N*8 (101) ДЕКАБРЬ 2023 НЕФТЬ ГАЗ

(102) ДЕКАБРЬ 2023 НЕФТЬ ГАЗ

(103) ДЕКАБРЬ 2023 НЕФТЬ ГАЗ

(104) ДЕКАБРЬ 2023 НЕФТЬ ГАЗ

(105) ДЕКАБРЬ 2023 НЕФТЬ ГАЗ

(105) ДЕКАБРЬ 2023 НЕФТЬ ГАЗ

(106) ДЕКАБРЬ 2023 НЕФТЬ ГАЗ

(107) ДЕКАБРЬ 2023 НЕФТЬ РАЗ

(107) ДЕКАБРЬ 2023 НЕФТЬ РАЗ

(107) ДЕКАБРЬ 2023 НЕФТЬ 2023 Н

Паспорт керна —

важный элемент развития геологической отрасли

Опыт применения

двумерного прогноза скоростной модели среды

Особенности

усть-балыкского горизонта в Пихтово-Юганской зоне

Гидродинамические исследования

сеноманских скважин

Экспресс-оценка

показателей водогазового воздействия

Разгерметизация

эксплуатационных колонн добывающих скважин

Адаптация моделей

газовых сетей для интеллектуального управления

Texнология CCS

от теории к практике

Спецвыпуск

ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР

ТЮМЕНСКИЙ НЕФТЯНОЙ НАУЧНЫЙ ЦЕНТР

основан в 2000г.

ТННЦ – является составной частью величины производственного, интеллектуального и репутационного капитала Компании ПАО «НК «Роснефть».

Эффективно реализовываем свой кадровый и технологический потенциал, увеличиваем экономический эффект проектов Компании на их полном производственном цикле: от геологического моделирования до эксплуатации.

1300+ опубликовано научных работ 80+ докторов и кандидатов наук

000 «ТННЦ» ежегодно проводит 4 отраслевые научно-практические конференции



Геологоразведка на нефть и газ. Тренды. Вызовы. Решения



Наука в проектировании и разработке нефтяных месторождений новые возможности.



Ежегодная конференция по газовым проектам



Технологический форум по петрофизике, геомеханике, лабораторным исследованиям керна и пластовых флюидов.

50+

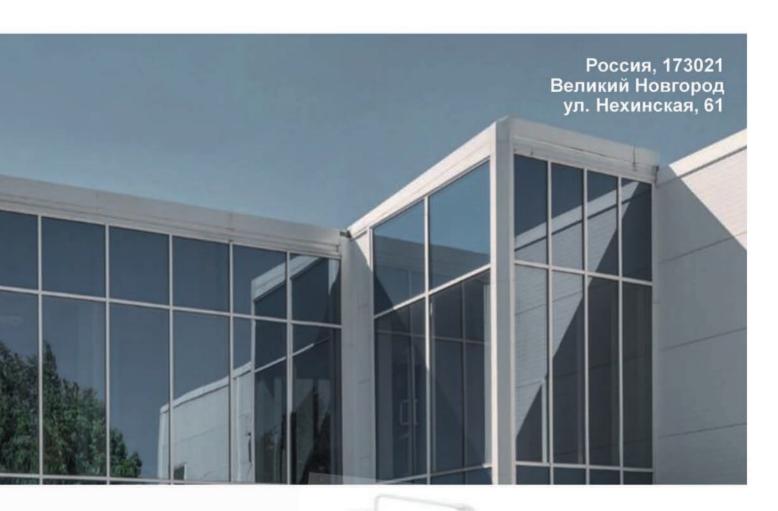
магистрантов проходят обучение в ВУЗах партнерах 100+

патентов и свидетельств на ПЭВМ



В ГАРМОНИИ С ТЕХНОЛОГИЯМИ





НАДЁЖНАЯ ТРУБОПРОВОДНАЯ АРМАТУРА



Цифровой датчик уровня



Клеточный клапан



Односедельный клапан



Блоки предохранительных клапанов с переключающимися устройствами



Сегментный клапан



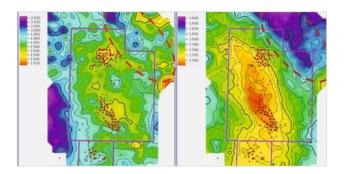
Трёхходовой клапан

СОДЕРЖАНИЕ

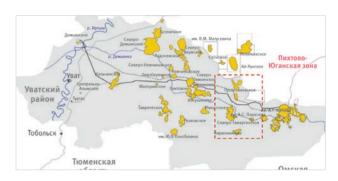
РАЗВЕДКА И ОСВОЕНИЕ

Геология

- 12 Каширских Д.В. Разработка паспорта керна важный элемент стратегии развития геологической отрасли РФ
- **16** Жилин Е.Н. Объектное стохастическое моделирование глубоководных конусов выноса с учетом 3D сейсмических данных
- **20** Нехорошков А.М. Опыт повышения точности структурных построений целевого горизонта с учетом промежуточного отражающего горизонта



26 Горбунов П.А. Детализация геологического строения залежи пласта ПК1 Пырейного месторождения на основе совместного анализа сейсмических данных и данных разработки 34 Елишева О.В. Специфика сейсмогеологической корреляции пластов усть-балыкского горизонта в Пихтово-Юганской зоне — переходных разрезов между сургутским и нижневартовским фациальными районами



- 46 Агалаков С.Е. Региональные построения карт мощности криолитозоны и подошвы интервала стабильности газогидратов Западной Сибири
- 96 Чезганова О.Н. Сравнение эффективности разработки с поддержанием пластового давления и на истощении для низкопроницаемой тюменской свиты
- **62** Кудаманов А.И. Микроскопические особенности строения глинисто-кремнистых отложений верхнего мела Западной Сибири на примере пласта НБ1

ЭКСПОЗИЦИЯ

ВЫПУСК: 8 (101) Декабрь 2023

УЧРЕДИТЕЛЬ И ИЗДАТЕЛЬ:

000 «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, 25A, +7 (843) 231-05-46 № заказа 12-23/10-1

ДАТА ВЫХОДА В СВЕТ: 21.12.2023

ТИРАЖ: 1 000 экз.

ПЕРИОДИЧНОСТЬ: 7 номеров в год

ЦЕНА: свободная

подписной индекс: 29557

СВИДЕТЕЛЬСТВО О РЕГИСТРАЦИИ СМИ:

ПИ № ФС77-33668 от 12 сентября 2008 года Выдано федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор).

ЖУРНАЛ ВКЛЮЧЕН:

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

Новосибирск, Октябрьская магистраль 4, оф. 1207

ПРОГНОЗ ТИПА ФЛЮИДОНАСЫЩЕНИЯ

нефтегазовых коллекторов по прецизионным 3D3CB®-исследованиям

В практику нефтепоисковых работ внедрена новая технология прогноза НГ- коллекторов. Обеспечен новый технологический уровень оценки осадочного чехла, типа флюидонасыщения коллекторов.

Прецизионность прогноза за счет

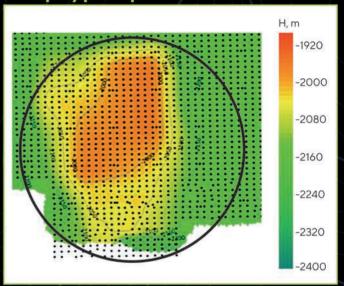
высокой точности электрофизической модели путем приведения в соответствие экспериментальных **Ee (x, y, t)** и теоретических **Es(x, y, t)** откликов среды одновременно для всей апертуры

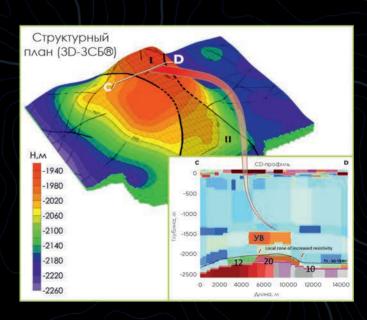
 $F(x,y,t) = \operatorname{argmin} \left(\frac{\|\varepsilon^{s}(x,y,t) - \varepsilon^{e}(x,y,t)\|}{\|\varepsilon^{e}(x,y,t)\|} \right)$

Результат -

Уменьшение «сухих скважин» Снижение пропущенных залежей

Апертура прогноза 3D-3C5®

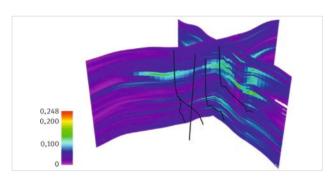




ЭКСПЛУАТАЦИЯ

Добыча

- 70 Аккерман А.Ш. Проблематика гидродинамических исследований сеноманских скважин в условиях наличия проницаемой перемычки
- **75** Соколянская Е.В. Методы моделирования трещиноватости на карбонатных отложениях осинского горизонта



- 82 Зимин П.В. Программная реализация экспресс-оценки технологических показателей водогазового воздействия на основе корреляций и аналитических зависимостей
- 88 Набиуллин А.Ш. Изучение причин возникновения нарушений герметичности эксплуатационных колонн добывающих скважин. Разработка превентивных методов по защите обсадной колонны

Переработка

94 Мезенцева Т.А. Динамическое моделирование процесса низкотемпературной сепарации с целью определения пропускной способности установки

КИПИА

Автоматизация

101 Стрекалов А.В. Автоматическая адаптация моделей систем внутрипромыслового сбора газа для системы интеллектуального управления

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Экология

107 Ященко С.А. Технология ССS: от теории к практике



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 A.A. / 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 C.A. / serg@runeft.ru Корнилов C.H. / 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.



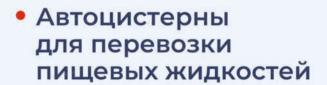
АВТОЦИСТЕРНЫ РАЗЛИЧНОГО НАЗНАЧЕНИЯ

на базе автомобилей КамАЗ, Урал и др.



• Автотопливозаправщики,







- AKH
- Илососные
- AKHC
- Канало-промывочные автомобили







CONTENT UPSTREAM

Geology

- 12 Kashirskich D.V. The development of a core passport is an important element of the development strategy of the geological industry of the Russian Federation
- 76 Zhilin E.N. Object stochastic modeling of deep-sea cones with 3D seismic data
- **20** Nekhoroshkov A.M. Experience in improving the accuracy of structural maps of the target horizon taking into account the intermediate reflector
- 26 Gorbunov P.A. Detailing of the geological structure of the PK1 reservoir of the Pyreynoye field according to a joint analysis of seismic and exploitation data
- Elisheva O.V. The specificity of the seismogeological correlation of neocomian deposits of different facial regions of the Fir-Yugan zone (Uvat district of the Tyumen region)
- **46** Agalakov S.E. Building regional thickness maps of permafrost zone and the bottom of the gas hydrate stability interval in West Siberia
- 56 Chezganova O.N. Comparing the performance of reservoir pressure maintenance and depletion drive to develop low-permeable reservoirs of the Tyumen Formation
- **62** Kudamanov A.I. A case study of NB1 reservoir to evaluate the microscopic structural features of the upper cretaceous clay-siliceous deposits of West Siberia

Oil Production

70 Akkerman A.Sh. Well test problems of Cenomanian reservoir with the presence of a permeable barrier

- **75** Sokolyanskaya E.V. Fissuring simulation methods in carbonate sediments of the osinsky horizon
- 82 Zimin P.V. Software-assisted express-assessment of WAG process parameters based on correlations and analytical functions
- 88 Nabiullin A.Sh. Studying the causes of casing leakages in production wells. Developing preventive methods for casing protection

DOWNSTREAM

Oil Refining

94 Mezentseva T.A. Dynamic simulation of the low-temperature separation process in order to determine the capacity of the plant

SUPPLY

Automation

101 Strekalov A.V. Automatic adaptation of models for in-field gas network as part of intelligent control system

ECOLOGY

107 Yaschenko S.A. CCS Technologies: from theory to practice

OIL GAS EXPOSITION

ISSUE: 8 (101) December 2023

ISSUE DATE: 21.12.2023

CIRCULATION: 1 000 copies

OFFICE:

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

WEBSITE: www.runeft.ru

FOUNDER AND PUBLISHER:

Expozitsiya Neft' Gas, LLC

PRINTED:

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

EDITOR IN CHIEF:

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

EDITOR:

Svetlana Ignatieva / general@runeft.ru

PROOFREADER:

Oksana Gunko / gunko.ok@mail.ru

DESIGNERS:

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

MANAGERS:

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

DIRECTORATE:

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

EDITIORIAL BOARD:

Abukova L.A. – PhD in geology and mineralogy Altunina L.K. – PhD in engineering sciences Bayuk I.O. – PhD in physics and mathematics Bogovavlensky 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



ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

ESECS BY KOMMENTS

ИНЖИНИРИНГОВЫХ РЕШЕНИЙ

В ОБЛАСТИ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ, ТЕХНОСФЕРНОЙ, ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ И ЭНЕРГОАУДИТА

- экология
- ВАЛИДАЦИЯ И ВЕРИФИКАЦИЯ ВЫБРОСОВ ПАРНИКОВЫХ ГАЗОВ
- КОМПЛЕКСНЫЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ РАЗРЕШЕНИЯ
- КЛИМАТИЧЕСКИЕ ПРОЕКТЫ
- ЭКСПЕРТИЗА ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ
- СТРОИТЕЛЬНАЯ ЭКСПЕРТИЗА
- ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛЕДОВАНИЕ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ
- ЛАБОРАТОРИЯ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ
- УСЛУГИ ИСПЫТАТЕЛЬНОЙ ЛАБОРАТОРИИ
- ПРОЕКТНО-ИЗЫСКАТЕЛЬСКИЕ РАБОТЫ
- КАДАСТРОВЫЙ УЧЕТ И ГЕОДЕЗИЯ
- ТЕХНИЧЕСКИЙ НАДЗОР
- СУПЕРВАЙЗИНГ
- ТЕХНИЧЕСКИЙ ЭНЕРГОАУДИТ
- ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ КОМАНДА
 - **МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ** •
 - СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
 - ГАРАНТИЯ КАЧЕСТВА

Разработка паспорта керна — важный элемент стратегии развития геологической отрасли РФ

Каширских Д.В., Серкин М.Ф., Паромов С.В., Девятка Н.П.

000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия dvkashirskikh@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В статье предлагается концепция создания паспорта керна. Рассматривается его значение в развитии геологической отрасли и возможный состав данных, входящих в него. Анализируется роль паспорта керна как системного элемента, помогающего структурировать и облегчить работу с керновым материалом в масштабах страны.

Материалы и методы

Рассматривается вопрос состава данных паспорта керна и возможная организация информационной системы, позволяющей учитывать керновый материал как по отдельным организациям, так и по России в целом.

Ключевые слова

паспорт керна, геология, кернохранилища, образцы керна, информационная система

Для цитирования

Каширских Д.В., Серкин М.Ф., Паромов С.В., Девятка Н.П. Разработка паспорта керна — важный элемент стратегии развития геологической отрасли РФ // Экспозиция Нефть Газ. 2023. \mathbb{N}° 8. С. 12–14. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-12-14

Поступила в редакцию: 17.11.2023

GEOLOGY

UDC 55 I Original Paper

The development of a core passport is an important element of the development strategy of the geological industry of the Russian Federation

Kashirskich D.V., Serkin M.F., Paromov S.V., Devyatka N.P.

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia dvkashirskikh@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The article proposes the concept of creating a core passport. Its importance in the development of the geological industry and the possible composition of the data included in it are considered. The role of the core passport as a system element helping to structure and facilitate work with core material on a national scale is analyzed.

Materials and methods

The question of the composition of the core passport data and the possible organization of an information system that allows taking into account core material, both for individual organizations and for Russia as a whole, is considered.

Keywords

core passport, geology, core storage, core samples, information system

For citation

Kashirskich D.V., Serkin M.F., Paromov S.V., Devyatka N.P. The development of a core passport is an important element of the development strategy of the geological industry of the Russian Federation. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 12–14. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-12-14

Received: 17.11.2023

Рассмотрена концепция и возможный состав информации в паспорте керна — документе, призванном обеспечить быстрый поиск и принятие решения по исследованиям керна, хранящегося в кернохранилищах различных уровней.

Керн — основа получения геологической информации

Стратегия развития геологической отрасли РФ до $2030 \, \text{г.}$ в качестве приоритетного направления выделяет совершенствование системы сбора, обработки, хранения, анализа

и предоставления геологической информации [1]. Формирование информационных ресурсов для этой цели — одно из важных мероприятий, осуществляемых Роснедра.

Важнейшим источником получения данных о геологическом строении недр,

их свойствах и особенностях является детальное изучение и лабораторные исследования (ЛИ) кернового материала, полученного в ходе бурения скважин. Само качество геологического изучения недр во многом зависит от полноты, точности и достоверности информации, полученной в ходе ЛИ керна, а также от уровня развития способов ее обработки и анализа.

Цели хранения и использования керна

В соответствии с Законом РФ «О недрах», образцы керна, как основной материальный носитель первичной геологической информации, подлежат передаче пользователем недр в специализированные государственные кернохранилища различного уровня (федеральные, региональные или территориальные) [2, 3].

Основной задачей таких кернохранилищ является обеспечение долговременной сохранности хранимого керна и предоставление возможности его дальнейшего/повторного использования для геологического изучения недр соответствующих территориальных участков.

Передача керна в государственные кернохранилища производится пользователем недр после окончания исследований керна. Фактически такая передача осуществляется после окончания разработки месторождений, так как до окончания разработки могут возникать потребности в повторных исследованиях кернового материала. При этом кернохранилища всех уровней, включая кернохранилища коммерческих компаний — пользователей недр, должны обеспечивать [3]:

- сохранность и учет керна;
- возможность получения достоверной информации о хранимом керне, полнота которой должна способствовать принятию обоснованных решений о доизучении керна:
- ознакомление с керном ранее пробуренных скважин в производственных, научных и учебных целях;
- формирование коллекций геологических материалов;
- реализацию иных мероприятий, связанных с использованием керна, не противоречащих законодательству РФ.

Необходимость Паспорта керна

Очевидно, что учет и получение информации о хранимом керне подразумевает наличие его документального описания в объеме, позволяющем быстро найти керн и принять обоснованные и оперативные решения по его дальнейшему использованию.

В качестве такого документа в кернохранилищах всех уровней (государственных и коммерческих) предлагается рассматривать Паспорт керна (ПК), в котором будет консолидироваться вся необходимая информация.

Следует отметить, что анализ данных использования керна, проведенный в кернохранилищах Северо-Западного федерального округа, показал, что на уровень использования керна крайне отрицательно влияет отсутствие или неполнота информации о нем, а также разобщенное хранение керна и описывающей его документации [3].

С учетом этого можно сказать, что разработка ПК является насущной необходимостью в рамках решения задач Стратегии развития геологической отрасли РФ до 2030 г. и тесно связана с задачами хранения

керна и его применения. Конечной целью создания ПК является повышение эффективности использования геологической информации.

Наличие ПК у пользователя недр и его передача вместе с передачей керна в государственное хранилище позволит существенно снизить трудозатраты по приему на учет керна, а также обеспечит быстрый поиск керна в любом хранилище.

Основные параметры Паспорта керна

В настоящее время нет четкого утвержденного понятия ПК и описания информации, которая должна в нем содержаться. Однако состав такой информации можно спрогнозировать, рассмотрев соответствующие документы, регулирующие отбор, документирование и хранение керна [4], а также исходя из целей использования керна, указанных выше.

Как и всякий другой «паспорт», ПК должен в исчерпывающей и компактной форме предоставлять пользователю всю необходимую информацию, позволяющую:

- однозначно идентифицировать рассматриваемый керн по географической точке отбора и определить его место хранения в любом из кернохранилищ;
- быстро получить и проанализировать основные данные о параметрах керна, которые могут представлять интерес для его дальнейшего изучения и использования (стратиграфия, литология, седиментология, изученность и т.д.).

Очевидно, что в первую очередь ПК должен содержать данные о месте хранения керна — кернохранилище, его адресе, № стеллажа в кернохранилище, № ячейки (полки) и № коробки хранения.

Так же, как и паспорт скважины, ПК должен содержать исчерпывающие сведения о местоположении скважины отбора кернового материала. При этом, помимо данных о месторождении, номере скважины отбора и ее целевом назначении, обязательно должны быть указаны глубины интервала проходки, в котором был отобран керн, линейный вынос керна, а также дата и условия отбора [4].

Важным параметром для керна является указание стратиграфического объекта, к которому он относится. Однако здесь возникают трудности, связанные с тем, что индексация одного и того же объекта изучения может различаться у различных недропользователей. Вопрос унификации названий/индексации пластов и приведения их к единому виду выходит за рамки данной статьи. В рамках ПК можно говорить о стратиграфических единицах, используемых при первичной привязке керна для проведения ЛИ.

Отражение в ПК данных по ЛИ

Поскольку чаще всего в кернохранилища передается керн, по которому уже проведен ряд ЛИ, информация о них является важнейшим параметром для принятия решения по его дальнейшему изучению и использованию. При этом очевидно, что хранить всю информацию по проведенным ЛИ нецелесообразно, т.к. это нарушает принцип «компактности» ПК и затрудняет работу с данными. Речь должна идти только о параметре изученности, отражающем, какие ЛИ выполнены на указанном образце керна и где можно получить детальную информацию по ним. Сами результаты ЛИ в ПК не хранятся.

Обладая такой информацией, пользователь, работающий с керном, сможет избежать дублирования уже проведенных ЛИ, а также получит возможность доступа к имеющейся по ним информации. Разумеется, такое использование данных и доступкним подразумевает наличие информационной системы (ИС) централизованного хранения данных по ЛИ керна по типу ИС «РН-КИН» и ИС «РН-ЛАБ» [5] ПАО «НК «Роснефть».

Двухуровневое хранение информации в виде отражения изученности в ПК с последующей отсылкой на глобальную систему результатов ЛИ позволяет:

- максимально облегчить и ускорить первичное нахождение керна в кернохранилище для дальнейшего исследования;
- на следующем этапе анализа предоставить пользователю исчерпывающие данные по всем ЛИ, проведенным с интересующим керном.

Важность унификации литологоседиментологического описания

Следующим важным параметром ПК являются данные по литологии и седиментологии отложений, представленных керновым материалом, включая их описание [4]. Однако следует отметить ряд вопросов, связанных с формированием и использованием таких параметров.

Текстовое описание керна само по себе трудно структурируемо, и его анализ затруднителен. Именно поэтому в ООО «ТННЦ» были разработаны унифицированные литолого-седиментологические справочники, применяемые при работе с керном в ИС «РН-ЛАБ».

При таком подходе описание керна представляет собой строго формализованный набор параметров, которые могут быть легко проанализированы и обработаны алгоритмическими методами. Это позволяет не только легко анализировать литолого-седиментологические данные, но и открывает возможность нахождения аналогов рассматриваемого керна.

Методы хранения информации и работы с ПК

Очевидно, что поиск и анализ данных ПК, не говоря уже о последующей работе с данными ЛИ исследуемого керна, требуют наличия централизованных ИС соответствующего уровня. Важным моментом является наличие единой базы данных по всем кернохранилищам, а также современные методы поиска и анализа информации, обеспечивающие быстродействие и необходимый уровень информационной безопасности.

В настоящее время на рынке нет ИС, отвечающих в полной мере указанным требованиям для работы с такими объемами информации (данные по кернохранилищам в масштабах РФ). Их разработка является отдельной и важной задачей.

В качестве примеров, которые могут служить прототипом таких систем, можно назвать ИС «РН-КИН» и ИС «РН-ЛАБ» ПАО «НК «Роснефть» [5], а также разработки ПАО «Сургутнефтегаз».

С учетом сказанного выше о необходимости наличия ПК для кернохранилищ всех уровней и передаче ПК при передаче керна, можно говорить о том, что при таком подходе поиск любого образца керна по произвольному набору параметров в масштабах страны будет сводиться к оперативному поиску в специализированной ИС. Выгоды такого подхода очевидны.

Итоги

Формирование паспорта керна по предложенной методике и структуре данных позволит качественно улучшить работу по поиску и анализу кернового материала. Построение описанной информационной системы работы с данными керна в масштабах страны может стать важной вехой в развитии геологической отрасли РФ.

Выводы

Резюмируя вышесказанное, можно сделать следующие выводы:

- разработка и применение ПК являются насущной необходимостью и неразрывно связаны с выполнением задач Стратегии развития геологической отрасли РФ. В перспективе ПК должен использоваться в кернохранилищах всех уровней и передаваться вместе с керном;
- информация о керне в ПК должна отличаться исчерпывающей полнотой, необходимой для принятия первичного решения по его использованию, и при этом быть компактной;

- структура ПК должна обеспечивать максимально эффективный и быстрый поиск керна, а также быстрый анализ содержащейся в ПК информации;
- материалы по изученности керна в ПК и детальные результаты ЛИ должны различаться по уровню хранения и доступа. И в том, и в другом случае работа с указанной информацией должна осуществляться в современных ИС, обеспечивающих как быстрый доступ и анализ данных, так и необходимый уровень информационной безопасности;
- разработка ПК, возможно, потребует решения ряда других вопросов, связанных с унификацией названий стратиграфических объектов, а также создания единых литолого-седиметологических справочников, структурирующих описание керна.

Литература

1. Стратегия развития геологической отрасли на период до 2030 г. // Правительство РФ, распоряжение

- от 21 июня 2010 года № 1039-р.
- 2. Закон РФ «О недрах» от 21.02.1992 № 2395-1.
- 3. Задорожный И.М., Колбанцев Л.Р., Миркеримова Н.Ф. К вопросу о принципах формирования фондов керна государственных специализированных кернохранилищ, подведомственных Федеральному агентству по недропользованию и его территориальным органам // Региональная геология и металлогения. 2018. № 76. С. 101–113.
- 4. Инструкция по отбору, документации, обработке, хранению, сокращению и ликвидации керна скважин колонкового бурения. М.: Геоинформмарк, 1994. 24 с.
- Кузенков В.З., Каширских Д.В., Рамазанов Ю.А., Паромов С.В., Серкин М.Ф. Разработка и внедрение ИС РН-ЛАБ для лабораторных исследований керна и пластовых флюидов // Нефтяное хозяйство. 2018. № 3. С. 98–101.

ENGLISH

Results

The formation of a core passport according to the proposed methodology and data structure will allow us to qualitatively improve the work on the search and analysis of core material. The construction of the described information system for working with core data on a national scale can become an important milestone in the development of the geological industry of the Russian Federation.

Conclusions

Summarizing the above, we can draw the following conclusions:

 the development and application of the PC are an urgent necessity and are inextricably linked with the implementation of the objectives of the Strategy for the development of the geological industry of the Russian Federation. In the future, the PC should be used in core storage facilities at all levels and transferred together with the core;

- the information about the core in the PC should be exhaustive, necessary for making the initial decision on its use, and at the same time be compact:
- the structure of the PC should provide the most efficient and fast search for the core, as well as a quick analysis of the information contained in the PC;
- the materials on the study of the core in the PC and the detailed results of the LI should differ in the level of storage and access. In both cases, work with this information should be carried out in modern IS, providing both fast access and data analysis, and the necessary level of information security;
- the development of the PC may require solving a number of other issues related to the unification of names of stratigraphic objects, as well as the creation of unified lithological and sedimetological reference books structuring the core description.

References

- Development strategy of the geological industry for the period up to 2030. Government of the Russian Federation, Order № 1039-r of June 21, 2010 (In Russ).
- 2. The Law of the Russian Federation "On Subsoil" dated 02/21/1992 № 2395-1 (In Russ).
- 3. Zadorozhny I.M., Kolbantsev L.R.,
- Mirkerimova N.F. On principles of forming core funds of state specialized core repositories affiliated to the Federal Agency on Mineral Resources and its territorial bodies. Regional Geology and Metallogeny, 2018, issue 76, P. 101–113. (In Russ).
- Instructions for the selection, documentation, processing, storage, reduction and elimination of core wells
- of core drilling. Moscow: Geoinformmark, 1994, 24 p. (In Russ).
- Kuzenkov V.Z., Kashirskikh D.V., Ramazanov Yu.A., Paromov S.V., Serkin M.F. Development and implementation of RN-LAB information system for core and reservoir fluid laboratory study. Oil industry, 2018, issue 3, P. 98–101. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ABTOPAX I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Каширских Дмитрий Васильевич, начальник отдела, OOO «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия Для контактов: dvkashirskikh@tnnc.rosneft.ru

Серкин Максим Филитерович, заместитель генерального директора по лабораторным исследованиям, директор центра исследования керна, 000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Паромов Сергей Владимирович, заместитель начальника управления, руководитель специализированного института по исследованию керна и пластовых флюидов, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Девятка Надежда Петровна, начальник отдела, OOO «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Kashirskikh Dmitry Vasilyevich, head of department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia Corresponding author: dvkashirskikh@tnnc.rosneft.ru

Serkin Maxim Filiterovich, deputy general director for laboratory research, director of the core research center, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Paromov Sergey Vladimirovich, deputy head of the department, head of the specialized institute for core and reservoir fluids research, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Devyatka Nadezhda Petrovna, head of department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia



ОСНОВНОЕ ПРАВИЛО КОМПАНИИ — ГИБКИЙ ПОДХОД КО ВСЕМ ЗАПРОСАМ ЗАКАЗЧИКА

ИЗГОТОВЛЕНИЕ И ПОСТАВКАИЗДЕЛИЙ ИЗ НЕМАГНИТНОЙ СТАЛИ

АРЕНДАНУБТ, КЛС, ПЕРЕВОДНИКИ, UBHO, FLOW SUB

УСЛУГИ
РЕМОНТ ЗАМКОВЫХ РЕЗЬБОВЫХ СОЕДИНЕНИЙ
ХАРДБЕНДИНГ
ГЛУБОКОЕ СВЕРЛЕНИЕ И РАСТОЧКА
КАМЕРА СТРУЙНОЙ ОБРАБОТКИ
ЛАБОРАТОРИЯ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО ОБ АТТЕСТАЦИИ: № ЛНК-081A0056 от 30.06.2023 Декларация о соответствии: ЕАЭС № RU Д- RU. ГАО5.В. 07913/19 от 07.10.2019 Сертификат соответствия: № POCC RU.HB61.H22429 от 09.04.2021 Сертификат соответствия: № ECSD.SS.RU.0179.04.23 от 28.04.2023



СЦ Нижневартовск «ООО РентТулз» Россия, ХМАО, 628601, г. Нижневартовск, ул. Лопарева, 2/1 стр. 4,5 OOOrenttools.ru

Объектное стохастическое моделирование глубоководных конусов выноса с учетом 3D сейсмических данных

Губко А.А., Деньгина Ю.А., Жилин Е.Н.

OOO «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия enzhilin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Статья посвящена вопросу важности правильного выбора алгоритма для трехмерного геологического моделирования литологии и его влияния на результат и прогнозные качества. Описан один из вариантов построения геологической модели методом объектного стохастического моделирования с учетом данных 3D сейсмики на примере отложений ачимовской толщи. Проведен сравнительный анализ разных методов моделирования литологии, применяемых в общераспространенном специализированном ПО. Уделено внимание влиянию качества изученности на достоверность геологической модели.

Материалы и методы

После предварительного анализа методов моделирования и консолидации всей имеющейся геологической информации с помощью специализированного программного обеспечения построен куб фаций ачимовских отложений с применением

объектного стохастического моделирования на основе данных 3D сейсмики.

Ключевые слова

объектное моделирование, геологическое моделирование, сейсморазведка, ачимовские отложения, фации, каналы, лопасти

Для цитирования

Губко А.А., Деньгина Ю.А., Жилин Е.Н. Объектное стохастическое моделирование глубоководных конусов выноса с учетом 3D сейсмических данных // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 16–19. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-16-19

Поступила в редакцию: 17.11.2023

GEOLOGY UDC 550.8.012 | Original Paper

Object stochastic modeling of deep-sea fans based on 3D seismic data

Gubko A.A., Dengina Yu.A., Zhilin E.N.

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia enzhilin@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The article is devoted to the importance of the correct choice of algorithm for 3D geological modeling of lithology and its influence on the result and forecast qualities. Object-based modeling in conjunction with 3D seismic data is described as one of the stochastic geological modeling methods by example of Achimov deposits. A comparative analysis of different methods of lithology modeling used in common specialized software is carried out. Attention is paid to the influence of the quality of study on the reliability of the geologic model.

Materials and methods

After preliminary analysis of modeling methods and consolidation of all available geological information with specialized software a facies cube of Achimov deposits was constructed using object stochastic modeling based on 3D seismic data.

Keywords

object modeling, geological modeling, seismic survey, Achimov deposits, facies, channels, fanes

For citation

Gubko A.A., Dengina Yu.A., Zhilin E.N. Object stochastic modeling of deep-sea cones with 3D seismic data. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 16-19. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-16-19

Received: 17.11.2023

Актуальность

На протяжении нескольких десятков лет популярным инструментом для оценки запасов, проектирования разработки месторождений является трехмерная геологическая модель продуктивного пласта. Прогностические свойства модели напрямую зависят от качества и детальности изученности продуктивного пласта геолого-геофизическими и промысловыми методами, количества пробуренных скважин, достоверности принятой концептуальной модели. Также

важную роль в создании геологической модели играет алгоритм моделирования. При высокой плотности скважинных материалов в совокупности с высокоточными сейсморазведочными данными выбор алгоритма моделирования будет влиять минимально, достаточно придерживаться общепринятых рекомендаций и контроля качества. При низкой плотности скважин и «редкой» сети сейсморазведочных работ (СРР) воспроизвести литологическую неоднородность сложнопостроенных коллекторов традиционными методами практически невозможно, а значит, разница при моделировании разными методами на основе одних и тех же данных будет существенной. Это касается как континентальных отложений, так и отложений подводных конусов выноса, когда уже на начальной стадии разведки есть понимание, что распространение коллектора будет подчиняться закономерностям и особенностям осадконакопления конкретной исследуемой территории и связано с деятельностью русловых потоков [1, 2].

В таких ситуациях на помощь приходят методы стохастического моделирования геологических объектов. При этом важно, чтобы усложнение подходов и алгоритмов моделирования не повлекло за собой увеличения времени счета и ограничения в актуализации модели на новые данные. Выбор оптимального алгоритма моделирования позволяет учесть материалы скважин, воспроизвести литологическую неоднородность, снизить погрешность результата.

Задача данной работы показать на примере разведываемого участка изменение подхода к моделированию в связи с получением новых данных СРР, описать алгоритм расчета и показать повышение прогнозных качеств модели.

Введение

Коллекторы на исследуемой территории относятся к отложениям подводных конусов выноса. Анализ керновых данных скважин подтвердил формирование территории в условиях действия транспортировочных, распределительных каналов и комплекса лопастей [3]. До 2022 года участок моделирования был охарактеризован только 2D сейсмическими профилями. Плотность профилей составляла 0.5 пог. км на км² и не позволяла качественно выполнить сейсмофациальный анализ с определением геологических характеристик пластов ачимовских отложений. Это существенно снижало прогнозные свойства геологических моделей и увеличивало риски бурения скважин «впустую». Для 3Д моделирования использовались карты-схемы фациальных обстановок и закономерности изменения ФЕС из литературных источников, что также давало некоторую осредненную оценку границ развития тел и их параметров.

В 2021–2022 гг. на исследуемом участке проведены СРР 3D. В пределах границ моделирования кратность 3D сейсморазведки составила 170, что соответствует высокому уровню качества сейсмической информации. Это позволило уточнить картирование фациальных элементов, определить размерность, направление каналов, извилистость. Появившийся широкий набор входных 3D сейсмических данных позволил экспериментировать

Табл. 1 Сопоставление алгоритмов 3D моделирования (по материалам Schlumberger) Tab. 1. Comparison of 3D modeling algorithms (based on Schlumberger data)

Х арактеристика А лгоритм	TGS	SIS	MPS	Object modelling
Учет большого расстояния между скважинами	✓	•	✓	✓
Небольшое количество скважинных данных	✓	•	✓	✓
Учет формы ориентация осадочных тел	•	•	✓	✓
Учет сейсмической основы	•	•	•	✓
Скорость расчетов	✓	✓	×	✓
Сложные геометрические формы	×	×	✓	✓
Вариограмма	✓	✓	×	×

- позволяет учесть характеристику в полной мере;
- учитывает характеристику в средней степени;
- 🗴 слабый учет характеристики.

с алгоритмами моделирования для получения результата, достоверно описывающего имеющиеся данные и соответствующего принятой геологической концепции.

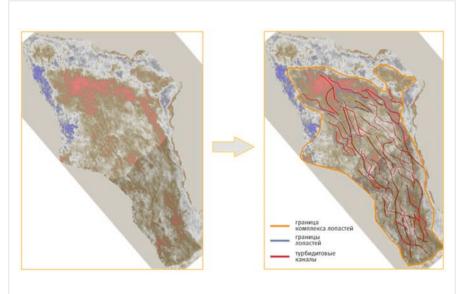
Алгоритмы моделирования

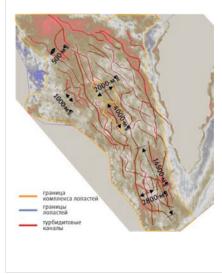
Перед построением новой модели были проанализированы варианты моделирования и оценены ограничения при их использовании (табл. 1) применительно к объекту исследований:

- 1. Пиксельный метод (TGS):
 - создает крупномасштабную фациальную модель на основе заданного порядка фаций:
 - соблюдает фациальные переходы;
 - следует скважинным данным и соотношению фаций;
 - используется одна вариограмма для всех фаций;
 - настройка фациальных переходов выполняется вручную.
- 2. Индикаторное моделирование (SIS):
 - применяется для моделирования фациальных тел, не имеющих четкой формы, или при небольшом количестве данных:
 - нет фациальной иерархии (сохраняется только доля фаций);

- метод не позволяет создавать сложные геометрические формы, хотя считается универсальным относительно воспроизведения условий осадконакопления.
- 3. Multipoint simulation (MPS):
 - контроль связности фаций;
 - обучение на концептуальных моделях;
 - возможность настраиваться на собственные и тренировочные образы:
 - большие временные затраты на создание и подбор паттернов без библиотеки образов, расчет куба фациальных обстановок с учетом всех трендов.
- 4. Объектное стохастическое моделирование (Object modeling):
 - показывает хорошие результаты в случаях, когда расстояния между скважинами намного больше горизонтальных размеров моделируемых объектов;
 - эффективен, когда известны формы; ориентация, размеры осадочных тел.;
 - возможность задавать собственные данные и данные из литературных источников.

Исходя из ключевых факторов, наиболее подходящим для построения модели изучаемых отложений определен метод объектного стохастического моделирования.





Puc. 1. Определение геометрических параметров на сейсмических слайсах Fig. 1. Geometric parameters determination visualized on seismic slices

Puc. 2. Характеристика фаций Fig. 2. Facies characteristics

Создание литологической модели участка

По данным исследований керна седиментологами выделено 10 фаций [4]. Для моделирования по признаку близкого генезиса и свойствам фации объединены в 3 группы.

Детальность 3D позволила с достаточной точностью картировать фации лопастей и каналов, соответствующих концептуальной модели. Произведен отбор сейсмических слайсов пласта НХ4(5), наглядно отражающих распространение фаций (рис. 1). По выбранным сейсмическим срезам выделены границы распространения фаций каналов и лопастей, а также определены их геометрические параметры, служащие основой для настройки фациальной модели (рис. 2).

Наибольшее распространение по территории имеют фации лопасти. Они наряду с фациями каналов обладают наилучшей песчанистостью порядка 70–80 %. По результатам анализа скважинных данных изучаемой площади фации каналов и лопастей имеют близкие ФЕС, пористость 16–16,5 %, проницаемость 1.4–1.6 мД (рис. 3).

Для моделирования были определены следующие диапазоны параметров: амплитуда каналов варьирует от 500 до 2 800 м, расстояние между меандрами от 1 000 до 14 500 м, а ориентация изменяется от 270 до 355°.

Построение фациальной модели проводилось в два этапа:

- 1. Построение куба обстановок осадконакопления (шельф, склон, дно бассейна);
- 2. Построение куба комплекса лопастей и каналов в обстановке «дно бассейна».

Для моделирования куба фаций выбран метод Object modeling (stochastic), так как он позволяет моделировать фации определенной геометрии. Параметры для моделирования фациальных обстановок получены по данным 3D сейсмики (пространственное распространение каналов, размеры каналов и лопастей, а также их мощность), с учетом концептуальной модели и скважинных данных (рис. 4).

В результате моделирования был получен куб фаций (рис. 5). При этом, несмотря на очень большое количество ячеек (75,5 млн), метод объектного стохастического моделирования позволяет выполнять построения в короткие сроки — 3–5 минут.

В слепом тесте модель, построенная методом Object modeling (stochastic), показала лучшую прогнозируемость коллекторов, чем модель, построенная методом TGS, за счет воспроизведения прерывистости и неоднородности коллекторов (рис. 6).

На разрезах видно, что первый алгоритм расчета демонстрирует прогноз выдержанного распространения коллектора с небольшими вариациями фаций канала и лопасти. Использование объектного стохастического моделирования показало более неоднородный результат и распределение глинистых отложений по разрезу пласта. В проектной скважине № 4 в кровле пласта вскрыты водоносные интервалы, по первой модели такой неоднородности и связанного с ней характера насыщения пропластка не ожидалось. Вторая версия модели показала, что такой риск возможен и впоследствии подтвержден фактическим бурением скважины.

Итоги

В ходе консолидации и анализа всех имеющихся данных построен куб фаций, который явился основой для дальнейшего распространения коллекторов и ФЕС. В реализованной модели время счета не превысило 2 мин. для 13 млн ячеек, что является хорошим результатом, приемлемым для дальнейших пересчетов при актуализации.

Выводы

Метод Object modeling (stochastic) подходит для геологического моделирования на начальных стадиях геологоразведки, при наличии высокоточной 3D сейсмики, поскольку позволяет воспроизводить концептуальную модель литологии, если известны формы, ориентация, размеры осадочных тел.

В результате моделирования получена модель, воспроизводящая высокую неоднородность коллекторов, характерную для исследуемых отложений, что в итоге позволило выявить по 3D ГМ наиболее перспективные участки для размещения фонда скважин оценить, ожидаемые дебиты, оконтурить зоны риска для дальнейшего изучения.

Литература

- Закревский К.Е. Геологическое 3D моделирование.
 М.: ООО ИПЦ «Маска», 2009. 376 с.
- . Закревский К.Е., Аксарин В.А., Анохина М.С., Буякина И.В., Грищенко М.А., Зверев К.В., Зундэ Д.А., Кудаманов А.И., Кузнецов А.Г., Мальшаков А.В., Нассонова Н.В.,

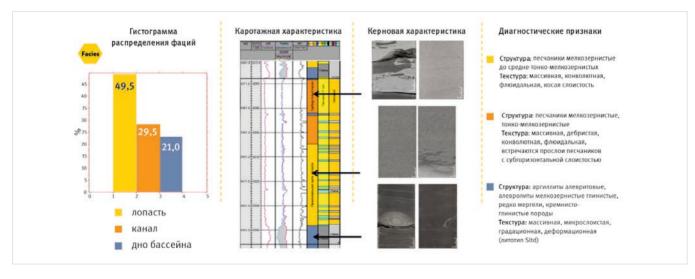


Рис. 3. Срез куба сейсмики в интервале пласта НХ4(5) Fig. 3. Seismic slice of the NH4(5) reservoir interval



Рис. 4. Геометрические параметры фаций лопастей и каналов Fig. 4. Geometric parameters of fans and channels facies

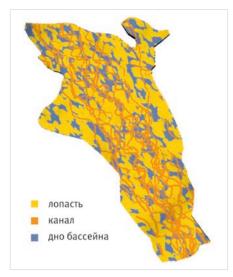


Рис. 5. Куб фаций Fig. 5. Facies cube

Хабаров А.В., Черновец Л.В. Геологическое моделирование прибрежно-морских отложений (на примере пласта AB_1 ($AB_1^{1+2} + AB_1^3$) Самотлорского месторождения). Тюмень: Вектор Бук, 2017. 314 с.

Закревский К.Е., Нассонова Н.В. Геологическое моделирование клиноформ неокома Западной Сибири.

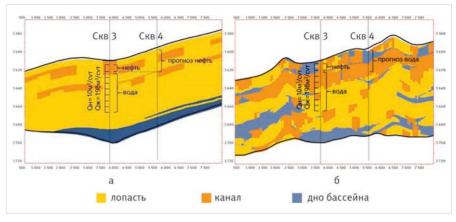


Рис. 6. Разрезы куба фаций с прогнозом по району скв. №4: а — по модели на основе 2D СРР, построенной методом TGS, 6- по модели на основе 3D CPP, построенной методом Object

Fig. 6. Facies cube sections with forecast for the well N^{o} 4 area: a – model constructed by TGS method on the basis of 2D seismic, 6 – model constructed by Object modeling on the basis of 3D seismic

- Тверь: ГЕРС, 2012. 79 с.
- 4. Чернова О.С. Седиментология резервуара: учебное пособие по короткому курсу. Томск: ЦППС НД, 2009, 250 c.
- 5. Дюбрюль О. Геостатистика в нефтяной геологии. Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика»,
- 2009. 256 c.
- 6. Жижимонтов И.Н., Махмутов И.Р., Евдощук А.А., Смирнова Е.В. Анализ причин неоднородного насыщения низкопроницаемых ачимовских отложений на основе петрофизического моделирования» // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. C. 30-35.

ENGLISH

Results

During consolidation and analysis of all available data a facies cube was constructed. Subsequently it became the basis for reservoir distribution and population of petrophysical properties. The counting time of the estimated model did not exceed 2 min for 13 million cells. This is a good result acceptable for further recalculations during model updating.

Object modeling (stochastic) method is suitable for geological modeling at the initial stages of exploration and in the presence of high-precision 3D seismic. It allows to reproduce the conceptual model of lithology, if the shape, orientation and size of sedimentary bodies are known. As a result of modeling, a model reproducing the high heterogeneity of reservoirs characteristic of the sediments under study was obtained, which eventually made it possible to identify the most promising areas for well placement, estimate the expected production rates, and delineate risk zones for further study using 3D geological model.

References

- 1. Zakrevsky K.E. Geological 3D modeling. Moscow: PPC Mask LLC, 2009, 376 p. (In Russ)
- 2. Zakrevsky K.E., Aksarin V.A., Anokhina M.S., Buyakina I.V., Gritchenko M.A., Zverev K.V., Zunde D.A., Kudamanov A.I., Kuznetsov A.G., Malshakov A.V., Nassonova N.V., Khabarov A.V., Chernovets L.V. Geological modeling of the coastal -marine sediments (on the example of reservoir AV_1 ($AV_1^{1+2}+AV_1^3$)
- Samotlor oil field). Tyumen: Vector Book, 2017, 314 p. (In Russ).
- Zakrevsky K.E., Nassonova N.V. Geological modeling Neocomian clinoform of Western Siberia. Tver:, 2012, GERS Publishing LLC, 79 p. (In Russ).
- Chernova O.S. Resevoir Sedimentology: short course tutorial. Tomsk: training and retraining center for oil and gas specialists, 2009, 250 p. (In Russ).
- Dubrule O. Geostatistics in petroleum
- geology. Institute of computer science, Regular and Chaotic Dynamics, 2009, 256 p. (in Russ).
- 6. Zhizhimontov I.N., Makhmutov I.R., Evdoshchuk A.A., Smirnova E.V. Heterogeneous saturation cause analysis during petrophysical modeling of low permeability Achimov deposits. Oil Industry, 2022, issue 3, P. 30-35. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ABTOPAX I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Губко Анна Алексеевна, менеджер Управления по геологии и разработке месторождений Ямал,

000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Деньгина Юлия Александровна, специалист Управления по геологии и разработке месторождений Ямал, 000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Жилин Евгений Николаевич, старший менеджер Управления по геологии и разработке месторождений Ямал, 000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия Для контактов: enzhilin@tnnc.rosneft.ru

Gubko Anna Alekseevna, manager of the department of geology and field development of Yamal,

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Denigina Yulia Alexandrovna, specialist of the department of geology and field development of Yamal, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Zhilin Evgeny Nikolaevich, senior manager of the department

of geology and field development of Yamal, "Tyumen petroleum research cente" LLC, Tyumen, Russia Corresponding author: enzhilin@tnnc.rosneft.ru

Опыт повышения точности структурных построений целевого горизонта с учетом промежуточного отражающего горизонта

Нехорошков А.М., Новокрещин А.В.

OOO «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия amnekhoroshkov@tnnc.rosneft.ru, avnovokreschin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В работе рассмотрены несколько традиционных способов, применяющихся для построения структурных карт продуктивных пластов. В качестве альтернативы этим способам предложен метод двумерного прогноза средней скорости, базирующийся на различии геометрии нижнего и верхнего отражающего горизонта. При наличии на площади работ динамически выраженного и уверенно прослеживаемого верхнего отражающего горизонта предложенный способ может быть использован в качестве альтернативного инструмента для повышения точности структурных построений.

Материалы и методы

Материалы: геолого-геофизическая, промысловая информация, результаты интерпретации сейсмических исследований. Методы: оценка среднеквадратичной погрешности определения глубин кровли продуктивного пласта ВБ₁ по эмпирическим зависимостям: время — глубина, эффективная глубина (произведение времени пробега отраженной волны и эффективной скорости отраженной волны) — глубина, расчетная оптимальная

глубина (произведение времени пробега отраженной волны и средней оценочной скорости, полученной на основе двумерной регрессии) — глубина.

Ключевые слова

скоростная модель, отражающий горизонт, регрессия, эмпирическая зависимость, среднеквадратичное отклонение, двумерный прогноз

Для цитирования

Нехорошков А.М., Новокрещин А.В. Опыт повышения точности структурных построений целевого горизонта с учетом промежуточного отражающего горизонта //Экспозиция Нефть Газ. 2023. №8. С. 20-24. DOI:10.24412/2076-6785-2023-8-20-24

Поступила в редакцию: 17.11.2023

GEOLOGY

UDC 550.834.05 | Original Paper

Experience in improving the accuracy of structural maps of the target horizon taking into account the intermediate reflector

Nekhoroshkov A.M., Novokreshchin A.V.

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia amnekhoroshkov@tnnc.rosneft.ru, avnovokreschin@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The paper considers some conventional methods used for building structural maps of net reservoirs. Two-dimensional forecast of the average velocity that is based on the difference in geometry of lower and upper reflectors is proposed as an alternative. In case of the dynamically expressed and confidently traced upper reflector, the proposed method can be used as an alternative tool in order to improve the accuracy of structural maps.

Materials and methods

Materials: geological and geophysical, field information, results interpretation of seismic data.

Methods: estimation of the standard error determining the depths of the top of the VB_1 productive reservoir based on empirical dependencies: two-way time – depth, effective depth (the product of the two-way time of the reflected wave and the effective velocity of the reflected wave) –

depth, estimated optimal depth (the product of the two-way time of the reflected wave and the average estimated velocity obtained on the basis of two-dimensional regression) – depth.

Kevwords

velocity model, reflector, regression, empirical dependence, standard deviation, two-dimensional forecast

For citation

Nekhoroshkov A.M., Novokreshchin A.V. Experience in improving the accuracy of structural maps of the target horizon taking into account the intermediate reflector. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8. P. 20–24. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-20-24

Received: 11.12.2023

Введение

Любое предприятие, занимающееся разработкой месторождения, в первую очередь интересует структурный план объекта, содержащего основные запасы углеводородов, и год от года требования к достоверности таких структурных планов возрастают, поскольку точность оценки запасов месторождения углеводородов более чем на 50 % определяется именно точностью построенной структурной модели этого месторождения [6]. Поэтому перед сервисными предприятиями все чаще ставится задача уменьшения рисков по структуре при постановке разведочного и эксплуатационного бурения скважин.

Уменьшение рисков, связанных с достоверностью определения глубин до целевого объекта, предполагает получение такого структурного плана исследуемой поверхности, ошибки которого при проведении разведочного и эксплуатационного бурения были бы сведены к минимуму. Для того чтобы успешно решать такие задачи, нужно с определенной степенью точности и детальности воспроизвести реальную скоростную модель либо с помощью каких-либо методических приемов уточнить имеющуюся на данный момент.

Традиционные методики построения структурных карт

Прежде чем изложить альтернативную авторскую методику картопостроения, рассмотрим в качестве примера несколько традиционных подходов к построению структурной карты по ОГ \mathbf{C}_2 , отождествляемой с поверхностью кровли продуктивного пласта $\mathbf{B}\mathbf{b}_1$ внутри нижнеберезовской подсвиты, на одном из месторождений Западной Сибири.

Поскольку на исследуемой площади в верхней части разреза (ВЧР) отсутствуют существенные аномалии скоростей, предполагается, что скоростная модель среды должна быть простой, и средняя скорость по горизонту C_2 в идеале должна быть максимально близка к постоянной величине [3, 4]. Однако, как можно увидеть на представленном графике зависимости глубины продуктивного пласта BE_1 от времени прослеживания отражающего горизонта C_2 , определенного

в точках скважин, по карте двойного времени пробега отраженной волны H = f(t0), где H -глубины в абсолютных отметках, t0 -времена пробега отраженной волны (рис. 1), это далеко не так. Отклонения от линии регрессии колеблются в диапазоне от -24,8 до +26,6 м, при этом среднеквадратичная ошибка, рассчитанная в рамках такой модели, согласно методическим рекомендациям [1, 2], составляет 8.6 м.

Существующий разброс точек относительно линии регрессии, отраженный на графике H = f(t0) (рис.1), указывает на то, что на площади работ наблюдаются существенные изменения средних скоростей по латерали. Попытка учесть эти изменения с привлечением эффективных скоростей после миграции позволила немного сократить дисперсию и соответственно повысить коррелируемость расчетных

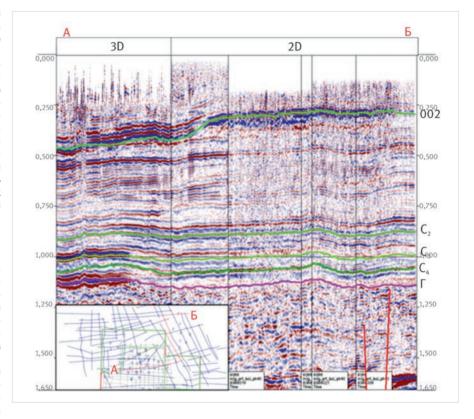


Рис. 3. Композиционный временной разрез. На врезке показана схема композиционного временного разреза, по вертикальной оси показаны времена пробега в миллисекундах. Левая часть разреза построена по данным 3D сейсморазведки, правая по данным 2D сейсморазведки

Fig. 3. Compositional time section. The inset shows a composite time section, the vertical axis shows travel time in milliseconds. The left part of the section is based on 3D seismic, the right part is on 2D seismic

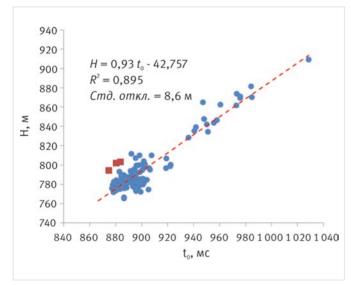


Рис. 1. График эмпирической зависимости $H = f(t_0)$ для ОГ C_2 Fig. 1. Empirical Function of $H = f(t_0)$ for Reflector C_2

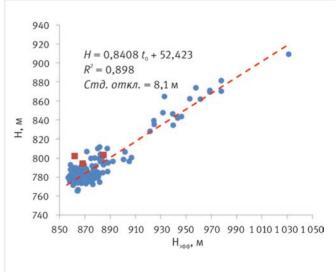


Рис. 2. График эмпирической зависимости $H=f(t_0, V$ мигр.корр.) для ОГ С $_2$, где Vмигр.корр. — скорости суммирования после миграции, исправленные за влияние рельефа

Fig. 2. Empirical function of $H = f(t_0, Vmigr.cor.)$ for Reflector C_2 , where Vmigr.cor. – relief-corrected stacking velocity after migration

и реальных глубин в точках разведочных и эксплуатационных скважин (рис. 2). Диапазон отклонений от линии регрессии после этого практически не изменился (от -19,3 до +28 м), а среднеквадратическая ошибка снизилась всего лишь на 6 % и составила 8.1 м.

Таким образом, применение эффективных скоростей после миграции в силу их невысокой достоверности из-за имеющейся кратности наблюдений на уровне прослеживания ОГ С $_2$ существенно ограничивает возможности повышения точности структурных построений и тем самым не позволяет нам существенно сокращать геологические риски.

Построение структурных карт через двумерный прогноз средней скорости

Для того, чтобы снизить ошибку структурных построений, на данной площади работ

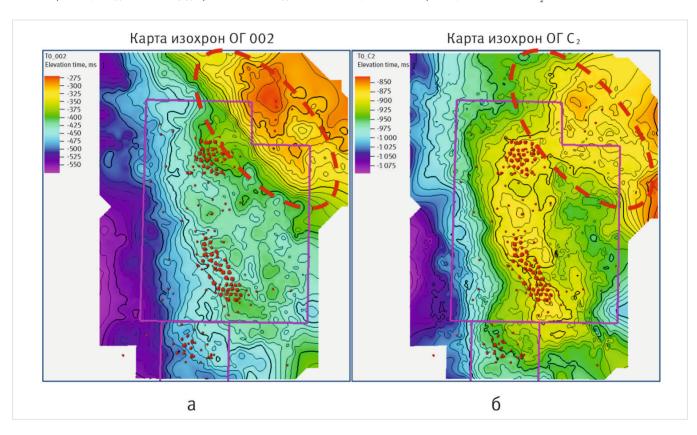
была опробована методика оценки средней скорости до горизонта C_2 по двумерной регрессии.

На данной территории работ существенно выше ОГ C_2 в интервале от 250 до 600 мс был прослежен довольно динамически выраженный ОГ, условно названный 002. Характерной чертой этого отражающего горизонта является его неконформность ОГ C_2 и существенное отличие от него по геометрии (рис. 3, 4). Особо выделяется область на северо-востоке площади (на рисунке 4 обведена пунктирной темно-красной линией), где поведение горизонтов 002 и C_2 существенно различается. Как будет показано далее, изменения глубины горизонта 002 существенно влияют на среднюю скорость до горизонта C_2 , особенно в этой части площади.

Ниже на примере классической двуслойной модели показано, каким образом,

дополнительно прослеженный верхний отражающий горизонт влияет на уточнение скоростной модели рассматриваемого интервала разреза. Для понимания, как изменяется средняя скорость вдоль ОГ ${\rm C_2}$ и с чем могут быть связаны ее изменения, рассмотрим двуслойную модель среды, в которой скорость верхнего слоя более низкая, чем у нижнего (рис. 5).

В представленной модели при увеличении мощности высокоскоростного слоя (2) средняя скорость до ОГ С $_2$ будет увеличиваться, а при его сокращении уменьшаться. Именно этот принцип и был использован в прогнозе средней скорости для ОГ С $_2$ на основе двумерной регрессии. По результатам анализа данных, определенных в точках скважин, были получены коэффициенты двумерной регрессии для прогноза средней скорости до горизонта С $_2$ по временам слежения горизонтов 002 и С $_2$:



Puc. 4. Карты изохрон отражающих горизонтов: a-002; $6-C_2$. Красной пунктирной линией показана область, где поведение горизонтов 002 и C_2 существенно различается, розовой линией показаны границы лицензионных участков Fig. 4. Isochron maps of reflectors: a-002; $6-C_2$. Red dotted line shows the area, where the behavior of horizons 002 and C_2 differs significantly, the pink line shows the boundaries of the licensed areas

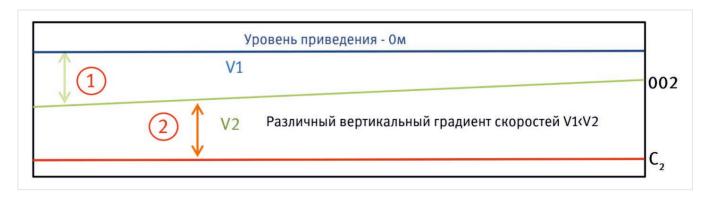


Рис. 5. Принципиальная схема двуслойной модели средних скоростей (V1 и V2) на площади работ, где 1 — слой между ОГ 002 и уровнем приведения, 2 — слой между ОГ 002 и C_2

Fig. 5. Scheme of a two-layer model of average velocities (V1 and V2) within the area of interest. 1 is the layer between reflector 002 and the datum, 2 is the layer between reflector 002 and C_2

$$V_{cp,o.} = 1463,5-0,558 \ t_0^{002} + 0,599 \ t_0^{C_2},$$

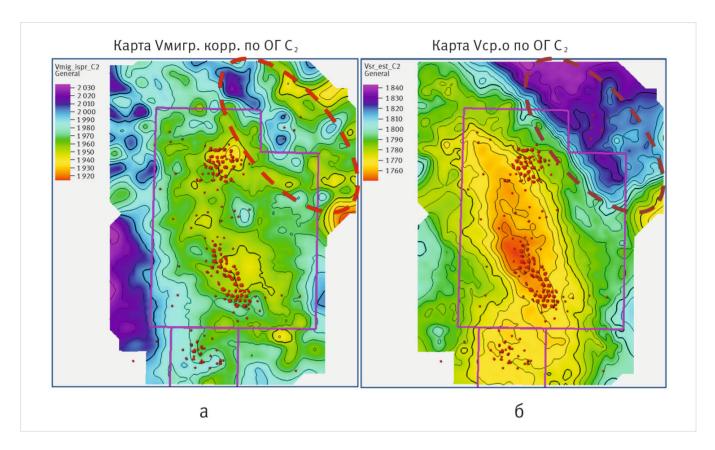
Где $V_{cp.o}$ — оценка средней скорости до ОГ C_2 , полученная на основе двумерной регрессии, t_0^{002} — времена двойного пробега отраженной волны 002, $t_0^{C_2}$ — времена двойного пробега отраженной волны C_2 .

