влияют на реологические свойства вытесняющего агента (воды), увеличивая его вязкость, за счет чего изменяется структура фильтрационных потоков и снижается гидродинамическая анизотропия пласта. Метод полимерного заводнения характеризуется длительной историей промышленного применения и наличием подтвержденных результатов [4–9].

Процесс вытеснения нефти можно описать при помощи уравнения, которое отражает отношение коэффициентов подвижности между вытесняемым и вытесняющим агентами [10]. В случае, если отношение коэффициентов подвижности больше единицы (› 1), процесс заводнения считается нестабильным и может произойти прорыв воды по отдельным интервалам пласта — в результате существенная часть нефти останется невытесненной. Если отношение коэффициентов подвижности меньше, либо равно единице (≤ 1), то заводнение можно считать эффективным. Уравнение ниже определяет отношение коэффициентов подвижностей:

$$M = \frac{\lambda_o}{\lambda_w} = \frac{\mu_o / k_o}{\mu_w / k_w}, \qquad (1)$$

где λ, μ и k — коэффициенты, соответственно, подвижности, вязкости и эффективной конечной проницаемости, а нижние индексы «w» и «o» используются для обозначения воды и нефти.

Как правило, полимерное заводнение реализуется при неблагоприятном соотношении коэффициентов подвижности (› 1) с целью повышения охвата пласта воздействием. Для повышения эффективности выработки запасов высоковязкой нефти может также применяться технология термополимерного заводнения, когда в пласт закачивается горячий полимерный раствор. По мере продвижения полимерного раствора вглубь пласта, за счет передачи тепла нагревается нефть, в результате чего снижается ее вязкость. Также, по мере проникновения в пласт полимерного раствора, происходит его охлаждение и, соответственно, увеличение вязкости, что способствует улучшению соотношения подвижностей нефти и воды.

Удерживание полимера горной породой пласта сильно отражается на технологическом и экономическом эффектах внедрения технологии. В результате некорректного выбора марки полимера можно достичь значений адсорбции до нескольких мг/г, что сопровождается прямыми потерями полимера, снижением проницаемости прискважинной зоны пласта, снижением вязкости раствора и, как результат, ухудшением эффективности вытеснения нефти полимером.

Удерживание полимера пористой средой обусловлено тремя следующими механизмами: механическим захватом, гидродинамическим удерживанием и адсорбцией.

Механический захват полимера обусловлен большими размерами его молекул относительно размера пор, в результате чего возможно закупоривание каналов. Влияние данного механизма в породах (за исключением низкопроницаемых) невелико, и в большинстве практических случаев им можно пренебречь, правильно подобрав полимерный состав.

Гидродинамическое удерживание является наименее изученным из всех механизмов удерживания полимера. Лабораторные исследования в источниках [11, 12] показали, что с ростом скорости закачки происходит увеличение гидродинамического удерживания в застойных зонах за счет скопления молекул полимера и уменьшения концентрации полимера в общем потоке. При снижении скорости фильтрации происходит вымывание молекул полимера из застойных зон, и концентрация вещества в растворе приобретает тенденцию к росту. В промысловых условиях данная составляющая не оказывает большого влияния.

Адсорбцией называется взаимодействие между молекулами полимера и твердой поверхностью. Это взаимодействие заключается в связи молекул полимера с элементами горной породы, как правило, с низкой свободной энергией.

В процессе фильтрации раствора полимера в пористой среде величина адсорбции зависит от сил взаимодействия макромолекул с твердой поверхностью. При этом возможны электростатическое взаимодействие полиион с твердой поверхностью минерала, образование водородных связей между карбоксильными и амидными группами, с одной стороны, и гидратированной поверхностью минерала — с другой, а также химическое взаимодействие полимера с твердой поверхностью (хемосорбция) [13].

Учитывая незначительное влияние механических захватов за счет высокой проницаемости исследуемого объекта (более 0,5 мкм^2) и гидродинамического удерживания, под удержанием полимера горной породой понимается адсорбция полимера.

Объектами исследования были 2 марки полимера с условными обозначениями № 1 и № 2. Исследования проводились в статических и динамических условиях при температурах от 5 до 90 °С и при концентрациях от 500 до 1 500 ppm.

