№1 (102) МАРТ 2024

НЕФТЬ ГАЗ ЭКСПОЗИЦИЯ

Научно-технический журнал входит в перечень ВАК

ISSN 2076-6785

РОСНЕФТЬ

Строение
ачимовских отложений Фроловской мегавпадины

Рациональное
сегментирование горизонтальных скважин

Расчет
давления в газовой скважине в «РН-ВЕГА»

Вариативный подход
к подбору жидкостей глушения

ГАЗПРОМ

Оптимизации
фонда добывающих скважин

ТАТНЕФТЬ

Тектонические
процессы в пространстве и времени

ТЕХНОЛОГИИ

Цифровая
модернизация нефтегазодобычи

ЭЛМЕТРО
ЭНЕРГИЯ ИННОВАЦИЙ

РАЗРАБОТКА И ПРОИЗВОДСТВО
контрольно-измерительных приборов и метрологического оборудования

Россия, Челябинск,
Комсомольский пр-т, д. 29, корп. 1, пом. 7

8-800-222-1419
www.elmetro.ru

НОВАТЭК

ПРИРОДНЫЙ ГАЗ И СПГ
один из самых чистых производителей в мире

«НОВАТЭК» быстро адаптировался, сохранив свои стратегические приоритеты и фокус на том, что важнее всего: поставках доступной, надежной и чистой энергии, способствующих достижению целей устойчивого развития.

Леонид Михельсон
Председатель Правления
ПАО "НОВАТЭК"

17,6 млрд бнэ
доказанных запасов углеводородов (SEC)

12%
общероссийской добычи природного газа

82 млрд куб. м газа
добыто в 2022 году

4–5 июня / Тюмень

II Ежегодная конференция

«Изучение перспектив нефтегазоносности севера Западной Сибири». Трудноизвлекаемые запасы

МИМИР
ИНЖИНИРИНГ

СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРООБОГРЕВА И МОНИТОРИНГА

Комплексные решения под ключ от российского производителя

8 (812) 385-72-04
info@mimir-e.ru
mimir-e.ru

Президент Российской Федерации Владимир Путин:

Проекты по производству СПГ, безусловно, важны, потому что дают комплексный эффект для всей экономики, позволяют нам отвоёвывать нужную нам долю на мировом рынке СПГ, позволяют развивать смежные отрасли. Первый проект был успешно реализован и работает, есть теперь все основания полагать, что и второй, «Арктик СПГ-2», тоже будет реализован в срок и с нужным качеством.

Ямальскому «Новатэку» исполнилось 25 лет в 2023 году

Губернатор ЯНАО Дмитрий Артюхов:

«Четверть века назад Восточно-Таркосалинское месторождение дало первый газ. Началась история добычи «Новатэка» — первого независимого производителя газа в России и нашего надежного партнера».
Завод «Ямал СПГ» спустя 25 лет стал флагманом газовой отрасли страны. В скором времени будет запущено второе производство — «Арктик СПГ 2».

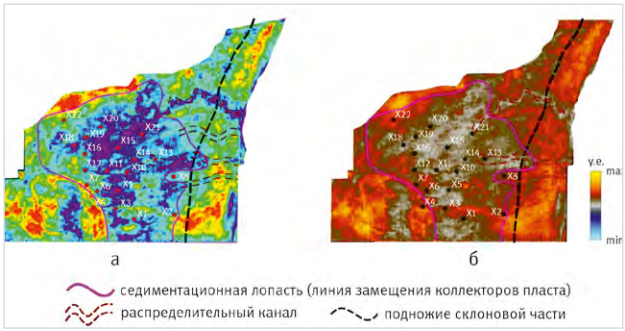
СОДЕРЖАНИЕ

РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

10 Хазиев Р.Р. О значении седиментационно-тектонических процессов для строения крупных объектов в пространстве и времени

17 Валитов Ш.К. Уточнение геологического строения ачимовских отложений в южной части Фроловской мегавпадины с целью выделения перспективных объектов



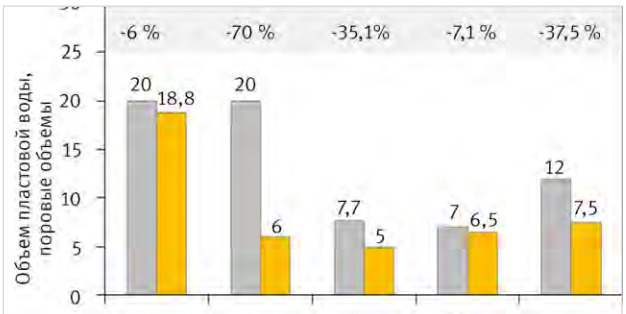
24 Герасимов Р.В. Комплексная интерпретация скважинных, маркерных исследований и сейсморазведочных данных для рационального сегментирования горизонтальных скважин в трещиноватом карбонатном коллекторе

ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

30 Чиглинцева А.С. Апробация методов пересчета давления по стволу газовой скважины, в продукции которой присутствует жидкость, в программном комплексе «РН-ВЕГА». Часть 2

38 Шайдуллин В.А. Вариативный подход к подбору жидкостей глушения для условий терригенных коллекторов. Часть 2. Физическое моделирование по оценке влияния составов на фильтрационно-емкостные свойства пород



44 Черников А.Д. Цифровая модернизация нефтегазодобычи: инструменты и индикаторы развития

НЕФТЬ ГАЗ
ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 1 (102) Март 2024

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:
ООО «Экспозиция Нефть Газ»

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

САЙТ: www.runeft.ru

ОТПЕЧАТАНО:
Типография «Логос»
420108, г. Казань, ул. Портовая, 25А, +7 (843) 231-05-46
№ заказа 03-24/05-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 18.03.2024
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.

КОММЕРЧЕСКАЯ ТЕХНИКА ДЛЯ ВАШЕГО БИЗНЕСА В ЛУИДОР!

ЛУИДОР

LUIDOR.RU

8-800-2002-402

48 Бабак А.И. Методика обоснования оптимальной конструкции эксплуатационных скважин туронских отложений с использованием интегрированного геолого-технологического моделирования

Оборудование

54 НПП «Ирвис»: Ультразвуковой расходомер-счетчик ИРВИС-Ультра как элемент программ импортозамещения

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

КИПИА

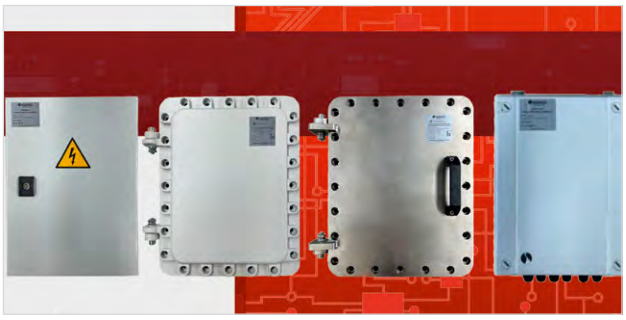
Энергетика

58 Компания «Абсолютные Решения»: Сидоров А.Ю. ABSolite — эксперт в обеспечении бесперебойного электроснабжения для производства

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Оборудование

60 Компания «Релион»: Взрывозащищенные и промышленные коммутаторы Релион



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.
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.

Инновации ГК «Бипрон»
ДРУЖИТЬ!

CONTENT

UPSTREAM

Geology

10 Khaziev R.R. On the significance of sedimentation-tectonic processes for the structure of large objects in space and time

17 Valitov Sh.K. Clarification of the geological structure of the achimov deposits in the southern part of the Frolovskaya mega deflection with the purpose of identifying promising objects

24 Gerasimov R.V. Complex interpretation well logging, marker test and seismic data for correct segmentation of horizontal wells in carbonate fractured reservoir

Oil Production

30 Chiglintseva A.S. Approbation of multiphase flow models for calculating pressure in the gas condensate wellbore in the RN-VEGA software. Part 2

38 Shaydullin V.A. Variative approach to the killing fluids selection for sandstone formations. Part 2. Core testing of killing fluids influence on rock permability

44 Chernikov A.D. Digital modernization of oil and gas production: tools and development indicators

48 Babak A.I. Methodological basis for Turonian deposits production wells optimal design, using integrated geological and technological modeling

OIL&GAS EXPOSITION

ISSUE: 1 (102) March 2024

ISSUE DATE: 18.03.2024

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

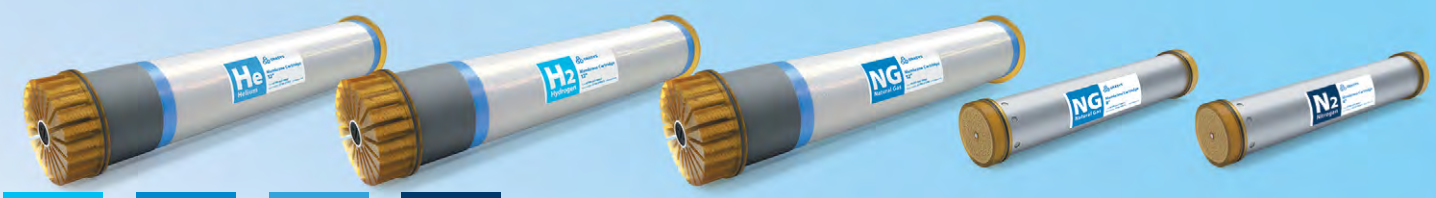
MANAGERS:
Sergey Nikiforov / serg@runeft.ru
Stas Kornilov / stas@runeft.ru

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
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

НПК «Грасис» — единственный в России и СНГ производитель половолоконных газоразделительных мембранных картриджей

ГРАСИС



H2 Hydrogen | NG Natural Gas | He Helium | N2 Nitrogen

РЕШАЕМЫЕ ЗАДАЧИ

- Концентрирование водорода
- Подготовка углеводородных газов (снижение содержания CO_2, H_2S, осушка по воде)
- Извлечение/концентрирование гелия
- Производство азота

Возможность применения эффективных мембранных технологий вне зависимости от ограничений на поставку импортных мембранных элементов.

НПК «Грасис» — ведущий разработчик, производитель и EPC-подрядчик в области воздухо- и газоразделения

- Азотные установки и станции
- Кислородные установки и станции
- Блочные компрессорные станции
- Установки производства и очистки водорода
- Углеводородные установки и станции
- Криогенные установки

Автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (АГНКС)

- Изготовление и поставка всего технологического оборудования, входящего в состав системы АГНКС
- АГНКС под ключ: полный комплекс работ по монтажу, вводу в эксплуатацию и техническому обслуживанию АГНКС
- Консалтинг в сфере КПГ: детальная предынвестиционная проработка проекта

НПК «Грасис»
Тел./факс: +7 (495) 777-77-34
E-mail: info@grasys.ru
www.grasys.ru

Субсидирование АГНКС
Продукция НПК «Грасис» соответствует требованиям, предъявляемым к субсидированию АГНКС

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-10-14 УДК 550.8.052 I Научная статья

О значении седиментационно-тектонических процессов для строения крупных объектов в пространстве и времени

Андреева Е.Е.[1], Баранова А.Г.[1], Хазиев Р.Р.[1], Валеева С.Е.[1,2], Анисимова Л.З.[1], Валеева А.В.[3], Хайртдинов Р.К.[4]
[1]Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия, [2]Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия,
[3]Институт «ТатНИПИнефть», Бугульма, Россия, [4]ЗАО «Предприятие Кара-Алтын», Альметьевск, Россия
aee8277@rambler.ru

Аннотация
В работе обсуждаются результаты палеотектонического анализа ряда нефтяных поднятий месторождения, расположенного в северной части Ульяновской гряды на территории Республики Татарстан. Для определения истории развития осадочных толщ использован метод изопахического треугольника. Метод позволяет восстановить общий ход событий и проследить объекты исследования в разные моменты геологического времени. Набор палеоструктурных карт, построенных в пределах месторождения, сведен в общую схему, позволяющую проследить тектонические перестройки, характерные для начала нижнекаменноугольного времени. Благодаря изопахическому треугольнику карт нами получена информация о структурных формах и палеотектонике в разные интервалы геологического времени в пределах месторождения, но недостаточно крупного для того, чтобы делать выводы о региональных перерывах, с которыми можно связать значимые тектонические движения.

Материалы и методы
В работе использовались структурные поверхности, полученные от верейской, башкирской, тульской, бобриковской, турнейской поверхностей; а также карты изопахит, построенные между изучаемыми поверхностями. Все построения выполнены по данным, полученным в результате интерпретации скважинных геолого-геофизических исследований и результатам сейсморазведочных работ.

Ключевые слова
изопахический треугольник, структурные карты, карты изопахит, палеоструктурный анализ

Для цитирования
Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Хазиев Р.Р., Валеева С.Е., Анисимова Л.З., Валеева А.В., Хайртдинов Р.К. О значении седиментационно-тектонических процессов для строения крупных объектов в пространстве и времени // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 1. С. 10–14. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-10-14

Поступила в редакцию: 12.01.2024

UDC 550.8.052 I Original Paper

On the significance of sedimentation-tectonic processes for the structure of large objects in space and time

Andreeva E.E.[1], Baranova A.G.[1], Khaziev R.R.[1], Valeeva S.E.[1,2], Anisimova L.Z.[1], Valeeva A.V.[3], Khairtdinov R.K.[4]
[1]Research institute for problems of ecology and mineral wealth use of Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russia,
[2]Kazan (Volga Region) Federal University, Kazan, Russia,
[3]Tatar Oil Research and Design Institute (TatNIPIneft) of TATNEFT PJSC, Bugulma, Russia, [4]"Kara-Altyn Enterprise" CJSC, Almetyevsk, Russia
aee8277@rambler.ru

Abstract
The paper discusses the results of paleotectonic analysis of a number of oil uplifts of a field located in the northern part of the Ulyanovsky ridge on the territory of Tatarstan Republic. To determine the history of the development of sedimentary strata, the method of the isopachic triangle was used. The method allows you to restore the general course of events and trace the objects of research at different points in geological time. A set of paleostructural maps constructed within the deposit is summarized in a general scheme that allows us to trace the tectonic rearrangements characteristic of the beginning of the Lower Carboniferous time. Acording to isopachic triangle of maps, we have obtained information about structural forms and paleotectonics at different time intervals of geological time within the field, but not large enough to draw conclusions about regional interruptions with which significant tectonic movements can be associated.

Materials and methods
The structural surfaces obtained from the Vereyan, Bashkirian, Tulian, Bobrikovsky and Tournaiyan surfaces were used in the work; as well as isopachite maps constructed between the studied surfaces.
All constructions are made according to the data obtained as a result of the interpretation of borehole geological and geophysical studies and the results of seismic surveys.

Keywords
isopachic triangle, structural maps, isopachite maps, paleostructural analysis

For citation
Andreeva E.E., Baranova A.G., Khaziev R.R., Valeeva S.E., Anisimova L.Z., Valeeva A.V., Khairtdinov R.K. On the significance of sedimentation-tectonic processes for the structure of large objects in space and time. Exposition Oil Gas, 2024, issue 1, P. 10–14. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-10-14

Received: 12.01.2024

Введение

Палеотектонический анализ играет ведущую роль в определении палеотектонических факторов в распределении залежей нефти и газа по разрезу и по площади, и в концентрации залежей по запасам, и в фазовом равновесии нефтегазовых систем и локальных структур, и в выделении благоприятных условий образования ловушек углеводородов.

Особый интерес представляют палеоструктурные карты, построенные как карты толщин. Интерпретация таких карт основана на представлении о компенсации погруженного дна бассейна осадконакоплением, а мощности отложений являются показателями интенсивности погружения, а значит, и наличия тектонических движений. Корреляция разрезов в подавляющем большинстве случаев позволяет точно установить существование того или иного фактора или исключить его.

Объект исследования

В качестве объекта исследования выбрано месторождение на территории Республики Татарстан (по согласованию с недропользователем название месторождения не разглашается). Месторождение расположено в северной части Ульяновской гряды, а с востока поджимается Кузайкинским разломом, который в значительной степени осложнил тектоническое строение территории, а значит, и его изучение (рис. 1).

На площади исследования наблюдаются характерные для Поволжья разрозненные глубокие предтиманопашийские, преднижнекаменноугольные, предверейские врезы и зоны замещений коллектора, что делает объект интересным в плане изучения. Ритмичное развитие геологических процессов периодически выводит толщи пород из-под уровня моря и подвергает их эрозии, а в процессе последующего погружения они разрушаются интенсивным воздействием волн [2].

Карты толщин строились между стратиграфическими поверхностями турнейского и башкирского ярусов, бобриковского, тульского и верейского горизонтов, которые уверенно прослежены по результатам геофизических исследований и увязаны с данными бурения.

Для определения последовательности развития поверхностей при построении палеоструктурных карт использовался метод Е.Н. Пермякова и Ю.А. Каравашкиной [1, 3–7]. Метод получил название изопахического треугольника. Он позволяет восстановить общий ход событий и проследить те подвижки, которые вели к формированию локальных структур в разные моменты времени. В основе метода «треугольников» лежит возможность решения задач стратиграфического расчленения, стратиграфической корреляции, фациального и комплексного палеотектонического анализа.

Принцип метода заключается в выделении и прослеживании участков депрессии, то есть мест, где было прогибание территории, которое приводило к увеличению мощности осадков и наоборот. Карты, собранные в «треугольник», анализировались по горизонтали, вертикали и диагонали.

По горизонталям выбирался нужный структурный план и прослеживалась его форма в каждое время. Такой анализ полезен на стадии поисков и позволяет понять, раскрывалась ли структура на момент формирования нефти.

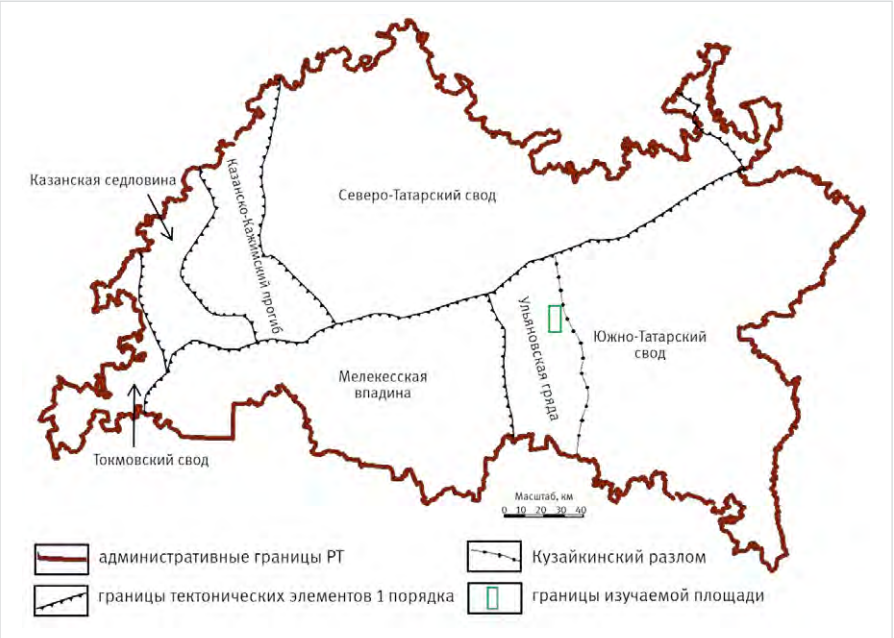


Рис. 1. Тектоническая схема РТ. Масштаб 1:2 500 000
Fig. 1. Tectonic scheme of the Tatarstan Republic. Scale 1:2 500 000

При составлении структурных карт учитывалась история геологического развития и закономерности, характерные для данной территории, что исключило многовариантность структурных построений и должно повысить эффективность разведочного бурения. Немаловажную роль играло правильное представление о простирании осей поднятия и соответствие структурных планов в разные отрезки геологического времени. Учитывая сложность геологического строения месторождения и недопустимость неоднозначности трактовки данных сейсморазведки на аномальных участках месторождения, дополнительно привлекались материалы легких геофизических методов.

Набор карт был сведен в общую схему:

1;
2; 2.1;
3; 3.1; 3.2;
4; 4.1; 4.2; 4.3
5; 5.1; 5.2; 5.3; 5.4.

Под номерами 1, 2, 3, 4, 5 располагаются карты, отражающие современный структурный план турнейского и башкирского ярусов, бобриковского, тульского и верейского горизонтов (рис. 2).

Карты изопахит строились между структурными поверхностями, которые отображены на картах (1; 2; 3; 4; 5).

В результате были получены десять производных карт, которые представлены на рисунке 2. Это карты толщин между турнейской поверхностью и вышележащими поверхностями (5.1; 5.2; 5.3; 5.4); карты толщин между бобриковской поверхностью и вышележащими отложениями (4.1; 4.2; 4.3); карты толщин между тульской поверхностью и вышележащими отложениями (3.1; 3.2) и карта толщин между башкирской и вышележащей верейской поверхностью (2.1).

Расположение карт по методу изопахического треугольника позволяет проанализировать закономерности изменения структуры поверхностей, построенных по основным для данной территории поверхностям, на момент геологического времени формирования локальных структур, а также предположить направление миграции нефти под влиянием тектонических процессов.

Общепринято считать, что одной из причин изменения толщин является резкое изменение условий осадконакопления. В основе анализа мощностей лежит представление о компенсации погружения дна бассейна осадконакоплением. На этом основании мощности отложений являются показателями скорости и интенсивности погружения дна бассейна, а значит, и скорости тектонических движений, вызвавших это погружение. Отсюда следует, что участки поверхности, характеризующиеся на карте минимальными значениями мощностей какого-то определенного стратиграфического интервала, соответствуют древним приподнятым зонам, и наоборот, участки повышенных мощностей соответствуют древним прогруженным зонам, если наблюдаем резкое изменение толщин, то, очевидно, присутствовали и тектонические подвижки.

По горизонталям выбирался нужный структурный план и прослеживалась его форма в каждое время. Такой анализ полезен на стадии поисков и помогает понять, как ведет себя структура на момент формирования в ней нефти.

Рассматривая карты по горизонтали (5; 5.1; 5.2; 5.3; 5.4; 5.5), проследим условия залегания турнейских отложений (карта 5) к концу более «молодых» времен (рис. 2).

Соответственно, следующие горизонтальные ряды позволят проследить условия залегания бобриковских, тульских, башкирских и верейских отложений в разное геологическое время. Анализируя карту толщин (5.1) кровли турнейского яруса к концу бобриковского времени, видим, что вся площадь месторождения была покрыта мелким морем с отчетливыми врезовыми зонами, которые свидетельствуют о тектонической перестройке и резком изменении климатических условий, характерных для преднижнекаменноугольного времени. Глубина бобриковского моря в районе изучаемого месторождения колебалась от 10 до 20 метров, а в пониженных участках структурной поверхности

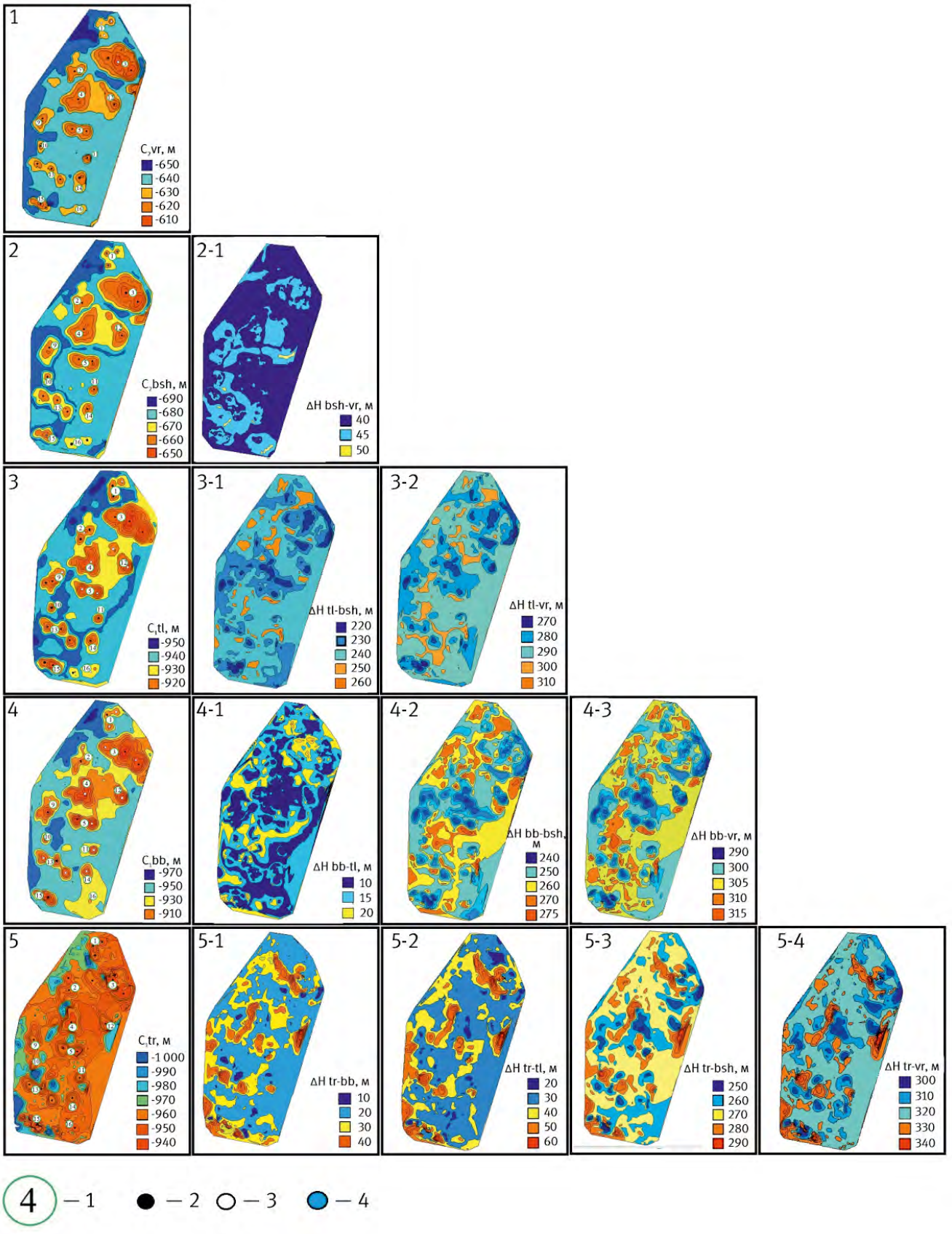


Рис. 2. Карты, построенные по методу изопахического треугольника: 1 — номер поднятия, 2 — нефтеносные поднятия, 3 — «пустые» поднятия, 4 — водоносные поднятия. Масштаб 1:500 000

Fig. 2. Maps constructed using the isopachic triangle method: 1 – number of uplift, 2 – oil-bearing uplifts, 3 – "empty" uplifts, 4 – aquiferous uplifts. Scale 1:500 000

Табл. 1. Величины амплитуд по поднятиям и пластам, м
Tab. 1. Amplitudes of uplifts and formations, m

Поднятия	Пласты				
	C_2vr	C_2b	C_1tl	C_1bb	C_1t
1	7	10	21	19	26
3	13	18	32	22	39
4	20	26	42	50	47
5	18	25	40	36	43
12	18	17	42	40	37
11	22	20	35	38	45
9	28	25	42	42	53
10	24	23	30	30	35
13	24	24	39	38	43
14	17	19	40	38	42
15	20	29	50	52	55

во врезовых зонах толщина достигает 40–50 метров. В тульское время турнейская поверхность после бобрика особых изменений не претерпела, а вот в среднекаменноугольное время появляются очертания поднятий, приближенные к современным структурным поверхностям. В дальнейшем они принимали отчетливую форму, и к современной поверхности амплитуда турнейских поднятий достигает 40 метров и образовавшиеся купола оконтуриваются и становятся залежью.

По картам следующего ряда (4; 4.1; 4.2; 4.3) можно представить бобриковский пласт в тульское время (4.1), где врезовые зоны начинают нивелироваться, а на приподнятых участках расплывчато появляются будущие поднятия. Купола поднятий только к среднему карбону (карты 4.2; 4.3) объединены одной замкнутой, и начинает формироваться залежь.

По картам тульского горизонта видно, что поднятия начали формироваться в башкирское время.

Ряд 2,1–1 показывает, что поднятия в основном сформировались к концу башкирского времени. Амплитуды поднятий колебались от 10 до 26 м.

Верхний ряд — это кровля верейского горизонта. Амплитуды поднятий колебались от 13 до 28 м.

Вертикальный ряд (карты 5.1; 4.1; 3.1; 2.1) дает возможность проследить характер тектонических подвижек.

Диагональный ряд (карты 5.4; 4.3; 3.2; 2.1; 1) дает представление о соотношении структурных планов разных горизонтов к концу верейского времени.

По другим диагоналям (карты 5.3; 4.2; 3.1; 2) мы прослеживаем изменение структурных планов горизонтов на конец башкирского времени (карты 5.3; 4.2; 3.1; 2) и на конец тульского времени диагональ (карты 5.2; 4.1; 3).

Результаты анализа:

- современные структурные поверхности сформировались к концу башкирского времени;
- наблюдается соответствие куполов и поднятий по разрезу, направления осей поднятий от поверхностей среднего карбона идеально совпадают как по форме, так и по амплитуде;
- площадь поднятий с глубиной уменьшается, а крылья становятся круче;
- на поверхности, полученной от турнейских отложений, видно, что у поднятий сложная конфигурация. Так, по истории формирования третьего поднятия (рис. 2), отчетливо видном на картах толщин Ctl-Cb и Cb-Cbb, оно существует, а на картах Ct-Cbb разбито на мелкие купола со сложной формой, изрезанной врезами и результатами тектонических подвижек;
- амплитуда поднятий увеличивается с глубиной. Было замечено, что если амплитуды поднятия по Ctl и Cbb близки по величине или в Cbb амплитуда на поднятии ниже, то в бобриковских отложениях по данным бурения отмечается зона отсутствия пород коллекторов (табл. 1).

Итоги

Карты, построенные по методу изопахического треугольника, собранные в определенную схему и проанализированные по горизонтали, вертикали и диагонали, позволили оценить поднятия по форме и амплитуде в каждом геологическом времени и проследить, когда сформировалась структура.

Участки карты, которые характеризуются малыми значениями мощностей, определенного временного интервала, соответствуют древним приподнятым участкам и наоборот.

Благодаря изопахическому треугольнику карт мы получили информацию о структурных формах, тектонической жизни в разные временные интервалы геологического времени месторождения, но недостаточно крупного для того, чтобы делать выводы о региональных перерывах, с которыми можно связать значимые тектонические движения.

Все поднятия имеют северо-западное, северное и за редким исключением западное направление. Это в полной мере отвечает тому, что Кузайкинский грабенообразный прогиб в реальности сложен системой мелких и разноориентированных синклинальных звеньев вдоль линии разломных зон [8].

Выводы

При изучении преобразований в разное геологическое время выполнены работы по анализу осадочного чехла. Для этого в последовательных рядах структурных карт и мощностей выявлены закономерности в изменении анализируемых поверхностей в разные моменты, во время которых формировались ловушки углеводородов, и как они в дальнейшем видоизменялись.

При наборе статистики возможно будет получать дополнительную информацию об условиях формирования ловушек нефти и зонах отсутствия коллекторов. Этот метод может быть использован как дополнительный при решении задач поисков нефти и газа.

Литература

1. Белоусов В.В. Мощность отложений как выражение режима колебательных движений земной коры // Советская геология. 1940. №№ 2–3. С. 14–28.
2. Буров Б.В. Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника. М.: ГЕОС, 2003. 402 с.
3. Гарецкий Р.Г., Яншин А.Л. Тектонический анализ мощностей // Методы изучения тектонических структур. М.: АН СССР, 1960. С. 115–166.
4. Машкович К.А. Метод палеотектонических исследований в практике поисков нефти и газа. М.: Недра, 1976. 221 с.
5. Ожгибесов В.П. Стратиграфические индексы общих, региональных и местных стратиграфических подразделений. Пермская система: стратиграфия, палеонтология, палеогеография, геодинамика и минеральные ресурсы, 2011. Пермь: Пермский государственный университет, 2011. С. 155–158.
6. Ожгибесов В.П. Палеоструктурный анализ. Пермь: Пермский государственный университет, 2019. 44 с.
7. Андреева Е.Е., Баранова А.Г., Хазиев Р.Р., Валеева А.В., Хайртдинов Р.К., Ионов Г.М. О значении седиментационно-тектонических процессов для строения локальных поднятий в пространстве и времени // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 2. С. 13–16.
8. Ларочкина И.А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. Казань: ПФ Гарт, 2008. 210 с.

Results

The maps constructed according to the isopachic triangle method, assembled into a certain scheme and analyzed horizontally, vertically and diagonally allowed us to estimate the uplifts in shape and amplitude in each geological time and to trace when the structure was formed.

Sections of the map that are characterized by small values of capacities, a certain time interval, correspond to ancient elevated sections and vice versa.

According to the isopachic triangle of maps, we received information about the structural forms, tectonic life in different time intervals of the geological time of the deposit, but not large enough to draw conclusions about regional interruptions with which significant tectonic movements can be associated.

All uplifts have a north-western, northern and, with rare exceptions, a western direction, this fully corresponds to the fact that the Kuzaikinsky graben-shaped deflection in reality is composed of a system of small and differently oriented synclinal links along the fault zone line [8].

Conclusions

When studying transformations at different geological times, work was carried out on the analysis of the sedimentary cover for this purpose, in successive rows of structural and capacity maps, patterns were revealed in the change of the analyzed surfaces at different moments of geological time in which hydrocarbon traps were formed and how they were further modified.

When collecting statistics, it will be possible to obtain additional information about the conditions of the formation of oil traps and the areas of absence of reservoirs. This method can be used as an additional one when solving problems of oil and gas exploration.

References

1. Belousov V.V. The thickness of deposits as an expression of the mode of oscillatory movements of the Earth crust. Soviet Geology, 1940, issue 2–3, P. 14–28. (In Russ).
2. Burov B.V. Geology of Tatarstan: Stratigraphy and tectonics. Moscow: GEOS, 2003, 402 p. (In Russ).
3. Garetsky R.G., Yanshin A.L. Tectonic power analysis. Methods for studying tectonic structures. Moscow: Publishing House of the Academy of Sciences of the USSR, 1960, P. 115–166. (In Russ).
4. Mashkovich K.A. Methods of paleotectonic research in the practice of oil and gas exploration. Moscow: Nedra, 1976, 221 p. (In Russ).
5. Ozhgibesov V.P. Stratigraphic indices of general, regional and local stratigraphic units: Perm system. Stratigraphy, paleontology, paleogeography, geodynamics and mineral resources. Perm: Perm State University, 2011, P. 155–158. (In Russ).
6. Ozhgibesov V.P. Paleostructural analysis. Perm: Perm State University, 2019, 44 p. (In Russ).
7. Andreeva E.E., Baranova A.G., Khaziev R.R., Valeeva A.V., Khairtdinov R.K., Ionov G.M. On the significance of sedimentation-tectonic processes for the structure of local uplifts in space and time. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 13–16. (In Russ).
8. Larochkina I.A. Geological foundations of prospecting and exploration of oil and gas fields on the territory of the Republic of Tatarstan. Kazan: PF Garth, 2008, 210 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

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

Баранова Анна Геннадьевна, старший научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия

Хазиев Радмир Римович, научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия

Валеева Светлана Евгеньевна, научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия

Анисимова Лилия Закувановна, научный сотрудник лаборатории геологического и экологического моделирования, Институт проблем экологии и недропользования АН РТ, Казань, Россия

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

Хайртдинов Руслан Камилевич, заместитель генерального директора, главный геолог, ЗАО «Предприятие Кара-Алтын», Альметьевск, Россия

Andreeva Evgeniya Evgenievna, senior researcher at the laboratory of geological and ecological modeling, Research institute for problems of ecology and mineral wealth use of Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russia
Corresponding author: aee8277@rambler.ru

Baranova Anna Gennadievna, senior researcher at the laboratory of geological and ecological modeling, Research institute for problems of ecology and mineral wealth use of Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russia

Khaziev Radmir Rimovich, researcher at the laboratory of geological and ecological modeling, Research institute for problems of ecology and mineral wealth use of Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russia

Valeeva Svetlana Evgenievna, researcher at the laboratory of geological and ecological modeling, Research institute for problems of ecology and mineral wealth use of Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russia

Anisimova Lilia Zakuvanovna, researcher at the laboratory of geological and ecological modeling, Research institute for problems of ecology and mineral wealth use of Tatarstan Academy of Sciences, Kazan, Russia

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

Khairtdinov Ruslan Kamilevich, deputy general director, chief geologist, “Kara-Altyn Enterprise” CJSC, Almetyevsk, Russia

Нефтесервисный холдинг «ТАГРАС»

ТМС ГРУПП

Технологическая линия по диагностике и ремонту насосно-компрессорных труб

TMC-HighTech™

ИДЕАЛЬНОЕ ВРЕМЯ ТАКТА

- Высокая производительность линии — до 850 НКТ в сутки.
- Современная автоматизированная линия диагностики и ремонта НКТ.
- Быстрая переналадка при смене сортамента НКТ — не более 30 минут.