На рисунке 6 приведено сопоставление эффективных скоростей миграции после коррекции за рельеф [5] и прогнозной средней

скорости, полученной в результате двумерной регрессии.

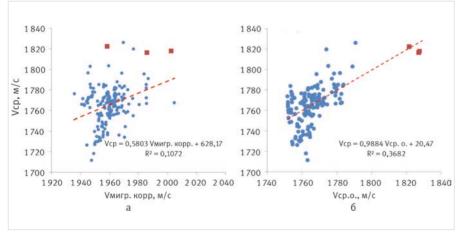
Модели скоростей, представленные на рисунке 6, в первом (а) и втором (б) случае существенно отличаются. На карте прогнозной скорости, полученной в результате двумерной регрессии (V_{ср.о.}), в северо-восточной части площади (выделена темно-красной пунктирной линией на картах) локализуется область с высокими скоростями, а область с самыми низкими значениями

располагается в центральной части и имеет четко выраженное северо-западное простирание. На карте эффективных скоростей миграции после коррекции за рельеф (V_{мигр.корр.}) такой локализации не наблюдается, к тому же область с наиболее высокими значениями скорости расположилась в противоположной, юго-западной части площади. Данные, попадающие в северо-восточную часть площади (выделена темно-красной пунктирной линией на картах), на графиках (рис. 7)



Puc.~6.~Conocmaвление~kapm: a-скорректированных скоростей миграции и <math>6- прогнозной средней скорости, полученной в результате двумерной регрессии

Fig. 6. Comparison of maps: a-migration corrected velocity and 6-average velocity predicted as a result of two-dimensional regression



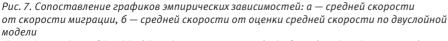


Fig. 7. Comparison of Empirical Functions: a – average velocity from the migration corrected velocity, 6 – average velocity from the estimate of the average velocity on a two-layer model

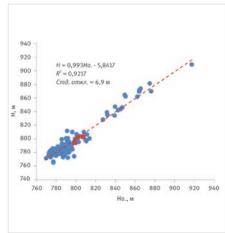


Рис. 8. График эмпирической зависимости $H=f(t_0,\,V_{cp.o.})$ для ОГ C_2 , где HO- расчетная оптимальная глубина ОГ C_2 , H- глубина кровли пласта BE_1 в абсолютных отметках

Fig. 8. Empirical function of $H = f(t_0, V_{sr.o.})$ for Reflector C_2 , where HO - calculated optimal depth of reflector C_2 , H - depth of formation VB_1 top in TVDSS представлены в виде красных квадратов. Как можно заметить, в этой части площади проявляется аномалия высоких средних скоростей, которая по данным скоростей миграции не прогнозируется, а по результатам оценки средних скоростей с использованием структурных факторов вышележащей относительно ОГ C_2 толщи ее можно хорошо описать.

Теснота корреляционной связи между средней скоростью, рассчитанной в точках скважин, и оценочной средней скоростью, полученной в результате двумерной регрессии, оказалась в несколько раз выше, чем у аналогичнойзависимости между средней скоростью и эффективной скоростью после миграции, исправленной за влияние рельефа (рис. 7). С одной стороны, это говорит о невысокой надежности скоростей миграции в данном интервале разреза, а с другой о более высокой достоверности аппроксимации скоростной модели среды при использовании двумерного прогноза средней скорости.

Таким образом, использование верхнего ОГ 002 для двумерного прогноза средней скорости при расчете глубин по ОГ C_2 , отождествляемого с кровлей пласта BB_1 , существенно сократило значение среднеквадратичного отклонения (до 6,9 м) и увеличило точность структурных построений в данном интервале разреза на 20 %. Выросла и теснота связи между реальной глубиной ОГ C_2 и прогнозной в точках скважин (рис. 8). При этом точки данных северо-восточной части площади (выделены в виде красных квадратов на графиках), которые неудовлетворительно описывались ранее рассмотренными моделями регрессии и прогноза средней скорости по данным

скоростей миграции, хорошо описываются двуслойной моделью.

Задача по уменьшению рисков в части прогноза структуры ловушки при постановке разведочного и эксплуатационного бурения скважин путем повышения точности построений с имеющимися сейсмическими и геологическими данными на данной площади была успешно решена.

Итоги

Использование двухслойной модели скоростей и последующий прогноз средней скорости с помощью двумерной регрессии позволил снизить среднеквадратичную ошибку определения глубин кровли продуктивного пласта B_1 и тем самым снизить риски при последующем разведочном и эксплуатационном бурении на данном месторождении.

Выводы

При решении подобных кинематических задач необходимо учитывать, что сейсмический метод исследования так же, как и все остальные геофизические методы, имеет свои ограничения. В сейсморазведке ограничения, как правило, напрямую определяются качеством и кратностью сейсмических данных. При высоком качестве и кратности сейсмических данных использование эффективных скоростей (миграции) несомненно может дать хороший положительный эффект, но для достижения максимально возможного эффекта необходим всесторонний анализ всей имеющейся в нашем распоряжении информации. Мы надеемся, что пример, приведенный в данной статье, расширит представление многих интерпретаторов сейсмических данных о способах прогноза средней скорости и даст новый толчок для поиска альтернативных вариантов ее прогноза, что в итоге должно будет способствовать повышению точности структурных построений и снижению геологических рисков при бурении скважин.

Литература

- 1. Инструкция по оценке качества структурных построений и надежности выявленных и подготовленных объектов по данным сейсморазведки МОВ-ОГТ. М.: Нефтегеофизика, 1984. 40 с.
- 2. Левянт В.Б., Ампилов Ю.П., Глоговский В.М. и др., Методические рекомендации по использованию данных сейсморазведки (2D, 3D) для подсчета запасов нефти и газа. М.: 2006. С. 17–23.
- 3. Вейл П.Р., Грегори А.П., Митчем Р.М.мл., Шерифф Р. Сейсмическая стратиграфия. М.: Мир, 1982. 375 с.
- 4. Шерифф Р., Гелдарт Л. Сейсморазведка. Обработка и интерпретация данных. М.: Мир, 1987. 400 с.
- Черняк В.С. Искажающий эффект поправок за рельеф в сейсморазведке // Технологии сейсморазведки. 2005. № 3. С. 45–48
- 6. Thore P. et al. Structural uncertainties: Determination, management, and applications. Geophysics, 2002, Vol. 67, issue 5, P. 840–852. (In Eng).

ENGLISH

Results

The two-layer velocity model and subsequent prediction of the average velocity from two-dimensional regression made it possible to reduce the standard error in determining the depth of net reservoir VB1 top and thereby reduce the risks of subsequent exploration and production drilling at this field.

Conclusions

When solving such kinematic issues, it shall be taken into account that seismic survey method, as well as all other geophysical methods, has constraints. In seismic, constraints are usually directly determined by

its quality and fold. With high quality and fold of seismic data, the use of effective velocities (migration) can undoubtedly have a good positive effect, but the maximum possible effect requires a comprehensive analysis of all available information.

We hope that the example given in this article will expand the understanding of many interpreters of seismic data about the methods of predicting the average velocity, and will give a new impetus to the search for alternative versions of its forecast, which in the end should contribute to improving the accuracy of structural maps and reducing geological risks when drilling wells.

References

- Guidelines for assessing the quality of structural maps and reliability of the targets identified on CDP seismic reflection method. Moscow: Neftegeofizika, 1984, 40 p. (In Russ).
- 2. Levyant V.B., Ampilov Yu.P., Glogovsky V.M. et al. Methodological recommendations on the use of seismic data (2D, 3D)
- for estimating oil and gas reserves, Moscow: 2006, P. 17–23 (In Russ).
- 3. Wail P.R., Gregory A.P., Mitchem P.M. (jr), Sheriff R.E. Seismic stratigraphy. Moscow: Mir, 1982, 375 p. (In Russ).
- 4. Sheriff R.E, Geldart L.P. Exploration seismology. Data processing and interpretation. Moscow: Mir, 1982, 400 p. (In Russ).
- Chernyak V.S. The distorting effect of terrain corrections in seismic exploration.
 Seismic technologies, 2005, issue 3, P. 45–48. (In Russ).
- 6. Thore P. et al. Structural uncertainties: Determination, management, and applications. Geophysics, 2002, Vol. 67, issue 5, P. 840–852. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ABTOPAX I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Нехорошков Андрей Михайлович, ст. менеджер УГРР Уват, OOO «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия **Для контактов: amnekhoroshkov@tnnc.rosneft.ru**

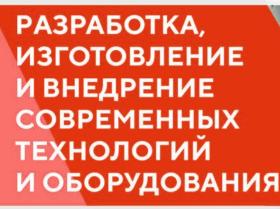
Новокрещин Алексей Васильевич, к.т.н., ст. эксперт УОСД, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Nekhoroshkov Andrey Mikhalovich, senior manager MGEW Uvat, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia Corresponding author: amnekhoroshkov@tnnc.rosneft.ru

Novokreshin Aleksey Vasiljevich, ph.d. of engineering sciences, senior expert SDPM, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia



info@sk-navigator.ru, www.sk-navigator.ru





ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И РЕМОНТА СКВАЖИН:

- технологии изоляции нарушений эксплуатационных колонн
- технологии откачки газа из затрубного пространства скважин
- пакерно-якорное оборудование
- оборудование для проведения КРС

Опыт работ более **15**лет

Команда профессионалов более 100 наповак

Отремонтировано более **10000** скважин

Успешность проведения работ с первого подхода

24 часа

Наши партнеры:



РОСНЕФТЬ







628456, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, пгт. Федоровский, ул. Ленина, д. 31 +7 (3462) 41-64-34

461040, Оренбургская обл.. г.Бузулук, ул.Техническая, д.10 8 (35342)77964

Детализация геологического строения залежи пласта ПК1 Пырейного месторождения на основе совместного анализа сейсмических данных и данных разработки

Песков М.А.¹, Горбунов П.А.¹, Мусатов И.В.¹, Сахипова Ж.А.¹, Архипов А.В.¹, Мошков А.М.¹, Дорохов А.Р.²

1000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ²АО «Сибнефтегаз», Новый Уренгой pagorbunov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Статья посвящена уточнению геологической модели залежи пласта ПК1 Пырейного месторождения и выявлению особенностей его внутреннего строения на основе комплексирования данных сейсморазведки и разработки. Применение комплексного подхода к моделированию позволило установить вертикальную неоднородность строения пласта ПК1, в частности, существование в его верхней части прослоев сверхпроницаемых коллекторов, которые оказывают значительное влияние на работу залежи.

Материалы и методы

Материалы: амплитудный сейсмический куб, данные ГИС и данные по месячным эксплуатационным рапортам скважин. Методы: структурный и динамический анализ амплитудного куба, интерпретация данных РИГИС и количественный анализ рассчитанных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта,

анализ результатов замера пластовых давлений в эксплуатационном фонде скважин.

Ключевые слова

Западная Сибирь, Пырейное месторождение, пласт ПК1, газ, разработка, сейсморазведка

Для цитирования

Песков М.А., Горбунов П.А., Мусатов И.В., Сахипова Ж.А., Архипов А.В., Мошков А.М., Дорохов А.Р. Детализация геологического строения залежи пласта ПК1 Пырейного месторождения на основе совместного анализа сейсмических данных и данных разработки // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 26–31. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-26-31

Поступила в редакцию: 17.11.2023

GEOLOGY

UDC 553.98 | Original Paper

Detailing of the geological structure of the PK1 reservoir of the Pyreynoye field according to a joint analysis of seismic and exploitation data

Peskov M.A.¹, Gorbunov P.A.¹, Musatov I.V.¹, Sakhipova Zh.A.¹, Arkhipov A.V.¹, Moshkov A.M.¹, Dorokhov A.R.²

1"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, ²"Sibneftegas" JSC, Novy Urengoy, Russia

pagorbunov@tnnc.rosneft.ru

Abstract

This article is about detailing of PK1 reservoir geological model of the Pyreynoye field and identifying the features of its internal structure according to combine analysis of seismic exploration and exploitation data. The use of an integrated approach to modeling made it possible to establish the vertical heterogeneity of the structure of the PK1 reservoir, in particular the existence in its upper part of layers of super-permeable reservoirs, which have a significant influence on the productivity of the reservoir.

Materials and methods

Materials: 3D seismic data, well logs data and data of monthly well operational reports.

Methods: structural and dynamic analysis of the 3D seismic data, interpretation of well logs data and quantitative analysis of the

calculated reservoir properties, analysis of formation pressures measurements in wells.

Keyword

Western Siberia, Pyreynoye field, PK1 reservoir, gas, exploitation, seismic exploration

For citation

Peskov M.A., Gorbunov P.A., Musatov I.V., Sakhipova Zh.A., Arkhipov A.V., Moshkov A.M., Dorokhov A.R. Detailing of the geological structure of the PK1 reservoir of the Pyreynoye field according to a joint analysis of seismic and exploitation data. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 26–31. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-26-31

Received: 17.11.2023

Общие сведения об объекте исследования

Пырейное месторождение в административном плане расположено на территории Пуровского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области. В тектоническом отношении участок работ приурочен к двум структурам первого порядка: Уренгойскому мегавалу (западная часть) и Нижнепурскому мегапрогибу (восточная часть). Уренгойский мегавал в контуре Пырейного месторождения, в свою очередь, осложняется структурой II порядка — Пырейным структурным мысом, с которым, собственно, и ассоциируется месторождение.

Месторождение открыто в 1976 году. Основным продуктивным объектом на рассматриваемой площади является пласт ПК1 сеноманского возраста (K_{2s}), к которому приурочена массивная водоплавающая газовая залежь.

С седиментологической точки зрения отложения пласта ПК1 формировались в условиях переходного осадконакопления, а именно прибрежной равнины, временами заливаемой морем [6], и представляют из себя сложное чередование проницаемых и непроницаемых пород. Разрез пласта ПК1 имеет четко выраженное ретроградационное строение, отражающее последовательное увеличение мористости слагающих его осадков [3, 4]. Вверх по разрезу в составе отложений доля прибрежных, а затем и морских отложений растет, достигая максимума в верхней части разреза, к которой и приурочена залежь.

Предпосылки для выполнения работ

В процессе разработки залежи пласта ПК1 были выявлены различные темпы падения пластового давления в северной и центральной + южной частях залежи при равных технологических условиях эксплуатации скважин. Данное явление указывает на то, что, судя по всему, залежь пласта ПК1 имеет внутренние неоднородности, которые не учитываются в принятых геологических моделях.

Одной из версий, которая объясняла бы неравномерное падение пластового давления, являлось наличие «гидродинамического барьера» между северной

и центральной частями залежи. Предполагалось, что этот барьер может иметь тектоническую (серия малоамплитудных дизъюнктивных нарушений) или седиментационную (литологический экран) природу.

Существующие на площади сейсморазведочные работы МОГТ 3D, отснятые в 2010—2011 годах (обработка и интерпретация проводилась в 2011 году), не позволяли выполнить качественный динамический анализ, направленный на выявление предполагаемых экранов ввиду следующих обстоятельств, не учтенных при обработке:

- не совсем корректный и современный учет неоднородностей в верхней части разреза (учет по данным 3D был выполнен с коррекцией на скважинные данные, что могло привести к искажению отражающих границ);
- при объединении массивов 3D сейсмических данных, отработанных в разные годы разными источниками, не выполнено их согласование по форме сигнала;
- при выполнении динамической обработки 3D данных были применены процедуры, искажающие истинное соотношение амплитуд (проявляющееся в том числе в несоответствии амплитудных аномалий на амплитудном и AVO-кубах);
- перед миграционными преобразованиями была выполнена процедура тримстатики, которая повлекла за собой искажение осей дифрагированных волн и негативно сказалась на результатах миграции.

Для детализации строения залежи пласта ПК1 и с целью выявления геологических причин перепадов текущих пластовых давлений была инициирована работа по комплексной переобработке и интерпретации материалов CPP 3D/2D в пределах Пырейной площади.

За 12-летний период, прошедший с момента первичной обработки и интерпретации сейсмических материалов, отснятых на Пырейной площади, появились новые технологии и методические приемы, которые позволяют улучшить качество обработки и тем самым получить более надежную и детальную основу для геологического моделирования.

При проведении современной переобработки сейсмических данных на Пырейном ЛУ:

- построена единая модель статических поправок для учета неоднородности ВЧР с учетом региональных трендов;
- выровнена АЧХ данных, устранены амплитудные «просадки». Расширен частотный диапазон;
- проведен подбор оптимальной апертуры миграции, что позволило повысить латеральную разрешенность сейсмических данных. Выполнена коррекция за неэллиптичность годографа для учета эффектов VTI-анизотропии;
- при обработке сохранены истинные значения амплитуд, что улучшило динамическую составляющую окончательного куба и позволило выполнить синхронную инверсию.

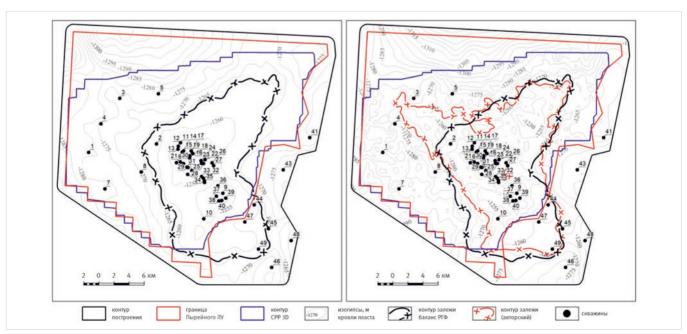
Полученный в результате переобработки сейсмический материал имеет большую разрешенность и лучшие динамические характеристики, что способствует проведению качественного сейсмического анализа залежи пласта ПК1 Пырейного месторождения.

Результаты работ

Сейсмогеологическая модель пласта ПК1 по результатам выполненной переобработки и интерпретации сейсмических материалов значительно уточнилась. При этом изменений в скважинной корреляции и в интерпретации ГИС практически не произошло — контакт залежи остался на идентичном уровне, а газовые толщины в скважинах практически не изменились.

Все основные изменения модели залежи связаны с использованием новой структурной основы. Так, структура, контролирующая залежь пласта ПК1, вытянулась в северозападном направлении, а в юго-западной части наоборот уменьшилась. В центральной части залежи прослежено локальное понижение структуры, в результате чего там отстраивается внешний контур. Северо-восточная часть залежи значительно увеличила свою амплитуду (рис. 1).

Увеличение контура залежи пласта ПК1 отчетливо наблюдается в волновой картине



Puc. 1. Сравнение балансовой модели пласта ПК1 с моделью, полученной по результатам переобработки и переинтерпретации СРР Fig. 1. Comparison of the balance model of the PK1 reservoir with the model obtained from the results of reprocessing and reinterpretation of the seismic data

как по картам динамических атрибутов, так и по изменению формы импульса вследствие эффекта от газа. На рисунке 2 представлена карта RMS-амплитуд в окне залежи пласта ПК1, по которой видно, что динамическая аномалия соответствует увеличившемуся контуру залежи по структурному плану. При этом отмечается динамическая выраженность не только центральной, но и северозападной и особенно северо-восточной части залежи. Увеличение структурной выраженности залежи пласта ПК1 в северо-восточном и северо-западном направлениях открывает

перспективы для наращения запасов залежи пласта ПК1.

После уточнения контура и морфологии залежи проводился углубленный динамический анализ, направленный на выявление в плане залежи сейсмических аномалий, которые могли бы объяснить различный характер падения пластового давления в северной и центральной части залежи.

Для подтверждения гипотезы существования в пласте ПК1 литологического барьера был выполнен прогноз литологии пласта ПК1 на основе результатов стохастической

инверсии. В поле упругих параметров газонасыщенные песчаники очень хорошо отделяются от остальных литотипов [2, 7], поэтому зона развития литологического экрана должна выглядеть как линейно ориентированная зона пониженных газонасыщенных толщин. На результирующей карте эффективных газонасыщенных толщин не просматриваются какие-либо линейные аномалии, которые могли бы быть проинтерпретированы как литологические экраны (рис. 3).

Второй гипотезой, которая бы объясняла различный характер падения пластового давления в разных частях залежи, являлось наличие разломов в интервале пласта ПК1. которые могут выступать в роли гилролинамического барьера. С целью поиска тектонических нарушений были проанализированы различные структурные атрибуты. Кроме того, на основе нейронных сетей в отечественном программном продукте Geoplat был рассчитан атрибут «вероятность наличия разломов» [1]. По результатам выполненного анализа было отмечено хаотичное распределение выделенных аномалий и малое значение их вероятности. что говорит об отсутствии реальных тектонических нарушений в исследуемом интервале (рис. 4).

Таким образом, по сейсмическим данным можно сделать вывод о том, что в сейсмическом масштабе залежь пласта ПК1 представляет собой единый резервуар.

Анализ разреза залежи по данным ГИС

Не получив ожидаемого результата от динамического анализа, был сделан вывод, что, судя по всему, причина неравномерного падения пластового давления по площади кроется в особенностях внутреннего строения коллекторов залежи пласта ПК1, которые находятся за пределами разрешающей возможности сейсморазведки. Поэтому дальнейшие изыскания были направлены в сторону анализа РИГИС.

В ходе анализа разрезов скважин в интервале пласта ПК1 было установлено, что пласт вертикально неоднороден, и что его

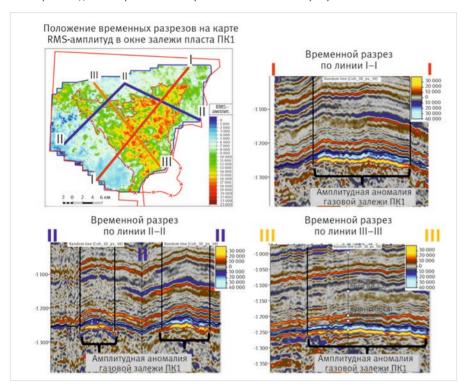
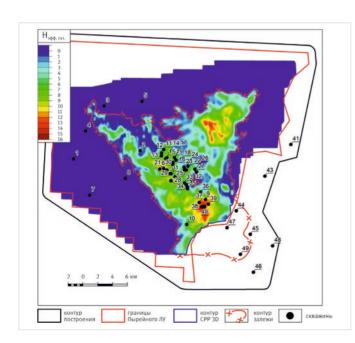
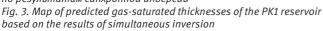


Рис. 2. Проявление газовой динамической аномалии залежи пласта ПК1 на карте RMS-амплитуд и временных разрезах

Fig. 2. Sign of the gas dynamic anomaly of the PK1 reservoir on the RMS amplitude map and time section



Puc. 3. Карта прогнозных газонасыщенных толщин пласта ПК1 по результатам синхронной инверсии
Fig. 3. Map of predicted aas-saturated thicknesses of the PK1 reservo



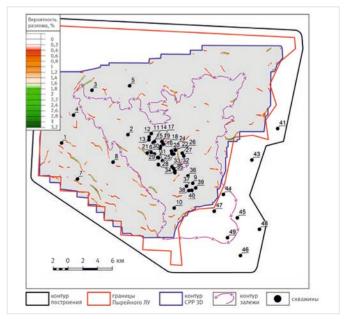


Рис. 4. Вероятность наличия разломов в интервале пласта ПК1 Fig. 4. Faults probability in the PK1 reservoir interval

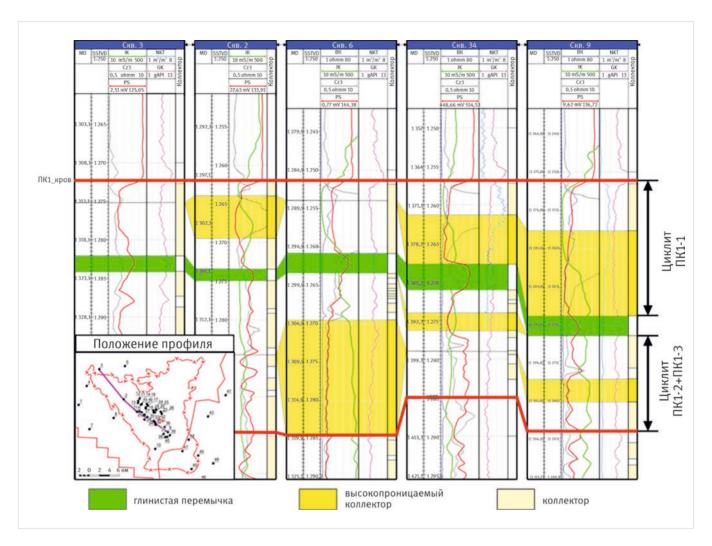


Рис. 5. Схема корреляции высокопроницаемого прослоя

Fig. 5. Correlation scheme of high-permeability layer

можно разделить на несколько циклитов — ПК1-1, ПК1-2 и ПК1-3, к самому верхнему из которых (ПК1-1) непосредственно приурочена газовая залежь. Также было установлено, что в пределах пласта выделяются отдельные прослои коллекторов с повышенными ФЕС (Кп >35 %, Кпр >900 мД), которые уверенно коррелируются по скважинам в пределах изучаемой территории. Высокопроницаемые прослои были прокоррелированы по всему фонду скважин. Пример корреляции пласта ПК1 приведен на рисунке 5.

Была выдвинута гипотеза о том, что высокопроницаемые коллекторы в верхней части разреза пласта ПК1, к которому приурочена залежь (циклит ПК1-1), должны оказывать ключевое влияние на работу залежи и ее энергетическое состояние.

В ходе дальнейшего анализа была доказана связь межу величиной текущего пластового давления и суммарной эффективной толщиной высокопроницаемых коллекторов циклита ПК1-1. На рисунке 6 приведен график зависимости текущего пластового давления от суммарной толщины высокопроводящих прослоев циклита ПК1-1, построенный по скважинным данным. Коэффициент корреляции двух этих величин составляет 0,756, что указывает на существование между ними значимой связи.

На рисунке 7 представлена карта текущих пластовых давлений со скважинами, в которых подписана мощность

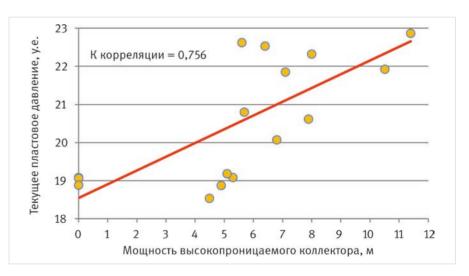


Рис. 6. График зависимости текущего пластового давления от мощности высокопроводящих коллекторов

Fig. 6. Function between current reservoir pressure and thickness of highly conductive reservoirs

высокопроницаемых коллекторов циклита ПК1-1. Для наглядности скважины были проранжированы в зависимости от мощности высокопроводящих коллекторов на три ранга: 1-й ранг с малыми толщинами (0–5 м); 2-й ранг со средними толщинами (5–10 м); 3-й ранг с толщинами более 10 метров.

По карте видно, что в тех местах залежи, где скважины охарактеризованы малыми толщинами высокопроводящих коллекторов, падение пластового давление происходит более интенсивно.

На рисунке 8 представлен схематический разрез модели залежи пласта ПК1

с выделенными прослоями высокопроводящих коллекторов, границей между циклитом ПК1-1 и ПК1-2 + ПК1-3, начальными и текущими газоводяными контактами (ГВК). На разрезе наглядно демонстрируется, что юго-восточная часть залежи за счет мощного высокопроводящего слоя коллекторов хорошо связывается с законтурной частью залежи, что обеспечивает восполнение

энергетического потенциала залежи за счет более активного поступления законтурных вод [5].

На севере, в свою очередь, сообщение продуктивной части залежи с законтурной областью затруднено, в результате чего давление в продуктивной части за счет медленного поступления воды стабилизируется хуже.

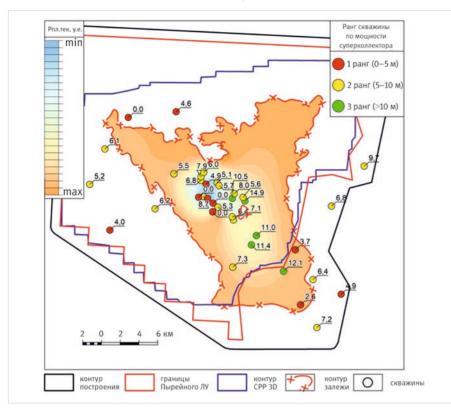


Рис. 7. Карта текущих давлений залежи пласта ПК1 Пырейного месторождения Fig. 7. Map of current reservoir pressures of the PK1 reservoir of the Pyreynoye field

Итоги

В результате выполненных работ:

- уточнена структурно-тектоническая модель залежи пласта ПК1;
- спрогнозированы эффективные газонасыщенные толщины с учетом сейсмических данных;
- установлено цикличное внутреннее строение пласта ПК1:
- установлено существование в разрезе высокопроводящих разностей коллекторов, которые локализуются преимущественно в верхней части разреза;
- выявлено, что интенсивность снижения пластового давления в залежи напрямую связана с объемом выделяемого высокопроводящего коллектора;
- рекомендуется устанавливать режим работы эксплуатационных скважин в зависимости от объема выделяемых высокопроницаемых коллекторов в той или иной части залежи.

Выводы

Установленная особенность распределения свойств коллекторов в разрезе пласта ПК1 соответствует геологическому представлению об условиях его образования — верхняя часть пласта формировалась в мелководно-морских обстановках, что обуславливает ее наилучшие ФЕС. Нижняя часть пласта ассоциируется с отложениями континентального и переходного комплекса отложений, охарактеризованного несколько худшими ФЕС.

Исходя из установленной закономерности распределения ФЕС пласта ПК1, авторами делается вывод, что режимы работы эксплуатационных скважин, расположенных на площади месторождения, должны зависеть непосредственно от объема высокопроводящих коллекторов, чтобы на каждой части площади обеспечить режим добычи, при котором происходит равномерное падение пластового давления в зависимости от связи

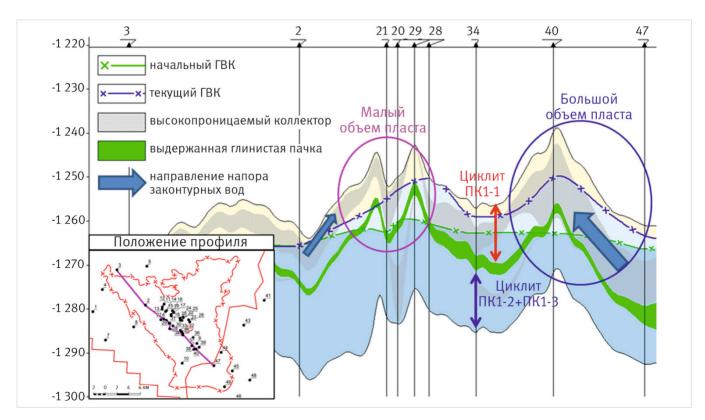


Рис. 8. Схематический разрез залежи пласта ПК1 Fig. 8. Schematic section of the PK1 reservoir

залежи с законтурной зоной, в значительной мере обеспечиваемой прослоем высокопроводящего коллектора.

Литература

- 1. Авдеев П.А., Базанов А.К., Ефремов И.И., Мифтахов Р.Ф. Переход к использованию цифровых помощников в кинематической интерпретации данных сейсморазведочных работ на примере задачи повышения качества сейсмических данных после суммирования и достоверности прогноза тектонической модели // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2022. Т. 4. № 1. С. 50–57.
- 2. Воскресенский Ю.Н. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов. М.: РГУ нефти и газа, 2001. 68 с.
- 3. Жемчугова В.А. Практическое применение резервной седиментологии при моделировании углеводородных систем. М.: РГУ нефти и газа, 2014. 344 с.
- Жемчугова В.А., Бербенев М.О. Седиментационная модель отложений покурской свиты как основа прогноза фильтрационно-емкостных свойств (верхний мел Западной Сибири) // Литология и полезные ископаемые. 2018.
 № 2. С. 142–151.
- 5. Каналин В.Г. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология. М.: Недра, 1997. 366 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. Odegaard E., Avseth P. Well log and seismic data analysis using rock physics templates. First break, 2004, Vol. 22, issue 10, P. 37–43. (In Eng).

ENGLISH

Results

The results of the research can be represented in following sentences:

- detalization of the structural and tectonic model of the PK1 reservoir;
- forecasting of the gas-saturated thicknesses of the reservoir with help of seismic data;
- establishment of the cyclic structure of the PK1 reservoir;
- establishment of the existence of highly conductive reservoir in the section, which are localized mainly in the upper part of the section;
- it was revealed that the intensity of the reservoir pressure decrease is directly related to the volume of highly conductive reservoir;
- exploitation of production wells should be depended on the volume high-permeability reservoirs in one or another part of the reservoir.

Conclusions

The revealed distribution of reservoir properties in the section of the PK1 reservoir corresponds to the geological concept of its formation – the upper part of the reservoir was formed in shallow-marine environments, which determines its best reservoir properties. The lower part of the reservoir is associated with sediments of the continental and transitional sedimentation complex, characterized by slightly worse reservoir properties.

According to established patterns of reservoir properties distribution, the authors conclude that the production wells located in the field should be developed with taking into the account the volume of highly conductive reservoirs. This will ensure a production in each part of the field with a uniform drop in reservoir pressure.

References

- 1. Avdeev P.A., Bazanov A.K., Efremov I.I., Miftakhov R.F. Transition to the use of digital assistants in the kinematic interpretation of the data of seismic exploration by the example of the problem of improving the quality of seismic data after summation and reliability of the tectonic model forecast. Kazakhstan journal for oil & gas industry, 2022, Vol. 4, issue 1, P. 50–57. (In Russ).
- Voskresensky Yu.N. Study of changes in the amplitudes of seismic reflections for the search and exploration of hydrocarbon deposits. Moscow: Russian State University

- of Oil and Gas, 2001, 68 p. (In Russ).
- 3. Zhemchugova V.A. Practical application of reservoir sedimentology in modeling hydrocarbon systems. Moscow: Russian State University of Oil and Gas, 2014, 344 p. (In Russ).
- Zhemchugova V.A., Berbenev M.O.
 Sedimentation model of rocks of the Pokur formation: basis for the prediction of filtration-volumetric characteristics (upper cretaceous, West Siberia). Lithology and mineral resources, 2018, issue 2, P. 142–151. (In Russ).
- 5. Kanalin V.G. Oil and gas exploitation geology and hydrogeology. Moscow: Nedra,

- 1997, 366 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.
 Cretaceous paleogeography of the West
 Siberian sedimentary basin. Geology and
 geophysics, 2014, Vol. 55, issue 5–6,
 P. 745–776. (In Russ).
- 7. Odegaard E., Avseth P. Well log and seismic data analysis using rock physics templates. First break, 2004, Vol. 22, issue 10, P. 37–43. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ABTOPAX I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Песков Михаил Анатольевич, менеджер,

000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Горбунов Павел Александрович, к.г.-м.н., заведующий сектором, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Для контактов: pagorbunov@tnnc.rosneft.ru

Мусатов Илья Владимирович, начальник отдела, 000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Сахипова Жанна Андреевна, начальник отдела, OOO «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Архипов Андрей Викторович, главный специалист, OOO «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Мошков Александр Михайлович, специалист, 000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Дорохов Антон Романович, начальник отдела, AO «Сибнефтегаз», Новый Уренгой, Россия

Peskov Mikhail Anatolievich, manager,

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Gorbunov Pavel Alexandrovich, ph.d. of geologo-mineralogical sciences, sector head, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Corresponding author: pagorbunov@tnnc.rosneft.ru

Musatov Ilya Vladimirovich, department head, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Sakhipova Zhanna Andreevna, department head, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Arkhipov Andrey Viktorovich, chief specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Moshkov Alexander Mikhailovich, specialist,

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Dorokhov Anton Romanovich, department head, "Sibneftegas" JSC, Novy Urengoy, Russia



Группа компаний EXP – это инновационная компания в сфере поставок промышленного оборудования и трубопроводной арматуры для энергетики, тепловых сетей, нефтяной и химической промышленностей, горнодобывающей и строительной отраслей.

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕХИМИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

1

НАСОСНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ (центробежные, погружные, шламовые насосы) **СОБСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА**

ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОТОЧНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

THE REAL PROPERTY.

на основе анализаторов:

- LAR EXP (анализаторы общего органического углерода в оборотной воде - собственная разработка)
- · LAR Process Analyzers AG (Анализаторы общего органического углерода в оборотной воде)
- · FUJI Electric (газоанализаторы для измерения O2, CO, CO2, NOx, CH4, SO2)
- · XOS X-ray Optical Systems (XOS анализаторы серы)
- BARTECBENKE (поточные анализаторы технологического контроля)
- Schneider Electric (поточные анализаторы технологического контроля)
- COSA+XENTAUR (Анализаторы влажности измерение точки росы по влаге)
- DEL MAR Scientific, AMETEK (анализаторы дымовых газов и анализаторы влажности)
- NEO MONITORS AS (лазерные анализаторы)

🚜 ЗАПОРНАЯ АРМАТУРА

Мы поставляем запорную арматуру в любых диаметрах **собственного исполнения**, а также в исполнении от Valmet, Maxseal, Bray, Maverick Valves и других производителей, ушедших с рынка России.

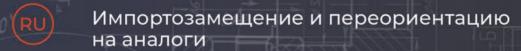


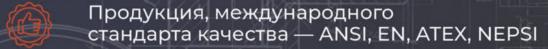
Наша компания обеспечит поиск наилучшего решения, учитывая ваши финансовые возможности, технические характеристики и ожидаемые эксплуатационные расходы. Мы проведем все необходимые расчеты, разработаем соответствующие документы и окажем поддержку в составлении требуемой документации.



- ПРОТИВОПОЖАРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ОСОБО ОПАСНЫХ ОБЪЕКТОВ
- СТАНКИ ДЛЯ РАЗЛИЧНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ЛИНИЙ
- КОМПЛЕКТУЮЩИЕ ДЛЯ СВАРОЧНЫХ РАБОТ
- 🚜 БЕСПИЛОТНЫЕ АППАРАТЫ

А также, хочется отметить, что мы можем поставлять любое дефицитное оборудование **ПАРАЛЛЕЛЬНЫМ ИМПОРТОМ!**



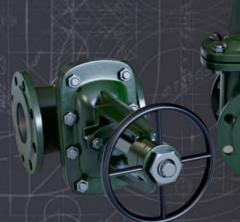


Разработка и производство оборудования по чертежам Заказчика

Минимальные временные затраты на производство и доставку

Продукция соответствует требованиям и стандартам, установленным указанными организациями и документами





Специфика сейсмогеологической корреляции пластов усть-балыкского горизонта в Пихтово-Юганской зоне — переходных разрезов между сургутским и нижневартовским фациальными районами

Елишева О.В., Сильнягина Н.В., Шахов А.В., Зервандо Я.В.

OOO «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Согласно региональному фациальному районированию неокомских отложений Западно-Сибирского бассейна, Пихтово-Юганская зона находится на стыке двух фациальных районов (ФР) — Сургутского и Нижневартовского, которые характеризуются разным типом разреза, количеством песчаных пластов и их индексацией. В практике геологоразведочных работ первый тип разреза фигурирует как сургутский и объединяет группу песчаных пластов БС. Второй тип разреза — вартовский, объединяет группу пластов БВ и АВ. Учитывая, что изучение неокомского комплекса регионального уровня базируется преимущественно на фазовой сейсмической корреляции, из-за разницы в строении и фациальной природы между типами разрезов этих ФР в ундаформной части неокомских клиноформных резервуаров на таких территориях, как Пихтово-Юганская зона, до сих пор существует проблема корректной геологической корреляции изохронных пластов в зоне переходных разрезов. В статье показан опыт решения данной проблемы для Пихтово-Юганской зоны. Приведены особенности строения сургутского, вартовского и переходного типов разрезов. Представлены особенности расчленения и корреляции неокомских пластов в разных фациальных районах по данным скважин, описаны проблемы фазовой сейсмической корреляции неокомских отложений. Для решения проблем изохронной геологической и сейсмической корреляций приведены примеры результатов одномерного моделирования и акустической инверсии. Даны рекомендации по особенностям строения каждого типа разреза.

Материалы и методы

В анализе использованы материалы по 20 поисково-разведочным скважинам, по которым имелся относительно полный пакет данных: керна, ГИС, попадающие в контур съемок МОГТ 3D. В статье приведены примеры по отдельным скважинам, иллюстрирующие каждый тип разреза. Также использованы материалы сейсмических работ МОГТ 3D по Кеумской, Пихтовой, Тямкинской, Тальцийской, Протозановской, Урненской, Южно-Гавриковскую и других площадях Уватского района Тюменской области. Для анализа геологического материала использованы методы сиквенс-стратиграфического

и фациального анализов (по керну и ГИС). Для решения задачи сопоставления границ системных трактов и сейсмических фаз волнового поля использованы методы одномерного моделирования и акустической инверсии.

Ключевые слова

сургутский тип разреза, вартовский тип разреза, корреляция разрезов скважин, усть-балыкская свита, сортымская свита, ванденская свита

Для цитирования

Елишева О.В., Сильнягина Н.В., Шахов А.В., Зервандо Я.В. Специфика сейсмогеологической корреляции пластов усть-балыкского горизонта в Пихтово-Юганской зоне — переходных разрезов между сургутским и нижневартовским фациальными районами // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 34–44. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-34-44

Поступила в редакцию: 17.11.2023

GEOLOGY

UDC 551(470.61) | Original Paper

The specificity of the seismogeological correlation of neocomian deposits of different facial regions of the Fir-Yugan zone (Uvat district of the Tyumen region)

Elisheva O.V., Silnyagina N.V., Shahov A.V., Zervando Ya.V.

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Abstract

According to the regional facies zoning of the Neocomian deposits of the West Siberian Basin, the Fir-Yugan zone is located at the junction of two facies regions (FR) – Surgut and Nizhnevartovsk, which are characterized by a different type of section – the number of sand layers and their indexing. In the practice of geological exploration, the first type of section is called "Surgut" and unites a group Iof BS sand layers. The second type of section is called "Vartovsky" and unites a group of BV layers. Due to the difference in structure and facies nature between the types of sections in the undaform part of the Neocomian clinoform reservoirs, in the territories of transition zones today there is a problem of correct geological correlation of isochronous layers of these facies areas. The study of the Neocomian complex of regional and zonal levels is based mainly on seismic phase correlation, therefore, in such territories as the Fir-Yugan zone, there is a problem of correct interdistrict correlation of layers not only according to drilling data, but also according to seismic materials. The article shows the experience of solving this problem for the Fir-Yugan zone.

The features of the facies structure of the "Surgut", "Vartovsky" and transitional type sections are given. The features of dissection and correlation of neocomial strata in differ-ent facies areas according to drilling data and problems of seismic correlation are presented. For the correct binding of reflected waves for each type of section, an example of synthetic acoustic one-dimensional modeling is given, recommendations are given for taking into account the struc-tural features of each type of section.

Materials and methods

The study used the materials on 20 exploration and appraisal wells with relatively complete data packages: core, well logging, and 3D CDP data within the survey contour. The paper provides examples only for individual wells, illustrating each type of cross-section. The 3D CDP seismic materials on the Keumskaya, Pikhtovaya, Tyamkinskaya, Taltsiyskaya, Protozanovskaya, Urnen-skaya, Yuzhno-Gavrikovskaya, and other areas of the Uvat Area of the Tyumen Region were also used.

To analyze the geological material, the sequence-stratigraphic and facies analyses (core/log-based) methods were used. To solve the problem of comparing the boundaries of system tracts and seismic phases of the wave field, the following methods were used: one-dimensional modeling and acoustic inversion.

Keywords

surgut-type section, Vartovsky-type section, well correlations, Ust-Balyk Series, Sortym Series, Vandensky Series

For citation

Elisheva O.V., Silnyagina N.V., Shahov A.V., Zervando Ya.V. The specificity of the seismogeo-logical correlation of neocomian deposits of different facial regions of the Fir-Yugan zone (Uvat district of the Tyumen region). Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 34–44. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-34–44

Received: 17.11.2023

Введение

В административном отношении южная часть Пихтово-Юганской зоны занимает северные территории Уватского района юга Тюменской области, ее северная часть располагается в границах южных районов ХМАО-Югра. На рассматриваемой территории неокомский комплекс является одним из основных продуктивных горизонтов, в котором уже открыты залежи углеводородов (УВ) на Южно-Венихъяртской, Тальцийской, Протозановской, Северо-Кеумской и в группе Ай-Яунских площадей [1] (рис. 1).

В Уватском районе юга Тюменской области в интервале неокомских отложений существует определенная закономерность развития по площади уже открытых залежей УВ. На территории Пихтово-Юганской зоны они

приурочены к ловушкам ундаформных частей неокомских клиноформ.

В фациальном отношении разрезы этих частей клиноформ состоят из фаций шельфового (прибрежного) генезиса (группа пластов БС), которые замещаются в восточном направлении Западно-Сибирского бассейна (ЗСБ) на отложения ванденской свиты (группа пластов БВ) дельтовой равнины [2]. На территории Уватского района Тюменской области из-за увеличения количества песчаных пластов в последней, их малой мощности, а также отсутствия в таких переходных зонах фаунистических определений возраста. между разрезами усть-балыкской и ванденской свит до сих существует проблема сопоставления изохронных пластов. Особенно остро проблема стоит на площадях, слабо изученных поисковым бурением, где между скважинами большие расстояния и основной материал изучения отложений — это данные сейсмических работ МОГТ-2D и МОГТ-3D.

Как правило, на материалах площадной сейсморазведки MOГТ-3D сейсмогеологическое моделирование строения неокомских резервуаров регионального уровня базируется на увязке сейсмической фазовой корреляции по локальным площадям, при которой происходит прослеживание границ кровель песчаных пластов, а не региональных глинистых пачек, как при профильных работах МОГТ-2D [3]. В результате на территории Уватского района из-за привязки в разных фациальных районах одного и того же отражающего горизонта (ОГ) к геологическим границам диахронных песчаных пластов существует проблема их корректного сопоставления в пределах ундаформной части одного

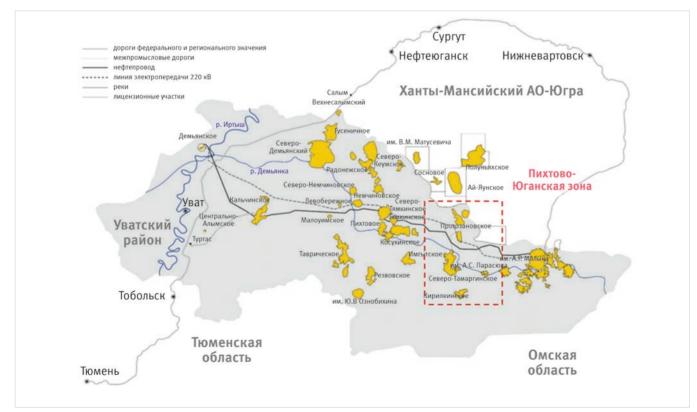
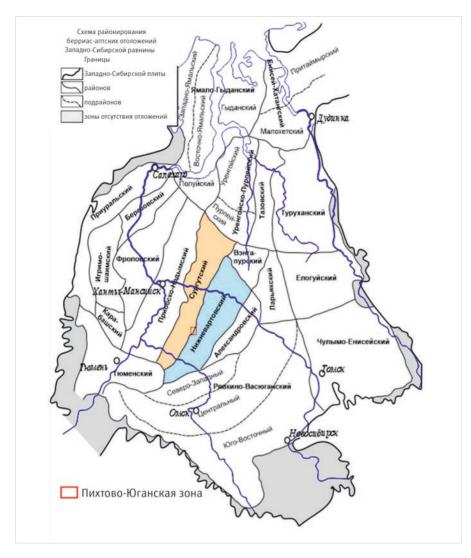
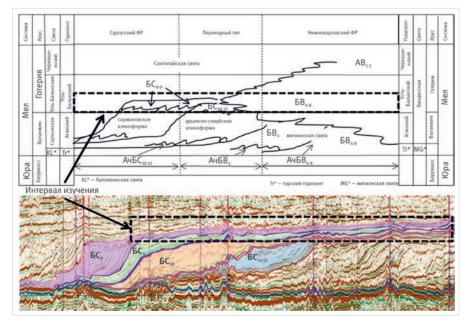


Рис. 1. Обзорная схема района исследования (Пихтово-Юганская зона)

Fig. 1. Overview map of the study area (Pikhtovy-Yugansky zone)



Puc. 2. Схема фациального районирования берриасс-аптских отложений согласно официально принятой стратиграфической схеме 3CБ [4] Fig. 2. Map of facies zoning of Berriasian-Aptian deposits according to the official WSB stratigraphic plane [4]



Puc. 4. Схема сопоставления пластов неокомских отложений сургутского и вартовского типов разреза по официальной стратиграфии 3CБ с учетом клиноформного строения Fig. 4. Map of comparison of the Neocomian reservoirs of the Surgut and Vartovsky-type sections according to the official WSB stratigraphic plane, taking into account the clinoform structure

и того же клиноформного резервуара. Рассмотрению данного вопроса на территории Пихтово-Юганской зоны и посвящена данная публикация.

Строение неокомских отложений на территории Пихтово-Юганской зоны с позиций официальной стратиграфии ЗСБ

Согласно официально умоткнидп региональному фациальному районированию неокомских отложений Запално-Сибирского бассейна (ЗСБ) [4], Пихтово-Юганская зона находится на стыке двух ФР — Сургутского и Нижневартовского, что отражается на сложных полифациальных переходах пластов группы БС и группы БВ по плошали и строении неокомских разрезов этой территории, особенно в интервале усть-балыкского стратиграфического горизонта. Поскольку в Пихтово-Юганской зоне интерес в плане потенциальной нефтеносности представляют пласты усть-балыкского стратиграфического горизонта, из всех неокомских отложений ниже приведена только его краткая характеристика (рис. 2, 3).

В Сургутском ФР, согласно биостратиграфическому расчленению, разрез неокомских отложений представлен усть-балыкской и сортымской свитами сугубо морского генезиса (прибрежного, мелководного и глубоководного), объединяющих группу песчаных пластов EC_{1} - EC_{12} . В Сургутском ФР усть-балыкский горизонт в объеме усть-балыкской свиты представлен группой пластов EC_{1-5} , EC_{6-7} и EC_{8-9} прибрежно-морского (шельфового) генезиса. На терриитории Уватского района Тюменской области составляют ундаформные и верхние части клиноформных частей неокомских клиноформ.

В Нижневартовском ФР, согласно расчленению, разрез неокома по свитам представлен мегионской и ванденской свитами переходного и субконтинентального (дельтового) генезиса, объединяющих группу пластов БВ₀-БВ₉ и АВ₄-АВ₅. С точки зрения условий формирования ванденская свита в интервале нижней подсвиты является генетическим аналогом верхней части сортымской свиты, а в интервале верхней подвсвиты — аналогом усть-балыкской и сангопайской свит. В отличие от Сургутского ФР, в Нижневартовском отложения верхней подсвиты ванденской свиты в объеме усть-балыкского горизонта представлены, согласно [4], нерасчлененной толщей песчаников, алевролитов и глин, в пределах которой выделяются пласты AB₄₋₅, AB₁₀ и БВ₀₋₇.

На рисунках 2 и 3 показано, какой тип разреза усть-балыкского стратиграфического горизонта авторы относят к переходному типу между сургутским и вартовским типами разрезов.

Поскольку при ГРР геологи опираются на официально принятые стратиграфические схемы юрских [5] и меловых [4] отложений, в рамках которых утверждена принятая индексация пластов в разных фациальных районах, на рисунке 4 приведена схема сопоставления пластов неокомских отложений сургутского и вартовского типов разреза согласно свитной стратиграфии ЗСБ и клиноформного строения неокомских отложений. Черной рамкой выделен объект изучения в пределах двух ФР и переходной зоне — интервал усть-балыкского стратиграфического горизонта.

Сургутский тип разреза вскрывается на центральных площадях Уватского региона (рис. 5). Типовое строение разреза

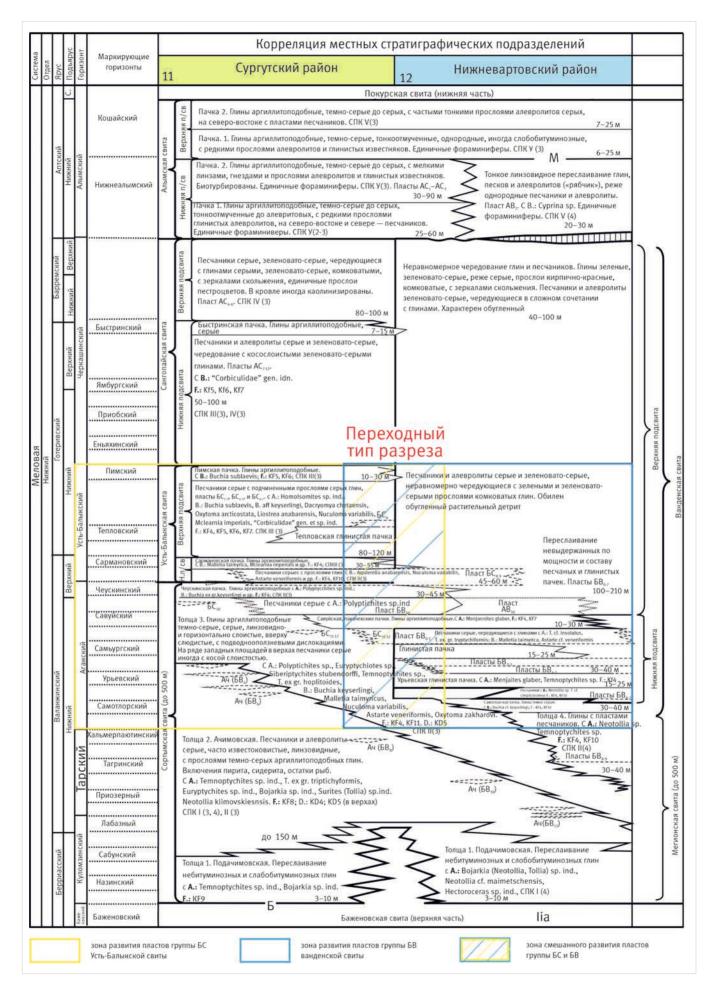


Рис. 3. Фациальное районирование и стратификация неокомских отложений согласно официально принятой стратиграфической схеме 3CБ [4]

Fig. 3. Facies zoning and stratification of Neocomian deposits according to the official WSB stratigraphic plane [4]

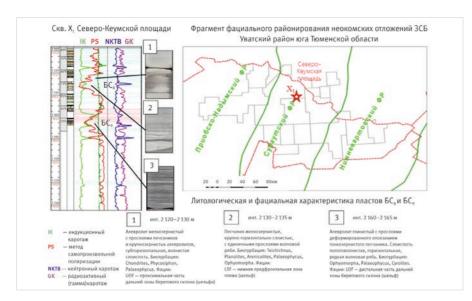


Рис. 5. Строение сургутского типа разреза на примере скважины Северо-Кеумской площади

Fig. 5. The structure of the Surgut-type section on a case study of a Severokeumskaya Area well

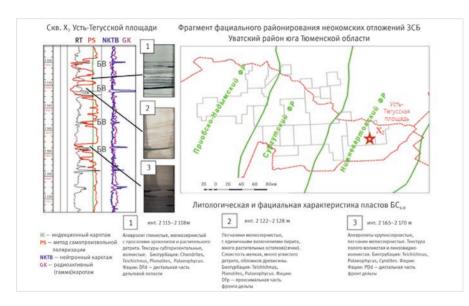
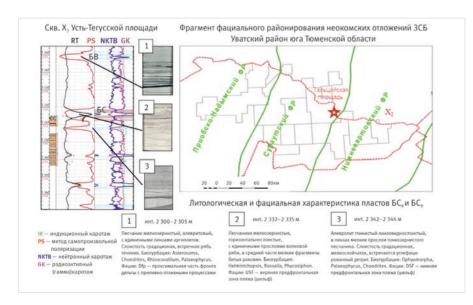


Рис. 6. Строение вартовского типа разреза на примере скважины Усть-Тегусской плошади

Fig. 6. The structure of the Vartovsky-type section on a case study of an Ust-Tegusskaya Area well



Puc. 7. Строение переходного типа разреза на примере скважины Тальцийской площади Fig. 7. The structure of the transitional-type section on a case study of a Talciyskaya Area well

иллюстрируется на примере скважины X1 Северо-Кеумской площади, где, согласно официальной свитной стратиграфии, разрез усть-балыкского горизонта представлен средней частью усть-балыкской свиты, состоящей литологически из самостоятельных песчано-алевритовых пластов FC_8 и FC_9 , разделенных часто глинистой пачкой. Отложения обоих пластов имеют прибрежно-морской, шельфовый генезис.

Вартовский тип разреза вскрывается на восточных площадях Уватского региона (рис. 6). Типовое строение разреза проиллюстировано на примере скважины Х2 Усть-Тегусской площади. Интервал усть-балыкского стратиграфического горизонта представлен толщей дельтовых и континентальных отложений верхней подсвиты ванденской свиты, которая литологически состоит из серии пластов БВ разной мощности, не имеющих официально установленной хроностратиграфической привязки к определенному возрасту, что вызывает сложности при сопоставлении пластов группы БС и БВ разных фациальных районах по скважинным данным.

Переходный тип разреза вскрывается полосой от Южно-Пихтовой, Пихтовой и Тамаргинско-Северо-Болотной площадей Уватского района юга Тюменской области до группы Юганских площадей в пределах южных районов ХМАО — Югра. Типовое строение переходного типа разреза показано на примере скважины ХЗ Тальцийской площади (рис. 7). На этих территориях интервал усть-балыкского стратиграфического горизонта представлен чередованием маломощных песчаноалевритовых пачек дельтового (ванденская свита) и глинистых пачек морского (шельфового) (усть-балыкская свита) генезиса.

Во всех трех фациальных зонах пласты усть-балыкского стратиграфического горизонта (БС и БВ) слагают верхние части ундаформной и ортоклиноформной частей сармановской, урьевской и савуйской клиноформ. В волновом сейсмическом поле МОГТ 3D этот интервал разреза представлен плоскопараллельным рисунком записи с разной динамикой амплитудного спектра (рис. 4).

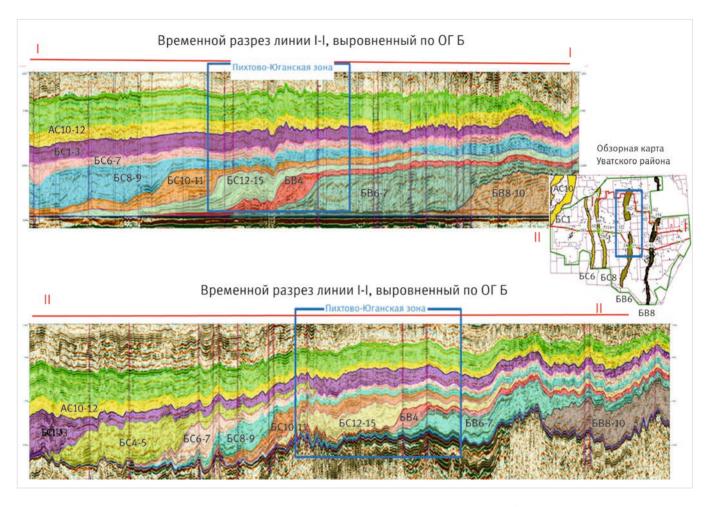
Сейсмическая корреляция неокомских отложений на территории разных фациальных районов Пихтово-Юганской зоны

В Уватском районе юга Тюменской области территории Сургутского и Нижневартовского ФР изучены не только региональными профильными сейсмическими работами 2D, но и площадными работами МОГТ 3D.

На рисунке 8 приведены два региональных композитных профиля, пересекающие территорию Уватского района и южных районов ХМАО — Югра в субширотном направлении, где можно видеть, что неокомский интервал разреза представлен серией клиноформных тел (резервуаров), которые замещают друг друга по площади со смещением в западном направлении.

Клиноформы имеют разные размеры и морфологию: протяженность по площади, мощности ортоформных, унда- и фондаформных частей, что обусловлено не только спецификой формирования каждой клиноформы, но и с особенностями их внутреннего строения, что сказывается на распределении коллекторов по площади.