Эксперименты проведены на керне пластов ПК Русского месторождения, представленном неконсолидированными песчаниками и алевролитами с переслаиванием глин, использовалась нефть и пластовая вода Русского месторождения. При проведении экспериментов использовались как стандартные образцы керна 30×30 мм, так и насыпные модели. В качестве нефти использовалась изовискозная модель нефти.

Методика проведения эксперимента по исследованию статической адсорбции

После подготовки насыпных моделей 100 г образца породы помещали в герметичный контейнер, в который добавляли 50 г раствора полимера. Далее контейнер герметично закрывался и хранился в течение двух дней с периодическим перемешиванием каждые 4 часа для поддержания оптимального контакта жидкости и горной породы. После двух дней выдержки посредством обработки в центрифуге жидкость была отделена от горной породы с последующим замером концентрации полимера в растворе. Адсорбция полимера была рассчитана по следующей формуле:

$$A = \frac{W_E \cdot (C_i - C_f)/100}{W_S}, \qquad (2)$$

где W_S — масса сухого твердого вещества, г; W_E — масса раствора полимера, г;

C_i — исходная массовая концентрация полимера, %; C_f — окончательная массовая концентрация полимера, %.

Методика проведения эксперимента по исследованию динамической адсорбции

Табл. 1. Результаты лабораторных исследований динамической адсорбции полимеров
Tab. 1. Results of laboratory analyses of dynamic polymer adsorption

№	Модель пласта	Температура, °С	Концентрация, ppm	Полимер №	Кпр, мкм^2	Адсорбция, мкг/г
1	Образец керна	50	700	1	0,487	30,8
2	Образец керна	50	700	2	0,507	32,6
3	Образец керна	20	700	2	0,785	23,9
4	Образец керна	80	700	2	0,649	43,5
5	Образец керна	50	1 500	2	0,462	53,5
6	Насыпная модель	20	700	2	0,637	29,4
7	Насыпная модель	80	700	2	0,664	47,0
8	Насыпная модель	20	1 500	2	0,644	64,1
9	Насыпная модель	80	1 500	2	0,631	86,2

После подготовки образцов керна и насыпных моделей они были подключены к фильтрационной установке, где в первую очередь были созданы условия, приближенные к пластовым, а именно: моделирование остаточной водо- и нефтенасыщенности, термобарические условия. Остаточная нефтенасыщенность создавалась вытеснением нефти пластовой водой.

После этого через керн прокачивался раствор полимера определенной концентрации. Эксперименты проводились при постоянной скорости прокачки — 1,2 см³/час. На выходе из кернодержателя непрерывно производился отбор пробы жидкости с последующим определением концентрации полимера в ней. В начале закачки раствора полимера пробы отбирались максимально часто (10 раз на первые 2 объема пор закачки), а затем частота отбора проб была постепенно снижена.

При получении исходной концентрации полимера (задана условиями эксперимента) на выходе из фильтрационной установки и стабилизации давления закачка раствора полимера останавливалась. Далее по полученным значениям рассчитывалась величина адсорбции.

Расчет величины адсорбции при исходной концентрации закачиваемого реагента рассчитывался по формуле:

$$A = \frac{\left(\sum_{i=1}^{n} q_i - V_{пор}\right) \cdot C_{исх} - \sum_{i=1}^{n} q_i \cdot C_i}{M_П}. \quad (3)$$

где q_i — объем отобранной пробы при закачке, л; C_i — концентрация в отобранной пробе при закачке, г/л; $V_{пор}$ — поровый объем керна (величина без объема подводящих трубок), л; $C_{исх}$ — закачиваемая концентрация, г/л; Мп — масса породы в керне, г (табл. 1).

Для оценки репрезентативности полученных результатов произведен сравнительный анализ со значениями динамической адсорбции месторождений-аналогов [16, 17] (табл. 2).

У всех месторождений среднее значение проницаемости превышает 0,5 мкм², являющееся своего рода барьером между хорошо проницаемыми и высоко проницаемыми коллекторами. Это позволяет пренебрегать эффектами гидродинамического удержания и механического захвата молекул полимера и приравнять удержание полимера и адсорбцию. Значения динамической адсорбции, полученные в ходе текущих лабораторных исследований, демонстрируют релевантные значения. Значения адсорбции для пластов Русского месторождения несколько выше значений на месторождениях-аналогах, что может объясняться различиями исследуемых полимеров и свойствами горных пород (минералогический состав, глинистость).