БЕЗУПРЕЧНОЕ КАЧЕСТВО РЕМОНТА

- Неразрушающий контроль тела трубы с определением координат дефектов при одновременной работе 16 датчиков.
- Гидроиспытание в соответствии с ГОСТ 633-80 и ГОСТ 31446-2017 и требованиями Заказчика.
- 100 % контроль прямолинейности труб высокоточными инструментами.

РАЗУМНАЯ КОМПАКТНОСТЬ

- Планировочное решение, позволяющее разместить полноценное производство на небольших площадях — 18×30 м.
- Организация рабочих мест, исключающая непроизводительные перемещения НКТ при диагностике и ремонте.
- Применение широкого инструментария бережливого производства на каждом этапе технологической цепочки.

БЕРЕЖЛИВЫЙ ТЕХПРОЦЕСС

- Минимизировано количество технологических отходов ремонта НКТ за счет точного определения характера и места дефекта с одновременной регулировкой длины отрезаемых участков трубы.
- Оптимальное количество персонала — не более 7 человек в смену.
- Закрепление навыков персонала с минимальным числом итераций (коучинг, TWI).

ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЕ УСЛУГИ ПРОИЗВОДИТЕЛЯ

Шефмонтаж оборудования:

- трубонарезных станков с числовым программным управлением;
- линии автоматизированной дефектоскопии;
- установки гидравлических испытаний;
- муфтодовёрточных станков;
- любого дополнительного оборудования по первому требованию Заказчика.

ПРЕИМУЩЕСТВА

- Возможность проектирования и монтажа линии ПОД КЛЮЧ в рекордно короткие сроки.
- Гарантии на оборудование от производителей и дальнейшее сервисное сопровождение в течение 12 месяцев.
- Ноу-хау от производителя станут вашими.
- Индивидуальный проект под ваши площади.

8-800-250-79-39 tmcg@tmcg.ru www.tms.tagras.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: 10.24412/2076-6785-2024-1-17-23 УДК 550.8 I Научная статья

Уточнение геологического строения ачимовских отложений в южной части Фроловской мегавпадины с целью выделения перспективных объектов

Валитов Ш.К.[1,2], **Душин А.С.**[1,3], **Васильев В.Е.**[4]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, [2]ФГБОУ ВО «Уфимский университет науки и технологий», Уфа, Россия,
[3]ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Уфа, Россия, [4]АО «ИГиРГИ», Москва, Россия
valitov.s@mail.ru

Аннотация
В статье рассмотрены особенности фациального строения и условия формирования конусов выноса неокомского клиноформного комплекса в южной части Фроловской мегавпадины. Данные отложения на территории изучения характеризуются сложным геологическим строением: высокой фациальной неоднородностью разреза, малыми размерами песчаных тел и неравномерной нефтенасыщенностью пластов, что влияет на прогноз и качество коллекторов. Комплексирование методов литолого-фациального, сейсмофациального и сейсмостратиграфического анализов помогло решить одну из основных задач, а именно провести фациальную типизацию ачимовских отложений.

Материалы и методы
В статье по результатам анализа скважинных (кривые ГИС, керновый материал, опробования) и сейсмических данных были уточнены геологические модели ачимовских отложений. Применение сейсмостратиграфического, литолого-фациального и сейсмофациального анализов позволило выделить перспективные объекты.

Ключевые слова
неокомский нефтегазоносный комплекс, литолого-фациальный анализ, сейсмофациальный анализ, подводные конусы выноса, концептуальная модель

Для цитирования
Валитов Ш.К., Душин А.С., Васильев В.Е. Уточнение геологического строения ачимовских отложений в южной части Фроловской мегавпадины с целью выделения перспективных объектов // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 1. С. 17–23.
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-17-23

Поступила в редакцию: 24.01.2024

UDC 550.8 I Original Paper

Clarification of the geological structure of the achimov deposits in the southern part of the Frolovskaya mega deflection with the purpose of identifying promising objects

Valitov Sh.K. [1,2], **Dushin A.S.** [1,3], **Vasiliev V.E.**[4]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia, [2]Ufa University of Science and Technology, Ufa, Russia,
[3]Ufa State Petroleum Technical University, Ufa, Russia, [4]"Institute of geology and development of fossil fuels" JSC, Moscow, Russia
valitov.s@mail.ru

Abstract
The study examines the facies and depositional settings for deep marine fans of the Lower Cretaceous (Neocomian) clinoforms in the southern part of the Frolov zone of Western Siberian basin. These strata demonstrate a complex geological structure in the study area: high heterogeneity of the facies, small size of sand bodies and uneven oil saturation, which affects the forecast and quality of reservoirs. Integrating methods seismic stratigraphy and seismic facies analysis helped solve one of the main problems, namely, to carry out facies typification of the Achimov deposits.

Materials and methods
In the article, based on the results of the analysis of wells (logging curves, core material, sampling) and seismic data, the geological models of the Achimov deposits were refined. The use of seismic stratigraphy, facies analysis and seismic facies analysis made it possible to identify promising objects.

Keywords
neocomian oil and gas complex, facies analysis, seismic facies analysis, underwater fans, conceptual model

For citation
Valitov Sh.K., Dushin A.S., Vasiliev V.E. Clarification of the geological structure of the Achimov deposits in the southern part of the Frolovskaya mega deflection with the purpose of identifying promising objects. Exposition Oil Gas, 2024, issue 1, P. 17–23. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-17-23

Received: 24.01.2024

Введение

В последние годы в большинстве нефтедобывающих районов Российской Федерации фонд неразведанных антиклинальных структур исчерпывается. Это касается в том числе неокомского нефтегазоносного комплекса (НГК) — одного из основных объектов прироста запасов углеводородов на территории Западной Сибири. Для данного НГК все большую значимость приобретают сложнопостроенные ловушки структурно-литологического типа, к которому относятся и отложения ачимовской толщи.

Ловушки подобного типа выявлены на территории изучаемого участка и являются важными объектами поиска и добычи. Одним из таких объектов являются отложения пласта $АС^{1}_{10}$ (согласно государственному балансу запасов — ГБЗ), представляющие собой коллекторы глубоководно-морских отложений и флюидоупоры перекрывающей толщи. Проблематика данных объектов на территории изучения связана с резкой литолого-фациальной изменчивостью ачимовских отложений, неравномерной нефтенасыщенностью пласта $АС^{1}_{10}$, значительной разницей дебитов соседних скважин, что вызывает большие проблемы при эксплуатационном и поисково-разведочном бурении.

В таких условиях стандартные методы поисков, основанные на учете лишь структурного фактора, являются недостаточно эффективными, и для изучения и поиска данных объектов должны быть применены современные методы сейсмостратиграфического и детального фациального анализа.

Основной прирост запасов и ресурсов на территории изучения для ачимовских отложений может быть связан с выявлением мелких пропущенных объектов и расширением залежей по результатам бурения краевых зон. Для этого в работе проведено обобщение всего имеющегося геолого-геофизического материала на территории изучения с использованием методов литолого-фациального, сейсмостратиграфического и сейсмофациального анализов, которые позволяют снизить риски бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин.

Актуальность работы вызвана необходимостью уточнения существующих геологических моделей — как для оптимизации эксплуатационного бурения, так и для выделения перспективных объектов с целью увеличения ресурсной базы актива.

Методика работы

Основными факторами, влияющими на формирование структурно-литологических ловушек, являются палеогеографические условия и тектонические процессы. Для детального изучения геологического строения перспективных ловушек одним из основных методов исследований являются СРР МОГТ-3D, которые позволяют обнаруживать распространение акустически контрастных песчаных тел в межскважинном пространстве. Такие исследования активно выполнялись в последние годы на территории изучения.

В работе применен комплекс методов, включающий литолого-фациальный, сейсмостратиграфический и сейсмофациальный анализ. Литолого-фациальный анализ включал в себя седиментологическое описание кернового материала, выделение литотипов и фаций, определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород. Основные методические особенности данного подхода изложены в трудах многочисленных авторов, в данной работе за основу взяты материалы В.П. Алексеева, Е.Ю. Барабошкина, Г.-Э. Рейнека [1, 2, 8].

Сейсмостратиграфический анализ базировался на изучении сейсмических разрезов волнового поля, в основе которого лежит выделение поверхностей несогласия нескольких типов. Методические особенности данного подхода более подробно описаны в работе Чарльза Пейтона [7].

Для сейсмофациального анализа использованы материалы МОГТ-3D, включающие атрибуты волнового поля, такие как огибающая сигнала (Envelope), атрибут Sweetness, мгновенная частота (Instantaneous Frequency) и контраст амплитуд (Amplitude Contrast), а также анализ сейсмических срезов кубов спектральной декомпозиции в комплексе с классификацией по форме трасс в интервалах, соответствующих исследуемой толще.

В рамках выполнения геологической и сейсмической корреляции единый пласт $АС^{1}_{10}$ был расчленен на два пропластка, которые отождествляются с отдельными отражающими горизонтами, соответствующими пластам $АС^{1\text{-}4}_{10}$ и $АС^{1\text{-}3}_{10}$.

Результаты работы

Литолого-фациальный анализ

Формирование отложений неокомского НГК происходило в период трансгрессивно-регрессивного некомпенсированного осадконакопления, приведшего к образованию клиноформного комплекса. Ачимовская толща выделяется в глубоководной (фондоформенной) части бассейна седиментации, где накапливаются конусы выноса в период понижения уровня моря, когда обломочный материал поступал в глубоководную часть [3–6].

Анализ строения породно-слоевых ассоциаций и определение структурно-текстурных особенностей кернового материала по скважинным данным позволили построить литолого-фациальные модели для изучаемых пластов. Выделены следующие фации: склоновые отложения, распределительные каналы, прирусловые валы, седиментационные лопасти и дно бассейна. Согласно концептуальному строению ачимовских отложений, на территории изучения могут быть встречены фации питающих каналов в пределах склона и оползневых потоков [4, 8], которые не вскрыты бурением.

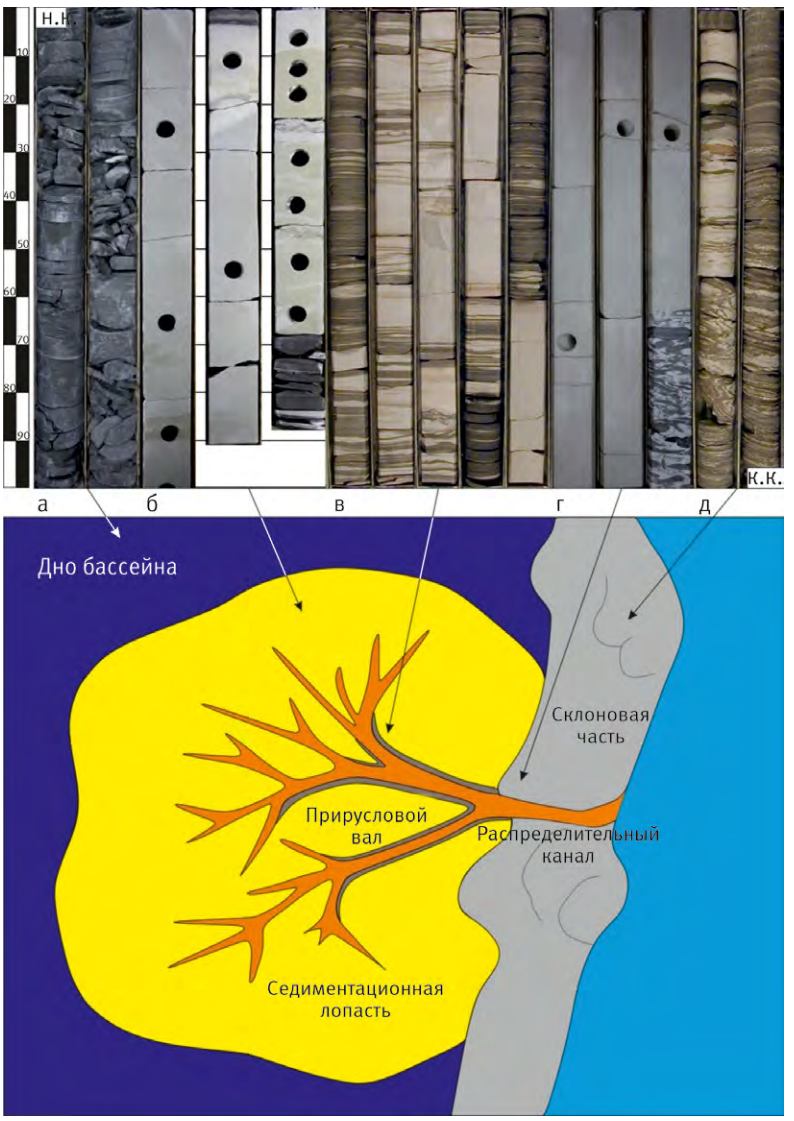


Рис. 1. Текстурные особенности ачимовских отложений на территории изучения, фации: а — дна бассейна; б — седиментационной лопасти; в — прирусловой вала; г — распределительного канала; д — склоновой части

Fig. 1. Textural features of the Achimov deposits in the study area, facies: a – basin bottom; б – fans; в – riverbed shaft; г – distribution channel; д – slope part

Фация склоновой части представлена преимущественно аргиллитами с мелкими прослойками темно-серого алевролита. Текстура однородная, массивная, отмечаются текстуры взмучивания, оползания и смятия осадка, а также серия мелких субпараллельных сбросов (рис. 1а). Биотурбация в отложениях данной фации отсутствует. Встречается углефицированный растительный детрит (УРД). Формирование данных отложений происходило под действием силы тяжести в период оползания осадков. На территории изучения данная фация вскрыта единственной скважиной Х30.

Коэффициент пористости, по данным исследования керна, составляет 8,01–11,27 %, среднее значение 9,65 %, проницаемость — 0,25–0,52 мД, среднее значение — 0,36 мД. Толщина седиментационного тела по разрезу составляет около 30 метров.

Фация распределительного канала представлена песчаником средне-/мелкозернистым с текстурой ряби течения, с резкой эрозионной поверхностью, где наблюдаются

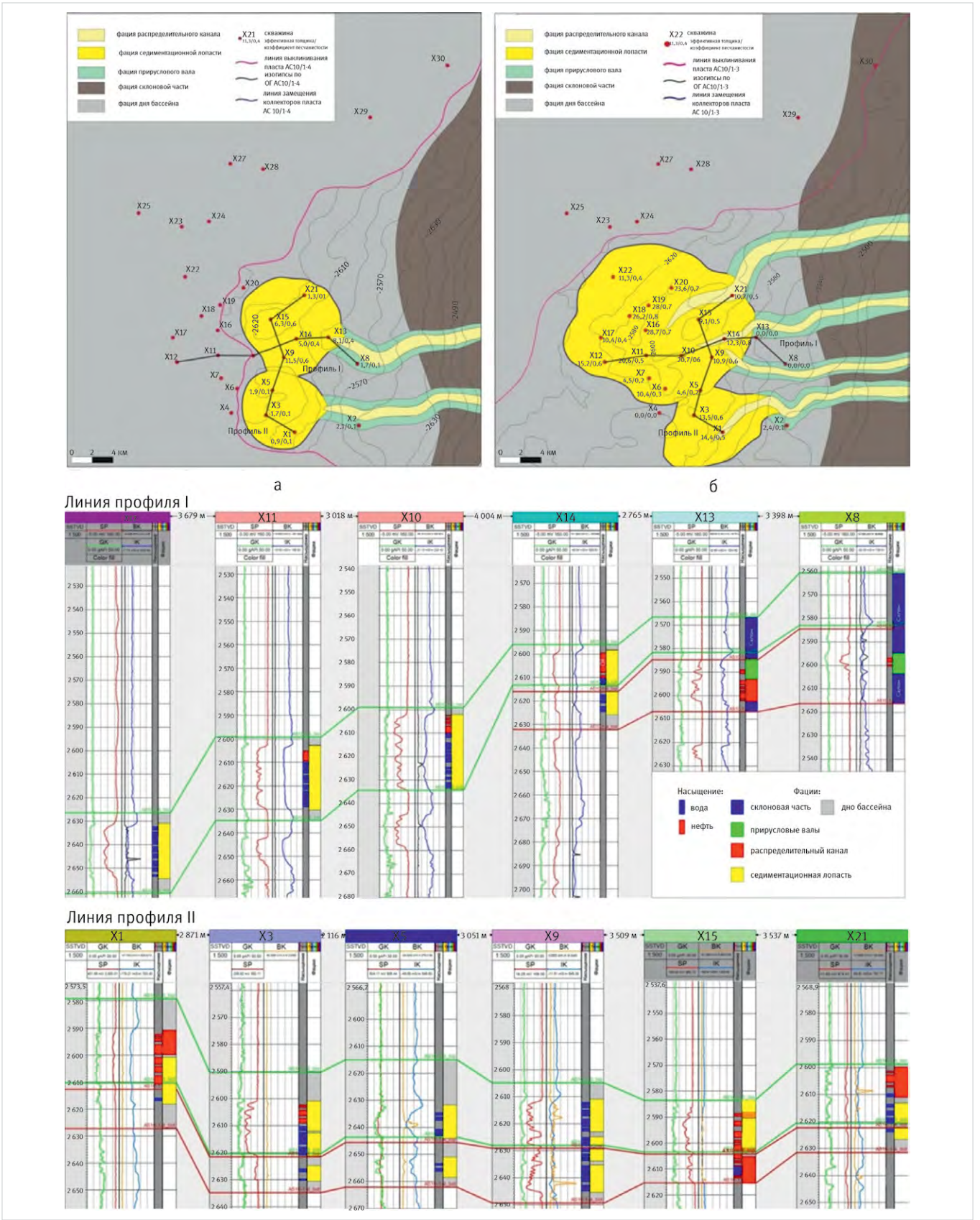


Рис. 2. Фациальные модели пластов с литолого-фациальными профилями: а — пласт $АС^{1-4}_{10}$; б — пласт $АС^{1-3}_{10}$
Fig. 2. Facies models of formations with lithologic-facial profiles: a – formation AS^{1-4}_{10}, б – formation AS^{1-3}_{10}

глинистые интракласты (рис. 1б). Среди литотипов преобладает песчаник массивный (Sm), подчиненное значение имеют песчаник с интракластами (Si) и песчаник с косой слоистостью (Sx).

Распределительные каналы выполняют функцию поставки обломочного материала в глубоководную часть бассейна седиментации. При эрозионном врезании осадочного потока в осадки дна бассейна подошва песчаных отложений подчеркивается мелкими удлиненными глинистыми интракластами по напластованию слоев. Смена массивной текстуры на косую однонаправленную слоистость в средней части циклитов указывает на уменьшение скорости потока. В завершении цикла в некоторых скважинах отмечаются глинистые прослои толщиной до 0,6 м, где наблюдаются шаровые и подушечные текстуры, что свидетельствует о быстром темпе осадконакопления.

Для фации распределительного канала коэффициент пористости составляет 2,47–20,3 %, среднее значение 16,4 %, проницаемость — 0,01–8,9 мД, среднее значение 1,47 мД. Толщина седиментационного тела по разрезу изменяется от 15,5 до 30,6 м, эффективная мощность коллектора — от 8,1 до 14,4 м.

Фация прирусловых валов представлена песчаником и алевролитом глинистым (проксимальный вал) и аргиллитом алевритовым с тончайшими прослойками алевролита (дистальный вал). Отмечаются следующие текстурные особенности: преобладает косая и линзовидная слоистость, отмечаются восходящие знаки ряби, наблюдается пологоволнистая и горизонтальная слоистость, подчеркнутая сидеритовыми намывами (рис. 1в). Для пород также характерны деформационные текстуры, плохая сортированность компонентов и скопления ихтиодетрита.

Отложения прирусловых валов формировались в период выноса большого количества обломочного материала, поставляемого распределительным каналом в зону межруслового пространства. Влияние обломочных потоков на проксимальный вал приводило к формированию здесь преимущественно косой и линзовидной слоистости. С отдалением от канальной части наблюдается увеличение доли глинистой компоненты и преобладание горизонтальных и пологоволнистых текстур.

Для фации прируслового вала диапазон изменения пористости составляет от 7,0 до 21,9 % при среднем значении 12,1 %, проницаемость изменяется от 0,02 до 7,3 мД, среднее значение составляет 1,1 мД. Толщина седиментационного тела по разрезу изменяется от 19,6 до 31,7 м, эффективная мощность коллектора — от 1,7 до 2,4 м.

Фация седиментационной лопасти сложена песчаниками мелкозернистыми алевритистыми с тонкими прослоями серого алевролита и темно-серого аргиллита. Для песчаников характерны преимущественно градационная и массивная текстуры (рис. 1г). Для алевролитов и аргиллитов отмечаются следующие текстуры: горизонтально-слоистая, линзовидно-слоистая, пологоволнистая и рябь течения, которые подчеркнуты намывами аттрита. В некоторых скважинах наблюдаются послойные скопления мелких интракластов глинистых пород, маркирующие поверхности амальгамации. Присутствуют деформационные текстуры удаления воды.

Фация седиментационной лопасти формировалась за счет выноса обломочного материала и его распределения по площади,

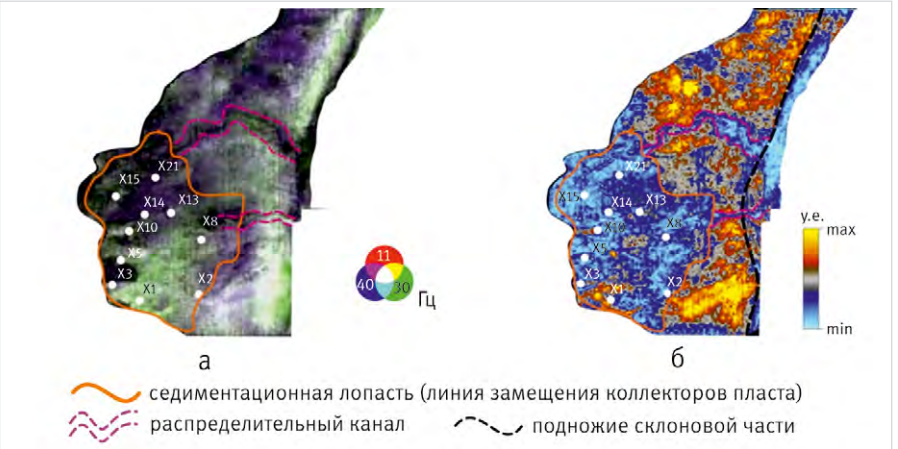


Рис. 3. Сейсмические атрибуты с результатами интерпретации: а — карта RGB-смешивания по кубам спектральной декомпозиции; б — карта атрибута Envelope
Fig. 3. Seismic attributes with interpretation results: a – RGB-mixing map by spectral decomposition cubes; б – Envelope attribute map

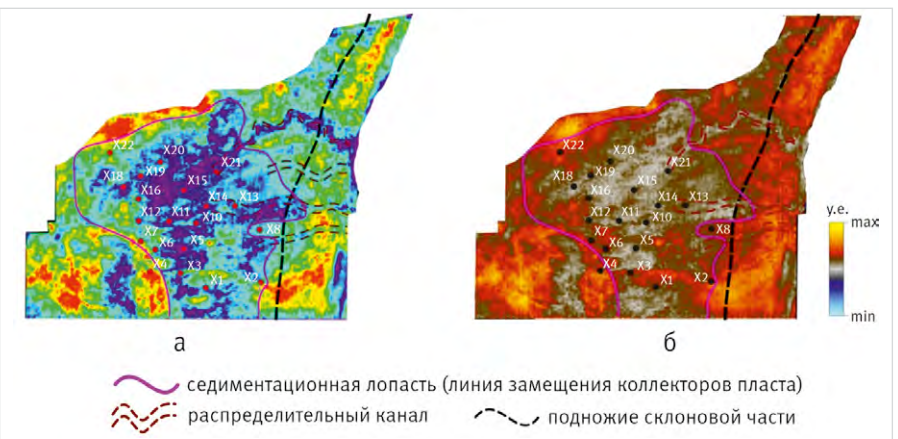


Рис. 4. Сейсмические атрибуты с результатами интерпретации: а — карта по атрибуту Envelope; б — погоризонтный (седиментационный) слайс по атрибуту Sweetness
Fig. 4. Seismic attributes with interpretation results: a – map by the Envelope attribute; б – horizon-by-horizon (sedimentation) slice by the Sweetness attribute

осадки характеризуются последовательностью с уменьшением зернистости вверх, по мере уменьшения скорости потока.

Коэффициент пористости для фации седиментационной лопасти по проведенным исследованиям составляет от 2,54 до 22,4 %, среднее значение 16,6 %, проницаемость изменяется от 0,001 до 56,04 мД при среднем значении 3,3 мД. Толщина седиментационного тела по разрезу изменяется от 11,1 до 43 м, эффективная мощность коллектора — от 1,3 до 28,7 м.

Фация дна бассейна сложена темно-серыми, черными аргиллитами с редкими прослоями алевролитов (рис. 1д). Основным литотипом является Ml (горизонтально-слоистые аргиллиты). Формирование данных отложений происходило в условиях низкой гидродинамической активности, на что указывает тончайшая слоистость и глинистый состав отложений. В керновом материале отмечены конкреции пирита, что указывает на дефицит кислорода в осадке или наддонной воде.

Таким образом, по результатам седиментологического анализа кернового материала были определены фациальные особенности ачимовских отложений. Для построения литолого-фациальных схем по изучаемым пластам фации, определенные по керновому материалу, были привязаны к кривым ГИС и соотнесены с эталонными моделями. Пространственные отношения фаций показывают, что снос обломочного материала происходил с восточной части территории изучения, где скважинами X21, X13 вскрыта фация распределительного канала, а скважинами X2 и X8 – фация прирусловой части (рис. 2).

В период формирования пласта $АС_{10}^{1-4}$ проксимальная часть конуса выноса (эпицентр) располагалась в районе скважин X14 и X15 (рис. 2а), что подтверждается повышенными значениями эффективной толщины и коэффициента песчанистости. Низкие значения данных параметров в скважине X3 указывают на краевую часть конуса выноса.

В период формирования пласта $АС_{10}^{1-3}$ значительно увеличивается толщина песчаных прослоев, площадь распространения конусов выноса и количество распределительных каналов (рис. 2б). Данное событие, вероятно, связано с продолжением регрессии и поступлением большого количества осадочного материала в глубоководную часть бассейна.

Анализ толщин пластов показал, что в периферийных частях мощности песчаных тел в поперечном сечении сокращаются от 14 до 0 м на расстоянии 1,5 км. В продольном сечении песчаные тела выклиниваются на расстоянии 2–3 км, где мощности сокращаются от 17 до 0 м.

Таким образом, соотнесение фаций с петрофизическими параметрами

позволило определить фации с наилучшими ФЕС, которыми обладают коллекторы фации распределительного канала и седиментационной лопасти (среднее значение пористости – 16,4 и 16,6 %, соответственно, среднее значение проницаемости — 1,47 и 3,3 мД). Основной цикл формирования конусов выноса приурочен к пласту $АС^{1-3}_{10}$, анализ толщин песчаных тел показал их резкую литолого-фациальную изменчивость.

Сейсмофациальный анализ

Для уточнения распределения литофаций пластов $АС^{1-4}_{10}$ и $АС^{1-3}_{10}$ проведен сейсмофациальный анализ. Данный подход основан на проведении геологической интерпретации динамических параметров сейсмических отражений, включая их конфигурацию, непрерывность, амплитудно-частотный спектр и интервальные скорости для картирования и выделения перспективных объектов [9, 10].

Выполнение сейсмофациального анализа в работе включало в себя расчет карт сейсмофаций, погоризонтные (седиментационные) и пропорциональные слайсы по различным атрибутам, карты атрибутов и карты цветового RGB-смешивания кубов спектральной декомпозиции.

Низкочастотность имеющихся данных МОГТ-3D, а также высокая расчлененность пропластков песчаника и схожесть (в акустическом поле) с глинистыми интервалами предопределили существующие сложности в выделении таких тел и их геологической интерпретации. На практике редко удается проследить фации прирусловых валов и детальные особенности седиментационной лопасти. На рисунках 3 и 4 приведены наиболее представительные сейсмические атрибуты с результатами интерпретации, где наблюдаются седиментационные образы.

По результатам сейсмофациального анализа пласта $АС^{1-4}_{10}$ на сейсмических атрибутах выделяются шнуркообразные тела в центральной и восточной части изучаемого участка, которые ассоциируются с фацией распределительных каналов (рис. 3). Наиболее контрастно они проявляются на карте RGB-смешивания. По распределительным каналам происходил перенос обломочного материала в западном направлении в область разгрузки, где формировались седиментационные лопасти. На карте по атрибуту Envelope для фации распределительного канала и седиментационной лопасти характерны пониженные значения, а для отложений дна бассейна и склоновой части — повышенные значения (рис. 3).

Для пласта $АС^{1-3}_{10}$ по атрибутам Envelope и Sweetness пониженные значения характерны для зоны развития распределительных каналов и седиментационной лопасти (рис. 4). По результатам литолого-фациального анализа (ЛФА) фация распределительного канала выделена в скважинах X21, X13, X14. При сопоставлении с картами атрибутов выделение каналов подтверждается. На временных разрезах каналы проявляются в виде утолщения осей синфазности (т.е. увеличением амплитуд) и появления «врезных» форм. Максимальные временные толщины лопасти сосредоточены в его центральной части, к периферийным областям толщина падает.

Ширина песчаного тела (поперечный разрез) пласта $АС^{1-4}_{10}$ составляет 14 км, длина (продольный разрез) равняется 21 км. Для пласта $АС^{1-3}_{10}$ ширина (поперечный разрез) составляет около 19 км, длина (продольный разрез) равняется 22 км.

Таким образом, по результатам сейсмофациального анализа выделены и уточнены формы распространения седиментационных лопастей и распределительных каналов для пластов $АС^{1-4}_{10}$ и $АС^{1-3}_{10}$. Наиболее контрастно седиментационные образы проявляются по атрибуту Envelope. Для пластов характерны веерообразные конусы выноса, в период формирования которых увеличивались площади распространения седиментационных лопастей и количество распределительных каналов.

Одним из ключевых критериев распределения залежей на территории работ является структурно-тектоническое строение региона. В региональном плане залежи изучаемого пласта приурочены к тектоническому элементу II порядка — Ендырскому валу. Формирование неокомских отложений происходило на фоне активного роста поднятия в центральной и восточной части района работ. По результатам построения структурных поверхностей были выделены положительные структурные формы преимущественно в восточной части территории изучения. В области развития пласта $АС^{1-4}_{10}$ выделяется положительная структура по отметке 2 620 м около скважины X15. В пределах распространения пласта $АС^{1-3}_{10}$ положительные структуры выделяются в районе скважин X16 (2 600 м) и X15 (2 600 м), развитие структурного носа предполагается южнее скважины X4 (рис. 2).

В данной работе, наряду с уточнением структурного плана по результатам интерпретации работ МОГТ-3D, подробный седиментологический и сейсмофациальный анализ позволил выявить особенности распространения коллекторов, которые зависят от фациальной неоднородности. Так, в области распространения фации седиментационной лопасти коллектора выклиниваются плавно на запад за счет их постепенного наложения друг на друга. На расстоянии между скважинами порядка 3 км эффективная толщина пласта падает с 18,3 до 12 м. При этом на востоке от проксимальной части лопасти наблюдается резкое выклинивание конусов выноса, что несет в себе потенциальные риски при разбуривании данной области. Здесь на расстоянии между скважинами порядка 3 км толщина пласта падает от 12,3 до 0 м. Коллекторы распределительных каналов маломощны, шириной около 1 км, длина от склоновой части до седиментационной лопасти в среднем около 7 км. Данные объекты представлены узкими шнуркообразными телами, их прогноз без МОГТ-3D затруднен. Эффективная толщина данных объектов составляет около 10 м.