В пределах Пихтово-Юганской зоны разрезы сортымской свиты (пласты БС₁₁₋₁₂) представлены ортоформными и клиноформными



Puc. 8. Клиноформное строение неокомского интервала разреза Уватского района юга Тюменской области по данным MOIT 3D Fig. 8. The clinoform structure of the Neocomian interval within the Uvat Area in the south of the Tyumen Region according to the 3D CDP data

частями урьевской и чеускинской клиноформ. В то время как усть-балыкская свита (пласты $\mathsf{LC}_{8.9}$) представлена только ундаформной частью сармановской клиноформы, которая выклинивается западнее Густореченской площади и переходит в восточном направлении в мощную толщу дельтовых отложений ванденской свиты. В волновом сейсмическом поле интервал сортымской свиты (аганский горизонт) в пределах ортоклиноформных частей клиноформ характеризуется круто наклоненными в западном направлении отражающими горизонтами.

В отличие от них интервалы пластов БВ₄₋₆ фондаформных частей клиноформ нижневанденской подсвиты и интервалы пластов БС₈₋₉ ундаформных частей сармановской клиноформы усть-балыкской свиты характеризуются пологозалегающими отражающими горизонтами.

Особенностью динамических характеристик волнового сейсмического поля МОГТ 3D в интервале ундаформных частей клиноформ в зоне переходных разрезов усть-балыкской свиты в ванденскую является наличие участков интерференции сигналов на фоне увеличения количества положительных и отрицательных фаз, появление хаотичного рисунка записи с отсутствием протяженных осей синфазности, снижение динамики амплитудного спектра.

Совместный анализ сейсморазведочных данных и материалов бурения показал, что не только глинистые пачки, маркирующие границы клиноформ, но и песчаные пласты внутри резервуаров маркируются отражающими горизонтами.

Отличие заключается в том, что в первом случае сейсмическая корреляция выполняется по отрицательным фазам, стратифицирующих кровли региональных глинистых пачек, являющихся покрышками клиноформных резервуаров. За счет выдержанной мощности глинистых отложений и их акустической контрастности фазовая корреляция, как правило, сложностей не вызывает. Исключение составляют фондаформные части неокомских клиноформ, где за счет сокращения мошности глинистых пачек конденсированные разрезы составляют с баженовскими отложениями единую литологическую толщу. В результате ОГ неокомского интервала разреза в зоне фондаформы «примыкают» к отраженной волне «Б», динамически затухая до полного исчезновения, составляя с последней единую, динамически выраженную сейсмическую волну отрицательного знака.

Во втором случае при прослеживании кровли отдельных песчаных пластов клиноформных комплексов сейсмическая корреляция выполняется по ОГ положительного знака. Из-за слабой выдержанности толщин песчаных пластов группы склоновых фаций и линзовидного строения шельфовых пластов в ундаформных частях клиноформ, которые при переходе от морских разрезов к субконтинентальным (дельтовым) расщепляются на серию маломощных пластов, динамическая выраженность отражающих горизонтов положительного знака сильно падает. Они часто интерферируют, примыкая к фазам отрицательного знака, которые маркируют глинистые покрышки, что вызывает сложности выполнения фазовой корреляции, особенно при увязке изохронных пластов между разными фациальными типами разрезов.

Сиквенс-стратиграфическое строение ундаформных частей неокомских клиноформ переходных разрезов между Сургутским и Вартовским фациальными районами на терриории Пихтово-Юганской зоны

Как показывает практика ГРР на территории северо-восточных и восточных площадей Уватского района Тюменской области при выявлении новых ловушек УВ в неокомском интервале разреза и прогноза коллекторов по сейсмическим данным МОГТ 3D, существует несколько проблем, с которыми сталкиваются специалисты при построении сейсмогеологических моделей.

Первая проблема связана с корректным сопоставлением между собой неокомских отложений интервала ундаформных частей клиноформ в зонах переходных разрезов между Сургутским и Вартовским ФР из-за того, что в усть-балыкском горизонте в переходных типах разрезов встречаются песчаные пласты (коллекторы) разной фациальной природы. Часть из них представлена прибрежно-морскими (шельфовыми) фациями, которые относят к группе пластов БС усть-балыкской свиты, другая часть — это дельтовые и группа субконтинентальных фаций, которые относят к пластам АВ и БВ ванденской свиты.

Вторая проблема вызвана сложностью сопоставления общей мощности устьбалыкского стратиграфического горизонта между разрезами Сургутского и в Нижневартовского ФР и сопоставлением толщин

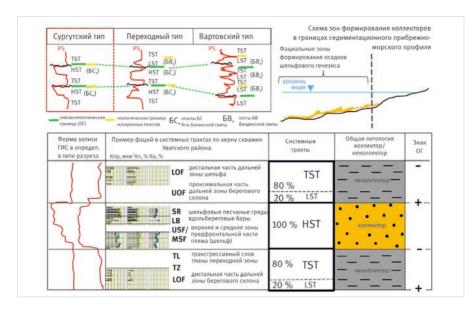
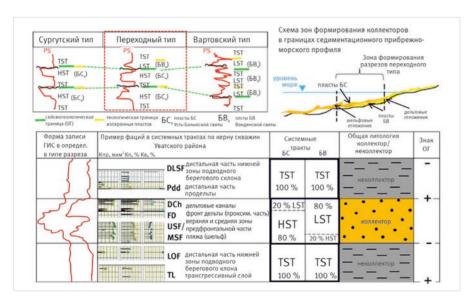
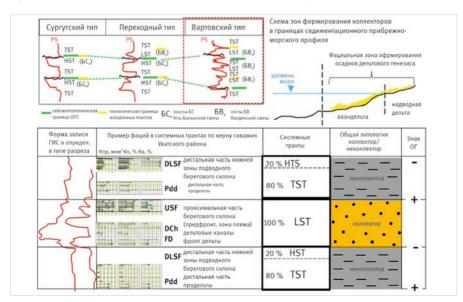


Рис. 9. Строение интервала пластов Б $C_{8.9}$ усть-балыкской свиты вартовского типа разреза

Fig. 9. The structure of the $BS_{8.9}$ interval of the Ust-Balyk formation of the Vartovsky-type section



Puc. 10. Строение интервала пластов БС и БВ переходного типа разреза Fig. 10. The structure of the BS and BV interval of the transition-type section



Puc. 11. Строение интервала пластов БВ ванденской свиты вартовского типа разреза Fig. 11. The structure of the BV interval of the Vanden formation of the Vartovsky-type section

отдельных изохронных песчаных пластов. Например, общая мощность усть-балыкского стратиграфического горизонта (в соответствии с биостратиграфическим расчленением) в Нижневартовском ФР почти в два раза больше, чем в Сургутском. При этом сургутский и вартовский типы разрезов отличаются разным количеством песчаных пластов и плохой расчлененностью на пласты усть-балыкского горизонта в Нижневартовском ФР (поэтому в нем, как правило, пласты выделяются сериями — БВ₁₋₃, ВБ₄₋₆, БВ₇₋₉ и т.д.).

Третья проблема связана с отсутствием биостратиграфических определений возраста пластов усть-балыкского горизонта в Вартовском ФР на территории Уватского региона, что осложняет их сопоставление с изохронными пластами Сургутского ФР на основе биостратиграфического подхода. Так как на скважинную стратификацию отложений опирается сейсмогеологическая привязка, остро проблема стоит при расчленении и корреляции пластов усть-балыкского горизонта между этими фациальными районами на территории Уватского региона по данным ГИС.

Учитывая вышеописанные проблемы, чтобы корректно выполнить стратификацию геологического разреза неокомской части разреза под задачи сейсмогеологического моделирования и прогноза коллекторов по данным МОГТ 3D, обычно используется сиквенс-стратиграфический подход [6, 7]. Согласно ему, расчленение разреза осадочного чехла выполняется на секвенции, состоящие из системных трактов определенного литологического и фациального состава, которые были сформированы в определенные этапы трансгрессивных и регрессивных фазразвития ЗСБ.

На территории Западно-Сибирского бассейна при работе с интервалом неокомских отложений обычно используется модель генетического сиквенса, границы которого отбиваются по кровле системных трактов TST (transgressive systems tract) [8]. Геологически им отвечают глинистые пачки — сармановская, урьевская и т.д., которым в волновом сейсмическом поле соответствуют фазы отрицательного знака.

В интервале неокомских отложений, в пределах ундаформных и верхней части ортоклиноформных частей отдельных клиноформ, общее строение таких секвенций имеет унифицированный вид (снизу вверх): TST—>[HST/LST]—>TST, где системные тракты TST объединяют глинистые отложения максимального развития трансгрессивного цикла, в то время как с системными трактами HST (highstand systems tract, его верхняя часты) и LST (lowstand systems tract, его нижняя часть) связаны песчаные отложения (коллекторы) регрессивного цикла осадконакопления в разных частях бассейна осадконакопления.

Ниже приведено краткое описание особенностей строения усть-балыкского горизонта (в интервале пластов БС₈₋₉) в пределах Сургутского ФР, Вартовского ФР и переходной между ними зоны на материалах скважин Уватского района Тюменской области с позиций сиквенс-стратиграфии прибрежно-морских и субконтинентальных отложений прибрежных равнин [8].

Сургутский тип разреза. На рисунке 9 приведена унифицированная схема сиквенс-стратиграфического строения ундаформной и ортоформной частей сармановской клиноформы в Сургутском ФР Уватского района юга Тюменской области. Показаны особенности соотношения общих толщин системных трактов между собой. Для каждого системного тракта приведен характерный вертикальный фациальный ряд, составленный по материалам скважин Уватского района, приведены особенности литологии по керну и ГИС. Показаны соотношения границ геологических и сейсмогеологических циклов.

С позиций сиквенс-стратиграфии ундаформная часть сармановской клиноформы на территории Уватского района Тюменской области представлена сочетанием системных трактов TST (transgressive systems tract) и LST (lowstand systems tract), отвечающих трансгрессивному циклу развития морского бассейна (глины/неколлекторы) и системного тракта HST (highstand systems tract) регрессивного цикла (песчаники/коллекторы) (рис. 9).

В сургутском типе разреза на территории Уватского района системные тракты TST и LST литологически слабо разделимы и с позиции литостратиграфии представляют единые толщи глинистых флюидоупоров. По соотношению мошностей системных трактов между собой в таких глинистых толшах 80 % приходится на системный тракт TST (фации глубоководных глин) и 20 % на системный тракт LST (глинистые фации прибрежной зоны) (рис. 9). В фациальном отношении отложения системного тракта LST представлены глинами, сформированными в обстановках фаций дальней и ближней зоны мелководного шельфа (ниже базы воздействия штормовых волн) с прослоями глинистых тонкозернистых алевролитов, с единичными следами биотурбации (Planolites, Palaeophycus, Rosselia, Asterosoma). Системный тракт TST представлен толшей темно-серых, тонкоотмученных, плотных аргиллитов, представляющих гемипелагические отложения морского шельфа. В сургутском типе разреза в силу своей маломощности системный тракт LST в интервале флюидоупоров как самостоятельный выделяется редко. Из-за схожести его с литологией тракта TST он включается в состав последнего, так что его выделение не влияет на формирование акустических границ в волновом сейсмическом поле. В результате сиквенция усть-балыкского горизонта в объеме пластов БС₈₋₉ имеет (снизу вверх) унифицированный

В скважинах, где отсутствует керн, на кривых ГИС комплекс системных трактов [LST+TST] представлен серией ретроградационных и агградационных пакетов. Как правило, выделение границы подошвы такого комплекса проблем не вызывает. По всем скважинам Уватского района она отбивается однозначно, по смене записи кривых ГИС с баровых тел на глубоководные глины шельфа.

На территории Уватского района в сургутском типе разреза к системному тракту HST относится интервал пластов БС₈ и БС₉, которые иногда представлены самостоятельными резервуарами, иногда в песчаных фациях представлен только пласт БС, в виде барового тела, в то время как интервал пласта БС является заглинизированным. Литологически коллекторы обоих пластов по керну представлены мелкозернистыми, полимиктовыми, слюдистыми светло-серыми массивными песчаниками на глинистом цементе, часто закарбонатизированные в кровельной части. По данным фациального моделирования оба пласта представляют собой монолитные песчаные тела покровного типа, состоящие из фаций прибрежных (вдольбереговых)

баров разной мощности. Выделение верхней границы системного тракта HST, как правило, проблем не вызывает, отбивается по кровле песчаников, которые хорошо идентифицируются по кривым ГИС. При наличии результатов седиментологического анализа нижняя граница тракта HST соотносится с подошвой маршей или глин приливно-отливной зоны. При отсутствии керна по ГИС этот комплекс системных трактов представлен серией ретроградационных и агградационных пакетов.

Переходный тип разреза. На рисунке 10 приведена унифицированная схема сиквенс-стратиграфического строения интервала усть-балыкского стратиграфического горизонта в зоне перехода между разрезами Сургутского и Варовского фациальных районов. Показаны особенности соотношения общих толщин системных трактов между собой в таких типах разрезов. Для системных трактов приведен характерный вертикальный фациальный ряд, составленный по материалам скважин Уватского района, и приведены особенности литологии вскрываемых разрезов.

В этом типе разреза интервал устьбалыкского горизонта состоит из чередования песчаных пачек дельтового (ванденская свита, пласты БВ), прибрежно-морского (усть-балыкская свита, пласты БС) и глинистых отложений морского (усть-балыкская свита) генезиса. С позиций секвентной стратиграфии [7] ундаформные и ортоклиноформные части клиноформ в зоне переходных разрезов представлены чередованием глинистых трансгрессивных пачек трактов TST и регрессивных песчаных отложений системных трактов HST и LST. Из трех описываемых типов разрезов разрезы переходного типа являются самыми сложными для прогноза их литологического и фациального строения с использованием стратификации их на системные тракты.

В этом типе разреза на территории Уватского района толши глин в полном объеме относятся к системным трактам TST. В скважинах, где между пластами коллекторов глинистые пачки охарактеризованы керном, они представлены темно-серыми аргиллитами с редкими градационными прослоями глинистых алевролитов, горизонтальнои линзовидно-слоистые, иногда встречаются тонкие уплощенные линзы карбонатного материала (рис. 10). В фациальном отношении отложения интерпретируются как глубоководные глины дальней зоны морского шельфа (открытое морское мелководье). На кривых ГИС интервал этого системного тракта, как правило, характеризуется наличием агградационных пакетов. В тех случаях, когда глины перекрываются песчаниками морского генезиса (пласт БС), верхняя граница системного тракта TST проводится достаточно неоднозначно. Часто границей служит переход глубоководных глинистых отложений в глины забаровых лагун более мелководного генезиса. В случаях, когда глины системного тракта TST подстилаются морскими песчаниками (БС) или перекрываются песчаниками дельтовых фаций (БВ), границы отбиваются однозначно по кривым ГИС. Проблема в выделении границы возникает, когда глины системного тракта TST подстилаются песчаниками дельтовых фаций или перекрываются регрессивными баровыми телами прибрежного шельфа.

В этом типе разреза к системному тракту LST относятся песчаные фации надводной дельтовой равнины с характерными признаками. Литологически они представлены песчаниками и алевролитами мелкозернистыми,

мелкокосослоистыми с флазерной слоистостью за счет слойков углефицированного растительного детрита (УРД). В подошве пластов могут встречаться крупные обломки древесины и глинистые интракласты разного размера. что объединяет такие дельтовые тела с русловыми каналами группы континентальных фаций. Песчаные разности слабо биотурбированы, в алевролитах биотурбация сильнее, встречаются следы Helminthopsis, Planolites, Phycosinhon. Chondrites. Asterosoma. Ophiomorpha. Arenicolites (рис. При отсутствии керна по ГИС комплекс системных трактов LST дельтовых отложений характеризуется ретроградационными и агградационными пакетами. Литологически переход коллекторов LST в глинистые пачки тракта TST постепенный, однозначно фиксируется только при наличии фациального анализа.

В зоне переходных разрезов Уватского района к системному тракту HST относятся пласты маломощных песчаников прибрежных тел фронтальной зоны пляжа. В отличие от песчаных прослоев ситемного тракта LST. они по мошности больше, литологически представлены более крупнозернистыми разностями. Песчаники в керне светло-серые, массивные, мелкотонкозернистые, плотные, на глинистом цементе, со слабовыраженной косой слоистостью. В некоторых скважинах встречаются прослои крупнозернистых разностей, с мелкими обломками алевролитов мелкозернистых глинистых, подчеркнутые слойками и линзочками крупнозернистого алевритового материала, в верхней части пластов коллекторов иногда наблюдается неравномерная полосчатая сидеритизация, породы насышены мелким УРД. В фациальном отношении эти отложения интерпретируются как морские песчаники прибрежного шельфа. На кривых ГИС интервал системного тракта представлен серией проградационных. Литологически переход коллекторов системного тракта HST в глинистые пачки тракта TST достаточно резкий, его выделение в скважинах проблем не вызывает.

Вартовский тип разреза. На рисунке 11 приведена унифицированная схема строения секвенции интервала усть-балыкского горизонта в Вартовском ФР, показаны особенности соотношения общих толщин системных трактов между собой, для каждого системного тракта приведен характерный вертикальный фациальный ряд, составленный по материалам скважин Уватского района, приведены особенности литологии по керну и ГИС, показаны соотношения границ геологических и сейсмогеологических циклов.

Интервал усть-балыкского горизонта состоит из серии песчаных пачек, как правило, небольшой мощности до 10–15 м дельтового генезиса (ванденская свита), которые разделяются пачками глин шельфового генезиса (усть-балыкская свита). С позиций секветной стратиграфии [7] в этом ФР интервал устьбалыкского стратиграфического горизонта в границах секвенций представлен сочетанием системных трактов ТST+HST (глинистые толщи, флюидоупоры) и системного тракта LST (песчаные пласты группы БВ).

В данном типе разреза на территории Уватского района системные тракты TST и HST литологически почти не разделяются. По керну и по ГИС представляют единую литолого-фациальную глинистую толщу. Литологически толща представлена темно-серыми тонкослоистыми, линзововидными аргиллитами, переходящими вверх по разрезу

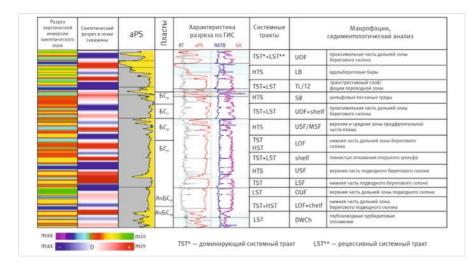


Рис. 12. Пример сопоставления синтетического сейсмического поля и сиквенстратиграфического строения неокомских отложений сургутского типа разреза

Fig. 12. An example of comparison of the synthetic seismic field and the sequence-stratigraphic structure of the Neocomian deposits of the Surgut-type section

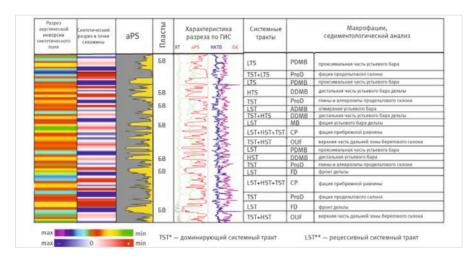


Рис. 13. Пример сопоставления синтетического сейсмического поля и сиквенстратиграфического строения неокомских отложений нижневартовского типа разреза

Fig. 13. An example of comparison of the synthetic seismic field and the sequence-stratigraphic structure of the Neocomian deposits of the Nizhnevartovsk-type section

Разрез акустической инверсии синтетического поля	Синтетический разрез в точке скважины	aPS	Пласты	Характеристика разреза по ГИС	Системные тракты		Макрофации, седиментологический анализ
		3	БВ,	三 事	TST+LST	CP	глинисто-алевритовые отложения прибрежной равнины
_			БС,,,,		HST	LB	вдольбереговые бары
		1		2 1 2	TST	TZ	фации переходной зоны
		7	БВ,	A3 8	LST	Dch	дельтовый канал
				0-1 3	TST+HST	ProD	глины и алевролиты продельтового склона
		{	БС ₁₀ 1	1 33	HST+LST	USF/MSF	средняя зоны предфронтальной части пляжа
_		}	DC10	7	TST	ProD	глины и алевролиты продельтового склона
				1	LST+HST	UOF	верхняя часть подводного берегового склона
			BC,,	1 - 1	TST	LSF	нижняя часть подводного берегового склона
				1 1 1	LST+HST	UOF	верхняя часть дальней зоны берегового скло
				1	TST	ADWCh	фация отмирания турбидитовых каналов
		=	БСю		LST	DWCh	глубоководные турбидитовые отложения
		~		7	TST+HST	chelf	глинистые отложения открытого шельфа

Рис. 14. Пример сопоставления синтетического сейсмического поля и сиквенстратиграфического строения неокомских отложений переходного типа разреза

Fig. 14. An example of comparison of the synthetic seismic field and the sequence-stratigraphic structure of the Neocomian deposits of the transitional-type section

в коричневато-серые, алевритистыми аргиллитами с комковатой текстурой, насыщенными большим количеством органических остатков (ризокреций), фрагментами углефицированной древесины, следами ихнофаций (Planolites, Chondrites, Asterosoma, Skolites). По соотношению мощностей между этими системными трактами 80 % приходится на HST и 20 % на TST (рис. 12 a). В фациальном отношении маломощный системный тракт TST представлен солоноватыми маршами смешанной и илистой приливно-отливной зоны прибрежной равнины, которые вверх по разрезу перекрываются отложениями озерно-болотных фаций тракта HST (пойменные отложения, палеопочвы, прослои лимнических углей). Поскольку в этом типе разреза тракт TST часто маломощный и слабо отличим от тракта HST (особенно при отсутствии кернового материала), как самостоятельный тракт он выделяется редко, поэтому его условно относят в состав HST, из-за чего секвенция имеет вид, представленный на рисунке 116. Верхняя граница системного тракта HST отбивается либо по кровле углей, которые являются сигнификаторами стабильного затопления береговой зоны шельфа, либо по кровле озерно-пойменных отложений. Нижняя граница соотносится с подошвой маршей или глин приливно-отливной зоны. При отсутствии керна по ГИС комплекс системных трактов представлен серией ретроградационных и агградационных пакетов.

Системный тракт LST представлен песчаными фациями авандельты (к ним относятся песчаники и алевриты приливно-отливного генезиса, мелких дельтовых проток, каналов, устьевых баров и конусов выноса авандельт). Литологически он состоит из мелкозернистых алевритовых горизонтально-слоистых, мелкокосослоистых песчаников и алевролитов с волновой рябью, УРД, встречаются структуры оползания, флазерная слоистость, биотурбация (Helminthopsis, Planolites, Phycosiphon, Teichichnus, Thalassinoides, Rhizocorallium). При отсутсвии керна по данным ГИС этот системный тракт представлен вертикальным рядом ретроградационных и агградационных пакетов.

Особенности привязки границ пластов усть-балыкского горизонта в разных фациальных районах

Известно [9, 10], что литологические толщи разного состава имеют свои акустические свойства, другими словами — скорость и плотность. Из-за чего при изучении геологических объектов площадными методами 3D сейсморазведки на границах резкого изменения акустических свойств геологического разреза, например, на переходах глинистых толщ в песчаные пласты и наоборот, регистрируют коэффициенты отражения определенного знака и величины, которые зависят от степени разности акустических свойств на границах литологических толщ [10].

Совокупность коэффициентов отражения, полученных на каждом сейсмоприемнике, в рамках площади исследования при последующей обработке формирует куб сейсмических данных во временном масштабе, который дает возможность проследить сейсмические отражения, полученные от единых акустически выраженных границ, но не позволяет определить, от какой именно геологической границы получено сейсмическое отражение.

Отождествление сейсмических отражений с геологическими (литологическими)

границами выполняется с помощью одномерного геоакустического моделирования, которое заключается в сопоставлении сейсмической трассы из общего объема сейсмических данных в околоскважинном пространстве с синтетической трассой, рассчитанной с использованием данных геофизических исследований скважин (ГИС) в глубинном масштабе.

Связь данных во временном и глубинном масштабе обеспечивается за счет скоростного закона, полученного в результате вертикального сейсмического профилирования (ВСП). Таким образом, сопоставление синтетических и сейсмических трасс по средствам одномерного геоакустического моделирования с использованием данных ВСП (вертикальное сейсмопрофилирирование геологических (литологических) границ с сейсмическими отражениями, и как следствие определить, какая геологическая граница вносит основной вклад в формирование того или иного отражения [11].

Помимо спектра полезного сигнала, в волновом сейсмическом поле 3D содержится и спектр шумовой компоненты, который осложняет интерпретацию сейсмических отражений и в случаях сложных геологических условий может привести к многовариантности решений.

Для установления геологических границ, которые вносят основной вклад в формирование сейсмических отражений, при наличии расширенного комплекса ГИС в скважинах, а именно скорости продольной и поперечной волн (акустический широкополосный каротаж), плотности пород (гамма-гамма плотностной каротаж) и сейсмического импульса, с помощью уравнения Аки-Ричардса можно смоделировать синтетическую сейсмограмму, не содержащую шумовую компоненту, что более точно отражает строение разреза в точке скважины в сейсмическом поле.

Комплексный анализ синтетических сейсмограмм и реальной картины волнового сейсмического поля в совокупности с сиквенс-стратиграфическим строением отложений позволяет более детально изучить условия формирования сейсмических отражений, избавленных от шумовой компоненты. Это позволяет определить, как геологические границы разных фациальных районов в интервале усть-балыкского и аганского горизонтов неокомских отложений проявляют себя в волновом поле сейсмических данных. В дальнейшем это позволяет выполнить корректную корреляцию сейсмических отражений в переходных фациальных зонах Уватского района.

На рисунках 12—14 приведены примеры с моделированием синтетических сейсмограмм и акустической инверсии синтетического поля в точках скважин разных фациальных районов.

Совместный анализ этого моделирования с результатами расчленения разрезов с помощью методики секвентной стратиграфии показал, что при фазовой сейсмической корреляции между разными ФР часто сопоставляются не изохронные (в биостратиграфическом понимании) песчаные пласты, а отложения разных системных трактов (диахронные отложения).

Установлено, что из-за разного сочетания в разрезе системных трактов TST, HST, LST, разной мощности песчаных пачек в разных фациальных районах и разной акустической

жесткости на границах системных трактов формируются отражающие волны определенного знака (рис. 6).

В сургутском типе разреза из-за малой мощности в интервале усть-балыкского горизонта отложений тракта LST и их глинистости, при отсутствии зачастую керна в этом интервала разреза, на кривых ГИС они слабо отличимы от пород тракта TST, поэтому в этом типе разреза оба тракта объединяют. В результате секвенция имеет вид: TST—HST—TST. По моделированию синтетического поля в точках скважин совместно с результатами акустической инверсии переход отложений тракта TST в отложения тракта HST на данных амплитудного куба маркируется фазой отрицательного знака, а переход HST в TST — фазой положительного знака.

В вартовском типе разреза из-за малой мощности отложений тракта HST и их глинистого состава строение секвенции выглядит как TST—>LST—>TST. По моделированию синтетического поля в точках скважин совместно с результатами акустической инверсии на данных амплитудного куба переход отложений тракта TST в отложения тракта LST (TST—>LST) маркируется фазой положительного знака, то время как при переходе LST—>TST — фазой отрицательного знака.

В переходном типе, где в разрезах наблюдается сложное сочетание системных трактов ТST (глинистые пачки), LST (пласты БВ) и HST (пласты БС), по моделированию синтетического поля в точках скважин совместно с результатами акустической инверсии на данных амплитудного куба переход в волновом сейсмическом поле выглядит следующим обазом: при такой последовательности как TST—HST—LST—TST, TST—TST, и границах переходов HST—LST, TST—LST и HST—TST образуется волна положительного знака, в то время как на границах трактов LST—ТST, TST—HST — фазы отрицательного знака.

Итоги

Благодаря выполненным комплексным исследованиям, основанным на изучении строения неокомских отложений Пихтово-Юганской зоны, по данным поисково-разведочного бурения Уватского района Тюменской области, и материалах сейсмических работ МОГТ 3D, выполнено одномерное моделирование синтетических сейсмограмм аганского и усть-балыкского горизонтов а также акустическая инверсия, что позволило определить, какая из геологических границ глинистых пачек и песчаных пластов усть-балыкской (Сургутский ФР) и ванденской свит (Нижневартовский ФР) вносит основной вклад в формирование того или иного ОГ в разных фациальных районах.

В ходе анализа установлено, что в интервале усть-балыкского горизонта в разрезах морского генезиса (сургутский тип) за счет доминирования в них системных трактов TST и HST на их границе в кровле песчаников фиксируются известковистые прослои, которые являются акустически контрастными границами, с которыми связаны ОГ положительного знака. Разрезы усть-балыкского соризонта, состоящие из песчаных пластов смешанной фациальной природы, включающие группу шельфовых и дельтовых фаций, с позиций стратификации отложений представлены сочетанием системных трактов TST, HST и LST.

Выводы

Рассмотрение особенностей строения неокомских отложений аганского и усть-балыкского горизонтов на основе материалов керна и ГИС с помощью методики секвентной стратиграфии позволило изучить разрезы Сургутского, Нижневартовского ФР и переходной между ними фациальной зоны с позиций цикличности осадконакопления и понимания формирования наиболее значимых для сейсмического сигнала геологических границ.

Анализ результатов одномерного акустического моделирования синтетических трасс в интервале неокомских пластов устьбалыкского горизонта показал, что при фазовой сейсмической корреляции между разными ФР часто сопоставляются не изохронные (в биостратиграфическом понимании) пласты, а отложения разных системных трактов. Это происходит по причине разного сочетания в разрезе трактов ТST, HST и LST в разных ФР формирует на границах таких переходов отражающие горизонты определенного знака.

Таким образом, при сопоставлении пластов группы БС из Сургутского ФР спластами группы БВ Нижневартовского ФР по результатам фазовой корреляции (по положительным фазам) недостаточно использовать индексацию по решениям МСК [4]. Необходимо учитывать особенности формирования отражающей волны положительного знака от кровли или от подошвы песчаных пластов того или иного системного тракта: у морских песчаников (тракт HST) — от кровли пласта, у песчано-алевритовых пород фаций прибрежной (дельтовой) равнины (тракт LST) — от подошвы песчаного пласта.

Литература

- Сафонов В.Г., Зервандо К.Ю. Развитие геолого-разведочного проекта в Уватском районе на юге Западной Сибири // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2015. № 3. С. 10–13.
- 2. Кулагина С.Ф., Кайгородов Е.П., Рубина Т.В. Реабилитация и комплексная сейсмогеологическая интерпретация региональных профилей в пределах ХМАО Югры. Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала Ханты-Мансийского автономного округа Югры. Ханты-Мансийск: ИздатНаукаСервис, 2008. С. 91–103.
- 3. Кулахметов Н.Х., Никитин В.М., Ясович Г.С., Валицкий Ю.И. Особенности корреляции шельфовых отложений неокома Среднего Приобья с применением сейсморазведки МОГТ // Геология нефти и газа. 1983. № 5. С. 44–47.
- 4. Постановление Межведомственного стратиграфического комитета и его постоянных комиссий. Вып. 36. Спб.: ВСЕГЕИ, 2006. 64 с.
- 5. Решение VI Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003 г. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2004. 114 с.
- 6. Emery D., Myers K. Sequence stratigraphy. Blackwell science Ltd, 1996, 263 p. (In Eng).
- 7. Catuneanu O. Sequence stratigraphy of clastic systems: concepts, merits, and pitfalls. Journal of African Earth Sciences, 2002, Vol. 35. P. 1–43. (In Eng).

- 8. Лебедев М.В. Секвенс-стратиграфия субконтиненатльных резервуаров верхней части танопчинской свиты Минховского месторождения (север Западной Сибири). Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. 374 с.
- 9. Корнев В.А. Обобщение материалов сейсморазведки с целью прослеживания
- наклонных отражающих границ в низах неокома Сургутского свода и на прилегающих землях // Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. Вып. 84. 1977. С. 118–124.
- 10. Нежданов А.А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных
- данных // Курс лекций: ТюмГНГУ. 2000. 133 с.
- Корнев В.А. Прогнозирование объектов для поисков залежей углеводородного сырья по сейсмогеологическим данным (на примере осадочного чехла Западной Сибири) // Тюмень: ТюмГНГУ, 2000. 374 с.

ENGLISH

Results

The comprehensive studies carried out based on the study of the structure of the Neocomian deposits of the Pikhtovy-Yugan zone according to the exploration drilling data from the Uvat Area of the Tyumen Region and seismic 3D CDP materials resulted in one-dimensional modeling of synthetic seismic gathers of the Agan and Ust-Balyk horizons which allowed determining which of the geological boundaries of clay members and sand reservoirs of the Ust-Balyk (Surgut FZ) and the Vandensky Series (Nizhnevartovsk FZ) make the main contribution to the formation of certain re-flectors in various facial zones.

The analysis allowed to find out that in the Ust-Balyk horizon interval within the marine sec-tions (Surgut type), due to the TST and HST dominance, calcareous interlayers are interpreted at their boundary in the top of sandstones which are acoustically contrasting boundaries associated with positive reflectors. The Ust-Balyk cross-sections, consisting of mixed-facies sand units, in-cluding a group of shelf and delta facies, from the standpoint of sediment stratification, are represented by a combination of TST, HST and LST system tracts.

Conculusions

The analysis of the structural features of the Neocomian deposits within the Agan and Ust-Balyk horizons based on core and well logging data using the sequence-stratigraphy method al-lowed us to study the crosssections of the Surgut and Nizhnevartovsk facies zones and the transitional facies zone from the standpoint of cyclic sedimentation and understanding the formation of geological boundaries most significant for a seismic signal.

The analysis of the results of one-dimensional acoustic modeling of synthetic traces in the in-terval of the Neocomian strata of the Ust-Balyk horizon showed that in the case of phase seismic correlation between different facies zones, not the isochronous (in the biostratigraphic sense) strata are often compared, but the deposits of different system tracts. This is due to a different combina-tion in the TST, HST, and LST tract sections in various facies zones, thus reflectors of a certain sign are formed at the boundaries of such transitions.

Thus, when comparing the BS groups of units from the Surgut FZ with the BV units of the Nizhnevartovsk FZ according to the results of phase correlation (by positive phases), it is not enough to use the coding according to the MSC decisions [4]. The peculiarities of the formation of a positive reflecting wave from the top or from the bottom of sand units of a particular system tract should be taken into account: in marine sandstones (HST tract) – from the top of the unit, in sand-siltstone rocks of the coastal (delta) plain (LST tract) facies – from the bottom of the sand unit.

References

- Safonov V.G., Zervando K.Yu. Development of exploration project in the Uvat area, south of Western Siberia. Nauchnotekhnicheskiy vestnik OAO "NK "Rosneft", 2015, issue 3, P. 10–13. (In Russ).
- 2. Kulagina S.F., Kaigorodov E.P., Rubina T.V. Rehabilitation and complex seismogeological interpretation of regional profiles within the KhMAO-Yugra. Ways of realizing the oil and gas and ore potential of KhMAO-Yugra. Khanty-Mansiysk: 2008, P. 91–103. (In Russ).
- 3. Kulakhmetov N.H., Nikitin V.M., Yasovich G.S., Valitsky Yu.I. Regularities of correlation of Neocomian shelf deposits in the Middle Ob district using seismic exploration by common depth point method (CDPM). Geology of oil and gas, 1983, issue 5, P. 44–47. (In Russ).

- Resolution of the interdepartmental stratigraphic committee and its standing commissions. Vol. 36. St. Petersburg: VSEGEL 2006. 64 p. (In Russ).
- Decision of the VI interdepartmental stratigraphic meeting on consideration and adoption of refined stratigraphic schemes of mesozoic sediments of Western Siberia, Novosibirsk, 2003. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2004. 114 p. (In Russ).
- 6. Emery D., Myers K. Sequence Stratigraphy. Blackwell science Ltd, 1996, 263 p. (In Eng).
- 7. Catuneanu O. Sequence stratigraphy of clastic systems: concepts, merits, and pitfalls. Journal of African Earth Sciences, 2002, Vol. 35. P. 1–43. (In Eng).
- 8. Lebedev M.V. Sequence stratigraphy of the subcontinental reservoirs of the upper part of the Tanopchinsky formation of the Minkovsky deposit (north of Western

- Siberia). Tyumen: TSU, 2000, 374 p. (In Russ).
- Kornev V.A. Generalization of seismic survey materials for the purpose of tracing inclined reflecting boundaries in the lower reaches of the Neocome of the Surgut arch and on adjacent lands. Geology and exploration of oil and gas fields in Western Siberia, 1977, Vol. 84, P. 118–124. (In Russ).
- 10. Nezhdanov A.A. Geological interpretation of seismic data. Course of lectures.
 Tyumen: TSU, 2000, 133 p. (In Russ).
- 11. Kornev V.A. Forecasting of objects for the search of hydrocarbon deposits based on seismogeological data (on the example of the sedimentary cover of Western Siberia). Tyumen: TSU, 2000, 374 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ABTOPAX I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Елишева Ольга Владимировна, эксперт по геологии, 000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Для контактов: ovelisheva@tnnc.rosneft.ru

Сильнягина Наталья Владимировна, главный специалист отдела геологии и сейсмической интерпретации сейсмических данных, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Шахов Андрей Васильевич, заведущий сектором динамической интерпретации сейсмических данных, OOO «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Зервандо Яна Владимировна, ведущий специалист отдела геологии и сейсмической интерпретации сейсмических данных, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Elisheva Olga Vladimirovna, expert in geology, hydrocarbon potential department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

 $Corresponding\ author:\ ovelisheva @tnnc.rosneft.ru$

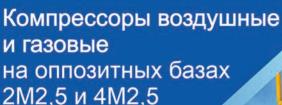
Silnyagina Natalya Vladimirovna, chief specialist, department of geology and seismic interpretation, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Shakhov Andrey Vasilevich, section head, dynamic interpretation of seismic data, "Tyumen pe-troleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Zervando Yana Vladimirovna, lead specialist, department of geology and seismic interpretation, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia



Надежный поставщик компрессорного оборудования







Производительность до **100** м³/мин Давление до **700** бар

Повышенная энергоэффективность

 Улучшенные массо-габаритные характеристики за счёт применения лёгких сплавов Компримируют все виды газов: воздух, азот, водород, метан, кислород и другие

КОМПРЕССОРНЫЕ СТАНЦИИ для ПНГ и других газов



Азотные станции

серии ТГА 10/351



ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ для компримирования промышленных газов

- Утилизируют попутный нефтяной газ высокотехнологичным и экономически выгодным способом
- Используются для повышения нефтеотдачи пластов, обеспечения нефтедобычи, очистки и испытания трубопроводов

СОХРАНЯЯ ТРАДИЦИИ, ВНЕДРЯЕМ ИННОВАЦИИ!

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

www.kkzav.ru

Региональные построения карт мощности криолитозоны и подошвы интервала стабильности газогидратов Западной Сибири

Агалаков С.Е.¹, Кузовков А.А.¹, Озирная Е.Т.², Плавник А.Г.²

¹000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ²Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия seagalakov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Выполнено обобщение существующих данных для Западной Сибири по основным характеристикам, определяющим равновесные термобарические условия существования газогидратов — температура разреза, пластовое давление, плотность газа по воздуху, минерализация пластовых вод. Построены карты подошвы криолитозоны и подошвы стабильности газогидратов Западной Сибири.

Материалы и методы

Выполнены обоснование методики построения карт подошвы криолитозоны и методики численного расчета положения подошвы интервала стабильности газогидратов, обобщение необходимых входных данных — температура разреза, пластовое давление, плотность газа по воздуху, минерализация пластовых вод.

Ключевые слова

криолитозона, газогидраты, многолетнемерзлые породы, Западная Сибирь

Для цитирования

Агалаков С.Е., Кузовков А.А., Озирная Е.Т., Плавник А.Г. Региональные построения карт мощности криолитозоны и подошвы интервала стабильности газогидратов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 46–55. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-46-55

Поступила в редакцию 17.11.2023

GEOLOGY

UDC 553.981.2+551.345.3 | Original Paper

Building regional thickness maps of permafrost zone and the bottom of the gas hydrate stability interval in West Siberia

Agalakov S.E.¹, Kuzovkov A.A.¹, Ozirnaya E.T.², Plavnik A.G.²

¹"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, ²Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia seagalakov@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The existing data on West Siberia have been integrated by the main properties defining the equilibrium pressure and temperature conditions of gas hydrate existence: vertical temperature, reservoir pressure, gas-to-air density, formation water salinity. Maps of the bottom of the permafrost zone and the bottom of the gas hydrate stability interval in West Siberia have been compiled.

Materials and methods

The methodology for building maps of the bottom of the permafrost zone and the methodology for numerical determination of the bottom of the gas hydrate stability interval have been justified, the necessary

input data have been integrated, i.e. vertical temperature, reservoir pressure, gas-to-air density, formation water salinity.

Keywords

cryolithic zone, gas hydrates, permafrost, West Siberia

For citation

Agalakov S.E., Kuzovkov A.A., Ozirnaya E.T., Plavnik A.G. Building regional thickness maps of permafrost zone and the bottom of the gas hydrate stability interval in West Siberia. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 46–55. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-46-55

Received 17.11.2023

Газовые гидраты представляют собой особую форму существования природного газа и являются потенциальным и стратегически важным сырьем. За 2015–2023 гг. в России защищено не менее 25 научных диссертаций по темам, связанным с газогидратами. За тот же период времени было подано более 50 заявок на получение патентов РФ [1].

Подход к газогидратам как ресурсному потенциалу Западной Сибири в конце 70-х, начале 80-х годов прошлого века развивался усилиями В.Г. Васильева, А.А. Трофимука, Ю.Ф. Макогона [2–6], якутских ученых

С.П. Никитина, В.П. Царева, Н.В. Черского [7–10]. В 80-х годах оценки ресурсов выполнялись в Ленинграде Е.С. Барканом, Г.Д. Гинсбургом, А.Н. Вороновым, В.П. Якуцени [11–14]. В Тюмени особенности газогидратных процессов в недрах Западной Сибири исследовались С.Е. Агалаковым, В.А. Ненаховым, А.Р. Курчиковым, В.П. Царевым [15–21]. В XXI веке активно занимаются оценками ресурсов и методами разработки газогидратов ученые Москвы: К.С. Басниев, В.А. Истомин, С.А. Леонов, Н.А. Махонина, Е.В. Перлова, А.Л. Сухоносенко, В.С. Якушев [22–30]. В литературе постоянно

появляются обзоры по проблематике газовых гидратов [1, 31].

Хотя основные ресурсы газогидратов приурочены к отложениям морских шельфов, газогидраты в отложениях континентальной части также обладают значимым потенциалом.

В Западной Сибири в этом отношении выделяется надсеноманские отложения. Достигнутая к настоящему времени высокая изученность их строения и свойств позволяет достаточно детально анализировать и моделировать характеристики, являющиеся ключевыми для оценки ресурсов газогидратов.

Целью данной работы является обобщение существующих данных для Западной Сибири по основным характеристикам, определяющим равновесные термобарические условия существования газогидратов [3] это температура разреза, пластовое давление, плотность газа по воздуху, минерализация пластовых вод и построение карт подошвы стабильности газогидратов. Особенностью работы является раздельное моделирование интервала стабильности газогидратов для пяти перспективных на газовые гидраты региональных резервуаров.

Региональные перспективные резервуары Западной Сибири

По современным данным верхнемеловая толща выше сеномана представляет собой чередование покрышек и коллекторов [5] (рис. 1). Эта толща характеризуется как наличием газовых, так и газогидратных месторождений.

Моделирование температурного режима разреза

В данной работе при изучении температурного режима разреза использованы материалы, приведенные в обобщающих работах [16, 32–38], а также собственные исследования авторов.

Ключевым фактором существования газогидратов является охлажденность разреза, вызванная наличием многолетнемерзлых пород (ММП). Для определения глубины подошвы многолетнемерзлых пород применяются различные подходы [1, 39—43]. Наиболее надежным методом определения температурного режима разреза является термометрия в выстоявшихся скважинах — метод ОГГ (определение геотемпературного градиента) (рис. 2).

Характерной особенностью термограмм в районах развития многолетнемерзлых пород (ММП) является их двухчленное строение — в точке перехода через

0 °C наблюдается излом термограммы, показывающий различные геотемпературные градиенты в мерзлой и талой зонах. Таких термограмм для детального изучения температурного режима Западной Сибири крайне мало.

Поэтому приходится использовать другие методы восстановления температурного режима разреза. Они, как правило, сводятся к определению положения подошвы ММП методами ГИС и определению геотермического градиента в подмерзлотной толще по данным температурных измерений при опробовании объектов в скважинах.

Для определения подошвы ММП в ряде случаев может быть использована термометрия в невыстоявшихся скважинах по изгибу термограммы ОЦК — отбивке цементного кольца (рис. 3a).

Также для определения положения подошвы ММП используется каротаж электрического сопротивления. Физической основой

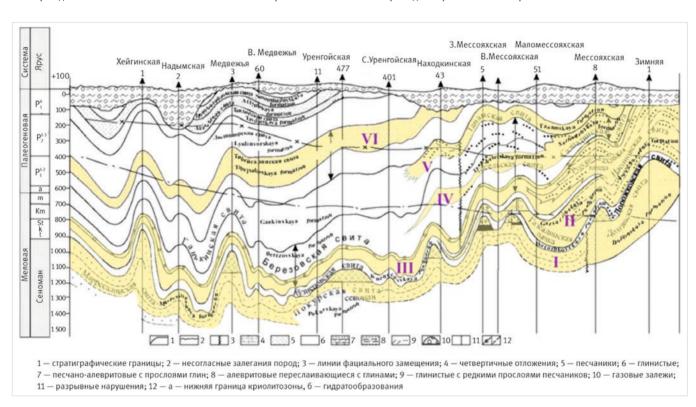


Рис. 1. Геологический разрез надсеноманских резервуаров Западной Сибири:

I— Уватский горизонт, сеноман, долганская, покурская свиты. Покрышка— кузнецовская, дорожковская свиты. Горизонт является основным объектом разработки газовых залежей; II— Кузнецовский горизонт, турон-ранний коньяк, ипатовская свита, газсалинская пачка. Покрышка— мярояхинская пачка. В состав нижнего кузнецовского горизонта туронского возраста входит единый песчано-алевролитовый резервуар газсалинской пачки и ипатовской свиты. На государственном балансе числятся залежи по 14 месторождениям; III— Нижнеберезовский горизонт, коньяк-сантон, нижнеберезовская подсвита. Покрышка— нижняя часть верхнеберезовской подсвиты. На государственном балансе числятся запасы на Медвежьем и Харампурском месторождения; IV— Верхнеберезовской подсвиты. На государственном балансе числятся запасы на Медвежьем и Харампурском месторождения; IV— Верхнеберезовской подсвиты. Покрышка— верхнеберезовской подсвиты. Покрышка— валасть в пласте ВБ1 открыта на Харампурском месторождении; V— Ганькинский горизонт, маастрихт, танамская свита. Покрышка талицкая свита, покрышка— валькинской свите известны газопроявления на Ямсовейской, Верхнереченской, Губкинской и др. площадях. Продуктивные интервалы идентифицируются по электрокаротажу и подтверждены опробованием на Губкинском месторождении. VI— Талицкий горизонт, палеоген, тибейсалинская свита. Покрышка— глины в кровле тибейсалинской подсвиты. Известны многочисленные газопроявления, а также газовый фонтан на Харвутинском месторождении Fig. 1. Geological section of the supra-Cenomanian reservoirs of Western Siberia:

I – Uvat horizon, Cenomanian, Dolgan and Pokur formations. Cover – Kuznetsovsky, Dorozhkovskaya formations. The horizon is the main object of gas deposits development; II – Kuznetsovsky horizon, Turonian-Early Cognac, Ipatovskaya Formation, Gassalinskaya Formation. The cover is the Myaroyakhinskaya pack. The lower Kuznetsovsky horizon of Turonian age includes a single sandy-siltstone reservoir of the Gassalinskaya pack and the Ipatovskaya Formation. There are 14 deposits on the state balance sheet; III – Nizhneberezovsky horizon, konyak-santon, Nizhneberezovsky sub-formation. The cover is the lower part of the Upper Berezov sub-formation. The state balance sheet lists reserves at the Medvezhiy and Kharampurskoye fields; IV – Verkhneberezovsky horizon, Campanian, Upper Berezovsky Subformation. The cap is the upper part of the Upper Berezov sub-formation. A gas deposit in the VB1 reservoir was discovered at the Kharampurskoye field; V – Gankinsky horizon, Maastrichtian, Tanamskaya Formation. The cover is the Talitsky Formation, Lower Tibeisalina Subformation. Gas occurrences in the Gankinsky Formation are known at the Yamsoveyskaya, Verkhnerechenskaya, Gubkinskaya, and other areas. The productive intervals are identified by electric logging and confirmed by sampling at the Gubkinskoe field; VI – Talitsky horizon, Paleogene, Tibeysalinian Formation. Cover – clays in the roof of the Tibeysalinian Subformation. Numerous gas occurrences are known, as well as a gas fountain at the Kharvutinskoye field

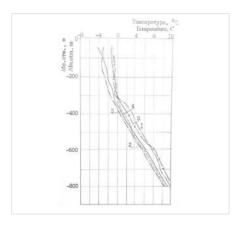


Рис. 2. Термометрия пород Мессояхского месторождения [42]: 1— скв. 3 (430 сут.), 2— скв. 109 (56 сут.), 3— скв. 124 (90 сут.), 4— скв. 136 (150 сут.), 5— скв. 135 (320 сут) Fig. 2. Thermometry of rocks of the Messoyahskaya field [42]: 1— well 3 (430 days), 2— well 109 (56 days), 3— well 124 (90 days), 4— well 136 (150 days), 5— well 135 (320 days)

применения является эффект повышения сопротивления породы при замещении поровой воды диэлектриком — льдом.

На границе «мерзлые-талые породы» в песчаных породах происходит резкий скачок сопротивлений. Для глинистых пород сопротивление не имеет резко выраженного скачка в связи с постепенным уменьшением количества незамерзшей воды при уменьшении температуры. Также для проницаемых талых пород характерен повышающий тип проникновения на кривых БКЗ, в отличие от мерзлых (рис. 36).

Также используется кавернометрия — для льдосодержащих пород характерны каверны.

При построении карт подошвы криолитозоны учитывается, что высокая минерализация пластовых вод и высокая глинистость разреза приводят к тому, что подошва криолитозоны может проходить существенно ниже подошвы ММП. Поэтому для каждого района и площади проведено изучение возможности корректного перехода от подошвы ММП к подошве криолитозоны.

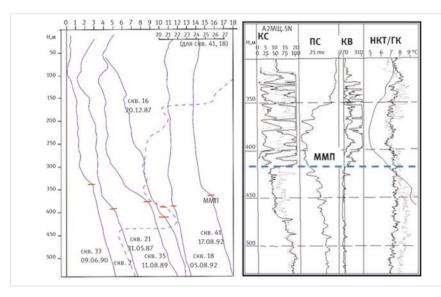


Рис. 3. Определение положения нижней границы ММП по ГИС: a- по термограммам ОЦК скважин Восточно- и Западно-Мессояхских месторождений; b- по КС, КВ, ОЦК скважины Яро- Яхинской 11

Fig. 3. Determination of the position of the lower boundary of the permafrost by GIS: a – from thermograms of the OCC wells of the East and West Messoyahskaya fields; 6 – from CW, CW, and CCC of the Yaro-Yakhinskaya 11 well

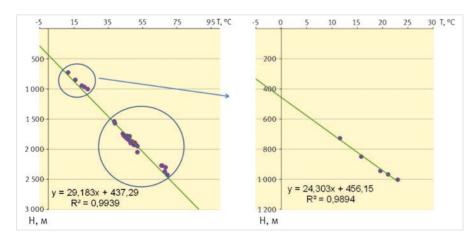


Рис. 4. Данные измерения температур при опробовании скважин Минховского месторождения: а— средний градиент по разрезу; б— термоградиент верхней части разреза

Fig. 4. Temperature measurement data during well testing at the Minkhovskoye field: a – the average temperature gradient, δ — the thermogradient of the upper part of the section

Положение подошвы криолитозоны и значение градиента температуры в подмерзлотных отложениях определяется также и по результатам интерпретация данных температурных измерений при опробовании отдельных интервалов в скважинах (рис. 3а).

Как видно из рисунков, температурный градиент непосредственно под ММП отличается от среднего градиента (рис. 4a.)

Это обусловлено различной теплопроводностью интервалов разреза. Непосредственно под ММП располагаются глины кузнецовского и березовского горизонтов (рис. 46), которые обладают меньшей теплопроводностью, чем пески покурского горизонта. Для восточных регионов такого излома не наблюдается ввиду опесчанивания надсеноманских отложений.

В данной работе построение региональных карт подошвы криолитозоны выполнено с привлечением данных по 735 скважинам, при построении также использованы данные Каталога ММП [36] и Геотермического Атласа [44] (рис. 5).

Карта подошвы криолитозоны построена исключительно с учетом комплекса имеющихся данных по скважинам. Наземные геофизические методы, а также другие подходы, связанные с модельными представлениями о формировании — расформировании многолетнемерзлых пород, при построении не использованы.

В целом построенная карта согласуется с опубликованными ранее картами [33, 45] и, по мнению авторов, является надежной актуализированной основой для определения интервала стабильности газогидратов Западной Сибири.

Итоговая полученная авторами карта температурного градиента по территории Западно-Сибирского бассейна представлена на рисунке 6. На представленной карте по изолинии 3,5°/100 м локализуются области пониженного геотемпературного градиента — северо-восточная область восточной части Гыданского полуострова, Енисей-Хатангского регионального прогиба и Большехетской впадины, а также область Обы-Надымского междуречыя. К области повышенных геотемпературных градиентов относятся запад региона и Надым-Пур-Тазовское междуречье.

Построенные карты геотемпературного градиента и глубины подошвы криолитозоны использованы для расчета температур по кровлям верхнемеловых сейсмостратиграфических комплексов (ССК) — уватского, кузнецовского, нижнеберезовского, верхнеберезовского, ганькинского (рис. 7)

Расчеты карт температур выполнены с использованием автоматизированных операцией с картами (гридами) по формуле (1):

$$T = \Gamma^*(Hao - Haommn),$$
 (1)

где Γ — грид температурного градиента, Hao — грид структурной карты (абсолютных глубин) сейсмостратиграфического комплекса, Haommn — грид подошвы (абсолютных глубин) криолитозоны.

Характеристики пластовых условий и свойств пластовых флюидов

Пластовое давление обычно связано с глубиной прямой зависимостью. Однако для надсеноманских отложений характерно превышение давлений над гидростатическими с коэффициентами аномальности (Ка) в диапазоне 1–1,2 (табл. 1).

На основе имеющихся данных при построении региональных карт для анализируемых газовых резервуаров приняты следующие коэффициенты аномальности: Сеноманский резервуар, пласт ПК1, Ка = 1; Кузнецовский резервуар, Ка = 1,2; Нижнеберезовский резервуар, Ка = 1,15; Верхнеберезовский резервуар, Ка = 1,15; Ганькинский резервуар, Ка = 1.

Минерализация пластовых вод

Зависимость условий гидратообразования от минерализации пластовой воды для системы «вода-метан — хлорид натрия» описывается формулой (2) [46].

$$\frac{lnP}{P_0} = \frac{8160, 43}{T} + 33,1103 - 128,65x +$$

$$+40,28x^2 - 138,49\ln(1-x),$$
(2)

где x — молярная доля NaCl в растворе; P — давление, Mna (P_0 = 0,101325 Mna); T — температура, K

Основной вывод заключается в том, что каждые 10 г/л солей снижают равновесную температуру гидратообразования на 0,6 °C и для условий Западной Сибири от давления/глубины залегания пород не зависит.

В рамках данной работы были собраны данные проб воды верхней части разреза, проведен анализ качества проб и привязка к изучаемым резервуарам.

Относительно хорошо изучены минерализация пластовых вод (М) для сеномана (пласт ПК1). Диапазон изменеия от 10 до 25 г/л, для региональных построений принята минерализация 15 г/л (рис. 8).

Для кузнецовского горизонта можно констатировать, что минерализация пластовых вод укладывается в единую с сеноманскими

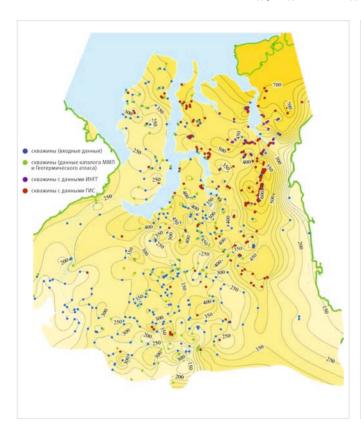
отложениями зависимость увеличения минерализации пластовых вод с глубиной и от окраин к центру бассейна.

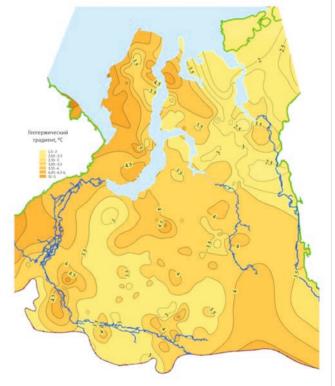
Для нижнеберезовских отложений известна единственная проба пластовой воды на Минховской площади с минерализацией 7,8 г/л.

Для верхнеберезовских отложений известно 5 проб (табл. 2). Для региональных построений принято значение 8 г/л.

Для ганькинского резервуара авторам известны только одна скважина с тремя испытаниями в скважине Тазовского месторождения, где были получены притоки пластовой воды с низкой минерализацией $(2,2-2,7\ г/л)$, а также одна проба на Соболиной площади с минерализацией $5,6\ r/л$.

В итоге для региональных построений уватского резервуара принята минерализация пластовых вод 15 г/л, для кузнецовского резервуара принята минерализация 10 г/л,

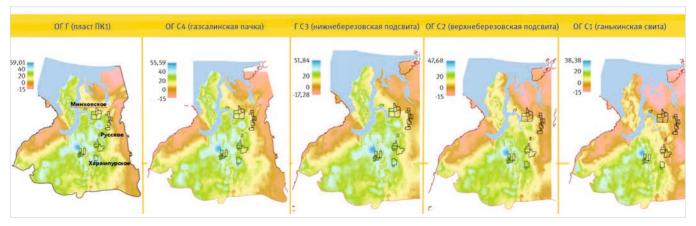




Puc. 5. Карта глубин подошвы криолитозоны Западной Сибири Fig. 5. Depth map of the cryolithozone footwall of Western Siberia

Puc. 6. Карта температурного градиента подмерзлотных толщ Западной Сибири Fig. 6. Map of temperature gradient of subfreeze strata

Fig. 6. Map of temperature gradient of subfreeze strata in Western Siberia



Puc. 7. Карты температур в кровлях верхнемеловых стратиграфических комплексов Fig. 7. Temperature maps in the roofs of upper cretaceous stratigraphic complexes

Табл. 1. Данные по пластовым давлениям и коэффициентам аномальности

Tab. 1. Data on reservoir pressures and anomaly coefficients

Харампурское месторождение

Скважина	Пласт	вдп, м	Удлинение, м	По вертикали, м	Рпл на ВДП, бара	Коэфф. аном			
281	НБ1	947,0	1,0	946,0	110,4	1,184			
293		982,0	46,0	936,0	107,7	1,168			
293		982,0	46,0	936,0	108,3	1,174			
362		982,0	0,0	982,0	109,2	1,128			
362		982,0	0,0	982,0	111,8	1,155			
497		1 041	96,0	945	108,1	1,161			
640		1020,0	76,0	944,0	105,1	1,129			
825		1 011,0	57,0	954,0	111,2	1,183			
825		1 011,0	57,0	954,0	109,8	1,168			
877		990,8	30,8	960,0	110,4	1,167			
877		990,8	30,8	960,0	110,4	1,167			
Харампурское месторождение									
129	ВБ1	900,0	41,0	859,0	98,12	1,164			
129		900,0	41,0	859,0	97,13	1,152			
294		888,0	46,0	842,0	96,00	1,162			
294		888,0	46,0	842,0	95,70	1,158			
497		938,0	37,0	901,0	97,58	1,103			
		Минхо	вское м	есторождение					
71	НБ1	8		850-863	9,20	1,095			
81		3		945-955	9,27	0,995			
71	ВБ1	9		728-737,4	7,40	1,030			
81	ПК1	2		968-995	9,73	1,011			
		Ново-Час	ельско	е месторождени	1e				
16Π	НБ3	8		848-856	9,93	1,187			
18Π		7		853-865	9,95	1,175			
8P	T1			848,1-863,1	9,72	1,088			
30P		1		918-934	9,11	1,003			
18Π		6		893-928	9,97	1,108			
220		7		910-934	9,30	1,028			
223		13		896-916	9,46	1,064			
224		7		941-946	9,46	1,023			
224		8		911-935	9,41	1,033			

Табл. 2. Минерализация проб воды верхнеберезовского резервуара Tab. 2. Mineralization of water samples from the Verkhneberezovsky reservoir

Месторождение	Минерализация воды, г/л
Харампурское	10
Минховское	9,5
Черничное	4,2
Юрхаровское	10,1
Тазовское	5,0

Табл. 3 Плотность газа березовской свиты Tab. 3. The gas density of the Berezovskaya formation

Месторождение	Скважина (пласт)	Плотность газа по воздуху Рв		
Ван-Еганское	9061 (НБ1)	0,570		
Губкинское	49Р (НБ3)	0,573		
Минховское	1332 (НБ1)	0,564		
Ново-Часельское	71 (НБ1)	0,566		
Харампурское	281 (НБ)	0,565		
	129 (НБ1)	0,564		
	294 (ВБ1)	0,563		
	362 (НБ1)	0,563		
	877 (НБ1)	0,567		

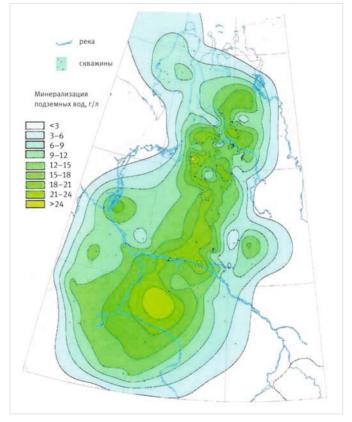


Рис. 8. Карта минерализации пластовых вод сеноманских отложений [47]

Fig. 8. Map of formation water mineralization of Cenomanian deposits [47]

для нижнеберезовского и верхнеберезовского -8 г/л, для ганькинского -5 г/л.

Состав газа

Природный газ надсеноманских отложений на 96–98 % состоит из метана. Плотность газа по месторождениям представлена в таблице 3.

На условия гидратообразования влияют наличие азота и более тяжелых гомологов углеводородов. Для условий Западной Сибири разработаны палетки по определению равновесных условий гидратообразования в зависимости от плотности природного газа по воздуху Рв [48].

Плотность газа по воздуху уватского и кузнецовского резервуаров принята по обубликованным данным [3]. Для нижнеберезовского и верхнеберезовского резервуаров привлечены данные ПАО «НК «Роснефть».

Для региональных построений приняты следующие значения плотности природного газа по воздуху Рв:

- для сеномана и газсалинской пачки Pв = 0,57;
- для березовской и ганькинской свит Pв = 0,565.

Методика расчета равновесной температуры гидратообразования

Для расчета подошвы стабильности газогидратов использована усовершенствованная формула, предложенная Г.В. Пономаревым [49], полученная на основе обработки экспериментальных данных по условиям гидратообразования природных газов различного состава.

Уравнение имеет вид: $Tp=18,47 \times LgPp-B$, где Tp — равновесная температура гидратообразования, °C; Pp — равновесное давление гидратообразования, кгс/см²; Pp связано

с глубинной формулой $Pp = Ka \times H; B - коэф$ фициент, зависящий от плотности газа по воздуху, определен экспериментально.

В наших расчетах был применен вариант расчетов, где использован натуральный логарифмLn.

Формула приобрела вид:

 $Tp = 8.0214 \times ln(Ka \times H) - B + 18.47 - 0.06 \times M$ или, преобразовав

 $Tp=8,0214\times ln(H)-B+18,47+ln(Ka)-0,06\times M.$ Таким образом, формула

 $Tp = 8.0214 \times ln(H) - B1$, $z \partial e B1 = 42.72$ для условий

$$Ka = 1.0$$
; $Pe = 0.56$; $M = 0.2/\pi$

Для прочих условий в коэффициент В1 вволятся поправки.

Значения поправок для расчетов равновесной кривой гидратоообразования приведены в таблице 4.

Основная ценность данной методики, по мнению авторов, заключается в учете всех необходимых параметров в виде единой поправки в уравнение, определяемой простым суммированием, что позволяет численно решать задачу построения карты подошвы зоны стабильности газогидратов для многообразных входных данных. В этом случае расчет подошвы гидратообразования для перспективных резервуаров сводится к определению индивидуальной поправки для каждого резервуара. Итоговые поправки для перспективных резервуаров приведены в таблице 5.

Построение карт нижней границы зоны стабильности гидратов

Расчет основан на определении глубины отложений, на которой равновесная температура гидрата T_p совпадает с температурой, обусловленной геотермическим режимом недр (Т) (рис. 9):

$$\Delta T = T - T_{-} = 0$$

Для описания связи равновесной температуры с глубиной(Н) использована отмеченная выше зависимость вила:

$$T_n = aln(H) + b$$
,

где a и b — некоторые константы.

Геотемпературные условия описываются линейной зависимостью температуры отложений от глубины (с геотермическим гралиентом Г), с учетом равенства нулю на границе (глубине подошвы) многолетнемерзлых пород ($H_{MM\Pi}$):

$$T = \Gamma(H - H_{MMD})$$

Таким образом задача сводится к решению уравнения

$$\Delta T(H) = \Gamma(H - H_{MMI}) - aln(H) - b = 0$$
 (3)

Рассматриваемая функция является выпуклой, имеет два корня, из которых искомым решением является наибольший.

Поскольку уравнение (3) не имеет аналитического решения, применен численный метод бисекции (метод деления отрезка пополам).

При расчетах начальное минимальное значение H_{min} определяется как значение глубины, при котором рассматриваемая функция $\Delta T(H)$ достигает минимального значения:

$$\Delta T'(H) = \Gamma - \frac{a}{H} = 0.$$

$$H_{min} = a/\Gamma$$

Такой подход позволяет безитерационно определить начальное значение H_{\min} , которое гарантированно меньше искомого решения (максимального корня), но больше минимального.

Начальное максимальное значение определяется итерационным двукратным увеличением значения H_{min} $H_{max}^{\ i}=2_{min}^{\ i}$

$$I_{...}^{i} = 2^{i}$$
...

Здесь i — шаг итерации. Итерации завершаются по выполнению условия

$$\Delta T(H_{max}^i) > 0.$$

Затем осуществляется стандартная итерационная процедура поиска решения уравнения (3) методом деления отрезка пополам, которая завершается при достижении погрешности в определении нижней границы зоны стабильности гидратов менее одного метра.

Алгоритм расчета реализован с помощью макроса в Excel, в котором были выполнены расчеты по всем рассматриваемым резервуарам и объектам.

Результаты расчетов подошвы зоны стабильности газогидратов (ЗСГ) для условий каждого резервуара приведены на рисунке 10. Пересечение структурных карт по кровлям перспективных резервуаров и карт подошвы ЗСГ позволило отделить на структурных картах территории с возможным наличием газогидратов от чисто газовых зон (рис. 11).

Для всех резервуаров характерно наличие чисто газового насышения в центральной части Западной Сибири, для более высоко расположенных резервуаров площадь этой зоны уменьшается. Полученные карты являются основой для оценки ресурсов газогидратов Западной Сибири.

Итоги

В результате проведенных исследований выполнено:

Табл. 4. Поправки для расчета равновесной температуры гидратоообразования Tab. 4. Corrections for calculating the equilibrium temperature of hydrate formation

Поправка к В1 от пластового давления Ка		Поправка к В1 от минер М, г/л	рализации		Поправка к В1 от плотности газа по воздуху Рв		
		0	0				
1	0	5	0,3	0,56	0,00		
1,05	-0,365	10	0,6	0,562	-0,52		
1,1	-0,73	15	0,9	0,565	-1,26		
1,15	-1,095	20	1,2	0,57	-2,40		
1,2	-1,46	25	1,5	0,575	-3,41		

Табл. 5 Поправки для расчета равновесной температуры гидратоообразования для перспективных газоносных резервуаров

Tab. 5. Corrections for calculating the equilibrium temperature of hydrate formation for prospective gas-bearing reservoirs

Сеноман (ПК1)
-----------	------

cerioman (mei)									
Параметр	Ka = 1	P = 0,57	M = 15	поправка	Итог В1				
Поправка	0	2,4	-0,9	1,5	41,22				
Турон (Т, газсалинская пачка)									
Параметр	Ka = 1,2	P = 0,57	M = 10	поправка	Итог В1				
Поправка	1,46	2,4	-0,6	3,26	39,46				
		Березовская	свита (НБ-ВБ)						
Параметр	Ka = 1,15	P = 0,565	M = 8	поправка	Итог В1				
Поправка	1,12	1,26	-0,5	1,88	40,84				
Ганькинская свита									
Параметр	Ka=1	P=0,565	M=6	поправка	Итог В1				
Поправка	0	1,26	-0,4	0,86	41,86				

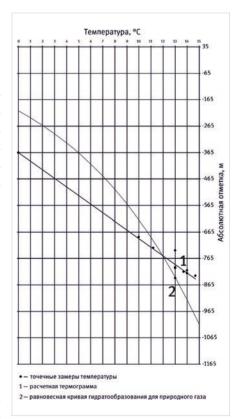


Рис. 9. Графоаналитический метод определения подошвы зоны стабильности газогидратов (ЗСГ) Fig. 9. Graphoanalytical method for determining the soles of the stability zone of gas hydrates

- построены региональные карты мощности криолитозоны, карты подмерзлотного геотермического градиента;
- построены индивидуальные карты подошвы зон стабильности газогидратов для перспективных газонасыщенных резервуаров Западной Сибири;
- построены региональные карты температур в кровле верхнемеловых сейсмостратиграфических комплексов Западной Сибири;
- оконтурены зоны стабильности газогидратов для уватского, кузнецовского, нижнеберезовского, верхнеберезовского, ганькинского резервуаров.

Выводы

Полученные региональные карты зон развития газогидратов показывают закономерное увеличение площади возможного существования газогидратов вверх по разрезу. Если для уватского горизонта (ОГ Г) в районах с перспективами газоносности находятся только восточная часть Гыданского полуострова, Енисей-Хатангский региональный прогиб и Тагульское месторождение, то для ганькинской свиты уже исключением являются структуры с прогнозируемым безгидратным насышением.

Литература

- Шиц Е.Ю., Корякина В.В., Варфоломеев М.А., Замрий А.В. Газовые гидраты: краткий обзор современных российских исследований в 2015–2020 гг. // Газовая промышленность. 2021. № 2. С. 46–56.
- Васильев В.Г., Макогон Ю.Ф., Требин Ф.А., Трофимук А.А., Черский Н.В. Свойство природных газов, находящихся в земной коре в твердом состоянии, образовывать газогидратные залежи // Открытия, изобретения и товарные знаки. 1970.
 № 10. С. 3-5
- 3. Макогон Ю.Ф. Газовые гидраты, предупреждение их образования и использование. М.: Недра. 1985. 231 с.
- 4. Макогон Ю.Ф. Природные газовые гидраты: распространение, модели образования, ресурсы // Российский химический журнал. 2003. Т. 47. № 3. С. 70–79.
- Макогон Ю.Ф. Газогидраты. История изучения и перспективы освоения // Геология и полезные ископаемые Мирового океана. 2010. № 2. С. 5–21.
- 6. Трофимук А.А., Макогон Ю.Ф., Толкачев М.В. О роли газогидратов в процессах аккумуляции углеводородов

- и формировании их залежей // Геология и геофизика. 1983. № 6. С. 3–15.
- 7. Никитин С.П., Царев В.П., Черский Н.В. Рекомендации по учету влияния газогидратного процесса на оценку перспектив газоносности Западной Сибири. Якутск: Якут. фил. СО АН СССР, 1982. 30 с.
- 8. Царев В.П. Особенности формирования, методы поиска и разработки скоплений углеводородов в условиях вечной мерзлоты. Якутск: Якут. фил. СО АН СССР, 1976. 216 с.
- 9. Черский Н.В. Царев В.П., Никитин С.П. Исследование и прогнозирование условий накопления ресурсов газа в газогидратных залежах. Якутск: Якутский филиал СО АН СССР, 1983. 156 с.
- 10. Черский Н.В., Никитин С.П. Изучение газоносности зон гидратообразования СССР. Якутск: Якутский филиал СО АН СССР, 1987. 176 с.
- 11. Баркан Е.С., Воронов А.Н. Оценка ресурсов газа в зонах возможного гидратообразования // Советская геология. 1983. № 8. С. 26–29.
- 12. Гинсбург Г.Д., Соловьев В.А. Геологические модели газогидратообразования // Литология

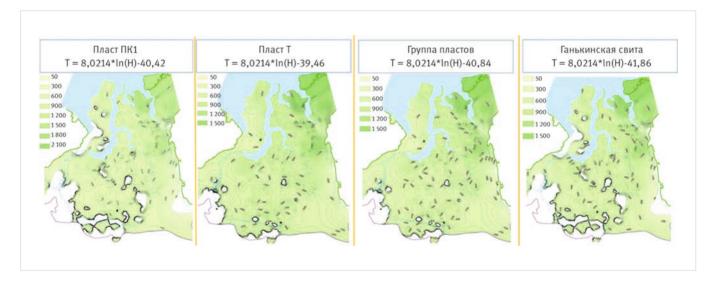
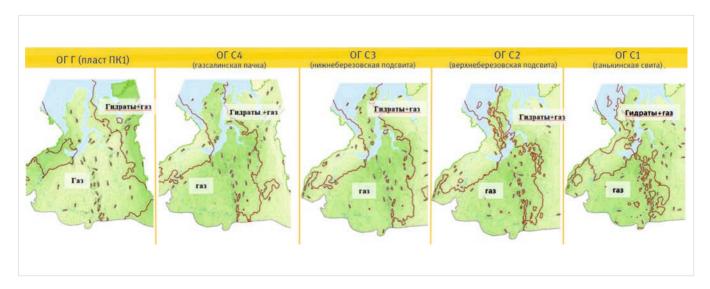


Рис. 10.Карты подошвы стабильности газогидратов Fig. 10. Maps of the soles of the stability of gas hydrates



Puc. 11. Региональные структурные карты с контуром зоны стабильности газогидратов Fig. 11. Regional structural maps with a contour of the gas hydrate stability zone

- и полезные ископаемые. 1990. № 2. C. 76-87.
- 13 Баркан Е.С., Безруков В.М., Гинзбург Г.Д. и др. Нетрадиционные источники углеводородного сырья. М.: Недра, 1989. 223 с.
- 14. Якуцени В.П. Газогидраты нетрадиционное газовое сырье, их образование, свойства, распространение и геологические ресурсы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2015. Т. 10. № 4. С. 1–20.
- Агалаков С.Е., Ненахов В.А Промысловогеофизические характеристики геологического разреза криолитогидратозоны Западной Сибири // Ресурсы нетрадиционного газового сырья и проблемы его освоения. Ленинград: ВНИГРИ, 1990. С. 228–236.
- 16. Агалаков С.Е. Бочкарев В.С., Царев В.П. Особенности строения криолитозоны полуострова Ямал // Биоразнообразие Западной Сибири результаты исследований. Тюмень: ИПОС, 1996. С. 103–118.
- 17. Агалаков С.Е., Курчиков А.Р., Бабурин А.Н. Геолого-геофизические предпосылки существования газогидратов в турон-коньякских отложениях Восточно-Мессояхского месторождения // Газовые гидраты в экосистеме земли 2003. Новосибирск: 2003. С. 15.
- 18. Агалаков С.Е. Ресурсы газа в зонах стабильности газогидратов на севере Западной Сибири // Санкт-Петербург 2010. К новым открытиям через интеграцию геонаук. 2010.
- 19. Агалаков С.Е., Новоселова М.Ю. Газоносность надсеноманских отложений Западной Сибири. Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2019. № 4, С. 10–23.
- 20.Курчиков А.Р. Оценка возможности поиска залежей гидратов природного газа по геотермическим данным. Тюмень: Труды ЗапСибНИГНИ, 1984. вып. 191. С. 65–76.
- 21. Ненахов В.А. Исследование особенностей разработки газогидратных месторождений с целью повышения газоотдачи пласта. Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук. М.: 1982. 20 с.
- 22. Басниев К.С., Сухоносенко А.Л. Перспективы освоения ресурсов газогидратных месторождений // Газовая промышленность. 2010. № 1. С. 22–23.
- 23.Якушев В.С., Гафаров Н.А., Карнаухов С.М., Рыбальченко В.В., Огородников И.В Газовые гидраты в Арктике и мировом океане:

- особенности залегания и перспективы освоения. М.: Недра, 2014. 251 с.
- 24.Истомин В.А. Якушев В.С. Газовые гидраты в природных условиях. М.: Недра, 1992. 236 с.
- 25. Леонов С.А. Перспективы гидратоносности надсеноманских отложений севера Западной Сибири. Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук. М.: 2010. 24 с.
- 26.Перлова Е.В., Махонина Н.А. Виды геологических ресурсов газа в газогидратах и определение их извлекаемой части. Нефть, газ Арктики. М.: Интерконтакт Наука, 2007. С. 248–256.
- 27.Перлова Е.В. Леонов С.А., Хабибуллин Д.Я. Приоритетные направления освоения газогидратных залежей России // Научно-технический сборник Вести газовой науки, 2017. № 3. С. 224–228.
- 28.Перлова Е.В. Подготовка ресурсов гидратного газа для развития минерально-сырьевой базы газодобычи ПАО «Газпром» // Научно-технический сборник Вести газовой науки. 2018. № 3. С. 256–263.
- 29. Сухоносенко А.Л. Термогидродинамическое моделирование процессов разработки газогидратных месторождений. Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук. М.: 2013. 28 с.
- 30.Якушев В.С., Истомин В.А., Перлова Е.В. Ресурсы и перспективы освоения нетрадиционных источников газа в России. М.: ВНИИГАЗ, 2002. 87 с.
- 31. Гудзенко В.Т., Вареничев А.А., Громова М.П. Газогидраты. Информационно-аналитический обзор // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2016. № 5. С. 39–68.
- 32. Балобаев В.Т., Левченко А.И. Глубокое промерзание и динамика теплового поля верхней части земной коры Западной Сибири // Нефтегеологические интерпретации теплового режима недр Западной Сибири. Тюмень: 1988. С. 31–41.
- 33. Баулин В.В. Многолетнемерзлые породы нефтегазоносных районов СССР. М.: Недра, 1985. 176 с.
- 34. Девяткин В.Н. Тепловой поток криолитозоны Сибири. Новосибирск: Наука, 1993. 165 с.
- 35. Дучков А.Д., Курчиков А.Р., Лысак С.В., Балобаев В.Т. и др. Тепловое поле недр Сибири. Новосибирск: Наука, 1987. 196 с.
- 36.Ан В.Н., Девяткин В.Н., Курчиков А.Р. Каталог мерзлотно-геотермической

- информации Западно-Сибирского региона. 2002.
- 37. Курчиков А.Р., Агалаков С.Е. Мощность многолетнемерзлых пород (ММП) и геотермический режим верхней части разреза Севера Западной Сибири // Горные ведомости. 2004. № 4. С. 21–37.
- 38. Шарбатян А.А. К истории развития многолетнемерзлых горных пород // Очерки региональной и исторической криологии. М.: АН СССР, 1962. С. 127–142.
- 39. Володько Б.В. О возможности определения по данным метода самопроизвольной поляризации мощности мерзлых терригенных толщ. Инженерное мерзлотоведение, Новосибирск: Наука, 1979. 208 с.
- 40. Геокриология СССР. Западная Сибирь. М.: Недра, 1989. 454 с.
- 41. Ирбэ Н.А. Особенности интерпретации промыслово-геофизических материалов в низкотемпературном разрезе Западной Сибири на этапе поисково-разведочных работ. М.: Недра, 1974. Вып. 65. С. 98–120.
- 42.Острый Г.Б. Вопросы геологии и бурения и добычи в зоне мерзлых пород на нефтяных и газовых месторождениях Западной Сибири. Тюмень.: Гипротюменьнефтегаз. 1969. Вып. 18. 179 с.
- 42.Безносиков А.Ф. Газогидратные залежи и исследование некоторых особенностей их разработки: (на прим. Мессояхского месторождения). Автореф. дис. на соиск. учен. степ. канд. техн. наук. Тюмень: 1978. 17 с.
- 44.Ильин А.В. Газогидраты севера Тюменской области как новый объект изучения геофизическими методами. Диссертация. Екатеринбург: 2012. 220 с.
- 45. Геотермический атлас Сибири и Дальнего Востока. ИНГГ СО РАН, 2012.
- 46. Геокриология СССР. Западная Сибирь. М.: Недра, 1989. 454 с.
- 47. Малюков В.П., Воробьев К.А. Инновационные технологии разработки месторождений газовых гидратов. М.: РУДН, 2021, 289 с.
- 48. Ставицкий Б.П., Курчиков А.Р., Конторович А.Э., Плавник А.Г. Гидрохимическая зональность юрских и меловых отложений Западно-Сибирского бассейна. Геология и геофизика. 2004. Т. 45. № 7. С. 826–832.
- 49.Пономарев Г.В. Условия образования гидратов природных и попутных газов. Куйбышев: НИИНП, 1960. Вып. 2. С. 49–55.
- 50. Дегтярев Б.В., Бухгалтер Э.Б. Борьба с гидратами при эксплуатации газовых скважин в северных районах. М.: Недра, 1976. 200 с.

ENGLISH

Results

The study included the following activities:

- regional thickness maps of the permafrost zone, maps of the subpermafrost geothermal gradient were built;
- individual maps of the bottom of the gas hydrate stability zone of promising gas-saturated reservoirs in West Siberia were built;
- regional temperature maps of the top of Upper Cretaceous seismostratigraphic complexes of West Siberia were built;
- the gas hydrate stability zones in the Uvat, Kuznetsovsky, Nizhneberezovsky, Verkhneberezovsky, and Gankinsky reservoirs were outlined.

Conclusions

The resulting regional maps of gas hydrate zones show a natural increase in the area of possible upward existence of gas hydrates. While for the Uvat Horizon (G Reflector) only the eastern part of the Gydan Peninsula, the Yenisei-Khatanga Regional Trough, and the Tagul field host the gas potential areas, for the Gankinsky Formation the structures with predicted hydrate-free saturation are an exception.

References

- Shitz E.Yu., Koryakina V.V., Varfolomeev M.A., Zamriy A.V. Gas hydrates: a brief review of modern russian studies in 2015–2020th. Gas industry journal, 2021, issue 2, P. 46–56. (In Russ).
- Vasiliev V.G., Makogon Yu.F., Trebin F.A., Trofimuk A.A., Chersky N.V. The property of natural gases in the Earth's crust in a solid state to form gas hydrate deposits. Discoveries, inventions and trademarks, 1970, issue 10, P. 3–5. (In Russ).
- Makogon Yu.F. Gas hydrates, prevention and use, Moscow: Nedra, 1985, 231 p. (In Russ).
- 4. Makogon Yu.F. Natural gas hydrates: distribution, models of formation, resources, Russian Chemical Journal, 2003, Vol. 47, issue 3, P. 70–79. (In Russ).
- Makogon Yu.F. Gas Hydrates. History of study and prospects of development, Geology and minerals of the World Ocean, 2010, issue 2, P. 5–21. (In Russ).
- 6. Trofimuk A.A., Makogon Yu.F., Tolkachev M.V. On the role of gas-hydrates in the process of hydrocarbon accumulation and formation of their fields. Geology and geophysics, 1983, issue 6, P. 3–15. (In Russ).
- 7. Nikitin S.P., Tsarev V.P., Chersky N.V. Recommendations for considering the effect of the gas hydrate process on the gas content prospects in West Siberia. Yakutsk: Yakut. Phil. Siberian branch of the USSR Academy of Sciences, 1982, 30 p. (In Russ).
- 8. Tsarev V.P. Features of formation, methods of search and development of hydrocarbon accumulations in permafrost conditions, Yakutsk: Yakut. Phil. Siberian branch of the USSR Academy of Sciences, 1976, 216 p. (In Russ).
- Chersky N.V., Tsarev V.P., Nikitin S.P. Research and forecasting the conditions for the accumulation of gas resources in gas hydrate deposits. Yakutsk: Yakut. Phil. Siberian branch of the USSR Academy of Sciences, 1983, 156 p. (In Russ).
- 10. Chersky N.V., Nikitin S.P. Studying the gas content of hydrate formation zones of the USSR. Yakutsk: Yakut. Phil. Siberian branch of the USSR Academy of Sciences, 1987, 176 p. (In Russ).
- 11. Barkan E.S., Voronov A.N. Assessment of gas resources in areas of possible hydrate formation. Soviet Geology, 1983, issue 8, P. 26–29. (In Russ).
- 12. Ginsburg G.D., Solovyov V.A. Geological models of gas hydrate formation. Lithology and minerals, 1990, issue 2, P. 76–87. (In Russ).
- 13. Barkan E.S., Bezrukov V.M., Ginzburg G.D., et. al. Unconventional sources of hydrocarbons. Moscow: Nedra, 1989, 223 p. (In Russ).
- 14. Yakutseni V.P. Gas hydrates unconventional gas sources, their formation, properties, distribution and geological resources. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika, 2015, Vol. 10, issue 4, 24 p. (In Russ).
- Agalakov S.E., Nenakhov V.A. Field and geophysical characteristics of the geological section of the cryolithohydrate zone of West Siberia. Resources of unconventional gas raw materials and problems of its development. Leningrad: VNIGRI, P. 228–236. (In Russ).
- 16. Agalakov S.E., Bochkarev V.S., Tsarev V.P. Structural features of the cryolithozone of the Yamal Peninsula. Biodiversity of West

- Siberia research results. Tyumen: IPOS, 1996, P. 103–118. (In Russ).
- 17. Agalakov S.E., Kurchikov A.R., Baburin A.N. Geological and geophysical prerequisites for the existence of gas hydrates in the Turonian-Conacian deposits of the Vostochno-Messoyakhskoye field. Gas hydrates in the ecosystem of the earth 2003. Novosibirsk: 2003, P. 15. (In Russ).
- 18. Agalakov S.E. Gas resources in the gas hydrate stability zones in the north of West Siberia. St. Petersburg – Towards new discoveries through the integration of geosciences, 2010. (In Russ).
- 19. Agalakov S.E., Novoselova M.Yu. Gas content of the Upper Cenomanian deposits in Western Siberia. Oil and Gas Studies, 2019, issue 4, P. 10–23. (In Russ).
- 20.Kurchikov A.R. Assessment of the possibility of searching for deposits of natural gas hydrates using geothermal data. Tyumen: Trudy ZapSibNIGNI, 1984, № 191, P. 65–76. (In Russ).
- 21. Nenakhov V.A. Investigation of the development features of gas hydrate deposits to enhance gas recovery. Abstract. dis. for the job application scientist step. ph.d. tech. sciences. Moscow: 1982, 20 p. (In Russ).
- 22.Basniev K.S., Sukhonosenko A.L. Prospects for the development of gas hydrate deposits. Gas Industry, 2010, issue 1, P. 22–23. (In Russ).
- 23. Yakushev V.S., Gafarov N.A., Karnaukhov S.M., Rybalchenko V.V., Ogorodnikov I.V. Gas hydrates in the Arctic and the world Ocean: features of occurrence and prospects of development. Moscow: Nedra, 2014, 251 p. (In Russ).
- 24. Istomin V.A., Yakushev V.S. Gas hydrates in natural conditions. Moscow: Nedra, 1992, 236 p. (In Russ).
- 25. Leonov S.A. Prospects of hydrate content of the Above-Cenomanian deposits of the north of West Siberia. Abstract. dis. for the job application scientist step. ph.d. tech. sciences. Moscow: 2010, 24 p. (In Russ).
- 26.Perlova E.V., Makhonina N.A. Types of geological gas resources in gas hydrates and determination of their recoverable part. Oil, gas of the Arctic. Moscow: Intercontact Nauka, 2007, P. 248–256. (In Russ).
- 27. Perlova E.V., Leonov S.A., Khabibullin D.Ya. Primary trends in development of gas hydrate deposits in Russia. Vesti gazovoy nauki, 2017, issue 3, P. 224–228. (In Russ).
- 28.Perlova E.V. Preparation of hydrated gas resources for developing mineral and raw material base of gas production at the Gazprom PJSC. Vesti gazovoy nauki, 2018, issue 3, P. 256–263. (In Russ).
- 29.Sukhonosenko A.L. Thermohydrodynamic modeling of the development of gas hydrate deposits. Abstract. dis. for the job application scientist step. ph.d. tech. sciences. Moscow: 2013, 28 p. (In Russ).
- 30.Yakushev V.S., Istomin V.A., Perlova E.V. Resources and prospects for the development of unconventional gas sources in Russia. Moscow: VNIIGAZ, 2002, 87 p. (In Russ).
- 31. Gudzenko V.T., Varenichev A.A., Gromova M.P. Gas hydrates. Informationanalytical review. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2016, issue 5, P. 39–68. (In Russ).
- 32. Balobaev V.T., Levchenko A.I. Deep freezing and the profile of the thermal field of the upper part of the Earth's crust of West Siberia. Oil-geological interpretations

- of the thermal regime of the subsoil of West Siberia. Tyumen: 1988, P. 31–41. (In Russ).
- 33. Baulin V.V. Permafrost rocks of the oil and gas bearing regions of the USSR.

 Moscow: Nedra, 1985, 176 p. (In Russ).
- 34. Devyatkin V.N. Thermal flow of the cryolithic zone of Siberia. Novosibirsk: Nauka, 1993, 165 p. (In Russ).
- 35. Duchkov A.D., Kurchikov A.R., Lysak S.V., Balobaev V.T., et. al. Thermal field of the Siberian subsoil. Novosibirsk: Nauka, 1987, 196 p. (In Russ).
- 36.An V.N., Devyatkin V.N., Kurchikov A.R. Catalog of permafrost and geothermal information of the West Siberian region. 2002. (In Russ).
- 37. Kurchikov A.R., Agalakov S.E. The thickness of permafrost rocks and the geothermal regime of the upper part of the cross-section of the north of West Siberia. Gornye vedomosti, 2004, issue 4, P. 21–37. (In Russ).
- 38. Sharbatyan A.A. The history of the development of permafrost rocks. In The essays on regional and historical cryology. Moscow: Academy of Sciences of the USSR, 1962, P. 127–142. (In Russ).
- 39. Volodko B.V. The possibility of determining the thickness of permafrost strata according to the spontaneous polarization method. Engineering permafrost. Novosibirsk: Nauka, 1979, 208 p. (In Russ).
- 40. Geocryology of the USSR. West Siberia. Moscow: Nedra, 1989, 454 p. (In Russ).
- 41. Irbe N.A. Features of interpretation of field and geophysical materials in a low-temperature section of West Siberia at the stage of prospecting and exploration, M.: Nedra, 1974, issue 65, P. 98–120. (In Russ).
- 42.Ostry G.B., The method of separation of frozen rocks in the cross-section, Issues of geology and drilling and production in the frozen rock zone in the oil and gas fields of West Siberia. Tyumen: Giprotyumenneftegaz, 1969, issue 18, 179 p. (In Russ).
- 43. Beznosikov A.F. Gas hydrate deposits and the study of some features of their development: (case study of Messoyakhskoye field). Abstract. dis. for the job application scientist step. ph.d. tech. sciences. Tyumen: 1978, 220 p. (In Russ).
- 44.llyin A.V. Gas hydrates of the north of the Tyumen region as a new study target by geophysical methods.: PhD thesis. Yekaterinburg: 2012, 220 p. (In Russ).
- 45. Geothermal Atlas of Siberia and the Far East. ING SB RAS, 2012. (In Russ).
- 46. Geocryology of the USSR. West Siberia. Moscow: Nedra, 1989, 454 p. (In Russ).
- 47. Malyukov V.P., Vorobiev K.A. Innovative technologies for the development of gas hydrate deposits. Moscow: RUND, 2021, 289 p. (In Russ).
- 48. Kurchikov B.P., Kontorovich A.R., Plavnik A.G. Hydrochemical zoning of jurassic and cretaceous deposits of the West Siberian basin. Geology and Geophysics, 2004, Vol. 45, issue 7, P. 826–832. (In Russ).
- 49.Ponomarev G.V. Conditions of formation of hydrates of natural and associated gases, Kuibyshev: NIINP, 1960, issue 2, P. 49–55. (In Russ).
- 50. Degtyarev B.V., Buhgalter E.B. Hydrates control during the operation of gas wells in the northern regions.

 Moscow: Nedra, 1976, 200 p.

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ABTOPAX I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Агалаков Сергей Евгеньевич, д.г.-м.н., старший эксперт экспертно-аналитического управления, 000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия Для контактов: seagalakov@tnnc.rosneft.ru

Кузовков Антон Алексеевич, главный инженер проекта управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Плавник Андрей Гарьевич, д.т.н., заведующий лабораторией геологического моделирования, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

Озирная Екатерина Тимофеевна, инженер первой категории лаборатории геологического моделирования, Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия Agalakov Sergey Evgenievich, doctor of geologo-mineralogical sciences, senior expert of the expert and analytical division, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia Corresponding author: seagalakov@tnnc.rosneft.ru

Kuzovkov Anton Alekseevich, chief project engineer of the scientific and technical development division, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Plavnik Andrey Garyevich, doctor of technical sciences, head of the geological modeling laboratory, Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

Ozirnaya Ekaterina Timofeevna, category I engineer of the geological modeling laboratory, Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

22-я АЛЬМЕТЬЕВСКАЯ ВСТРЕЧА

СО СПЕЦИАЛИСТАМИ ПАО «ТАТНЕФТЬ»





NT-EXPO.RU

2024 16-18 ОКТЯБРЯ г. Альметьевск

Сравнение эффективности разработки с поддержанием пластового давления и на истощении для низкопроницаемой тюменской свиты

Чезганова О.Н., Вострикова А.Г., Патраков Д.П., Гладких М.А.

000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия onchezganova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В данной работе рассматривается поиск оптимального режима и системы разработки месторождения с низкой проницаемостью, малой изученностью и отсутствием промышленной разработки. Приведены сопоставления расчетов технологических показателей вариантов с заводнением и вариантов на истощении.

Материалы и методы

Статья представляет собой изложение результатов компьютерного моделирования способов разработки месторождений нефти и газа с низкопроницаемыми пластами.

Ключевые слова

тюменская свита, трудноизвлекаемые запасы нефти (ТрИЗ), низкопроницаемый коллектор (НПК), горизонтальная скважина (ГС), обоснование системы разработки, эффективность системы поддержания пластового давления (ППД), режим истощения

Для цитирования

Чезганова О.Н., Вострикова А.Г., Патраков Д.П., Гладких М.А. Сравнение эффективности разработки с поддержанием пластового давления и на истощении для низкопроницаемой тюменской свиты // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 56–60. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-56-60

Поступила в редакцию: 17.11.2023

GEOLOGY

UDC 553.98 | Original Paper

Comparing the performance of reservoir pressure maintenance and depletion drive to develop low-permeable reservoirs of the Tyumen formation

Chezganova O.N., Vostrikova A.G., Patrakov D.P., Gladkikh M.A.

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia onchesganova@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The paper describes the search for the optimal development drive and well pattern for a field with low permeable reservoirs, poorly studied, and not involved into commercial development. Comparisons of simulated process parameters of the waterflooding and reservoir pressure depletion options are given.

Materials and methods

The paper describes the results of the computer simulation of development methods for oil and gas fields with low-permeable reservoirs.

Keywords

Tyumen formation, hard-to-recover oil reserves, low-permeable reservoir, horizontal well (Hz), well pattern justification, performance of the reservoir pressure maintenance system, depletion drive

For citation

Chezganova O.N., Vostrikova A.G., Patrakov D.P., Gladkikh M.A. Comparing the performance of reservoir pressure maintenance and depletion drive to develop low-permeable reservoirs of the Tyumen Formation. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 56–60. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-56-60

Received: 17.11.2023

Сравнение эффективности разработки с ППД и на истощении для низкопроницаемой тюменской свиты

Несмотря на существенный рост доли низкопроницаемых трудноизвлекаемых запасов на месторождениях Западной Сибири, их выработка не превышает 17 % [1]. Одним из ключевых вопросов освоения таких запасов является выбор оптимальной системы разработки. Наиболее часто используется заводнение с применением горизонтальных

скважин (ГС) [2]. Однако слабовыраженный эффект от закачки, а также высокие капитальные вложения на организацию системы поддержания пластового давления (ППД) определяют значительное снижение экономической привлекательности проектов, в связи с этим разработка низкопроницаемых коллекторов на естественном режиме может являться альтернативным вариантом [3, 4].

Особенно актуален вопрос выбора системы разработки в условиях ввода

в эксплуатацию нового месторождения. При значительном уровне геологической неопределенности и высокой стоимости освоения месторождения отмечается существенное повышение экономических рисков при реализации выбранной схемы разработки. В данной работе рассматривается поиск оптимального режима и системы разработки на примере месторождения с малой изученностью и отсутствием промышленной разработки.

Геологическая характеристика изучаемого

Основная часть геологических запасов нефти месторождения сосредоточена в тюменской свите (пласты группы Ю). Коллекторы тюменской свиты имеют неблагоприятные для разработки характеристики: резко неоднородный характер строения с частыми фациальными переходами и замещениями песчано-алевритовых пород глинами, ультранизкие значения абсолютной проницаемости (средняя проницаемость на уровне 0,3 мД), низкая плотность концентрации запасов.

Выбор способа разработки объекта, помимо крайне низких фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), осложнен также недостаточной изученностью месторождения, что требует использования опыта разработки соседних месторождений и месторождений-аналогов. Коллекторы рассматриваемого месторождения характеризуются более низкими ФЕС в сравнении с месторождениями-аналогами (рис. 1). На рассматриваемом месторождении практически не отмечается концентрация зон так называемых «хороших» запасов. Районы с улучшенными ФЕС отсутствуют, коллекторы равномерно «размазаны» по разрезу, что предопределяет сложность в проводке скважин. При такой структуре запасов максимальный охват выработкой по разрезу может быть достигнут за счет проведения операции гидроразрыва пласта (ГРП) (рис. 2, 3).

Вопрос изучения причин и механизмов выработки запасов из такого рода низкопроницаемых коллекторов довольно широко освещен в научной среде нефтегазовой отрасли. В работе [5] авторы по результатам анализа лабораторных исследований керна показали, что фильтрация в низкопроницаемых коллекторах характеризуется отклонением от линейного закона фильтрации Дарси. С уменьшением проницаемости коллектора величина отклонения закона фильтрации от линейного становится более значительной. Зависимость скорости фильтрации от градиента давления показывает очень большое значение начального градиента давления, запускающего фильтрацию. Таким образом, в фильтрации будет задействована только часть дренируемых запасов.

Анализ капилляриметрических следований месторождений-аналогов показал (рис. 4), что доля пор, участвующих в фильтрации, снижена (≈45 %) ввиду отсутствия крупных каналов (доля пор радиусом менее 1 мкм составляет ≈55 %). Такая структура порового пространства обуславливает снижение фильтрационных характеристик пород за счет создаваемых капиллярных давлений. Соответственно, при разработке месторождений с низкой проницаемостью с применением закачки воды может возникнуть ситуация, когда для существенной части порового объема создаваемый перепад давления не обеспечит превышение капиллярных сил, и вытеснение нефти водой происходить не будет.

Особенности разработки месторождений-аналогов

Показательным примером, как система разработки влияет на процесс выработки, является анализ фактических темпов падения на месторождениях-аналогах. Из проведенного анализа отмечается, что в целом система ППД эффективно влияет на процесс выработки, обеспечивая стабилизацию и незначительный рост дебитов жидкости по сравнению

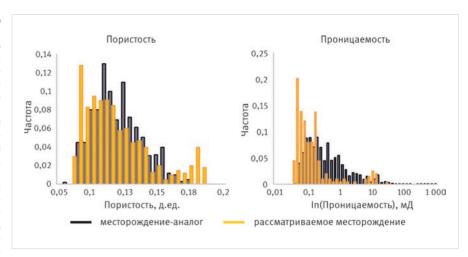


Рис. 1. Гистограммы распределения ФЕС по керновым исследованиям Fig. 1. Histograms of core-based reservoir properties distribution

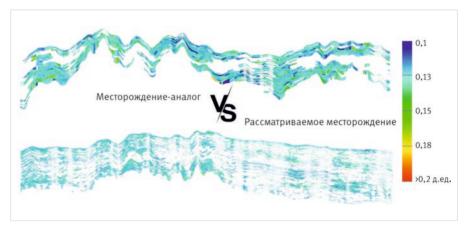


Рис. 2. Разрезы по кубу пористости в ГДМ Fig. 2. Porosity volume sections in the flow model

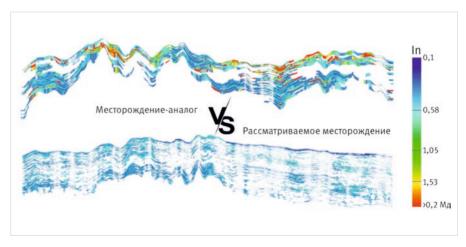


Рис. 3. Разрезы по кубу проницаемости в ГДМ Fig. 3. Permeability volume sections in the flow model

с режимом на истощении [6]. Если разделить темпы падения по зонам с низкими и высокими ФЕС, то эффект от ППД не столь очевиден. В зонах с низкими ФЕС темпы падения дебитов жидкости становятся сопоставимы с режимом на истощении (рис. 5). Данный факт объясняется тем, что в условиях сниженной проницаемости и ухудшения сеологической связности пласта эффект от закачки практически не проявляется на динамике работы добывающих скважинт дебиты по скважинам продолжают снижаться. В таких условиях, применительно к новому

месторождению, опираясь на фактические данные по разработке аналогов, можно предположить, что разработка на истощении будет иметь большую экономическую эффективность.

Для подтверждения полученных выводов был использован традиционный на сегодняшний день подход: проведена серия расчетов на трехмерной гидродинамической модели.

Расчеты на ГДМ

Для выбора оптимальной системы разработки на выбранном месторождении



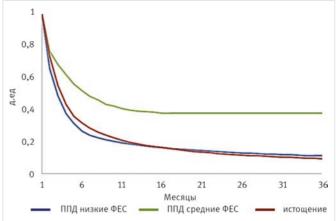


Рис. 4. Распределение объемной доли капилляров по радиусу (гистограмма) и объемной доли работающих капилляров (график). Месторождение-аналог

Puc. 5. Усредненные темпы падения дебита жидкости по месторождению-аналогу Fig. 5. The average liquid decline rates of an analogue field

Fig. 4. The distribution of the volume fraction of capillaries by radius (histogram) and the volume fraction of active capillaries (curve). Source: analogue field

за основу для добывающих скважин выбраны системы ГС. В условиях Западной Сибири данная технология на сегодняшний день зарекомендовала себя как эффективная с точки зрения добычи и экономики [7].

Опираясь на фактические данные разработки пластов-аналогов, можно с уверенностью утверждать, что преимущество системы ГС с гидравлическим разрывом пласта (ГС+ГРП) перед традиционной системой плотной сетки наклонно направленных скважин (ННС) по входным дебитам и значениям извлекаемых запасов значительно увеличивается по мере ухудшения коллекторских свойств. Система ГС+ГРП позволяет увеличить дебиты скважин, темпы отборов и сократить сроки разработки. Для нагнетательных скважин выбрана традиционная система ННС, так как эффективность ГС ППД на сегодняшний день не так очевидна, в связи с неравномерной закачкой по стволу ГС.

В текущей работе выполнены расчеты технологических показателей вариантов

с заводнением и вариантов на истощении с оптимизацией следующих параметров: длина добывающих ГС, расстояние между рядами добывающих и нагнетательных скважин, расстояние между добывающими скважинами в ряду, количество стадий ГРП и массы проппанта (рис. 6).

Условия расчета прогнозных вариантов на гидродинамической модели:

- единовременный ввод скважин;
- отработка нагнетательных скважин 6 месяцев в вариантах с ППД;
- отключение нагнетательной скважины, если в окружении нет работающих добывающих скважин.

Единовременный ввод скважин был выбран для корректного сопоставления результатов расчетов с вариацией параметров и оценки их влияния на итоговый коэффициент извлечения нефти (КИН). Для расчета прогнозных вариантов были приняты дизайны ГРП, смоделированные по результатам испытаний разведочных скважин. Траектории

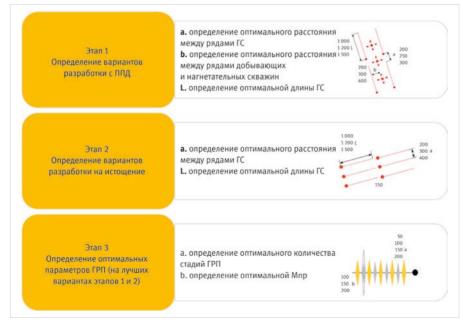
ГС проведены в пределах пласта с наименьшей расчлененностью и с учетом захвата трещиной ГРП наиболее продуктивных слоев (рис. 7).

Гидродинамическое моделирование проведено на основе трехмерной изотермической модели нелетучей нефти «black oil» трехфазной фильтрации (нефть, вода, газ) несмешивающихся жидкостей. Использовалась полностью неявная схема вычисления. Для поиска оптимальной системы разработки был подобран участок месторождения, соответствующий следующим основным критериям: район фактических скважин, с актуальными данными испытаний, наличие зон с «хорошими» и «плохими» ФЕС, большая площадь участка (156 км²).

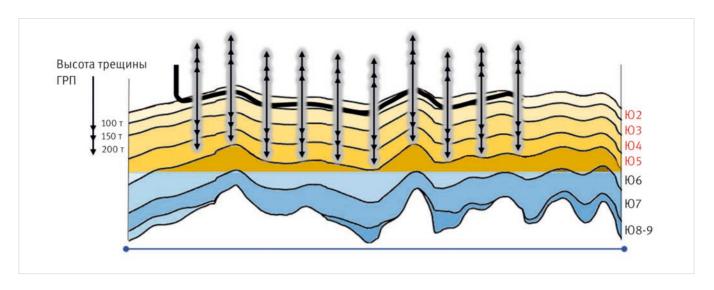
По результатам многовариантных расчетов были выбраны два лучших варианта. Вариант 1 — реализация системы ППД с горизонтальными скважинами длиной 1 500 метров и с расстоянием между рядами добывающих и нагнетательных скважинам 400 метров с 15 портами ГРП и массой проппанта 200 тонн на стадию. Вариант 2 — реализация системы на истощение с ГС длиной 1 500 метров и расстоянием между рядами скважин 500 метров с 15 портами ГРП и массой проппанта 200 тонн на стадию. Эти варианты были рассчитаны на полномасштабной модели.

По варианту 1 с ППД отмечается высокий темп падения дебитов: в среднем за 90 суток дебит по жидкости снизился до 75 % (рис. 8), медленное продвижение закачанной воды, вызванное низкими ФЕС пласта. Через год работы скважины темпы падения дебитов жидкости замедляются, но не настолько, чтобы компенсировать затраты на организацию закачки дополнительной добычей нефти.

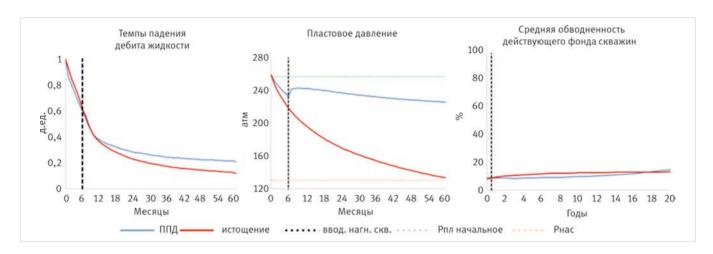
Динамика пластового давления в варианте 2 ведет себя характерно для режима на истощении. Давление в варианте 1 в начальный момент времени также снижается, с момента работы системы ППД начинается постепенный рост, а затем стабилизация. Стоит учитывать, что пластовое давление приведено в целом по ГДМ и включает районы нагнетательных скважин с высоким пластовым давлением. При этом динамика обводненности в варианте с ППД указывает на крайне низкую степень воздействия закачки на добывающие скважины.



Puc. 6. Схема многовариантных расчетов Fig. 6. Multiple-option model runs pattern



Puc. 7. Вскрытие пластов трещинами ГРП Fig. 7. Hydraulically-fractured reservoir



Puc. 8. Conocmaвительные графики по результатам расчетов лучших вариантов на полномасштабной модели Fig. 8. Comparative curves illustrating the best full-scale simulation options

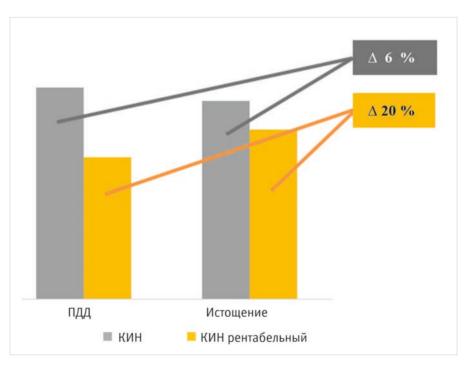
Согласно полученным результатам расчетов, вариант с ППД позволяет добыть на 6 % больше запасов, чем вариант с истощением. Однако если учитывать только рентабельные запасы, то вариант на истощении позволяет добыть на 20 % больше, чем вариант с заводнением (рис. 9), что говорит о низкой технико-экономической эффективности варианта с ППД.

Итоги

В целом, учитывая низкий уровень изученности рассматриваемого месторождения, к полученным результатам расчетов на ГДМ стоит относиться как к предварительным. Поэтому для него рекомендуется на стадии пробной эксплуатации апробировать оба варианта разработки — с заводнением и на истощении. По результатам пробной эксплуатации необходимо принять решение о наиболее эффективной технологии освоения запасов.

Выводы

Как показывает анализ разработки месторождений с низкопроницаемыми коллекторами, а также выполненные в рамках работы расчеты на ГДМ, разработка на истощении может являться оправданной альтернативой заводнению. В публикациях на данную тему авторами были получены пороговые



Puc. 9. Сопоставление КИН режимов разработки Fig. 9. Comparison of oil recovery factors of the two development drives

значения проницаемости, ниже которых целесообразно рассмотреть вариант разработки на режиме истощения [2]. Пороговое значение варьируется в диапазоне 0,05–0,5 мД в зависимости от геологических, технологических и экономических особенностей разработки месторождения.

Литература

- Мищенко И.Т., Бравичева Т.Б., Бравичев К.А. Низкопроницаемые коллекторы. Повышение эффективности разработки с использованием современных технологий // Neftegaz.RU. 2020. № 4. С. 130–134.
- 2. Смирнов Д.С., Немирович Г.М., Чезганова О.Н., Гнилицкий Р.А., Тимчук А.С., Николаев М.Н. Технология разработки низкопроницаемых коллекторов с использованием горизонтальных скважин с многостадийным ГРП //

3. Белоногов Е.В., Пустовских А.А., Ситников А.Н. Критерий выбора способа разработки низкопроницаемых коллекторов // PROHефть. 2018. № 1.

Наука и ТЭК. 2012. № 9. С. 22-27.

- С. 49–51.

 4. Чусовитин А.А., Гнилицкий Р.А., Смирнов Д.С., Плиткина Ю.А., Лиходед И.А., Емельянов Д.В., Мельников Л.П. Эволюция проектных рашений по разработко отдоходий
 - решений по разработке отложений тюменской свиты на примере месторождений Красноленинского свода // Нефтяное хозяйство. 2016. № 5. C. 54–58.
- 5. Байков В.А., Колонских А.В., Макатров А.К., Политов М.Е., Телин А.Г. Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах. Лабораторные фильтрационные исследования керна Приобского месторождения // Научно-технический

- вестник ОАО «НК РОСНЕФТЬ». 2013. № 2. С. 4-7.
- 6. Плиткина Ю.А., Патраков Д.П., Глебов А.С., Лиходед И.А., Емельянов Д.В. Опыт разработки низкопроницаемых коллекторов тюменской свиты Красноленинского месторождения в АО «РН-Няганьнефтегаз» // Нефтяная провинция. 2019. № 2. С. 72–100.
- 7. Немирович Г.М., Исламгалиев Р.Ф. Горизонтальное бурение с МГРП доступ к трудноизвлекаемым запасам тюменской свиты Красноленинского месторождения // SPE Российская компания по разведке нефти и газа; Производственнотехническая конференция и выставка 14–16 октября 2014 г. Москва, Россия. SPE 171325-RU.

ENGLISH

Results

In general, given the low level of field knowledge, the flow simulation runs should be treated as preliminary results. Therefore, a pilot project is recommended to test both development options, i.e. the waterflooding and depletion drive. Following the pilot results, a decision should me made on the most efficient development method.

Conclusions

The analysis of the development of low-permeabille reservoirs, as well as the flow simulation runs show that the depletion drive can be a justified alternative to waterflooding. The authors of published studies estimated the permeability cutoffs below which it is advisable to consider a depletion development option [2]. These cutoffs vary in the range of 0,05-0,5mD depending on the geological, technological, and economic features of the field development.

References

- Mishchenko I.T., Bravicheva T.B., Bravichev K.A. Low-permeable reservoirs. Improving the development performance by using modern technologies. Neftegaz.RU, 2020, issue 4, P. 130–134. (In Russ).
- Smirnov D.S., Nemirovich G.M., Chezganova O.N., Gnilitsky R.A., Timchuk A.S., Nikolaev M.N. Technology of developing low-permeable reservoirs using horizontal wells with multistage hydraulic fracturing, Science and FEC, issue 9, P. 22–27. (In Russ).
- 3. Belonogov E.V., Pustovskikh A.A., Sitnikov A.N. Methodology for

- determination of low-permeability reservoirs development. PRONeft, 2018, issue 1, P. 49–51. (In Russ).
- 4. Chusovitin A.A., Gnilitsky R.A., Smirnov D.S., Plitkina Yu.A., Likhoded I.A., Emelyanov D.V., Melnikov L.P. Evolution of engineering solutions on the development of tyumen suite oil reserves on an example of Krasnoleninskoye oilfield. Oil industry, 2016, issue 5, P. 54–58. (In Russ).
- Baikov V.A., Kolonskikh A.V., Makatrov A.K., Politov M.E., Telin A.G. Nonlinear filtration in low-permeability reservoirs. laboratory core examination for priobskoye oilfield, Scientific and Technical Bulletin of ROSNEFT Oil Company, 2013, issue 2,

- P. 4-7. (In Russ).
- 6. Plitkina Yu.A., Patrakov D.P., Glebov A.S., Likhoded I.A., Emelyanov D.V Development experience of low permeable reservoirs of Tyumen suite of Krasnoleninskoye field RN-Nyaganneftegas JSC. Neftyanaya Provintsiya, 2019, issue 2, p. 72–100. (In Russ).
- 7. Nemirovich G.M., Islamgaliev R.F. Horizontal drilling with Multi-Stage Fracturing access to challenged reserves of Tyumen formation, Krasnoleninskoye field. SPE Russian Oil and Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition October 14–16, 2014, Moscow, Russia, SPE 171325-RU. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ABTOPAX I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Чезганова Ольга Николаевна, руководитель группы Управления по геологии и разработке месторождений Няганьнефтегаз, 000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия **Для контактов: onchezganova@tnnc.rosneft.ru**

Вострикова Анна Геннадьевна, главный специалист Управления по геологии и разработке месторождений «Няганьнефтегаз», ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Гладких Михаил Александрович, начальник отдела Управления по геологии и разработке месторождений «Няганьнефтегаз», ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Патраков Дмитрий Павлович, начальник Управления по геологии и разработке месторождений «Няганьнефтегаз», ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Chezganova Olga Nikolaevna, team lead of the department of geology and field development of NyaganNG, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia Corresponding author: onchezganova@tnnc.rosneft.ru

Vostrikova Anna Gennadievna, senior specialist of the department of geology and field development of "NyaganNG", "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Gladkikh Mikhail Alexandrovich, senior manager of the department of geology and field development of "NyaganNG", "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Patrakov Dmitry Pavlovich, director of the department of geology and field development of "NyaganNG", "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia



000 «АТЭК» — ЭТО НАДЕЖНЫЙ И ПРОФЕССИОНАЛЬНЫЙ ПАРТНЕР для нефтегазодобывающих компаний, предоставляющий инновационные решения и обеспечивающий качественное выполнение работ

A ATOK

- Отбор газа из затрубного пространства добывающих скважин с целью увеличения производительности скважин
- Обработка призабойной зоны скважины методом разнонаправленного воздействия
- Ограничение водопритока в ПЗП добывающего фонда и выравнивание профиля приёмистости на нагнетательном фоне
- Инновационная технология протекторной трибоэлектрической антикоррозионной защиты стальных трубопроводов

117418, г. Москва, вн. тер. г. м.о. Черемушки, ул. Новочеремушкинская, д. 61, ком. 16 8 (800) 551-07-74 asfec@asfec.ru www.asfec.ru

Микроскопические особенности строения глинисто-кремнистых отложений верхнего мела Западной Сибири на примере пласта НБ1

Кудаманов А.И., Павлуткин И.Г., Карих Т.М.

000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия aikudamanov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Верхнемеловые (сантон) опоки Западно-Сибирской плиты (ЗСП), распространенные на площади более 2 млн км² в виде пласта средней мощностью 30–35 м, характеризуются неравномерной степенью кристаллизации опал-кристобалиттридимитовой (ОКТ) фазы кремнезема. На бо́льшей части территории ЗСП содержание вторичного кварца, по данным рентгенофазового анализа (РФА), колеблется от первых единиц до 30–40 %. Иногда (на западе и юго-западе) вторичный кварц составляет более 70 %, при этом ОКТ-фаза методом РФА не выявлена (кристаллизация прошла полностью). Морфологические различия обособлений кремнезема установлены на изображениях растрового электронного микроскопа при увеличении в 5–6 тысяч раз.

Увеличение в 5-6 тысяч раз позволяет выявить признаки различной степени кристаллизации аморфного кремнезема.

Материалы и методы

Показаны результаты сравнительного анализа лабораторных данных (рентгеноструктурный, петрографический и метод растровой микроскопии) изучения опок верхнего мела (сантон) Западной Сибири, характеризующихся незакономерной по латерали различной степенью кристаллизации аморфного кремнезема.

При увеличении более 5 тысяч раз установлены морфологические отличия индивидов кремнезема с различной степенью кристаллизации.

Ключевые слова

березовская свита, опоки, коллоид, леписферы, кристаллизация

Для цитирования

Кудаманов А.И., Павлуткин И.Г., Карих Т.М. Микроскопические особенности строения глинисто-кремнистых отложений верхнего мела Западной Сибири на примере пласта НБ1 // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 62–69. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-62-69

Поступила в редакцию: 17.11.2023

GEOLOGY

UDC 551.7, 552.5, 549.1 | Original Paper

A case study of NB1 reservoir to evaluate the microscopic structural features of the upper cretaceous clay-siliceous deposits of West Siberia

Kudamanov A.I., Pavlutkin I.G., Karikh T.M.

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia aikudamanov@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The Upper Cretaceous (Santonian) opokas within the West Siberian Plate (WSP), developed over an area of more than two million square kilometers in the form of a reservoir 30–35 m thick are characterized by an uneven degree of crystallization of the opal-crystobalite-tridymite (OCT) phase of silica. According to X-ray diffraction (XRD) analysis, across much of the WSP, the content of secondary quartz ranges from the first units to 30–40 %. Occasionally (in the west and south-west), secondary quartz makes up more than 70 %, while the OCT phase has not been detected by XRD (complete crystallization). Morphological differences in silica segregations were interpreted in SEM (Scanning Electron Microscope) images magnified 5–6 thousand times.

Magnification of 5-6 thousand times allows to identify signs of varying degrees of crystallization of amorphous silica.

Materials and methods

The results of a comparative analysis of laboratory data (X-ray diffraction, petrographic method, and scanning electron microscopy) on the Upper Cretaceous (Santonian) opokas in West Siberia, characterized by laterally irregular degrees of crystallization of amorphous silica. When magnified by more than 5 thousand times, morphological

differences of silica units with varying degrees of crystallization were established.

Keywords

berezovsky formation, opokas, colloid, lepispheres, crystallization

For citation

Kudamanov A.I., Pavlutkin I.G., Karikh T.M. A case study of NB1 reservoir to evaluate the microscopic structural features of the upper cretaceous clay-siliceous deposits of West Siberia. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 62–69. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-62-69

Received: 17.11.2023

Введение

В условиях истощения основных запасов сеноманского газа существует объективная необходимость приращения запасов углеводородов, в том числе за счет нетрадиционных для Западно-Сибирской плиты (ЗСП) глинисто-кремневых коллекторов надсеноманской части разреза верхнего мела, с нередкими проявлениями и притоками газа. Следовательно, уточнение состава и строения слабо изученного верхнего мела ЗСП весьма актуально [1].

Расположение кремневых пород в определенной части геологического разреза не является случайным. Важно установление (реконструкция) способа локализации определенного объема кремнезема и всей его последующей (постседиментационной) истории. В одних и тех же фациальных обстановках при латеральных вариациях условий, например жизнедеятельности планктона, значительные объемы кремнезема могут накапливаться различным сочетанием способов — хемогенным, хемогенно-биогенным, биогенным. Кроме того, масштабно представленное по латерали тело одновозрастных осадков близкого состава может испытывать вторичные процессы различной интенсивности, в зависимости от интенсивности проявления тектонических (климатических, вулканических и др.) процессов в той или иной части территории распространения данного тела (рис. 1а). В строении единого тела, сложенного кремневыми

породами, вполне вероятно установить различия в свойствах, вызванных колебаниями первичных условий осадконакопления и неравномерностью проявления вторичных процессов [2].