Табл. 2. Сравнительный анализ месторождений-аналогов
Tab. 2. Comparative analysis of analog fields

Месторождение	Модель пласта	Проницаемость, мкм²	Температура, °С	Динамическая адсорбция, мг/г
Pelican Lake (Канада)	Образец керна	0,3–2,5	12–20	10–12
Marmul (Оман)	Образец керна	0,5–3,0	25–35	10–21
Русское (РФ)	Образец керна	0,2–1,5	17	24–54

Табл. 3. Результаты лабораторных исследований статической адсорбции
Tab. 3. Results of laboratory analyses of static adsorption

Полимер № 1						
	T = 5 °C	T = 20 °C	T = 40 °C	T = 60 °C	T = 80 °C	T = 90 °C
500 ppm	75	79	79	81	95	99
1 000 ppm	94	97	98	107	116	125
1 500 ppm	99	104	122	128	139	148
Полимер № 2						
	T = 5 °C	T = 20 °C	T = 40 °C	T = 60 °C	T = 80 °C	T = 90 °C
500 ppm	78	75	109	123	132	137
1 000 ppm	101	116	146	161	176	190
1 500 ppm	121	130	149	178	214	236

Табл. 4. Сопоставление статической и динамической адсорбции
Tab. 4. Comparison of static and dynamic adsorption

Температура, °С	20	80
Статические условия эксперимента		
Значение адсорбции, мкг/г	130,0	214,0
Динамические условия эксперимента		
Значение адсорбции, мкг/г	64,1	86,2

Табл. 5. Адсорбция на насыпных моделях и образцах керна
Tab. 5. Adsorption on bulk models and core samples

Температура, °С	20	80
Образец керна		
Проницаемость, мкм²	0,785	0,649
Значение адсорбции, мкг/г	23,9	43,5
Насыпная модель		
Проницаемость, мкм²	0,637	0,664
Значение адсорбции, мкг/г	29,4	47,0

Сравнение динамической и статической адсорбции

Для проведения сравнения ниже представлены результаты исследований по оценке статической адсорбции полимеров.

Агрегируя результаты экспериментов по определению динамической адсорбции для полимера № 2 и результаты по статической адсорбции при идентичной концентрации полимерного раствора, получаем следующие значения (табл. 4).

Значения динамической адсорбции в 2–2,5 раза меньше значений статической адсорбции при одинаковых температуре и концентрации. Действительно, значение статической адсорбции будет чаще всего выше динамической, если только доминирующим механизмом удержания не является механический захват в образцах горной породы с пониженной проницаемостью [13].

Сравнение значений динамической адсорбции на насыпных моделях и на образцах керна

В условиях ограниченного объема кондиционного кернового материала не всегда возможно реализовать эксперименты по оценке адсорбции на стандартных керновых образцах. При этом чаще всего ограничений для подготовки насыпных моделей для проведения фильтрационных экспериментов нет. Сравнение значений динамической адсорбции на насыпных моделях и стандартных образцах приводится в таблице 5.

Как видно из таблицы 5, значение адсорбции полимера на насыпной модели выше значения на керновом материале. Это связано с тем, что в разрыхленной породе количество активных элементов, способных адсорбировать на себе полимер, выше, чем в консолидированном керне.

Можно считать, что эксперименты на насыпных моделях дают верхнюю границу динамической адсорбции для исследуемого объекта. Данные значения можно использовать в качестве пессимистичной оценки.

В реальных условиях горная порода представляет собой различную по составу и свойствам среду, порой достаточно сильно отличающуюся в пределах месторождения, поэтому также важно учитывать непостоянство адсорбции полимера. Следует отметить, что речь идет в первую очередь о влиянии пористости, минералогического состава пород, проницаемости, хотя в научной литературе считается очень сложным построение зависимости удерживания полимера от вышеуказанных характеристик.