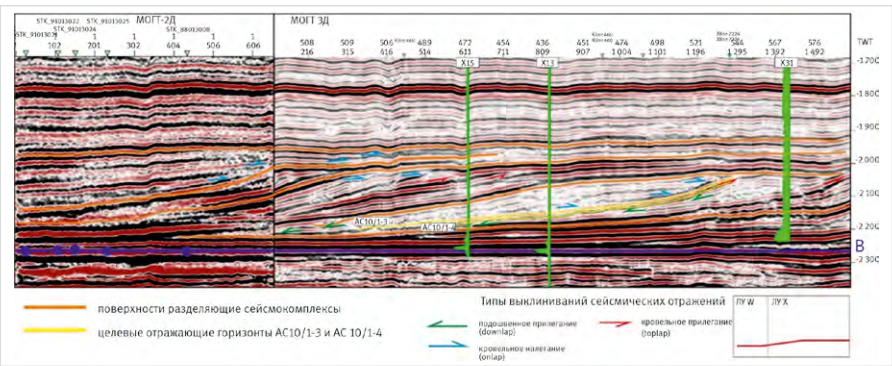


Рис. 5. Сейсмический профиль через южную часть района работ с выделением типов выклиниваний сейсмических отражений
Fig. 5. Seismic profile through the southern part of the work area highlighting types of seismic reflection pinchouts

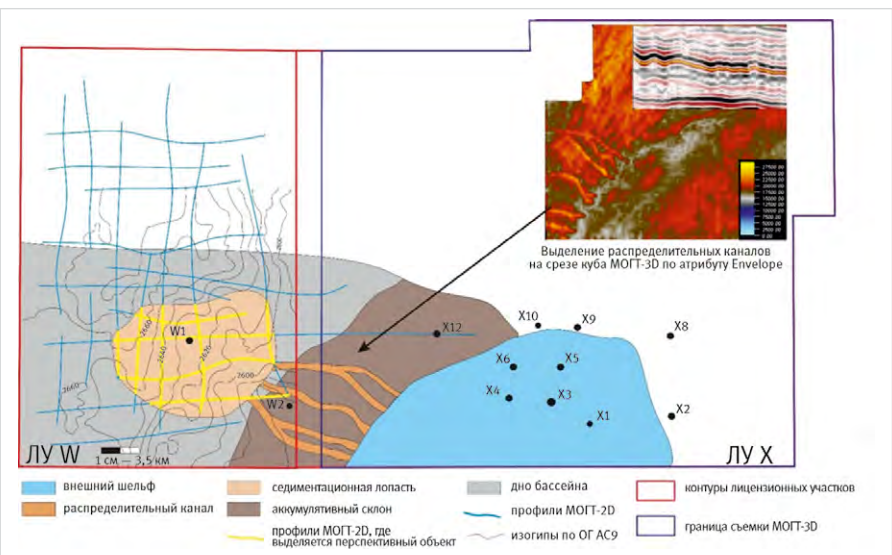


Рис. 6. Отображение распределительных каналов на срезе куба сейсмических данных по атрибуту Envelope
Fig. 6. Display of distribution channels on a slice of seismic data cube using the Envelope attribute

Выделение перспективных объектов

В западной части территории исследования проведены СРР МОГТ-2D и для поиска перспективных объектов был выполнен сейсмостратиграфический анализ. Согласно результатам сейсмостратиграфического анализа, для продуктивных пластов $АС_{10}^{1-3}$ и $АС_{10}^{1-4}$ были выявлены следующие признаки волнового поля (рис. 5):

- в восточной части территории (в склоновой части) на сейсмическом разрезе сейсмокомлексы выклиниваются по типу кровельного прилегания (toplap), что может являться индикатором перерыва, связанного с отсутствием седиментации;
- в западной части имеют вид выклинивания по типу подошвенного прилегания (downlap), что характерно для отражений, выклинивающихся относительно баженовской свиты;
- данные сейсмокомплексы перекрывают трансгрессивные глинистые отложения, где отражения в восточной части выклиниваются по типу подошвенного налегания (onlap), что указывает на трансгрессивную деятельность моря;
- фации распределительных каналов на временных разрезах проявляются в виде «врезных» форм.

С целью выделения перспективных объектов в западной части от лицензионного участка (ЛУ) X проанализированы сейсмические разрезы, где отмечаются аналогичные признаки волнового поля, характерные для пластов $АС_{10}^{1-3}$ и $АС_{10}^{1-4}$.

В юго-западной части ЛУ X выполнен сейсмофациальный анализ в пределах съемки МОГТ-3D, где по динамическим атрибутам закартированы распределительные каналы, которые выделяются на волновом поле в виде «врезной» формы (рис. 6). Разгрузка осадочного материала по канальным областям происходила западнее, где могут быть встречены фации седиментационной лопасти. Подтверждением служат результаты бурения скважины W1, которая вскрывает отложения конусов выноса с эффективной толщиной коллектора 11,5 м. Данный объект залегает по разрезу выше, чем пласты группы $АС_{10}$, и относится к группе пластов $АС_9$.

В региональном плане с севера на юг прослеживаются аналогичные отложения конусов выноса, которые относятся к группе пластов $АС_9$. В северной части от ЛУ X и W открыты залежи в пределах данного пласта, вероятно, они имеют свое продолжение на южную часть ЛУ W.

Для выявления новых перспективных объектов, а именно с целью уточнения их геометрии и последующего поисково-разведочного бурения, рекомендуется проведение сейсморазведочных работ МОГТ-3D западнее от рассматриваемой территории в пределах ЛУ W (рис. 6).

Итоги

- По результатам литолого-фациального анализа определены седиментологические особенности ачимовских отложений в пределах изучаемой площади. Выделены фации склоновой части, распределительного канала, прирусловых валов, седиментационной лопасти и дна бассейна.
- Сопоставление петрофизических параметров пород и фаций позволило установить, что улучшенными ФЕС обладают фации распределительного канала и седиментационной лопасти.
- По итогам проведенных работ единый пласт $АС_{10}^{1}$ был разделен на три песчаные линзы, которые представляют собой наложение конусов выноса друг на друга и отвечают определенным циклам их развития. Новая модель представляет собой систему наложенных седиментационных лопастей, сформированных в разные циклы развития бассейна. Анализ строения данных линз показал их резкую литолого-фациальную изменчивость.

Выводы

Проведенный анализ позволил учесть литолого-фациальный критерий при прогнозировании распространения коллекторов в восточной части участка работ: в случае обнаружения лопасти ее восточное выклинивание может происходить достаточно резко (на расстоянии 3 км между скважинами эффективная толщина пласта падает от 12 до 0 м), что необходимо учесть при доразведке залежи. В совокупности с наличием западного падения пластов это может служить поисковым критерием в условиях наличия структурно-литологических залежей.

В западной части территории изучения, в вышележащем продуктивном пласте ($АС_9$), благодаря схожему геологическому строению, по профилям 2D и по данным разведочного бурения выделены конусы выноса, аналогичные пластам $АС_{10}^{1-4}$ и $АС_{10}^{1-3}$, которые могут содержать запасы в ловушке структурно-литологического типа. С целью выделения потенциально перспективных объектов и уточнения их геометрии в западной части территории работ рекомендуется проведение СРР МОГТ-3D. Таким образом, результаты данной работы могут лечь в основу планирования геолого-разведочных работ в пределах территории изучения.

Литература

1. Алексеев В.П. Атлас субаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО-Югра). Екатеринбург: УГГУ, 2014. 284 с.
2. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология. Терригенные резервуары. Пособие по работе с керном. Тверь: ГЕРС, 2011. 152 с.
3. Гурари Ф.Г. Строение и условия образования клиноформ неокомских отложений Западно-Сибирской плиты (история становления представлений): монография. Новосибирск: СНИИННиМС, 2003. 141 с.
4. Жуковская Е.А., Ольнева Т.В. Особенности формирования нижнемеловых турбидитов Западной Сибири // Меловая система России и ближнего зарубежья: проблемы стратиграфии и палеогеографии. 2018. С. 133–137.
5. Ольнева Т.В. Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2017. 152 с.
6. 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. Т. 55. №№ 5–6. С. 745–776.
7. Пейтон Ч. Сейсмическая стратиграфия Использование при поисках и разведке нефти и газа. Часть 1. М.: Мир, 1982. 374 с.
8. Рейнек Г.-Э., Сингх И.Б. Обстановки терригенного осадконакопления. М.: Недра, 1981. 439 с.
9. Дабер Р., Дитча Е., Густафссон Л.Э. Руководство по интерпретации сейсмических атрибутов. Ставангер, Норвегия: Schlumberger, 2007. 119 с.
10. Сподобаев А.А., Королев Е.К. Сейсмические образы седиментационных объектов неокома на одном из месторождений севера Западной Сибири // Геофизика. 2015. № 6. С. 14–19.

ENGLISH

Results

- Based on the results of lithologic-facies analysis, the sedimentological features of the Achimov deposits within the study area were determined. The facies of the slope part, distributary channel, riverbed levees, sedimentary lobe and basin bottom were identified.
- A comparison of the petrophysical parameters of rocks and facies made it possible to establish that the distributary channel and sedimentation lobe facies have improved reservoir properties.
- Based on the results of the work carried out, a single formation AC_{10}^{1} was divided into three sand lenses, which represent an overlapping of alluvial cones on top of each other and correspond to certain cycles of their development. The new model is a system of superimposed sedimentary lobes formed during different cycles of basin development. Analysis of the structure of these lenses showed their sharp lithologic-facial variability.

Conclusions

The analysis made it possible to take into account the lithologic-facial criterion when predicting the distribution of reservoirs in the eastern part of the work area: if a blade is detected, its eastern pinching out can occur quite sharply (at a distance of 3 km between wells, the effective thickness of the formation drops from 12 to 0 m), which must be taken into account during additional exploration of the deposit. In combination with the presence of a western dip of the strata, this can serve as a search criterion in the presence of structural and lithological deposits.

In the western part of the study area, in the overlying productive formation (AC_9), due to a similar geological structure, alluvial cones similar to the AC_{10}^{1-4} and AC_{10}^{1-3} formations, which may contain structurally trapped reserves, were identified using 2D profiles and exploration drilling data -lithological type. In order to identify potentially promising objects and clarify their geometry in the western part of the work area, it is recommended to carry out CDP-3D survey work. Thus, the results of this work can form the basis for planning geological exploration work within the study area.

References

1. Alekseev V.P. Atlas of subaqueous facies of Lower Cretaceous sediments of Western Siberia (KhMAO-Yugra). Ekaterinburg: UGGU, 2014, 284 p. (In Russ).
2. Baraboshkin E.Yu. Practical sedimentology. Terrigenous reservoirs. Tver: GERS, 2011, 152 p. (In Russ).
3. Gurari F.G. The structure and conditions of formation of clinoforms of the Neocomian deposits of the West Siberian Plate (history of the formation of ideas): monograph. Novosibirsk: SNIINNiMS, 2003, 141 p. (In Russ).
4. Zhukovskaya E.A., Olneva T.V. Features of the formation of Lower Cretaceous turbidites in Western Siberia. Cretaceous system of Russia and near abroad: problems of stratigraphy and paleogeography, 2018, P. 133–137. (In Russ).
5. Olneva T.V. Seismic facies analysis. Images of geological processes and phenomena in seismic images. Moscow-Izhevsk: Institute of computer research, 2017, 152 p. (In Russ).
6. 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. Paleogeography of the West Siberian sedimentary basin in the Cretaceous period. Geology and geophysics, 2014, Vol. 55, issue 5–6, P. 745–776. (In Russ).
7. Peyton Ch. Seismic stratigraphy. Use in prospecting and exploration for oil and gas. Part 1. Moscow: Mir, 1982, Vol. 1, 374 p. (In Russ).
8. Reineck G.-E., Singh I.B. Environments of terrigenous sedimentation. Moscow: Nedra, 1981, 439 p. (In Russ).
9. Daber R., Ditcha E., Gustafsson L.E. Guide to the interpretation of seismic attributes. Stavanger, Norway: Schlumberger, 2007, 119 p. (In Russ).
10. Spodobaev A.A., Korolev E.K. Seismic images sediment object's neokomic from same oilfields North West Siberia. Geophysics, 2015, issue 6, P. 14–19. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Валитов Шамиль Камилович, ведущий специалист отдела региональной геологии, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: valitov.s@mail.ru

Душин Андрей Саитхужевич, к.г.-м.н., эксперт отдела разработки и мониторинга месторождений (БНД и НАО), ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Васильев Виктор Евгеньевич, эксперт отдела экспертно-методического сопровождения ГРР, АО «ИГиРГИ», Москва, Россия

Valitov Shamil Kamilovich, leading specialist of the regional geology department, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: valitov.s@mail.ru

Dushin Andrey Saithuzhevich, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, expert of the field development and monitoring department (BND and NAO), "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia

Vasiliev Viktor Evgenievich, expert of the department of expert and methodological support of geological exploration, "Institute of geology and development of fossil fuels" JSC, Moscow, Russia

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-24-29 УДК 550.8.053 I Научная статья

Комплексная интерпретация скважинных, маркерных исследований и сейсморазведочных данных для рационального сегментирования горизонтальных скважин в трещиноватом карбонатном коллекторе

Герасимов Р.В., Сурикова Е.С., Муслимов Б.Ш., Исламов Р.Р.
ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
rvgerasimov@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
При разработке нефтяных оторочек широко применяются горизонтальные скважины с интеллектуальной системой заканчивания, включающей сегментирование ствола скважины и установку автоматических устройств контроля притока. При сегментировании часто используется равномерная схема расстановки заколонных пакеров по стволу, основной недостаток которой — высокий риск потери герметичности при установке пакера в трещиноватую зону коллектора. В работе представлен подход на основе комплексной интерпретации скважинных исследований и сейсморазведочных данных для осуществления прогноза зон повышенной открытой трещиноватости вдоль стволов проектных горизонтальных скважин в карбонатном каверново-трещинном коллекторе с целью их рационального сегментирования. Это позволит проектировать заканчивание скважин, исключая риски негерметичной посадки заколонных пакеров, предотвратить преждевременный прорыв нежелательной фазы (газ, вода) к стволу скважины во время ее эксплуатации и повысить эффективность проведения селективной стимуляции высокотрещиноватых сегментов. Расчеты гидродинамической модели подтвердили эффективность предложенного подхода.

Материалы и методы
Анализ геофизических, промыслово-геофизических и маркерных исследований скважин для исследуемой территории позволил выделить трещиноватые зоны вдоль горизонтального ствола и доказать проводимость этих зон, используя профиль притока. Атрибутный анализ сейсмических данных позволяет определять зоны трещиноватости, но не дает информации о проводимости трещин. Совместный анализ скважинных исследований с сейсмическими данными позволяет выбрать атрибуты для прогнозирования возможных зон повышенной трещиноватости вдоль плановых горизонтальных стволов с целью эффективного сегментирования проектных скважин с автоматическими устройствами контроля притока.

Ключевые слова
сегментирование горизонтальных скважин, трещиноватость, устройства контроля притока, атрибутный анализ, микроимиджер UBI, маркерные исследования, заколонный пакер

Для цитирования
Герасимов Р.В., Сурикова Е.С., Муслимов Б.Ш., Исламов Р.Р. Комплексная интерпретация скважинных, маркерных исследований и сейсморазведочных данных для рационального сегментирования горизонтальных скважин в трещиноватом карбонатном коллекторе // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 1. С. 24–29. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-24-29

Поступила в редакцию: 08.02.2024

UDC 550.8.053 I Original Paper

Complex interpretation well logging, marker test and seismic data for correct segmentation of horizontal wells in carbonate fractured reservoir

Gerasimov R.V., Surikova E.S., Muslimov B.Sh., Islamov R.R.
“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
rvgerasimov@bnipi.rosneft.ru

Abstract
When developing oil rims, horizontal wells with an intelligent completion system are widely used, including wellbore segmentation and installation of automatic inflow control devices. When segmenting, a uniform arrangement of casing packers along the wellbore is often used, the main disadvantage of which is the high risk of loss of tightness when installing the packer into the fractured zone of the reservoir. The paper presents an approach based on the complex interpretation of well and seismic data for predicting zones of increased open fracturing along of design horizontal wells in a carbonate cavernous-fractured reservoir for the purpose of their correct segmentation. This will exclude the risks of leaky planting of casing packers, prevent breakthrough of an undesirable phase (gas, water) to the wellbore during its production and to increase the efficiency of selective stimulation of highly fractured. Dynamic modeling confirmed the effectiveness of the proposed approach.

Materials and methods
The analysis of well logging, marker test made it possible to identify fractured zones along the horizontal hole wells and prove the conductivity of these zones. Attribute analysis of seismic data allows to determine fracture zones, but does not provide information about their conductivity. A complex analysis of well logging with seismic data allows to select attributes for forecasting possible areas of increased fracturing along planned horizontal hole in order to effectively segment design wells with automatic inflow control devices.

Keywords
segmentation of horizontal wells, fracturing, inflow control devices, attribute analysis, UBI microimager, marker test, casing packer

For citation
Gerasimov R.V., Surikova E.S., Muslimov B.Sh., Islamov R.R. Complex interpretation well logging, marker test and seismic data for correct segmentation of horizontal wells in carbonate fractured reservoir. Exposition Oil Gas, 2024, issue 1, P. 25–29. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-25-29

Received: 08.02.2024

Введение

В связи с истощением легкодобываемых запасов углеводородов в последнее время ведущие нефтедобывающие компании уделяют повышенное внимание трудноизвлекаемым запасам углеводородов. Площадь исследования — район опытно-промышленной разработки (ОПР) пласта рифейского возраста R0. Для эффективной разработки слабопроницаемого доломитового каверново-трещинного коллектора пласта R0 основной целью геологов становится качественный прогноз трещиноватости [1].

При разработке низкопроницаемых карбонатных коллекторов широко используются горизонтальные скважины (ГС). С целью выравнивания профиля притока и предотвращения прорывов газа и воды к стволу скважин по высокопроницаемым трещиноватым зонам все чаще при компоновке заканчивания используют автоматические устройства контроля притока (АУКП) [2]. При планировании компоновочной схемы заканчивания ГС важной технической задачей является проектирование схемы сегментирования — размещения заколонных пакеров, обеспечивающих надежную герметизацию сегментов/интервалов. В скважинах с АУКП герметизация сегментов важна, потому что количество устанавливаемых на сегмент АУКП рассчитывается, исходя из планируемого объема поступающего флюида, а наличие перетоков между сегментами приведет к высокому перепаду давления на АУКП и, как следствие, к ограничению притока с сегмента [3]. Также не будет достигнут эффект при проведении селективной стимуляции скважины. Таким образом, решение задачи сегментирования влияет на технологические и экономические показатели разработки. Вариативность схемы размещения заколонных пакеров может быть как по количеству, так и месту размещения. В неравномерно трещиноватом коллекторе важно, чтобы установка пакеров осуществлялась вне трещиноватых зон для надежной герметизации сегментов.

На площади ОПР на пласт R0 пробурены две ГС, в которых расстановка заколонных пакеров произведена равномерно с одинаковым количеством АУКП на секцию. В скважинах проведен комплекс геофизических (ГИС), промыслово-геофизических (ПГИ) и маркерных исследований. Анализ полученных данных показал неэффективность схемы равномерного размещения заколонных пакеров. Так, один из пакеров попал в трещиноватую зону, что привело к перетокам между сегментами. Актуальной задачей стала разработка подхода использования имеющегося набора геолого-геофизических исследований для рациональной расстановки заколонных пакеров в ГС в низкопроницаемых каверново-трещинных коллекторах. В этом и заключается цель работы.

В условиях ограниченного количества геологической информации и проведенных исследований в скважинах ОПР необходимо использовать комплексный подход интерпретации данных. Для решения поставленной задачи выполнен совместный анализ сейсмических атрибутов с данными ГИС (широкополосный акустический каротаж (АКШ), микроимиджер UBI), ПГИ и маркерных исследований для определения интервалов повышенной трещиноватости и открытости трещин.

Объект — две горизонтальные скважины, пробуренные на пласт R0 рифейского возраста Восточной Сибири. Рифейский резервуар имеет сложное блоковое строение. Пласт R0 представлен плотными доломитами с каверново-трещинной структурой пустотного пространства.

Схема расстановки заколонных пакеров ГС в низкопроницаемом неравномерно трещиноватом коллекторе

В ходе анализа данных по скважинам ОПР была разработана следующая схема:

1. Выделение зон трещиноватости вдоль ГС по скважинным исследованиям.
2. Определение проводимости выделенных зон: выделение интенсивно работающих интервалов ГС по ПГИ и маркерным исследованиям.
3. Выделение зон трещиноватости вдоль ствола ГС по сейсмическим атрибутам.
4. Установление зависимости между скважинными исследованиями и аномалиями по сейсмическим атрибутам.
5. Выбор сейсмических атрибутов, аномалии по которым хорошо коррелируют с проводимыми трещиноватыми зонами по скважинным исследованиям.
6. Прогноз интервалов проводимой трещиноватости для плановой траектории ГС по выбранным сейсмическим атрибутам для конкретного блока.
7. Проектирование схемы сегментирования ГС таким образом, чтобы положение заколонных пакеров по возможности было вне зон проводимых трещин для надежной изоляции сегментов и корректной реализации проекта заканчивания скважин с АУКП.

Применение подхода

Наиболее достоверную информацию по трещиноватости вдоль ствола скважины дают скважинные микросканеры/телевизоры. По результатам интерпретации микросканеров можно определить координаты, азимут простирания, угол падения трещин. Также для определения трещиноватых интервалов используют кавернометрию, плотностной, нейтронный и широкополосный акустический каротаж [4].

На площади ОПР в одной скважине были проведены АКШ (Sonic Scanner) и исследование ультразвуковым высокоразрешающим микроимиджером UBI. В результате интерпретации материалов выявлены зоны трещиноватости с уверенными признаками проницаемости в сегментах 1, 6, 7, 8 и 9 вдоль ствола ГС (табл. 1, рис. 1).

На следующем шаге проведен анализ данных ПГИ и маркерных исследований для определения основных работающих интервалов ГС.

В скважине № 2 проведен ПГИ аппаратурным комплексом «PLT+», который включает в себя модули термометрии, расходометрии, резистивиметрии, барометрии, влагометрии. В ходе исследования модуль расходометрии был поврежден, и данные не записаны. Вследствие этого интенсивность работы интервалов определялась по термометрии (рис. 2). По термометрии и шумометрии можно сделать вывод, что в скважине № 2 отсутствует герметичность между 3-м и 4-м сегментами.

Маркерный анализ устьевых проб показывает поинтервальное распределение притока. Основная задача анализа —получение новой и уточнение уже имеющейся по результатам ПГИ информации о профиле и составе притока скважины. В результате маркерных исследований определены рабочие сегменты по скважине № 1 — 1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10; по скважине № 2 — 3, 5, 7, 8, 9, 10 (рис. 1, 2).

Недостаток скважинных исследований — их дискретное распределение по площади и малый радиус, который ограничен прискважинной зоной [4]. Преимущество сейсмических данных в том, что они распределены непрерывно в объеме 3D куба. Одна из целей атрибутного сейсмического анализа — картирование тектонических нарушений и систем трещиноватости. Связь аномалий сейсмических атрибутов в пределах скважины с трещиноватыми зонами по скважинным исследованиям для изучаемого объекта дает возможность использовать кубы атрибутов для определения зон повышенной трещиноватости вдоль плановых скважин.

Анализ геометрических атрибутов полнократного сейсмического куба позволяет выявить возможные зоны трещиноватости на качественном уровне. Атрибуты «ant tracking», «variance», «chaos» показывают макронеоднородности геологической среды, в том числе вызванные разрывными нарушениями, на основе оценки изменчивости волнового поля по латерали [1]. Атрибут «ant tracking» разработан компанией «Шлюмберже» специально для прослеживания разломов. В работе использовались атрибуты, по которым были выявлены интервалы неоднородности разреза вдоль ствола ГС.

В геологической среде трещиноватость бывает двух основных типов: открытая и закрытая. Изучение трещиноватости с помощью сейсмических атрибутов редко дает возможность уточнить и обосновать ее тип. Аномалии выбранных атрибутов чаще всего интерпретируются как зоны повышенной трещиноватости/разломов, но также могут являться зонами с «залеченными» разломами с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (окремнение, цементация, ангидритизация и т.п.).

При анализе разрезов по рассматриваемым кубам вдоль ствола скважины в качестве возможной трещиноватой зоны предлагается рассматривать не только интервалы ГС, которые пересекаются аномалиями атрибута, но и зоны ГС, выше и ниже которых наблюдаются субвертикальные аномалии, которые приближаются к стволу скважины, но не пересекают его, для выделения максимального количества интервалов риска вдоль горизонтальной части ствола [5].

При сопоставлении аномалий по сейсмическим данным вдоль стволов скважин

Табл. 1. Результаты интерпретации АКШ + микроимиджера UBI — интервалы разреза с проницаемыми трещинами по скважине № 1
Tab. 1. Results of interpretation of Sonic Scanner + UBI microimager – section intervals with permeable fractures in well № 1

Интервал	Кровля, м	Подошва, м	Мощность, м	Кровля АО, м	Подошва АО, м	Тип
11	2 952,9	2 954,6	1,7	2 019,2	2 019,2	SS_2
9	3 050,8	3 052,3	1,5	2 019,8	2 019,8	SS_2
9	3 063,9	3 066,4	2,5	2 020,1	2 020,1	SS_2
9	3 087,2	3 089,0	1,8	2 020,1	2 020,1	T_SS_2
8	3 153,6	3 155,1	1,5	2 019,3	2 019,3	SS_1
8	3 156,0	3 157,0	1,0	2 019,3	2 019,3	SS_2
8	3 198,2	3 199,5	1,3	2 020,4	2 020,4	SS_2
8	3 235,9	3 237,0	1,2	2 020,3	2 020,3	SS_2
8	3 254,7	3 255,6	1,0	2 020,0	2 020,0	T_SS_2
8	3 286,7	3 287,6	0,9	2 019,3	2 019,3	T_SS_1
7	3 314,5	3 315,8	1,2	2 019,1	2 019,2	SS_2
7	3 361,5	3 362,8	1,3	2 019,6	2 019,6	T_SS_1
6	3 387,8	3 388,6	0,8	2 019,4	2 019,4	T_SS_2
6	3 396,8	3 397,4	0,6	2 019,3	2 019,3	SS_2
6	3 418,7	3 420,1	1,3	2 019,5	2 019,5	T_SS_1
1	3 945,0	3 947,9	2,9	2 020,9	2 020,9	SS_1

Т — трещиноватая зона по интерпретации имиджей; SS_1 — трещиноватая зона по интерпретации АКШ с уверенными признаками проницаемости; SS_2 — трещиноватая зона по интерпретации АКШ с неуверенными признаками проницаемости

с трещиноватыми интервалами по результатам интерпретации микроимиджера UBI, интенсивно работающими интервалами по ПГИ и маркерных исследований можно прийти к заключению о наличии корреляции (рис. 1, 2). Исключение при маркерных исследованиях составил только интервал 2 в «носочной» части скважины № 1. Вероятно, это связано с погрешностью в определении концентрации маркерного вещества в удаленной области ствола скважины либо с несовершенством технологии отбора проб. Следовательно, выделенные по данным микроимиджера и сейсмическим атрибутам трещиноватые зоны совпадают и являются высокопродуктивными. Вывод позволяет использовать сейсмические атрибуты «ant tracking», «variance», «chaos» для выделения зон проводимой трещиноватости вдоль плановых ГС с целью эффективного сегментирования проектных скважин в пределах единого тектонического блока.

В зонах трещиноватости повышается риск прорыва нежелательной фазы (газ, вода), поэтому предлагаемый подход необходим не только при сегментировании, но и при планировании количества АУКП на сегмент. В сегментах с повышенной трещиноватостью коллектора количество АУКП рассчитывается так, чтобы надежно штуцировать приток газа и воды и при этом не создавать препятствия для притока целевого флюида [6]. Для точного определения количества заколонных пакеров и АУКП на сегмент проводится секторное гидродинамическое моделирование [2, 7]. Для количественной оценки эффективности предложенного подхода проведены расчеты гидродинамической секторной модели. В расчетах использована модель многосегментной

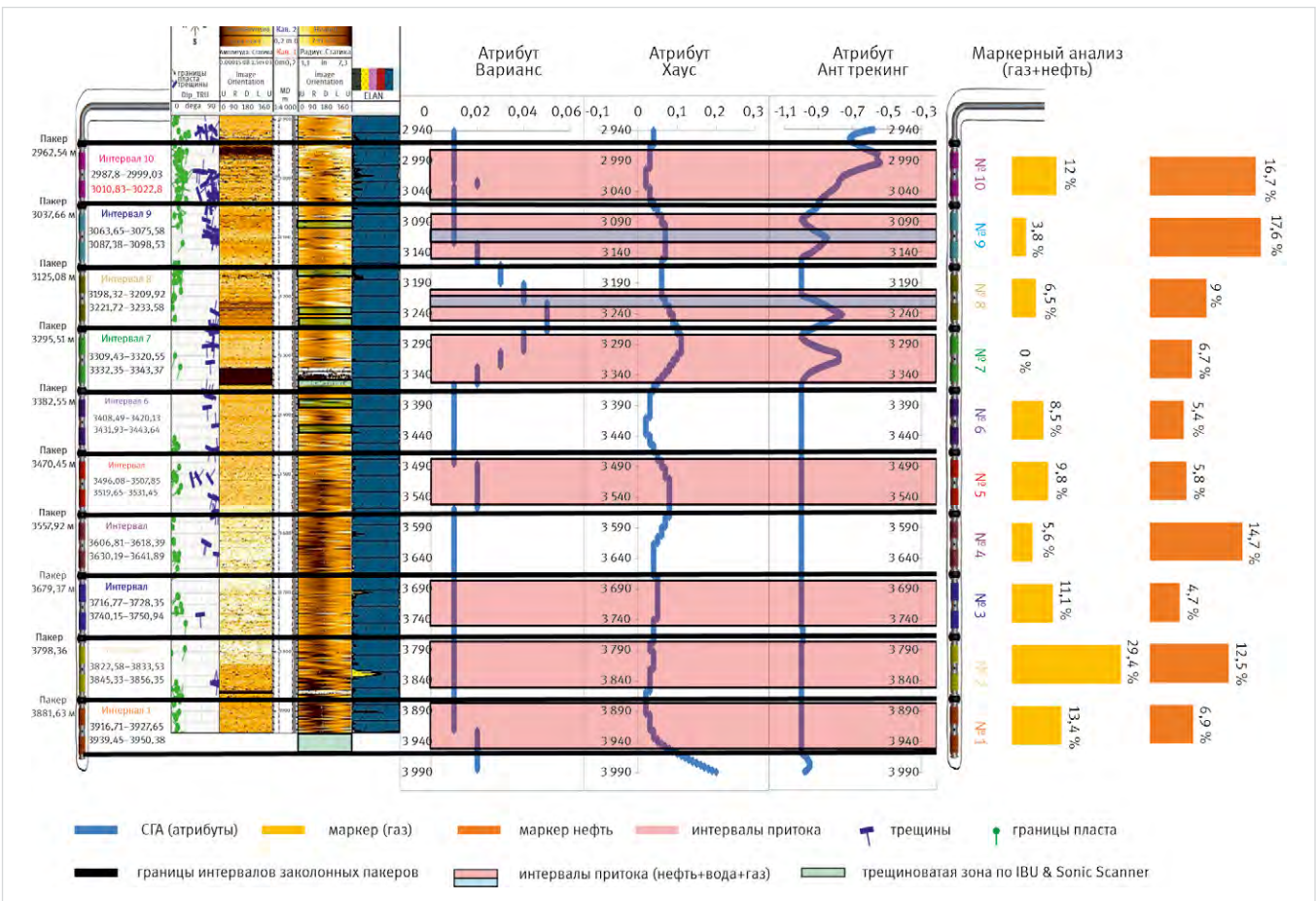


Рис. 1. Сопоставление сейсмических атрибутов с результатами маркерных исследований, АКШ и микроимиджера UBI для скважины № 1
Fig. 1. Integration of seismic attributes with the results of marker test Sonic Scanner and microimager UBI for well № 1

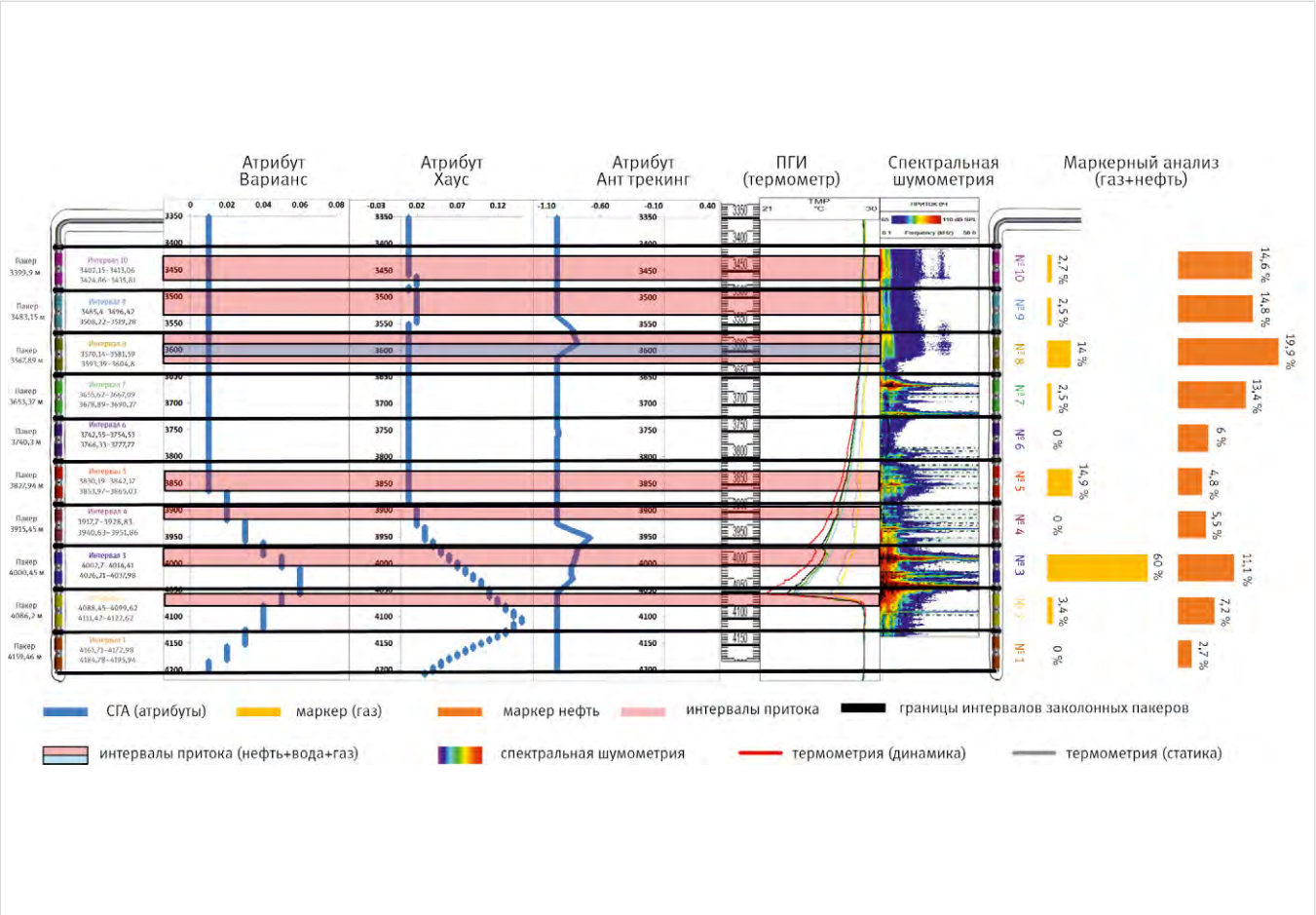


Рис. 2. Сопоставление сейсмических атрибутов с результатами ПГИ и маркерными исследованиями на примере скважины № 2
Fig. 2. Integration of seismic attributes with the results PLT, marker test for well № 2

скважины с вариантами равномерного (базовый вариант) и неравномерного (вариант 1) размещения заколонных пакеров, учтены ограничения по газонефтяному фактору (ГФН) и забойному давлению (Рзаб) (табл. 2, рис. 3). Эффект составляет порядка 18 % в пересчете на накопленную добычу нефти относительно базового варианта.

Итоги

Комплексирование результатов скважинных, маркерных исследований и сейсмических атрибутов «ant tracking», «variance», «chaos» позволит определить место для герметичной посадки заколонных пакеров при сегментировании проектных ГС и будет способствовать эффективной работе АУКП. На примере расчета гидродинамической модели показано, что применение подхода позволит увеличить накопленную добычу нефти на 7,4 тыс. м^3 на одну скважину за счет исключения перетоков флюида между сегментами.

Выводы

При работе с реальным месторождением на начальной стадии разработки специалисты часто сталкиваются с задачей прогноза в условиях ограниченного количества данных. В статье предложена методика расстановки заколонных пакеров в схеме заканчивания ГС в низкопроницаемом кавернозно-трещинном коллекторе.

При блоковом строении месторождения подобный анализ необходимо проводить для каждого тектонического блока, т.к. аномальные зоны, выделенные по сейсмическим атрибутам, могут являться как высокопроницаемыми трещиноватыми зонами, так и уже «залеченными» разломами — зонами с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами. Предполагается равномерное развитие вторичных изменений в одном блоке. Следовательно, полученные корреляционные зависимости между ГИС и сейсмическими атрибутами можно распространить на локальную, геологически однородную зону одного тектонического блока или площадь отдельного куста. Рекомендуется проводить расширенный комплекс скважинных исследований (АКШ, микроимиджер, ПГИ, маркерные исследования) для нескольких скважин в каждом отдельном блоке для повышения надежности кореляционных зависимостей с сейсмическими атрибутами.

Для локальной геологической зоны или куста с целью рациональной расстановки заколонных пакеров при сегментировании скважин с АУКП предлагается проводить совместную интерпретацию данных ПГИ, ГИС, маркерных исследований и сейсмических атрибутов для эталонных скважин с целью выбора на их основе сейсмических атрибутов для осуществления прогноза зон повышенной открытой трещиноватости вдоль ГС проектных скважин. Это позволит проектировать заканчивание ГС, исключая риски негерметичной посадки заколонных пакеров, предотвратить преждевременный прорыв нежелательной фазы (газ, вода) к стволу скважины во время ее эксплуатации и повысить эффективность проведения селективной стимуляции высокотрещиноватых сегментов. Расчеты гидродинамической модели подтвердили эффективность предложенного подхода по неравномерной расстановке заколонных пакеров. Прирост накопленной добычи нефти по скважине составил 18 %.

Литература

1. Орехов А.Н., Амани М.М. Информативность геометрических атрибутов для прогнозирования трещиноватости коллекторов на примере месторождения углеводородов Томской области // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 9. С. 230–238.
2. Муслимов Б.Ш., Ашин М.С. Эффективность управляемых устройств контроля притока при разработке нефтегазовых залежей с трещиноватым коллектором // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 36–41.
3. Ашин М.С., Нигматуллин Ф.Н., Муслимов Б.Ш., Трифонов А.И., Исбир Ф.А. К проблеме выбора оптимальной технологии заканчивания горизонтальных скважин с устройствами контроля притока в условиях карбонатных коллекторов // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5. С. 30–34.
4. Орехов А.Н., Амани М.М. Возможности геофизических методов для прогнозирования трещиноватости коллекторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. 2019. Т. 330. № 6. С. 198–209.
5. Черепанов Е.Н. Сейсмогеологический анализ в процессе эксплуатационного бурения — инструмент

Табл. 2. Результаты моделирования вариантов расстановки заколонных пакеров для скважины № 1
Tab. 2. Modeling results for casing packer placement options for well № 1

Вариант	Накопл. добыча нефти, тыс. м^3	Накопл. добыча газа, тыс. м^3	ГНФ, м^3/м^3	Макс. обводненность, %	Прирост по накоп. добыче нефти, %
Базовый	40,8	49,4	1 900	8	+18
Вариант 1	48,2	77,3	2 400	10	

повышения успешности бурения и снижения себестоимости разработки месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 7. С. 37–48.
6. Зюзев Е.С., Давыдов А.А., Опарин И.А., Малофеев М.В., Корнилов Е.Ю. Опыт применения автономных устройств контроля притока // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 1. С. 36–40.
7. Ахмадеев Р.Ф., Аюшинов С.П., Исламов Р.Р., Нигматуллин Ф.Н., Муслимов Б.Ш. Обоснование применения устройств контроля притока для эффективной разработки нефтегазовых залежей // Нефтяное хозяйство. 2021. № 12. С. 124–127.

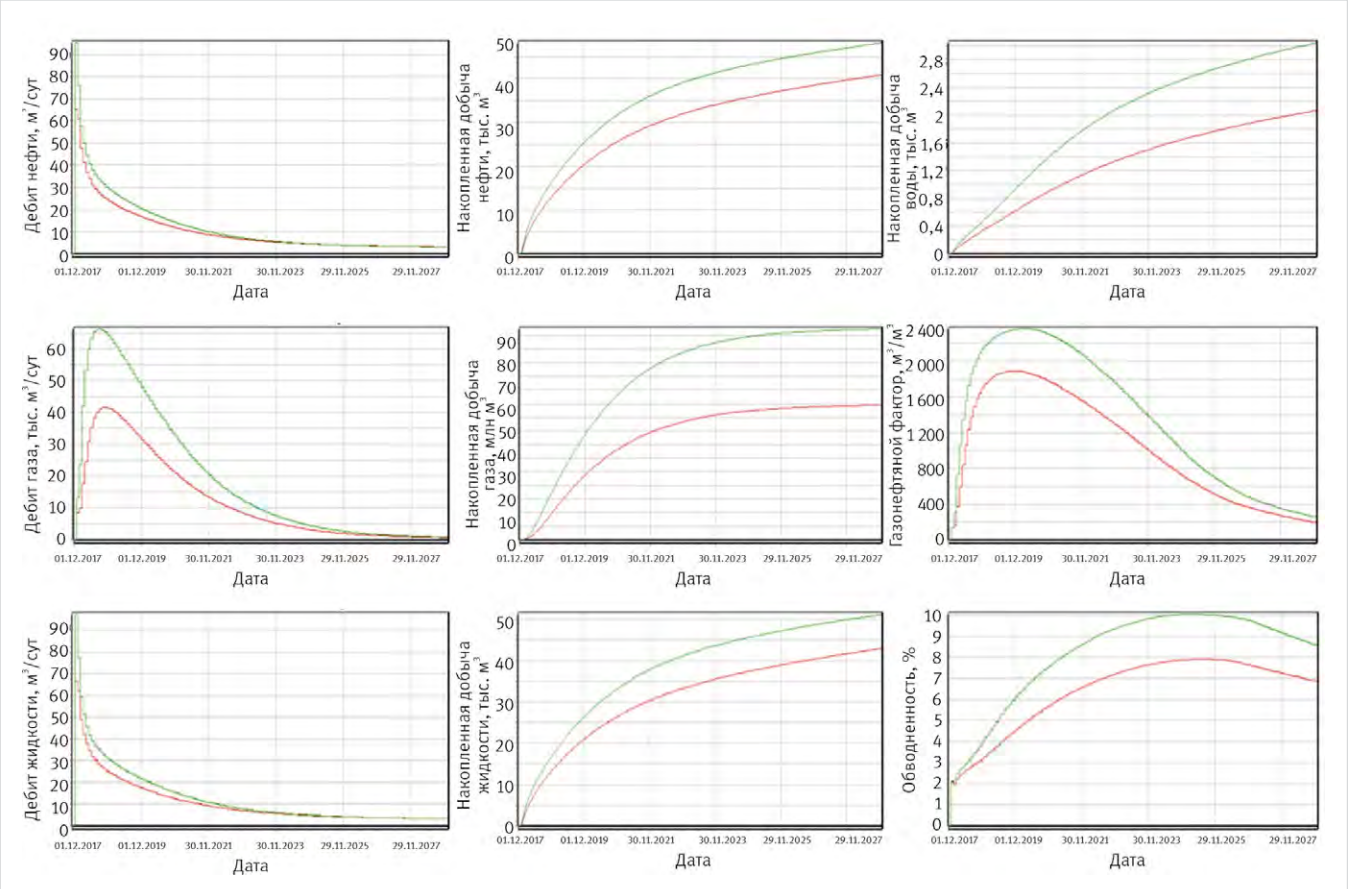


Рис. 3. Результаты расчета по двум вариантам (красный цвет — базовый, зеленый — вариант 1)
Fig. 3. Calculation results for two group (red color – basic, green – option 1)

ENGLISH

Results

Complexing of the results of well logging, marker test and seismic attributes “ant tracking”, “variance”, “chaos” will allow to determine the place for hermetically sealed planting of casing packers when segmenting design gas well and will contribute to the effective operation of the AICD. Application of the approach will allow increasing cumulative oil production by 7,4 th. m^3 for each well by eliminating fluid cross-flows between segments.

Conclusions

Specialists are often faced with the task of forecasting in conditions of a limited amount of data when working with a real field at the initial stage of development. The article proposes a method for placing casing packers in a horizontal well completion scheme in a low-permeability cavernous-fractured reservoir.

If the field has a block structure, a similar analysis must be carried out for each tectonic block, because anomalous zones identified by seismic attributes can be both highly permeable fractured zones and already healed faults – zones with deteriorated filtration-capacitive properties. The uniform development of secondary changes in one block is assumed. Good dependencies are obtained for local, geologically homogeneous zones and individual bushes. It is recommended to carry out an expanded set of well logging (Sonic Scanner, microimager, PLT, marker test) for several wells in each individual block to increase the reliability of correlation dependencies with seismic attributes.

For a local geological zone or bush wells, in order to rationally arrange casing packers when segmenting wells with AICD, it is recommended to carry out a complex interpretations of the well logging, marker test and seismic attributes for reference wells for the purpose of selecting them based on attributes for predicting zones of increased open fracturing along of design horizontal wells. This will exclude the risks of leaky planting of casing packers, prevent breakthrough of an undesirable phase (gas, water) to the wellbore during its production and to increase the efficiency of selective stimulation of highly fractured segments.

Calculations carried out on a dynamic model confirmed the effectiveness of the proposed approach for uneven placement of casing packers. The increase cumulative oil production to 18 % per well.

References

1. Orekhov A.N., Amani M.M. Informativity of geometric attributes for predicting reservoir fractures on the example of hydrocarbons deposit in Tomsk region. Bulletin of the Tomsk polytechnic university. Geo assets engineering, 2019, Vol. 330, issue 9, P. 230–238. (In Russ).
2. Muslimov B.Sh., Ashin M.S. Effeciency of controlled inflow control devices in the development of oil and gas fields with a fractured reservoir. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 36–41. (In Russ).
3. Ashin M.S., Nigmatullin F.N., Muslimov B.Sh., Trifonov A.I., Isbir F.A. Selecting the optimal completion technology with inflow control devices in carbonate reservoirs. Exposition Oil Gas, 2022, issue 5, P. 30–34. (In Russ).
4. Orekhov A.N., Amani M.M. Possibilities of geophysical methods for predicting reservoir fracrures. Bulletin of the Tomsk polytechnic university. Geo assets engineering, 2019, Vol. 330, issue 6, P. 198–209. (In Russ).
5. Cherepanov E.N. Seismo-geological analysis while drilling (SGA) – a tool for drilling successful wells and cost reduction of oil and gas field development. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2023, issue 7, P. 37–48. (In Russ).
6. Zyuzev E.S., Davydov A.A., Oparin I.A., Malofeev M.V., Kornilov E.Y. Autonomous inflow control devices usage experience. Exposition Oil Gas, 2023, issue 1, P. 36–40. (In Russ).
7. Akhmadeev R.F., Ayushinov S.P., Islamov R.R., Nigmatullin F.N., Muslimov B.Sh. Justification of using inflow control devices for the effective development of oil rims. Oil industry, 2021, issue 12, P. 124–127. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Герасимов Роман Викторович, ведущий специалист отдела разработки нефтегазовых залежей, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: rvgerasimov@bnipi.rosneft.ru

Сурикова Екатерина Сергеевна, кандидат геолого-минералогических наук, главный специалист отдела разработки нефтегазовых залежей, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Муслимов Булат Шамилевич, заместитель начальника управления по разработке нефтегазовых месторождений ПНГ, СИ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Исламов Ринат Робертович, начальник отдела сопровождения разработки нефтегазовых залежей ПНГ, СИ, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Gerasimov Roman Viktorovich, leading specialist of the department of oil and gas reserviors development, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: rvgerasimov@bnipi.rosneft.ru

Surikova Ekaterina Sergeevna, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, main specialist of the department of oil and gas reserviors development, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Muslimov Bulat Shamilevich, deputy head of the department of oil and gas fields development PNG, SI, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Islamov Rinat Robertovich, head of the department of oil and gas reserviors development, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

INTECH

03–07 ИЮНЯ 2024, ТЮМЕНЬ,
отель «DOUBLE TREE BY HILTON TYUMEN»,
конференц-зал «Diamond», конференц-зал «Golden»
«Инновационные решения в области КРС, ПНП, ГНКТ, внутрискважинные работы и супервайзинг в горизонтальных и разветвленных скважинах. Контроль скважин. Управление скважиной при ГНВП. Противофонтанная безопасность»

15–19 ИЮЛЯ 2024, ТЮМЕНЬ,
отель «ЛЕТОЛЕТО», конференц-зал «ИюньIИюль»
«Инновационные технологические решения при эксплуатации и ремонте скважин»

02–06 СЕНТЯБРЯ 2024, МИНЕРАЛЬНЫЕ ВОДЫ, БЕЛОКУРИХА, АЛТАЙСКИЙ КРАЙ
«Бурение, освоение, испытания, ремонт и эксплуатация горизонтальных скважин. Инновации в области добычи нефти и газа. Промышленная безопасность на ОПО нефтегазовой отрасли»

07–11 ОКТЯБРЯ 2024, ТЮМЕНЬ, отель «DOUBLE TREE BY HILTON TYUMEN»,
конференц-зал «Diamond», конференц-зал «Golden»
«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: 10.24412/2076-6785-2024-1-30-36 УДК 532.5.013 I Научная статья

Апробация методов пересчета давления по стволу газовой скважины, в продукции которой присутствует жидкость, в программном комплексе «РН-ВЕГА». Часть 2

Чиглинцева А.С.[1,2], Захаржевский Ю.А.[3], Ибатулин А.А.[3], Ямалов И.Р.[4]
[1]ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия, [2]Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия,
[3]АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия, [4]ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия
chiglintsevaas@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
В статье представлены результаты расчета давления по таким моделям многофазного течения в стволе газоконденсатной скважины как Gray, No Slip (без проскальзывания фаз) и Beggs-Brill. Описаны алгоритмы расчета свойств конденсата и пластового газа без учета/с учетом фазовых переходов. Сравнение результатов численных расчетов давления по моделям, представленным в программном комплексе (ПК) «РН-ВЕГА» с их аналогами в программном модуле «Saphir» ПК «Ecrin» компании Kappa Eng. (Saphir), показало хорошее совпадение (относительное различие не более 0,5 %). Путем сравнения с промысловыми данными сформирована матрица применимости для выбора моделей с наилучшим прогнозом давления в зависимости от значений водогазового и конденсатогазового факторов.

Материалы и методы
В ходе данной работы будут определены границы значений водогазового и конденсатогазового факторов, при которых расчет давления по стволу газоконденсатной скважины можно осуществлять преимущественно по определенным моделям многофазного потока.

Ключевые слова
газовая скважина, модели многофазных течений, водогазовый фактор, конденсатогазовый фактор

Коллектив авторов благодарит к.ф.-м.н. Р.Р. Исламова (ООО «РН-БашНИПИнефть»), М.А. Мурашкина, С.В. Ромашкина (АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ»), А.В. Пестрикова, О.А. Лознюка, Р.А. Шайбакова (ПАО «НК «Роснефть») за содействие в проведении исследований, обсуждение результатов работы и ценные замечания, которые позволили значительно улучшить содержание статьи и запланировать дальнейшие исследования.

Для цитирования
Чиглинцева А.С., Захаржевский Ю.А., Ибатулин А.А., Ямалов И.Р. Апробация методов пересчета давления по стволу газовой скважины, в продукции которой присутствует жидкость, в программном комплексе «РН-ВЕГА». Часть 2 // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 1. С. 30–36. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-30-36

Поступила в редакцию: 24.11.2023

UDC 532.5.013 I Original Paper

Approbation of multiphase flow models for calculating pressure in the gas condensate wellbore in the RN-VEGA software. Part 2

Chiglintseva A.S.[1,2], Zakharzhevsky Yu.A.[3], Ibatulin A.A.[3], Yamalov I.R.[4]
[1]"RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia, [2]Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia,
[3]"ROSPAN INTERNATIONAL" JSC, Novy Urengoy, Russia, [4]"NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia
chiglintsevaas@bnipi.rosneft.ru

Abstract
In this paper presents the results of calculating pressure using such models of multiphase flow in a gas-condensate wellbore as Gray, No Slip and Beggs-Brill. Algorithms for calculating the properties of condensate and reservoir gas without / taking into account phase transitions are described. Comparison of the results of numerical pressure calculations based on models performed in the RN-VEGA software package with their analogues in the Saphir software module of the Ecrin from Kappa Eng., showed best convergence (the relative difference is not more than 0,5 %). A matrix of applicability of models that best predict pressure depending on the values of water-gas and condensate-gas factors according to field data has been obtained.

Materials and methods
In this work, the boundaries of the values of the water-gas and condensate-gas factors will be determined, at which the pressure along the gas-condensate wellbore is calculated using multiphase flow models with a permissible deviation based on field data.

Keywords
gas well, multiphase flow models, water-gas factor, condensate-gas factor

For citation
Chiglintseva A.S., Zakharzhevsky Yu.A., Ibatulin A.A., Yamalov I.R. Approbation of multiphase flow models for calculating pressure in the gas condensate wellbore in the "RN-VEGA" software. Part 2. Exposition Oil Gas, 2024, issue 1, P. 30–36. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-30-36

Received: 24.11.2023

Введение

Расчет давления в стволе газоконденсатной скважины осложняется разнообразной структурой течения многофазного потока (капельки жидкости в ядре потока, пленка жидкости на стенках канала, реверсивное движение), который сопровождается фазовыми переходами (ретроградная конденсация, испарение конденсата) [1].

На сегодняшний день существует два подхода к расчету давления в канале при многофазном течении: эмпирический и механистический. Основные эмпирические корреляции, применяемые для расчета характеристик многофазных потоков, разделяются на три категории [2]. Категория «А» включает модели многофазных потоков без учета структуры потока и эффекта проскальзывания фаз. Примером такой модели является модель No Slip (без проскальзывания фаз). Модели многофазных течений категории «В» учитывают эффект проскальзывания фаз, но не способны прогнозировать режимы течения. Здесь наиболее распространенной является модель Gray, которая была разработана для вертикальных газовых скважин, в продукции которых присутствует конденсат и/или вода. Методы категории «С» учитывают эффект проскальзывания фаз и режимы течения. Например, двухфазная модель Beggs-Brill может применяться при расчете давления как в наклонно-направленных, так и в горизонтальных скважинах [2, 3].

Развитие моделей многофазного течения происходит на протяжении довольно большого промежутка времени (более 100 лет). Однако последние десятилетия с целью улучшения качества описания характеристик потока отмечается значительный интерес к механистическому моделированию, которое предполагает использование основных физических законов. В таких моделях, как правило, сначала определяется режим потока, и затем рассчитываются его основные параметры. Примерами таких двухфазных моделей являются Hasan-Kabir и унифицированная модель Zhang, в которых выделены режимы потока, предложен расчет переходных границ между ними в зависимости от скоростей фаз в потоке.

В работе [4] представлен анализ результатов расчета давления в газовых скважинах на основе модели многофазного потока Ansari и формулы Адамова [5]. Описывается опыт применения механистического подхода с учетом потерь давления по стволу скважины. На примере трех ачимовских скважин Уренгойского нефтегазоконденсатного комплекса показана более высокая точность расчетов забойного давления при применении механистической модели Ansari в сравнении с формулой Адамова. На основании промысловых гидродинамических исследований скважины-стенда разработана модель течения газожидкостной смеси, которая позволила успешно прогнозировать реальное газосодержание и забойное давление (погрешность расчета составила менее 1 %).

В работе [6] представлены результаты сравнения расчетных значений забойного давления для газовых/газоконденсатных скважин по моделям Gray, Ansari, Aziz и No Slip (двухфазная модель без проскальзывания фаз). Модели Ansari и Gray дают наиболее точное соответствие значения давления фактическим данным. Более того, показано, что модель No Slip может успешно применяться для расчета давления в газовых скважинах в широком диапазоне газожидкостного фактора и имеет значительные преимущества перед моделями многофазных течений с точки зрения простоты расчета.

Работа [7] посвящена описанию новой методики определения забойного давления в работающих газовых скважинах с различной степенью обводненности. Расчетная формула представляет собой аналитическое выражение, которое учитывает сопротивление газа и воды.

ПАО «НК «Роснефть» ведет активную работу в области импортозамещения наукоемкого программного обеспечения (ПО). На сегодняшний день в компании успешно реализован проект в части ПО для интерпретации ГДИС — создан программный комплекс (ПК) «РН-ВЕГА». Сравнение результатов расчетов по многофазным моделям (Gray, Beggs-Brill, No Slip) в ПК «РН-ВЕГА» [10] проводилось с их аналогами, представленными в Saphir [11]. Апробация всех моделей также была осуществлена на промысловых данных, полученных при проведении ГДИС на месторождениях Компании.

Модель Gray. Данная модель разработана для определения градиента давления в вертикальных газовых скважинах, работающих в режиме попутной добычи конденсата или воды [2].

Уравнение импульсов для установившегося многофазного потока в вертикальных газовых скважинах по рассматриваемой методике принимается в виде [2]

$$\frac{dp}{dz}=\frac{f\rho_m v_m^2}{2d}+\rho_m g-\rho_m^2 v_m^2\frac{d}{dz}\left(\frac{1}{\rho_m}\right), \quad (1)$$

$$\rho_m=\rho_g\left(1-H_l\right)+\rho_l H_l, \quad (2)$$

$$v_m=v_{sl}+v_{sg}, \quad (3)$$

$$v_{sl}=\frac{q_l}{A},\ v_{sg}=\frac{q_g}{A}, \quad (4)$$

$$q_l=q_w+q_o, \quad (5)$$

$$q_o=q_{o(sc)}B_o,\ q_w=q_{w(sc)}B_w,\ q_g=q_{g(sc)}B_g. \quad (6)$$

$$q_{w(sc)}=q_{l(sc)}f_w,\ q_{o(sc)}=q_{l(sc)}\left(1-f_w\right), \quad (7)$$

где p — давление для данного сечения ствола скважины, Па; z — измеренная глубина насосно-компрессорной трубы (НКТ), м; ρ_g, ρ_l, ρ_m — плотность газа, жидкости и газожидкостной смеси в текущих условиях для данного сечения ствола скважины, кг/м³; g — ускорение свободного падения, м/с²; f — коэффициент трения; v_{sg} — приведенная скорость газа, м/с; v_{sl} — приведенная скорость жидкости, м/с; v_m — скорость газожидкостной смеси, м/с; d — внутренний диаметр НКТ, м; $q_{g(sc)}(q_g)$, $q_{l(sc)}(q_l)$, $q_{o(sc)}(q_o)$, $q_{w(sc)}(q_w)$ — дебит газа, жидкости, конденсата, воды в поверхностных условиях (текущих условиях для данного сечения ствола скважины), м³/с; B_g, Bw, B_o — коэффициент объемного расширения газа, воды и конденсата соответственно в текущих условиях для данного сечения ствола скважины, м³/м³; f_w — обводненность; H_l — объемное содержание жидкости в НКТ; A — площадь поперечного сечения НКТ, м².

Формула (6) для расчета дебита конденсата получена в предположении, что фазовые переходы, связанные с ретроградными процессами в пласте и в скважине (конденсация жидкости, содержащаяся в пластовом газе), отсутствуют. С целью учета выпадения конденсата по стволу скважины необходимо записать баланс массы углеводородного конденсата в поверхностных условиях в виде

$$q_{o(sc)}=\frac{q_o}{B_o}+R_V\frac{q_g}{B_g}, \quad (8)$$

где R_v — коэффициент растворимости конденсата в газе, м³/м³, который является функцией от давления. В формуле (8) первое слагаемое отвечает за конденсат, который выделился из газа, а второе — за конденсат, растворенный в пластовом газе. Преобразовав данное выражение, получим соотношение для расчета текущего расхода конденсата по стволу скважины:

$$q_o=q_{g(sc)}\left(КГФ-R_V\right)B_o, \quad (9)$$

$$КГФ=\frac{q_{o(sc)}}{q_{g(sc)}}, \quad (10)$$

где $КГФ$ — конденсатогазовый фактор, м³/м³.

Для построения корреляции объемного содержания жидкости Gray использовал три безразмерные группы величин:

$$N_v=\frac{\rho_m^2 v_m^4}{g\sigma_l\left(\rho_l-\rho_g\right)},\ N_D=\frac{g\left(\rho_l-\rho_g\right)d^2}{\sigma_l},\ R=\frac{v_{sl}}{v_{sg}}. \quad (11)$$

Здесь σ_l — поверхностное натяжение в системе «жидкость—газ», Н/м.

Корреляция для расчета объемного содержания жидкости имеет вид [1]

Табл. 1. Значения эмпирических коэффициентов
Tab. 1. Values of empirical coefficients

Режим потока	a	b	c
Расслоенный	0,980	0,4846	0,0868
Прерывистый	0,855	0,5351	0,0173
Распределенный	1,065	0,5824	0,0609

Табл. 2. Эмпирические коэффициенты для значения $C \geq 0$
Tab. 2. Empirical coefficients for the value $C \geq 0$

Режим потока	e	f	g	h
Расслоенный в направлении снизу вверх	0,011	-3,7680	3,5390	-1,6140
Прерывистый в направлении снизу вверх	2,960	0,3050	-0,4473	0,0978
Распределенный в направлении снизу вверх	Нет поправки: $C = 0$, $\psi = 1$			
Все режимы в направлении сверху вниз	4,70	-0,3692	0,1244	-0,5056

Табл. 3. Состав газовой, нефтяной и водной фаз в моделях Black Oil (BO) и Modified Black Oil (MBO)
Tab. 3. Composition of the gas, oil and water phases in the Black Oil (BO) and Modified Black Oil (MBO) models

Фаза	Модели	
	Black Oil	Modified Black Oil
Газ	газ	газ—нефть
Нефть	нефть—газ	нефть—газ
Вода	вода	вода

$$H_1 = 1 - \frac{1 - \exp\left\{-2{,}314\left[N_v\left(1+\frac{205}{N_D}\right)\right]^B\right\}}{R+1}, \quad (12)$$

$$B = 0{,}0814\left[1 - 0{,}0554\ln\left(1+\frac{730R}{R+1}\right)\right]. \quad (13)$$

Значение σ_l определяется с учетом параметров воды и конденсата, как

$$\sigma_1 = \frac{(1-f_w)\sigma_o + 0{,}617 f_w \sigma_w}{1 - 0{,}383 f_w}, \quad (14)$$

где σ_o и σ_w — поверхностное натяжение в системе «конденсат—газ» и «вода—газ» соответственно, Н/м.

В оригинальной модели Gray содержится предположение о том, что коэффициент трения в скважинах с жирным газом зависит от коэффициента псевдошероховатости стенок трубы ε, который имеет ограничения $\varepsilon \geq 2{,}77 \cdot 10^{-5}$ м. При этом переменное значение шероховатости ε' определяется соотношением вида

$$\varepsilon' = 0{,}06283\frac{\sigma_1}{\rho_m v_m^2}. \quad (15)$$

В зависимости от значения параметра R коэффициент псевдошероховатости рассчитывается согласно следующим выражениям:

$$\varepsilon = \varepsilon'(R \geq 0{,}007),$$
$$\varepsilon = \varepsilon_g + \frac{R(\varepsilon' - \varepsilon_g)}{0{,}007}(R < 0{,}007). \quad (16)$$

Здесь величина ε_g — абсолютная шероховатость стенок канала при однофазном потоке газа, м. В модифицированной модели Gray значение коэффициента трения находится либо по диаграмме Moody, либо по одной из известных формул для турбулентного потока при заданной абсолютной шероховатости [2, 7].

Модель No Slip (без проскальзывания фаз). Данная модель предполагает расчет плотности смеси, состоящей из отдельных компонент газа и жидкости, а также допущение о равенстве скоростей фаз, движущихся в восходящем потоке. В этом случае уравнение для расчета градиента давления по стволу скважины примет вид

$$\frac{dp}{dz} = \rho_n g \sin(\theta) + \frac{f \rho_n v_m^2}{2d}, \quad (17)$$

$$\rho_n = \rho_l(1-\lambda_g) + \rho_g \lambda_g, \quad (18)$$

где θ — угол отклонения ствола скважины от горизонтали, град; ρ_n — плотность газожидкостной смеси в текущих условиях для данного сечения ствола скважины, кг/м³; λ_g — объемная доля газа, которая может быть найдена в предположении равенства скоростей фаз в следующем виде:

$$\lambda_g = \frac{q_g}{q_l + q_g}. \quad (19)$$

Используя выражения (6), (9), получим

$$\lambda_g = \frac{1}{\frac{1}{B_g}\left((\text{КГФ} - R_V)B_o + ВГФ B_w + B_g\right)}. \quad (20)$$

$$ВГФ = \frac{q_{w(sc)}}{q_{g(sc)}}, \quad (21)$$

где $ВГФ$ — водогазовый фактор, м³/м³.

Модель Beggs-Brill. Это первая математическая модель, в которой расчет истинного объемного содержания жидкости осуществляется с учетом угла наклона ствола скважины.

Градиент давления в стволе скважины по данной модели двухфазного течения рассчитывается согласно уравнению [2, 3]:

$$\frac{dP}{dz} = \frac{1}{1-E_k}\left(\frac{f\rho_n v_m^2}{2d} + \rho_m g \sin(\theta)\right), \quad (22)$$

$$\rho_m = H_{l(\theta)}\rho_l + \left(1 - H_{l(\theta)}\right)\rho_g, \quad (23)$$

$$E_k = \frac{v_m v_{sg} \rho_n}{p}, \quad (24)$$

где E_k — выражение для безразмерной кинетической энергии, которое представляет собой аналог числа Маха для сжимаемого потока.

Границы режимов двухфазного течения определяются по числу Фруда:

$$Fr = \frac{v_m^2}{gd} \quad (25)$$

и объемному содержанию жидкости без учета проскальзывания фаз:

$$\lambda_l = \frac{v_{sl}}{v_m}. \quad (26)$$

Табл. 4. Варианты тестовых расчетов
Tab. 4. Test calculation options

№	Qгаза, тыс. м³/сут	КГФ, см³/м³	ВГФ, г/м³
Газ			
1	50	–	–
2	150	–	–
3	350	–	–
4	600	–	–
Газ — вода			
5	185	–	735
6		–	67
7		–	7
8	50	–	1 000
9	500	–	100
Газ — конденсат			
10	185	735	–
11		54	–
12		5,4	–
13	100	50	–
14	350	29	–
15	50	200	–
Газ — конденсат — вода			
16	185	73	0,5
17	500	300	3
18	100	150	15
19	50	100	2
20	300	500	167

Табл. 5. PVT-корреляции для фаз (углеводородный конденсат, газ, вода)
Tab. 5. PVT correlations for phases (hydrocarbon condensate, gas, water)

№	Фаза	Параметр	Название корреляции	
			Saphir	ПК «РН-ВЕГА»
1	нефть	Давление насыщения	Standing (1947)	Standing (1947)
2		Газосодержание	Standing (1947)	Standing (1947)
3		Объемный фактор	Standing (1947)	Standing (1947)
4		Плотность	баланс массы	баланс массы
5		Вязкость	Beggs-Robinson (1975) Vasquez-Beggs (1975)	Beggs-Robinson (1975) Vasquez-Beggs (1975)
6		Содержание конденсата в газе	Kleyweg (1989)	Kleyweg (1989)
7	газ	Относительная плотность	Формула (39)	Формула (39)
8		Коэффициент сверхсжимаемости	Brill-Beggs-Standing (1974)	Brill-Beggs-Standing (1974)
9		Псевдокритические давление и температура	Standing (1981)	Standing (1981)
10		Объемный коэффициент	уравнение состояния	уравнение состояния
11		Плотность	уравнение состояния	уравнение состояния
12		Вязкость	Lee (1966)	Lee (1966)
13	вода	Объемный фактор	Meehan-Ramey (1980)	Meehan-Ramey (1980)
14		Плотность	McCain (1991)	McCain (1991)
15		Вязкость	Van Wingen (1950)	Van Wingen (1950)
16	газ — нефть	Поверхностное натяжение	Baker-Swerdloff (1955)	Baker-Swerdloff (1955)
17	газ — вода		Hough-Rzasa (1951)	Hough-Rzasa (1951)
18	газ — жидкость	Коэффициент гидравлического сопротивления	Colebrook (1939)	Colebrook (1939)

Кривые для построения модифицированной карты границ режимов потока задаются следующим образом [2, 3]:

$$L_1 = 316\lambda_l^{0,502}, L_2 = 0,000925\lambda_l^{-2,468},$$
$$L_3 = 0,1\lambda_l^{-1,452}, L_4 = 0,5\lambda_l^{-6,738}. \quad (27)$$

Режимы потока в горизонтальной трубе определяются согласно следующим соотношениям [2]:

- разделенный режим:
  $\lambda_l < 0,01,\ Fr < L_1$ и $\lambda_l < 0,01,\ Fr < L_2$;
- переходный режим:
  $\lambda_l \geq 0,01,\ L_2 \leq Fr < L_3$;
- прерывистый режим:
  $0,01 \leq \lambda_l < 0,4,\ L_3 \leq Fr < L_1$ и $\lambda_l \geq 0,4,$
  $L_3 \leq Fr < L_4$;
- распределенный режим:
  $\lambda_l < 0,4,\ Fr \geq L_1$ и $\lambda_l \geq 0,4,\ Fr > L_4$.

Объемное содержание жидкости для всех режимов потока рассчитывается по одним и тем же уравнениям. Однако для каждого режима необходимо использовать свои эмпирические коэффициенты [2].

Объемное содержание жидкости в горизонтальной трубе рассчитывается по формуле [2, 3]:

$$H_{L(0)} = \frac{a\lambda_l^{b}}{Fr^{c}},\ H_{L(0)} \geq \lambda_l, \quad (28)$$

где a, b, c — эмпирические коэффициенты (табл. 1).

Вводится поправка на угол наклона трубы [2, 3]:

$$H_{L(\theta)} = H_{l(0)}\psi, \quad (29)$$

где ψ — поправочный коэффициент на угол наклона трубы [2, 3],

$$\psi = 1 + C\left(\sin(1,8\theta) - 0,333\sin^3(1,8\theta)\right), \quad (30)$$

где θ — фактический угол наклона трубы, град,

$$C = (1-\lambda_l)\ln\left(e\lambda_l^{f} N_{lv}^{g} Fr^{h}\right),\ N_{lv} = v_{sl}\left(\frac{\rho_l}{g\sigma_l}\right)^{1/4}. \quad (31)$$

При $C \geq 0$. Коэффициенты e, f, g, h определяются по таблице 2.

При C ‹ 0 принимается $C = 0$, $\psi = 1$.

Если предполагаемый режим потока соответствует переходной зоне, то необходимо интерполировать значения объемного содержания жидкости для расслоенного и прерывистого режимов потока [2, 3]:

$$H_{l(\theta)\text{перех.}} = AH_{l(\theta)\text{раздел.}} + (1-A)H_{l(\theta)\text{прерывист.}},$$
$$A = \frac{L_3 - Fr}{L_3 - L_2}. \quad (32)$$

Коэффициент трения для двухфазного потока вычисляется по формуле:

$$f = f_n\left(\frac{f}{f_n}\right). \quad (33)$$

Значение коэффициента трения f_n определяется по диаграмме Муди, при этом число Рейнольдса рассчитывается следующим образом [2, 3]:

$$\mathrm{Re} = \frac{\rho_n v_m d}{\mu_n},\quad \mu_n = \lambda_l\mu_l + (1-\lambda_l)\mu_g, \quad (34)$$

$$\mu_l = f_w\mu_w + (1-f_w)\mu_o, \quad (35)$$

где μ_g, μ_o, μ_w, μ_l, μ_n — динамическая вязкость газа, конденсата, воды, жидкости и газожидкостной смеси соответственно, Па·м.

В данной модели существует поправка для соотношения коэффициента трения двухфазного потока к нормирующему коэффициенту трения с учетом экспериментальных данных [2, 3]:

$$f/f_n = e^{s}, \quad (36)$$

$$s = \frac{\ln y}{-0,0523 + 3,182\ln y - 0,8725(\ln y)^2 + 0,01853(\ln y)^4}$$
$$y = \frac{\lambda_l}{\left(H_{l(\theta)}\right)^2}, \quad (37)$$

$$y = 1,\ s = 0,$$
$$1 < y < 1,2, s = \ln(2,2y - 1,2) \quad (38)$$

Существует две модификации Пейна модели Beggs-Brill [1]: 1) нормирующий коэффициент трения f_n с учетом шероховатости трубы определяется по диаграмме Moody; 2) наличие поправочных коэффициентов: $H_{L(\theta)} = 0,924H_{L(\theta)}$; $H_{L(\theta)} \geq \lambda_l(\theta > 0°)$; $H_{L(\theta)} = 0,685H_{L(\theta)}(\theta < 0°)$.

Табл. 6. Результаты сравнения рассчитанного забойного давления по моделям Gray, No Slip и Beggs-Brill в ПК «РН-ВЕГА» и Saphir
Tab. 6. Results of comparison of calculated bottomhole pressure using the Gray, No Slip and Beggs-Brill models in the "RN-VEGA" software and in Saphir

№ теста	Относительное различие, %											
Глубина замера, м	100			500			1 500			3 000		
	G	NS	BB	G	NS	BB	G	NS	BB	G	NS	BB
Газ												
1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1
2	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
3	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,3	0,5	0,5	0,5
4	0,0	0,0	0,0	0,4	0,3	0,3	0,4	0,6	0,6	0,9	0,9	0,9
Газ — вода												
5	0,1	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,3	0,2	0,3	0,5	0,1	0,6
6	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,4	0,3	0,2	0,2	0,3	0,0
7	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,4	0,3	0,2	0,1	0,4	0,1
8	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,6	0,1	0,2	0,1	0,3	0,8
9	0,1	0,0	0,0	0,1	0,2	0,2	0,2	0,7	0,6	0,1	1,0	1,1
Газ — конденсат												
10	0,1	0,0	0,0	0,6	1,1	0,0	0,6	3,2	0,1	0,1	0,1	0,1
11	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,6	0,1	0,5	0,1	0,1	1,0
12	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,0	0,3	0,1	0,1	0,1	0,2	1,1
13	0,1	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	1,0	0,0	0,1	0,2	0,1	0,9
14	0,0	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,0	0,3	0,3	0,4	0,3	0,4
15	0,1	0,0	0,0	0,4	0,2	0,2	1,1	0,6	0,5	0,2	0,1	0,9
Газ — конденсат — вода												
16	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	0,1	0,4	0,1	0,4	0,4	0,4	0,6
17	0,3	0,2	0,0	0,9	0,4	0,1	0,1	1,0	0,3	0,7	1,0	0,3
18	0,1	0,1	0,0	0,5	0,3	0,0	0,9	0,3	0,0	1,2	0,1	0,1
19	0,2	0,1	0,0	1,2	0,1	0,0	3,0	0,1	0,2	0,9	0,5	0,4
20	0,5	0,3	0,0	2,3	1,0	0,0	5,4	2,9	0,0	0,0	0,5	0,0

G — модель Gray, NS — No Slip (модель без проскальзывания фаз), BB — модель Beggs-Brill

Алгоритм расчета PVT-свойств газоконденсата и пластового газа

Все рассматриваемые методы пересчета давления по стволу газовой и конденсатной скважин включают в себя PVT-свойства добываемых флюидов (коэффициент объемного расширения, растворимость конденсата в пластовом газе, динамическая вязкость и т.д.).

В таблице 3 приведены модели Black Oil (BO) и Modified Black Oil (MBO). Газовая фаза в случае MBO представлена двумя компонентами — газ и нефть в отличие от BO. Поскольку для углеводородного конденсата отсутствуют отдельные корреляции для расчета его PVT-свойств, то были использованы общеизвестные соотношения для пластовой нефти с учетом некоторых особенностей. В связи с этим были составлены алгоритмы для учета и без учета фазовых переходов в системе «пластовый газ — конденсат».

Алгоритм расчета PVT-свойств углеводородного конденсата без учета фазовых переходов:

1. Для текущих значений давления и температуры для данного сечения ствола скважины определяется газосодержание (R_s) по любой из корреляций для нефти, например, Standing [2]. Если вычисленное значение $R_s(p, T)$ больше газового фактора $(ГФ)$ $(R_s(p, T) > ГФ)$, то принимается, что $R_s(p, T) = ГФ$, и далее рассчитывается давление насыщения $p_b(R_s, T)$ [2]. В противном случае $(R_s(p, T) \leq ГФ)$ принимается равным текущему значению давления $p_b(R_s, T) = p$.
2. Следующий шаг состоит в расчете коэффициента объемного расширения Bo согласно корреляции для насыщенной нефти, например Standing [2].
3. По известному объемному коэффициенту

Во и текущему газосодержанию $R_s(p, T)$ находится плотность газового конденсата ρ_o согласно балансу массы:

$$\rho_o = \frac{\rho_{w(sc)}\gamma_o + \rho_{air(sc)}R_s(p,T)\gamma_g}{B_o}.$$

Здесь $\rho_{w(sc)}$, $\rho_{air(sc)}$ — плотности воды и воздуха в поверхностных условиях соответственно, γ_g, γ_o — относительные плотности пластового газа и конденсата соответственно.

4. Поскольку расчет осуществляется без учета фазовых переходов, то значение содержания конденсата в пластовом газе принимается равным нулю $(R_v(p,T) = 0)$, т.е. предполагается, что весь конденсат выделился из газа.

Алгоритм расчета PVT-свойств газоконденсата и пластового газа с учетом фазовых переходов:

1. По корреляции для давления насыщения, например, Glaso, рассчитывается давление, при котором появляется роса (первая капелька жидкости) — давление точки росы p_{dp}.
2. Давление насыщения для нефти p_b приравнивается к давлению p_{dp}.
3. При известном давлении насыщения pb находится максимальное значение газосодержания $R_{sb}(p_b,T)$ по корреляции, например, Standing [2]. Если вычисленное значение $R_{sb}(p_b,T)$ больше $ГФ$ $(R_{sb}(p_b,T) > ГФ)$, то принимается $R_{sb}(p_b,T) = ГФ$, иначе $(R_{sb}(p_b,T) \le ГФ)$, для конденсата — вычисленное значение $R_{sb}(p_b,T)$.
4. Рассчитываются PVT-свойства (объемный фактор, плотность, динамическая вязкость) конденсата согласно корреляциям для нефти [2].
5. Для расчета текущего содержания конденсата в пластовом газе R_v используется корреляция Kleyweg [9].
6. Поскольку при фазовых переходах плотность пластового газа меняется, то для учета этого факта рассчитывается согласно выражению [9]

$$\gamma_g = \frac{\gamma_{g(dry)} + 816,4\gamma_o R_V}{1 + \frac{23,7\gamma_o R_V}{M_o}}, \qquad (39)$$

где $\gamma_{g(dry)}$ — относительная плотность «сухого газа», M_o — молярная масса конденсата.

7. Далее PVT-свойства пластового газа (коэффициент сверхсжимаемости, псевдокритические давления и температура, объемный коэффициент, вязкость) вычисляются согласно новой рассчитанной относительной плотности.

Табл. 7. Газодинамические исследования
Tab. 7. Well tests

№пп	№ скважины/ месторождение	Глубина замера, м	Qгаза, тыс. м³/сут	КГФ, см³/м³	ВГФ, г/м³
1	06X / Б	1 359	40–142	–	690–790
2	X8X / Б	1 250	220–455	–	81–91
3	07Y / Б	1 250	150–274	–	6–7
4	X8Y / Б	1 270	200–343	–	251
5	ZX00 / К	2 986	96–133	183	1
6	47XR / К	2 547	52–75	183	12–17
7	30XX0 / С	1 650	70–238	43–57	0–1
8	XZ62Z / С	1 690	54–250	50–62	1–2
9	ZY528 / С	1 750	50–160	50–70	2
10	Z5ZY7 / С	1 630	65–230	43–54	0–2
11	Y030X / У	3 532	235–876	297–338	0–4
12	Y030X / У	3 675	400–905	324–338	1
13	Y0Z04 / У	3 310	250–602	260–325	3–8
14	Y0Z05 / У	3 582	226–505	292–367	0–27
15	Y0Z07 / У	3 712	210–380	300–374	4–12
16	Y060X / У	3 540	278–600	200–290	4
17	Y060Z / У	3 837	340–755	350	9
18	Y0604 / У	3 360	340–734	317–355	1–3
19	YY804 / У	3 992	181–676	289–381	2–13
20	X020X / Н	3 692	246–585	160–248	6–13
21	X020Y / Н	3 892	246–570	164–256	4–16
22	X020Z / Н	3 370	214–506	114–247	7–18
23	X0Y05 / Н	3 583	233–533	167–240	7–11
24	X0Y07 / Н	3 896	180–457	148–255	1–13
25	X040X / Н	3 770	243–763	187–291	5–12
26	X040Y / Н	3 855	320–845	273–288	5–7
27	X040Z / Н	3 865	330–863	280–301	5–6
28	X0404 / Н	3 924	283–735	245–254	4–9
29	X0406 / Н	3 886	276–790	170–240	0–122
30	X0407 / Н	3 817	288–700	196–205	5–7
31	X030X / Н	3 613	250–393	148–213	0–23
32	X030Y / Н	3 702	148–290	142–196	2–27
33	X0305 / Н	3 641	269–507	280–353	9–18
34	X060Y / Н	3 491	286–690	155–168	4
35	X0904 / Н	3 710	330	142	22–25
36	XX00Y / Н	4 118	263–545	167	3
37	XX40Z / Н	3 750	200	130	–
38	XY40X / Н	4 024	254–645	108–110	9–12
39	XY40Z / Н	3 446	212–531	83–90	9
40	XY404 / Н	3 545	294–641	107–114	8
41	XY405 / Н	3 520	238–542	100	6–11

Тестирование и апробация моделей многофазного течения для расчета давления в стволе газовой скважины, в продукции которой присутствует жидкость

Варианты тестовых расчетов по рассматриваемым моделям многофазного течения представлены в таблице 4. Здесь КГФ и ВГФ — конденсатогазовый и водогазовый факторы соответственно.

Для входных параметров принимались следующие значения: плотность конденсата ρ_o = 700 кг/м³ (γ_o = 0,7), плотность воды ρ_w = 1000 кг/м³, плотность газа ρ_g = 0,723 кг/м³ (γ_g = 0,6) в поверхностных условиях ($T_{(sc)}$ = 20°C, $p_{(sc)}$ = 101 325 Па). Температура по стволу скважины принималась постоянной и равной 27 °C, значение абсолютной шероховатости — 0,1 мм, диаметр НКТ — 73 мм, устьевое давление — 9,8 МПа. Сравнение моделей многофазных течений было осуществлено с их аналогами, представленными в Saphir. Расчет давления осуществлялся на различные глубины (100, 500, 1 500, 3 000 м), при различных углах отклонения ствола скважины от вертикали (0°, 30°, 60°), для различных типов добываемого флюида (газ, газ — вода, газ — конденсат, газ — конденсат — вода), значений КГФ и ВГФ. При сравнении использовались одинаковые входные данные и один и тот же набор PVT-корреляции для фаз (газ, конденсат, вода) (табл. 5).

В таблице 6 представлены результаты сравнения расчетного давления по методикам Gray, No Slip и Beggs-Brill с их аналогами в Saphir для случая вертикальной скважины. Согласно тестам №№ 1–4, данные модели в частном случае переходят в однофазную модель (газ). Анализ результатов показал, что получена хорошая сходимость по всем рассматриваемым моделям (среднее относительное различие между расчетными значениями давления в ПК «РН-ВЕГА» и Saphir не более 1 %).

Апробация моделей многофазного течения была осуществлена на промысловых данных, полученных при газодинамических исследованиях на 41 газоконденсатной скважине с глубинными замерами давления, буферного давления и устьевых расходов добываемых флюидов на месторождениях К, С, Б, У и Н (табл. 7).

В таблице 8 представлены результаты расчета забойного давления по рассматриваемым моделям. Установлено, что корреляции Gray

и No Slip позволяют рассчитать забойное давление в газоконденсатных скважинах месторождений К, С, Б, У и Н со средним относительным отклонением не более 2 % в широком диапазоне КГФ (43–381 см^3/м^3) и ВГФ (0–122 г/м^3). Матрица применимости моделей представлена в таблице 9. Показано, что при небольшом значении ВГФ (6–91 г/м^3) модель No Slip позволяет спрогнозировать забойное давление с относительным отклонением в среднем не более 1%. Однако при ВГФ в диапазоне от 251 до 790 г/м^3 при принятии допустимого значения относительного отклонения для практических расчетов в 5 % результаты расчета давления по модели Gray удовлетворяют данному условию (погрешность около 4 %).

Итоги

Результаты сопоставления расчета давления в ПК «РН-ВЕГА» по моделям Gray, No Slip и Beggs-Brill с их аналогами в программном модуле Saphir ПК «Ecrin» компании Kappa Eng. показали, что среднее относительное различие не превышает соответственно 0,4, 0,3 и 0,2 %. По рассмотренным промысловым данным получен вывод об успешности применения моделей многофазного течения для расчета давления в стволе газоконденсатной скважины. Установлено, что при наличии в продукции газовых скважин месторождений К, С, Б, У и Н жидкости (конденсат и/или вода) расчет давления из трех представленных корреляций рекомендуется проводить по моделям Gray и No Slip (среднее относительное отклонение 2 %). Модель Beggs-Brill лишь в отдельных случаях (164 см^3/м^3 < КГФ < 381 см^3/м^3) дает приемлемую для практики точность расчетов (среднее относительное отклонение 5 %). В случае невысокого ВГФ (менее 100 г/м^3) расчет рекомендуется проводить согласно модели No Slip (среднее относительное отклонение не более 1 %), при высоком значении ВГФ (251÷790 г/м^3) — по корреляции Gray (среднее относительное отклонение 4,3 %).

Выводы

Расчет давления в газовой скважине, в продукции которой присутствует жидкость (вода и/или конденсат), не всегда можно с достаточной точностью осуществить, используя общеизвестную из инструкций по газодинамическим исследованиям формулу Адамова, которая применяется на практике успешно лишь в отдельных случаях [9]. Более того, применяя модель однофазного течения с большой погрешностью, можно неверно рассчитать давление на забое газовой скважины и соответственно принимать неверные решения по дальнейшему технологическому режиму ее работы. Рассмотренные модели, в частности, Gray и No Slip позволяют с достаточной для практики точностью (погрешность не более 5 %) рассчитать давление в газовой скважине, в потоке которой присутствует жидкость в широком диапазоне КГФ (43–381 см^3/м^3) и ВГФ (6–790 г/м^3).

Литература

1. Саттаров Р.М., Тухфатов Б.З. Об уравнениях движения газоконденсатных систем в пористых средах и трубах вблизи давления конденсатообразования // Экспозиция Нефть Газ. 2013. № 5. С. 105–108.
2. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase flow in wells. Richardson, Texas: SPE, 1999, 156 p. (In Eng).
3. Пашали А.А. Алгоритмы и математические модели оптимизации режимов работы скважин в условиях высокого газового фактора. Диссертация. Уфа: УГНТУ, 2011. 193 с.
4. Корякин А.Ю., Дороничев Н.А., Сафронов М.Ю., Кильянов М.Ю., Кондратьев К.И., Григорьев М.В. Опыт применения механистического моделирования параметров многофазного потока в стволе скважин Ачимовских отложений Уренгойского НГКК с целью точного прогнозирования градиента давления // Территория НЕФТЕГАЗ. № 10. 2015. С. 94–102.
5. Зотов Г.А., Алиев З.С. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин. М.: Недра, 1980. 301 с.
6. Kabir C.S., Hasan A.R. Simplified wellbore-flow modeling in gas-condensate systems. SPE Production & Operations, 2006, Vol. 21, issue 1, P. 89–97. (In Eng).
7. Салаватов Т.Ш., Аскеров Р.Х., Дадашзаде Х.И. Определение забойного давления в процессе эксплуатации

Табл. 8. Результаты расчета забойного давления по моделям Gray, No Slip, Beggs-Brill
Tab. 8. Results of calculating bottomhole pressure using Gray, No Slip, Beggs-Brill models

№ пп	Рзаб, МПа				Среднее относительное отклонение Рзаб (расчет) от Рзаб (замер), %		
	Замер	Gray	No Slip	Beggs-Brill	Gray	No Slip	Beggs-Brill
1	11,6	10,9	10,6	13,5	5,7	9,0	16,2
2	9,9	10,1	10,0	12,0	1,9	0,8	21,8
3	8,7	8,8	8,7	9,3	2,0	0,5	7,1
4	10,0	9,7	9,4	11,7	2,9	5,3	17,3
5	9,8	10,1	10,0	11,4	2,3	1,2	15,3
6	7,3	7,6	7,3	8,4	3,9	0,0	15,7
7	12,5	12,1	12,0	12,5	3,5	3,7	0,2
8	13,4	13,4	13,3	14,2	0,5	0,8	5,3
9	12,8	13,1	13,0	13,9	1,8	1,2	8,4
10	13,0	13,1	13,0	13,9	1,0	0,7	7,3
11	47,0	45,9	45,9	48,1	2,2	2,3	2,5
12	50,6	48,9	48,8	51,9	3,5	3,6	2,5
13	43,6	42,3	42,2	48,1	3,1	3,2	10,3
14	41,2	40,4	40,3	42,3	2,0	2,1	2,7
15	43,9	43,2	43,1	46,0	1,4	1,7	4,9
16	40,9	42,4	42,4	45,1	3,7	3,7	10,2
17	49,9	49,5	49,4	52,3	0,9	1,0	4,9
18	50,8	50,7	50,7	52,7	0,2	0,3	3,7
19	43,3	42,6	42,5	45,4	1,6	1,9	4,9
20	33,8	32,6	32,5	35,3	3,6	3,7	4,5
21	33,3	31,5	31,5	34,6	5,4	5,5	3,9
22	29,8	28,3	28,3	31,3	4,8	5,0	5,1
23	30,5	31,9	31,9	35,4	4,6	4,4	16,1
24	31,9	30,7	30,6	33,6	4,0	4,1	5,2
25	36,8	35,2	35,2	38,2	4,2	4,3	3,8
26	43,2	41,2	41,1	43,8	4,7	4,8	1,3
27	44,9	43,7	43,6	46,2	2,8	2,9	2,9
28	37,4	36,4	36,4	39,2	2,6	2,7	4,8
29	30,6	30,3	30,2	33,3	1,1	1,3	8,7
30	36,9	36,1	36,1	39,0	2,1	2,1	5,9
31	31,0	30,4	30,3	33,9	2,0	2,2	9,4
32	27,3	26,4	26,3	30,6	3,3	3,8	12,0
33	38,4	37,7	37,6	40,3	1,9	2,2	4,9
34	37,1	36,7	36,7	39,5	1,0	1,0	6,6
35	21,8	21,8	21,7	24,6	0,1	0,5	12,9
36	37,0	36,6	36,6	40,4	1,0	1,1	9,1
37	17,6	17,5	17,4	19,7	0,8	1,3	12,0
38	35,7	34,9	34,9	38,6	2,1	2,2	8,2
39	28,4	27,9	27,8	31,1	1,7	1,9	9,8
40	36,3	36,3	36,3	39,5	0,1	0,0	9,0
41	33,0	32,9	32,8	36,6	0,3	0,4	11,1

обводненных газовых скважин // Газовая промышленность. 2017. № 1. С. 26–29.
8. Чиглинцева А.С., Сорокин И.А., Уразов Р.Р., Мирошниченко В.П., Якупов Р.Ф., Ямалов И.Р. Результаты апробации моделей многофазного потока для пересчета давления в ПК «РН-ВЕГА» // Нефтяное хозяйство. 2023. № 5. С. 106–110.
9. Чиглинцева А.С., Овчинников М.В., Ямалов И.Р. Апробация методов пересчета давления по стволу газовой скважины, в продукции которой присутствует жидкость, в программном комплексе «РН-ВЕГА». Часть 1 // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 7. С. 55–60.
10. Программный комплекс для анализа и интерпретации гидродинамических исследований скважин / RN.Digital – URL: https://rn.digital/rnvega Программный комплекс для анализа и интерпретации гидродинамических исследований скважин (ГДИС) (дата обращения 02.11.2023).
11. Dynamic Data Analysis (Kappa Book – v4.12.03 – © KAPPA), 1988–2012, 557 p. (In Eng).

Табл. 9. Матрица применимости моделей многофазного потока для газовых и газоконденсатных скважин месторождений К, С, Б, У и Н
Tab. 9. Matrix of applicability of multiphase flow models for gas and gas condensate wells of fields K, S, B, U and N

Qгаза, тыс. м³/сут	КГФ, см³/м³	ВГФ, г/м³	Рекомендуемая методика	Среднее относительное отклонение, %
150–455	–	6–91	No Slip	0,7
40–343	–	251–790	Gray	4,4
50–905	43–381	0–122	Gray/No Slip	3,0

ENGLISH

Results

Results of comparison of pressure calculations in the RN-VEGA software using the multiphase models Gray, No Slip and Beggs-Brill with their similar models in the Saphir software module of the Ecrin software from Kappa Eng. showed that the average relative deviation does not exceed 0,4, 0,3 and 0,2 %, respectively. Based on the considered field data, a conclusion was drawn about the success of using multiphase flow models to calculate pressure in the gas-condensate wellbore. It has been established that if gas wells from fields K, S, B, U and N contain liquids (condensate and/or water), it is recommended to calculate pressure from the three presented correlations using the Gray and No Slip models (average relative deviation 2 %). The empirical model Beggs-Brill only in some cases (164 cm³/m³ ‹ CGR ‹ 381 cm³/m³) provides calculation accuracy acceptable for practice (average relative deviation 5 %). In the case of low WGR (less than 100 g/m³), the calculation is recommended to be carried out according to the model No Slip (average relative deviation no more than 1 %), with a high value of WGR (251÷790 g/m³) – according to the Gray correlation (average relative deviation 4,3 %).

Conclusions

Calculation of pressure in a gas well, the production of which contains liquid (water and/or condensate), cannot always be carried out with sufficient accuracy using the Adamov's formula, which is generally known from instructions on gas-dynamic studies, which is used in practice successfully only in certain cases [9]. Moreover, using a single-phase flow model with a large error, it is possible to calculate the pressure at the bottom of a gas well and, accordingly, make incorrect decisions on the further technological mode of its operation. The models considered in this case, Gray and No Slip make it possible with a sufficient degree of probability (error no more than 5 %) to calculate the pressure in a gas well in a flow that contains liquid in the sequential order of CGR (43–381 sm³/m³) and WGR (6–790 g/m³).

References

1. Sattarov R.M., Tukhfatov B.Z. About the movement equations of gas-condensate system in porous mediums and pipes nearby a pressure of condensate formation. Exposition Oil Gas, 2013, issue 5, P. 105–108. (In Russ).
2. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase flow in wells. Richardson, Texas: SPE, 1999, 156 p. (In Eng).
3. Pashali A.A. Algorithms and mathematical models for optimizing well operating modes under conditions of high gas factor. Dissertation. Ufa: USPTU, 2011, 193 p. (In Russ).
4. Koryakin A.Yu., Doronichev N.A., Safronov M.Yu., Kilyanov M.Yu., Kondratyev K.I., Grigoriev M.V. Experience of mechanical modeling application for multiphase flow parameters in the wellbore of the Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field for the purpose of pressure gradient extended forecast. Oil and Gas Territory, 2015, issue 10, P. 94–102. (In Russ).
5. Zotov G.A., Aliev Z.S. Instructions for the comprehensive study of gas and gas condensate formations and wells. Moscow: Nedra, 1980, 301 p. (In Russ).
6. Kabir C.S., Hasan A.R. Simplified wellbore-flow modeling in gas-condensate systems. SPE Production & Operations, 2006, Vol. 21, issue 1, P. 89–97. (In Eng).
7. Salavatov T.Sh., Askerov R.Kh., Dadashzadeh K.I. Well bottom pressure of gas slit in the process of forming which having patch water. Gas industry, 2017, issue 1, P. 26–29. (In Russ).
8. Chiglintseva A.S., Sorokin I.A., Urazov R.R., Miroshnichenko V.P., Yakupov R.F., Yamalov I.R. Results of approbation of multi-phase flow models for pressure calculation in the RN-VEGA software. Oil industry, 2023, issue 5, P. 106–110. (In Russ).
9. Chiglintseva A.S., Ovchinnikov M.V., Yamalov I.R. Approbation of methods for recalculating pressure along the trunk of a gas well the production of which contains liquid in the "RN-VEGA" software. Part 1. Exposition Oil Gas, 2023, issue 7, P. 55–60. (In Russ).
10. Software package for the analysis and interpretation of hydrodynamic studies of wells / RN.Digital – URL: https://rn.digital/rnvega Software package for the analysis and interpretation of hydrodynamic studies of wells (DIS) (date of access 02.11.2023). (In Russ).
11. Dynamic Data Analysis (Kappa Book – v4.12.03 – KAPPA), 1988–2012. 557 p. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Чиглинцева Ангелина Сергеевна, д.ф.-м.н., главный специалист, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия; доцент, Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия
Для контактов: chiglintsevaas@bnipi.rosneft.ru

Захаржевский Юрий Александрович, начальник отдела, АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия

Ибатулин Артур Адикович, кандидат технических наук, начальник отдела, АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ», Новый Уренгой, Россия

Ямалов Ильнур Рамзович, главный специалист, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Chiglintseva Angelina Sergeevna, doctor of physical and mathematical sciences, chief specialist, "RN-BashNIPIneft" LLC ("Rosneft" PJSC Group Company), Ufa, Russia; assistant professor, Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia
Corresponding author: chiglintsevaas@bnipi.rosneft.ru

Zakharzhevsky Yuri Alexandrovich, head of department, "ROSPAN INTERNATIONAL" JSC, Novy Urengoy, Russia

Ibatulin Artur Adikovich, ph.d. of engineering sciences, head of department, "ROSPAN INTERNATIONAL" JSC, Novy Urengoy, Russia

Yamalov Ilnur Ramzovich, chief specialist, "NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia

АСО
БЕЖЕЦКИЙ КОМПРЕССОР

ВЕДУЩИЙ РОССИЙСКИЙ ПРОИЗВОДИТЕЛЬ КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

СЕРВИСНОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ПО ВСЕЙ РОССИИ

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

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-38-42 УДК 622.276 I Научная статья

Вариативный подход к подбору жидкостей глушения для условий терригенных коллекторов. Часть 2. Физическое моделирование по оценке влияния составов на фильтрационно-емкостные свойства пород

Шайдуллин В.А., Хатмуллин А.Р., Туриянов А.Р., Мингалишев Ф.К.
ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
shaydullinva@bnipi.rosneft.ru

Аннотация
Работа посвящена исследованию влияния жидкостей глушения на водной основе на фильтрационно-емкостные свойства терригенных пластов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. В качестве основных факторов, влияющих на продуктивность скважины после глушения, рассмотрены совместимость растворов с пластовыми флюидами и воздействие на смачиваемость пород. С подобранными составами проведены испытания, подтвердившие применимость подхода и хорошую сходимость промысловой части с исследовательской. Отмечены более низкие потери продуктивности скважины после ремонта по сравнению с базовыми жидкостями и сокращение времени выхода скважины на режим.

Материалы и методы
Оценка влияния жидкостей глушения на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов проводилась путем физического моделирования процесса закачки жидкости глушения в образцы породы. Керновый материал, использованный в исследовании, отобран с целевых продуктивных залежей карбона и девона. Верификация результатов исследований проведена путем испытания подобранных жидкостей глушения при выполнении ремонтов скважин.

Ключевые слова
жидкость глушения, фильтрационный эксперимент, терригенный коллектор, керн, выпадение солей, стабилизатор глин, гидрофобизатор

Для цитирования
Шайдуллин В.А., Хатмуллин А.Р., Туриянов А.Р., Мингалишев Ф.К. Вариативный подход к подбору жидкостей глушения для условий терригенных коллекторов. Часть 2. Физическое моделирование по оценке влияния составов на фильтрационно-емкостные свойства пород// Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 1. С. 38–42. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-38-42

Поступила в редакцию: 24.01.2024

UDC 622.276 I Original Paper

Variative approach to the killing fluids selection for sandstone formations. Part 2. Core testing of killing fluids influence on rock permability

Shaydullin V.A., Khatmullin A.R., Turiyanov A.R., Mingalishev F.K.
“RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
shaydullinva@bnipi.rosneft.ru

Abstract
This study focuses on investigating the impact of water-based killing fluids on the reservoir permeability of oil-bearing sandstone formations in the Volga-Ural oil and gas province. The main factors influencing the effectiveness of killing fluids are the compatibility with formation brines and its effect on rock wettability. Field trials confirmed the relevance of the research, demonstrating a lower productivity loss, as well as a reduction in well shut-in time.

Materials and methods
The evaluation of the water-based killing fluids impact on the reservoir permeability was performed through core tests. Core samples was selected from Carboniferous and Devonian target intervals. Verification of the research results was carried out by testing the selected killing fluids during well workovers.

Keywords
killing fluid, core-flooding experiment, sandstone formation, scaling, salt precipitation, clay stabilizer, surfactant

For citation
Shaydullin V.A., Khatmullin A.R., Turiyanov A.R., Mingalishev F.K. Variative approach to the killing fluids selection for sandstone formations. Part 2. Core testing of killing fluids influence on rock permability. Exposition Oil Gas, 2024, issue 1, P. 38–42. (In Russ).
DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-38-42

Received: 24.01.2024

Физическое моделирование процесса глушения с использованием минерализованных вод

Фильтрационные эксперименты по исследованию воздействия жидкостей глушения на модель пласта выполнены с использованием минерализованных вод и кернового материала месторождений, продуктивные отложения которых приурочены к терригенным толщам нижнего карбона и девона, описанных в предыдущей части статьи. Эксперименты выполняли на фильтрационной установке с использованием водонасыщенных моделей пористых сред. Установка адаптирована для закачки жидкостей в прямом и обратном направлениях и позволяет поддерживать объемный расход закачки, пластовое и горное давления в широком диапазоне.

Основной целью исследования являлась оценка изменения проницаемости модели пласта при воздействии на нее различных жидкостей глушения. В качестве объекта исследований были отобраны образцы керна ТТД и ТТНК соответствующих месторождений.

Перед проведением экспериментов образцы экстрагировали, отмывали от солей и высушивали до постоянной массы, далее насыщали моделью пластовой воды (МПВ) методом вакуумирования [1].

В начале эксперимента в керновой модели создавались начальные пластовые термобарические условия, характерные для исследуемого объекта.

Исследование включало в себя следующие этапы:

1. Фильтрация пластовой воды с постоянным расходом в прямом направлении (от пласта к стволу скважины) до стабилизации перепада давления. Определение проницаемости модели по пластовой воде до закачки жидкости глушения (k_1).
2. Закачка жидкости глушения в обратном направлении (от пласта к стволу скважины) до стабилизации перепада давления, но не менее трех поровых объемов модели.
3. Технологическая выдержка в течение четырех часов.
4. Фильтрация пластовой воды с постоянным расходом в прямом направлении (от пласта к стволу скважины) до стабилизации перепада давления. Определение проницаемости модели по пластовой воде после закачки жидкости глушения (k_2).

Степень воздействия жидкости глушения на проницаемость оценивалась при помощи коэффициента восстановления проницаемости водонасыщенного керна по МПВ ($k_{ВП}$), который рассчитывали по формуле (1):

$$k_{ВП} = \frac{k_1}{k_2} \times 100\%, \qquad (1)$$

где k_1 — проницаемость породы по МПВ до фильтрации ЖГ, мкм^2; k_2 — проницаемость породы по МПВ после фильтрации ЖГ, мкм^2.

Коэффициент восстановления проницаемости в данном случае является критерием оценки эффективности состава, и его более высокое значение свидетельствует о более эффективных технологических характеристиках в рассматриваемых условиях (табл. 1).

Установлено, что коэффициент восстановления проницаемости модели пласта после фильтрации жидкости глушения для некоторых месторождений (З-1, А-1, Т-1, С-1/2/3, М-1, У-1, К-2) не превысил 90 %, что подтверждает риски снижения проницаемости, описанные в предыдущих разделах.

Стоит отметить, что для некоторых объектов добычи, пластовая вода которых склонна к образованию солей при смешении с жидкостями глушения, снижение проницаемости незначительное, также наблюдается и обратная тенденция. Это объясняется тем, что методика расчета носит оценочный характер, и при наличии глинистых минералов вклад их набухания в снижение проницаемости выше, чем отложение солей. На рисунке 1 представлено сопоставление результатов расчета рисков образования солей по методике Дж.Е. Оддо и М.Б. Томсона с результатами физического моделирования. Для построения данной зависимости предварительно рассчитывали массу соли, образующейся в смеси «пластовая вода 25 % — жидкость глушения 75 %». Данное значение соответствует соотношению объемов указанных вод в ходе фильтрационного эксперимента.

Аппроксимация полученных данных для экспериментов, в которых присутствуют риски выпадения неорганических солей в заданном соотношении, показывает хорошую степень корреляции (R^2=0,7272), из оценки также исключены глинистые образцы с содержанием глинистых минералов более 5 % (эксперименты №№ 1–3) (2):

$$k_{ВП} = -0,4241 m_{scales} + 98,149, \qquad (2)$$

где $k_{ВП}$ — коэффициент восстановления проницаемости водонасыщенного керна по модели пластовой воды, %; m_{scales} — прогнозируемая масса солей, выпадающая из смеси пластовой воды и жидкости глушения, г/л.

Полученную зависимость можно использовать для предварительного подбора приоритетных объектов для лабораторных исследований по оптимизации жидкостей глушения. Наибольшую достоверность зависимость будет показывать для слабоглинистых песчаников (менее 5 % об.).

Исходя из полученных результатов, можно заключить, что для месторождений и соответствующих объектов №№ 1, 2, 3, 4, 10, 19 возможно применение в качестве модификатора стабилизаторов глин и гидрофобизаторов, для остальных объектов целесообразным будет применение ингибиторов солеотложений, или бескальциевых водно-солевых растворов, дополнительно

Табл. 1. Результаты физического моделирования закачки жидкостей глушения из различных источников
Tab. 1. Basic killing fluids core studies results

№	Объект разработки	Шифр месторождения	Жидкость глушения	$k_{-ВП}$, %
1	Стул+боб+рад	З-1	ВС «№ 3»	54,1
2		А-1	ПВ «К»	65,7
3		Т-1	ПВ «С»	84,8
4		С-1	ПВ «С»	90,0
5		К-1	ВС «№ 1»	97,0
6		Т-2	ВС «№ 1»	94,3
7		С-2	ВС «№ 1»	96,9
8		А-2	ПВ «Т»	97,7
9		И-1	ПВ «К-1»	98,6
10		М-1	ПВ «И»	83,9
11	Dкын	А-1	ПВ «К»	91,2
12		С-1	ПВ «С»	91,8
13		С-3	ПВ «П»	90,2
14	Dпаш	У-1	ПВ «К»	90,5
15		Т-2	ВС «№ 1»	96,6
16		С-2	ВС «№ 1»	91,5
17		Ш-1	ВС «№ 3»	92,6
18		А-1	ПВ «К»	95,2
19	Dкын+паш	К-2	ПВ «К»	79,0

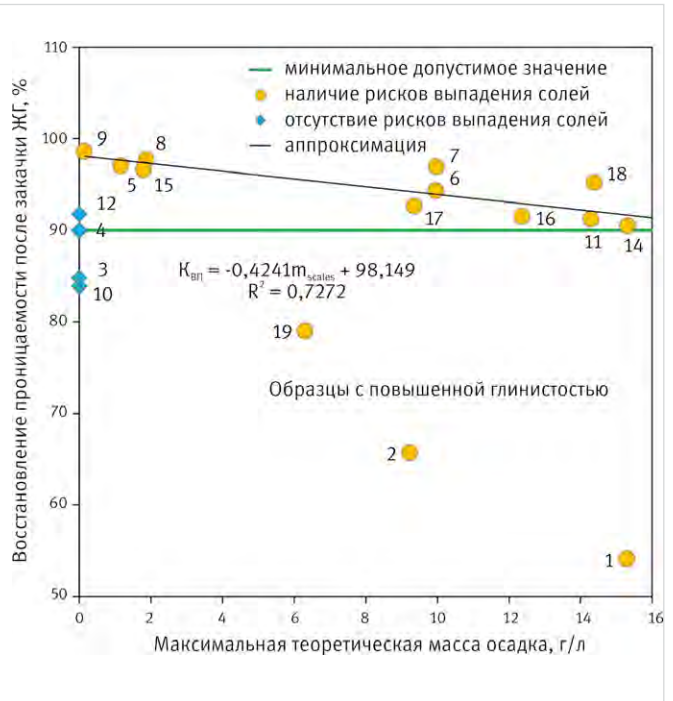


Рис. 1. Сопоставление результатов расчета рисков образования солей и физического моделирования (номера экспериментов указаны у соответствующих точек)
Fig. 1. Scale mass dependency on permeability build-up after killing fluid injection (no. of experiment indicated near the dots)

обладающих стабилизирующими свойствами по отношению к глинам.

Физическое моделирование процесса глушения с использованием альтернативных растворов

Введение специализированных поверхностно-активных веществ (ПАВ), обладающих свойствами гидрофобизировать поверхность породы и ингибировать набухание глинистых минералов, распространено при бурении, ремонтных работах, гидроразрыве пласта, заводнении и других ГТМ.

Принципы действия указанных реагентов могут быть основаны на механизмах катионного обмена, нейтрализации заряда, образования защитного слоя, водородного связывания, изменения смачиваемости и шероховатости поверхности породы [2–6]. В качестве ингибиторов набухания глин повсеместно применяются растворы хлоридов калия, натрия, аммония, причем многими авторами отмечается, что раствор хлорида калия является наиболее эффективным временным одновалентным стабилизатором глин, что обусловлено наименьшим размером иона калия (К+) по сравнению с другими ионами [7, 8]. Он может использоваться для создания растворов с плотностью до 1 115 кг/м^3 и в качестве добавки в концентрации 2–7 % к технологическим жидкостям. Применительно к рассматриваемым объектам можно отметить низкое содержание ионов кальция в получаемых растворах, что благоприятно скажется на процессе глушения.

В качестве гидрофобизаторов для технологических жидкостей, используемых при ТКРС, известно применение кремнийорганических соединений, солей алифатических аминов, алкилбензолсульфонатов, четвертичных аммониевых солей, карбоксилатов этоксилированного изононилфенола и других анионных (АПАВ) и катионных ПАВ (КПАВ), а также их смесей.

В рамках данной работы рассмотрена замена и модификация минерализованных вод для объектов, показавших наименьшие значения коэффициента восстановления проницаемости в предыдущем разделе. В качестве перспективных жидкостей глушения выбраны растворы на основе хлорида калия плотностью 1 100 кг/см^3 (концентрация 169,74 г/л) и пластовой воды, модифицированной реагентом на основе раствора КПАВ в пропиленгликоле. Дополнительно рассмотрена замена минерализованной воды, склонной к образованию неорганических солей, на воду из другого источника. Эксперименты выполнялись по методике, аналогичной представленной в предыдущем разделе.

Сводные результаты фильтрационных исследований с использованием жидкости глушения на основе хлорида калия представлены в таблице 2.

В результате установлено, что:

- для месторождений А-1 и К-2, на которых в качестве базового раствора используется ПВ «К», предпочтительным является введение в состав жидкости глушения модификатора на основе КПАВ;
- на месторождениях Т-1 и М-1 эффективным решением является применение в качестве жидкости глушения раствора хлорида калия;
- для месторождения З-1 оптимальным вариантом станет замена источника жидкости на ПВ «Ш», так как раствор хлорида калия не позволил существенно увеличить коэффициент восстановления проницаемости, что, возможно, связано с наличием в применяемой соли водорастворимых солей кальция.

Испытанные составы позволяют увеличить коэффициент восстановления проницаемости на 6,6–36,5 п.п. относительно вариантов с использованием базовых минерализованных пластовых вод.

Представляет практический интерес и сравнительный объем пластовой воды, прокачанный до стабилизации перепада давления, после фильтрации жидкости глушения, косвенно характеризующий сроки вывода скважины на режим после ремонта (рис. 2).

На основе полученных данных сделаны выводы, что растворы хлорида калия позволяют частично снять скин-эффект, возникающий из-за несовместимости жидкостей глушения с пластовыми водами и породой коллектора. Уменьшение объема закачки пластовой воды, необходимого для стабилизации перепада давления в ходе фильтрационного эксперимента, косвенно свидетельствует о возможности сокращения времени вывода скважины на режим (ВНР) после производства ремонта. Для подтверждения полученных в ходе исследований результатов были проведены опытно-промышленные испытания альтернативных растворов глушения.

Опытно-промышленные испытания технологии глушения скважин растворами на основе хлорида калия

Испытания проведены на трех скважинах, эксплуатирующих продуктивные объекты ТТНК и ТТД.

Месторождение А-1. Смена глубиннонасосного оборудования (ГНО). Скважина А-1-Х пробурена на объект Стул+боб+рад, введена в эксплуатацию в 1995 году с дебитом жидкости 9,7 м^3/сут, нефти 6,6 т/сут и обводненностью 32 %. Перфорация выполнена в интервале 1 407,6–1 412,0 м. Среднее время ВНР — более 5 суток. Эксплуатируется при помощи электроцентробежного насоса (ЭЦН). Глушение перед ремонтом

Табл. 2. Результаты физического моделирования закачки альтернативных жидкостей глушения
Tab. 2. Basic killing fluids core studies results

№	Объект разработки	Шифр	Жидкость глушения			Коэффициент восстановления проницаемости		
			Базовая	Альтернативная	Дозировка КПАВ	Базовая	Альтернативная	Изменение относительно базовой жидкости (абс)
					%	%		
1	Стул+боб+рад	З-1	ВС «№3»	KCl 1 100 кг/см^3	-	54,1	71,1	+17,0
2				ПВ «Ш»			90,6	+36,5
3		Т-1	ПВ «С»	KCl 1 100 кг/см^3	-	84,8	96,3	+11,5
4		М-1	ПВ «И»			83,9	90,5	+6,6
5		А-1	ПВ «К»		-	65,7	86,7	+21,0
6				ПВ «К» + КПАВ	0,0015		71,2	+5,5
7					0,0500		83,9	+18,2
8					0,0900		96,1	+30,4
9	Dкын+паш	К-2	ПВ «К»	ПВ «К» + КПАВ	0,0015	79,0	79,1	+0,1
10					0,0500		84,0	+5,0
11					0,1000		88,1	+9,1
12					0,1500		93,0	+14,0

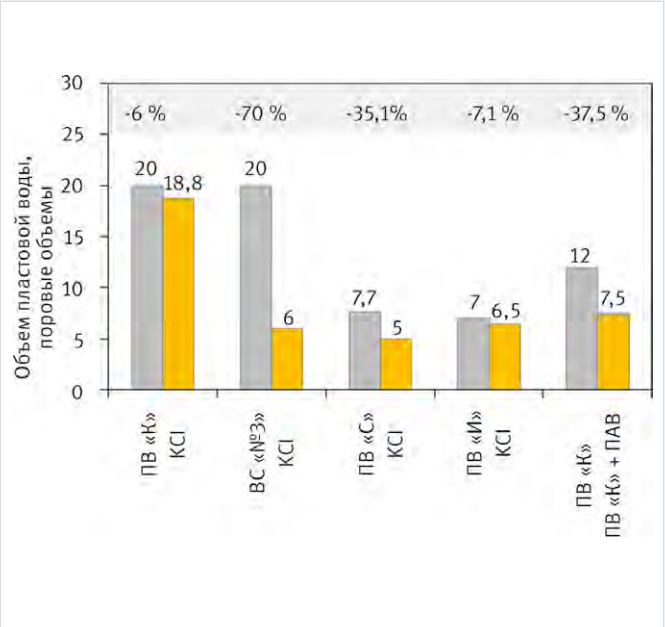


Рис. 2. Объем пластовой воды, прокачанный до стабилизации перепада давления, после фильтрации жидкостей глушения
Fig. 2. Formation brine volume injected under the pressure stabilization after killing fluid

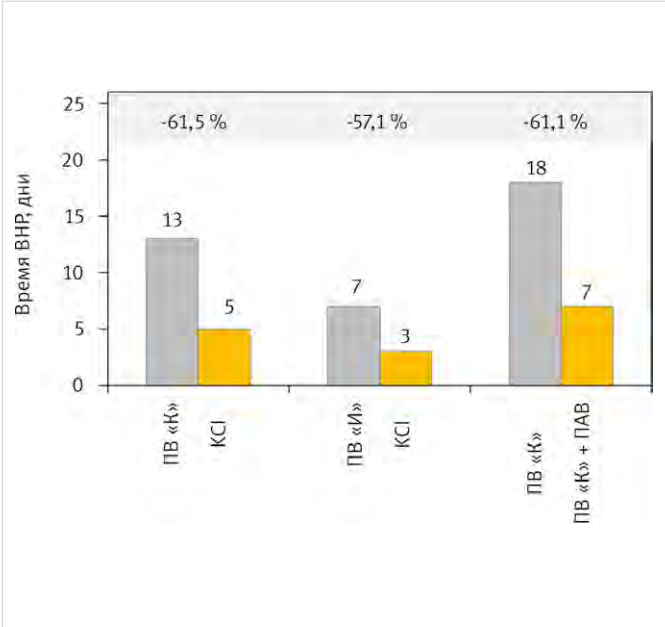


Рис. 3. Сравнение времени ВНР при использовании базовых и альтернативных растворов глушения
Fig. 3. Well ramp-up time comparison for basic and alternative killing fluids

проведено обратной промывкой раствором на основе хлорида калия в объеме 30 м^3. Скважина успешно заглушена. При проведении ремонта дополнительно использовано 20 м^3 жидкости глушения.

Месторождение М-1. Оптимизация режима работы ГНО. Скважина М-1-Х пробурена на объект Стул+боб+рад, введена в эксплуатацию в 1985 году, получен приток безводной нефти с дебитом 3,4 т/сут. Перфорация выполнена в интервалах 1 420,0–1 421,6; 1 423,6–1 425,6; 1 434,4–1 437,1 м. Среднее время ВНР — более 7 суток. Эксплуатируется при помощи штангового глубинного насоса (ШГН). Глушение перед ремонтом проведено обратной промывкой раствором на основе хлорида калия в объеме 24 м^3. Скважина успешно заглушена. При проведении ремонта дополнительно использовано 15 м^3 жидкости глушения.

Месторождение К-2. Ликвидация аварии с обрывом ГНО. Скважина К-2-Х пробурена на объект Dкын+паш, введена в эксплуатацию в 1996 году, получен приток безводной нефти с дебитом 10,7 т/сут. Перфорация выполнена в интервалах 2 074,0–2 081,8 м. Среднее время ВНР — более 18 суток. Эксплуатируется при помощи ШГН. Глушение перед ремонтом проведено обратной промывкой раствором на ПВ «К» с ПАВ. Скважина успешно заглушена. При проведении ремонта дополнительно использовано 25 м^3 жидкости глушения.

Сравнение результатов представлено на рисунке 3.

Результаты подтверждают, что применение растворов хлорида калия и ПАВ в составе жидкости глушения позволяет не только снизить риски кольматации ПЗП и снижения продуктивности скважин при проведении ТКРС, но и сократить время выхода скважины на режим работы до проведения ремонта.

Итоги

- По результатам физического моделирования воздействия жидкостей глушения на проницаемость образцов керна выявлено, что для некоторых объектов ТТНК и ТТД восстановление проницаемости составило менее 90 %. Для наименее глинистых образцов прослеживается зависимость коэффициента восстановления проницаемости от массы осадка, образуемой при смешении пластовой воды и жидкости глушения в соотношении, соответствующем фильтрационному эксперименту. Общее снижение проницаемости связывается с набуханием глинистых минералов и образованием солей.
- Для объектов, на которых базовые жидкости глушения приводят к наибольшему снижению проницаемости, рассмотрены различные варианты применения жидкостей глушения (на основе раствора хлорида калия и пластовой воды, модифицированной ПАВ), проведены дополнительные фильтрационные эксперименты. В результате выявлено, что альтернативные жидкости глушения позволяют увеличить коэффициент восстановления проницаемости на 6,6–36,5 % (абс.) относительно вариантов с использованием пластовых вод. При применении данных растворов также отмечается снижение объема закачки пластовой воды, необходимого для стабилизации перепада давления в ходе фильтрационного эксперимента, на 6,0–70,0 %, что свидетельствует о возможности снизить время ВНР после производства ремонтов. Сделаны выводы, что указанные жидкости позволяют частично снять скин-эффект, возникающий из-за несовместимости жидкостей глушения с пластовыми водами и породой коллектора.
- Для проверки эффективности действия альтернативных жидкостей глушения проведены опытно-промышленные испытания на трех скважинах, эксплуатирующих продуктивные объекты ТТНК и ТТД. Все скважины были успешно заглушены. На основе анализа процесса ВНР и режима работы скважины после ремонта подтверждено, что применение жидкости глушения на основе раствора хлорида калия и пластовой воды, модифицированной ПАВ, позволяет уменьшить риски кольматации ПЗП и снижения продуктивности скважин при проведении ТКРС, а также сократить время выхода скважины на доремонтный режим работы на 57–61,5 % (4–11 суток).

Выводы

Показано, что вариативный подход к выбору жидкостей глушения, включающий модификацию базовых составов, замену на солевые растворы или пластовые воды, дает возможность более точно адаптировать состав к пластовым условиям, оптимизировать его стоимость путем выбора наиболее доступного источника, а также обеспечить сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов. Таким образом, достигается максимальный учет геолого-физических особенностей объекта и, как следствие, повышение технико-экономической эффективности выполняемых ремонтных работ.

Литература

1. Sameni A., Pourafshary P., Ghanbarzadeh M., Ayatollahi S. Effect of nanoparticles on clay swelling and migration. Egyptian journal of petroleum, 2015, Vol. 24, issue 4, P. 429–437. (In Eng).
2. Wang L. Clay stabilization in sandstone reservoirs and the perspectives for shale reservoirs. Advances in colloid and interface science, 2020, Vol. 276, 59 p. (In Eng).
3. Patel H., Santra A., Thaemlitz C. Functionalized layered nanomaterials: a next-generation shale inhibitor. International petroleum technology conference, Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, January 2020, IPTC-20014-MS, 9 p. (In Eng).
4. Kalfayan L.J., Watkins D.R. A new method for stabilizing fines and controlling dissolution during sandstone acidizing. SPE California Regional Meeting, Ventura, California, April 1990, SPE-20076-MS, 8 p. (In Eng).

5. Crowe C.W. Laboratory study provides guidelines for selecting clay stabilizers. Annual Technical Meeting, Calgary, June 9–12 1990, PETSOC-90-07, 7 p. (In Eng).
6. Кристиан М., Сокол С., Константинеску А. Увеличение продуктивности и приемистости скважин. М.: Недра, 1985. 184 с.
7. Карпов А.А., Вахрушев С.А., Ситдиков М.Р., Здольник С.Е., Кузьмин А.М. Подготовка технологических жидкостей для глушения скважин в условиях месторождений ОАО АНК «Башнефть». Российская техническая конференция SPE. Москва, Россия, октябрь 2014. SPE-171308-MS. 15 с.
8. Валекжанин И.В., Резвова К.К., Ахтямов А.Р., Рагулин В.В., Волошин А.И. Комплексный подход к предупреждению солеотложения в условиях Ванкорского месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2015. № 5. С. 24–28.

ENGLISH

Results

- According to the results of modeling of the killing fluids impact on the permeability of core samples it was revealed that for some Carboniferous and Devonian formations the permeability build-up was less than 90 %. For the least clay samples the dependence of permeability build coefficient on scale mass formed by mixing formation brine and killing fluid in the ratio corresponding to the filtration experiment is traced. The general decrease in permeability is attributed to swelling of clay minerals and scales formation.
- For the objects, on which basic killing fluids lead to the greatest permeability reduction, different variants of killing fluids application (based on potassium chloride solution and formation brine modified by surfactant) were considered, additional core tests were carried out. As a result, it was revealed that alternative killing fluids allow to increase permeability recovery by 6,6–36,5 % (absolute) in relation to variants with formation brine use. At application of these solutions it is also noted that the volume of injection of formation water necessary for stabilization of pressure drop during filtration decreases by 6–70 %, which indicates the possibility to reduce the time of permeability recovery after workover. It is concluded that these fluids allow to partially remove the skin effect arising due to incompatibility of killing fluids with formation water and reservoir rock.
- To verify the effectiveness of alternative killing fluids, pilot tests were conducted on three wells. All wells were successfully killed. Based on the analysis of the well killing process and well operation mode after workover, it was confirmed that the use of killing fluids based on potassium chloride solution and formation brine modified with surfactant allows to reduce the risks of of well productivity decrease during workover, as well as to reduce the time of well recovery to the pre-repair operation mode by 57–61,5 % (4–11 days).

Conclusions

It is shown that a variable approach to the choice of killing fluids, including modification of basic compositions, replacement by salt solutions or compatible formation brines, makes it possible to more accurately adapt the composition to formation conditions and optimize its cost by selecting the most affordable source. Thus, the maximum consideration of geological and physical peculiarities of the object is achieved and, as a consequence, the technical and economic efficiency of the workovers is increased.

References

1. Sameni A., Pourafshary P., Ghanbarzadeh M., Ayatollahi S. Effect of nanoparticles on clay swelling and migration. Egyptian journal of petroleum, 2015, Vol. 24, issue 4, P. 429–437. (In Eng).
2. Wang L. Clay stabilization in sandstone reservoirs and the perspectives for shale reservoirs. Advances in colloid and interface science, 2020, Vol. 276, 59 p. (In Eng).
3. Patel H., Santra A., Thaemlitz C. Functionalized layered nanomaterials: a next-generation shale inhibitor. International petroleum technology conference, Dhahran, Kingdom of Saudi Arabia, January 2020, IPTC-20014-MS, 9 p. (In Eng).
4. Kalfayan L.J., Watkins D.R. A new method for stabilizing fines and controlling dissolution during sandstone acidizing. SPE California Regional Meeting, Ventura, California, April 1990, SPE-20076-MS, 8 p. (In Eng).
5. Crowe C.W. Laboratory study provides guidelines for selecting clay stabilizers. Annual Technical Meeting, Calgary, June 9–12 1990, PETSOC-90-07, 7 p. (In Eng).
6. Kristian M., Sokol S., Konstantinesku A. Increase in productivity and injectivity of wells. Moscow: Nedra, 1985, 184 p. (In Russ).
7. Karpov A.A., Vakhrushev S.A., Sitdikov M.R., Zdolnik S.E., Kuzmin A.M. Well control and management: killing fluids for oil fields of JSOC Bashneft. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, October 2014, SPE-171308-MS, 15 p. (In Russ).
8. Valekzhanin I.V., Rezvova K.K., Akhtyamov A.R., Ragulin V.V., Voloshin A.I. An integrated approach to the prevention of scale in terms of the Vankor field. Exposition Oil Gas, 2015, issue 5, P. 24–28. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Шайдуллин Вадим Александрович, руководитель сектора ремонтно-изоляционных работ, отдел технологий ремонтно-изоляционных работ и обработки призабойной зоны скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия
Для контактов: shaydullinva@bnipi.rosneft.ru

Хатмуллин Арслан Рустемович, старший специалист сектора стимуляции скважин отдела технологий ремонтно-изоляционных работ и обработки призабойной зоны скважин, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Туриянов Айдар Рафитович, ведущий специалист лаборатории фильтрационных исследований, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Мингалишев Фидан Канафеевич, заведующий лабораторией исследования технологических жидкостей, ООО «РН-БашНИПИнефть» (ОГ ПАО «НК «Роснефть»), Уфа, Россия

Shaidullin Vadim Aleksandrovich, head of water shut-off sector, water shut off and well production stimulation department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia
Corresponding author: shaydullinva@bnipi.rosneft.ru

Khatmullin Arslan Rustemovich, senior specialist, well production stimulation sector, water shut off and well production stimulation department, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Turiyanov Aydar Rafitovich, leading specialist, core flooding laboratory, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

Mingalishev Fidan Kanafeevich, head of workover fluids research laboratory, “RN-BashNIPIneft” LLC (“Rosneft” PJSC Group Company), Ufa, Russia

ПРОЕКТИРУЕМ • ИЗГОТАВЛИВАЕМ • ПОСТАВЛЯЕМ

СИЛЬФОННЫЕ КОМПЕНСАТОРЫ

| ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ | ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ | МАГИСТРАЛЕЙ |

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

Современное оборудование. Продукция соответствует мировым стандартам

STEELCONTOUR

КОМПЕНСАТОРЫ

РФ, г. Екатеринбург,
пер. Центральный рынок,
дом 6, офис 35.
info@steelcontour.com
+7 (343) 31-24-246
steelcontour.com

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-44-47 УДК 622.286 I Научная статья

Цифровая модернизация нефтегазодобычи: инструменты и индикаторы развития

Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Черников А.Д.
Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия
cha60@mail.ru

Аннотация
Цифровая модернизация нефтегазодобычи позволяет повысить интеллектуальные возможности не только на основе тех данных, которые находятся в системе управления, но и на основе всей доступной информации, т.е. как исторически накопленной и прогнозной, так и контекстной, которая изначально не содержится в системе и формируется на основании анализа из разных источников. Цифровое месторождение нефти и газа становится объектом добычи с элементами искусственного интеллекта на основе интеграции данных, машинных алгоритмов и роботизированных систем управления, обеспечения дистанционного контроля, управления объектами и процессами, разработки различных моделей управления и принятия критерийных решений. Вызовы в нефтегазовой сфере в условиях санкционного давления и декарбонизации носят глобальный характер, ответить на них можно только делая ставку на инновационные нефтегазовые технологии, такие как цифровизация скважин, месторождений, оптикализация сбора и передачи больших геоданных, роботизация рабочих мест, квантовизация, защита геопромысловой информации и средств автоматизации, интеллектуализация принятия решений в условиях больших геоданных и наличия системы поддержки принятия решений.

Материалы и методы
Основой возможности развития цифровой модернизации нефтегазодобычи становятся научно-технические инновации Программ цифровизации ВИНК, которые обеспечиваются за счет поддержки фундаментальных и прикладных научных исследований, стимулирования перспективных технологий опережающего развития. Переход от экспортно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию является первым этапом реализации стратегии инновационного развития экономики России. Актуальным является создание фундаментального и мультисенсорного инструментального базиса цифровых, инновационных, энергоэффективных, ресурсосберегающих, экологически чистых технологий (цифровые скважины и месторождения), обеспечивающих научно-техническую модернизацию нефтегазовой отрасли страны в условиях санкционного давления и снижения углеродного следа.

Ключевые слова
цифровая экономика, программы цифровизации ВИНК, цифровое месторождение, цифровая скважина

Благодарность
Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания № АААА19-119013190038-2.

Для цитирования
Дмитриевский А.Н., Ерумин Н.А., Черников А.Д. Цифровая модернизация нефтегазодобычи: инструменты и индикаторы развития // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 1. С. 44–47. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-44-47

Поступила в редакцию: 12.02.2024

UDC 622.286 I Original Paper

Digital modernization of oil and gas production: tools and development indicators

Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Chernikov A.D.
Institute of oil and gas problems of the RAS, Moscow, Russia
cha60@mail.ru

Abstract
Digital modernization of oil and gas production makes it possible to increase intellectual capabilities not only based on the data that is in the control system, but also on the basis of all available information, i.e. both historically accumulated and predictive, and contextual, which is not initially contained in the system and is formed based on analysis from various sources. A digital oil and gas field is becoming a production object with elements of artificial intelligence based on the integration of data, machine algorithms and robotic control systems, providing remote control, managing objects and processes, developing various control models and making criterion-based decisions. The challenges in the oil and gas sector in the context of sanctions pressure and decarbonization are global in nature; they can only be answered by relying on innovative oil and gas technologies, such as: digitalization of wells and fields, opticalization of the collection and transmission of large geodata, robotization of jobs, quantization, protection of geofield information and automation tools, intellectualization of decision-making in conditions of large geodata and the availability of a decision support system

Materials and methods
The basis for the development of digital modernization of oil and gas production is the scientific and technical innovations of the digitalization programs of vertically integrated oil companies, which are ensured by supporting fundamental and applied scientific research and stimulating promising advanced development technologies. The transition from export-raw materials to resource-innovative development is the first stage in the implementation of the strategy for innovative development of the Russian economy. It is relevant to create a fundamental and multi-sensory instrumental basis for digital, innovative, energy-efficient, resource-saving, environmentally friendly technologies (digital wells and fields), ensuring the scientific and technical modernization of the country's oil and gas industry in the context of sanctions pressure and reducing the carbon footprint.

Keywords
digital economy, digitalization programs of vertically integrated oil companies, digital field, digital well

For citation
Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Chernikov A.D. Digital modernization of oil and gas production: tools and development indicators // Exposition Oil Gas, 2024, issue 1, P. 45–47. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-45-47

Received: 12.02.2024

Особенностью развития нефтегазовой отрасли в России является геологическая концентрация и территориальная удаленность разведанных запасов, что определило «очаговое» освоение регионов добычи, при этом инвестиции в сохранение инфраструктуры значительно снижаются по объемам или откладываются на неопределенное время.

Следствием длительной эксплуатации является старение нефтегазовой структуры, что приводит к снижению добычи на нефтегазовых месторождениях при использовании традиционных технологий. Цифровая модернизация нефтегазодобычи позволяет повысить интеллектуальные возможности не только на основе тех данных, которые находятся в системе управления, но и на основе всей доступной информации, т.е. как исторически накопленной и прогнозной, так и контекстной, которая изначально не содержится в системе и формируется на основании анализа из разных источников [1].

Цифровое месторождение нефти и газа становится объектом добычи с элементами искусственного интеллекта на основе интеграции данных, машинных алгоритмов и роботизированных систем управления, обеспечения дистанционного контроля, управления объектами и процессами, разработки различных моделей управления и принятия критерийных решений. Вызовы в нефтегазовой сфере в условиях санкционного давления и декарбонизации носят глобальный характер, ответить на них можно только делая ставку на инновационные нефтегазовые технологии, такие как цифровизация скважин, месторождений, оптикализация сбора и передачи больших геоданных, роботизация рабочих мест, квантовизация, защита геопромысловой информации и средств автоматизации, интеллектуализация принятия решений в условиях больших геоданных и наличия системы поддержки принятия решений.

Применение цифровизации и методов искусственного интеллекта в газовой отрасли является обязательным инструментом обеспечения экономической эффективности, сохранения компетенций и кадрового

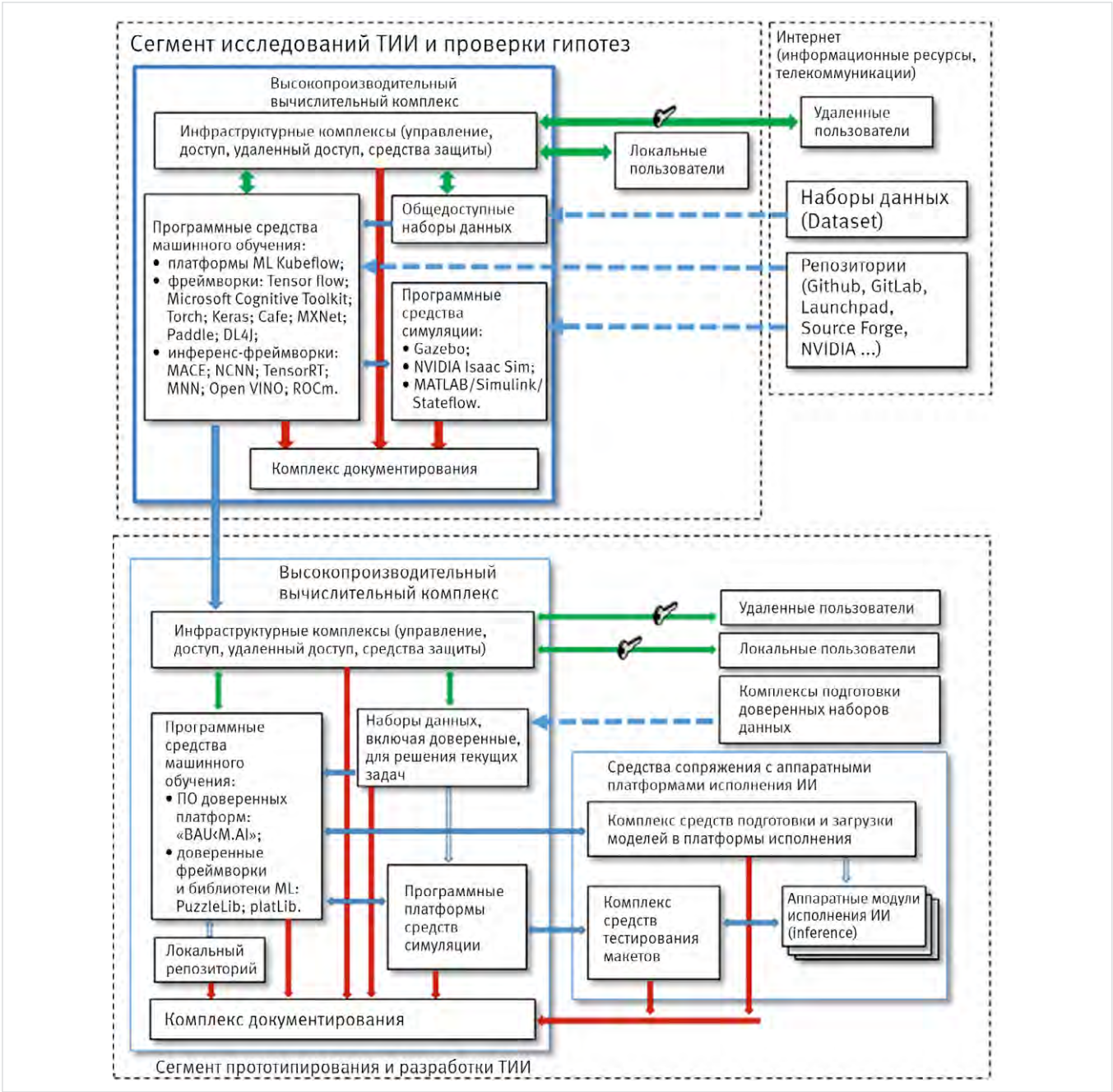


Рис. 1. Сегмент прототипирования и разработки технологий искусственного интеллекта
Fig. 1. Segment of prototyping and development of artificial intelligence technologies

потенциала, а также способствует реализации проектных режимов и продлению ресурса месторождений, находящихся на заключительной стадии эксплуатации. Знание состояния призабойной зоны позволяет без дополнительных затрат увеличить производительность по целому ряду скважин в условиях геолого-технологических ограничений на 30–40 %. Для новых месторождений предусматривается возможность обеспечения работы месторождений в ручном/дистанционном/автоматическом режимах, а в перспективе и широкое применение интеллектуального управления [2].

Основой возможности развития становятся научно-технические инновации, которые обеспечиваются за счет поддержки фундаментальных и прикладных научных исследований, стимулирования перспективных технологий опережающего развития. Переход от экспортно-сырьевого к ресурсно-инновационному развитию является первым этапом реализации стратегии инновационного развития экономики России.

Нефтегазовый комплекс имеет все необходимое для реализации цифровой модернизации и инновационных преобразований. Он по-прежнему обладает крупнейшей в мире минерально-сырьевой базой, развитой инфраструктурой, квалифицированными кадрами, значительным инновационным потенциалом, в том числе потенциалом реализации высоких и цифровых технологий и, что немаловажно, характеризуется масштабным, быстрым и эффективным возвратом вложенных в него финансовых ресурсов. Актуальным является создание фундаментального и мультисенсорного инструментального базиса цифровых, инновационных, энергоэффективных, ресурсосберегающих, экологически чистых технологий (цифровые скважины и месторождения), обеспечивающих научно-техническую модернизацию нефтегазовой отрасли страны в условиях санкционного давления и снижения углеродного следа.

В процессе цифровой трансформации реализуется конкурентоспособная эффективная экономика, построенная на основе современных отечественных научно-технических разработок и компетенций. Объектами изменений при внедрении интеллектуальных технологий являются информация, производственные процессы, вспомогательный персонал и организационные структуры.

Цифровые технологии Индустрии 4.0 (четвертой промышленной революции) в настоящее время нашли поддержку и реализуются в ряде принятых государственных программ — «Цифровая экономика Российской Федерации», «Национальная технологическая инициатива» (НТИ) и др., однако единой и согласованной нормативно-правовой базы по внедрению отечественных инноваций в области технологий, продуктов и услуг до настоящего времени не существует.

В открытой печати уже можно встретить ссылки на применение технологий Индустрии 5.0, итогом развития которых являются самообучающиеся системы, принимающие решения на базе экспертной оценки и искусственного интеллекта. Такое развитие основано на фундаментальных научных разработках в области робототехники и стратегии развития и применения нейронных сетей, достижений экспериментальных исследований в области компьютерного и человеческого зрения. Построение новой бизнес-модели предполагает создание долговременной стратегии разработки и реализации Программ развития, автоматизацию различных производственных процессов, формирование базы документов и стандартизацию типовых решений по применению наиболее эффективных технологий.

С учетом технологических преимуществ и получения экономической эффективности первоначально рекомендуется обеспечить цифровизацию нефтегазовых скважин и месторождений с применением волоконно-оптических технологий, что в условиях ограниченного финансирования обеспечит увеличение извлекаемых запасов не менее 10 %, уменьшение времени простоев скважин порядка 50 % от начального уровня и сокращение операционных затрат около 10–25 % [3].

Развитие технологий и компетенций в целом приведет к исключению человека из цепочек управления и в дальнейшем к замене искусственным интеллектом, а также обеспечит создание дополнительной прибыли при организации эффективных нефтегазовых процессов, охватывающих полный технологический цикл, включающих подземный технологический комплекс (пласт, скважина), надземную инфраструктуру (подготовка углеводородного сырья к транспорту) и интеграцию процессов на основе комплексных алгоритмов управления и эксплуатации активов на основе фактического состояния и компетенций.

Анализ возможных негативных последствий и новых проблем, которые возникнут при широком внедрении технологий цифровой экономики, еще не проведен. Создание цифровой нефтегазовой отрасли в России позволит решить не только важнейшие проблемы отрасли, но и создаст задел для будущего эффективного развития прикладных производств и технологий (рис. 1).

Ключевые направления в развитии нефтегазовой экономики России диктуют глобальные вызовы и выявленные при исследовании тенденции:

- изменение системы газовых поставок за счет развития производства и транспортировки сжиженного природного газа, применения сжатого газа в транспорте;
- зависимость показателей добычи от внедрения зарубежных и современных технологий и уровня внедрения интеллектуальных программно-технических средств в производство;
- декарбонизацию энергетического сектора и ужесточение экологических требований, выполнение условий Парижского соглашения по климату в долгосрочной перспективе;
- прогнозирование устойчивости российской нефтегазовой экономики, выявление рисков, способных оказать негативное влияние на деятельность предприятий;
- сокращение численности рабочей силы, потери технических и квалификационных навыков в условиях недостатка квалифицированных кадров с цифровыми компетенциями;
- качество и доступность объемов геологических данных, отсутствие современных нормативов и стандартов в области цифровизации нефтегазовой отрасли и полной линейки цифровых нефтегазовых технологий в области искусственного интеллекта.

Политика цифрового управления обеспечивает ряд значительных преимуществ:

- непрерывный расчет рисков и выбор алгоритмов управления по критериям;
- анализ технологической и экологической безопасности, снижение вероятности отклонений от оптимальных режимов разработки и добычи на месторождениях;
- передачу компетенций на уровень роботизированных систем, что снижает влияние человеческого фактора и предусматривает ситуационное управление на основе моделей;
- автоматизированную подстройку режимов согласно геолого-технологической модели;
- автоматизированный расчет баланса по скважинам и управление режимами, учет ресурсов, планирование работ, автоматическое оформление отчетных форм;
- оптимизацию нагрузки, планирование объемов выполнения работ по скважинам;
- адаптацию системы управления режимами в реальном масштабе, соответствие управления работой месторождения проектным показателям, моделям и режимам [4].

Для определения уровня цифровой и технологической модернизации целесообразно использовать ряд целевых показателей (индикаторов), контролируемых администрацией нефтегазовых предприятий. К ним относится рост капитализации компаний и запасов, прирост добычи, снижение удельных эксплуатационных затрат, количество центров интегрированных операций, роботизированных комплексов, оснащенных системами мониторинга и управляемых в реальном времени скважин и месторождений, технологических полигонов развития для создания новых технологий, мобильных рабочих.

В последнее время нефтегазовые компании проводят политику создания собственных институтов развития и расширения компетенций, что представляется не всегда эффективным. Организация работ без привлечения центров компетенций в виде специализированных институтов увеличивает сроки их выполнения и не обеспечивает достижения планируемых результатов в сжатые сроки, а также имеет повышенные риски, так как только своевременные разработки и их оригинальность определяют конкурентность и возможность лидирования на рынке добычи и поставки продукции.

Глобальной задачей, требующей в настоящее время решений в области внедрения автоматизированных (роботизированных) систем в нефтегазовой промышленности, является необходимость создания междисциплинарной проектно-исследовательской среды, обеспечивающей интеграцию и взаимодействие фундаментальной и прикладной наук, студентов и преподавателей, эксплуатационного персонала отрасли для решения конкретных задач по применению интеллектуальных (цифровых) технологий добычи, транспорта, хранения и переработки в отрасли в сжатые сроки [5].

Итоги

Разработка программно-аппаратных комплексов, методик, нормативной основы для применения информационно-аналитических цифровых и роботизированных систем обеспечит для месторождений на заключительной стадии эксплуатации:

- вовлечение в разработку остаточных запасов углеводородов;
- модернизацию инфраструктуры городов и поселков;

- эффективное продление срока службы инфраструктуры;
- развитие старых регионов добычи углеводородов;
- переобучение кадров на новые цифровые специальности;
- быстрый возврат сравнительно небольших затрат на цифровую и технологическую модернизацию и переоснащение производств.

Выводы

Новизна предложенного подхода заключается в формировании на государственном уровне показателей применения инновационных технологий в виде отчетности и планируемых индикаторов развития для применения в качестве базовых на нефтегазодобывающих предприятиях для снижения налоговых платежей. Для реализации необходимо обеспечить изменение нормативно-правового регулирования инвестирования и создать предпосылки для перехода к ресурсно-инновационному развитию, доведение положительного опыта до предприятий и масштабирование работ в отрасли.

Литература

1. СТО Газпром 2-2.1-1043–2016. Автоматизированный газовый промысел. Технические требования к технологическому оборудованию и объемам автоматизации при проектировании и обустройстве на принципах малолюдных технологий. М.: Газпром Экспо, 2016. 208 с.
2. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Столяров В.Е., Черников А.Д. Цифровизация нефтегазового производства: проблемы, вызовы и риски // SOCAR Proceedings Special Issue. 2023. №. 2. 8 с.
3. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Столяров В.Е., Черников А.Д. Развитие цифровой газовой экосистемы на основе комплексной научно-технической программы полного инновационного цикла // Известия Тульского государственного университета. Науки о Земле. 2023. № 1. С. 173–189.
4. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Черников А.Д., Бороздин С.О. Интеллектуальные системы предупреждения осложнений для безопасного строительства скважин // Безопасность труда в промышленности. 2022. № 6. С. 7–13.
5. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Столяров В.Е. Регулирование и стандартизация для применения цифровых технологий в нефтегазовом комплексе // Автоматизация и информатизация ТЭК. 2022. № 2. С. 6–16.
6. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Сафарова Е.А., Столяров В.Е. Внедрение комплексных научно-технических программ на поздних стадиях эксплуатации нефтегазовых месторождениях // SOCAR Proceedings Special Issue. 2023. №. 2. 8 с.

ENGLISH

Results

The development of software and hardware systems, methods, and a regulatory framework for the use of information and analytical digital and robotic systems will provide for fields at the final stage of operation:

- involvement in the development of residual hydrocarbon reserves;
- modernization of the infrastructure of cities and towns;
- effective extension of the service life of infrastructure;
- development of old hydrocarbon production regions;
- retraining of personnel for new digital specialties;
- quick return of relatively small costs for digital and technological modernization and re-equipment of production facilities.

Conclusions

The novelty of the proposed approach lies in the formation at the state level of indicators of the use of innovative technologies in the form of reporting and planned development indicators for use as base ones at oil and gas producing enterprises to reduce tax payments. To implement it, it is necessary to ensure a change in the legal regulation of investment and create the prerequisites for the transition to resource-innovative development, bringing positive experience to enterprises and scaling up work in the industry.

References

1. Gazprom Company Standard 2-2.1-1043–2016. Automated gas production. Technical requirements for technological equipment and automation volumes during design and arrangement based on the principles of low-crowd technologies. Moscow: Gazprom Expo, 2016, 208 p. (In Russ).
2. Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E., Chernikov A.D. Digitalising oil and gas production: issues, challenges and threats. SOCAR Proceedings Special Issue, 2023, №. 2, 8 p. (In Russ).
3. Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E., Chernikov A.D. Development of a digital gas ecosystem on the basis of a comprehensive scientific and technical program of a full innovative cycle. Izvestiya Tula State University. Sciences of Earth, 2023, issue 1, P. 173–189. (In Russ).
4. Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Chernikov A.D., Borozdin S.O. Intelligent complication prevention systems for safe well construction. Occupational safety in industry, 2022, issue 6, P. 7–13. (In Russ).
5. Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Stolyarov V.E. Regulation and standardization for digital technologies application in the oil and gas complex. Automation and informatization of the fuel and energy complex, 2022, issue 2, P. 6–16. (In Russ).
6. Dmitrievsky A.N., Eremin N.A., Safarova E.A., Stolyarov V.E. Implementation of complex scientific and technical programs at the late stages of operation of oil and gas fields. SOCAR Proceedings Special Issue, 2023, issue 2, 8 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Дмитриевский Анатолий Николаевич, д.г.-м.н., академик РАН, профессор, главный научный сотрудник, научный руководитель, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Еремин Николай Александрович, д.т.н., профессор, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Черников Александр Дмитриевич, к.т.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
Для контактов: cha60@mail.ru

Dmitrievsky Anatoly Nikolaevich, doctor of geologo-mineralogical sciences, academician of the Russian Academy of Sciences, professor, chief researcher, scientific director, Institute of oil and gas problems of the RAS, Moscow, Russia

Eremin Nikolay Aleksandrovich, doctor of technical sciences, professor, chief researcher, Institute of oil and gas problems of the RAS, Moscow, Russia

Chernikov Alexander Dmitrievich, ph.d. of engineering sciences, leading researcher, Institute of oil and gas problems of the RAS, Moscow, Russia
Corresponding author: cha60@mail.ru

DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-48-52 УДК 622.276:532:519.876 I Научная статья

Методика обоснования оптимальной конструкции эксплуатационных скважин туронских отложений с использованием интегрированного геолого-технологического моделирования

Бабак А.И., Свентский С.Ю.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия
a_babak@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация
В статье рассматривается задача оптимизации параметров фонда добывающих скважин с использованием интегрированного геолого-технологического моделирования. Предложена методика, позволяющая обосновать наиболее эффективные параметры фонда эксплуатационных скважин на туронские залежи с учетом фильтрационно-емкостных свойств участков залежи.

Материалы и методы
Использование фильтрационного моделирования для решения оптимизационных задач.

Ключевые слова
интегрированное моделирование, газовая залежь, трудноизвлекаемые запасы, добывные возможности

Для цитирования
Бабак А.И., Свентский С.Ю. Методика обоснования оптимальной конструкции эксплуатационных скважин туронских отложений с использованием интегрированного геолого-технологического моделирования // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 1. С. 48–52. DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-48-52

Поступила в редакцию: 20.02.2024

UDC 622.276:532:519.876 I Original Paper

Methodological basis for Turonian deposits production wells optimal design, using integrated geological and technological modeling

Babak A.I., Sventsky S.Yu.
“Gazprom VNIIGAZ” LLC, Tyumen, Russia
a_babak@vniigaz.gazprom.ru

Abstract
The article examines the problem of production wells stock parameters optimization, using integrated geological and technological modeling. The methodology proposed allows to identify the most effective parameters of the Turonian deposits production well stock, taking into account the filtration-capacity properties of the deposit areas.

Materials and methods
Using filtration modeling to solve optimization problems.

Keywords
integrated modeling, gas deposit, hard-to-recover reserves, well productivity

For citation
Babak A.I., Sventsky S.Yu. Methodological basis for Turonian deposits production wells optimal design, using integrated geological and technological modeling. Exposition Oil Gas, 2024, issue 1, P. 48–52. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2024-1-48-52

Received: 20.02.2024

Запасы газа туронских отложений на севере Западной Сибири значительны, имеют региональное распространение и могут рассматриваться как резерв для увеличения газодобычи в ближайшей перспективе. При этом туронский газоносный пласт характеризуется значительно пониженными фильтрационно-емкостными свойствами и сложным геологическим строением, что позволяет отнести его запасы к категории трудноизвлекаемых (ТРИЗ).

Имеющийся отечественный и зарубежный опыт показывает, что для достижения эффективности при разработке ТРИЗ необходимы не только создание и применение новых технологий, но и совершенствование методологических подходов. Таким образом, значительно повышаются требования к детальности проработки технико-технологических решений и моделирования процессов газодобычи [1, 2].

С учетом значительной неоднородности свойств туронской залежи как по площади, так и по разрезу одними из наиболее важных вопросов при проектировании разработки таких отложений являются вопросы детального обоснования расположения

и оптимальной конструкции (заканчивания) эксплуатационных газовых скважин.

Вопрос определения оптимальных зон взаимного расположения кустов, характеристикой которых является радиус дренирования скважины и охват залежи по площади, в настоящее время проработан. При этом можно рекомендовать в первую очередь алгоритмы, использующие в качестве основы построение карт параметра КН, комплексирующего параметры проницаемости и эффективной толщины залежи (1), с учетом которых выполняется расстановка проектных кустов скважин на площади залежи [3]. Кроме того, целесообразно учитывать схемы расположения существующей на месторождении инфраструктуры при ее наличии.

$$KH = dz \times NTG \times k\,, \qquad (1)$$

где dz — высота ячеек модели, м; NTG — параметр песчанистости, д.ед.; k — проницаемость, мДа.

В то же время методология в области выбора и обоснования наиболее эффективной конструкции скважины в настоящее время практически отсутствует. Ввиду недостаточности данных общепринятым подходом при проектировании разработки ТРИЗ является применение однотипных скважин на всей площади залежи, по аналогии с высокопродуктивными отложениями, такими как, например, сеноманские. Такой подход позволяет получить принципиальную технико-экономическую оценку вовлечения рассматриваемых объектов в разработку, но не является наиболее целесообразным с точки зрения эффективности.

Для решения вышеуказанной задачи и практического применения результатов был разработан и апробирован алгоритм, позволяющий обосновать наиболее эффективные параметры фонда эксплуатационных скважин на туронские залежи с учетом фильтрационно-емкостных свойств участков залежи. Принципиальная схема алгоритма приведена на рисунке 1.

Алгоритм предусматривает нижеследующие основные этапы:

1. На первом этапе необходимо определить и обосновать граничные значения режима эксплуатации скважин, включая следующие параметры, но не ограничиваясь ими при необходимости: минимальная скорость на забое скважины, максимальная скорость на устье скважины, максимальная депрессия, максимальный водогазовый фактор.
2. На втором этапе необходимо принципиально определить планируемые к рассмотрению конструкции. В качестве первоочередных вариантов могут быть приняты варианты с горизонтальным заканчиванием, восходящим заканчиванием, вертикальные скважины, многозабойные скважины и варианты с применением методов интенсификации притока, кроме того, выбираются и варианты диаметра насосно-компрессорных труб.
3. Необходимым условием для получения достоверных результатов при выполнении третьего и последующих этапов является применение фильтрационного моделирования на базе гидродинамических симуляторов.

В рамках третьего этапа выполняется обоснование выбора оптимального диаметра насосно-компрессорных труб (НКТ). Все выбранные в рамках второго этапа варианты

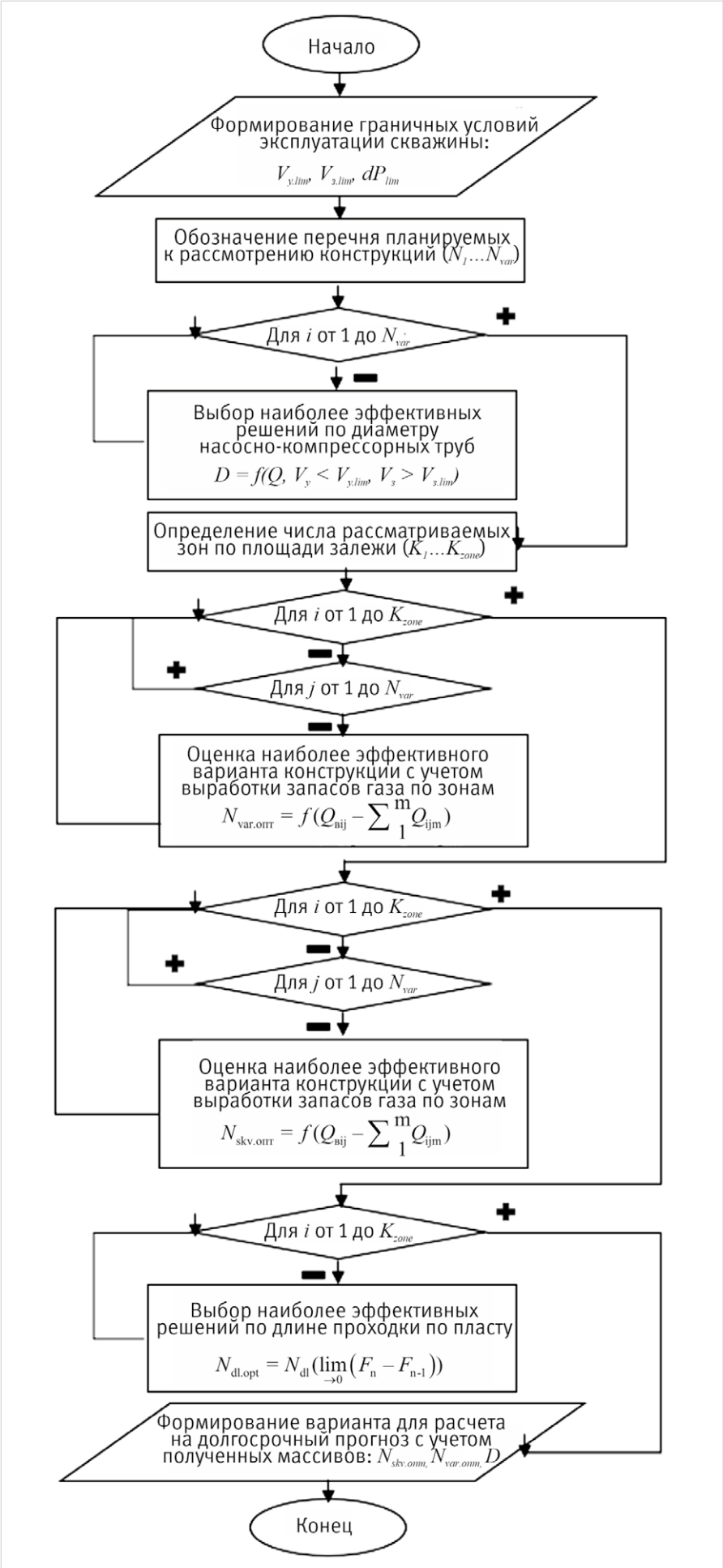


Рис. 1. Принципиальная схема алгоритма
Fig. 1. General layout of the algorithm

просчитываются на геолого-технологической модели. На основании полученных результатов строятся кросс-плоты стартового дебита скважин и скорости газа на забое и устье при различных диаметрах (рис. 2).

С учетом граничных скоростей (минимальная скорость на забое скважины, максимальная скорость на устье), обоснованных на первом этапе, определяются интервалы дебитов туронских скважин, в которых оптимальны колонны того или иного диаметра.

4. На данном этапе в фильтрационной модели залежи с привязкой к проектным кустам скважин выделяются отдельные зоны для последующего отслеживания происходящих в них изменений динамических параметров. Затем проводится расчет прогнозных технологических показателей скважин на долгосрочный прогноз в отдельности по каждому из выбранных вариантов конструкции, после чего в каждой из зон по формуле (2) рассчитывается выработка запасов газа (разница между начальными запасами и запасами на выбранный момент времени) за первые 15 лет разработки.

$$Qв = Qн - Qт,$$

$$Qн = \frac{Vпор \times Sгаз \times (Pн \times a - Pкон) \times b}{Pат}, \quad (2)$$

$$Qт = \frac{Vпор \times Sгаз.т \times (Pт \times a - Pкон) \times b}{Pат},$$

где $Qв$ — выработка запасов газа; $Qн$ — начальные запасы газа, млн м^3; $Qт$ — текущие запасы газа, млн м^3; $Vпор$ — поровый объем, млн м^3; $Sгаз$ — начальное значение газонасыщенности, д.ед.; $Sгаз.т$ — текущее значение газонасыщенности, д.ед.; $Pт$, $Pн$, $Pкон$ — текущее, начальное и конечное давления, МПа; $Pат$ — атмосферное давление, МПа; a — поправка на свойства газа; b — температурная поправка.

Полученная величина сопоставляется с суммарной величиной отбора газа на скважинах соответствующего зоне куста. Такой подход позволяет оценить величину перетока (3) между зонами, обеспечить достоверную оценку отборов из смежных регионов, а также выделить районы с недостаточной или избыточной продуктивностью. По итогам анализа на основе полученных входных и накопленных показателей по скважинам каждой конструкции определяются наиболее эффективные технологии для каждой зоны в отдельности.

$$dV = Q_{вп} - \sum_{1}^{m} Q_{nm}, \quad (3)$$

где $Q_{вп}$ — выработка запасов газа по области куста n, млрд м^3; Q_{nm} — накопленный отбор за период скважины m куста n, млрд м^3.

По итогам анализа примера, представленного на рисунке 3, можно сделать вывод, что в данном случае наиболее эффективные технологии для каждой зоны в зависимости от ФЕС различны:

- субгоризонтальные скважины с МГРП актуальны для применения в зонах с наиболее низкими ФЕС, где данное решение позволяет обеспечить приемлемые дебиты;

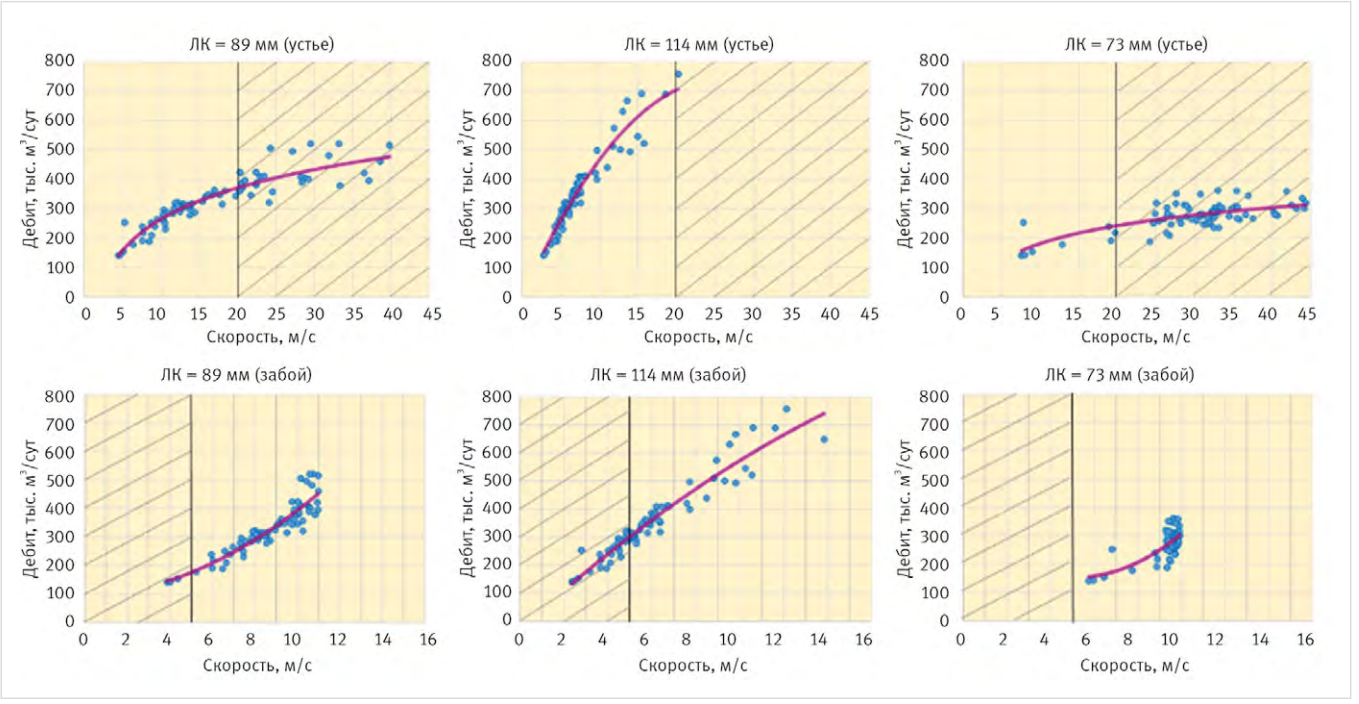


Рис. 2. Пример кросс-плотов при различных диаметрах НКТ
Fig. 2. Example of crossplots at different tubing diameters

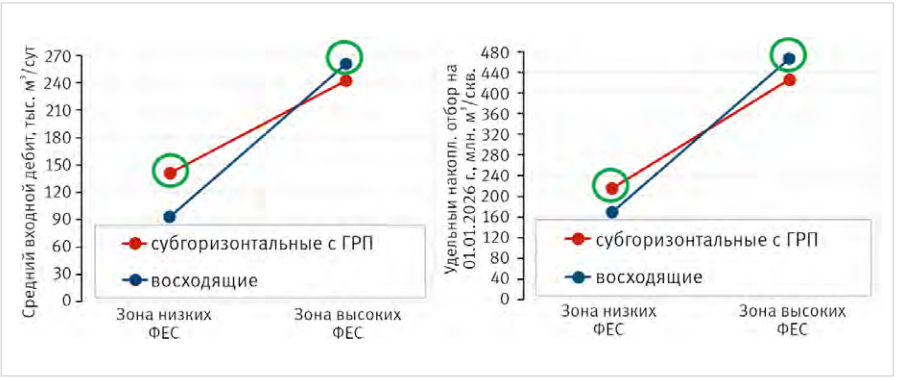


Рис. 3. Пример выбора конструкции скважин
Fig. 3. Example of well design selection

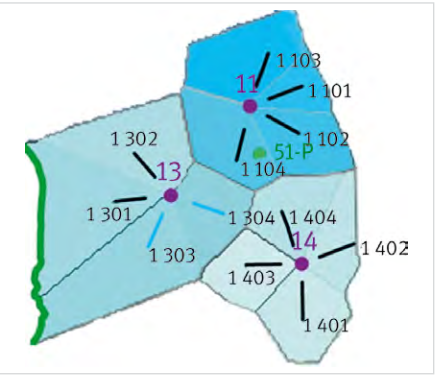


Рис. 4. Выкопировка из карты областей дренирования по скважинам
Fig. 4. Extract from the map of wells drainage areas

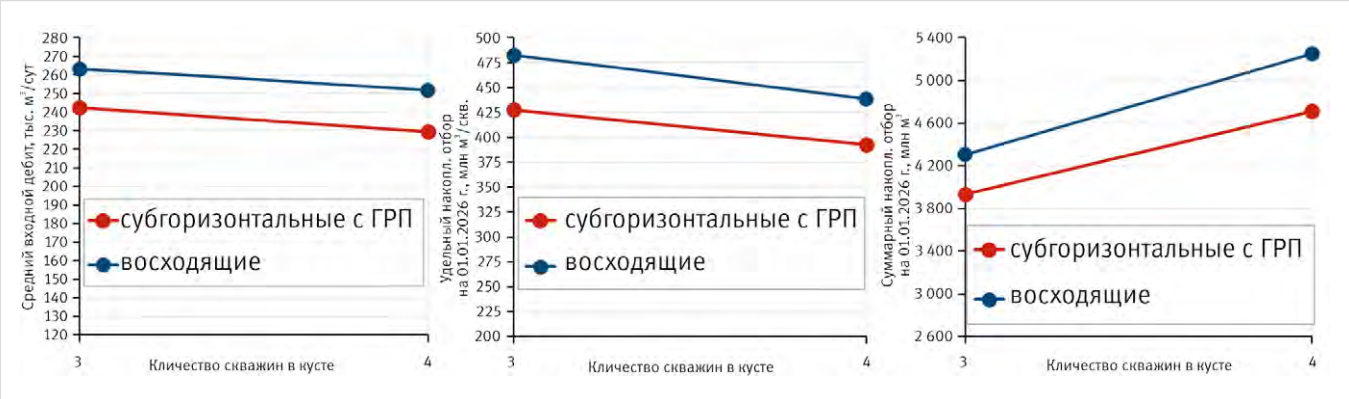


Рис. 5. Пример обоснования эффективного количества скважин в кусте
Fig. 5. Example of effective number of wells in a cluster justification

- восходящие скважины эффективны в зонах относительно высоких ФЕС.

5. Далее, на пятом этапе, с учетом предыдущего шага, аналогично выполняется определение оптимального количества скважин в кусте с учетом степени интерференции скважин (рис. 4, 5). В этом случае оценка зоны дренирования залежи проводится для каждой скважины. Расчет областей дренирования скважин возможно произвести посредством оценки падения пластового давления и выработки запасов на краткосрочном периоде (пятилетний период прогноза) с использованием геолого-гидродинамической модели. При этом для скважин рассматриваемого блока анализ выполняется как при отдельной их эксплуатации, так и с учетом влияния окружающих проектных скважин. На этом же этапе выполняется обоснование количества стадий ГРП, если данный вид мероприятий предусмотрен.

Представленные в примере результаты (рис. 5) подтверждают большую перспективность размещения четырех скважин в кусте в рассматриваемом случае.

6. На шестом этапе выполняется обоснование проходки по пласту для скважин с горизонтальной составляющей ствола. Основная цель данного этапа — определить, какой из рассматриваемых профилей наиболее благоприятен для выноса жидкости и имеет наиболее высокие продуктивные характеристики.

После выполнения кратного числу вариантов профилей количества расчетов на фильтрационной модели производится построение и сопоставление продуктивности (4) в формате индикаторных кривых (рис. 6). Целевой задачей в выполняемом анализе является определение экстремума длины ствола, при достижении которого дальнейшее увеличение проходки по пласту не дает значительного эффекта.

$$F = \frac{q}{Рпл^2 - Рзаб^2}, \qquad (4)$$

где F — продуктивность, тыс. м³/МПа; q — дебит скважины; тыс. м³; $Рпл$, $Рзаб$ — пластовое и забойное давления, МПа.

В рассмотренном на рисунке 6 примере анализ индикаторных диаграмм, построенных по результатам расчетов, показал, что наименее продуктивным является вариант ствола с проходкой по пласту 300 м. Увеличение длины ствола до 500 м дает существенный прирост в продуктивности скважины. Однако дальнейшее увеличение проходки по пласту не дает значительного эффекта в сравнении с 500-метровым вариантом ствола.

Итогом реализации этапов алгоритма является обоснование выбора наиболее эффективных параметров фонда скважин для эксплуатации трудноизвлекаемых запасов туронских газовых залежей и в том числе заканчивания.

Пример схемы реализации алгоритма для туронской залежи представлен на рисунке 7.

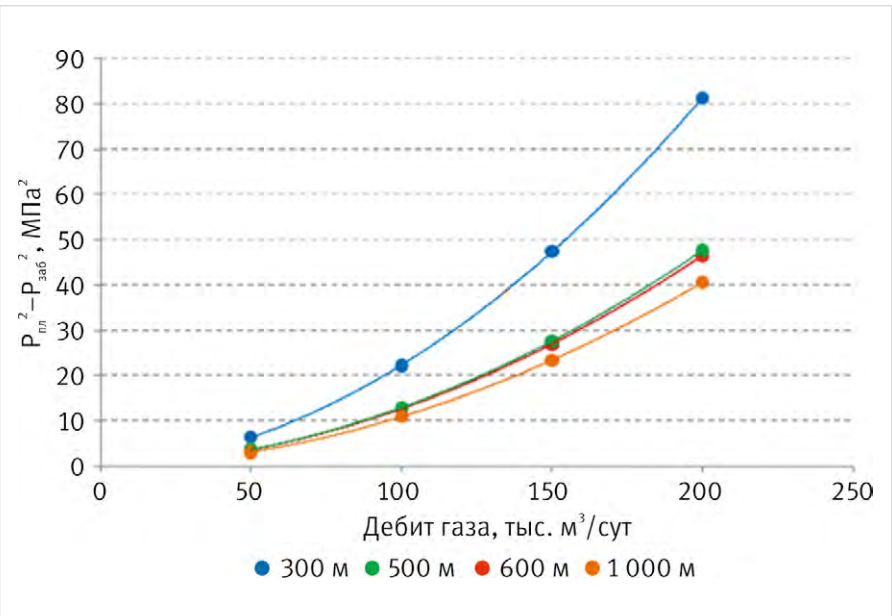


Рис. 6. Пример индикаторных диаграмм по вариантам проходки ствола
Fig. 6. Example of indicator diagrams for borehole sinking options

Итоги

Реализация этапов предложенного алгоритма позволяет обосновать выбор наиболее эффективных параметров фонда скважин для эксплуатации трудноизвлекаемых запасов туронских газовых залежей и в том числе заканчивания.

Выводы

Апробирование вышеописанного алгоритма в рамках проектирования разработки туронских залежей различных месторождений позволило сделать вывод, что разработанные подходы в рамках алгоритма выбора параметров фонда скважин для эксплуатации трудноизвлекаемых запасов туронских газовых залежей позволили с высокой точностью провести прогнозирование эффекта от применяемых конструкций. Кроме того, был подтвержден вывод о том, что дифференциация применяемых технологий позволяет существенно увеличить технико-экономическую эффективность проектов.

С учетом вышесказанного алгоритм можно рекомендовать к применению и при разработке иных объектов с соответствующей адаптацией его основных положений.

Литература

1. Красовский А.В. Результаты обоснования и выбора конструкции скважин для эффективной разработки туронской залежи Южно-Русского месторождения // Научный журнал Российского газового общества. 2022. № 3. С. 60–67.
2. Красовский А.В., Шандрыголов З.Н., Голофаст С.Л. Современные методы моделирования разработки газовых месторождений. Новосибирск: Наука, 2018. 200 с.
3. Ахмедсафин С.К., Кирсанов С.А., Лапердин А.Н., Красовский А.В., Балашов А.Д., Митрушкин Д.А., Томин П.Ю. Поиск оптимального решения при выборе местоположения проектных скважин на площади газовой залежи // Вестник ЦКР Роснедра. 2011. № 2. С. 35–41.

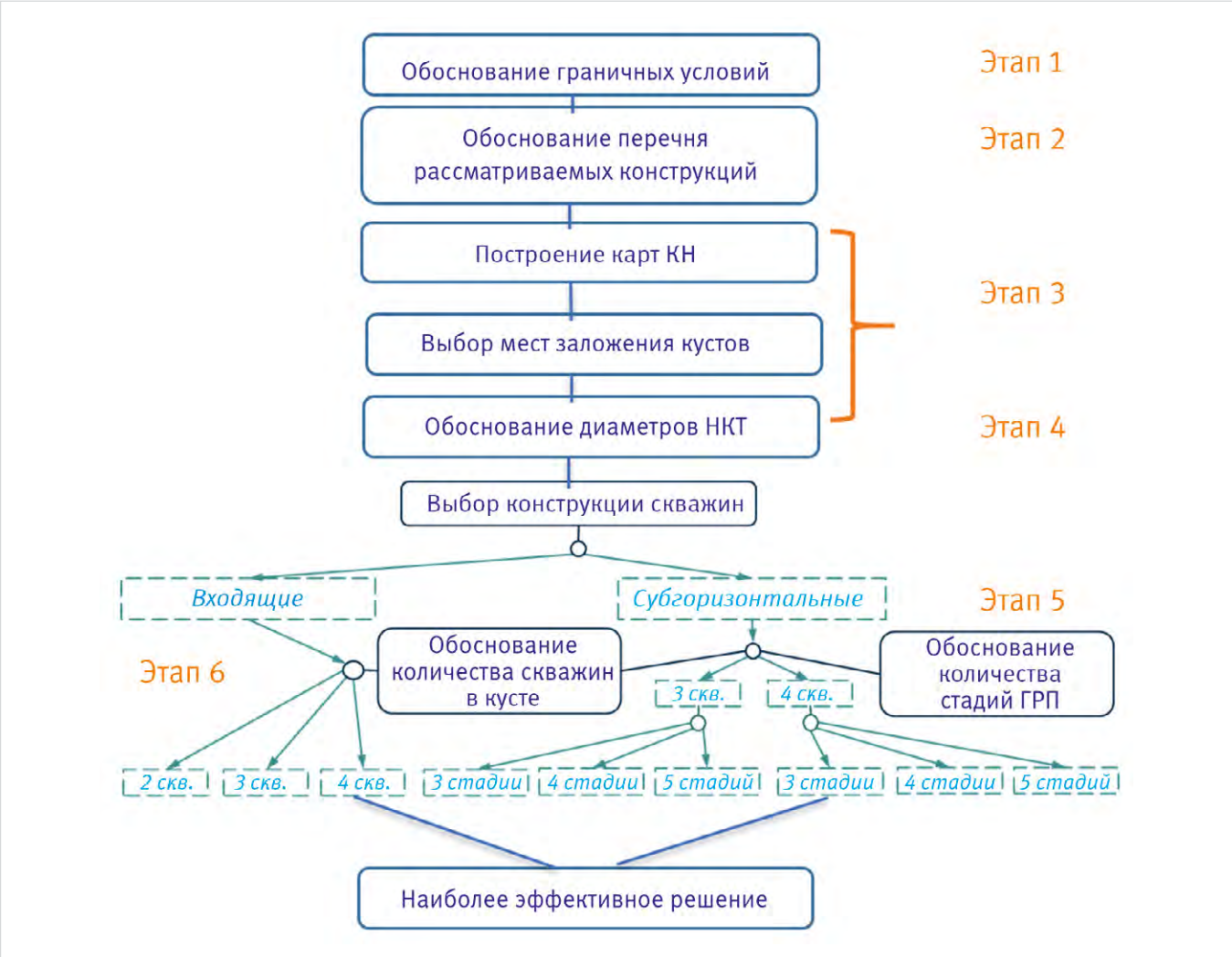


Рис. 7. Пример схемы реализации алгоритма для туронской залежи
Fig. 7. Example of the algorithm realization scheme for the Turonian deposit

ENGLISH

Results
Realization of the stages of the proposed algorithm allows to justify the choice of the most effective parameters of the well stock for exploitation of hard-to-recover reserves of Turonian gas deposits, including completion.

Conclusions
Approbation of the above algorithm within the framework of designing the development of Turonian deposits of various fields allowed us to conclude that the developed approaches for selecting the parameters of the well stock for exploitation of hard-to-recover reserves of Turonian gas deposits allowed us to accurately predict the effect of the applied designs. In addition, the conclusion that differentiation of the applied technologies allows to significantly increase the technical and economic efficiency of the projects was confirmed.
Taking into account the above-mentioned, the algorithm can be recommended for application in the development of other objects with appropriate adaptation of its main provisions.

References

1. Krasovsky A.V. Results of well design justification and selection for efficient development of the turonian deposit of the Yuzhno-Russkoye oil and gas field. Scientific journal of the Russian gas society, 2022, issue 3, P. 60–67. (In Russ).
2. Krasovsky A.V., Shandrygolov Z.N. Golofast S.L., Modern methods of modeling gas field development. Novosibirsk: Nauka, 2018. 200 p. (In Russ).
3. Akhmedsafin S.K., Kirsanov S.A., Laperdin A.N., Krasovsky A.V., Balashov A.D., Mitrushkin D.A., Tomin P.Yu. Search for the best solution for choosing the location of planned wells in the gas deposit area. Bulletin of the CDC Rosnedra, 2011, issue 2, P. 35–41. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ АВТОРАХ I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Бабак Алексей Игоревич, заведующий отделением, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Тюмень, Россия
Для контактов: a_babak@vniigaz.gazprom

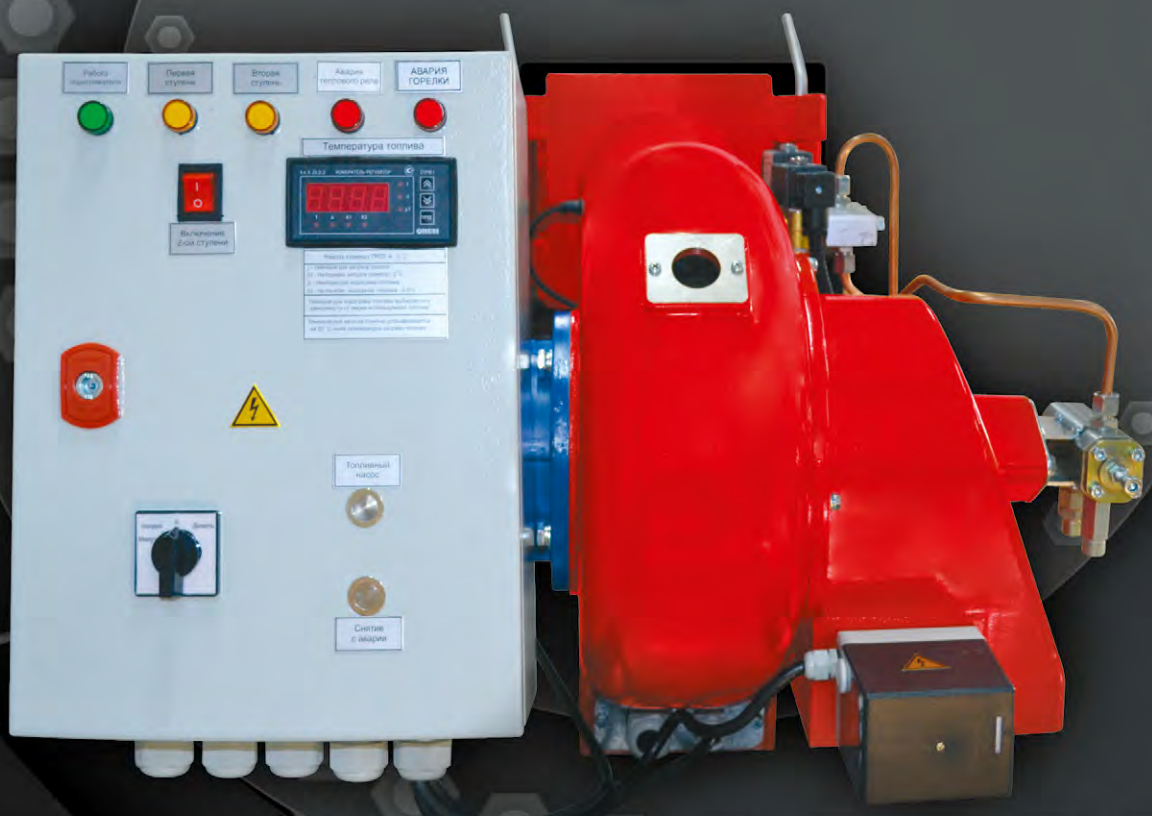
Свентский Сергей Юрьевич, к.т.н., заместитель генерального директора, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Санкт-Петербург, Россия

Babak Aleksey Igorevich, department head, “Gazprom VNIIGAZ” LLC, Tyumen, Russia
Corresponding author: a_babak@vniigaz.gazprom

Sventsky Sergey Yuryevich, ph.d. of engineering sciences, deputy general director, “Gazprom VNIIGAZ” LLC, Saint Petersburg, Russia

СИБСТРОНГ

ГОРЕЛКИ ДЛЯ НАДЁЖНОЙ И ЭКОНОМИЧНОЙ РАБОТЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК



Узнайте больше о наших горелках

630051, Российская Федерация,
г. Новосибирск, ул. Европейская, 2/1
тел.: +7 (383) 304 93 34, 291 14 56
info@sibstrong.com | www.sibstrong.com

Ультразвуковой расходомер-счетчик ИРВИС-Ультра как элемент программ импортозамещения

В статье представлены характеристики и конструктивные особенности ультразвукового расходомера-счетчика ИРВИС-Ультра, использующегося в системах коммерческого и технологического учета расходных характеристик газообразных сред.

Казанское научно-производственное предприятие «Ирвис» известно на рынке расходометрии в первую очередь как разработчик и изготовитель средств измерения расходных характеристик газообразных сред, используемых в различных системах технологического и коммерческого учета. Самым известным и популярным представителем таких измерительных устройств стал ультразвуковой расходомер-счетчик ИРВИС-Ультра

Основная функция расходомеров типа ИРВИС — измерение и вычисление в рабочих условиях объемно-массовых характеристик рабочего тела, а также его температуры и давления для приведения к стандартным условиям. Для модификации ИРВИС-Ультра рабочей средой являются газовые среды, в числе которых могут быть неагрессивные горючие газы, водород, гелий, инертные газы, и т.п.

Ультразвуковой расходомер измеряет время, за которое импульсы ультразвуковых колебаний проходят сквозь поток газа от излучателя к приемнику и обратно, и определяет разность между этими двумя величинами. Скорость и расходные характеристики в этом случае вычисляются по времени отклика. Конструктивно ультразвуковой расходомер-счетчик ИРВИС-Ультра представляет собой измерительную систему, основными элементами которой являются:

- до четырех первичных преобразователей (ПП) в погружном, врезном либо полнопроходном исполнениях. В их числе ПП расхода, температуры, давления и блок преобразователя-усилителя;
- блок интерфейсов и питания (БИП) в корпусном или бескорпусном исполнении, имеющий до четырех каналов подключения ПП. В состав БИП входят блок индикации с кнопками управления, регистратор данных с интерфейсами, сетевой блок питания, адаптер внешнего питания, барьер искрозащиты;
- имитационная катушка-вставка для монтажа прямолинейных участков.

Кроме того, опционально могут быть поставлены комплект прямолинейных участков для подготовки/формирования потока, ИРВИС-извещатель для дистанционного контроля и оповещения, устройство бесперебойного питания, электрошкаф ИРВИС-КИП.

Ультразвуковой расходомер ИРВИС-Ультра обладает уникальными для измерительных устройств своего класса характеристиками. Во-первых, это расширенная линейка типоразмеров ПП с диаметрами от 50 до 400 мм. Здесь отметим, что для расходомеров с малыми диаметрами (50, 80 и 100 мм) специалисты компании НПП «Ирвис» разработали специально спрофилированный канал проточной части. Кроме того, для этих диаметров в целях повышения динамического диапазона расходомера и его чувствительности используется схема с отражением луча.

Во-вторых, линейка охватывает очень широкий измерительный диапазон. Минимальная измеряемая величина объемного расхода газа при рабочих условиях составляет 0,12 м^3/ч, максимальная (для полнопроходного исполнения) — 14 000 м^3/ч, диапазон измерения скорости газа — от 0,057 до 48 м/с. Встроенные в расходомер датчики давления и температуры используются для приведения измеренного объема к стандартным условиям. При этом измеряемый датчиками диапазон абсолютного давления находится в пределах от 0,05 до 16 МПа, температуры — от -40 до + 60 °С.

Третье неоспоримое достоинство ультразвуковых расходомеров ИРВИС-Ультра — это точность измерений. Предел допускаемой относительной погрешности при измерениях в рабочих условиях находится в диапазоне от ±0,5 до ±1,4 %, при приведении результатов измерений к стандартным условиям погрешность незначительно возрастает и составляет от ±0,65 до ±1,80 % от измеряемой величины.

Межповерочный интервал средства измерения 3 года. Следует отметить, что поверка может выполняться как проливным методом, так и имитационным, во втором случае для погружных и врезных расходомеров она производится на месте, без вывоза в лабораторию.

Также отметим следующие преимущества расходомера-счетчика ИРВИС-Ультра:

- устройство может поставляться вместе с прямолинейными измерительными участками;
- высокое качество монтажа гарантировано конструкцией расходомера и присоединяемых частей;
- оборудование нечувствительно к загрязнениям и пневмоударам;
- отсутствует необходимость измерения перепада давления на счетчике;
- класс взрывозащиты ПП (маркировка 1 Ex ib IIC T4 Gb X), БИП (маркировка [Ex ib Gb] IIC);
- возможность электропитания от сети 220 В, 24 В, а также от элементов питания 3,6 В со сроком службы 3 года;
- большой объем информации, хранящейся в энергонезависимой памяти: архив событий — до 24 тыс. записей, посуточный архив — до 1 200 и почасовой — до 2 400 записей.

Для использования в составе автоматизированных систем управления и мониторинга расходомер оборудован интерфейсами «токовая петля» 0...5 мА и 4...20 мА, а также цифровыми интерфейсами передачи данных RS-232 и RS-485 (с возможностью подключения к двум телеметрическим системам).

Модификация расходомера-счетчика газов ИРВИС-Ультра-ПП отличается от стандартного исполнения тем, что здесь все измерения выполняются в цельном корпусе ПП с парами пьезоэлектрических преобразователей (ПЭП) — от одной до четырех. Кроме того, эта модификация предусматривает возможность использования различных схем расположения ПЭП: диагональной или V-образной.

Расходомеры-счетчики под торговой маркой ИРВИС эксплуатируются на многих предприятиях крупнейших газо- и нефтедобывающих, перерабатывающих и распределяющих российских холдингов. Их популярность объясняется прежде всего надежностью, отличными характеристиками, эксплуатационной технологичностью и, конечно, импортонезависимостью. Системный подход, полный цикл НИОКР и нестандартные решения при создании продукции обеспечивают компании устойчивый спрос и высокие позиции в рейтинге поставщиков средств измерения расходных характеристик разнообразных энергоносителей.

Ультразвуковые расходомеры-счетчики газа ИРВИС-Ультра

Высокотехнологичные средства измерения расхода газообразных энергоносителей

ИРВИС

Ваши задачи – вызов нашему профессионализму

30 лет увлеченной творческой работы и профессиональных исследований! Мы показываем клиентам, что независимо от сложности задач решение будет найдено

420095, г. Казань,
ул. Восстания, д. 98Н
Технополис «Химград»
+7 (843) 212-56-29
+7 (843) 212-56-30
1@gorgaz.ru
www.gorgaz.ru

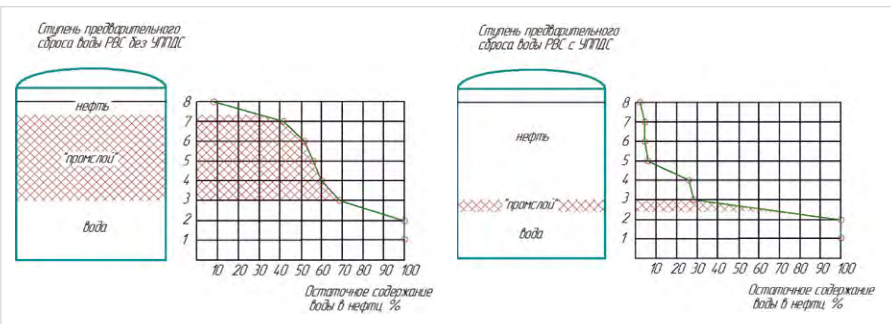
Актуальность разработки технологии УППДС

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

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

Технология обеспечивает значительное увеличение скорости и качество подготовки на ДНС, УПСВ, УКПН, как следствие отсутствия технологической необходимости применения деэмульгаторов с ее минимизацией. В условиях импортозамещения применение данной технологии является особенно актуальным, так как многие компоненты химического состава поставляются из-за рубежа. Данная технология прошла опытно-промышленные испытания на объектах Заказчика [1].

Способ реализует обобщающий принцип разделения эмульсий на составляющие их фазы. Так как для создания нефтяной эмульсии, смеси несмешивающихся жидкостей, необходимо затратить энергию, то для ее (эмульсии) разделения необходимо не затратить энергию, а каким-то образом ее скомпенсировать («вывести»). Причем речь здесь идет о кулоновском заряде на границе раздела фаз, общей электростатической составляющей всей совокупности неоднородности которой является эмульсия (для пояснения приведем хорошо известные оперируемые термины: двойной электрический слой, эмульгированная/сольватированая вода в нефти или нефти в воде, газа в нефти). Применение же различных деэмульгаторов (внесение в водонефтяную эмульсию) — это принцип увеличения энергетической составляющей эмульсии химической композицией (ПАВов) и, как следствие, всегда приводит к образованию промслоев и эмульгированной нефти в сточной воде. Действие ПАВов характеризуется «снижением межфазного поверхностного натяжения» с целью стабилизации эмульсии, что является основным и научно-обоснованным принципом эмульгаторов (этот же принцип «снижение межфазного поверхностного натяжения» заявлен у деэмульгаторов). Причиной повышенного содержания эмульгированной нефти в сточной воде является применение деэмульгаторов [2]. Поэтому официально за рубежом признано, что технологий, обеспечивающих требуемое качество подготовки «подтоварной воды», нет.



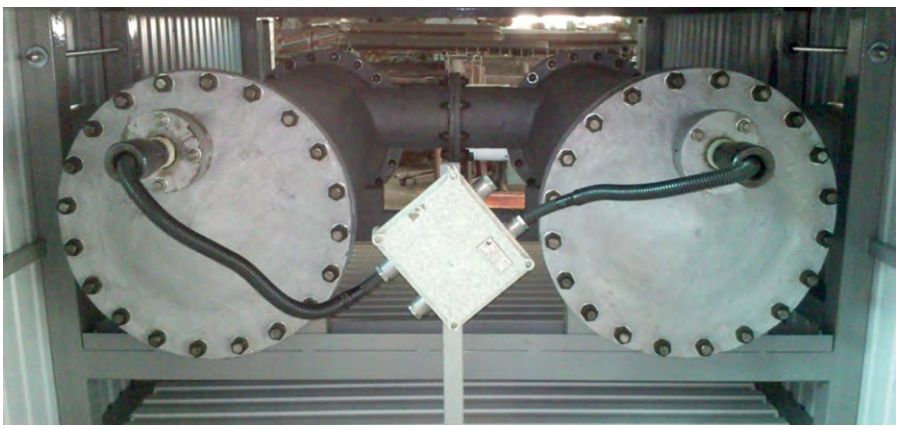
Работа РВС до и при включении установки УППДС
Учитывая тот факт, что «промежуточный слой» имеет достаточно большой объем, его наличие исключает из технологической схемы часть емкостного оборудования, задействованного в нефтеподготовке. Применение УППДС минимизирует возможность его образования и как следствие перспективу вовлечения высвобождаемого объема в технологическую схему нефтеподготовки с увеличением пропускной способности УПН, а также качества товарной нефти

Результатом разработки УППДС явилась высокая адаптированность к уже существующим технологическим схемам по подготовке нефти и воды в нефтедобывающей отрасли с реализацией ее комплексного подхода. Высокая степень разделения водогазонефтяных эмульсий на нефть и воду до нулевых значений процента содержания воды в нефти (практически получены на УПСВ) и воды с нулевым процентом содержания нефтепродукта на уже существующем емкостном нефтеводоподготавливающем оборудовании, что невозможно при применении традиционной технологии, основанной на реагентной базе. Технология проста при осуществлении монтажа на объектах подготовки, не требует строительно-монтажных работ и капитальных затрат, причем технико-экономический эффект от реализации технологии достигается практически сразу же после ее запуска. Позволяет существенно снизить себестоимость подготовки нефти, разгрузить объект водонефтеподготовки (как прямое следствие — увеличение скорости и глубины разделения),

увеличить объемы добычи на уже задействованном в этом процессе оборудовании. Достигнутая разгрузка объекта водонефтеподготовки позволит снизить «подпор» поступающей с месторождения жидкости на нефтеводоподготавливающий объект (Приказ № 356 от 14.06.2016 Минприроды, п. 13.7 «...не допускается, если рабочее давление в системе сбора существенно снижает добывные возможности скважин...») [3].

Технология УППДС предоставляет возможность получить:

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



Блок УППДС

Литература

1. Галиев И.В. Результаты испытаний установки предварительной подготовки дисперсных систем на УПСВ «Константиновская» ТПП «РИТЭК-САМАРА-НАФТА» // Инженерная практика. 2018. № 3.
2. РД 39-0147103-302-88. Руководство по технологии очистки нефтепромысловых сточных вод с использованием химреагентов. Уфа: ВНИИСПТнефть, 1987. 29 с.
3. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 14.06.2016 № 356 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья». Зарегистрирован 26.08.2016 № 43415. 2016. 27 с.

сервисная компания НАВИГАТОР

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

ABSolite — эксперт в обеспечении бесперебойного электроснабжения для производства

Деятельность любой компании, бизнеса или производства зависит от стабильной работы энергосистемы. Отключение электроэнергии может привести к серьезным финансовым убыткам, поэтому защититься от подобных форс-мажоров особенно важно. Российская компания «Абсолютные Решения» специализируется на проектировании и поставках систем бесперебойного и гарантированного электроснабжения для высокотехнологических комплексов под собственным брендом ABSolite. Мы поговорили с директором по развитию компании Сидоровым Андреем Юрьевичем и выяснили, почему ABSolite — это лучший выбор для производства, включая нефтегазовую отрасль.

– Андрей Юрьевич, расскажите немного о вашей компании?

– Под брендом ABSolite мы собрали самое передовое, конкурентоспособное и интересное рынку оборудование — и умножили качество на 25-летний опыт решения сложнейших задач в области энергетической безопасности. Кроме того, мы придерживаемся комплексного профессионального подхода, который включает все необходимое: обследование объекта, расчет нюансов размещения и монтажа, грамотное технико-коммерческое предложение, поставку оборудования, монтаж, пуско-наладочные работы, сервисный контракт (при необходимости — 24/7). Наша структура построена так, чтобы была возможность решить задачи любого заказчика.

– Какие основные функции выполняет система бесперебойного питания (ИБП) в нефтегазовой отрасли?

– Системы бесперебойного питания в нефтегазовой отрасли, как и в других, играют основную роль в обеспечении непрерывного электроснабжения для поддержания стабильного электропитания критически важных узлов производства. ИБП предотвращают простои оборудования, минимизируют риски потери данных и обеспечивают надежность в условиях переменного энергетического спроса.

– Какие основные проблемы могут возникнуть при отсутствии ИБП в нефтегазовой отрасли?

– Отсутствие ИБП в нефтегазовой отрасли может привести к критическим последствиям, включая сбои в работе оборудования, прерывания электроснабжения и возможные повреждения систем. Это не только угрожает безопасности и эффективности производства, но также может привести к серьезным экономическим убыткам.

– Какие серии ИБП ABSolite наиболее эффективны для использования в нефтегазовой отрасли?

– Всеобъемлющая линейка источников бесперебойного питания (ИБП) от ABSolite идеально соответствует требованиям производства, как в плане мощности, так и по высокотехнологичным характеристикам. Особенно выделяются трансформаторные ИБП серий IQ33 и DL, представляющие собой уникальные решения для нефтегазовой отрасли. Кроме того, ИБП ABSolite с функцией автоматического переключения обеспечивают стабильность в работе, мгновенно срабатывая и минимизируя периоды простоя, что важно для непрерывности бизнес-процессов.

– Какие факторы следует учитывать при планировании мощности и емкости ИБП для нефтегазовых предприятий и что вы можете предложить из вашей большой линейки?

– При выборе источников бесперебойного питания (ИБП) для нефтегазовых предприятий важны базовые параметры, такие как реальная и пусковая нагрузка, время автономной работы и совместная работа с ДГУ. Однако существует ключевой нюанс, который может существенно влиять на работу системы и его решением является применение трансформаторных ИБП из серий IQ33 и DL.

Данные серии отличаются специальным промышленным исполнением, включая улучшенную защиту от пыли и влаги, многократное лаковое покрытие внутренних элементов, высокую перегрузочную способность и надежную схему с 6 и 12-пульсовыми тиристорными выпрямителями. Это обеспечивает устойчивость к «грязным токам» то есть резко нелинейной и импульсной нагрузке сети или токам рекуперации.

– Как осуществляется сервисное обслуживание ИБП ABSolite, всегда ли есть в наличии ЗИП и как быстро инженеры компании могут устранить неполадки?

– Мы гарантируем полный жизненный цикл наших источников бесперебойного питания (ИБП) ABSolite, предоставляя высококачественное сервисное обслуживание на территории всей России с уровнем обслуживания SLA. Наши инженеры, а также специалисты наших партнерских организаций быстро реагируют на неполадки, обеспечивая оперативное восстановление систем, сокращая временные потери производства. Наличие оперативного склада позволяет нам обеспечивать ЗИП для всей линейки ИБП. Кроме того, мы успешно реализовываем опыт поддержки оперативного запаса (ЗИП) прямо на объектах заказчика.

АБСОЛЮТНЫЕ РЕШЕНИЯ

125167, г. Москва, Авиационный переулок, д. 5 к22

+7 (499) 151-48-51
info@ab-solution.ru
www.ab-solution.ru

ВАШ ИБП 100%

ABSolite

AB-SOLUTION.RU

Взрывозащищенные и промышленные коммутаторы Релион

Компания «Релион» — крупнейший российский разработчик и производитель взрывозащищенного и промышленного профессионального оборудования систем видеонаблюдения. Компания предлагает надежные и эффективные решения для раннего оповещения и контроля безопасности на взрывозащищенных и сложных в эксплуатации объектах.

Компания «Релион» активно развивает производство промышленных и взрывозащищенных управляемых коммутаторов для IP-камер видеонаблюдения.

Одной из основных задач коммутаторов Релион является обеспечение бесперебойного питания работы видеокамер, термокожухов и иного оборудования по технологии PoE+, позволяющей по одному кабелю передавать видеосигнал и питание до 60 Вт на каждый порт, что делает возможным одновременное использование всего функционала термокожуха или видеокамеры, такие как ИК-подсветка, работа стеклоочистителя и обогрева. Суммарный бюджет мощности POE до 480 Вт — отличительная особенность коммутаторов Релион.

Линейка управляемых коммутаторов Релион включает разновидности Poe 4/6/8 портов, до двух SFP-портов, со встроенным дополнительным источником питания (UPS), Wi-Fi, 3G и медиаконвертором.

Присутствие 1/2 SFP-портов, предназначенных для передачи данных по оптическому кабелю, практически не ограничивает в расстоянии (до 50 км) построение сети видеонаблюдения.

Встроенная система грозозащиты портов и питания обеспечит безопасность работы коммутатора от перепадов напряжения.

Присутствие обогрева позволяет эксплуатировать коммутаторы в суровых климатических условиях от -65 до +55 °С. Функция автоматического предварительного прогрева коммутатора («холодный старт») позволяет запустить коммутатор после длительного простоя при максимально низких температурах.

Коммутаторы с резервным источником питания надежно поддерживают работу сети во время перебоев с электропитанием. Высокие показатели пылевлагонепроницаемости IP 66/68 надежно защищают коммутатор от неблагоприятных погодных условий.

Управление коммутаторами Релион осуществляется собственной терминальной программой «Релион-web-интерфейс», которая работает от обычного браузера и не требует дополнительной установки на компьютер. Понятный интерфейс программы позволяет настроить тип питания, задать режим Poe для каждого порта, сменить IP-адрес и дистанционно управлять как конкретным коммутатором, так и отдельной видеокамерой с рабочего места диспетчера.

Коммутаторы Релион совместимы со всеми топологиями систем видеонаблюдения («звезда», «линия», «кольцо»). Поддержка протоколов STP/RSTP позволяет создавать кольцевые топологии, что существенно увеличивает отказоустойчивость системы, позволяя объединить в защищенную, резервируемую сеть до 7 коммутаторов Релион, избегая информационного шторма.

В ассортименте Релион представлен большой модельный ряд управляемых коммутаторов в ABS-пластике и низкоуглеродистой стали, в EX-версиях — алюминиевом сплаве и нержавеющей стали.

Сертификат СТ-1 подтверждает, что коммутаторы Релион полностью изготавливаются в России.

На текущее время компанией успешно реализовано более 50 наименований коммутаторов, удовлетворяющих потребности практически любой сети видеонаблюдения.

Компания «Релион» имеет многолетний опыт в области разработки и производства взрывозащищенного оборудования для систем видеонаблюдения, что позволяет предлагать решения, отвечающие самым высоким стандартам безопасности. Специалисты компании готовы проконсультировать и подобрать оптимальное оборудование под индивидуальные потребности каждого клиента, а также оказать услуги по установке и настройке оборудования.

Поддерживая инновации и следуя требованиям рынка, компания «Релион» уверенно развивается, предлагая клиентам только лучшие и эффективные решения для обеспечения безопасности и контроля на производственных объектах.

Консультация по подбору оборудования
+7 800 500-10-73
support@spectron-ops.ru
relion-ex.ru

TAT ENERGY EXPO

Специализированная выставка TatEnergyExpo

в рамках Татарстанского международного форума
по энергетике и энергоресурсоэффективности

3-5 апреля | 2024 КАЗАНЬ

По вопросам участия просим обращаться
в адрес организатора АНО «Казань Экспо»
по телефону: +7 (843) 222-03-22, e-mail: energy@kazanexpo.ru

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

КАЛЕНДАРЬ 2024
НЕФТЕГАЗОВЫХ КОНФЕРЕНЦИЙ

OilGas conference

1 - 6 апреля 2024 / Сочи

13-я Международная научно-практическая конференция

Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов.

3 - 8 июня 2024 / Сочи

12-я Международная научно-практическая конференция

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от пласта до магистральной трубы.

23 - 28 сентября 2024 / Сочи

19-я Международная научно-практическая конференция

Современные технологии строительства и капитального ремонта скважин. Перспективные методы увеличения нефтеотдачи пластов.

21 - 26 октября 2024 / Сочи

Международная научно-практическая конференция

Инженерные изыскания. Современные технологии и перспективы развития.

В рамках конференций пройдут рабочие заседания, выступления ведущих экспертов нефтегазовой отрасли, круглые столы, семинары, торжественные фуршеты в честь открытия конференций, спортивные соревнования и экскурсионная программа.

В случае введения ограничительных мер на проведение массовых мероприятий в связи с пандемией коронавируса место и время проведения может быть изменено.

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА

Государственная дума ФС РФ

Союз нефтегазопромышленников России

Российское Газовое Общество

Торгово-промышленная палата РФ

Министерство ТЭК и ЖКХ Краснодарского края

ПАРТНЁР ПРОЕКТА

ВолгоградНИПИнефть

ОРГАНИЗАТОР ПРОЕКТА

НИТПО NITPO

ООО «НПФ «Нитпо»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

Территория Нефтегаз

Camelot Publishing

Газовая промышленность

Геология нефти и газа

Бурение & Нефть

СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЁР

Экспозиция Нефть Газ

ОФИЦИАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЁР

Сектор медиа

Техсовет премиум

Нефтегазовая промышленность

Трубопроводный транспорт (теория и практика)

Сфера

Нефть.Газ.Новации научно-технический журнал

+7 (861) 212 85 85 info@oilgasconference.ru oilgasconference.ru

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

65 ЭКСПОЦЕНТР

Россия

Уфа Республика Башкортостан

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

32-я международная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

21–24 мая 2024 года

www.gntexpo.ru

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

gazneftufa gntexpo2024

ОРГАНИЗАТОРЫ

ПРАВИТЕЛЬСТВО РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН

БВК БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

МИНПРОМТОРГ РОССИИ

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РФ

ТРАДИЦИОННОЕ СОДЕЙСТВИЕ

СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ

АССОЦИАЦИЯ НЕФТЕПЕРЕРАБОТЧИКОВ и НЕФТЕХИМИКОВ

СОЮЗ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

СПГ Национальная Ассоциация Сжиженного природного газа

ЭНЕРГОИННОВАЦИЯ АССОЦИАЦИЯ ИННОВАЦИОННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ В ЭНЕРГЕТИКЕ

Общероссийская Ассоциация Нефтегазосервисных Компаний

АССОЦИАЦИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ИНФОРМАЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА

Neftegaz.RU

ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

ЭКСПОЗИЦИЯ НЕФТЬ ГАЗ

СФЕРА

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ ДЛЯ ПРОФЕССИОНАЛОВ РЕГИОНАЛЬНАЯ ЭНЕРГЕТИКА И ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

ТЕХНИЧЕСКИЙ ПАРТНЕР

Медиа02

РЕКЛАМА ООО «БАШКИРСКАЯ ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ» ИНН 0272012500

2024

25-27 сентября

Казахстан, Алматы

KIOGE

OIL&GAS KAZAKHSTAN

29-я Казахстанская
международная выставка и конференция

«Нефть и Газ»

Iteca

icaevents

Подробная информация:

www.kioge.kz

kioge.kz

kiogekazakhstan

22-я АЛЬМЕТЬЕВСКАЯ ВСТРЕЧА

СО СПЕЦИАЛИСТАМИ ПАО «ТАТНЕФТЬ»

TATNEFT

2024

16–18 ОКТЯБРЯ

г. Альметьевск

Выставочная компания
НОВОЕ ТЫСЯЧЕЛЕТИЕ

NT-EXPO.RU

ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩАЯ АРМАТУРА

ЭРС

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

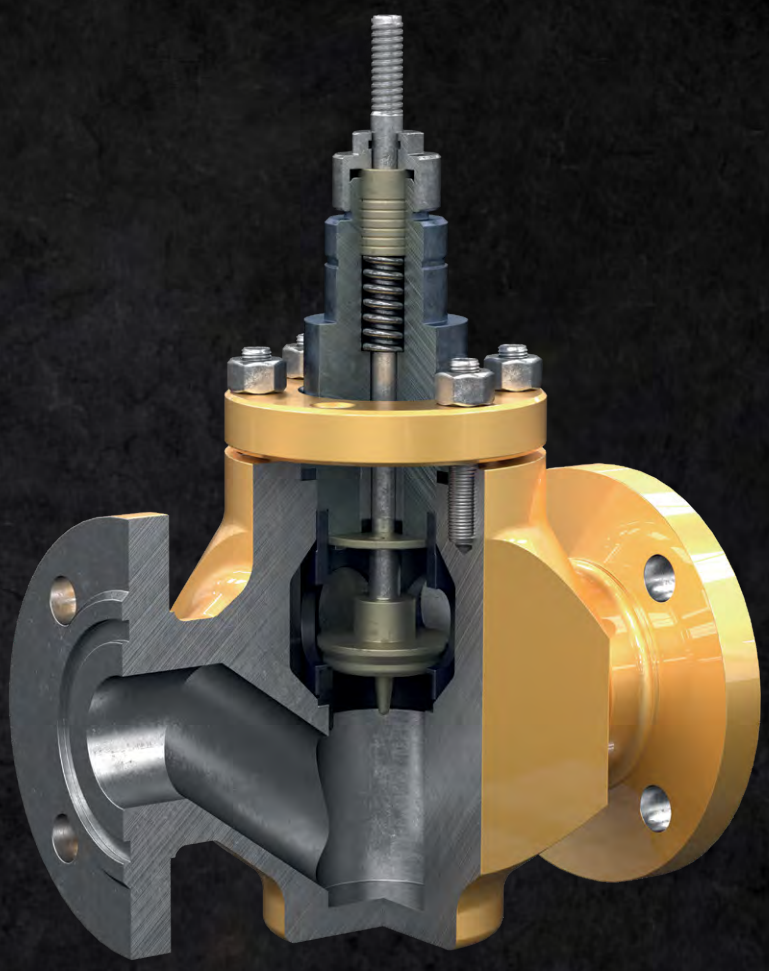
Разгруженная конструкция снижает требования к усилию привода для регулирования/отсекания среды. Поэтому уменьшается нагрузка на шток клапана и плунжер в нижней точке, а ресурс и безотказность клапана увеличиваются – ЭРС 6 2Х.

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).



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

+7 (495) 258 46 54 **ers.ru** **info@ers.ru**

Русь Турбо

КАЧЕСТВЕННЫЙ СЕРВИС ГАЗОВЫХ И ПАРОВЫХ ТУРБИН

комплексный ремонт, восстановление и техническое обслуживание основного и вспомогательного оборудования предприятий нефтяной и газовой промышленности, тепловых электростанций

Лучшее предприятие отрасли 2019

Национальный знак высокое качество

100 лучших предприятий России

Больше информации об услугах ООО «Русь-Турбо»

info@russturbo.ru

www.russturbo.ru

8 (800) 201-90-46