«Покровные» тела отложений сантона ЗСП (рис. 1 б) характеризуются глинисто-кремневым составом (преимущественно биогенно-хемогенного происхождения опоки, автохтонного типа), неглубоким современным залеганием (700-1 100 м) и относительно невысокой степенью литогенеза. Согласно реконструкции палеорельефа и результатам оценки масштабов эрозионного среза, на севере ЗСП погружение опок достигало 1 600-1 800 м. В настоящее время в северной части ЗСП данный интервал разреза осложнен наличием горизонта вечной мерзлоты. При небольшой мощности (суммарно до 200-250 м) глинисто-кремневые породы, как уже было сказано, формируют «плащевидный» облик на территории большей части Западной Сибири. Площадь распространения опок хэяхинской пачки (пласт НБ1) составляет до 2 млн км². Даже при скромной оценке мощности пласта в 10 метров суммарный объем кремнезема хэяхинской пачки составит около 20 тыс. км³. При этом максимальные толщины глинисто-кремневых пород занимают центральные районы (в виде пятен неправильной формы, рис. 16), с уменьшением мощности к периферии и постепенным эрозионным

выклиниванием по обрамлению ЗСП, что контролируется особенностями обстановок осадконакопления и постседиментационного развития региона [8].

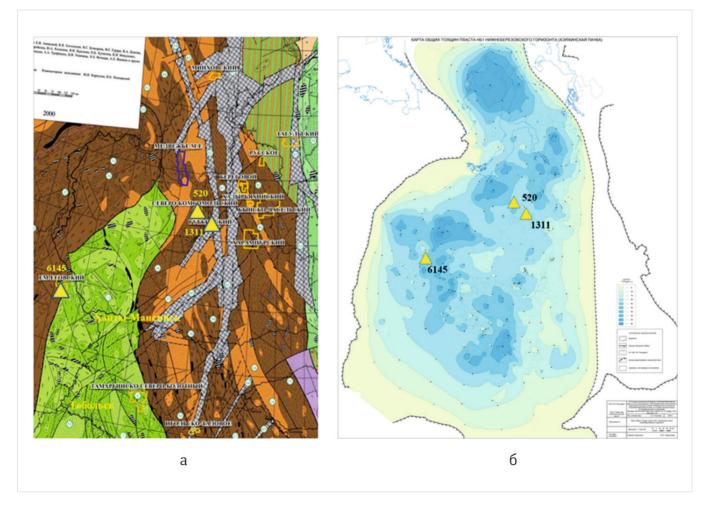
Материалы, методы и результаты

Для интерпретации и характеристики происхождения кварца в породах кремнистых формаций (первично-осадочный в виде примеси обломочного материала, или литогенетический, как результат старения коллоидного осадка и кристаллизации опала) наиболее эффективно комплексное применение трех лабораторных методов.

Первый — изучение в шлифах под поляризационным микроскопом (рис. 2, 3).

Под микроскопом важно оценить количество гранулярной составляющей отложений (обломочного материала, в том числе кварца, глауконита, остатков скелетных организмов, пирита, карбонатов, цеолитов и пр.) и объем глинисто-кремнистого субстрата (матрицы породы). Диагностика новообразованного кварца, вследствие его микроскопических размеров, под обычным микроскопом весьма затруднительна (рис. 3).

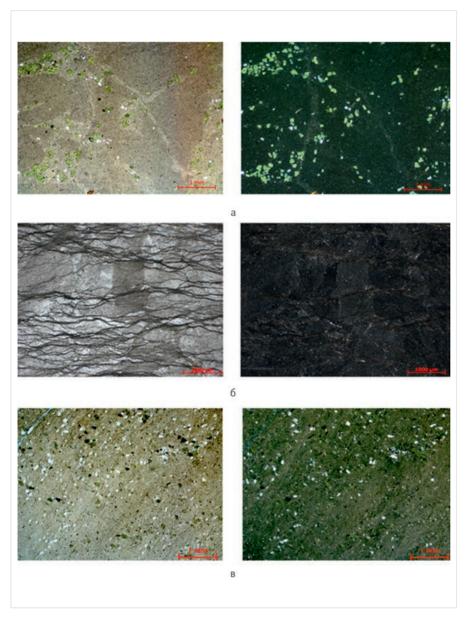
Кварц в опоках представлен как в обломочных фракциях (макроскопический первичный — терригенный, пирокластический, окварцованные остатки планктона), так и в окристаллизованном агрегате глинисто-кремнистого субстрата/матрицы (вторичный, криптозернистый, практически не диагностируемый под микроскопом на рис. 3).



Puc. 1. а — фрагмент тектонической карты фундамента Западно-Сибирской плиты [Жеро и др., 2000] с дополнениями; 6 — карта общих толщин (5–50 м) пласта НБ1 (ООО «ТННЦ», М.Ю. Новоселова, 2021)
Fig. 1. а — fragment of a tectonic map of the West Siberian basement [Zhero et al., 2000], supplemented; 6 — gross thickness map (5–50 m) of NB1 reservoir ("Tyumen petroleum research center" LLC, M.Yu. Novoselova, 2021)

Для оценки доли криптозернистого кварца используется второй метод — рентгено-структурного анализа породообразующих компонентов породы (РСАобщ). Кроме оценки содержаний кварца, полевых шпатов (ПШ),

цеолита, карбонатов, пирита и опал-кристобалит-тридимита (ОКТ-фазы), методом РСАобщ определяется суммарное содержание на породу глинистых минералов (в том числе глауконита) (рис. 4).



закрытых трещин синерезиса, изотропная. Вид слева без анализатора, справа с анализатором. Скв. 1311, обр. № 6652, пласт НБ1, гл. по бур. 783,05 м; б — опока с незначительной примесью алевритового материала, с единичным глауконитом, с многочисленными глинистыми прожилками уплотнения и слойками, с минерализованными трещинами, слабо биотурбированная, изотропная. Вид слева без анализатора, справа с анализатором. Скв. 520, обр. № 16342, пласт НБ1, гл. по бур. 998,73 м; в — кремнисто-глинистая неравномерно алевритистая, участками песчанистая порода с зернами глауконита, с редкими биогенными остатками, с единичными полыми литогенетическими микротрещинами, полуизотропная. Вид слева без анализатора, справа с анализатором. Скв. 6145, обр. № 7547, пласт НБ1, гл. по бур. 861,45 м. (ООО «ТННЦ», 2023) Fig. 2. Thin sections. 25× magnification: a – opoka with glauconite grains, admixture of terrigenous and tuffogenic fragments, rare biogenic residues, with a network of closed syneresis fractures, isotropic. Left-hand view: without an analyzer, right-hand view: with an analyzer. Well 1311, sample № 6652, reservoir NB1, drilling depth – 783,05 m; 6 – opoka with a slight admixture of siltstone material, with occasional glauconite, with numerous clay compaction veins and lamina, with mineralized fractures, slightly bioturbated, isotropic. Left-hand view: without an analyzer, right-hand view: with an analyzer. Well 520, sample No. 16342, reservoir NB1, drilling depth - 998,73 m; B - siliceous-clayey, unevenly silty, in sections sandy with glauconite grains, with rare biogenic residues, with single hollow lithogenetic micro-fractures, semi-isotropic. Left-hand view: without an analyzer, right-hand view: with an analyzer. Well 6145, sample No. 7547, reservoir NB1, drilling depth - 861,45 m. ("Tyumen petroleum research center" LLC, 2023)

Рис. 2. Фото шлифов. Увеличение ×25: а — опока с зернами глауконита, примесью

терригенных и туфогенных обломков, редкими биогенными остатками, с сетью

В данном случае в составе глин абсолютно преобладают смектиты (частично трансформированные в иллиты [7]) и глауконит. Смектиты и иллит образуют агрегаты с аморфным кремнеземом (отдельные компоненты в шлифах не диагностируются, их размеры не превышают 1–3 мкм; но существует возможность оценить общий объем агрегатного комплекса).

На рисунке 4 не отмечена доля кварца в составе обломочного материала (ОМ). По шлифам для всех трех скважин содержание ОМ составляет, как правило, 1—3 %, редко 5—7 % и, единично до 20—25 %. Даже в условиях абсолютного преобладания кварца в составе ОМ (по шлифам) численные значения кварца по данным метода РСАобщ значительно превышают результаты петрографической оценки.

Кроме того, устойчивой особенностью данных РСА (рис. 4) являются пропорции аморфного кремнезема ОКТ и кварца (в сумме порядка 80–90 %). Например, в скважине 520 сумма ОКТ всего 45 % (кварца 38,5 %), в скважине 1 311 — более 80 % (кварца всего 7 %). А в скважине 6 145 ОКТ не установлен вовсе (доля кварца — до 78 %). Иначе говоря, чем больше доля кварца, тем меньше содержание ОКТ, и наоборот.

Само собой, напрашивается вывод о неравномерной степени кристаллизации аморфного кремнезема. Но скважины 520 и 1311 расположены практически рядом — глубина современного залегания пласта НБ1 в скважине 520 составляет 990—998 м, а в 1311 — 770—800 м (рис. 1, 4). Вряд ли нахождение пласта в одной скважине относительно другой на 200 м ниже могло привести к столь резким различиям в степени кристаллизации кремнезема.

Дополнительно к анализу привлечены результаты изучения опок из керна скважины 6145 на западе Западной Сибири (рис. 1–4). По шлифам установлено не более 5 % примеси ОМ (единично линзовидными пятнами до 20 %). По данным РСАобщ наличие аморфного кремнезема (ОКТ-фазы) в пласте НБ1 скважины 6145 не установлено совсем, но аномальное содержание кварца составляет от 73 до 85 % (рис. 4). Содержание суммы глин в скважине 6145 относительно отложений пласта НБ1 других скважин (рис. 1, 4) заметно повышенное (от 12 до 18–23 %; доля глауконита не превышает 1–2 %).

Таким образом, результаты комплексного анализа описания прозрачных шлифов и данных РСАобщ свидетельствуют о неравномерной кристаллизации ОКТ-фазы даже в соседних скважинах (в скв. 6145 кристаллизация аморфного кремнезема прошла на 100 %). Так как РСАобщ регистрирует суммарное количество кварца – долю обломочного кварца можно оценить под микроскопом, а оставшееся количество, видимо, можно «записать на счет» кристаллизации аморфного кремнезема. Процедура довольно приблизительная - точную оценку доли кварца в составе ОМ сделать весьма затруднительно, тем более выделить в составе агрегата-матрицы кремневую составляющую и разделить ее на кристаллическую (новообразованную) и аморфную (остаточную) части. То есть для оценки степени кристаллизации ОКТ разрешающей способности обычного поляризационного микроскопа явно не хватает.

Следовательно, реальным «камнем преткновения» для визуального изучения являются микроскопические размеры

минеральных индивидов (не более 1—3 мкм) и сложное спутанно-волокнистое агрегатное состояние смеси глин и кремнезема. Слабая анизотропность новообразованного кварца не позволяет уверенно оценить соотношение общей глины и кремневого вещества (и степени его кристалличности) в составе матрикса породы (рис. 3). Другими словами, стандартная оптическая микроскопия, в данном случае, не является достаточно уверенным средством (инструментом) изучения степени кристаллизации ОКТ-фазы (на пределе возможности метода стандартного микроскопического исследования).

Для обоснованной интерпретации результатов применения РСАобщ (например, в отношении пропорций ОКТ/новообразованный кварц) эффективно использовать возможности больших увеличений (десятки тысяч раз) растрового электронного микроскопа (РЭМ) — третьего метода лабораторных исследований, в нашем случае, специфических глинисто-кремнистых отложений верхнего мела Западной Сибири (рис. 5–10).

Авторская методика оценки степени кристаллизации ОКТ-фазы

Приблизительную степень кристаллизации ОКТ по данным лабораторных исследований рассчитывали следующим способом:

- 1. Из доли кварца (по данным РСАобщ) вычитали содержание обломочного материала (ОМ, по данным петрографии, представлен преимущественно кварцем), остаток относили к вторичному кварцу (не диагностируемому под микроскопом).
- 2. Сумма вторичного кварца и ОКТ-фазы (по данным РСАобщ) составляет долю хемогенного кремнезема в составе первичного глинисто-кремнистого агрегата илов/коллоидов (100 %).
- 3. Дальше простым расчетом оценивали сколько (от 100 %) аморфного кремнезема ОКТ-фазы трансформировалось в кристаллический кварц.

Повторяем, расчет достаточно условный, так, например, появление заметной доли цеолитов или ПШ (а они, в данном случае, преимущественно вторичной природы, что будет продемонстрировано ниже) «отвлекает» часть кремнезема на свое формирование (когда появляются заметные доли цеолитов и ПШ, вторичного кварца образуется меньше, что можно констатировать по данным метода РСАобии).

На рисунке 5 приведены примеры находок обломочного материала в опоках пласта НБ1 (по шлифам, как правило, 2–3%, редко до 5–10%, единично, в виде исключения, до 20–25%), вскрытых в разрезе скважин 520 и 6145. Зерна кварца морфологически зачастую с признаками вулканической (пепловой) природы, иллит в виде крупных чешуйчатых пластин [3, 4]. Отмечаются обломки кристаллов гранатов и калий-натриевых полевых шпатов. В разрезе скв. 1311 отмечены аналогичные редкие зерна кварца, ПШ, иллита.

Как уже было сказано, для интерпретации качественных минеральных характеристик породы, полученных методом РСАобщ, эффективно применение РЭМ — третьего лабораторного метода исследований дисперсных осадков.

На рисунке 6 показаны примеры аутигенных стяжений кристаллов пирита (глобул) и опал-кристобалита-тридимита (леписферы ОКТ).

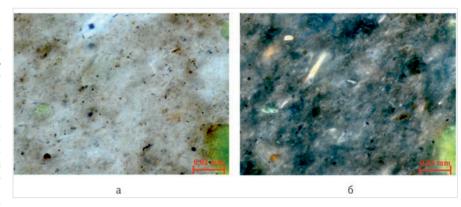


Рис. 3. Скв. 6145, обр. № 7547, нижнеберезовская свита, гл. по бур. 861,45 м. НБ1 (рис. 2в). Фото шлифа, увеличение ×1 000: а — без анализатора, б — с анализатором (в скрещенных николях кремнезем слабо двупреломляет, то есть, наблюдается слабая анизотропия новообразованного кварца) (ООО «ТННЦ», 2023)

Fig. 3. Well 6145, sample No. 7547, Nizhneberezovskaya Formation, drilling depth – 861,45 m. NB1 (fig. 28). A picture of thin section, 1000× magnification: a – without an analyzer; 6 – with an analyzer (in crossed nichols, silica is slightly double-refracted, i.e., slight anisotropy of newly formed quartz is observed) ("Tyumen petroleum research center" LLC, 2023)

		Привязка						После экстракции				
				ица			Плотность, г/см ³		%			
№ CKB.	Кол-во обр., шт.	Кровля по ГИС	Подошва по ГИС, м	Стратиграфическая единица	Пористость по гелию	Прониц-сть по газу	объемная	минералогическая	Общая глина по РСАобщ,	Кварц по РСАобщ, %	ОКТ по РСАобщ, %	Кристаллизация ОКТ, %
520	40 обр.	990,80	998,90	НБ1	32,6	0,27	1,59	2,36	8,10	38,50	45,00	41
1311	14 обр.	771,50	800,00	НБ1	40,7	0,17	1,33	2,25	9,10	7,10	80,90	2
6145	8 обр.	862,60	869,20	НБ1	33,2		1,75	2,62	19,10	77,60	0	100

Puc. 4. Характеристика свойств глинисто-кремнистых отложений пласта НБ1, вскрытого в разрезе 3-х скважин, отмеченных на рисунке 1 (ООО «ТННЦ», 2023) Fig. 4. The properties of clay-siliceous deposits of NB1 reservoir penetrated by three wells marked in fig. 1 ("Tyumen petroleum research center" LLC, 2023)

Вторичные минералы в опоках пласта НБ1

На рисунке 8 показаны вторичные минералы (пирит, цеолиты, ПШ, сульфаты, кварц), также приуроченные к пустотам/отпечаткам планктона.

Леписферы («волосатые колобки», Ø 2-3 мкм, иногда до 4-5 мкм) — в виде овальных индивидов аморфного кремнезема с волосовидными наростами (удлиненными «шипиками») кремнезема на поверхности. Хорошо различимы в пустотах (отпечатках) кремнесфер (Ø до 25-30 мкм, по радиоляриям) и диатомей. В основной массе опок — плотно сросшиеся «колобки» с укороченными «шипиками», обычно с признаками деформации («смятые», вероятно, в процессе диагенетического роста).

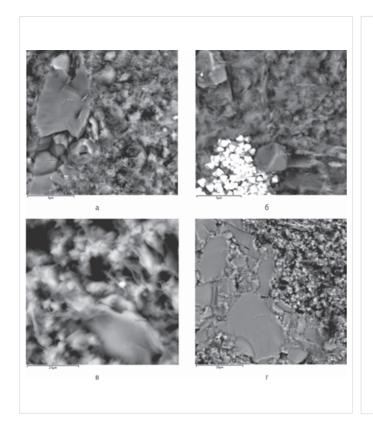
Глобулы (Ø от 3–5 мкм, до 10–15 мкм) овальные, сложены в разной степени сближенными кристаллами пирита (тетраэдры, октаэдры, размером в первые доли мкм). Часто изнутри глобул между кристаллами пирита «прорастают» нитевидные кристаллы ангидрита («волоски»). Иногда на поверхности глобул «прилипают» немного более толстые «палочки» или «бруски» того же сульфата.

Анализ морфотипов аутигенного кремнезема в опоках пласта НБ1

Как уже было сказано, леписферы отмечаются только опоках НБ1 двух скважин — 520 и 1311. На рисунке 9 показаны примеры леписфер.

Вторичные минералы свидетельствуют о процессах частичного преобразования (растворения, перекристаллизации) глинисто-кремнистого агрегата (матрицы отложений; с переходом части опала в ОКТ, и части смектита в иллит), происходящих при дальнейшем обезвоживании и отвердевании коллоидного вещества иловых осадков. При этом повышенные концентрации химических компонентов (кремний, алюминий, железо) в растворе способствуют аутигенному формированию новых (цеолиты, сульфаты, возможно, ПШ) и, вероятно, регенерационному росту уже существующих минералов (пирита, кварца, ПШ, вероятно, глауконита).

Хорошо различимые глобулы и леписферы приурочены к пустотам/отпечаткам по диатомеям и радиоляриям (кремнесферы). В скв. 6145 леписферы ОКТ не установлены; глобулы пирита меньшего размера (Ø не более 3 мкм) с менее плотной упаковкой кристаллов пирита.



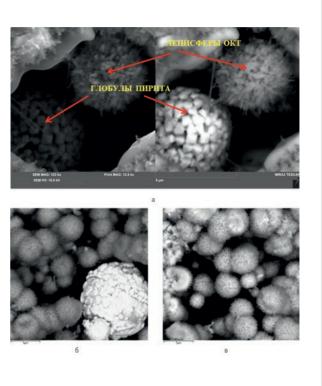


Рис. 5. Примеры примеси обломочного материала: a- кварц (скв. 520, обр. 16 320); b- пирит, калий-натриевый плевой шпат (ПШ), гранат (скв. 520, обр. 16320); b- иллит (скв. 6145, обр. 7544).; b- кварц (скв. 6145, обр. 7547) (ООО «ТННЦ», И.Г. Павлуткин, 2023) Fig. 5. Examples of admixture of detrital material: b- quartz (well 520, sample 16 320); b- pyrite, potassium-sodium feldspar, garnet (well 520, sample 16320); b- illite (well 6145, sample 7544); b- quartz (well 6145, sample 7547) ("Tyumen petroleum research center" LLC, I.G. Pavlutkin, 2023)

Рис. 6. Примеры леписфер и глобул: a- глобулярное стяжение кристаллов пирита (до 5 мкм) и леписфера (до 4 мкм) ОКТ (скв. 520, обр. 16332; одно изображение разными методами); 6- стяжение пирита (до 10-12 мкм), леписферы (3-4 мкм) ОКТ (скв. 1311, обр. 662); 8- леписферы (2-3 мкм) ОКТ (скв. 1311, обр. 6600) (ООО «ТННЦ», И.Г. Павлуткин, 2023) Fig. 6. Examples of lepispheres and globules: a- globular contraction of pyrite crystals (up to 5 microns) and lepisphere (up to 4 microns) of OCT (well 520, sample 16332; one image by various methods); 6- pyrite contraction (up to 10-12 microns), lepisphere (3-4 microns) of OCT (well 1311, sample 6 652); 8- lepispheres (2-3 microns) of OCT (well 1311, sample 6 6600) ("Tyumen petroleum research center" LLC, I.G. Pavlutkin, 2023)

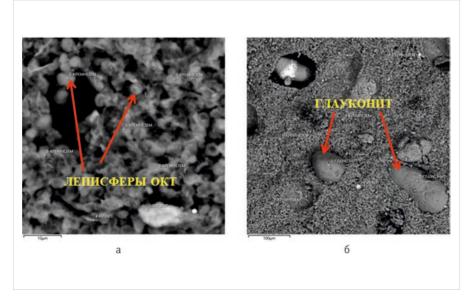


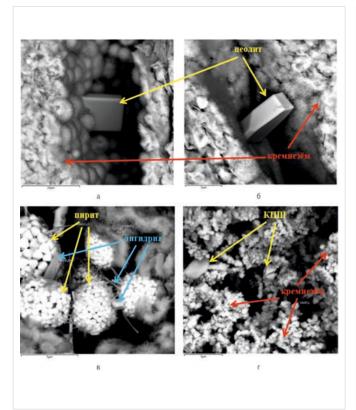
Рис. 7. Примеры леписфер и микроконкреций (пласт НБ1): a- редкие реликтовые леписферы (2–3 мкм) ОКТ (скв. 1311, обр. 6636); b- микроконкреции (до 100 мкм и более) глауконита (скв. 1311, обр. 6652) (000 «ТННЦ», И.Г. Павлуткин, 2023) Fig. 7. Examples of lepispheres and microconcretions (NB1): a- rare relict lepispheres (2–3 microns) of OCT (well 1311, sample 6636); b- microconcretions (up to 100 microns or more) of glauconite (well 1311, sample 6652) ("Tyumen petroleum research center" LLC, I.G. Pavlutkin, 2023)

В разрезе скв. 1311, кроме «угнетенных» леписфер ОКТ, отмечены микроконкреции глауконита размером до 100 мкм и больше (рис. 6) [9].

Наглядно отражено, что волосовидные наросты (шипики) на поверхности леписфер при бо́льшем увеличении выглядят как микроскопические кристаллы (сложенные исключительно двуокисью кремния). Кроме того, сноповидные образования между леписферами установлены только в опоках скважины 520.

Таким образом, даже в разрезе трех показанных скважин вещество SiO2 (кремниевая кислота) пласта HБ1 находится в различном агрегатном состоянии. В 520 и 1311 — в преобладающем виде леписфер (по данным РСА — ОКТ и кварц), но в 520 добавляются хорошо выраженные сноповидные агрегаты между леписферами. В 6145 (рис. 10) — в виде сложно переплетенных агрегатных сростков микроскопических кристаллов (кристаллитов) кварца (по данным РСА).

Следовательно, в результате комплексных исследований глинисто-кремнистых отложений верхнего мела Западной Сибири, установлено объективное противоречие: при постоянных относительно низких значениях (по описанию шлифов — 2–3, редко 5–10, единично до 20–25 %) примеси обломочного материала (а значит, и обломочного кварца в том числе) в опоках



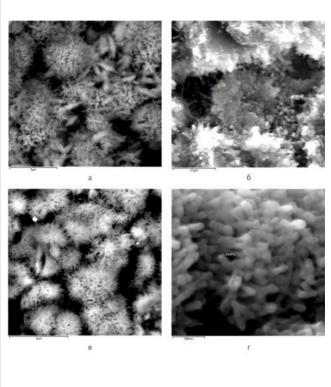


Рис. 8. Примеры вторичных минералов в опоках пласта НБ1: а — кристалл цеолита внутри скелетного остатка диатомеи, заполненного по стенкам леписферами ОКТ (скв. 1311, обр. 8232); б — кристалл цеолита внутри смятого скелетного остатка диатомеи, заполненного по стенкам леписферами ОКТ (скв. 1 311, обр. 6 600); в — кристаллы пирита (тетраэдры, октаэдры), образующие сферолитовые стяжения, с волосовидными и шестоватыми кристаллами ангидрита (проросшими из внутренней части пиритовых стяжений), в обрамлении смятых леписфер ОКТ (скв. 1 311, обр. 6 626); г — сростки кристаллов (кристаллитов) вторичного кварца (по леписферам ОКТ), вторичного КПШ (скв. 6145, обр. 7547). (ООО «ТННЦ», И.Г. Павлуткин, 2023)

Fig. 8. Examples of secondary minerals in the NB1 opokas: a – a zeolite crystal inside a skeletal remnant of a diatom filled along the walls with OCT lepispheres (well 1311, sample 8232); 6 – a zeolite crystal inside a crumpled skeletal remnant of a diatom filled along the walls with OCT lepispheres (well 1311, sample 6600); B – pyrite crystals (tetrahedra, octahedra) forming spherulite concretions, with hairlike and hexagonal anhydrite crystals (intergrown from the inner part of pyrite couplings), framed by crumpled OCT lepispheres (well 1311, sample 6626); z – aggregates of crystals (crystallites) of secondary quartz (along OCT lepispheres), secondary K-feldspar (well 6145, sample 7547) ("Tyumen petroleum research center" LLC, I.G. Pavlutkin, 2023)

Рис. 9. Сравнение леписфер: а — леписферы (до 3 мкм) ОКТ и кремневые «снопики» (связующие мостики) между ними (скв. 520, обр. 16320, × 7040); б — частично разрушенные леписферы (до 3 мкм) ОКТ (скв. 520, обр. 16 342, ×12 700); — леписферы (2–3 мкм) ОКТ без связующих кремневых «снопиков» (скв. 1311. обр. 6652. × 8750): г — поверхность леписферы с частыми сростками (друзами, щетками) кристаллов вторичного кварца размером менее 0,5 мкм (скв. 1311, обр. 6603, ×50 500). (ООО «ТННЦ», И.Г. Павлуткин, 2023) Fig. 9. Comparison of lepispheres: a – lepispheres (up to 3 microns) of OCT and silicious "bundles" (bonding bridges) between them (well 520, sample 16320, × 7040); 6 – partially destroyed lepispheres (up to 3 microns) of OCT (well 520, sample 16342, ×12700); в – lepispheres (2–3 microns) of OCT without bonding silicious "bundles" (well 1311, sample 6652, ×8750); z – lepisphere surface with frequent accretions (druses, brushes) of secondary quartz crystals less than 0.5 microns in size (well 1311, sample 6603, ×500)

("Tyumen petroleum research center" LLC, I.G. Pavlutkin, 2023).

пласта НБ1 (на примере трех рассматриваемых скважин), по данным РСАобщ содержания кварца варьируют в очень широких пределах (от 7–10 до 30–40 % в скв. 1311 и 520; и до 85 % в скв. 6145) и не имеют корреляции с количеством обломочной примеси.

Кроме этого, во всех скважинах с отбором керна из пласта НБ1 отмечена обратная зависимость (показана на примере трех изучаемых скважин) — содержание ОКТ увеличивается при пониженных значениях кварца и наоборот (по данным РСАобщ).

Фактически установленная закономерность обратных пропорций кварца и ОКТ (по РСАобщ) свидетельствует о неравномерно проявленных процессах кристаллизации аморфного кремнезема даже в соседних скважинах. Причины неравномерной кристаллизации требуют

обоснованного объяснения, но факт остается фактом — выявленная зависимость объективно существует.

На фоне полученных нами результатов особый интерес вызывают недавно опубликованные данные по типизации отложений березовской свиты в пределах Харампурского месторождения Западной Сибири. В статье [6] приведен весьма информативный рисунок с графической демонстрацией обратной зависимости содержаний кварца и ОКТ-фазы (рис. 11), в целом прекрасно иллюстрирующий полученные нами выводы. На рисунке 11 наглядно представлено — чем больше содержание кварца, тем меньше доля ОКТ, и наоборот. Но «высокая степень кристалличности кремневой матрицы», видимо, по невнимательности (или просто опечатка), почему-то «присвоена» авторами 3-й дифрактограмме, где отмечается

максимум доли ОКТ-фазы и минимум содержания кварца.

Согласно нашим представлениям (на основе полученных нами фактических данных и многочисленных публикаций других исследователей), кварц является продуктом кристаллизации ОКТ-фазы, а это значит, что «высокая степень кристалличности» охарактеризована на дифрактограмме № 1. И тогда наглядно проявляется логичная закономерность — «коэффициент структурного совершенства» тем больше, чем более «высокая степень кристалличности» (что также относится к дифрактограмме № 1).

В завершение отметим, что открытыми остаются, по крайней мере, два важных вопроса.

Первый — что является контролирующим фактором различной степени кристаллизации кремневой матрицы даже в соседних скважинах.

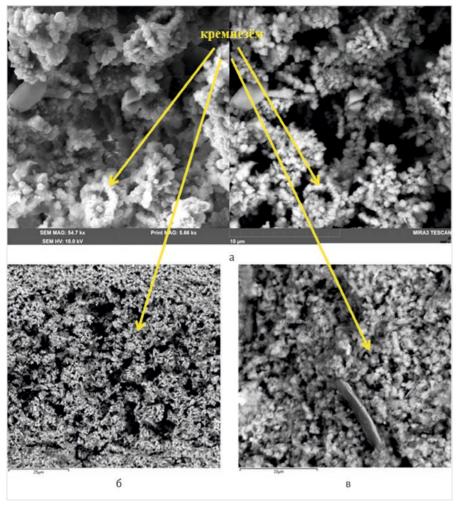


Рис. 10. Примеры микроскопических индивидов кварца пласта НБ1 в скважине 6145: а— изогнутые нитевидные агрегатные сростки кристаллитов кварца в «емкости» отпечатка планктона (скв. 6145, обр. 7547; одно изображение разными методами, дополнительно см. рис. 6г); б— заполнение вторичным кварцем отпечатка кремнесферы (скв. 6145, обр. 7547); в— землистые агрегаты гранул/кристаллитов вторичного кварца (скв. 6145, обр. 7530) (ООО «ТННЦ», И.Г. Павлуткин, 2023) Fig. 10. Examples of microscopic quartz units of NB1 reservoir in well 6145: а— curved filamentous aggregates of quartz crystallites in a "container" of a plankton imprint (well 6145, sample 7547; one image made by various methods, see fig. 6г); б— filling of the silica sphere

of granules/crystallites of secondary quartz (well 6145, sample 7530) ("Tyumen petroleum research center" LLC I.G. Pavlutkin, 2023)

imprint with secondary quartz (well 6145, sample 7547). B – earthy aggregates

Второй — как влияет на фильтрационные свойства (ФЕС) степень кристаллизации ОКТ.

Небольшой комментарий к вопросу о ФЕС. На рисунке 2 приведены усредненные данные по некоторым свойствам для пласта НБ1 в трех скважинах. На рисунке 2 видно, что наименьшие показатели объемной и минералогической плотности характерны для наименее кристаллизованных отложений (скв. 1311), как и максимальные значения пористости. Напротив, наибольшие плотности присущи породам, где ОКТ-фаза лабораторными методами не диагностируется (скв. 6145), но зато фиксируются максимальные значения доли кварца (77,6 %). Проницаемость здесь лабораторными методами не установлена (для отложений характерна интенсивная трещиноватость, в том числе микроскопическая [5]).

Итоги

- В разрезе верхнего мела Западной Сибири представлены слабоглинистые опоки (пласт НБ1, мощностью 5–30, участками до 50 м), распространенные на площади порядка 2 млн км², объемной массой в первые десятки тысяч км³. Опоки верхнего мела, особенно на северо-востоке Западной Сибири являются перспективными на обнаружение газовых залежей.
- Изначально формировались биогенно-хемогенным способом сложные глинисто-опаловые илы/коллоиды (камфлированная пирокластика смектиты, опал, глауконит, цеолиты). При обезвоживании и уплотнении (литификации) аморфный кремнезем постепенно переходит в агрегат опал-кристобалит-тридимит (ОКТ) и далее частично кристаллизуется в кварц. Смектитовые (бентонитовые) глины частично трансформируются в иллит (гидрослюду).
- В результате анализа данных по шлифам, РСАобщ и РЭМ (на примере трех скважин) установлена заметно различная степень кристаллизации аморфного кремнезема (ОКТ) даже в соседних скважинах (№ 520 и 1311). Участками аморфный кремнезем по данным РСАобщ совсем не регистрируется (100 % кристаллизация ОКТ — скважина № 6145).

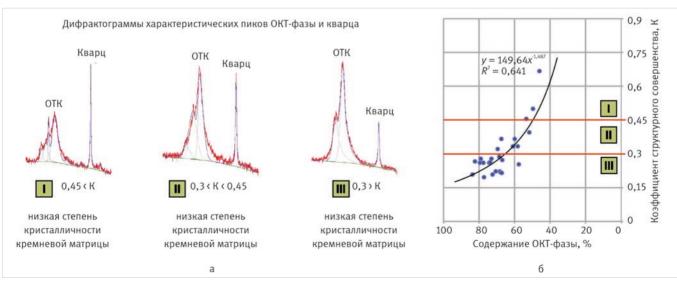


Рис. 11. a- дифрактограммы рентгеноструктурных исследований для различных типов ОКТ-фазы; b- график зависимости коэффициента структурного совершенства от содержания ОКТ-фазы [6]

Fig. 11. a – X-ray diffraction patterns for various types of OCT-phases; 6 – structural perfection factor vs. the OCT phase content [6]

Выводы

- Причины неравномерной степени кристаллизации ОКТ (даже в соседних скважинах) на данный момент не имеют обоснованной интерпретации. Вероятно, причины связаны с особенностями проявления на территории Западной Сибири неотектонических процессов.
- Разработана авторская методика предварительной оценки степени кристаллизации ОКТ по комплексному анализу информации по шлифам (под микроскопом) и результатов РСАобщ. На данный момент установлено, что повышенная степень кристаллизации приводит, как правило, к снижению пористости, увеличению объемной и минералогической плотности. Оценка проницаемости осложняется повышенной хрупкостью пород (как с преобладанием ОКТ, так и вторичного кварца) и относительно малой выборкой фактических данных на современном этапе исследований верхнемеловых опок Западной Сибири.

Литература

- 1. Агалаков С.Е. Геология и газоносность верхнемеловых надсеноманских отложений Западной Сибири. Диссертация. Тюмень, 2020. 221 с.
- 2. Баженова О.К. Аутигенная нефтеносность кремнистых толщ: Диссертация. М.: 1991, 489 с.
- 3. Зорина С.О. Афанасьева Н.И., Жабин А.В. Следы пирокластики в сантон-кампанских отложениях разреза «Вишневое» (Среднее Поволжье) // Литосфера. 2012. № 3. С. 3–13.
- 4. Карих Т.М., Кудаманов А.И., Агалаков С.Е., Маринов В.А. Новые находки пирокластики в отложениях верхнего мела Западной Сибири // Геология нефти и газа. 2020. № 4. С. 19–28.
- 5. Карих Т.М., Кудаманов А.И. Мультимасштабный подход к исследованию отложений березовской свиты // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых

- месторождений. 2020. № 5. С. 15-24.
- Климова Е.С., Чертина К.Н., Александров М.А., Соловьева А.В., Аржиловская Н.Н. Типизация глинистокремнистых отложений березовской свиты (на примере скважин Харампурского месторождения). Литосфера. 2023. Т. 23. № 2. С. 197–208.
- 7. Коссовская А.Г., Шутов В.Д. Проблема эпигенеза // Эпигенез и его минеральные индикаторы. 1971. Вып. 221. С. 9–34.
- Кудаманов А.И., Агалаков С.Е., Маринов В.А. Трансгрессивнорегрессивный характер осадконакопления в коньяке-сантоне верхнего мела Западной Сибири // Нефтяное хозяйство. 2018. № 7. С. 58–63.
- Кудаманов А.И., Карих Т.М.
 Следы проявления вулканогенногидротермальных процессов в глинистокремнистых отложениях верхнего мела
 Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2023. Т. 18.
 № 1. 19 с.

ENGLISH

Results

- The Upper Cretaceous section of West Siberia is formed by slightly-clayey opokas (NB1 reservoir, 5–30 thick, in parts up to 50 m thick) developed over an area of about 2 million km², with a volume density of the first tens of thousands of km3. The Upper Cretaceous opokas, especially in the north-east of West Siberia, can be promising gas accumulation targets.
- Initially, complex clayey-opal silts/colloids (camphorated pyroclastics smectites, opals, glauconites, and zeolites) were formed by a biogenic-chemogenic method. During a dehydration and consolidation (lithification) process, amorphous silica gradually passes into the opal-cristobalite-tridymite (OCT) aggregate and then partially crystallizes into quartz. Smectite (bentonite) clays are partially transformed into illite (hydromica).
- The analysis of thin sections and XRD and SEM data (from three wells) revealed a markedly different degree of crystallization of amorphous silica (OCT) even in offset wells (№ 520 and 1311). Occasionally, no amorphous silica is recorded by the XRD method (100 % crystallization of OCT well № 6145).

Conclusions

- The causes of the uneven degree of crystallization of OCT (even in offset wells) currently have no reasonable explanation. The causes might be related to the peculiarities of the neo-tectonic processes occurring in the territory of West Siberia.
- A unique method has been developed for the preliminary assessment
 of the degree of OCT crystallization by a complex analysis of the thin
 sections (under a microscope) and XRD data. At the moment, it has
 been established that a higher degree of crystallization generally
 leads to a decrease in porosity and an increase in volume and
 mineralogical density. The permeability assessment is complicated
 by the hyper-fragility of rocks (both with a predominance of OCT
 and secondary quartz) and a relatively small sample of actual data
 available at the current stage of research of the Upper Cretaceous
 opokas of West Siberia.

References

- 1. Agalakov S.E. Geology and gas content of upper cenomanian deposits of West Siberia: Ph.D. thesis: Tyumen, 2020, 221 p. (In Russ).
- 2. Bazhenova O.K. Autigenic oil content of siliceous strata: Ph.D. thesis: 1991, 489 p. (In Russ).
- 3. Zorina S.O., Afanasjeva N.I., Zhabin A.V. Traces of pyroclastics in Santonian-Campanian deposits ("Vishnevoje" section, the Middle Volga). Lithosphere, 2012, issue 3, P. 3–13. (In Russ).
- 4. Karikh T.M., Kudamanov A.I., Agalakov S.E., Marinov V.A. New pyroclastics occurrences

- in upper cretaceous deposits of Western Siberia. Geology of oil and gas, 2020, issue 4, P. 19–28. (In Russ).
- Karikh T.M., Kudamanov A.I. A multi-scale approach to the study of the berezovsky formation deposits. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2020, issue 5, P. 15–24. (In Russ).
- Klimova E.S., Chertina K.N., Alexandrov M.A., Solovyova A.S. Arzhilovskaya N.N. Typification of clay-siliceous deposits of the berezovskaya formation (on the example of wells of the Kharampurskoye field). Lithosphere, 2023, Vol. 23, issue 2, P. 197–208. (In Russ).
- 7. Kossovskaya A.G., Shutov V.D. The problem of epigenesis. Epigenesis and its mineral indicators, 1971, Vol. 221, P. 9–34. (In Russ).
- 8. Kudamanov A.I., Agalakov S.E., Marinov V.A. Transgressive-regressive type of sedimentation in the Western Siberian coniacian-santonian (upper cretaceous). Oil industry 2018, issue 7, P. 58–63. (In Russ).
- Kudamanov A.I., Karikh T.M., 2023. Traces of volcanogenic-hydrothermal processes in upper cretaceous clay-siliceous strata of Western Siberia. Petroleum geology -Theoretical and applied studies, 2023, Vol. 18, issue 1, 19 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ABTOPAX I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Кудаманов Александр Иванович, к.г.-м.н., эксперт, OOO «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия Для контактов: aikudamanov@tnnc.rosneft.ru

Павлуткин Илья Геннадьевич, главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Карих Татьяна Михайловна, главный специалист, 000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Kudamanov Alexander Ivanovich, candidate of geological and mineralogical sciences, expert, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia Corresponding author: aikudamanov@tnnc.rosneft.ru

Pavlutkin Ilya Gennadievich, chief specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Karikh Tatyana Mikhailovna, chief specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Проблематика гидродинамических исследований сеноманских скважин в условиях наличия проницаемой перемычки

Аккерман А.Ш.

OOO «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия asdautbekova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В статье приводится анализ результатов гидродинамических исследований (ГДИ) сеноманских отложений, вскрывающихся горизонтальными скважинами (ГС). Особенностью рассматриваемого коллектора является наличие проницаемой перемычки, изначально принятой как неколлектор. Однако по мере разработки залежи возникли предположения на вероятное дренирование всей газонасыщенной толщины. Этот факт стал основанием для пересмотра результатов исследований.

При выполнении анализа по части скважин наблюдалось снижение производной под конец замера кривой восстановления давления (КВД). Ранее падение производной оценивалось как искажение отклика, связанное с алгоритмами сглаживания зашумленных данных. При пересмотре результатов ГДИ была выявлена возможность более сложных причин такого поведения, которыми являются активное влияние газоводяного контакта (ГВК) или работа всего газонасыщенного интервала. Для уточнения данных предположений были выполнены расчеты на численной модели.

По результатам расчета были получены отклики, схожие с фактическими при моделировании работы всей газонасыщенной толщины через проницаемую перемычку без влияния ГВК. Выполненный анализ подтверждает работу второго циклита через перемычку, что позволило внести корректировки в режимы работы скважин с целью предотвращения преждевременного обводнения в связи с поднятием уровня ГВК. Эффект от данных мероприятий оценивается в увеличении конечного КИГ на 5 %.

Материалы и методы

В качестве исходных данных в статье рассмотрены результаты первичных ГДИ скважин сеноманских отложений. В ходе работы выполнен анализ и категоризация диагностических графиков в зависимости от вида откликов и конструкции скважин. Для подтверждения выдвинутых предположений был выполнен расчет на гидродинамической модели для вариантов вертикальной

и горизонтальной скважины с различными значениями проницаемости перемычки.

Ключевые слова

гидродинамические исследования, кривая восстановления давления, сеноманские отложения, слоистый коллектор, горизонтальные скважины

Для цитирования

Аккерман А.Ш. Проблематика гидродинамических исследований сеноманских скважин в условиях наличия проницаемой перемычки // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 70–74. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-70-74

Поступила в редакцию: 17.11.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.279.23 | Original Paper

Well test problems of Cenomanian reservoir with the presence of a permeable barrier

Akkerman A.Sh.

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Ahstract

The article provides an analysis of well tests of horizontal wells producing in Cenomanian reservoir. A feature of the reservoir is the presence of a permeable shale barrier between two layers, initially accepted as a non-collector. However, as the field was developed, assumptions arose about the possibility of drainage of the entire gas-saturated thickness. This fact became the basis for revising the research results.

Some wells showed a drop of pressure build-up derivative. Previously, the derivative drop was assessed as a data distortion associated with smoothing algorithms for noisy data. Reviewing of the well test results showed the possibility of more complex reasons for this behavior such as active influence of the gas-water contact or the producing of the entire gas-saturated interval. To clarify these assumptions, there were performed numerical simulation.

Simulation results showed responses similar to producing of the entire gas-saturated thickness through a permeable shale barrier without the influence of the gas-water contact. The analysis results confirm the producing of the second layer through the barrier and enforce the restrictions to the well operating conditions in order to prevent premature watering due to a rise in the level of the gas-water contact. This allows to increase the final gas recovery factor by 5%.

Materials and methods

As initial data, the article considers the well test results of Cenomanian reservoir. During the work, build-up log-log graphs were analyzed and categorized depending on the type of responses and well construction. To confirm the assumptions made, a numerical simulation was

performed for cases of a vertical and horizontal well with different values of the barrier permeability.

Kevwords

well test analysis, pressure build-up, Cenomanian reservoir, layered reservoir, horizontal wells

For citation

Akkerman A.Sh. Well test problems of Cenomanian reservoir with the presence of a permeable barrier. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 70–74. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-70–74

Received: 17.11.2023

Введение

Объектом исследования является газоносная залежь пласта ПК1, находящаяся на начальном этапе разработки. Как известно, сеноманские отложения являются одними из ключевых по запасам сухого газа, добыча которого ведется с 60-70-х гг. ХХ века, что определяет их достаточно высокую изученность. Одним из ключевых их свойств является высокая проницаемость (порядка 1 Д), обеспечивающая высокую продуктивность скважин. Вместе с тем коллекторы пласта представлены слабосцементированными песчаниками, что является критическим условием для существенного ограничения депрессии при эксплуатации скважин. С точки зрения геологии анализируемый в данной статье пласт имеет особенность, связанную с наличием двух циклитов: верхнего ПК1-1 и нижнего ПК1-2, разделенных перемычкой (рис. 1). Тип залежи — массивная, подстилание водой происходит полностью по циклиту ПК1-2. Эти особенности были учтены при проектировании разработки месторождения, где в качестве базового варианта с целью предупреждения раннего обводнения было принято бурение горизонтальных скважин в верхний циклит ПК1-1.

В то же время, по данным отбора керна, перемычка представлена преимущественно глинистыми алевролитами, значение проницаемости которых составляет 1-10 мД, что на несколько порядков ниже по сравнению с проницаемостями песчанистых коллекторов, в связи с чем при проектировании разработки перемычка была принята как непроницаемая и в геологической модели учитывалась как неколлектор. Однако темпы падения давления, отмечаемые при последующей эксплуатации, указывали на вероятность охвата дренированием нижнего циклита. Этот факт послужил основанием для пересмотра результатов ГДИ с целью выявления

характерных закономерностей, указывающих на эту возможность.

Результаты ГДИ

Эксплуатационный фонд характеризуется полным охватом исследованиями, непосредственно как после бурения, так и в течение разработки залежи. На нескольких кустах было выполнено бурение вертикальных скважин с целью контроля за продвижением ГВК, где также были выполнены ГДИ.

В целом результаты выполненных исследований можно охарактеризовать как кондиционные — по всем скважинам были получены отклики на радиальный режим течения, что позволило достоверно оценить параметры системы «пласт-скважина». Однако интерпретация таких исследований осложнена двумя ключевыми проблемами, влияющими на точность определений: значительной зашумленностью данных давления и неопределенностью по дренируемой толщине.

Зашумленность данных давления

Данная проблема является характерной для высокопроницаемых пластов, эксплуатирующихся на невысоких депрессиях, что определяет невысокие темпы прироста давления на конечном периоде записи КВД, составляющие порядка 0,05 бар в сутки. При этом регистрация данных давления, как правило, ведется приборами с пьезорезистивными датчиками с разрешающей способностью, составляющей порядка 0,001 бар, что является недостаточным для записи кривых на поздних этапах замера без значительной зашумленности.

На рисунке 2 представлен типичный пример записи КВД с использованием пьезорезистивных датчиков. В нижнем правом углу основного рисунка представлен общий вид записанной КВД, на основном рисунке представлен конечный участок кривой, где отчетливо выделяются горизонтальные линии, соответствующие приросту давления по минимальному порогу чувствительности 0,001 бар. Однако в то же время отмечается зашумленность данных давления в пределах одного временного периода, составляющая порядка 0,02 бар.

Зашумленность кривых оказывает влияние на качество интерпретации данных КВД. Диагностический график сеноманской скважины, построенный без алгоритмов сглаживания, пример которого представлен на рисунке 3, характеризуется существенным разбросом точек производной. Анализ такого графика невозможен ввиду отсутствия характерных признаков поведения давления и широким диапазоном определения «полки» kh. Для проведения интерпретации необходимо прибегать к сглаживанию с высоким значением интервала дифференциации. На рисунке 36 кривая становится возможной для интерпретации при значении интервала сглаживания 0,6. В свою очередь, сглаживание с интервалом более 0,25 является критическим с точки зрения искажения фактического поведения [1]. Кроме того, после сглаживания зашумленные кривые зачастую характеризуются скачками производной вверх или вниз на конечном этапе замера КВД, что обусловлено алгоритмами сглаживания и зачастую принимается пластовыми инженерами как влияние границ пласта [1, 2]. что наблюдается на примере рисунка 36.

Данная проблема может быть решена использованием приборов с кварцевыми датчиками, что подтверждается результатом тестовых замеров на одной из скважин пласта ПК1. Как видно из рисунка 4а, характер производной давления по данным кварцевого датчика легко считывается даже без алгоритма сглаживания кривых, а при его применении (рис. 46) характеризуется отсутствием видимых изменений в поведении давления. В целом по сопоставлению со сглаженной кривой пьезорезистивного

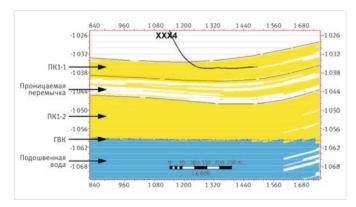
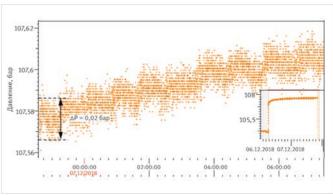


Рис. 1. Геологический разрез на примере скв. XXX4 Fig. 1. Geological section using the example of well XXX4



Puc. 2. Пример зашумленности данных давления при записи КВД Fig. 2. Example of noisy pressure data when recording pressure build-up curve

датчика отмечается отсутствие флуктуаций производной и резких скачков на конечной части замера. Закономерным является вывод о том, что только по показаниям кварцевого манометра можно судить о фактическом характере отклика давления. Их применение возможно в качестве разовых исследований на приоритетных скважинах, результаты исследования на которых влияют на оценку запасов и эффективности системы разработки (границы пласта, влияния неоднородности среды и др.).

Неопределенность по дренируемой толшине

Как известно, «первичным» параметром, определяемым по данным КВД, является проводимость пласта kh. Точность оценки толщины, в свою очередь, влияет на точность определения проницаемости, на которую, в свою очерель, завязаны расчеты остальных параметров скважины. В то время как в вертикальных скважинах дренируемые толщины определяются, как правило, просто, с учетом данных геофизических исследований и вторичного вскрытия перфорацией. Для оценки отслеживания уровня подъема ГВК вертикальные скважины пласта ПК1 перфорировались не на полную эффективную газонасыщенную толщину, а только либо по первому, либо по второму циклиту. Для первого случая эффективная толщина определялась по толщине первого циклита, для второго случая - по газонасыщенной толщине второго циклита.

В ГС оценка дренируемых толщин «прямыми» методами невозможна. Для решения данной проблемы возможно использование 3D гидродинамической модели. Толщины определялись путем суммирования всех гидродинамически связанных слоев коллектора по разрезу, вскрытых стволом скважины. Впоследствии, при утверждении обновленной геологической модели, была произведена

переоценка дренируемых толщин и переинтерпретация данных исследования.

Оценка влияния ГВК

При наличии проницаемой перемычки предполагалась реакция КВЛ на наличие в подошве второго циклита ГВК, который бы проявился как граница постоянного давления и вызвал падение производной в нуль [3]. По данным аналитического дизайна КВД, начало влияния ГВК оценивалось с певого часа замера. При этом по всем записанным КВД подобного поведения не наблюдалось. На рисунке 5а представлен график типовой КВД для ГС: ранне-радиальный режим скрыт влиянием ствола скважины и скинфактора до 0,01 ч., затем отмечается работа горизонтального ствола в период до 1 ч. замера с последующим выходом на поздне-радиальный режим. Также стоить отметить, что по ряду скважин фиксировались несущественные снижения производной в конечной части замера, которые были приняты как результат существенного сглаживания зашумленных данных давления.

По итогам более подробного анализа выявилось противоречие между данным предположением и результатам замера КВД вертикальных скважин, диагностические графики которых представлены на рисунке 56. Скважины XX2 и XX9, вскрывающие пласт ПК-1 во втором циклите и в непосредственной связи вблизи ГВК, показывают работу в условиях отсутствия влияния активной подошвенной воды, аналогично скважинам, вскрывающим верхний циклит. В первую очередь данное явление возможно объяснить существенной разницей между подвижностью воды и газа, в связи с чем наличие подошвенной воды проявляется аналогично естественной непроницаемой границе. Таким образом. для ГС наличие проницаемой перемычки не должно отобразиться как падение производной до нуля. По ВС на возможный охват дренированием всей эффективной толщины через перемычку указывает наличие сферического течения по скважинам XX5 и XX10, что является следствием небольшого интервала перфорации, вскрывающего существенно большую толщину (признак «частичного вскрытия») [3].

Для проверки данного утверждения было выполнено численное моделирование КВД скважины XX2 в ПО «Kappa Rubis» Модель представлена чередованием слоев коллектора и неколлектора согласно результатам интерпретации геофизических исследований (РИГИС), по которым задавались значения проницаемостей и водонасышенности для слоев коллектора (рис. 6а). С целью оценки чувствительности КВД к проницаемости перемычки расчеты производились на три значения проницаемости: 1 мД, 10 мД и 25 мД. Для оценки влияния ГВК было выполнено два варианта расчета: без аквифера и с активным аквифером в подошве нижнего циклита.

Результаты расчета для варианта без влияния аквифера представлены на рисунке 7. Из рисунка видно, что в условиях чередующихся низко- и высокопроницаемого пропластков без влияния аквифера вид производной КВД имеет вид аналитической модели двойной проницаемости и проявляется как прогиб производной на среднем этапе замера. Вариация проницаемости перемычки при этом показывает, что чем ниже значение, тем позже наступает и дольше длится реакция и тем более глубокий формируется прогиб. В целом можно отметить, что в наблюдаемых диапазонах проницаемости перемычки прогиб является относительно неглубоким и легко может быть зашумлен при записи давления, что и отмечается при фактической регистрации КВД.

В случае активного аквифера (рис. 8) проницаемость перемычки в заданных диапазонах не влияет значительно на характер

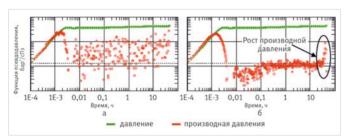
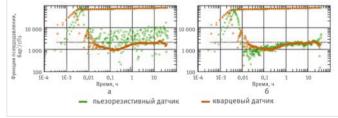


Рис. 3. Пример диагностического графика зашумленной КВД сеноманской скважины: a— график без сглаживания; b— график со сглаживанием b, b0, Fig. 3. An example of a diagnostic graph of a noisy pressure build-

Fig. 3. An example of a diagnostic graph of a noisy pressure build up curve in a cenomanian well: a – graph without smoothing; 6 – graph with smoothing 0,6



Puc. 4. Сопоставление диагностических графиков КВД по данным давлений пьезорезистивного и кварцевого манометров:

а — график без сглаживания; б — график со сглаживанием 0,4
Fig. 4. Comparison of diagnostic pressure build-up graphs based on pressure data from piezoresistive and quartz pressure gauges:

a — graph without smoothing; б — graph with smoothing 0,4

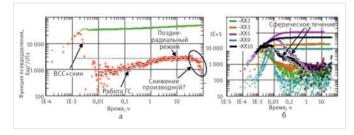


Рис. 5. Диагностические графики скважин пласта ПК1: а — ГС; 6-RC

Fig. 5. Diagnostic graphs of wells of the PK1 formation: a – horizontal well; 6 – vertical well

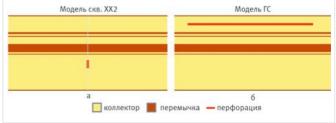
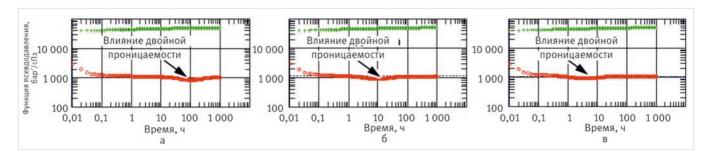


Рис. 6. Схема разреза и вскрытия скважинами пласта ПК1 при проведении гидродинамических расчетов: a- скважина XX2; 6- ГС Fig. 6. Scheme of the section and well penetration of the PK1 formation during hydrodynamic calculations: a- well XX2; 6- horizontal well

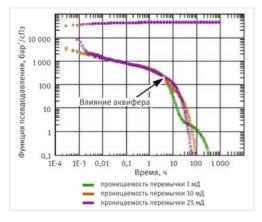


Puc. 7. Диагностический график КВД по результатам численного моделирования скв. XX2 без влияния аквифера:

а — проницаемость перемычки 1 мД; б — проницаемость перемычки 10 мД; в — проницаемость перемычки 25 мД

Fig. 7. Diagnostic graph of pressure build-up curve based on the results of numerical modeling of a well. XX2 without the influence of the aquifer:

a — permeability of the bridge 1 mD; б — permeability of the bridge 10 mD; в — permeability of the jumper 25 mD



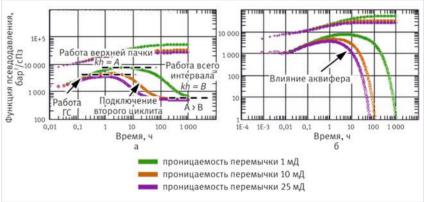


Рис. 8. Диагностический график КВД по результатам численного моделирования скв. XX2 с влиянием аквифера Fig. 8. Diagnostic graph of pressure build-up curve based on the results of numerical modeling of a well XX2 with aquifer influence

Рис. 9. Диагностический график КВД по результатам численного моделирования скв. ГС: a-6e3 аквифера; 6-c аквифером Fig. 9. Diagnostic graph of pressure build-up curve based on the results of numerical

modeling of a horizontal well: a - without aquifer; 6 - with aquifer

поведения производной. Для варианта с проницаемостью 1 мД наблюдается переходный процесс в интервале 20–100 ч., что связано с постепенным охватом всей газонасыщенной толщины на фоне более раннего признака влияния аквифера. Очевидно, что по результатам расчетов более близким к фактическому является отклик без влияния аквифера. Это позволяет сделать вывод о том, что в нашем случае наличие подошвенной воды в условиях высокопроницаемого газонасыщенного пласта проявляется как естественная непроницаемая граница.

Вторым этапом являлась оценка влияния многослойного коллектора на данные КВД в ГС. Для расчетов использовалась аналогичная скважине XX2 модель пласта с аналогичными вариантами расчета. Вскрытие горизонтальным стволом производилось только в верхнем циклите (рис. 66). Результаты расчета представлены на рисунке 9. При отсутствии влияния аквифера на диагностическом графике КВД можно выделить несколько характерных участков: рост производной, связанный с работой ГС, поздне-радиальный режим в верхнем циклите, переходный процесс и формирование второго горизонтального участка, указывающего на полный охват дренированием всего продуктивного интервала. Вариация проницаемостью перемычки влияет на время формирования первого горизонтального участка, его длительность, а также длительность переходного периода. При проницаемости перемычки в 1 мД выход на второй горизонтальный участок происходит спустя 1 000 часов замера.

В случае активного аквифера по результатам расчета наблюдается падение производной до нуля, длящееся от двух до трех логарифмических периодов в зависимости от проницаемости перемычки. При увеличении проницаемости наблюдается более ранняя реакция на влияние аквифера с более высоким темпом падения производной.

В условиях ограниченного времени замера возможна регистрация только начального участка снижения производной, в связи с чем отклик на подключение второго циклита и на влияния аквифера является практически идентичным. Поэтому получение начального участка со снижением производной не позволит сделать вывод о характере влияния ГВК. Однако в нашем случае активное влияние ГВК возможно исключить результатами анализа КВД в вертикальных скважинах, вскрывших пласт в непосредственной близости от контакта. Тщательный анализ исследований показал, что признаки снижения производной характеризуются длительностью, более характерной для пластовых эффектов, чем для чрезмерного сглаживания кривых. Это позволяет сделать выводы о получении отклика на работу второго циклита по результатам исследований.

Подключение в работу второго циклита через проницаемую перемычку создает угрозу для поднятия ГВК по мере падения пластового давления. Полученная по результатам работы информация позволит избежать преждевременного обводнения скважин за счет корректировки режимов работы скважин и более тщательного мониторинга

уровня ГВК. Таким образом, эффект от выполненной работы заключается в достижении планового КИГ. На рисунке 10 приведено сопоставление профилей добычи газа, рассчитанных на полномасштабной гидродинамической модели для базового варианта и варианта с ограничением работы скважин с целью предупреждения ранней обводненности. Разница по КИГ между расчетами составляет около 5 %.

Для приоритетных скважин без признаков подключения в работу второго циклита, результаты исследования на которых влияют на оценку запасов и эффективности системы разработки, была разработана программа по проведению длительных замеров КВД с использованием кварцевых манометров. Такие исследования позволят устранить искажающее влияние зашумления данных и произвести оценку проницаемости перемычки, что позволит внести корректировки в гидродинамической модели для повышения качества ее прогнозов.

Итоги

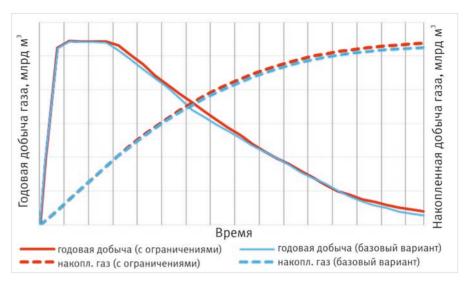
В ходе работы был выполнен расчет КВД на гидродинамической модели для вариантов вертикальной и горизонтальной скважины со значениями проницаемости перемычки: 1 мД, 10 мД и 25 мД. Для оценки влияния ГВК рассмотрены варианты расчета: без влияния аквифера и с активным влиянием аквифера. По результатам расчетов для ВС без влияния аквифера отмечается схожесть поведения производной с аналитической моделью двойной проницаемости. В рассматриваемых

диапазонах проницаемости перемычки прогиб производной является незначительным и может быть скрыт шумами. В случае активного аквифера происходит резкое падение производной, чего не наблюдается по фактическим данным замеров на ВС. Таким образом, более близким к фактическому является отклик без влияния аквифера.

Гидродинамическое моделирование ГС показало схожесть поведения производных на начальном этапе варианта с влиянием аквифера и без него. В условиях ограниченного времени фактического исследования не представляется возможным определение причин снижения производной на конечном участке КВД. Однако активное влияние аквифера исключают результаты анализа КВД в ВС, вскрывших пласт в непосредственной близости от контакта.

Выводы

- Одной из ключевых проблем интерпретации КВД сеноманских скважин является высокая зашумленность данных давления, не позволяющая однозначно распознавать характер зарегистрированных откликов.
- Вскрытие пласта горизонтальными стволами в условиях неопределенности по характеру и работе разреза оказывает влияние на качество результатов интерпретации.
- Уточнить характер работы разреза в ГС стало возможным путем сравнительного анализа результатов КВД в вертикальных скважинах. Проведение численного гидродинамического моделирования с вариацией свойств продуктивного пласта



Puc. 10. Сопоставление профилей добычи газа для целевого варианта и варианта с преждевременным выбытием скважин со снижением производной давления Fig. 10. Comparison of gas production profiles for the target option and the option with premature retirement of wells with a decrease in pressure derivative

позволило пересмотреть ранее сделанные выводы о характере откликов и охвате дренирования по разрезу в ΓC .

 Подтверждение работы второго циклита по результатам ГДИ позволило пересмотреть оптимальную стратегию разработки и внести ограничения в работу скважин с целью предотвращения преждевременного обводнения. Эффект от данных мероприятий оценивается в увеличении конечного КИГ на 5%.

Литература

- Medhat M. Kamal. Transient well testing. Richardson: Society of petroleum engineers, 2009, P. 75. (In Eng).
- Houze Olivier, Viturat Didier, Fjare Ole. S. et al. Dynamic data analysis v5.45.01 Kappa, P. 362. (In Eng).
- 3. Bourdet D. Well test analysis: The use of advanced interpretation models.
 Amsterdam: Elsevier, 2002, P. 171. (In Eng).

ENGLISH

Results

In the course of the work, the pressure build-up was calculated using a numerical model for vertical and horizontal well options with barrier permeability values: 1 mD, 10 mD and 25 mD. To assess the influence of the gas-water contact, two simulation options were considered: without the influence of the aquifer and with the active influence of the aquifer. Based on the simulation results for a vertical well without the influence of an aquifer, the behavior of the derivative is similar to the analytical model of double permeability. In the considered ranges of barrier permeability, the deflection of the derivative is insignificant and can be hidden by noise. In the case of an active aquifer, a swift drop of the derivative occurs, which is not observed according to actual measurement data on vertical wells. Thus, the response without the influence of the aquifer is closer to the actual one.

Simulation of a horizontal well showed similarity in the behavior of derivatives at the initial stage of the option with and without the influence of an aquifer. In case of the limited shut-in time, it is not possible to determine the reasons for the derivative drop in the late time period. However, the active influence of the aquifer is excluded by the results of pressure build-up analysis in vertical wells that penetrated the formation in the immediate vicinity of the contact.

Conclusions

- One of the key problems in interpreting pressure build-up from Cenomanian reservoir is the high noise level of pressure data, which does not allow one to unambiguously recognize the nature of the recorded responses.
- Exploitation the reservoir by horizontal wells in case of uncertainties of vertical drainage features affects on the quality of the interpretation results.
- It is possible to clarify the features vertical drainage with help
 of comparative analysis of the results of pressure build-up in vertical
 wells. Carrying out numerical simulation with variations in the
 properties of the productive formation allowed to revise previously
 made conclusions about the nature of the responses and the vertical
 drainage in the horizontal well.
- Provement of the drainage of the second layer made it possible to revise the optimal development strategy and make the restrictions on the operation of wells in order to prevent premature watering. The effect of these activities is in increase of the final gas recovery factor by 5 %.

References

- Medhat M. Kamal. Transient well testing. Richardson: Society of petroleum engineers, 2009, P. 75. (In Eng).
- 2. Houze Olivier, Viturat Didier, Fjare Ole. S. et al. Dynamic data analysis v5.45.01 Kappa, P. 362. (In Eng).
- 3. Bourdet D. Well test analysis: The use

of advanced interpretation models. Amsterdam: Elsevier, 2002, P. 171. (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ABTOPAX I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Аккерман Анель Шалхаровна, специалист OOO «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия Для контактов: asdautbekova@tnnc.rosneft.ru

Akkerman Anel Shalkharovna, specialist "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia Corresponding author: asdautbekova@tnnc.rosneft.ru

Методы моделирования трещиноватости в карбонатных отложениях осинского горизонта

Соколянская Е.В.1, Федорова А.А.1, Будько А.И.2, Янышев А.Г.2

¹ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, ²ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия evsokolyanskaya@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В данной работе рассмотрен анализ методов моделирования трещиноватости на примере карбонатных отложений осинского горизонта. Приведено сопоставление основных возможных методов: моделирование связанного коллектора, моделирование двойной проницаемости, моделирование системы микроразломов. Основная проблема существования трещиноватости связана с прорывами газа и, как следствие, высоким газовым фактором, что негативно влияет на уровни добычи нефти. Методы опробованы на секторной гидродинамической модели с фактическим фондом скважин. По результатам гидродинамического моделирования удалось воспроизвести историческую динамику по основным технологическим показателям, в том числе динамику продвижения газа к стволу скважины, что поможет прогнозировать возможные прорывы на проектных скважинах.

Материалы и методы

Проведен анализ методов моделирования трещиноватости на секторной гидродинамической модели. Выбран оптимальный вариант с дальнейшей реализацией в полномасштабной постоянно действующей гидродинамической модели.

Ключевые слова

карбонатный коллектор, трещиноватость, низкая проницаемость, нефтегазовое месторождение, гидродинамическое моделирование

Для цитирования

Соколянская Е.В., Федорова А.А. Будько А.И., Янышев А.Г. Методы моделирования трещиноватости на карбонатных отложениях осинского горизонта // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 75–79. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-75-79

Поступила в редакцию: 17.11.2023

OIL PRODUCTION UDC 622 I Original paper

Fissuring simulation methods in carbonate sediments of the osinsky horizon

Sokolyanskaya E.V.¹, Fedorova A.A.¹, Budko A.I.², Yanyshev A.G.²

¹"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, ²"TYNGD" LLC, Irkutsk, Russia evsokolyanskaya@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The paper reviews fissuring simulation methods through a case study of carbonate sediments in the osinsky horizon. A comparison of the key methods is provided: joint reservoir simulation, dual permeability simulation, micro fracture system simulation. The main problem with fissuring is gas breakthrough and, consequently, high gas-oil ratio, which has a negative impact on oil production levels. The methods were tested with sector-based reservoir model containing the actual well stock data. Based on the results of reservoir simulation, historical trends of key production parameters were identified. This included the dynamics of gas coining in the borehole, which will help forecast potential breakthrough in the planned well stock.

Materials and methods

Using a sector-based reservoir model, an analysis was done of fissuring simulation methods. The optimal variant was selected to be subsequently applied in the full-scale continuously updated reservoir model.

Keywords

carbonate reservoir, fissuring, low permeability, oil and gas field, reservoir simulation

For citation

Sokolyanskaya E.V., Fedorova A.A., Budko A.I., Yanyshev A.G. Fissuring simulation methods in carbonate sediments of the osinsky horizon. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 75–79. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-75-79

Received: 17.11.2023

Разработка карбонатных коллекторов с низкой проницаемостью— сложная задача, отличающаяся необходимостью учитывать микронеоднородность, расчлененность и сложность строения месторождения.

Ярким примером является объект Ос, относящийся к Среднеботуобинскому нефтегазоконденсатному месторождению, расположенному в Республике Саха (Якутия), открытому в 1970 г. и введенному в эксплуатацию в 2013 г.

Особенности геологического строения

Общая толщина осинского горизонта в пределах месторождения изменяется от 47 до 82 м. Эффективная толщина пласта колеблется от 4 до 53 м. Газонефтяная залежь осинского горизонта приурочена к кавернозно-пористым доломитам и известнякам, которые залегают в кровле подсолевого комплекса под мощной толщей каменных солей Юрегинской свиты нижнего кембрия. Основная часть коллекторов относится

к низкопроницаемым со средним значением менее $2 \, \text{мД} \, [1].$

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) породы не выдержаны по площади и по разрезу, изменяются от пород с невысокой емкостью и низкой проницаемостью до пород с открытой пористостью более 20 % и проницаемостью до нескольких сотен мД [2]. Коэффициент открытой пористости изменяется в пределах от 0,03 до 0,22 ед. Расчлененность составляет от 7–9 ед.

Проблематика существования трещиноватости в карбонатном коллекторе

Глобальное изучение трещиноватости показало, что трещиноватые коллекторы наиболее вероятны в хрупких породах с низкой проницаемостью, залегающих в областях, где проявлялись тектонические подвижки. Если порода хрупкая и имеет высокую межгранулярную пористость, трещины характеризуются в основном ограниченной протяженностью и относительно небольшой раскрытостью. Такие трещины, имеющие микроскопические размеры, называются микротрещинами [3].

В свою очередь, строение карбонатных пород объекта Ос преимущественно матричное, связанное с переотложенным разрушением карбонатных построек. Коллектор по большей части каверно-поровый и представлен, в основном, вторичными доломитами, образованными в результате метасоматоза первичных известняков. По данным керна, трещины единичные, и глобальное распространение не ярко выражено (рис.1).

Фактическая эксплуатация и прорывы газа из газовых толщин

На текущий момент объект Ос разрабатывается 29 скважинами, из которых 4 наклонно-направленные скважины + гидроразрыв пласта, 7 многозабойных скважин и 18 горизонтальных скважин. Лишь одна скважина имеет факт закачки воды, остальные скважины добывающие.

Так как объект Ос считается недоизученным, к пониманию существования и распространения микротрещин подталкивает факт эксплуатации. Газосодержание 98 м³/м³, наличие растворенного газа не так значительно. Резкие фактические прорывы газа (рис. 2) и, как следствие, высокий газовый фактор до 5–6 тыс. м³/м³ по отдельным скважинам говорят о высокой связанности коллектора между газонасыщенными и нефтенасыщенными толщинами.

По данным результатов интерпретации геологических исследований скважин РИГИС, зачастую нет подтверждения связанности коллектора (рис. 3). Газовая шапка и пропластки, насыщенные нефтью, отделены другот друга перемычкой, не проводящей газ.

На рисунке 4 видно, что во всех направлениях присутствует непроводящая перемычка. Таким образом, на моделях прорывы газа в скважину из газовой шапки становятся невозможными.

Проблема перетекает в геологическую модель и далее в гидродинамическую. Прогнозировать прорывы газа на проектных скважинах, рекомендованных к бурению, становится крайне затруднительным или даже невозможным из-за высокого отклонения значений газового фактора факт/гидродинамическая модель.

Методы моделирования трещиноватости в гидродинамической модели

В трещиноватых коллекторах процессы движения флюидов в пласте осложняются естественной трещиноватостью пород. При этом сеть трещин может служить не только как система проводящих каналов, влияющая

на продуктивность пласта, но и содержать значительные запасы углеводородов. Порода пласта — «матрица» может не обладать какой-либо значимой проницаемостью, однако в ней обычно содержатся основные запасы нефти и газа.

Таким образом, при создании гидродинамической модели необходимы подходы, учитывающие особенности трещиноватого коллектора.

С целью воспроизведения фактических показателей и улучшения прогнозной способности гидродинамической модели рассмотрены методы моделирования трещиноватости в исходной геологической модели.

Для оптимизации времени расчетов из полномасштабной геологической модели вырезан сектор размером $41\times41\times217$ яче-ек, при размере ячейки 100×100 м. Средние параметры сектора характерны для средних значений объекта, а именно: средняя проницаемость — $25\,$ мД, средняя пористость — $10\,$ %, HHT — $11,5\,$ м, ГНТ — $8,2\,$ м, расчлененность — $9\,$ ед. На геологическом секторе создана и рассчитана гидродинамическая модель (рис. 5), включающая в себя фактические скважины [4].

Процесс адаптации прорыва газа в скважины в геотехнологических условиях разработки осинского горизонта требует нетривиальных решений. Основная проблема — низкий по модели газовый фактор по причине наличия перемычки и вертикальной несвязанности нефти и газонасыщенных слоев при применении модели одинарной пористости.



Puc. 1. Фото граней кубического образца керна в дневном свете Fig. 1. The photo of the faces of a cubic specimen in daylight



Рис. 2. Динамика роста фактического газового фактора (среднее значение)

Fig. 2. Growth dynamics of the actual GOR (average value)

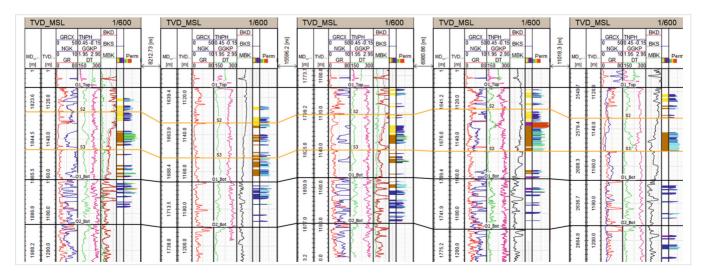


Рис. 3. Данные результатов интерпретации геофизических исследований скважин (РИГИС) Fig. 3. Well log interpretation data

Закономерность прослеживается на ряде кустовых площадок, то есть существует системная ошибка в представлении об объекте, которую необходимо исправить.

Модель связанного коллектора

При гидродинамическом моделировании условные перемычки из известняка преобразовываются в неколлектор и не участвуют в численном расчете, представляя собой неактивные ячейки.

Моделирование гидродинамической связи между газовой шапкой и нефтенасыщенной частью коллектора возможно путем обращения неколлектора в коллектор с крайне низкими фильтрационными свойствами. Таким образом, модель связанного коллектора на секторной гидродинамической модели создана путем присвоения неактивным ячейкам свойств пористости =0,11 д.ед, проницаемости =0,01 мД и насыщением неподвижной водой (рис. 6).

Предполагалось, что газ как более подвижная среда, чем нефть и вода, сможет стремительно достигнуть перфорированных интервалов скважины, как наблюдается по факту. Метод связанного коллектора предполагает больший дренируемый объем за счет перевода неактивных ячеек в разряд активных, однако данная опция является возможностью воспроизведения фактических дебитов жидкости и нефти.

Для задачи воспроизведения высокого фактического газового фактора в гидродинамической модели данный подход себя не оправдал. Причиной стала низкая

эффективная проницаемость по газу в присутствии подвижной нефти и связанной воды. Лабораторные исследования относительной фазовой проницаемости в системе нефть-газ показали очень низкие значения фазовой проницаемости газа. При этом следует отметить, что число экспериментов в системе нефть-газ крайне мало, поэтому фактор низкой эффективной проницаемости имеет высокую степень неопределенности.

Преимущество подхода очевидно для моделирования трещиноватости в гидродинамических моделях в условиях большей информативности исследований.

Основной недостаток метода — время расчета увеличилось в четыре раза, что критичным образом может сказаться на полномасштабной модели и заставляет искать иные пути решения задачи.

Модель двойной проницаемости

В классической постановке модель двойной проницаемости используется для воспроизведения процесса добычи из трещиноватых коллекторов, при этом первичная пористость связана с матрицей, вторичная — с трещиной. Вторичная пористость подразумевает все эффективные пустоты в горной породе, образованные в результате воздействия постседиментационных процессов и развивающиеся как в межблоковом пространстве, так и в матрице. Возможно использование для воспроизведения тонких эффектов прорывов флюида [5].

Основное отличие от модели двойной пористости — модель двойной проницаемости

подразумевает наличие проницаемости как у блоков матрицы, так и у системы трещин.

В данной задаче имитации прорыва газа вторичная пористость задавалась во много раз меньше исходной пористости для того, чтобы поровый объем соответствовал объему зоны конусообразования. За счет этого прорыв газа при конусообразовании произойдет значительно раньше, чем в модели без двойной проницаемости, поскольку для того, чтобы прорваться в скважину, газу нужно вытеснять не весь объем ячейки, а только нефть из небольшого объема вторичных ячеек.

Для выполнения расчетов на гидродинамической модели обновлен сектор, учитывающий свойства двойной проницаемости (рис. 7).

Преимущество метода состоит в том, что модель двойной проницаемости позволяет моделировать перетоки как из матрицы в трещину, так и между ячейками матрицы [6]. Выполненные расчеты на секторной гидродинамической модели показывают эффективность подхода по адаптации газового фактора факт/гидродинамическая модель.

Основной минус — снижение скорости расчета ориентировочно в два раза, так как добыча ведется в основном из трещины. При этом существуют риски ограничения газового фактора при возможном фактическом снижении, которые заставляют искать дополнительные пути моделирования трещиноватости.

Модель микроразломов

Проницаемость трещиноватого коллектора в первую очередь связана с густотой и раскрытостью трещин. Моделирование свойств

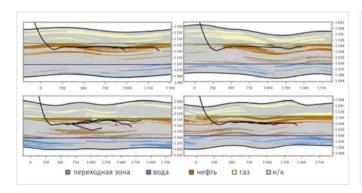


Рис. 4. Разрезы скважин вдоль и перпендикулярно по кубу насыщенности

Fig. 4. Geological section along the well and perpendicular to the well by saturation

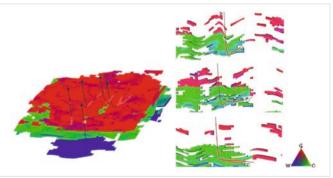
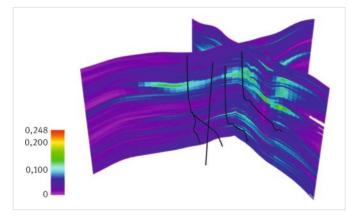


Рис. 5. Секторная ГДМ. Тернарный куб (газ, нефть, вода) — а; разрез по скважине — 6

Fig. 5. Sectoral GDM. Ternary cube (gas, oil, water) – a; well section – 6



Puc. 6. Разрез из гидродинамической модели сплошной пористости. Куб пористости
Fig. 6. Section from a hydrodynamic model of continuous porosity.

Fig. 6. Section from a hydrodynamic model of continuous porosity. The porosity cube

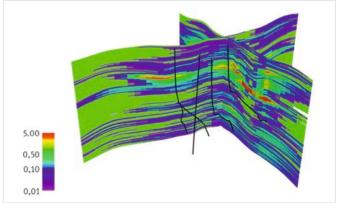
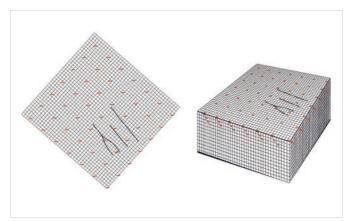
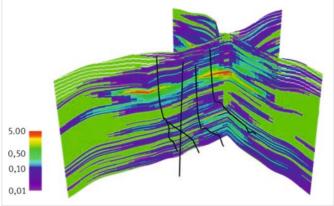


Рис. 7. Разрез из гидродинамической модели двойной проницаемости. Куб проницаемости

Fig. 7. Section from a dual-permeability hydrodynamic model. The permeability cube





Puc. 8. Схематичное распределение микроразломов Fig. 8. Schematic distribution of microfaults

Puc. 9. Разрез из гидродинамической модели микроразломов. Куб проницаемости Fig. 9. Section from hydrodynamic model of microfaults. The permeability cube

трещин на геологической модели возможно путем задания сетки микроразломов различных параметров.

Построение модели можно разделить на несколько этапов: моделирование густоты трещин, моделирование их ширины, моделирование угла и азимута падения трещин, моделирование протяженности трещин. Все эти параметры являются настроечными при адаптации в гидродинамической модели, но должны наиболее точным образом подтверждать представление о коллекторе.

Густота распределения трещин по керну объекта Ос невысока, длина трещин может достигать 40–50 см. Угол падения трещин не определен достоверно, но в наибольшем количестве случаев измеряется в диапазоне 20–25 градусов.

Для реализации модели микроразломов перестроена геологическая сетка с общим представлением о распределении трещин путем внедрения сети микроразломов, имитирующих трещиноватость коллектора.

Длина микроразломов условно принята как половина ячейки. Уменьшение длины неэффективно в случае укрупненной сетки модели 100×100 м. Распространение таких трещин применено в каждой 6-й ячейке ввиду низкой густоты фактического распределения. То есть расстояние между микроразломами составляет 5 ячеек, или 500 м. Угол наклона равен 25 градусам, согласно известным данным. Схематичное распределение микроразломов приведено на рисунке 8.

Для моделирования трещин принята сетка с проводящими и непроводящими разломами, не связанными друг с другом. Вариативность свойств может меняться с течением времени в гидродинамической модели, когда данных по керновым исследованиям будет больше и добавится факт эксплуатации скважин (рис. 9).

На обновленной гидродинамической модели вновь выполнены расчеты для адаптации скважин на фактические данные.

Прорывы газа в гидродинамической модели воспроизводятся наиболее достоверно в пределах допустимых отклонений (+-2 % от фактических замеров). К тому же, появляется возможность регулирования динамики газового фактора газ с течением времени. Время расчета гидродинамической модели не увеличивается кратно. Все это говорит об успешности и оптимальности использования метода моделирования трещиноватости.

Основным недостатком метода является трудозатратность в ручном процессе создания сети трещин.

Принятие решения о масштабировании в постоянно действующую гидродинамическую модель

На рисунке 10 представлено сопоставление моделируемых вариантов и фактические данные по газу.

Рассмотренные методы показывают сопоставимые результаты. Для моделирования трещиноватости коллектора рекомендованы все рассмотренные модели в зависимости от конкретных свойств породы, цели моделирования и технических возможностей, а именно:

- модель связанного коллектора можно использовать для моделирования трещиноватости в гидродинамических моделях в условиях большой информативности исследований. В условиях недоизученности объекта способ не является однозначно достоверным:
- модель двойной проницаемости можно использовать для моделирования трещиноватости в гидродинамических моделях, в условиях отсутствия ограничения газового фактора, при возможном фактическом снижении. То есть гидродинамическая модель не сможет быть полноценно пригодной для прогнозных расчетов;
- модель микроразломов, несмотря на трудозатратность метода на начальном этапе, наиболее достоверным способом моделирует трещиноватость карбонатных отложений и имеет возможность регулирования движения газа с течением времени.

Метод рекомендован к применению в полномасштабной гидродинамической модели как наиболее корректный и подтверждающий фактические прорывы газа через трещины в породе.

С целью глубинного понимания свойств коллектора объекта Ос и дальнейшего применения полученной информации в гидродинамической модели рекомендованы к проведению геофизические исследования по ряду скважин, а именно запись электрического каротажа для определения трещиноватости горной породы.

Итоги

По результатам гидродинамического моделирования удалось воспроизвести историческую динамику по основным технологическим показателям, в том числе динамику продвижения газа к стволу скважины, что поможет прогнозировать возможные прорывы на проектных скважинах.

Зыводы

Имеющиеся данные по исследованиям образцов керна осинского карбонатного горизонта Среднеботуобинского месторождения дают понять, что распространение трещин возможно. Все карбонатные породы в той или иной мере трещиноватые.

Методы моделирования трещиноватости разнообразны и неоднозначны. Выбор конкретного пути обуславливается пониманием геологического строения объекта, вариативностью исследований и показателями фактической эксплуатации скважин.

Все рассмотренные методы: моделирование связанного коллектора, моделирование двойной проницаемости, моделирование системы микроразломов — позволяют

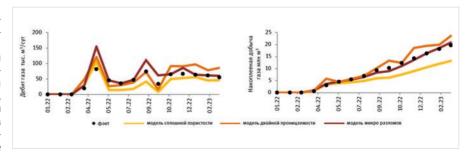


Рис. 10. Основные технологические показатели факт/ГДМ методы моделирования Fig. 10. Main technological indicators fact / GDM

воспроизвести эффект существования трещиноватости в карбонатном коллекторе.

Сравнение методов моделирования трещиноватости в целом показывает сопоставимый результат.

Как известно, в ходе эксплуатации свойства породы меняются, в том числе и свойства микротрещин. Оба метода не позволяют учесть динамические изменения характеристик трещин. Также негативным образом влияет увеличение времени расчета.

Моделирование трещиноватости коллектора для адекватного воспроизведения фактических прорывов газа и, как следствие, высокого газового фактора возможно и корректно, в большей степени путем моделирования системы микроразломов. Так как этот метод хоть и трудозатратен первоначально, но предполагает более детальное моделирование свойств коллектора и наиболее точным образом воспроизводит фактическую динамику прорывов газа. К тому же появляется возможность регулирования прорывов газа с течением времени, что очень важно для дальнейшей

прогнозной способности гидродинамической модели и успешного прогнозирования прорывов газа на проектных скважинах.

Литература

- 1. Максимова Е.Н., Чертина К.Н. Циклическое строение осинского горизонта на примере одного из месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы // ІХ Всероссийское литологическое совещание: Литология осадочных комплексов Евразии и шельфовых областей. Казань: 2019. С. 271–272.
- 2. Прокопьев А.В., Козьмин Б.М., Смелов А.П., Алпатов В.В., Тимофеев В.Ф. и др. Среднеботуобинское нефтегазоконденсатное месторождение // Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия). М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. С. 424–425.
- 3. Зюзев Е.С., Максимова Е.Н., Чертина К.Н., Леушин Н.В., Торгашова Л.В. Подходы

- к освоению низкопроницаемых карбонатных отложений осинского подгоризонта Среднеботуобинского месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 11. С. 28–33.
- Соколянская Е.В., Федорова А.А. Опыт бурения многозабойных скважин на карбонатных отложениях осинского горизонта // Экспозиция Нефть Газ. 2023.
 № 2. С. 38–42.
- Кинсфатор А.Р., Киселев В.М., Антоненко А.А. Влияние напряженного состояния массива трещиноватых карбонатных пород на продуктивность скважин. // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2014. № 3. С. 34–37.
- 6. Козяев А.А., Смоленцев Е.И., Бибик А.Н., Закревский К.Е. Подходы к моделированию карбонатного трещиноватого коллектора на примере месторождения Восточной Сибири // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». 2016. № 1. С. 11–15.

ENGLISH

Results

As a results of hydrodynamic modeling, was possible to reproduce the historical dynamics of the main technological parameters. Including, reproducing the dynamics of gas movement to the wellbore. This process will help predict possible gas breakthroughs at project wells.

Conclusions

The available data from core samples of the osinsky carbonate horizon of the Srednebotuobinskoe Field clearly indicate that fracture propagation is possible. All carbonate rocks are fractured to some extent.

Fissuring simulation methods are varied and ambiguous. The selection of a specific way is determined by understanding the geological structure of the target, variability of studies, and the actual well performance data.

All considered methods: joint reservoir simulation, dual permeability simulation, and micro-fault system simulation, allow simulating the

effect of fissuring in a carbonate reservoir.

In general, a comparison of fissuring simulation methods shows similar results.

As well-known, rock properties and micro fracture properties may change in the course of development. Neither method allows taking into account dynamic changes of fissuring characteristics. Longer calculation time also has a negative impact.

For adequate simulation of the actual gas breakthrough, and consequently high GOR, it is possible and appropriate to use mostly reservoir fissuring simulation of a micro-fracture system since the method, although initially labor-intensive, involves a more detailed modeling of reservoir properties and reproduces the actual dynamics of gas breakthroughs most accurately. In addition, it becomes possible to control gas breakthrough over time, which is very important for future predictive capability of the geological and reservoir model, and for successful forecast of gas breakthrough in the planned wells.

References

- Maksimova E.N., Chertina K.N. Cyclic structure of the osinsky horizon on the example of the deposits of the Nepa-Botuoba anteclise. Kazan: Materials of IX All-Russian lithology convention (with international participation): Lithology of sedimentary complexes of Eurasia and shelf areas, 2019, P. 271–272. (In Russ).
- 2. Prokopiev A.V., Kozmin B.M., Smelov A.P., Alpatov V.V., Timofeev V.F. et al. The Srednebotuobinskoe oil gas condensate field. Tectonics, geodynamics and metallogeny of the territory of the
- Republic of Sakha (Yakutia). Moscow: MAIK "Nauka/Interperiodika", 2001, P. 424-425. (In Russ).
- 3. Zyuzev E.S., Maksimova E.N., Chertina K.N., Leushin N.V., Torgashova L.V. Approaches to the development of low-permeability carbonate deposits of the osinsky subhorizon of the Srednebotuobinskoe field. Geology, geophysics and development of oil and gas fields, 2021, issue 11, P. 28–33. (In Russ).
- 4. Sokolyanskaya E.V., Fedorova A.A.
 Experience in drilling multilateral wells
 on carbonate deposits of the osinsky

- horizon. Exposition Oil Gas, 2023, issue 2, P. 38–42. (In Russ).
- Kinsfator A.R., Kiselev V.M., Antonenko A.A. Influence of stress condition of fractured carbonate rocks on well efficiency. Scientific and technical bulletin of JSC OC Rosneft, 2014, issue 3, P. 34–37. (In Russ).
- 6. Kozyaev A.A., Smolentsev E.I., Bibik A.N., Zakrevskiy K.E. Modelling the carbonate naturally fractured reservoir: Eastern Siberia case study. Scientific and technical bulletin of of JSC OC Rosneft, 2016, issue 1, P. 11–15. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ABTOPAX I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Соколянская Екатерина Вячеславовна, главный специалист Управления по геологии и разработке месторождений Няганьнефтегаз, ООО «ТННЦ», Тюмень, Россия Для контактов: evsokolyanskaya@tnnc.rosneft.ru

Федорова Анна Андреевна, ведущий специалист Управления по геологии и разработке месторождений Восточной Сибири, ООО «ТННЦ», Тюмень, Россия

Будько Артем Игоревич, начальник отдела Управление геологического сопровождения бурения скважин, ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Янышев Алмаз Гаязович, главный специалист Управление геологического сопровождения бурения скважин, ООО «Таас-Юрях Нефтегазодобыча», Иркутск, Россия

Sokolyanskaya Ekaterina Vyacheslavovna, senior specialist of the department of geology and field development of Nyagan NG, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Corresponding author: evsokolyanskaya@tnnc.rosneft.ru

Fedorova Anna Andreevna, leading specialist of the department of geology and field development of Eastern Siberia, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Budko Artyom Igorevich, section head, department of geological support to drilling, "TYNGD" LLC, Irkutsk, Russia

Yanyshev Almaz Gayazovich, senior specialist of the department of geological support to drilling, "TYNGD" LLC, Irkutsk, Russia



COBPEMENHOE OSOPYZOBAHNE

| ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ | ТЕПЛОВЫХ СЕТЕЙ | МАГИСТРАЛЕЙ |





СИЛЬФОННЫЕ КОМПЕНСАТОРЫ

Осевые

| Универсальные

| Поворотные

| Сдвиговые

| Разгруженные

| Карданные

| Сильфонное компенсационное устройство



Программная реализация экспресс-оценки технологических показателей водогазового воздействия на основе корреляций и аналитических зависимостей

Афонин Д.Г., Ручкин А.А., Зимин П.В.

OOO «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия pvzimin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

Разработана методика и создан программный модуль для оценки технологических показателей водогазового воздействия на основе корреляционных зависимостей прироста коэффициента извлечения нефти от закачиваемого газа и геолого-физических свойств пласта, а также аналитических зависимостей, полученных по результатам секторного гидродинамического моделирования. Представлен подход к определению геологических, технологических и инфраструктурных рисков применения водогазовых методов увеличения нефтеотдачи.

Материалы и методы

Определение давления смесимости, режима вытеснения нефти газом и прироста коэффициента извлечения нефти по корреляционным зависимостям, прогнозирование динамики технологических показателей водогазового воздействия на основе модифицированного темпа падения жидкости для циклов закачки газа и воды, характеристики вытеснения и зависимости

нормированного прироста коэффициента извлечения нефти от прокачки пласта газом.

Ключевые слова

водогазовое воздействие, метод увеличения нефтеотдачи, корреляция, аналитическая зависимость, экспресс-оценка, программный модуль

Для цитирования

Афонин Д.Г., Ручкин А.А., Зимин П.В. Программная реализация экспресс-оценки технологических показателей водогазового воздействия на основе корреляций и аналитических зависимостей // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 82–87. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-82-87

Поступила в редакцию: 17.11.2023

OIL PRODUCTION

UDC 622.276.6 | Original Paper

Software-assisted express-assessment of WAG process parameters based on correlations and analytical functions

Afonin D.G., Ruchkin A.A., Zimin P.V.

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia pvzimin@tnnc.rosneft.ru

Abstract

A methodology has been developed and a software module has been created to evaluate the technological indicators of water alternating gas based on the correlation dependencies of the increase in the oil recovery coefficient from the injected gas and the geological and physical properties of the formation, as well as analytical dependencies obtained from the results of sectoral hydrodynamic modeling. An approach to determining the geological, technological and infrastructural risks of using water-gas methods to increase oil recovery is presented.

Materials and methods

Determination of the mixing pressure, the regime of oil displacement by gas and the increase in the oil recovery coefficient according to correlation dependencies, forecasting the dynamics of technological indicators of water alternating gas based on the modified rate of liquid drop for gas and water injection cycles, the characteristics of

displacement and the dependence of the normalized increase in the oil recovery coefficient on gas pumping.

Keywords

water alternating gas (WAG), method of increasing oil recovery, correlation, analytical dependence, express assessment, software module

For citation

Afonin D.G., Ruchkin A.A., Zimin P.V. Software-assisted express-assessment of WAG process parameters based on correlations and analytical functions. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 82–87. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-82-87

Received: 17.11.2023

Введение

В настоящей работе дано описание программной реализации прогнозирования водогазового воздействия на основе авторских аналитических зависимостей. Разработанный специалистами ООО «ТННЦ» программный модуль «РН-МУН ГАЗ» [1] является дополнительным инструментом инженера-проектировщика при использовании классических 3D гидродинамических симуляторов (ГДМ).

Программный модуль (ПМ) предназначен для оценки эффективности газовых методов увеличения нефтеотдачи (ГМУН) на базе аналитических подходов и обеспечивает возможность расчета как базовой добычи, так и дополнительной добычи от закачки углекислого (СО₂) или углеводородного (УВ) газа. ПМ позволяет определить давление смесимости, режим вытеснения нефти газом и прирост коэффициента извлечения нефти (КИН) в зависимости от закачиваемого газа и геолого-физических характеристик (ГФХ) нефтяного объекта. Также с использованием модуля рассчитываются все необходимые технологические показатели, включая добычу нефти, жидкости, газа (в том числе возвратного). Дополнительно ПМ позволяет экспертно оценить геологические, технологические и инфраструктурные риски применения ГМУН, а также выполнить оценку экономических данных. Обладая основным набором инструментов для анализа технико-экономических показателей вариантов разработки, ПМ может применяться при подготовке проектных технологических документов и для решения других задач разработки нефтяных месторождений.

Постановка задачи

Постановка задачи предполагает прогнозный расчет добычи технологических параметров объекта разработки — жидкости, нефти и газа, а также закачки газа и воды. Отправной точкой при постановке задачи является экспресс-анализ эффективности ГМУН перед проведением детальных расчетов на ГДМ. Такой подход позволяет минимизировать набор исходных входных данных, что дает возможность гибко формировать варианты разработки. Расчетная часть подразумевает эволюционный явный метод расчета показателей разработки.

Факторы, влияющие на эффективность использования газовых методов

Анализ мирового опыта применения газовых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов показывает, что определяющее влияние на эффективность процессов оказывает режим вытеснения нефти газом или смесью газа и воды (ВГВ). Пластовое давление, глубина залегания целевых пластов, состав нефти и газа характеризуют наличие или близость явления смесимости пластовой нефти и закачиваемого газа. Максимальную эффективность процесса закачки газа в пласт показывает смешивающийся режим вытеснения, в котором исчезает поверхность раздела между нефтью и газом или коэффициент поверхностного натяжения между фазами становится равным нулю. Фазовое поведение углеводородных систем и смеси углеводородов с СО2 определяется термобарическими условиями (давлением и температурой) и составом фаз, а именно наличием достаточного количества промежуточных углеводородов $(C_2 - C_4)$ в нефти и газе. В условиях, когда смесимость нефти и газа не достигается, говорят о несмешивающемся режиме вытеснения. Если для условий смешивающегося режима вытеснения прирост коэффициента извлечения нефти исчисляется десятками процентов, то для несмешивающегося режима добавка равна единичным процентам.

Определение режима вытеснения осуществляется путем экспериментальных исследований по расчету коэффициента поверхностного натяжения при различных давлениях и температуре пласта для заданного состава нефти и газа. По результатам эксперимента строится зависимость коэффициента поверхностного натяжения от давления, которая экстраполируется до нулевого значения. Принимается, что экстраполяционная зависимость имеет линейный тренд. Значение давления, при котором линейный тренд достигает нулевого значения коэффициента поверхностного натяжения, считается минимальным давлением смесимости (МДС).

Более точным, но более длительным и дорогим по выполнению, является экспериментальное лабораторное исследование процесса вытеснения нефти газом на тонких трубках значительной длины (десятки метров), заполненных песком определенной фракции. Такие эксперименты обычно именуются slim tube tests. МДС в данных экспериментах определяется по излому зависимости коэффициента вытеснения нефти (Квыт) от давления закачки или достижению 90 % значения Квыт. Такие исследования, как для углеводородного, так и для углекислого газа, являются уже рутинными для больших лабораторных центров.

Для более оперативных оценок используются корреляционные зависимости, построенные на основе интерполяции экспериментов по определению МДС. Некоторые зависимости по минимальному набору характеристик (термобарические параметры, молярная концентрация промежуточных компонентов в нефти и метана в углеводородном газе и т.п.) позволяют получить достаточно удовлетворительные оценки МДС. Экспериментальные и промысловые данные показывают, что достижение смешивающегося режима вытеснения или близость пластовых условий к этому режиму (многоконтактное смешивающееся вытеснение) играет определяющую роль в эффективности приме-

Неоднородность пласта является вторым по значимости параметром, определяющим эффективность газовых МУН. Анализ литературы дает лишь общие рекомендации по влиянию неоднородности выбранной залежи на дополнительную добычу при применении газовых методов. Но ввиду значительного различия плотностей фаз жидкости и газа, участвующих в процессе, их сегрегация и стремление более легких фракций к всплытию к кровле пласта, принципиальное значение имеет тренд проницаемостей пропластков по разрезу и их относительное различие вблизи кровли и подошвы, выраженные через соотношение высоко- и низкопроницаемых частей разреза. Благоприятными для применения газовых методов считаются пласты, у которых проницаемость по разрезу увеличивается к подошве, и чем значительнее эти различия, тем благоприятнее для получения более существенного эффекта. Вертикальная анизотропия, соответственно, также влияет на охват, распределение и эффективное использование газовой фазы ВГВ.

Эффективность процессов в гидрофильных и гидрофобных пластах различна, и это заключение показывает значимость влияния

смачиваемости породы водой и нефтью (газ по своей природе по сравнению с этими жидкостями является несмачивающим). Смачиваемость породы определяется характерным видом относительных фазовых проницаемостей. В первом приближении характер смачиваемости можно представить значением фазовой проницаемости воды при остаточной нефтенасыщенности.

На эффективность ГМУН влияет и текущая обводненность продукции как аналог выработки запасов.

Экспресс-оценка прироста КИН от газовых МУН

Широкое применение крупномасштабных ГМУН в нефтегазовой компании начинается с разработки политики их внедрения на месторождениях. В основу такой политики заложены оценки масштабов применения тех или иных технологий. В отсутствии собственного опыта применения ГМУН основу оценок и разрабатываемой политики составляют опыта и применение метода аналогий. Этот метод состоит из укрупненных оценок эффекта от внедрения ГМУН на объектах по сформулированным критериям (экономическим, технологическим и другим).

Такой подход требует наличия инструментов для простых имитационных расчетов: оценки прироста КИН, динамики дополнительной добычи, аналитических расчетов других технологических показателей. Эти инструменты позволяют получить укрупненную технологическую и экономическую оценку. Одним из таких инструментов является реализованный на языке программирования Visual Basic ПМ «РН МУН-ГАЗ» [1].

Для оценки показателей разработки при применении ГМУН первым этапом является оценка прироста КИН и дополнительной добычи. Для этого в ПМ рассчитывается базовый вариант разработки с оценкой достигаемого КИН. Далее на основе наиболее значимых ГФХ и свойств флюидов определяется прирост КИН от ГМУН, динамика дополнительной добычи и суммарные показатели разработки участка.

В основе модуля оценки прироста КИН при ВГВ лежит его зависимость от геологических параметров пласта, PVT-свойств флюидов и их взаимодействия с закачиваемыми газами. Более подробно принципы расчета приведены в авторской работе [2]. Отметим, что в работе [2] для обоснования зависимостей выполнены многовариантные расчеты на ГДМ в коммерческом композиционном симуляторе (860 моделей, различных по геологии, объему и темпам закачки флюидов и газа, выработки запасов и давлению растворимости газов). Это позволило построить не только корреляционные зависимости прироста КИН от свойств пластов, но и в зависимости от типовой геологии иметь палетки динамики дополнительной добычи нефти. Оценка корректности полученных зависимостей проводилась по данным фактических проектов газовых МУН, опубликованных в открытом доступе путем сопоставления расчетной и фактической эффективности процесса. Результаты анализа подтвердили высокую сходимость расчетов, и в результате полученные зависимости были заложены в основу программного модуля «РН-МУН ГАЗ».

Последовательность экспресс-оценки прироста КИН заключается в обосновании исходных свойств пластов и флюидов, оценки ряда безразмерных параметров.

В качестве определяющих параметров выбран режим вытеснения или близость процесса по термобарическим параметрам к смешиваемости нефти и газа, при котором капиллярные силы исчезают, а поверхностное натяжение на границе нефть-газ становится равным нулю. Как было отмечено, условия смешиваемости определяются по экспериментальным исследованиям slimtube, VTI и др. Однако проведение таких экспериментальных исследований требует значительных временных и финансовых затрат. Поэтому на этапе предварительных оценок возможно воспользоваться корреляционными зависимостями определения МДС, наиболее приемлемыми из которых для месторождений являются формулы Maklavani для углеводородного газа и Yellig&Metcalfe для углекислого газа.

Для описания геологической неоднородности необходимо построить геолого-статистический разрез (ГСР) залежи или участка и определить тренд изменения проницаемости с глубиной и распределение проницаемости по степени дифференциации значений, а также определить анизотропию пласта.

Стадия разработки при начале процесса ГМУН и смачиваемость коллектора также влияют на его эффективность. Для учета этих данных необходимо определить среднюю обводненность добывающих скважин и найти данные по значению относительной фазовой проницаемости воды при остаточной нефтенасышенности.

Затем рассчитываются безразмерные параметры, описанные ранее: отношение пластового давления к расчетному

значению МДС; характер и степень неоднородности пласта; анизотропия пласта, обводненность и ОФП воды при остаточной нефтенасыщенности.

Далее рассчитывается прирост КИН по формулам (табл. 1) [2] в процентных пунктах по сравнению с базовым вариантом заводнения.

Функциональные блоки ПМ, аналитический расчет динамики показателей

Учет критериев применимости ВГВ

Для предоценки применимости водогазовых методов создан чек-лист, содержащий 15 критериев оценки геологических, технологических и инфраструктурных рисков [3]. Для каждого критерия доступны три значения, соответствующие низкому, среднему

Табл. 1. Универсальные корреляционные зависимости эффективности ВГВ Таb. 1. Universal correlations of the effectiveness of water and gas exposure

Распределение проницаемости	Формулы*
Увеличение к кровле	$\Delta \text{K/IH}(\%) = (1,802 - 0,105\text{X0} + 0,004\text{X1} - 7,935\text{X2} - 0,093\text{X3} + 0,375\text{X2X3} + 0,804\text{X0X2}) e^{1,796\text{Pnn/PMqc}}$
Увеличение к подошве	$\Delta \text{K/H}(\%) = (4,076 + 0,008\text{X}0 - 0,006\text{X}1 + 3,975\text{X}2 - 0,836\text{X}3 + 5,848\text{X}2\text{X}3 - 0,657\text{X}0\text{X}2)e^{2,109\text{Pn}\pi/\text{Pmgc}}$
Неравномерное	$\Delta \text{K/H}(\%) = (2,374 - 0,009\text{X}0 - 0,001\text{X}1 - 13,022\text{X}2 - 0,224\text{X}3 + 29,755\text{X}2\text{X}3 + 0,242\text{X}0\text{X}2)e^{2,201\text{Pnn}/\text{PMgC}}$
Равномерное	$\Delta \text{KWH}(\%) = (1,141 - 0,002\text{X}1 - 0,014\text{X}2 + 1,796\text{X}3 - 0,31\text{X}2\text{X}3)e^{1,858\text{Pnn}/\text{Pmdc}}$

X0 — степень неоднородности по проницаемости, ед., X1 — обводненность, %, X2 — вертикальная анизотропия Kz/Kx, д. ед., X3 — относительная фазовая проницаемость по воде при остаточной нефти, д.ед., Рпл/Рмдс — соотношения пластового давления и МДС

Табл. 2. Риски применения водогазовых МУН Tab. 2. The risks of using water-gas methods to increase oil recovery

Nº	Критерий	Риск						
		низкий	средний	высокий				
		1.	Геологические риски					
1.1	Достоверность PVT-свойств газа и флюидов	достоверно, проб достаточно	проб недостаточно	нет проб, взято по аналогии				
1.2	Контактность запасов	без ГШ или несущественное ее влияние	частично подгазовый	преимущественно подгазовый (стоп-параметр)				
1.3	Тип коллектора	традиционный	_	сланец, бажен, доманик, абалак, трещиноватый				
1.4	Вязкость нефти, сПз	менее 10	10-100	более 100				
1.5	Проницаемость, мД	оницаемость, мД более 5 2-5		менее либо равно 2				
		2.1	Гехнологические риски					
2.1	Обводненность, %	менее 30	30-90	более 90 (стоп-параметр)				
2.2	Эффективность системы ППД	вероятен активный отклик при закачке (в т.ч. по аналогии)	отклик есть, вероятен прорыв по трещинам и высокопроницаемым каналам	отклик плохой/слабый, в т.ч. из-за несвязанности и низкой проницаемости (включая опыт аналогов) (стоп-параметр)				
2.3	Многопластовость ЭО (количество пластов в ЭО), шт.	1 пласт	2—3 пласта	более 3 пластов				
2.4	Возраст фонда/техническое состояние скважин, лет	менее 10	10-20	более 20				
		3. И	нфраструктурные риски					
3.1	Пути сообщения и транспорта, удаленность	промысел обустроен	промысел частично обустроен	пути отсутствуют				
3.2	Фактический опыт закачки ПНГ	да	_	нет				
3.3	Фактическое наличие компрессора	да	_	нет				
3.4	Теоретическое наличие компрессора для соответствующих условий	да	возможно в перспективе	нет				
3.5	Текущий уровень утилизации ПНГ (при закачке ПНГ), %	утилизация менее 50	Утилизация 50–90	утилизация более или равно 90				
3.6	Близость покупного источника CO_2 (при закачке CO_2), км	менее 200	_	более 200 (стоп-параметр)				

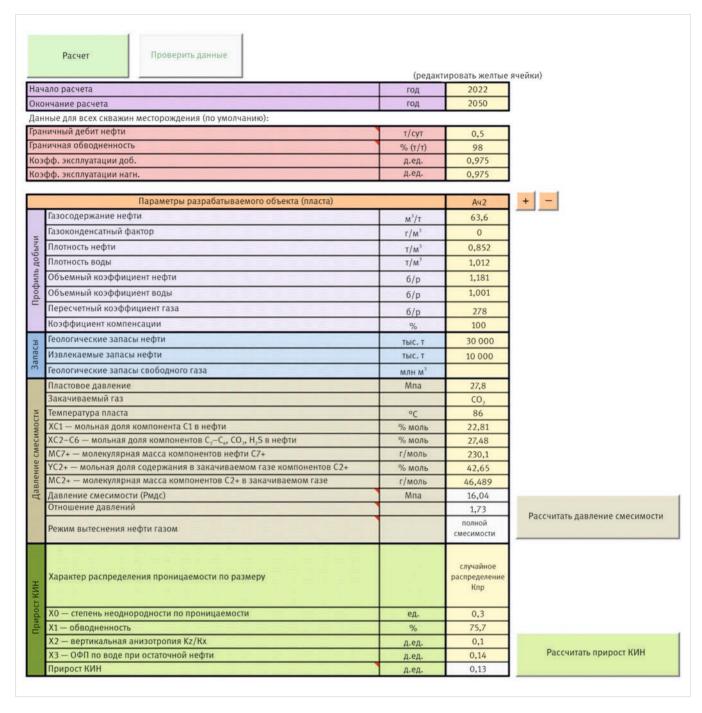


Рис. 1. Расчет давления смесимости и прироста КИН

Fig. 1. Calculation of the mixing pressure and the increase in the oil recovery coefficient

и высокому риску (табл. 2). Отдельно выделяются стоп-параметры, при наличии которых внедрение газовых МУН невозможно.

Определение минимального давления смесимости

Минимальное давление смесимости рассчитывается для углеводородного газа по корреляциям Maklavani, для углекислого газа — по корреляциям Yellig&Metcalf. По соотношению пластового давления и МДС определяется режим вытеснения нефти газом (рис. 1).

Определение прироста КИН

Оценка прироста КИН водогазового воздействия относительно заводнения производится по регрессионным формулам, приведенным в таблице 1 (рис. 1).

Расчет базового варианта

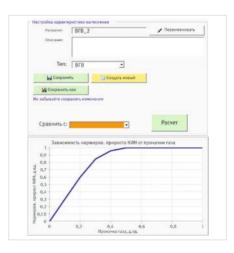
Расчет реализован на основе модели «средней скважины» — групп скважин с учетом начальных и граничных условий. Для

каждой группы скважин задаются начальные извлекаемые запасы нефти, дебиты и накопленная добыча нефти и жидкости, газовый фактор, приемистость и накопленная закачка нагнетательных скважин, коэффициенты эксплуатации скважин на момент запуска расчета.

Динамические характеристики задаются в виде темпа падения жидкости как функции дебита от времени и характеристики вытеснения как функции обводненности от отбора начальных извлекаемых запасов (НИЗ) [4]. Результатом расчета могут быть средние (динамические) и суммарные (накопленные) величины. Вычисления проводятся помесячно, с последующей конвертацией результатов с шагом год.

Расчет варианта ВГВ

Динамика технологических показателей ВГВ рассчитывается на основе модифицированного темпа падения жидкости для



Puc. 2. Задание предпосылок расчета Fig. 2. Setting the calculation prerequisites

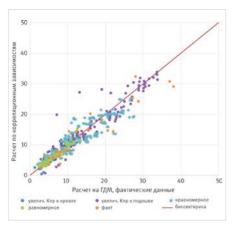


Рис. 4. Сопоставление прироста КИН по корреляционным зависимостям с расчетами на ГДМ и фактическими данными из литературы [2] Fig. 4. Comparison of the increase in the oil recovery coefficient by correlation with calculations based on the hydrodynamic model and actual data from the literature [2]

циклов закачки газа и воды, характеристики вытеснения и зависимости нормированного прироста КИН от прокачки пласта газом (рис. 2). Объем закачки определяется заданным уровнем компенсации и параметрами циклов закачки.

Дополнительными параметрами расчета выступают длительность периода ВГВ, время движения фронта газа до добывающей скважины и степень рециркуляции закачиваемого газа.

Результатом расчета являются профили добычи нефти, жидкости и газа, динамика обводненности и газового фактора, а также профили закачки газа и воды.

Расчет экономических показателей

Расчет экономики выполняется как для базового варианта, так и для варианта ВГВ. Входными параметрами расчета, дополнительно к профилям добычи и закачки, могут выступать капитальные затраты на бурение газонагнетательных скважин, строительство

выступать капитальные затраты на бурение газонагнетательных скважин, строительство газокомпрессорной станции и газосборной сети, а также операционные затраты, например, на закупку CO₂ и обработку скважин ингибиторами.

Анализ результатов

Сравнение технико-экономических показателей вариантов разработки производится в графическом и табличном виде (рис. 3).

Обсуждение результатов

Поскольку универсальные уравнения/ регрессии базируются на данных моделирования, одним из важных моментов является оценка корректности работы алгоритма в реальных геологических и технологических условиях. В этой связи оценка корректности работы алгоритма проводилась по данным фактических проектов ГМУН, опубликованных в открытом доступе путем сопоставления расчетной и фактической эффективности процесса. В работе [2] приведены результаты расчетов по таблице 1, которые хорошо коррелируют с фактическими данными по мировым проектам, включая Россию (рис. 4). Следует отметить, что сравнение проводилось в том числе и с результатами ВГВ на Самотлорском месторождении 1984-1993 гг

Очевидно, что существует доверительный интервал расчетов, поскольку

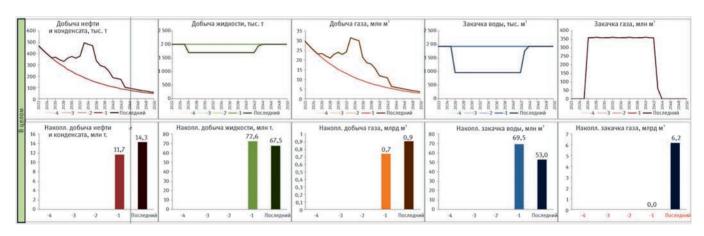


Рис. 3. Сопоставление базового варианта и варианта с ВГВ (пример расчета)

Fig. 3. Comparison of the basic option and the option of water and gas exposure (calculation example)

Табл. 3. Сопоставление результатов расчета эффективности ВГВ в ПМ «РН-МУН ГАЗ» и секторных ГДМ Tab. 3. Comparison of the results of calculating the effectiveness of water and gas exposure in the "RN-MUN GAS" software module and sector hydrodynamic models

Объект	Способ оценки	ВГВ	CO ₂	ВГВ УВ газ		
разработки		Удельная доп. добыча нефти	Прирост КИН	Удельная доп. добыча нефти	Прирост КИН	
		т/1 000 м³ газа	доли ед.	т/1 000 м³ газа	доли ед.	
1	Секторная ГДМ, прокачка газом 0,5 HCPV	0,92	0,109	0,19	0,022	
	РН-МУН ГАЗ	0,86	0,103	0,29	0,034	
2	Секторная ГДМ, прокачка газом 0,5 HCPV	0,44	0,059	0,18	0,024	
	РН-МУН ГАЗ	0,54	0,060	0,19	0,021	
3	Секторная ГДМ, прокачка газом 0,5 HCPV	0,63	0,072	0,34	0,039	
	РН-МУН ГАЗ	0,62	0,069	0,30	0,033	
4	Секторная ГДМ, прокачка газом 0,5 HCPV	0,67	0,140	0,22	0,034	
	РН-МУН ГАЗ	0,71	0,132	0,25	0,041	
5	Секторная ГДМ, прокачка газом 0,5 HCPV	0,52	0,109	0,23	0,036	
	РН-МУН ГАЗ	0,65	0,103	0,26	0,040	
6	Секторная ГДМ, прокачка газом 0,5 HCPV	0,72	0,150	0,45	0,070	
	РН-МУН ГАЗ	0,80	0,159	0,51	0,063	

применяются упрощенные формулы, которые не могут в полной мере учесть нюансы гидродинамического моделирования. Этот интервал оценивается на уровне 10 %, что вполне приемлемо для упрощенных моделей. Также необходимо учитывать, что модельные или экспресс-расчеты по формулам должны быть обрискованы с учетом реально возможных отклонений от проектных режимов закачки и динамики фонда скважин при промысловом применении.

Инструмент был опробован для прогнозирования эффективности применения водогазового воздействия на объектах уникального месторождения ПАО «НК «Роснефть». результатов Спавнение расчетов в ПМ «РН-МУН ГАЗ» и результатов расчетов на секторных ГДМ показывает высокую степень сходимости (табл. 3). В отличие от работы [2], где расчеты оценки прироста КИН проводились на ГДМ элемента разработки с единичными скважинами, в таблице 3 приведены результаты по участкам с достаточным фондом скважин и уникальной геологией пластов, что дополнительно подтверждает возможность расчетов показателей разработки при ГМУН с использованием аналитических зависимостей для расчета профилей и корреляций при первичном расчете прироста КИН.

Заключение

Таким образом, использование реализованной в ПМ «РН МУН-ГАЗ» методики в полной

мере подтверждается результатами фактического применения ВГВ на месторождениях и характеризуется высокой степенью сходимости с расчетами на детальных ГДМ. Это позволяет применять созданный ПМ для экспресс-оценки методов ВГВ на месторождениях, в том числе на поздней стадии разработки.

Программная реализация обеспечила высокую скорость расчета в сравнении с ГДМ, прозрачность предпосылок расчета и удобный интерфейс анализа результатов. В дальнейшем планируется перенос разработанных алгоритмов в линейку корпоративного программного обеспечения. Следующим шагом развития программы авторы ставят задачу реализации экспертного расчета технологии Huff and Puff.

Итоги

Созданный программный модуль был опробован для прогнозирования эффективности применения водогазового воздействия на объектах уникального месторождения ПАО «НК «Роснефть». Сравнение результатов расчетов программного модуля с результатами расчетов на гидродинамических моделях показывает высокую степень сходимости.

Выводы

Реализованный подход показал возможность применения аналитических методов для технико-экономической оценки потенциальной возможности закачки газа на объекте

с минимально необходимым количеством входных данных.

Литература

- Афонин Д.Г., Ручкин А.А., Зимин П.В., Кобяшев А.В., Морозовский Н.А., Торопов К.В., Савенков С.А. Модуль «РН-МУН ГАЗ». Свидетельство № RU 2022681411. Государственная регистрации программы для ЭВМ. Правообладатель: ООО «ТННЦ». 2022, 1 с.
- Аржиловский А.В., Афонин Д.Г., Ручкин А.А., Кобяшев А.В., Морозовский Н.А., Торопов К.В. Экспресс-оценка прироста коэффициента извлечения нефти в результате применения водогазовых методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2022. № 9. С. 63–67.
- 3. Афонин Д.Г., Левагин С.А., Морозовский Н.А., Ручкин А.А., Торопов К.В., Федоров К.М. Системный подход к ранжированию потенциальных объектов для применения газовых методов увеличения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. 2021. № 10. С. 69–75.
- Степанов А.В., Поспелова Т.А., Зимин П.В. Разработка аналитических алгоритмов для оценки показателей разработки и оптимизации программы бурения с учетом целевых уровней добычи и геолого-технических мероприятий // Нефтепромысловое дело. 2020. № 2. C. 25–31.

ENGLISH

Results

The created software module was tested to predict the effectiveness of the use of water and gas exposure at the facilities of the unique field of Rosneft Oil Company. A comparison of the calculation results of the software module with the results of calculations based on hydrodynamic models shows a high degree of convergence.

Conclusions

The implemented approach has shown the possibility of using analytical methods for a technical and economic assessment of the potential for gas injection at an object with the minimum required amount of input data

References

- Afonin D.G., Ruchkin A.A., Zimin P.V., Kobyashev A.V., Morozovsky N.A., Toropov K.V., Savenkov S.A. Module "RN-MUN GAS". № RU2022681411 Russian Federation. State registration of a program for electronic computers or a database. Copyright holder of "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia. Publ., 2022, 1 p. (In Russ).
- 2. Arzhilovsky A.V., Afonin D.G., Ruchkin A.A.,
- Kobyashev A.V., Morozovsky N.A., Toropov K.V. Express assessment of the increase in the oil recovery as a result of water-alternating-gas technology application. Oil industry, 2022, issue 9, P. 63–67. (In Russ).
- Afonin D.G., Levagin S.A., Morozovsky N.A., Ruchkin A.A., Toropov K.V., Fedorov K.M.
 System approach to ranking potential objects for applying gas methods of enhanced oil recovery. Oil industry, 2021,
- issue 10, P. 69-75. (In Russ).
- 4. Stepanov A.V., Pospelova T.A., Zimin P.V. Development of analytical algorithms for evaluating indicators of development and optimization of a drilling program taking into account target levels of production and geological technical measures. Oilfield Engineering, 2020, issue 2, P. 25–31. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ABTOPAX I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Афонин Денис Геннадьевич, к.т.н., старший эксперт, OOO «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Ручкин Александр Альфредович, к.т.н., старший эксперт, OOO «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Зимин Петр Валерьевич, к.т.н., главный инженер проекта, OOO «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия Для контактов: pvzimin@tnnc.rosneft.ru

Afonin Denis Gennadievich, ph.d. of engineering sciences, senior expert, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Ruchkin Alexander Alfredovich, ph.d. of engineering sciences, senior expert, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Zimin Peter Valerievich, ph.d. of engineering sciences, chief engineer of the project, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

 $Corresponding\ author:\ pvzimin@tnnc.rosneft.ru$

Изучение причин возникновения нарушений герметичности эксплуатационных колонн добывающих скважин. Разработка превентивных методов по защите обсадной колонны

Набиуллин А.Ш.¹, Синицына Т.И.¹, Воронцов С.Ю.²

OOO «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия asnabiullin@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В работе проведен комплексный анализ фонда добывающих скважин с выделением причин разгерметизации эксплуатационных колонн и описана разработка превентивных мероприятий по предупреждению образования негерметичностей. В аналитической части выделены качественные и количественные зависимости. В лабораторной части выявлены количественные значения скорости коррозионных процессов, протекающих в скважине. Результатом работы является алгоритм, который формирует рейтинг скважин по риску образования негерметичности с учетом выделенных критериев. В зависимости от рейтинга скважины определены методы превентивной защиты скважин.

Материалы и методы

Поставленные задачи в работе решались с применением методов системного анализа, теории множеств, основ интенсификации добычи нефти и геолого-промыслового анализа скважинных данных. Сбор и проверка данных добычи за историю разработки, а также подготовка статистической обучающей выборки выполнены с применением программного обеспечения Microsoft Excel.

Геолого-промысловый анализ скважинных данных выполнен с помощью программного комплекса РН-КИН.

Ключевые слова

негерметичность эксплуатационной колонны, причины негерметичности, локальная коррозия

Для цитирования

Набиуллин А.Ш., Синицына Т.И., Воронцов С.Ю. Изучение причин возникновения нарушений герметичности эксплуатационных колонн добывающих скважин. Разработка превентивных методов по защите обсадной колонны // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 88–93. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-88-93

Поступила в редакцию: 17.11.2023

OIL PRODUCTION

UDC 620.193 | Original Paper

Studying the causes of casing leakages in production wells. Developing preventive methods for casing protection

Nabiullin A.Sh.¹, Sinitsyna T.I.¹, Vorontsov S.Yu.²

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, "Samotlorneftegas" JSC, Nizhnevartovsk, Russia asnabiullin@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The paper describes a comprehensive analysis of the production well stock performance and the causes of sealing failures of production casings as well as development of formation leak-off preventive measures. The analytical part includes qualitative and quantitative functions. The laboratory part allowed to measure quantitative rates of corrosion processes occurring in a well. The result of the study is an algorithm generating a well rating by the leakage risk, taking into account the selected criteria. Depending on the well rating, methods of well preventive protection have been determined.

Materials and methods

The tasks of the study were solved using system analysis methods, a set theory, the basics of EOR, and geological-field analysis of well data. Microsoft Excel SW was used to collect and verify the historical production data, as well as to generate a statistical training data set.

Keywords

production casing leakage, causes of leakage, local corrosion

For citation

Nabiullin A.Sh., Sinitsyna T.I., Vorontsov S.Yu. Studying the causes of casing leakages in production wells. Developing preventive methods for casing protection. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 88–93. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-88-93

Received: 17.11.2023

Основная часть

Исследовательская работа разделена на аналитическую, лабораторную и прогнозную части. В аналитической части рассмотрены основные зависимости, полученные по результату работы с ретроспективной информацией. В лабораторной — выполнены исследования по изучению состава и коррозионной агрессивности скважинной жидкости. В прогнозной части работы предложен математический инструмент ранжирования скважин по признаку вероятности выбытия по негерметичности эксплуатационной колонны (НЭК), основанный на корреляционных зависимостях, представленных в предыдущих этапах.

В аналитической части была рассмотрена выборка из 823 скважин с подтвержденными в период с 2017 по 2022 гг. интервалами негерметичности эксплуатационной колонны.

По результатам рассмотрения скважин выявлено, что локализация НЭК по элементу колонны представлена на рисунке 1, где 79 % НЭК сосредоточены в теле обсадной колонны и только 16% распределены по элементам хвостовика (голова и тело), а 5 % расположены в спущенной ранее дополнительной эксплуатационной колонне (ЭК).

Далее на рисунке 2 представлено распределение скважин по времени наработки ЭК до образования НЭК.

Средняя наработка до образования НЭК обсадных колонн составляет 30 лет. Для элементов хвостовика и дополнительной ЭК характерно распределение наработки до 15 лет. Это связано с тем, что в начале освоения месторождения при бурении скважин строились скважины классического типа с небольшим набором зенитного угла и колонной одинакового диаметра — такие ЭК характеризуются высокой наработкой. С 2010 года начался активный рост бурения боковых

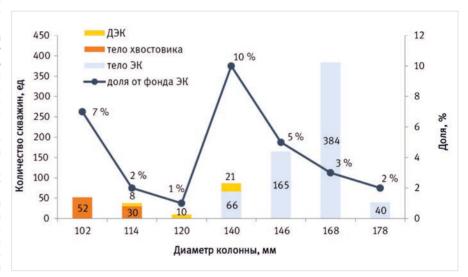
стволов со спуском колонны меньшего диаметра (хвостовика) в материнскую колонну, соответственно, наработка у данных скважин ниже. Снижение скважин с НЭК в возрастном диапазоне 15–25 лет связано с сокращением темпов бурения с 1997 года на рассматриваемом месторождении.

На рисунке 3 представлено распределение НЭК по критерию толщины стенки ЭК, анализ представлен по всем типам НЭК, кроме причин, связанных с разгерметизацией головы кростовика.

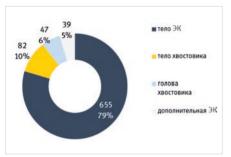
Из зависимости видно, что количество скважин при меньших толщинах колонны максимально во всех элементах ЭК, что косвенно говорит о протекании коррозионных процессов в скважинах. В подтверждение наличия

коррозионных процессов в скважинах дан рисунок 4, где представлены распределения НЭК в различных диапазонах обводненности по скважинам. С ростом обводненности расчет количество скважин с разгерметизацией колонн.

На рисунке 5 представлено распределение скважин с НЭК по диаметрам ЭК. Наибольшее количество НЭК наблюдается в колоннах с диаметром 168 мм в связи с их многочисленностью, но удельно НЭК больше в скважинах с диаметром 140 мм изза меньшей толщины стенки и меньшего проходного сечения, что увеличивает эрозионное влияние восходящего потока жидкости в дополнение к коррозионным процессам.



Puc. 5. Распределение НЭК по диаметрам колонны Fig. 5. Distribution of leakages by casing diamete



Puc. 1. Распределение НЭК по элементу колонны Fig. 1. Distribution of leakages among casing elements

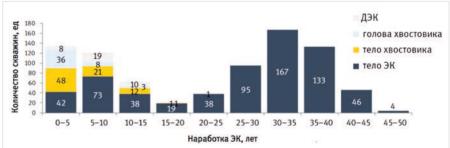
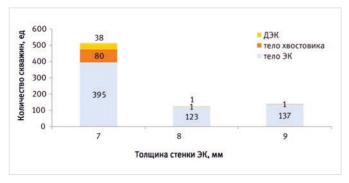


Рис. 2. Распределение НЭК по времени наработки ЭК до образования НЭК Fig. 2. Distribution of leakages by the casing operating time before leakage



Puc. 3. Распределение НЭК по толщинам стенок колонны Fig. 3. Distribution of leakages by casing wall thickness

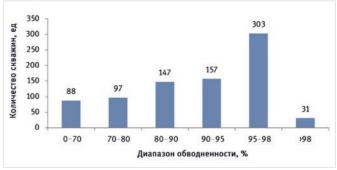
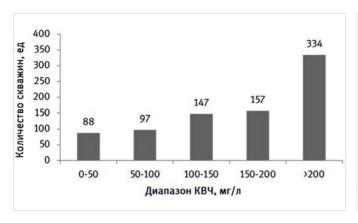
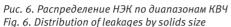


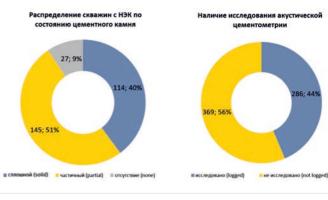
Рис. 4. Распределение НЭК по обводненности скважинной продукции

Fig. 4. Distribution of leakages by water-cut of well streams





Наиболее подвержены образованию НЭК



Puc. 7. Распределение НЭК по качеству цементного камня Fig. 7. Distribution of leakages by cement quality

существующих диаметрах (данные представлены в таблице 1).

Табл. 1. Распределение количества скважин

колонны с меньшей толшиной стенки во всех

габл. 1. Распределение количества скважин с НЭК от диаметра эксплуатационной колонны и толщины стенки
Таб. 1. Distribution of wells with leakages vs. casing diameter and wall thickness

Диаметр ЭК Casing D	Толщи Wall Th	Итого TOTAL		
	7	8	9	
102	6%	0%	0%	6%
114	4%	0%	0%	4%
120	1%	0%	0%	1%
140	10%	3%	0%	13%
146	16%	5%	1%	22%
168	28%	7%	14%	49%
178	0%	3%	2%	5%
Итого TOTAL	65%	18%	17%	100

На рисунке 6 представлено распределение скважин с НЭК в зависимости от количества взвешенных частиц (КВЧ) в скважинной жидкости. Диаграмма показывает увеличение количества скважин с НЭК от роста содержания механических примесей в скважинной жидкости. Данный факт связан с тем, что выносимые со скважинной жидкостью частицы на месторождении имеют высокий индекс агрессивности, так как в составе имеются частички кварца, которые приводят к ускорению эрозионных процессов.

По выявленным НЭК в теле ЭК стоит отметить, что такого типа НЭК максимальное количество — всего 655 скважин. Средняя наработка таких скважин составляет 30 лет, при этом стоит учитывать, что наработка ЭК не зависит от состояния цементного камня, так как скважины находятся в равнозначных по величине группах, как с частичным цементом и его отсутствием (60 %), так и со сплошным (40 %). Оценка качества цемента представлена на рисунке 7.

Еще одним фактором, влияющим на образование НЭК, является историческая глубина спуска установки электроцентробежного насоса (УЭЦН). Историческая глубина — это медиана всех глубин УЭЦН.

На рисунке 8 приведен анализ по распределению НЭК по стволу скважины: выше подвески глубинно-насосного оборудования (ГНО)

расположен 41 НЭК (7 %), в зоне подвески ГНО 395 НЭК (60 %), 219 (33 %) расположены ниже ГНО и до интервала перфорации. Зона подвески ГНО составляет 50 м (выбрана в связи со средней длиной УЭЦН 30 метров и изменением глубины спуска из-за ремонтных насосно-компрессорных труб (НКТ), нехватки кабеля при спуске насоса или подъема УЭЦН на 2 НКТ при снижении изоляции в кабельном вводе). Таким образом, 93 % НЭК расположены в интервале от глубины спуска ГНО до интервала перфорации (ИП), то есть основным местом образования негерметичностей является участок ЭК, который находится в соприкосновении с движущимся потоком добываемой жидкости, что доказывает одновременное протекание коррозионно-эрозионных процессов. Высокая концентрация НЭК в зоне подвески УЭЦН обусловлена сужением проходного сечения в зоне насоса, которое в сочетании с вибрацией погружного оборудования, агрессивностью среды, скоростью потока и содержанием КВЧ приводит к протеканию коррозионных и эрозионных процессов (особенно в районе погружного электродвигателя (ПЭД).

Для подтверждения влияния ГНО на ускорение эрозионно-коррозионных процессов в скважине проведен анализ, учитывающий историческую глубину спуска ГНО (медиана всех глубин за историю эксплуатации скважины) и текущую глубину спуска ГНО в сопоставлении с глубиной образования НЭК. Как видно из рисунка 9, расстояние между НЭК и текущей глубиной спуска ГНО составляет 47 м, а расстояние между НЭК и исторической — 13 м.

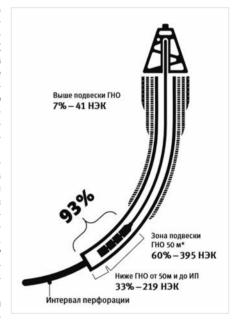
Далее были рассмотрены две выборки скважин для подтверждения данного вывода. Первая группа скважин с изменением глубины спуска более чем на 30 м и вторая группа без изменения исторической глубины. На скважинах, где было изменение глубины спуска ГНО во время эксплуатации, наработка ЭК составила на 5 лет выше по сравнению с теми скважинами, где глубина спуска подземного оборудования не изменялась (рис. 10).

Помимо влияния ГНО на образование НЭК выявлена прямая зависимость — с ростом зенитного угла по стволу скважины наблюдается снижение наработки ЭК, причиной тому могут быть следующие факторы:

- коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) [1];
- КРНдефект является разновидностью коррозионной повреждаемости металла, развивающийся при одновременном

- воздействии коррозионно-активной среды и статических или низкочастотных циклических напряжений растяжения (приложенных или остаточных);
- образование гальванопар в горизонтальных участках трубы за счет накопления твердых отложений на поверхности металла (металл под отложениями становится катодом, а открытые участки анодом, что активизирует электрохимическую коррозию) [2].

На приведенных рисунках 11-12 видно, что на скважинах с зенитным углом



Puc. 8. Расположение НЭК по стволу ЭК Fig. 8. Location of leakages along the wellbore



Puc. 9. Распределение средних глубин НЭК, текущей и исторической глубин спуска ГНО Fig. 9. Distribution of the average depths of leakage, the current and historical depths of downhole pumps





Puc. 10. Распределение скважин с НЭК в зависимости от изменения глубины спуска на 30 метров и более Fig. 10. Distribution of wells with leakages vs. change in the running

угла ng Fig. 11. Distribution of wells with leakages vs. the zenith angle

Рис. 11. Распределение скважин с НЭК в зависимости от зенитного угла

до 40 градусов наблюдается коррозионноэрозионное разрушение ЭК, т.к. наработка ЭК составляет в среднем, 30 лет, в диапазоне зенитного угла от 40 градусов и выше средняя наработка составляет всего 7 лет.

По завершении аналитической работы выбраны подтвержденные корреляции для включения факторов в список критериев, которые будут заложены в рейтингование фонда скважин и составления прогноза по выбытию из-за НЭК в будущем периоде:

- возраст ЭК;
- обводненность скважинной продукции;
- скорость потока по стволу;

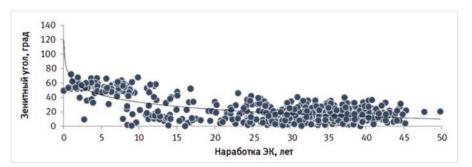
depth by 30 meters or more

- толщина стенки ЭК;
- зенитный угол ЭК;
- значение КВЧ.

Авторы отмечают, что было рассмотрено множество зависимостей: влияние количества ГРП или ОПЗ, азимутального угла, типоразмера насоса и двигателя, состояние цементного камня, минерализации, осложняющих факторов при эксплуатации скважины, остановок по снижению изоляции, но по данным параметрам зависимости отсутствуют. Помимо этого, были исследованы пробы с кустовых насосных станций на предмет выявления некачественной подготовки закачиваемой воды в систему поддержания пластового давления, но на всех объектах вода соответствует требованиям.

В лабораторной части были отобраны пробы со всех эксплуатируемых пластов месторождения для определения скорости коррозии по пластам и включения данного фактора в рейтингование фонда. Основным компонентом, влияющим на скорость коррозии, оказалось содержание углекислого газа. В пробах сероводород и сульфатвосстанавливающие бактерии представлены в минимальных количествах. На основании этого сделан вывод, что на месторождении оборудование подвержено влиянию углекислотной коррозии.

Для прогноза образования НЭК был выбрана математическая модель нечетких множеств ранжирования скважин по признаку вероятности выбытия по НЭК, основанная на корреляционных зависимостях, представленных в аналитической и лабораторных частях [3]. Данная модель была выбрана в связи с тем, что имеется большое количество методов прогнозирования углекислотной коррозии, которые с различной степенью точности моделируют скорость коррозионного разрушения для тех условий, на основе которых она получена, но они не показывают высокую сходимость. Наибольшую степень сходимости



Puc. 12. Распределение наработки ЭК от зенитного угла Fig. 12. Distribution of casing operating time vs. zenith angle

показывает модель Де Ваарда-Мильямса. Модель описывает фактические скорости коррозии со значением коэффициента детерминации, равным 0,47. Коэффициент детерминации очень мал ввиду выхода точек сходимости из зависимости в значениях температур больше 40 градусов [4].

Комплексный коэффициент (K_{total}) по скважине рассчитывается по следующей формуле (пример расчета показан на рисунке 13):

$$S_i = k_1 + k_2 + \dots \, kn,$$

где Si — сумма множителей коэффициентов l-n; i —порядковый номер скважины;

k — множитель; $K_{total} = (S_i \text{-} S_{min})/(S_{max} \text{-} S_{min})$.

На основании коэффициента строится рейтинг скважин (рисунок 14), который показывает группы по вероятности образования негерметичности.

Критерий	Мин		И	нтерполяці	19		Макс
Возраст ЭК, лет	0	9	18	27	36	45	54
k(1)	1	0,9	0,7	0,5	0,3	0,1	0
Обводненность, %	0	15	30	50	70	85	100
k(2)	1	0,9	0,7	0,5	0,3	0,1	0
Скорость потока, м/с	0	1	2	3	4	5	6
k(3)	1	0,9	0,7	0,5	0,3	0,1	0
Толщина стенки ЭК, мм	12	11	10	9	8	7	6
k(4)	1	0,9	0,7	0,5	0,3	0,1	0
Скорость коррозии (ЛИ), мм/год	0,018	0,08	0,15	0,2	0,27	0,34	0,4
k(5)	1	0,9	0,7	0,5	0,3	0,1	0
Зенитный угол, град	0	15	30	45	60	75	90
k(6)	1	0,16	0,33	0,5	0,66	0,83	0
КВЧ, мг/л	71	111	151	190	230	270	310
k(7)	1	0,83	0,66	0,5	0,33	0,16	0

Puc. 13. Критерии для рейтингования скважин Fig. 13. Well rating criteria



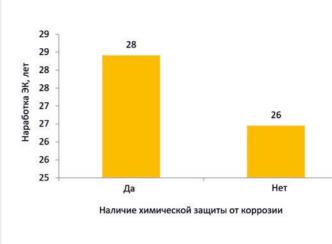


Рис. 14. Рейтингование действующего фонда скважин по признаку выбытия по $H\mathcal{H}$

Fig. 14. Existing well stock rating based on leaking wells decommissioning

Рис. 15. Наработка ЭК в зависимости от наличия защиты ингибитора коррозии

Fig. 15. Casing operating time vs. availability of corrosion inhibitor

На основании рейтинга могут быть применены различные методы по отсрочке образования негерметичности. Авторы предлагают следующие методы: исключение проведения оптимизаций с увеличением типоразмера УЭЦН, периодическое изменение глубины спуска УЭЦН, применение ингибиторов коррозии (ИК) с защитой интервала ЭК от забоя и до приема насоса. Эффективность применения ИК с закачкой в затрубное пространство представлена на рисунке 15, наработка составила на 2 года выше по сравнению со скважинами без защиты. Низкая степень защиты связана с тем, что при таком методе большая часть ИК всасывается насосом и только незначительная часть доходит до забоя из-за остановки скважин по различным причинам. Авторы полагают, что применение задавки ИК в пласт или применение капсульного ингибитора позволит увеличить срок эксплуатации обсадной колонны с связи с тем, что он позволит защищать интервал от перфорации до приема насоса. Но на действующем фонде скважин ни один метод не позволит исключить образования НЭК.

Возможный способ исключить разгерметизацию колонн — это применение обсадных колонн с легирующими элементами в составе металла. Процентное содержание подбирается исходя из условий месторождения на основании стендовых испытаний с различными режимами работы скважины.

Итоги

Работа позволила выявить новые факторы, влияющие на образование НЭК, разработать новые мероприятия по защите ЭК от разгерметизации и выбрать наиболее эффективные существующие методы. По результатам исследования внедрен метод по периодическому изменению глубины спуска

УЭЦН на скважинах и определены два метода по защите действующего фонда скважин, а именно задавка ингибитора коррозии в пласт и применение капсульного ингибитора с загрузкой на забой скважины. Они позволят защищать наиболее уязвимый участок эксплуатационной колонны. Но данные методы не смогут предотвратить образование негерметичности, а только отсрочить. Для исключения коррозии ЭК необходимо строительство скважин с обсадными колоннами, содержащими легирующие элементы, это единственный эффективный способ борьбы с коррозией и эрозией. Для сокращения затрат предлагается спуск комбинированных обсадных колонн, т.е. до глубины спуска насоса обычного исполнения, а после — с легирующими элементами. Для подбора содержания легирующих элементов в ЭК необходимо провести стендовые испытания с добавлением углекислого газа, КВЧ в жидкость на разных скоростях потока на образцах металла с разным процентным содержанием легирующих элементов.

Авторами предложен инструмент прогнозирования очереди выбытия скважин, который позволяет объединить все критерии, от которых зависит НЭК по результатам статистического анализа, в один многофакторный критерий, после чего скважины возможно отранжировать по вероятности выбытия.

Выводы

По итогам статистического анализа выявлено, что:

- 1. Основной объем НЭК (79 %) выявлен в теле обсадных колонн преимущественно в стенках 7 мм со средней наработкой ЭК 30 лет.
- 2. 93% НЭК расположены в интервале от глубины спуска ЭЦН до интервала

- перфорации, из которых 60% образованы в интервале ГНО, а 33 % между ГНО и интервалом перфорации.
- 3. Катализаторами протекания коррозионных процессов являются:
- рост доли воды в продукции с наличием растворенного углекислого газа;
- эрозийная структура потока, зависящая от скорости, количества КВЧ и конструкции скважины;
- погружное оборудование УЭЦН в районе ПЭД на протяжении всей истории эксплуатации, а не только последнего спуска;
- зенитный угол, который влияет на коррозионное растрескивание под напряжением.
- Главной причиной образования НЭК является локальная внутренняя коррозия ЭК в интервале от забоя до скважины до приема насоса.

Литература

- 1. Конакова М.А., Теплинский Ю.А. Коррозионное растрескивание под напряжением трубных сталей. СПб.: Инфо-да, 2004. 358 с.
- 2. Ткачева В.Э., Маркин А.Н. Локальная CO_2 -коррозия нефтепромыслового оборудования. Уфа: РН-БашНИПИнефть, 2022. 296 с.
- Пичугин О.Н., Прокофьева Ю.З., Александров Д.М. Деревья решений как эффективный метод анализа и прогнозирования // Нефтепромысловое дело. 2013. № 11. С. 69–75.
- 4. Байдин И.И. Повышение эффективности работы систем добычи и подготовки газа из нижнемеловых отложений в осложненных условиях эксплуатации. Диссертация. Москва: 2023.

ENGLISH

Results

The study allowed to identify new factors affecting the initiation of leakages, and to develop new measures to protect the casing from pressure loss, as well as to select the most efficient among existing methods. According to the results of the study, a method was introduced which implies regular changes of the ESP running depth and two methods were identified to protect the existing well stock, namely, squeezing a pill

of corrosion inhibitor into the formation and using a capsule inhibitor injected at the well bottom which allow to protect the most vulnerable section of the production casing. But these methods will not be able to prevent the occurrence of leakages, but can only delay the process. To eliminate casing corrosion, casings containing alloying elements should be used, this is the only effective way to control corrosion and erosion. To reduce costs, it is proposed to lower the combined casing strings,

i.e. to the depth of the descent of the pump of the usual design, and then with alloying elements. To select the content of casing alloying elements, bench tests must be conducted with carbon dioxide and solids added into the liquid at various flow rates on metal samples with various percentages of alloying elements.

The authors have proposed a tool for predicting the order of well decommissioning, which allows combining all the leakage criteria (based on the statistical analysis) into a single multiple-factor criterion, after which wells can be ranked according to the probability of decommissioning.

Conclusions

The statistical analysis demonstrated that:

1. The main amount of leakages (79 %) was detected in the casing body

- mainly in the 7mm walls with an average operating time of 30 years.
- 93 % of the leakages are located in the interval from the ESP running depth down to the perforation interval, including 60 % formed in the downhole pump setting interval, and 33% between the pump and the perforation interval.
- 3. Corrosion catalysts are:
- growing share of water in well streams with dissolved carbon dioxide;
- erosive structure of the flow depending on the rate, the number of solids, and the well design;
- downhole ESP equipment in the area of downhole motor throughout the entire production history, not just the latest RIH;
- zenith angle which affects stress-assisted corrosion cracking.
- 4. The main cause of leakages is the local internal casing corrosion in the interval from the well bottom up to the pump inlet.

References

- Konakova M.A., Teplinsky Yu.A.
 Stress-assisted corrosion cracking of pipe steels. St. Petersburg: Info-Da, 2004, 358 p. (In Russ)
- 2. Tkacheva V.E., Markin A.N. Local CO₂-assisted corrosion of oilfield
- equipment. Ufa: PH-BashNIPIneft, 2022, 296 p. (In Russ).
- 3. Pichugin O.N., Prokofieva Yu.Z., Alexandrov D.M. Application of decision trees as an efficient method of analysis and prediction. Oilfield engineering, 2013, issue 11, P. 69–75. (In Russ).
- Baidin I.I. Improving the performance of gas extraction and treatment systems from Lower Cretaceous deposits under complex operating conditions. Moscow: 2023. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ABTOPAX I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Набиуллин Артур Шамилевич, главный специалист отдела борьбы с осложнениями на механизированном фонде скважин, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия Для контактов: asnabiullin@tnnc.rosneft.ru

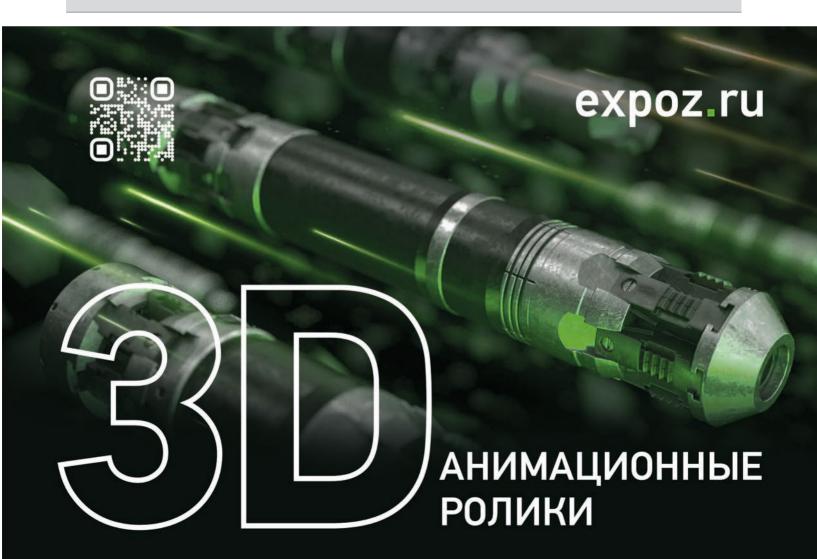
Синицына Татьяна Ивановна, начальник управления инжиниринга добычи, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Воронцов Сергей Юрьевич, начальник отдела новых технологий, АО «Самотлорнефтегаз», Нижневартовск, Россия

Nabiullin Artur Shamilevich, chief specialist, department for complications control at the artificial lift wells, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia Corresponding author: asnabiullin@tnnc.rosneft.ru

Sinitsyna Tatyana Ivanovna, head of the production engineering division, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Vorontsov Sergey Yurievich, head of new technologies department, "Samotlorneftegas" JSC, Nizhnevartovsk, Russia



Динамическое моделирование процесса низкотемпературной сепарации с целью определения пропускной способности установки

Ибрагимова А.Т., Мезенцева Т.А.

«Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия at_ibragimova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В статье рассматривается динамическое моделирование блока низкотемпературной сепарации установки комплексной подготовки гази и конденсата (УКПГиК) в ПО HYSYS. Целью исследования является оптимизация режима работы установки низкотемпературной сепарации (HTC). В программном обеспечении создана имитационная динамическая модель процесса HTC. Проведено моделирование аппаратов в режиме реального времени, исследованы зависимости пропускной способности каждого элемента при заданном технологическом режиме. В результате определен потенциал увеличения производительности исследуемой установки на 17 % от фактического режима работы.

Материалы и методы

В качестве материалов использована промысловая информация, метод: динамическое моделирование.

Ключевые слова

динамическое моделирование, добыча газа, подготовка газа, низкотемпературная сепарация, трехфазный сепаратор, дросселирование, газовый конденсат, прогнозирование

Для цитирования

Ибрагимова А.Т., Мезенцева Т.А. Динамическое моделирование процесса низкотемпературной сепарации с целью определения пропускной способности установки // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 94–98. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-94-98

Поступила в редакцию: 17.11.2023

OIL REFINING

UDC 665.62, 66.011 | Original Paper

Dynamic simulation of the low-temperature separation process in order to determine the capacity of the plant

Ibragimova A.T., Mezentseva T.A.

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia at ibragimova@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The article deals with the dynamic modeling of the low-temperature separation unit of the integrated gas and condensate treatment plant in HYSYS software. The aim of the study is to optimize the operating mode of the low-temperature separation unit (LTS). A simulation dynamic model of the LTS process has been created in the software. Real-time modeling of the devices was carried out, the dependencies of the throughput of each element under a given technological mode were investigated. As a result, the potential of increasing the productivity of the investigated installation by 17 % of the actual operating mode was determined.

Materials and methods

The materials used are field information, method: dynamic modeling.

Keywords

dynamic modeling, gas extraction, gas treatment, low-temperature separation, three-phase separator, choke, gas condensate, forecasting

For citation

Ibragimova A.T., Mezentseva T.A. Dynamic simulation of the low-temperature separation process in order to determine the capacity of the plant. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 94–98. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-94-98

Received: 17.11.2023

Введение

Динамический режим работы в Aspen HYSYS — одна из эффективных функций, которая позволяет инженерам и проектировщикам процессов подготовки углеводородной продукции анализировать и оценивать режимы работы технологических установок с течением времени. Модель позволяет определять ключевые переменные анализируемого процесса (температура, давление, расход сырья и др.), которые изменяются за рассматриваемый период в ответ на изменение тех или иных рабочих условий.

Динамическое моделирование процессов подготовки продукции необходимо для анализа и оптимизации работы установок подготовки газа и конденсата (УКПГ, УКПГиК), а также для прогнозирования их производительности и эффективности при изменении режима работы.

Динамическое моделирование вызывает повышенный интерес исследователей при анализе работы площадочных объектов подготовки и переработки нефти и газа [1-4]. Модель позволяет учитывать изменения параметров процесса, такие как состав газа,

температура и давление, что способствует более точному прогнозу результатов работы установки

Определение и последующий анализ динамической модели УКПГ и УКПГиК актуальны по следующим причинам:

- планирование производительности;
- метод позволяет оценить потенциальную производственную мощность установки при условии оптимального использования ресурсов и оборудования;
- выявление узких мест, ограничивающих производство;

- поиск областей, где ключевые показатели рабочего режима установки отклоняются от ожидаемого или регламентного уровня;
- размер оборудования;
- по результатам оценки можно определить соответствующий размер аппаратов для работы с ожидаемыми объемами производства, предотвращая неполную загрузку и перегрузку оборудования [5];
- принятие инвестиционных решений.

Оценка пропускной способности установки позволит принимать инвестиционные решения, связанные с реконструкцией установки, развитием инфраструктуры или модернизацией оборудования.

В последнее время в различных областях газо- и нефтепереработки активно исследуются подходы для корректного решения подобного рода задач [6–9].

В статье исследуется максимальная пропускная способность установки низкотемпературной сепарации (НТС) методом динамического моделирования в программном обеспечении (ПО) HYSYS.

Разработка динамической модели блока НТС

Сырой газ — природный газ, отличающийся повышенным содержанием (более 15 % об.) тяжелых углеводородов (С3,). К сырым газам относят попутные газы нефтяных и газы газоконденсатных залежей. В промысловых условиях к этой группе также относят газы, содержащие тяжелые высокомолекулярные жидкие и твердые углеводороды высококипящих фракций и пары воды. Присутствие жидкости в трубопроводах природного газа снижает теплотворную способность смеси и пропускную способность притранспортировке, а также увеличивает эксплуатационные расходы [10–11]. Понижение точки росы природного газа необходимо для получения продукции товарного качества. Среди традиционных методов подготовки продукции низкотемпературные процессы являются единственным методом. который может одновременно снижать как температуру точки росы по воде, так и по углеводородам [12-13].

НТС представляет собой процесс разделения различных компонентов смеси при температуре ниже точки кипения жидкости. Функция НТС заключается в извлечении газового конденсата из природного газа. Отделение компонентов с более низкой температурой кипения от смеси осуществляется за счет охлаждения потока до температуры ниже их точки кипения, вызывая конденсацию в жидкую фазу для упрощения последующего сепарирования.

Основным аппаратом установки НТС является трехфазный сепаратор, разделяющий поток на три фазы (газ, легкая жидкость — нефть или конденсат, и тяжелая жидкость — вода). На данном этапе удаляется необходимое количество легких и тяжелых компонентов для получения товарного газа с точкой росы, соответствующей требованиям отраслевого стандарта (ОСТ) [14].

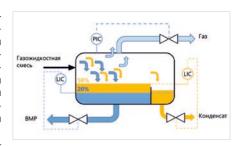
Для динамического моделирования трехфазного сепаратора в ПО HYSYS необходимо задать геометрические размеры аппарата: диаметр, высоту, длину и объем, а также размеры перегородки. Схематичное отображение трехфазного HTC с арматурой контрольно-измерительных приборов (КИП) представлено на рисунке 1.

Единственный эффективный способ контролировать разделение газа, конденсата и воды в трехфазном сепараторе — это измерять уровень фаз. Знание положения и толщины слоя жидкой/водной эмульсии позволяет эффективно управлять процессами разделения фаз в трехфазном сепараторе в режиме динамики.

Для определения максимальной пропускной способности установки в ПО HYSYS создана модель блока HTC (рис. 2).

Газожидкостный поток с давлением 90 кгс/см² и температурой минус 12 °С поступает в блок НТС, состоящий из дросселя, вертикального сепаратора СЗА1 и горизонтального трехфазного разделителя СЗВ1. Компонентный состав сырьевого потока представлен в таблице 1.

На дросселе происходит снижение давления и, соответственно, температуры,



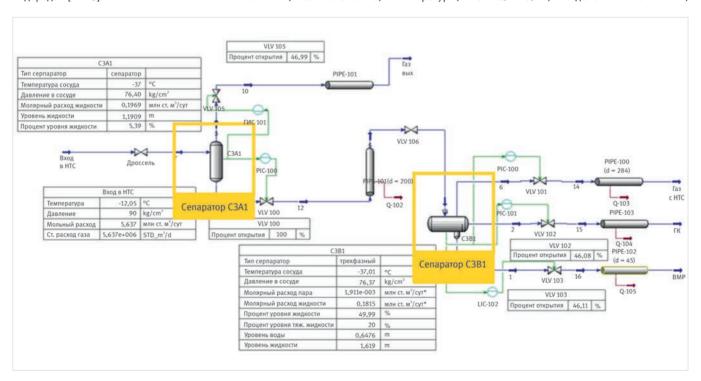
Puc. 1. Трехфазный сепаратор Fig. 1. Three-phase separator

Табл. 1. Компонентный состав сырьевого потока
Таb. 1. The component composition of the raw material flow

Компонент	% мольн.
CO ₂	0,33
N_2	0,34
Метан	93,83
Этан	3,11
Пропан	0,45
и-бутан	0,38
н-бутан	0,17
Метанол	0,02
H ₂ O	0,22
C ₅₊	1,15

вследствие чего конденсируется капельная жидкость. В сепараторах C3A1-C3B1 происходит улавливание сконденсированной капельной жидкости и отделение углеводородной составляющей отсепарированной жидкости от водометанольного раствора (ВМР).

Подготовленный товарный газ из C3A1-C3B1 поступает на узел учета газа (КУУГ). Углеводородный газоконденсат (ГК) из C3A1-C3B1. отделенный от ВМР.



Puc. 2. Блок HTC в ПО HYSYS Fig. 2. LTS unit in HYSYS

направляется на установку стабилизации конденсата (УСК). ВМР направляется на площадку буферных емкостей метанола.

Рассмотрим подробнее блок НТС с точки зрения технологического оснащения. Установка состоит из вертикального сепаратора C3A1 объемом 15,5 м³. Аппарат управляется

двумя контурами PI-контроллера. В первом контуре LIC-100 уровень жидкости поддерживается путем управления выходным клапаном жидкости VLV-100. Второй контур PIC-101 регулирует давление внутри двухфазного сепаратора, ограничивая количество выпускаемого газа клапаном VLV-105.

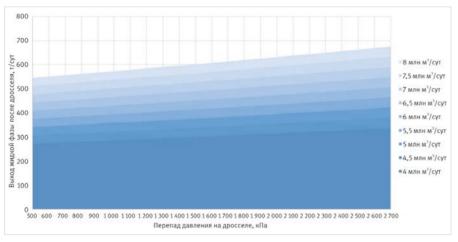


Рис. 3. Зависимость выделения жидкой фазы от перепада давления на дросселе Fig. 3. Dependence of the liquid phase release on the pressure drop at the choker

Процесс НТС в трехфазном сепараторе СЗВ1 объемом 40 м³ включает в себя три контура PI-контроллера. Контроллер LIC-101 поддерживает высоту границы раздела ГК/ВМР, управляя клапаном сброса ВМР VLV-103, в то время как уровень ГК контролируется с помощью второго PI-контроллера LIC-101 через клапан слива ГК VLV-102.

Давление в сосуде поддерживается постоянным с помощью третьего контура PIC-100 клапаном VIV-101.

Схема детализирована основными подводящими и отводящими штуцерами аппаратов и трубопроводами с учетом их геометрических размеров для более точного представления поведения процесса во времени.

Результаты моделирования блока НТС

С целью поиска решений по оптимизации режима установки НТС модель рассчитывалась в динамическом режиме при различных сценариях для определения максимальной пропускной способности.

Состав на входе принят единым для всех вариантов расчетом. Пластовый флюид, поступающий на вход установки с давлением 9,0 МПа и температурой минус 12 °C следует в блок НТС на дроссель.

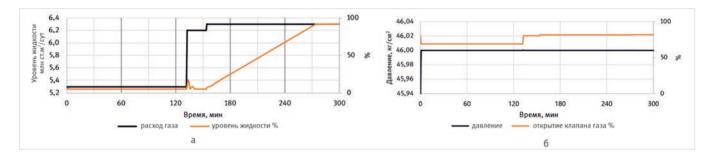


Рис. 4. Режим работы cenapamopa C3A1: a — уровень жидкости; b — давление Fig. 4. Operating mode of the separator C3A1: a — liquid level; b — pressure

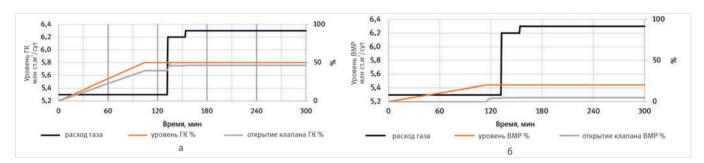


Рис. 5. Режим работы сепаратора C3B1: а — уровень газового конденсата, открытие клапана ГК; б — уровень водометанольного раствора, открытие клапана ВМР

 $Fig.\ 5.\ Operating\ mode\ of\ the\ separator\ C3B1:\ a-gas\ condensate\ level,\ valve\ opening;\ 6-water-methanol\ solution\ level,\ 0-water-methanol\ solution\ level,\$

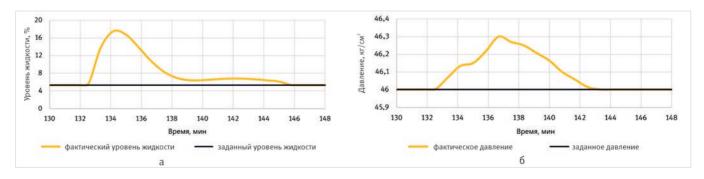


Рис. 6. Параметры процесса сепаратора C3A1 при изменении нагрузки: a- уровень жидкости; b- давление Fig. 6. Process parameters of the separator C3A1 when the load changes: a- liquid level; b- pressure

Пропускная способность вертикального сепаратора СЗА1 типа сухого дна зависит от жидкой фазы, поступающей в газожидкостном потоке от дросселирующего устройства. Для определения зависимости выделения жидкой фазы от изменения давления на дросселе выполнены многовариантные расчеты, результаты представлены на рисунке 3.

Ввиду ограничения по минимальному давлению на выходе установки перепад давления на дросселирующем устройстве принят 1 500 кПа.

По первому сценарию модель настроена на фактический режим работы, при котором все участвующие в процессе регуляторы работают номинально при загрузке схемы 5,3 млн ст.м³/сут (из них 398,7 т/сут — жидкая фаза). Далее загрузка увеличивалась линейно и анализировалась работа аппаратов, регуляторов, соблюдение термобарических режимов.

За период до 131,7 минуты модель настраивалась на рабочий фактический режим при достижении уровня жидкости в вертикальном сепараторе СЗА1 не более 6 %, в горизонтальном трехфазном сепараторе СЗВ1 на уровне 50%, ВМР на уровне 20 %. Перегородка в сепараторе СЗВ1 определена высотой 1,5 м, поэтому для эффективной и непрерывной сепарации уровень ВМР поддерживается на уровне 0,3–0,6 м, легкий конденсат на уровне 1,6 м, что соответствует наибольшей площади поверхности сепарации.

Далее после 132,5 минуты загрузка была увеличена до 6,2 млн ст. м³/сут (из них 466,4 т/сут — жидкая фаза), после 154,2 мин. до 6,3 млн ст. м³/сут (из них 474,0 т/сут — жидкая фаза). На рисунках 4а,6, 5а,6 показано изменение, влияющее на поддержание заданных показателей режима работы сепараторов СЗА1-СЗВ1 — уровень жидкости и поддерживаемое давление в аппарате. В соответствии с увеличением входного молярного потока линейно увеличивается нагрузка на клапаны, что заставляет контуры больше их открывать.

Увеличение расхода входящего потока до 6,2 млн ст. м³/сут привело к кратковременному увеличению объема жидкости и давления в сепараторе СЗА1, как отображено на рисунке 4. Два контура управления РІ двухфазного сепаратора включились для выхода на целевой режим путем регулирования выходов жидкости и газа. Системе управления сепаратором потребовалось приблизительно 12 минут, чтобы полностью устранить это нарушение в рабочей точке.

На рисунке 6 показана разница между динамикой двух фаз сепаратора. Из графиков видно, что динамика газовой фазы быстрее жидкой, т.е. давление изменяется быстрее и незначительнее, чем объем жидкости.

Аналогично ведут себя контуры управления трехфазного сепаратора СЗВ1, изменение которых представлено на рисунке 7а, 6, в. Сбои в технологических параметрах сепаратора не оказали большого влияния на протекающий процесс, поскольку три контура управления РІ устранили отклонения. Здесь динамика легкой жидкой фазы (ГК) быстрее тяжелой фазы (ВМР). Возмущения минимальны, на их устранение системе управления сепаратором потребовалось около 7,5 минуты.

Основным узким местом установки, ограничивающим пропускную способность, являются малые габариты вертикального сепаратора СЗА1 при условии, что разделитель является сепаратором сухого типа дна. Следовательно, значительное накопление жидкости в аппарате недопустимо для нормальной работы

установки. Потому открытие клапана VLV-100 на трубопроводе конденсата принималось 100 % — жидкость без накопления мгновенно покидает сепаратор.

Как видно из рис. 4, клапан не справляется с отводом жидкости при максимальном входном расходе более 6,2 млн ст. $M^3/\text{сут}$ (из них 466.4 т/сут - жидкая фаза). Происходит значительное накопление жидкой фазы, что приводит к ухудшению качества сепарации газа от жидкой фазы, и режим работы установки находится на критическом уровне. Следовательно, при соблюдении условий обеспечения нормальной работы установки НТС и поддержания высокого качества подготовки газа, соответствующего товарным требованиям, максимальная загрузка установки соответствует 6,2 млн ст.м3/сут. Таким образом, установка имеет потенциал увеличения мощности на 0,9 млн ст.м³/сут, или 17 % от фактического режима работы.

Итоги

Результаты динамического моделирования позволили отследить поведение системы во времени с учетом изменений режима и определить максимальную пропускную способность установки. Выявлено узкое место установки — сепаратор СЗА1 с трубопроводом подключения к трехфазному сепаратору СЗВ1. При условии сепаратора

типа сухого дна система не справляется с нагрузкой свыше 6,2 млн м³/сут (из них 466,4 т/сут – жидкая фаза) по причине того, что жидкость не успевает полностью извлекаться из сепаратора. Установка имеет потенциал увеличения мощности только до 17 % по сравнению с фактической.

Выводы

Авторами статьи создана цифровая динамическая модель блока НТС установки УКПГиК В ПО HYSYS. Имитационная модель состояла из дросселирующего устройства, двухфазного вертикального сепаратора СЗА1 и трехфазного низкотемпературного сепаратора СЗВ1. Процессы разделения фаз контролировались контурами управления РІ для поддержания ключевых показателей режима на заданном в соответствии с регламентом значении.

Построение динамической модели и анализ ее работы возможно реализовать для установок подготовки и переработки нефти и газа. Возможность моделировать изменения в реальном времени и оценивать их влияние на рабочий процесс, с учетом заданных переменных и ограничений, позволяет проводить анализ производительности системы процессов подготовки продукции при различных сценариях. Это позволяет оптимизировать распределение ресурсов, выявлять узкие места и повышать общую эффективность установки.

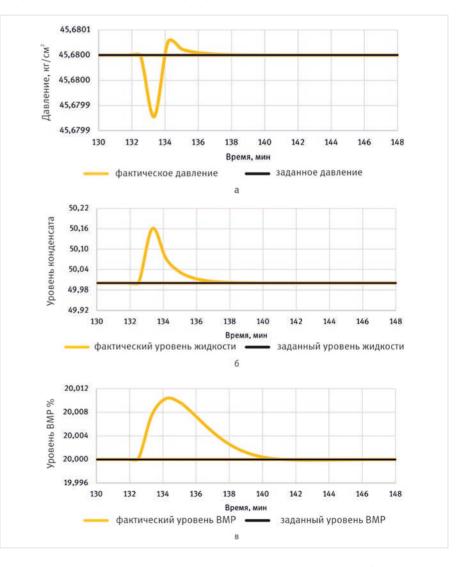


Рис. 7. Параметры процесса сепаратора СЗВ1 при изменении нагрузки: a- давление; 6- уровень газового конденсата; в- уровень водометанольного раствора Fig. 7. Process parameters of the separator CЗВ1 when the load changes: a- pressure; 6- gas condensate level; b- water-methanol solution level

Литература

- 1. Sotelo C., Favela-Contreras A.,
 Ramirez-Mendoza R.A., Beltran-Carbajal F.,
 Cruz E., Sotelo D. Rigorous dynamic
 simulation of a dehydration and desalting
 crude oil unit using aspen HYSYS®.
 International journal of simulation
 modelling, 2021, Vol. 20, issue 2,
 P. 231–242. (In Eng).
- 2. Писарев М.О., Долганов И.М., Сизова Е.Н. Повышение эффективности работы аппаратов технологической установки низкотемпературной сепарации газа с применением имитационной динамической модели // Проблемы геологии и освоения недр. 2016. № 2. С. 539–540.
- 3. Bunaev A., Dolganov I.M., Dolganova I.O., Vladescu A. Mathematical simulation of lowtemperature gas separation. Petroleum and coal, 2017, Vol. 59, issue 2, P. 210–219. (In Eng).
- 4. Dolganova I., Dolganov I., Ivashkina E., Vladescu A. Low-temperature separation of gas: Simulation of dynamic conditions.

- Petroleum science and technology, 2017, Vol 35, issue 12, P. 1263–1269. (In Eng).
- Sayada A.F., Taylor J.H. Modeling and control of three-phase gravilty separators in oil production facilities. American control conference, 2007, issue 2, P. 4847–4853. (In Eng).
- Elyas R. Chemical engineering process simulation (second Edition). Dynamic simulation for process control with Aspen HYSYS. Elsevier. 2023. P. 309–341. (In Eng).
- 7. Bishoy M., Ibragim H., Hisham R. Dynamic modelling and simulation of a three-phase gravity separator. Journal of Karary University for Engineering and Science, 2022, Vol. 20, issue 2, P. 1–19. (In Eng).
- 8. Ильичев В.Ю., Савин В.Ю. Динамическое моделирование системы антипомажного регулирования центробежного компрессора // Компрессорная техника и пневматика. 2020. № 2. С. 34–38.
- Ling Ling B Phase equilibrium calculation of multi-component gas separation of supersonic separator. Science China technological sciences, 2010, Vol. 53,

- issue 2, P. 435-443. (In Eng).
- 10. Вержичинская С.В. Химия и технология нефти и газа. М.: ФОРУМ, ИНФРА-М, 2007. 400 с.
- 11. Скобло А.И., Молоканов Ю.К. Процессы и аппараты нефтегазопереработки и нефтехимии. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. 725 с.
- 12. Иванов С.С., Тарасов М.Ю., Зобнин А.А. Подбор оптимальных режимов работы установок комплексной подготовки газа // Газовая промышленность. 2014. № 2. С. 100–103.
- 13. Бекиров Т.М., Ланчаков Г.А. Технология обработки газа и конденсата. М.: Недра, 1999. 596 с.
- 14. Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия. СТО Газпром 089-2010. М.: ОАО «ГАЗПРОМ». URL: https://ugs.gazprom.ru/d/story/1b/283/sto-gazprom-089-2010. pdf?ysclid=lp11f8uj6y627549258 (дата обращения: 15.11.2023).

ENGLISH

Results

The results of dynamic modeling made it possible to track the behavior of the system over time, taking into account changes in the mode and determine the maximum throughput of the installation. A bottleneck of the installation was revealed – the C3A1 separator with a pipeline connecting to the three-phase C3B1 separator. Under the condition of a dry bottom separator, the system cannot cope with a load of more than 6.2 million m3/day (of which 466,4 t/day is the liquid phase) due to the fact that the liquid does not have time to be completely extracted from the separator. The installation has the potential to increase power only up to 17% compared to the actual one.

Conclusions

The authors of the article have created a digital dynamic model of the LTS in HYSYS software. The simulation model consisted of a throttling device,

a two-phase vertical separator C3A1 and a three-phase low-temperature separator C3B1. The phase separation processes were controlled by the PI control circuits to maintain the key parameters of the mode at a value set in accordance with the regulations.

It is possible to build a dynamic model and analyze its operation for oil and gas treatment and refining plants. The ability to simulate changes in real time and assess their impact on the workflow, taking into account specified variables and constraints, allows you to analyze the performance of the product preparation process system under various scenarios. This allows you to optimize the allocation of resources, identify bottlenecks and improve the overall efficiency of the installation.

References

- Sotelo C., Favela-Contreras A., Ramirez-Mendoza R.A., Beltran-Carbajal F., Cruz E., Sotelo D. Rigorous dynamic simulation of a dehydration and desalting crude oil unit using aspen HYSYS®. International journal of simulation modelling, 2021, Vol. 20, issue 2, P. 231–242. (In Eng).
- Pisarev M.O., Dolganov I.M., Sizova E.N.
 Improving the efficiency of the devices
 of the technological installation
 of low-temperature gas separation using
 a dynamic simulation model. Problems
 of geology and subsurface development,
 2016, issue 2, P. 210–219. (In Russ).
- 3. Bunaev A., Dolganov I.M., Dolganova I.O., Vladescu A. Mathematical simulation of low-temperature gas separation. Petroleum and coal, 2017, Vol. 59, issue 2, P. 210–219. (In Eng).
- Dolganova I., Dolganov I., Ivashkina E., Vladescu A. Low-temperature separation of gas: Simulation of dynamic conditions. Petroleum science and technology, 2017,

- Vol 35, issue 12, P. 1263–1269. (In Eng).
- Sayada A.F., Taylor J.H. Modeling and control of three-phase gravilty separators in oil production facilities. American control conference, 2007, issue 2, P. 4847–4853. (In Eng).
- Elyas R. Chemical engineering process simulation (second Edition). Dynamic simulation for process control with Aspen HYSYS. Elsevier, 2023, P. 309–341. (In Eng).
- Bishoy M., Ibragim H., Hisham R. Dynamic modelling and simulation of a threephase gravity separator. Journal of Karary University for Engineering and Science, 2022, Vol. 20, issue 2, P. 1–19. (In Eng).
- 8. Ilichev V.Yu., Savin V.Yu. Dynamic simulation centrifugal compressor anti-surge control system. Compressor technology and pneumatics, 2020, issue 2, P. 34–38. (In Russ).
- Ling Ling B Phase equilibrium calculation of multi-component gas separation of supersonic separator. Science China technological sciences, 2010, Vol. 53, issue 2, P. 435–443. (In Eng).

- Verzhichinskaya S.V. Chemistry and technology of oil and gas. Moscow: FORUM: Infra-M, 2007, 400 p. (In Russ).
- 11. Skoblo A.I., Molokanov Yu.K. Processes and apparatuses of oil and gas processing and petrochemistry. Moscow: Gubkin University, 2012, 725 p. (In Russ).
- 12. Ivanov S.S., Tarasov M.Yu., Zobnin A.A. Selection of optimal operating modes of integrated gas treatment plants. Gas Industry Journal, 2014, issue 2, P. 100–103. (In Russ).
- Bekirov T.M., Lanchakov G.A. Gas and condensate treatment technology. M.: Nedra, 1999, 596 p. (In Russ).
- 14. Natural combustible gas supplied and transported via main gas pipelines. Technical conditions. STO Gazprom 089-2010. Moscow: GAZPROM OJSC URL: https://ugs.gazprom.ru/d/story/1b/283/sto-gazprom-089-2010. pdf?ysclid=lp11f8uj6y627549258 (accessed 15 November 2023). (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ABTOPAX I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

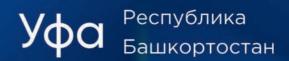
Ибрагимова Анастасия Тимуровна, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия Для контактов: at_ibragimova@tnnc.rosneft.ru

Мезенцева Татьяна Андриановна, главный специалист, 000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Ibragimova Anastasiya Timurovna, specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia Corresponding author: at_ibragimova@tnnc.rosneft.ru

Mezentseva Tatyana Andrianovna, chief specialist, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Россия





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 wggntexpo2022

♥ ВКЭКСПО Менделеева, 158



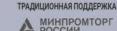
ОРГАНИЗАТОРЫ





МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ, ЭНЕРГЕТИКИ И ИННОВАЦИЙ РЕСПУБЛИКИ БАШКОРТОСТАН





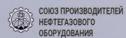


ТРАДИЦИОННОЕ СОДЕЙСТВИЕ



НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ











научная поддержка









Российский стек ПО для создания ИТ-инфраструктур любого масштаба



Сервер. Десктоп. Мобайл. Защищенная ОС



Система для управления службой каталогов



Развертывание решений по клику



Облачная виртуализация vmmanager

Серверная виртуализация



Всесторонняя помощь при проектах миграции (II) TERMIDESK

Инфраструктура виртуальных рабочих мест **=** billmanager

Платформа для биллинга облачных сервисов tantor

СУБД и платформа для администрирования и мониторинга RUPOST

Корпоративная почта



Средство резервного копирования =dcimanager

Платформа для управления физической инфраструктурой **WorksPad**

Мобильное рабочее место **#KNOMARY**

Провайдер технологических продуктов для обучения и развития сотрудников

😽 GitFlic

Сервис для разработчиков со всеми инструментами для организаций и частных пользователей

- широкая экосистема совместимых программных и аппаратных решений
- безопасная разработка
- стабильность и защита ИТ-инфраструктур
- инструменты автоматизации и механизмы миграции
- быстрое и легкое развертывание ПО
- комплексное сопровождение проектов внедрения
- круглосуточная техническая поддержка

Более 2,5 млн инсталляций OC Astra Linux



Российские ИТ-решенияgk-astra.ru
8(495) 369-48-16
info@astralinux.ru

Автоматическая адаптация моделей систем внутрипромыслового сбора газа для системы интеллектуального управления

Архипов Ю.А.¹, Лознюк О.А.¹, Стрекалов А.В.²

¹ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия, ²ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия avstrekalov@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В статье рассматривается новый метод автоматической адаптации детерминированной физико-математической модели сети сбора продукции газовых скважин в пределах месторождения. Показан ряд алгоритмов, позволяющих полностью автоматически адаптировать модели скважин, трубопроводной арматуры и трубопроводной сети в целом с высокой точностью и минимизацией вероятности снижения прогнозной способности.

Материалы и методы

В статье инструментом моделирования являются детерминированные физико-математические модели. Численными методами нелинейного программирования и имитацией нейронных сетей решаются оптимизационные задачи для адаптации моделей.

Ключевые слова

транспорт, газ, сеть, трубопровод, скважина, добыча, моделирование, адаптация

Для цитирования

Архипов Ю.А., Лознюк О.А., Стрекалов А.В. Автоматическая адаптация моделей систем внутрипромыслового сбора газа для системы интеллектуального управления // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 101–106. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-101-106

Поступила в редакцию: 17.11.2023

AUTOMATION

UDC 004.90, 681.5 | Original Paper

Automatic adaptation of models for in-field gas network as part of intelligent control system

Arkhipov Yu.A.1, Loznyuk O.A.1, Strekalov A.V.2

¹"NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia, ²"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russiaa avstrekalov@tnnc.rosneft.ru

Abstract

The article considers a new method of automatic adaptation of a deterministic physical and mathematical model of the gas well production collection network within the field. A number of algorithms are shown that allow fully automatic adaptation of models of wells, pipeline fittings and the pipeline network as a whole with high accuracy and minimizing the likelihood of a decrease in predictive capability.

Materials and methods

In the article, the modeling tool is deterministic physical and mathematical models. Optimization problems for model adaptation are solved using numerical methods of nonlinear programming and simulation neural networks.

Keywords

transport, gas, network, pipeline, well, production, modeling, adaptation

For citation

Arkhipov Yu.A., Loznuk O.A., Strekalov A.V. Automatic adaptation of models for in-field gas network as part of intelligent control system. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 101–106. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-101-106

Received: 17.11.2023

С 2019 г. в компании ПАО «Роснефть» согласно программе целевых инновационных проектов, разрабатывается технология интеллектуального автоматического управления газовыми и газоконденсатными промыслами. Концепция такого управления базируется на организации двухуровневой системы регулирования ключевых технологических объектов промысла, являющихся частью разветвленной наземной сети скважин, трубопроводов, дожимных компрессорных станций и узлов подготовки скважинной продукции [1]. На верхнем уровне находится корневая система автоматического управления

промыслом (САУП) в целом, которая назначает оптимальный технологический режим [2], а на нижнем — исполнительные распределенные системы автоматического регулирования скважин (САРС) [3], которые поддерживают назначенные дебиты, переводят скважины на новые режимы и проводят оперативные гидрогазодинамические исследования скважин (ГДИС): идентификация кривых притока и определение пластового давления по устьевым замерам.

В основе САУП лежит цифровой двойник промысла (ЦДП), позволяющий прогнозировать потокораспределение [4] продукции

скважин во всех технологических объектах промысла на основе детерминированной физико-математической модели, разрешаемой в симуляторе GasNet [5].

Для актуализации ЦДП известна процедура адаптации под фактические регистрируемые параметры эксплуатации (давление, температура, дебиты и т.п.). В САУП предполагается полностью автоматическая процедура адаптации по всему объему информации ЦДП.

ЦДП представляет их себя множество параметров, описывающих: топологию сети, геометрию и гидромеханические свойства

звеньев (трубы, скважины, дроссели, компрессоры, задвижки и т.п.). Последние, по существу, определяют газодинамические (ГДХ) и термодинамические (ТДХ) характеристики участков течения газа и прочих компонентов (вода, газоконденсат, метанол и др.) в виде п-мерных функций вида

$$\Delta p = p_1 - p_0 = \\ = f(q_{_{\Gamma}}, q_{_{B}}, q_{_{\Gamma K}}, ..., p_0, T_0), \tag{1}$$

$$\Delta T = T_1 - T_0 = = \tau (q_{\rm r}, q_{\rm s}, q_{\rm rK}, ..., p_0, T_0),$$
 (2)

где $\boldsymbol{p}_1, \boldsymbol{p}_0$ — давление на выходе и входе потока в звено; T_0 — температура на входе потока в звено; $q_{_{\Gamma}}$, $q_{_{\mathrm{B}}}$, $q_{_{\Gamma\mathrm{K}}}$ — массовые расходы газа, воды и газоконденсата.

Функции (1-2) вычисляются численным решением одномерных дифференциальных уравнений в пределах каждого звена, посредством разделения на отдельные — малые участки по длине [6].

Как известно даже, казалось бы, известные характеристики трубопроводов — длина, внутренний диаметр являются неточными. Истинная длина может отличаться от паспортной, а внутренний диаметр и шероховатости могут изменяться вследствие износа, коррозии и различного рода отложений: гидраты, песок, вода и высокомолекулярные компоненты. Кривизна наземных трубопроводов и насосно-компрессорных труб также вызывает существенные различия в расчетных ГДХ/ТДХ от фактических. Перечисленные и все остальные известные и неизвестные факторы определяют необходимость адаптации ЦДП на каждом участке течения.

В данной работе рассматривается подход к поэтапной полностью автоматической адаптации элементов газосборной сети (ГСС) вместе со скважинами и дросселирующими элементами.

Суть автоматизации процесса адаптации

1. Элементы сети такие, как скважина, штуцер/дроссель, ДКС, имеющие данные телеметрии о расходе компонентов и давлении/температуре на входе и выходе потока адаптируются поиском группы адаптационных коэффициентов к потерям давления (АКПД) раздельно на основании решения задачи нелинейной минимизации отклонений расчетных и фактических величин. Так, на примере ГДХ скважины

$$\sum_{i=1}^{N} \begin{bmatrix} K_{\mathrm{Tp}} f_{\mathrm{ckB}} \left(q_{\mathrm{r}_{i}}, q_{\mathrm{B}_{i}}, q_{\mathrm{\Gamma K}_{i}}, \dots, P_{\mathrm{nn}}, T_{\mathrm{nn}} \right) \\ + K_{\mathrm{TC}} - \left(P_{\mathrm{v}_{i}} - P_{\mathrm{nn}} \right) \end{bmatrix} \rightarrow \min , \quad (3)$$

где $K_{_{
m TP}}$ — коэффициент сопротивления; $K_{_{
m TC}}$ — коэффициент гидростатики; $f_{_{
m CKB}}$ — функция потерь давления, вычисляе-

мая в симуляторе.

Для ТДХ обычно достаточно использовать одну поправку адаптационный коэффициент потерь температуры (АКПТ) — $K_{\scriptscriptstyle
m T}$

$$\sum_{\mathrm{i=l}}^{\mathrm{N}} \begin{bmatrix} K_{\mathrm{T}} \tau_{\mathrm{CKB}} \left(q_{\mathrm{I}_{\mathrm{i}}}, q_{\mathrm{B}_{\mathrm{i}}}, q_{\mathrm{TK}_{\mathrm{i}}}, \ldots, P_{\mathrm{nn}}, T_{\mathrm{nn}} \right) - \\ - \left(T_{\mathrm{Y}_{\mathrm{i}}} - T_{\mathrm{nn}} \right) \end{bmatrix} \rightarrow \min \text{,}$$

где $au_{\scriptscriptstyle \mathrm{CKB}}$ — функция потерь температуры, вычисляемая в симуляторе.

Оптимизационная задача жет быть расширена дополнительными

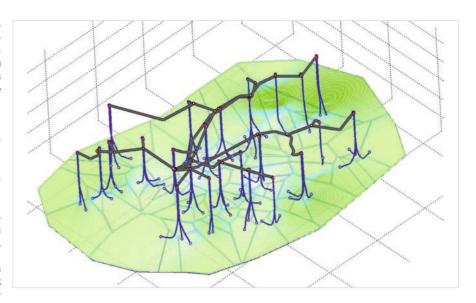


Рис. 1. ЦДП Берегового газового месторождения: неземная сеть, скважины и продуктивный пласт

Fig. 1. DTC (Digital Twin of the Craft) of the Onshore gas field: an unearthly network, wells and a productive reservoir

коэффициентами для повышения гибкости настройки и достаточном количестве заме-

$$\sum_{i=1}^{N} \left[K_{ip} f_{exs} \left(K_{0} q_{r_{i}}, K_{1q} q_{s_{i}}, K_{2q} q_{\Gamma K_{i}} ..., P_{ms}, T_{ms}, K_{d}, K_{L} \right) + \right] \rightarrow min, (4)$$

где $K_{\rm d}$, $K_{\rm I}$ — коэффициенты модификации внутреннего диаметра и суммарной длинны; $K_{0,\ 1,\ 2}$ — коэффициенты корректировки расходов.

Формально (3) превращается в нелинейное уравнение при N=1

$$K_{\text{TD}} f_{\text{CKB}} (q_{\text{T}}, q_{\text{B}}, q_{\text{TK}}, ..., P_{\text{ILIT}}, T_{\text{ILIT}}) + K_{\text{TC}} - (P_{\text{y}} - P_{\text{ILIT}}) = 0$$

при условии, что $K_{\Gamma {\rm C}}$ найден в условиях остановки скважины (q=0), и может быть решено с минимальной погрешностью.

Задача (4) при N=7 формально также сводится к замкнутой системе нелинейных уравнений (6), однако в отличие от (5) она может и не иметь точного решения, поэтому следует отталкиваться от постановки (4).

Опыт применения адаптации к одному средневзвешенному за 1 ч/1 сут в постановке (5) показал идеальную точность — погрешность менее 0,1 %. Однако прогнозная способность ЦДП в этом случае относительно невысока — погрешность <5 % при 20 % изменении характерных показателей на новом ТР. Характерным и наиболее важным показателем здесь является дебит скважин.

Опыт применения адаптации в постановке (4) дает среднюю относительную погрешность <1 %, при этом прогнозная способность при тех же условиях лучше - отклонение от факта <2 %.

Для повышения точности адаптации и прогнозной способности, был разработан алгоритм, позволяющий сочетать в себе преимущества постановки (4) и (5).

Основная идея предлагаемого здесь подхода адаптации ГДХ элементов к множеству

$$\begin{cases} K_{\text{Tp}} f_{c\kappa e} \Big(K_{0} q_{z_{1}}, K_{1q} q_{e_{1}}, K_{2q} q_{\Gamma K_{1}}, \dots, P_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}, K_{d}, K_{L} \Big) + K_{\Gamma C} - \Big(P_{y_{1}} - P_{\text{пл}} \Big) = 0 \\ K_{\text{Tp}} f_{c\kappa e} \Big(K_{0} q_{z_{2}}, K_{1q} q_{e_{2}}, K_{2q} q_{\Gamma K_{2}}, \dots, P_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}, K_{d}, K_{L} \Big) + K_{\Gamma C} - \Big(P_{y_{2}} - P_{\text{пл}} \Big) = 0 \\ K_{\text{Tp}} f_{c\kappa e} \Big(K_{0} q_{z_{3}}, K_{1q} q_{e_{3}}, K_{2q} q_{\Gamma K_{3}}, \dots, P_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}, K_{d}, K_{L} \Big) + K_{\Gamma C} - \Big(P_{y_{3}} - P_{\text{пл}} \Big) = 0 \\ K_{\text{Tp}} f_{c\kappa e} \Big(K_{0} q_{z_{4}}, K_{1q} q_{e_{4}}, K_{2q} q_{\Gamma K_{4}}, \dots, P_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}, K_{d}, K_{L} \Big) + K_{\Gamma C} - \Big(P_{y_{4}} - P_{\text{пл}} \Big) = 0 \\ K_{\text{Tp}} f_{c\kappa e} \Big(K_{0} q_{z_{5}}, K_{1q} q_{e_{5}}, K_{2q} q_{\Gamma K_{5}}, \dots, P_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}, K_{d}, K_{L} \Big) + K_{\Gamma C} - \Big(P_{y_{5}} - P_{\text{пл}} \Big) = 0 \\ K_{\text{Tp}} f_{c\kappa e} \Big(K_{0} q_{z_{6}}, K_{1q} q_{e_{6}}, K_{2q} q_{\Gamma K_{5}}, \dots, P_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}, K_{d}, K_{L} \Big) + K_{\Gamma C} - \Big(P_{y_{6}} - P_{\text{пл}} \Big) = 0 \\ K_{\text{Tp}} f_{c\kappa e} \Big(K_{0} q_{z_{7}}, K_{1q} q_{e_{6}}, K_{2q} q_{\Gamma K_{7}}, \dots, P_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}, K_{d}, K_{L} \Big) + K_{\Gamma C} - \Big(P_{y_{7}} - P_{\text{пл}} \Big) = 0 \\ K_{\text{Tp}} f_{c\kappa e} \Big(K_{0} q_{z_{7}}, K_{1q} q_{e_{7}}, K_{2q} q_{\Gamma K_{7}}, \dots, P_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}, K_{d}, K_{L} \Big) + K_{\Gamma C} - \Big(P_{y_{7}} - P_{\text{пл}} \Big) = 0 \\ K_{\text{Tp}} f_{c\kappa e} \Big(K_{0} q_{z_{7}}, K_{1q} q_{e_{7}}, K_{2q} q_{\Gamma K_{7}}, \dots, P_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}, K_{d}, K_{L} \Big) + K_{\Gamma C} - \Big(P_{y_{7}} - P_{\text{пл}} \Big) = 0 \\ K_{\text{Tp}} f_{c\kappa e} \Big(K_{0} q_{z_{7}}, K_{1q} q_{e_{7}}, K_{2q} q_{\Gamma K_{7}}, \dots, P_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}, K_{d}, K_{L} \Big) + K_{\Gamma C} - \Big(P_{y_{7}} - P_{\text{пл}} \Big) = 0 \\ K_{\text{Tp}} f_{c\kappa e} \Big(K_{0} q_{z_{7}}, K_{1q} q_{e_{7}}, K_{2q} q_{\Gamma K_{7}}, \dots, P_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}, K_{d}, K_{L} \Big) + K_{\Gamma C} - \Big(P_{y_{7}} - P_{\text{пл}} \Big) = 0 \\ K_{\text{Tp}} f_{c\kappa e} \Big(K_{0} q_{z_{7}}, K_{1q} q_{e_{7}}, K_{2q} q_{\Gamma K_{7}}, \dots, P_{\text{пл}}, T_{\text{пл}}, K_{d}, K_{L} \Big) + K_{\Gamma C} - \Big(P_{y_{7}} - P_{\text{пл}} \Big) = 0 \\ K_{\text{Tp}} f_{c\kappa e} \Big(K_{0} q_{T} + K_{0} + K_{0} + K_{0} + K_{0} + K_{0}$$

Пример замкнутой системы нелинейных уравнений для частного случая из 7-м адаптационных коэффициентов для 7-и режимов An example of a closed system of nonlinear equations for a special case of 7 adaptation coefficients for 7 modes

режимов — имитация нейронной сети (ИНС), где в качестве нейронов выступают отфильтрованные фактические замеры расходов, давления и температуры на входе потока в элемент (звено в ЦДП). Функцией активации является функция веса, зависящая от расстояния между произвольным режимом (расходы, давление и температура на входе потока) и фактическими.

1.Процедура поиска АКПД начинается с поиска общих АКПД для всех режимов (рис. 2а), решением

$$\varepsilon\left(\overline{K}_{\mathrm{Tp}}, K_{\Gamma \mathrm{C}}\right) =$$

$$= \sum_{i=1}^{N} \begin{bmatrix} K_{\mathrm{Tp}} f\left(q_{\mathrm{F}_{i}}, q_{\mathrm{B}_{i}}, q_{\Gamma \mathrm{K}_{i}}, \dots, P_{\mathrm{B}\mathrm{X}_{i}}, T_{\mathrm{B}\mathrm{X}_{i}}\right) + \\ + K_{\Gamma \mathrm{C}} - \left(P_{\mathrm{y}_{i}} - P_{\mathrm{B}\mathrm{X}_{i}}\right) \end{bmatrix} \rightarrow min. \quad (7)$$

2. Для каждого i-го режима раздельно отыскиваются АКПД решением (5) относительно $K_{
m Tpi}$. Для получение итоговой ГДХ для где ω — параметр сглаженности; входных параметров требуемого режима — $q_{
m r}$, $q_{
m B}$, $q_{
m FK}$, ..., $P_{
m BX}$, $T_{
m BX}$ (они являются $\sigma(r,\omega)=1-r^\omega$, $r\in[0,1]$ исходными для ГДХ и искомыми в системе уравнений симулятора) определяется расстояние до фактических режимов

$$r_{\rm i} = \sqrt{\left(q_{\rm r} - q_{\rm r_i}\right)^2 + \left(q_{\rm s} - q_{\rm s_i}\right)^2 + \left(P_{\rm sx_i} - P_{\rm sx}\right)^2 + \left(T_{\rm sx_i} - T_{\rm sx}\right)^2} . (8)$$

Далее расстояния нормируются

$$\overline{r}_i = \frac{r_i}{r_{\text{max}}}$$

 $\overline{r}_i = rac{r_i}{r_{
m max}}$ и, согласно, функции веса $-\sigma(r_i\omega)$, вычисляется значение $K_{{}_{\mathrm{Tp},\mathrm{H}}}$, соответствующее требуемому режиму

$$K_{\text{\tiny TP,H}} = \frac{1}{\sum_{i=1}^{N} \sigma(\bar{r}_{i}, \omega)} \sum_{i=1}^{N} K_{\text{\tiny TP}_{i}} \sigma(\bar{r}_{i}, \omega), \qquad (9)$$

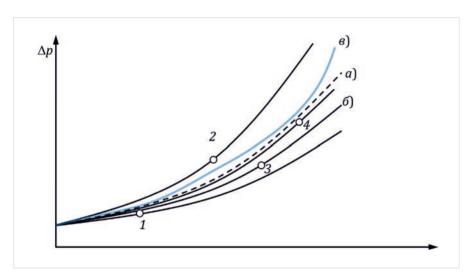


Рис. 2. Схема раздельной автоадаптации элементов ГСС для множества режимов (N = 4) (проекция $\Delta p-q$): $a-\phi$ ункция $f(K_{mp3},\overline{K}_{\Gamma C}...)$ ГДХ для всех режимов в результате (7) ; $6-f_3$ ($K_{mp3},K_{\Gamma C}...$) (,КГС, ...) ГДХ для режима — 3; в — итоговая функция fИНС (КГС,...) Fig. 2. The scheme of separate autoadaptation of GCN (Gas collection network) elements for a set of modes (N = 4) (projection $\Delta p-q$): a – the function $f(\overline{K}_{frict}, K_{HS}, ...)$ GDC(Gas-dynamic characteristic) for all modes as a result (7); $6-f_3(\overline{K}_{frict}, K_{HS}, ...)$ GDC for mode – 3; B – the final function $fSNN(SimNeural network)(K_{HS},...)$

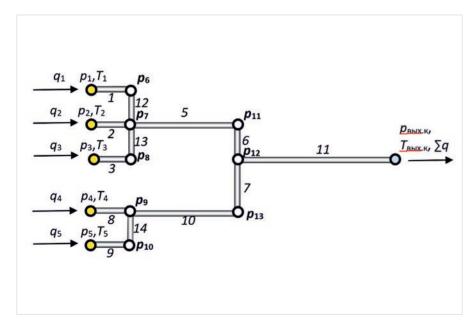


Рис. 3. Схема автоадаптации ГСС Fig. 3. Scheme of autoadaptation gas collectors network

$$\sigma(r,\omega) = 1 - r^{\omega}, r \in [0,1]$$

Коэффициент ω подбирается исходя из требованиям к приемлемой погрешности от 0,5...0,01. Чем выше коэффициент, тем более сглаженной будет итоговая ГДХ.

Перепад давления вычисляется по найденным $K_{\Gamma C}$ и $K_{{\scriptscriptstyle TD},{\scriptscriptstyle H}}$

$$\Delta p = K_{\text{\tiny TP.H}} f(q_{\text{\tiny F}}, q_{\text{\tiny B}}, q_{\text{\tiny FK}}, ..., p_{0}, T_{0}) + K_{\text{\tiny FC}}.$$
 (10)

Адаптация ТДХ, а также ГДХ для других элементов ГСС: штуцеры, ДКС происходит аналогично.

Наиболее сложной проблемой является задача автоматической адаптации сети наземных трубопроводов. В практике эксплуатации газовых месторождений наземная сеть трубопроводов не контролируется со стороны телеметрией. Т.е. замеры давлений и температур в местах стыковки и по длине трубопроводов не производится точно так же, как и не производятся замеры расходов, переносимых вдоль сети продукции скважин. В связи с этим по данным телеметрии известны расходы притоков со стороны скважин для каждого куста: q_1 , q_2 , q_3 , q_4 , q_5 и термобарические условия на входе потоков в ГСС: линейные давления — p_1 , p_2 , p_3 , p_4 , p_5 и температуры — T_1 , T_2 , T_3 , T_4 , T_5 , а также условия на выходе: на концах каждого коллектора — $p_{{
m Bых. K.}}$ и $T_{{
m Bых. K}}$ (рис. 3). В случае, когда температуры и/или давления на выходе с куста (линейные) не регистрируются, автоадаптацию ГСС можно начинать непосредственно с устьев скважин. При этом дроссели/штуцеры включаются в множество звеньев сети и по ним отыскиваются адаптационные коэффициенты на ряду с трубами.

Будем полагать, что $K_{\Gamma {
m C}}$ для ГДХ труб сети малосущественный фактор и требуется найти только коэффициент трения - $K_{_{\mathrm{TD}}}$ для ГДХ i-го элемента ГСС (1):

$$K_{\text{TD}_i} f_i \left(q_{\Gamma}, q_{B}, q_{\Gamma K}, ..., P_{BX}, T_{BX} \right) \tag{11}$$

и коэффициент потерь температуры — $K_{\scriptscriptstyle au}$ для ТДХ i-го элемента ГСС:

$$K_{_{\mathrm{T}_{\mathrm{i}}}}\tau_{_{\mathrm{i}}}\left(q_{_{\Gamma}},q_{_{\mathrm{B}}},q_{_{\Gamma\mathrm{K}}},...,P_{_{\mathrm{BX}}},T_{_{\mathrm{BX}}}\right).$$
 (12)

Если записать задачу адаптации ГСС в классическом представлении, то она сводится к математической нелинейной оптимизации относительно п неизвестных адаптационных коэффициентов потерь давления и температуры

$$\varepsilon \left(\frac{K_{\tau_{p_{1}}}, K_{\tau_{p_{2}}}, \dots, K_{\tau_{p_{1}}}, \dots, K_{\tau_{p_{n}}}}{K_{\tau_{1}}, K_{\tau_{2}}, \dots, K_{\tau_{1}}, \dots, K_{\tau_{n}}} \right) \to min, (13)$$

где целевая функция (для одного фактическо-

$$\varepsilon \begin{pmatrix} K_{\tau p_{1}}, K_{\tau p_{2}}, ..., K_{\tau p_{1}}, ..., K_{\tau p_{n}}, \\ K_{\tau_{1}}, K_{\tau_{2}}, ..., K_{\tau_{1}}, ..., K_{\tau_{n}} \end{pmatrix} = \frac{1}{2} \left[\frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N} \frac{q_{j} - \alpha_{j}(\overline{p})}{q_{j}} + \frac{T_{\text{BMX}} - \beta_{\text{BMX}}(\overline{p})}{T_{\text{BMX}}} \right]$$
(14)

описывает суммарные средние относительные отклонения фактических расходов на входе потоков в ГСС $-q_{\rm j}$ от их расчетных эквивалентов $-\alpha_{\rm i}(p)$ вычисляемых в симуляторе ЦДП и зависящих от фактических давлений на текущем режиме — $p(p_1, p_2, \dots p_N)$ (в примере на рисунке 3, N = 5), а также фактической температуры на выходе потока из ГСС — $T_{\rm Bыx}$ и ее расчетный эквивалент — $\beta_{\rm Bыx}(\bar{p})$, также вычисляемый в симуляторе и, зависящий от вектора фактических давлений на входе со стороны кустов/скважин — \bar{p}

Вследствие того, что точка измерения температуры только одна — на выходе из коллектора, то для одного режима достаточно одного АКПТ — $K_{\rm T1}$, для N = 2 — двух $K_{\rm T1}$, $K_{\rm T1}$ и т.л.

Для АКПД, такой пропорции уже не прослеживается, вследствие уникальности топологии ГСС и множества точек измерения.

В общем случае для m-режимной автоадаптации целевая функция расширяется до расчета отклонений по всем режимам

$$\varepsilon \left(\frac{K_{\tau p_{1}}, K_{\tau p_{2}}, ..., K_{\tau p_{i}}, ..., K_{\tau p_{n}}}{K_{\tau_{1}}, K_{\tau_{2}}, ..., K_{\tau_{i}}, ..., K_{\tau_{n}}} \right) =$$

$$= \sum_{k=1}^{m} \frac{1}{2} \left[\frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N} \frac{q_{j,k} - \alpha_{j}(\overline{p_{k}})}{q_{j,k}} + \frac{T_{\text{max},k} - \beta_{\text{max}}(\overline{p_{k}})}{T_{\text{max},k}} \right].$$
 (15)

Вследствие того, что решение задачи (15) классическими методами оптимизации требует внушительных вычислительных ресурсов, был разработан алгоритм поиска начального приближения

$$K_{\mathrm{тp}}^0, K_{\mathrm{тp}}^0, \dots, K_{\mathrm{Tp}}^0, \dots, K_{\mathrm{Tp}}^0, K_{\mathrm{T}}^0, K_{\mathrm{T}}^0, \dots, K_{\mathrm{T}}^0, \dots, K_{\mathrm{T}}^0, \dots, K_{\mathrm{T}}^0$$
 Суть данного алгоритма сводится к тому, чтобы объединять коэффициенты потерь давления в элементах ГСС — K_{Tpi} в группы, согласно топологии сети (рис. 3) так, чтобы последовательно находить не сами коэффициенты, а множитель к коэффициентам, принадлежащим группе. При этом целевая функция (14) рассчитывается раздельно для сравнения расходов и температуры, а также для группируются сравниваемые притоки.

Рассмотрим пример поиска начального приближения для схемы на рисунке 3 для m=1 количества фактических режимов.

- 1. Все искомые коэффициенты адаптации устанавливаются в значение 1,0.
- 2. Вначале все элементы и их АКПД входят в глобальную группу, охватывающую всю сеть и целевой функцией (для рис. 3) будет

$$\begin{split} \epsilon \Big(\lambda \cdot K_{\tau p_{1}}^{0}, \lambda \cdot K_{\tau p_{2}}^{0}, ..., \lambda \cdot K_{\tau p_{n}}^{0}, ..., \lambda \cdot K_{\tau p_{n}}^{0} \Big) &= \\ &= \frac{1}{N} \frac{\sum_{j=1}^{N} q_{j} - \sum_{j=1}^{N} \alpha_{j} \left(\overline{p}\right)}{\sum_{j=1}^{N} q_{j}} \end{split} , \tag{16}$$

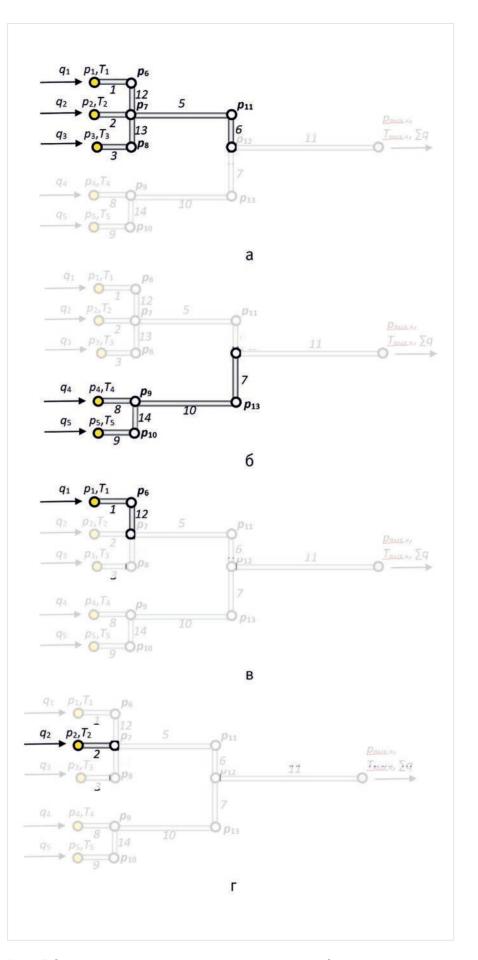
где λ — искомый множитель к группе неизвестных АКПД.

После решения (16), как и для любой подгруппы далее, АКПД запоминаются после умножения их на текущий найденный множитель — λ .

3. Этап «от общего к частному». Выбор подгруппы, согласно топологии (рис. 4а), производится последовательным отключением от исходной группы общих ветвей (рис. 4), тем самым целевая функция редуцируется так, что сравниваются отдельные притоки по группам кустов, и, в конечном счете, доходит до отдельных кустов/скважин (рис.4в, г).

Так для подгруппы на рисунке 4а целевая функция

$$\epsilon \begin{pmatrix} \lambda \cdot K_{\eta_{p}}^{0}, \lambda \cdot K_{\eta_{p}}^{0}, \lambda \cdot K_{\eta_{p}}^{0}, \\ \lambda \cdot K_{\eta_{p}}^{0}, \lambda \cdot K_{\eta_{p}}^{0}, \\ \lambda \cdot K_{\eta_{p}}^{0}, \lambda \cdot K_{\eta_{p}}^{0}, \end{pmatrix} = \frac{1}{3} \frac{q_{1} + q_{2} + q_{3} - \alpha_{1}(p_{1}, p_{2}, p_{3}) - \alpha_{2}(p_{1}, p_{2}, p_{3}) - \alpha_{3}(p_{1}, p_{2}, p_{3})}{q_{1} + q_{2} + q_{3}} .$$
(17)



Puc. 4. Подгруппы элементов сети: a — множество звеньев в пределах первого куста; 6 — множество звеньев в пределах второго куста; 8 — множество звеньев, влияющих на скважину — 1; 2 — множество звеньев, влияющих на скважину — 2 Fig. 4. Subgroups of network elements: a — a set of links within the first bush; 6 — a set of links within the second bush; 8 — 8 set of links affecting the well — 8 set of links affecting the well — 8 set of links affecting the

Для подгруппы (рис. 36)

$$\epsilon \begin{pmatrix} \lambda \cdot K_{\mathbf{rp}_{4}}^{0}, \lambda \cdot K_{\mathbf{rp}_{5}}^{0}, \\ \lambda \cdot K_{\mathbf{rp}_{4}}^{0}, \lambda \cdot K_{\mathbf{rp}_{10}}^{0}, \\ \lambda \cdot K_{\mathbf{rp}_{14}}^{0} \end{pmatrix} = \frac{1}{2} \frac{q_{4} + q_{5} - \alpha_{4}(p_{4}, p_{5}) - \alpha_{5}(p_{4}, p_{5})}{q_{4} + q_{5}}$$
(18)

Для подгруппы (рис. 3в)

$$\varepsilon \left(\lambda \cdot K_{\tau p_1}^0, \lambda \cdot K_{\tau p_{12}}^0 \right) = \frac{q_1 - \alpha_1(p_1)}{q_1}. \tag{19}$$

Для подгруппы (рис. 3г)

$$\varepsilon \left(\lambda \cdot K_{\tau p_2}^0 \right) = \frac{q_2 - \alpha_2(p_2)}{q_2} \,. \tag{20}$$

Подбор множителей к каждой подгруппе, осуществляется методом градиентного спуска, относительной одной неизвестной $-\lambda$.

Редуцирование групп продолжается до тех пор, пока АКПД каждого из прилегающих к узлам входа потоков в сеть не обретут уникальные значения.

4. Этап «от частного к общему». Здесь процесс формирования групп противоположен третьему этапу. Делается это для повышения точности за счет того, что изменение АКПД одних звеньев всегда влияет не только на расходы потоков на входе данной подгруппы связанных топологией звеньев, но и на остальные потоки. Система является полностью связанной и симулятор хорошо воспроизводит данное обстоятельство.

5. Поиск АКПТ производится после завершения поиска — λ для очередной подгруппы звеньев и их АКПД.

На рисунке 5 показаны результаты поэтапной автоадаптации ЦДП Берегового м/р.

Опыт использования, описанного выше подхода к поиску начального приближения АКПД для одного фактического режима на ЦДП Берегового м/р, показал, что погрешность составляет не более 0,5–1 %, а время счета не превышает 2–3 мин, при этом время расчета одного потокораспределения у симулятора занимает 3–5 с. Если полученная погрешность не удовлетворяет условиям точности, то после нахождения начального приближения адаптационных коэффициентов задача автоадаптации решается методом шагового спуска в постановке (13).

Процедура автоадаптации ГСС запускается после адаптации ГДХ отдельных частей ЦДП: скважин, дросселей и ДКС.

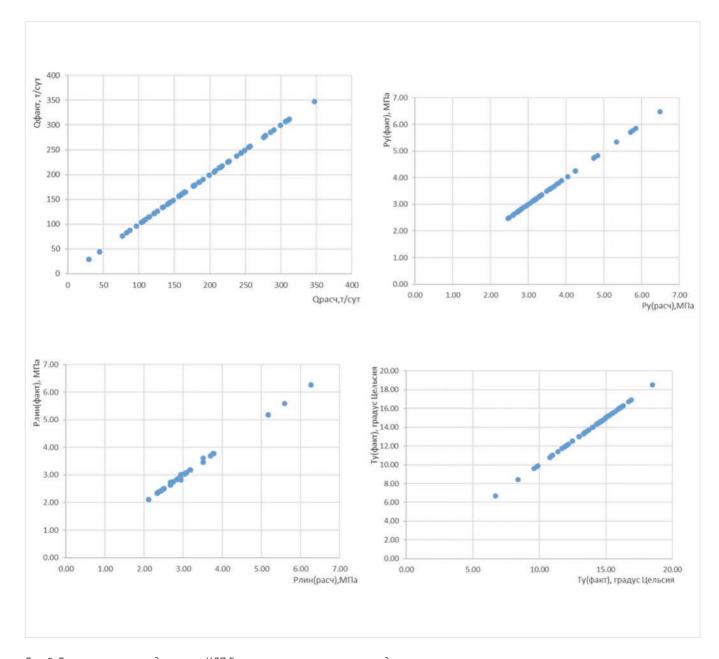
Итоги

Выявлено, что для многорежимной адаптации ГСС наиболее продуктивно использовать подход имитации нейронной сети, показанный выше для ГДХ отдельных элементов. Данный подход сочетает высокую точность совпадения с фактическими замерами <0,1 % и вместе с тем, не уменьшает прогнозную способность при существенной экстраполяции, за счет сбалансированной базовой поверхности ГДХ.

Выводы

Рассмотренная выше концепция автоматической адаптации детерминированных физико-математических моделей добычи и внутрипромыслового транспорта газа имеет следующие преимущества:

 позволяет без участия человека поэтапно адаптировать модели элементов трубопроводных сетей под фактические замеры системы телеметрии.



Puc. 5. Результаты автоадаптации ЦДП Берегового газового месторождения Fig. 5. The results of the autoadaptation of the DTC of the «Coastal» gas field

- погрешности полученных результатов адаптации менее 0,1%.
- снижение прогнозной способности моделей за счет уточнения моделей элементом имитацией нейронных сетей, нивелируется построением средневзвешенной характеристики методами нелинейного программирования.
- время выполнения всех процедур предложенной концепции для среднего газового промысла на средних вычислительных параметрах ПК составляет не более нескольких минут.

Литература

1. Поспелова Т.А., Аржиловский А.В., Харитонов А.Н., Юшков А.Ю., Стрекалов А.В., Лопатин Р.Р., Лознюк О.А., Архипов Ю.А. Концепция интеллектуализации газовых и газоконденсатных промыслов //

- Нефтяное хозяйство. 2019. № 11. С. 58–63.
- Харитонов А.Н., Поспелова Т.А., Лознюк О.А., Архипов Ю.А., Скоробогач М.А., Юшков А.Ю., Стрекалов А.В., Заворина А.С., Павлов В.П., Назаров А.Л. Методика обоснования технологических режимов газовых и газоконденсатных скважин с применением интегрированных моделей // Нефтепромысловое дело. 2020. № 4. С. 41–47.
- Поспелова Т.А., Лопатин Р.Р., Стрекалов А.В., Харитонов А.Н. Поддержание технологического режима систем внутрипромыслового транспорта распределенными регуляторами расхода // Нефтепромысловое дело. 2020. № 5. С. 62–69.
- Стрекалов А.В. Математическое моделирование гидросистем поддержания пластового давления.

- Тюмень: Тюменский дом печати, 2007. 664 c.
- Стрекалов А.В., Князев С.М., Харитонов А.Н., Лопатин Р.Р., Трушников Д.Н., Козлов В.В., Зеленин Д.В., Дерюшев Д.Е. Расчетный модуль для автоматического управления газовым/ газоконденсатным промыслом (GasNet 2.0) // ПАО «НК «Роснефть». Заявка № 2022613612 от 15.03.2022. Свидетельство № 2022614386 от 21.03.2022.
- 6. Поспелова Т.А., Степанов С.В., Стрекалов А.В., Соколов С.В. Математическое моделирование для принятия решений по разработке месторождений. М.: Недра, 2021. 427 с.

ENGLISH

Results

It was revealed that for multi-mode adaptation of the GSS, it is most productive to use the neural network simulation approach shown above for the GDX of individual elements. This approach combines high accuracy of coincidence with actual measurements <0,1 % and, at the same time, does not reduce the predictive ability with significant extrapolation, due to the balanced base surface of the characteristic.

Conclusions

The above concept of automatic adaptation of deterministic physical and mathematical models of gas production and in-field transport has the following advantages.

- Allows, without human intervention, to gradually adapt models
 of pipeline network elements to the actual measurements of the
 telemetry system.
- The errors of the obtained adaptation results are less than 0,1 %.
- The decrease in the predictive ability of models due to the refinement of models with the simulation of neural networks is offset by the construction of a weighted average characteristic using nonlinear programming methods.
- The execution time of all procedures of the proposed concept for an average gas field on the average computing parameters of a PC is no more than a few minutes.

References

- Pospelova T.A., Arzhilovsky A.V., Kharitonov A.N., Yushkov A.Yu., Strekalov A.V., Lopatin R.R., Loznyuk O.A., Arkhipov Yu.A. The concept of gas and gascondensate fields intellectualization. Oil industry, 2019, issue 11, P. 58–63. (In Russ).
- Kharitonov A.N., Pospelova T.A., Loznyuk O.A., Arkhipov Yu.A., Skorobogach M.A., Yushkov A.Yu., Strekalov A.V., Zavorina A.S., Pavlov V.P., Nazarov A.L. Procedure for justifying process conditions of gas and gas condensate wells using integrated models.
- Oilfield engineering, 2020, issue 4, P. 41–47. (In Russ).
- 3. Pospelova T.A., Lopatin R.R., Strekalov A.V., Kharitonov A.N. Technological mode maintenance of intra-field transport by distributed flow-rate regulators. Oilfield engineering, 2020, issue 5, P. 62–69. (In Russ).
- 4. Strekalov A.V. Mathematical modeling of hydraulic systems for maintaining reservoir pressure. Tyumen: Tyumenskij dom pechati, 2007, 664 p. (In Russ).
- 5. Strekalov A.V., Knyazev S.M., Kharitonov A.N.,
- Lopatin R.R., Trushnikov D.N., Kozlov V.V., Zelenin D.V., Deryushev D.E. Calculation module for automatic control of gas/gas condensate field (GASNet 2.0).

 "NK "Rosneft" PJSC. Application
 № 2022613612 dated 03/15/2022.
 Certificate № 2022614386 dated 03/21/2022. (In Russ).
- Pospelova T.A., Stepanov S.V., Strekalov A.V., Sokolov S.V. Mathematical modeling for decision-making on field development. Moscoow: Nedra, 2021, 427 p. (In Russ).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ABTOPAX I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Архипов Юрий Александрович, менеджер управления разработки газовых и газоконденсатных месторождений, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Лознюк Олег Александрович, заместитель директора, начальник Управления разработки газовых и газоконденсатных месторождений, ПАО «НК «Роснефть», Москва, Россия

Стрекалов Александр Владимирович, старший эксперт Управления научно-технического развития, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Для контактов: avstrekalov@tnnc.rosneft.ru

Arkhipov Yuri Alexandrovich, manager of the department for the development of gas and gas condensate fields of "NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia

Loznyuk Oleg Alexandrovich, deputy director, head of the department for the development of gas and gas condensate fields of "NK "Rosneft" PJSC, Moscow, Russia

Strekalov Alexander Vladimirovich, senior expert of the department of scientific and technical development, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia, Tyumen, Russia

Corresponding author: avstrekalov@tnnc.rosneft.ru

Технология CCS: от теории к практике

Архипов В.Н., Ященко С.А., Анкудинов А.А., Мочалова А.А., Смирнова Е.В.

000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия sayaschenko@tnnc.rosneft.ru

Аннотация

В 2015 году в Париже подписано соглашение по климату, одной из основных целей которого является «обеспечение здорового образа жизни и содействие благополучию для всех в любом возрасте», достижение которой планируется за счет снижения выбросов парниковых газов до 70 % от уровня 1990 года. Данное соглашение также было подписано Российской Федерацией, которая занимает третью строчку по объемам выбросов из 192 участников соглашения.

С учетом мировых тенденций и долгосрочных планов Российской Федерации ПАО «НК «Роснефть» ставит перед собой цель по достижению чистой углеродной нейтральности к 2050 году. Это планируется обеспечить за счет мероприятий по сокращению выбросов, использованию низкоуглеродной генерации, развитию энергосберегающих технологий, технологий по улавливанию и хранению углерода, а также ряда других мероприятий.

Перспективным направлением обращения с выбросами CO₂ нефтяные компании выделяют технологию Carbon Capture and Storage (CCS) — отделение диоксида углерода от других газов в промышленных выбросах (как правило, на газотурбинных электростанциях или факелах по сжиганию попутного нефтяного газа), а затем сжатие и транспортировка в изолированное место для длительного хранения.

На пилотных участках недр компании ПАО «НК «Роснефть» запущен процесс технологической оценки возможности применения ССЅ. На сегодняшний день сформированы критерии, позволяющие организовать хранение СО₂ в природных резервуарах, осуществить поиск и ранжирование геологических объектов, перспективных для долгосрочного хранения. В качестве основных локаций проанализированы пористые водоносные горизонты, пригодные для длительного хранения диоксида углерода, требующие только строительства скважин и технологической организации закачки.

В процессе анализа геологических данных сформированы основные принципы выбора объекта: наличие ловушки, глинистой покрышки, достаточный объем пор и величина проницаемости, позволяющая вести закачку. Для анализа привлекались инструменты, аналогичные для поиска нефтяных ловушек: сейсмические исследования, петрофизические, гидрогеологические и геомеханические данные. Подтверждение возможности хранения выполняется с применением геологического и гидродинамического моделирования, что позволяет с высокой точностью определить возможность хранения диоксида углерода в пористых водоносных пластах, а также оценить возможность миграции газа в долгосрочной перспективе.

Материалы и методы

Сформированы требования для выбора, обоснования и оценки объектов геологического хранения CO_2 .

Ключевые слова

геологическое хранение ${\rm CO}_2$, Carbon Capture and Storage (CCS), углеродная нейтральность, моделирование геологического хранения ${\rm CO}_2$

Для цитирования

Архипов В.Н., Ященко С.А., Анкудинов А.А., Мочалова А.А., Смирнова Е.В. Технология ССS: от теории к практике // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 8. С. 107—110. DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-107-110

Поступила в редакцию: 17.11.2023

ECOLOGY UDC 620.9 | Original paper

CCS Technologies: from theory to practice

Arkhipov V.N., Yaschenko S.A., Ankudinov A.A., Mochalova A.A., Smirnova E.V.

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia sayaschenko@tnnc.rosneft.ru

Abstract

In 2015, a Paris Climate Agreement was signed, one of the main goals of which is to "Ensure healthy lives and promote well-being at all ages". To achieve this goal, the greenhouse gas emissions will be reduced down to 70 % of the 1990 level. The Agreement has also been signed by the Russian Federation, which ranks third in terms of emissions out of 192 parties to the agreement.

At the St. Petersburg Economic Forum in 2022, President of the Russian Federation Vladimir Putin said: "We will generally develop clean technologies in order to achieve the goals set for the environmental modernization of enterprises and to reduce harmful emissions into the atmosphere, especially in large industrial centers. We will also continue to work within closed-loop economy projects as well as climate conservation and green projects."

Taking into account the global trends and long-term plans of the Russian Federation, "NK "Rosneft" PJSC has set a goal to achieve carbon neutrality by 2050. This will be achieved through emissions reduction measures, low-carbon generation, the development of energy-saving technologies, carbon capture and storage technologies, utilization of natural absorption potential, as well as a number of other technologies.

In terms of the methods of handling CO₂ emissions, oil companies distinguish two promising areas: Carbon Capture and Storage (CCS) technologies which cover separating carbon dioxide from other gases in industrial emissions (usually at gas turbine power plants or APG flares) followed by compression and transportation to an isolated place for long-term storage, and Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS) technologies which also cover the separation of carbon dioxide from other gases, but for further useful utilization, in particular, to enhance oil recovery (EOR). Currently, a feasibility study on the application of CCS/CCUS technologies in the pilot subsurface areas of "NK "Rosneft" PJSC has been launched. In the CCS domain, criteria have been formed to organize the storage of CO₂ in natural reservoirs. The geological targets promising for long-term storage are being searched and ranked within the pilot sites. Porous aquifers suitable for long-term storage of carbon dioxide, requiring only the construction of wells and organization of injection process, are being analyzed as the main locations. The analysis of geological data allowed

to develop the basic principles of selecting the storage targets: the presence of a trap, a shale seal, a sufficient volume of pores and permeabilities sufficient for injection. The analysis involved tools similar to those used to search for oil traps: seismic studies, petrophysical, hydrogeological and geomechanical data. The final stage of the work is geological modeling and flow simulation which allows us to determine with high accuracy the potential of storing carbon dioxide in porous aquifers, as well as to assess the gas migration potential in the longer term.

In the CCUS domain, the EOR performance of injecting carbon dioxide into an oil reservoir is being assessed. To select the technology, a sequence

In the CCUS domain, the EOR performance of injecting carbon dioxide into an oil reservoir is being assessed. To select the technology, a sequence of actions has been developed with the following stages: build an Equation of State (EOS) to determine the minimum miscibility pressure (MMP), select reservoirs suitable for miscible conditions, run laboratory studies on fluid and core samples, build composite dynamic models to evaluate process parameters, and select process equipment for injection. The computations will form the basis for a feasibility study of CO₂ injection performance and will allow to determine the geological criteria of applicability and to develop standard solutions for process equipment.

Materials and methods

Approaches have been formed to justify the choice and evaluation of candidate reservoirs for ${\rm CO}_2$ storage.

Keywords

Carbon Capture and Storage (CCS), Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS), geological storage of CO₂, gas-enhanced EOR, modeling of CO₂ geological storage, modeling of gas-enhanced EOR, decarbonization

For citation

Arkhipov V.N., Yaschenko S.A., Ankudinov A.A., Mochalova A.A., Smirnova E.V. CCS Technologies: from theory to practice. Exposition Oil Gas, 2023, issue 8, P. 107–110. (In Russ). DOI: 10.24412/2076-6785-2023-8-107-110

Received: 17.11.2023

Технология ССS

Районы с активной добычей нефти, как правило, характеризуются значительными выбросами углекислого газа, образующегося в процессе сжигания попутного нефтяного газа (на газотурбинных станциях или факелах), а с геологической точки зрения районы характеризуются наличием пористых водоносных пластов, что делает их перспективными для хранения СО₂.

В процессе поиска и разведки месторождений нефти накапливается значительный объем геолого-промысловой информации, с привлечением которой возможно осуществить оценку и выбор участков, потенциально пригодных для размещения диоксида углерода. Сформированный подход условно разделен на две стадии.

Выбор объектов хранения ${\rm CO_2}$

Для геологических объектов общепринятыми являются следующие критерии выбора [1]:

- удерживающая способность объекта отсутствие возможности утечки через ненадежные покрышки, разломы и трещины, герметичность существующих и проектных скважин;
- вместимость возможность размещения требуемого объема выбросов;
- приемистость влияние на количество и конструкцию нагнетательных скважин и давление нагнетания;
- близость к объектам эмиссии снижение затрат на логистику.

Удерживающая способность объекта

Существует два основных типа водоносных объектов, используемых для размещения CO_2 — открытые и закрытые. Закрытые глубинные водоносные горизонты имеют естественные границы, сформированные геологическими ловушками или непроницаемыми разломами, наличие которых значительно снижает вероятность бокового оттока и просачивания CO_2 в смежные горизонты. Это делает такие объекты более благоприятными для выбора, но их объем меньше, чем у горизонтов открытого типа.

Водоносные горизонты открытого типа представляют собой протяженные горизонтальные или пологопадающие формации водоносных пород. Ввиду их открытости ${\rm CO}_2$ может перемещаться в латеральном направлении, но низкая скорость перемещения и большая протяженность горизонтов дают

основание считать, что ареал распространения ${\rm CO}_2$ будет ограничен в пространстве на существенный срок.

Как в случае структурных объектов, так и для объектов открытого типа, важно наличие надежного флюидоупора, препятствующего вертикальной миграции углекислого газа. Герметизирующая способность покрышек оценивалась с привлечением данных по стратиграфии, литологии, мощности и латеральной непрерывности первичной покрышки на основе имеющихся скважинных, керновых и сейсмических исследований.

Покрышками для выбранных объектов являются выдержанные по простиранию региональные флюидоупоры. По данным керна, породы-покрышки представлены мелкозернистыми, глинистыми аргиллитами и алевролитами с толщиной от 8 до 30 м (рис. 1).

На основании сейсмических исследований проанализированы присутствующие в районе работ системы разломов, определено, что ни одна из систем не затрагивает рассматриваемые объекты.

Закачка ${\rm CO}_2$ в районы размещения существующих или проектных скважин требует дополнительных мероприятий по обеспечению и контролю за их герметичностью. При этом объекты закрытого типа, как правило, находятся ближе к объектам эмиссии ${\rm CO}_2$, но совпадают в плане с залежами углеводородов.

В случае объектов открытого типа возможен выбор участка, не совпадающего с зоной размещения добывающих скважин, но для

транспорта ${\rm CO}_2$ к нагнетательным скважинам требуется дополнительная инфраструктура. Выбор оптимального объекта должен быть определен экономическими расчетами.

Уменьшению подвижности ${\rm CO}_2$ в обоих случаях может способствовать растворение углекислого газа в остаточной воде, оставшейся в водоносном горизонте, что снижает эффект плавучести, а также реакции ${\rm CO}_2$ с минералами и образование твердых соединений [2].

Оценка вместимости объектов

Для оценки порового объема, изменения параметров пласта по площади и разрезу, определения наиболее перспективных участков построена трехмерная геологическая модель, позволяющая в пространстве оценить изменение параметров пласта по площади и разрезу, поровый объем, определить наиболее перспективные участки для хранения.

Важным параметром для определения полезного объема хранилища, является эффективный объем хранения, который определяется формулой (1):

$$V_{a\phi\phi} = V \cdot K_{a\phi\phi}$$
 (1)

где $V_{
m o \phi \varphi}$ — эффективный объем хранения; V — поровый объем; $K_{
m o \phi \varphi}$ — коэффициент эффективности хранения.

Коэффициент эффективности хранения характеризует долю объема пор, позволяющего надежно удерживать закачанный СО₂.

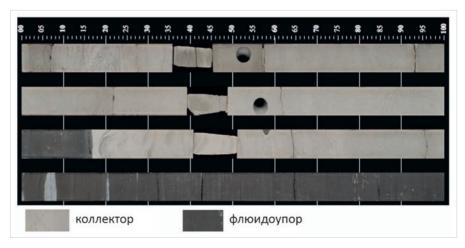


Рис. 1. Фото керна, отобранного из коллектора и флюидоупора Fig. 1. Picture of the cores taken from the net-reservoir and seal zones

В случае объектов закрытого типа, где проявляется эффект структурного удерживания, коэффициент эффективности хранения определяется остаточной водонасыщенностью и коэффициентом вытеснения воды диоксидом углерода. На основе керновых данных величина Кэфф для таких объектов составила 0,31 д. ед.

По объектам открытого типа Кэфф определяется величиной остаточной насыщенности диоксидом углерода. Ввиду отсутствия прямых лабораторных исследований оценка выполнена по эмпирическим методикам: в зависимости от пористости [3] и в зависимости от глубины и минерализации пластовой воды [4] (рис. 2).

Обе методики показали близкий результат — величина коэффициента эффективности остаточного хранения принята равной 0.041.

С учетом описанных критериев выделены потенциально пригодные объекты хранения, оценен их объем (рис. 3).

Моделирование закачки СО2 в хранилище

Оценка протекающих в пласте процессов при эксплуатации хранилища выполнялась с использованием гидродинамических моделей. Были проанализированы следующие показатели:

 потенциальный рабочий объем хранилища, доступный для размещения CO₂

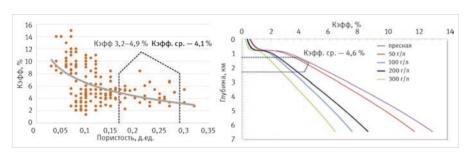
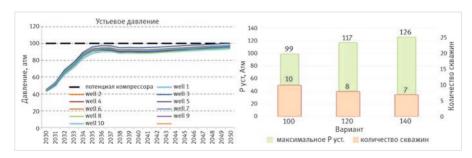


Рис. 2. Зависимость коэффициента эффективности хранения от пористости и минерализации

Fig. 2. Storage efficiency factor vs. porosity and salinity



Puc. 3. Матрица ранжирования потенциальных объектов Fig. 3. Matrix of potential targets ranking



Puc. 4. Результаты гидродинамических расчетов для одного из участков Fig. 4. Results of simulation runs for one of the areas

- при реализации планируемых сценариев закачки;
- необходимое количество и места размещения нагнетательных скважин, а также требуемое устьевое давление для достижения необходимой скорости закачки;
- пространственное распределение и механизмы удерживания СО₂ в объекте хранения;
- динамика пластового давления;
- потенциальные сценарии миграции.
 Предпосылки проведения расчетов:
- тип заканчивания скважин горизонтальный, для обеспечения максимальной приемистости;
- размещение скважин в купольной части закрытых объектов и в центральной части открытых – для минимизации рисков миграции газа;
- непревышение забойного давления выше 90 % давления автоГРП покрышки — для предотвращения нарушения целостности покрышки;
- ограничение суммарного объема закачки по скважинам в соответствии с объемами выбросов СО₂.

Для выбора возможных соотношений устьевого давления и необходимого количества нагнетательных скважин для закачки требуемого объема выполнены расчеты серии вариантов с разным количеством скважин при разных значениях устьевого давления.

В качестве примера (рис. 4) приведены результаты для одного из участков. По результатам расчетов отмечается возможность закачки необходимого объема ${\rm CO}_2$ при различных сценариях: либо за счет большего количества скважин 7–10, либо за счет увеличения устьевого давления $10-13~{\rm M}\Pi{\rm a}$.

Оптимальный вариант должен быть определен на последующем этапе работ по результатам экономических расчетов соотношения стоимости наземной и подземной инфраструктуры и операционных расходов на закачку.

При неструктурном хранении возможна гравитационная миграция CO_2 вдоль падения пласта. Рассматриваемые неструктурные объекты характеризуются невысокими углами падения: $0,45-0,58^{\circ}$, результаты моделирования хранения в течение длительного срока (2 100 лет) показывают, что гравитационная миграция CO_2 в таких условиях несущественна (рис. 5).

Итоги

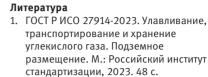
- Сформированы подходы для обоснования выбора и оценки объектов геологического хранения СО₂.
- Для размещения $C\bar{O}_2$ пригодны два основных типа водоносных объектов открытые и закрытые.
- Объекты закрытого типа, в случае месторождений углеводородов, совпадают в плане с зоной размещения существующих и проектных скважин нефтяного фонда, что требует дополнительных мероприятий для контроля и поддержания целостности.
- Объекты открытого типа позволяют более гибко подходить к размещению хранилища и имеют больший объем.
- С применением геологического и гидродинамического моделирования оценены статические и динамические параметры объектов размещения.
- Полученные результаты работ на последующих этапах планируется использовать

при технико-экономических расчетах наземной и подземной инфраструктуры для выбора оптимальных вариантов реализации хранилиш.

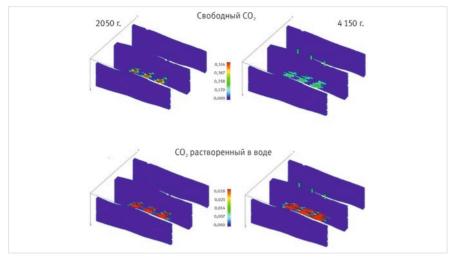
Выводы

Компания ПАО «НК «Роснефть» активно вовлечена в процесс реализации решений Парижского соглашения о климате: ведется

проработка технологии CCS.
В области CCS сформированы подходы для обоснования выбора объектов геологического хранения CO2, выбраны объекты структурного и неструктурного типа.



- 2. Переверзева С.А., Коносавский П.К., Тудвачев А.В., Хархордин И.Л. Захоронение промышленных выбросов углекислого газа в геологические структуры // Вестник СПбГУ. Науки о Земле. 2014. № 1. С. 5–21.
- 3. National assessment of geologic carbon dioxide storage resources, U.S. Geological Survey, Reston, Virginia: 2013. (In Eng).
- U.S. Geological Survey Geologic Carbon Dioxide Storage Resources Assessment Team. National assessment of geologic carbon dioxide storage resources – Results. (ver. 1.1, September 2013). U.S. Geological Survey Circular 1386, 2013: 41 p., (Supersedes ver. 1.0 released June 26, 2013). (In Eng).



Puc. 5. Результаты гидродинамических расчетов миграции ${\rm CO_2}$ на длительный срок Fig. 5. Simulation runs for long-term ${\rm CO_2}$ migration

ENGLISH

Results

- Approaches have been formed to justify the choice and evaluation of candidate reservoirs for CO, storage.
- Two main types of aquifers are suitable for CO₂ injection open-type and closed-type.
- Closed-type targets, in the case of hydrocarbon deposits, coincide laterally with the zone of existing and planned oil wells, which requires additional measures to control and maintain integrity.
- Open-type targets allow for a more flexible approach to storage selection and have a larger storage capacity.
- The geological modeling and flow simulation allowed to estimate the static and dynamic parameters of the storage targets.

• The results of the study will be used at the subsequent stages for a feasibility study of the surface and subsurface infrastructure in order to select the optimal storage options.

Conclusions

"NK "Rosneft" PJSC actively contributes to implementing the decisions of the Paris Climate Agreement through the development of the CCS and CCUS technologies.

In the CCS domain, approaches have been formed to justify the choice of geological targets for $\rm CO_2$ storage; the structural and non-structural types of reservoirs have been selected.

References

- 1. P ISO 27914-2023. Carbon dioxide capture, transportation and geological storage. Geological storage. Moscow: Russian standardization institute, 2023, 48 p. (In Russ).
- 2. Pereverzeva S.A., Konosavsky P.K., Tudvachev A.V., Kharkhordin I.L. Disposal
- of carbon dioxide industrial emissions in geological structures. Vestnik SPbSU. Earth Sciences, 2014, issue 1, P. 5–21. (In Russ).
- National assessment of geologic carbon dioxide storage resources, U.S. Geological Survey, Reston, Virginia: 2013. (In Eng).
- 4. U.S. Geological Survey Geologic Carbon

Dioxide Storage Resources Assessment Team. National assessment of geologic carbon dioxide storage resources – Results. (ver. 1.1, September 2013). U.S. Geological Survey Circular 1386, 2013:41 p., (Supersedes ver. 1.0 released June 26, 2013). (In Eng).

ИНФОРМАЦИЯ ОБ ABTOPAX I INFORMATION ABOUT THE AUTHORS

Архипов Виталий Николаевич, главный менеджер, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Ященко Сергей Алексеевич, главный инженер проекта, 000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия Для контактов: sayaschenko@tnnc.rosneft.ru

Анкудинов Александр Анатольевич, начальник отдела, 000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Мочалова Алена Алексеевна, специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Смирнова Елена Витальевна, главный инженер проекта, 000 «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия

Arkhipov Vitaly Nikolaevich, chief manager,

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Yashchenko Sergey Alekseevich, project manager, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia Corresponding author: sayaschenko@tnnc.rosneft.ru

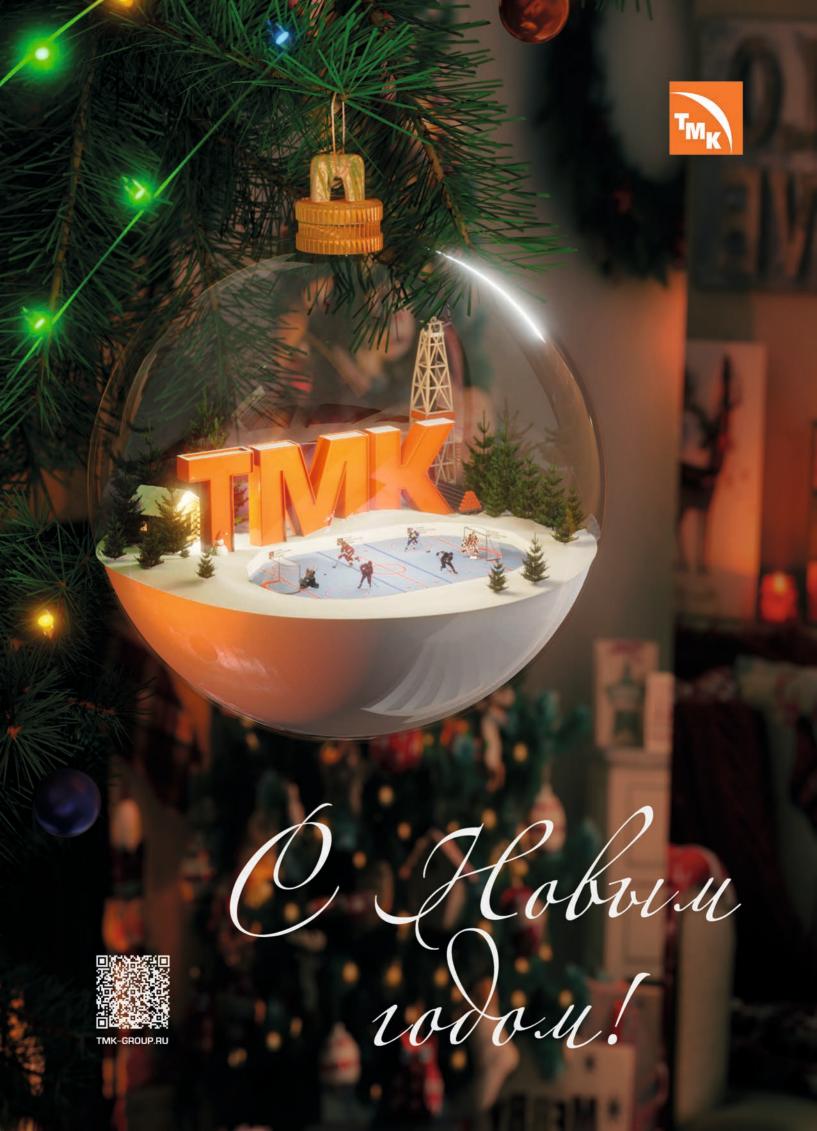
Ankudinov Alexander Anatolievich, head of the department, "Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Mochalova Alena Alekseevna, specialist,

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia

Smirnova Elena Vitalievna, project manager,

"Tyumen petroleum research center" LLC, Tyumen, Russia





ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ МОЩНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ ПОЗВОЛЯЮТ ВЫПУСКАТЬ:

- свыше 500 комплектов УЭЦН в месяц габарита 2A, 3, 4A, 5, 5A, 6, 6.Б; 8
- свыше 600 километров кабельно-проводниковой продукции в месяц

almaz-neft.ru

А ТАКЖЕ ОКАЗЫВАТЬ УСЛУГИ ПО:

- сервисному обслуживанию под «ключ» свыше 10 000 скважин
- прокату оборудования для более 5 000 скважин



МЫ ПРЕДЛАГАЕМ:

- Гибкие полимерные армированные трубы для транспортировки под высоким давлением пластовых флюидов, воды, агрессивных жидкостей
- Гибкие грузонесущие трубы (аналог ГНКТ)
- Шлангокабели для добычи, исследования, освоения и ремонта скважин
- Оборудование для колтюбинга и колтюбинговые операции
- Скважинный сервис и инжиниринг

+7 (8112) 50 00 62



skt-g.ru

