

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Т. 15, № 3, 2024 / Vol. 15, No. 3, 2024

Институт проблем нефти и газа
Российской академии наук

Oil and Gas Research Institute of the
Russian Academy of Sciences

Геология, поиски,
разведка и эксплуатация
нефтяных и газовых
месторождений

Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых
месторождений

Геофизика



Научное сетевое издание
Scientific online journal

Научное сетевое издание «Актуальные проблемы нефти и газа»* издается с 2010 г.
Учредитель издания – Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа РАН

Главный редактор

Закиров Эрнест Сумбатович, д. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Редакционный совет

Дмитриевский А.Н., академик РАН, ИПНГ РАН, Москва, Россия

Абдуллаев Г.С., д. г.-м. н., АО «ИГИРНИГМ», Ташкент, Узбекистан

Богоявленский В.И., чл.-кор. РАН, ИПНГ РАН, Москва, Россия

Григорьев Б.А., чл.-кор. РАН, «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

Ермилов О.М., академик РАН, Ямало-Ненецкий филиал ИНГГ СО РАН, Тюмень, Россия

Конторович В.А., чл.-кор. РАН, ИНГГ СО РАН, Новосибирск, Россия

Махнач А.А., академик НАН РБ, РУП «Научно-производственный центр по геологии», Минск, Беларусь

Скоробогатов В.А., д. г.-м. н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

Редакционная коллегия

Абукова Л.А., д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Баганова М.Н., к. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Баталин О.Ю., к. ф.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Еремин Н.А., д. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Коваленко К.В., д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Кузин А.М., к. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Поднек В.Э., к. ф.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Сумин А.М., к. ю. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Шустер В.Л., д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Редакция

Башкина Е.М., Сурначёв Д.В., Чигарев В.Б., Дацко Т.Г.

Адрес редакции:

119333, РФ, Москва, ул. Губкина, д. 3

Тел. редакции: +7(499)135-71-81,

+7(499)135-60-51

E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

Свидетельство о регистрации Эл № ФС77-67021 от 16 сентября 2016 года.

Издание открытого доступа.

Все статьи рецензируются и публикуются бесплатно.

Периодичность выпуска издания – 4 раза в год.

Сайт: <http://oilgasjournal.ru/index.html>

Издание индексируется в РИНЦ.

Входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК

(научные специальности 1.6.11, 2.8.4, 1.6.9)

*Предыдущее название – «Георесурсы, геоэнергетика, геополитика», свид. о рег. Эл № ФС77-36038 от 23.04.2009 г.

Дизайн обложки: Д. Филиппова

Экспериментальные и теоретические исследования термодинамических свойств и фазовых превращений УВ смесей

Аникеев Д.П., Аникеева Э.С. Применение нейросетей для определения параметров PVT-моделей, используемых при решении задач гидродинамического моделирования

202

Гидротермодинамическое и геомеханическое моделирование процессов в насыщенных геосредах

Мингараев Р.А., Гуляев Д.Н., Соловьева В.В. Опробование технологии анализа больших данных с применением алгоритма деконволюции для повышения добычи нефти

219

Иктисанов В.А., Гордиманов Н.А., Иктисанов А.В., Сахабутдинов К.Г. Описание нелинейно-вязких и вязкоупругих свойств раствора полиакриламида при нагрузке

232

Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов

Бондарев А.В., Бондарева Л.И., Осипов А.В. Выбор методики восстановления истории формирования структур соляной тектоники в задачах бассейнового моделирования

248

Кузнецов Р.О., Жилина И.В. Прогнозирование качества флюидоупоров и коллекторов верхнеюрских отложений в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

262

Химуля В.В. Изучение характера изменения фильтрационных и емкостных свойств коллектора нефтегазоконденсатного месторождения средствами рентгеновской компьютерной томографии

278

Новые технологии и подходы к разработке нефтяных и газовых месторождений

Колесников М.В., Панарина Е.П., Кременецкий М.И., Пахомов Е.С. Возможности промыслово-геофизических исследований для диагностики горизонтальных скважин с различным типом заканчивания

296

Инженерные решения

Тупышев М.К. Наземный контроль техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений

312

Scientific online journal *Actual Problems of Oil and Gas*.
Published since 2010
Founder: Oil and Gas Research Institute of the
Russian Academy of Sciences (OGRI RAS)

Editor-in-Chief

Zakirov Ernest S., Dr. Sci. (Eng.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Editorial Council

Dmitrievsky A.N., Academician of the RAS, OGRI RAS,
Moscow, Russia

Abdullaev G.S., Dr. Sci. (Geol.-Min.), IGIRNIGM LLC,
Tashkent, Uzbekistan

Bogoyavlensky V.I., Corr. Member of the RAS, OGRI RAS,
Moscow, Russia

Grigoriev B.A., Corr. Member of the RAS, Gazprom
VNIIGAZ LLC, Moscow, Russia

Ermilov O.M., Academician of the RAS, Yamal-
Nenets Division of IPGG SB RAS, Tyumen, Russia

Kontorovich V.A., Corr. Member of the RAS, IPGG SB
RAS, Novosibirsk, Russia

Makhnach A.A., Academician of the NAS of Belarus,
Scientific-Productional Centre for Geology, Minsk,
Belarus

Skorobogatov V.A., Dr. Sci. (Geol.-Min.), Gazprom
VNIIGAZ LLC, Moscow, Russia

Editorial Board

Abukova L.A., Dr. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Baganova M.N., Cand. Sci. (Eng.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Batalin O.Yu., Cand. Sci. (Phys.-Math.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Eremín N.A., Dr. Sci. (Eng.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Kovalenko K.V., Dr. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Kouzin A.M., Cand. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Podnek V.E., Cand. Sci. (Phys.-Math.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Sumin A.M., Cand. Sci. (Law), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Shuster V.L., Dr. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Editorial Staff

**Bashkina E.M., Surnachev D.V., Chigarev V.B.,
Datsko T.G.**

Editorial address:

3, Gubkin Street, Moscow,
Russian Federation, 119333
Phone: +7(499)135-71-81, +7(499)135-60-51
E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

Registration certificate El No. FS77-67021
from 16 September 2016.

An open access journal.

No fee for publication and for peer review.

Publication frequency: 4 issues per year.

Site: <http://oilgasjournal.ru/index.html>

Indexed in the Russian Science Citation Index.

Approved by the Higher Attestation Commission
(scientific specialties 1.6.11, 2.8.4, 1.6.9)

*Previous title – *Georesources, Geoenergetics,
Geopolitics* reg. sert. El. No. FS77-36038 from
23.04.2009.

Cover design: D. Filippova

**Experimental and theoretical studies of thermodynamic features and phase behavior
of hydrocarbon mixtures**

Anikeev D.P., Anikeeva E.S. Application of neural networks for determining the parameters
of PVT-models used in solving hydrodynamic modeling problems **202**

**Hydrothermodynamic and geomechanical modeling of the processes in saturated geological
media**

Mingaraev R.A., Gulyaev D.N., Solovieva V.V. Testing big data analysis technology
with the use of deconvolution algorithm to increase oil production **219**

Iktissanov V.A., Gordimanov N.A., Iktissanov A.V., Sakhabutdinov K.G. Description
of nonlinear viscous and viscoelastic properties of polyacrylamide solution under loading **232**

New methods and technologies of studying the geological environment of oil and gas basins

Bondarev A.V., Bondareva L.I., Osipov A.V. Choosing the technique for reconstructing
the history of the formation of salt tectonics structures in basin modeling problems **248**

Kuznetsov R.O., Zhilina I.V. Forecasting the quality of fluid seals and reservoirs for the
Upper Jurassic deposits in the southeastern part of the West Siberian oil and gas province **262**

Khimulia V.V. Analysis of the changes in filtration and capacity properties of the oil and
gas condensate field reservoirs using X-ray computed tomography methods **278**

New technologies and approaches to oil and gas field development

Kolesnikov M.V., Panarina E.P., Kremenetsky M.I., Pakhomov E.S. The possibilities
of field geophysical surveys for the diagnosis of horizontal wells with different types
of completion **296**

Engineering solutions

Tupyshev M.K. Ground control of man-made deformation processes during oil and gas
field development **312**

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ И ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И ФАЗОВЫХ ПРЕВРАЩЕНИЙ УВ СМЕСЕЙ

Обзорная статья

УДК 004.032.26

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art1>**Применение нейросетей для определения параметров PVT-моделей, используемых при решении задач гидродинамического моделирования****Д.П. Аникеев** ✉, **Э.С. Аникеева**

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Аннотация. В статье представлен обзор применения подхода нейросетевого обучения для задач моделирования фазового состояния углеводородных систем. Определение состояния углеводородной системы в присутствии или отсутствии неуглеводородных компонентов в пластовых условиях необходимо при выполнении гидродинамических расчетов на многофазных моделях. Такие расчеты востребованы как при решении задач прогнозирования, так и адаптации моделей месторождений к фактическим данным разработки. Показано, что при настройке моделей на фактические данные точность воспроизведения лабораторных экспериментов в ряде случаев выше, чем при использовании уравнений состояния. Но в некоторых случаях применение нейронных сетей оказывается бесполезным. Для относительно «простых» флюидальных систем рост сложности использованного инструмента не дает прироста точности по сравнению с простыми регрессионными моделями. Другой проблемой является отсутствие рабочего инструмента, который позволил бы заменить в полной мере использование уравнений состояния для оценки состояния флюидальной модели при выполнении гидродинамических расчетов.

Ключевые слова: машинное обучение, нейронные сети, гидродинамические модели, флюидальные модели

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 122022800272-4).

Для цитирования: Аникеев Д.П., Аникеева Э.С. Применение нейросетей для определения параметров PVT-моделей, используемых при решении задач гидродинамического моделирования // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 3. С. 202–218. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art1>

✉ Аникеев Даниил Павлович, e-mail: anikeev@ogri.ru

© Аникеев Д.П., Аникеева Э.С., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

В связи с бурным развитием искусственного интеллекта и машинного обучения значительно расширился спектр задач, для решения которых он применяется. Если говорить о задачах, свойственных разработке месторождений нефти и газа, то данные технологии востребованы на всем жизненном цикле месторождений – от обработки сейсмике и результатов разведочного бурения до решения задач ликвидации скважин.

В большинстве современных гидродинамических симуляторов отдельно выделяется расчетный блок, который по данным о текущем общем составе флюида в поровой среде и текущих давлении и температуре определяет наличие и состав жидкой и газообразной фазы. Обычно в этом же блоке вычисляется вязкость жидкой и газовой фаз (при их наличии), хотя, несомненно, вязкость является кинетическим свойством системы. Но выделять вычисление вязкости в отдельный блок, как правило, не разумно, так как все необходимые для вычисления вязкости данные есть в PVT-модуле. При этом используемые модели могут сильно различаться. Например, наиболее популярными при моделировании процесса разработки месторождений нефти и газа являются две модели: нелетучей нефти (известная как модель black oil) и композиционная. Определяемые параметры в моделях во многом совпадают, но сами модели различаются достаточно сильно. Для ряда смесей эти различия могут быть настолько велики, что анализ результатов получения двух разных цифровых моделей для одной и той же физической смеси может представлять отдельную, достаточно сложную задачу.

При выполнении гидродинамических расчетов можно говорить, о наличии «черного ящика», который при получении

информации о состоянии системы возвращает данные о количестве фаз и их составе. Внутри же этого «черного ящика» возможно использование различных инструментов. Одним из таких инструментов может являться задание различных уравнений состояния.

Решения на основе машинного обучения можно рассматривать как альтернативу использования различных уравнений состояния (EOS), построенных на простых функциональных зависимостях.

Для оценки перспектив использования нейронных сетей определим, какая точность моделей может быть доступна, на уже существующих решениях. С инженерной точки зрения решения на основе нейросетей интересны, если они обеспечат более высокую точность, чем существующие, полученные с использованием уравнений состояния.

Уравнения состояния создавались в разное время для различных задач, и не существует какого-то одного универсального. Так, в работе [1] сопоставлено фазовое поведение и объемные характеристики шести уравнений состояния и трех их модификаций (всего 9 моделей) с лабораторными данными. Авторы установили, что газоконденсатные системы лучше всего представляются с помощью немодифицированных трехпараметрических уравнений: Пателя–Тея (Patel–Teja, PT), Шмидта–Венцеля, Эсмаилзаде–Рошанфекра (Esmailzadeh–Roshanfekr). Традиционное поведение нефтяной фазы наиболее надежно прогнозируется с использованием оригинальных уравнений Совье–Редлиха–Квонга (Soave–Redlich–Kwong, SRK) или Пенга–Робинсона (PR). В работе [2], например, ошибки между предсказаниями модели и лабораторными данными по газосодержанию составляют 9% для PR и 17% для модели SRK.

В работе [3] рассмотрены, кроме указанных выше, модификация уравнения PR, модификация в версии 1978 г. (PR78) и модифицированный (расширенный) вариант – PRA, а также модификация уравнения Совье–Редлиха–Квонга (SRKA); ошибки по газосодержанию составляют 9% для PR и 15% для модели SRKA.

Нефти с низкой температурой кипения, богатые промежуточными компонентами, в целом кажутся относительно нечувствительными к типу используемого уравнения состояния [1].

Классификация и краткое описание используемых моделей

Объем статьи не позволяет сколько-нибудь подробно остановиться на используемых моделях нейронных сетей и их классификации. Поэтому очень кратко опишем характеристики упомянутых в статье моделей.

Один нейрон может выполнять простейшие вычисления, но рабочей единицей является слой. Однослойный перцептрон представляет собой простейшую сеть, состоящую из группы нейронов, которые образуют слой.

Входные данные представляют собой вектор, подаваемый на вход каждого нейрона в слое. В свою очередь, нейроны вычисляют выход независимо друг от друга. Количество синапсов у всех нейронов совпадает с размерностью входного сигнала. Многослойная нейронная сеть (многослойный перцептрон) – это нейронная сеть, состоящая из входного, выходного и расположенных между ними одного (или нескольких) скрытых слоев нейронов. Обучение нейронных сетей с помощью генетического алгоритма основывается на генерации случайных наборов параметров,

исключении из дальнейшей обработки наименее эффективных вариантов и их отбрасывании.

Радиально-базисные функции (РБФ, RBF) – это функции, основанные на расстоянии до заданной точки или центра. РБФ работают на принципе, предполагающем зависимость от настройки или весов выходного значения нейронной сети, которые определяют, какую важность следует придавать каждому входному сигналу. Эти функции являются непрерывными, дифференцируемыми. Наиболее часто используемой радиально-базисной функцией является гауссовская функция. Есть также сети РБФ, обладающие особой трехслойной архитектурой. Верхний слой: получает входные данные и передает их скрытому слою, каждый нейрон во входном слое отвечает за один признак (параметр) входных данных. Скрытый слой – это ключевая часть модели. Каждому нейрону в скрытом слое соответствует радиально-базисная функция. Каждый нейрон получает данные из входного слоя, применяет к ним радиально-базисную функцию и передает результаты в выходной слой. Один из основных параметров, который необходимо настроить в скрытом слое, – количество нейронов. Выходной слой принимает данные от скрытого слоя и формирует окончательный вывод. Обычно выходной слой состоит из нейронов, которые объединяют выходные данные скрытого слоя. Чтобы уменьшить ошибку между прогнозами сети и фактическими целевыми значениями, комбинации весов изменяются во время обучения. Обучение нейронной сети РБФ должно проходить в три этапа: выбор центров, определение параметров распространения и обучение выходных весов.

Обучение выходных весов может происходить различными методами: линейной регрессии, псевдоинверсным методом, с помощью генетического алгоритма (ГА). Последний метод включает два этапа: первый этап – обучение на основе ГА. Его цель – оценить подходящие положения центров радиально-базисных функций скрытого слоя. На каждой итерации поиска ГА самостоятельно выбирает, в каких точках пространства входных сигналов сети разметить центры активационных функций нейронов скрытого слоя, и назначает для каждой из них ширину окна.

Второй этап – обучение с учителем. На этом этапе создание сети завершается оценкой линейных весов выходного слоя. Также существует гибридный генетический нейросетевой алгоритм, в котором радиально-базисная нейронная сеть выполняет функцию аппроксиматора целевой функции.

Адаптивная сеть на основе системы нечеткого вывода ANFIS представляет собой пятислойную нейронную сеть с различным назначением слоев:

первый слой – обработка входных переменных;

второй слой – выполнение нечетких правил;

третий слой – нормализация выполненных правил;

четвертый слой – заключения правил;

пятый слой – агрегирование результата, полученного по различным правилам.

Метод опорных векторов (SVM), или машина опорных векторов, – это группа алгоритмов обучения с учителем, который является развитием и обобщением подходов регрессионного анализа. Первоначально метод был предложен для классификации

и разделения набора объектов на классы, но позже его применение было расширено для целей векторной регрессии. Метод хорошо показал себя при выполнении оценки нелинейной регрессии на выборках относительно малого размера.

Также можно рекомендовать работы [4–7] как обзорные по применяемым нейросетям.

Определение параметров PVT-модели

Как уже говорилось, модуль для расчета PVT-состояния системы занимает достаточно обособленное место при проведении гидродинамических вычислений. Поэтому у многих производителей гидродинамических пакетов есть свои модули для расчета моделей PVT. И хотя во многих вопросах они совпадают, например, в вопросе реализации наиболее распространенных уравнений состояния, у каждого производителя есть своя специфика и особенности. Если раньше пакеты для построения PVT-моделей ориентировались только на уравнения состояния, то сейчас их функционал расширяется, в том числе некоторые пакеты предоставляют инструменты для работы с нейронными сетями и для автоматической адаптации моделей к результатам лабораторных экспериментов. Среди лабораторных экспериментов важным является определение параметров смеси в экспериментах истощения при постоянной массе (CCE) и истощение при постоянном объеме (CVD).

В работах [8–10] эмпирические корреляции разного типа рассматриваются как альтернатива реальным физическим экспериментам из-за их большой длительности и сложности.

В работе [8] использовались данные из 166 наборов данных, полученных по 22 различным образцам. Разработанные нейросетевые модели способны прогнозировать давление насыщения, объемный коэффициент нефти и вязкость в зависимости от газового фактора смеси, удельного веса газа, удельного веса нефти и температуры смеси. При этом коэффициент детерминации (R^2) между фактическими значениями и рассчитанными по уравнениям состояния на той же выборке составил от 0,881 до 0,962.

В ряде случаев нейронные сети используются для моделей, где достаточно применения более простых зависимостей, которые использовались ранее. Например, в работе [9] для прогнозирования вязкости нефти альтернативой использованию нейронной сети выступал метод регрессии. При этом построенная зависимость вязкости от давления показывает линейную корреляцию между этими переменными. Аналогичное сравнение метода регрессии и результатов работы нейронных сетей в работе [11] показало, что в данном случае метод регрессии работает не хуже.

В работе [2] было использовано 250 наборов данных. В работе [11] набор из 218 проб сырой нефти, представляющих различные иранские пласты, был разделен на две части: группа из 190 образцов выбрана для обучения модели и 28 образцов предназначены для проверки модели. Полученные результаты показывают, что при прогнозировании объемного коэффициента нефти при давлении насыщения имеют место лучшие характеристики прогнозирования по сравнению с использованием традиционных уравнений состояния. Рост коэффициента корреляции составил от 0,83 до 0,99.

В работе [12] 577 значений данных были выбраны для использования в проекте и случайным образом разделены на две части:

486 – для обучения сети и 91 – для тестирования. Результаты работы сети хорошо согласовывались с экспериментальными данными, средняя относительная ошибка с использованием обучающей выборки при оценке объемного коэффициента и плотности нефти составила 0,557% и 0,509%, соответственно, а с использованием тестовых данных – 1,032% и 1,104%, соответственно.

В работе [13] использовались разные инструменты: искусственная нейронная сеть (сеть обратного распространения ошибки – BPN и сеть радиальных базисных функций – RBF), нечеткая логика (FL). Модели BPN, RBF и FL позволяют прогнозировать давление насыщения с коэффициентами корреляции 0,9926, 0,9969 и 0,9995, соответственно.

В статье [14] разрабатываются и сравниваются четыре нейрокомпьютерные модели с применением алгоритмов, состоящих из многослойного персептрона (MLP), радиальной базисной функции, обученной с помощью генетического алгоритма (RBF-GA), комбинированной гибридной адаптивной системы нейро-нечеткого вывода с оптимизацией роя частиц (CHPSO-ANFIS) и метода наименьших квадратов опорных векторов (LSSVM), настроенного с помощью оптимизатора «имитации отжига». Промысловые данные по нефтяному месторождению Ахваз (Иран) случайным образом разделены на обучающую (80% выборки – 79 записей) и тестовую (20%) подгруппы.

Хотя четыре предложенные модели дают приемлемые результаты, модель CHPSO-ANFIS имеет наилучшие характеристики со средним абсолютным относительным отклонением 0,846, стандартным отклонением 0,0126, среднеквадратичной ошибкой 43,21 и коэффициентом корреляции 0,9902.

В работе [15] рассмотрены методы построения искусственной нейронной сети (ANN), адаптивной системы нейро-нечеткого вывода (ANFIS) и машины опорных векторов (SVM). Полученные результаты показали, что модель ANN использует методы ANFIS и SVM для прогнозирования поведения PVT. Значения коэффициента детерминации для различных моделей составляют 0,995, 0,959 и 0,948 для данных тестирования с использованием моделей ANN, ANFIS и SVM, соответственно.

В работе [16] представлены результаты прогнозирования вязкости ненасыщенной, насыщенной и дегазированной нефти методами искусственной нейронной сети (ANN) и опорных векторов (SVM) с коэффициентом детерминации от 0,95 до 0,97.

В работе [17], которая является продолжением работы [8], представлено сравнение рассчитанных по трем моделям параметров из тестовой выборки с фактическими данными (рис. 1). На основе работы нейронной сети подобраны коэффициенты для соответствующей зависимости. Значение коэффициента R^2 для нее составило 0,98.

В работах [13, 14, 18] авторы предложили подход к прогнозированию газового фактора (ГФ) по результатам анализа бурового раствора и геофизических исследований в процессе бурения. Значительное повышение точности модели по сравнению с традиционными подходами моделирования позволяет оценить ГФ пластового флюида на основе данных по пробам флюида во время бурения перед началом операций на кабеле. Это решение было опробовано в Норвегии.

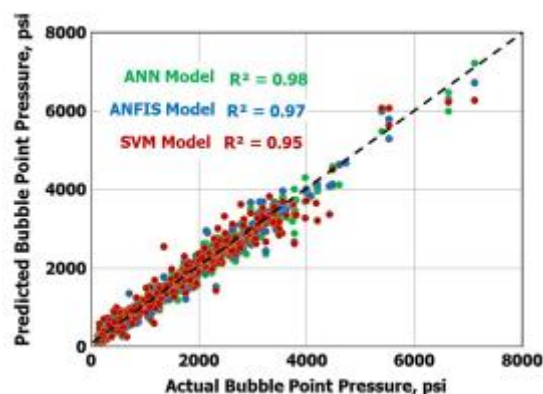


Рис. 1. Коэффициент детерминации (R^2) для прогнозирования давления насыщения пластового флюида с помощью методов искусственного интеллекта для обучающих данных

Fig. 1. Coefficient of determination (R^2) for bubble point pressure prediction using artificial intelligence techniques for the training data

Источник/Source: [17]

В работе [18] проведена оценка эффективности применения методов машинного обучения для достоверного прогнозирования ряда параметров пластовых флюидов: давления насыщения нефти газом, объемного коэффициента нефти, плотности нефти и газа. Тестировали несколько широко известных методов: регрессию опорных векторов, нейронные сети, методы дерева решений, случайного леса и k-ближайших соседей. Для обучения использовались данные по анализу проб нефти с месторождений. Всего выборка составила 250 замеров. Из них сформированы три группы данных: для обучения (163 замеров), для проверки (37 замеров), для тестирования (50 замеров). Результаты расчетов для оценки давления насыщения, объемного коэффициента, плотности нефти и газа свидетельствуют о том, что методы машинного обучения дают хороший прогноз данных тестов.

Для оценки плотности нефти использовались исходные данные: плотность дегазированной нефти и ее газонасыщенность. Входными данными для оценки плотности газа во всех методах было содержание метана и азота. Коэффициенты корреляции (для различных методов) по давлению насыщения составили (в д. ед.) от 0,82 до 0,94, для объемного коэффициента нефти – от 0,9 до 0,99, для плотности нефти – от 0,84 до 0,95, для плотности газа – от 0,65 до 0,89. При этом нет единой методики прогнозирования, которая показала бы хорошие результаты по всем четырем рассматриваемым параметрам. Таким образом, можно утверждать, что есть хороший потенциал для прогнозирования давления насыщения и объемного коэффициента нефти. Несколько хуже обстоит дело с прогнозированием плотности газа и нефти.

В дальнейшем авторы используют два подхода для прогнозирования свойств флюидальной системы. По первому подходу они разрабатывают модели машинного обучения для прогнозирования плотности пластового флюида, аналогичные подходу прогнозирования газового фактора, описанному в [13]. На основе обширной базы данных флюидов авторами создаются модели машинного обучения для прогнозирования плотности пластовых флюидов от C_1 до C_5 .

В качестве второго подхода вместо разработки модели машинного обучения для отдельных свойств жидкости с составами от C_1 до C_5 авторы исследуют наиболее важные свойства для характеристики жидкости с использованием уравнений состояния: составы C_6 и C_{7+} , а также молекулярную массу и плотность фракции C_{7+} . Как только эти свойства будут определены, весь спектр свойств жидкости можно будет рассчитать с помощью уравнений состояния.

В дальнейшем, в работах [16, 19] авторы публикуют результаты последующих исследований для прогнозирования других свойств жидкости, помимо газового фактора.

Результаты прогнозирования свойств жидкости при обоих подходах являются удовлетворительными. Прогноз плотности пластовой нефти имеет среднюю ошибку 0,039 г/см³. Точность превосходит типичную плотность, полученную на основе градиента давления по данным каротажа на кабеле. Для основных свойств жидкости, необходимых для прогнозирования модели EOS, общая точность приемлема по сравнению с лабораторными измерениями. Предсказания свойств пластовых флюидов на основе уравнений состояния аналогичны или лучше, чем у предсказаний на основе отдельных моделей машинного обучения.

В работах [20–22] представлены практические примеры, когда результаты лабораторных исследований бурового раствора на одном объекте позволяют настроить PVT-модель для применения ее на других объектах. Таким образом, данные решения можно рассматривать как более технологичное воплощение метода аналогий, позволяющее заменить расчет свойств флюидальной системы на решение системы более простых уравнений.

Замена решения уравнений состояния на результаты работы нейронных сетей

Если производить замену решений на основе уравнений состояния на результаты работы нейронных сетей, то возникает вопрос о возможной потере «физичности» получаемого решения. Лет 10–20 назад был «бум» использования фильтра Калмана для решения различных задач, в том числе прогнозирования процесса разработки, адаптации моделей к истории разработки.

Объем статьи не позволяет подробно остановиться на этом вопросе, но его применение также ставило вопрос о получении решений, не соответствующих физике процесса. Были предложены подходы к урегулированию данной проблемы.

В целом, можно говорить, что при выполнении достаточно тщательного тестирования получаемых нейронных сетей и контроле «физичности» решения проблема его потери может быть устранена.

В настоящее время для решения гидродинамических задач активно применяется подход с использованием явно-неявных схем. При этом подходе динамически определяется область, в которой выполняется решение системы нелинейных уравнений. Вне этой области используется явная схема. Размер такой области зависит от особенностей расчетной схемы и протекающих в модели процессов. В сложных случаях область может охватывать большую часть сеточной модели. Получаемая система уравнений содержит в себе как уравнения гидродинамики, так и уравнения состояния, описывающие флюидальную систему.

Таким образом, для сложных PVT-систем, поведение которых можно описать уравнениями состояния, возможны ситуации, когда вычислительные затраты для определения состояния флюида в сеточной ячейке велики и необходимо вычислять состояние флюида в каждой ячейке сеточной модели на каждом временном шаге (а иногда – на каждой итерации) гидродинамического расчета. В таких случаях расчет состояния сложной PVT-модели может сильно влиять на результат всей гидродинамической задачи.

В статье [23] на основе общепризнанного физического подхода, опираясь на фундаментальные законы и теорию молекулярного

взаимодействия, авторы разработали модели нейронных сетей для замены уравнений состояния. Рассматриваемый диапазон давления и температуры в моделях существенно перекрывает возможные значения этих параметров при разработке месторождений нефти и газа, в том числе глубокозалегающих. Авторы построили две нейронные сети. Разница между двумя нейросетями заключалась в том, что одна из них использовала выходные данные расчетов взаимодействия атомов в качестве входных данных для нейросети. Другая просто основывалась на фундаментальных физических характеристиках, таких как температура и плотность. Обе эти модели продемонстрировали способность точно предсказывать давления при значениях средней абсолютной процентной ошибки, равной 1,9% (первый вариант нейронной сети) и 2,6% (второй вариант нейронной сети) по всему диапазону температур, соответственно. Авторы протестировали предварительно обученные сети на результатах физических экспериментов с чистым веществом.

Но даже для относительно простых моделей нелетучей нефти были предприняты попытки заменить построение PVT-модели использованием нейронной сети. Однако мотивация тут несколько иная. Использование нейронной сети в данном случае – попытка уйти от ограничений модели нелетучей нефти [24].

В работе [24] предложен метод, который использует статистический эстиматор, который позволяет заменить все пространство возможных PVT-моделей, отвечающих различным значениям параметров, на упрощенную прокси-модель. Для этого осуществляется серия расчетов для различных комбинаций исходных параметров и строится кусочно-полиномиальная поверхность отклика (прокси-модель).

Она позволяет приближенно предсказать отклик PVT-модели на комбинацию различных исходных параметров. После построения прокси-модели выполняются дополнительные расчеты PVT-модели с различными комбинациями варьируемых параметров, по результатам которых

уточняется прокси-модель. По скорости предложенный метод значительно уступает линейной регрессии, но позволяет построить более точную модель. На рис. 2, приведенном из работы [25], представлены результаты адаптации модели к фактическим данным.

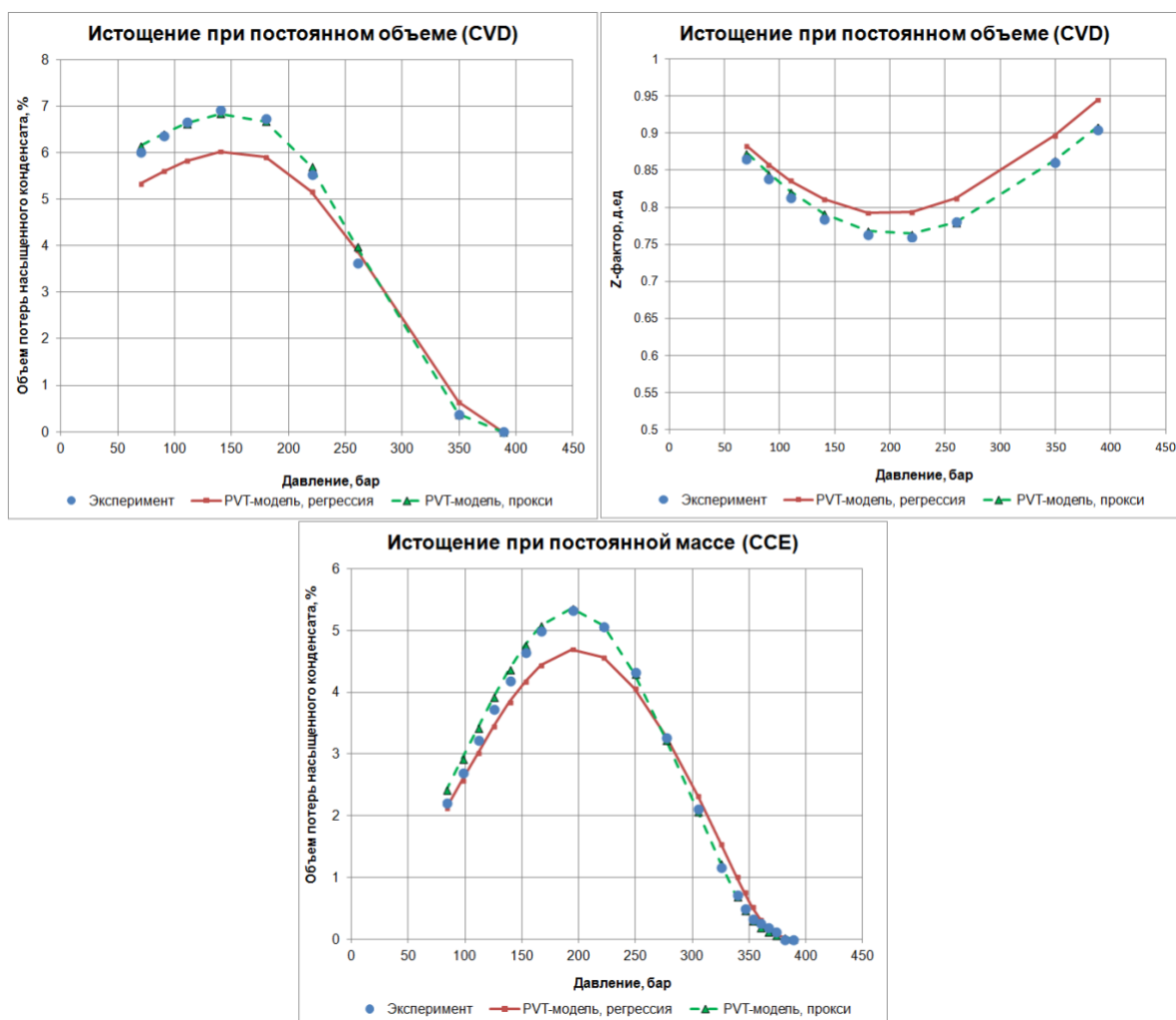


Рис. 2. Сравнение результатов моделирования и данных лабораторных экспериментов

Fig. 2. Comparison of modeling results and laboratory data

Источник/Source: [25]

Еще одним направлением является использование физически информированных нейронных сетей (ФИНС, Physics-Informed Neural Networks, PINN). В данном случае нейронная сеть используется для непосредственного предсказания эволюции физической системы. Обучение проводится

на синтетических наборах данных, которые являются результатом расчетов на «классических» гидродинамических моделях. Критерием успеха обучения является возможность ФИНС предсказывать поведение систем, выходящих за рамки обучающей выборки [25–27].

Например, на рис. 3, представленном из статьи [28], для моделей с различными значениями проницаемости показаны предсказанные нейронной сетью временные

зависимости показателей дебита воды Q_w и нефти Q_o одной и той же добывающей скважины в сравнении с данными численного моделирования.

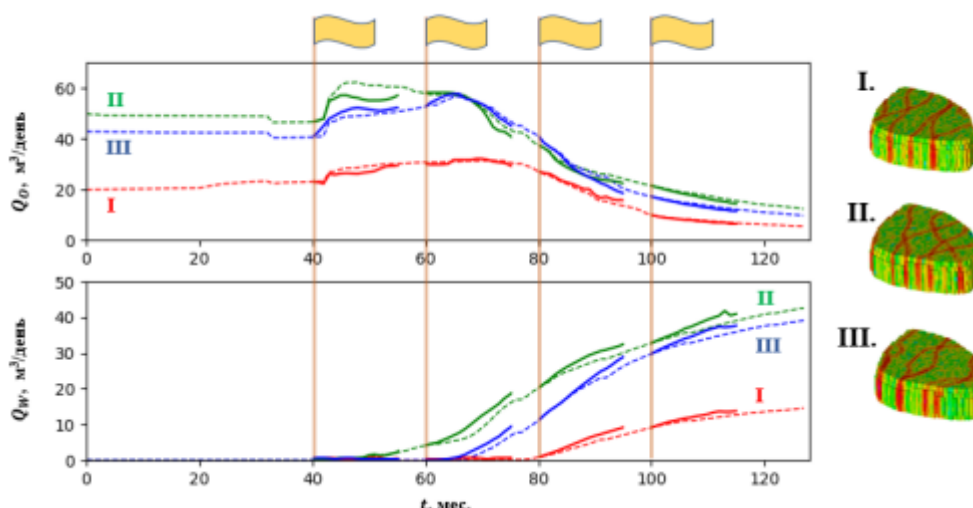


Рис. 3. Предсказанные нейронной сетью показатели (сплошные линии) в сравнении с данными численного моделирования (штриховые линии) для трех вариантов модели

Fig. 3. Neural network predictions (solid lines) compared with numerical modeling data (dashed lines) for the three model variants

Источник/Source: [28]

В работе [29] произведено сравнение решения задачи о неізотермическом течении в пористой среде с учетом геотехнических эффектов с решением, полученным с помощью пакета COMSOL, который решает классические дифференциальные уравнения. В таком подходе нейронная сеть отдельно не решает задачу о фазовом состоянии флюида, но учитывает физические превращения. Сопоставления решений показали хорошие совпадения.

Выводы

Если рассматривать задачу о состоянии флюидальной системы как изолированную, то нейронные сети позволяют получить лучшую точность воспроизведения лабораторных экспериментов по сравнению

с использованием классических уравнений состояния. Но для этого требуется массив валидных лабораторных экспериментов для обучения в объеме нескольких сотен исследований.

Если рассматривать эту задачу как подчиненную задаче гидродинамического моделирования, то возникают дополнительные ограничения и условия. Поскольку задача о разделении флюида на фазы решается многократно на каждом временном шаге прямой задачи, требуется быстрое ее решение.

В данном случае можно выделить два рабочих подхода и несколько теоретически разрабатываемых. Последние еще не реализованы на уровне коммерческих решений.

К рабочим решениям можно отнести:

1. Использование нейронной сети для настройки коэффициентов существующего уравнения состояния или построения нового уравнения состояния. В дальнейшем расчет идет только с использованием уравнения состояния.

2. Использование прокси-моделей разного рода, в которых задача о состоянии флюидальной системы не решается в явном виде, или аппроксимаций на основе ранее полученных решений.

К решениям, не нашедшим широкого коммерческого применения, можно отнести:

1. «Быстрые» нейронные сети, которые предсказывают состояние флюидальной системы с точностью, достаточной для вычисления гидродинамической задачи.

2. Нейронные сети, которые являются подвариантом прокси-модели, но работают не с объектами уровня секторных или полноразмерных моделей, а отвечают за решение гидродинамической задачи в рамках одной сеточной ячейки.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *O'Reilly D.I.* Comparative PVT simulation: An application to Australasian fluid samples // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 4–7 October 2009. Paper SPE-129517-STU. <https://doi.org/10.2118/129517-STU>
2. *Hassan A., Abdulraheem A., Mohamed A.* Reliable models for determining the pressure-volume-temperature PVT properties using artificial intelligence technique // International Petroleum Technology Conference, Dhahran, Saudi Arabia, 13–15 January 2020. Paper IPTC-19884-Abstract. <https://doi.org/10.2523/IPTC-19884-Abstract>
3. *Farkha S.A., Zangana M.H.S., Shoham O.* Evaluation of compositional models and PVT correlations for Iraqi light crude oils properties // Energy Science & Engineering. 2023. Vol. 11, No. 7. P. 2654–2667. <https://doi.org/10.1002/ese3.1456>
4. *Ghorbani H., Wood D.A., Choubineh A. et al.* Performance comparison of bubble point pressure from oil PVT data: Several neurocomputing techniques compared // Experimental and Computational Multiphase Flow. 2019. Vol. 2, No. 4. P. 225–246. <https://doi.org/10.1007/s42757-019-0047-5>
5. *Karaboga D., Kaya E.* Adaptive network based fuzzy inference system (ANFIS) training approaches: A comprehensive survey // Artificial Intelligence Review. 2019. Vol. 52, No. 4. P. 2263–2293. <https://doi.org/10.1007/s10462-017-9610-2>
6. *Казакова Е.М.* Краткий обзор методов оптимизации на основе роя частиц // Вестник КРАУНЦ. Физико-математические науки. 2022. Т. 39, № 2. С. 150–174. <https://doi.org/10.26117/2079-6641-2022-39-2-150-174>
7. *Wang G., Pu X.-L., Tao H.-Z.* A support vector machine approach for the prediction of drilling fluid density at high temperature and high pressure // Petroleum Science and Technology. 2012. Vol. 30, No. 5. P. 435–442. <https://doi.org/10.1080/10916466.2011.578095>

8. *Rammy M.H., Abdulraheem A.* PVT correlations for Pakistani crude oils using artificial neural network // *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2017. Vol. 7, No. 1. P. 217–233. <https://doi.org/10.1007/s13202-016-0232-z>
9. *Obanijesu E.O., Omidiora E.O.* The artificial neural network's prediction of crude oil viscosity for pipeline safety // *Petroleum Science and Technology*. 2009. Vol. 27, No. 4. P. 412–426. <https://doi.org/10.1080/10916460701853846>
10. *Adetiloye B.* Determination of the dew-point pressure (Dpp) for a gas condensate fluid by genetic algorithm (Ga) // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 30 September – 2 October 2013*. Paper SPE 167620-STU. <https://doi.org/10.2118/167620-STU>
11. *Moghadam J.N., Salahshoor K., Kharrat R.* Introducing a new method for predicting PVT properties of Iranian crude oils by applying artificial neural networks // *Petroleum Science and Technology*. 2011. Vol. 29, No. 10. P. 1066–1079. <https://doi.org/10.1080/10916460903551040>
12. *Mehrizadeh M.* Estimation of PVT properties using artificial neural networks and comparison of results with experimental data // *Khazar Journal of Science and Technology*. 2020. Vol. 4, No. 1. P. 97–110. <https://doi.org/10.5782/2520-6133.2020.4.1.97>
13. *Alakbari F.S., Elkatatny S.* Prediction of bubble point pressure using artificial intelligence AI techniques // *SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition, Manama, Bahrain, 30 November – 1 December 2016*. Paper SPE-184208-MS. <https://doi.org/10.2118/184208-MS>
14. *Ghorbani H., Wood D.A., Choubineh A. et al.* Performance comparison of bubble point pressure from oil PVT data: Several neurocomputing techniques compared // *Experimental and Computational Multiphase Flow*. 2020. Vol. 2, No. 4. P. 225–246. <https://doi.org/10.1007/s42757-019-0047-5>
15. *Ahmed M.E., Sultan A.S., Hassan A. et al.* Predicting the performance of constant volume depletion tests for gas condensate reservoirs using artificial intelligence techniques // *Neural Computing & Applications*. 2022. Vol. 34, No. 24. P. 22115–22125. <https://doi.org/10.1007/s00521-022-07682-8>
16. *Хадавимогоддам Ф., Чебышев И.С., Чапанова И.В., Хао Ю.* Новый подход к оценке вязкости сырой нефти на основе метода машинного обучения // *Территория Нефтегаз*. 2020. № 9–10. С. 12–18.
17. *Elkatatny S., Mahmoud M.* Development of a new correlation for bubble point pressure in oil reservoirs using artificial intelligent technique // *Arabian Journal for Science and Engineering*. 2018. Vol. 43, No. 5. P. 2491–2500. <https://doi.org/10.1007/s13369-017-2589-9>
18. *Bandyopadhyay P.* Improved estimation of bubble point pressure of crude oils: Modelling by regression analysis // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA, 30 October – 2 November 2011*. Paper SPE 152371-STU. <https://doi.org/10.2118/152371-STU>
19. *Хадавимогоддам Ф., Мищенко И.Т., Мостаджеран М.* Применение методов искусственного интеллекта в прогнозировании основных свойств нефти // *Газовая промышленность*. 2019. № 12(794). С. 28–32.
20. *Yang T., Uleberg K., Cely A. et al.* Unlock large potentials of standard mud gas for real-time fluid typing // *SPWLA 63rd Annual Logging Symposium, Stavanger, Norway, 11–15 June 2022*. Paper SPWLA-2022-0007. <https://doi.org/10.30632/SPWLA-2022-0007>
21. *Kopal M., Yerkinkyzy G., Nygård M.T. et al.* Real-time fluid identification from integrating advanced mud gas and petrophysical logs // *SPWLA 63rd Annual Logging Symposium, Stavanger, Norway, 11–15 June 2022*. Paper SPWLA-2022-0009. <https://doi.org/10.30632/SPWLA-2022-0009>

22. *Ungar F., Yerkinzy G., Bravo M.C., Yang T.* Improved reservoir fluid estimation for prospect evaluation using mud gas data // SPE Offshore Europe Conference & Exhibition, Aberdeen, Scotland, UK, 5–8 September 2023. Paper SPE-215538-MS. <https://doi.org/10.2118/215538-MS>
23. *Callow T.J., Nikl J., Kraisler E., Cangi A.* Physics-enhanced neural networks for equation-of-state calculations // Machine Learning: Science and Technology. 2023. Vol. 4, No. 4. P. 045055. <https://doi.org/10.1088/2632-2153/ad13b9>
24. *Sola-Aremu O.* An inferable machine learning approach to predicting PVT properties of Niger Delta crude oil using compositional data // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada, 30 September – 2 October 2019. Paper SPE-199783-STU. <https://doi.org/10.2118/199783-STU>
25. *Ambarian T., Olenchikov D.* An application of proxy-modeling framework for numerical PVT-models matching on laboratory measured data // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187815-MS. <https://doi.org/10.2118/187815-MS>
26. *Cai S., Mao Z., Wang Z. et al.* Physics-informed neural networks (PINNs) for fluid mechanics: A review // Acta Mechanica Sinica. 2021. Vol. 37, No. 12. P. 1727–1738. <https://doi.org/10.1007/s10409-021-01148-1>
27. *Almajid M.M., Abu-Al-Saud M.O.* Prediction of porous media fluid flow using physics informed neural networks // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2022. Vol. 208. P. 109205. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109205>
28. *Умановский А.В.* Графовые нейронные сети для прокси-моделирования гидродинамики пласта // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2022. Т. 8, № 3(31). С. 155–177. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-3-155-177>
29. *Amini D., Haghighat E., Juanes R.* Physics-informed neural network solution of thermo-hydro-mechanical (THM) processes in porous media // Journal of Engineering Mechanics. 2022. Vol. 148, No. 11. [https://doi.org/10.1061/\(asce\)em.1943-7889.0002156](https://doi.org/10.1061/(asce)em.1943-7889.0002156)

Информация об авторах

Даниил Павлович Аникеев – к.т.н., заведующий лабораторией, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 5132-4200, <https://orcid.org/0000-0001-9188-9586>; e-mail: anikeev@ogri.ru

Эльвира Сергеевна Аникеева – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3984-0948; e-mail: esanikeeva@ogri.ru

Поступила в редакцию 05.06.2024

EXPERIMENTAL AND THEORETICAL STUDIES OF THERMODYNAMIC FEATURES AND PHASE BEHAVIOR OF HYDROCARBON MIXTURES

Review

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art1>**Application of neural networks for determining the parameters of PVT-models used in solving hydrodynamic modeling problems****D.P. Anikeev** ✉, **E.S. Anikeeva**

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Abstract. The article presents an overview of the application of machine learning models for problems of modeling the phase state of hydrocarbon systems. Determination of the state of a hydrocarbon system is possible in the presence of nonhydrocarbon components when performing hydrodynamic calculations on multiphase models. Such calculations are in demand when solving problems of both forecasting and adapting models to actual development data. It is shown that when adjusting models to actual data, the accuracy of reproducing laboratory experiments is in some cases higher than when using equations of state. But in some cases, the use of neural networks turns out to be useless. For relatively “simple” fluid systems, an increase in the complexity of the tool used does not provide an increase in accuracy compared to simple regression models. Another problem is the lack of a working tool that would completely replace the use of equations of state to assess the state of a fluid model when performing hydrodynamic calculations.

Keywords: machine learning, neural networks, hydrodynamic models, fluid models

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 122022800272-4).

For citation: Anikeev D.P., Anikeeva E.S. Application of neural networks for determining the parameters of PVT-models used in solving hydrodynamic modeling problems. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 3. P. 202–218. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art1>

✉ Daniil P. Anikeev, e-mail: anikeev@ogri.ru

© Anikeev D.P., Anikeeva E.S., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. O'Reilly D.I. Comparative PVT simulation: An application to Australasian fluid samples. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, USA, 4–7 October 2009. Paper SPE-129517-STU. <https://doi.org/10.2118/129517-STU>
2. Hassan A., Abdulraheem A., Mohamed A. Reliable models for determining the pressure-volume-temperature PVT properties using artificial intelligence technique. In: *International Petroleum Technology Conference*, Dhahran, Saudi Arabia, 13–15 January 2020. Paper IPTC-19884-Abstract. <https://doi.org/10.2523/IPTC-19884-Abstract>
3. Farkha S.A., Zangana M.H.S., Shoham O. Evaluation of compositional models and PVT correlations for Iraqi light crude oils properties. *Energy Science & Engineering*. 2023. Vol. 11, No. 7. P. 2654–2667. <https://doi.org/10.1002/ese3.1456>
4. Ghorbani H., Wood D.A., Choubineh A. et al. Performance comparison of bubble point pressure from oil PVT data: Several neurocomputing techniques compared. *Experimental and Computational Multiphase Flow*. 2019. Vol. 2, No. 4. P. 225–246. <https://doi.org/10.1007/s42757-019-0047-5>
5. Karaboga D., Kaya E. Adaptive network based fuzzy inference system (ANFIS) training approaches: A comprehensive survey. *Artificial Intelligence Review*. 2019. Vol. 52, No. 4. P. 2263–2293. <https://doi.org/10.1007/s10462-017-9610-2>
6. Kazakova E.M. A concise overview of particle swarm optimization methods. *Vestnik KRAUNC. Fiziko-matematicheskie nauki*. 2022. Vol. 39, No. 2. P. 150–174. (In Russ.). <https://doi.org/10.26117/2079-6641-2022-39-2-150-174>
7. Wang G., Pu X.-L., Tao H.-Z. A support vector machine approach for the prediction of drilling fluid density at high temperature and high pressure. *Petroleum Science and Technology*. 2012. Vol. 30, No. 5. P. 435–442. <https://doi.org/10.1080/10916466.2011.578095>
8. Rammay M.H., Abdulraheem A. PVT correlations for Pakistani crude oils using artificial neural network. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*. 2017. Vol. 7, No. 1. P. 217–233. <https://doi.org/10.1007/s13202-016-0232-z>
9. Obanijesu E.O., Omidiora E.O. The artificial neural network's prediction of crude oil viscosity for pipeline safety. *Petroleum Science and Technology*. 2009. Vol. 27, No. 4. P. 412–426. <https://doi.org/10.1080/10916460701853846>
10. Adetiloye B. Determination of the dew-point pressure (Dpp) for a gas condensate fluid by genetic algorithm (Ga). In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, New Orleans, Louisiana, USA, 30 September – 2 October 2013. Paper SPE 167620-STU. <https://doi.org/10.2118/167620-STU>
11. Moghadam J.N., Salahshoor K., Kharrat R. Introducing a new method for predicting PVT properties of Iranian crude oils by applying artificial neural networks. *Petroleum Science and Technology*. 2011. Vol. 29, No. 10. P. 1066–1079. <https://doi.org/10.1080/10916460903551040>
12. Mehrizadeh M. Estimation of PVT properties using artificial neural networks and comparison of results with experimental data. *Khazar Journal of Science and Technology*. 2020. Vol. 4, No. 1. P. 97–110. <https://doi.org/10.5782/2520-6133.2020.4.1.97>

13. Alakbari F.S., Elkatatny S. Prediction of bubble point pressure using artificial intelligence AI techniques. In: *SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition*, Manama, Bahrain, 30 November – 1 December 2016. Paper SPE-184208-MS. <https://doi.org/10.2118/184208-MS>
14. Ghorbani H., Wood D.A., Choubineh A. et al. Performance comparison of bubble point pressure from oil PVT data: Several neurocomputing techniques compared. *Experimental and Computational Multiphase Flow*. 2020. Vol. 2, No. 4. P. 225–246. <https://doi.org/10.1007/s42757-019-0047-5>
15. Ahmed M.E., Sultan A.S., Hassan A. et al. Predicting the performance of constant volume depletion tests for gas condensate reservoirs using artificial intelligence techniques. *Neural Computing & Applications*. 2022. Vol. 34, No. 24. P. 22115–22125. <https://doi.org/10.1007/s00521-022-07682-8>
16. Hadavimoghaddam F., Chebyshev I.S., Chapanova I.V., Hao Yu. A new approach to estimating crude oil viscosity based on machine learning method. *Territorija Neftegaz*. 2020. No. 9–10. P. 12–18. (In Russ.).
17. Elkatatny S., Mahmoud M. Development of a new correlation for bubble point pressure in oil reservoirs using artificial intelligent technique. *Arabian Journal for Science and Engineering*. 2018. Vol. 43, No. 5. P. 2491–2500. <https://doi.org/10.1007/s13369-017-2589-9>
18. Bandyopadhyay P. Improved estimation of bubble point pressure of crude oils: Modelling by regression analysis. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Denver, Colorado, USA, 30 October – 2 November 2011. Paper SPE 152371-STU. <https://doi.org/10.2118/152371-STU>
19. Hadavimoghaddam F., Mishchenko I.T., Mostajeran M. Application of artificial intelligence methods in forecasting the key oil properties. *Gazovaya promyshlennost*. 2019. No. 12(794). P. 28–32. (In Russ.).
20. Yang T., Uleberg K., Cely A. et al. Unlock large potentials of standard mud gas for real-time fluid typing. In: *SPWLA 63rd Annual Logging Symposium*, Stavanger, Norway, 11–15 June 2022. Paper SPWLA-2022-0007. <https://doi.org/10.30632/SPWLA-2022-0007>
21. Kopal M., Yerkinkyzy G., Nygård M.T. et al. Real-time fluid identification from integrating advanced mud gas and petrophysical logs. In: *SPWLA 63rd Annual Logging Symposium*, Stavanger, Norway, 11–15 June 2022. Paper SPWLA-2022-0009. <https://doi.org/10.30632/SPWLA-2022-0009>
22. Ungar F., Yerkinkyzy G., Bravo M.C., Yang T. Improved reservoir fluid estimation for prospect evaluation using mud gas data. In: *SPE Offshore Europe Conference & Exhibition*, Aberdeen, Scotland, UK, 5–8 September 2023. Paper SPE-215538-MS. <https://doi.org/10.2118/215538-MS>
23. Callow T.J., Nikl J., Kraisler E., Cangi A. Physics-enhanced neural networks for equation-of-state calculations. *Machine Learning: Science and Technology*. 2023. Vol. 4, No. 4. P. 045055. <https://doi.org/10.1088/2632-2153/ad13b9>
24. Sola-Aremu O. An inferable machine learning approach to predicting PVT properties of Niger Delta crude oil using compositional data. In: *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Calgary, Alberta, Canada, 30 September – 2 October 2019. Paper SPE-199783-STU. <https://doi.org/10.2118/199783-STU>
25. Ambarian T., Olenchikov D. An application of proxy-modeling framework for numerical PVT-models matching on laboratory measured data. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187815-MS. <https://doi.org/10.2118/187815-MS>

26. Cai S., Mao Z., Wang Z. et al. Physics-informed neural networks (PINNs) for fluid mechanics: A review. *Acta Mechanica Sinica*. 2021. Vol. 37, No. 12. P. 1727–1738. <https://doi.org/10.1007/s10409-021-01148-1>
27. Almajid M.M., Abu-Al-Saud M.O. Prediction of porous media fluid flow using physics informed neural networks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2022. Vol. 208. P. 109205. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2021.109205>
28. Umanovskiy A.W. Proxy modeling of reservoir hydrodynamics with graph neural networks. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy* 2022. Vol. 8, No. 3(31). P. 155–177. (In Russ.). <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2022-8-3-155-177>
29. Amini D., Haghighat E., Juanes R. Physics-informed neural network solution of thermo-hydro-mechanical (THM) processes in porous media. *Journal of Engineering Mechanics*. 2022. Vol. 148, No. 11. [https://doi.org/10.1061/\(asce\)em.1943-7889.0002156](https://doi.org/10.1061/(asce)em.1943-7889.0002156)

Information about the authors

Daniil P. Anikeev – Cand. Sci. (Eng.), Head of Laboratory, Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0001-9188-9586>; e-mail: anikeev@ogri.ru

Elvira S. Anikeeva – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; e-mail: esanikeeva@ogri.ru

Received 05.06.2024

ГИДРОТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В НАСЫЩЕННЫХ ГЕОСРЕДАХ

Оригинальная статья

УДК 550.362

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art2>

Опробование технологии анализа больших данных с применением алгоритма деконволюции для повышения добычи нефти*

Р.А. Мингараев¹, Д.Н. Гуляев² ✉, В.В. Соловьева²

1 – ООО «Софойл», Казань, Россия

2 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Аннотация. *Цель работы.* Разработка и апробация новых подходов к анализу больших массивов данных в процессе разработки месторождений углеводородов для выявления потенциала увеличения добычи. *Материалы и методы.* Рассматривается развитие технологии анализа результатов точечного и распределенного оптоволоконного мониторинга поля температуры в процессе эксплуатации скважин путем внедрения алгоритма деконволюции. На базе методики интерпретации одиночного скважинного датчика температуры предложен и опробован алгоритм расчета динамики добычи при измерении вблизи интервала работы пласта. *Результаты.* Проведено сопоставление данных, полученных с применением алгоритма деконволюции, с результатами аналитических расчетов и апробация методики на реальных скважинных данных, полученных с помощью оптоволоконного кабеля-датчика, что подтвердило работоспособность методики. Используя информацию о динамике забойного давления и восстановленную по данным теплового поля историю дебита скважины, можно оперативно принимать решения о проведении скважинных работ для повышения добычи. *Выводы.* Использование предлагаемого алгоритма позволило расширить границы использования больших данных, получаемых с помощью оптоволоконного распределенного датчика температуры, что существенно повышает эффективность мониторинга разработки месторождений углеводородов.

Ключевые слова: баротермический мониторинг, деконволюция, термометрия, эффект теплообмена, контроль разработки, оптоволоконные системы, повышение добычи, тепловое поле

Финансирование: работа выполнена в рамках прикладных научных исследований РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, при финансовой поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации.

* Статья написана на основе доклада на XIII Международном форуме исследователей скважин «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», 16–17 апреля 2024 г., Московский институт нефтегазового бизнеса, Клуб исследователей скважин, Экспоцентр, Москва, Россия.

✉ Гуляев Данила Николаевич, e-mail: gulyaev.d@gubkin.ru

© Мингараев Р.А., Гуляев Д.Н., Соловьева В.В., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Благодарности: авторы выражают благодарность рецензентам за замечания и рекомендации по работе.

Для цитирования: Мингараев Р.А., Гуляев Д.Н., Соловьева В.В. Опробование технологии анализа больших данных с применением алгоритма деконволюции для повышения добычи нефти // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 3. С. 219–231. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art2>

Введение

В настоящий момент растет спрос на внедрение технологий постоянного мониторинга и обработку больших массивов данных, получаемых с помощью данных систем. Оптоволоконные системы (ОВС) являются одним из таких инструментов [1]. За счет постоянного измерения и передачи информации и возможности обработки данных в режиме реального времени, данная система является весьма полезной, но стоимость ее установки достаточно высока, что ограничивает массовое внедрение. Однако внедрение более дешевых точечных датчиков мониторинга существенно более широкое [2, 3]. При этом применение и хранение больших массивов данных – это не только расширение возможностей использования информации и повышение качества результатов ее интерпретации, но и большие трудозатраты. Необходимость просматривать терабайты данных, проблемы в использовании стандартных алгоритмов для анализа являются немаловажным ограничением оптоволоконка. Избыток данных не позволяет быстро выявить наиболее информативные временные интервалы измерений для проведения качественной и количественной оценки работающих интервалов пластов и выявления потенциала для селективной стимуляции или селективной изоляции интервалов [4].

Основной целью работы является разработка метода оценки динамики производительности эксплуатационных скважин на основе динамики изменения температуры в процессе работы. Существуют

варианты использования распределенного датчика термометрии со стационарным датчиком давления, что позволяет по изменению давления быстро определить интересующий временной интервал для количественной интерпретации термометрии, однако не всегда такая технология может быть реализована. Для получения более универсального решения авторами проработана модернизация данной методики.

Применяемые методы анализа

Известно, что есть связь изменения температуры в стволе скважины и скорости потока флюида по стволу скважины, основанная на эффекте теплообмена флюида в стволе с вмещающими скважину породами. Авторами работы [5] и одним из авторов настоящей статьи предложено использование алгоритма деконволюции для выявления данной связи и применения стационарного глубинного датчика температуры и данной связи для анализа динамики дебита скважины в зависимости от изменения температуры ствола скважины. В методике, предложенной Соловьевой В.В. и Кременецким М.И. в работе [6], хорошо видна зависимость поведения температурного поля от интенсивности работы пласта, однако у представленного алгоритма есть существенное ограничение – датчик должен быть размещен в интервале интенсивного влияния теплообмена, то есть существенно выше интервалов перфорации и существенно ниже нейтрального теплового слоя. В данной работе опробованы подходы, позволяющие обойти данное ограничение.

Предлагаемый метод основывается на базовом баротермическом эффекте теплообмена. В зависимости от интенсивности работы скважины увеличивается влияние

температуры потока, протекающего из продуктивного пласта на поверхность, на температуру ствола возле стенки скважины в интервалах выше продуктивных пластов [7, 8].

В связи с этим на достаточном удалении от интервала работы скважины, классическое уравнение Рейми (1) напрямую становится зависимым от нормированного коэффициента теплоотдачи B (2), а термограмма приобретает наклон, параллельный геотерме:

$$\Delta T = T_c - T_\Gamma = \Gamma \cdot B \left(1 - e^{-\frac{z}{B}}\right) + \Delta T_{co} e^{-\frac{z}{B}}, \quad (1)$$

где ΔT – это разница следующих температур:
 T_c – температура на стенке скважины,
 T_Γ – геотермическая температура пласта;
 ΔT_{co} – температура на глубине пласта;
 Γ – геотермический градиент температуры с глубиной;

z – расстояние от интервала работы пласта до глубины измерения;

B – нормированный коэффициент теплоотдачи, определяемый по формуле:

$$B = \frac{c\gamma_c Q f(t)}{2\pi\lambda_\Gamma}, \quad (2)$$

где $c\gamma_c$ – объемная теплоемкость заполнителя ствола скважины;

Q – дебит скважины;

$f(t)$ – функция суперпозиции времени;

λ_Γ – теплопроводность пласта.

Такое закономерное поведение температуры позволило рассмотреть метод термометрии не только как глубинный датчик контроля работающих интервалов при разработке месторождений, но и как один из параметров мониторинга динамики работы скважины во времени.

Основываясь на данной закономерности и выявив схожее поведение поля температур с полем давления, авторами был предложен метод анализа динамики изменения производительности скважин путем использования формул (3, 4) для расчета дебита скважины (учитывается суммарный объемный расход всех движущихся по стволу скважины флюидов).

При $n = 1$:

$$Q_1 = \frac{4\pi\lambda_\Gamma}{C\gamma_c \cdot \Gamma} \frac{\Delta T_1}{E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_T \cdot (t_1 - t_0)}\right)}; \quad (3)$$

при $n > 1$:

$$Q_n = \frac{\left\{ \Delta T_n \cdot \frac{4\pi\lambda_\Gamma}{C\gamma_c \cdot \Gamma} - \sum_{i=1}^{n-1} Q_i \left(E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_T(t_n - t_{i-1})}\right) - E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_T(t_n - t_i)}\right) \right) \right\}}{\left\{ E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_T(t_n - t_{n-1})}\right) \right\}}, \quad (4)$$

где Q_n – объемный дебит во время работы скважины в режиме с номером n ;

$(t_n - t_{n-1})$ – время работы скважины в режиме с номером n ;

ΔT_n – приращение температуры;

a_T – температуропроводность среды;

r_c – радиус скважины;

E_i – интегральная показательная функция:

$$Ei(x) = \int_{-\infty}^x \frac{e^t}{t} dt = \gamma + \ln|x| + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{x^n}{n! \cdot n}, \quad x \in R,$$

где γ – постоянная Эйлера–Маскерони;

x – действительная переменная, переменный предел интегрирования.

Отметим, что ключевым процессом, влияющим на динамику температуры вдали от эксплуатируемого пласта, служит теплообмен, который в первую очередь обусловлен скоростью движения по стволу всех флюидов, что позволяет определять суммарный объемный расход всех флюидов, а влияние разгазирования является более слабым фактором-помехой. Для расчета многофазного притока необходимо использование нескольких опорных устьевых замеров каждой из компонент потока. В этом случае можно разделить суммарный поток при допущении линейного изменения фаз. В случае трехфазного потока с содержанием газа газовый объемный расход необходимо рассчитывать как функцию от давления.

В ходе апробации метода были получены положительные результаты, что натолкнуло авторов на идею рассмотреть массив данных термометрии под другим

углом, а именно, с использованием алгоритма деконволюции.

Данный алгоритм довольно часто используется для определения зависимости между дебитом и давлением при анализе результатов длительных гидродинамических исследований скважин.

Использование алгоритма деконволюции для поля температуры позволяет обойти ограничения использования методики стационарного датчика и расширит информативные возможности стационарной термометрии.

Первое, что было сделано в ходе работы над модернизацией метода, – это определение и подбор подходящего алгоритма для использования его на температурных данных с учетом анализа аналогичного приращения давления [9, 10].

Рассмотрим скважину при нестабильной работе.

В это время дебит является произвольной функцией времени $Q(t)$, тогда уравнение для изменения температуры $\Delta T(t)$ может принять вид:

$$\Delta T(t) = \lim_{\min \Delta \rightarrow 0} \frac{C \gamma_c \Gamma}{4 \pi \lambda_T} \left\{ Q(\tau) \sum_1^n \left[E_1 \left(\frac{r_c^2}{4 a_T (t - \tau + \Delta \tau)} \right) - E_1 \left(\frac{r_c^2}{4 a_T (t - \tau)} \right) \right] \right\}, \quad (5)$$

В данной формуле переменная τ меняется в диапазоне: $0 < \tau < t$.

Обозначив через функцию от времени $\Omega(\theta)$

$$\frac{c\gamma_c\Gamma}{4\pi\lambda_T} E_1\left(\frac{r_c^2}{4a_T\theta}\right) = \Omega(\theta), \quad (6)$$

получим:

$$\Delta T(t) = \lim_{\min \Delta \rightarrow 0} \left\{ Q(\tau) \sum_1^n [\Omega(t - \tau + \Delta\tau) - \Omega(t - \tau)] \right\} = \int_0^t Q(\tau) \frac{\partial \Omega(t - \tau)}{\partial(t - \tau)} d\tau. \quad (7)$$

или, обозначив $u = t - \tau$, окончательно получим:

$$T(t) = \int_t^0 Q(t - u) \frac{\partial \Omega(u)}{\partial u} d(-u) = \int_0^t Q(t - u) \frac{\partial \Omega(u)}{\partial u} du. \quad (8)$$

Вследствие этого изменение температуры в скважине $\Delta T(t)$ при произвольном изменении дебита во времени $Q(t)$ может быть представлено в виде классического интеграла Дюамеля (свертки). Решение поставленной задачи будет приближено к концепции определения дебита как функции времени, зависящей от изменения приращения температуры, с применением математического алгоритма деконволюции.

Ядром рассматриваемой функции становится переменная $\Omega(\theta)$, описывающая поведение температуры во времени для рассматриваемой геометрии задачи после запуска скважины в эксплуатацию с единичным расходом.

Пример использования алгоритма деконволюции

В ходе работы была рассмотрена динамика температуры в добывающей скважине с горизонтальным окончанием, оборудованной оптоволоконными системами (рис. 1). За время мониторинга скважина работала более года, в течение которого производились неоднократные изменения

режимов ее работы и проводились гидродинамические исследования.

Заметим, что оптоволоконные исследования скважин позволяют рассмотреть поведение температурного поля в динамике, что значительно повышает информативность термометрии. Однако даже у этого метода есть свои ограничения. В процессе измерений датчик принимает последовательные отраженные сигналы с некоторым временным шагом, определяемым максимально возможной длиной отрезка кабеля. Наземный приемник суммирует полученные данные и набирается статистика значений. Чем больше статистика, тем лучше получаемые результаты. Следовательно, при уменьшении временного диапазона «шум» полученных данных может закрывать информативные эффекты. В работе рассматривались данные, рассчитанные осреднением показаний по времени в интервале одного часа, что позволило получить высокую точность измерения температуры, провести интерпретацию данных с помощью методики и определить динамику дебита в скважине.

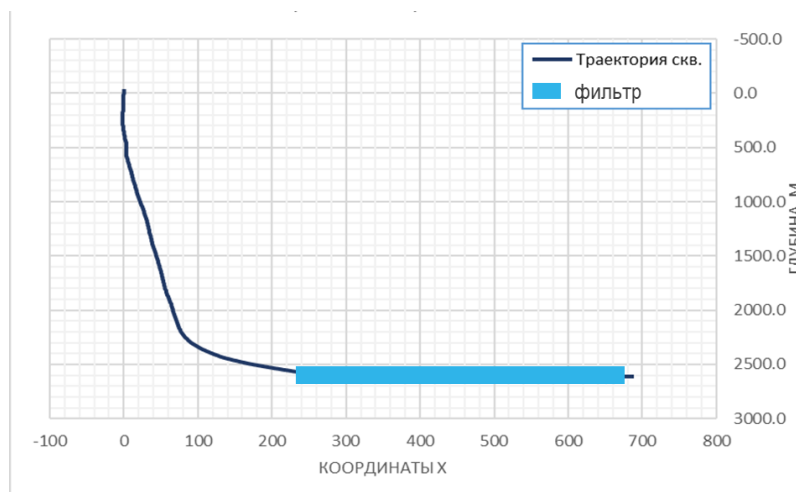


Рис. 1. Схематическая конструкция горизонтальной скважины

Fig. 1. Schematic design of a horizontal well

Исходными данными для анализа является массив данных о температуре с оптоволоконного датчика термометрии за год работы скважины, отчет о проведенном гидродинамическом исследовании и единичные, точечные, замеры устьевого дебита скважины. Целью опробования авторской методики являлось восстановление подробной истории

дебита скважины за время мониторинга температуры.

При рассмотрении исходных данных (рис. 2) специалистами были выбраны временные промежутки, включающие в себя интервал стабильной работы скважины в режиме отбора, а также резкие изменения режимов при проведении гидродинамических исследований.

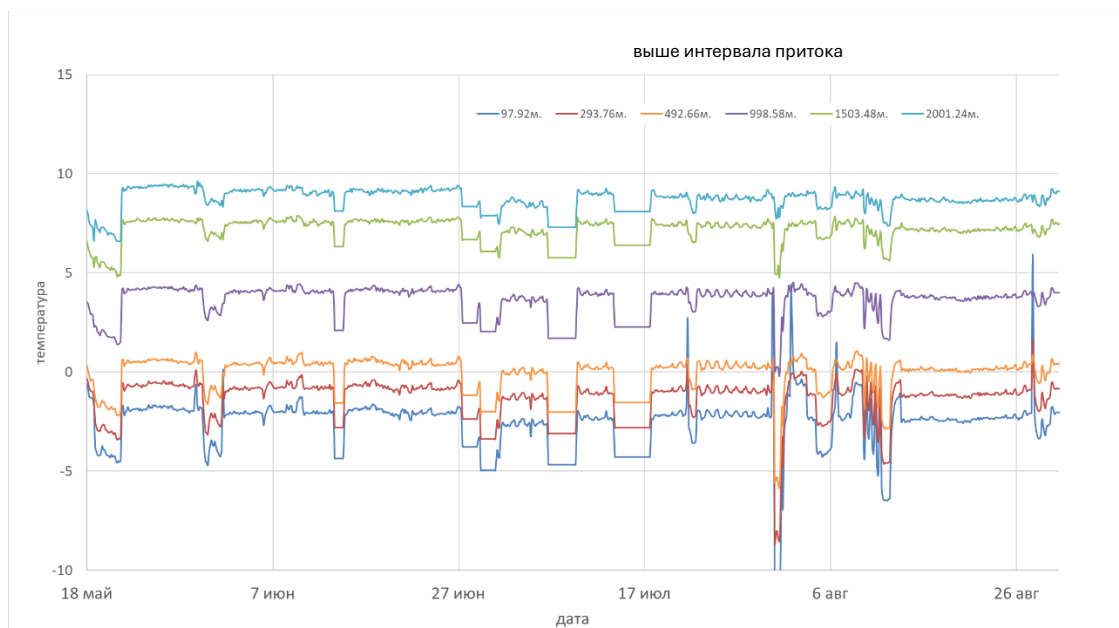


Рис. 2. Исходные данные оптоволоконного датчика
(зависимость температуры от времени, шифр кривых – глубина измерений)

Fig. 2. Initial data of the fiber-optic sensor (temperature vs. time, curve code – measurement depth)

Отметим, что алгоритм не может с нуля построить и определить все дебиты за время работы скважины. Он направлен на определение динамики поведения производительности в скважине при использовании дополнительной информации, т. е. с учетом известных единичных значений устьевых параметров. Алгоритм может настроиться на опорное значение дебита и восстановить всю историю работы скважины, т. е. выполнить количественную оценку притока. При многофазном течении определяется только суммарных расход всех фаз, движущихся в стволе.

Еще один немаловажный момент использования функции заключается в важности достоверной разбивки временных интервалов работы скважины со стабильным дебитом. При загрузке данных необходимо внимательно расставить моменты изменения дебитов, исходя из поведения поля температуры в скважине. В этом случае получатся наиболее точные результаты восстановления значений дебитов во времени.

Рассмотрим практический результат применения методики. В исследуемой скважине весной 2023 г. было выявлено снижение дебита. Однако показываемый сниженный замер был единичным и не было уверенности в его достоверности, так как значительного снижения добычи на всем участке не наблюдалось. Авторы провели восстановление динамики общего дебита скважины по динамике температуры летом 2023 г. и подтвердили существенное снижение добычи (рис. 3) при сравнительно постоянном значении забойного давления. Оценка динамики пластового давления по результатам применения метода кривой восстановления давления в соседней скважине и замеров в несколько более удаленной пьезометрической скважине не выявили его «драматического» падения, поэтому авторы сделали заключение о существенном снижении коэффициента продуктивности скважины и рекомендовали провести обработку призабойной зоны (ОПЗ).

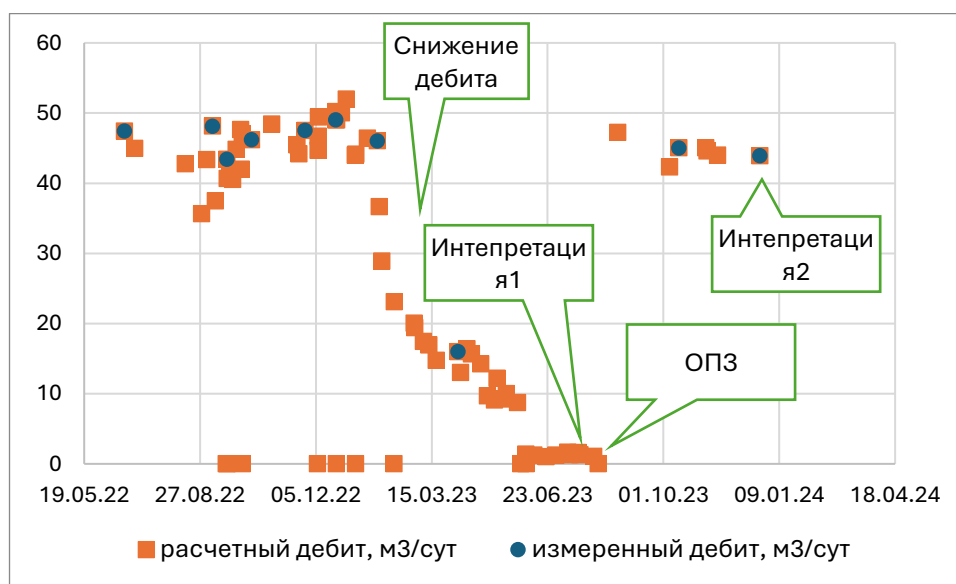


Рис. 3. Результаты расчета динамики добычи

Fig. 3. The results of well rate measurements and calculation

В августе 2023 г. недропользователем была проведена обработка призабойной зоны, что привело к существенному росту дебита. Авторами была выполнена повторная интерпретация показаний датчика температуры для расчета динамики добычи, и значительный рост дебита полностью подтвердился.

Результаты применения авторской методики

Рассмотрим работоспособность методики для случая более резкого изменения дебита.

На рис. 4 показаны результаты восстановления истории работы скважины. Были выбраны моменты изменения дебитов, основываясь на моментах изменения температуры, а также опорные значения устьевого дебита в два временных интервала (т. е. использованы опорные значения по двум замерам, аналогичным замерам на сепараторе).

Как видно из рис. 4, расчетная кривая достаточно точно повторяет исходные данные температуры. Результат показал значительную сходимость с реальными данными по скважине.

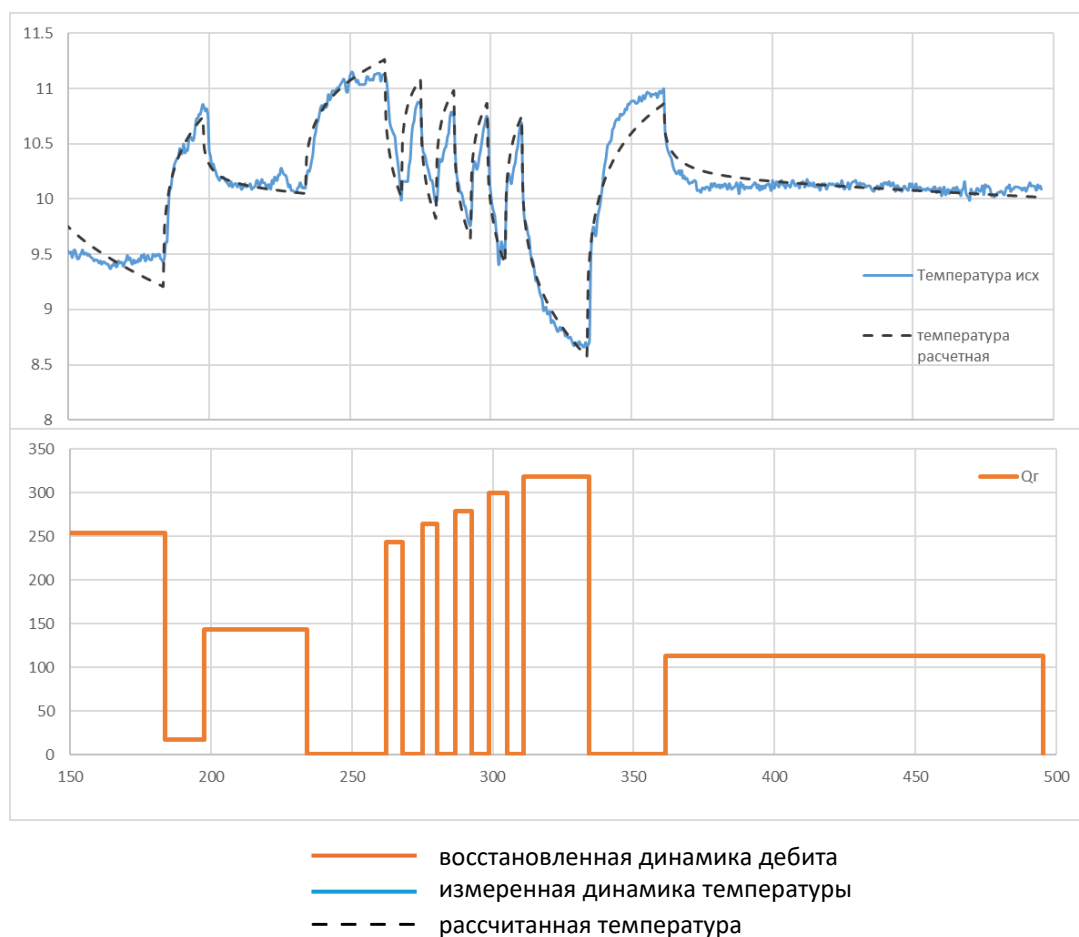


Рис. 4. Результаты использования алгоритма деконволюции

Fig. 4. The results of using the deconvolution algorithm

Был составлен кросс-плот («диаграмма рассеяния») сопоставления расчетной температуры с исходными данными (рис. 5).

Коэффициент детерминации составил 0,9223, что также подтверждает хорошую сходимость данных.

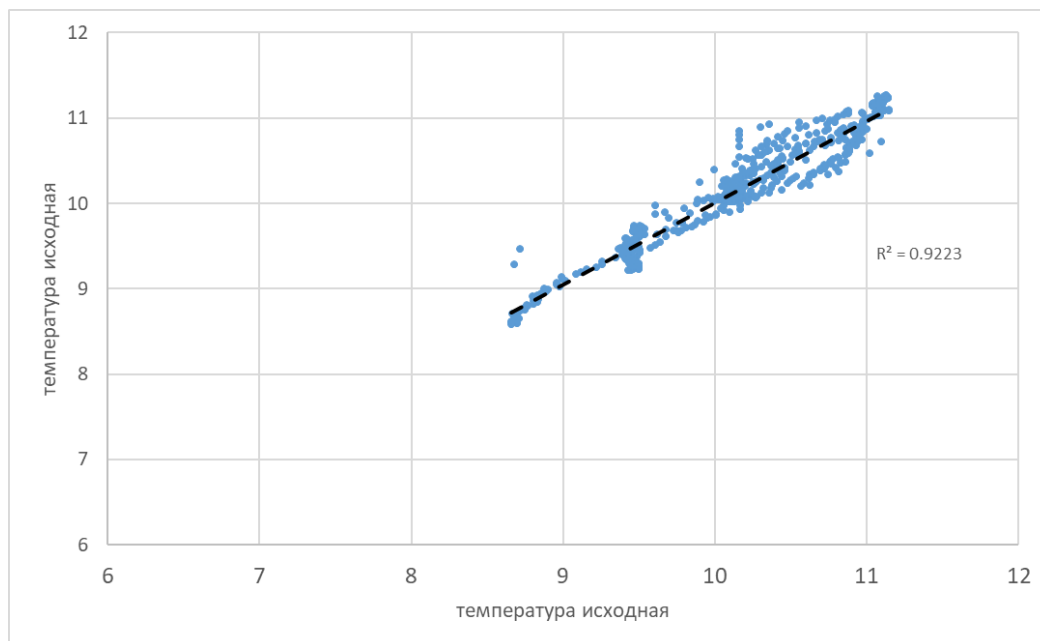


Рис. 5. Кросс-плот исходных данных температурного датчика (синие точки) и кривой температуры (черная пунктирная линия), полученной в результате расчета алгоритмом деконволюции

Fig. 5. Cross plot of the initial data of the temperature sensor (blue dots) and the temperature curve (black dashed line) obtained as a result of calculation by the deconvolution algorithm

При рассмотрении оптоволоконных данных следует обратить внимание на технические особенности датчика. Изначально его показания весьма шумные и для повышения точности производится осреднение показаний как по времени, так и по глубине. В данной скважине выбрано осреднение по глубине с шагом «один метр» и по времени с шагом «одна минута». В случае увеличения интервалов осреднения точность измерения температуры возрастает, однако теряется возможность получения детальной информации об изменении температуры по глубине и времени. Поэтому в данной скважине авторы остановились на данном значении осреднения, что привело к «шуму» на показаниях температуры до 0,5 °С. Этим и обусловлено расхождение в расчетной и фактической кривых температуры.

Дополнительно отметим, что в процессе эксплуатации данной скважины конденсат практически отсутствовал. При появлении многофазного флюида в стволе скважины, например, при выпадении конденсата из газа, образуется сложная структура потока, начинает изменяться температуропроводность смеси флюидов в зависимости от долей каждого из присутствующих фаз. Такое резкое увеличение или преобразование суммарного состава значительно влияет на расчеты по методике и ее дальнейший результат. Однако при необходимости определения только суммарного объемного расхода скважины и наличии нескольких устьевых замеров дебита при разной депрессии для калибровки методики точность расчетов можно вернуть на приемлемый для инженерных оценок уровень: $\pm 5\%$.

Заключение

По результатам анализа динамики изменения теплового поля в интервале глубин выше эксплуатируемых пластов подтверждена возможность расчета динамики интегрального дебита всех флюидов, добываемых скважиной, по изменению температуры от времени на фиксированной глубине, при условии наличия единичных устьевых замеров дебита скважины.

Алгоритм восстановления динамики добычи опробован в условиях реальной скважины и подтвердил свою работоспособность.

Применение больших массивов данных по динамике температуры для восстановления истории добычи существенно более

предпочтительно, чем применение информации о динамике забойного давления в связи с частым изменением коэффициента продуктивности скважины в процессе ее работы.

Имея информацию о динамике забойного давления на глубине датчика телеметрии и восстановленную по данным теплового поля историю дебита скважины, становится возможным оперативное принятие решений о проведении работ для повышения добычи: стимуляции добывающих скважин при снижении их продуктивности или интенсификации работы нагнетательных скважин при снижении пластового давления на анализируемом участке.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Лапина Ю.В., Рыбка В.Ф.* Результат применения оптоволоконных технологий распределенной термометрии при освоении скважины с помощью ЭЦН // Экспозиция Нефть Газ. 2013. № 7(32). С. 13–16.
2. *Ипатов А.И., Гуляев Д.Н.* Роль диагностики в оптимизации разработки остаточно-извлекаемых запасов нефтяных месторождений // Каротажник. 2023. Вып. 3(323). С. 85–94.
3. *Чекалюк Э.Б.* Термодинамика нефтяного пласта. М.: Недра, 1965. 240 с.
4. *Ширяев Е.О.* Опыт применения оптоволоконных систем термометрии для исследований скважин // Каротажник. 2023. Вып. 6(326). С. 76–86.
5. *Кременецкий М.И., Кричевский В.М., Соловьева В.В., Никонорова А.Н.* Результативность долговременного температурного мониторинга при оценке расхода в добывающих и нагнетательных скважинах // Георесурсы. 2023. Т. 25, № 3. С. 151–162. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.19>
6. *Соловьева В.В., Кременецкий М.И.* Контроль динамики производительности эксплуатационной скважины по результатам долговременного мониторинга температуры в стволе // Научный журнал Российского газового общества. 2022. № 4(36). С. 38–50. <https://doi.org/10.55557/2412-6497-2022-4-38-50>
7. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Андриановский А.В. и др.* Цифровые решения в области инструментального контроля разработки месторождений на основе распределенных оптоволоконных измерительных систем // Нефтяное хозяйство. 2022. № 3. С. 54–60. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-3-54-60>

8. Соловьева В.В., Гуляев Д.Н., Коваленко К.В. и др. Опыт мониторинга профиля притока газа в горизонтальных скважинах с помощью оптоволокну в системе «СКМС-онлайн» // Экспозиция Нефть Газ. 2024. № 4(105). С. 24–27. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-4-24-27>
9. Aslanyan A., Asmadiyarov R., Kaeshkov I. et al. Multiwell deconvolution as important guideline to production optimisation: Western Siberia case study // International Petroleum Technology Conference, Beijing, China, 26–28 March 2019. Paper IPTC-19566-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-19566-MS>
10. Sabzabadi A., Masoudi R., Arsanti D. et al. Verifying local oil reserves using multi-well pressure pulse code testing // Offshore Technology Conference Asia, Kuala Lumpur, Malaysia, 20–23 March 2018. Paper OTC-28601-MS. <https://doi.org/10.4043/28601-MS>

Информация об авторах

Рамиль Анварович Мингараев – инженер, ООО «Софойл», Казань, Россия; e-mail: rammingaraev@yandex.ru

Данила Николаевич Гуляев – к.т.н., доцент, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; SPIN-код: 1296-5846, <https://orcid.org/0000-0002-3014-0771>; e-mail: gulyaev.d@gubkin.ru

Виктория Витальевна Соловьева – аспирант, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; SPIN-код: 3855-7659, <https://orcid.org/0000-0001-7988-618X>; e-mail: solovevaviktoria1997@gmail.com

Поступила в редакцию 09.09.2024

HYDROTHERMODYNAMIC AND GEOMECHANICAL MODELING OF THE PROCESSES IN SATURATED GEOLOGICAL MEDIA

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art2>

Testing big data analysis technology with the use of deconvolution algorithm to increase oil production*

R.A. Mingaraev¹, D.N. Gulyaev² ✉, V.V. Solovieva²

1 – Sofoil LLC, Kazan, Russia

2 – National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

Abstract. *Objective.* To develop and test new approaches to the analysis of big data sets in the process of hydrocarbon field development to reveal the potential of production increase. *Materials and methods.* The article discusses the improvement of a technology for analyzing the results of the fixed-depth and the fiber-optic-based distributed temperature monitoring during well production by deconvolution algorithm. Based on the methodology for interpreting a single bottomhole temperature sensor, an algorithm for calculating the production dynamics was proposed and tested when temperature is measured near the interval of the reservoir. *Results.* The data obtained using the deconvolution algorithm were compared with the results of analytical calculations and the technique was tested on the real well data obtained with a fiber-optic sensor cable, confirming the effectiveness of the technique. By utilizing information on bottomhole pressure dynamics and well production history reconstructed from thermal field data, it is possible to make quick decisions on well intervention to improve production. *Conclusions.* The use of the proposed algorithm enabled to expand the limits of applicability of big data obtained using a fiber-optic distributed temperature sensor, which significantly increases the efficiency of monitoring the hydrocarbon field development.

Keywords: barothermal monitoring, deconvolution, thermometry, heat exchange effect, reservoir development surveillance, fiber-optic systems, production enhancement, thermal field

Funding: the work was carried out within the framework of applied scientific research of the National University of Oil and Gas “Gubkin University”, with the financial support of the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation.

Acknowledgments: the authors are grateful to the reviewers for the comments and recommendations on the paper.

For citation: Mingaraev R.A., Gulyaev D.N., Solovieva V.V. Testing big data analysis technology with the use of deconvolution algorithm to increase oil production. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 3. P. 219–231. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art2>

* The article is based on the report presented at the 13th International Well Test Forum “Modern Well Test Analysis and Reservoir Testing Methods for Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development”, 16–17 April 2024, Moscow Petroleum Institute, Well Test Club, Expocentre, Moscow, Russia

✉ Danila N. Gulyaev, e-mail: gulyaev.d@gubkin.ru

© Mingaraev R.A., Gulyaev D.N., Solovieva V.V., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Lapshina Yu.V., Rybka V.F. The result of the application of distributed fiber-optic technology in thermometry of development wells with ESP. *Exposition Oil Gas*. 2013. No. 7(32). P. 13–16. (In Russ.).
2. Ipatov A.I., Gulyaev D.N. The role of diagnostics in optimization of the development of remaining recoverable reserves in oil fields. *Karotazhnik*. 2023. No. 3(323). P. 85–96. (In Russ.).
3. Chekalyuk E.B. *Thermodynamics of Oil Reservoir*. Moscow: Nedra, 1965. 240 p. (In Russ.).
4. Shiryayev E.O. An experience of applying fiber-optic temperature-measurement systems for well logging. *Karotazhnik*. 2023. No. 6(326). P. 76–86. (In Russ.).
5. Kremenetskiy M.I., Krichevsky V.M., Solovieva V.V., Nikonorova A.N. The permanent temperature monitoring for flow rate quantification in production and injection wells. *Georesursy*. 2023. Vol. 25, No. 3. P. 151–162. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2023.3.19>
6. Soloveva V.V., Kremenetskiy M.I. Gas well productivity monitoring based on the results of permanent temperature monitoring in the wellbore. *Scientific Journal of the Russian Gas Society*. 2022. No. 4(36). P. 38–50. (In Russ.). <https://doi.org/10.55557/2412-6497-2022-4-38-50>
7. Ipatov A.I., Kremenetskiy M.I., Andrianovsky A.V. et al. Digital solutions for field development surveillance based on permanent distributed fiber-optic systems. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2022. No. 3. P. 54–60. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-3-54-60>
8. Solovieva V.V., Gulyaev D.N., Kovalenko K.V. et al. Horizontal wells gas inflow profile monitoring experience via fiber-optic by “SKMS-online” system. *Exposition Oil Gas*. 2024. No. 4(105). P. 24–27. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2024-4-24-27>
9. Aslanyan A., Asmadiyarov R., Kaeshkov I. et al. Multiwell deconvolution as important guideline to production optimisation: Western Siberia case study. In: *International Petroleum Technology Conference*, Beijing, China, 26–28 March 2019. Paper IPTC-19566-MS. <https://doi.org/10.2523/IPTC-19566-MS>
10. Sabzabadi A., Masoudi R., Arsanti D. et al. Verifying local oil reserves using multi-well pressure pulse code testing. In: *Offshore Technology Conference Asia*, Kuala Lumpur, Malaysia, 20–23 March 2018. Paper OTC-28601-MS. <https://doi.org/10.4043/28601-MS>

Information about the authors

Ramil A. Mingaraev – Engineer, Sofoil LLC, Dimitrovgrad, Russia; e-mail: rammingaraev@yandex.ru

Danila N. Gulyaev – Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-3014-0771>; e-mail: gulyaev.d@gubkin.ru

Viktoria V. Solovieva – Postgraduate, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0001-7988-618X>; e-mail: solovevaviktoria1997@gmail.com

Received 09.09.2024

ГИДРОТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В НАСЫЩЕННЫХ ГЕОСРЕДАХ

Оригинальная статья

УДК 622.276.1/4.001

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art3>

Описание нелинейно-вязких и вязкоупругих свойств раствора полиакриламида при нагрузке

В.А. Иктисанов¹✉, Н.А. Гордиманов¹, А.В. Иктисанов², К.Г. Сахабутдинов³

1 – Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия

2 – Московский физико-технический институт (национальный исследовательский университет), Москва, Россия

3 – ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, Бугульма, Россия

Аннотация. *Актуальность.* В настоящее время остается актуальной задача описания реологического поведения вязкоупругих и нелинейно-вязких свойств жидких и твердообразных материалов. Для успешного применения полимерных систем для повышения нефтеотдачи пластов, приготовления жидкостей гидроразрыва и буровых растворов необходимо знание их реологических свойств. *Цель работы.* Определение нелинейно-вязких и вязкоупругих свойств раствора полиакриламида. *Материалы и методы.* Предпринята попытка описания реологического поведения раствора полиакриламида в зависимости от скорости сдвига и от времени нагружения. Для описания установившихся напряжений при различных скоростях сдвига использовалась биномиальная реологическая модель, которая показала высокую степень точности. Для описания напряжения от времени предложено использовать численное решение системы двух дифференциальных уравнений, представляющих собой известные уравнения Максвелла и Кельвина–Фойгта. Для описания начального участка кривых при времени менее 0,05 с использовалась модель с переменным модулем упругости. *Результаты.* Достигнута высокая степень соответствия экспериментальных и расчетных напряжений при времени более 0,05 с. Общее решение достигается сшиванием двух решений через сдвиг и напряжение. Обнаружены взаимосвязи с высоким коэффициентом корреляции между модулями упругости и вязкостями Максвелла и Кельвина в зависимости от напряжения и скорости сдвига. *Выводы.* Показано, что наряду с «обычной» скоростью сдвига, определяемой через вращение цилиндра вискозиметра, необходимо учитывать дополнительную скорость сдвига, вызванную изменением напряжения во времени. Именно при помощи данного подхода достигается максимум напряжений и его перемещение в зависимости от скорости сдвига. Замечено, что дополнительная скорость сдвига возникает сразу после приложения напряжения, а не в момент падения напряжения, как это принято считать.

Ключевые слова: вязкоупругие свойства, нелинейно-вязкие свойства, раствор полимера, модуль упругости, сдвиг, максимум напряжения, последствие, релаксация

✉ Иктисанов Валерий Асхатович, e-mail: iktisanov_va@pers.spmi.ru

© Иктисанов В.А., Гордиманов Н.А., Иктисанов А.В., Сахабутдинов К.Г., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Иктисанов В.А., Гордиманов Н.А., Иктисанов А.В., Сахабутдинов К.Г. Описание нелинейно-вязких и вязкоупругих свойств раствора полиакриламида при нагрузке // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 3. С. 232–247. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art3>

Введение

В нефтяной промышленности широко используются растворы полимеров при заводнении пластов в качестве физико-химических методов увеличения коэффициента извлечения нефти [1–3], при приготовлении жидкостей гидро-разрыва и буровых растворов [4]. Задачей полимерного заводнения является повышение коэффициента охвата за счет блокировки высокопроницаемых пропластков, промытых водой [5–7]. Различают потокоотклоняющие технологии, основанные на снижении проницаемости и блокировки промытых зон [8, 9], и технологии выравниванию профиля приемистости, действующие за счет увеличения вязкости закачиваемой воды, а также их комбинации [10–12]. В первом случае часто используют сшитые полимерные системы и полимерно-гелевые системы, которые, попадая в пласт, создают дополнительное сопротивление движению нагнетаемой воды, что приводит к изменению фронта заводнения.

Частично гидролизированный полиакриламид (ПАА), представляющий собой синтетический полимер с гибкой цепной структурой, является одним из наиболее широко применяемых полимеров для увеличения нефтеотдачи [13–15]. Различными авторами замечено, что чем выше вязкость раствора ПАА, тем больший эффект достигается за счет выравнивания фронта вытеснения [9, 11, 16]. При этом высокая молекулярная масса ПАА приводит к его большей деструкции при движении в пористой среде. Причиной этого является

разрушение связей полимера при его продвижении в периодических сужениях и расширениях фильтрационных каналов, что характерно для терригенных коллекторов. Кроме деструкции полимера наблюдается еще один немаловажный эффект, связанный с возникновением дополнительного фильтрационного сопротивления за счет вязкоупругих свойств, что значительно снижает подвижность и повышает эффективность технологии [2, 5, 8].

Впервые влияние вязкоупругих свойств жидкостей на процесс фильтрации в пористой среде отмечали Христианович С.А. и Молокович М.А., которые разработали теорию релаксационной фильтрации [17]. В целом вместо этого термина, вероятно, более правильным было бы использовать термин «вязкоупругая фильтрация», так как основой данного типа фильтрации являются: релаксация напряжений и задержка деформаций, которые обусловлены проявлением вязкоупругих свойств. Причем, время релаксации напряжений обычно невелико и им можно пренебречь, а основное влияние оказывает задержка деформации [18].

Для успешного применения полимерных систем для повышения нефтеотдачи пластов кроме знания специфики горно-геологических условий (пористость, проницаемость, температура, насыщенность и др.) необходимо знание реологических свойств закачиваемых систем. Именно этой цели определения нелинейно-вязких и вязкоупругих свойств раствора ПАА посвящена данная работа.

Реологические исследования

Исследования 0,5%-го раствора ПАА выполнялись на высокоточном ротационном вискозиметре «Mettler LH-40». Суть исследований заключалась в записи величины напряжения в зависимости от времени и от скорости сдвига. Температура исследований была близка

к пластовой температуре и составляла 30,5 °С. Замечено, что при малых скоростях сдвига наблюдается чистое запаздывание напряжения, а при больших – существование максимума (рис. 1). С ростом скорости сдвига максимум увеличивается и смещается влево по оси времени.

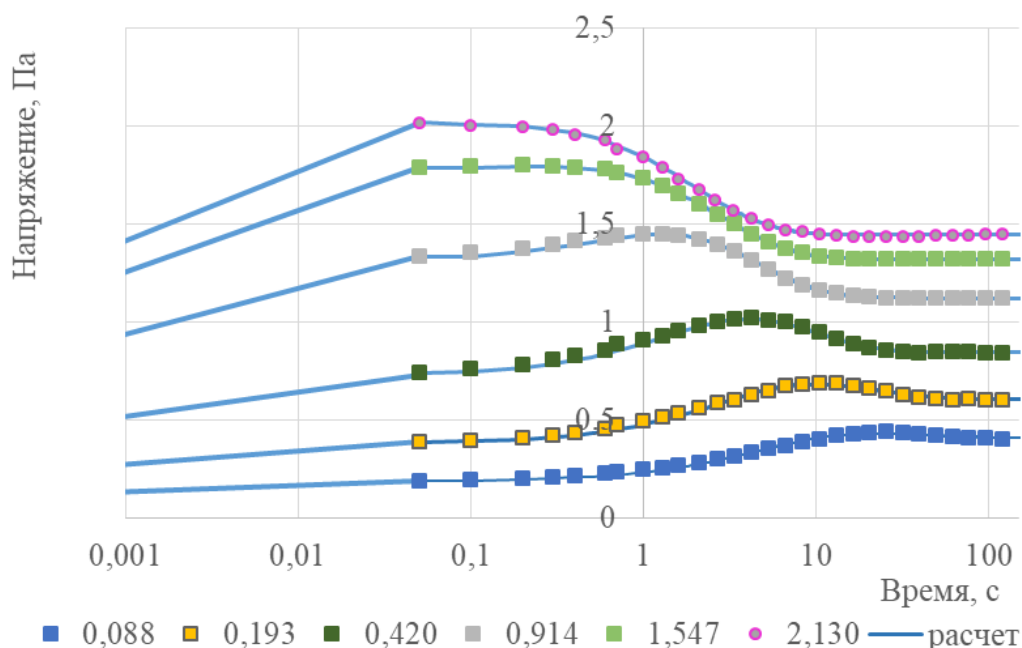


Рис. 1. Зависимость деформационных кривых напряжения от времени при различных скоростях сдвига (параметр кривых – скорость сдвига, 1/с)

Fig. 1. Dependence of deformation stress curves on time at different shear rates (parameter of the curves – the shear rate, 1/s)

Полученные тенденции не являются новыми. Экспериментальные исследования, впервые описанные Ребиндером П.А., Трапезниковым А.А., Виноградовым Г.В., а впоследствии и другими многочисленными авторами, свидетельствуют, что при течении Куэтта для различных дисперсных и полимерных систем характерно монотонное увеличение напряжения до некоторого установившегося значения, а также существование максимума напряжения или

наличие нескольких максимумов [19, 20]. Заметим, что большинство вязкоупругих реологических моделей не позволяют описать максимум напряжений. Исключение составляют лишь обобщенные модели Максвелла, Кельвина–Фойгта, а также модель Зубчанинова В.Г. Однако в этих многоэлементных моделях используется дискретный спектр времен релаксации, что значительно усложняет понимание физической сути процесса.

Существование максимума или максимумов напряжения традиционно объясняется достижением некоторого критического значения напряжения, после которого происходит разрыв сплошности и реализуется сдвиг, приводящий к падению напряжения. Наличие максимума при исследовании твердообразных материалов на растяжение связывают с появлением шейки, ослабляющей сечение образца перед разрушением. Однако наличие максимума характерно и для других типов течений и деформаций, например, после начала закачки с постоянной скоростью керосина в керн, насыщенный керосином [18]. В этом случае трудно предположить наличие разрыва сплошности. Сложно его представить и при наличии затухающих плавных, а не скачкообразных колебаний напряжения, что иногда наблюдается при реологических исследованиях высоковязких нефтей, эмульсий и полимеров на ротационных вискозиметрах. Заметим, что эти затухающие колебания наблюдаются и в повседневной жизни, например, при торможении машины, поезда, колебании пружины и т. д., что является проявлением реологических свойств различных материалов под воздействием нагрузки. Значит, должна существовать иная причина возникновения максимума или нескольких максимумов напряжения на деформационной кривой.

Причину этого явления один из авторов объяснил в своей ранней работе [19] – наличие максимума за счет возникновения дополнительной скорости сдвига к заданной. Известно, что напряжение влияет на сдвиг, о чем свидетельствует упругое последствие, описываемое уравнением Кельвина–Фойгта. В свою очередь, сдвиг влияет на напряжение, что приводит к релаксации напряжений, описываемой уравнением Максвелла. Но эти процессы

обычно исследуют по отдельности. Поэтому была предпринята попытка одновременного учета взаимовлияния напряжения на сдвиг и сдвига на напряжение, что достигается за счет подключения множества элементов Максвелла и Кельвина с течением времени.

Для этого необходимо решать систему двух известных дифференциальных уравнений:

$$\begin{cases} \mu_m \left(\dot{\gamma} + \dot{\gamma}_k \right) = \tau + T_m \frac{d\tau}{dt} \\ \frac{\tau}{\pm E_k} = \gamma_k + T_k \frac{d\gamma_k}{dt} \end{cases}, \quad (1)$$

где γ – деформация или сдвиг;

τ – напряжение;

t – время;

μ_m – вязкость Максвелла;

E_k – коэффициент (модуль) упругости Кельвина;

γ_k – сдвиг, определяемый моделью Кельвина–Фойгта;

$T_m = \mu_m / E_m$ – время Максвелла (релаксации напряжений);

$T_k = \mu_k / E_k$ – время Кельвина (последствия).

Как показала практика, данная модель позволяет описать основные черты реологического поведения и в том числе наличие максимума напряжения. Обнаружено, что при определенных условиях возможно появление затухающих вязкоупругих колебаний или, другими словами, наличие упомянутых выше нескольких максимумов напряжения. Модель имеет четыре неизвестных параметра: μ_m , E_k , T_m , T_k или μ_m , μ_k , E_m , E_k , если выразить время Максвелла и Кельвина через вязкость и модуль упругости.

Использование данной модели позволило также описать кривые течения исследуемого раствора ПАА во времени при различных скоростях сдвига с высокой степенью точности. Исключение составляет исследование при самой низкой скорости сдвига, когда не было достигнуто установившееся напряжение. Первоначальная настройка модели проводилась по вязкости Максвелла μ_m , определяемой как отношение установившегося во времени напряжения к скорости сдвига. Параметры μ_k , E_m , E_k подбирались из условия достижения минимальной суммы квадратов между расчетными и измеренными напряжениями.

Для каждой кривой были подобраны свои коэффициенты вязкости и упругости (табл. 1), но как оказалось, эти коэффициенты с высокой степенью точности коррелируют с напряжением и скоростью сдвига. Так, время Максвелла и модуль упругости Кельвина зависят от установившегося напряжения

(рис. 2), а вязкость Кельвина и время Кельвина зависят от скорости сдвига (рис. 3). Причем подчеркнем, что это – расчетные значения, полученные для экспериментальных данных при различных скоростях сдвига. Поэтому неожиданное достижение высоких коэффициентов корреляции свидетельствует об установленной тенденции.

Для исследуемого раствора ПАА обнаружилось неравенство $T_m > T_k$, что свидетельствует о преобладающем, более быстром влиянии скорости сдвига над релаксацией напряжений. При больших скоростях сдвига это отличие нивелируется. С увеличением скорости вращения цилиндра модуль упругости Кельвина возрастает, а вязкость Максвелла, т. е. по сути, эффективная вязкость жидкости уменьшается. Уменьшение времени Максвелла (релаксации) с увеличением прикладываемого напряжения свидетельствует об увеличении свойств жидкости в сравнении со свойствами твердого тела.

Табл. 1. Результаты описания кривых течения раствора полиакриламида

Table 1. Results of the description of flow curves of the polyacrylamide solution

Скорость сдвига, 1/с	Установившееся напряжение, Па	Модуль упругости Кельвина E_k , Па	Модуль упругости Максвелла, E_m , Па	Вязкость Кельвина μ_k , Па·с	Вязкость Максвелла, μ_m , Па·с	Время Кельвина, T_k , с	Время Максвелла, T_m , с	Начальный сдвиг
0,088	0,4048	0,073	0,040	0,150	4,600	2,05	114	0,004
0,193	0,6035	0,196	0,087	0,314	3,127	1,60	35,8	0,010
0,420	0,8449	0,484	0,155	0,525	2,012	1,09	12,9	0,021
0,914	1,122	1,464	0,244	1,079	1,228	0,74	5,04	0,046
1,547	1,322	4,121	0,282	1,703	0,855	0,41	3,04	0,077
2,130	1,446	7,190	0,313	2,267	0,679	0,32	2,17	0,107
3,879	1,679	11,98	0,328	2,673	0,4328	0,22	1,32	0,194

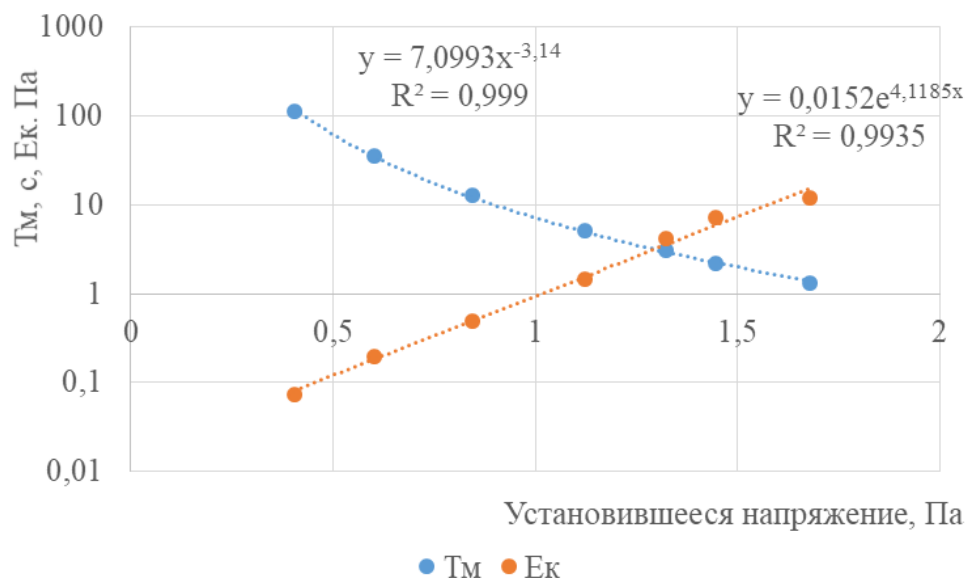


Рис. 2. Зависимости времени Максвелла и модуля упругости Кельвина от установившегося напряжения сдвига

Fig. 2. Dependences of Maxwell time and Kelvin modulus of elasticity on the steady-state shear stress

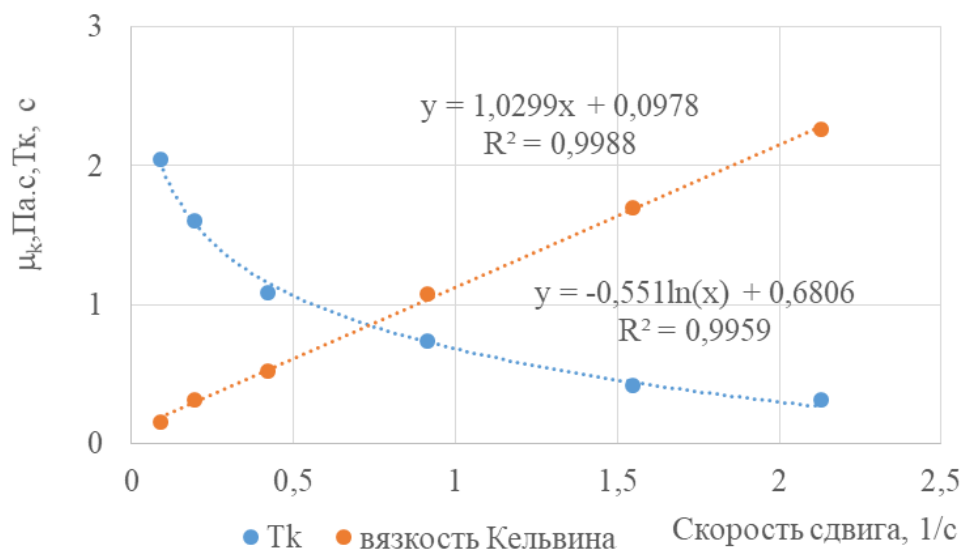


Рис. 3. Зависимости времени и вязкости Кельвина от скорости сдвига

Fig. 3. Dependences of Kelvin time and viscosity on the shear rate

Для описания взаимосвязи между установившимися напряжениями и скоростью сдвига использовалась биномиальная модель (см. рис. 4), которая имеет следующий вид:

$$\tau(\dot{\gamma}) = \tau_* \left(1 + \left(\frac{\mu \dot{\gamma}}{\tau_*} \right)^{1/n} \right)^n, \quad (2)$$

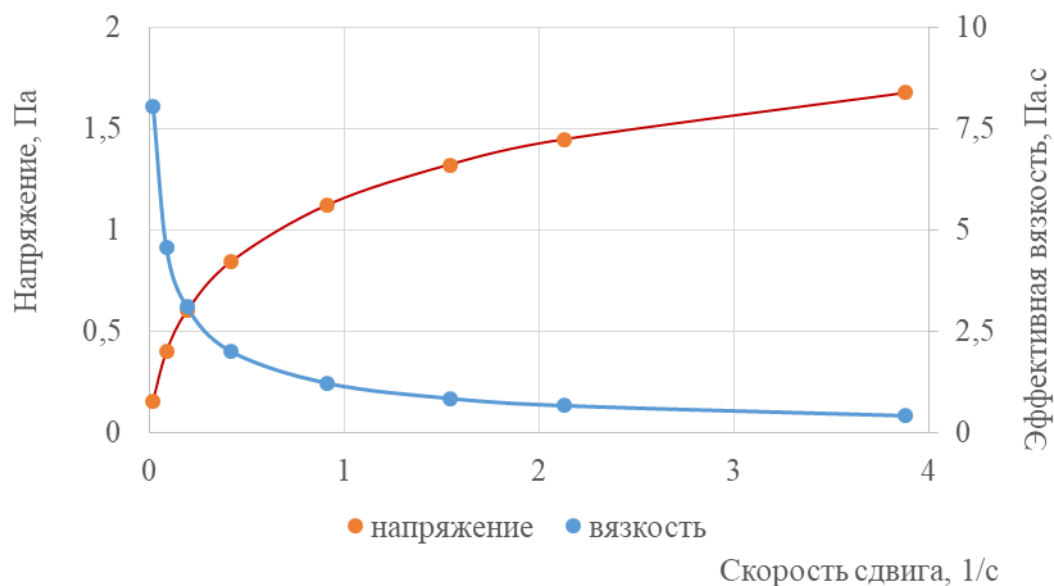


Рис. 4. Представление установившихся напряжений и эффективной вязкости биномиальной моделью

Fig. 4. Steady-state stresses and effective viscosity represented by binomial model

При $n > 0$ эта модель является моделью Рафферса и описывает вязкопластичные системы. В этом случае $\tau_* = \tau_0$, т. е. равно начальному напряжению сдвига, $\mu_* = \eta_p$ — пластической вязкости. Обнаружено, что при $n < 0$ биномиальная зависимость характерна для обратных значений параметров и позволяет описать псевдопластичные системы [19]. В этом случае $\tau_* = \tau_\infty$, т. е. равно некоему постоянному напряжению при бесконечной скорости сдвига и, по сути, является фиктивным параметром. Но для высокой скорости сдвига реологические исследования теряют смысл из-за возникновения турбулентного режима течения. Другой параметр имеет физический смысл и является вязкостью при малых скоростях сдвига $\mu_* = \mu_0$.

Как показали многочисленные исследования [19], уравнение (2) при отрицательной степени позволяет описать с высокой степенью точности самые различные нефти, эмульсии, растворы полимеров, в том числе и исследуемый раствор ПАА. Применение других реостабильных моделей для

рассматриваемого раствора ПАА — Оствальда–де Ваале, Гершеля–Балкли, Сиско, Эллиса, Рейнера–Ривлина, Эйринга, Кросса — не привело к желаемому результату. Коэффициенты модели: $n = -2,611$; $\tau_\infty = 3,24$; $\mu_0 = 21,74$ Па·с. Отмечается довольно высокое значение вязкости при малой скорости сдвига. По факту в пористой среде за счет вязкоупругих свойств сопротивление движению ПАА будет еще большим, но это уже выходит за рамки данного исследования.

Принципиальным недостатком данных исследований является практически скачкообразное изменение напряжения после начала вращения цилиндра (см. рис. 1). В частности, за 0,05 с произошло увеличение напряжения с 0 до 0,19 Па для самой малой скорости сдвига и с 0 до 2,3 Па для самой высокой скорости сдвига. Чем обусловлен данный скачок — инерционностью датчика вискозиметра или проявлением исключительно упругой деформации на начальном этапе, о чем свидетельствуют различные исследователи, — остается до конца невыясненным.

Одной из версий было возникновение дополнительного напряжения за счет равноускоренного движения ПАА при изменении скорости вращения цилиндра от нулевой до некоторой заданной величины. Для оценки этого влияния использовались уравнения:

$$\dot{\gamma} = \frac{2\omega_1}{1 - \delta^2}, \quad (3)$$

$$\tau_1 = \frac{M}{2\pi l R_1^2}, \quad (4)$$

$$M = m a R_1, \quad (5)$$

$$m = \pi \rho (R_2^2 - R_1^2) l, \quad (6)$$

$$\omega_1 = \frac{a t}{R_1}, \quad (7)$$

где τ_1 – напряжение на внутреннем цилиндре ротационного вискозиметра;

ω_1 – угловая скорость вращения внутреннего цилиндра;

$\delta = R_1/R_2$ – величина относительного кольцевого зазора;

R_1, R_2 – радиусы внутреннего и внешнего цилиндров;

l – высота цилиндра;

M – момент сил;

m – масса исследуемого образца;

a – ускорение;

ρ – плотность.

Однако рассчитанные напряжения за счет равноускоренного движения получились на порядок меньше экспериментальных напряжений при времени 0,05 с. Эти напряжения фактически и не являлись классическими начальными напряжениями, выше которых начинается течение, так как

при снятии нагрузки их значения стремились к нулю.

Наличие скачка напряжений на начальном этапе привело к необходимости отдельного решения задачи. Именно поэтому для времени больше 0,05 с задавались начальное напряжение и начальный сдвиг (см. табл. 1) для каждой скорости сдвига при решении системы дифференциальных уравнений (1). Итогом аппроксимации являются кривые напряжения на рис. 1 после времени 0,05 с. Полный расчет при задании нулевого начального сдвига и нулевого напряжения практически был невозможен. Отдельное описание изменения напряжения в диапазоне времени 0–0,05 с при помощи вязкоупругой модели также не дало положительного результата. Задача была успешно решена только при использовании модели с переменным модулем упругости (см. рис. 1 в диапазоне времени менее 0,05 с). Для ее решения использовалась уже упомянутая выше биномиальная модель с отрицательным показателем степени. Учитывая совершенно иной процесс, модель была переписана в виде:

$$\tau^{1/n} = \tau_*^{1/n} + (E_* \gamma)^{1/n}. \quad (8)$$

Коэффициенты модели получились следующими: $n = -0,91$; $\tau_\infty = 2,98$ Па; $E_0 = 45,11$ Па. Причина использования этой модели заключалась в том, что другие модели – степенная, дробно-линейная, с начальным напряжением сдвига – описывали экспериментальные данные с меньшей степенью точности. Параметр τ_∞ в данном случае не лишен физического смысла, так как для раствора ПАА характерно развитие неограниченной деформации.

В итоге, сшиванием двух решений возможно описание нелинейно-вязких и вязкоупругих свойств исследуемого раствора ПАА. Но в целом, для разрешения вопроса по резкому скачку напряжения в начальный момент времени необходимы дополнительные исследования.

Результаты

Полученные результаты показывают следующее. Скорость сдвига γ_k , описываемая уравнением Кельвина-Фойгта, и обусловленный ею сдвиг традиционно относят ко времени последствия, что обусловлено исследованиями по запаздыванию упругого сдвига по окончания нагрузки [20]. Однако при приложении

нагрузки (росте напряжения) должно возникать не запаздывание, а опережение сдвига, соответственно суммарная скорость сдвига должна быть больше. При снижении напряжения после максимума изменяется знак и наблюдается уже традиционное запаздывание сдвига, суммарная скорость сдвига уменьшается. Данные рассуждения подтверждает рис. 5, на котором представлены зависимости суммарной скорости сдвига от сдвига, рассчитанного через произведение скорости сдвига и времени. На начальных участках суммарная скорость сдвига имеет максимальные значения, с течением времени скорость сдвига становится равной скорости, рассчитанной через скорость вращения цилиндра.

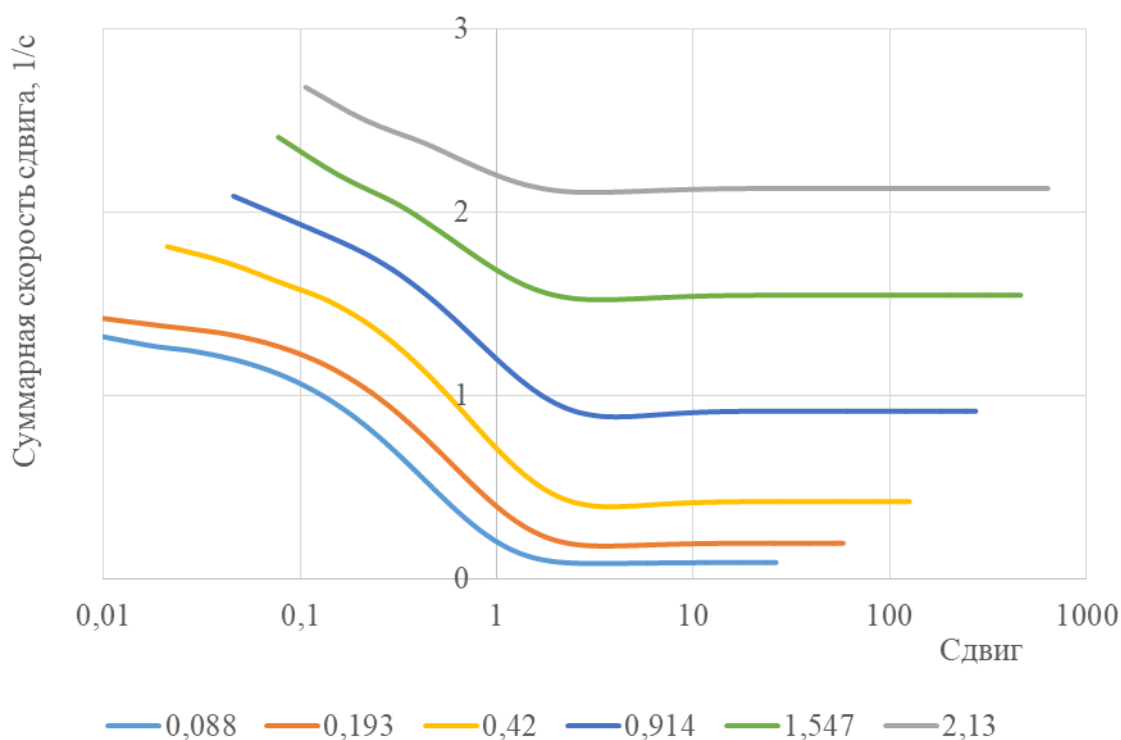


Рис. 5. Зависимости суммарной скорости сдвига от обычного сдвига, рассчитанного через скорость сдвига и время (параметр кривых – скорость сдвига, 1/с)

Fig. 5. Dependences of the total shear rate on the usual shear calculated through the shear rate and time (parameter of the curves – the shear rate, 1/s)

В результате, отчасти можно согласиться с теми авторами, которые считали, что существование максимума напряжения связано с увеличением деформации, которое они объясняли образованием сужения (шейки) исследуемого твердого материала [21]. Действительно, деформация или сдвиг увеличиваются сверх запланированного, но они увеличиваются максимально на начальном этапе нагружения, а далее только уменьшаются, т. е. дополнительный сдвиг наблюдается сразу же после начала нагружения, а не ближе к концу исследований, как полагали авторы.

В связи с отмеченным выше, следует различать «обычную» скорость сдвига, которая пересчитывается через скорость вращения цилиндра вискозиметра по уравнению (3), и действительную скорость сдвига, обусловленную изменением напря-

жения. Заметим, что в этом нет никакого противоречия и новизны. Как известно, при снятии нагрузки, когда «обычная» скорость сдвига равна нулю, возникают сдвиг (последствие) и дополнительная скорость сдвига. В данных рассуждениях, естественно, не рассматривается методическая погрешность, вызванная применением уравнения (3) для ньютоновской жидкости применительно к нелинейно-вязким жидкостям [19].

В качестве подтверждения отмеченной тенденции отметим интересный факт, полученный при представлении экспериментальных данных в координатах, когда вместо времени вводится суммарный сдвиг с учетом дополнительного сдвига или сдвига по уравнению Кельвина, а напряжения приводятся к безразмерному виду за счет деления на установившиеся значения (рис. 6).

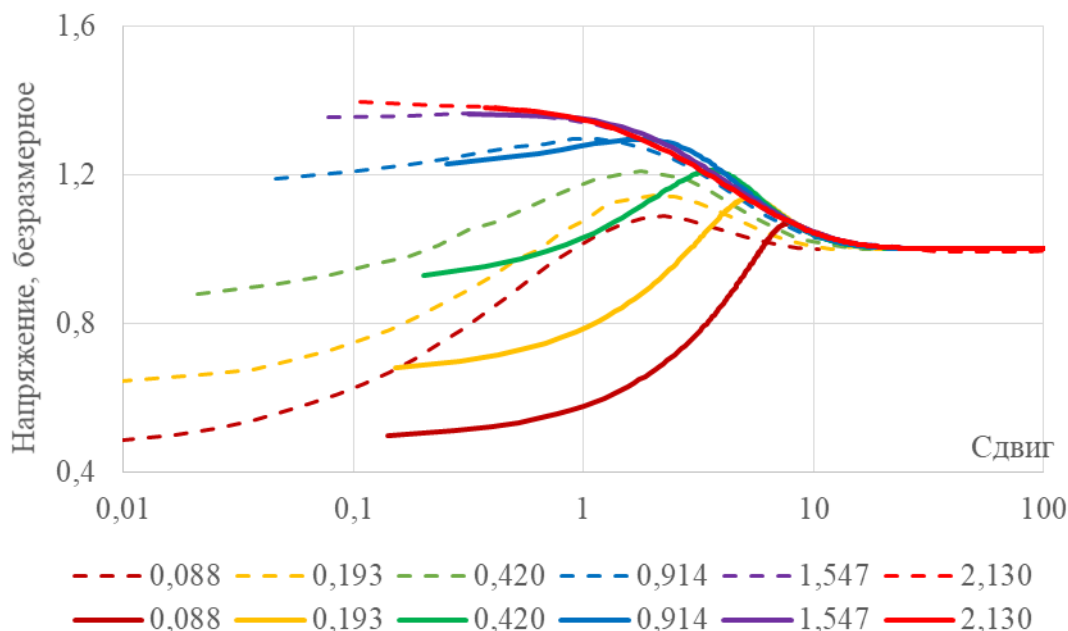


Рис. 6. Деформационные кривые напряжения сдвига в безразмерном виде: сплошные кривые – в зависимости от суммарного сдвига; прерывистые кривые – в зависимости от сдвига, как произведение скорости сдвига на время (параметр кривых – скорость сдвига, 1/с)

Fig. 6. Deformation curves of the shear stress in dimensionless form: solid curves – depending on the total shear; dash curves – depending on the shear, as the product of the shear rate over time (parameter of the curves – the shear rate, 1/s)

Дополнительно для сравнения на этом же рисунке показаны безразмерные напряжения от «обычного» сдвига. Кривые в полулогарифмических координатах при суммарном сдвиге приобретают упорядоченный вид. Выделяется тенденция изменения максимума кривых, зависящая от суммарного сдвига и напряжения, что объясняет и величину максимума, и его отсутствие при малых напряжениях. При этом для малых напряжений характерно наибольшее различие кривых между «обычным» и суммарным сдвигами. Это может свидетельствовать о том, что материал способен выдерживать кратковременную высокую нагрузку за счет сил упругости, а при меньших нагрузках развивается вязкоупругое течение.

Выводы

При помощи предложенных ранее биномиальной модели для нелинейно-вязких свойств и модели для вязкоупругих материалов в виде системы двух дифференциальных уравнений выполнено описание результатов вискозиметрических исследований раствора ПАА в зависимости от скорости сдвига и от времени.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Chang H.L., Guo Z., Zhang J.* Polymer flooding: The good, the bad, and the ugly – Lessons learned from field practices // SPE Improved Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA, 22–25 April 2024. Paper SPE-218272-MS. <https://doi.org/10.2118/218272-MS>
2. *Kamal M.S., Sultan A.S., Al-Mubaiyedh U.A., Hussein I.A.* Review on polymer flooding: Rheology, adsorption, stability, and field applications of various polymer systems // Polymer Reviews. 2015. Vol. 55, No. 3. P. 491–530. <https://doi.org/10.1080/15583724.2014.982821>
3. *Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z.* Half-century of heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications // SPE Canada Heavy Oil Technical

Установлены взаимосвязи с высоким коэффициентом корреляции для модуля упругости Кельвина и времени Максвелла от напряжения, а также для вязкости и времени Кельвина от скорости сдвига.

Показано, что наряду с «обычной» скоростью сдвига, определяемой через вращение цилиндра вискозиметра, необходимо учитывать возникновение дополнительной скорости сдвига, вызванной изменением напряжения. Дополнительный сдвиг обуславливается известным уравнением Кельвина–Фойгта, но учитывает не только последствие по запаздыванию упругого сдвига, но и опережение сил упругости. Замечено, что наибольшее различие кривых между «обычным» и суммарным сдвигами характерно для малых напряжений.

Для описания начального участка времени менее 0,05 с использовалась модель с переменным модулем упругости. Общее описание достигается сшиванием двух упомянутых подходов через сдвиг и напряжение. В целом, необходимо более детальное выяснение причин начальных скачков напряжений, записываемых вискозиметром.

Conference, Calgary, Alberta, Canada, 9–11 June 2015. Paper SPE-174402-MS. <https://doi.org/10.2118/174402-MS>

4. Двойников М.В., Кучин В.Н., Минцаев М.Ш. Разработка вязкоупругих систем и технологии изоляции водоносных горизонтов с аномальными пластовыми давлениями при бурении нефтегазовых скважин // Записки Горного института. 2021. Т. 247. С. 57–65. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.1.7>

5. Бондаренко А.В. Экспериментальное сопровождение опытно-промышленных работ по обоснованию технологии полимерного заводнения в условиях высокой минерализации пластовых и закачиваемых вод: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М., 2017. 25 с.

6. Иманбаев Б.А., Сагындинов М.С., Кушеков Р.М., Таджибаев М.О. Оценка и научное обоснование применения полимерного заводнения на месторождении Узень // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2022. Т. 4, № 1. С. 9–27. <https://doi.org/10.54859/kjogi104852>

7. Кетова Ю.А., Бай Б., Казанцев А.Л., Галкин С.В. Анализ эффективности применения заводнения нефтеносных пластов на основе водорастворимого полиакриламида и предварительно сшитых полиакриламидных частиц // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2019. Т. 19, № 3. С. 251–262. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2019.3.5>

8. Черепанова Н.А., Усольцев А.В., Кочетов А.В. Исследования эффективности полимерного заводнения для объектов высоковязкой нефти сеноманского горизонта // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 6(91). С. 51–55. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-6-51-55>

9. Gbadamosi A., Patil S., Kamal M.S. et al. Application of polymers for chemical enhanced oil recovery: A review // Polymers. 2022. Vol. 14, No. 7. P. 1433. <https://doi.org/10.3390/polym14071433>

10. Wang D., Cheng J., Xia H. et al. Viscous-elastic fluids can mobilize oil remaining after water-flood by force parallel to the oil-water interface // SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, 8–9 October 2001. Paper SPE-72123-MS. <https://doi.org/10.2118/72123-MS>

11. Колесник С.В., Ефимов М.Э. Интенсификация добычи нефти посредством применения жидкости гидроразрыва пласта на основе полиакриламида // Нефтепромысловое дело, 2023. № 9(657). С. 43–47. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-9\(657\)-43-47](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-9(657)-43-47)

12. Сургучев М.Л., Горбунов А.Т., Забродин Д.П. и др. Методы извлечения остаточной нефти. М.: Недра, 1991. 347 с.

13. Liu F., Wang J., Long S. et al. Experimental and modeling study of the viscoelastic-viscoplastic deformation behavior of amorphous polymers over a wide temperature range // Mechanics of Materials. 2022. Vol. 167. P. 104246. <https://doi.org/10.1016/j.mechmat.2022.104246>

14. Tapias Hernandez F.A., Lizcano Niño J.C., Zanon Lopez Moreno R.B. Effects of salts and temperature on rheological and viscoelastic behavior of low molecular weight HPAM solutions // Revista Fuentes El Reventón Energético. 2018. Vol. 16, No. 1. P. 19–35. <https://doi.org/10.18273/revfue.v16n1-2018002>

15. Tayeb A., Arfaoui M., Zine A. et al. On the nonlinear viscoelastic behavior of rubber-like materials: Constitutive description and identification // International Journal of Mechanical Sciences. 2017. Vol. 130. P. 437–447. <https://doi.org/10.1016/j.ijmecsci.2017.06.032>

16. Xiang G., Yin D., Meng R., Cao C. Predictive model for stress relaxation behavior of glassy polymers based on variable-order fractional calculus // *Polymers for Advanced Technologies*. 2021. Vol. 32, No. 2. P. 703–713. <https://doi.org/10.1002/pat.5123>
17. Молокович Ю.М., Марков А.И., Давлетиин А.А., Куштанова Г.Г. Пьезометрия окрестности скважины. Теоретические основы. Казань: ДАС, 2000. 203 с.
18. Иктисанов В.А. Изучение особенностей релаксационной фильтрации жидкости. Саарбрюккен: Palmarium Academic Publishing, 2012. 125 с.
19. Иктисанов В.А. Определение фильтрационных параметров пластов и реологических свойств дисперсных систем при разработке нефтяных месторождений. М.: ВНИИОЭНГ, 2001. 212 с.
20. Урьев Н.Б. Высококонцентрированные дисперсные системы. М.: Химия, 1980. 320 с.
21. Иктисанов В.А. Новое решение старой проблемы: описание характерных особенностей реологического поведения вязкоупругих сред // *Нефтепромысловое дело*. 2024. № 7(667). С. 53–60.

Информация об авторах

Валерий Асхатович Иктисанов – д.т.н., профессор, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия; SPIN-код: 3873-9777, <https://orcid.org/0009-0004-4295-909X>; e-mail: iktisanov_va@pers.spmi.ru

Никита Андреевич Гордиманов – студент, Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия; <https://orcid.org/0009-0000-7078-5606>; e-mail: gordimanov02@mail.ru

Альберт Валерьевич Иктисанов – студент, Московский физико-технический институт (национальный исследовательский университет), Москва, Россия; <https://orcid.org/0009-0001-0618-2381>; e-mail: a.iktisanov@yandex.ru

Камиль Гаптенурович Сахабутдинов – ведущий специалист, ПАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина Бугульма, Россия; e-mail: kgs@tatnipi.ru

Поступила в редакцию 27.06.2024

HYDROTHERMODYNAMIC AND GEOMECHANICAL MODELING OF THE PROCESSES IN SATURATED GEOLOGICAL MEDIA

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art3>

Description of nonlinear viscous and viscoelastic properties of polyacrylamide solution under loading

V.A. Iktissanov¹✉, N.A. Gordimanov¹, A.V. Iktissanov², K.G. Sakhabutdinov³

1 – Empress Catherine the Great Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia

2 – Moscow Institute of Physics and Technology (National Research University), Moscow, Russia

3 – PJSC Tatneft, Bugulma, Russia

Abstract. *Background.* Currently, the solution of the problem of describing the rheological behavior of viscoelastic and nonlinear viscous properties of liquid and solid-like materials is far from perfect. For successful application of polymer systems to enhance oil recovery and for preparation of fracturing fluids and drilling fluids, knowledge of their rheological properties is necessary. *Objective.* To determine the nonlinear viscous and viscoelastic properties of polyacrylamide solution. *Material and methods.* We made an attempt to describe the rheological behavior of a polyacrylamide solution depending on the shear rate and on the loading time. A binomial rheological model was used to describe steady-state stresses at different shear rates, which showed a high degree of accuracy. To describe the stress from time, we proposed to use a numerical solution of a system of two differential equations representing the well-known Maxwell and Kelvin–Voigt equations. To describe the initial section of the curves for times less than 0.05 s, a model with a variable modulus of elasticity was used. *Results.* A high degree of correspondence of experimental and design stresses with a time of more than 0.05 s was achieved. The overall solution was achieved by combining two solutions based on shear rate and shear stress. Relationships with high correlation coefficients were found between the elastic modulus, viscosities of Maxwell and Kelvin and the shear stress and shear rate. *Conclusions.* We show that in addition to the “ordinary” shear rate determined by the rotation of the viscometer cylinder, it is necessary to consider an additional shear rate due to stress changes in time. Due to this approach, a description of the stress maximum and its displacement from the shear rate can be made. We note that the additional shear rate occurred immediately after the start of loading, rather than at the time of stress drop, as commonly believed.

Keywords: viscoelastic properties, nonlinear viscous properties, polymer solution, modulus of elasticity, shear, shear stress maximum, aftereffect, relaxation

Funding: the work received no funding.

For citation: Iktissanov V.A., Gordimanov N.A., Iktissanov A.V., Sakhabutdinov K.G. Description of nonlinear viscous and viscoelastic properties of polyacrylamide solution under loading. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 3. P. 232–247. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art3>

✉ Valery A. Iktissanov, e-mail: iktisanov_va@pers.spmi.ru

© Iktissanov V.A., Gordimanov N.A., Iktissanov A.V., Sakhabutdinov K.G., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Chang H.L., Guo Z., Zhang J. Polymer flooding: The good, the bad, and the ugly – Lessons learned from field practices. In: *SPE Improved Oil Recovery Conference*, Tulsa, Oklahoma, USA, 22–25 April 2024. Paper SPE-218272-MS. <https://doi.org/10.2118/218272-MS>
2. Kamal M.S., Sultan A.S., Al-Mubaiyedh U.A., Hussein I.A. Review on polymer flooding: Rheology, adsorption, stability, and field applications of various polymer systems. *Polymer Reviews*. 2015. Vol. 55, No. 3. P. 491–530. <https://doi.org/10.1080/15583724.2014.982821>
3. Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z. Half-century of heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications. In: *SPE Canada Heavy Oil Technical Conference*, Calgary, Alberta, Canada, 9–11 June 2015. Paper SPE-174402-MS. <https://doi.org/10.2118/174402-MS>
4. Dvoynikov M.V., Kuchin V.N., Mintzaev M.Sh. Development of viscoelastic systems and technologies for isolating water-bearing horizons with abnormal formation pressures during oil and gas wells drilling. *Journal of Mining Institute*. 2021. Vol. 247. P. 57–65. <https://doi.org/10.31897/PMI.2021.1.7>
5. Bondarenko A.V. Experimental support of pilot works on substantiation of polymer flooding technology in conditions of high salinity of formation and injected water. Cand. Sci. diss. abstr. Moscow, 2017. 25 p. (In Russ.).
6. Imanbayev B.A., Sagyndikov M.S., Kushekov R.M., Tajibayev M.O. Evaluation and scientific justification of polymer flooding application in the Uzen oilfield. *Kazakhstan Journal for Oil & Gas Industry*. 2022. Vol. 4, No. 1. P. 9–27. (In Russ.). <https://doi.org/10.54859/kjogi104852>
7. Ketova Yu.A., Bai B., Kazantsev A.L., Galkin S.V. Analysing the efficiency of flooding oil reservoirs with water-soluble polyacrylamide and preliminary cross-linked polyacrylamide particles. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*. 2019. Vol. 19, No. 3. P. 251–262. (In Russ.). <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2019.3.5>
8. Cherepanova N.A., Usoltsev A.V., Kochetov A.V. Studying polymer flooding performance in Cenomanian reservoirs of highly viscous oil. *Exposition Oil Gas*. 2022. No. 6(91). P. 51–55. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-6-51-55>
9. Gbadamosi A., Patil S., Kamal M.S. et al. Application of polymers for chemical enhanced oil recovery: A review. *Polymers*. 2022. Vol. 14, No. 7. P. 1433. <https://doi.org/10.3390/polym14071433>
10. Wang D., Cheng J., Xia H. et al. Viscous-elastic fluids can mobilize oil remaining after water-flood by force parallel to the oil-water interface. In: *SPE Asia Pacific Improved Oil Recovery Conference*, Kuala Lumpur, Malaysia, 8–9 October 2001. Paper SPE-72123-MS. <https://doi.org/10.2118/72123-MS>
11. Kolesnik S.V., Efimov M.E. Intensification of oil production through the use of hydraulic fracturing fluid based on polyacrylamide. *Oilfield Engineering*. 2023. No. 9(657). P. 43–47. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-9\(657\)-43-47](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2023-9(657)-43-47)
12. Surguchev M.L., Gorbunov A.T., Zabrodin D.P. et al. *Methods of Residual Oil Recovery*. Moscow: Nedra, 1991. 347 p. (In Russ.).

13. Liu F., Wang J., Long S. et al. Experimental and modeling study of the viscoelastic-viscoplastic deformation behavior of amorphous polymers over a wide temperature range. *Mechanics of Materials*. 2022. Vol. 167. P. 104246. <https://doi.org/10.1016/j.mechmat.2022.104246>
14. Tapias Hernandez F.A., Lizcano Niño J.C., Zaroni Lopes Moreno R.B. Effects of salts and temperature on rheological and viscoelastic behavior of low molecular weight HPAM solutions. *Revista Fuentes El Reventón Energético*. 2018. Vol. 16, No. 1. P. 19–35. <https://doi.org/10.18273/revfue.v16n1-2018002>
15. Tayeb A., Arfaoui M., Zine A. et al. On the nonlinear viscoelastic behavior of rubber-like materials: Constitutive description and identification. *International Journal of Mechanical Sciences*. 2017. Vol. 130. P. 437–447. <https://doi.org/10.1016/j.ijmecsci.2017.06.032>
16. Xiang G., Yin D., Meng R., Cao C. Predictive model for stress relaxation behavior of glassy polymers based on variable-order fractional calculus. *Polymers for Advanced Technologies*. 2021. Vol. 32, No. 2. P. 703–713. <https://doi.org/10.1002/pat.5123>
17. Molokovich Yu.M., Markov A.I., Davletshin A.A., Kushtanova G.G. *Piezometry of Well Vicinity. Theoretical Foundations*. Kazan: DAS, 2000. 203 p. (In Russ.).
18. Iktisanov V.A. *Study of the Features of Relaxation Fluid Filtration*. Saarbrücken: Palmarium Academic Publishing, 2012. 125 p. (In Russ.).
19. Iktisanov V.A. *Determination of Filtration Parameters of Reservoirs and Rheological Properties of Disperse Systems in the Development of Oil Fields*. Moscow: VNIIOENG, 2001. 212 p. (In Russ.).
20. Uriev N.B. *Highly Concentrated Disperse Systems*. Moscow: Khimiya, 1980. 320 p. (In Russ.).
21. Iktissanov V.A. A new solution to the old problem: description of the characteristic specific features of the viscous-elastic media rheological behavior. *Oilfield Engineering*. 2024. No. 7(667). P. 53–60. (In Russ.).

Information about the authors

Valery A. Iktissanov – Dr. Sci. (Eng.), Professor, Empress Catherine the Great Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia; <https://orcid.org/0009-0004-4295-909X>; e-mail: iktissanov_va@pers.spmi.ru

Nikita A. Gordimanov – Student, Empress Catherine the Great Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia; <https://orcid.org/0009-0000-7078-5606>; e-mail: gordimanov02@mail.ru

Albert V. Iktissanov – Student, Moscow Institute of Physics and Technology (National Research University), Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0001-0618-2381>; e-mail: a.iktissanov@yandex.ru

Kamil G. Sakhabutdinov – Leading Specialist, PJSC Tatneft, Bugulma, Russia; e-mail: kgs@tatnipi.ru

Received 27.06.2024

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 550.8.013

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art4>

Выбор методики восстановления истории формирования структур соляной тектоники в задачах бассейнового моделирования

А.В. Бондарев¹, Л.И. Бондарева ², А.В. Осипов³

1 – ООО «Интегрированные разработки для моделирования», Москва, Россия

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия


3 – Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), Москва, Россия

Аннотация. *Цель работы.* Корректная оценка термической истории нефтегазоносных бассейнов с применением методики, выбранной по результатам рассмотрения подходов к восстановлению истории формирования структур соляной тектоники при бассейновом моделировании. *Материалы и методы.* На примере участка Прикаспийской синеклизы показано, как изменяется трактовка скорости роста соляных диапиров в зависимости от применяемой методики. Графические построения выполнены с помощью программного обеспечения tНавигатор при помощи стандартных средств «Дизайнера Геологии». *Результаты.* Были проанализированы четыре методики восстановления истории формирования структур соляной тектоники, построены палеоразрезы и графики зависимости коэффициента пропорции толщин от времени. *Выводы.* Методика отложенной параболической пропорции восстановления палеотолщин солей является наиболее корректной. Ее можно использовать на этапе восстановления структурной эволюции осадконакопления нефтегазоносных бассейнов, осложненных соляной тектоникой.

Ключевые слова: бассейновое моделирование, осадконакопление, галокинез, диапиры, палеотолщины, Прикаспийская синеклиза, соляная тектоника, залежи нефти и газа

Финансирование: работа частично выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 122022800253-3).

Для цитирования: Бондарев А.В., Бондарева Л.И., Осипов А.В. Выбор методики восстановления истории формирования структур соляной тектоники в задачах бассейнового моделирования // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 3. С. 248–261. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art4>

 Бондарева Лиана Ильясовна, e-mail: liana_bondareva@ipng.ru

© Бондарев А.В., Бондарева Л.И., Осипов А.В., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Как известно, эвапоритовые толщи обладают высокой пластичностью на всех этапах литогенеза, что обуславливает формирование структур так называемого галокинеза или соляной тектоники. Эвапориты также являются наиболее надежными покрывками для залежей нефти и газа. Высокая теплопроводность этих толщ способствует относительно быстрому отводу тепла из нижележащих комплексов, тем самым оказывая значительное влияние на термическую историю развития нефтегазоносных бассейнов и, соответственно, на процессы преобразования органического вещества нефтегазоматеринских пород [1, 2].

Для проведения бассейнового моделирования и корректной оценки влияния на термическую эволюцию осадочного бассейна эвапоритовых толщ необходимо детально восстановить историю формирования структур соляной тектоники. Для того чтобы учесть процесс роста соляных диапиров во времени, необходимо наличие карт толщин солей к каждому расчетному моменту геологического времени, начиная с конца формирования эвапоритовой толщи (момент окончания осадконакопления при горизонтальном залегании солей) до настоящего времени.

Целью работы является рассмотрение методик восстановления истории формирования структур соляной тектоники при бассейновом моделировании. Применение выбранной методики позволит корректно оценивать термическую историю нефтегазоносных бассейнов.

Методика и материалы исследований

Для построения карт толщин солей необходим так называемый структурный каркас бассейновой модели, включающий

в себя структурные поверхности разновозрастных горизонтов на современном этапе геологического развития бассейна. Расчеты выполнены на основании фактических материалов, представленных в открытой печати [3, 4]. Имея структурный каркас, можно построить карту толщин солей к настоящему времени, карту же толщин солей к моменту их осадконакопления можно относительно легко получить различными способами, в том числе автоматизированными [5]. Однако построение промежуточных карт толщин к расчетным временным точкам обычно сопряжено с некоторыми трудностями. Существуют методики моделирования роста соляных диапиров, основанные на моделировании течения неоднородной вязкой жидкости по мере увеличения веса перекрывающих пород [6–8]. Для применения данных методик необходимы дополнительные исходные данные, а для проведения вычислений и моделирования необходимо наличие специализированного программного обеспечения. Результат при этом остается весьма чувствительным к входным данным, а неопределенности по-прежнему высоки, что отмечают сами авторы этих методик [6–8].

В данной работе рассмотрены методики моделирования соляной тектоники, доступные для реализации в любом геологическом программном обеспечении, в котором имеется инструмент «Калькулятор карт» (Calculator maps). Графические построения выполнены с помощью программного обеспечения tНавигатор при помощи стандартных средств «Дизайнера Геологии». Данные методики помимо схожести с методиками расчета течения, учитывают особенности последующего бассейнового моделирования и могут выполняться в многовариантной форме.

Например, до сих пор многие программные средства для бассейнового моделирования не поддерживают в базовом функционале горизонтальных движений, следовательно, это ограничивает возможности моделирования нависающей части соляных диапиров, так называемых соляных карнизов. Так, предложенные в работе методики могут внести значительный вклад, упростить действия и оказать техническую помощь при моделировании соляной тектоники в случае ограниченности исходных данных и недостатка времени.

Обсуждение результатов

Построение промежуточных карт толщин методикой *линейной пропорции* является методикой восстановления толщин в разные исторические моменты, которая была опробована и рассмотрена в работе [9], однако эта методика имеет ряд кардинальных недостатков.

Для применения методики *линейной пропорции* в качестве исходных данных выступают две карты толщин: к моменту

окончания осадконакопления (272,95 млн лет назад, окончание кунгурского века пермского периода) и текущая (0 млн лет назад, настоящее время). Промежуточные карты толщин рассчитываются по пропорции с момента времени относительно начальной и конечной точек. Таким образом, чем ближе временной шаг к настоящему времени, тем более схожа полученная карта толщин к текущей и наоборот. Степень близости при этом определяет пропорциональный коэффициент k :

$$k = T_{curr} / T_{depo},$$

где: T_{depo} – время окончания осадконакопления соляной толщи (Time of deposition);

T_{curr} – текущее расчетное время (Time current).

Этот коэффициент стремится к 0 при приближении на временной шкале к настоящему времени и стремится к 1 при приближении к времени окончания осадконакопления солей.

Рассчитав этот коэффициент временной пропорции, его можно применить к картам толщин:

$$Thickness = k * presentThickness + (1 - k) * initialThickness,$$

где: $presentThickness$ – карта мощности солей на настоящий момент времени;

$initialThickness$ – карта мощности солей на момент окончания осадконакопления.

Применяя эти две формулы и последовательно подставляя временные интервалы, можно получить набор карт толщин соляной толщи к каждому интересующему моменту времени. На рис. 1 изображена обзорная карта с линией разреза,

по которому проводились исследования.

На рис. 2 изображены палеоразрезы через Прикаспийскую синеклизу с восстановленной историей формирования структур соляной тектоники методикой *линейной пропорции*.

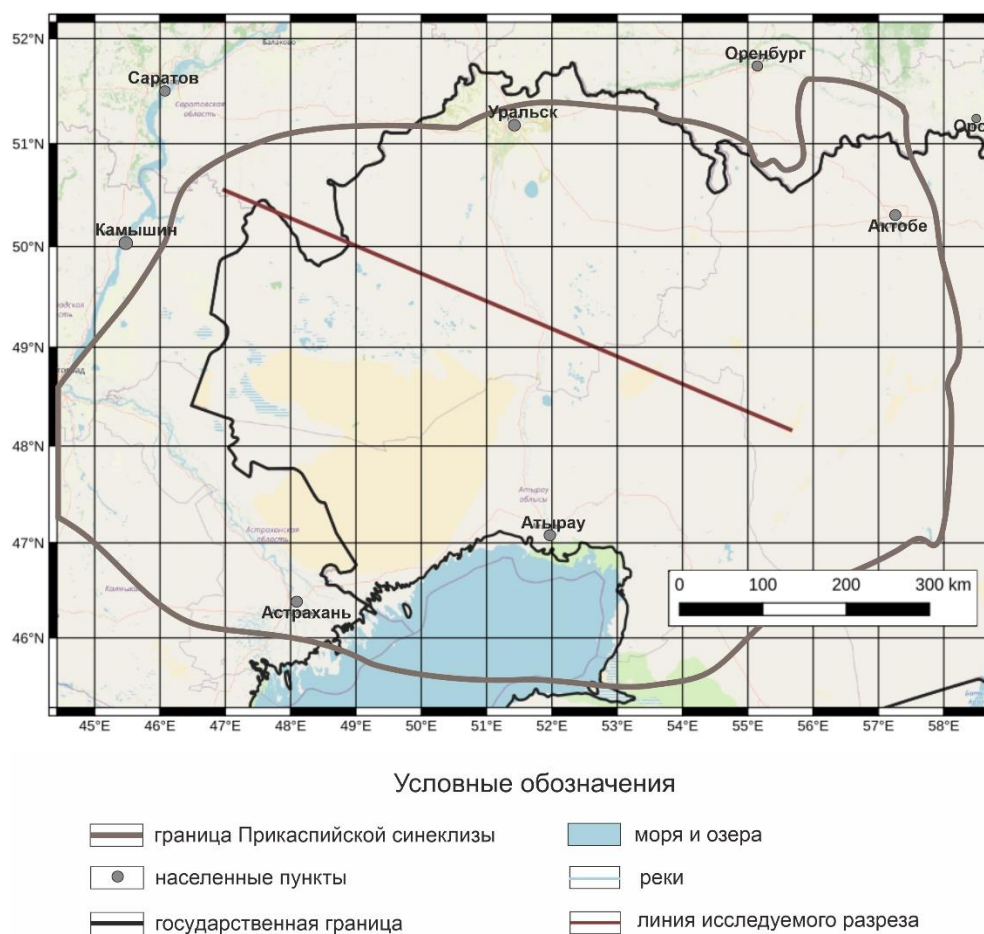


Рис. 1. Обзорная карта изучаемой территории Прикаспийской синеклизы

Fig. 1. General map of the study area of the Caspian syncline

Таким образом, толщина соли в каждой точке рассчитывается как пропорция по времени и изменяется линейно с течением времени. Рост соляных диапиров начинается сразу после накопления эвапоритовой толщи, что является некорректным, так как прежде, чем начнется галокинез, эвапоритовая толща должна быть перекрыта вышележащими толщами достаточной мощности, чтобы перевалить через порог текучести и начать движение.

Для моделирования процесса формирования структур соляной тектоники можно применить методику *отложенной линейной пропорции*, при которой

движение солей начинается не с момента их осадконакопления, а с некоторого момента времени. В данном случае выбран 201 млн лет, так как к этому времени повсеместно накоплено достаточно перекрывающих пород (мощность триасовых отложений более 3 км). Для этого при расчете коэффициента k следует использовать время начала галокинеза вместо времени окончания осадконакопления, т. е.:

$$k = T_{curr} / T_{start},$$

где: T_{start} — время начала галокинеза (201 млн лет).

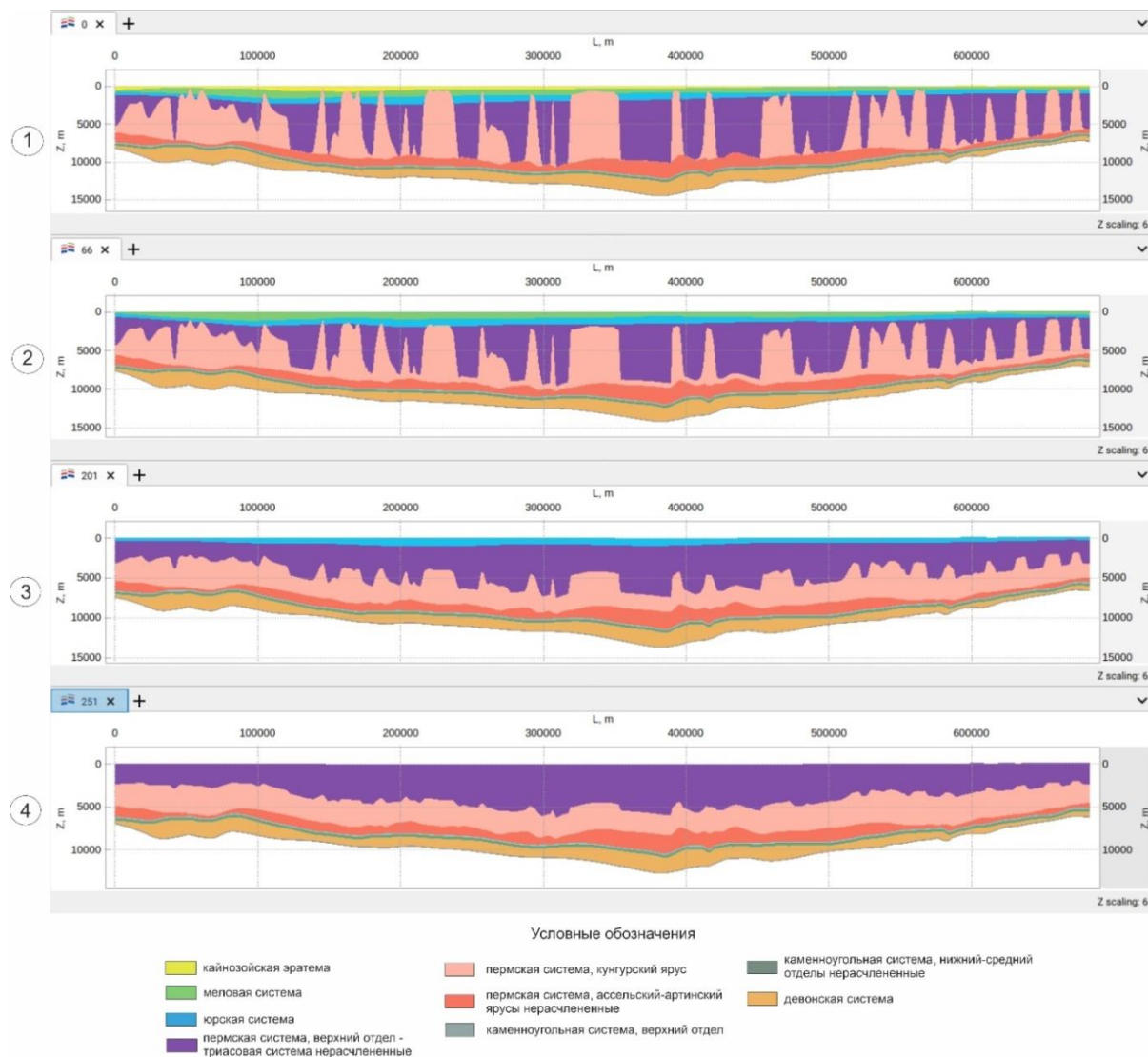


Рис. 2. Палеоразрезы из трехмерной модели Прикаспийской синеклизы с восстановлением истории формирования структур соляной тектоники методикой линейной пропорции: 1 – к настоящему времени; 2 – к концу мелового периода; 3 – к концу юрского периода; 4 – к концу триасового периода

Fig. 2. Paleosections from a three-dimensional model of the Caspian syncline with restoration of the history of the formation of salt tectonics structures using the linear proportion technique: 1 – by the present time; 2 – by the end of the Cretaceous period; 3 – by the end of the Jurassic period; 4 – by the end of the Triassic period

Формула расчета карт толщин при этом не меняется. Следует отметить, что коэффициент пропорции не может быть больше 1, поэтому для периодов времени до начала соляной тектоники он приравнивается к 1. На рис. 3 изображены палеоразрезы с восстановленной историей формирования структур соляной тектоники методикой отложенной линейной пропорции толщин.

Видно, что изменения малозначительные и касаются в основном только

самого первого палеопрофиля на 251 млн лет. Согласно заданным условиям, на это время мощность соляной толщи равняется исходной, т. е. движение солей к этому моменту времени еще не началось. Последующие этапы малоотличимы от обычной линейной пропорции – рост соляных диапиров начинается мгновенно и растут они всегда с равномерной скоростью, что, как указывалось выше, некорректно с геологической точки зрения.

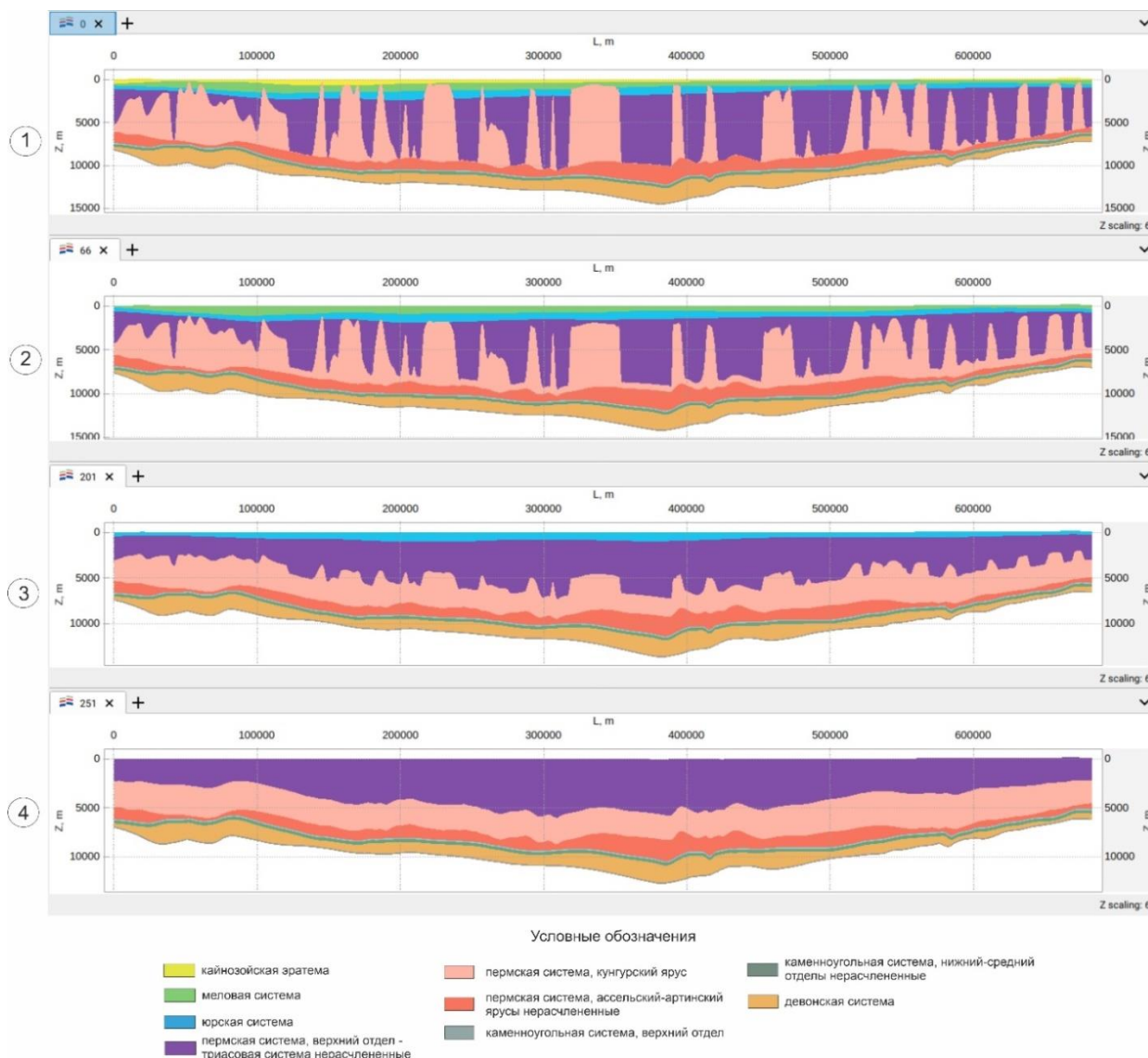


Рис. 3. Палеоразрезы из трехмерной модели Прикаспийской синеклизы с восстановлением истории формирования структур соляной тектоники методикой отложенной линейной пропорции: 1 – к настоящему времени; 2 – к концу мелового периода; 3 – к концу юрского периода; 4 – к концу триасового периода

Fig. 3. Paleosections from a three-dimensional model of the Caspian syncline with restoration of the history of the formation of salt tectonics structures using the technique of delayed linear proportion: 1 – by the present time; 2 – by the end of the Cretaceous period; 3 – by the end of the Jurassic period; 4 – by the end of the Triassic period

Однако, даже если сместить начало галокинеза во времени, все равно с момента наступления этого момента времени, движение солей начинается быстро и соли сохраняют свою постоянную скорость до настоящего времени. Это указывает на то, что необходим отличный от линейного закон изменения карт толщин соляной толщи.

Методика параболической пропорции.
Для реалистичного отображения процесса роста соляных диапиров необходимо скорректировать методику пропорций таким образом, чтобы в момент начала движения солей их скорость была минимальной и нарастала по мере накопления перекрывающих пород и увеличения геостатического давления.

Таковыми свойствами обладает обычная парабола $f(x) = x^2$, причем в интервале величин $(0, 1)$ функция параболы растет медленней, чем линейная. Для того чтобы заменить линейную функцию на параболическую, достаточно применить эту функцию на коэффициенте k , т. е. возвести

его в квадрат, все остальное в расчетах остается неизменным по сравнению с методикой линейной пропорции.

Полученные таким образом карты палеотолщин позволяют восстановить историю формирования структур соляной тектоники наиболее корректно (рис. 4).

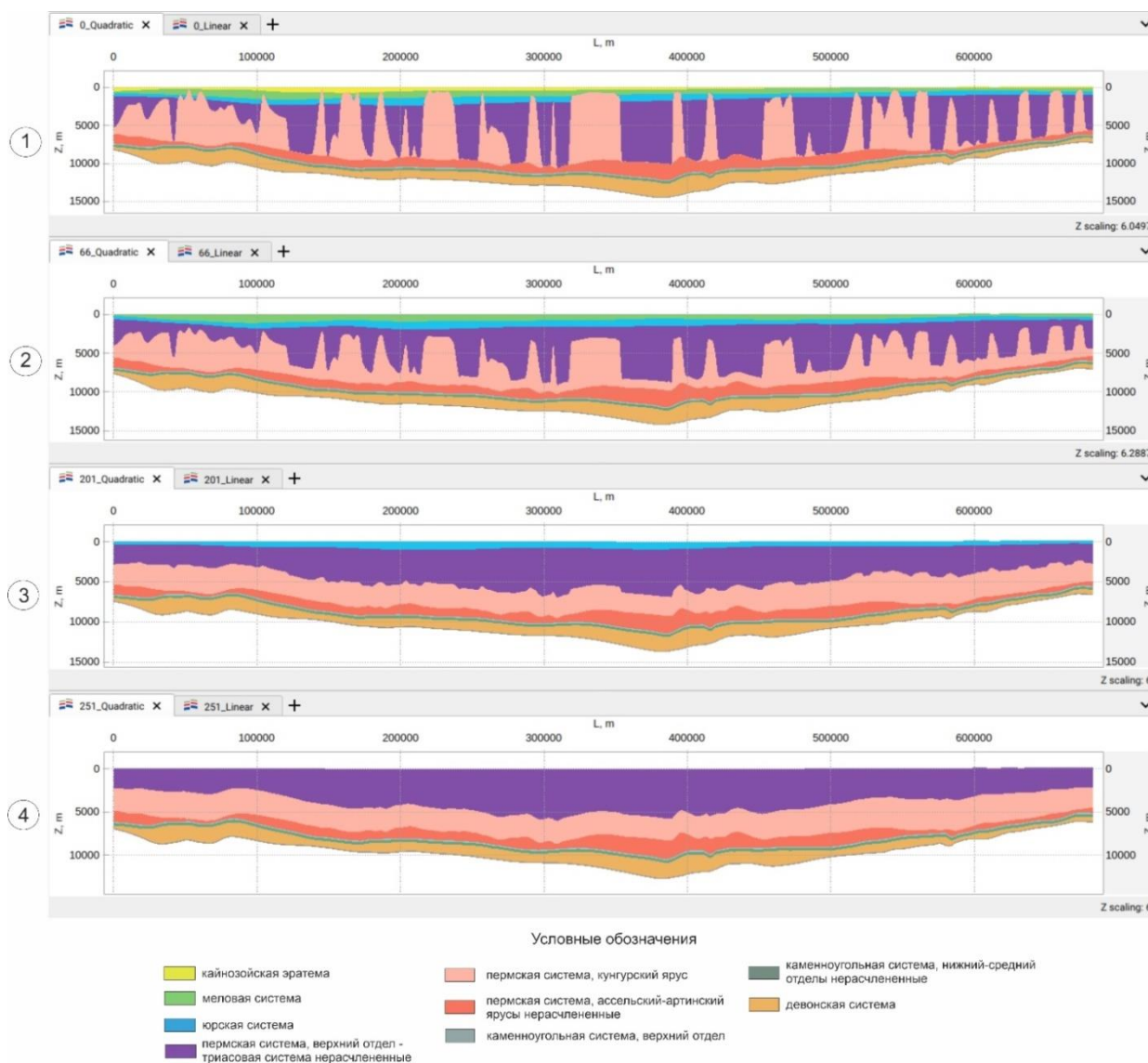


Рис. 4. Палеоразрезы из трехмерной модели Прикаспийской синеклизы с восстановлением истории формирования структур соляной тектоники методикой параболической пропорции:

1 – к настоящему времени; 2 – к концу мелового периода;
3 – к концу юрского периода; 4 – к концу триасового периода

Fig. 4. Paleosections from a three-dimensional model of the Caspian syncline with restoration of the history of the formation of salt tectonics structures using the parabolic proportion technique:

1 – by the present time; 2 – by the end of the Cretaceous period;
3 – by the end of the Jurassic period; 4 – by the end of the Triassic period

Соляные диапиры активно растут только в относительно недавнем времени и сформировались как диапиры только к концу мелового и началу палеоген-неогенового времени, а к концу юрского времени только начинают проявляться первые признаки роста диапиров.

Помимо параболической пропорции, можно использовать *отложенную парабо-*

лическую пропорцию, для этого, аналогично отложенной линейной пропорции, необходимо использовать время начала галокинетических процессов, а не время окончания галокинеза. На рис. 5 показаны графики коэффициента k во времени, а на рис. 6 изображены палеоразрезы, полученные методикой отложенной параболической пропорции.

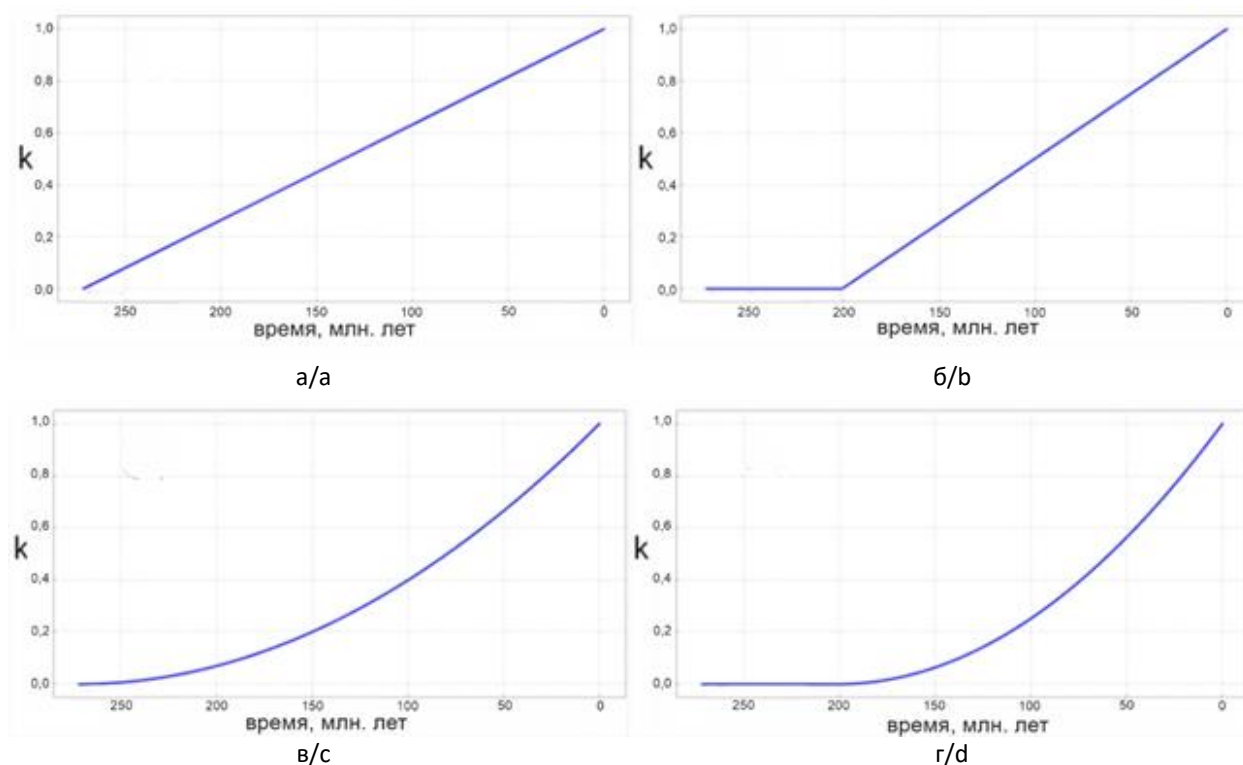


Рис. 5. Графики зависимости коэффициента пропорции толщин k от времени, построенные разными методиками: а – линейной пропорции; б – отложенной линейной пропорции; в – параболической пропорции; г – отложенной параболической пропорции

Fig. 5. Graphs of the dependence of the thickness proportion coefficient k on time produced by different techniques: а – of linear proportion; б – of delayed linear proportion; в – of parabolic proportion; г – of delayed parabolic proportion

Применяя эту модификацию методики восстановления палеотолщин, можно еще более приблизиться к процессу восстановления истории формирования

структур соляной тектоники, где теоретический метод Ю.А. Косыгина основан на законе ускоренного роста соляных куполов, описанной авторами [5, 10].

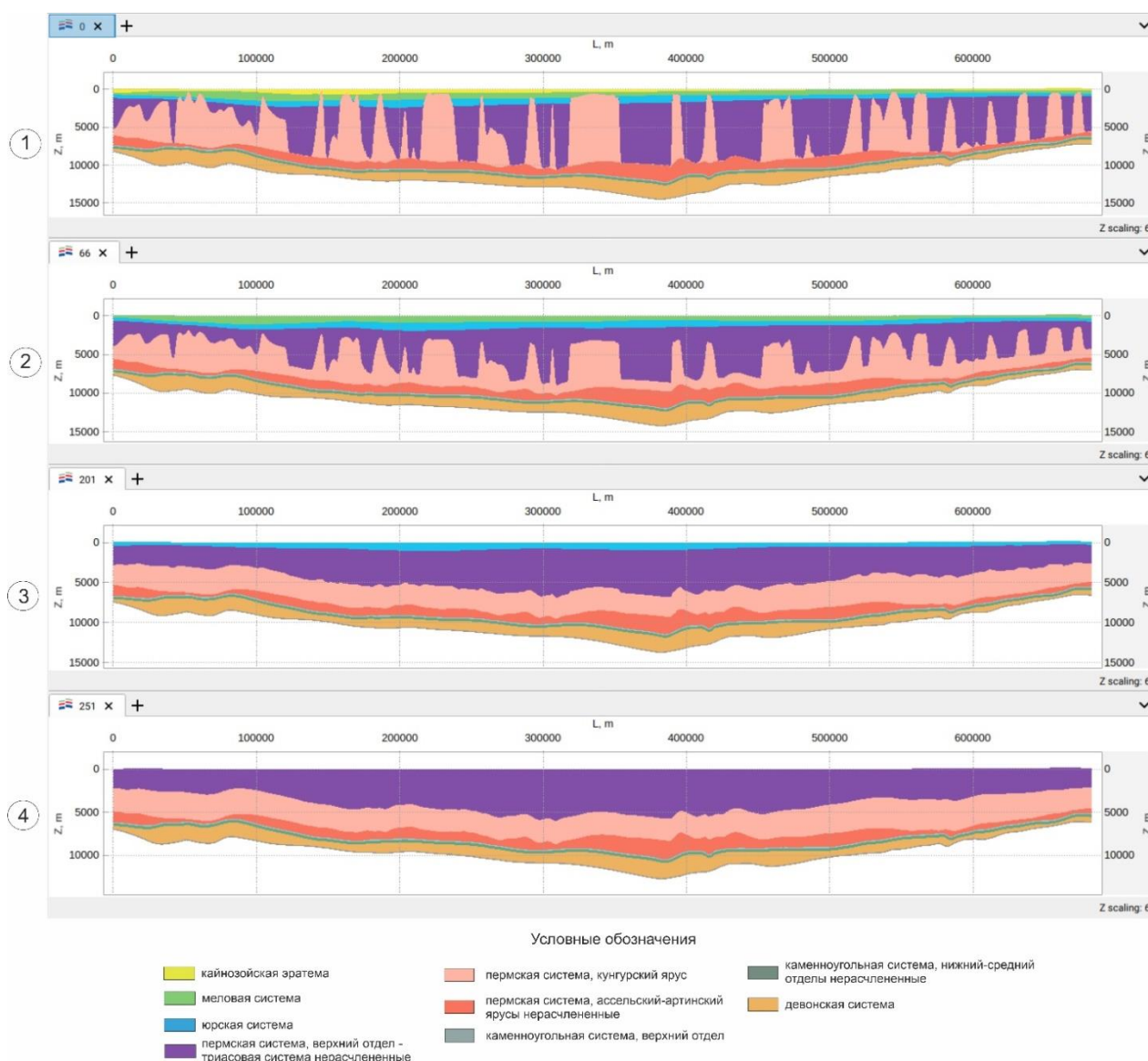


Рис. 6. Палеоразрезы из трехмерной модели Прикаспийской синеклизы с восстановлением истории формирования структур соляной тектоники методикой отложенной параболической пропорции: 1 – к настоящему времени; 2 – к концу мелового периода; 3 – к концу юрского периода; 4 – к концу триасового периода

Fig. 6. Paleosections from a three-dimensional model of the Caspian syncline with restoration of the history of the formation of salt tectonics structures using the technique of delayed parabolic proportion: 1 – by the present time; 2 – by the end of the Cretaceous period; 3 – by the end of the Jurassic period; 4 – by the end of the Triassic period

Заключение

Выполненный в работе сравнительный анализ четырех методик восстановления истории формирования структур соляной тектоники, построение палеоразрезов и графиков зависимости коэффициента пропорции толщин от времени показали, что

методика отложенной параболической пропорции восстановления палеотолщин солей является наиболее корректной. Рост соляных диапиров при моделировании смещен во времени, характеристики скорости роста (изначально маленькая, но постепенно увеличивающаяся) соблюдаются.

Данную методику можно использовать на этапе восстановления структурной эволюции осадконакопления нефтегазовых бассейнов, осложненных соляной тектоникой. Ее применение позволит

корректно оценивать термическую историю нефтегазоносных бассейнов, с которой непосредственно связаны процессы реализации генерационного потенциала нефтегазоматеринских пород.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Khafizov S.F., Osipov A.V., Dantsova K. et al. Accumulations of liquid hydrocarbons at great depths – the phenomenon of the Gulf of Mexico [Скопления жидких углеводородов на больших глубинах – феномен Мексиканского залива] // Saint Petersburg 2020. Geosciences: Converting Knowledge into Resources: 9th International Geological and Geophysical Conference and Exhibition, St. Petersburg, Russia, 16–19 November 2020. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202053233>*
2. *Мурзин Ш.М. Нефтяные системы и история их формирования в акватории Северного Каспия // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. 2010. № 6. С. 23–35.*
3. *Волож Ю.А., Абукова Л.А., Антипов М.П. и др. Геология и углеводородный потенциал подсольевых отложений Астраханского свода Прикаспийской нефтегазоносной провинции: результаты комплексного исследования // Геотектоника. 2024. № 5 (в печати).*
4. *Волож Ю.А., Абукова Л.А., Рыбальченко В.В., Меркулов О.И. Формирование месторождений нефти и газа в глубоководных углеводородных системах: на пути к универсальной поисковой концепции // Геотектоника. 2022. № 5. С. 27–49. <https://doi.org/10.31857/S0016853X22050095>*
5. *Лунёв Б.В., Лапковский В.В., Антипов М.П. и др. Влияние строения эвапоритовой формации на формирование структур соляной тектоники и ловушек углеводородов (по результатам численного моделирования галокинеза в Прикаспии) // Геодинамика и тектонофизика. 2023. Т. 14, № 2. С. 0690. <https://doi.org/10.5800/GT-2023-14-2-0690>*
6. *Абрамов Т.В. Массивно-параллельный расчет неустойчивости Рэлея – Тейлора с помощью аналитического выражения функции Грина соответствующей краевой задачи // Вычислительные технологии. 2015. Т. 20, № 4. С. 3–16.*
7. *Конторович В.А., Лунёв Б.В., Лапковский В.В., Филиппов Ю.Ф. Численные модели формирования структур соляной тектоники, выявленных сейсморазведкой в кембрийских отложениях Предъенисейского осадочного бассейна (юго-восток Западной Сибири) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2014. № S2. С. 105–115.*
8. *Лунёв Б.В., Лапковский В.В. Быстрое численное моделирование соляной тектоники: возможность оперативного использования в геологической практике // Физическая мезомеханика. 2009. Т. 12, № 1. С. 63–74.*
9. *Дегтерёв А.Ю., Бондарев А.В. Анализ эффективности различных оптимизационных алгоритмов в задачах геологического моделирования // Геомодель 2022: Материалы 24-й научно-практической конференции по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти*

и газа, Геленджик, Россия, 5–8 сентября 2022 г. URL: <https://libgeo.ru/upload/520.pdf> (дата обращения: 08.11.20024).

10. *Косыгин Ю.А.* Тектоника. М.: Недра, 1969. 615 с.

Информация об авторах

Александр Владимирович Бондарев – к.г.-м.н., геолог технической поддержки, ООО «Интегрированные разработки для моделирования», Москва, Россия; SPIN-код: 6559-1469, <https://orcid.org/0000-0001-8221-1052>; e-mail: jcomtess@yandex.ru

Лиана Ильясовна Бондарева – ведущий инженер, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 1584-1518, <https://orcid.org/0000-0003-3986-858X>; e-mail: liana_bondareva@ipng.ru

Александр Викторович Осипов – к.г.-м.н., доцент, член-корреспондент РАЕН, декан факультета, Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ), Москва, Россия; SPIN-код: 7992-0199, <https://orcid.org/0000-0002-6298-4274>; e-mail: osipovav@mgri.ru

Поступила в редакцию 07.10.2024

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art4>

Choosing the technique for reconstructing the history of the formation of salt tectonics structures in basin modeling problems

A.V. Bondarev¹, L.I. Bondareva² ✉, A.V. Osipov³

1 – Integrated Development for Modeling LLC, Moscow, Russia

2 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

3 – Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting (MGRI), Moscow, Russia

Abstract. *Objective.* To assess correctly the thermal history of oil and gas basins using a technique selected according to the results of examining the approaches to reconstructing the history of the formation of salt tectonics structures during basin modeling. *Materials and methods.* Using the case of a section of the Caspian syncline, this study demonstrates how the interpretation of the growth rate of salt diapirs changes depending on the used technique. The plotting was done in tNavigator software using standard Geology Designer tools. *Results.* Four techniques for reconstructing the history of the formation of salt tectonics structures were analyzed; paleosections and graphs of the dependence of the thickness proportion coefficient on time were constructed. *Conclusions.* The delayed parabolic proportion technique for reconstructing paleothicknesses of salts is the most correct. It can be used at the stage of reconstructing the structural evolution of sedimentation of oil and gas basins complicated by salt tectonics.

Keywords: basin modeling, sedimentation, halokinesis, diapirs, paleothicknesses, Caspian syncline, salt tectonics, oil and gas fields

Funding: the work was partly funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 122022800253-3).

For citation: Bondarev A.V., Bondareva L.I., Osipov A.V. Choosing the technique for reconstructing the history of the formation of salt tectonics structures in basin modeling problems. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 3. P. 248–261. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art4>

✉ Liana I. Bondareva, e-mail: liana_bondareva@ipng.ru

© Bondarev A.V., Bondareva L.I., Osipov A.V., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Khafizov S.F., Osipov A.V., Dantsova K.I. et al. Accumulations of liquid hydrocarbons at great depths – the phenomenon of the Gulf of Mexico. In: *Saint Petersburg 2020. Geosciences: Converting Knowledge into Resources: 9th International Geological and Geophysical Conference and Exhibition*, St. Petersburg, Russia, 16–19 November 2020. (In Russ.). <https://doi.org/10.3997/2214-4609.202053233>
2. Murzin Sh.M. Petroleum systems and the history of their formation in the northern Caspian Sea basin. *Moscow University Geology Bulletin*. 2010. Vol. 65, No. 6. P. 355–366. <https://doi.org/10.3103/s0145875210060037>
3. Volozh Yu.A., Abukova L.A., Antipov M.P. et al. Geology and hydrocarbon potential of subsalt deposits of the Astrakhan arch of the Caspian oil and gas province: Results of a comprehensive study. *Geotectonics*. 2024. Vol. 58, No. 5 (in press).
4. Volozh Yu.A., Abukova L.A., Rybalchenko V.V., Merkulov O.I. Formation of oil and gas fields in deep hydrocarbon systems: Outline of a universal search concept. *Geotectonics*. 2022. Vol. 56, No. 5. P. 586–606. <https://doi.org/10.1134/S0016852122050090>
5. Lunev B.V., Lapkovsky V.V., Antipov M.P. et al. Influence of the evaporite formation structure on salt tectonics and hydrocarbon traps (by the results of numerical simulation of halokinesis in the Pre-Caspian). *Geodynamics & Tectonophysics*. 2023. Vol. 14, No. 2. P. 0690. <https://doi.org/10.5800/GT-2023-14-2-0690>
6. Abramov T.V. Massively parallel Rayleigh – Taylor instability simulation using analytical expression of Green’s function of the corresponding boundary value. *Computational Technologies*. 2015. Vol. 20, No. 4. P. 3–16. (In Russ.).
7. Kontorovich V.A., Lunev B.V., Lapkovsky V.V., Filippov Yu.F. Numerical models of salt tectonics structures detected by seismic exploration in the Cambrian deposits of the Predyenisei sedimentary basin, south-eastern West Siberia. *Geology and Mineral Resources of Siberia*. 2014. No. S2. P. 105–115. (In Russ.).
8. Lunev B.V., Lapkovsky V.V. Fast numerical simulation of salt tectonics: Possibility of the operational application in geological practice. *Fizicheskaya mezomekhanika*. 2009. Vol. 12, No. 1. P. 63–74. (In Russ.).
9. Degterev A.Yu., Bondarev A.V. Analysis of efficiency of various optimisation algorithms in geological modelling problems. In: *Geomodel 2022 – 24th Scientific and Practical Conference on Issues of Geological Exploration and Development Oil and Gas Fields*, Gelendzhik, Russia, 5–8 September 2022. (In Russ.). URL: <https://libgeo.ru/upload/520.pdf> (accessed 08.11.2024).
10. Kosygin Yu.A. *Tectonics*. Moscow: Nedra, 1969. 615 p. (In Russ.).

Information about the authors

Aleksandr V. Bondarev – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Technical Support Geologist, Integrated Development for Modeling LLC, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0001-8221-1052>; e-mail: jcomtess@yandex.ru

Liana I. Bondareva – Leading Engineer, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-3986-858X>; e-mail: liana_bondareva@ipng.ru

Alexander V. Osipov – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Associate Professor, Corresponding Member of the Russian Academy of Natural Sciences, Dean of Faculty, Sergo Ordzhonikidze Russian State University for Geological Prospecting (MGRI), Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-6298-4274>; e-mail: osipovav@mgi.ru

Received 07.10.2024

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 553.98

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art5>

Прогнозирование качества флюидоупоров и коллекторов верхнеюрских отложений в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Р.О. Кузнецов ✉, И.В. Жилина

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Аннотация. *Актуальность.* Верхнеюрские природные коллекторы являются основными отложениями, в которых заключено 65–75% извлекаемых запасов углеводородов Томской области. Они перекрываются флюидоупорами баженовско-георгиевского комплекса, качество которых в восточном направлении ухудшается, поэтому для прогнозирования новых перспективных участков необходимо определение качества и толщин верхнеюрских флюидоупоров и природных резервуаров. *Цель работы.* Необходимость выполнения прогноза качества верхнеюрских флюидоупоров и резервуаров «группы Ю» в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Томская область). *Материалы и методы.* Использованы региональные и локальные исследования разных лет, материалы и методы интерпретации геофизических исследований скважин и сейсмических данных МОВ ОГТ 2D и исследований керна, базы данных геолого-геофизической информации, методы математического моделирования осадочных бассейнов и оригинальный методический прием, предложенный авторами. *Результаты.* Определено время начала литификации баженовско-георгиевских пород верхней юры – ранний мел (апт-альб) и построена региональная модель распространения георгиевского горизонта, а также выполнен расчет пористости верхнеюрских природных коллекторов и определение толщин баженовского флюидоупора на выбранных месторождениях. *Выводы.* Оценка качества флюидоупоров и природных коллекторов позволила определить более перспективные районы для геолого-разведочных работ, используя нефтегазопоисковый критерий, определенный на основе анализа толщин георгиевского горизонта (критерий Конторовича). Эффективность предложенного способа описывается на примере верхнеюрских месторождений нефти и газа в Томской области (Западная Сибирь).

Ключевые слова: флюидоупор, природный резервуар (коллектор), нефть, газ, Западная Сибирь, верхнеюрские отложения, баженовская свита, георгиевская свита, группа пластов «Ю», прогноз нефтегазоносности

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 122022800274-8).

✉ Кузнецов Роман Олегович, e-mail: kuznetsovropng@gmail.com

© Кузнецов Р.О., Жилина И.В., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Благодарности: авторы выражают благодарность Гибшеру А.С., Гаврилову В.И., Гуськову С.А., Зелевянской О.Е., Скибицкой Н.А. за ценные советы по установлению граничных значений пористости глин.

Для цитирования: Кузнецов Р.О., Жилина И.В. Прогнозирование качества флюидоупоров и коллекторов верхнеюрских отложений в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 3. С. 262–277. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art5>

Введение

Качество резервуаров и перекрывающих флюидоупоров выступает одним из ключевых факторов при оценке перспектив нефтегазоносности нераспределенного фонда и подсчета запасов в пределах установленных месторождений нефти и газа. Поэтому возникла необходимость проанализировать толщины баженовской и георгиевской свит и их возрастных аналогов с определением критерия, повышающего перспективность территории исследования, а также пористость природных коллекторов для прогноза нефтегазоносности верхнеюрских песчано-алевритовых отложений в юго-восточной части Западно-Сибирского осадочного бассейна.

Объект исследования – карбонатно-глинисто-кремнистого состава отложения баженовской и георгиевской свит и их возрастных аналогов и подстилающие песчано-алевролитовые коллекторы верхнеюрского возраста в пределах юго-восточной части Западной Сибири. Целью работы была необходимость выполнить прогноз качества верхнеюрских флюидоупоров и резервуаров «группы Ю» в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Томская область). Представляет интерес и предмет исследования, который можно определить, как распределение толщин баженовского и георгиевского флюидоупоров, а также пористость верхнеюрских коллекторов в юго-восточной части Западной Сибири для более точного

прогнозирования нефтегазоносности нераспределенного фонда недр и доразведки в пределах открытых месторождений.

Прогноз качества флюидоупоров и природных резервуаров содействует уменьшению рисков при разведке и доразведке месторождений нефти и газа и увеличению ресурсов углеводородов нераспределенного фонда недр, что повышает актуальность проведенного исследования. Вопросы геологического строения природных верхнеюрских резервуаров и флюидоупоров отражены в ряде монографий [1–3] и других работах.

Под качеством природных резервуаров в пределах месторождений углеводородов часто понимается качество вмещающих углеводороды пород, их пористость и проницаемость. Под качеством флюидоупоров выступают те же параметры, но имеющие свои значения, которые выражены в виде способности удерживать нефть и газ в коллекторе и ловушке. Определение качества природных коллекторов и флюидоупоров в юго-восточной части Западной Сибири, в том числе в зоне перехода верхнеюрских отложений от разрезов «центральной» части Западно-Сибирской геосинеклизы к «бортовым» является сложным вопросом. Для удобства изложения для отложений баженовской и георгиевской свит будем использовать понятие «баженовско-георгиевский комплекс», по аналогии с работой [4].

Материалы и методика исследований

Для решения поставленной проблемы авторами использовался следующий методический прием:

1. Обзор геологического строения и формирование выборки поисково-разведочных скважин и геолого-геофизических материалов.

2. Определение глубины и толщин баженовской свиты по опубликованным данным и данным геофизических исследований скважин (ГИС) поисково-разведочных скважин и сейсмо-разведочных работ МОВ ОГТ 2D с применением элементов алгоритма машинной интерпретации ГИС [5] и другие.

3. Определение толщин георгиевской свиты по опубликованным данным и данным геофизических исследований скважин с учетом [6].

4. Оценка времени и построение карт литификации баженовско-георгиевского карбонатно-глинисто-кремнистого комплекса.

5. Оценка природных верхнеюрских резервуаров на основе анализа данных пористости.

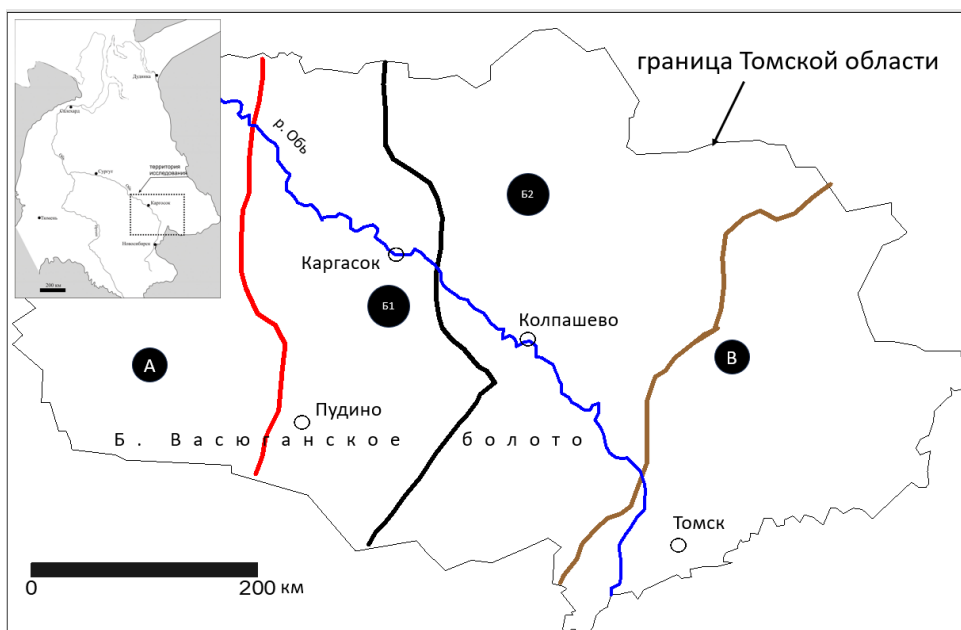
6. Выделение наиболее перспективных нефтегазоносных зон в юго-восточной части Западно-Сибирского осадочного бассейна.

В работе использованы региональные и локальные исследования разных лет, представленные в работах [2, 7, 8], материалы интерпретации геофизических исследований скважин (более 95) и сейсмических данных МОВ ОГТ 2D, результаты определения пористости керна (10 шт.), базы данных геолого-геофизической информации.

Краткая характеристика геологического строения юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

В работе выполнен анализ геологического строения юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и ниже приведена его краткая характеристика. На территории исследования находятся три структурно-фациальные области (рис. 1): Обь-Ленская область морского седиментогенеза, Омско-Чулымская область переходного седиментогенеза и Чулым-Тассевская область континентального седиментогенеза. В их пределах на исследуемой территории обособлены четыре структурно-фациальных зоны (с востока на запад): Чулым-Тассевская, Пурпейско-Васюганская (Пур-Иртышская), Сильгинская, Ажарминская [9].

Отложения верхнеюрских природных резервуаров в разрезах скважин представлены мелководно-морской васюганской свитой (рис. 2), которая восточнее переходит в науакскую прибрежно-континентальную свиту. Верхнеюрские флюидоупоры представлены мелководноморскими отложениями георгиевской свиты и более глубоководными, насыщенными органическим веществом карбонатно-глинистыми отложениями баженовской свиты, которые также в восточном и юго-восточном направлениях замещаются породами науакской свиты [2, 9]. Для удобства будем обозначать флюидоупоры баженовской и георгиевской свит как единый баженовско-георгиевский комплекс. Разрез верхнеюрских флюидоупоров и строение горизонтов группы «Ю», приведено на примере скважины Мыльдзинская-8 (см. рис. 2).

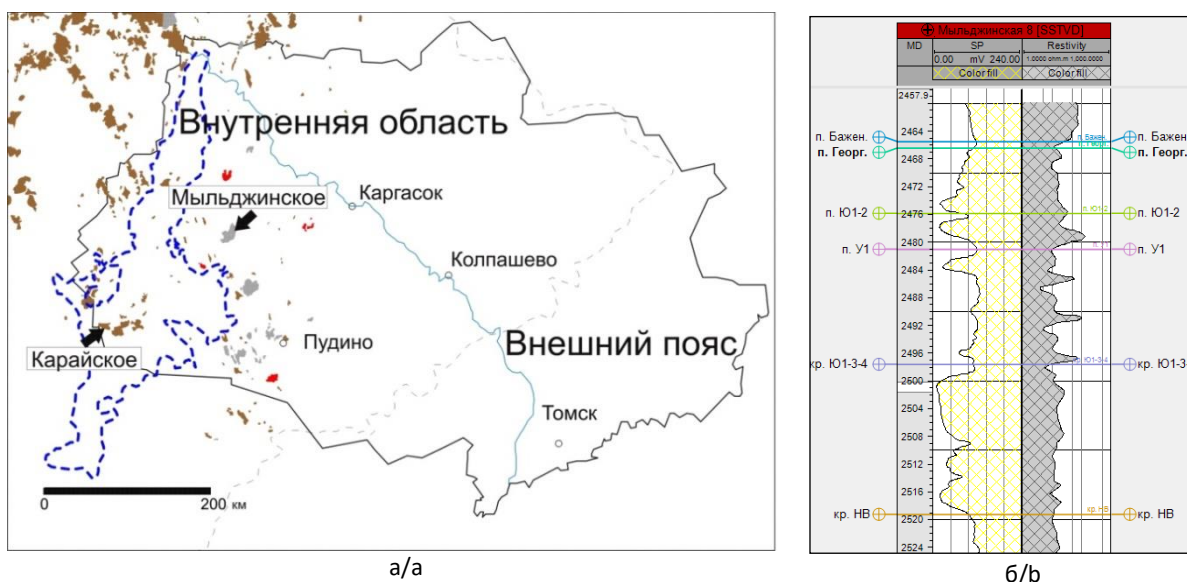


А – Пур-Иртышский (Пурпейско-Васюганский) район Обь-Ленской фациальной области
 Б1 – Сильгинская и Б2 – Ажарминская зоны Омско-Чулымской фациальной области
 В – Чулым-Тасеевская фациальная область; Б. – большое

Рис. 1. Территория исследования и схема фациального районирования келловея и верхней юры юго-восточных районов Западно-Сибирского осадочного бассейна

Fig. 1. Study area and facies zoning scheme of the Callovian and Upper Jurassic in the southeastern regions of the West Siberian sedimentary basin

Источник: адаптировано из [9]/Source: adopted from [9]



--- граница Колтогорско-Нюрольского желоба
 п. – подошва, кр. – кровля, НВ – нижневасюганская подсвита

Рис. 2. Строение верхнеюрских резервуаров на примере скважины Мыльджинская-8:
 а – территория исследования; б – разрез скважины

Fig. 2. Structure of the Upper Jurassic reservoirs by the case study of the Myldzhinskaya-8 well:
 а – study area; б – well section

Источник: адаптировано из [2, 10]/Source: adopted from [2, 10]

Тектоническое строение флюидопора и верхнеюрского природного резервуара отражает тектоническая карта, построенная в кровле юрского яруса [10]. В пределах территории расположены Внутренняя область и Внешний пояс Западно-Сибирской геосинеклизы. Внешний пояс представлен Барабинско-Пихтовской и Преденисейской мегамоноклизмами и Тегульдетской мегагемисинеклизой. Во Внутренней области расположена Хантейская гемиянтеклиза и Верхневасюганская антеклизы (в западной части), Обь-Васюганская и Куржинская гряды (в северной части), Колтогорско-Нюрольский желоб и Внутренняя область (без вышеуказанных структур), осложненная тектоническими элементами более высокого порядка [2]. Выделяется сеть протяженных разрывных нарушений [2, 10]. На территории исследования выделено две главных структурные единицы – доюрский метаморфизованный в разной степени и деформированный фундамент, прорванный локальными интрузивными телами, на котором с различными несогласиями залегает мезозойско-кайнозойский осадочный трехкилометровый (максимальные толщины) нижнеюрско-кайнозойский чехол.

Нефтегазоносность отложений приурочена преимущественно к юрскому нефтегазоносному комплексу. Основное количество запасов $AB_{1-2}C_1+C_2$ приурочено к верхнеюрским природным резервуарам. По оценкам авторов, на их долю приходится 65–75% от общего количества запасов промышленные категории.

Распределение текущих запасов и ресурсов приведено в табл. 1 по состоянию на 01.01.2020. На долю запасов нефти и газа (без учета запасов растворенного газа) соответственно приходится около 37–39% от общего количества запасов и ресурсов углеводородов Томской области. На долю конденсата приходится около 62% от общего количества запасов и ресурсов конденсата Томской области. Извлекаемые запасы нефти превышают 440–450 млн тонн, ресурсы – 750–780 млн тонн, извлекаемые запасы газа – более 210–220 млрд m^3 , а ресурсы газа – более 340–355 млрд m^3 , конденсат – почти 28 и 17 млн тонн соответственно. Геологическое строение отобранных месторождений Томской области изучено с привлечением дополнительных опубликованных материалов, например: [1, 11] и других.

Табл. 1. Соотношение текущих запасов и ресурсов углеводородов в Томской области

Table 1. Ratio of current reserves and resources of hydrocarbons in the Tomsk Region

Соотношение	Нефть, %	Свободный газ, %	Конденсат, %
Запасы/сумма запасов и ресурсов, $AB_{1-2}C_1+C_2/AB_{1-2}C_1+C_2+D_{0-2}$	37,1	38,8	62,1
Ресурсы/сумма запасов и ресурсов, $D_{0-2}/AB_{1-2}C_1+C_2+D_{0-2}$	62,9	61,2	37,9

Текущие извлекаемые запасы нефти Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, по имеющимся данным, определены как около 20,0 млрд тонн (2,3% – доля месторождений Томской области), а ресурсы могут быть оценены в 29,4 млрд тонн (2,65% – доля Томских месторождений в общих западносибирских). По газу структура ресурсной базы Западно-

Сибирской нефтегазоносной провинции следующая: текущие извлекаемые запасы по газу – 45,97 трлн m^3 , ресурсы (D_{0-2}) газа могут быть оценены в 106 трлн m^3 . Таким образом, доля томских запасов и ресурсов газа (01.01.2022) составляет не более 1% от соответствующих запасов и ресурсов газа Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Время литификации верхнеюрского флюидоупора в юго-восточной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

Авторами была выполнена попытка оценки времени литификации верхнеюрского флюидоупора для юго-восточной части Западно-Сибирского осадочного бассейна. При расчете времени литификации верхнеюрского флюидоупора опирались на исследование, выполненное ранее одним из авторов и работу А.Э. Конторовича и др. [2, 12, 13].

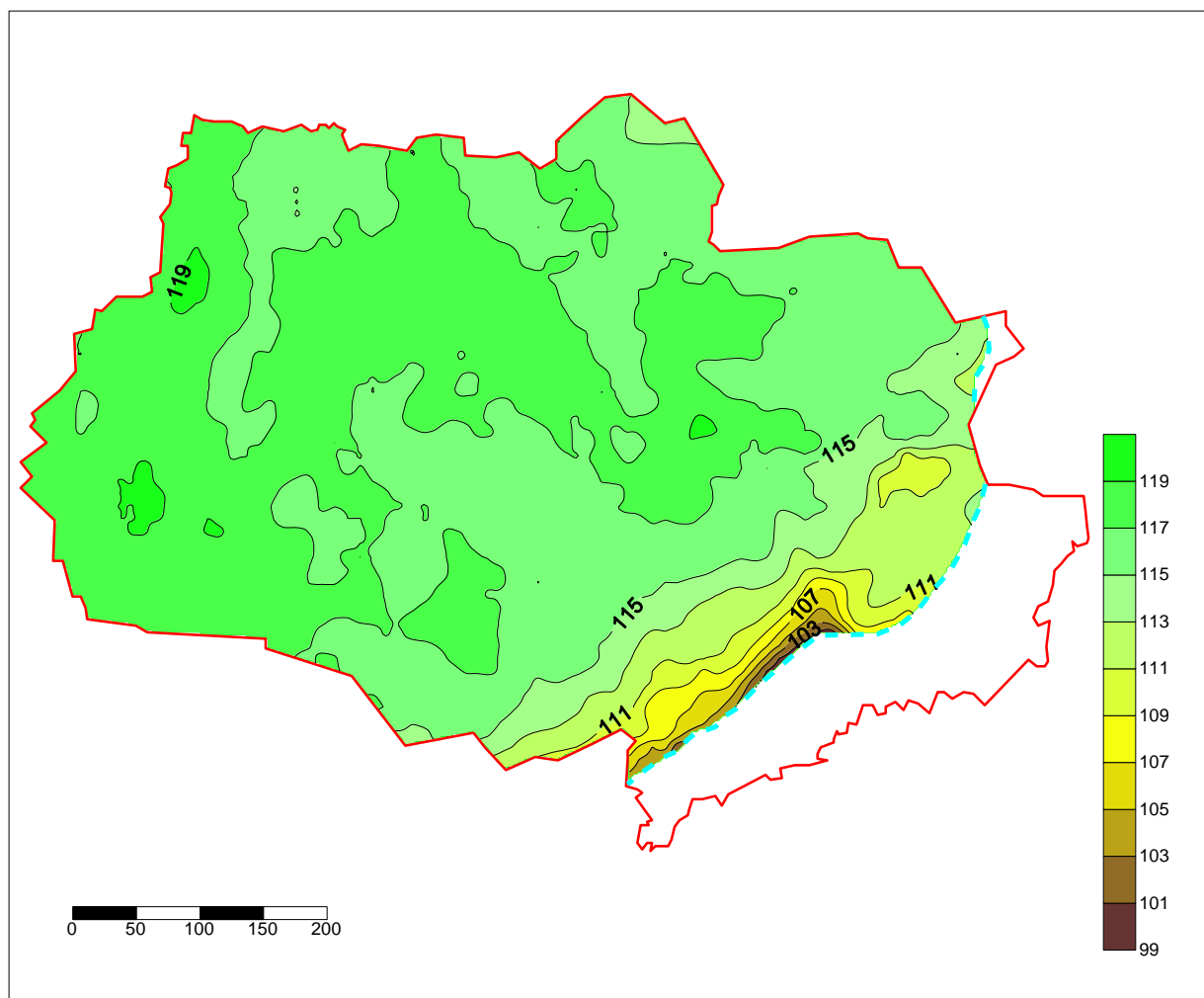
Предлагается использовать понятие «флюидоупорогенез». Этот термин близок термину «литификация флюидоупоров», но обозначает формирование флюидоупора, в узком значении, как процесс перехода от отложений к флюидоупору, а в широком – процессы, которые включают в себя всю цепочку событий и явлений от накопления отложений до эволюции во времени. Это термин, соответственно, применим в рамках нефтегазовых исследований.

Понятие «аргиллит» может быть применено к глинистым отложениям Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и некоторым другим регионам при падении их пористости до ~30%. Глинистые породы обладают важной особенностью – закономерностью их диагенетического преобразования в течение геологического времени до формирования надежных покрышек. Этот процесс включает переход от набухающих в воде глин монтмориллонитового состава и пористостью 60% в плотные литифицированные глинистые породы с существенно меньшей (20–30%) пористостью и далее в гидрослюдистые аргиллиты (с пористостью 4–10%). Уплотнение происходит при погружении пород в условиях роста горного давления и значительной для гидрослюды водоудерживающей способностью [14].

Значение пористости глин 30% было выбрано в качестве порогового значения для границы перехода от нефлюидоупора к флюидоупору. Процесс трансформации отложений с глубиной возможно наблюдать, например, в шламе, получаемом при бурении скважин.

В восточной части территории исследования можно говорить о глинистых аналогах верхнеюрских отложений, на основании того, что происходит опесчанивание в восточной части территории исследования. Кроме того, при уменьшении порогового значения по пористости для глин более поздним будет и время перехода во флюидоупор. К началу кайнозоя (65 млн лет назад) отложения верхнеюрского флюидоупора там, где они присутствуют, достигли состояния флюидоупора. Наиболее надежно эти процессы подтверждаются в западной части Томской области, западнее линии Казанское – Игольско-Таловое месторождения, а в восточнее надежность верхнеюрского флюидоупора и время флюидоупорогенеза будет уменьшаться (рис. 3).

Анализ карты на рис. 3 показывает, что в пределах Хантейской гемиянтеклизы и Верхневасюганской антеклизы (в западной части) отложения трансформировались во флюидоупор 119 млн лет назад в пределах Обь-Васюганской и Куржинской гряд, расположенных в северной части исследуемой территории – 115–117 млн лет назад, в Колтогорско-Нюрольском желобе – 117–119 млн лет назад, а во Внутренней области (без вышеуказанных структур), осложненной тектоническими элементами более высокого порядка – 103–117 млн лет назад. Таким образом, флюидоупорогенез в верхнеюрских глинистых отложениях начался в раннем мелу: в апте – в западной и центральной частях территории исследования и альбе – в восточной части.



— граница распространения баженковского горизонта
— граница Томской области

Рис. 3. Карта времени начала флюидоупорогенеза (карта литификации) верхнеюрского комплекса (изотаймы — в млн лет)

Fig. 3. Time of the beginning of fluid seal genesis (FSG) map (lithification map) of the Upper Jurassic complex (isotimes – in million years)

Схема распределения флюидоупоров и резервуаров, построенная с использованием программно-аппаратного комплекса Petromod, представлена на рис. 4 для скважины Северо-Фестивальная 2.

Проанализированные толщины баженовской горизонта показывают, что толщина их меняется от 15–45 м в западной части до более 120 м в восточной части территории исследования.

Толщина баженовской свиты на месторождениях углеводородов в пределах Томской области представлена в табл. 2. Толщина баженовской свиты (флюидоупора) изменяется от почти 15 м до 27 м. В большинстве исследованных скважин толщина баженовской свиты в пределах исследуемой территории не превысила 20 м. Средняя толщина составляет 17,6 м.

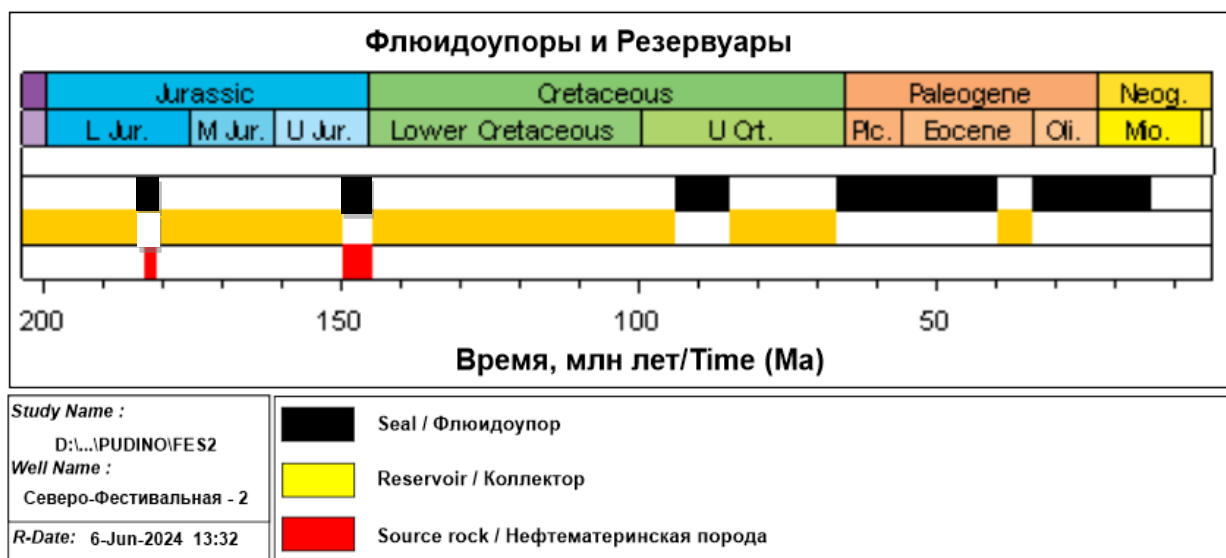


Рис. 4. Схема распределения природных резервуаров, флюидоупоров и нефтегазоматеринских пород по данным скважины Северо-Фестивальная-2

Fig. 4. Distribution scheme of natural reservoirs, seals and source rocks according to the Severo-Festivalnaya-2 well data

Табл. 2. Толщины баженовской свиты на месторождениях Томской области

Table 2. Thicknesses of the Bazhenov Formation at the deposits of the Tomsk Region

	Тип месторождения*	Толщина баженовской свиты, м
Советское (юго-западная часть)	Н	14,9
Кондаковское	Н	15,7
Киев-Еганское (северная часть)	Н	19,6
Чкаловское	НГК	15,5
Ломовое	Н	19,9
Катыльгинское	Н	16,6
Павловское	Н	17,3
Карайское	Н	27
Мыльдзинское	НГК	14,6
Лугинецкое	НГК	14,7

* Н – нефтяное, НГК – нефтегазоконденсатное.

Для подтверждения характеристик наилучших верхнеюрских природных резервуаров авторами данной статьи проанализировано изменение наиболее высокой пористости юрского горизонта Ю₁² по керну в пределах Карайского месторождения Томской области, расположенного западнее Игольско-Талового месторождения (см. рис. 2). Полученные результаты представлены в табл. 3.

Анализ имеющихся данных максимальных значений пористости показывает, что она изменяется от 16,8% до 18,9%, а среднее значение максимальной пористости равно 17,6%, что соответствует II-III классам терригенных природных резервуаров по Хаину А.А. и является средней и высокой пористостью для нефтяных резервуаров.

Табл. 3. Данные пористости по керну горизонта Ю₁² Карайского месторождения Томской области

Table 3. Porosity data for the core of the Yu₁² horizon of the Karaysk Field in the Tomsk Region

Номер замера	Пористость по керну, %
1	18,6
2	17,8
3	16,9
4	18,9
5	16,7
6	16,8
7	18,4
8	16,9
9	17,8
10	16,9
Среднее	17,6

Приведенные значения пористости могут быть занижены, так как определение открытой пористости образцов проводилось по экспресс-схеме, где время для получения массы сухих образцов было сокращено. Кроме того, размер двух образцов был немного меньше установленного стандарта. Отдельные элементы методических приемов по определению максимальной пористости природных резервуаров были предварительно обсуждены со специалистами ООО «Арктик-ГЕРС» г. Твери.

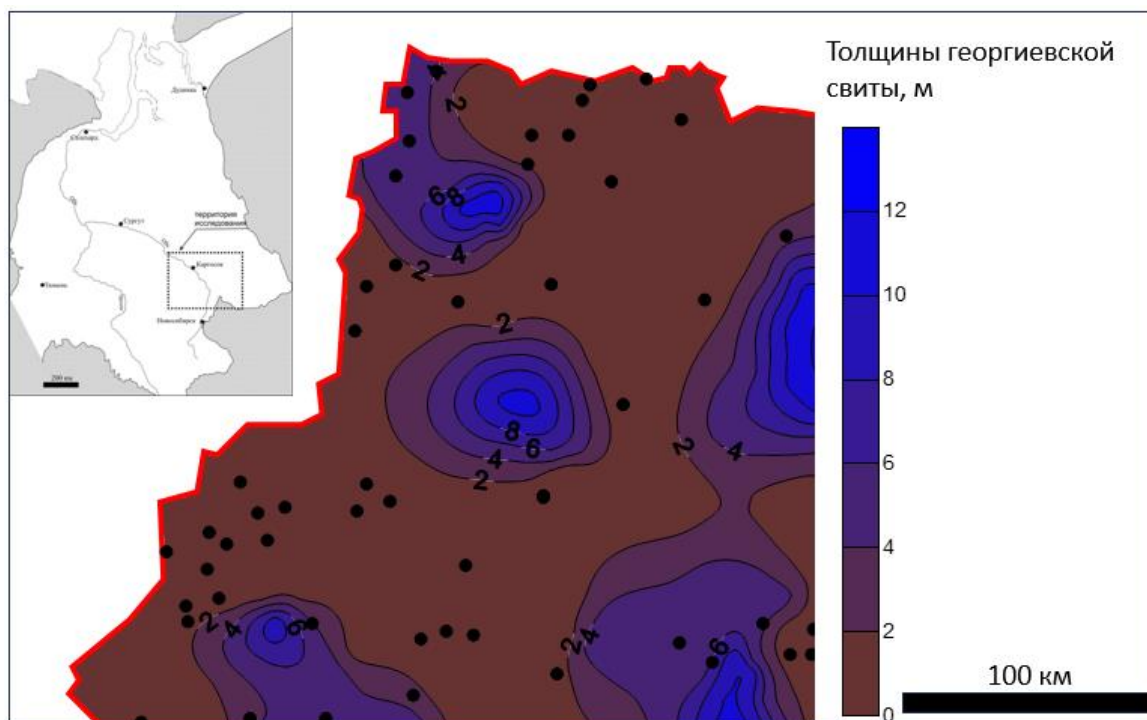
В целях выполнения анализа толщин георгиевского флюидоупора (свиты) в северо-западной части Томской области построена карта распределения ее толщин. Анализ карты, представленной на рис. 5, показывает, что в северо-западной части Томской области толщины георгиевской свиты (флюидоупора) изменяются от 2 до 8 м, а схожие области увеличенных толщин георгиевской свиты, относительно «центральной области», определены юго-восточнее. На большей части «центральной

области» северо-западной части Томской области толщины георгиевского флюидоупора не превышают 5 м, с локальными увеличениями толщин флюидоупора. В эту область попадает большинство месторождений углеводородов.

Было установлено [2], что отложения георгиевского флюидоупора (свиты) могут положительно влиять на сохранность месторождений нефти и газа и быть дополнительным поисковым критерием (критерий В.А. Конторовича) для прогноза нефтегазоносности верхнеюрских природных резервуаров. В пределах территории исследования была построена карта толщин георгиевского горизонта (флюидоупора) в Томской области (рис. 6).

Анализ карты показал, что в пределах Колтогорско-Нюрольского желоба толщины георгиевского горизонта изменяются от 0 до 10–15 метров. В пределах восточной части, на территории Внешнего пояса (см. рис. 2 и рис. 6) толщины увеличиваются до 70–90 м. На территории Внутренней области, вне Колтогорско-Нюрольского желоба, толщина изменяется от 20 до 50–70 м.

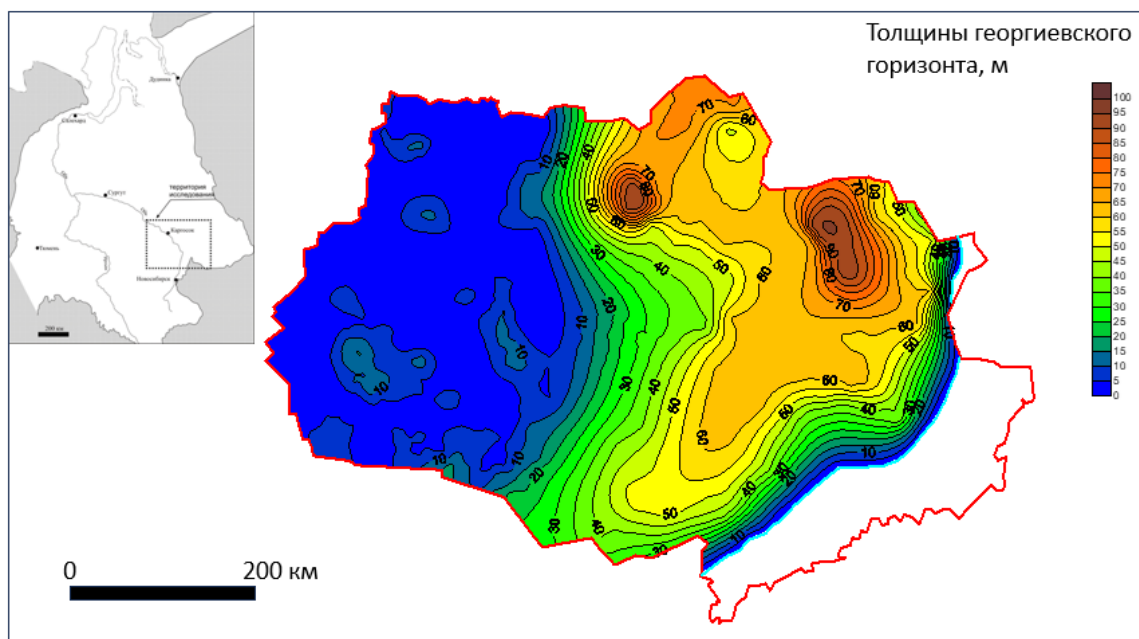
Таким образом, анализ карт толщин георгиевского флюидоупора (см. рис. 5 и рис. 6), показал, что вероятность обнаружения месторождений в областях присутствия отложений аналогов георгиевской свиты, соответствующих наунакской свите, будет низкой. В западной части Томской области (территория Колтогорско-Нюрольского желоба) при толщинах георгиевского флюидоупора менее 3–5 м (за исключением восточной части, расположенной вдоль линии выклинивания георгиевского горизонта) вероятность обнаружения месторождений в верхнеюрских отложениях выше, чем в верхнеюрских отложениях, где толщины георгиевского горизонта 25–40 м и более.



— северо-западная административная граница Томской области

Рис. 5. Распределение толщин георгиевского флюидоупора в северо-западной части Томской области (черными точками показаны месторождения углеводородов)

Fig. 5. Distribution of thicknesses of the Georgievsk fluid seal in the northwestern part of the Tomsk Region (black dots indicate hydrocarbon fields)



— административная граница Томской области

— граница распространения верхнеюрского комплекса

Рис. 6. Распределение толщин георгиевского горизонта в Томской области

Fig. 6. Georgievsk horizon thicknesses distribution in the Tomsk Region

Выводы

1. Проанализированы основные флюидоупоры и природные резервуары в мезозойско-кайнозойском чехле по территории Томской области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. На основе данных поисково-разведочных скважин и сейсморазведочных работ МОВ ОГТ 2D количественно охарактеризованы толщины баженовского и георгиевского горизонтов (флюидоупоров) и построена региональная модель распределения их толщин по площади в юго-восточной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. Выявлено, что при толщинах георгиевского горизонта (георгиевской свиты) в западной части Томской области 3–5 метров (дополнительный критерий для прогноза нефтегазоносности – критерий Конторовича) вероятность обнаружения месторождений углеводородов в западной части выше, чем в восточной.

2. На основе анализа эволюции юго-восточной части мезозойско-кайнозойского чехла Западно-Сибирского осадочного бассейна оценено время начала флюидоупорогенеза баженовско-георгиевских пород верхней юры. Установлено, что время начала флюидоупорогенеза (литификации) верхнеюрского флюидоупора в юго-восточной части Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна наступило в раннем мелу (апт-альб). Начиная с этого времени были сформированы надежные верхнеюрские флюидоупоры, способные

удерживать углеводороды в ловушках и природных коллекторах углисто-песчано-алевролитовых пластов группы «Ю» верхнеюрского комплекса.

3. Описана структура углеводородной базы Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции и Томской области, анализ которой подтверждает дополнительные перспективы открытия месторождений нефти и газа в исследуемом регионе.

4. Подтверждено, что природные песчано-алевролитовые резервуары верхнеюрского возраста обладают средним и высоким качеством. В зависимости от объектов оценки, на долю верхнеюрских преимущественно песчано-алевролитовых коллекторов приходится 65–75% извлекаемых запасов углеводородов Томской области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. На основе геолого-геофизической информации и предложенного авторами методического приема, эффективность которого описана на примере верхнеюрских месторождений нефти и газа в Томской области (Западная Сибирь), выполнен прогноз наиболее перспективных участков верхнеюрских коллекторов. Результаты анализа показывают, что возможно уточнение восточных границ отложений верхней юры при интерпретации сейсмических данных и полевых наблюдениях наилучших природных резервуаров и флюидоупоров в обнажениях.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.

2. *Конторович В.А.* Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. 252 с.
3. *Даненберг Е.Е., Белозеров В.Б., Брылина Н.А.* Геологическое строение и нефтегазоносность верхнеюрско-нижнемеловых отложений юго-востока Западно-Сибирской плиты (Томская область). Томск: Изд-во ТПУ, 2006. 291 с.
4. *Зубков М.Ю.* Типы коллекторов в бажено-абалакском комплексе Западной Сибири и их генезис // Геология нефти и газа. 2019. № 4. С. 59–78. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-4-59-78>
5. *Афанасьев И.А., Погодаева А.М., Немова В.Д., Ким О.О.* Применение алгоритма машинной интерпретации ГИС в региональных исследованиях верхнеюрских отложений Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2023. № 3(375). С. 11–16. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-3\(375\)-11-16](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-3(375)-11-16)
6. *Ян П.А., Хабаров Е.М.* Интерпретация данных ГИС при палеогеографических реконструкциях (на примере бат-верхнеюрских отложений юга Западной Сибири) // Геофизические технологии. 2018. № 4. С. 27–38. <https://doi.org/10.18303/2619-1563-2018-4-4>
7. *Рыжкова С.В., Вакуленко Л.Г., Казаненков В.А. и др.* Фациально-стратиграфическое районирование келловей-кимериджских отложений Западно-Сибирского осадочного бассейна // Геология и геофизика. 2020. Т. 61, № 3. С.409–421. <https://doi.org/10.15372/GiG2019098>
8. *Эдер В.Г., Рыжкова С.В., Дзюба О.С., Замирайлова А.Г.* Литостратиграфия и обстановки седиментации баженовской свиты (Западная Сибирь) в Центральном, Юго-Восточном и Северном районах ее распространения // Стратиграфия. Геологическая корреляция. 2022. Т. 30, № 5. С. 46–74. <https://doi.org/10.31857/S0869592X22050027>
9. *Шурыгин Б.Н., Никитенко Б.Л., Девятков В.П. и др.* Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2000. 480 с.
10. *Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др.* Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т. 42, № 11–12. С. 1832–1845.
11. *Никитин И.А.* Геолого-фациальное моделирование условий формирования продуктивных отложений Столбового месторождения нефти (Каймысовский свод) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2014. № 2. С. 36–43.
12. *Конторович А.Э., Буриштейн Л.М., Малышев Н.А. и др.* Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря (бассейновое моделирование) // Геология и геофизика. 2013. Т. 54, № 8. С. 1179–1226.
13. *Жилина И.В., Кузнецов Р.О.* Нефтегазоносность верхнеюрских и меловых отложений Западной Сибири и дизъюнктивная тектоника // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 58–67. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art5>
14. *Осипов В.И., Соколов В.Н., Еремеев В.В.* Глинистые покрышки нефтяных и газовых месторождений. М.: Наука, 2001. 238 с.

Информация об авторах

Роман Олегович Кузнецов – научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; <https://orcid.org/0009-0008-1429-4616>; e-mail: kuznetsovroipng@gmail.com

Инна Вячеславовна Жилина – к.г.-м.н., заведующий лабораторией, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 5395-8135, <https://orcid.org/0009-0002-5180-110X>; e-mail: 89163573819@mail.ru

Поступила в редакцию 12.09.2024

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art5>

Forecasting the quality of fluid seals and reservoirs for the Upper Jurassic deposits in the southeastern part of the West Siberian oil and gas province

R.O. Kuznetsov ✉, I.V. Zhilina

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Abstract. *Background.* Upper Jurassic natural reservoirs are the main deposits containing 65–75% of recoverable hydrocarbon reserves in the Tomsk Region. They are overlapped by the fluid seals of the Bazhenov–Georgievsk complex, the quality of which deteriorates in the easterly direction. Therefore, to predict new promising areas, it is necessary to determine the quality and thickness of the Upper Jurassic seals and natural reservoirs. *Objective.* The need to forecast the quality of the Upper Jurassic fluid seals and reservoirs of the “Yu group” in the southeastern part of the West Siberian oil and gas province (Tomsk Region). *Materials and methods.* The paper uses regional and local studies of different years, materials and methods for interpreting geophysical well studies and seismic data from 2D reflection and core studies, databases of geological and geophysical information, methods of mathematical modeling of sedimentary basins and an original methodological approach proposed by the authors. *Results.* The time of the beginning of the lithification of the Bazhenov–Georgievsk rocks of the Upper Jurassic–Early Cretaceous (Aptian–Albian) was determined, and a regional model of the Georgievsk horizon distribution was constructed. The porosity of the Upper Jurassic natural reservoirs and the thickness of the Bazhenov fluid seal at the selected fields were calculated. *Conclusions.* The assessment of the quality of fluid seals and natural reservoirs made it possible to determine more promising areas for geological exploration using the oil and gas exploration criterion determined on the basis of the analysis of the thickness of the Georgievsk horizon (Kontorovich criterion). The efficiency of the proposed method is described using the example of the Upper Jurassic oil and gas fields in the Tomsk Region (Western Siberia).

Keywords: fluid seal, natural reservoir, oil, gas, Western Siberia, Upper Jurassic deposits, Bazhenov Formation, Georgievsk Formation, Yu group of layers, oil and gas potential forecast

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 122022800274-8).

Acknowledgments: the authors are grateful to A.S. Gibsher, V.I. Gavrilov, S.A. Guskov, O.E. Zelevyanskaya and N.A. Skibitskaya for valuable advice on establishing the boundary values of clay porosity.

✉ Roman O. Kuznetsov, e-mail: kuznetsovroipng@gmail.com

© Kuznetsov R.O., Zhilina I.V., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

For citation: Kuznetsov R.O., Zhilina I.V. Forecasting the quality of fluid seals and reservoirs for the Upper Jurassic deposits in the southeastern part of the West Siberian oil and gas province. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 3. P. 262–277. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art5>

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K. et al. *Geology of Oil and Gas of Western Siberia*. Moscow: Nedra, 1975. 680 p. (In Russ.).
2. Kontorovich V.A. *Tectonics and Petroleum Potential of the Mesozoic-Cenozoic Deposits of the Southeastern Regions of Western Siberia*. Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, GEO Branch, 2002. 252 p. (In Russ.).
3. Danenberg E.E., Belozerov V.B., Brylina N.A. *Geological Structure and Oil and Gas Potential of the Upper Jurassic–Lower Cretaceous Deposits in the Southeast of the West Siberian Plate (Tomsk Region)*. Tomsk: Publishing House of TPU, 2006. 291 p. (In Russ.).
4. Zubkov M.Yu. Reservoir types in the Bazhenov-Abalak series of Western Siberia and their genesis. *Geologiya nefi i gaza*. 2019. No. 4. P. 59–78. (In Russ.). <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-4-59-78>
5. Afanasyev I.A., Pogodaeva A.M., Nemova V.D., Kim O.O. Application of the algorithm of machine logging interpretation in regional studies of the Upper Jurassic deposits of Western Siberia. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2023. No. 3(375). P. 11–16. (In Russ.). [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-3\(375\)-11-16](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-3(375)-11-16)
6. Yan P.A., Khabarov E.M. Well log data interpretation in paleogeographic reconstructions (in the case of the Bathonian-Upper Jurassic deposits of south of West Siberia). *Russian Journal of Geophysical Technologies*. 2018. No. 4. P. 27–38. (In Russ.). <https://doi.org/10.18303/2619-1563-2018-4-4>
7. Ryzhkova S.V., Vakulenko L.G., Kazanenkov V.A. et al. Facies-stratigraphic zonation of the Callovian–Kimmeridgian deposits of the West Siberian sedimentary basin. *Russian Geology and Geophysics*. 2020. Vol. 61, No. 3. P. 330–340. <https://doi.org/10.15372/RGG2019098>
8. Eder V.G., Ryzhkova S.V., Dzyuba O.S., Zamirailova A.G. Lithostratigraphy and sedimentation conditions of the Bazhenov Formation (Western Siberia) in the Central, Southeastern, and Northern regions of its occurrence. *Stratigraphy and Geological Correlation*. 2022. Vol. 30, No. 5. P. 334–359. <https://doi.org/10.1134/S0869593822050021>
9. Shurygin B.N., Nikitenko B.L., Devyatov V.P. et al. *Stratigraphy of Oil and Gas Basins of Siberia. Jurassic System*. Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, GEO Branch, 2000. 480 p. (In Russ.).
10. Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E. et al. Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyncline in the Mesozoic and Cenozoic. *Geologiya i geofizika*. 2001. Vol. 42, No. 11–12. P. 1832–1845. (In Russ.).

11. Nikitin I.A. Geological and facies modeling of the Stolbovoye productive series (Kaimysovy arch) formation conditions. *Geology and Mineral Resources of Siberia*. 2014. No. 2. P. 36–43. (In Russ.).
12. Kontorovich A.E., Burshtein L.M., Malyshev N.A. et al. Historical-geological modeling of hydrocarbon generation in the Mesozoic–Cenozoic sedimentary basin of the Kara Sea (basin modeling). *Russian Geology and Geophysics*. 2013. Vol. 54, No. 8. P. 917–957. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2013.07.011>
13. Zhilina I.V., Kuznetsov R.O. Oil and gas content of the Upper Jurassic and Cretaceous deposits of Western Siberia and fault tectonics. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022. No. 4(39). P. 58–67. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art5>
14. Osipov V.I., Sokolov V.N., Ereemeev V.V. *Clay Caps of Oil and Gas Fields*. Moscow: Nauka, 2001. 238 p. (In Russ.).

Information about the authors

Roman O. Kuznetsov – Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0008-1429-4616>; e-mail: kuznetsovroipng@gmail.com

Inna V. Zhilina – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of Laboratory, Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0002-5180-110X>; e-mail: 89163573819@mail.ru

Received 12.09.2024

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 552.08, 539.217

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art6>

Изучение характера изменения фильтрационных и емкостных свойств коллектора нефтегазоконденсатного месторождения средствами рентгеновской компьютерной томографии

В.В. Химуля ✉

Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН, Москва, Россия

Аннотация. *Цель работы.* Изучение характера изменений структурных, емкостных и фильтрационных свойств коллектора Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в результате проведения механических и гидродинамических испытаний, а также повышение качества лабораторной оценки коллекторских свойств пород на основе применения цифрового подхода. *Материалы и методы.* Для проведения компьютерной томографии использовался высокоразрешающий рентгеновский микротомограф ProCon X-Ray CT-MINI. Цифровой анализ снимков проведен в среде GeoDict. *Результаты.* Представлены результаты цифрового анализа изменений порового пространства коллектора углеводородов методами компьютерной томографии после проведения испытаний с фильтрацией флюида в барических условиях, в том числе проведено сравнение макроскопических изменений порового пространства, определен характер изменений пористости коллектора и геометрии пор на макроуровне. Выполнено численное моделирование процессов фильтрации на созданных 3D-моделях породы. Установлен факт неравномерности распределения фильтрационных потоков: фильтрация в породе происходит преимущественно по изолированным чередующимся каналам. Определено, что изменение порового пространства породы произошло преимущественно за счет деформации и расширения стенок основных фильтрационных каналов. *Выводы.* Неравномерность изменения фильтрационно-емкостных свойств образцов пород, вызванная проведением механических и гидродинамических испытаний, может приводить к некорректной оценке пористости и проницаемости при применении традиционных лабораторных методов. Результаты неразрушающих цифровых исследований могут быть рекомендованы в качестве дополнения к лабораторным исследованиям свойств кернового материала. Совместное применение цифровых и традиционных лабораторных методов позволяет получить наиболее полный спектр данных о свойствах пласта для решения проблем, возникающих при разработке, эксплуатации, ремонте скважин, воздействии на пласт, а также при создании моделей пластов.

Ключевые слова: поровое пространство, пористость, проницаемость, фильтрационно-емкостные свойства, численное моделирование процессов фильтрации, цифровой анализ керна, компьютерная рентгеновская томография, фильтрационные каналы, коллекторские свойства горных пород

✉ Химуля Валерий Владимирович, e-mail: valery.khim@gmail.com

© Химуля В.В., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Финансирование: работа выполнена по теме государственного задания ИПМех РАН (№ госрегистрации 124012500441-6).

Благодарности: автор выражает благодарность начальнику лаборатории комплексных исследований кернового материала Московского центра исследования пластовых систем (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Семенову Евгению Олеговичу, а также заместителю начальника лаборатории физического моделирования многофазных процессов Московского центра исследования пластовых систем (керна и флюиды) ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Мизину Андрею Витальевичу за предоставление материала для исследования и проведение цикла лабораторных испытаний образцов.

Для цитирования: Химуля В.В. Изучение характера изменения фильтрационных и емкостных свойств коллектора нефтегазоконденсатного месторождения средствами рентгеновской компьютерной томографии // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 3. С. 278–295. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art6>

Введение

Изучение фильтрационных и емкостных свойств (ФЕС) коллекторов имеет ключевое значение для развития нефтегазовой индустрии. Ключевые характеристики пласта, такие как пористость и проницаемость, играют важнейшую роль для оценки запасов углеводородов, прогнозирования успешности добычи и расчета эффективности промышленных процессов [1]. Пористость отражает способность породы вмещать флюиды, а проницаемость характеризует способность породы к транспортировке флюидов [2]. Понимание геометрии порового пространства коллектора позволяет прогнозировать свойства пласта и является необходимым для создания точных моделей пласта, которые используются при моделировании и оптимизации добычи [3]. Это приобретает особую значимость для низкопроницаемых или существенно неоднородных пород, таких как сланцы и плотные песчаники [4].

Существуют различные методы определения фильтрационно-емкостных свойств горных пород. Традиционные лабораторные методы включают использование ртутной порометрии [5] и испытаний

на проницаемость по газу или флюиду¹. В полевых условиях могут проводиться геофизические исследования скважин, такие как нейтронные и акустические каротажи [6]. Однако большинство традиционных методов могут приводить к необратимым изменениям структуры образцов или их разрушению, а также требовать значительных временных затрат [7]. Это стимулировало разработку новых, неразрушающих методов исследований, которые позволяют проводить повторные измерения без изменения характеристик породы [8].

Неразрушающие методы, такие как нейтронная рефлектометрия, электронная микроскопия [9] и компьютерная томография (КТ), получили активно развитие за последние годы. Возможность многократного анализа образцов без изменения их структуры является преимуществом при проведении комплексных многоэтапных исследований и сравнении изменений структуры во времени [10].

¹ Wenzel L.K., Fishel V.C. