№3 (96) МАЙ 2023

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

Научно-технический журнал входит в перечень ВАК
ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Оценка
геологических рисков на юго-востоке ЯНАО

Наклонный ВНК
юрских пластов

Новый симулятор
напряжённого состояния пласта

Методика диагностики
прискважинной зоны

Задавка ингибитора
солеотложения в пласт

Подбор и модификация
тяжелых жидкостей глушения

ТАТНЕФТЬ

Комплексная переинтерпретация
геофизических данных

ТЕХНОЛОГИИ

Тектоническое развитие
Мансийской синеклизы

Новые объекты
в комплексе полуостровов Ямал и Гыдан

Калькулятор ПЦО –
новый инженерный продукт для моделирования

Сделано в России

Отечественная отрасль беспилотной авиации – важнейшее направление деятельности страны, очень перспективное.

Направление использования беспилотных летательных аппаратов, оно просто необозримое: практически, наверное, нет такой сферы деятельности и сферы экономики, где невозможно было бы применять летательные аппараты беспилотные.

Государство заинтересовано в вашем успехе, и мы постараемся делать всё, что от нас зависит, для того чтобы этот успех состоялся.

Владимир Путин

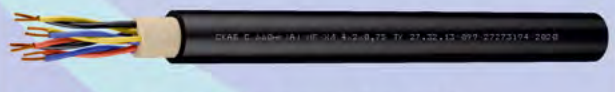
ЭТРА

РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ ТЕПЛООБМЕННИКОВ И ТЕПЛОВЫХ ПУНКТОВ

etrann.com

Кабельный завод
Спецкабель

Универсальные кабели СКАБ-С для нефтехимии и энергетики



Стойкие к ультрафиолету, маслам, агрессивным средам, морской воде, а также к ударам и вибрациям. Морозостойкие: можно эксплуатировать при температуре до – 88 °С, а монтировать до – 60 °С.

spetskabel.ru

ЛУКОЙЛ
НЕФТЯНАЯ КОМПАНИЯ

Перемены в привычных экономических связях, закрытие ключевых рынков, уход из России наших многолетних партнеров, проблемы с цепочками поставок и рост геополитического напряжения в целом — все это повлияло на наш бизнес.

Но мы смогли перестроиться — начать поставки в новые регионы, заместить иностранную продукцию на производстве, обеспечить работу всех наших предприятий в обычном режиме.

Вадим Воробьев

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

Мы вместе с «Росгеологией», «Роснедрами» и примерно 60 компаниями отрасли геологоразведки в прошлом году провели большую работу, по итогам которой был сформирован перечень критических технологий, оборудования и комплектующих, востребованных в этой отрасли – всего около 70 позиций. Чуть более 30 из них уже производятся в России серийно, порядка 10 – поддерживаются нами по имеющимся механизмам, и около 25 направлений требуют дальнейшей работы с заказчиками и производителями. Перечень включает, например, сейсмокабели, сейсмические пневмо- и виброисточники, телеметрическое оборудование.

Михаил Иванов

ПРОМЫШЛЕННАЯ ИЗОЛЯЦИЯ РУ-ФЛЕКС

РТК

Поддерживайте российских производителей!

8 800 550 12 88
info@ru-flex.com
ру-флекс.рф

100% российское производство технической изоляции для:

Нефтегазового сектора
Химической и добывающей промышленности
Топливной промышленности
Электроэнергетики

Искусственный интеллект

Добыча

Технологии

IT

ГАЗПРОМ НЕФТЬ-ХАНТОС

Мы скооперировались с Московским институтом теплотехники и разработали первый отечественный флот для гидравлического разрыва нефтяного пласта. Мы со своей стороны нашли оператора, который будет использовать этот флот на наших месторождениях.

Сергей Федоров

Бипрон™

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭЛЕКТРОЗАЩИТЫ

ЭЛЕКТРОЛИТИЧЕСКОЕ ЗАЗЕМЛЕНИЕ

ПРОМЫШЛЕННЫХ

ОБЪЕКТОВ

+7 (906) 722-25-50
+7 (495) 988-19-16

bipron.com

С ГОРДОСТЬЮ СДЕЛАНО В РОССИИ

ГАЗПРОМ МЕЖРЕГИОНГАЗ

Уже сейчас доля отечественных поставщиков в закупке товаров и услуг для газификации в РФ, догазификации достигает почти 100 %.

Сергей Густов

STEELCONTOUR
КОМПЕНСАТОРЫ

ПРОЕКТИРУЕМ • ИЗГОТАВЛИВАЕМ • ПОСТАВЛЯЕМ

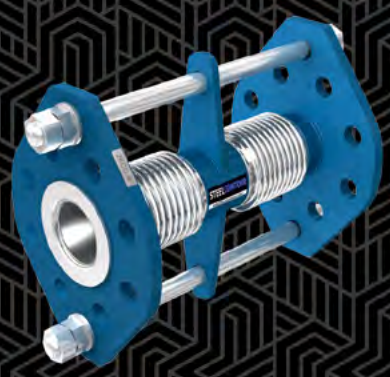
СОВРЕМЕННОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

| ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ | ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ | МАГИСТРАЛЕЙ |

+7 (343) 31-24-246

STEELCONTOUR.COM

РФ, г. Екатеринбург,
пер. Центральный рынок,
дом 6, офис 35.
info@steelcontour.com



СИЛЬФОННЫЕ КОМПЕНСАТОРЫ

| Осевые
| Универсальные
| Поворотные
| Сдвиговые
| Разгруженные
| Карданные
| Сильфонное компенсационное устройство

! **РАЗРАБАТЫВАЕМ И ИЗГОТАВЛИВАЕМ ПОД ЗАКАЗ**
с самыми различными типами компенсаторов с любыми техническими характеристиками и по индивидуальным чертежам заказчика, а также патрубками под нестандартный диаметр трубопровода, толщину стенки патрубков и различных марок стали.

ERRINS

Республика Татарстан,
г. Лениногорск, ул. Промышленная, д. 1, стр. 1
+7 (85595) 6-51-28, pto@errins.ru

СИСТЕМЫ

МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И ПЕРЕКАЧКИ МНОГОФАЗНЫХ ЖИДКОСТЕЙ

- Производство насосных систем
- Комплексные поставки
- Инженерное сопровождение
- Сервисное обслуживание НПО
- Обработка металлических изделий

ОПЫТ
Опытные эксперты упрощают работу от первого совещания до полевых работ на скважине

ГИБКОСТЬ
Лояльность к каждому заказчику, предоставление подменного фонда на гарантийное оборудование

ПРОИЗВОДСТВО
Экономически эффективные, изготовленные по последним технологиям насосные системы

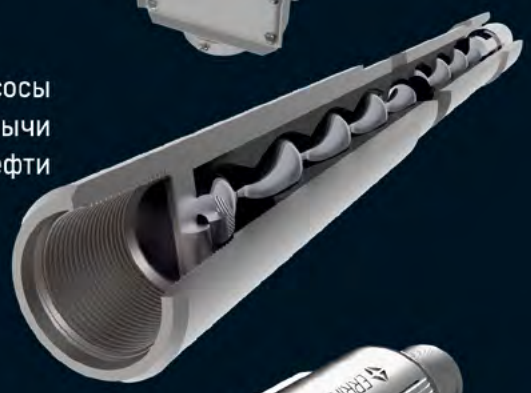
ОПЕРАТИВНОСТЬ
Оперативная доставка насосного оборудования, а также вывоз на ремонт устьевых приводов заказчика

КАЧЕСТВО
Контроль качества, полное соответствие всем современным стандартам

ТЕХНОЛОГИЧНОСТЬ
НИОКР, производство и сборка на одной локации, автоматизация технологических процессов

Приводы наземные

Насосы для добычи нефти

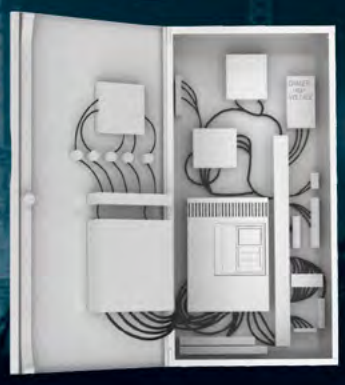


Якоря механические

Насосы для перекачки нефти

Муфты и переводники для НКТ

Станции управления с ЧРП



СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

14 Зинатуллина Л.И. Поиск новых объектов нефтегазонакопления в нижне-среднеюрском комплексе Карско-Ямало-Гыданского региона Западной Сибири

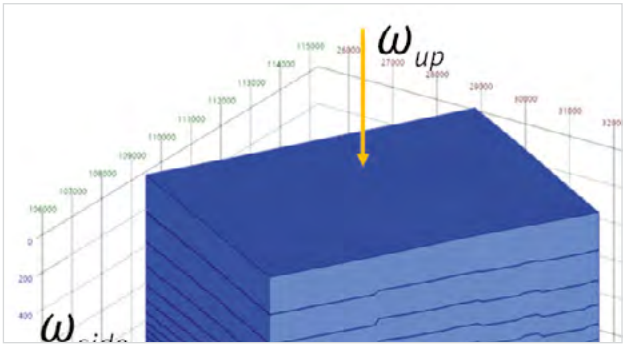
19 Кузнецов Р.О. Тектоническое развитие южной части Мансийской синеклизы в мезозойско-кайнозойское время (Западная Сибирь)

26 Кузив К.Б. Причины формирования наклонного водонефтяного контакта юрского пласта Фестивального месторождения

31 Группа компаний «ТЕХПОЛИМЕР»: Опытно-промышленные испытания мобильных дорожных покрытий на участках со сложными геологическими условиями

32 Андреева Е.Е. Приемы комплексной переинтерпретации геофизических данных при поисках залежей нефти в терригенном девоне на территории Татарстана

38 Федоров А.И. Расчет напряженного состояния на участке Северо-Комсомольского месторождения с спользованием нового корпоративного 3D-симулятора РН-СИГМА



46 Левкович О.С. Адаптация методических рекомендаций по оценке геологических рисков на примере территории юго-востока ЯНАО

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 3 (96) Май 2023

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 05-23/09-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 22.05.2023
ТИРАЖ: 1 000 экз.
ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 7 номеров в год
ЦЕНА: свободная
ПОДПИСНОЙ ИНДЕКС: 29557
СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:
ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года
Выдано федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

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

RN DIGITAL

РОСНЕФТЬ

ЦИФРОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

17–20 октября

МЕСТО ПРОВЕДЕНИЯ КОНФЕРЕНЦИИ:
ГОСТИНИЧНЫЙ КОМПЛЕКС «БАШКИРИЯ»
Г. УФА, УЛ. ЛЕНИНА, Д.25/29

ОРГАНИЗАТОР КОНФЕРЕНЦИИ
ООО «РН-БашНИПИнефть»
(ОГ ПАО «НК «Роснефть»)

2023

ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР:

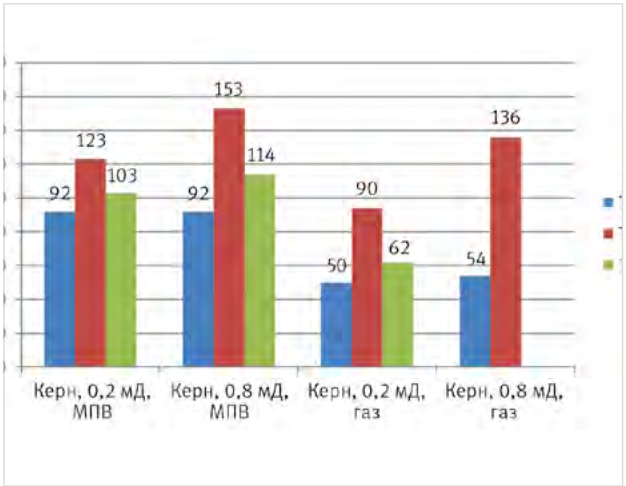
НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО
WWW.OIL-INDUSTRY.RU

HTTPS://EVENTS.RN.DIGITAL/CONF/CT2023

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

52 Никулин В.Ю. Снижение негативного влияния растворов глушения высокой плотности на продуктивность газовых скважин, эксплуатирующих ачимовские коллекторы. Часть 1. Подбор и модификация тяжелых жидкостей глушения



58 ООО «НПФ «Модуль»: Салахов Р.В. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов с целью увеличения их проницаемости

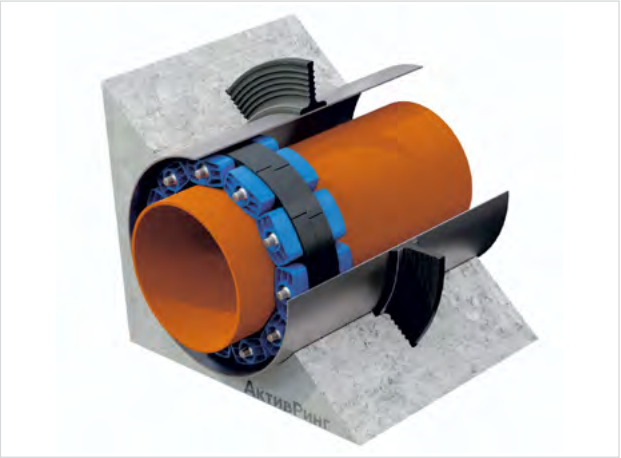
Сервис

61 Валекжанин И.В. Проведение испытаний технологии задавки ингибитора солеотложения в пласт в условиях Соровского месторождения

ТРАНСПОРТИРОВКА

Трубопровод

68 ООО «АПС»: Герметизация проходов трубопроводов с помощью гидроизолирующих воротников (гидроворотник) марки АР



КИПИА

Автоматизация

69 Степанов В.А. Прогнозирование распределения температуры по стволу нефтяных скважин при пароциклической обработке

Диагностика

74 Ахметова О.В. Графический метод определения параметров скин-зоны по данным температуры и давления в РН-ВЕГА

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

РЕДАКЦИОННЫЙ СОВЕТ:
Абукова Лейла Азретовна — д.г.-м.н.
Алтунина Любовь Константиновна — д.т.н.
Баюк Ирина Олеговна — д.ф.-м.н.
Богоявленский Василий Игоревич — д.т.н.
Волож Юрий Абрамович — д.г.-м.н.
Гогоненков Георгий Николаевич — д.т.н.
Голофаст Сергей Леонидович — д.т.н.
Еремин Николай Александрович — д.т.н.
Завидей Виктор Иванович — д.т.н.
Закиров Эрнест Сумбатович — д.т.н.
Земенков Юрий Дмитриевич — д.т.н.
Индрупский Илья Михайлович — д.т.н.
Исаев Анатолий Андреевич — д.т.н.
Котельникова Елена Николаевна — д.г.-м.н.
Морозов Владимир Петрович — д.г.-м.н.
Песин Михаил Владимирович — д.т.н.
Попов Сергей Николаевич — д.т.н.
Пунанова Светлана Александровна — д.г.-м.н.

Нам откликается земля

ТНГ-Групп — высокотехнологичная российская компания, образованная в 1953 году.
Одно из крупнейших геофизических предприятий страны.
Россия, РТ, г. Бугульма, ул. Ворошилова, 21
+7 (85594) 7-75-12
tng@tng.ru, www.tng.ru

70 ЛЕТ

ПОЛНЫЙ СПЕКТР ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ И ГЕОФИЗИЧЕСКИХ УСЛУГ

во всех нефтедобывающих регионах Российской Федерации, странах Азии, Африки и Ближнего Востока

ТНГ-Групп сегодня:

более **150** открытых нефтяных и газовых месторождений

более **1000** нефтеперспективных структур, подготовленных к глубокому бурению

400 геофизических отрядов

20 отрядов геонавигации (MWD, LWD)

80 отрядов ГДИ

70 отрядов ГТИ

CONTENT

UPSTREAM

Geology

14 Zinatullina L.I. Search for new oil and gas accumulation objects in the Lower-Middle Jurassic complex of the Kara-Yamal-Gydan region of Western Siberia

19 Kuznetsov R.O. Tectonic development of the southern part of the Mansi syneclise in the mesozoic-cenozoic time (Western Siberia)

26 Kuziv K.B. Reasons for the formation of an inclined water-oil contact of the Jurassic layer of the Festival deposit

32 Andreeva E.E. Methods of complex reinterpretation of geophysical data in the search for oil deposits in the terrigenous devonian sediments on territory of Tatarstan

38 Fedorov A.I. Calculation of the stress state at the Severo-Komsomolskoye field using the new corporate 3D simulator RN-SIGMA

46 Levkovich O.S. Adaptation of methodological recommendations for assessing geological risks on the example of the territory of the South-East of the Yamalo-Nenets Autonomous District

Oil production

52 Nikulin V.Yu. Reducing the negative impact of high density killing solutions on the productivity of gas wells operating achimov reservoirs. Part 1. Selection and modification of heavy killing fluids

Service

61 Valekzhanin I.V. Testing a scale inhibitor squeeze technology into a bottomhole formation zone under the conditions of the Sorovskoye field

SUPPLY

Automation

69 Stepanov V.A. Prediction of temperature distribution along the oil wells during steam cycling

Diagnostics

74 Akhmetova O.V. Graphical method for determining the parameters of the skin zone based on transient temperature and pressure data in RN-VEGA

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 3 (96) May 2023

ISSUE DATE: 22.05.2023

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

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

EDITIORIAL BOARD:
Abukova L.A. – PhD in geology and mineralogy
Altunina L.K. – PhD in engineering sciences
Bayuk I.O. – PhD in physics and mathematics
Bogoyavlensky V.I. – PhD in engineering sciences
Volozh Yu.A. – PhD in geology and mineralogy
Gogonenkov G.N. – PhD in engineering sciences
Golofast S.L. – PhD in engineering sciences
Eremin N.A. – PhD in engineering sciences
Zavidey V.I. – PhD in engineering sciences
Zakirov E.S. – PhD in engineering sciences
Zemenkov Yu.D. – PhD in engineering sciences
Indrupsky I.M. – PhD in engineering sciences
Isaev A.A. – PhD in engineering sciences
Kotelnikova E.N. — PhD in geology and mineralogy
Morozov V.P. – PhD in geology and mineralogy
Pesin M.V. – PhD in engineering sciences
Popov S.N. - PhD in engineering sciences
Punanova S.A. – PhD in geology and mineralogy

АО «ЕМ - РАЗВЕДКА»

Новосибирск ,
Октябрьская магистраль 4 ,
оф. 1207

ТИП ФЛЮИДОНАСЫЩЕНИЯ

нефтегазовых коллекторов по прецизионным ЭМ-исследованиям

Впервые в практике нефтепоисковых работ в Западной Сибири

опробована новая технология электроразведки, которая позволяет существенно увеличить достоверность прогноза коллекторов и обеспечивает выход на более высокий технологический уровень оценки типа их флюидонасыщения.

Прецизионность в 3D-ЗСБ ®

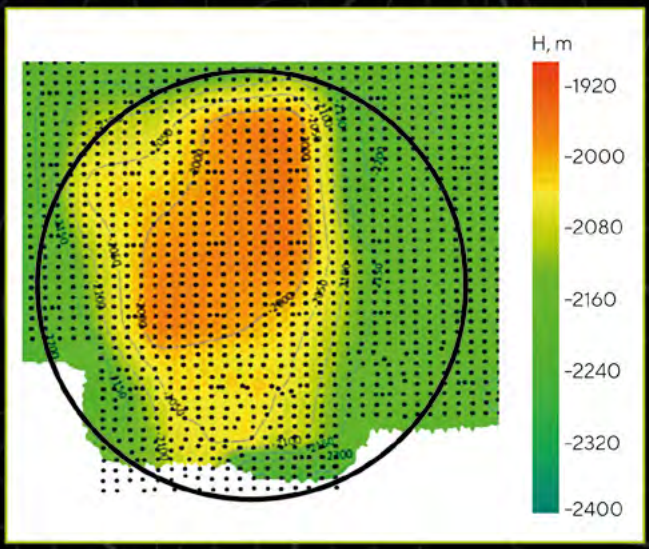
достигается подавлением (специальным учетом) геологических помех путем приведения в соответствие экспериментальных εe(x, y, t) и теоретических εs(x, y, t) значений отклика среды одновременно для всей апертуры. Послойная реконструкция объемного распределения электрической проводимости в среде выполняется путем минимизации функционала

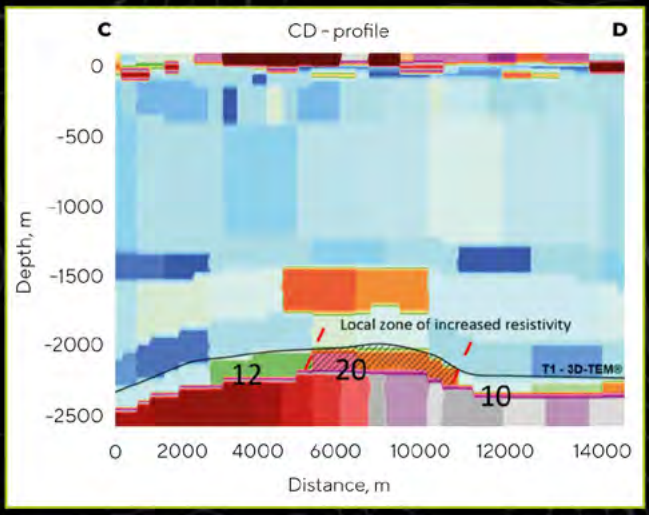
Ожидаемый результат

Апертурная технология 3D - ЗСБ ® позволяет улучшить прогноз:

- структурных особенностей строения осадочного чехла
- проницаемости и типа флюидонасыщения коллекторов
- положение ВНК и контроль закачки воды для ППД

3D-ЗСБ ®





aerosurveys.ru
+ 7 (905) 946·25·25
info@aerosurveys.ru
+ 7 (913) 009·98·89

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-14-17 УДК 553.98 I Научная статья

Поиск новых объектов нефтегазонакопления в нижне-среднеюрском комплексе Карско-Ямало-Гыданского региона Западной Сибири

Зинатуллина Л.И.
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
zinatullina@ipng.ru

Аннотация
В статье приведены результаты палеотектонических реконструкций малоизученных глубокозалегающих нижне-среднеюрских отложений Карско-Ямало-Гыданского региона нефтегазонакопления. Выделены перспективные с точки зрения нефтегазонакопления объекты в этих комплексах. Изучен режим палеотектонических движений в течение нижне-среднеюрского времени геологической истории на исследуемой территории. Полученные результаты позволили сделать выводы о новых объектах нефтегазонакопления.

Материалы и методы
С использованием программного комплекса и технологий моделирования «PetroMod» компании «Schlumberger» проведена реконструкция эволюции осадочного бассейна в течение всей геологической истории развития. Применялись методы бассейнового анализа и анализа углеводородных систем. Объектами исследования послужили нижне-среднеюрские отложения Карско-Ямало-Гыданского региона.

Ключевые слова
перспективы нефтегазоносности, Западная Сибирь, доюрские отложения, нижне-среднеюрские отложения, Карско-Ямало-Гыданский регион, палеотектонические реконструкции

Для цитирования
Зинатуллина Л.И. Поиск новых объектов нефтегазонакопления в нижне-среднеюрском комплексе Карско-Ямало-Гыданского региона Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 14–17. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-14-17

Поступила в редакцию: 16.04.2023

UDC 553.98 I Original Paper

Search for new oil and gas accumulation objects in the Lower-Middle Jurassic complex of the Kara-Yamal-Gydan region of Western Siberia

Zinatullina L.I.
Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia
zinatullina@ipng.ru

Abstract
The article presents the results of paleotectonic reconstructions of poorly studied deep-lying Lower-Middle Jurassic deposits of the Kara-Yamal-Gydan region of gas and oil accumulation. Promising, from the point of view of oil and gas accumulation, objects in these complexes are identified. The regime of paleotectonic movements during the Lower-Middle Jurassic time of geological history in the study area has been studied. The results obtained allowed us to draw conclusions about new objects of oil and gas accumulation.

Materials and methods
Using the software package and modeling technologies “PetroMod” of the company “Schlumberger”, the reconstruction of the evolution of the sedimentary basin throughout the entire geological history of development was carried out. Methods of basin analysis and analysis of hydrocarbon systems were applied. The objects of study were the Lower-Middle Jurassic deposits of the Kara-Yamal-Gydan region.

Keywords
oil and gas prospects, Western Siberia, pre-Jurassic deposit, Lower-Middle Jurassic deposit, Yamal Peninsula, Gydan Peninsula, paleotectonic reconstructions

For citation
Zinatullina L.I. Search for new oil and gas accumulation objects in the Lower-Middle Jurassic complex of the Kara-Yamal-Gydan region of Western Siberia. Exposition Oil Gas, 2023, issue 3, P. 14–17. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-14-17

Received: 16.04.2023

Введение

Для эффективного поиска залежей нефти и газа в большой степени важно изучение и уточнение истории геологического развития осадочных бассейнов и крупных структурных элементов, контролирующих зоны регионального нефтегазонакопления.

Изучение палеотектонических особенностей всего бассейна осадконакопления и крупных тектонических элементов, которые определяют литолого-фациальные и структурные условия нефтегазообразования и нефтегазонакопления, важно для поиска структурных элементов, способных аккумулировать углеводороды. Время образования и характер тектонического развития ловушки являются определяющими факторами, на которые было направлено внимание при исследовании территории на наличие залежей нефти и газа в нижне-среднеюрских и доюрских комплексах.

Результаты и обсуждения

Целью данной работы является оценка перспектив нефтегазоносности северной части ЗСНГП: полуостровов Ямал, Гыдан, включая Обскую губу и прилегающую акваторию Карского моря (рис. 1). Исследование проводилось на основе изучения истории геологического развития территории с использованием историко-генетического метода и методики моделирования в программном комплексе (PetroMod, Schlumberger) [1]. При сборе исходной для моделирования геолого-геофизической и геохимической информации по изучаемому региону использованы материалы из работ [2, 4 ,5].

Восстановление истории погружения бассейна является неотъемлемой частью процесса моделирования и позволяет оценить скорость осадконакопления и погружения бассейна, восстановить мощность осадочного чехла для каждого отдельно взятого этапа геологической истории, а также выявить закономерности нефтегазообразования и нефтегазонакопления [3].

Для анализа палеотектонического развития бассейна по результатам бассейнового моделирования были созданы двухмерные структурно-тектонические модели осадочного бассейна Карско-Ямало-Гыданского региона, включающие следующие поверхности:

- по подошве недислоцированных мезозойских образований осадочного чехла — подошва нижнеюрских отложений — кровля фундамента — отражающий сейсмогоризонт «А» («Iа» на востоке территории);
- по кровле аален-тоарских отложений нижнеюрских отложений — кровля лайдинской свиты — отражающий сейсмогоризонт «T_3»;
- по кровле нижнеюрско-верхнеберриасских отложений — кровля баженовской, даниловской и гольчихинской свит — отражающий сейсмогоризонт «Б»;
- по кровле альб-сеноманских отложений — кровля марресалинской и покурской свит — отражающий сейсмогоризонт «Г»;
- топографическая основа.

Палеотектонические модели являются основным элементом анализа тектонических движений (палеотектонического анализа). Они необходимы для установления последовательности формирования структурных элементов во времени. Методика построения палеотектонических моделей основывается на принципах выравнивания, когда принимают поверхность предыдущего уровня осадконакопления условно в виде выровненного горизонтального рельефа.

Модели палеотектонических реконструкций построены последовательно путем наращивания мощностей от более древних к более ранним стратиграфическим подразделениям всего осадочного чехла. При восстановлении погружения учитывалось уплотнение пород с глубиной погружения для восстановления исходных мощностей осадков до уплотнения.

Анализ результатов детальной палеотектонической реконструкции истории накопления отложений свидетельствует об унаследовательности развития территории до маастрихтского яруса.

Результаты палеотектонических исследований позволили оценить основные этапы

Рис. 1. Обзорная схема исследуемой территории
Fig. 1. Overview scheme of the study area

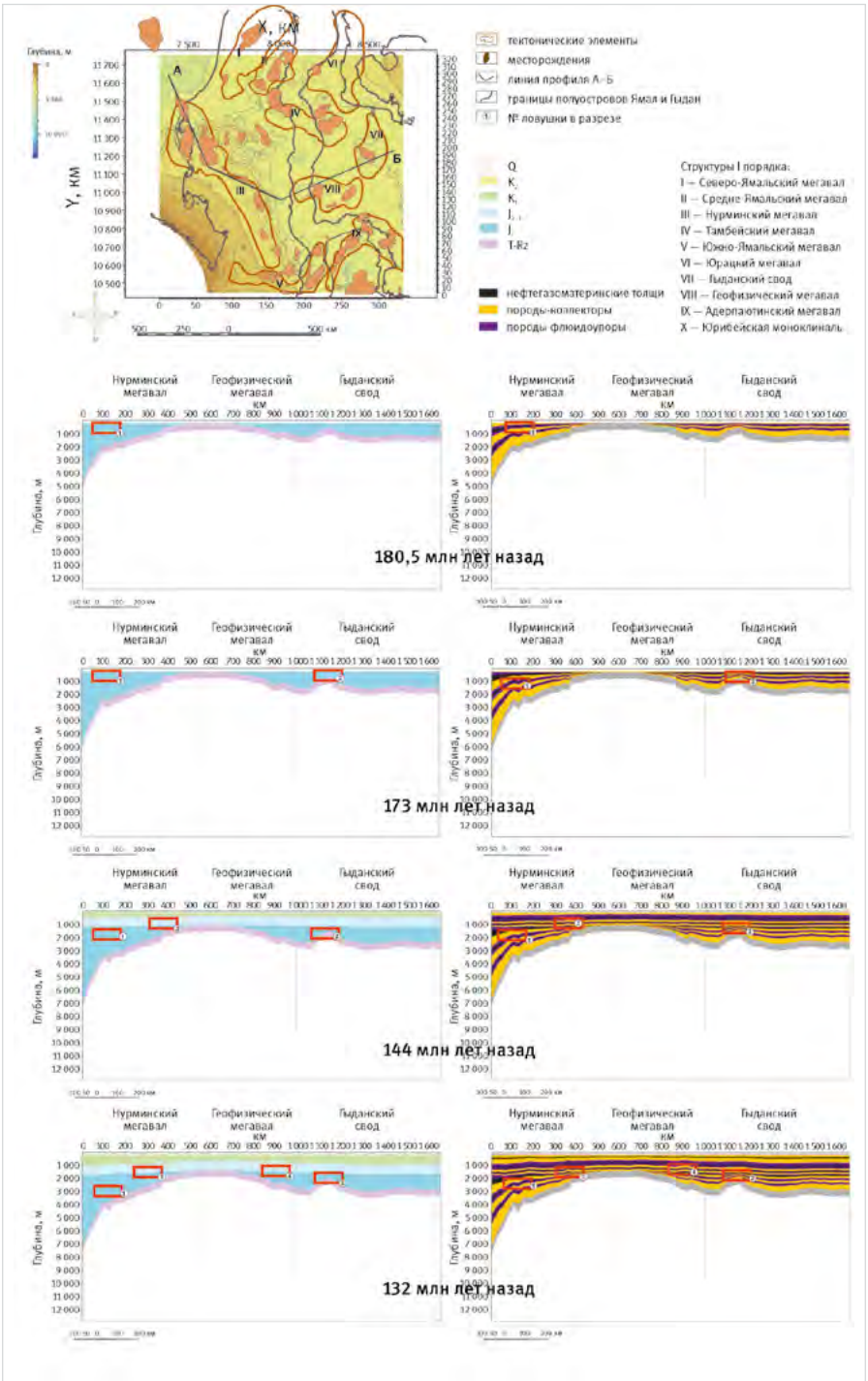


Рис. 2. Результаты детальной палеотектонической реконструкции фрагмента по профилю А-Б
Fig. 2. Results of detailed paleotectonic reconstruction of the fragment along the profile А-Б

формирования и трансформации ловушек нефти и газа во времени (рис. 3).

Анализ палеотектонического профиля по выбранному направлению начинается с отложений нижнеюрского периода геттанг-тоарского ярусов (201,3–174,1 млн лет назад). В этот период было накоплено около 2 000 м в наиболее погруженных участках. Скорость осадконакопления в этот период составила 73,5 м/млн л.

Проанализированы палеотектонические разрезы на наличие ловушек, образовавшихся в нижне-среднеюрское время. И выявлены в каждой из выделенных генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС) в исследуемых комплексах четыре зоны со структурными особенностями: ловушками, сохранившимися к настоящему времени (табл. 1).

Выявленные в результате палеотектонических исследований ловушки являются новыми объектами, перспективными в нефтегазоносном отношении.

Итоги

Проанализировано и уточнено палеотектоническое развитие Карско-Ямало-Гыданского региона и выявлены новые особенности строения осадочного чехла.

Восстановлена исходная мощность отложений, в том числе нижне-среднеюрских, до уплотнения, и определено время образования ловушек и тектонических элементов в нижне-среднеюрских глубокозалегающих отложениях Карско-Ямало-Гыданского региона — зоны нефтегазонакопления.

Оценены основные этапы формирования и трансформации ловушек нефти и газа во времени.

С помощью палеотектонических реконструкций восстановлена история развития бассейна осадконакопления исследуемого региона, что позволило оценить интенсивность прогибания, скорость осадконакопления и погружения бассейна; восстановить мощность осадочного чехла, в частности нижне-среднеюрских отложений, для каждого отдельно взятого этапа развития геологической истории; а также выявить закономерности нефтегазообразования и нефтегазонакопления.

Выводы

Территория Карско-Ямало-Гыданского района нефтегазонакопления имеет конседиментационное строение. Основные структурные элементы — мегавалы (Нурминский, Северо-Ямальский, Средне-Ямальский, Геофизический, Гыданский свод), прогибы (Северо-Сеяхинский мегапрогиб) — сформировались до начала образования юрских отложений. На исследуемой территории преобладал тектонический режим относительно устойчивого и длительного прогибания и устойчивой седиментации, положительно влиявший на сохранность сформировавшихся на разных этапах развития территории залежей углеводородов. Процессы разрушения на исследуемой территории в данных комплексах слабовыраженные, что является предпосылкой для формирования нефтегазовых скоплений. Выделены перспективные с точки зрения нефтегазонакопления объекты в этих комплексах.

Устойчивое прогибание территории благоприятно сказалось на условиях нефтегазообразования, в свою очередь, последующие тектонические процессы стали благоприятным фактором для нефтегазонакопления. Устойчивое прогибание территории создало благоприятные условия для нефтегазообразования, а последующие тектонические процессы создали хорошие условия для нефтегазонакопления.

Выделенные структурные элементы имеют антиклинальную форму строения. По типу эти структуры являются сводовыми. Амплитуды ловушек достаточные для аккумуляции в них углеводородов. Рассмотренные ловушки имели длительную историю развития и имеют конседиментационное строение.

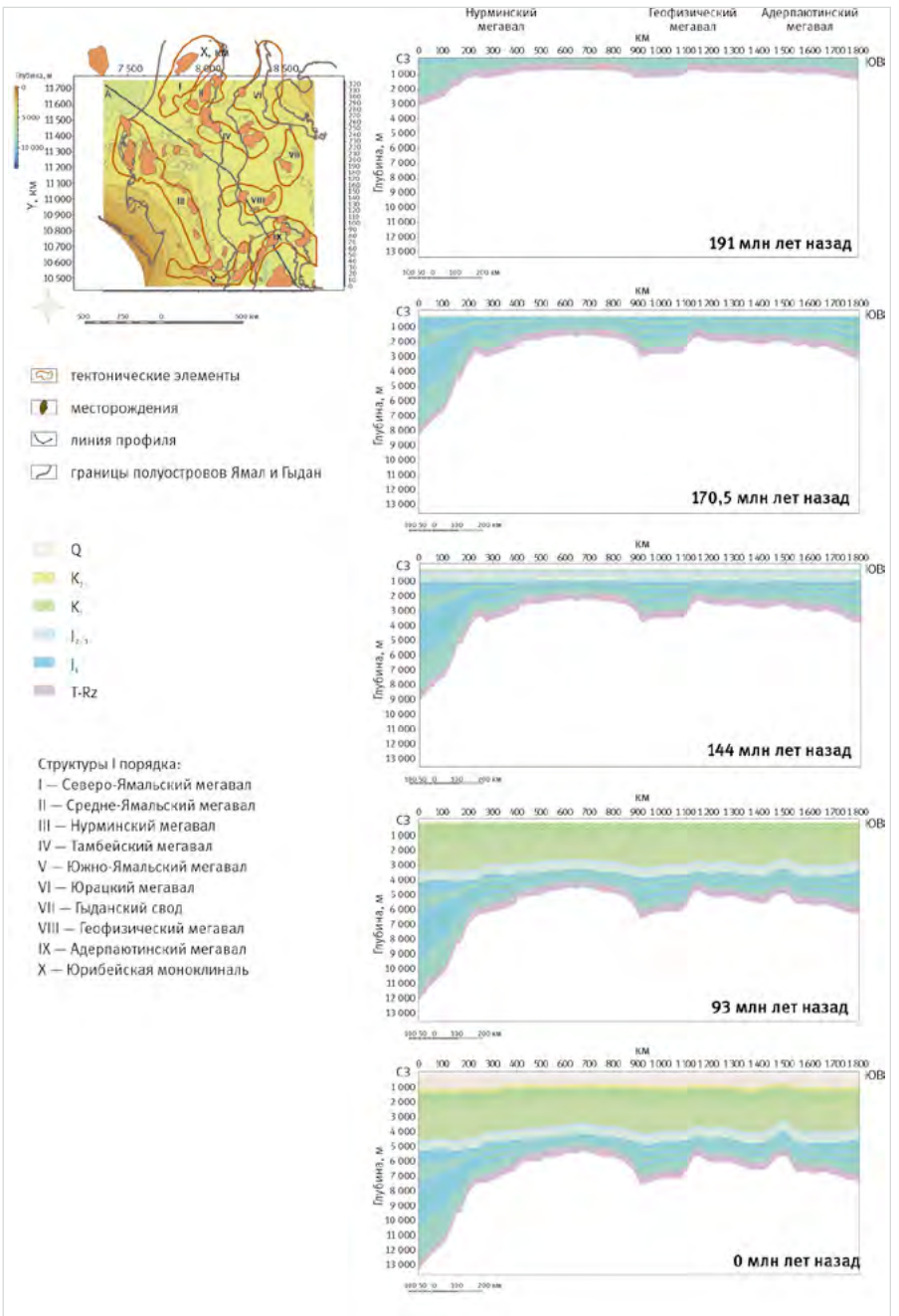


Рис. 3. Выделенные ловушки в Карско-Ямало-Гыданском регионе в нижне-среднеюрском интервале разреза по профилю А-Б

Fig. 3. Identified traps in the Kara-Yamal-Gydan region in the Lower-Middle Jurassic interval of the section along the А-Б profile

Литература

1. Magoon L.B., Dow W.G. The petroleum system – from source to trap. AAPG Memoir, 1994, Vol. 60, P. 9. (In Eng).
2. Зинатуллина Л.И. Оценка перспектив нефтегазоносности доюрских и нижне-среднеюрских отложений полуостровов Ямал и Гыдан // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 7. С. 26–33.
3. Хафизов С.Ф. Анализ углеводородных систем: теория и практика. М.: КРАСАНД, 2019. 200 с.
4. Шустер В.Л., Пунанова С.А. Обоснование перспектив нефтегазоносности Юрско-палеозойских отложений и образований фундамента Западной Сибири // Георесурсы. 2016. Т. 18. № 4. Ч. 2. С. 337–345.
5. Воробьев С.В., Горбунов П.А., Максименко О.В., Бембель С.Р. Уточнение палеотектонического развития северной части Западно-Сибирской плиты в мезозойско-кайнозойское время // Успехи современного естествознания. 2019. № 10. С. 29–38.

Табл. 1. Характеристика ловушек Карско-Ямало-Гыданского региона нижне-среднеюрского интервала отложений по разрезу А-Б
Tab. 1. Characteristics of traps in the Kara-Yamal-Gydan region of the Lower-Middle Jurassic sediment interval along section А-Б

№ ловушки	1	2	3	4
Возраст продуктивных горизонтов	J1	J1	J1-2	J2
ГАУС	левинско-шараповская	китербютско-надояхская	лайдинско-вымская	леонтьевско-малышевская
Время формирования ловушки, млн л. назад	180,5	173	140	132
Тип ловушки	сводная	сводная	сводная	сводная
Амплитуда ловушки, м	90	80	85	110
Геометрия складок	антиклинальная	антиклинальная	антиклинальная	антиклинальная
Сохранена/разрушена ловушка	сохранена	сохранена	сохранена	сохранена

ENGLISH

Results

The paleotectonic development of the Kara-Yamal-Gydan region has been analyzed and refined, and new structural features of the sedimentary cover have been revealed.

The initial thickness of the deposits, including the Lower-Middle Jurassic, was restored before compaction, and the time of formation of traps and tectonic elements in the Lower-Middle Jurassic deep deposits of the Kara-Yamal-Gydan region – the gas-oil accumulation zone was determined.

The main stages of formation and transformation of oil and gas traps in time are estimated. With the help of paleotectonic reconstructions, the history of the development of the sedimentation basin of the study region was restored, which made it possible to assess the intensity of subsidence, the rate of sedimentation, and subsidence of the basin, to restore the thickness of the sedimentary cover, in particular, the Lower-Middle Jurassic deposits, for each individual stage in the development of geological history, and also made it possible to identify patterns of oil and gas formation and oil and gas accumulation.

Conclusions

The territory of the Karsko-Yamal-Gydansk region of oil and gas accumulation has a consedimentary structure. The main structural elements – megaswells (Nurminsky, Severo-Yamalsky, Sredne-Yamalsky, Geophysical, Gydansky arch), troughs (North-Seyakhinsky megatrough) – were formed before the formation of Jurassic deposits. The study area was dominated by a tectonic regime of relatively stable and long-term subsidence and stable sedimentation, which had a positive effect on the safety of hydrocarbon deposits formed at different stages of development of the territory. The processes of destruction in the study area in these complexes are weakly expressed, which is a prerequisite for the formation of oil and gas accumulations. The distinguished structural elements have an anticlinal domed shape of the structure. By type, these structures are vaulted. The amplitudes of the traps are sufficient for the accumulation of hydrocarbons in them. Prospective objects in these complexes from the point of view of oil and gas accumulation are identified.

The stable subsidence of the territory favorably affected the conditions of oil and gas formation, in turn, subsequent tectonic processes became a favorable factor for oil and gas accumulation. The stable subsidence of the territory created favorable conditions for oil and gas formation, and subsequent tectonic processes created good conditions for oil and gas accumulation.

The identified structural elements have an anticlinal structure. By type, these structures are vaulted. The amplitudes of the traps are sufficient for the accumulation of hydrocarbons in them. The considered traps had a long history of development and have a consedimentary structure.

References

1. Magoon L.B., Dow W.G. The petroleum system – from source to trap. AAPG Memoir, 1994, Vol. 60, P. 9. (In Eng).
2. Zinatullina L.I. Estimation of the oil and gas potential of pre-Jurassic and Lower-Middle Jurassic deposits of the Yamal and Gydan Peninsulas. Exposition Oil Gas, 2022, issue 7, P. 26–33. (In Russ).
3. Khafizov S.F. Analysis of hydrocarbon systems: theory and practice. Moscow: KRASAND, 2019, 200 p. (In Russ).
4. Shuster V.L., Punanova S.A. Justification of oil and gas potential of the Jurassic-Paleozoic deposits and the basement formations of Western Siberia. Georesursy, 2016, Vol. 18, issue 4, Part 2, P. 337–345. (In Russ).
5. Vorobyov S.V., Gorbunov P.A., Maksimenko O.V., Bembel S.R. Palotectonic development specification of the Northern part of the West-Siberian plate in the Mesozoic-Cenozoic time. Advances in current natural sciences, 2019, issue 10, P. 29–38. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Зинатуллина Лилия Ильдаровна, младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа, Москва, Россия
Для контактов: zinatullina@ipng.ru

Zinatullina Liliya Ildarovna, junior research scientist, Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: zinatullina@ipng.ru

НГП

ООО «НефтеГазПерспектива»

Внутритрубная диагностика трубопроводов

О компании

ООО «НефтеГазПерспектива» было основано в июне 2015 года в городе Коломне Московской области.

Основным направлением деятельности компании является оказание услуг по внутритрубной диагностике трубопроводов с использованием комплексов собственной разработки и производства.

Почему мы?

- Внимание ко всем требованиям заказчика
- Высокая организационная мобильность и скорость принятия решений
- Широкие возможности технических решений
- Возможность оперативной адаптации оборудования для проблемных трубопроводов
- Гибкость в сроках выполнения полевых работ и предоставления отчетов

Технический департамент

Аналитический департамент

Департамент обеспечения бизнеса

Финансовый департамент

Отдел охраны труда и окружающей среды

Цех по подготовке и производству оборудования

Испытательный полигон

Полевые работы и дополнительный дефектоскопический контроль

Калибровка | Очистка | Профилеметрия | Магнитная диагностика
Ультразвуковая диагностика | Навигация | Технический отчет и оценка целостности | ЭПБ

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

neftegazperspektiva.ru
+7 (496) 616-70-08
info@neftegazperspektiva.ru

От идеи к решению,
от решения к реализации!

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-19-25 УДК 551.242, 571.1 I Научная статья

Тектоническое развитие южной части Мансийской синеклизы в мезозойско-кайнозойское время (Западная Сибирь)

Кузнецов Р.О.
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
kuznetsovroipng@gmail.com

Аннотация
Применена методика палеотектонического анализа для восстановления тектонического развития южной части Мансийской синеклизы с учетом эффекта уплотнения пород.
Количественно подтверждено, что основной прирост амплитуды структур южной части Мансийской синеклизы произошел в меловое время; на протяжении кайнозойского этапа развития территории не было существенного прироста амплитуды структур.
Результаты анализа тектонического развития являются основой для реконструкции процессов нафтидогенеза и прогноза месторождений нефти и газа.

Материалы и методы
Материалы: информация разномасштабных геолого-геофизических исследований, включая исследования керна, интерпретации ГИС, региональные и локальные данные сейсмических исследований.
Методы: использованы методики интерпретации ГИС и сейсмических данных, палеотектонический метод, методы математического моделирования эволюции чехла осадочного бассейна.

Ключевые слова
осадочный чехол Западно-Сибирской геосинеклизы, тектоническое развитие, палеоструктурные разрезы, эффект уплотнения пород, месторождения нефти и газа

Работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема «Создание научных основ новой системной методологии прогноза, поисков и освоения залежей углеводородов, включая залежи матричной нефти в газонасыщенных карбонатных отложениях нефтегазоконденсатных месторождений», № 122022800274-8).

Для цитирования
Кузнецов Р.О. Тектоническое развитие южной части Мансийской синеклизы в мезозойско-кайнозойское время (Западная Сибирь) // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 19–25. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-19-25

Поступила в редакцию: 25.04.2023

UDC 551.242, 571.1 I Original Paper

Tectonic development of the southern part of the Mansi syneclise in the mesozoic-cenozoic time (Western Siberia)

Kuznetsov R.O.
Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia
kuznetsovroipng@gmail.com

Abstract
A technique of paleotectonic analysis was applied to restore the tectonic development of the southern part of the Mansiysk syneclise, taking into account rock compaction effect. It has been quantitatively confirmed that the main increase in the amplitude of structures of the southern part of the Mansiysk syneclise occurred in Cretaceous; during the Cenozoic stage of the development of the territory, there was no a significant increase in the amplitude of the structure. The results of the tectonic development analysis are a basis for reconstructions of naftidogenesis processes and a forecast of oil and gas fields.

Materials and methods
Materials: information from multi-scale geological and geophysical studies, including core studies, well logging interpretations, regional and local seismic data.
Methods: well logging and seismic data interpretation techniques, paleotectonic method, methods of mathematical modeling of the evolution of the sedimentary basin cover were used.

Keywords
sedimentary cover of the West Siberian geosyneclise, tectonic development, paleostructural sections, rock compaction effect, oil and gas fields

For citation
Kuznetsov R.O. Tectonic development of the southern part of the Mansi syneclise in the mesozoic-cenozoic time (Western Siberia). Exposition Oil Gas, 2023, issue 3, P. 19–25. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-19-25

Received: 25.04.2023

Введение

Анализ тектонического развития какой-либо территории с целью прогноза ее нефтегазоносности применяется в нефтяной геологии уже около 100 лет.

Тектоническое развитие для осадочного чехла бассейнов восстанавливается, с некоторыми поправками и допущениями, с помощью метода анализа мощностей. Для того чтобы выводы о тектоническом развитии территории были более корректными, анализируются условия осадконакопления.

При этом принимается, что если осадконакопление было компенсированным или близким к компенсированному, то в этом случае зоны отсутствия отложений или уменьшенных толщин принципиально будут соответствовать таковым, которые испытывали поднятие (в абсолютных величинах). Зоны присутствия отложений или увеличенных толщин будут принципиально соответствовать территориям с нисходящими (в абсолютных величинах) тектоническими движениями.

Элементы подхода анализа мощностей и фаций, вероятно, были разработаны и впервые применены М. Бертраном в 1892 г. (согласно Карпинскому, 1894 г.) для проведения анализа развития Парижского бассейна. Почти одновременно этот подход нашел отражение в трудах А.П. Карпинского [5, 6], который использовал его для анализа тектонических движений на Восточно-Европейской платформе. Впервые метод графического изображения распределения мощностей отложений по площади был применен в 1908 г. при подсчетах запасов угля Геологической службой США.

В России первопроходцем применения метода анализа мощностей в нефтяной геологии был И.М. Губкин в 1912–1913 гг. [3, 4]. С целью выяснения топографии древней эрозионной ложбины, в которой отложились продуктивные пески Нефтяно-Ширванского месторождения, им были построены карты изопахит. Систематическая работа над методом изучения тектонических структур с помощью анализа мощностей была начата в Геологическом институте Академии наук СССР по инициативе академика Н.С. Шатского, который использовал этот метод в своей статье в 1924 г. при исследовании тектоники Донецкого бассейна [15].

Весомый вклад в разработку метода анализа мощностей внесли В.В. Белоусов, В.С. Бочкарев, Р.Г. Гарецкий, И.М. Губкин, М.П. Казаков, Ю.А. Косыгин, В.Б. Нейман, И.И. Нестеров, В.И. Попов, А.Б. Ронов, М.Я. Рудкевич, М.М. Тетяев, В.Е. Хаин, П.Е. Харитонов, А.Л. Яншин, Е.М. Максимов, а также N.W. Bass, K. Emery, D. Hager, S. Rittenberg, C.L. Moddy и другие.

В Западной Сибири этот метод использовали В.С. Бочкарев, С.Ю. Беляев, В.В. Гребенюк, Ф.Г. Гурари, Н.П. Запивалов, А.Э. Конторович, В.А. Конторович, К.И. Микуленко, Е.М. Максимов, И.И. Нестеров, М.Я. Рудкевич, Ф.К. Салманов, В.С. Старосельцев, В.С. Сурков, А.А. Трофимук и другие.

Настоящая работа является элементом в обширном цикле исследований по реконструкции процессов нефтегазообразования в Западно-Сибирском осадочном бассейне. Она направлена на отработку и уточнение методики подобного рода исследований в рамках компьютерного моделирования осадочных бассейнов.

Объект и территория исследования

Территория исследования (рис. 1а) расположена в центральной части Западной Сибири, на правом берегу реки Иртыш, приблизительно в 100 км от г. Ханты-Мансийска и 130 км от г. Сургута.

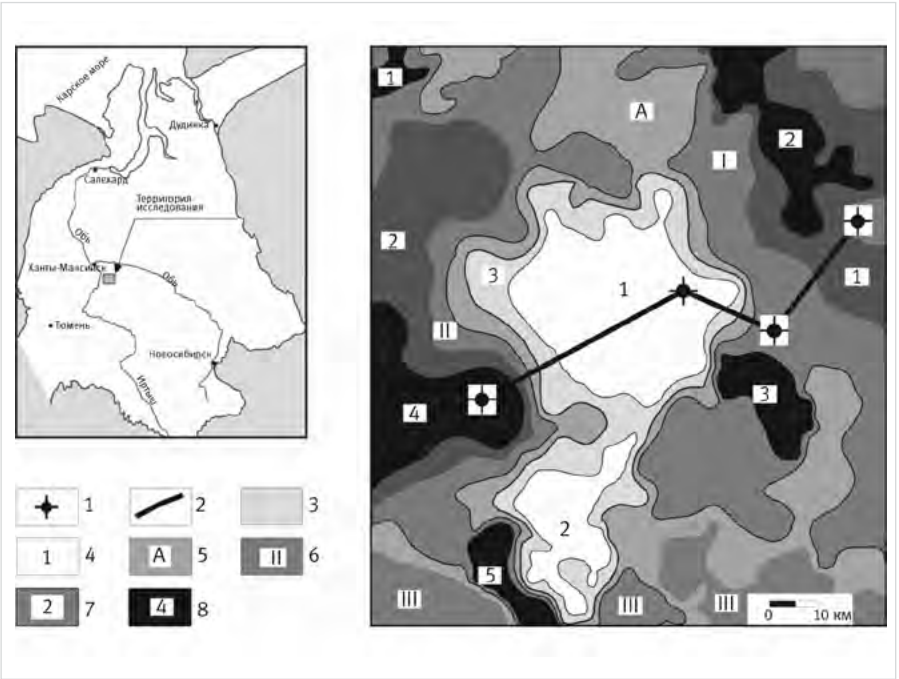


Рис. 1. Тектоническая карта: 1 — изученные скважины; 2 — линия профиля; 3–8 — тектонические элементы: 3 — Демьянское куполовидное мезоподнятие, 4 — положительные III порядка (1 — Верхнесалымское куполовидное поднятие, 2 — Северо-Демьянское куполовидное поднятие), 5 — Мансийская синеклиза, 6 — отрицательные I порядка (I — Юганская мегавпадина, II — Нижнедемьянская мегавпадина, III — Усть-Демьянская мегавпадина), 7 — отрицательные II порядка (1 — Салымский мезопрогиб, 2 — Усть-Демьянская мезовпадина), 8 — отрицательные III порядка (1 — Алтайская впадина, 2 — Северо-Салымский прогиб, 3 — Западно-Юганская впадина, 4 — Лымкойская впадина, 5 — Большекуньякский прогиб)

Fig. 1. Tectonic map: 1 – studied wells; 2 – profile line; 3–8 – tectonic elements: 3 – Demyansk dome-shaped meso-uplift, 4 – positive III order (1 – Upper Salym dome-shaped uplift, 2 – North Demyansk dome-shaped uplift), 5 – Mansi syneclise, 6 – negative I order (I – Yugansk megadepression, II – Lower Demyansk megadepression, III – Ust-Demyansk megadepression), 7 – negative II order (1 – Salym mesotrough, 2 – Ust-Demyansk mesodepression), 8 – negative III order (1 – Altai depression, 2 – North Salym trough, 3 – West Yugansk depression, 4 – Lymkoi depression, 5 – Bolshekunyak trough)

В качестве объекта исследования в работе был выбран осадочный мезозойско-кайнозойский чехол в южной части Мансийской синеклизы.

Мансийская синеклиза — отрицательная замкнутая надпорядковая структура, выделенная В.Д. Наливкиным и другими еще в 1965 г. На карте тектонического районирования кровли юрского структурного яруса она находится во внутренней области Западно-Сибирской геосинеклизы, в пределах Обской региональной ступени. В пределах исследуемой территории Мансийская синеклиза осложнена крупной положительной структурой II порядка — Демьянским куполовидным мезоподнятием [12].

Демьянское куполовидное мезоподнятие имеет длину почти 100 км при максимальной ширине 60 км. Оно ограничено изогипсой минус 2 840 м. Демьянское куполовидное мезоподнятие имеет площадь 2 280 км^2 и амплитуду 110 м. Оно осложнено двумя структурами III порядка [12].

Целью работы является реконструкция тектонического развития территории с учетом эффекта уплотнения осадочных пород южной части Мансийской синеклизы в меловое, палеогеновое, неогеновое и четвертичное время и определение времени и величины изменения амплитуд структур.

Методика исследования

Принципиально схема исследования тектонического развития осадочного бассейна включает следующие стадии:

- формирование банка данных с разбивками разрезов поисково-разведочных, колонковых скважин и определение современных толщин стратиграфических интервалов по данным ГИС и опубликованной литературы [7, 14];
- определение литологического состава отложений на основе ГИС данных поисково-разведочных, информации колонковых скважин, описания керна и опубликованной литературы [1, 2, 8, 14, 16];
- расчет толщины отдельных стратиграфических интервалов на определенные моменты времени с учетом разуплотнения; на этой основе расчет глубины залегания подошвы и кровли комплексов на те же моменты времени;
- анализ линейных зависимостей залегания глубины баженовской свиты от толщин мегакомплексов согласно методике [11] без учета эффекта уплотнения пород;
- анализ линейных зависимостей залегания глубины баженовской свиты от толщин мегакомплексов с учетом эффекта уплотнения пород;
- анализ результатов тектонического развития территории в мезозойско-кайнозойское время.

В работе для решения задач интерполяции использованы структурные карты

по основным отражающим горизонтам и схема тектонического районирования территории, построенные В.А. Конторовичем и др. [11, 12], данные по стратиграфическому расчленению юрской и меловой частей разреза.

Для эталонных расчетов разуплотнения были выбраны три скважины: Верхнесалымская 7, Соровская 1, Каренская 400, которые вскрыли мезозойско-кайнозойский осадочный чехол на значительную толщину. Скважины находятся в разных структурно-тектонических обстановках: в центральной части территории исследования — на Верхнесалымском куполовидном поднятии (Верхнесалымская 7), в переходной зоне (Соровская 1) и в депрессионной зоне — около Салымского мезопрогиба скважина Каренская 400 (рис. 1б).

Для характеристики западной части территории исследования для расчетов была создана Псевдоскважина 1 (ПС 1), которая приурочена к Усть-Демьянской мезовпадине. ПС 1 представляет собой гипотетическую скважину, абсолютные отметки залегания стратиграфических интервалов, литология и другие параметры определены на основании геолого-геофизических данных соседних территорий и с помощью методов математической статистики. При определении геолого-геофизических параметров, характеризующих ПС 1, учитывалась также опубликованная информация.

Для расчета мощностей осадочных комплексов, с учетом разуплотнения слагающих их пород, разрез мезозойско-кайнозойских отложений был разбит на 40 слоев. Наиболее мощные отложения покурской свиты и клиноформного комплекса нижнего мела разделены на 7 и 8 слоев соответственно. Восстановление первоначальной мощности производилось с использованием программного пакета «Genex» на основе зависимости изменения пористости с глубиной для различных пород [17, 19].

Так как, по литературным данным [8], основной прирост амплитуды положительных структур произошел в мелу — кайнозое, в данной работе использовано по возможности детальное расчленение верхней части разреза мезозойско-кайнозойского чехла.

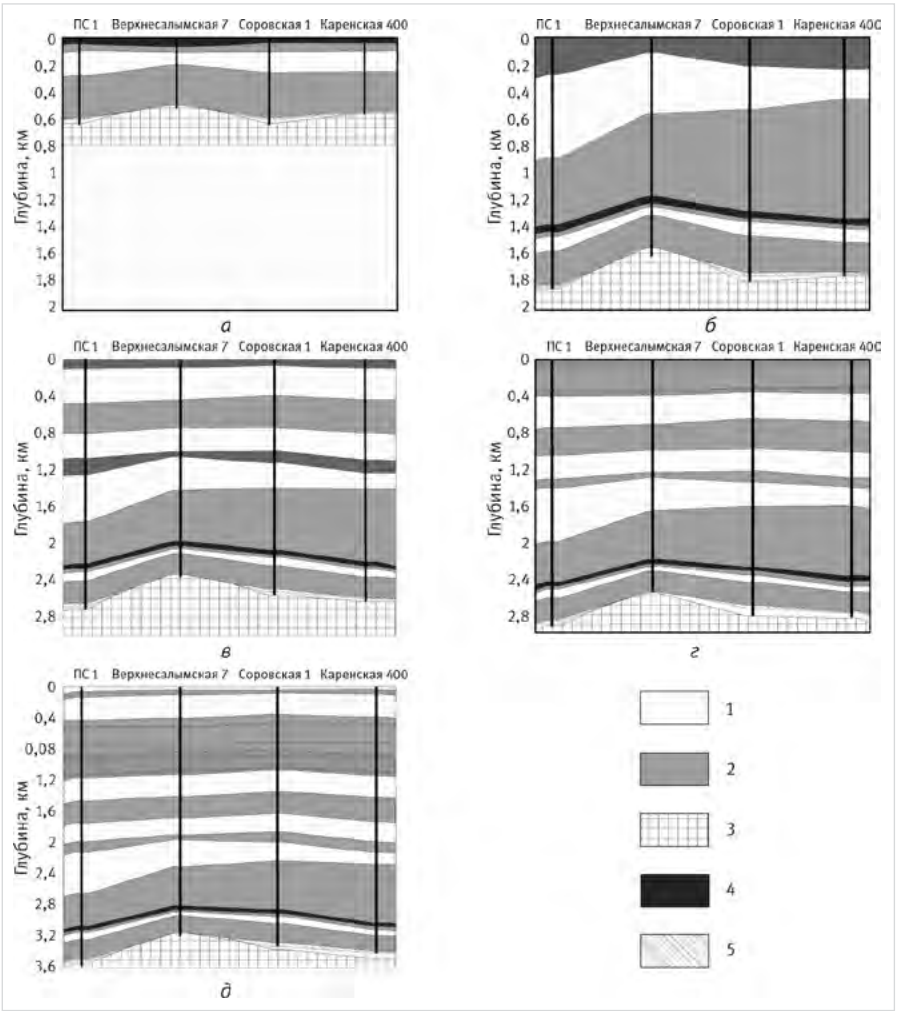


Рис. 2. Геологические разрезы территории южной части Мансийской синеклизы (на различные временные моменты): а — на время формирования кровли баженовской (конец юры, титон), б — алымской (конец неокома, апт), в — кузнецовской (верхний мел, турон), г — ганькинской (конец мела, маастрихт) свит, д — современный: 1 — преимущественно песчаные отложения, 2 — преимущественно глинистые отложения, 3 — фундамент, 4 — баженовская свита, 5 — аналоги тогурской свиты
Fig. 2. Geological sections of the territory of the southern part of the Mansi syneclise (at different time points): a – at the time of the formation of the top of the Bazhenov (end of the Jurassic, Tithonian), б – Alymskaya (end of the Neocomian, Aptian), в – Kuznetsovskaya (Upper Cretaceous, Turonian), г – Gankinskaya (late Cretaceous, Maastrichtian) formations, д – modern: 1 – mostly sandy deposits, 2 – mostly clayey deposits, 3 – basement, 4 – Bazhenov formation, 5 – analogues of the Togur formation

Некоторые черты геологического строения района исследований

Фундамент представлен эффузивами разного состава, а также туфопесчаниками, песчаниками, алевролитами, конгломератами, глинистыми известняками, сланцами (глинистого, хлорит-серицит-кварцевого состава и др.), известняками. Возраст образований фундамента для центральных районов Западной Сибири — доюрский. Осадочный мезозойско-кайнозойский чехол состоит из песчаников, алевролитов, аргиллитов, углей и их неуплотненных аналогов, которые были разделены на пять комплексов: юрский, неокомский, альб-туронский, коньяк-маастрихтский и кайнозойский.

В работе была использована тектоническая карта (А.Э. Конторович), построенная на основе данных по отражающему горизонту IIа, который является хорошо маркируемым горизонтом в осадочном мезозойско-кайнозойском чехле Западно-Сибирской геосинеклизы [11]. На рисунке 1б приведен фрагмент тектонической схемы с привязкой детально изученных скважин к тектоническим элементам.

В центральной части Западно-Сибирского мегабассейна одним из нефтегазоносных комплексов является горизонт Ю0 верхней юры (титон). На этой территории главным генератором нефти было органическое вещество (ОВ) баженовской и в меньшей мере горелой и тюменской свит и их аналогов. В горизонте Ю0, как показали геохимические исследования нефтегазовых систем «нефтепроизводящие породы — нефти», аккумулировались нефти баженовской свиты. Основным источником нефтей мелового комплекса и частично среднеюрского являлось также аквагенное органическое вещество баженовской свиты [9, 10].

Тектоническое развитие южной части Мансийской синеклизы в мезозойско-кайнозойское время

Согласно схеме исследования, приведенной выше, были рассчитаны толщины отдельных комплексов на определенные моменты времени с учетом разуплотнения; на этой основе определены глубины залегания подошвы и кровли комплексов на те же моменты времени. Было построено (рис. 2) 5 разрезов (четыре палео и один современный), проходящих через четыре детально изученные скважины.

Палеоразрезы созданы на момент формирования кровли баженовской (конец юры, титон), алымской (конец неокома, апт), кузнецовской (верхний мел, турон) и ганькинской (конец мела, маастрихт) свит.

Палеоразрез на баженовское время (конец юры, титон)

Отложения аналогов тогурской свиты и нижележащих свит, с которых начинается осадочный чехол, расположены в наиболее погруженных частях юрского палеорельефа на территории южной части Мансийской синеклизы. Они выклиниваются на склонах Демьянского куполовидного мезоподнятия и полностью отсутствуют в его сводовой части.

Толщина юрского разуплотненного разреза не превышает 650 м. В сводовой части современного Демьянского куполовидного мезоподнятия (скважина Верхнесалымская 7) в раннеюрское время существовало палеоподнятие, относительно контрастно выраженное в рельефе подошвы осадочного чехла (рис. 2а). Минимальное значение

глубины залегания подошвы юрского комплекса на это время (около 500 м) — в скважине Верхнесалымская 7. На территории Усть-Демьянской мезовпадины (ПС 1) и в районе скважины Соровская 1 глубина залегания фундамента составляла около 650 м. На глубине почти 560 м фундамент залегал в районе скважины Каренская 400.

Палеоразрез на алымское время (конец неокома, апт)

За период между баженовским и алымским временем в южной части Мансийской синеклизы накопился неокомский комплекс, толщиною около 1 300 м. Глубина залегания его подошвы варьирует от 1 170 до 1 380 м.

Кровля фундамента залегала на глубине в среднем около 1 700 м, однако наиболее приподнятой частью был район, где расположена скважина Верхнесалымская 7 (почти 1 560 м), а наиболее погруженная область (1 870 м) располагалась на территории Усть-Демьянской мезовпадины (ПС 1). Анализ палеоразреза показывает, что наиболее приподнятой областью являлся район скважины Верхнесалымской 7 (рис. 2б). Толщина отложений неокомского комплекса больше в западной части, чем в восточной.

К концу формирования алымской свиты (конец неокома, апт) толщина юрской толщи в среднем была 450 м, уплотнение пород составило от 25 до 27 % от первоначальной. За счет уплотнения кровля юрских отложений «опустилась» на 11–13% (130–180 м). Однако реальное прогибание кровли юрского комплекса равно 1 170–1 380 м. Вероятно, что опускание на величину от 1 040 до 1 200 м обусловлено неравномерными вертикальными движениями блоков фундамента, связанными с глубинными процессами.

Палеоразрез на кузнецовское время (турон)

За период между алымским и кузнецовским временем на территории исследования накопились отложения викуловской, ханты-мансийской, уватской и кузнецовской свит. Общая толщина четырех свит составляет около 1 050 м, изменяясь от 1 000 до 1 100 м. Анализ палеоразреза свидетельствует о том, что их рельеф (по кровлям свит) был дифференцирован слабо, а его расчлененность увеличивается вниз по разрезу, достигая максимальной в кровле фундамента (рис. 2в).

Кровля фундамента залегала на глубине в среднем около 2 500 м. Наиболее приподнятой частью остается район скважины Верхнесалымской 7 (около 2 350 м), а наиболее погруженные области (около 2 650 м) располагались в восточной и западной частях территории исследования (скважины Каренская 400 и ПС 1). Кровля баженовской свиты залегала на глубине около 2 150 м (минимальная около 2 000 м, максимальная почти 2 300 м).

Толщина юрского комплекса в среднем составляет 420 м, изменяясь от 360 до 480 м. Породы уплотнились еще почти на 7 %, а общее уплотнение составило не более 35 % от первоначальной толщины комплекса; погружение кровли юрского комплекса за счет уплотнения около 3 % общего погружения за этот период.

К концу кузнецовского времени (турон) толщина неокомского комплекса в среднем составляет около 1 100 м (скважина Соровская 1), при максимальной толщине почти 1 150 м (ПС 1) и минимальной — 980 м (скважина Верхнесалымская 7). Глубина залегания подошвы комплекса не превышает 2 250 м. Породы неокомского комплекса уплотнились на 190–270 м (16–20 %) от первоначальной толщины. Погружение, вызванное уплотнением неокомского комплекса, составило 20–25 % от общего за альб-туронское время.

Палеоразрез на ганькинское время (конец мела, маастрихт)

За период между кузнецовским и ганькинским временем на территории исследования накопились отложения березовской и ганькинской свит.

Общая первоначальная толщина свит составляет почти 400 м; максимальные толщины (около 450 м) приурочены к западной и восточной частям территории исследования, а минимальные (около 340 м) — к району, где расположена скважина Соровская 1. По кровлям юрских и частично нижнемеловых горизонтов наиболее приподнятая часть расположена в районе скважины Верхнесалымская 7. Для некоторых вышележаших свит, например для кровли ханты-мансийской свиты, характерно уменьшение глубины залегания в восточном направлении.

Среднее значение глубины залегания кровли фундамента равно 2 700 м (рис. 2г). Наиболее приподнятый участок расположен в районе Верхнесалымской скважины (2 600 м), а наиболее погруженные (около 2 800 м) — приручены к западной и восточной частям территории исследования. Отметки залегания подошвы осадочного мезозойско-кайнозойского чехла в районе скважины Соровская 1 близки к таковым в Каренской 400.

Толщина юрского комплекса изменяется от 340 до 470 м и в среднем составляет почти 400 м. Породы уплотнились еще не более чем на 3 %, а общее уплотнение составило не более 40 % от первоначальной толщины комплекса. Погружение кровли юрского комплекса за счет уплотнения пород не более 3 % общего погружения за этот период.

На момент формирования кровли ганькинской свиты средняя толщина неокомского комплекса равна 1 050 м (минимальная 950 м, а максимальная 1 120 м). Относительно кузнецовского времени породы уплотнились на 2–3 %. За счет уплотнения отложений кровля этого комплекса опустилась на 6–7 % от общего за этот период, что составило не более 50 м; общее уплотнение пород составило 18–21 % от первоначальной толщины комплекса.

Расположенный выше неокомского альб-туронский комплекс имеет минимальную толщину около 900 м, а максимальную — почти 1 000 м, при средней — около 950 м. Толщина комплекса уменьшилась на 9–11 % от первоначальной. Погружение, вызванное уплотнением пород, составило почти 30 % от общего (100 м). Опускание на величину около 250 м обусловлено, вероятно, неравномерными вертикальными движениями блоков фундамента.

Современный разрез

За период между ганькинским и современным временем (т.е. в течение кайнозойского периода) на территории исследования накопились отложения талицкой, люлинворской, тавдинской, туртасской, новомихайловской свит, отложения неогенового и четвертичного возрастов.

Общая толщина отложений составляет около 800 м; максимальные толщины (около 850 м) приурочены к восточной части территории исследования, а минимальные (около 810 м) — к району скважины Соровская 1. Аналогично предыдущему этапу наиболее приподнятая часть по кровлям юрских и частично нижнемеловых горизонтов расположена в районе скважины Верхнесалымская 7. Для вышележащих свит характерно, что максимально приподнятая область расположена в районе скважины Соровская 1. В целом расчлененность рельефа увеличивается вниз по разрезу (рис. 2д).

Фундамент залегает на глубине около 3 400 м (Соровская 1), изменяясь от почти 3 200 м (Верхнесалымская 7) до 3 600 м (ПС 1). Наиболее погруженные области приурочены к западной и восточной частям территории исследования.

Толщина юрского комплекса изменяется от около 340 до 470 м, при средней — почти 400 м. Отложения уплотнились не более чем на 0,5%, а их общее уплотнение составило не более 40 % от первоначальной толщины комплекса; погружение кровли юрского комплекса за счет уплотнения пород не более 0,5 % от общего погружения за этот период.

Отложения неокома уплотнились еще на 3–4 %, что составило около 40–50 м; общее уплотнение пород составило не более 25 % от первоначальной толщины комплекса. Погружение за счет уплотнения пород равно около 4 % от общего. Толщина неокомского комплекса составляет около 1 000 м.

К современному моменту толщина альб-туронского комплекса составляет около 850 м, изменяясь от 820 до 890 м. Отложения, по сравнению с ганькинским временем, уплотнились еще почти на 10 % (95 м); общее уменьшение толщины составило около 20 % от первоначальной.

Расположенный выше альб-туронского коньяк-маастрихтский комплекс имеет минимальную толщину около 210 м, а максимальную — почти 250 м, при средней — около 230 м. Толщина комплекса уменьшилась почти на 32 % от первоначальной. Погружение, вызванное уплотнением пород, равно 11–14 % от общего (110 м). Опускание на величину около 700 м (89–86 %) обусловлено, вероятно, неравномерными вертикальными движениями блоков фундамента.

Таким образом, уменьшение первоначальной толщины комплексов за счет уплотнения для юрского комплекса может достигать 40 %, неокомского — 25 %, альб-туронского — 20 %, коньяк-маастрихтского — 32 %. Наибольший вклад в погружение пород (до 15 % от общего погружения) эффект уплотнения «вносит» на начальных этапах накопления какого-либо комплекса. Это принципиально согласуется с данными, приведенными в работе [13].

Следующим шагом, согласно методике, описанной выше, был анализ линейных зависимостей толщин комплексов от современной глубины залегания кровли юрского комплекса (кровли баженовской свиты), который позволил восстановить тектоническое развитие в меловое и кайнозойское время южной части Мансийской синеклизы с учетом эффекта уплотнения пород.

На территории исследования основной объем скважин пробурен в пределах Демьянского (Верхнесалымского) куполовидного поднятия и значительно меньше в смежных депрессиях. Поэтому очевидно, что развитие поднятия и окружающих его депрессий (из которых состоит южная часть Мансийской синеклизы) отражает тектоническое развитие южной части Мансийской синеклизы.

Анализ зависимости глубины залегания доюрского комплекса от толщины юрских

отложений (рис. 3) показывает, что, вероятно, в постюрское время амплитуда структур южной части Мансийской синеклизы, и в том числе Демьянского куполовидного поднятия, увеличилась почти на 50 % (70 м) от современной. Анализ зависимости (рис. 3) глубины залегания доюрского комплекса от первоначальной (т.е. «разуплотненной») толщины юрских отложений свидетельствует, что процессы структурообразования происходили более активно, амплитуды структур увеличились почти на 87 %.

Анализ полученных уравнений регрессии, построенных без учета эффекта уплотнения пород, показывает, что амплитуда Демьянского куполовидного поднятия в структурном плане баженовской свиты увеличивалась не равномерно на разных этапах развития территории (рис. 4). Коэффициенты регрессии в уравнениях, связывающие толщины берриас-аптских и альб-туронских отложений с глубиной залегания баженовской свиты, показывают, что на момент формирования кровли алымской свиты амплитуда Демьянского куполовидного поднятия была почти 68 % (47 м), а концу формирования кузнецовской свиты увеличилась еще на 17 % (13 м) и составила около 85 % (60 м). В коньяк-кайнозойское время происходит плавное увеличение амплитуды структуры почти на 16 % (11 м), при этом во время накопления коньяк-маастрихтских отложений амплитуда структуры почти не изменялась — и ее увеличение было в кайнозойскую эру.

Таким образом, на основе анализа данных глубокого бурения можно сделать вывод: формирование южной части Мансийской синеклизы, и в том числе Демьянского куполовидного поднятия, произошло в меловое время, т.е. большая часть амплитуды структуры (ловушки) была сформирована к началу кайнозоя. Наиболее интенсивно амплитуда структуры увеличивалась в берриас-аптское время (неокомский комплекс).

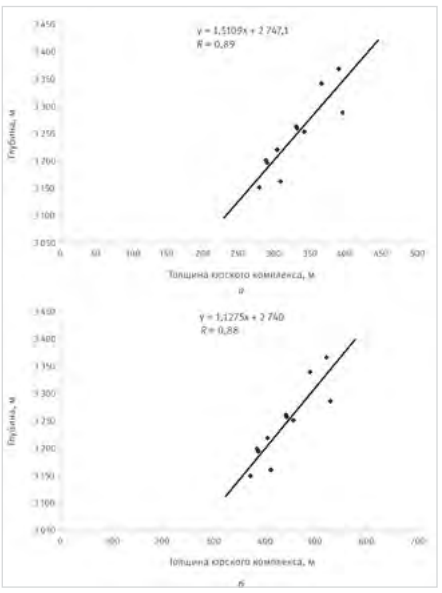


Рис. 3. Зависимости глубины залегания доюрского основания от толщин юрских отложений: а — без учета эффекта уплотнения пород, б — с учетом эффекта уплотнения
Fig. 3. Dependences of the depth of occurrence of the pre-Jurassic base on the thickness of the Jurassic deposits: a – without taking into account the effect of rock compaction, б – taking into account the effect of compaction

С учетом эффекта уплотнения пород к концу формирования неокомского комплекса амплитуда Демьянского куполовидного поднятия была равна 82 % (57 м) от современной (рис. 5). За время накопления альб-туронского комплекса она возросла еще на 20 % (14 м), но, учитывая неравномерное уплотнение пород, реально амплитуда структуры увеличилась на 4 % (около 5 м) и составила около 88 % (62 м). На коньяк-кайнозойском этапе развития амплитуда структуры увеличилась на 16 % (11 м). Однако на исследуемой территории происходили достаточно разнонаправленные процессы: на фоне, вероятно, регионального воздымания бортовых частей Мансийской синеклизы происходило уплотнение пород, что способствовало увеличению амплитуды структуры на 16%, но фактически амплитуда структуры возросла на 12 %. Это подтверждает график зависимости толщин мелового комплекса от глубины залегания баженовской свиты. Согласно ему к концу формирования мелового комплекса амплитуда была практически равна современной и составляла 98 % (68 м).

Увеличение амплитуды структуры на 17 % в кайнозойское время частично вызвано уплотнением осадочных пород. Вероятно, рост амплитуды центральной приподнятой зоны был компенсирован региональным подъемом бортовых частей юга Мансийской синеклизы. Таким образом, реальное увеличение амплитуды Верхнесалымского куполовидного поднятия составило около 2 %.

Анализ толщин отложений показал, что уменьшение первоначальной толщины за счет уплотнения для юрского комплекса может достигать 40 %, неокомского — 25 %, альб-туронского — 20 %, коньяк-маастрихтского — 32 %. «Наибольший вклад» в погружение пород за счет уплотнения внесен на начальных этапах развития территории (до 15 % от общего погружения), что больше, например, чем в пределах Нюрольской мегавпадины Западной Сибири.

Анализ тектонического развития с учетом эффекта уплотнения пород подтверждает, что максимальный прирост амплитуды Верхнесалымского куполовидного поднятия был во время накопления отложений неокомского комплекса.

На примере Верхнесалымского куполовидного поднятия и окружающих его депрессий показано, что амплитуда структуры (ловушки) была почти равна современной к концу мелового этапа развития. Это означает, что для жидких углеводородов, активная генерация которых началась в позднемеловое время, уже существовали области аккумуляции в южной части Мансийской синеклизы, представленные положительными структурами (антиклинальными ловушками).

Итоги

- Методика палеотектонического анализа с учетом эффекта уплотнения пород применена для восстановления тектонического развития южной части Мансийской синеклизы в юрское, меловое, палеогеновое и неогеновое время. На основе анализа фактических данных, вычислительных экспериментов тектоническое развитие проиллюстрировано на серии палеоразрезов на конец формирования: баженовской (конец юры, титон), алымской (конец неокома, апт), кузнецовской (поздний мел, турон) и ганькинской (конец мела, маастрихт) свит. Сделан вывод, что тектонические процессы протекали наиболее активно в юрское и меловое время на территории южной части Мансийской синеклизы.
- Установлено, что уменьшение первоначальной толщины за счет уплотнения для юрских пород является наибольшим, а «наибольший вклад» в погружение пород за счет уплотнения внесен на начальных этапах развития территории.
- Количественно подтверждено, что на фоне общего погружения в южной части Мансийской синеклизы происходила дифференциация тектонических движений в течение юрского, мелового, палеогенового, неогенового и четвертичного времени.
- На примере Верхнесалымского куполовидного поднятия и окружающих его депрессий южной части Мансийской синеклизы выяснено, что их формирование произошло в меловое время. Большая часть амплитуд структур (крупной положительной и отрицательных) были сформированы к началу кайнозоя. Основные черты структурного плана осадочного чехла заложились в раннеюрское время.
- Результаты исследования тектонического развития являются основой для реконструкции процессов нафтидогенеза и прогноза месторождений нефти и газа.

Выводы

Результаты исследования мезозойско-кайнозойских отложений в центральной части Западно-Сибирской геосинеклизы могут применяться для более детального восстановления эволюции локальных поднятий в осадочном чехле молодых осадочных бассейнов. Более точное восстановление тектонического развития территорий и положительных структурных элементов осадочного чехла с учетом петрофизических характеристик отложений является основой для более точного качественного и количественного прогноза направлений геолого-разведочных работ и подсчета запасов месторождений углеводородов.

Литература

1. Волкова В.С., Архипов С.А., Бабушкин А.Е. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кайнозой Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН филиал «ГЕО», 2003. 243 с.
2. Гладков Е.А. Нефтеносность Верхнесалымского нефтяного месторождения // Горные ведомости. 2007. № 3. С. 22–31.
3. Губкин И.М. К вопросу о геологическом строении средней части Нефтяно-Ширванского месторождения нефти. Труды Геологического комитета. Новая серия. Выпуск 88. СПб.: Типография М.М. Стасюлевича, 1913. 95 с.
4. Губкин И.М. Майкопский нефтеносный район: Нефтяно-Ширванская нефтеносная площадь. Труды Геологического комитета. Новая серия. Выпуск 78. СПб.: Типография М.М. Стасюлевича, 1912. 169 с.
5. Карпинский А.П. Общий характер колебаний земной коры в пределах Европейской России // Известия Императорской Академии наук. 1894. Т. 1. № 1. 19 с.
6. Карпинский А.П. Очерк физико-географических условий Европейской России в минувшие геологические периоды. Спб.: Императорская Академия наук, 1887. 36 с.
7. Каталог литолого-стратиграфических разбивок разрезов поисково-разведочных

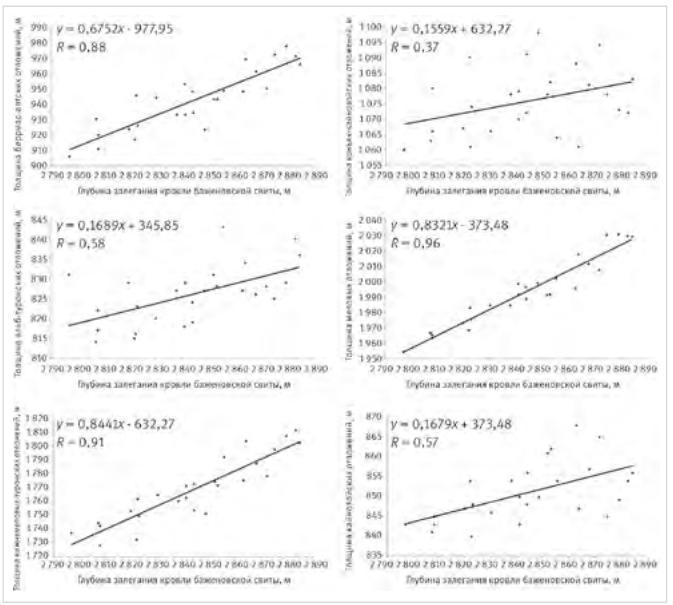


Рис. 4. Зависимости толщин берриас-аптских, альб-туронских, ранний мел-туронских, коньяк-кайнозойских, меловых и кайнозойских комплексов от глубины залегания баженовской свиты без учета эффекта уплотнения пород
Fig. 4. Dependences of the thicknesses of the Berriasian-Aptian, Albian-Turonian, Early Cretaceous-Turonian, Coniacian-Cenozoic, Cretaceous and Cenozoic complexes on the depth of the Bazhenov formation without taking into account the effect of rock compaction

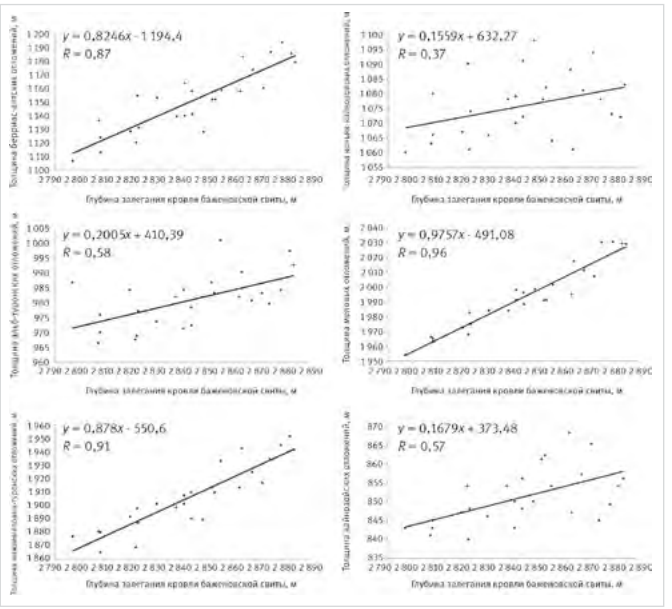


Рис. 5. Зависимости толщин берриас-аптских, альб-туронских, ранний мел-туронских, коньяк-кайнозойских, меловых и кайнозойских комплексов от глубины залегания баженовской свиты с учетом эффекта уплотнения пород
Fig. 5. Dependences of the thicknesses of the Berriasian-Aptian, Albian-Turonian, Early Cretaceous-Turonian, Coniacian-Cenozoic, Cretaceous and Cenozoic complexes on the depth of the Bazhenov formation, taking into account the effect of rock compaction

скважин. Том 1. Ханты-Мансийский автономный округ. Ханты-Мансийск: ГП НАЦ РН ХМАО-ЮГРЫ, 2000. 432 с.
8. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
9. Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А. и др. Органическая геохимия абалакской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна // Геология и геофизика. 2000. Т. 41, № 4. С. 459–478.
10. Конторович А.Э., Меленевский В.Н., Занин Ю.Н. и др. Литология, органическая геохимия и условия формирования основных типов пород баженовской свиты (Западная Сибирь) // Геология и геофизика. 1998. Т. 39. № 11. С. 1477–1491.
11. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. 252 с.
12. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т. 42, № 11–12. С. 1832–1845.
13. Кузнецов Р.О., Беляев С.Ю., Жидкова Л.В. Опыт реконструкции времени начала генерации нефти в осадочных бассейнах (на примере восточной части Нюрольско-Колтогорского суббассейна, Западная Сибирь) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2006. № 1. С. 18–30.
14. Салымский нефтеносный район. Труды ЗапСибНИГНИ. Вып. 41. Тюмень: ЗапСибНИГНИ. 1970. 315 с.
15. Шатский Н.С. О тектонике северной окраины Донецкого бассейна // Бюллетень МОИП. Отдел геологический. 1923/1924. Т. 2. № 3. С. 257–278.
16. Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятов В.П. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. Новосибирск: изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2001. 480 с.
17. Baldwin B., Butler C.O. Compaction curves. AAPG, 1985, Vol. 69, issue 4, P. 622–626. (In Eng).
18. Perrier R., Quiblier S. Thickness changes in sedimentary layers during compaction history. AAPG, 1974, issue 58, P. 507–520. (In Eng).
19. Schneider F., Potdevin J.L., Wolf S., Faille I. Mechanical and chemical compaction model for sedimentary basin simulators. Tectonophysics, 1996, issue 263, P. 307–317. (In Eng).

ENGLISH

Results

- The technique of paleotectonic analysis, taking into account the effect of rock compaction, was applied to restore the tectonic development of the southern part of the Mansiysk syneclise in Jurassic, Cretaceous, Paleogene and Neogene. Based on the analysis of actual data and computational experiments, tectonic development is illustrated on a series of paleosections at the end of formation: Bazhenovskaya (late Jurassic, Tithonian), Alymskaya (late Neocomian, Aptian), Kuznetsovskaya (Late Cretaceous, Turonian) and Gankinskaya (late Cretaceous, Maastrichtian). It is concluded that tectonic processes were the most active in Jurassic and Cretaceous in the southern part of the Mansi syneclise.
- It has been established that an decrease in the initial thickness due to compaction was for Jurassic rocks and the “greatest contribution” to the subsidence of rocks due to compaction was made at the initial stages of the development of the territory.
- It has been quantitatively confirmed that, against the background of a general subsidence in the southern part of the Mansi syneclise, differentiation of tectonic movements occurred during the Jurassic, Cretaceous, Paleogene, Neogene and Quaternary times.
- Using the example of the Upper Salym dome-shaped uplift and the depressions surrounding it in the southern part of the Mansi syneclise, it was found that their formation occurred in Cretaceous. Most of structure amplitudes (large positive and negative) were formed by the beginning of Cenozoic. The main features of the structure of the sedimentary cover were laid down in Early Jurassic.
- The results of the study of tectonic development are a basis for the reconstruction of the processes of naftidogenesis and a forecast of oil and gas fields.

Conclusions

The results of the study of Mesozoic-Cenozoic deposits in the central part of the West Siberian geosyneclise can be used for a more detailed reconstruction of the evolution of local uplifts in the sedimentary cover of young sedimentary basins. A more accurate restoration of the tectonic development of territories and positive structural elements of the sedimentary cover, taking into account the petrophysical characteristics of the deposits, are the basis for a more accurate qualitative and quantitative exploration work forecasts and reserves calculation of hydrocarbons fields.

References

1. Volkova V.S., Arkhipov S.A., Babushkin A.E. et al. Stratigraphy of oil and gas basins in Siberia. Cenozoic of Western Siberia. Novosibirsk: SB RAN department “GEO”, 2003, 243 p. (In Russ).
2. Gladkov E.A. Oil content of the Upper Salym oil field. Gornye Vedomosti, 2007, issue 3, P. 22–31. (In Russ).
3. Gubkin I.M. On the question of the geological structure of the middle part of the Oil-Shirvan oil field. Proceedings of the Geological Committee. New episode, issue 88. St. Petersburg: publishing house M.M. Stasyulevich, 1913, 95 p. (In Russ).
4. Gubkin I.M. Maykop oil-bearing region: Oil-Shirvan oil-bearing area. Proceedings of geol. com. New episode, issue 78. St. Petersburg: publishing house M.M. Stasyulevich, 1912, 169 p. (In Russ).
5. Karpinsky A.P. The general nature of the fluctuations of the earth’s crust within European Russia. Bulletin de l’Académie Impériale des sciences, 1894, Vol. 1, issue 1, 19 p. (In Russ).
6. Karpinsky A.P. Essay on the physical and geographical conditions of European Russia in past geological periods. St. Petersburg: De l’Académie Impériale des sciences, 1887, 36 p. (In Russ).
7. Catalog of lithological and stratigraphic markers of sections of exploration wells. Vol. 1. Khanty-Mansi Autonomous Okrug. Khanty-Mansiysk: GP NAC RN KHMAO-YUGRA, 2000, 432 p. (In Russ).
8. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K. et al. Geology of oil and gas in Western Siberia. Moscow: Nedra, 1975, 680 p. (In Russ).
9. Kontorovich A.E., Danilova V.P., Kostyreva E.A. et al. Organic geochemistry of the Abalak suite of the West Siberian oil and gas basin. Geology and geophysics, 2000, Vol. 41, issue 4, P. 459–478. (In Russ).
10. Kontorovich A.E., Melenevsky V.N., Zanin Yu.N. Lithology, organic geochemistry and conditions of formation of the main types of rocks of the Bazhenov Formation (Western Siberia). Geology and Geophysics, 1998, Vol. 39, issue 11, P. 1477–1491. (In Russ).
11. Kontorovich V.A. Tectonics and oil and gas potential of the Mesozoic-Cenozoic deposits of the southeastern regions of Western Siberia. Novosibirsk: SB RAN department “GEO”, 2002, 252 p. (In Russ).
12. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E. et al. Tectonic structure and history of tectonic development of the West Siberian geosyneclise in the Mesozoic and Cenozoic. Geology and Geophysics, 2001, Vol. 42, issue 11–12, P. 1832–1845. (In Russ).
13. Kuznetsov R.O., Belyaev S.Yu., Zhidkova L.V. Experience in Reconstructing the Start Time of Oil Generation in Sedimentary Basins (on the Example of the Eastern Part of the Nyurolsko-Koltogorsky Sub-basin, Western Siberia). Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2006, issue 1, P. 18–30. (In Russ).
14. Salym oil-bearing region. Proceedings of ZapSibNIGNI. Issue 41. Tyumen: ZapSibNIGNI, 1970, 315 p. (In Russ).
15. Shatsky N.S. On the tectonics of the northern margin of the Donets basin. Bul. Moscow society of nature test., dep. geology. Moscow: Bulletin of the Moscow Society of Naturalists. Department of geological, 1923/1924, Vol. 2, issue 3, P. 257–278. (In Russ).
16. Shurygin B.N., Nikitenko B.L., Devyatov V.P. et al. Stratigraphy of oil and gas basins in Siberia. Jurassic system. Novosibirsk: department “GEO”, 2001, 480 p. (In Russ).
17. Baldwin B., Butler C.O. Compaction curves. AAPG, 1985, Vol. 69, issue 4, P. 622–626. (In Eng).
18. Perrier R., Quiblier S. Thickness changes in sedimentary layers during compaction history. AAPG, 1974, issue 58, P. 507–520. (In Eng).
19. Schneider F., Potdevin J.L., Wolf S., Faille I. Mechanical and chemical compaction model for sedimentary basin simulators. Tectonophysics, 1996, issue 263, P. 307–317. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кузнецов Роман Олегович, научный сотрудник, лаборатория ресурсной базы нефтегазового комплекса,
Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Для контактов: kuznetsovroipng@gmail.com

Kuznetsov Roman Olegovich, research assistant, oil and gas complex resource base laboratory,
Oil and gas research institute RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: kuznetsovroipng@gmail.com

INTECH

10–14 ИЮЛЯ 2023, ТЮМЕНЬ

Инновационные технологические решения при эксплуатации и ремонте скважин

04–08 СЕНТЯБРЯ 2023, МИНЕРАЛЬНЫЕ ВОДЫ (отель «МАСК»)

Бурение, освоение, испытания, ремонт и эксплуатация горизонтальных скважин. Инновации в области добычи нефти и газа. Промышленная безопасность на ОПО нефтегазовой отрасли

09–13 ОКТЯБРЯ 2023, ТЮМЕНЬ

Кадровый ресурс — потенциал повышения эффективности и безопасности компании. Оценка квалификаций и развитие персонала

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

Генеральный информационный партнер
ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-26-30 УДК 551.762.31 I Научная статья

Причины формирования наклонного водонефтяного контакта юрского пласта Фестивального месторождения

Кузив К.Б.
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
kbkuziv@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
В процессе создания геологических моделей нефтяных залежей с целью оценки запасов углеводородного сырья возникают проблемы при обосновании гипсометрического положения поверхности водонефтяного контакта (ВНК). Анализ геолого-геофизических материалов показывает, что в природе практически не существует залежей, где поверхность ВНК можно было бы представить в виде горизонтальной поверхности. В статье рассматриваются закономерности положения ВНК залежи продуктивного пласта Ю$_1$ Фестивального месторождения, выявленные в процессе геологического моделирования на основе анализа нефтегазоносной системы.

Материалы и методы
Результаты геофизических исследований скважин, а также данные попластовой геофизической интерпретации месторождения. Анализ зависимости между отметками структурных поверхностей и положением водонефтяного контакта. Палеотектонический анализ. Обоснование наклонного водонефтяного контакта.

Ключевые слова
Западная Сибирь, юрские отложения, наклонный водонефтяной контакт, тектоника

Для цитирования
Кузив К.Б. Причины формирования наклонного водонефтяного контакта юрского пласта Фестивального месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 26–30. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-26-30

Поступила в редакцию: 05.05.2023

UDC 551.762.31 I Original Paper

Reasons for the formation of an inclined water-oil contact of the Jurassic layer of the Festival deposit

Kuziv K.B.
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
kbkuziv@tnnc.rosneft.ru

Abstract
In the process of creating geological models of oil deposits in order to assess hydrocarbon reserves, problems arise in substantiating the hypsometric position of the OWC surface (oil-water contact). The analysis of geological and geophysical materials shows that in nature there are practically no deposits where the surface of the OWC could be represented as a horizontal surface. The article discusses the regularities of the position of the water-oil contact of the reservoir of the productive formation U$_1$ of the Festivalnoye field, identified in the process of geological modeling based on the analysis of the oil and gas bearing system.

Materials and methods
The results of geophysical studies of wells, as well as data on the reservoir geophysical interpretation of the deposit. Analysis of the relationship between the marks of structural surfaces and the position of the oil – water contact. Paleotectonic analysis. Justification of inclined oil-water contact.

Keywords
Western Siberia, Jurassic deposits, inclined oil-water contact, tectonics

For citation
Kuziv K.B. Reasons for the formation of an inclined water-oil contact of the Jurassic layer of the Festival deposit. Exposition Oil Gas, 2023, issue 3, P. 26–30. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-26-30

Received: 05.05.2023

Введение

Негоризонтальный водонефтяной контакт выявлен на многих месторождениях Западной Сибири, таких как Самотлорское, Красноленинское, Пермяковское и др. В разные годы изучением данного вопроса занимались Ф.З. Хафизов, И.И. Нестеров, А.Р. Курчиков, Ю.Я. Большаков, М.А. Грищенко и др. Их работы послужили основой для написания данной статьи и стали отправной точкой в изучении наклонного водонефтяного контакта на Фестивальном месторождении [1–3].

Общие сведения о месторождении

В административном отношении Фестивальное нефтегазовое месторождение находится на территории Пуровского и Красноселькупского районов Ямало-Ненецкого автономного округа. Фестивальное месторождение примыкает к юго-западной части Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения.

Геологический разрез месторождения сложен мощной толщей осадочных терригенных пород, подстилаемых эффузивами пермотриассового возраста. Объектом детального изучения являются осадочные мезозойско-кайнозойские отложения, поскольку с ними связана промышленная нефтегазоносность.

Согласно тектонической схеме мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской мегасинеклизы [4] площадь работ приурочена к Южно-Харампурскому (1369) и Северо-Харампурскому (1367) локальным поднятиям III порядка, расположенным в пределах антиклинальной структуры II порядка — Харампурского малого вала (195).

В пределах Фестивального месторождения выделяется два блока: Восточно-Иохтурский блок (1767) и Малоиохтурский блок (4189). Наиболее высокое гипсометрическое положение занимает Восточно-Иохтурский блок (1767) и осложняющие его более мелкие структуры IV порядка. Южная и частично восточная границы названного блока контролируются флексурно-разломными зонами северо-западного и субмеридионального простираний. На северо-востоке, на том же гипсометрическом уровне выделяется приподнятый участок, который соответствует Харампурскому блоку (1369).

Проявление дизъюнктивной тектоники и ее направленность в пределах исследуемого участка объясняется приуроченностью площади работ к осевой части Колтогорско-Уренгойского грабенрифта. В результате процессов растяжения происходило развитие целой сети трансформных разломов и формирование широкой зоны разуплотнения северо-западной ориентировки.

Кроме крупной системы разрывных нарушений северо-западной ориентации, в пределах площади работ выделяются разрывы субмеридионального простирания.

Основным объектом разведки и разработки в пределах рассматриваемой территории является верхнеюрский горизонт $Ю_1$, в котором выявлены залежи нефти. Песчаные пласты горизонта $Ю_1$ характеризуются хорошими коллекторскими свойствами, высокодебитными фонтанирующими притоками нефти, достигающими сотен кубических метров в сутки.

В составе продуктивного горизонта $Ю_1$ однозначно выделяются два пласта: $Ю_1^{1\text{-}2}$ и $Ю_1^{3\text{-}4}$, соответствующие двум седиментационным циклам и отличающиеся по степени

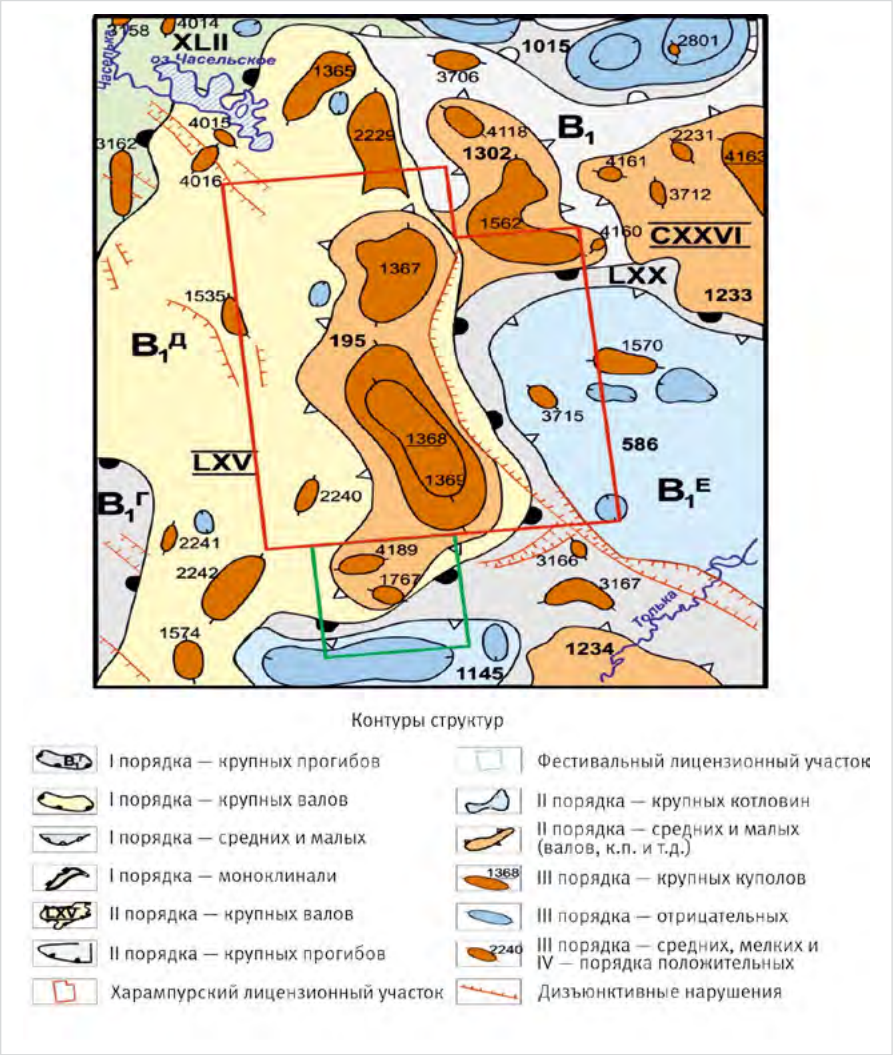


Рис. 1. Выкопировка из тектонической карты мезозойско-кайнозойского ортоплатформенного чехла Западно-Сибирской геосинеклизы (Бочкарев В.С., Боярских Г.К., 1990 г.)
Fig. 1. A copy from the tectonic map of the Mesozoic-Cenozoic platform cover of the West Siberian geosyneclise (Bochkarev V.S., Boyarskikh G.K., 1990)

песчанистости, а также выдержанности коллекторов. Пласты разделены выдержанной по мощности (3,5–5,0 м) и составу трансгрессивной пачкой аргиллитов (рис. 2).

В свою очередь верхний пласт $Ю_1^{1\text{-}2}$, характеризующийся высокой фациальной изменчивостью, делится на два зональных интервала. Верхний интервал — пласт $Ю_1^1$ — имеет сложное строение, которое выражено в изменении общей (от 1,0 до 13,2 м) и эффективной (от 0,4 до 9,6 м) мощности, замещением песчаных пород глинистыми, выклиниванием отдельных прослоев, сокращением мощности на сводовых участках, закономерным увеличением мощности на склонах и в погружениях. Пласт $Ю_1^2$ характеризуется двухчленным строением. При этом нижняя часть его заглинизирована, а верхняя представлена двумя песчаными прослоями суммарной эффективной мощностью от 0,4 до 9,8 м. Пласты $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$ формировались в условиях прибрежной части мелководного моря и представлены баровыми телами, разделенными промоинами разрывных течений северо-северо-восточного направления. Пласты $Ю_1^1$ и $Ю_1^2$ разделяются глинистой перемычкой, которая характеризуется непостоянным литологическим составом (аргиллиты песчаные с прослоями глинистых песчаников и алевролитов) и мощностью (от 1,4 до 6 м).

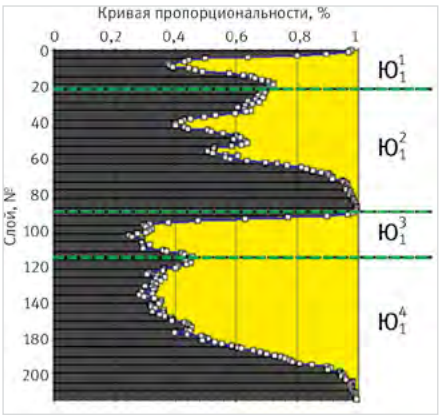


Рис. 2. Геолого-статистический разрез пласта $Ю_1$
Fig. 2. Geological-statistical section of the U_1 formation

Пласт $Ю_1^{3\text{-}4}$ более однородный и представлен фациями мелкого моря: баровых островов, регрессивных и трансгрессивных баров, переходящих в фации подводной дельтовой равнины и мелководного шельфа.

Согласно данным ГИС и результатам испытаний, проведенных в скважинах на начальном

этапе разработки залежи, в пределах продуктивного пласта $Ю_1$ наблюдается изменение отметок ВНК от -2 905 м на северо-западе до -2 985 м на юге-востоке. Перепад в целом по залежи достигает 80 м и обусловлен влиянием тектоники. По данным ГИС и кривых капиллярного давления пласт характеризуется невысокими значениями коэффициента начальной нефтенасыщенности (50–55 %), представляя собой переходную зону. Такой характер насыщения указывает на незрелое состояние залежи пласта $Ю_1$ и на незавершенность процессов гравитационной дифференциации флюидов. Совместный приток в скважинах нефти и воды подтверждает принадлежность залежи к переходной зоне.

В неразбуренных частях залежи существует большая неоднозначность в определении уровня ВНК. В связи с этим существует необходимость изучения факторов, влияющих на достоверность и прогностическую способность существующих геологических моделей.

Текущее представление о ВНК

Пласт $Ю_1$ имеет блоковое строение, которое обусловлено наличием системы разломов, и разделен на четыре региона с разными уровнями ВНК, выделенных по тектоническому признаку, анализу испытаний и истории работы скважин (рис. 3). По вертикали пласты $Ю_1^{1-2}$ и $Ю_1^{3-4}$ исторически рассматриваются как единая гидродинамическая система.

В пласте $Ю_1^{1-2}$ водонефтяной контакт вскрыт только в северной части месторождения (блок 1), в остальных блоках принят по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка.

Пласт $Ю_1^{3-4}$ севернее основной линии разломов имеет обширную чисто нефтяную зону, водонефтяной контакт вскрыт только в краевых скважинах (блоки 1 и 2), поэтому более детальное изучение его положения невозможно. Южная часть находится в водонефтяной зоне, в которой отмечается зависимость отметки ВНК от значения кровли пласта $Ю_1$ с коэффициентом корреляции более 0,94 (блоки 3 и 4), что позволяет сделать предположение о наклоне ВНК вследствие неотектонических движений (рис. 4).

Причины появления наклонного ВНК

Основной причиной появления наклонного ВНК на Фестивальном месторождении автор считает неотектонический фактор (рис. 5). В связи с этим был проведен палеотектонический анализ истории развития месторождения, который полностью отражает принцип блокового строения месторождения.

В период формирования осадков с момента окончания накопления юрских отложений васюганской свиты и до начала формирования отложений верхнего мела (березовская свита, НБ) изучаемый участок претерпел ряд тектонических изменений.

В постсеноманское время после накопления отложений сеномана ($ПК_1$, отражающий горизонт G) блоки Фестивального

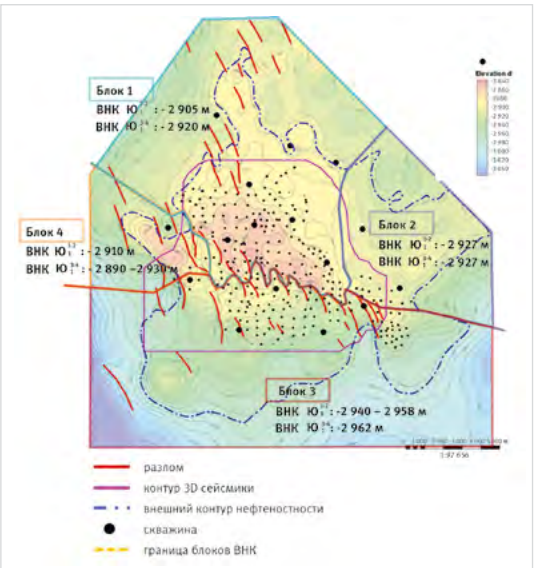


Рис. 3. Структурная карта по кровле пласта $Ю_1$
Fig. 3. Structural map of the roof of the formation U_1

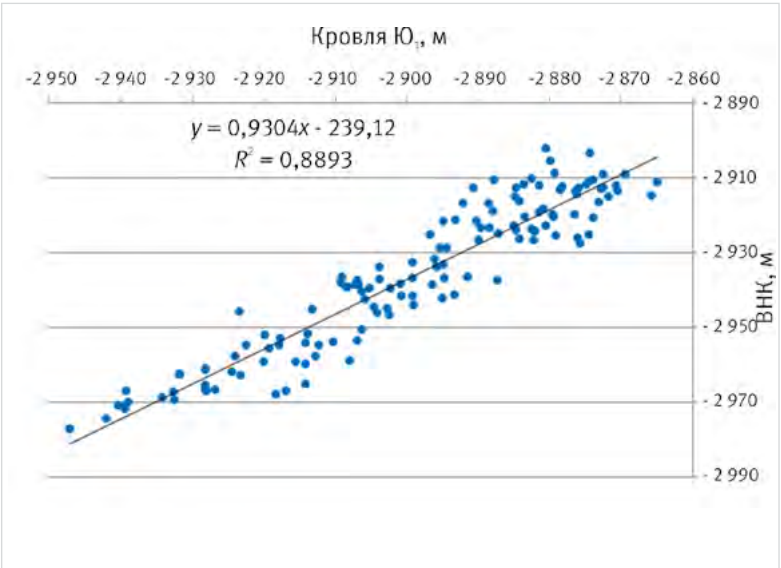


Рис. 4. График зависимости ВНК от кровли пласта $Ю_1$
Fig. 4. The graph of the dependence of the OWC on the roof of the formation U_1

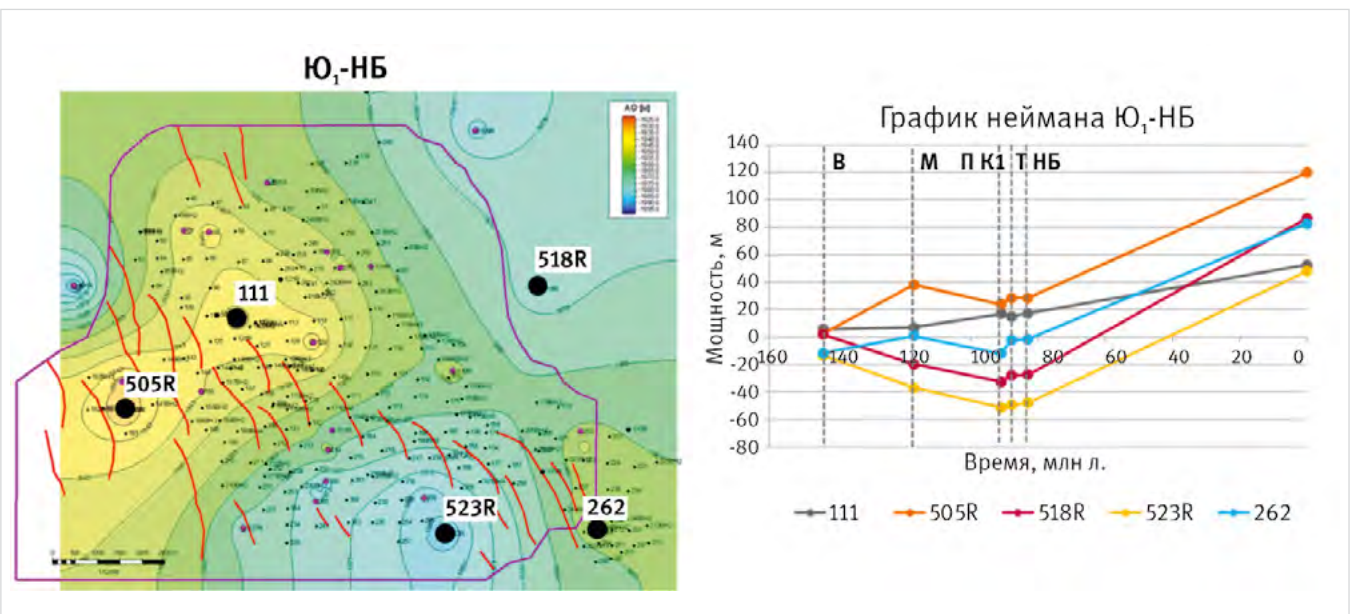


Рис. 5. Палеотектонический анализ (карта мощностей между кровлей пласта $Ю_1$ и кровлей нижнеберезовской свиты)
Fig. 5. Paleotectonic analysis (map of capacities between the roof of the U_1 formation and the roof of the Nizhneberez formatio)

месторождения испытывают неравномерное изменение скоростей поднятия. Автор связывает резкое изменение скоростей накопления с образованием центральной грабенообразной системы разломов. Так, блок с самым высоким уровнем ВНК в районе скважины 111 (блок 1) погружается медленнее, а наибольшее погружение испытывает часть залежи в районе скважины 523R (блок 3), где установлена самая низкая отметка ВНК среди выделенных блоков (рис. 6).

Кроме основных блоков выделяется грабен в районе скважины 505R, который в течение геологической истории испытывал поднятие. В районе грабена ВНК отмечается на а.о. -2 910 м.

Таким образом, активная тектоника послужила первым фактором для появления на месторождении наклонного водонефтяного контакта и оказывала значительное влияние на формирование ловушки в текущем ее представлении.

После того как залежь подвергается тектонической перестройке, межфлюидный контакт, как правило, выравнивается до горизонтального состояния. На изучаемом участке данной тенденции не наблюдается. Для объяснения этого явления есть как минимум два фактора, один из которых — это относительно короткое послетуронское время, прошедшее с момента завершения тектонической активности, второй — наличие выдержанного флюидоупора, препятствующего вертикальной миграции углеводородов. На изучаемом участке рассматривается совокупность этих факторов.

В качестве флюидоупора выступает мощная глинистая перемычка между пластами $Ю_1^{1-2}$ и $Ю_1^{3-4}$, мощность которой может достигать 20 м. Доказательством ее способности удерживать флюид является пример разницы ВНК в блоке 3, где ВНК в пласте $Ю_1^{3-4}$ установлен на абсолютной отметке -2 962 м, а ВНК в пласте $Ю_1^{1-2}$ не вскрыт, последний пропласток нефти отмечается на глубине -2 967 м, что на 5 м ниже, при этом, согласно работе краевых скважин, ВНК в пласте $Ю_1^{1-2}$ прогнозируется гораздо ниже.

Из всего вышесказанного можно сделать вывод, что в настоящий момент пласты $Ю_1^{1-2}$ и $Ю_1^{3-4}$ являются гидродинамически разобщенными, а толща глин является надежным флюидоупором, препятствующим прорыву воды из нижнего пласта в верхний, что является значимой причиной, препятствующей выравниванию ВНК.

Кроме литологических барьеров в виде глинистых перемычек на вертикальную миграцию углеводородов оказывает влияние различие фильтрационно-емкостных

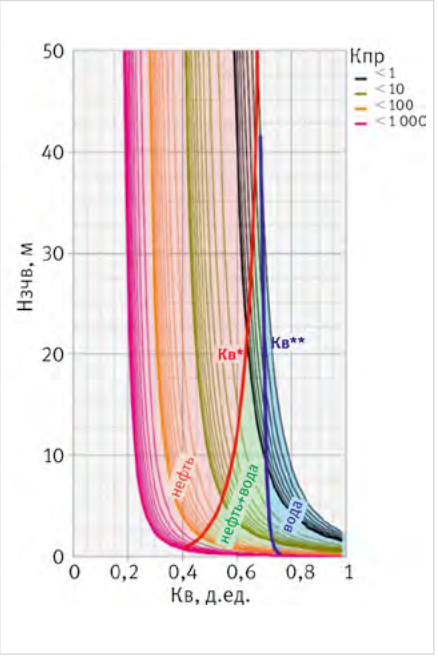


Рис. 7. Модель переходной зоны
Fig. 7. Model of the transition zon

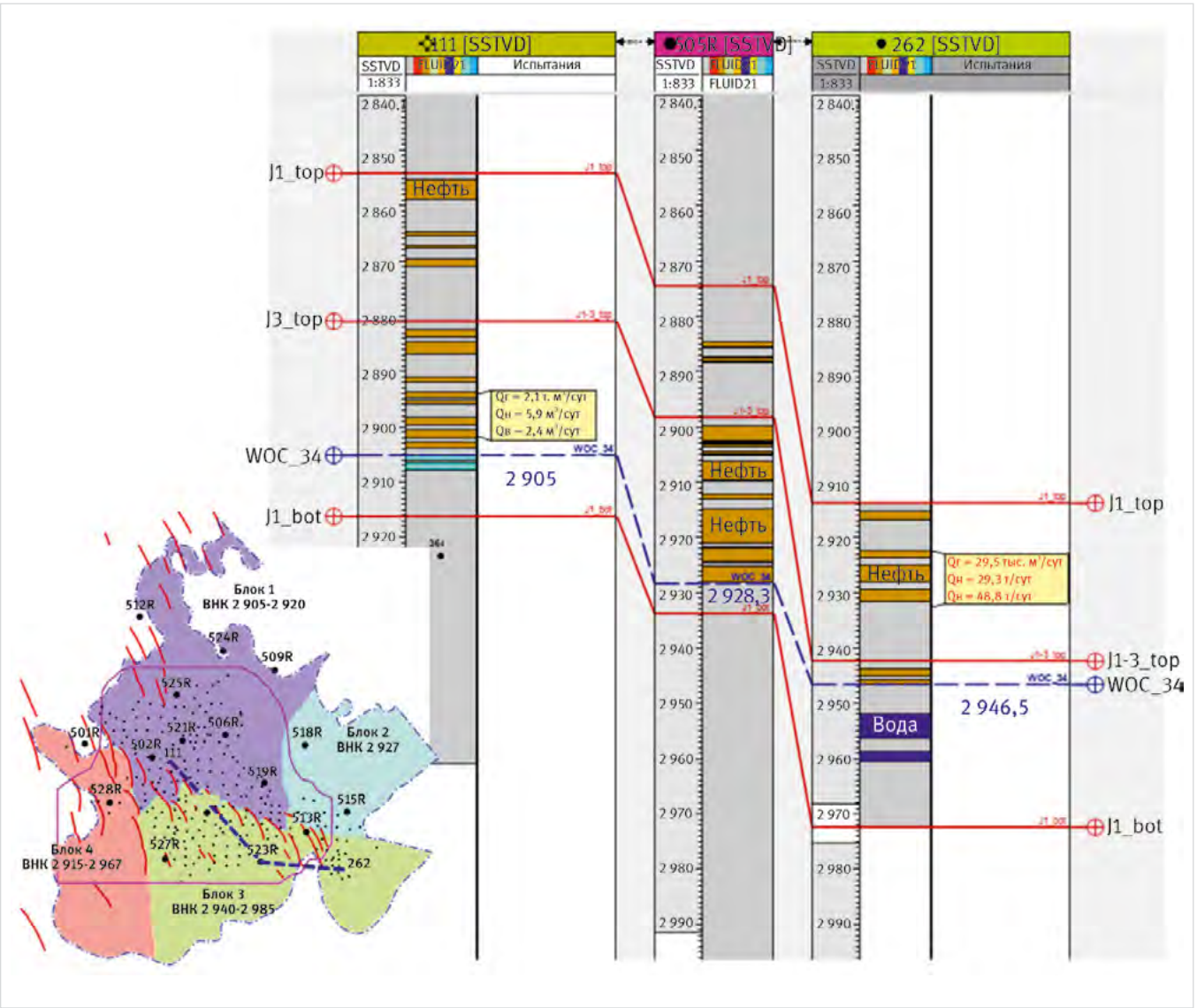


Рис. 6. Схема обоснования ВНК
Fig. 6. OWC justification schem

свойств рассматриваемых пластов. Проницаемость пласта $Ю_1^{1-2}$ варьирует от 1 до 69 мД, а $Ю_1^{3-4}$ от 1 до 124,5 мД. Высокая изменчивость параметра проницаемости свидетельствует о протяженной переходной зоне. Так, по графику модели переходной зоны, величина переходной зоны пласта $Ю_1^{1-2}$ варьирует от 2 до 20 м а пласта $Ю_1^{3-4}$ — от 2 до 25 м (рис. 7).

Комплекс описанных выше факторов обусловил появление и сохранение наклонного ВНК на месторождении. Изучение положения контакта позволяет не только лучше понять геологию месторождения, но и сформировать дальнейшую стратегию его разработки. Так, основные перспективы Фестивального месторождения связаны с пластом $Ю_1^{1-2}$ и блоками 2, 3 и 4, где водонефтяной контакт не вскрыт. В этих зонах планируется бурение кустов.

Итоги

В результате геолого-геофизического анализа сделано заключение, что основным геологическим фактором, влияющим на уровень ВНК в пределах Фестивального месторождения, являются тектонические процессы, происходившие после формирования ловушки. В постсеноманское время залежь подверглась тектоническому перестроению, что привело к значительному наклону водонефтяного контакта. Флюидоупор в виде глинистой перемычки между циклитами $Ю_1^{1-2}$ и $Ю_1^{3-4}$, а также неоднородность ФЕС послужили дополнительными факторами, препятствующими выравниванию поверхности ВНК, и разделили залежь на 2 гидродинамические системы. Установленные закономерности позволили объяснить причины появления наклонного ВНК пласта $Ю_1$ в пределах Фестивального месторождения, а также определить риски и перспективы для дальнейшей разработки пласта на месторождениях-аналогах.

Выводы

Наклонный ВНК является важным маркером, характеризующим сложное строение месторождения, на появление которого влияют макро- и микропараметры. Первые являются причиной появления негоризонтального контакта, вторые по большей части — фактором удержания его в негоризонтольном состоянии и разделения одной гидродинамической системы на разные.

Изучение наклонного ВНК — важный аспект для понимания геологической истории участка и планирования разработки месторождения, который требует тщательного анализа каждого параметра.

В ходе анализа причины наклона ВНК на Фестивальном месторождении выявлен основной геологический фактор: палеотектонические перестройки в постсеноманское время, оказавшие наибольшее влияние на значительные перепады современных уровней ВНК залежи $Ю_1$.

В результате проведения палеоструктурного анализа обоснованы причины изменений уровней современных контактов ВНК пласта $Ю_1$, а также установлено примерное время наклона горизонтального положения палео-ВНК залежи пласта $Ю_1$ — конец сеноманского века. На основании проведенного анализа автор пришел к выводу о том, что в настоящее время пласты $Ю_1^{1-2}$ и $Ю_1^{3-4}$ являются гидродинамически разобщенными — и для каждой из залежей потребуется индивидуальный комплекс решений по нахождению оптимальной системы разработки.

Литература

1. Зинченко К.К., Попружук А.П. Влияние структур горизонтального сдвига на геологическое строение верхнеюрских отложений Харампурского и Фестивального месторождений // Нефтяная провинция. 2021. № 4–1. С. 22–34.
2. Грищенко М.А., Светлов К.В. Трансформация геологической модели Пермяковского месторождения в процессе освоения запасов // Вестник недропользователя ХМАО. 2007. № 17.
3. Светлов К.В., Смагина Т.Н., Алимчанова Л.Х. Влияние неотектонических подвижек на положение водонефтяного контакта нефтяных залежей Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2014. № 11. С. 17–19.
4. Бочкарёв В.С., Боярских Г.К. Тектоническая схема мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирской мегасинеклизы. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1990.

ENGLISH

Results

As a result of the geological and geophysical analysis, it was concluded that the main geological factor affecting the level of OWC within the Festival deposit is the tectonic processes that occurred after the formation of the trap. In the post-Cenomanian period, the deposit underwent tectonic rearrangement, which led to a significant slope of the oil-water contact. The fluid resistance in the form of a clay bridge between the cyclites U_1^{1-2} and U_1^{3-4} and the heterogeneity of the weight served as an additional factor preventing the alignment of the surface of the OWC. The established patterns made it possible to explain the reasons for the appearance of an inclined U_1 formation within the Festival field, as well as to determine the risks and prospects for further development of the field.

Conclusions

- The inclined OWC is an important marker characterizing the complex structure of the deposit, the appearance of which is influenced by macro- and microparameters. The former is the cause of the appearance, the latter, for the most part, a factor of retention in a non-horizontal state.
- The study of the inclined OWC is an important aspect for understanding the geological history of the site and planning the development of the field, which requires a thorough analysis of each parameter.
- During the analysis of the causes of the slope of the OWC at the Festival deposit, the main geological factor was revealed – paleotectonic rearrangements in the post-Cenomanian period, which had the greatest impact on the significant differences in the modern levels of the OWC of the U_1 deposit.
- As a result of the paleostructural analysis, the reasons for the changes in the levels of modern contacts of the VNK formation U_1 are substantiated, as well as the approximate time of the slope of the horizontal position of the paleo OWC reservoir U_1 is established – the end of the Cenomanian century.
- Based on the analysis carried out, it was concluded that at present the layers U_1^{1-2} and U_1^{3-4} are hydrodynamically separated, and an individual set of solutions for finding the optimal development system will be required for each of the deposits.

References

1. Zinchenko K.K., Popruzhuk A.P. Effect of horizontal fault structures on geology of upper jurassic sediments in Kharampurskoye and Festivalnoye fields. Neftyanaya Provintsiya, 2021, issue 4–1, P. 22–34. (In Russ).
2. Grishchenko M.A., Svetlov K.V. Transformation of Permyakovskoe field's geologic model during reserves' development. Bulletin of the subsoil user of the Khanty-Mansiysk Autonomous Okrug, 2007, issue 17. (In Russ).
3. Svetlov K.V., Smagina T.N., Alimchanova L.Kh. Impact of neotectonic movements on position of fluid contact of the Western Siberia oil deposits. Oil industry, 2014, issue 11, P. 17–19. (In Russ).
4. Bochkarev V.S., Boyarskikh G.K., Tectonic scheme of the Mesozoic-Cenozoic cover of the West Siberian megasyneclise. Tyumen: ZapSibNIGNI, 1990. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кузив Ксения Богдановна, ведущий специалист,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: kbkuziv@tnnc.rosneft.ru

Kuziv Kseniya Bogdanovna, leading specialist,
"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia
Corresponding autor: kbkuziv@tnnc.rosneft.ru

Опытно-промышленные испытания мобильных дорожных покрытий на участках со сложными геологическими условиями

Группа компаний «ТЕХПОЛИМЕР» более 20 лет разрабатывает и производит геокомпозитные материалы широкой номенклатуры: геосинтетические материалы для армирования, разделения, борьбы с эрозией, дренирования, фильтрации, гидроизоляции и защиты конструкций дорожной одежды и сооружений гражданского и промышленного назначения.

Одним из развиваемых направлений является производство быстровозводимых полимерных ударопрочных плит с замковыми соединениями для сооружения проездов и площадок на участках со сложными геологическими условиями — мобильных дорожных покрытий (МДП).

Данные плиты изготавливаются нашим предприятием уже не первый год, получены положительные отчеты заказчиков по результатам опытно-промышленной эксплуатации.

В прошлом году была выпущена модернизированная партия продукции: произведена замена материала. Вместо полиэтилена низкого давления (ПЭНД), ранее используемого при производстве плит МДП, впервые был применен сополимер полипропилена. Применение данного материала позволило значительно повысить погонную изгибную жесткость изделий.

В рамках сотрудничества с Иркутской нефтяной компанией модернизированные плиты в количестве 20 штук в ноябре 2022 г. были переданы на строительную площадку ООО «Иркутский завод полимеров» для проведения опытно-промышленной эксплуатации в условиях отрицательных температур при интенсивном перемещении по ним строительной техники.

Условия эксплуатации были очень жесткими: грунтовая дорога без подготовки основания, круглосуточный проезд гусеничной и колесной самосвальной техники массой от 20 до 40 т в количестве 30–40 ед/сут. Температура окружающего воздуха от минус 15 до минус 35 °С.

В процессе опытно-промышленной эксплуатации:

- подтверждено время монтажа плит, обеспечивающего укладку проезда шириной 4 м и длиной 1 км, исходя из времени монтажа опытного участка, оно составляет не более 1 суток при обеспечении непрерывности процесса выполнения работ;
- произведены испытания по проезду гусеничного трубоукладчика весом 40 т в обе стороны, а также колесной самосвальной техники со щебнем весом 37 т;
- проведены испытания «переезд через препятствие»: поперек дороги под центром двух соединенных плит уложено бревно диаметром 20 см, осуществлены проезды трехосного самосвала со щебнем общей массой 37 т и гусеничного экскаватора массой 20 т;
- подтверждено отсутствие трещин и других повреждений. Плиты пригодны для дальнейшей эксплуатации.

Мобильные дорожные покрытия МДП-ТЕХПОЛИМЕР-2 по результатам опытно-промышленной эксплуатации рекомендованы к применению:

- для организации временных проездов колесной и гусеничной техники на объектах со слабыми основаниями в период установившихся положительных среднесуточных температур (март — октябрь) и допустимы к применению в условиях наступления отрицательных температур в период межсезонья;
- для сооружения строительных, складских и технологических площадок;
- для сооружения временных переездов через инженерные коммуникации;
- в качестве аварийного запаса для организации проездов к месту аварии на случай возникновения ЧС.

ГК «ТЕХПОЛИМЕР» имеет многолетний опыт поставок материалов на объекты обустройства нефтегазовых месторождений (в том числе и в районы Крайнего Севера): ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Газпром», ПАО «Новатэк», ПАО «Транснефть», ПАО «Сургутнефтегаз» и другие.

Вся изготавливаемая продукция применима для использования в районах Крайнего Севера на объектах нефтегазовой и нефтехимической промышленности.

Дополнительно хотелось бы обратить внимание, что в состав ГК «ТЕХПОЛИМЕР» входит проектное бюро, производственные и строительно-монтажное подразделения. Это позволяет работать по принципу EPC-контрактора и выполнять весь объем работ: проектное сопровождение объекта, изготовление и поставка, выполнение строительно-монтажных работ, сдача объекта в эксплуатацию.

ТЕХПОЛИМЕР
группа компаний

www.texpolimer.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-32-37 УДК 550.8.052 I Научная статья

Приемы комплексной переинтерпретации геофизических данных при поисках залежей нефти в терригенном девоне на территории Татарстана

Андреева Е.Е.[1], **Борисов А.С.**[1, 2], **Баранова А.Г.**[1], **Валеева А.В.**[3], **Колузаева К.Ю.**[1]
[1]ИПЭН АН РТ, Казань, Россия, [2]ИГиНГТ КФУ, Казань, Россия, [3]Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия
aee8277@rambler.ru

Аннотация
В статье рассмотрены приемы кинематического и динамического анализа временных разрезов метода общей глубинной точки (МОГТ) в комплексе с данными грави- и магниторазведки. Сейсмическая скорость как петрофизический индикатор характеристики осадков тесно связана с литологией, пористостью, плотностью, проницаемостью, нефте- и водонасыщенностью. Магниторазведка находит применение при выявлении и трассировании разрывных нарушений фундамента, при прогнозировании ареалов распространения ловушек углеводородов, генетически связанных с зонами тектонической трещиноватости. Зона трещиноватости представляет собой ослабленный участок разреза, характеризующийся дефицитом плотности, в локальном поле силы тяжести она отражается отрицательными аномалиями Δgлок. Выполненное исследование позволяет авторам сделать заключение о высокой эффективности предложенных приемов комплексной переинтерпретации геофизических данных при поисках залежей нефти в терригенном девоне на территории Татарстана.

Материалы и методы
В работе использованы материалы геолого-разведочных работ, в частности результаты разведочной геофизики на поиск скоплений углеводородов. Комплексная переинтерпретация и сопоставление данных позволяют повысить вероятность выявления новых залежей углеводородов.

Ключевые слова
терригенный девон, комплексная интерпретация, магниторазведка, гравиразведка, сейсморазведка

Для цитирования
Андреева Е.Е., Борисов А.С., Баранова А.Г., Валеева А.В., Колузаева К.Ю. Приемы комплексной переинтерпретации геофизических данных при поисках залежей нефти в терригенном девоне на территории Татарстана // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 32–37.
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-32-37

Поступила в редакцию: 06.04.2023

UDC 550.8.052 I Original Paper

Methods of complex reinterpretation of geophysical data in the search for oil deposits in the terrigenous devonian sediments on territory of Tatarstan

Andreeva E.E.[1], **Borisov A.S.**[1, 2], **Baranova A.G.**[1], **Valeeva A.V.**[3], **Koluzaeva K.Yu.**[1]
[1]IPEM TAS, Kazan, Russia, [2]IGiNGT KFU, Kazan, Russia, [3]Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of TATNEFT PJSC, Bugulma, Russia
aee8277@rambler.ru

Abstract
The article deals with the techniques of kinematic and dynamic analysis of time sections of the common depth point method (CDPM) in combination with the data of gravity and magnetic exploration. Seismic velocity, as a petrophysical indicator of precipitation characteristics, is closely related to lithology, porosity, density, permeability, oil and water saturation. Magnetic prospecting finds application in the identification and tracing of discontinuous violations of the foundation, in predicting the distribution areas of hydrocarbon traps that are genetically related to zones of tectonic fracturing. The fracture zone is a weakened section of the section characterized by a density deficit, in the local gravity field it is reflected by negative anomalies of Δg loc. The performed research allows the authors to conclude about the high efficiency of the proposed methods of complex reinterpretation of geophysical data in the search for oil deposits in the terrigenous devonian on the territory of Tatarstan.

Materials and methods
The work uses materials of geological exploration, in particular the results of exploration geophysics for the search for hydrocarbon accumulations. A comprehensive reinterpretation and comparison of data makes it possible to increase the probability of detecting new hydrocarbon deposits.

Keywords
terrigenous devonian sediments, complex interpretation, magnetic exploration, gravity exploration, seismic exploration

For citation
Andreeva E.E., Borisov A.S., Baranova A.G., Valeeva A.V., Koluzaeva K.Yu. Methods of complex reinterpretation of geophysical data in the search for oil deposits in the terrigenous devonian sediments on territory of Tatarstan. Exposition Oil Gas, 2023, issue 3, P. 32–37. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-32-37

Received: 06.04.2023

Введение

Главная проблема при поисках залежей нефти по геофизическим данным в терригенном девоне на территории Татарстана состоит в том, что скопления углеводородов, залегающие на километровых глубинах, отображаются в кинематических и динамических параметрах волновых полей не всегда четко и однозначно. Поэтому суть переинтерпретации данных состоит в последовательном и комплексном изучении всей накопленной информации.

В данной работе рассматриваются приемы кинематического и динамического анализа временных разрезов МОГТ в комплексе с данными грави- и магниторазведки. Сейсмическая скорость как петрофизический индикатор характеристики осадков тесно связана с литологией, пористостью, плотностью, проницаемостью, флюидонасыщенностью. Особое внимание в наших исследованиях уделено анализу интервальных времен и скоростей.

Объект исследования

В качестве объекта исследования авторы выбрали одно из нефтяных месторождений Татарстана в Альметьевском районе, приуроченное к западному склону Южно-Татарского свода (ЮТС). (По согласованию с недропользователем название месторождения не разглашается.) Промышленная нефтеносность на месторождении установлена как по ГИС, так и по результатам опробования в верхнедевонских, нижне- и среднекаменноугольных осадочных отложениях.

Месторождение характеризуется высокой степенью изученности как глубоким поисково-разведочным и эксплуатационным бурением, так и геофизическими методами (сейсмо-, грави- и магниторазведки).

Теоретическая часть

Для осадочного чехла территории Татарстана часто характерно несоответствие структурных планов нижнекаменноугольных и верхнедевонских образований, что, в свою очередь, затрудняет поиск залежей в терригенном девоне по сейсмическим данным. Для повышения однозначности проектирования разведочных скважин были привлечены материалы легких геофизических методов: магниторазведки (поле ΔTa) и гравиразведки (поле Δg локальное).

Практика исследований показывает, что высокоточная гравиразведка хорошо зарекомендовала себя при выявлении и трассировании деструктивных зон фундамента и осадочного чехла, при изучении антиклинальных ловушек, а также при непосредственном прогнозировании аномалий типа залежь (АТЗ) по методике «ГОНГ». Магниторазведка, в свою очередь, находит применение при выявлении и трассировании разрывных нарушений фундамента, при прогнозировании ареалов распространения ловушек углеводородов, генетически связанных с зонами тектонической трещиноватости [1, 3, 4, 5, 7, 8]. Зона трещиноватости представляет собой ослабленный участок разреза, характеризующийся дефицитом плотности, в локальном поле силы тяжести она отражается отрицательными аномалиями Δgлок. В магнитном поле такие зоны характеризуются повышенными значениями напряженности, объединяющимися в цепочку положительных аномалий поля ΔTa вдоль линии разрывного нарушения. По данным сейсморазведки, на временных разрезах зона разлома прослеживается резким изменением (увеличением) интервального времени между отражающими границами Д и А, а также структурным локальным осложнением по горизонтам нижнего и среднего карбона.

Прием выполненной переинтерпретации включает в себя выявление морфологических особенностей поведения параметров Δtвy, Δtуд, Vвy, Vуд [6], ΔTa, Δgлок [1, 3] вдоль сейсмических профилей с целью выявления определенных признаков, связываемых с зонами развития пластов-коллекторов.

Результаты и обсуждения

Для выявления связи между размещением в плане залежей нефти и гравимагнитными полями выполнен статистический анализ по всей изучаемой площади месторождения, который проводился раздельно по трем стратиграфическим уровням: верхнедевонскому, нижнекаменноугольному и среднекаменноугольному [2].

При анализе использовались данные глубокого бурения и ГИС по 50 скважинам.

Отмечено, что нефтеносные разрезы контролируются участками с преимущественно увеличенными толщинами отложений между кровлей саргаевского горизонта и отражающей границей «У» тульского горизонта, где она в среднем на 21 м больше, чем на участках без нефти.

Нефтеносные нижнекаменноугольные разрезы, как правило, фиксируются отрицательными гравитационным и магнитным полями.

С учетом сейсмической профильной информации, полученной по верхнедевонско-среднекаменноугольным нефтеносным

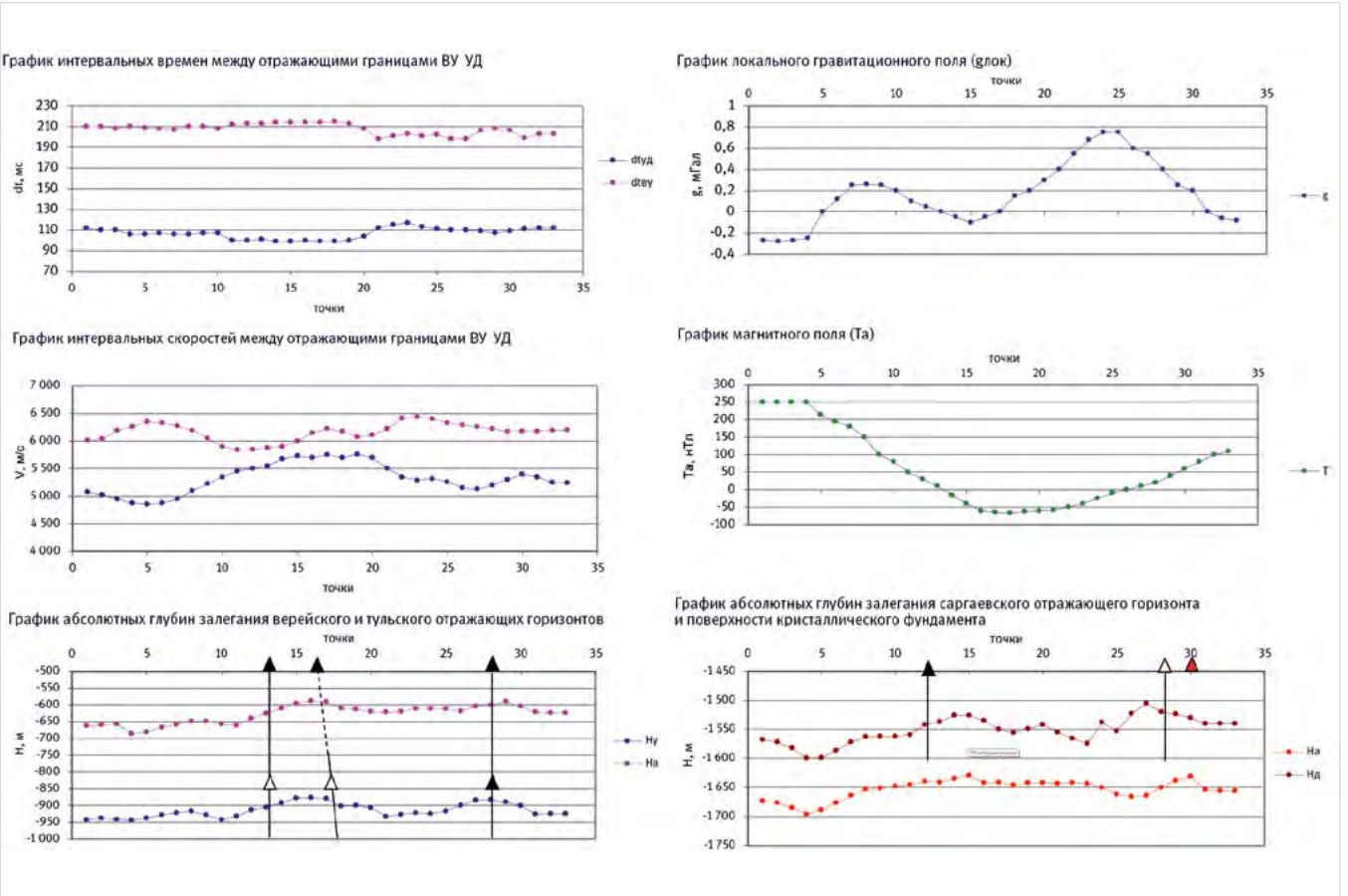


Рис. 1. Распределение геофизических параметров по сейсмическому профилю 10
Fig. 1. Distribution of geophysical parameters over the seismic profile 10

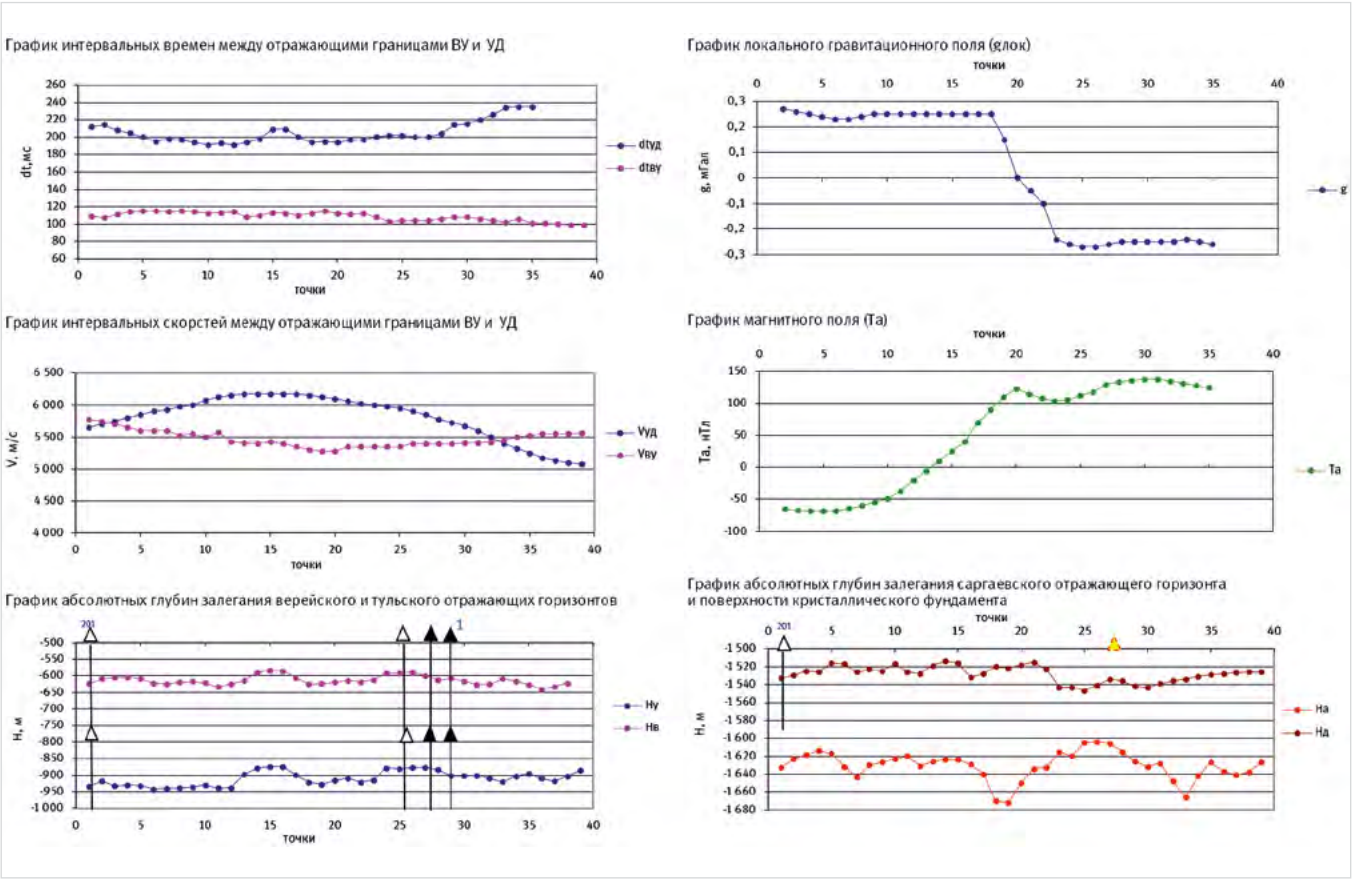


Рис. 2. Распределение геофизических параметров по сейсмическому профилю 25
Fig. 2. Distribution of geophysical parameters over the seismic profile 25

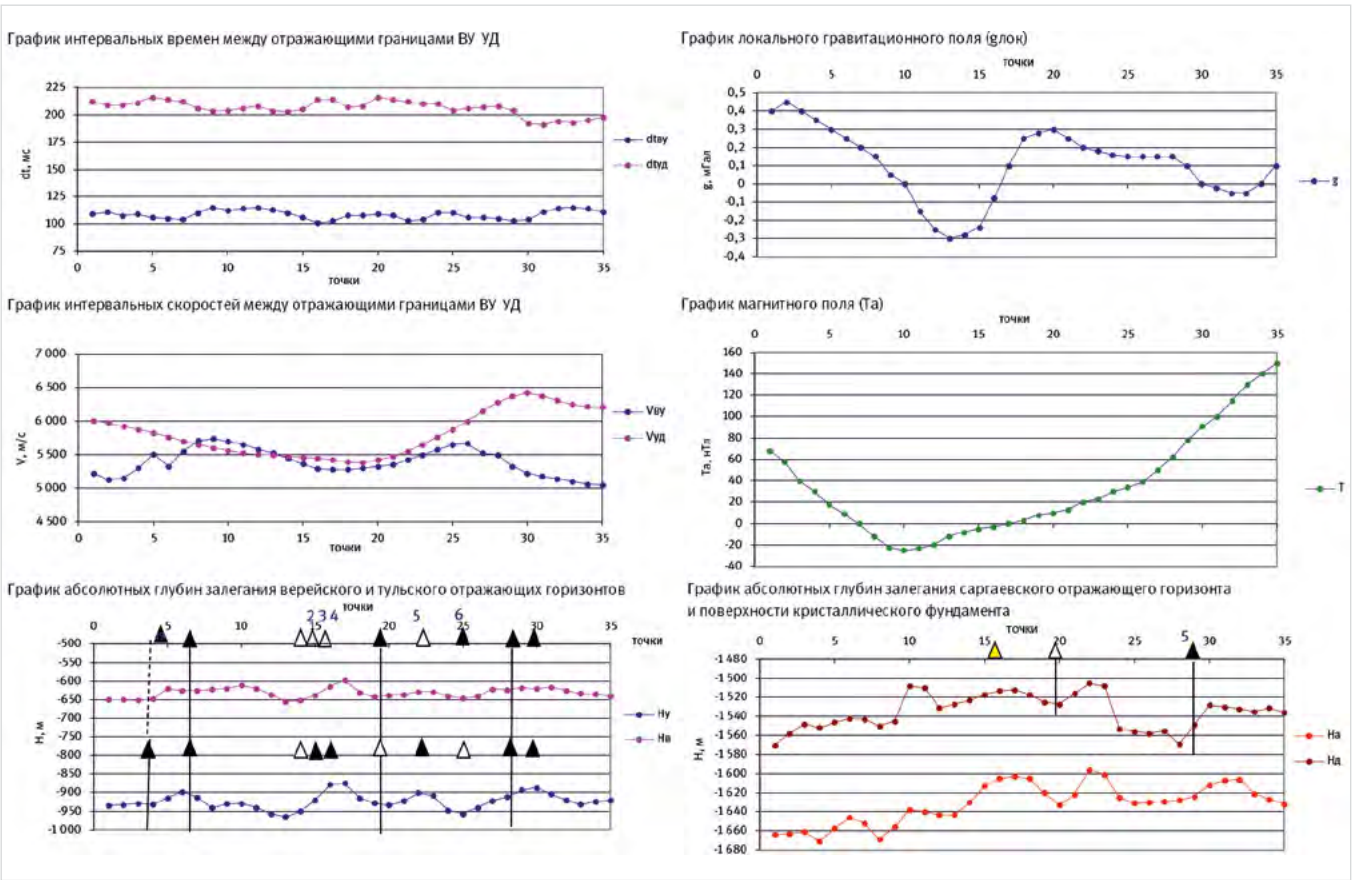


Рис. 3. Распределение геофизических параметров по сейсмическому профилю 14: 5 — скважины, пробуренные по рекомендациям; △▲ — скважины, пробуренные до рекомендаций; ▲ — потенциально перспективная точка для заложения
Fig. 3. Distribution of geophysical parameters over the seismic profile 14: 5 – wells driller according to recommendations; △▲ – wells driller before recommendations; ▲ – potentially promising point for laying a well

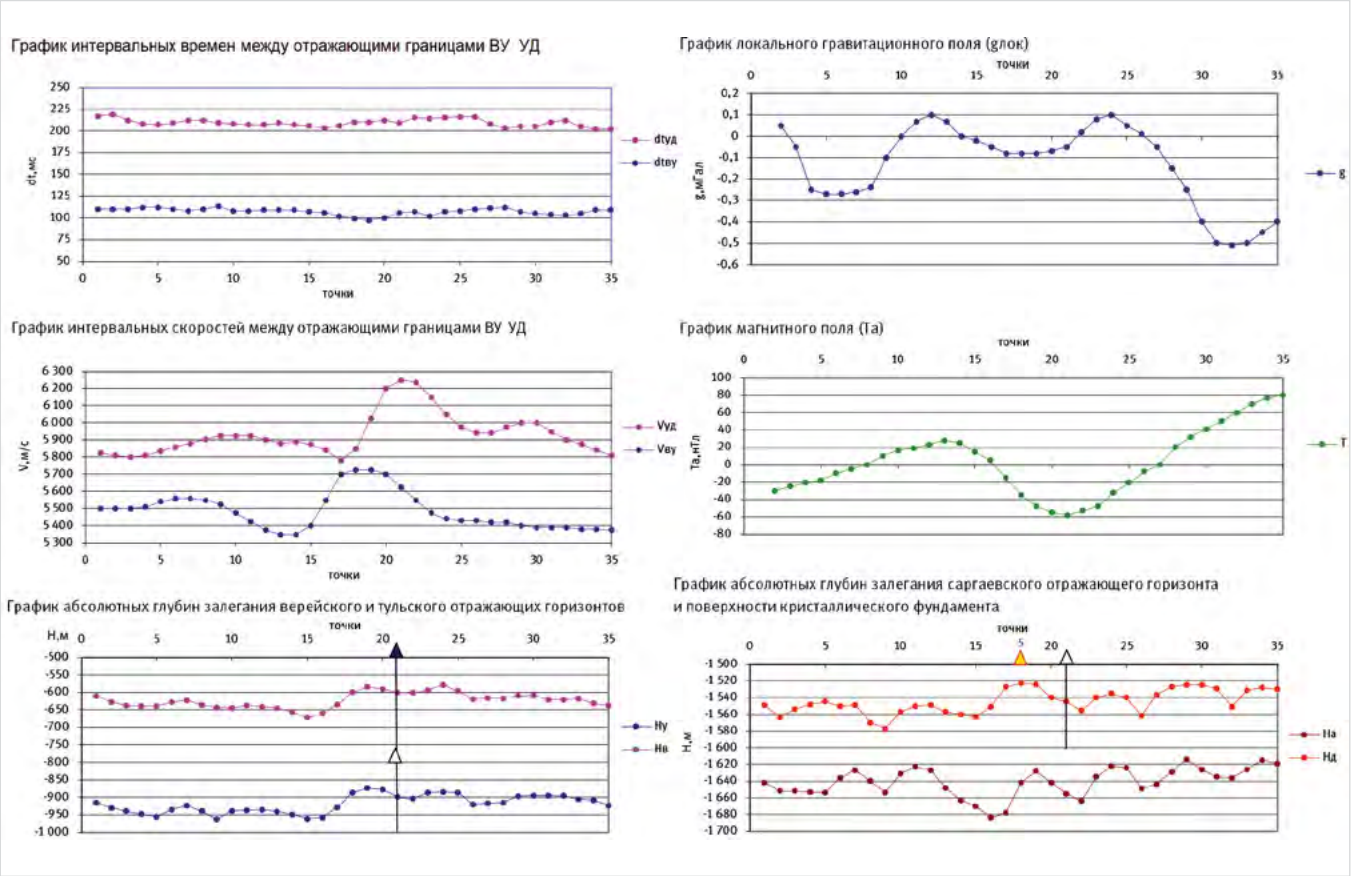


Рис. 4. Распределение геофизических параметров по сейсмическому профилю 17
Fig. 4. Distribution of geophysical parameters over the seismic profile 17

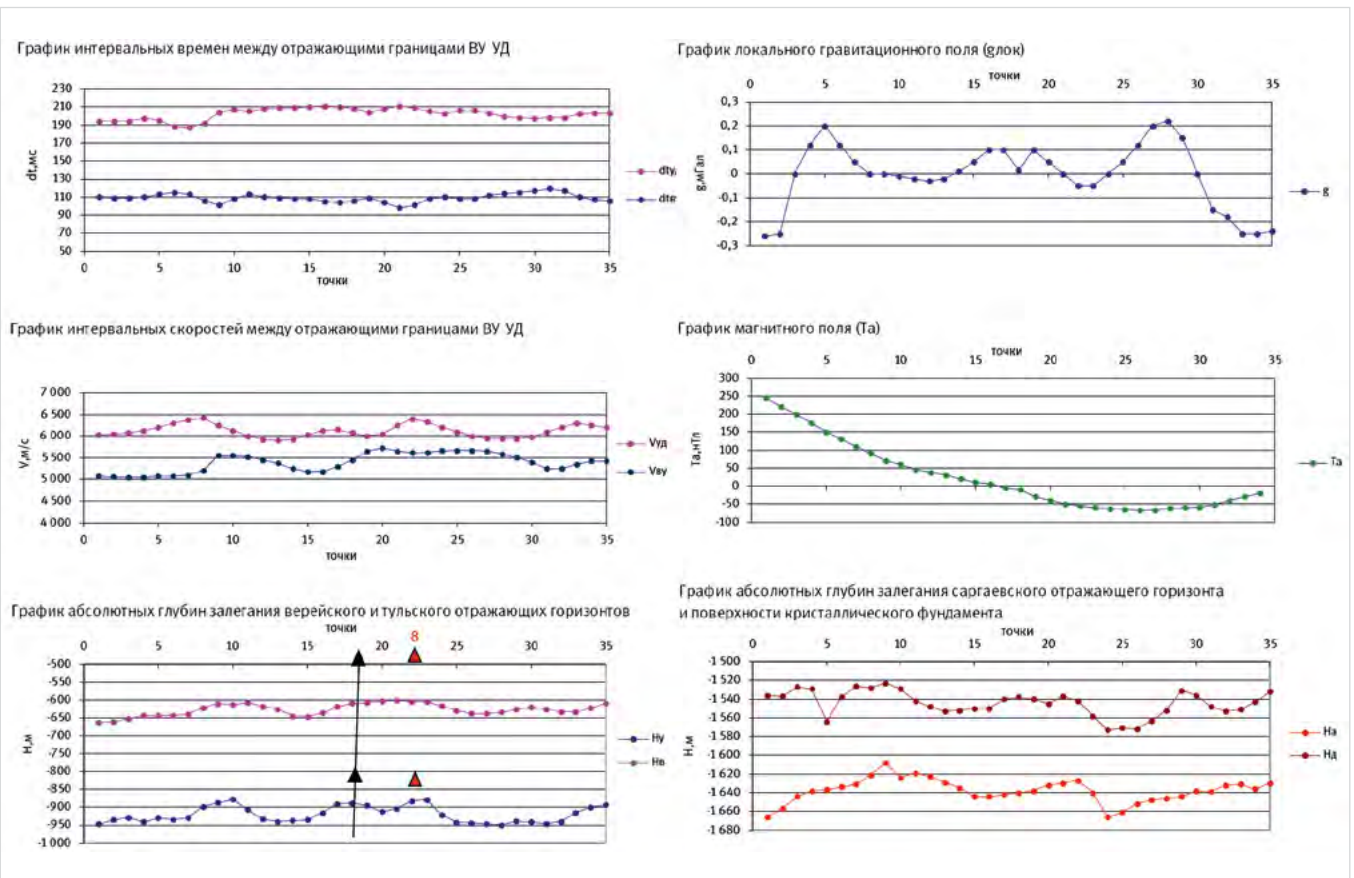


Рис. 5. Распределение геофизических параметров по сейсмическому профилю 8
Fig. 5. Distribution of geophysical parameters over the seismic profile 8

разрезам, индикаторами потенциально нефтеносных отложений являются:

1) по верхнему девону
   - относительно приподнятое залегание поверхности кристаллического фундамента;
   - сокращение мощности толщи между Нкр.ф. и НД3sr;
   - аномальное изменение интервальных скоростей между отражающими границами ВУ и УД — увеличение скоростей в интервале разреза ВУ и уменьшение — в интервале УД;
   - локальное отрицательное осложнение магнитного поля ΔTa;
   - преимущественно переходные (градиентные) и положительные гравимагнитные поля;
2) по отложениям нижнего карбона
   - увеличенная мощность (ΔH) между кровлей саргаевского горизонта и отражающей границей У (тульского горизонта);
   - аномальное изменение интервальных скоростей между отражающими границами ВУ и УД — увеличение скоростей в интервале разреза ВУ и уменьшение — в интервале УД;
   - структурный фактор по тульскому горизонту;
   - отрицательные гравитационное и магнитное поля;
3) по отложениям среднего карбона
   - структурный фактор по кровле верейского горизонта (отражающая граница В);
   - аномальное изменение интервальных скоростей между отражающими границами ВУ и УД — увеличение скоростей в интервале разреза ВУ;
   - отрицательное гравитационное поле Δgлок;
   - преимущественно положительное магнитное поле;
   - локальное отрицательное осложнение поля ΔTa.

В результате комплексного анализа были даны рекомендации на бурение скважин:

- по линии сейсмического профиля 10 в точке 30 рекомендовано бурение на девонские отложения (рис. 1);
- по линии сейсмического профиля 25 в точке 27 (рис. 2) рекомендовано бурение на отложение среднего карбона. Скважина № 1 пробурена со вскрытием нефти в отложениях верейского и тульского горизонтов, получена нефть;
- по линии сейсмического профиля 14 в точках 14; 15; 16; 23; 26; 31 (рис. 3) рекомендовано бурение на отложения верейского и тульского горизонтов. На основании совпадения всех предлагаемых индикаторов потенциально нефтеносных отложений была получена нефть. В скважинах № 3–5 получена нефть из отложений тульского горизонта; в скважине № 6 получена нефть из верейских отложений, в скважине № 7 — из отложений верейского и тульского горизонтов;
- по линии сейсмического профиля 17 в точке 18 рекомендовано бурение на девонские отложения (рис. 4). Бурение не подтвердило предполагаемые результаты. На наш взгляд, причина в не полном совпадении пакета индикаторов со сложностью определения скорости;
- по линии сейсмического профиля 8 в точке 21 (рис. 5) рекомендовано бурение на отложения верейского тульского горизонтов. В скважине № 8 получена нефть из отложений верейского и тульского горизонтов.

Итоги

Исходя из вышеизложенных фактов, авторы могут сделать заключение об эффективности предложенных приемов комплексной переинтерпретации геофизических данных при поисках залежей нефти в терригенном девоне на территории Татарстана.

Выводы

Несоответствие структурных планов основных нефтеносных горизонтов обусловлено по большей части перерывами в осадконакоплении и, как следствие, процессами эрозии, а также тектоническими подвижками, искажающими структурный план. Это обстоятельство обязывает использование методов сейсморазведки, данных бурения и простых геофизических методов (магнито-, электро-, гравиразведки) в комплексе для большей детальности работ по выявлению новых залежей и успешного заложения разведочных и эксплуатационных скважин.

Литература

1. Боровский М.Я. Обобщение и анализ геофизических материалов прошлых лет с целью прогнозной оценки территории Республики Татарстан на твердые полезные ископаемые и подземные воды. Восточное Закамье. Отчет. Казань: Фонды ТНГФ, 2000.
2. Ганиев Р.Р. Анализ результатов геологоразведочных работ на землях ЗАО «Предприятие Кара-Алтын», разработка мероприятий по их оптимизации и повышению эффективности. Отчет. Казань: ГУП «НПО Геоцентр РТ», 2005.
3. Руднев Г.А. Об аэромагнитной съемке масштаба 1:50 000, проведенной в южной части Татарской АССР и северной части Куйбышевской области. Отчет. Новосибирск: Новосибирский геофизический трест, 1974. 117 с.
4. Степанов В.П. и др. Комплексная геологическая интерпретация данных грави-магнито-электро- и сейсморазведки с целью изучения морфологии и тектоники кристаллического фундамента и отдельных горизонтов осадочного чехла. Отчет. Казань: Трест «Татнефтегеофизика», 1982. 234 с.
5. Степанов В.П. Обобщение результатов изучения рифей-вендских и архейско-протерозойских толщ Татарии и смежных областей и обоснование направлений нефтегазопоисковых работ. Отчет. Бугульма: ТатНИПИнефть, 1985.
6. Салихова Т.С. Региональные геофизические работы на территории Северо-Татарского свода, Мелекесской впадины, Южно-Татарского свода, с переинтерпретацией региональных сейсмических профилей в зонах сочленения крупных тектонических элементов. Книга 4. Сейсморазведочные работы. Бугульма: ОАО «Татнефтегеофизика», 2003.
7. Тимошенков Э.Ф. Оценка перспектив выявления сложнопостроенных ловушек углеводородов в девонском терригенном комплексе несейсмическими методами исследований на северном склоне Южно-Татрского свода. Отчет. Казань: Фонды ТНГФ, 2002.
8. Тимошенков Э.Ф. Комплексная интерпретация геофизических материалов с целью изучения тектоники кристаллического фундамента отдельных горизонтов осадочного чехла на Северо-Восточном борту Мелекесской впадины. Отчет. Казань: КГЭ ТНГФ, 1995.

ENGLISH

Results

Based on the above facts, the authors can conclude about the efficiency of the proposed methods of complex reinterpretation of geophysical data in the search for oil deposits in the terrigenous devonian on the territory of Tatarstan.

Conclusions

The discrepancy between the structural plans of the main oil-bearing horizons is mainly due to interruptions in sedimentation and, as a result, erosion processes, as well as tectonic movements that distort the structural plan. This circumstance obliges the use of seismic exploration methods, drilling data and simple geophysical methods (magnetic-, electric-, gravity exploration) in a complex for more detailed work on the identification of new oil deposits and the successful laying of exploration and production wells.

References

1. Borovsky M.Ya. Generalization and analysis of geophysical materials of previous years for the purpose of predictive assessment of the territory of the Republic of Tatarstan for solid minerals and groundwater. Eastern Zakamye. Report. Kazan: TNG Funds, 2000. (In Russ).
2. Ganiev R.R. Analysis of the results of geological exploration on the lands of CJSC “Enterprise Kara-Altyn”, development of measures to optimize them and increase efficiency. Report. Razan. SUE “NPO Geocenter RT”, 2005. (In Russ).
3. Rudnev G.A. On the 1:50 000 scale aeromagnetic survey conducted in the southern part of the Tatar ASSR and the northern part of the Kuibyshev region. Report. Novosibirsk: Novosibirsk Geophysical Trust, 1974, 117 p. (In Russ).
4. Stepanov V.P. et al. Complex geological interpretation of gravity-magneto-electro and seismic data for the purpose of studying the morphology and tectonics

of the crystalline basement and individual horizons of the sedimentary cover. Report. Kazan: Tatneftegeofizika Trust, 1981, 273 p. (In Russ).
5. Stepanov V.P. Complex geological and geophysical interpretation of gravity, magneto, electro and seismic data for the purpose of studying the morphology and tectonics of the crystalline basement. Report. Kazan: TNGF Trust, 1982. (In Russ).
6. Salikhova T.S. Regional geophysical works on the territory of the North Tatar arch, the Melekess depression, the South Tatar arch, with reinterpretation of regional seismic profiles in the zones of articulation of large tectonic elements. Book 4. Seismic exploration. Bugulma: "Tatneftegeofizika" JSC, 2003. (In Russ).
7. Timoshenkov E.F. Assessment of the prospects for identifying complex hydrocarbon traps in the Devonian terrigenous complex by non-seismic research methods on the northern slope of the South Tatra arch. Kazan: TNGF Funds, 2002. (In Russ).
8. Timoshenkov E.F. Complex interpretation of geophysical materials in order to study the tectonics of the crystalline basement of individual horizons of the sedimentary cover on the Northeastern side of the Melekess depression. Report. Kazan: KGE TNGF, 1995. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Андреева Евгения Евгеньевна, старший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, ИПЭН АН РТ, г. Казань, Россия
Для контактов: aee8277@rambler.ru

Борисов Анатолий Сергеевич, д.г-м.н., старший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, ИПЭН АН РТ, Казань, Россия; профессор кафедры геофизики ИГиНГТ, КФУ, Казань, Россия

Баранова Анна Геннадьевна, старший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Валеева Анна Валентиновна, заведующий сектором института «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, Бугульма, Россия

Колузаева Ксения Юрьевна, младший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, ИПЭН АН РТ, Казань, Россия

Andreeva Evgeniya Evgenievna, senior researcher at the laboratory of geological and ecological modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia
For contacts: aee8277@rambler.ru

Borisov Anatoly Sergeevich, doctor of geological sciences, senior researcher at the laboratory of geological and environmental modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia; professor of department geophysics IGPT, KFU, Kazan, Russia

Baranova Anna Gennadievna, senior researcher at the laboratory of geological and ecological modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia

Valeeva Anna Valentinovna, head of the sector of the Tatar oil research and design, Institute (TatNIPIneft) of TATNEFT PJSC, Bugulma, Russia

Koluzaeva Kseniya Yurevna, junior researcher at the laboratory of geological and environmental modeling, IPEM TAS, Kazan, Russia

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

Шестнадцатая межрегиональная специализированная выставка
НИЖНЕВАРТОВСК. НЕФТЬ. ГАЗ. ТЭК
НИЖНЕВАРТОВСКСК, 04–05 октября 2023

Тринадцатая межрегиональная специализированная выставка
САХАПРОМЭКСПО – 2023
ЯКУТСК, 25–26 октября 2023

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

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ
Генеральный информационный партнер

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-38-43 УДК 550.8 I Научная статья

Расчет напряженного состояния на участке Северо-Комсомольского месторождения с использованием нового корпоративного 3D-симулятора РН-СИГМА

Ардисламова Д.Р.[1], Давлетова А.Р.[1], Закирзянов Ш.И.[1], Пестриков А.В.[2], Судеев И.В.[2], Федоров А.И.[1], Шамсутдинова Е.Р.[1], Хакимов А.А.[3], Абушаев Р.Н.[3]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия, [3]ООО «СевКомНефтегаз», Губкинский, Россия
fedorovai-ufa@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Статья посвящена разработке нового инструмента для расчета напряженно-деформированного состояния участков месторождений со сложной геологической структурой в рамках 3D геомеханического моделирования в программном продукте «РН-СИГМА». В настоящее время вычислительное ядро позволяет проводить расчеты в рамках упругих моделей на стандартных сетках (геометрия угловой точки), используемых в гидродинамическом и геологическом моделировании. Вычислительное ядро протестировано и проиллюстрировано на ряде примеров, включая построение модели реального участка Северо-Комсомольского месторождения. Разработка собственного вычислительного ядра обеспечит специалистов группы компаний ПАО «НК «Роснефть» импортонезависимым инструментом для построения 3D геомеханических моделей.

Материалы и методы
При разработке вычислительного ядра использованы методы конечно-элементного моделирования для решения задачи упругого равновесия пласта. При тестировании использованы аналитические решения и сторонние программные продукты для выполнения тестовых расчетов.

Ключевые слова
геомеханика, геомеханическое моделирование, напряженное состояние пласта, геомеханический 3D-симулятор

Для цитирования
Ардисламова Д.Р., Давлетова А.Р., Закирзянов Ш.И., Пестриков А.В., Судеев И.В., Федоров А.И., Шамсутдинова Е.Р., Хакимов А.А., Абушаев Р.Н. Расчет напряженного состояния на участке Северо-Комсомольского месторождения с использованием нового корпоративного 3D-симулятора РН-СИГМА // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 38–43. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-38-43

Поступила в редакцию: 25.04.2023

UDC 550.8 I Original Paper

Calculation of the stress state at the Severo-Komsomolskoye field using the new corporate 3D simulator RN-SIGMA

Ardislamova D.R.[1], Davletova A.R.[1], Zakirzyanov Sh.I.[1], Pestrikov A.V.[2], Sudeev I.V.[2], Fedorov A.I.[1], Shamsutdinova E.R.[1], Khakimov A.A.[3], Abushaev R.N.[3]
[1]"RN-BashNIPInft" LLC, Ufa, Russia, [2]"NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia, [3]"SevKomNeftegas" LLC, Gubkinsky, Russia
fedorovai-ufa@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The article describes the development of a new tool for calculating the stress-strain state of fields with a complex geological structure in the software package «RN-SIGMA». The computational core allows to make calculations within the framework of elastic models on standard grids (angular point geometry) used in hydrodynamic and geological modeling. The computational core has been tested on a number of examples, including the construction of a model of a real part of the Severo-Komsomolskoye field. The development of new computing core will provide specialists of the PJSC Rosneft Oil Company with an import-independent tool for building 3D geomechanical models.

Materials and methods
When developing the computational core, finite element modeling methods were used to solve the problem of elastic equilibrium of the reservoir, as well as analytical solutions and third-party software products for performing test calculations.

Keywords
geomechanics, geomechanical modeling, formation stress state, geomechanical 3D simulator

For citation
Ardislamova D.R., Davletova A.R., Zakirzyanov Sh.I., Pestrikov A.V., Sudeev I.V., Fedorov A.I., Shamsutdinova E.R., Khakimov A.A., Abushaev R.N. Calculation of the stress state at the Severo-Komsomolskoye field using the new corporate 3D simulator RN-SIGMA. Exposition Oil Gas, 2023, issue 3, P. 38–43. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-38-43

Received: 25.04.2023

Введение

Одной из тенденций последних лет является повышение роли геомеханического моделирования при разработке месторождений [1]. Действительно, геомеханические процессы зачастую вносят существенные корректировки в программы освоения месторождений. К таким процессам, помимо классических задач по обеспечению устойчивости ствола скважины при бурении, относятся явления формирования трещин гидроразрыва пласта [2], уплотнения коллекторов [3, 4], реактивации крупномасштабных разломов и микромасштабных систем трещиноватости [5], эффекты самопроизвольного роста трещин гидроразрыва пласта (автоГРП) [6] и многие другие. Некоторые явления могут быть косвенно учтены посредством введения дополнительных, как правило, корреляционных зависимостей в гидродинамическом моделировании. Например, использование табулированных множителей на пористость и проницаемость в зависимости от пластового давления (RockTab) позволяет косвенно описать эффекты уплотнения коллектора в гидродинамической модели. Однако ряд явлений таким способом описать крайне сложно, например, прогнозирование эффекта автоГРП. К тому же при попытке применить корреляционный подход на других месторождениях или даже участках месторождений исследователь столкнется с необходимостью корректировки используемых корреляций. Так, хорошо известно об использовании корреляций для прогнозирования давления смыкания с использованием данных о пластовом давлении [7]. Здесь корреляции строятся отдельно на каждый продуктивный пласт. При этом построение корреляций требует каждый раз новых исследований.

Таким образом, более целесообразным представляется подход, при котором все возникающие задачи разработки и бурения решаются на базе единой модели механических свойств и напряженно-деформированного состояния. Для построения таких моделей в условиях сложной геометрии месторождения или изменчивых механических свойств необходимо использование полноценного численного расчета полей напряжения и деформации в трехмерной (3D) постановке.

В рамках политики импортозамещения в 2022 году ПАО «НК «Роснефть» начала проект по разработке собственного 3D/4D геомеханического симулятора «РН-СИГМА». В настоящее время закончена первая стадия проекта: разработано вычислительное ядро — интерфейс для его полноценного использования в ПК «РН-СИГМА». На текущий момент завершается этап апробации и тестирования 3D-ядра. В настоящей работе приведены первые результаты расчетов для участка пласта ПК1 верхнепокурской подсвиты Северо-Комсомольского месторождения, использованные для практических целей.

Задачи геомеханики

Геомеханическое моделирование в зависимости от постановки задачи и геологических условий можно разделить на три класса.

Одномерное геомеханическое моделирование (1D ГМ) по большей части основано на аналитических решениях задачи о напряженно-деформированном состоянии пласта или ствола скважины. 1D ГМ подразумевает расчет механических свойств пород в виде профилей вдоль ствола скважины. Класс решаемых задач включает моделирование устойчивости ствола скважины и элементов ее конструкции во время бурения или в процессе эксплуатации, устойчивость разломов и систем трещиноватости в пластах простой геометрии, подготовку геомеханических моделей для задач моделирования гидроразрыва, определение условий начала выноса песка. 1D ГМ применяется в случае слаборасчлененных пластов с границами, почти параллельными дневной поверхности. Практическое применение 1D ГМ — проектирование и сопровождение бурения скважин, проектирование дизайнов гидроразрыва пласта, оценка предельных условий безопасной эксплуатации скважин.

Трехмерное геомеханическое моделирование (3D ГМ) решает тот же класс задач, но в условиях произвольной расчлененности и геометрии залегания, в том числе при наличии разного рода тектонических нарушений. Среди дополнительных задач можно выделить задачи оценки степени уплотнения коллектора и проседания дневной поверхности. Модели расчета напряженно-деформированного состояния можно разделить на упругие и упругопластические. Последние позволяют также провести оценку возможности необратимого пластического уплотнения коллекторов или дилатантного разуплотнения с образованием зон кинжальных прорывов. Отдельным классом можно выделить задачи устойчивости сопряжения стволов скважины (fishbone).

Четырехмерное геомеханическое моделирование (4D ГМ) решает сопряженные задачи гидродинамики и геомеханики в масштабе месторождения. 4D ГМ позволяет рассчитывать изменение во времени свойств модели и состояние отдельных ее элементов, например, для учета влияния на общее напряжено-деформированное состояние истории изменения порового давления или водонасыщенности. При этом выделяют однонаправленное и двунаправленное сопряжения. Однонаправленным называют сопряжение, при котором учитывается только воздействие гидродинамических процессов на механическое состояние, но не наоборот. По сути, этот способ моделирования можно отнести к последовательному применению 3D ГМ. Двунаправленным называют сопряжение, при котором механические и гидродинамические процессы влияют друг на друга. В основном 4D ГМ применяется для полноценного моделирования гидродинамики с учетом изменения механического состояния горных пород, решения динамических задач устойчивости коллекторов, содержащих системы трещиноватости, а также для прогнозирования изменения коллекторских свойств в процессе разработки.

В настоящей работе рассматривается задача разработки ядра для 3D ГМ в упругой постановке. В дальнейшем планируется доработка ядра для максимального охвата геомеханического моделирования.

Вычислительное ядро «РН-СИГМА»

Процесс построения трехмерной (3D) геомеханической модели можно условно разделить на два блока: построение модели свойств и расчет напряженно-деформированного состояния. Первый блок выполняется на геологической сетке с применением стандартных методов распространения свойств в межскважинном пространстве и по сути своей мало чем отличается от распространения, к примеру, фильтрационно-емкостных свойств. Для этой цели допустимо применение любых стандартных геологических или петрофизических алгоритмов (интерполяционных, статистических и др.), реализованных на корпоративной платформе RexLab ПАО «НК «Роснефть», в том числе в программных продуктах «РН-ГЕОСИМ» и «РН-СИГМА». В данной работе мы не будем детально останавливаться на этих алгоритмах.

Основной интерес представляет второй блок — расчет напряженно-деформированного состояния. Это принципиально новый алгоритм в сравнении с одномерным моделированием. В его основе лежит численное решение задачи упругости. Сформулируем центральную задачу.

Массив горной породы, включающий месторождение, находится на глубине в условиях действия на него сил со стороны вмещающей среды. Под вмещающей средой, как правило, понимают достаточно большой участок геологической формации, такой, что от его размеров при заданных внешних воздействиях напряженно-деформированное состояние интересующего массива горной породы практически не зависит. Более подробно на свойствах вмещающей среды остановимся позднее. Массив горной породы сложен из геологических сред с различными упругими свойствами. Каждую геологическую среду будем считать пористым насыщенным телом. Распределение необходимых упругих характеристик — модуля Юнга E, коэффициента Пуассона ν, коэффициента Био α, а также плотности ρ и коэффициента линейного температурного расширения β — будем считать заданными во всем массиве горной породы.

Уравнение равновесия и уравнение состояния изотропной пористой насыщенной среды с учетом термических напряжений имеют классический вид [8]:

$$\frac{\partial \sigma_{ij}}{\partial x_j} - \rho g_i = 0,$$
$$\sigma_{ij} = K\varepsilon_{II}\delta_{ij} + 2\mu\left(\varepsilon_{ij} - \frac{1}{3}\varepsilon_{II}\delta_{ij}\right) + \left(\alpha p + 3\beta K T\right)\delta_{ij}, \quad (1)$$

где σ_{ij} — тензор упругих напряжений; p, T — давление и температура соответственно; g — ускорение свободного падения; $\mu = \frac{E}{2(1+\nu)}$ — модуль сдвига; $K = \frac{E}{(1-2\nu)}$ — модуль объемного сжатия; $\varepsilon_{ij} = \left(\frac{\partial u_i}{\partial x_j} + \frac{\partial u_j}{\partial x_i}\right)$ — тензор деформации; u — вектор смещения. Здесь напряжения и деформации имеют положительное значение при сжатии, в соответствии с принятым в рудной механике соглашением.

Важным вопросом при построении модели является постановка корректных граничных условий. Рассмотрим этот вопрос подробнее. На рисунке 1 изображен общий вид сеточной модели массива горной породы. Здесь можно выделить три различных типа границы: ω_{up} — верхняя грань, ω_{side} — набор боковых граней и ω_{down} — нижняя грань.

Верхняя грань ω_{up} чаще всего ассоциируется с дневной поверхностью. На дневной поверхности горное давление, равно как и касательные силы, равно нулю. В случае, когда верхняя грань модели не является дневной поверхностью, необходимо задать вес горной породы, которая лежит над верхней гранью. Касательные силы в этом случае также допустимо положить равными нулю. В общем виде возможно записать это граничное условие в форме:

$$t_i\Big|_{\omega_{up}} = -\sigma_{ij} n_j\Big|_{\omega_{up}} = -\partial_V n_i, \quad (2)$$

где t — вектор сил, действующих на границу; n — нормаль к границе; σ_V — вес горной

породы, лежащей над верхней гранью ω_{up} или горное давление.

Боковые грани ω_{side} также являются гранями с заданными нагрузками. Граничное условие на боковых гранях записывается в форме:

$$t_i \Big|_{\omega_{side}} = -\sigma_{ij}^{reg} n_j \Big|_{\omega_{side}}. \quad (3)$$

Здесь σ_{ij}^{reg} называется тензором регионального напряжения, который определяется физическими процессами, происходящими на масштабах, гораздо больших масштаба выделенного массива горных пород. Как правило, эти процессы обусловлены движением геологических плит. Общим местом во всех подходах является способ определения вертикального напряжения как интегрального веса горной породы на глубине z. Касательные напряжения в плоскости $x0y$ принимаются равными нулю:

$$\sigma_{zz}^{reg}(z) = \sigma_V(z) = \int_0^z \rho(z')g dz', \quad (4)$$
$$\sigma_{xz}^{reg}(z) = \sigma_{yz}^{reg}(z) = 0$$

Силы, действующие на боковые грани, далее считаем действующими в плоскости $x0y$. Соответствующий этим силам тензор напряжения можно характеризовать двумя главными значениями напряжения $\sigma_{h,H}^{reg}$, которые называются главными горизонтальными напряжениями, а также азимутом φ_H, определяющим ориентацию максимального главного напряжения в пространстве относительно направления на север.

При определении главных горизонтальных напряжений используются три наиболее распространенные модели.

1. Пропорциональное нагружение — способ, при котором горизонтальные напряжения пропорциональны горному давлению:

$$\sigma_{h,H}^{reg}(z) = k_{h,H}\sigma_V(z), \quad (5)$$

где $k_{h,H}$ — заданные константы.

2. Нагружение с заданным градиентом напряжений — способ, при котором главные горизонтальные напряжения являются линейными функциями глубины:

$$\sigma_{h,H}^{reg}(z) = \sigma_{h,H,0} + h_{h,H}(z - z_0), \quad (6)$$

где $\sigma_{h,H,0}$ — горизонтальные напряжения на определенной глубине $z = z_0$; $z=z_0$; $h_{h,H}$ — градиенты горизонтальных напряжений.

3. Модель заданной тектонической деформации — способ, при котором на границе вместо напряжений задаются деформации как линейные функции глубины, а напряжения пересчитываются по модели ограниченной деформации:

$$\sigma_{h,H}^{reg}(z) = \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_V(z) - \alpha p(z)) +$$
$$+\alpha p(z) + E'(\varepsilon_{h,H}(z) + \nu\varepsilon_{H,h}(z)),$$
$$\varepsilon_{h,H}(z) = {}^{\circ}\varepsilon_{h,H,0} + {}^{\circ}\vartheta_{h,H}(z - z_0), \quad (7)$$
$$E' = E/(1-\nu^2),$$

где $\varepsilon_{h,H,0}$ — тектонические деформации на определенной глубине $z = z_0$; $\vartheta_{h,H}$ — градиенты тектонических деформаций.

Кроме главных напряжений также задается азимут действия максимального горизонтального напряжения φ_H, после чего тензор регионального напряжения приводится к системе координат, в которой определена сетка, путем простого поворота вокруг вертикальной оси.

Наконец нижняя грань ω_{down} представляет собой абсолютно жесткий фундамент, деформация которого невозможна, по крайней мере, в нормальном направлении. Однако и тут можно рассмотреть два типа граничных условий.

1. Полное закрепление подразумевает отсутствие смещения фундамента в любом направлении:

$$u \Big|_{\omega_{down}} = 0. \quad (8)$$

2. Нормальное закрепление подразумевает отсутствие смещения фундамента в нормальном направлении и отсутствие касательных сил в продольном направлении:

$$u_z \Big|_{\omega_{down}} = 0,$$
$${}^{\circ}\sigma_{zx} \Big|_{\omega_{down}} = \sigma_{zy} \Big|_{\omega_{down}} = 0. \quad (9)$$

Технологический процесс моделирования

Процесс моделирования включает несколько стадий. Первая стадия — наращивание геологической сетки. Этот процесс необходим в первую очередь потому, что описанные граничные условия применимы на масштабах, гораздо больших масштабов моделируемого массива горной породы. Кроме того, конечный размер модели приводит к тому, что узлы и ребра становятся искусственными концентраторами напряжения, что приводит к искажению решения на достаточно большом расстоянии от этих элементов. Наращивание модели снижает влияние этих паразитных напряжений и способствует повышению точности постановки граничных условий. Далее всюду будем различать исходную или геологическую сетку и наращенную сетку (геологическую сетку с наращенной вмещающей средой).

Следующая стадия представляет собой инициализацию физических свойств. На этой стадии возможно как применение уже рассчитанных свойств в исходной области, так и пересчет модели на новой сетке с использованием одномерных скважинных моделей механических свойств и стандартных алгоритмов распространения свойств. Вмещающая среда, как правило, характеризуется отсутствием данных об упругих свойствах. Распространение свойств во вмещающей среде возможно с применением алгоритмов распространения с учетом трендов. Однако при отсутствии и такой информации возможно определение упругих свойств как средних свойств исходного массива горной породы. Такой способ позволяет избежать возникновения существенных скачков напряжений и деформаций непосредственно на границе вмещающей среды и исходной модели. Для задания областей определения материалов с постоянными свойствами в ПК «РН-СИГМА» реализован отдельный механизм.

Единственным параметром, к определению которого стоит подойти более скрупулезно, является плотность горной породы над областью исходной модели. Именно плотность будет определять величину горного давления — основного источника напряженного состояния массива горной породы. Для определения этого параметра стоит воспользоваться восстановленными в рамках построения одномерных моделей трендами плотности до поверхности.

После инициализации свойств на наращенной сетке необходимо задать распределения (кубы) порового давления и температуры. Они могут быть заданы как внешние загруженные данные на исходной сетке. В простейших случаях (линейная зависимость от глубины) эти кубы могут быть рассчитаны с использованием инструментов ПК «РН-СИГМА».

Завершающий этап — выбор граничных условий из набора, описанного выше. Необходимо отметить, что на каждом этапе может быть создано произвольное количество вариантов для моделирования. Соответственно каждый расчет представляет собой конструктор, собранный из различных вариантов инициализации физических свойств, внешних полей давления и температуры и граничных условий. Это позволяет рассчитывать несколько вариантов моделей на заданной сетке и в дальнейшем выбирать наиболее подходящий для решения поставленной задачи.

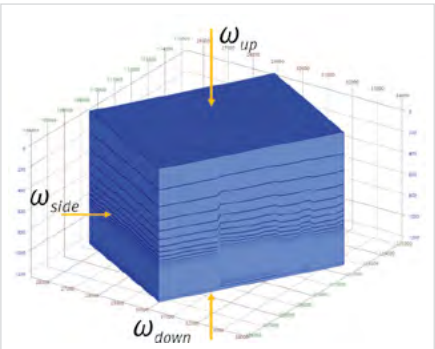


Рис. 1. Верхняя, нижняя и боковые грани сеточной модели
Fig. 1. Upper, lower and side boundaries of the model

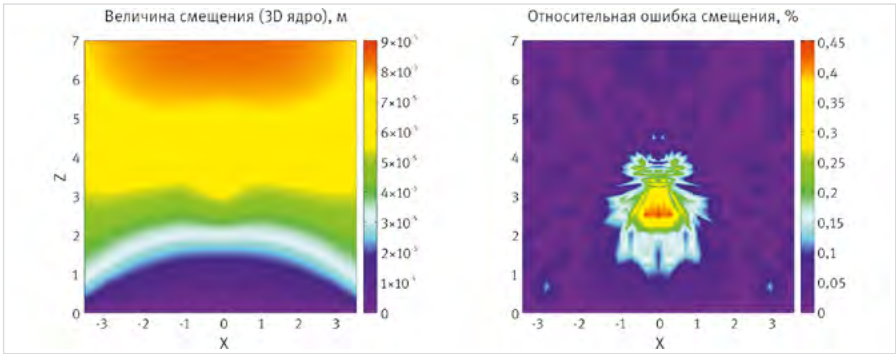


Рис. 2. Сравнение результатов расчета с ПО «ANSYS». Размерность координатных осей — метр
Fig. 2. Comparison of calculation results with ANSYS software. The dimension of the coordinate axes is a meter

Тестирование вычислительного ядра

Для решения поставленной задачи было реализовано вычислительное ядро на основании алгоритма конечно-элементного типа с использованием элементов первого порядка [8]. Вычислительное ядро было также внедрено в оболочку ПК «РН-СИГМА». Ядро работает с основным типом сеточной модели, используемой в геологическом и гидродинамическом моделировании — геометрией угловой точки. Единственное существенное требование к сеткам при конечно-элементном моделировании — это отсутствие разрывов. В случае, если исходная сетка содержит разрывы, они стыкуются на этапе наращивания вмещающей среды.

Сначала рассмотрим результаты сравнения расчетов с использованием разработанного ядра с результатами расчетов, выполненных в ПО «ANSYS». Геометрия задачи — однородный куб со стороной 7 м со сферическим включением диаметром 1 м. Куб находится под действием собственного веса, дополнительные боковые силы отсутствуют, смещение нижней грани равно нулю во всех направлениях. Свойства вмещающей среды: $E = 7$ *ГПа*, $\nu = 0{,}45$, $\rho = 2\,700$ кг/м^3; свойства включения: $E = 70$ *ГПа*, $\nu = 0{,}1$, $\rho = 2\,700$ кг/м^3, эффекты пороупругости отсутствуют. Свойства сред намеренно выбраны исключительно контрастные. Рассчитанное поле смещения и относительная разница между результатами расчетов представлена на рисунке 2. Видно, что различие между расчетами составляет не более 0,45 % во всей области.

Далее рассмотрим аналитический тест: решение задачи упругости в модели ограниченной деформации. Геометрически (рис. 3) модель представляет собой включение в форме параллелепипеда во вмещающей среде. Сечение включения в плоскости $x0y$ — квадрат со стороной 1 000 м, размер по вертикали — 20 м, верхняя грань расположена на глубине 400 м от поверхности. Свойства вмещающей среды: $E = 65$ ГПа, $\nu = 0{,}2$, $\rho = 2\,720$ кг/м^3, свойства кубического включения: $E = 15$ ГПа, $\nu = 0{,}25$, $\rho = 2\,650$ кг/м^3, пороупругие эффекты отсутствуют. Для нагружения среды использована модель заданной тектонической деформации с параметрами: $\varepsilon_H = 5\times10^{-4}$, $\varepsilon_h = 2\times10^{-4}$, $\varphi_H = -15°$. В такой постановке напряженное состояние вдоль линии, проходящей через центр, описывается аналитическим решением (7). Результаты сравнения компонент главных напряжений, рассчитанных по аналитической модели, а также с использованием ПК «РН-СИГМА» и одного из промышленных аналогов (ПО «Petrel Geomechanics», «VISAGE»), приведены на рисунке 4. Можно отметить хорошую сходимость решения к результатам аналитического решения, ошибка составляет порядка 5 %. Кроме того, видно, что отличия результатов расчета от аналитического решения для обоих вариантов симуляторов находятся на одном уровне и качественно повторяют поведение друг друга. Различие результатов решения задачи между собой также находится на достаточно низком уровне ~2–3 % в сравнении с аналитическим решением.

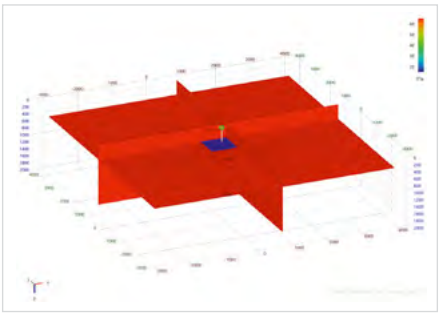


Рис. 3. Модель вмещающей среды с включением. Через центр проходит тестовая вертикальная скважина
Fig. 3. Model of the host medium with inclusion, a test vertical well passes through the cente

Моделирование участка месторождения

Применение 3D геомеханического моделирования особенно актуально в двух случаях: формации с высококонтрастными свойствами по латерали и существенное отличие геометрии пластов от плоскопараллельного чередования слоев, например, вызванное наличием разломов. Возможность выполнения расчетов на таких моделях представляет особенный интерес. Поэтому для верификации на реальных данных был выбран один из участков пласта ПК-1 Верхнепокурской подсвиты Северо-Комсомольского месторождения. Данные отложения представлены рыхлыми песками и слабосцементированными песчаниками с многочисленными тонкослоистыми и часто прерывистыми прослоями глинистых пород. Отдельные пропластки характеризуются наличием включений с высоким контрастом механических свойств. Кроме того, выбранный участок пересекает несколько разломов.

При построении 3D геомеханической модели целевых отложений был выполнен ряд шагов: проанализированы результаты керновых исследований, данные геофизических исследований (ГИС), включая специальный комплекс, результаты исследований на предварительной стадии операции гидроразрыва пласта (мини-ГРП), а также данные бурения. В результате выбраны три опорные скважины с максимальным набором данных для построения 1D геомеханических моделей. Калибровка исходных 1D геомеханических моделей выполнена на данные мини-ГРП и зафиксированные буровые события. Оценка порового давления в опорных скважинах получена на основе интерпретации данных гидродинамического каротажа. В качестве модели напряженного состояния для 1D-расчета была выбрана модель с тектонической деформацией. Значения главных тектонических деформаций оценены посредством калибровки профиля минимального горизонтального напряжения на данные о давлении смыкания по мини-ГРП и составили: $\varepsilon_h = 1\times10^{-4}$, $\varepsilon_H = 2\times10^{-4}$. Коэффициент Био α по результатам адаптации принят равным 0,9 в интервалах песчаника и 1 в интервалах глин. В целом соответствие построенных 1D геомеханических моделей с имеющимися калибровочными данными оценено как высокое.

На основе действующей геологической модели в пределах зон целевых кустовых площадок построены секторные 3D геомеханические модели механических свойств согласно описанной выше последовательности действий. Сначала выполнено наращивание модели вверх до дневной поверхности, вниз до заданной глубины (1 200 м) и в горизонтальной плоскости по 200 м с каждой стороны. Далее для исключения негативного влияния сетки на результаты численного моделирования проведен тест на однородном материале. После этого выполнено распространение механических свойств пород на основе интерполяционных алгоритмов и с учетом действующей литолого-фациальной модели целевых отложений. В качестве вмещающей среды выбрана среда со свойствами, близкими к средним свойствам целевого объекта. Далее рассчитан куб начального пластового давления. На финальном шаге выполнен расчет напряженно-деформированного состояния пласта и проведена калибровка 3D геомеханической модели на результаты 1D геомеханического моделирования опорных скважин. На рисунке 5 приведен пример расчета модели выбранного участка (куб минимального горизонтального напряжения).

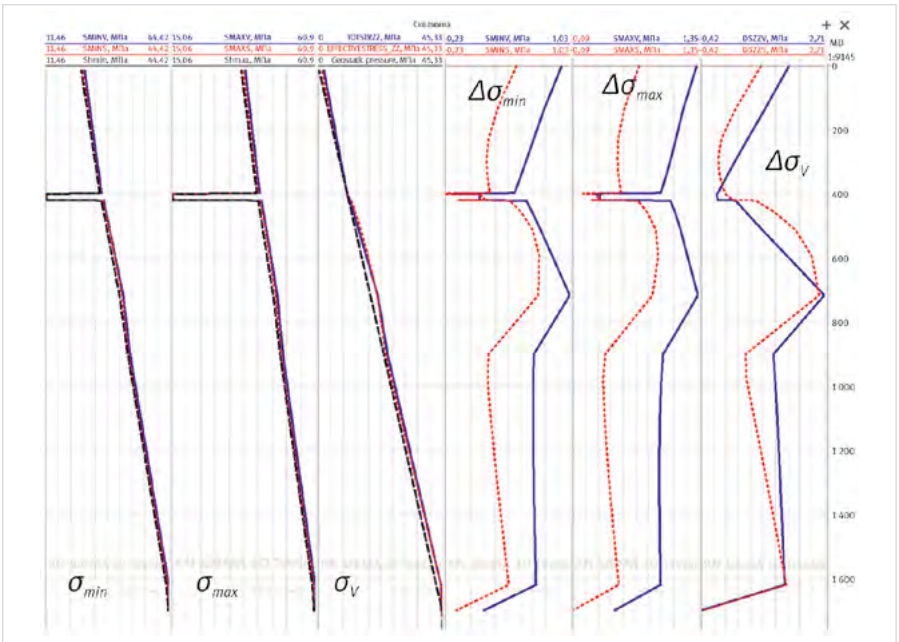


Рис. 4. Результаты сравнения с аналитическим решением и ПО Visage:
- - - - - — аналитическое решение, - - - - — новое вычислительное ядро; —— — ПО Visage
Fig. 4. The results of comparison with the analytical solution and Visage software solution:
- - - - - – analytical solution; - - - - – new computing core; —— – Visage software solution

На рисунке 6 приведен результат верификации главных напряжений для моделируемого сектора: сравнение результатов 3D- и 1D-моделирования для одной из опорных скважин. По результатам расчетов калибровка прошла успешно: данные 1D и 3D хорошо соотносятся между собой, различие в расчетах не превышает 10 %. Исключение составляет плотный прослой в нижней части коллектора. Это связано с двумя причинами. Во-первых, данный прослой в модели не представлен отдельным слоем, следовательно, его механические свойства смешаны с выше- и нижележащими интервалами. Во-вторых, анализ геологической модели показывает, что плотные прослои на данном участке не являются протяженными, следовательно, одномерные модели не могут адекватно описывать напряжения в них.

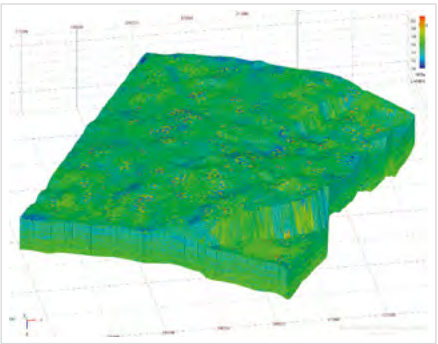


Рис. 5. Результаты численного моделирования напряженно-деформированного состояния пласта на примере одного из секторов (куб минимального горизонтального напряжения)
Fig. 5. The results of numerical simulation of the stress-strain state of the reservoir on the example of one of the sectors (cube of minimum horizontal stress)

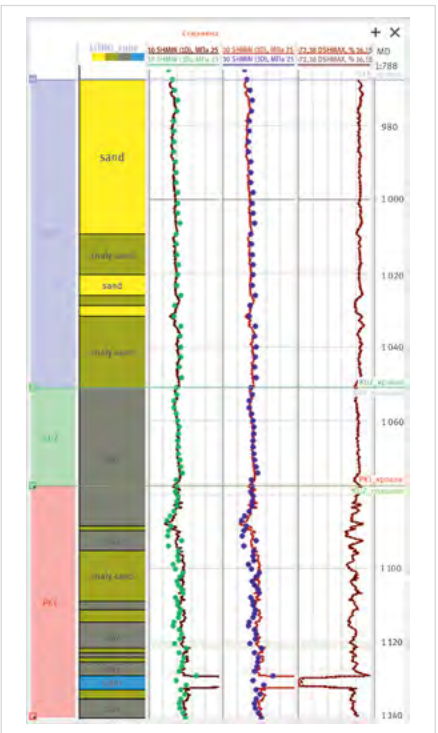


Рис. 6. Результаты калибровки 3D геомеханической модели целевого сектора по одной из скважин
Fig. 6. Calibration results of a 3D geomechanical model of the target sector for one of the wells

Общий размер модели составляет примерно 1,8 млн ячеек (137×106×126), размер ячеек — 100×100 м. Время расчета модели — порядка 18 минут на современном персональном компьютере (процессор Intel i7-8700 с частотой 3,2 ГГц, оперативная память 32 Гб).

Результаты выполненной работы по расчету 3D ГМ в настоящее время используются для геомеханического сопровождения бурения отложений пласта ПК-1, а также перекрывающих глинистых отложений Березовской и Кузнецовской свит. На основе 3D-модели построены предбуровые модели устойчивости ствола скважин: выданы рекомендации по статической плотности бурового раствора и предельно допустимой эквивалентной циркуляционной плотности раствора, определены основные зоны нестабильности ствола скважин и зоны возможных поглощений раствора. Всего за период 2022 года предбуровые модели построены для 44 скважин. По результатам бурения выполняется постбуровой анализ: на основе фактических данных ГИС имеющиеся предбуровые модели проверяются на корректность. Выполненные расчеты устойчивости ствола на основе данных 3D и на основе фактических данных ГИС, записанных во время бурения, показывают, что в целом по разрезу обе модели дают удовлетворительную сходимость с фактическими данными кавернометрии за исключением локальных пропластков. Также результаты 3D ГМ будут использованы в качестве основы для расчетов в рамках двунаправленной 4D ГМ для оценки влияния геомеханических эффектов на фильтрационные процессы в пласте при эксплуатации скважин.

Итоги

В результате настоящего исследования разработано вычислительное ядро для расчета напряженно-деформированного состояния массива горной породы. Для верификации работы вычислительного ядра ПК «РН-СИГМА» было проведено тестирование. Основные тесты — это аналитический тест, сравнение с результатами расчета в ПО «ANSYS» и результатами расчета «Petrel Geomechanics». Все проведенные тесты показали хорошее соответствие расчетов с достаточной для практического применения точностью.

Выводы

Разработанное ядро позволяет выполнять расчеты напряжений и деформаций массива породы в упругой постановке. Спектр возможных граничных условий полностью соответствует мировым практикам.

Интеграция вычислительного ядра в программный интерфейс ПК «РН-СИГМА» позволяет выполнять практически значимые расчеты. В работе приведен пример расчета геомеханической модели участка пласта ПК-1 Верхнепокурской подсвиты Северо-Комсомольского месторождения, обладающего сложным строением как с точки зрения геометрии, так и с точки зрения вариации механических свойств. Результат моделирования позволил построить предбуровые модели устойчивости для 44 скважин. По данным фактического бурения наблюдается удовлетворительная сходимость с фактическими данными. Кроме того, в дальнейшем планируется использовать полученную 3D-модель в качестве входных данных для построения 4D ГМ.

Ближайшие перспективы развития программного комплекса включают сопряжение геомеханики и гидродинамики — 4D геомеханическое моделирование. Данный способ позволит решать более широкий диапазон задач, включая задачи прогнозирования кинжальных прорывов в слабосцементированных коллекторах, мониторинга разломов и ряд других. Также планируется расширение функционала 3D-моделирования, включающее задачи оценки возникновения зон пластического деформирования, а также эволюции зон выноса песка.

Литература

1. Поляков Д.А., Павлов В.А., Морева В.А., Ельсов П.В., Самойлов М.И., Нечаев А.С. Новый подход к внедрению результатов геомеханического моделирования в производственные процессы добывающих обществ ПАО «НК «Роснефть» // Экспозиция Нефть Газ. 2021. № 6. С. 47–50.
2. Gupta J.K., Zielonka M.G., Albert R.A., Wadood E.R., Burnham H.A., Nancy H.C. Integrated methodology for optimizing development of unconventional gas resources. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, February 2012, SPE-152224-MS. (In Eng).
3. Ghabezloo S., Sulem J., Guedon S., Martineau F. Effective stress law for the permeability of a limestone. International journal of rock mechanics and mining science, 2008, Vol. 46, issue 2, P. 297–306. (In Eng).
4. Павлов В.А., Лапин К.Г., Гаврись А.С., Иванцов Н.Н., Волгин Е.Р., Торопов К.В. Оценка влияния геомеханических эффектов на изменение фильтрационно-емкостных свойств в условиях слабосцементированного коллектора // Территория Нефтегаз. 2019. № 10. С. 46–52
5. Yang X., Pan Y., Fan W., Huang Y., Zhang Y., Wang L., Wang L., Teng Q., Qiu, K., Feng S. Case Study: 4D Reservoir Geomechanics Simulation of an HP/HT Naturally Fractured Reservoir. SPE Journal, 2018, Vol. 23, issue 5, P. 1518–1538. (In Eng).
6. Мальцев В.В., Асмандияров Р.Н., Байков В.А., Усманов Т.С., Давлетбаев А.Я. Исследование развития трещин автоГРП на опытном участке Приобского месторождения с линейной системой разработки // Нефтяное хозяйство. 2012. № 5. С. 70–73.
7. Давлетбаев А.Я., Байков В.А., Бикбулатова Г.Р., Асмандияров Р.Н., Назаргалин Э.Р., Слабецкий А.А., Сергейчев А.В., Нуриев Р.И. Промысловые исследования по изучению самопроизвольного развития техногенных трещин в нагнетательных скважинах. Российская техническая конференция и выставка SPE по разведке и добыче нефти и газа. 14–16 октября 2014. Москва. SPE-171232-MS.
8. Coussy O. Poromechanics. Wiley, 2004, P. 298. (In Eng).
9. Зенкевич О., Морган К. Конечные элементы и аппроксимация. М.: Мир, 1986. С. 318.

Results

As a result of this work, a computational core has been developed for calculating the stress-strain state of a rock mass. Testing was carried out to verify new computing core of the RN-SIGMA software. The main tests are an analytical test, a comparison with the calculation results in the ANSYS software and the calculation results of Petrel Geomechanics software. All the tests performed showed a good correspondence of calculations with sufficient accuracy for practical application.

Conclusions

The developed core allows performing calculations of stresses and strains of the rock mass in an elastic formulation. The range of possible boundary conditions fully corresponds to world practices.

The integration of the computing core into the software interface of the RN-SIGMA software allows you to perform practically significant calculations. The paper provides an example of calculating a geomechanical model of a section of the PK-1 formation of the Verkhnepokurskaya substructure of the Severo-Komsomolskoye field, which has a complex structure, both meaning geometry and variation of mechanical properties. The simulation result allowed us to build pre-drilling stability models for 44 wells. According to the actual drilling data, there is a satisfactory convergence with the actual data. In the nearest future we plan to use the resulting 3D model as input data for building a 4D geomechanical model. The nearest prospects for the development of the software package include the interface of coupled geomechanics and hydrodynamics – coupled 4D modeling. This method will allow solving a wider range of tasks, including predicting dagger breakthroughs in weakly cemented reservoirs, monitoring faults, and a number of other problems. We also plan to expand the functionality of 3D modeling, including the problem of formation of plastic deformation zones, as well as the evolution of sanding zones.

References

1. Polyakov D.A., Pavlov V.A., Moreva V.A., Elsov P.V., Samoilov M.I., Nechaev A.S. A new approach to the implementation of the results of geomechanical modeling in the production processes of the Production Companies of "NK "Rosneft" PJSC. Exposition Oil Gas, 2021, issue 6, P. 47–50. (In Russ).
2. Gupta J.K., Zielonka M.G., Albert R.A., Wadood E.R., Burnham H.A., Nancy H.C. Integrated methodology for optimizing development of unconventional gas resources. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, The Woodlands, Texas, USA, February 2012, SPE-152224-MS. (In Eng).
3. Ghabezloo S., Sulem J., Guedon S., Martineau F. Effective stress law for the permeability of a limestone. International journal of rock mechanics and mining science, 2008, Vol. 46, issue 2, P. 297–306. (In Eng).
4. Pavlov V.A., Lapin K.G., Gavris A.S., Ivantsov N.N., Volgin E.R., Toropov K.V. Estimation of influence of geomechanical effects on change of formation reservoir properties in conditions of slightly cemented. Oil and gas territory, 2019, issue 10. P. 46–52. (In Russ).
5. Yang X., Pan Y., Fan W., Huang Y., Zhang Y., Wang L., Wang L., Teng Q., Qiu, K., Feng S. Case Study: 4D Reservoir Geomechanics Simulation of an HP/HT Naturally Fractured Reservoir. SPE Journal, 2018, Vol. 23, issue 5, P. 1518–1538. (In Eng).
6. Maltsev V.V., Asmandiyarov R.N., Baikov V.A., Usmanov T.S., Davletbaev A.Ya. Testing of auto hydraulic-fracturing growth of the linear oilfield development system of priobskoye oil field. Oil Industry, 2012, issue 5, P. 70–73. (In Russ).
7. Davletbaev A.Ya., Baykov V.A., Bikbulatova G.R. et al. Field studies of spontaneous growth of induced fractures in injection wells. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition October 14–16, 2014, Moscow, SPE-171232-MS. (In Russ).
8. Coussy O. Poromechanics. Wiley, 2004, P. 298. (In Eng).
9. Zienkiewicz O., Morgan K. Finite elements and approximation. Moscow: Mir, 1986. P. 318. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ардисламова Диана Рамилевна, руководитель сектора сопровождения геомеханических моделей, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Давлетова Алия Рамазановна, главный специалист аналитического отдела, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Закирзянов Шамиль Ильнарович, ведущий специалист отдела разработки проектов геомеханики и ГРП, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Федоров Александр Игоревич, к.ф.-м.н., эксперт аналитического отдела, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: fedorovai-ufa@bnipi.rosneft.ru

Шамсутдинова Елена Радиковна, главный специалист отдела разработки проектов геомеханики и ГРП, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Пестриков Алексей Владимирович, менеджер департамента научно-технических разработок и инноваций, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Судеев Игорь Владимирович, менеджер департамента разработки месторождений, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Хакимов Айнур Альбертович, ведущий специалист отдела геологического сопровождения бурения скважин, ООО «СевКомНефтегаз», Губкинский, Россия

Абушаев Радик Наильевич, главный специалист отдела геологического сопровождения бурения скважин, ООО «СевКомНефтегаз», Губкинский, Россия

Ardislamova Diana Ramilevna, head of the geomechanical models support sector, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia

Davletova Aliya Ramazanovna, chief specialist of the analytical department, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia

Zakirzianov Shamil Ilnarovich, leading specialist of the geomechanics and hydraulic fracturing project development department, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia

Fedorov Alexander Igorevich, ph.d. of physico-mathematical sciences, expert of the analytical department, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: fedorovai-ufa@bnipi.rosneft.ru

Shamsutdinova Elena Radikovna, chief specialist of the geomechanics and hydraulic fracturing project development department, "RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia

Pestrikov Aleksey Vladimirovich, manager of the department of scientific and technical developments and innovations, "NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia

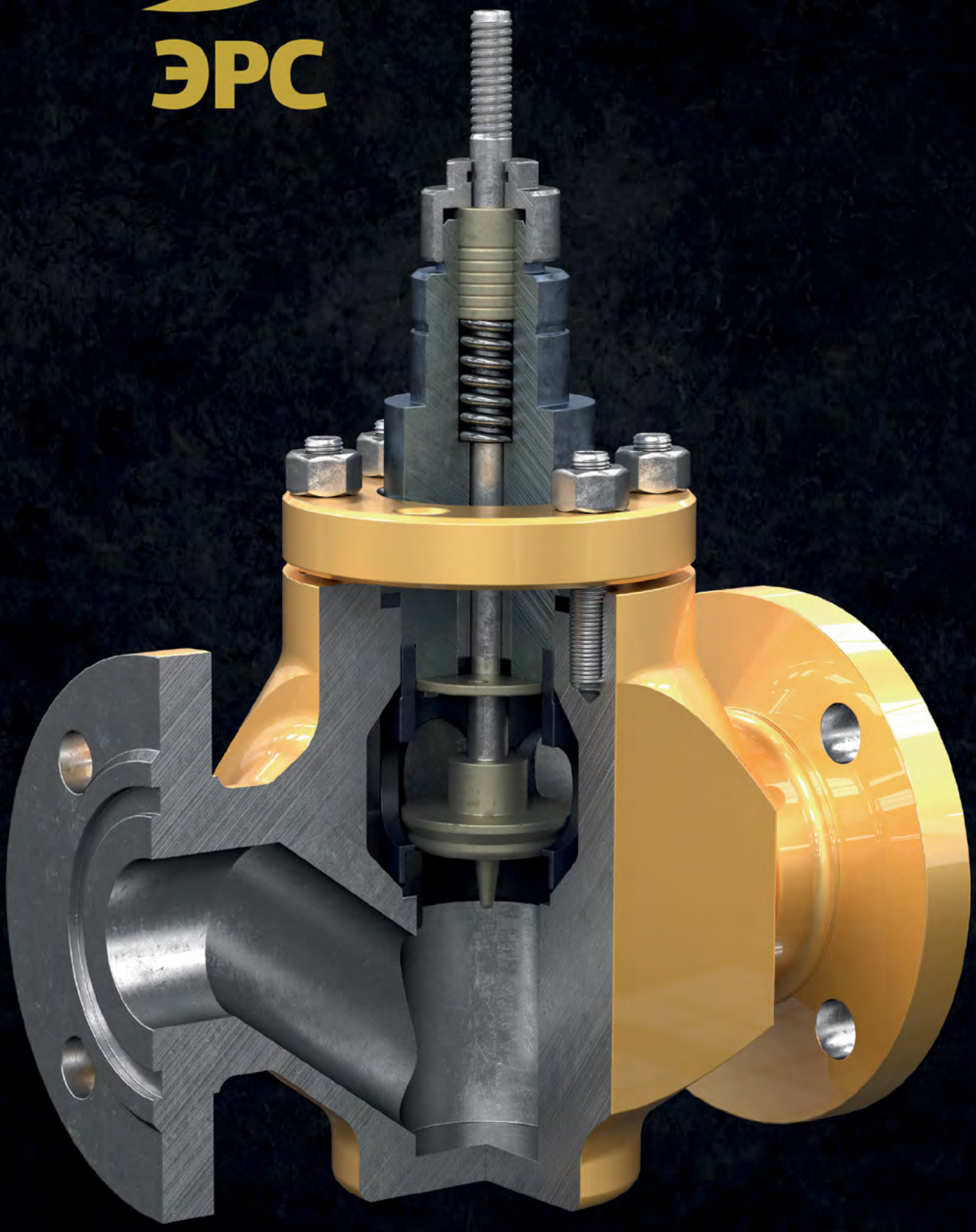
Sudeev Igor Vladimirovich, manager of the field development department, "NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia

Hakimov Aynur Albertovich, leading specialist of the department of geological support of well drilling, "SevKomNeftegas" LLC, Gubkinsky, Russia

Aboushaev Radik Nailievich, chief specialist of the department of geological support of well drilling, "SevKomNeftegas" LLC, Gubkinsky, Russia

ЭРС

ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩАЯ АРМАТУРА



Виды исполнения

МАРКИ СТАЛИ

Ст20, 09Г2С, 12Х18Н10Т, 20ЮЧ, 13ХФА, 10Х17Н13М2Т и другие марки стали

ДЛЯ ТЕМПЕРАТУРЫ РАБОЧЕЙ СРЕДЫ

от –200 до +650 °С

ДЛЯ ТЕМПЕРАТУРЫ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

от –60 до +70 °С

ПРОПУСКНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

- Линейная
- Равнопроцентная расширенный диапазон регулирования

Ключевые определения надёжности клапанов

РАЗГРУЖЕННАЯ КОНСТРУКЦИЯ

Позволяет сбалансировать давление, воздействующее на плунжер (для этого применяется плунжер с отверстиями, уравновешивающими давление среды на торцы плунжера с обеих сторон).

УВЕЛИЧЕННЫЙ РЕСУРС И БЕЗОТКАЗНОСТЬ

Разгруженная конструкция снижает требования к усилию привода для регулирования/отсекания среды. Поэтому уменьшается нагрузка на шток клапана и плунжер в нижней точке, а ресурс и безотказность клапана увеличиваются – ЭРС 6 2Х.

БЫСТРОСЪЁМНАЯ КОНСТРУКЦИЯ ДРОССЕЛЬНОГО УЗЛА

Максимально уменьшает время обслуживания клапана, которое можно производить вне заводских условий. Замена прокладок, уплотняющих элементов, элементов дроссельного узла не требует демонтажа клапана с трубопровода.

АНТИКАВИТАЦИОННАЯ И АНТИШУМОВАЯ КОНСТРУКЦИИ

Антикавитационная ЭРС 6 3Х и антишумовая ЭРС 6 4Х конструкции обеспечивают уменьшение уровня шума при работе, а также сводят к минимуму образование условий для кавитации, что уменьшает износ дроссельного узла и увеличивает ресурс клапана (путём снижения воздействия среды на дроссельный узел и полость клапана).

Остальные технические характеристики

Тип привода	Пневматический привод Электропривод Ручной привод (предусмотрена конструкция ручного дублирования)
Безопасное положение	Нормально открытый Нормально закрытый Сохранение положения при потере управляющего/питающего сигнала
Класс герметичности	IV — по ГОСТ 54808-2011 В, А — по ГОСТ 54808-2011
Тип присоединения к трубопроводу	Фланцевое Под приварку Муфтовое

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-46-51 УДК 550.8.052 I Научная статья

Адаптация методических рекомендаций по оценке геологических рисков на примере территории юго-востока ЯНАО

Левкович О.С.[1], Михеев Ю.В.[1], Фищенко А.Н.[1], Сокольникова А.А.[1], Сидоров Д.А.[1], Снохин А.А.[2], Хисматуллина Л.И.[2]
[1]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [2]ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия
oslevkovich@tnnc.rosneft.ru

Аннотация
Эффективность поискового бурения во многом определяет экономические перспективы развития территории. При проведении поисково-разведочных работ на нефть и газ компании стремятся снизить получение отрицательных результатов (30–40 %) — и для этого выполняют оценку геологической неопределенности и применяют различные методы учета геологических рисков. Согласно современным представлениям под геологическим риском понимается вероятность отрицательного результата при поисках месторождения на участке исследования. Обратная величина геологического риска — это коэффициент успешности разведки.

Материалы и методы
В основу работы положены результаты геофизических, литологических, петрофизических исследований, а также результаты бассейнового моделирования. Оценка геологических рисков проводилась по 2 400 перспективным объектам.

Ключевые слова
Западная Сибирь, юго-восток ЯНАО, геологический риск, флюидоупор, фации, залежь, миграция, нефтегазоматеринские породы, ресурсный потенциал УВ

Для цитирования
Левкович О.С., Михеев Ю.В., Фищенко А.Н., Сокольникова А.А., Сидоров Д.А., Снохин А.А., Хисматуллина Л.И. Адаптация методических рекомендаций по оценке геологических рисков на примере территории юго-востока ЯНАО // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 46–51. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-46-51

Поступила в редакцию: 25.04.2023

UDC 550.8.052 I Original Paper

Adaptation of methodological recommendations for assessing geological risks on the example of the territory of the South-East of the Yamalo-Nenets Autonomous District

Levkovich O.S.[1], Mikheev Yu.V.[1], Fishchenko A.N.[1], Sokolnikova A.A.[1], Sidorov D.A.[1], Snokhin A.A.[2], Hismatullina L.I.[2]
[1]"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, [2]"Kynsko-Chaselsky Neftegas" LLC, Tyumen, Russia
oslevkovich@tnnc.rosneft.ru

Abstract
The efficiency of exploratory drilling largely determines the economic prospects for the development of the territory. When conducting prospecting and exploration for oil and gas, companies strive to reduce the negative results (30–40 %), and for this purpose they perform an assessment of geological uncertainty and various methods of accounting for geological risks. According to modern concepts, geological risk is understood as the probability of a negative result when searching for a deposit at the research site. The inverse value of geological risk is the success rate of exploration.

Materials and methods
The work is based on the results of geophysical, lithological, petrophysical studies, as well as the results of basin modeling. The assessment of geological risks was carried out for 2 400 promising objects.

Keywords
Western Siberia, south-east of the Yamalo-Nenets Autonomous District, geological risk, fluid stress, facies, deposit, migration, oil and gas mother rocks, hydrocarbon resource potential

For citation
Levkovich O.S., Mikheev Yu.V., Fishchenko A.N., Sokolnikova A.A., Sidorov D.A., Snokhin A.A., Hismatullina L.I. Adaptation of methodological recommendations for assessing geological risks on the example of the territory of the South-East of the Yamalo-Nenets Autonomous District. Exposition Oil Gas, 2023, issue 3, P. 46–51. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-46-51

Received: 25.04.2023

Введение

Достоверная оценка ресурсного потенциала новых объектов углеводорода (УВ) является важнейшим фактором, влияющим на успех поисково-оценочного бурения. Для повышения достоверности одной из основных задач, стоящих перед геологами на разных этапах геолого-разведочных работ, является определение геологических рисков. Геологический риск влияет на величину ресурсного потенциала нефтегазоперспективной зоны и принятие решения по выделению перспективных объектов (ловушек) и выполнению производственных поисковых работ.

Согласно современным представлениям под геологическим риском понимается вероятность отрицательного результата при поисках месторождения на участке исследования [1]. Обратная величина геологического риска — это вероятность открытия залежи.

Анализ геологических рисков представляет собой количественную оценку вероятности существования факторов, критичных для формирования и сохранности залежи углеводородов. Данная оценка должна учитывать всю накопленную информацию об объекте и может уточняться по мере доизучения или поступления новой геолого-геофизической информации.

В ПАО «НК «Роснефть» разработаны методические рекомендации по анализу рисков геолого-разведочных проектов, которые применяют при оценке ресурсного потенциала поисковых объектов и расчете ожидаемой экономической эффективности. Методика применима для системы «пласт», то есть ориентирована на более детальные геологические модели. В связи с объемными данными по региональной работе, в которой рассмотрены продуктивные комплексы (комплекс включает в себя несколько продуктивных пластов), возникла необходимость адаптировать методику геологических рисков, которая была реализована в рамках региональных работ по территории юго-восточной части Ямало-Ненецкого автономного округа.

На основе региональных исследований, реализованных в 2019–2021 гг., была осуществлена оценка геологических рисков для поисковых объектов. Риск — вероятность невозникновения (позитивного) события.

Для повышения эффективности работы по оценке ресурсной базы авторами адаптирован и автоматизирован методический подход по анализу рисков региональных геолого-разведочных проектов. Предложенный вариант рекомендован для выделенных объектов как для севера Западной Сибири, так и нефтегазоносных территорий в целом. Особенностью данного подхода является возможность оценивать ресурсный потенциал больших территорий при большом количестве выделенных объектов с целью определения наиболее перспективных зон для проведения работ по детализации геологической модели.

Обзор и объем исследований

Исследуемая территория находится в юго-восточной части Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, охватывает восточную часть Пуровского, южную часть Тазовского и Красноселькупский районы (рис. 1). Согласно схеме нефтегазогеологического районирования (Шпильман В.И., 2010 г.), исследуемая территория располагается в Тазовском, Мангазейском, Харампурском, Толькинском нефтегазоносных районах Пур-Тазовской нефтегазоносной области. С запада охватывает частично Надым-Пурскую НГО, с востока — Елогуй-Туруханскую НГО. На территории открыто 52 месторождения УВС: 15 — нефтяных, 2 — газонефтяных, 9 — газоконденсатных, 26 — нефтегазоконденсатных. Продуктивность установлена в отложениях: тюменской, сиговской, яновстанской свит юрского возраста, мегионской, заполярной, ереямской свит нижнемелового возраста, покурской, кузнецовской, березовской верхнемелового возраста. Пробурено более 900 поисково-оценочных и разведочных скважин.

Участок работ расположен в пределах Ямало-Тазовской мегасинеклизы (структура субрегионального порядка), Надым-Тазовской синеклизы (надпорядковые структуры), Русско-Часельского пояса мегавалов, с востока — Маковско-Артютинского пояса моноклиналей, на юге — Верхнеаганско-Толькинского пояса мегапрогибов и Каралькинско-Ажарминского пояса мегавалов.

Для оценки ресурсной базы использовались данные результатов региональных работ (карты тектонического районирования, структурные построения, литолого-фациальный анализ, палеогеографические карты, карты эффективных толщин, карты пористости, данные государственного баланса УВС) [2–7].

Для оценки вероятности существования события на исследуемой территории отстроено более 140 карт по каждому выделенному продуктивному комплексу (32 комплекса), это карты рисков: по фациям, вторичным изменениям коллектора, существования замкнутого контура, флюидоупоров, наличия зрелости нефтегазоматеринских пород (НГМП), генерации и миграции, сохранности залежи с учетом разломной тектоники. По продуктивным комплексам получены итоговые карты вероятности геологической успешности. Выполнен вероятностный расчет ресурсной базы с последующим ранжированием объектов.

Методика

Методические указания по анализу рисков геолого-разведочных проектов устанавливают единый подход по выполнению вероятностной оценки ресурсного потенциала, оценке геологических рисков, с целью ранжирования геолого-разведочных проектов и выделения наиболее перспективных направлений поиска и разведки [2, 8–12].

Оценка вероятности геологической успешности выполнена по семикомпонентной системе, согласно методическим рекомендациям по анализу рисков геолого-разведочных работ. Это вероятности: распространения фаций, сохранности фильтрационно-емкостных свойств, существования замкнутого контура, существования флюидоупора, существования и достаточной зрелости нефтегазоматеринской толщи, оптимального времени реализации нефтегазоматеринского потенциала и пути миграции.

Вероятность геологического успеха (Pg) оценивается путем перемножения этих семи компонентов. Для определения степени возможности используется шкала от 0 до 1 (или в процентах от 0 до 100 %). То есть при риске 0 вероятность открытия залежи (месторождения) равна 100 %, при риске 1 — открытие залежи (месторождения) невозможно.

Данный способ в методических рекомендациях подразумевает детальное рассмотрение каждого объекта по каждому элементу семикомпонентной системы. Для региональных

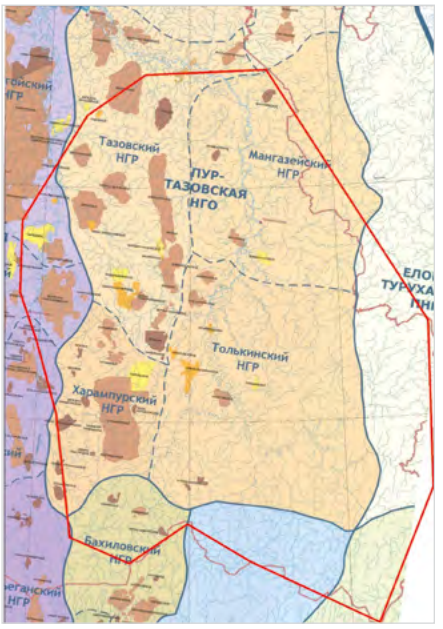


Рис. 1. Выкопировка из схемы нефтегеологического районирования Западно-Сибирской НГП (ГП «НАЦ РН им. В.И. Шпильмана», 2010 г.)
Fig. 1. A copy from the scheme of oil and geological zoning of the West Siberian NGP (SE "National Research Institute named after V.I. Shpilman", 2010)

работ с большим количеством выделенных объектов (сотни, тысячи) это требует больших временных и ресурсных трудозатрат. В связи с этим оценка ресурсного потенциала большого количества объектов выполнена с помощью построения карт геологических рисков по каждому элементу углеводородной системы. На основании полученных карт по комплексам создана интегрированная карта риска (сумма всех карт вероятности геологического успеха), что позволило ранжировать территорию в целом.

На территории исследований выделено более 2 400 перспективных ловушек структурного и структурно-литологического типа. В связи с наличием большого массива данных, полученных в процессе выполнения региональной работы, а также большого количества выделенных объектов целесообразна адаптация методики, что позволит оценить ресурсный потенциал территории исследования, не рассматривая каждый объект в отдельности.

Объекты выделены автоматически в программном продукте по максимальной оконтуривающей изогипсе. На основе анализа коэффициента заполнения открытых залежей были собраны статистические данные по тектоническим элементам (учет крупных структур надпорядковых и порядковых), нефтегазоносности (приуроченность к нефтегазоносному району, учет плотности геологических ресурсов), пластовым объектам. По результатам анализа был применен дифференцированный подход к принимаемым условным подсчетным уровням (УПУ) с разделением на группы пластов. Автоматически в ПО рассчитывалась площадь объектов, соответствующая коэффициенту заполнения резервуара. На основе анализа статистики этот объем соответствует наиболее вероятному значению ожидаемого заполнения структуры углеводородами (табл. 1).

Подсчет ресурсов УВ производился вероятностным методом с учетом геологических рисков.

Согласно методическим рекомендациям, вероятность геологической успешности оценивается согласно выражению (1):

$$Pg = P1a \times P1b \times P2a \times P2b \times P3a \times P3b \times P4, \quad (1)$$

где Pg — вероятность геологического успеха, P — вероятность события.

По каждой составляющей семикомпонентной системы были построены карты рисков. В случае если карта не строилась, принимался единый коэффициент риска для всей площади (например риски по вторичным изменениям зависят от глубины — и на небольших глубинах риск был принят единым коэффициентом). Карта вероятности существования структуры являлась единой для всех комплексов (зависит от плотности изученности). Часть карт вероятности соответствовала нескольким комплексам (сохранность залежи, НГМП, миграция). В зонах с низкой изученностью риски были увеличены. Карты по каждому комплексу могут быть использованы для получения значения риска в любой точке территории.

Табл. 1. Коэффициенты заполнения, принятые для расчета площадей перспективных объектов
Tab. 1. Fill coefficients used to calculate the areas of prospective objects

Пласты	Кзап	Кзап, принятый для расчета ресурсов
ПК1-12+Т+Бер	0,9	0,9
ПК17-22	0,7	0,7
АС	0,9	0,9
БС	0,6	0,6
БВ	0,8	0,8
ЯН	0,3	0,7
Ю1-0	0,8	
Ю1	0,7	
Ю2-3	0,8	
Ян+Ю1+Ю2-3	0,7	
Ю4 – Ю12	н/д	0,7

Рассмотрим вероятности существования факторов, влияющих на геологический успех.

Вероятность существования пород-коллекторов выполняется через оценку обстановок осадконакопления и качества коллектора. Вероятность распространения фаций ($P1a$), обладающих емкостным потенциалом, определена по результатам построения палеогеографических обстановок, учитывалась зона ограниченных данных. Каждой палеогеографической зоне осадконакопления было присвоено значение вероятности встречи коллектора в данной области. С этой целью была проанализирована статистика по данным эффективных толщин и коэффициентов песчанистости по каждой обстановке осадконакопления. Вероятность благоприятных условий накопления пород-коллекторов, в таких как проксимальная часть фронта дельт, предполагаемые барьерные острова, аккумулятивные тела в шельфе, составляет 90 %, то есть риск невозникновения составляет 10 %.

Вероятность сохранности первичных фильтрационно-емкостных свойств ($P1b$) устанавливалась в зависимости от глубины кровли перспективного комплекса.

В процессе своего погружения увеличиваются температуры и давления, поэтому породы-коллекторы претерпевают существенные изменения [13]. В целом породы подвергаются уплотнению и цементации, что уменьшает их поровое пространство и ухудшаются коллекторские свойства. Для каждого диапазона значений (глубины залегания) устанавливалась своя шкала вероятности.

Вероятность существования замкнутого контура ($P2a$) определялась на основе сейсморазведочных данных. Для построения карты рисков применялся следующий подход: строилась карта плотности сейсмических профилей 2D по шагу сетки 5 000×5 000 м (при этом использовались сейсмические профили 2D и зона съемки 3D); площади съемки 3D приняты со значением вероятности 0,9; зоны отсутствия сейсмического материала (восточная и юго-западная территории) приняты с риском 0,5 (50 %), что соответствует вероятности либо наличия, либо отсутствия замкнутого контура). Зоны с плотностью менее 1 пог. км/км^2 приняты со значением вероятности 0,6. Данный подход применялся только для построения карты риска существования замкнутого контура (необходима для итоговой карты), в расчете ресурсов использовалась методика, учитывающая амплитуду и погрешность структурных построений.

Вероятность существования флюидоупора ($P2b$) оценена на основе схем качества флюидоупоров, которые были построены на основании данных толщины покрышки, значения Альфа ПС покрышки (характеризует литологию (глинистость) коллектора: в чистых глинистых пластах, параметр Альфа ПС равен нулю, а в чистом песчанике — единице). По качеству региональных покрышек ранжировались риски.

Для оценки вероятности миграции ($P3a$), наличия и зрелости НГМТ ($P3b$) создана концептуальная модель, реализация которой оценена с помощью бассейнового моделирования. Полученная модель позволяет оценить риски по зрелости нефтегазоматеринских пород и миграции углеводородов. Оценку вероятности миграции проводили на основании расстояния от очага генерации УВ исследуемых объектов и времени формирования ловушки. В модели учтены: сейсмогеологический каркас, тектоника, геохимические исследования (пиролиз, изотопный анализ, хроматомасспектрометрия), температурные данные (отражательная способность витринита, термометрия по скважинам, эрозионные процессы), палеографические обстановки [14, 15].

При оценке вероятности сохранности залежи ($P4$) ориентировались на данные по разломной тектонике. Предполагается, что

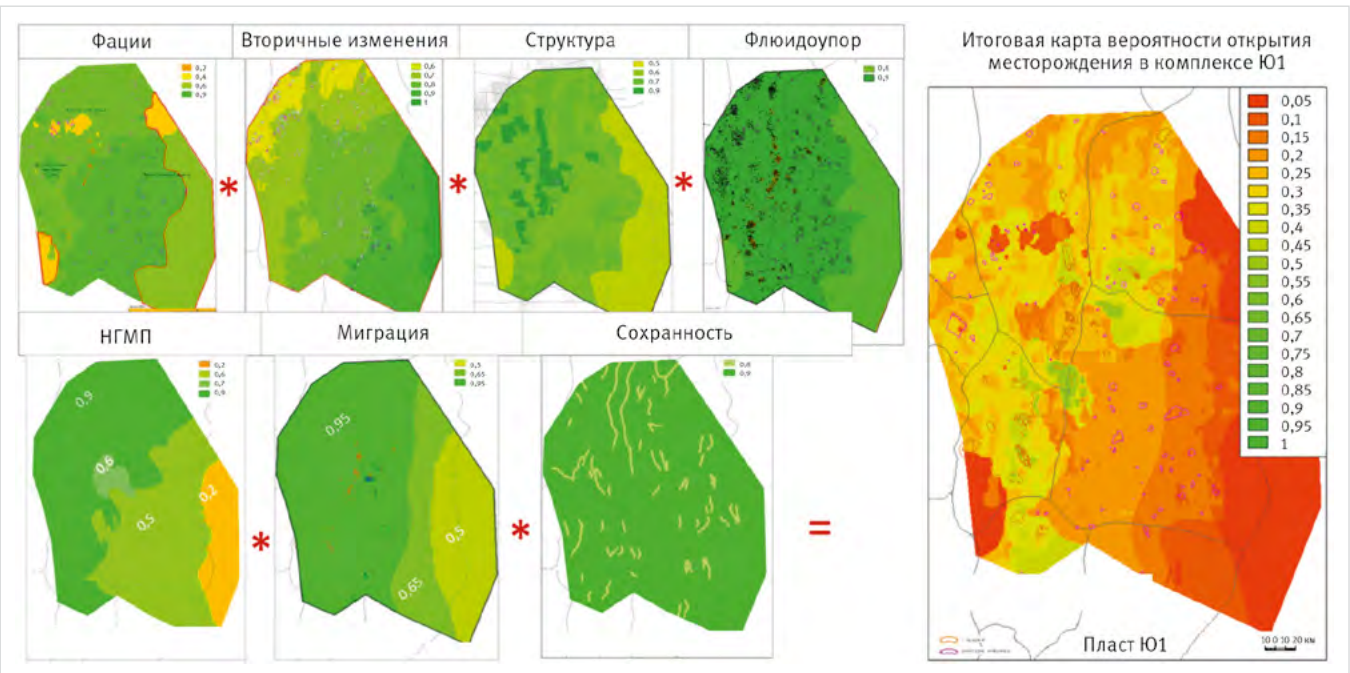


Рис. 2. Схема получения итоговой карты вероятности геологической успешности по пласту Ю1
Fig. 2. Scheme for obtaining the final map of the probability of geological success in the formation of Y1

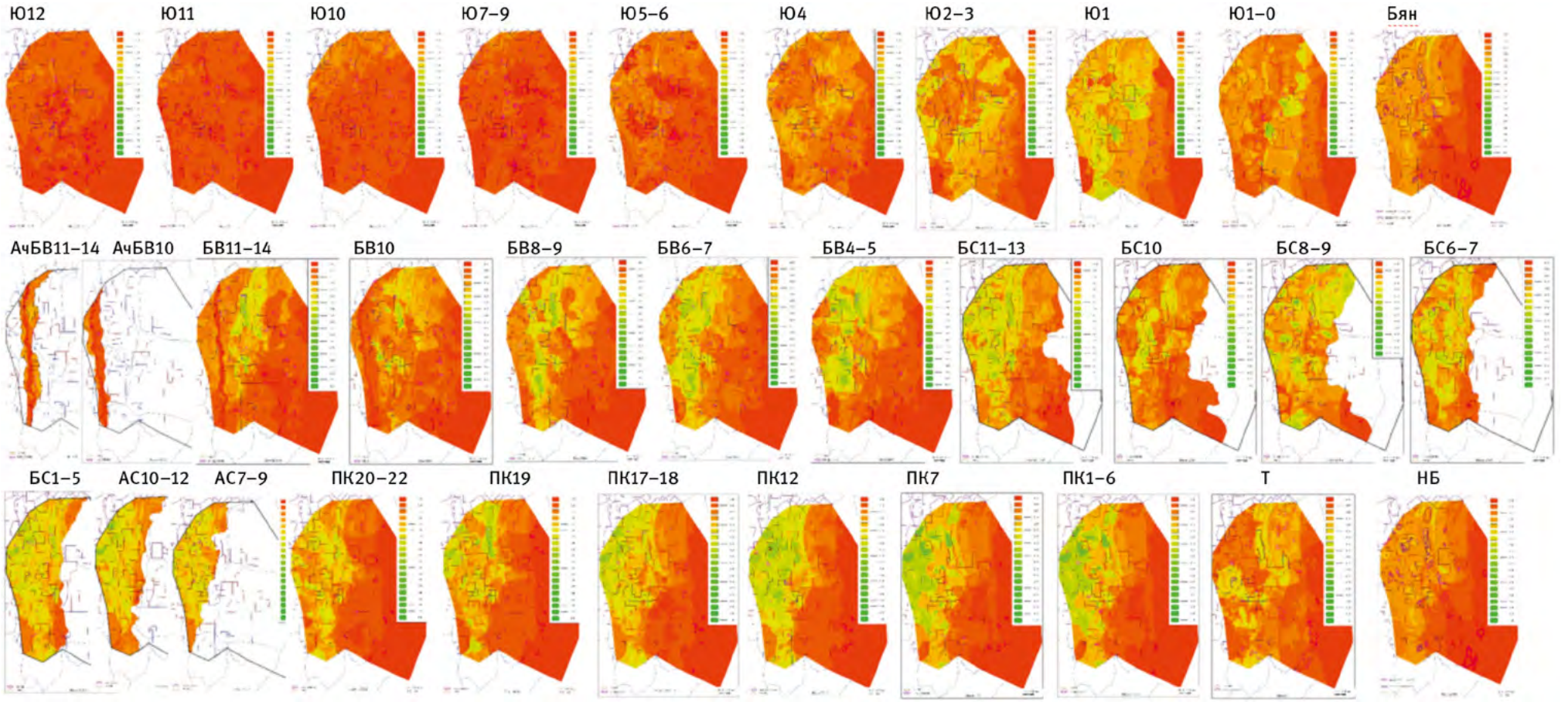


Рис. 3. Схема полученных карт вероятностей геологической успешности по перспективным комплексам
Fig. 3. The scheme of the obtained maps of the probabilities of geological success for promising complexes

в районах нахождения разломов вероятность разрушения объекта больше, чем в зонах, где разломы отсутствуют. Карты вероятности сохранности залежи строились по принятым критериям: нет тектонической активности и есть тектоническая активность.

Для итоговой карты вероятности геологической успешности по каждому перспективному комплексу были перемножены гриды (карты вероятности событий) всех семи компонентов (рис. 2).

Полученные общие карты вероятности геологической успешности рассматриваемых комплексов представлены на рисунке 3. Нижняя, средняя юра имеет низкую изученность (на картах преобладает красный цвет), в связи с этим перспективы имеют очень высокие геологические риски. На картах риска мы видим: все выделенные перспективные объекты в восточной части участка (кроме севера) имеют низкую вероятность геологической успешности.

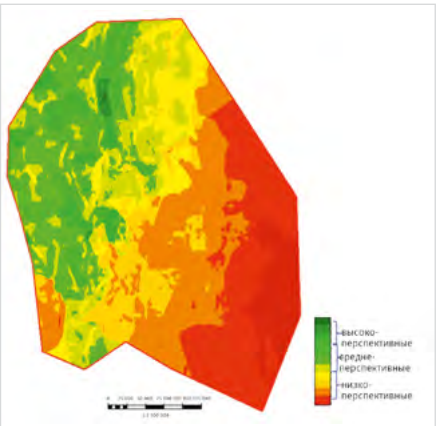


Рис. 4. Карта ранжирования территории по перспективности. Масштаб: 1:2 500 000 Fig. 4. Map of the territory ranking by perspective. Scale: 1:2 500 00

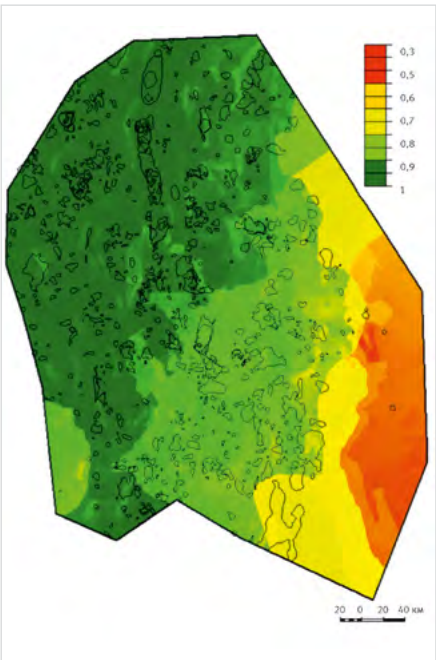


Рис. 5. Карта вероятности открытия хотя бы одной залежи. Масштаб: 1:2 000 000 Fig. 5. Map of the probability of discovery of at least one deposit. Scale: 1:2 000 00

После построения карт геологической успешности каждого комплекса полученные гриды были суммированы друг с другом (как условный параметр) с целью получения общей карты ранжирования территории по перспективности. Полученная карта явилась условным показателем перспективности участка. На рисунке 4 красный/оранжевый цвет указывает на область низкой перспективности, где вероятность открытия залежей минимальна; желтый/светло-зеленый цвет — область средней перспективности; зеленый — область высокой перспективности участка, где вероятно открытие максимального числа залежей. Наибольшие перспективы связаны с центральной и западной частью территории.

Для оценки вероятности открытия хотя бы одной залежи использовалась формула 2 [9] расчета вероятности наступления хотя бы одного из событий:

$$Pg\ (объекта) = 1 - (1 - Pg_1) \times \ldots \times (1 - Pg_i) \times \ldots \times (1 - Pg_n), \qquad (2)$$

где Pg (объекта) — вероятность геологического успеха перспективного объекта; Pg_n — карта (грид) вероятности геологического успеха по перспективному комплексу.

Полученная карта позволяет оценить ожидаемую успешность ГРР (рис. 5). Красный/оранжевый цвет (0,3–0,5) указывает на область низкой перспективности обнаружения объекта; желтый/светло-зеленый цвет (0,6–0,8) — область средней перспективности; зеленый (от 0,9 до 1) — область высокой перспективности обнаружения объекта.

Полученные карты геологической успешности по каждому комплексу использовались для вероятностной оценки ресурсов. На основе результатов вероятностной оценки выполнено ранжирование перспективных объектов, выделены наиболее приоритетные.

Итоги

В настоящей работе представлены методические приемы проведения оценки геологических рисков для поисковых объектов в региональном масштабе на примере юго-восточной части ЯНАО Западно-Сибирской низменности. Предложенное дополнение к разработанным ранее методическим рекомендациям по анализу рисков геологоразведочных проектов позволит оценить ресурсный потенциал крупной территории в целом. Предложенная карта ранжирования территории по перспективности комплексно отражает вероятность открытия новых объектов.

В результате работы установлено, что для района исследований основные перспективы могут быть связаны с центральной и западной частью территории исследования.

Полученная модель на всю территорию юго-восточной части ЯНАО позволяет оперативно (экспресс-оценка) оценить ресурсный потенциал на любом заинтересованном участке.

Выводы

С начала масштабного применения методов оценки геологических рисков в нефтегазовой геологии подготовлено большое количество работ, однако предложенное дополнение к методическому подходу, с нашей точки зрения, является наиболее рациональным, что позволит повысить эффективность оценки рисков большого количества объектов.

Литература

1. Лыжин Е.А., Булгакова Е.А., Нассонова Н.В., Лазарь Е.Л. Ключевые геологические риски плея // Нефтяное хозяйство. 2015. № 6. С. 18–23.
2. Атлас литолого-палеогеографических карт юрского и мелового периодов Западно-Сибирской равнины. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1976. 24 с.
3. Бочкарев В.С., Брехунцов А.М., Дещеня Н.П., Лукомская К.Г., Харин Н.В. Триасовый аркогенез, кратонизация фундамента Западно-Сибирской геосинеклизы и их влияние на нефтеносность юрско-меловых отложений // Горные ведомости. 2006. № 4. С. 20–35.
4. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. № 5–6. С. 745–776.
5. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в Юрском периоде // Геология и геофизика. 2013. № 8. С. 972–1012.
6. Нестеров И.И. и др. Уточнение и детализация стратиграфического расчленения мезозоя и кайнозоя Западной Сибири с увязкой сейсмических отражающих горизонтов, возрастных и литологических границ на основе обобщения и комплексной интерпретации геолого-геофизической информации. Отчет. Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 2009.
7. Цимбалюк Ю.А. и др. Уточнение геологического строения и анализ перспектив нефтегазоносности юго-восточной части Ямало-Ненецкого Автономного округа. Отчет. Тюмень: ФАУ «ЗапСибНИИГГ», 2021.
8. Ампилов Ю.П., Герт А.А. Экономическая геология. М.: Геоинформмарк, 2006. 400 с.
9. Галкин С.В. Методология учета геологических рисков на этапе поисков и разведки нефтяных месторождений // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2012. № 4. С. 23–32.
10. Керимов В.Ю., Бондарев А.В., Мустаев Р.Н., Хоштария В.Н. Оценка геологических рисков при поиске и разведке месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2017. № 8. С. 36–41.
11. Методические указания Компании. Оценка ресурсного потенциала, геологических рисков и их учет при расчете ожидаемой денежной стоимости. М.: ПАО «НК «Роснефть», 2021. 90 с.
12. Проект методических указаний компании. Учет геологических рисков при оценке ресурсного потенциала и расчете ожидаемой денежной стоимости. Москва: ПАО «НК «Роснефть», 2019. 32 с.
13. Чернова О.С. Седиментология резервуара. Тюмень: ЦППС НД, 2008. 250 с.
14. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел — литологических ловушек нефти и газа. Ленинград: Недра, 1984. 260 с.
15. Неручев С.Г. Справочник по геохимии нефти и газа. СПб.: Недра, 1998. 576 с.

Results

This paper presents methodological techniques for assessing geo-logical risks for search objects on a regional scale on the example of the south-eastern part of the Yamalo-Nenets Autonomous District of the West Siberian Lowland. The proposed addition to the previously developed methodological recommendations for the risk analysis of exploration projects will allow assessing the resource potential of a large territory as a whole. The proposed map of the territory ranking by prospects comprehensively reflects the probability of opening new facilities. As a result of the work, it was found that for the research area, the main prospects can be associated with the central and western part of the research territory. The resulting model covers the entire territory of the south-eastern part of the Yamal-Nenets Autonomous District, allows you to quickly (express assessment) assess the resource potential at any interested site.

Conclusions

Since the beginning of the large-scale application of methods for assessing geological risks in oil and gas geology, a large number of works have been prepared, however, the proposed addition to the methodological approach, from our point of view, is the most rational, which will increase the effectiveness of risk assessment of a large number of objects.

References

1. Lyzhin E.A., Bulgakova E.A., Nassonova N.V., Lazar E.L. Critical geological risks for the plays. Oil industry, 2015, issue 6, P. 18–23. (In Russ).
2. Atlas of lithological and paleogeographic maps of the Jurassic and Cretaceous periods of the West Siberian Plain. Tyumen: ZapSibNIGNI, 1976, 24 p. (In Russ).
3. Bochkarev V.S., Brekhuntsov A.M., Deshenya N.P., Lukomskaya K.G., Kharin N.V. Triassic arcogenesis, cratonization of the basement of the West Siberian geosyneclise and their influence on the oil content of the Jurassic-Cretaceous deposits. Gorny Vedomosti, 2006, Issue 4, P. 20–35. (In Russ).
4. Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov V.A., Karogodin Yu.N., Kontorovich V.A., Lebedeva N.K., Nikitenko B.L., Popova N.I., Shurygin B.N. Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. Geology and Geophysics, 2014, issue 5–6, P. 745–776. (In Russ).
5. Kontorovich A.E., Kontorovich V.A., Ryzhkova S.V., et. al. Jurassic paleogeography of the West Siberian sedimentary basin. Geology and Geophysics, 2013, issue 8, P. 972–1012. (In Russ).
6. Nesterov I.I. et al. Clarification and detailing of the stratigraphic division of the Mesozoic and Cenozoic of Western Siberia with the linking of seismic reflecting horizons, age and lithological boundaries based on generalization and complex interpretation of geological and geophysical information. Report. Tyumen: “SIBNATS” JSC, 2009. (In Russ).
7. Tsymbalyuk Yu.A. et al. Clarification of the geological structure and analysis of oil and gas potential of the south-eastern part of the Yamalo-Nenets Autonomous Okrug. Report. Tyumen: “ZapSibNIIGG” FAA, 2021. (In Russ).
8. Ampilov Yu.P., Gert A.A. Economic geology. Moscow: Geoinformmarkt, 2006, 400 p. (In Russ).
9. Galkin S.V. Accounting methods of geological risks on the stage of oil fields exploration. Bulletin of PNRPU. Geology. Oil and gas engineering and mining, 2012, issue 4, P. 23–32. (In Russ).
10. Kerimov V.Yu., Bondarev A.V., Mustaev R.N., Khoshtaria V.N. Estimation of geological risks in searching and exploration of hydrocarbon deposits. Oil industry, 2017, issue 8, P. 36–41. (In Russ).
11. Methodological guidelines of the Company. Assessment of resource potential, geological risks and their consideration in calculating the expected monetary value. Moscow: “NK “Rosneft” PJSC, 2021, 90 p. (In Russ).
12. Draft guidelines of the company. Consideration of geological risks when assessing resource potential and calculating the expected monetary value. Moscow: “NK “Rosneft” PJSC, 2019, 32 p. (In Russ).
13. Chernova O.S. Sedimentology of the reservoir. Tyumen: TSPPS ND, 2008, 250 p. (In Russ).
14. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sand bodies – lithological traps of oil and gas. L.: Nedra, 1984, 260 p. (In Russ).
15. Neruchev S.G. Handbook of geochemistry of oil and gas. St. Petersburg: Nedra, 1998, 576 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Левкович Ольга Сергеевна, главный специалист управления ГРР Западная Сибирь, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
Для контактов: oslevkovich@tnnc.rosneft.ru

Михеев Юрий Владимирович, главный менеджер управления ГРР Западная Сибирь,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Фищенко Анжелика Николаевна, заместитель генерального директора по региональной геологии и ГРР,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Сокольникова Анастасия Алексеевна, начальник отдела по оценке потенциала УВ управления ГРР Западная Сибирь,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Сидоров Дмитрий Анатольевич, эксперт,
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Снохин Алексей Александрович, заместитель генерального директора, главный геолог, ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия

Хисматуллина Лейля Ильдаровна, главный специалист отдела геологического сопровождения проектов,
ООО «Кынско-Часельское нефтегаз», Тюмень, Россия

Levkovich Olga Sergeevna, chief specialist of the Western Siberia exploration department, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: oslevkovich@tnnc.rosneft.ru

Mikheev Yuri Vladimirovich, chief manager of the department of exploration West Siberia, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Fishchenko Angelika Nikolaevna, deputy general director for regional geology and exploration,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Sokolnikova Anastasia Alekseevna, head of the department for assessing the potential of the management of the Western Siberia exploration, “Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Sidorov Dmitry Anatolyevich, expert,
“Tyumen petroleum research center” LLC, Tyumen, Russia

Snokhin Alexey Alexandrovich, deputy general director, chief geologist, “Kynsko-Chaselsky Neftegas” LLC, Tyumen, Russia

Hismatullina Leylya Ildarovna, chief specialist of the department of geological support of projects, “Kynsko-Chaselsky Neftegas” LLC, Tyumen, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-52-57 УДК 622.276.7 I Научная статья

Снижение негативного влияния растворов глушения высокой плотности на продуктивность газовых скважин, эксплуатирующих ачимовские коллекторы. Часть 1. Подбор и модификация тяжелых жидкостей глушения

Никулин В.Ю.[1], Мукминов Р.Р.[1], Нигматуллин Т.Э.[1], Мухаметов Ф.Х.[1], Хазиев Л.Б.[1], Субхангулов А.Р.[1], Захаржевский Ю.А.[2], Савчук Д.В.[2], Курманчук Н.С.[2]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия
nikulinvy@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
В статье рассмотрены особенности и осложнения при глушении газовых скважин в условиях ачимовских коллекторов (пласты Ач$_{3-4}$ и Ач$_5^{2-3}$ Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского лицензионных участков). В частности, при глушении происходит интенсивное поглощение жидкостей, снижение продуктивности скважин, коррозионное воздействие на внутрискважинное оборудование и потеря стабильности в условиях высоких температур. Определена зависимость изменения скин-фактора от плотности базового полимер-глинистого бурового раствора, используемого при глушении скважин. На основании проведенного комплекса лабораторных исследований установлено, что модифицированные высокоплотные растворы на основе смеси хлорида и нитрата кальция (плотностью 1 600 кг/м^3) и смеси хлорида цинка и бромида кальция (плотностью 1 910 кг/м^3) обеспечивают высокое восстановление проницаемости модели пласта после глушения.

Материалы и методы
Анализ результатов применения технологий глушения на Ново-Уренгойском и Восточно-Уренгойском лицензионных участках. Обоснование выбора новой технологии на основе мирового опыта и результатов исследований базовых применяемых жидкостей. Физико-химические и фильтрационные исследования высокоплотных модифицированных солевых растворов в условиях рассматриваемого объекта.

Ключевые слова
Уренгойское месторождение, глушение скважин, газовые скважины, аномально высокое пластовое давление, высокая температура, поглощения, блокирующие составы, суспензии, модификация

Для цитирования
Никулин В.Ю., Мукминов Р.Р., Нигматуллин Т.Э., Мухаметов Ф.Х., Хазиев Л.Б., Субхангулов А.Р., Захаржевский Ю.А., Савчук Д.В., Курманчук Н.С. Снижение негативного влияния растворов глушения высокой плотности на продуктивность газовых скважин, эксплуатирующих ачимовские коллекторы. Часть 1. Подбор и модификация тяжелых жидкостей глушения // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 52–57. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-52-57

Поступила в редакцию: 11.05.2023

UDC 622.276.7 I Original Paper

Reducing the negative impact of high density killing solutions on the productivity of gas wells operating achimov reservoirs. Part 1. Selection and modification of heavy killing fluids

Nikulin V.Yu.[1], Mukminov R.R.[1], Nigmatullin T.E.[1], Mukhametov F.H.[1], Khaziev L.B.[1], Subkhangulov A.R.[1], Zakharzhevsky Yu.A.[2], Savchuk D.V.[2], Kurmanchuk N.S.[2]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC, Ufa, Russia, [2]"ROSPAN INTERNATIONAL" JSC, Novy Urengoy, Russia
nikulinvy@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The article deals with peculiarities and complications when killing gas wells in conditions of Achimovsky reservoirs (Ach$_{3-4}$ and Ach$_5^{2-3}$ formations of Novo-Urengoyskiy and Vostochno-Urengoyskiy license areas). In particular, there is intensive absorption of liquids, reduction of well productivity, corrosive effect on downhole equipment, and loss of stability in high temperature conditions. The dependence of the change in the skin factor on the density of the basic polymer-clay drilling mud used for killing the well has been determined. On the basis of the conducted complex of laboratory tests it was established that the modified high-density solutions on the basis of calcium chloride and calcium nitrate mixture (density 1 600 kg/m^3) and zinc chloride and calcium bromide mixture (density 1 910 kg/m^3) provide high recovery of formation model permeability after killing.

Materials and methods
Analysis of the results of application of killing technologies at the Novo-Urengoyskiy and Vostochno-Urengoyskiy license areas. Substantiation of a choice of new technology on the basis of world experience and results of researches of basic applied fluids. Physical-chemical and filtration studies of high-density modified salt solutions in the conditions of the object in question.

Keywords
Urengoyskoe field, well killing, gas wells, abnormally high reservoir pressure, high temperature, fluid loss, blocking compounds, suspensions, modification

For citation
Nikulin V.Yu., Mukminov R.R., Nigmatullin T.E., Mukhametov F.H., Khaziev L.B., Subkhangulov A.R., Zakharzhevsky Yu.A., Savchuk D.V., Kurmanchuk N.S. Reducing the negative impact of high density killing solutions on the productivity of gas wells operating achimov reservoirs. Part 1. Selection and modification of heavy killing fluids. Exposition Oil Gas, 2023, issue 3, P. 52–57. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-52-57

Received: 11.05.2023

Введение

В настоящее время наблюдается увеличение доли месторождений, эксплуатирующих высокотемпературные пласты с аномально высокими пластовыми давлениями (АВПД). В большинстве случаев данные коллекторы являются водочувствительными, и при наличии риска поглощения жидкости глушения происходит значительное снижение продуктивности скважин [1–3]. Ввиду этого все более актуальной становится задача поиска эффективных технологий глушения скважин в условиях АВПД, позволяющих минимизировать негативное влияние технологических жидкостей на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) призабойной зоны пласта (ПЗП) при проведении ремонта.

Терригенные ачимовские коллекторы Уренгойского месторождения, эксплуатируемые АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ» (Ново-Уренгойский и Восточно-Уренгойский лицензионные участки), характеризуются высокой пластовой температурой (до 113 °С) и сверхнизкой проницаемостью матрицы (менее $1{,}2\times10^{-3}$ мкм^2), что обусловливает широкое применение гидравлического разрыва пласта (ГРП) (более 95 % фонда скважин). Пластовое давление изменяется в широком диапазоне (21,6–58,7 МПа при глубине по вертикали 3 240–3 770 м) — имеются как зоны аномально низкого давления (АНПД), так и АВПД (рис. 1 — расчетная плотность жидкости глушения скважин (ЖГС) изменяется в диапазоне от 0,61 до 1,81). В совокупности наличие данных факторов, осложняющих глушение скважин, приводит к интенсивным поглощениям технологических жидкостей, потере продуктивности скважин и рискам возникновения газонефтеводопроявлений.

Особые сложности при подборе ЖГС возникают именно для условий АВПД, так как возникает необходимость глушения скважин растворами высокой плотности. Большинство тяжелых жидкостей глушения (ТЖГ) имеют повышенную коррозионную активность, что также усугубляется высокими пластовыми температурами. Зачастую возникает необходимость поиска дополнительных модификаторов с целью снижения скорости коррозии стали в ТЖГ в данных конкретных условиях и обеспечения совместимости растворов с пластовыми водами. Особое внимание следует уделять стабильности выбранных составов в условиях высоких пластовых температур.

При подборе ТЖГ и блокирующих составов глушения (БСГ) применительно к лицензионным участкам АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ» основными осложняющими факторами являются:

- обеспечение термостабильности составов;
- необходимость модификации составов с целью достижения соответствия их технологических свойств требованиям, предъявляемым к ЖГС.

Еще одним немаловажным фактором, влияющим на доступность и целесообразность применения ТЖГ, является высокая стоимость используемых солей [4, 5].

Рис. 1. Распределение эксплуатационного фонда скважин АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ» по расчетной плотности ЖГС
Fig. 1. Distribution of "ROSPAN INTERNATIONAL" JSC producing well stock by estimated density of killing flui

Базовые технологии глушения, применяемые на месторождении

Поскольку освоение ачимовских отложений существенно сложнее, чем освоение традиционных пород-коллекторов, стандартные технологии, применяемые при ремонте скважин, зачастую не позволяют достичь положительных результатов [6]. В условиях низкопроницаемых коллекторов применение типовых ЖГС, как правило, не обеспечивает сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов, представленных терригенными отложениями, и приводит к значительному увеличению продолжительности процесса вызова притока углеводородов после ремонта и снижению продуктивности скважин после глушения. Часто возникает необходимость восстановления продуктивности скважин, что приводит к дополнительным затратам [7, 8].

Можно выделить следующие ЖГС и БСГ, опыт применения которых имеется на объектах АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ» (табл. 1):

- полимер-глинистый буровой раствор (ПГБР) с баритом плотностью до 1,80 г/см^3 — базовая технология (~80 % операций глушения скважин);
- классические солевые растворы хлоридов (калия, натрия и кальция) плотностью

Табл. 1. Опыт глушения скважин на объектах АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ»
Tab. 1. Experience of killing wells at the facilities of "ROSPAN INTERNATIONAL" JSC

№	ЖГС	Результат применения	Варианты снижения рисков
1	ПГБР	Значительное снижение продуктивности скважин. Коэффициент восстановления проницаемости ($k_{восст}$) 38–69 %	1. Отказ от применения (подбор высокоплотных солевых растворов) 2. Обеспечение отсутствия контакта с трещиной ГРП и породой (применение БСГ)
2	Раствор хлорида кальция	Снижение продуктивности скважин ($k_{восст}$ 84–92 %), высокая коррозионная агрессивность	1. Модификация раствора 2. Обеспечение отсутствия контакта с трещиной ГРП и породой (применение БСГ)
3	Высокоплотные солевые растворы $ZnCl_2 + CaCl_2 + Ca(NO_3)_2$ $ZnCl_2 + CaCl_2 + CaBr_2$	Высокая коррозионная агрессивность	Модификация растворов
4	БСГ • ВУС на водной основе; • суспензия на водной основе	Применение тандемной установки ВУС + суспензия в скважинах с АНПД. Поглощения ЖГС — не ликвидированы, прорывы газа — предотвращены	Подбор БСГ для условий АВПД и высоких температур

1,02–1,28 г/см³ — базовая технология (~20 % операций глушения скважин, преобладает применение раствора хлорида кальция);

- ТЖГ на основе смеси минеральных солей (хлорида кальция, хлорида цинка, нитрата или бромида кальция) — неуспешный опыт при единичных скважино-операциях, связанный с высокой коррозионной агрессивностью;
- БСГ с применением вязкоупругих составов (ВУС) на основе сшитых биополимеров (высокомолекулярная ксантановая смола) и суспензий на основе биополимеров с добавлением карбоната кальция и волокнистого материала — единичные операции в условиях АНПД при возникновении рисков поглощений.

Для первичной оценки степени влияния загрязнения ПЗП при использовании ПГБР проведен анализ изменения скин-фактора после глушения скважин без дополнительных геолого-технических мероприятий (плотность ПГБР более 1,15 г/см³). В данном случае в процессе интерпретации результатов исследований интегральный скин-фактор был разделен на две составляющие: характеризующие состояние притрещинной зоны при создании дополнительного фильтрационного сопротивления между скважиной и пластом и характеризующие влияние ПГБР на трещину ГРП (рис. 2).

В большинстве случаев наблюдается изменение интегрального скин-фактора, на которое преобладающее влияние оказывает скин-фактор, характеризующий загрязнение трещин ГРП. Отмечается, что с увеличением плотности ПГБР, т.е. с увеличением содержания твердых частиц в ПГБР, интенсивнее происходит ухудшение фильтрационно-емкостных свойств ПЗП из-за проникновения раствора и оседания барита. Влияние ПГБР на изменение скин-фактора рассмотренных добывающих скважин Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского лицензионных участков можно оценить следующими зависимостями:

$$\Delta S = 10{,}22 \times \rho - 11{,}86, \qquad (1)$$

$$\Delta S_{геом} = 8{,}28 \times \rho - 9{,}61, \qquad (2)$$

$$\Delta S_{мех} = 2{,}16 \times \rho - 2{,}53, \qquad (3)$$

где ΔS — изменение интегрального скин-фактора после глушения с применением ПГБР, д. ед.; $\Delta S_{геом}$ — изменение скин-фактора, характеризующего влияние на трещину ГРП, после глушения с применением ПГБР, д. ед.; $\Delta S_{мех}$ — изменение скин-фактора, характеризующего влияние на притрещинную зону пласта, после глушения с применением ПГБР, д. ед.; ρ — плотность ПГБР, г/см³.

Учитывая значительное снижение продуктивности добывающих скважин после применения базовых технологий глушения в условиях рассматриваемых объектов, необходимо провести комплекс исследований для подбора новых составов и технологий глушения, обеспечивающих сохранение коллекторских свойств при проведении текущего и капитального ремонта скважин.

Для более детальной оценки влияния базовых ЖГС на продуктивность скважин проведены лабораторные исследования (ЛИ). Также в рамках проводимых ЛИ необходимо выявить особенности проведения исследований, которые следует учесть при дальнейшем тестировании новых ТЖГ. Комплекс исследований состоял из следующих этапов:

1. Определение физико-химических свойств составов. Установлено, что скорость коррозии стали Ст3 в базовой ЖГС на основе хлорида кальция значительно превышает нормативный показатель и составляет 0,5 мм/год.
2. Определение влияния ЖГС на фильтрационные свойства пласта по оценке коэффициента восстановления проницаемости ($k_{восст}$) водонасыщенного керна по модели пластовой воды (МПВ). По результатам анализа выборки кернового материала принято решение провести исследования на образцах керна двух проницаемостей — 0,2×10⁻³ мкм² и 0,8×10⁻³ мкм². По результатам данных исследований коэффициенты восстановления проницаемости не превышают 92 % (рис. 3). Можно также отметить, что ПГБР оказывает более негативное влияние на керн, чем раствор хлорида кальция.
3. Дополнительно для сравнения проведены опыты по фильтрации более подвижной газовой фазы после воздействия ЖГС на керне с большей проницаемостью (0,8×10⁻³ мкм²), коэффициент восстановления проницаемости для которой должен оказаться выше, чем для МПВ. Данное предположение было подтверждено, получены значения 99–100 %, что коррелирует с результатами гидродинамических исследований — влияние базовых ЖГС на породу за трещиной ГРП значительно ниже общего снижения продуктивности скважины. Тем не менее в условиях малых проницаемостей, где при измерении газопроницаемости наиболее заметно отклонение от закона Дарси из-за эффекта скольжения газа, проведение подобных исследований для оценки влияния жидкостей на ФЕС образцов породы требует дополнительной проработки методики интерпретации результатов.

Таким образом, в дальнейших исследованиях при подборе новых ЖГС степень влияния высокоплотных солевых растворов на коллектор следует оценивать по параметру «Коэффициент восстановления проницаемости керна по МПВ» — не менее 92 %. Значения восстановления проницаемости по газу использовать для формирования рейтинга ТЖГ.

Для оценки механизма снижения продуктивности скважин проведены опыты по влиянию ПГБР на модель трещины ГРП (проппантная набивка) при фильтрации различных флюидов, по результатам которых также отмечаются высокие коэффициенты восстановления проницаемости (МПВ — 98 %, керосин — 96 %, газ — 97 %). Полученные данные свидетельствуют о высокой степени выноса ПГБР из модели трещины ГРП при фильтрации газа.

В данном случае при интерпретации полученных результатов следует учитывать, что исследования проведены на модели проппантной пачки. Следовательно, при проведении фильтрационного тестирования частицы ПГБР проникают в проппант и затем быстро вымываются (скорость фильтрации газа, которую можно создать на фильтрационной установке, составляет 0,17–1,70 м/ч). Но в условиях скважины ПГБР проникает сначала в трещину ГРП, а его фильтрат — также и в породу за трещиной. В областях на границе «проппант — порода», где скапливается наибольшее количество частиц ПГБР, будет минимальная скорость фильтрации газа в трещине ГРП при освоении (расчетные значения по данным дебитов скважин и геометрических параметров трещин ГРП — 0,06 м/ч и более), что приведет к низкому качеству извлечения ПГБР и увеличению неоднородности трещины ГРП (рис. 4). Для сравнения: на границе «трещина ГРП — скважина» скорость фильтрации газа составляет 1,75–9,26 м/с. Это и наблюдается по результатам гидродинамических исследований — наиболее негативное воздействие раствор оказывает именно на трещину.

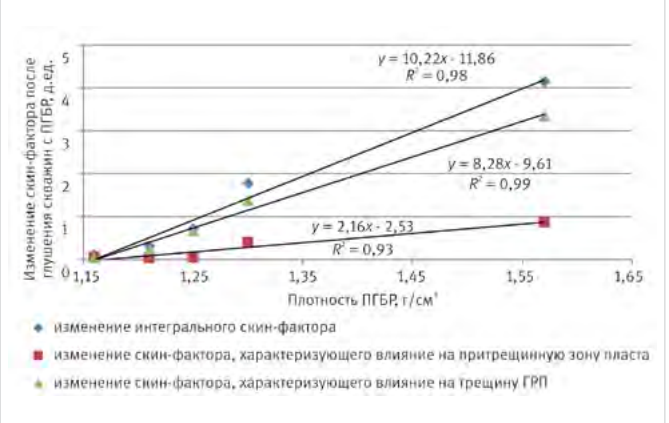


Рис. 2. Изменение скин-фактора при применении ПГБР
Fig. 2. Change of skin factor when using polymer-clay drilling

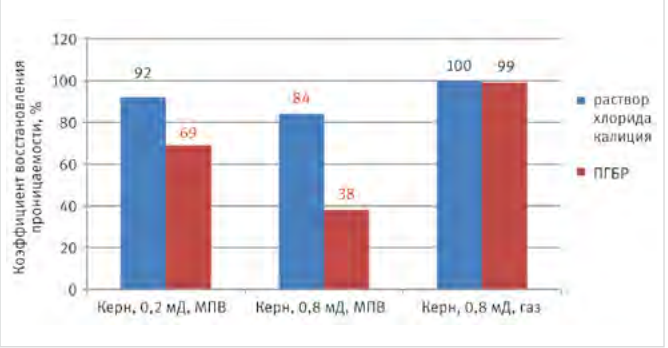


Рис. 3. Коэффициент восстановления проницаемости моделей пористых сред по воде и газу после воздействия на них базовых ЖГС
Fig. 3. Permeability recovery coefficient of porous media models for water and gas after exposure to base killing flui

Лабораторные исследования ТЖГ

При подборе ЖГС высокой плотности для условий АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ» могут быть реализованы следующие подходы.

1. Разработка рецептуры ТЖГ на основе доступных на рынке индивидуальных тяжелых солей [9] с добавлением модификаторов: ингибиторов коррозии (ИК), ингибиторов солеотложения (ИСО), гидрофобизаторов. По результатам аналогичных исследований, проведенных в ООО «Газпромнефть НТЦ», в условиях больших объемов потребления растворов высокой плотности и широкого круга объектов исследователями принято решение по разработке собственных рецептур ТЖГ, адаптированных к конкретным условиям [10].
2. Подбор и модификация товарных марок ТЖГ, представленных на рынке. Поскольку нашей задачей является подбор комплексной технологии глушения для максимального диапазона пластовых давлений в условиях одного объекта при минимальных затратах времени и ресурсов, в рамках проводимых исследований данное направление подбора составов является ключевым.

ТЖГ для проведения ЛИ были выбраны с учетом имеющегося в АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ» опыта применения солевых растворов. В первую очередь было определено соответствие технологических свойств альтернативных ЖГС техническим условиям.

Исследования существенно осложнила проблема низкого качества реагентов, предоставляемых поставщиками технологий для приготовления высокоплотных ЖГС. Так, две ТЖГ с плотностью 1,80 и 1,85 г/см^3 не были допущены к ЛИ по причине невозможности приготовления растворов с заявленной производителем плотностью. В обоих случаях при приготовлении рассолов наблюдалось выпадение осадка из нерастворимых солей в количестве до 30 % от общего объема ТЖГ (рис. 5).

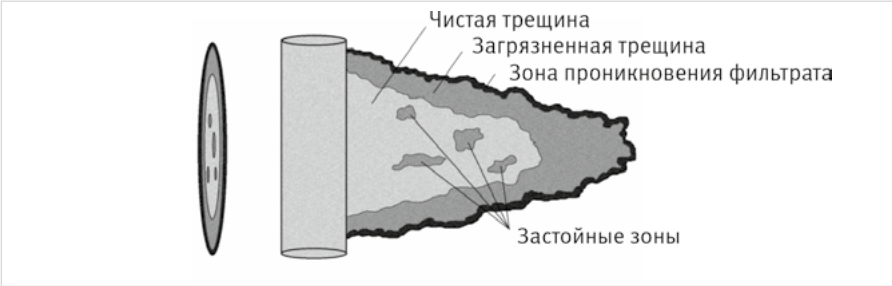


Рис. 4. Загрязнение ПЗП при глушении скважины ПГБР
Fig. 4. Contamination of bottomhole zone when killing the well with polymer-clay drilling mud

Рецептуры двух других исследуемых ТЖГ потребовали дополнительной модификации с учетом их применимости к условиям месторождений АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ».

Исследования проводились в три этапа:

1. анализ технической документации;
2. определение технологических свойств (коррозионная агрессивность, объемное расширение керна, температура застывания, совместимость с пластовыми и технологическими жидкостями, плотность, коэффициент восстановления проницаемости) (табл. 2, рис. 6);
3. обработка и анализ результатов.

ТЖГ № 1 (плотность 1,60 г/см^3)

Первым тяжелым раствором, допущенным к дальнейшим исследованиям, стала жидкость на основе хлорида и нитрата кальция плотностью 1,60 г/см^3. Исходная рецептура, предложенная поставщиком технологии, не соответствовала нормативному показателю «скорость коррозии». После подбора ИК выявлено осложнение в виде несовместимости с МПВ, что также было решено подбором ИСО после проведения ряда исследований. После модификации и проведения фильтрационных исследований (рис. 6, коэффициент восстановления проницаемости 92–96 %) состав допущен к промысловым испытаниям в качестве альтернативной ЖГС. При совместном использовании ТЖГ № 1 и соляной кислоты или глинокислоты имеется риск разрушения ЖГС (выделение газа, образование взвеси белого цвета, изменение цвета ТЖГ) — необходимо предусмотреть применение буферной жидкости. Следует отметить, что вопрос совместимости ТЖГ с пластовыми водами также может быть решен не подбором ИСО, а варьированием массового соотношения компонентов раствора и изменением pH [11], но в условиях тестирования товарных марок проблема решена подбором ингибиторов.

ТЖГ № 2 (плотность 1,91 г/см^3)

Следующая жидкость, прошедшая входной контроль, — на основе смеси хлорида цинка и бромида кальция плотностью 1,91 г/см^3. Исходная рецептура не соответствовала нормативным показателям «скорость коррозии» и «объемное расширение керна при контакте с раствором глушения». И если проблема высокой скорости коррозии была решена подбором ИК, то для снижения объемного расширения керна принято решение

Табл. 2. Результаты исследований растворов глушения
Tab. 2. Results of research on killing fluids

Параметр	Раствор $CaCl_2$	ПГБР	ТЖГ № 1	ТЖГ № 2
Плотность, г/см^3	1,27	1,81	1,60	1,91
Скорость коррозии стали Ст3 при 90 °С (базовый/модифицированный), мм/год	0,180/–	0,017/–	0,150/0,078	0,200/0,100
Температура застывания, °С	-51,0	-0,3	-35,0	‹ -60,0
Количество взвешенных частиц, мг/л	–	–	11,43	16,34
Объемное расширение керна, д. ед. (% относительно МПВ)	1,14 (2,7 %)	1,05 (5,4 %)	1,2 (8,1 %)	1,44 (30 %)

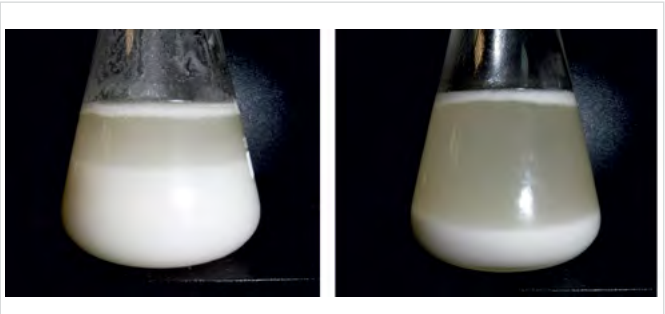


Рис. 5. Внешний вид ТЖГ, не допущенных до комплекса ЛИ: происходит выпадение осадка, снижение целевой плотности ТЖГ
Fig. 5. Appearance of heavy killing liquids not admitted to the set of laboratory tests: there is precipitation, decrease in the target density of the heavy killing liqui

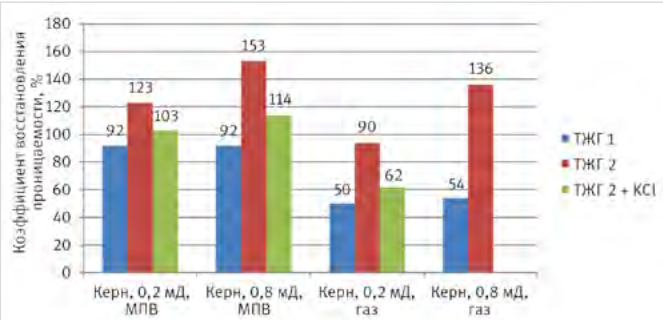


Рис. 6. Коэффициент восстановления проницаемости моделей пористых сред по МПВ и газу после воздействия на них ТЖГ
Fig. 6. Permeability recovery coefficient of porous media models by formation water and gas model after exposure to heavy killing fluids

закачки оторочки хлорида калия (KCl) в качестве ингибитора набухания глин. При проведении фильтрационных исследований было установлено, что коэффициент восстановления проницаемости керна, предварительно обработанного раствором KCl, по МПВ после воздействия на него раствора ТЖГ № 2 составляет 103–114 % (рис. 6). В опытах, проведенных без предварительной закачки в керн раствора KCl, коэффициент восстановления проницаемости достигал значений 116–153 %.

Данный эффект увеличения исходной проницаемости керна требует проведения специальных исследований для дальнейшего изучения, но, возможно, объясняется растворением карбонатной составляющей керна — pH раствора ~2–3, и, в отличие от ТЖГ № 1, данная жидкость совместима с соляной кислотой. Косвенно данный механизм подтверждается опытами с предварительной закачкой оторочки раствора хлорида калия, который частично нейтрализует воздействие жидкости глушения на породу. Также в исходной рецептуре ТЖГ № 2 могут присутствовать различные компоненты, такие как ПАВ, ИК, которые могут способствовать промывке пор керна и, как следствие, увеличению его исходной проницаемости.

Итоги

Оценено влияние базовых растворов глушения (ПГБР, раствор хлорида кальция) на снижение проницаемости горной породы терригенного коллектора $Ач_{3-4}$ и $Ач_5^{2-3}$ Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского лицензионных участков по данным гидродинамических и лабораторных исследований. Определена зависимость изменения скин-фактора после применения ПГБР при глушении скважин от плотности используемого раствора. Выявлено, что с увеличением плотности раствора пропорционально снижается проницаемость.

Для проведения экспериментальных исследований выбраны комбинированные высокоплотные солевые растворы на основе смеси хлорида и нитрата кальция (плотностью 1 600 кг/м^3) и смеси хлорида цинка и бромида кальция (плотностью 1 910 кг/м^3). Определены физико-химические свойства отобранных для исследований растворов для глушения скважин. Оценено влияние данных растворов на изменение проницаемости горной породы терригенного коллектора $Ач_{3-4}$ и $Ач_5^{2-3}$ Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского лицензионных участков. После модификации рецептур ТЖГ № 1–2 рекомендованы к промысловым испытаниям для глушения скважин с сохранением продуктивности при ремонте. Для ТЖГ № 2 отмечен эффект увеличения исходной проницаемости керна, который, возможно, объясняется растворением карбонатной составляющей породы.

Выводы

Полученные результаты позволяют описать механизм загрязнения трещины ГРП при глушении газовых скважин полимер-глинистым буровым раствором в условиях ачимовских коллекторов Ново-Уренгойского и Восточно-Уренгойского лицензионных участков и рекомендовать для применения модифицированные высокоплотные растворы на основе смеси хлорида и нитрата кальция (плотностью 1 600 кг/м^3) и смеси хлорида цинка и бромида кальция (плотностью 1 910 кг/м^3).

Рекомендации

1. ЖГС высокой плотности не рекомендуется применять в условиях ачимовских коллекторов без модификации или обеспечения отсутствия контакта с пластовой водой, породой пласта и проппантом.
2. После модификации рецептуры ТЖГ № 1–2 рекомендованы к промысловым испытаниям для глушения скважин в условиях ачимовских коллекторов с сохранением продуктивности при ремонте. Эффект увеличения исходной проницаемости керна при контакте с ТЖГ № 2 требует дальнейшего более детального изучения.

Литература

1. Акимов О.В., Здольник С.Е., Худяков Д.Л., Тяпов О.А., Гусаков В.Н., Краевский Н.Н. Технологии глушения скважин с гидроразрывом пласта в условиях аномально высоких и аномально низких пластовых давлений // Нефтяное хозяйство. 2010. № 2. С. 92–95.
2. Гусаков В.Н., Краевский Н.Н., Хакимов А.Ф., Тропин А.Ю., Сахань А.В. Технология предупреждения поглощений при проведении текущего ремонта скважин в условиях низких пластовых давлений // Нефтяное хозяйство. 2013. № 10. С. 50–51.
3. Вахрушев С.А., Гамолин О.Е., Беленкова Н.Г., Шайдуллин В.А., Ахмеров И.А. Особенности выбора технологий глушения скважин с высоким пластовым давлением на месторождениях ООО «Башнефть-Добыча» // Нефтяное хозяйство. 2018. № 9. С. 111–115.
4. Кунакова А.М., Дурягин В.Н. Повышение экономической эффективности глушения скважин с использованием новых технологических жидкостей // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2016. № 2. С. 61–63.
5. Здольник С.Е., Хандрико А.Н., Аханкин О.Б., Латыпов А.Р., Гусаков В.Н., Телин А.Г., Литвиненко В.А. Глушение скважин с контролем поглощения в условиях интенсификации разработки терригенных коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2007. № 11. С. 62–65.
6. Тишкевич С.В., Котов И.А., Коротченко А.Н., Петров А.А. Применение интеллектуальных систем при глушении скважин с аномально высокими пластовыми давлениями (Ачимовские отложения) // PROНЕФТЬ. Профессионально о нефти. 2022. Т. 7. № 2. С. 85–89.
7. Фоломеев А.Е., Вахрушев С.А., Хатмуллин А.Р., Малинин А.В., Ленченкова Л.Е., Туриянов А.Р., Давиденко И.С. Снижение негативного воздействия технологических жидкостей на продуктивные объекты Соровского месторождения путем их модификации // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2022. Т. 333. № 2. С. 26–37.
8. Фоломеев А.Е., Хатмуллин А.Р., Имамутдинова А.А., Мингалишев Ф.К., Шайхнуров М.Ф., Беленкова Н.Г., Апкаримова Г.И., Рахимова А.В., Макатров А.К. Адаптация технологии обработки призабойной зоны скважин для условий низкопроницаемых терригенных коллекторов // Нефть. Газ. Новации. 2022. № 8. С. 77–82.
9. Кунакова А.М., Карпов А.А., Макарова А.М. Разработка новых рецептур тяжелых жидкостей глушения плотностью до 1600 кг/м^3 для условий месторождений «Газпром Нефти» // Нефтяное хозяйство. 2021. № 12. С. 34–38.
10. Кунакова А.М., Карпов А.А., Прудовская Н.А. Исследование товарных форм тяжелых жидкостей глушения плотностью до 1600 и 1800 кг/м^3 для оценки возможности применения в условиях месторождений «Газпром нефти» // Нефтяное хозяйство. 2022. № 6. С. 76–81.
11. Al-Ibrahim A., Al-Bader H., Subban P., Duggirala V.S., Ayyavoo M.M. Preserving Great Discoveries by Using Non-Damaging Killing Fluid During the Temporary Abandonment of HPHT Exploratory Wells. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2018, SPE-192670-MS. (In Eng).

ENGLISH

Results

Influence of basic killing solutions (polymer-clay drilling mud, calcium chloride solution) on rock permeability decrease in terrigenous reservoirs Ach_{3-4} and Ach_5^{2-3} of Novo-Urengoi and Vostochno-Urengoi license areas according to hydrodynamic and laboratory studies has been estimated. Dependence of change in skin factor after using polymer-clay drilling mud during well killing on the density of the mud used has been determined. It was defined that permeability decreases proportionally with the increase of the solution density.

Combined high-density salt solutions on the basis of calcium chloride and calcium nitrate mixture (density 1 600 kg/m^3) and zinc chloride and calcium bromide mixture (density 1910 kg/m^3) have been chosen for experimental studies. Physicochemical properties of the well killing solutions selected for the research have been determined. Effect of these solutions on swelling and change of permeability of terrigenous reservoir rock of Ach_{3-4} and Ach_5^{2-3} of Novo-Urengoiskiy and Vostochno-Urengoiskiy license areas has been evaluated. After a modification of formulations of heavy killing fluids № 1-2 have been recommended for field tests for killing wells with the preservation of productivity during workover. For heavy killing fluid № 2 an effect of increase of initial core permeability was registered, which may be explained by dissolution of carbonate component of rocks.

Conclusions

Thus, the obtained results allow describing the mechanism of fracture contamination during killing gas wells with polymer-clay drilling mud in conditions of Achimovsky reservoirs of Novo-Urengoyskiy and Vostochno-Urengoyskiy license areas and to recommend modified high-density muds based on a mixture of calcium chloride and calcium nitrate (density 1 600 kg/m^3) and a mixture of zinc chloride and calcium bromide (density 1 910 kg/m^3) for application

Recommendations

1. It is not recommended to use killing fluids in large quantities in the conditions of expected objects without changes or presence of probability of contact with formation water, stratum rock and proppant.
2. After a modification the formulations of heavy killing fluids № 1–2 are recommended for field tests for killing wells with the preservation of their productivity during workover.

References

1. Akimov O.V., Zdolnik S.E., Khudyakov D.L., Tyapov O.A., Gusakov V.N., Kraevskiy N.N. Well kill technologies with fluid loss control for hydro-fractured wells under ahfp and alfp conditions. Oil industry, 2010, issue 2, P. 92–95. (In Russ).
2. Gusakov V.N., Kraevskiy N.N., Khakimov A.F., Tropin A.Yu., Sahan A.V. Technology of absorption prevention during workover in conditions of low reservoir pressure. Oil Industry, 2013, issue 10, P. 50–51. (In Russ).
3. Vahrushev S.A., Gamolin O.E., Belenkova N.G., Shaydullin V.A., Akhmerov I.A. Special aspects of selection of high-pressure well-killing technology at oilfields of BASHNEFT-Dobycha LLC. Oil Industry, 2018, issue 9, P. 111–115. (In Russ).
4. Kunakova A.M., Duryagin V.N. The improvement of economic efficiency of the well control process by the implementation of new process liquids. PRONEFT. Professionally about oil, 2016, issue 2, P. 61–63. (In Russ).
5. Zdolnik S.E., Khandriko A.N., Akhankin O.B., Latypov A.R., Gusakov V.N., Telin A.G., Litvinenko V.A. Technologies of killing of wells with lost return control in conditions of an intensification of terrigenous reservoirs development. Oil Industry, 2007, issue 11, P. 62–65. (In Russ).
6. Tishkevich S.V., Kotov I.A., Korotchenko A.N., Petrov A.A. The use of intelligent systems when killing fluids with anomaly high formation pressures (Achimov deposits). PRONEFT. Professionally about oil, 2022, Vol. 7, issue 2, P. 85–89. (In Russ).
7. Folomeev A.E., Vakhrushev S.A., Khatmullin A.R., Malinin A.V., Lenchenkova L.E., Turiyanov A.R., Davidenko I.S. Reducing the negative impact of workover fluids on sorovskoe oilfield sandstone formation by their modification. Bulletin of the Tomsk polytechnic university. Geo assets engineering, 2022, Vol. 333, issue 2, P. 26–37. (In Russ).
8. Folomeev A.E., Khatmullin A.R., Imamutdinova A.A., Mingalishev F.K., Shaikhnurov M.F., Belenkova N.G., Apkarimova G.I., Rakhimova A.V., Makatrov A.K. Acidizing Technology adaptation for tight sandstone formations. Oil. Gas. Innovations, 2022, issue 8, P. 77–82 (In Russ).
9. Kunakova A.M., Karpov A.A., Makarova A.M. Development of new formulations of heavy well killing fluids with density of up to 1 600 kg/m^3 for the conditions of the fields of Gazprom Neft. Oil Industry, 2021, issue 12, P. 34–38. (In Russ).
10. Kunakova A.M., Karpov A.A., Prudovskaya N.A. Research of finished heavy killing fluids with a density of up to 1600 kg/m^3 and up to 1800 kg/m^3 for the fields conditions of the Gazprom Neft. Oil Industry, 2022, issue 6, P. 76–81. (In Russ).
11. Al-Ibrahim A., Al-Bader H., Subban P., Duggirala V.S., Ayyavoo M.M. Preserving Great Discoveries by Using Non-Damaging Killing Fluid During the Temporary Abandonment of HPHT Exploratory Wells. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE, November 2018, SPE-192670-MS. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Никулин Владислав Юрьевич, главный специалист отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: nikulinvy@bnipi.rosneft.ru

Мукминов Ринат Рифхатович, к.х.н., ведущий специалист отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Нигматуллин Тимур Эдуардович, начальник отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Мухаметов Флюс Ханифович, старший специалист отдела технологий текущего и капитального ремонта скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Хазиев Ленар Бахтигареевич, специалист лаборатории физико-химических исследований, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Субхангулов Азамат Ришатович, специалист лаборатории исследования технологических жидкостей, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Захаржевский Юрий Александрович, начальник отдела повышения эффективности разработки и эксплуатации месторождений, АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия

Савчук Данил Владимирович, начальник управления разработки месторождений, АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия

Курманчук Никита Сергеевич, ведущий специалист отдела повышения эффективности разработки и эксплуатации месторождений, АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия

Nikulin Vladislav Yuryevich, chief specialist of current and workover technologies department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: nikulinvy@bnipi.rosneft.ru

Mukminov Rinat Rifkhatovich, ph.d. of chemical sciences, leading specialist of the current and workover technologies department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Nigmatullin Timur Eduardovich, head of the current and workover technologies department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Mukhametov Flyus Khanifovich, senior specialist of the current and workover technologies department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Khaziev Lenar Bakhtigarevich, specialist of the laboratory of physical and chemical research, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Subkhangulov Azamat Rishatovich, specialist of the technological fluids research laboratory, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Zakharzhevskiy Yuriy Alexandrovich, head of the department of improving efficiency of field development and operation, “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia

Savchuk Danil Vladimirovich, head of the field development department, “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia.

Kurmanchuk Nikita Sergeevich, leading specialist of the department of enhancing efficiency of field development and operation, “ROSPAN INTERNATIONAL” JSC, Novy Urengoy, Russia

УДК 622.245.54 I Обзорная статья

Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов с целью увеличения их проницаемости

Егоров С.Н.[1], Шмуратко К.В.[1], Калошин Д.А.[1], Сизов Л.А.[2], Салахов Р.В.[2], Ардалин А.А.[3]
[1]АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия, [2]ООО «НПФ «Модуль», Лениногорск, Россия, [3]ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
modullen-pr@mail.ru

Аннотация
В статье представлены результаты опытно-промышленных испытаний двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов с целью увеличения их проницаемости, производства ООО «НПФ «Модуль».

Ключевые слова
поинтервальная обработка призабойной зоны нескольких пластов, опытно-промышленные испытания, двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем, поглощение

Для цитирования
Егоров С.Н., Шмуратко К.В., Калошин Д.А., Сизов Л.А., Салахов Р.В., Ардалин А.А. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов с целью увеличения их проницаемости // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 58–59.

Кратко о проблеме

Как пример рассмотрим процесс проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта в качестве одного из основных способов увеличения продуктивности добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин.

Существуют различные виды кислотных обработок призабойной зоны плата:

- кислотные ванны,
- простая кислотная обработка,
- кислотная обработка под давлением,
- ступенчатая, или поинтервальная, кислотная обработка.

Если кислотную ванну можно провести на обычном «пере», то для проведения других видов обработки призабойной зоны пласта необходимо различное пакерное оборудование.

Для проведения кислотных обработок призабойной зоны пласта на скважинах с одним пластом обычно используется стандартная компоновка с одним пакером, который устанавливается выше обрабатываемого интервала для отсечения эксплуатационной колонны. В данном случае особых проблем при проведении работ не наблюдается. Сложнее обстоит ситуация, когда в скважине эксплуатируется два и более пластов.

В скважинах, где эксплуатируется два и более пласта, при проведении поинтервальной кислотной обработки каждого интервала в отдельности в основном применяется двухпакерная компоновка с перфорированным патрубком, расположенным между пакерами. После спуска двухпакерной компоновки до заданной глубины кислотный состав через насосно-компрессорную трубу доводится до перфорированного патрубка, далее производится посадка нижнего, а затем верхнего пакера, и кислота закачивается в пласт.

В скважинах, где пласты имеют существенно отличающиеся свойства (различная проницаемость и пластовое давление), приемистость может колебаться от 10 м^3/сут при давлении 100 атм в одном интервале и до 720 м^3/сут при давлении 0 атм в другом. Осевыми перемещениями подвески насосно-компрессорных труб необходимо произвести посадку нижнего пакера, и разгрузкой веса колонны насосно-компрессорных труб — посадку верхнего пакера. Для этого требуется точный расчет доведения химического состава в нужный интервал и определенное время для активации пакера. В результате зачастую химический состав опускается ниже двухпакерной компоновки и поглощается нижележащими интервалами перфорации с низкими пластовыми давлениями и высокой приемистостью. В последующем, после посадки двухпакерной компоновки, в планируемый интервал закачивается не весь расчетный объем химического состава или вместо запланированного химического состава закачивается технологическая жидкость — и операция по обработке призабойной зоны пласта становится неэффективной. Поэтому для эффективного проведения данной технологической операции по целевому объекту при вышеописанных условиях необходимо проведение дополнительных работ по временной изоляции нижележащего поглощающего интервала. Для этого производится установка извлекаемой/разбуриваемой пакер-пробки с последующей отсыпкой песком. После проведения обработки призабойной зоны пласта целевого объекта производятся работы по вымыву песка с дальнейшим извлечением или разбуриванием пакер-пробки. Проведение описанных работ существенно увеличивает длительность и стоимость капитального ремонта скважин.

Принцип действия

При проведении поинтервальной обработки призабойной зоны нескольких пластов работы необходимо производить от нижнего интервала к верхнему. Двухпакерная компоновка спускается в скважину на колонне насосно-компрессорных труб, так чтобы обрабатываемый интервал находился между верхним и нижним пакером. При достижении проектной глубины производится подъем компоновки на 20–50 см (в зависимости от глубины спуска и кривизны скважины) с последующим опусканием и разгрузкой инструмента. При этом происходит переход якоря механического из транспортного положения в рабочее, а также посадка нижнего

Табл. 1. Основные технические характеристики двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем

Условный диаметр ЭК, мм	Наибольший наружный диаметр компоновки, мм	Наименьший внутренний диаметр компоновки, мм	Максимальный перепад давления, Мпа	Максимальная температура рабочей среды, °С
146	118–122	60	35,0	100
168	138–142			
178	152			

и верхнего пакеров. После этого производится подъем инструмента на 1–2 м для снятия нагрузки с уплотнительных манжет верхнего упорного пакера. При этом нижний пакер находится в рабочем положении и его резиновые манжеты сжаты, подъем колонны насосно-компрессорных труб до 3 м компенсирует удлинитель телескопический (рис. 1). Затем производится доведение кислотного состава до перфорированного патрубка с циркуляцией технологической жидкости по затрубному пространству и дальнейшая разгрузка инструмента для установки верхнего упорного пакера — компоновка готова к проведению обработки призабойной зоны пласта (рис. 2). По завершении работ компоновку извлекают путем натяжения колонны НКТ, якорный механизм входит в транспортное положение.

Преимущества двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем:

- отличительная особенность данной компоновки в том, что нижний пакер оснащен специальным фиксатором, который после посадки в эксплуатационной колонне и снятия нагрузки с верхнего пакера сохраняет осевое сжатие и герметичность уплотнительных манжет;
- фиксатор нижнего пакера многоразового действия, что позволяет проводить поинтервальную обработку призабойной зоны пласта;
- в сравнении с проведением обработки призабойной зоны пласта на обычных пакерах (без фиксатора), применение данной компоновки позволяет исключить поглощение кислотного состава другими пластами с высокой приемистостью.

Рис. 1. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем готова для доведения кислотного состава в призабойную зону пласта при посаженном нижнем пакере

Рис. 2. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем готова для закачки кислотного состава в пласт при посаженном нижнем и верхнем пакерах

Применение двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем в промысловых условиях

В 2021–2022 гг. на месторождениях АО «Оренбургнефть» специалисты отдела по ТКРС под руководством Сергея Николаевича Егорова, Константина Викторовича Шмуратко, Дмитрия Анатольевича Калошина, совместно с представителями завода ООО «НПФ «Модуль» Леонидом Александровичем Сизовым, Русланом Виноризовичем Салаховым, а также представителем ООО «СамараНИПИнефть» Алексеем Анатольевичем Ардалиным, разработали и провели опытно-промышленные испытания двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны пласта. Применение данной компоновки позволяет избежать поглощения химического состава нижележащими пластами. Работы были проведены на трех скважинах АО «Оренбургнефть» с успешностью 100 %. В результате были подтверждены технические характеристики и преимущества компоновки.

Итоги

С 2022 г. по настоящее время на месторождениях АО «Оренбургнефть» с применением данной компоновки выполнено 19 операций с успешностью 100 %. Двухпакерная компоновка с телескопическим удлинителем зарекомендовала себя как надежное оборудование, которое позволяет повысить эффективность проведения поинтервальной обработки призабойной зоны пласта, снизить продолжительность и стоимость капитального ремонта скважин в целом.

Выводы

Применение двухпакерной компоновки с телескопическим удлинителем для проведения поинтервальной обработки призабойной зоны пласта производства ООО «НПФ «Модуль» имеет большую значимость для производственной деятельности нефтедобывающих компаний и может рассматриваться как потенциальный проект для успешного внедрения. На текущий момент данное оборудование аналогов в РФ не имеет.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ

Егоров Сергей Николаевич, начальник отдела ТКРС, АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия
Для контактов: snegorov2@orn.rosneft.ru

Шмуратко Константин Викторович, руководитель сектора по технологиям отдела ТКРС, АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия
Для контактов: kvshmuratko@orn.rosneft.ru

Калошин Дмитрий Анатольевич, менеджер сектора по технологиям, АО «Оренбургнефть», Бузулук, Россия
Для контактов: dakaloshin@orn.rosneft.ru

Сизов Леонид Александрович, заместитель директора по новым технологиям, ООО «НПФ «Модуль», Лениногорск, Россия
Для контактов: leonid_28@list.ru

Салахов Руслан Виноризович, заместитель директора по развитию, ООО «НПФ «Модуль», Лениногорск, Россия
Для контактов: modullen-pr@mail.ru

Ардалин Алексей Анатольевич, главный специалист отдела внедрения новых технологий, ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия
Для контактов: ardalinaa@samnipi.rosneft.ru

ООО «ЕрмакГаз»

официальный дилер «ТЕРМОБРЕСТ»

Арматурный завод «ТЕРМОБРЕСТ» – разработчик и производитель газовой трубопроводной арматуры и приборов дистанционной автоматики. Продукция, производимая заводом, широко применяется в системах обеспечения безопасности и регулирования теплоэнергетических установок промышленного и бытового назначения, в сфере газоснабжения и газопотребления, а также во всех сферах жизнедеятельности, где есть газ.

ПРЕИМУЩЕСТВА РАБОТЫ С НАМИ

- Собственная современная производственная база и штат сотрудников высокой квалификации.
- Более чем 15-летний опыт внедрения передовых технологий в области арматуростроения.
- Разветвленная сеть дилеров в СНГ, ЕС и Китае.
- Сроки поставки партии продукции любой сложности и комплектации – не более 10 дней.
- Вся продукция сертифицирована в системах ЕАС, CE.
- Гарантийный срок на всю линейку продукции «ТЕРМОБРЕСТ» – 24 месяца с момента ввода в эксплуатацию.
- Широкий диапазон климатических исполнений арматуры марки «ТЕРМОБРЕСТ» (от -60 до +60 °С) делает возможным ее применение во всех климатических поясах.
- Продукция поставляется в более чем 30 стран мира: от Норильска до Ханоя, от Южно-Сахалинска до Уэстона (США).
- Вся арматура может выпускаться во взрывозащищенном и сейсмостойком исполнении.
- Материал корпуса: алюминий, сталь, чугун.
- Качеству марки «ТЕРМОБРЕСТ» доверяют такие промышленные гиганты, как «ГАЗПРОМ», «ЛУКОЙЛ», «РОСНЕФТЬ», «РМК», «СУРГУТНЕФТЕГАЗ», «ТАТНЕФТЬ», «БАШНЕФТЬ», CATERPILLAR, KOMATSU и многие другие.

EAC CE1299

НОМЕНКЛАТУРА ВЫПУСКАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ

Более 10 000 типов, типоразмеров и исполнений изделий.

- Клапаны электромагнитные газовые:
  - 2- и 3-позиционные
  - с ручным и электромеханическим регулятором расхода газа
  - с медленным открытием
  - с ручным взводом
  - для жидких сред
- Двойные электромагнитные клапаны-мультиблоки
- Блоки газовых клапанов линейные и угловые для любых схем работы газогорелочных устройств
- Клапаны предохранительно-запорные и предохранительно-сбросные
- Регуляторы-стабилизаторы давления, в том числе с пилотным управлением, комбинированные и бытовые
- Регуляторы нулевого давления и соотношения газ-воздух
- Заслонки регулирующие с ручным и электромеханическим приводом
- Фильтры газовые
- Смесители газов
- Датчики-реле давления мембранного и электронного типа
- Блоки контроля герметичности

www.ermakgaz.ru

г. Ижевск +7 (3412) 55-46-00
г. Пермь +7 (342) 259-16-23

ermakgaz@mail.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-61-66 УДК 622.276 I Научная статья

Проведение испытаний технологии задавки ингибитора солеотложения в пласт в условиях Соровского месторождения

Валекжанин И.В.[1], **Рафиков В.Н.**[2], **Синицына Т.И.**[2], **Блохин Д.А.**[3], **Латыпов О.А.**[1]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, [3]ООО «Соровскнефть», Тюмень, Россия
valekzhaniniv@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
В статье описан комплексный подход к предотвращению солеобразования в горизонтальных скважинах Соровского месторождения, включающий анализ добывающего и осложненного фонда скважин, компьютерное моделирование и оценку риска выпадения солей в скважинных условиях, лабораторные исследования ингибиторов солеотложения, включающие в том числе оценку адсорбции и десорбции ингибитора на керновом материале. Полученные результаты лабораторных исследований позволили разработать качественные дизайны задавок ингибитора солеотложения (ИСО) в пласт, спрогнозировать характер и продолжительность выноса закачанного ингибитора. Результаты промысловых испытаний подтвердили эффективность предложенного подхода: осложнений, связанных с образованием солей на объектах испытаний, не выявлено, продолжительность эффекта составила более 1 года.

Материалы и методы
Для определения адсорбционно-десорбционных свойств ингибитора солеотложения (изотерма адсорбции) с целью получения количественных данных, необходимых для расчета объемов задавки реагента в пласт, и определения объемов защищаемой воды были проведены лабораторные фильтрационные эксперименты на естественных образцах керна Соровского месторождения.
Все исследования проведены на современном экспериментальном оборудовании, в том числе установке для определения фильтрационно-емкостных свойств образцов UltraPoroPerm-500 (Core-Lab, США), фильтрационной установке УИК-5(2) (Гло-Бел Нефтесервис, г. Москва), позволяющем с высокой точностью определять исследуемые фильтрационные параметры.

Ключевые слова
солеотложение, ингибитор солеотложения, задавка в пласт, осложнения при добыче, наработка на отказ, кальцит

Для цитирования
Валекжанин И.В., Рафиков В.Н., Синицына Т.И., Блохин Д.А., Латыпов О.А. Проведение испытаний технологии задавки ингибитора солеотложения в пласт в условиях Соровского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 61–66.
DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-61-66

Поступила в редакцию: 19.04.2023

UDC 622.276 I Original Paper

Testing a scale inhibitor squeeze technology into a bottomhole formation zone under the conditions of the Sorovskoye field

Valekzhanin I.V.[1], **Rafikov V.N.**[2], **Sinitsyna T.I.**[2], **Blokhin D.A.**[3], **Latypov O.A.**[1]
[1]"RN-BashNIPInefl" LLC, Ufa, Russia, [2]"Tyumen petroleum research center" LCC, Tyumen, Russia, [3]"Sorovskneft" LCC, Tyumen, Russia
valekzhaniniv@bnipi.rosneft.ru

Abstract
The article describes an integrated approach to preventing scale formation in horizontal wells of the Sorovskoye field, including analysis of producing and complicated well stock, computer modeling and assessment of the risk of scale precipitation in well conditions, laboratory studies of scale inhibitors, including, among other things, an assessment of the adsorption and desorption of the inhibitor on core material. The obtained results of laboratory studies made it possible to develop high-quality designs of scaling inhibitor (SI) injections into the reservoir, to predict the nature and duration of the injection of the injected inhibitor. The results of field tests confirmed the effectiveness of the proposed approach: no complications associated with the formation of salts on the test objects were identified, the duration of the effect was more than 1 year.

Materials and methods
To determine the adsorption-desorption properties of the scaling inhibitor (adsorption isotherm) in order to obtain quantitative data necessary for calculating the volumes of reagent injection into the reservoir and determining the volumes of protected water, laboratory filtration experiments were carried out on natural core samples from the Sorovskoye field.
All studies were carried out on modern experimental equipment, including an UltraPoroPerm-500 (Core-Lab, USA) unit for determining the porosity and porosity properties of samples, a UIK-5(2) filtration unit (Glo-Bel Oil Service, Moscow), which allows to determine the studied filtration parameters with high accuracy.

Keywords
scaling, scale inhibitor, squeeze, oil production complications, failure interval, calcite

For citation
Valekzhanin I.V., Rafikov V.N., Sinitsyna T.I., Blokhin D.A., Latypov O.A. Testing a scale inhibitor squeeze technology into a bottomhole formation zone under the conditions of the Sorovskoye field. Exposition Oil Gas, 2023, issue 3, P. 61–66. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-61-66

Received: 19.04.2023

Цель исследования

Повышение эффективности эксплуатации осложненного фонда скважин Соровского месторождения — снижение количества преждевременных отказов по причине солеотложения, увеличение наработки на отказ внутрискважинного оборудования.

Введение

Процесс извлечения нефти на поверхность неизбежно сопровождается добычей значительных объемов попутных вод — как пластовых, так и закачиваемых в залежь для поддержания пластового давления. В результате по мере обводнения добываемой продукции зачастую происходит образование солевых осадков, что приводит к большим материальным затратам и значительным потерям в добыче нефти. Особенностью Соровского месторождения является проблема солеотложения в горизонтальных скважинах, имеющих, как правило, протяженные интервалы перфорации и зачастую трещины гидроразрыва пласта (ГРП) в призабойной зоне (ПЗП). Авторами статьи был предложен и опробован в промысловых условиях Соровского месторождения комплексный подход к проведению работ по предупреждению солеотложения на скважинах данного типа.

Действующий нефтяной фонд Соровского месторождения составляет порядка 130 скважин. Основными объектами разработки являются пласты группы БС, средняя обводненность скважинной продукции составляет 62 %. Более 80 % скважин месторождения эксплуатируется установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). Осложненный солеотложением фонд составляет 55 скважин. Химические технологии являются преобладающим методом борьбы с солеобразованием на месторождении, наиболее распространенные технологии — постоянное и периодическое дозирование ингибитора солеотложения (ИСО) в затрубное пространство скважины. Однако данные технологии не предотвращают образование солей в ПЗП, что может приводить, в частности, к снижению продуктивности добывающих скважин. Для комплексной защиты скважин от отложений солей, начиная с ПЗП, может успешно использоваться технология задавки ингибитора солеотложения в пласт (Squeeze) [1–3], которая может являться элементом комплексной защиты погружного оборудования от отложений солей [4]. Данная технология достаточно широко реализуется в мировой нефтяной промышленности [5–7] и зарекомендовала себя как эффективный способ борьбы с отложением минеральных солей на добывающих нефтяных скважинах.

Технология Squeeze, как правило, включает следующие основные стадии:

- предоторочка (preflush) — отделение основного объема закачиваемого ИСО от пластовой жидкости для снижения рисков проявления несовместимости;
- основная обработка (main slug) — введение основного объема ингибитора в пласт, как правило, в виде водного раствора 3–10 % концентрации;
- продавка (overflush) — доведение раствора ингибитора на требуемую глубину в пласте для расширения зоны его адсорбции;
- выдержка (shut-in) — закрепление ингибитора в пласте для прохождения адсорбции реагента на породу пласта (обычно от 6 до 48 часов).

Однако к ингибиторам солеотложения, которые планируются к применению по технологии задавки в пласт, предъявляются более широкие требования. Помимо основных физико-химических свойств и ингибирующей эффективности необходимо проведение комплекса исследований, связанных с определением адсорбционно-десорбционных свойств реагента для конкретной породы пласта-коллектора. В проведенной работе были выполнены все необходимые исследования.

Необходимо отметить, что до настоящей работы технология задавки ингибитора солеотложения в пласт в условиях Соровского месторождения не применялась.

Табл. 1. Результаты оценки риска солеотложения в скважинах Соровского месторождения
Tab. 1. Results of scaling risk assessment in the wells of the Sorovskoye field

Уровень риска	Значение SI	Кол-во скважин
Низкий (I)	‹ 0,5	0
Средний (II)	0,5–1,0	2
Высокий (III)	1,0–1,5	8
Сверхвысокий (IV)	› 1,5	113

Расчет риска солеобразования

Основным солевым риском на скважинах Соровского месторождения является образование карбоната кальция ($CaCO_3$, кальцит). Для оценки риска образования кальцита на добывающих скважинах был проанализирован состав попутно-добываемых вод различных пластов и рассчитан прогноз солеотложения по методике, предложенной Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсоном [8, 9]. В качестве исходных данных для проведения расчетов использована следующая информация:

- данные многокомпонентного химического анализа воды (концентрации ионов Na^++K^+, Ca^{2+}, Mg^{2+}, Ba^{2+}, Sr^{2+}, Cl^-, SO_4^{2-} и HCO_3^- в мг/л);
- данные мольного состава газа (мольные доли CO_2, CH_4, N_2);
- давление (P, атм), температура (T, °C) на забое скважины;
- дебит жидкости $Q_{жидкости}$ ($м^3$/сут), обводненность (%), газовый фактор ($м^3$/т) и плотность нефти (кг/$м^3$).

Результаты расчета индекса насыщения представлены в таблице 1.

По результатам моделирования установлено, что 113 проанализированных скважин характеризуются индексом насыщения более 1,5, то есть риск образования кальцита в условиях забоя этих скважин оценивается как сверхвысокий. На 8 скважинах риск образования кальцита высокий, на 2 скважинах — средний.

Лабораторные исследования

С целью повышения эффективности защиты осложненного солеотложением фонда скважин Соровского месторождения была инициирована работа по подбору, обоснованию и испытанию технологии задавки ИСО в призабойную зону пласта (Squeeze).

В рамках лабораторных исследований была проведена оценка адсорбционно-десорбционной способности двух ИСО на водонасыщенной керновой модели пластов БС8 и БС9(1-2) Соровского месторождения (табл. 2).

Проницаемость моделей пластов подбиралась в соответствии с расчетом по актуальным текущим эксплуатационным данным скважин осложненного фонда с учетом притоков воды и обобщенных относительных фазовых проницаемостей соответствующих пластов. В ходе эксперимента через модель пласта был профильтрован стационарный поток модели пластовой воды (МПВ, табл. 3) с линейной скоростью фильтрации 200–600 м/год, тем самым сформировав начальные условия. Затем через модель пласта был профильтрован 10 %-ный раствор ИСО в МПВ при неизменном режиме прокачки. На выходном конце модели пласта непрерывно отбирались пробы исходящего флюида, которые анализировались на содержание ИСО фотометрическим методом. Отбор проб и их анализ проводился до момента достижения концентрации ИСО в выходящем флюиде, равной концентрации во входящем потоке. Затем прокачка останавливалась — и керн, насыщенный раствором ИСО, выдерживался в течение 17 часов для адсорбции ингибитора на поверхности порового пространства породы.

Для оценки десорбционной способности после выдержки было произведено переключение входного потока на стационарную фильтрацию МПВ. На выходном конце

Табл. 2. Перечень образцов для определения адсорбционно-десорбционной способности ИСО
Tab. 2. List of samples for determining the adsorption-desorption capacity of scale inhibitor

№ мод.	№ образца	Диаметр образца, см	Длина образца, см	Пористость по газу, %	Проницаемость по газу, мД
Пласт БС8					
ИСО-1	2324/20	2,94	3,63	19,9	196,96
	2323/20	2,94	3,48	20,9	191,70
Пласт БС9(1-2)					
ИСО-1	20335/19	2,93	3,35	18,3	20,04
	20353/19	2,92	3,37	17,4	19,25

Табл. 3. Состав модельной пластовой воды
Tab. 3. Composition of reservoir water model

Месторождение		Соровское, пласты группы БС
Физико-химические свойства и растворимые компоненты модельной среды	Минерализация, мг/дм^3	15 814
	pH	7,7
	HCO^{3-}, мг/дм^3	1 243
	Ca^{2+}, мг/дм^3	127
	Mg^{2+}, мг/дм^3	53
	Ba^{2+}, мг/дм^3	28
	Sr^{2+}, мг/дм^3	30
	$Na^+ + K^+$, мг/дм^3	5 760
	SO_4^{2-}, мг/дм^3	8
	Cl^-, мг/дм^3	8 565
	Fe^{3+}, мг/дм^3	0
	H_2S, мг/дм^3	0
	CO_2, мг/дм^3	68
Тпл, °С		86

Табл. 4. Результаты исследований по восстановлению проницаемости по нефти после обработок
Tab. 4. The results of studies on the restoration of oil permeability after treatments

№ образца	Фазовая проницаемость по нефти, мД					
	Обработка моделью пластовой воды			Обработка ИСО		
	До, мД	После, мД	Коэффициент восстановления проницаемости «базовый», д. ед.	До, мД	После, мД	Коэффициент восстановления проницаемости, д. ед.
Пласт БС8						
1	26,90	24,35	0,91	24,14	22,09	0,92
Пласт БС9(1-2)						
2	4,52	4,25	0,94	4,39	4,35	0,99

непрерывно отбирались пробы исходящего флюида, которые анализировались на содержание ИСО фотометрическим методом. Отбор и анализ проб проводились до достижения в выходном потоке концентрации ИСО равной порогу определения (менее 1 мг/л).

Для проведения фильтрационных экспериментов использовалась модель пластовой воды с параметрами, соответствующими параметрам вод пластов группы БС Соровского месторождения (табл. 3).

Графическое представление результатов фильтрационных экспериментов по оценке адсорбционно-десорбционной способности ИСО в условиях водонасыщенной модели пласта приведено на рисунке 1.

В результате фильтрационных экспериментов были получены численные значения и динамика зависимости концентрации тестируемого ИСО в выходящем из порового пространства флюиде от объема прокачанной жидкости, выраженной как в абсолютных единицах, так и в количестве поровых объемов.

Кроме того, с целью оценки рисков снижения проницаемости продуктивных пластов после закачивания ИСО в ПЗП был определен коэффициент восстановления проницаемости. Фильтрационные эксперименты проводились на керновых моделях терригенных пластов с остаточной водонасыщенностью при пластовой температуре (86 °С). Коэффициент восстановления проницаемости определялся как соотношение фазовой проницаемости по нефти после обработки образца ИСО/МПВ и фазовой проницаемости по нефти до обработки. В соответствии с принятыми в компании ПАО «НК «Роснефть» требованиями коэффициент восстановления проницаемости породы после обработки ИСО не должен снижаться более чем на 8 % по сравнению с проницаемостью породы при обработке моделью пластовой воды.

Результаты фильтрационных экспериментов по определению коэффициента восстановления проницаемости по нефти после

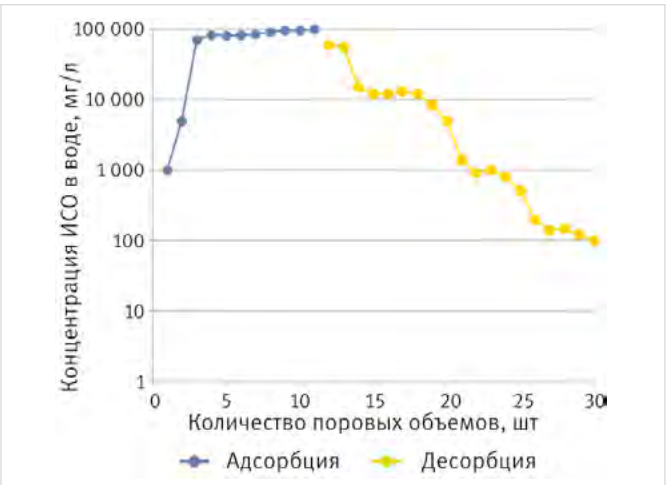


Рис. 1. Кривая адсорбции и десорбции ИСО для пласта БС8 Соровского месторождения (концентрация ингибитора 10 %, температура эксперимента 86 °С, десорбция осуществлялась прокачиванием модели пластовой воды)
Fig. 1. Inhibitor adsorption and desorption curve for the BS8 reservoir of the Sorovskoye field (inhibitor concentration 10%, experiment temperature 86 °C, desorption was carried out by pumping the reservoir water model)

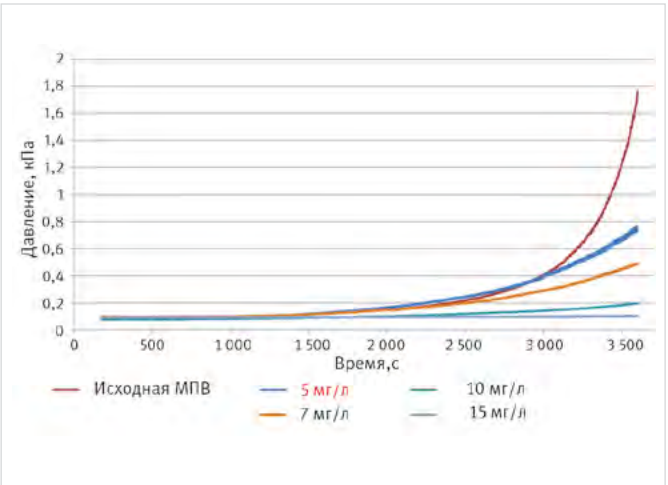


Рис. 2. Динамическое тестирование ИСО на модельной воде Соровского месторождения (пласты группы БС) методом блокирования капилляра
Fig. 2. Dynamic testing of inhibitor on the model water of the Sorovskoye field (reservoirs of the BS group) by the capillary blocking method

воздействия МПВ и растворов ИСО приведены в сводной таблице 4.

Результаты экспериментов позволяют констатировать, что коэффициент восстановления проницаемости керновой модели по нефти после прокачки раствора ИСО находится в рамках нормативных значений.

Следующим этапом была определена минимально-рабочая концентрация (МРК), необходимая для дальнейшего моделирования процесса задавки ИСО в пласт. МРК ингибиторов определялась методом динамического тестирования по блокированию капилляра при прокачивании МПВ через капилляр без ингибитора (холостой опыт) и с ингибитором.

По результатам динамического тестирования (рисунок 2) в качестве МРК была принята дозировка 10 мг/л, обеспечивающая достаточный уровень ингибиторной защиты по данной технологии.

Разработка дизайна закачки ИСО в ПЗП скважины

На основании проведенных экспериментов была произведена оценка адсорбционно-десорбционной способности ИСО на образцах керна двух пластов Соровского месторождения. Полученные данные проведенных фильтрационных экспериментов выноса реагентов обработаны с использованием программного комплекса SQUEEZE V (Heriot-Watt University) [10], подпрограммой «ADSORPTION ISOTHERM DERIVATION MODEL».

На рисунке 3 приведена в качестве примера изотерма адсорбции ИСО на породу пласта БС8 в виде зависимости равновесной адсорбции на породе от текущей концентрации реагента в растворе, описываемой уравнением Фрейндлиха [11]:

$$\Gamma = k \cdot Cn,$$

где Γ — равновесная адсорбция реагента на породе; K, n — постоянные, полученные на основе экспериментальных данных; C — равновесная концентрация вещества, мг/л.

Для опытно-промышленных испытаний технологии были рассчитаны дизайны задавки реагентов в ПЗП выбранных скважин на программном комплексе SQUEEZE V в подпрограмме «SINGLE-LAYER RADIAL NEAR-WELL MODEL», включая расчетные объемы ИСО, буферной пачки и продавки в зависимости от планового времени защиты (180 или 365 суток). Моделирование выноса реагента в течение заданного промежутка времени

Табл. 5. Планируемые параметры задавки
Tab. 5. Planned squeeze parameters

Скв.	Qж, м³/сут	Q воды, м³/сут	Объем буферной пачки, м³	Объем раствора реагента, м³	Объем продавки в пласт, м³	Объем продавки внутри скв. оборудования, м³
1	91,5	49	9,2	30,4	23,2	12,3
2	24,6	11	2,5	29,3	22,6	14,2

Табл. 6. Фактические параметры задавки
Tab. 6. Actual squeeze parameters

Скв.	Q воды, м³/сут	Объем буферной пачки, м³	Объем раствора реагента, м³	Объем продавки в пласт, м³	Объем продавки внутри скв. оборудования, м³
1	76	9,2	31,9	23,9	12,3
2	17	2,5	29,6	22,8	14,2

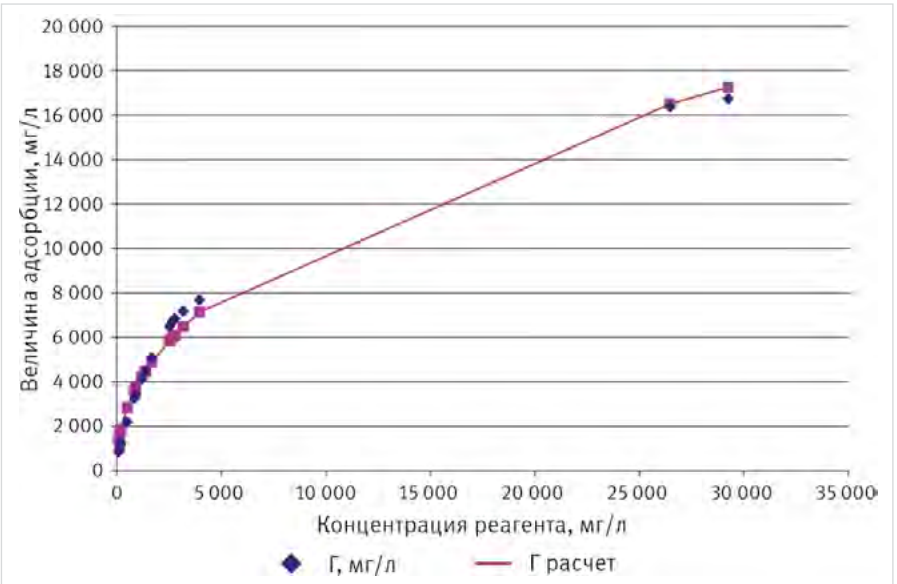


Рис. 3. Изотерма адсорбции ИСО на породу пласта БС8 Соровского месторождения
Fig. 3. Inhibitor adsorption isotherm on the rock of the BS8 formation of the Sorovskoye field

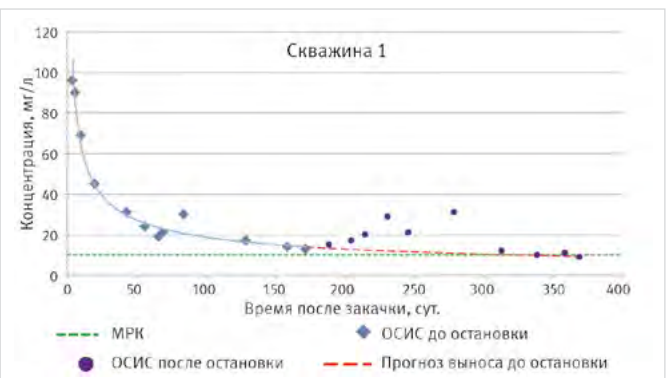


*Рис. 4. Характер выноса ингибитора солеотложений на скважине № 1**
**ОСИС — остаточное содержание ингибитора солеотложений*
*Fig. 4. The nature of the scale inhibitor desorption in well №. 1**
**SIRC – scale inhibitor residual content*

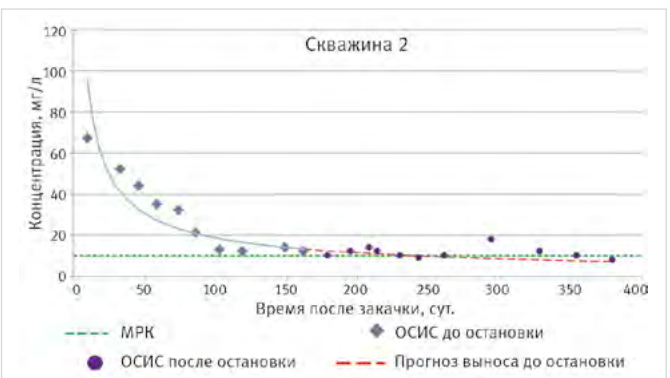


*Рис. 5. Характер выноса ингибитора солеотложений на скважине № 2**
**ОСИС — остаточное содержание ингибитора солеотложений*
*Fig. 5. The nature of the scale inhibitor desorption in well №. 2**
**SIRC – scale inhibitor residual content*

также проводилось с помощью программы SQUEEZE V.

Опытно-промысловые работы

В соответствии с разработанными дизайнами было проведено две операции задавки ИСО в пласты добывающих скважин Соровского месторождения. Обе скважины являются горизонтальными, во всех ранее проводились многостадийные ГРП. Плановый срок защиты от солеотложения согласно дизайнам — 365 суток. Планируемые параметры работы скважин и расчетные объемы технологических жидкостей для операций задавок приведены в таблице 5. Фактические данные после обработок приведены в таблице 6.

По приведенным данным можно констатировать, что фактическая задавка проведена в точном соответствии с разработанными дизайнами в части объемов применяемых технологических жидкостей.

Дополнительной особенностью описываемых случаев реализации технологии Squeeze является тот факт, что в течение запланированного срока защиты данные скважины были остановлены по причине ограничений добычи. Остановки на обеих скважинах произошли через 200–220 суток после задавки ИСО и продолжались в течение 80–100 суток, за которые на скважинах не проводились какие-либо геолого-технические мероприятия. После снятия ограничений скважины были успешно запущены в работу.

В итоге наработка по скважинам № 1 и 2 составила запланированные 365 суток (без учета времени простоя). Проблем, связанных с образованием и отложением солей, за данный период не выявлено.

Для контроля испытания технологии в течение всего срока защиты в попутно-добываемой воде скважин определялось наличие ингибитора солеотложений спектрофотометрическим методом [12]. Результаты замера остаточного содержания ингибитора солеотложений приведены на рисунках 4–5.

Также был проведен анализ сходимости фактического выноса ингибитора солеотложения с разработанным ранее дизайном задавок. В качестве примера на рисунке 6 приведено сравнение дизайна задавки и фактического выноса ИСО на скважине № 1.

По представленным на рисунках 4–6 данным видно, что на протяжении запланированного периода ОПИ в 365 суток остаточное содержание ИСО в воде варьировалось от ~100 до ~8 мг/дм^3, что подтверждает высокую сходимость с разработанным дизайном задавки. Характерный изгиб графика выноса в период 230 и 270 суток после проведения работ может быть обусловлен ростом концентрации ИСО вследствие его перераспределения в ПЗП в процессе простоя скважины по ограничению добычи.

Таким образом, за время проведения испытаний технологии задавки ингибитора солеотложений в пласт установлено:

- – нарушений работы ГНО, снижения расходно-напорных характеристик, роста токовых нагрузок погружного электродвигателя более чем на 10 % не наблюдалось;
- соляно-кислотные обработки не проводились;
- снижения средних значений содержания солеобразующих ионов от фоновых значений в попутно-добываемой воде не наблюдалось;

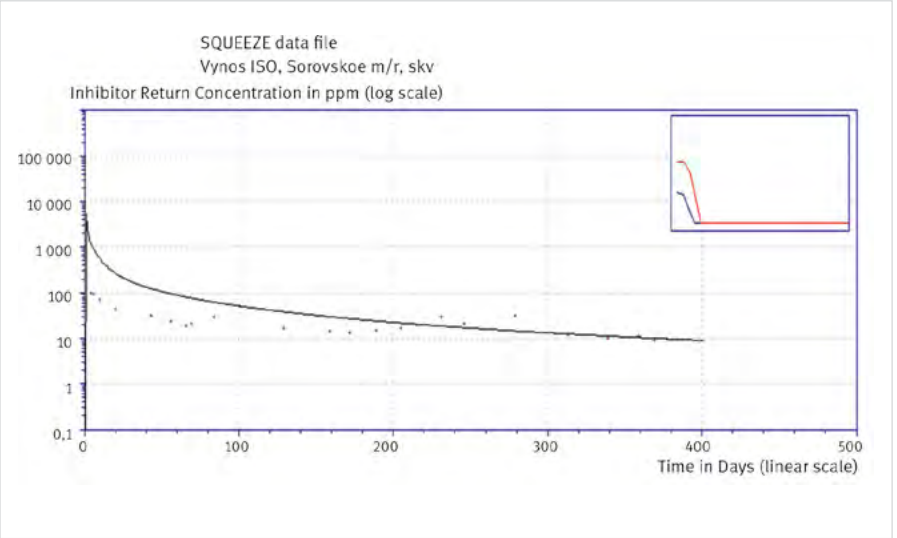


Рис. 6. Сравнение дизайна задавки и фактического выноса ИСО на скважине № 1
Fig. 6. Comparison of the squeeze design and the actual desorption of the inhibitor in well №. 1

- твердые отложения солей карбоната кальция не обнаружены;
- отказы по причине отложения солей не зафиксированы;
- сходимость фактического выноса ингибитора солеотложений с расчетным дизайном задавок хорошая, обе скважины успешно проработали запланированный период в 365 суток без каких-либо осложнений, связанных с отложением минеральных солей.

Итоги

По результатам проведенного комплекса работ, включающего фильтрационные исследования, компьютерное моделирование и опытно-промышленную реализацию, показано, что технология задавки раствора ингибитора в пласт (технология Squeeze) доказала свою эффективность для ингибирования отложений минеральных солей на горизонтальных скважинах в условиях Соровского месторождения и может быть использована в качестве эффективного метода управления солеотложением.

Выводы

- Проведен анализ добывающего и осложненного солями фонда Соровского месторождения. Рассмотрены основные применяемые технологии и химические реагенты для борьбы с образованием солей.
- Проведена оценка риска солеобразования для всех скважин Соровского месторождения. Установлено, что 96 % скважин находятся в зоне сверхвысокого риска образования кальцита.
- На основании проведенных лабораторных исследований, в том числе и с использованием кернового материала месторождения, были разработаны дизайны задавок ИСО в пласт.
- С использованием разработанных дизайнов впервые для условий Соровского месторождения проведены испытания технологии задавки ИСО в горизонтальные скважины с проведенными многостадийными ГРП.
- Результаты проведенных испытаний признаны положительными, фактическая продолжительность эффекта от ингибирования составила более 1 года, что хорошо согласуется с расчетным дизайном.
- Технология задавки ИСО в ПЗП может быть рекомендована к применению для защиты добывающих скважин Соровского месторождения от отложений минеральных солей (в частности карбоната кальция).

Литература

1. Патент 2484238 РФ, МПК E 21 B 37/06. Способ предотвращения отложения неорганических солей // А.И. Волошин, В.В. Рагулин, И.М. Ганиев, А.С. Малышев, Р.А. Ягудин. 2012105501/03, Заявлено 16.02.2012; Опубл. 10.06.2013. Бюл. 16.
2. Валекжанин И.В., Волошин А.И., Ахтямов А.Р., Кушнаренко Д.В. и др. Отложение гипса на Верхнечонском месторождении. Моделирование задавки ингибиторов в пласт // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 4. С. 36–40.
3. Валекжанин И.В., Волошин А.И., Рагулин В.В., Резвова К.К. Оценка рисков солевыпадения в скважинах Ванкорского месторождения и выбор оптимальной технологии предупреждения // Экспозиция Нефть Газ. 2017. № 1. С. 30–33.
4. Voloshin A.I., Ragulin V.V., Neviadovskyi E., Ganiev I.M. Technical and economic strategy in the scale deposition management is an important factor in enhancement the efficiency of oil production. SPE Russian oil and gas conference and exhibition, 2010, October 26–28, SPE-138066-MS. (In Eng).
5. Jordan M.M., Mackey E.J. Scale control in deepwater fields: use interdisciplinary approach to control scale. World Oil, 2005, Vol. 226, issue 9, P. 75–80. (In Eng).
6. Bybee K. Scale cause in the Smorbukk field. Journal of petroleum technology, 2006, Vol. 58, issue 3, P. 71–73. (In Eng).
7. Poynton N., Miller A., Konyukhov D., Leontieff A., Ganiev I., Voloshin A. Squeezing scale inhibitors to protect electric submersible pumps in highly fractured, calcium carbonate scaling reservoirs. SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 2008,

October 28–30, SPE-115195-MS. (In Eng).
8. Oddo J.E., Tomson M.B. Why scale forms in the oil field and methods to predict it. Society of petroleum engineers, 1994, Vol. 9, issue 1, P. 47–54. (In Eng).
9. Elichev V.A., Voloshin A., Latypov O., Topolnikov A.S., Gotvig K.L., Khabibullin R. Scale deposition prediction for pump design in oil wells. SPE Russian oil and gas conference and Exhibition, 2010, October 26–28, SPE-135084-MS. (In Eng).
10. Mackay E.J., Sorbie K.S. An Evaluation of Simulation Techniques for Modelling Squeeze Treatments. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1999, October 3–6, SPE-56775-MS. (In Eng).
11. Levan M.D., Vermeulen T. Binary Langmuir and Freundlich isotherms for ideal adsorbed solutions. The journal of physical chemistry, 1981, Vol. 85, issue 22, P. 3247–3250. (In Eng).
12. Бриков А.В., Маркин А.Н., Суховерхов С.В., Задорожный П.А. Современные методы анализа концентрации ингибиторов солеотложений в воде // Нефтепромысловое дело. 2018. № 8. С. 66–72.

ENGLISH

Results

Based on the results of the completed work package, including filtration studies, computer modeling and pilot implementation, it has been shown that the technology of squeezing an inhibitor solution into the reservoir (Squeeze technology) has proven its effectiveness for inhibiting mineral salt deposits in horizontal wells under the conditions of the Sorovskoye field and can be used in as an effective scale management method.

Conclusions

- An analysis of the producing and scale-complicated fund of the Sorovskoye field was carried out. The main applied technologies and chemical reagents to combat the formation of salts are considered.
- An assessment of the risk of salt formation was carried out for all wells of the Sorovsky field. It was found that 96 % of the wells are in the zone of ultra-high risk of calcite formation.
- On the basis of the conducted laboratory studies, including the use of the core material of the field, the designs of the inhibitor injections into the reservoir were developed.
- Using the developed designs, for the first time for the conditions of the Sorovskoye field, tests were carried out on the technology of pumping inhibitor into horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing.
- The results of the tests were recognized as positive, the actual duration of the effect of inhibition was more than 1 year, which is in good agreement with the calculated design.
- The technology of inhibitor injection into the bottomhole formation zone can be recommended for use to protect the production wells of the Sorovskoye field from deposits of mineral salts (in particular, calcium carbonate).

References

1. Voloshin A.I., Ragulin V.V., Ganiev I.M., Malyshev A.S., Jagudin R.A. Method for preventing deposits of non-organic salts. Patent RU 2 484 238 C1, 2012. (In Russ).
2. Valekzhanin I.V., Voloshin A.I., Akhtyamov A.R., Kushnarenko D.V., Kunaev R.U., Grunin A.N. Features of gypsum deposits in the verkhnechonsk field. simulation of the process of scaling inhibitors squeezing into the formation. Exposition Oil Gas, 2016, issue 4, P. 36–40. (In Russ).
3. Valekzhanin I.V., Voloshin A.I., Ragulin V.V., Rezvova K.K. Risk assessment of salt precipitation in vankor field wells and selection of the optimal prevention technology. Exposition Oil Gas, 2017, issue 1, P. 30–33. (In Russ).
4. Voloshin A.I., Ragulin V.V., Neviadovskyi E., Ganiev I.M. Technical and economic strategy in the scale deposition management is an important factor in enhancement the efficiency of oil production. SPE Russian oil and gas conference and exhibition, 2010, October 26–28, SPE-138066-MS. (In Eng).
5. Jordan M.M., Mackey E.J. Scale control in deepwater fields: use interdisciplinary approach to control scale. World Oil, 2005, Vol. 226, issue 9, P. 75–80. (In Eng).
6. Bybee K. Scale cause in the Smorbukk field. Journal of petroleum technology, 2006, Vol. 58, issue 3, P. 71–73. (In Eng).
7. Poynton N., Miller A., Konyukhov D., Leontieff A., Ganiev I., Voloshin A. Squeezing scale inhibitors to protect electric submersible pumps in highly fractured, calcium carbonate scaling reservoirs. SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition, 2008, October 28–30, SPE-115195-MS. (In Eng).
8. Oddo J.E., Tomson M.B. Why scale forms in the oil field and methods to predict it. Society of petroleum engineers, 1994, Vol. 9, issue 1, P. 47–54. (In Eng).
9. Elichev V.A., Voloshin A., Latypov O., Topolnikov A.S., Gotvig K.L., Khabibullin R. Scale deposition prediction for pump design in oil wells. SPE Russian oil and gas conference and Exhibition, 2010, October 26–28, SPE-135084-MS. (In Eng).
10. Mackay E.J., Sorbie K.S. An Evaluation of Simulation Techniques for Modelling Squeeze Treatments. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1999, October 3–6, SPE-56775-MS. (In Eng).
11. Levan M.D., Vermeulen T. Binary Langmuir and Freundlich isotherms for ideal adsorbed solutions. The journal of physical chemistry, 1981, Vol. 85, issue 22, P. 3247–3250. (In Eng).
12. Brikov A.V., Markin A.N., Sukhoverkhov S.V., Zadorozhny P.A. Modern methods applied to analyze scaling inhibitors concentration in water. Oilfield engineering, 2018, issue 8, P. 66–72. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Валекжанин Илья Владимирович, начальник отдела борьбы с осложнениями, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия
Для контактов: valekzhaniniv@bnipi.rosneft.ru

Рафиков Вадим Нариманович, главный специалист управления инжиниринга добычи, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Синицына Татьяна Ивановна, начальник управления инжиниринга добычи, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Блохин Дмитрий Александрович, начальник отдела по работе с механизированным фондом, ООО «Соровскнефть», Тюмень, Россия

Латыпов Оскар Азатович, главный специалист отдела борьбы с осложнениями, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Valekzhanin Ilya Vladimirovich, head of the department of combating complications, LLC “RN-BashNIPIneft”, Ufa, Russia
Corresponding author: valekzhaniniv@bnipi.rosneft.ru

Rafikov Vadim Narimanovich, chief specialist of the production engineering department, “Tyumen petroleum research center” LCC, Tyumen, Russia

Sinitsyna Tatiana Ivanovna, head of the production engineering department, “Tyumen petroleum research center” LCC, Tyumen, Russia

Blokhin Dmitry Alexandrovich, head of the department for work with the mechanized fund, “Sorovskneft” LLC, Tyumen, Russia

Latypov Oskar Azatovich, chief specialist of the department of complications management, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

АСО

БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

Ведущий российский производитель компрессорного оборудования

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

Герметизация проходов трубопроводов с помощью гидроизолирующих воротников (гидроворотник) марки АР

При проходе нефтяных, газовых и других трубопроводов через технологические колодцы необходима гидроизоляция как стенок колодца, так и зазора в месте непосредственного прохода трубы через стенку.

В варианте прохода трубы через закладную гильзу в стенке колодца герметизация зазора между гильзой и трубой осуществляется **уплотнителями кольцевого пространства АктивРинг**.

При непосредственном проходе трубы, т.е. без гильзы, даже при плотной закладке трубы в стенке, из-за плохой адгезии материалов трубы и стенки, а также вибраций и микросмещений трубы относительно стенки в процессе эксплуатации, коррозии металла неизбежно возникновение зазора между внешней поверхностью трубы и материалом стенки, через который грунтовые воды проникают в колодец и наносят ущерб оборудованию внутри колодца (рис. 1).

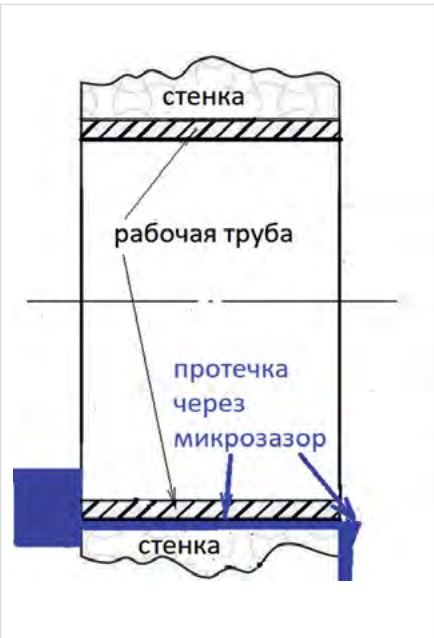


Рис. 1. Протечка через микрозазор между трубой и стенкой

Аналогичная ситуация проявляется, когда по нормативным требованиям или требованиям заказчика применяются закладные гильзы для прокладки в них рабочих труб. Зазор обнаруживается между гильзой и материалом стен, фундаментов или перекрытий.

Стенка гильзы из стали подвергается коррозии — и через слой рыхлой ржавчины влага начинает проникать в колодец или помещение.

На практике, как правило, именно этот зазор является долговременной причиной подтопления грунтовыми водами колодцев, подвальных помещений и не поддается заделке без капитальных работ.

Решением для гидроизоляции таких зазоров является применение **гидроизолирующего воротника — гидроворотника марки АР**.

Гидроворотник марки АР — это наиболее простое, дешевое и в то же время эффективное решение по гидростатической изоляции в местах проходов труб через колодцы, прокладки труб при заливке фундаментов, устройстве стен и перекрытий.

Способ применения — монтаж (бетонирование) рабочей трубы или гильзы с установленным на них гидроворотником.

Условно, так как конструкция является монолитной, гидроворотник марки АР состоит из цилиндрической части (втулки) и воротниковой части (рис. 2).

Рис. 2. Устройство гидроворотника марки АР

Прижатая к трубе с помощью хомутов цилиндрическая часть гидроворотника уплотняет зазор между трубой или гильзой и втулкой, а воротниковая часть после затяжки хомутов препятствует проникновению влаги через микропоры и микротрещины в материале стены, фундамента, перекрытия.

Гидроворотник крепится к рабочей трубе или гильзе хомутами из нержавеющей стали (из комплекта поставки).

Гидроворотник изготавливается из термопластичного материала для диапазона диаметров от 32 до 1 770 мм.

Номенклатура гидроизолирующих воротников (гидроворотник марки АР) производимая ООО АПС.

1. Фиксированная, с постоянным товарным запасом на складе (наружный диаметр рабочей трубы или гильзы): Ø 32 мм; Ø 63 мм; Ø 90 мм; Ø 110 мм; Ø 160 мм; Ø 180 мм; Ø 200 мм; Ø 225 мм.
2. Произвольная, по заказу клиента; от Ø 250 до Ø 1 770 мм.

Эластичность материала позволяет использовать гидроворотник марки АР на диапазоне диаметров +/-5 % от номинального.

Материал стоек к слабоагрессивным щелочам и кислотам, а также к смесям с водой: нефти, технических масел, топлива на основе нефти, растворителей на основе нефти.

Выдерживает давление до 5 бар.

Термостойкость — рабочая: -40...+80 °С, кратковременно: +110 °С.

Для комплексной герметизации прохода труб через строительные конструкции гидроворотник марки АР применяется в составе **узла герметизации АктивРинг** (рис. 3).

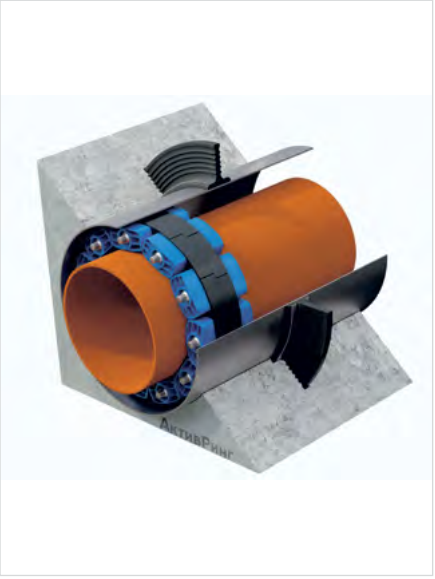


Рис. 3. Гидроворотник марки АР в составе узла герметизации АктивРинг

ООО «АПС» на собственной оснастке производит в Санкт-Петербурге: опорно-направляющие кольца, герметизирующие манжеты, уплотнители кольцевых пространств АктивРинг, гидроизолирующие воротники, многокабельные проходки.

Продукция продвигается и продается под собственной торговой маркой «АктивРинг».

Не подлежит обязательной сертификации (отказное письмо).

На продукцию выдается Паспорт качества.

Гарантия на продукцию — 5 лет при условии соблюдения требований по монтажу и соблюдения температурных и других условий эксплуатации.

Срок службы не менее 20 лет.

Актив Питер Строй

+7 (812) 602-06-17

info@activpiter.ru
www.aktivring.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-69-73 УДК 65.011.56 I Научная статья

Прогнозирование распределения температуры по стволу нефтяных скважин при пароциклической обработке

Степанов В.А., Ясницкий Л.Н.
ООО «Нейрософт глобал», Пермь, Россия
svamail@list.ru

Аннотация
Основным источником получения информации о степени прогрева нефтяного пласта и эффективности пароциклической обработки скважин являются геофизические исследования, заключающиеся в измерении температуры в стволе скважины с помощью опускаемого в скважину геофизического прибора. Это довольно трудоемкий и не всегда успешный процесс. В качестве альтернативы в настоящей статье делается попытка разработки инженерного программного продукта, способного прогнозировать распределение температуры в скважине и, таким образом, частично либо полностью заменять исследования скважины с помощью опускаемого прибора. Нейронная сеть, лежащая в основе инженерного продукта, обучалась на данных о скважинах Усинского месторождения. В статье отмечается, что возможность прогнозирования распределения температуры в скважинах может позволить инженерам находить и реализовывать наиболее рациональные режимы пароциклической обработки.

Материалы и методы
При проектировании, генерации, тестировании нейронных сетей и нейросетевом моделировании использовались программные инструменты, наработки и опыт научной школы Пермского государственного национального исследовательского университета. Для обучения нейронных сетей использовался датасет, созданный на основании данных пароциклической обработки 50 скважин Усинского месторождения.

Ключевые слова
пароциклическая обработка, ГИС 55, Усинское месторождение, нефть, нефтяной пласт, скважина, прогнозирование, нейронная сеть, температура

Благодарности
Исследование выполнено при финансовой поддержке Фонда содействия инновациям (Россия): договор 4469ГС1/72542 от 15 февраля 2022 г.

Для цитирования
Степанов В.А., Ясницкий Л.Н. Прогнозирование распределения температуры по стволу нефтяных скважин при пароциклической обработке // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 69–73. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-69-73

Поступила в редакцию: 15.05.2023

UDC 65.011.56 I Original Paper

Prediction of temperature distribution along the oil wells during steam cycling

Stepanov V.A., Yasnitsky L.N.
“Neurosoft Global” LLC, Perm, Russia
svamail@list.ru

Abstract
One of the main sources of obtaining information about the degree of heating of the oil reservoir and the effectiveness of steam cyclic treatment of wells is geophysical research, which consists in measuring the temperature in the wellbore using a descent geophysical instrument. This is a rather laborious and not always successful process. As an alternative, this article attempts to develop an engineering software product capable of predicting the temperature distribution in a well and thus partially or completely replace the downhole survey. The neural network underlying the engineering product was trained on data from the wells of the Usinskoye field. The article notes that forecasting the temperature distribution in wells can allow engineers to find and implement the most rational modes of steam cycling treatment.

Materials and methods
When designing, generating, testing neural networks and neural network modeling, software tools, developments and experience of the scientific school of the Perm State National Research University were used. To train neural networks, a dataset was used, created on the basis of steam cycling data from 50 wells in the Usinskoye field.

Keywords
steam cycling, GIS 55, Usinskoye field, oil, oil reservoir, well, forecasting, neural network, temperature

For citation
Stepanov V.A., Yasnitsky L.N. Prediction of temperature distribution along the oil wells during steam cycling. Exposition Oil Gas, 2023, issue 3, P. 69–73. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-69-73

Received 15.05.2023

Введение

Одним из основных источников получения информации о степени прогрева нефтяного пласта и эффективности закачки пара при пароциклической обработке (ПЦО) являются геофизические исследования скважин (ГИС), заключающиеся в измерении температуры, давления и определении других характеристик пара посредством исследования скважины с помощью опускаемого в скважину геофизического прибора.

Однако следует отметить, что проведение ГИС имеет свои проблемы. Это довольно трудоемкий и не всегда успешный процесс. Так, например, на Усинском месторождении за 2020 г. из 105 проведенных ГИС 38 % оказались неинформативны. Причиной низкого охвата исследованиями является, как правило, отсутствие возможности спуска прибора ГИС на глубину более 500 м. Интервалы же перфорации обычно находятся значительно глубже. Поэтому такие исследования не характеризуют степень прогрева нефтяного пласта. Программных же инструментов, которые бы позволяли прогнозировать распределение теплофизических характеристик закачиваемого пара вглубь ствола скважины без применения прибора ГИС, пока не существует.

В связи с этим цель нашего исследования состоит в создании программного инструмента, способного выполнять прогнозирование распределения температуры по стволу скважины и, таким образом, частично либо полностью заменить трудоемкие и малоэффективные ГИС.

Научная новизна и актуальность наших исследований заключается в применении современного математического аппарата нейронных сетей, который, по-видимому, ранее для этих целей не применялся.

Следует, тем не менее, отметить, что методы машинного обучения уже давно и успешно используются в задачах прогнозирования объемов добычи нефти и газа, однако не затрагивая моделирования процессов ПЦО. Так, в работе [1] предложен метод прогнозирования дебита нефти с использованием искусственной нейронной сети. Авторы работы [2] решают задачу прогнозирования суточных объемов добычи газа на горизонтальных скважинах. В работе [3] сообщается об успешном применении аппарата нейросетевого моделирования для прогнозирования дебита нефти на месторождении Волве в Норвегии. Авторы работы [4] применили метод нейросетевого моделирования для прогнозирования динамического забойного давления в нефтяных скважинах с целью оптимизации добычи нефти. Пользуясь методами машинного обучения, включая регрессию, метод опорных векторов и нейронные сети, авторы [5] создали модель, прогнозирующую дебит нефти в зависимости от времени и других параметров.

Таким образом, мы видим, что методы машинного обучения, в частности нейронные сети, довольно широко и успешно применяются в задачах прогнозирования и оптимизации объемов добычи нефти. Однако случаев применения этих прогрессивных методов в задачах моделирования ПЦО нам обнаружить не удалось. Тем более нам не удалось найти работы, в которых метод нейросетевого моделирования использовался бы для выявления закономерностей процесса ПЦО, знание которых необходимо инженерам для его оптимального проектирования и применения на скважинах.

Целью настоящего исследования является разработка математической модели процесса ПЦО на основе нейронных сетей с последующим применением разработанной модели для выявления закономерностей этого процесса. Целью исследования является также создание на основе разработанных нейронных сетей инженерного программного продукта, предназначенного для поддержки принятия решений инженеров-нефтяников, занимающихся проектированием и проведением ПЦО.

Создание нейронной сети

Для достижения этой цели нам были предоставлены данные результатов ГИС по 51-й скважине Усинского месторождения. В этом множестве данных 20 параметров было принято в качестве входных параметров создаваемой нейросетевой модели. Среди этих двадцати входных параметров были общие характеристики скважины, время года, в котором проводились ПЦО и ГИС, а также характеристики пара на выходе парогенераторной установки (ПГУ) и на уровне устья скважин.

В качестве выходного параметра нейронной сети была принята температура, снимаемая с прибора, ГИС по мере его спуска в скважину. С каждой скважины было снято в среднем по 1500 таких замеров, таким образом все множество (Датасет) составило 51 × 1500 = 76 500 примеров.

Из собранного набора данных было выделено тестовое множество, состоящее из 1 500 примеров, относящихся к 51-й скважине. Из оставшегося множества (76 500 – 1 500 = 75 000 примеров) было удалено приблизительно 50 примеров, являющихся выбросами статистической информации, которые возникли из-за погрешностей измерений приборов ГИС. Выбросы были обнаружены с помощью авторской методики [6]. В основе этой методики лежит свойство нейронных сетей, имеющих небольшое количество степеней свободы, плохо обучаться на примерах, являющихся статистическими выбросами. После применения процедуры обучения такой нейронной сети более высокая погрешность обучения концентрируется на тех примерах, которые выпадают из общих закономерностей моделируемой предметной области, т.е. являются статистическими выбросами. Эта повышенная погрешность и является индикатором того, что данное наблюдение является ошибочным.

Остальные 75 000 – 50 = 74 950 примеров были случайным образом разделены на обучающее множество 71 950 примеров и валидирующее множество 3 000 примеров.

Для генерации, обучения, валидации и тестирования нейронных сетей мы использовали собственный программный инструмент «Нейросимулятор 5.1» [8], который хорошо зарекомендовал себя при выполнении многих наших проектов [7]. С помощью этого программного инструмента были сгенерированы нейронные сети различной архитектуры. В процессе валидации с помощью программного инструмента «Нейросимулятор 5.0» была подобрана оптимальная для данной задачи архитектура нейронной сети, состоящей из 20 входных нейронов, одного выходного нейрона с линейной активационной функцией и двух скрытых слоев с восемью и тремя нейронами с активационными функциями в форме гиперболического тангенса.

В результате нейросетевых вычислений было получено распределение температуры по стволу тестовой скважины № 51 (рис. 1) в сравнении с данными измерений с помощью прибора ГИС. Коэффициент детерминации данных R^2 между данными ГИС-исследований и прогнозными значениями нейросети составил 0,988, максимальная абсолютная ошибка составила 37 °С, а средняя абсолютная ошибка — 12,4 °С. Дополнительные проверки нейронных сетей, в которых вместо скважины № 51 в качестве тестовой поочередно выбирались другие скважины, не показали сколько-нибудь заметного увеличения погрешностей, превышающих указанные выше числовые значения. Всего таких кросс-валидационных проверок было проведено более двадцати.

Анализируя прогнозные результаты вычислений нейросети (рис. 1), можно обратить внимание на незначительные скачки температуры в районах перфорации, обнаруженные нейросетевой моделью. Небольшое локальное повышение температуры в этих районах можно объяснить тем, что здесь часть пара уходит через перфорационные

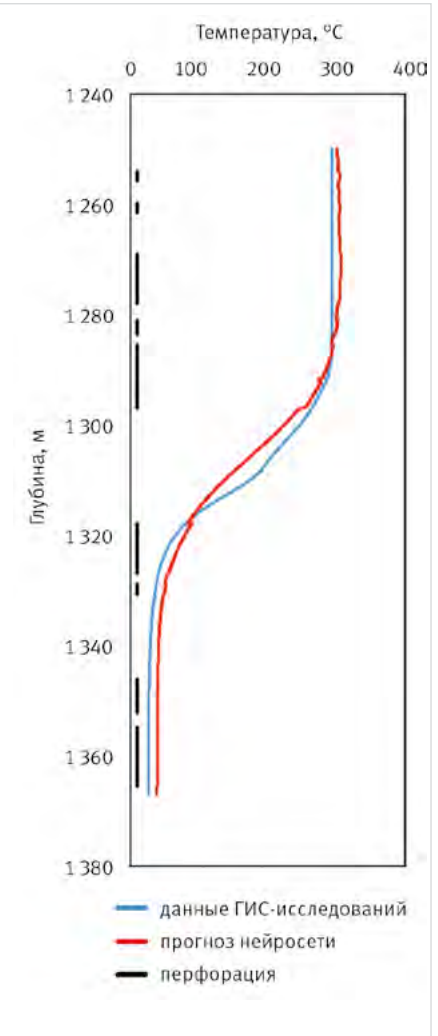


Рис. 1. Распределения температуры по стволу тестовой скважины № 51, полученные в результате прогнозных вычислений нейросети и измерений с помощью прибора ГИС

Fig. 1. Temperature distributions along the borehole of test well № 51, obtained as a result of predictive calculations of the neural network and measurements using a well logging tool

отверстия в пласт, вызывая его локальный разогрев.

Приведенные здесь результаты тестирования нейронной сети можно признать удовлетворительными, если учесть, что мы решили задачу, возможность найти решение которой с самого начала представлялась сомнительной. Действительно, мы научились с точностью до 37 °С предсказывать температуру в скважине на глубинах более 1 250 м, имея в своем распоряжении минимум информации: общие характеристики скважины, информацию о времени года и параметры закачиваемого пара, измеренные на поверхности земли на уровне устья скважины. Таким образом, мы подтвердили саму принципиальную возможность такого прогнозирования.

Отсюда следует полезный в практическом отношении вывод. Теперь инженеры-нефтяники могут частично или даже полностью отказаться от применения трудоемкой и не всегда эффективной технологии спуска прибора ГИС в скважину, заменив эту процедуру вычислениями нейронной сети.

Компьютерные эксперименты

А теперь еще раз обратим внимание на то, что нам удалось создать математическую модель, которая показала приемлемую погрешность прогнозирования температуры в любой точке тестовой скважины. Это значит, что нейронная сеть, в пределах своей погрешности (37 °С), адекватна моделируемому процессу и ведет себя так же, как вело бы себя моделируемое явление в различных ситуациях. Значит, над нейронной сетью, как над моделью процесса ПЦО, можно ставить компьютерные эксперименты. Можно, виртуально изменяя входные параметры, получать ответ на вопрос: «что будет, если изменить тот или иной параметр ПЦО?».

В качестве примера проведения виртуальных компьютерных экспериментов была выбрана скважина № 51, характеристики и условия проведения ПЦО которой приведены в таблице 1.

С помощью нейросетевых вычислений получен результат (рис. 2а), отвечающий на вопрос, что было бы с распределением температуры по стволу скважины, если бы «Показания счетчика расхода пара на устье», а вместе с ним и «Расход пара по счетчику на парогенераторной установке (ПГУ)», а также «Расход пара на ПГУ на одну скважину», «Давление пара на устье» и «Давление пара на ПГУ» одновременно увеличились бы в 1,25 раза или уменьшились бы во столько же раз. Исходное распределение температуры, соответствующее табличным данным (табл. 1), показано красным цветом (рис. 2а). Зеленым цветом отмечено распределение температуры при увеличении всего указанного комплекса параметров в 1,25 раза, а синим цветом показано распределение температуры, если бы все значения этого комплекса параметров уменьшились бы в 1,25 раза. Как видно из приведенных результатов (рис. 2а), увеличение давления и расхода пара в 1,25 раза значительно улучшает прогрев скважины, тогда как соответствующее уменьшение этих параметров приводит к значительному понижению степени прогрева скважины.

Аналогично с помощью нейросети получен результат (рис. 2б), отвечающий на вопрос, что было бы с распределением температуры по стволу скважины, если бы «День проведения ГИС с начала закачки пара» и «Объем закачанного пара на момент ГИС» одновременно увеличились бы в 1,95 раза или уменьшились во столько раз. Исходное распределение температуры показано красным цветом. Зеленым цветом отмечено распределение температуры при увеличении этих параметров в 1,95 раза, а синим цветом показано распределение температуры, если бы значения этих параметров уменьшились бы в 1,95 раза. Как видно из полученных результатов (рис. 2б), увеличение количества дней с начала закачки пара при одновременном увеличении объема закачанного пара в 1,95 раза значительно улучшает прогрев скважины, тогда как соответствующее уменьшение этих параметров приводит к такому же сильному понижению степени прогрева скважины.

Аналогично получен результат (рис. 2в), отвечающий на вопрос, что было бы с распределением температуры по стволу скважины, если бы «Сухость пара на ПГУ» увеличилась бы в 1,2 раза или уменьшилась бы во столько же раз. Исходное распределение температуры показано красным цветом. Зеленым цветом показано распределение температуры при увеличении сухости пара на ПГУ в 1,23 раза, а синим цветом показано распределение температуры, если бы значения сухости пара на ПГУ уменьшились бы в 1,12 раза. Как видно (рис. 2в), увеличение сухости пара на ПГУ в 1,23 раза незначительно улучшает прогрев скважины, тогда как уменьшение этого параметра в 1,12 раза приводит к незначительному понижению степени прогрева скважины.

Табл. 1. Условия проведения ПЦО и характеристики скважины № 51
Tab. 1. Conditions for carrying out the CSS and characteristics of well № 51

Входные параметры нейронной сети	Значения
Глубина до отметки по стволу, м	от 1 250 до 1 367
Перфорация	0 либо 1
Глубина скважины, м	1 457,7
Глубина до пакера, м	1 130
Длина паропровода, м	900
Зона залежи	1
Дата проведения ГИС, месяц	11
Расход пара на ПГУ по счетчику, т/ч	320
Давление пара на ПГУ, атм.	89
Температура пара на ПГУ, °С	302
Сухость пара на ПГУ, %	62
Объем закачанного пара на момент ГИС, т	5 488
Показания счетчика расхода пара на устье, т/ч	5,7
Давление пара на устье, атм.	77
Температура на устье, °С	268
Дата начала закачки пара, месяц	10
Количество скважин, запитанных на ПГУ, шт.	2
День проведения ГИС с начала закачки пара	25
Глубина от уровня моря до отметки, м	от 1 122 до 1 227,2
Расход пара на ПГУ на одну скважину, т/сут	160

Итоги

Из приведенных в предыдущем разделе результатов виртуальных компьютерных экспериментов следуют интересные практические выводы:

- путем увеличения давления и расхода нагнетаемого пара, например в 1,25 раза, на скважине № 51 можно добиться значительного увеличения прогрева скважины (рис. 2а);
- путем увеличения длительности процесса ПЦО, например в 1,95 раза, можно добиться значительного увеличения прогрева скважины № 51 (рис. 2б);
- увеличение сухости пара, например в 1,2 раза, на скважине № 51 не приводит к существенному увеличению прогрева скважины (рис. 2в).

Эти выводы не противоречат здравому смыслу. Они не противоречат мнению опытных инженеров-нефтяников. Они лишь уточняют их знания на количественном уровне для конкретной скважины и конкретных условий проведения ПЦО.

Следует отметить, что полученные здесь практические выводы относятся только к конкретной скважине № 51 Усинского месторождения. Для других скважин этого месторождения требуется проведение аналогичных виртуальных экспериментов с помощью разработанной нейронной сети.

Для другого месторождения нейронная сеть непригодна. Она должна быть обучена заново на новых данных, собранных со скважин другого месторождения.

Для создания универсальной нейронной сети, пригодной для моделирования ПЦО на любой скважине любого месторождения, потребуется добавление входных нейронов для ввода дополнительных данных, характеризующих особенности месторождения. Потребуется обучение нейронной сети на данных, собранных со многих месторождений.

Для удобства работы инженеров, занимающихся добычей нефти на скважинах Усинского месторождения, созданная нейронная сеть была снабжена пользовательским

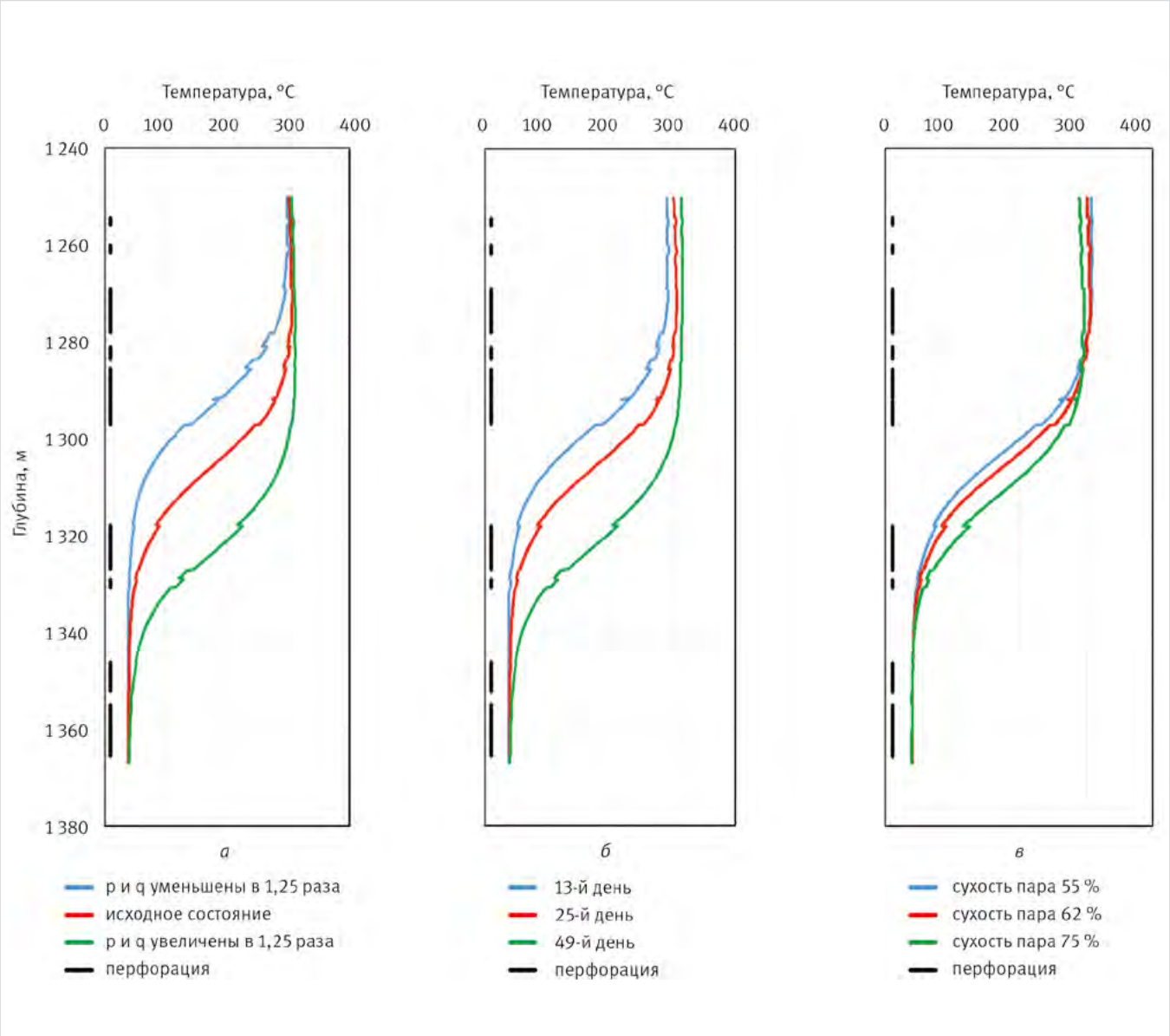


Рис. 2. Результаты виртуальных компьютерных экспериментов:
а – влияние давления пара (р) и расхода пара (q);
б – влияние продолжительности цикла ПЦО и объема закачанного пара;
в – влияние сухости пара на парогенераторной установке
Fig. 2. Results of virtual computer experiments:
а – effect of steam pressure (p) and steam flow rate (q);
б – the effect of the duration of the CSS cycle and the volume of injected steam;
в – effect of steam dryness in a steam generator plan

интерфейсом. Получившийся в результате этого инженерный программный продукт получил название «Калькулятор ПЦО» и был запатентован [9]. «Калькулятор ПЦО» запускается по ссылке: http://77.91.69.125/pcoCalc.html.

Выводы

Подтверждена довольно неочевидная гипотеза о том, что сведений о параметрах пара, измеренных на уровне устья, а также информации о времени года и общих характеристиках скважины достаточно для прогнозирования температуры на любой глубине скважины. Создан инженерный программный продукт, позволяющий частично или полностью отказаться от применения трудоемкой и ненадежной технологии геофизических исследований скважин путем спуска в скважину прибора ГИС. С помощью разработанного программного продукта можно прогнозировать распределение температуры по стволу скважины, проводить виртуальные компьютерные эксперименты, меняя входные параметры, получать ответ на вопрос «каким будет распределение температуры в скважине, если поменять тот или иной параметр ПЦО?». Это позволяет инженерам детально исследовать различные сценарии проведения процесса ПЦО. Инженеры, пользуясь разработанным программным продуктом, могут находить и реализовывать рациональные режимы ПЦО, минимизировать риски, достигать экономической рентабельности комплексных проектов по добыче нефти.

Литература

1. Hasanvand M., Berneti S.M. Predicting oil flow rate due to multiphase flow meter by using an artificial neural network. Energy Sources, Part A: Recovery, utilization and environmental effects, 2015, Vol. 37, issue 8, P. 840–845. (In Eng).
2. Bhattacharya S., Ghahfarokhi P.K., Carr T.R., Pantaleone S. Application of predictive data analytics to model daily hydrocarbon production using petrophysical, geomechanical, fiber-optic, completions, and surface data: A case study from the Marcellus Shale, North America. Journal of petroleum science and ngineering, 2019, issue 176, P. 702–715. (In Eng).
3. George A. Predicting oil production flow rate using artificial neural networks – the volve field case. society of petroleum engineers. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 2021, August 2–4, SPE-208258-MS. (In Eng).
4. Baki S., Dursun S. Flowing bottomhole pressure prediction with machine learning algorithms for horizontal wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, October 2022, SPE-210235-MS. (In Eng).
5. Ng C.S.W., Jahanbani Ghahfarokhi A., Nait Amar M. Well production forecast

in volve field: application of rigorous machine learning techniques and metaheuristic algorithm. Journal of petroleum science and engineering, 2022, issue 208, 109468, 14 p. (In Eng).
6. Yasnitsky L.N. Algorithm for searching and analysing abnormal observations of statistical information based on the Arnold – Kolmogorov – Hecht-Nielsen theorem. International journal of advanced trends in computer science and engineering, 2020, Vol. 9, issue 2, P. 1814–1819. (In Eng).
7. Ясницкий Л.Н. Развитие научной школы искусственного интеллекта в пермских университетах: история и научный приоритет (обзорная статья). Прикладная математика и вопросы управления. 2018. № 4. С. 99–130.
8. Черепанов Ф.М., Ясницкий Л.Н. Нейросимулятор 5.0: Свидетельство Роспатент о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2014618208 от 12.07.2014 г.
9. Алексеев И.Б., Степанов В.А., Ясницкий Л.Н. Инженерный программный продукт «Калькулятор ПЦО»: Свидетельство Роспатент о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022682778 от 25.11.2022 г.

ENGLISH

Results

Interesting practical conclusions follow from the results of virtual computer experiments presented in the previous section:

- by increasing the pressure and flow rate of injected steam, for example, by 1,25 times, a significant increase in well heating can be achieved in well № 51;
- by increasing the duration of the CSS process, for example, by 1,95 times, it is possible to achieve a significant increase in the heating of well № 51;
- an increase in steam dryness, for example, by 1,2 times, in well № 51 does not lead to a significant increase in well heating.

These conclusions do not contradict common sense. They do not contradict the opinion of experienced petroleum engineers. They only clarify their knowledge on a quantitative level for a particular well and specific conditions for conducting CSS.

It should be noted that the practical conclusions obtained here apply only to a specific well № 51 of the Usinskoye field. For other wells of this field, similar virtual experiments are required using the developed neural network.

For another field, the neural network is unsuitable. It must be retrained on new data collected from wells in another field.

To create a universal neural network suitable for modeling CSS at any well of any field, it will be necessary to add input neurons to enter additional data characterizing the features of the field. It will be necessary to train a neural network on data collected from many fields.

For the convenience of engineers involved in oil production at the wells of the Usinskoye field, the created neural network was equipped with a user interface. The resulting engineering software product was named “CSS Calculator” and was patented. “CSS Calculator” is launched at the link: http://77.91.69.125/pcoCalc.html.

Conclusions

A rather non-obvious hypothesis was confirmed that information about the steam parameters measured at the wellhead level, as well as information about the time of year and the general characteristics of the well, is sufficient to predict the temperature at any depth of the well. An engineering software product has been created that makes it possible to partially or completely abandon the use of time-consuming and unreliable technology for geophysical well surveys by lowering a well logging tool into the well. Using the developed software product, it is possible to predict the temperature distribution along the wellbore, conduct virtual computer experiments by changing the input parameters, and get an answer to the question «what will be the temperature distribution in the well if one or another CSS parameter is changed?». This allows engineers to explore in detail various scenarios for conducting the CSS process. Engineers, using the developed software product, can find and implement rational modes of CSS, minimize risks, and achieve economic profitability of complex oil production projects.

References

1. Hasanvand M., Berneti S.M. Predicting oil flow rate due to multiphase flow meter by using an artificial neural network. Energy Sources, Part A: Recovery, utilization and environmental effects, 2015, Vol. 37, issue 8, P. 840–845. (In Eng).
2. Bhattacharya S., Ghahfarokhi P.K., Carr T.R., Pantaleone S. Application of predictive data analytics to model daily hydrocarbon production using petrophysical, geomechanical, fiber-optic, completions, and surface data: A case study from the Marcellus Shale, North America. Journal of petroleum science and ngineering, 2019, issue 176, P. 702–715. (In Eng).
3. George A. Predicting oil production flow rate using artificial neural networks – the volve field case. society of petroleum engineers. SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, 2021, August 2–4, SPE-208258-MS. (In Eng).
4. Baki S., Dursun S. Flowing bottomhole pressure prediction with machine learning algorithms for horizontal wells. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, October 2022, SPE-210235-MS. (In Eng).
5. Ng C.S.W., Jahanbani Ghahfarokhi A., Nait Amar M. Well production forecast in volve field: application of rigorous machine learning techniques and metaheuristic algorithm. Journal of petroleum science and engineering, 2022, issue 208, 109468, 14 p. (In Eng).
6. Yasnitsky L.N. Algorithm for searching and analysing abnormal observations of statistical information based on the Arnold – Kolmogorov – Hecht-Nielsen theorem. International journal of advanced trends in computer science and engineering, 2020, Vol. 9, issue 2, P. 1814–1819. (In Eng).
7. Yasnitsky L.N. Artificial intelligence in Perm universities: history and scientific priority (review article). Applied mathematics and control, 2018, issue 4, P. 99–130. (In Russ).
8. Cherepanov F.M., Yasnitsky L.N. Neurostimulator 5.0: Certificate of Rospatent on state registration of a computer program № 2014618208 dated 12.07.2014. (In Russ).
9. Alekseev I.B., Stepanov V.A., Yasnitsky L.N. Engineering software product “Calculator PCO”: Certificate of Rospatent on state registration of a computer program № 2022682778 dated 25.11.2022. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Степанов Владимир Анатольевич, генеральный директор ООО «Нейрософт Глобал», Пермь, Россия
Для контактов: office@neurosoft-global.ru

Ясницкий Леонид Нахимович, профессор, директор по науке и инновациям, ООО «Нейрософт Глобал», Пермь, Россия

Stepanov Vladimir Anatolyevich, ceo, “Neurosoft Global” LLC Perm, Russia
Corresponding author: office@neurosoft-global.ru

Yasnitsky Leonid Nakhimovich, cdo, professor, “Neurosoft Global” LLC, Perm, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-74-79

УДК 536.255 I Научная статья

Графический метод определения параметров скин-зоны по данным температуры и давления в РН-ВЕГА

Ахметова О.В.[1], Уразов Р.Р.[1], Давлетбаев А.Я.[1, 2], Мардамшин Р.Р.[1], Сарапулова В.В.[1], Гимаев А.Ф.[3], Зылева С.А.[3], Якупов Р.Ф.[3], Пестриков А.В.[4]

[1]ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия, [2]Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия, [3]ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия, [4]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

ov_akhmetova@bnipi.rosneft.ru

Аннотация

В статье представлено описание алгоритма определения подвижности и радиуса скин-зоны вокруг вертикальной скважины, основанного на полулогарифмическом и логарифмическом анализах диагностических графиков динамики давления и температуры. Отличием представленного в работе совместного графического анализа диагностических графиков температуры и давления от других методик является использование в анализе как графика изменения температуры, так и ее логарифмической производной. Для верификации методики использованы синтетические данные по изменению температуры в пласте, сгенерированные в программном комплексе «РН-ВЕГА».

Материалы и методы

Приведено сравнение результатов различных графических методик для определения свойств коллектора и флюида в скин-зоне и в удаленной зоне пласта по данным о динамике изменения температуры, давления и дебита. Показано, что использование двух диагностических графиков температуры уточняет результаты интерпретации.

Модели, описывающие поведение давления, построенные с учетом результатов диагностики, показали хорошую сходимость с промысловыми данными.

Ключевые слова

радиально-композитный пласт, ТермоГДИС, вертикальная скважина, скин-фактор, графический анализ, диагностический график

Авторы выражают благодарность к.ф.-м.н. А.И. Федорову, Р.А. Исламову, д.т.н. А.И. Филиппову (ООО «РН-БашНИПИнефть»), И.Р. Ямалову (ПАО «НК «Роснефть») за ценные замечания и обсуждение результатов.

Для цитирования

Ахметова О.В., Уразов Р.Р., Давлетбаев А.Я., Мардамшин Р.Р., Сарапулова В.В., Гимаев А.Ф., Зылева С.А., Якупов Р.Ф., Пестриков А.В. Графический метод определения параметров скин-зоны по данным температуры и давления в РН-ВЕГА // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3. С. 74–79. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-74-79

Поступила в редакцию: 24.04.2023

UDC 536.255 I Original Paper

Graphical method for determining the parameters of the skin zone based on transient temperature and pressure data in RN-VEGA

Akhmetova O.V.[1], Urazov R.R.[1], Davletbaev A.Ya.[1, 2], Mardamshin R.R.[1], Sarapulova V.V.[1], Gimaev A.F.[3], Zyljova S.A.[3], YakupovR.F.[3], Pestrikov A.V.[4]

[1]"RN-BashNIPInefl" LLC, Ufa, Russia, [2]Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia, [3]"Bashneft-Dobycha" LLC, Ufa, Russia, [4]"NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia

ov_akhmetova@bnipi.rosneft.ru

Abstract

The article describes an algorithm for determining the mobility and radius of the skin zone based on semi-log and log-log analyses of diagnostic plots of pressure and temperature transient data. The use in the analysis both of the plots of temperature change and its derivative distinguishes the work joint graphical analysis of diagnostic plots presented from other methods. To verify the method, we used temperature synthetic data in the reservoir generated by the RN-VEGA.

Materials and methods

We have presented a comparison of applying various graphic methods. It showed that producing reservoir and fluid properties in the skin zone and in the remote reservoir zone can be estimated using both transient temperature and pressure data dynamics. Analysis of two diagnostic temperature plots improves the result.

The models describing the pressure behavior in a radial composite reservoir, built taking into consideration the diagnostics results, showed good convergence with field data.

Keywords

radial composite reservoir, Thermal dynamic well test, skin-factor, graphical analysis, diagnostic plot

For citation

Akhmetova O.V., Urazov R.R., Davletbaev A.Ya., Mardamshin R.R., Sarapulova V.V., Gimaev A.F., Zyljova S.A., Yakupov R.F., Pestrikov A.V. Graphical method for determining the parameters of the skin zone based on transient temperature and pressure data in RN-VEGA. Exposition Oil Gas, 2023, issue 3, P. 74–79. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-3-74-79

Received: 24.04.2023

Современные телеметрические системы содержат датчики как давления, так и температуры, однако определение основных характеристик течения флюида в коллекторе [1] не включает анализ температуры. Наличие дополнительной информации о динамике температуры на забое скважины позволяет расширить количество параметров, определяемых при графическом анализе фактических кривых.

Скважинные термометры, входящие в состав глубинных манометров, имеют разрешение более 0,01 °С [2, 3], что позволяет фиксировать малые изменения температуры. Рациональность использования анализа температуры, совместно с анализом дебита и давления, связана с тем, что температурные возмущения распространяются по пласту медленнее, чем возмущения давления. Этот факт позволяет сделать анализ динамики температуры эффективным инструментом оценки параметров поврежденной или стимулированной прискважинной области [2, 4–11]. Графические методы диагностики, принятые в классическом анализе гидродинамических исследований скважин (ГДИС), позволяют определить скин-фактор и проницаемость пласта, а анализ динамики температуры — дополнительно оценить характеристики зоны вблизи скважины (радиус и проницаемость).

В значительном количестве теоретических работ отечественных и зарубежных авторов исследуются вопросы влияния свойств продуктивного пласта на динамику забойной температуры [12–14]. В работах исследователей предложен ряд графических методик диагностики призабойной зоны скважины. Первым такую методику предложил Э.Б. Чекалюк в работе [6], назвав ее «термозондированием пласта». Идея основана на том, что при изменении условий фильтрации флюида меняется и величина баротермического эффекта, и, как следствие, величина отклонения температуры от своего невозмущенного значения. Теоретической основой его метода явилось автомодельное аналитическое решение неизотермической задачи фильтрации для однофазного слабосжимаемого флюида в предположении постоянного дебита и пренебрежении изменением температуры за счет кондуктивной теплопроводности. В своей работе Э.Б. Чекалюк предположил, что наиболее вероятной причиной изменения условий фильтрации является скачкообразное изменение проницаемости в призабойной зоне вследствие ее загрязнения. Согласно этой методике строится график изменения температуры от логарифма безразмерного радиуса термозондирования:

$$\frac{r_T}{r_w} = \sqrt{1 + \frac{(c\rho)_f}{(c\rho)_t}\frac{Q}{\pi h}\frac{t}{r_w^2}}, \qquad (1)$$

где r_T — радиус термозондирования; r_w — радиус скважины; $(c\rho)_f$ — объемная теплоемкость флюида; $(c\rho)_t$ — объемная теплоемкость пластовой системы; h — эффективная толщина пласта; Q — дебит скважины; t — время, прошедшее с момента начала добычи жидкости в скважине. Здесь и далее единицы измерения физических величин указаны в международной системе единиц физических величин (СИ).

При наличии зон с разной проницаемостью на полулогарифмическом графике изменения температуры можно отметить два радиальных режима течения, представленных отрезками прямых с различными угловыми коэффициентами. Точка изменения наклона будет соответствовать началу влияния зоны изменения проницаемости, а отношение наклонов этих отрезков — коэффициенту подвижности скин-зоны M_s. Этот коэффициент определяется формулой (2):

$$M_s = \frac{k_s / \mu_s}{k / \mu}, \qquad (2)$$

где k_s, k — проницаемость призабойной зоны (скин-зоны) и пласта; μ_s, μ — вязкость флюида в призабойной зоне и пласте соответственно. При использовании методики [6] проницаемость пласта определяется классическим анализом ГДИС, а вязкости полагаются равными $\mu_s = \mu$.

Аналогичная методика представлена в статье [7]. На основе анализа изменения дроссельной температурной аномалии от логарифма времени добычи авторы определили радиус и подвижность скин-зоны, скин-фактор, обусловленный качеством перфорации и состоянием фильтра, а также скин-фактор, учитывающий неоднородность пласта.

Полулогарифмический график изменения температуры от времени для определения радиуса и подвижности скин-зоны использован также Y. Mao и M. Zeidouni в работе [8]. Описанные выше методики дают хорошие начальные приближения к искомым характеристикам прискважинной зоны, однако при значениях коэффициента подвижности скин-зоны близких к единице и для зашумленных данных усложняется определение точки изменения наклона на полулогарифмическом графике динамики температуры. Кроме того, даже в идеальных случаях при тестировании указанных диагностик на модельных данных можно получить неверные результаты, выбрав неудачный диапазон для линейной аппроксимации участка постоянного наклона. Этот факт, установленный при тестировании модели, является следствием того, что между участками равного наклона наблюдается переходная зона, размеры которой зависят от влияния на динамику температуры теплопроводности и других физических характеристик процесса неизотермической фильтрации. На ранних временах наблюдается изменение наклона вследствие адиабатического эффекта [7].

Наряду с полулогарифмическими графиками изменения температуры на забое используется и динамика ее производной. В работах [9, 10] авторы используют логарифмическую производную $|\Delta T' lnt| = |d\Delta T/dln\Delta t|$ для определения коэффициента подвижности скин-зоны, а радиус скин-зоны рассчитывают по формуле Хоукинса [15], используя проницаемость пласта и скин-фактор, найденные при классическом анализе ГДИС. Производная является более чувствительным инструментом и позволяет точно определить диапазон времени, соответствующий равному наклону на полулогарифмическом графике изменения температуры, отсекая переходную зону и зону влияния адиабатического эффекта [9, 10]. Вследствие этого определение коэффициента подвижности скин-зоны по графику производной от логарифма времени дает более точные результаты. Наряду с логарифмической производной вида tdT/dt в работе [11] O.O. Duru и R.N. Horne используют для локализации радиуса скин-зоны характерное расстояние температуропроводности нефтенасыщенного пласта $\beta = \sqrt{\alpha t}$, где α — температуропроводность пласта, t — время.

Анализ литературных источников показал, что использование только графика изменения температуры не дает однозначных результатов при значениях подвижности близких к единице и зашумленных исходных данных. Диагностический график производной не позволяет однозначно определить радиус скин-зоны, однако его исследование дает возможность точно выделить диапазоны равного наклона и определить размеры переходной зоны между ними. Этот факт исключает возможность неверного расположения диагностических линий на графике изменения температуры, где по пересечению диагностических линий определяется радиус скин-зоны.

ТермоГДИС — методика графического анализа, реализованная в ПК «РН-ВЕГА», основана на совместном использовании диагностических полулогарифмических графиков изменения температуры и ее производной.

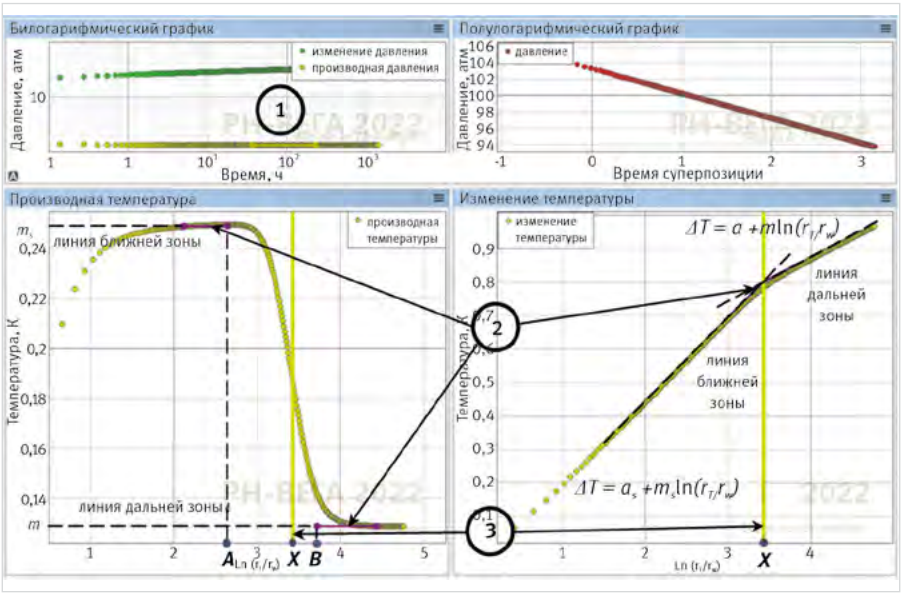


Рис. 1. Диагностические графики давления и температуры в ПК «РН-ВЕГА»
Fig. 1. Diagnostic plots of pressure and temperature in the RN-VEGA

Алгоритм анализа данных давления и температуры для определения характеристик скин-зоны, реализованный в ПК «РН-ВЕГА», заключается в следующем:

- определение проницаемости пласта k методом анализа добычи и давления или интерпретации классического ГДИС методом кривой стабилизации давления (КСД) в добывающей скважине;
- вычисление радиуса термозондирования:

$$r_T = r_w\sqrt{1+\frac{(c\rho)_f}{(c\rho)_t}\frac{Q_{нак}}{\pi h r_w^2}}, \qquad (3)$$

где $Q_{нак} = Qt$ — накопленная добыча с начала работы скважины.

1. Построение специального полулогарифмического графика ΔT от $\ln(r_T/r_w)$ (рис. 1).
2. Построение диагностического полулогарифмического графика $\Delta T' = \frac{\partial \Delta T}{\partial(\ln(r_T/r_w))}$ от $\ln(r_T/r_w)$ (рис. 1).
3. Добавление специальных линий:
   - на графике $\Delta T'$ *от* $\ln(r_T/r_w)$ выделяются линии нулевого наклона, ординаты которых соответствуют угловым коэффициентам: m_s — для ближней зоны и m — для дальней;
   - на графике ΔT от $\ln(r_T/r_w)$ две прямые с угловыми коэффициентами: m_s — для ближней зоны и m — для дальней, соответствующими ординатам на графике $\Delta T'$ от $\ln(r_T/r_w)$, совмещаются с фактической кривой изменения температуры. Абсцисса X точки пересечения этих двух прямых определяет границу скин-зоны $X = \ln(r_s/r_w)$.
4. Определение коэффициента подвижности M_s как отношения ординат специальных линий на графике производной или угловых коэффициентов специальных линий на графике изменения температуры $M_s = m/m_s$.
5. Определение радиуса скин-зоны по формуле $r_s = r_w exp\ (X)$.
6. Вычисление скин-фактора (при условии равенства вязкостей жидкости в ближней и дальней зонах $\mu_s = \mu$) по формуле, $S = (m_s/m-1)X$, следующей из известной формулы Хоукинса [15].

На рисунке 1 представлены диагностические линии, соответствующие синтетическому тесту № 2 (табл. 1). Соответствие характерных признаков на специальном и диагностическом полулогарифмических графиках исключает возможность ошибки выбора диапазонов для линейной аппроксимации. Использование графика производной делает возможной диагностику даже при подвижности скин-зоны близкой к единице, когда определение точки изменения наклона затруднено или невозможно. Предлагаемый подход позволяет улучшить результаты применения графической методики определения характеристик скин-зоны. Представленная методика протестирована в широких пределах изменения теплофизических и гидродинамических параметров (радиуса скин-зоны, проницаемостей скин-зоны и пласта, вязкости, пористости, сжимаемости, теплопроводности, объемных теплоемкостей флюида и пластовой системы, коэффициента Джоуля — Томсона, адиабатического коэффициента и др.) на синтетических данных, полученных для радиально-композитного пласта с использованием термогидродинамического расчетного модуля в ПК «РН-ВЕГА» [16].

В ходе расчетов использована математическая модель нестационарной неизотермической фильтрации несжимаемой жидкости в радиально неоднородном по проницаемости пласте. Входящее в модель уравнение сохранения энергии учитывает теплопроводность, дроссельный и адиабатический эффекты. В начальный момент времени давление и температура в пласте полагаются равными их начальным пластовым значениям. На границе скин-зоны задано равенство давлений, температур, потоков массы и тепла. На внешней границе задано пластовое давление (или отсутствие потока) и температура. Условие на стенке скважины учитывает влияние ствола скважины. Тепловой поток на границе со скважиной отсутствует.

С целью апробации описанных выше графических методик в расчетном модуле в ПК «РН-ВЕГА» сгенерирована динамика

Табл. 1. Варианты распределения параметров скин-зоны
Tab. 1. Cases of skin-zone properties

№ теста	S	k_s, мкм^2	r_s, м	M_s
1	5,0	3,6E-2	2,8	0,40
2	3,0	4,7E-2	2,5	0,52
3	1,0	6,5E-2	1,3	0,72
4	0,8	7,3E-2	3,0	0,81
5	-0,6	10,7E-2	3,6	1,20
6	-1,4	17,8E-2	1,7	1,98

Табл. 2. Расчетные параметры
Tab. 2. Calculation properties

Название параметра	Значение
Радиус скважины, м	0,1
Пористость пласта, д. ед.	0,2
Общая сжимаемость системы, МПа$^{-1}$	4,8E-5
Начальное пластовое давление, МПа	13
Начальная пластовая температура, °С	50
Адиабатический коэффициент, °С/Па	3E-8
Проницаемость пласта, мкм^2	0,09
Вязкость пластовой жидкости, Па·с	2E-3
Плотность флюида, кг/м^3	860
Удельная теплоемкость флюида, Дж/(кг·°С)	2 280
Плотность скелета породы, кг/м^3	2 640
Удельная теплоемкость скелета породы, Дж/(кг·°С)	960
Коэффициент Джоуля — Томсона, °С/Па	4,7E-7
Эффективная толщина пласта, м	30,5
Коэффициент теплопроводности, Вт/(м·°С)	0,5, 2, 6
Дебит, м^3/сут	200

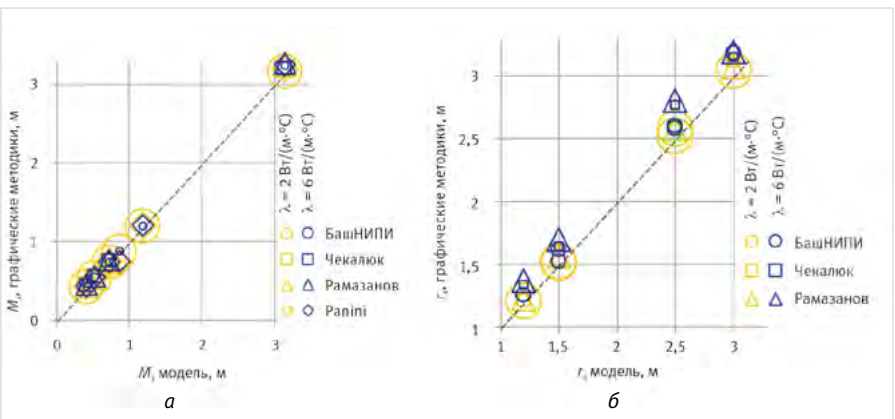


Рис. 2. Кросс-плоты соотношения модельных и прогнозных значений подвижности — а и радиуса — б скин-зоны
Fig. 2. Cross-rafts of the ratio of model and forecast values of mobility — a and radius — b of the skin-zon

Табл. 3. Результаты тестирования методики на синтетических данных
Tab. 3. Results of testing the methodology on synthetic data

Параметр	Модель	Оцененные значения	Уточненные значения ОГП	Уточненные значения РКП	Абсолютная разница	Относительная разница, %
k, мкм^2	0,09	0,0902	0,09	–	2E-4	0,22
M_s	0,5176	0,5184	–	0,5180	8E-8	0,15
r_s, м	2,5000	2,5030	–	2,5024	3E-3	0,12
S	3,0000	2,9900	2,9945	–	1E-2	0,33

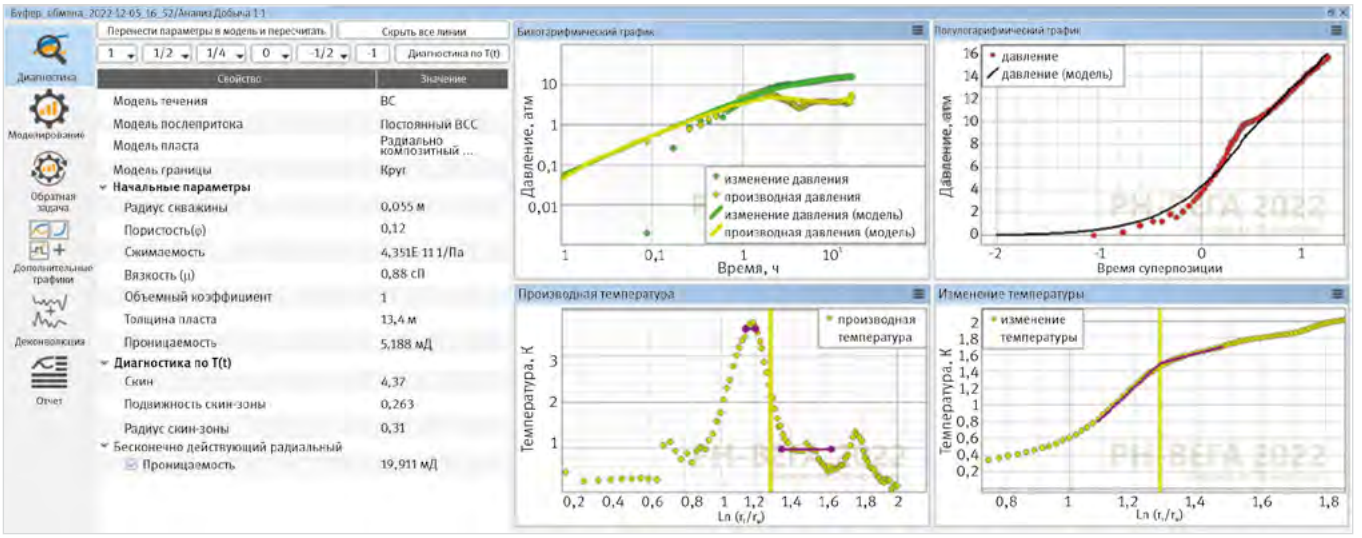


Рис. 3. Графический блок диагностики для фактических замеров
Fig. 3. Graphical diagnostic unit for actual measurement

температуры при следующих значениях расчетных параметров (табл. 2).

Динамика давления и температуры смоделирована в ПК «РН-ВЕГА» для различных случаев распределения характеристик призабойной зоны (табл. 1). С целью всестороннего анализа результатов применения графических методик рассмотрены варианты расчета, соответствующие положительным и отрицательным значениям скин-фактора, при различных подвижностях и радиусах скин-зоны. В расчетах 4 и 5 коэффициенты подвижности скин-зоны близки к единице.

Использование различных коэффициентов теплопроводности при моделировании температуры обусловлено тем, что при выводе теоретических основ обсуждаемых графических методик влиянием теплопроводности на динамику температуры при добыче пренебрегается. Сопоставление расчетов, отличающихся только значением теплопроводности, позволяет определить влияние величины теплопроводности на результаты термоГДИС.

Динамика температуры смоделирована в ПК «РН-ВЕГА» с интервалом записи значений $t_i = 500$ с. Производная температуры $\Delta T'$ рассчитана с применением конечно-разностных методов по центральной разности. Построены диагностические графики ΔT от $\ln t$ (методика [7]), ΔT от $\ln(r_T/r_w)$ (методика [6]), $|\Delta T'_{\ln t}|$ от $\ln t$ (методика [10]). Графики $\Delta T'$ и ΔT и от $\ln(r_T/r_w)$ использованы для определения коэффициента подвижности по методике, реализованной в ПК «РН-ВЕГА».

На рисунке 2 приведены соотношения модельных и прогнозных значений подвижности (рис. 2а) и радиуса (рис. 2б) скин-зоны.

Показано, что коэффициент подвижности скин-зоны диагностируется точнее, чем ее радиус. Диагностика только по специальному графику изменения температуры (методики [6, 7]) приводит к увеличению средней погрешности определения радиуса скин-зоны на 7 % и коэффициента подвижности на 2 % с ростом коэффициента теплопроводности с 0,5 до 6 Вт/(м·°С).

Анализ результатов тестирования графических методик по определению характеристик скин-зоны на синтетических значениях температуры показывает следующее:

- при значениях теплопроводности 2 Вт/(м·°С) и коэффициентах подвижности значительно больше или меньше единицы погрешность определения радиуса скин-зоны с использованием любой из графических методик не превышает 2 %, а подвижности — 3 %;
- при коэффициентах подвижности скин-зоны M_s близких к 1 определение параметров по методикам [6, 7] становится невозможным. Так, для вариантов 4 (M_s = 0,87) и 5 (M_s = 1,19) невозможно однозначно определить участки равного наклона на графике изменения температуры;
- с ростом коэффициента теплопроводности увеличивается переходная зона, затрудняется выбор диапазона для линейной аппроксимации на графике изменения температуры, растет погрешность диагностики по отношению угловых коэффициентов m/m_s и точке X пересечения прямых, соответствующих участкам равного наклона;
- лучшие результаты в определении коэффициента подвижности скин-зоны дает анализ графиков первой производной;
- использование $\ln t$ вместо $\ln(r_T/r_w)$ при расчете производных и построении графиков ухудшает результат диагностики не более чем на 2 %;
- при совместном использовании двух диагностических графиков — изменения температуры и ее производной — достигаются достоверные результаты: средняя погрешность определения радиуса скин-зоны не более 2 %, подвижности — 1 %.

Предложенный алгоритм реализован в ПК «РН-ВЕГА». С использованием классического анализа добычи (область 1, рис. 1) определена проницаемость пласта k. Сопоставлением ординат диагностических линий на графике производной температуры и их наклонов на графике изменения температуры (область 2, рис. 1) определен коэффициент подвижности скин-зоны M_s. Вертикальная линия (область 3, рис. 1) характеризует радиус скин-зоны r_s. Скин-фактор S рассчитывается по формуле Хоукинса [15]. Значения параметров, полученные при диагностике, приведены в таблице 3 в столбце «Оцененные значения». Далее возможны два сценария использования начальных приближений.

Первый сценарий заключается в том, что оцененные скин-фактор и проницаемость пласта используются в модели однородного гомогенного пласта (ОГП) как начальные приближения. По второму сценарию скин-зона представляется отдельной областью. В этом случае используется модель радиально-композитного пласта (РКП) с нулевым

Табл. 4. Результаты тестирования методики на промысловом примере
Tab. 4. Results of testing the methodology on a field example

Параметр	Оцененные значения	Уточненные значения ОГП	Уточненные значения РКП	Абсолютная разница	Относительная разница, %
k, мкм^2	0,01965	0,01966	–	1E-5	0,05
k_s, мкм^2	0,00517	0,005122	0,00512	5E-5	0,94
M_s	0,26	–	0,28	0,02	7,14
r_s, м	0,31	–	0,30	0,01	3,33
S	4,37	4,18	–	0,19	4,55

скин-фактором, где в качестве начальных приближений используются полученные при диагностике значения проницаемости пласта, радиуса и коэффициента подвижности скин-зоны. В столбцах «Уточненные значения ОГП» и «Уточненные значения РКП» таблицы 3 приведены результаты решения обратных задач в соответствии с выбранным сценарием.

Возможность количественного определения параметров призабойной зоны с использованием описанной выше методики представлена на примере интерпретации данных скв. № 12, где проводился длительный мониторинг параметров скважины (дебит, давление, температура, обводненность) с дискретностью записи 5 минут. Датчик расположен на расстоянии 30 м от верхних дыр перфорации. Обводненность продукции 97–100 %. Через 0,5 часа после начала добычи средний дебит установился на уровне 18 м^3/сут с отклонениями 7 %.

Выполнен анализ КСД, в результате которого определена проницаемость пласта (рис. 3). Проведена интерпретация анализа добычи с учетом данных по температуре: определены коэффициент подвижности и радиус скин-зоны. Вычислены скин-фактор и проницаемость скин-зоны (табл. 4).

Моделирование давления по первому и второму сценариям дает хорошее совмещение с фактическими данными. Уточнение значений параметров прискважинной зоны достигается решением обратной задачи.

Средняя относительная разница между модельными и измеренными значениями давления для обоих сценариев не превышает 7 %.

Итоги

- Наличие скин-зоны оказывает заметное влияние на динамику изменения температуры на забое при добыче жидкости из продуктивного пласта. Поведение температуры на забое скважины определяется, наряду с коэффициентом Джоуля — Томсона, свойствами прискважинной зоны, такими как радиус скин-зоны и проницаемость (или подвижность) скин-зоны.
- Результаты совместного анализа путем построения диагностических графиков по давлению и температуре показывают, что, следуя предложенной методологии, можно с высокой точностью оценить характеристики прискважинной зоны. При тестировании на синтетических данных средняя относительная погрешность определения радиуса скин-зоны не превышает 2 %, подвижности — 1 %.
- В ПК «РН-ВЕГА» реализован инструмент оценки радиуса и коэффициента подвижности призабойной зоны на этапе добычи. Это позволяет дополнить результаты классического метода анализа КСД информацией о размере и проницаемости околоскважинной области, используемые далее для моделирования динамики давления по двум сценариям. В среднем различие между модельными и измеренными фактическими значениями давления для обоих сценариев не превышает 7 %.

Выводы

- Предложен алгоритм графического анализа и интерпретации нестационарных данных температуры и давления, позволяющий количественно оценить размеры и подвижность измененной области вблизи скважины.
- Показано, что температурный сигнал несет информацию о фильтрационно-емкостных свойствах пласта в период добычи, а совместный анализ данных по температуре, дебиту и давлению может повысить качество интерпретации и снизить уровень неопределенности.
- Установлено, что изменение теплопроводности системы влечет за собой изменение размеров переходной зоны между участками равного наклона на специальном графике ΔT от $\ln(r_T/r_w)$ и, соответственно, равных ординат на диагностическом графике $\Delta T'$ от $\ln(r_T/r_w)$.

Литература

1. Horne R.N. Modern well test analysis: a computer-aided approach. Palo Alto: Petroway, 1990, 257 p. (In Eng).
2. Onur M., Cinar M. Temperature transient analysis of slightly compressible, single-phase reservoirs. SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and Exhibition, May 30–June 2, 2016, SPE-180074-MS. (In Eng).
3. Валиуллин Р.А., Дорофеев В.С., Самарцева В.П. Исследование технического состояния обсадной колонны методом высокочувствительной термометрии // Нефтяное хозяйство. 1979. № 9. С. 54–56.
4. McCabe K., Horne R.N. Estimating permeability anisotropy from downhole distributed temperature measurements. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2015, September 28–30, SPE-174972-MS. (In Eng).
5. Sui W. et al. Determining multilayer formation properties from transient temperature and pressure measurements in commingled gas wells. International oil and gas conference and Exhibition in China, 2008, June 8–10, SPE-131150-MS. (In Eng).
6. Чекалюк Э.Б. Термодинамика нефтяного пласта. Москва: Недра, 1965. 238 с.
7. Ramazanov A.Sh. et al. Thermal modeling for characterization of near wellbore zone and zonal allocation. SPE Russian oil and gas conference and exhibition, 2010, October 26–28, SPE-136256-MS. (In Eng).
8. Mao Y., Zeidouni M. Analytical solutions for temperature transient analysis and near wellbore damaged zone characterization. SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, 2017, May 8–10, SPE-185990-MS. (In Eng).
9. Onur M., Cinar M. Modeling and analysis of temperature transient sandface and wellbore temperature data from variable rate well test data. SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition, 2017, June 12–15, SPE-185802-MS. (In Eng).
10. Panini F., Onur M. Parameter estimation from drawdown temperature transient data in the presence of a skin zone near the wellbore. SPE Europec featured at 80th EAGE Conference and Exhibition, 2018, June 11–14, SPE-190773-MS. (In Eng).
11. Duru O.O., Horne R.N. Combined temperature and pressure data interpretation: applications to characterization of near-wellbore reservoir structures. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2011, October 30–November 2, SPE-146614-MS. (In Eng).
12. Хабибуллин И.Л., Давлетбаев А.Я., Марьин Д.Ф., Хисамов А.А. Моделирование восстановления температурного поля в нефтяном пласте // Инженерно-физический журнал. 2018. Т. 91. № 2. С. 329–337.
13. Филиппов А.И., Спиридонова Н.А., Жыргалбекова А.Ж. Развитие представлений о температурных процессах при фильтрации в пластах нефтяных месторождений // Инженерная физика. 2022. № 8. С. 21–30.
14. Фахреева Р.Р., Зарафутдинов И.А., Питюк Ю.А. Численное моделирование изменения давления и температуры в пласте с положительным и отрицательным скин-фактором // Вестник Башкирского университета. 2019. Т. 24. № 2. С. 272–277.
15. Hawkins M.F. A Note on the skin effect. Journal of petroleum technology, issue 8, P. 65–66. (In Eng).
16. Уразов Р.Р. Свидетельство о регистрации программы для ЭВМ RU 2023612604. Программный комплекс «РН-ВЕГА». Правообладатель: ПАО «НК «Роснефть». 2023.

ENGLISH

Results

- The presence of a skin zone has a significant impact on the temperature change dynamics at the bottom hole when extracting fluid from the producing reservoir. The temperature behavior at the well bottom is determined, along with the Joule-Thomson coefficient, by the well bore zone properties, such as the skin zone radius and the skin zone permeability (or mobility).
- The results of a joint analysis by constructing pressure and temperature diagnostic plots show that, following the suggested methodology, we can preliminary estimate the well bore zone characteristics with a high accuracy level. When testing on synthetic data, the average relative error in determining the skin zone radius does not exceed 2 %; that of mobility, 1 %.
- The RN-VEGA implements a tool for assessing the bottom hole zone radius and mobility coefficient at the extraction stage. This allows us to supplement the results of the classical analysis method for the pressure stabilization curve with information about the well bore zone size and permeability to be further used for modeling the pressure dynamics according two scenarios. On average, the difference between the modeled and the measured actual pressure values does not exceed 7 % for both scenarios.

Conclusions

- We have proposed a graphic algorithm for interpreting the temperature and pressure data, which allows to quantitively assess the size and mobility of the changed zone near the well.
- We have shown that the temperature signal carries the information about the reservoir permeability and porosity during extraction, whereas a joint analysis of temperature, flow rate, and pressure can improve the interpretation quality and reduce the uncertainty.
- We have found that a change in the system thermal conductivity entails changes in the dimensions of the transition zone between sections of equal slope on the special plot ΔT from $\ln(r_T/r_w)$ and, accordingly, the equal ordinates on the diagnostic plot $\Delta T'$ from $\ln(r_T/r_w)$.

References

1. Horne R.N. Modern well test analysis: a computer-aided approach. Palo Alto: Petroway, 1990, 257 p. (In Eng).
2. Onur M., Cinar M. Temperature transient analysis of slightly compressible, single-phase reservoirs. SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and Exhibition, May 30–June 2, 2016, SPE-180074-MS. (In Eng).
3. Valiullin R.A., Dorofeev V.S., Samarceva V.P. Investigation of the technical condition of the casing string by the method of highly sensitive thermometry. Oil industry, 1979, issue 9, P. 54–56. (In Russ).
4. McCabe K., Horne R.N. Estimating permeability anisotropy from downhole distributed temperature measurements. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2015, September 28–30, SPE-174972-MS. (In Eng).
5. Sui W. et al. Determining multilayer formation properties from transient temperature and pressure measurements in commingled gas wells. International oil and gas conference and Exhibition in China, 2008, June 8–10, SPE-131150-MS. (In Eng).
6. Chekalyuk E.B. Thermodynamics of oil reservoir. Moscow: Nedra, 1965. 238 p. (In Russ).
7. Ramazanov A.Sh. et al. Thermal modeling for characterization of near wellbore zone and zonal allocation. SPE Russian oil and gas conference and exhibition, 2010, October 26–28, SPE-136256-MS. (In Eng).
8. Mao Y., Zeidouni M. Analytical solutions for temperature transient analysis and near wellbore damaged zone characterization. SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition, 2017, May 8–10, SPE-185990-MS. (In Eng).
9. Onur M., Cinar M. Modeling and analysis of temperature transient sandface and wellbore temperature data from variable rate well test data. SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition, 2017, June 12–15, SPE-185802-MS. (In Eng).
10. Panini F., Onur M. Parameter estimation from drawdown temperature transient data in the presence of a skin zone near the wellbore. SPE Europec featured at 80th EAGE Conference and Exhibition, 2018, June 11–14, SPE-190773-MS. (In Eng).
11. Duru O.O., Horne R.N. Combined temperature and pressure data interpretation: applications to characterization of near-wellbore reservoir structures. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2011, October 30– November 2, SPE-146614-MS. (In Eng).
12. Habibullin I.L., Davletbaev A.Ya., Marin D.F., Hisamov A.A. Modeling of the temperature field recovery in the oil pool. Engineering physics and thermophysics, 2018, Vol. 91, issue 2, P. 329–337. (In Russ).
13. Filippov A.I., Spiridonova N.A., Zhyrgalbekova A.Z. Development of ideas about temperature processes during filtration in oil field formations. Engineering physics, 2022, issue 8, P. 21–30. (In Eng).
14. Fahreeva R.R., Zarafutdinov I.A., Pityuk Yu.A. Numerical simulation of pressure and temperature changes in a reservoir with positive and negative values of skin factor. Bulletin of Bashkir University, 2019, Vol. 24, issue 2, P. 272–277. (In Russ).
15. Hawkins M.F. A Note on the skin effect. Journal of petroleum technology, issue 8, P. 65–66. (In Eng).
16. Urazov R.R. Certificate of registration of a computer program RU 2023612604. “RN-VEGA” software package. Copyright holder of “NK “Rosneft” PJSC. № 2023612604, 2023. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Ахметова Оксана Валентиновна, д.ф.-м.н., главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия,
Для контактов: ov_akhmetova@bnipi.rosneft.ru

Уразов Руслан Рубикович, к.ф.-м.н., главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Давлетбаев Альфред Ядгарович, к.ф.-м.н., начальник управления, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия; доцент, Уфимский университет науки и технологий, Уфа, Россия

Мардамшин Радмир Рустемович, старший техник, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия

Сарапулова Вероника Владимировна, к.ф.-м.н., главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть», Уфа, Россия,

Гимаев Айрат Фоатович, главный специалист, ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия

Зылева Светлана Афанасьевна, начальник отдела, ООО «Башнефть-Добыча», Уфа, Россия

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

Пестриков Алексей Владимирович, менеджер, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Akhmetova Oksana Valentinovna, doctor of physical and mathematical sciences, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia
Corresponding author: ov_akhmetova@bnipi.rosneft.ru

Urazov Ruslan Rubikovich, candidate of physical and mathematical sciences, chief specialist, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Davletbaev Alfred Yadgarovich, candidate of physical and mathematical sciences, head of department, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia; associate professor, Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia

Mardamshin Radmir Rustemovich, senior technician, “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Sarapulova Veronika Vladimirovna, candidate of physical and mathematical sciences, chief specialist “RN-BashNIPIneft” LLC, Ufa, Russia

Gimaev Ayrat Foatovich, chief specialist, “Bashneft-Dobycha” LLC, Ufa, Russia

Zyleva Svetlana Afanasyevna, head of department, “Bashneft-Dobycha” LLC, Ufa, Russia

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

Pestrikov Alexey Vladimirovich, manager, “NK “Rosneft” PJSC, Moscow, Russia

С 25 по 27 апреля в Москве состоялся Национальный нефтегазовый форум

С 25 по 27 апреля в московском ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР» состоялся Национальный нефтегазовый форум. Мероприятие проходило совместно с 22-й Международной выставкой «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса» – «Нефтегаз-2023» (24-27 апреля).

Первый день ННФ открылся стратегической сессией «Стратегия России в меняющемся мире: поиск баланса между доступностью, экономической эффективностью и экологичностью энергоресурсов». Модератором сессии выступила руководитель по аналитике Аналитического центра ТЭК Дарья Козлова.

Обращаясь с приветственным словом к участникам Форума, первый заместитель Министра энергетики Российской Федерации Павел Сорокин отметил, что в последние несколько лет мировая энергетика столкнулась с большим количеством вызовов, в основном рукотворных. Один из них – так называемая зеленая повестка. Также гигантским вызовом стал разрыв традиционных логистических и технологических цепочек вследствие искусственных ограничений, введенных в 2022 году. Необходимость четкой государственной политики в своем выступлении подчеркнул и Юрий Станкевич, депутат Государственной Думы РФ, федеральный координатор проекта «Зеленая экономика».

В стратегической сессии также приняли участие главный экономист ВЭБ.РФ и председатель попечительского совета АНО «Институт Внешэкономбанка» Андрей Клепач, руководитель рабочей группы по вопросам экологической безопасности Комиссии при Президенте Российской Федерации по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности Анатолий Яновский, исполняющий обязанности директора дирекции по стратегии, инновациям и устойчивому развитию ПАО «Газпром нефть» Денис Демин, председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России Юрий Шафраник, директор Департамента нефтегазового комплекса Министерства энергетики РФ Антон Рубцов, вице-президент АО «СПбМТСБ» Антон Карпов, управляющий директор «ВЫГОН Консалтинг» Григорий Выгон и Марина Белякова, партнер, руководитель направления по оказанию услуг компаниям ТЭК Группы компаний «Б1».

Работу форума продолжила сессия «Разворот на Восток: апгрейд логистических цепочек», модератором которой также выступила Дарья Козлова.

«У нас не было цели делать разворот ради разворота. Цель – обеспечить торговлю с нашими партнерами, адекватными и конструктивно настроенными странами… Ранее мы зависели от Запада – надо было получить страховку и различные сервисные услуги от западных компаний. Введение незаконных санкций против России потребовало перестроить эту структуру. Эта работа еще находится в процессе, рано говорить о ее завершении», – отметил, открывая сессию, первый заместитель Министра энергетики РФ Павел Сорокин.

Большой интерес аудитории вызвало выступление чрезвычайного и полномочного Посла Республики Иран в Российской Федерации Казема Джалали. В сессии также приняли участие первый заместитель Председателя Банка России Владимир Чистюхин, генеральный директор ПАО «Совкомфлот» Игорь Тонковидов, заместитель генерального директора Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом», директор дирекции Северного морского пути Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом» Вячеслав Рукша, директор Института Китая и современной Азии РАН Кирилл Бабаев и исполняющий обязанности директора дирекции по стратегии, инновациям и устойчивому развитию ПАО «Газпром нефть» Денис Демин.

В первый день ННФ прошел еще целый ряд мероприятий, в том числе сессия «Настоящее и будущее газовой отрасли», круглые столы «Альтернативные виды топлива в странах БРИКС+: вызовы и решения», «Опыт развития рынка газомоторного топлива в странах АСЕАН +», «Импортозамещение трубопроводной арматуры для нефтегазового комплекса», «Снабжение без границ: как наладить поставки с новых рынков», «Торгово-экономические связи со странами Персидского залива, Южной Азии, Африки: новые инструменты для логистики, трейдинга, финансов и страхования», саммит HR-лидеров «Стратегия обеспечения отрасли ключевыми компетенциями: как готовить новых лидеров в условиях перемен?», открытое заседание Программного комитета Российского национального комитета Мирового нефтяного совета «Целевые ориентиры нефтяной отрасли в условиях санкционных ограничений».

Ключевым мероприятием второго дня ННФ стала стратегическая сессия «От импортозамещения к технологическому лидерству: уроки прошлого и вызовы настоящего времени – диалог науки, бизнеса и власти». В роли модератора дискуссии выступил Михаил Кузнецов, директор Департамента машиностроения для ТЭК Министерства промышленности и торговли РФ.

Открывая сессию, директор Департамента нефтегазового комплекса Министерства энергетики Российской Федерации Антон Рубцов отметил, что сегодня ключевыми факторами служат культура технологических инноваций и отношение к импортозамещению. По его мнению, компании отрасли пока еще первоочередное внимание уделяют поиску альтернативных схем поставок технологий и оборудования или же налаживанию взаимодействия с новыми азиатскими партнерами, и только в последнюю очередь обращают внимание на российские разработки.

В стратегической сессии также приняли участие руководитель Центра компетенций технологического развития ТЭК при Минэнерго России Олег Жданеев, Директор Функции Обеспечения Производства ООО «СИБУР» Антон Бурдин, Генеральный директор ООО «Газпромнефть – Промышленные инновации» Михаил Никулин, Вице-президент, исполнительный директор Кластера энергоэффективных технологий Фонда «Сколково» Алексей Паршиков, врио генерального директора АО «ЦЗС» Ольга Юдина, вице-президент, директор по работе с корпоративными клиентами ПАО «Ростелеком» Алексей Подрябинников, генеральный директор АНО «Институт нефтегазовых технологических инициатив» Михаил Кузнецов, директор по работе с крупными инфраструктурными проектами ПАО «Северсталь» Денис Ермилов, первый заместитель генерального директора по продажам и внешним связям АО «СИСТЭМ ЭЛЕКТРИК» Армен Бадалов, главный инженер проектов, руководитель направления Incomsteel Георгий Морозов, генеральный директор ООО «Промприбор-Р» Иван Лебедев.

Также во второй день форума прошли другие важные мероприятия: «Российский ТЭК: от слов к делу, индустриальные решения в области ПО для достижения технологической независимости», «Рациональное недропользование и управление запасами: экономика отрасли и приоритетные направления развития в условиях ограничений», «Кооперационное сотрудничество предприятий отрасли нефтегазового машиностроения в государствах-членах», «Трансфер технологий и инновации в ТЭК: из науки в бизнес – новые идеи для индустриальных партнерств», «Комплексные цифровые решения для снабжения промышленности», «Промышленная автоматизация: новые решения для ТЭК, компетенции и энергия инноваций», «Импортозамещение технологий и оборудования для бурения и строительства скважин: текущие результаты и перспективы развития», круглый стол «Импортоопережение специализированного ПО по моделированию технологических процессов подготовки нефти», закрытая сессия АО «ТЭК-ТОРГ» «День поставщика ТЭК» и закрытое совещание экспертов-метрологов «Инновационные технологии, стандартизация, импортозамещение».

27 апреля состоялся Евразийский климатический конгресс, в рамках которого прошли также следующие мероприятия: сессии «Экологическая политика и климатическая повестка в России: что дальше?», «Водородная энергетика в России и в мире: приоритетные направления развития», «Углеродный менеджмент: первые выводы и новые ориентиры», «Новый взгляд на ESG-трансформацию в условиях перемен», «Добровольный спрос на «зеленую» энергию в целях соблюдения принципов устойчивого развития», круглый стол «Альтернативный транспорт и развитие новой энергетической инфраструктуры».

В работе Национального нефтегазового форума приняли участие более 250 спикеров и около тысячи делегатов, а также свыше ста представителей средств массовой информации. В общей сложности в ходе деловой программы состоялось 27 сессий.

В следующем году с 16 по 18 апреля в московском ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР» состоится Национальный нефтегазовый форум. Мероприятие пройдет совместно с 23-ей Международной выставкой «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса» «Нефтегаз-2024».

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

www.oilandgasforum.ru

23-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА

НЕФТЕГАЗ-2024

www.neftegaz-expo.ru

15–18 апреля 2024

Москва, ЦВК «ЭКСПОЦЕНТР»

12+

Реклама

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

ТПП РФ

РСПП

Российское Газовое Общество

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

ЭКСПОЦЕНТР

TAT OIL EXPO

Международная выставка «TatOilExpo-2023»

в рамках Татарстанского нефтегазохимического форума

31 - 2 АВГУСТА СЕНТЯБРЯ | 2023 КАЗАНЬ

По вопросам участия просим обращаться
в адрес организатора АНО «Казань Экспо»
по телефону: +7 (843) 222-03-22
e-mail: exponeft@kazanexpo.ru

3-6 ОКТЯБРЯ 2023

GF

XII ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ
ГАЗОВЫЙ ФОРУМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР

ГАЗПРОМ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР

ТРУБНАЯ МЕТАЛЛУРГИЧЕСКАЯ КОМПАНИЯ

ПАРТНЕРЫ

ЗАГОРСКИЙ ТРУБНЫЙ ЗАВОД

ГАЗПРОМБАНК
БАНК ГПБ (АО)

Комита
ГРУППА КОМПАНИЙ

БАНК РОССИЯ
АО «АБ «РОССИЯ»

Концерн ВКО Алмаз - Антей

ГМС ГРУППА

18+

КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ЭКСПОФОРУМ
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ, ПЕТЕРБУРГСКОЕ ШОССЕ, 64/1
+7 (812) 240 40 40 (ДОБ. 2626), GF@EXPOFORUM.RU

@GASFORUMSPB

ПОДПИСЫВАЙТЕСЬ НА НАШ TELEGRAM-КАНАЛ И ЧИТАЙТЕ НОВОСТИ РАНЬШЕ ВСЕХ!

GAS-FORUM.RU

АЛЬМЕТЬЕВ-СКАЯ ВСТРЕЧА

СО СПЕЦИАЛИСТАМИ ПАО «ТАТНЕФТЬ»

TATNEFT

80 ЛЕТ НЕФТИ ТАТАРСТАНА

75 ЛЕТ РОМАШКИНСКОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ

Выставочная компания
НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ

NT-EXPO.RU

2023

18–20 ОКТЯБРЯ

expoz.ru

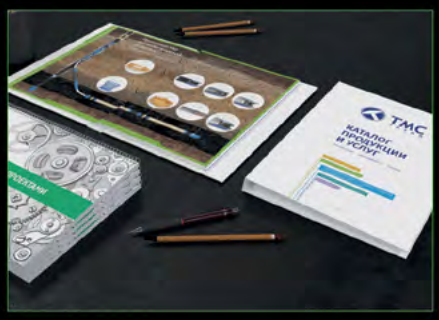
3D АНИМАЦИОННЫЕ РОЛИКИ

Визуализация изделий

Создаем высококачественные изображения для видео, инфографики, раздаточных материалов, презентаций и сайтов любой сложности и стилистики, эффективно решающее ваши задачи

Инфографика из вашего текста

Разрабатываем легкую для восприятия информацию перед требуемым уровнем аудитории в виде 3D и 2D инфографики. Понимаем и знаем как показывать объемные технологические процессы в простой и понятной форме



Дизайн и полиграфия

Мы агентство дизайна и полиграфии полного цикла.
Создаем качественный дизайн любой сложности. Облегчаем восприятие текста, редактируя его и выделяя основные идеи и цели, при этом используя современные методы графической визуализации

EMPOWERED BY
STOCKHOLM PRECISION TOOLS

GSP

ООО НПП «ГеоСпецПрибор»

Высокоточная гироскопическая инклинометрия с ориентацией на Север

- Снижение неопределенности пространственного положения ствола скважины любого профиля
- Сбрасываемый гироскопический инклинометр
- Ориентирование скважинного оборудования

www.geospecpribor.ru