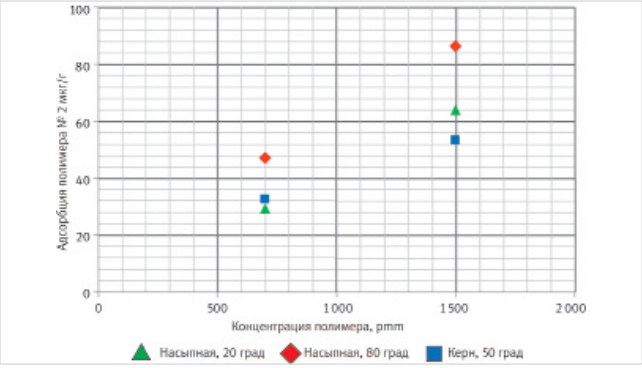


Рис. 1. Зависимость динамической адсорбции от концентрации при различных температурах для полимера № 2
Fig. 1. Dependence of dynamic adsorption on concentration at different temperatures for polymer № 2

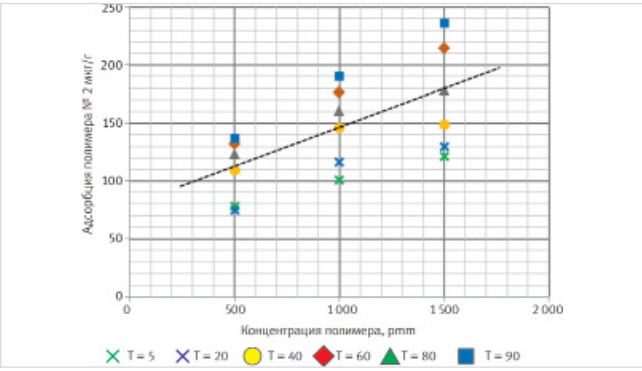


Рис. 2. Зависимость статической адсорбции от концентрации при различных температурах для полимера № 2
Fig. 2. Dependence of static adsorption on concentration at different temperatures for polymer № 2

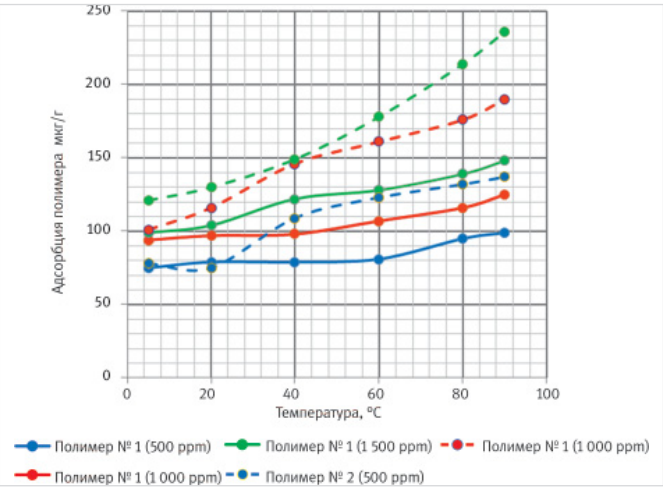


Рис. 3. Зависимость статической адсорбции от температуры при различных концентрациях
Fig. 3. Dependence of static adsorption on temperature at different concentrations

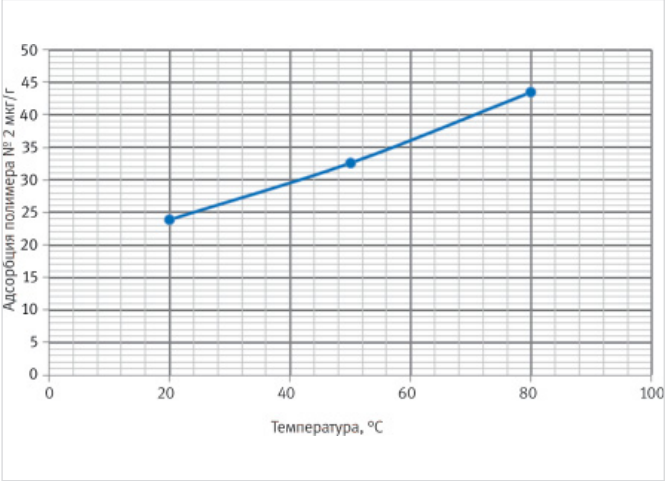


Рис. 4. Зависимость динамической адсорбции от температуры при концентрации 700 ppm для полимера № 2
Fig. 4. Dependence of dynamic adsorption on temperature at a concentration of 700 ppm for polymer № 2

Влияние температуры и концентрации полимера на величину адсорбции

Для визуального отражения полученных результатов на рисунках ниже приведены графики зависимости показателей динамической и статической адсорбции от концентрации полимера (рис. 1–2).

При повышении концентрации полимера в растворе увеличивается его адсорбция горной породой. Это связано с увеличением количества свободных атомов полимера в потоке жидкости, готовых к реакции с горной породой.

Об увеличении адсорбции полимеров при повышении концентрации также свидетельствует мировой опыт [13, 18]. Адсорбционная способность при повышенных концентрациях (более 2 000 ppm) не имеет существенной динамики увеличения. При сравнении адсорбционной способности при различных концентрациях [19] отмечено, что максимальное увеличение адсорбции происходит в интервале концентрации от 500–2 000 ppm. При дальнейшем повышении концентрации рост адсорбции не наблюдается. Данный факт связан с ограниченностью площади горной породы, адсорбирующей на себе полимер.

Графики зависимости показателя динамической и статической адсорбции от температуры для полимеров представлены на рисунках ниже (рис. 3–4).

Из представленных графиков видно, что при повышении температуры значение адсорбции возрастает. В некоторых зарубежных источниках отмечается снижение адсорбции с повышением температуры, которое объясняется ослаблением водородных связей и повышением электростатического отталкивания породы [20]. Тем не менее полученные данные демонстрируют обратную зависимость. Это подтверждается исследованиями как на статическую, так и на динамическую адсорбцию. Это может свидетельствовать о возможных различиях химического состава с традиционными полимерами и присутствием различных добавок (мономерных звеньев). Влияние различных мономерных добавок на свойства полимеров были изучены в работах [21–24]. Например, в работе [21] отмечается, что с добавлением специального мономера, такого как 2-акриламидо-2-метилпропансульфововая кислота (AMPS), изменяются свойства полимеров при температурном влиянии. Добавление мономера инициирует увеличение жесткости полимерной цепочки в результате происходит уменьшение разветвлений в структуре, что, в свою очередь, повышает устойчивость полимера к повышенным температурам.

Итоги

Таким образом, добавление мономеров в цепь традиционного полимера может оказывать влияние на свойства полимера, в том числе на зависимость динамической адсорбции от температуры.

Данный вопрос требует дополнительного изучения в части исследования зависимости адсорбции полимеров, включающих различные мономерные добавки, при различных концентрациях, от температуры.

Выводы

Важным фактором при планировании работ по внедрению полимерного заводнения является оценка и учет адсорбции полимера горной породой.

Проведенные исследования позволили определить ряд закономерностей для пластов ПК Русского месторождения, а именно:

- повышение концентрации полимера в растворе способствует увеличению его адсорбции на породе;
- повышение температуры способствует увеличению адсорбции полимера. В некоторых литературных источниках наблюдается обратная зависимость. Различия могут быть обусловлены природой полимеров (наличием или отсутствием мономерных звеньев в химическом составе образца полимеров);
- значение адсорбции на насыпных моделях выше, чем на образцах керна. Это связано с тем, что в разрыхленной породе количество активных элементов, способных адсорбировать на себе полимер, выше, чем в консолидированном керне;
- значение статической адсорбции выше динамической примерно в 2–2,5 раза.

Results

Thus, the addition of monomers to the chain of a traditional polymer can affect the properties of the polymer, including the dependence of dynamic adsorption on temperature.

This issue requires additional study in terms of studying the dependence of the adsorption of polymers, including various monomer additives, at different concentrations, on temperature.

Conclusions

An important factor in planning the implementation of polymer flooding is the assessment and accounting of polymer adsorption by rock.

The conducted research allowed us to identify a number of patterns for the layers of the PK of the Russian field, namely:

- an increase in the concentration of the polymer in the solution contributes to an increase in its adsorption on the rock.
- an increase in temperature increases the adsorption of the polymer. In some literary sources, an inverse relationship is observed. The differences may be due to the nature of the polymers (the presence or absence of monomeric units in the chemical composition of the polymer sample).
- the adsorption value on bulk models is higher than on core samples. This is due to the fact that in the loosened rock the number of active elements capable of adsorbing the polymer on themselves is higher than in the consolidated core.
- the value of static adsorption is about 2–2,5 times higher than dynamic adsorption.

References

1. Боксерман А.А., Мищенко И.Т. Пути преодоления негативных тенденций развития НГК России // Технологии топливно-энергетического комплекса. 2006. № 4. С. 30–37. (In Russ)
2. Flaaten A. et al. A Systematic laboratory approach to low-cost, high-performance chemical flooding. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2009, Vol. 12, № 5, P. 713–723. (In Eng).
3. Kumar M. et al. High mobility ratio water flood performance prediction: challenges and new insights. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2008, Vol. 11, № 1, P. 186–196. (In Eng).
4. Delamaide E. Pelican Lake: Learning from the Largest Polymer Flood Expansion in a Heavy Oil Field. IOR 2021, European Association of Geoscientists & Engineers, 2021, P. 1–21. (In Eng).
5. Ning S. et al. First ever polymer flood field pilot to enhance the recovery of heavy oils on Alaska's north slope – polymer injection performance. Proceedings of the 7th unconventional resources Technology Conference. Tulsa, OK, USA: American Association of Petroleum Geologists – 2019. (In Eng).
6. Juri J. et al. Grimbeek Successful Polymer Pilot Extends to 80 Injectors in Factory-Mode Development at CGSJ Basin. IOR 2019 – 20th European Symposium on Improved Oil Recovery. European Association of Geoscientists & Engineers, 2019, P. 1–14. (In Eng).
7. Ilyasov I. et al. Results of the first polymer flooding pilot at East-Messoyakhskoe oil field. 2020. (In Eng).
8. Ilyasov I., Glushchenko N. Results of the second polymer flooding pilot at East-Messoyakhskoe Oil Field and future plans. IOR 2021. European Association of Geoscientists & Engineers – 2021, P. 1–10. (In Eng).
9. Бондаренко А.В., Севрюгина А.В., Ковалевский А.И., Кириллов Д.А. Итоги опытно-промышленных работ по полимерному заводнению на Москудьинском месторождении // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 6. С. 61–65. (In Russ).
10. Wang Y., Kovscek A.R., Brigham W.E. Effect of mobility ratio on pattern behavoir of a homogenous porous medium. In Situ. – 1st ed, 1999, P. 1–20. (In Eng).
11. Szabo M.T. An Evaluation of Water-Soluble Polymers For Secondary Oil Recovery - Parts 1 and 2. Journal of Petroleum Technology, 1979, Vol. 31, issue 5, P. 553–570. (In Eng).
12. Cohen Y., Christ F.R. Polymer retention and adsorption in the flow of polymer solutions through porous media. SPE Reservoir Engineering, 1986, Vol. 1, issue 2, P. 113–118. (In Eng).
13. Al-Hajri S. et al. An overview on polymer retention in porous media. Energies, 2018, Vol. 11, issue 10, 19 p. (In Eng).
14. РД-39-0148311-206-85. Руководство по проектированию и технико-экономическому анализу разработки нефтяных месторождений с применением метода полимерного воздействия на пласт. 1986. (In Russ).
15. API RP 63-1990 Recommended practices for evaluation of polymers used in enhanced oil recovery operations. Washington, 1990. (In Eng).
16. Delamaide E. et al. Pelican Lake Field: first successful application of polymer flooding in a heavy oil reservoir. SPE Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, July 2013. (In Eng).
17. Al-Saadi F.S. et al. Polymer flooding in a large field in south oman – initial results and future plans. Paper presented at the SPE EOR Conference at oil and gas West Asia, Muscat, Oman, April 2012. (In Eng).
18. Chiappa L. et al. Polymer design for relative permeability modification treatments at high temperature. Symposium on Oilfield Chemistry, Houston, Texas, February 2003. (In Eng).
19. Zhang G., Seright R.S. Effect of concentration on HPAM retention in porous media. SPE annual technical conference and exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, September 2013. (In Eng).
20. Sheng J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. Alkaline-Surfactant-Polymer Flooding. Gulf Professional Publishing, 2010, P. 501–567. (In Eng).
21. Prakash C., Achalpurkar M.P., Uppuluri R. Performance Evaluation of High Temperature Fracturing Fluid. Day 4 Thu, November 13, 2014. SPE, 2014. (In Eng).
22. Gupta D.V., Carman P. Fracturing Fluid for Extreme Temperature Conditions is Just as Easy as the Rest. All Days. SPE, 2011. (In Eng).
23. Song L., Yang Z. Synthetic polymer fracturing fluid for ultrahigh temperature applications. International petroleum technology conference, Bangkok, Thailand, November 2016. (In Eng).
24. Almubarak T. et al. New insights into hydraulic fracturing fluids used for high-temperature wells. Petroleum, 2021, Vol. 7, issue 1, P. 70–79. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Лапин Константин Георгиевич, главный инженер проекта, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: kglapin@tnnc.rosneft.ru

Lapin Konstantin Georgievich, chief project engineer, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: kglapin@tnnc.rosneft.ru

Торопов Константин Витальевич, главный специалист, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Toropov Konstantin Vitalievich, chief specialist, "NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia

Волгин Евгений Рафаилович, главный специалист, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Volgin Evgeny Rafailovich, chief specialist, "NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia

Бязров Роман Русланович, заместитель директора по науке, ООО «ПМ-Групп», Санкт-Петербург, Россия

Byazrov Roman Ruslanovich, deputy director for science, "PM Group" LLC, St. Petersburg, Russia

Галимов Владимир Владимирович, инженер отдела повышения нефтеотдачи пластов, ООО «ПМ-Групп», Санкт-Петербург, Россия

Galimov Vladimir Vladimirovich, engineer of the department of enhanced oil recovery, "PM Group" LLC, St. Petersburg, Russia

Лагутина Марина Аркадьевна, заместитель директора, ООО «ПМ-Групп», Санкт-Петербург, Россия

Lagutina Marina Arkadyevna, deputy director, "PM Group" LLC, St. Petersburg, Russia

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

30-я юбилейная международная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

30 лет выставке

МЕРОПРИЯТИЯ ПРОВОДЯТСЯ С УЧЕТОМ ВСЕХ ТРЕБОВАНИЙ РОСПОТРЕБНАДЗОРА

По вопросам выставки

Бронь стенда www.gntexpo.ru

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

gazneftufa gntexpo2022 GasoilTube

По вопросам деловой программы

Регистрация обязательна www.gntforum.ru

+7 (347) 246-42-81 kongress@bvkexpo.ru

OP-EX Russia & CIS 2022

8-я Конференция по операционной эффективности в нефтяной, газовой и нефтегазохимической промышленности

8-9 июня | Сочи

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ:

- Возможности для повышения уровня энергоэффективности на существующих объектах
- Надежность и техническое обслуживание. Доступные эффективные инструменты
- Цифровизация. Эволюция систем управления данными
- Гибкость и обновление продуктовой корзины. Тенденция интеграции нефтехимии и нефтепереработки
- Снижение выбросов
- Повышение уровня безопасности на предприятии
- Цифровая трансформация: как отрасль будет развиваться в свете появления прорывных технологий

ПАРТНЕРЫ

ГАЗПРОМ НЕФТЬ | СТРЕМИМСЯ К БОЛЬШЕМУ!

СИБУР

ОРГАНИЗАТОР

EPC Euro Petroleum Consultants

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР:

ГАЗПРОМБАНК «Газпромбанк» (Акционерное общество)

На пути к цифровизации и декарбонизации отрасли!

ESF Russia & CIS 2022

Форум по энергетике и устойчивому развитию в России и странах СНГ

Декарбонизация нефтеперерабатывающей отрасли

9-10 июня | Сочи

КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ:

- Устойчивое развитие нефтегазовой отрасли в России и в мире
- Энергетический переход и устойчивое развитие
- Инструменты устойчивого развития
- Водород: голубой, серый, зеленый
- Декарбонизация
- Экономика замкнутого цикла
- Стратегические планы нефтегазовых компаний России и стран СНГ в области устойчивого развития

+7 (495) 517 77 09 | www.europetro.ru | moscow@europetro.com

13–16 СЕНТЯБРЯ 2022

GF

XI ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ

ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1

+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2168, 2122)
GF@EXPOFORUM.RU

18+

GAS-FORUM.RU

РОССИЯ, МОСКВА, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

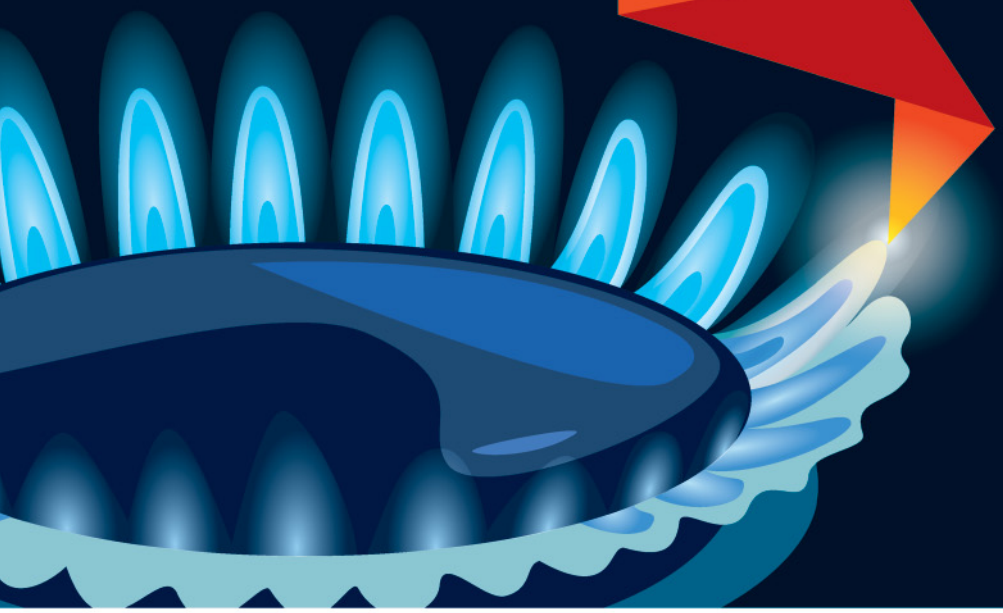
НЕФТЕГАЗ

22-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

«ОБОРУДОВАНИЕ И ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА»

24–27.04.2023

Подробности на сайте www.neftegaz-expo.ru



Реклама 12+

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ТПП РФ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР

РЕЗЬБОВЫЕ СОЕДИНЕНИЯ ТМК

Для бурения на обсадной колонне

- Высокая устойчивость к крутящим и сжимающим нагрузкам
- Эффективность, подтвержденная в лабораторных и полевых условиях

Узнай больше на
TMK-GROUP.RU

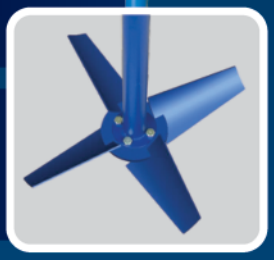
ТМК
101000, Россия, Москва, ул. Покровка, д. 40, стр. 2а
Тел.: +7 (495) 775-76-00, Факс: +7 (495) 775-76-01

ПЕРЕМЕШИВАТЕЛИ БУРОВОГО РАСТВОРА ПБРТ-ГК-turbo

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

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

Помимо стандартных типоразмеров перемешиваетелей, наша компания предлагает к поставке любые нестандартные перемешивающие устройства по техническим требованиям заказчика, в том числе с герметичным уплотнением, а так же с электрическими шкафами управления.



Мешалка «Турбинное крыло» значительно повышает скорость приготовления бурового раствора и снижает нагрузки при перемешивании.

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

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

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

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

ЛЕБЕДКИ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ, МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА

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

РОССИЙСКОЕ 100% ПРОИЗВОДСТВО

ЛЕБЕДКИ ГИДРАВЛИЧЕСКИЕ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ

ЛЕБЕДКИ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИЕ ТЯГОВЫЕ И ГРУЗОПОДЪЕМНЫЕ

МЕХАНИЗМЫ ПОВОРОТА

SIMACO
СИБИРСКАЯ МАШИНОСТРОИТЕЛЬНАЯ КОМПАНИЯ
634040, г. Томск, ул. Высоцкого, д. 28 стр. 2 тел/факс: +7 (3822) 70-11-33 E-mail: simaco@mail.tomsknet.ru
www.smc.tomsk.ru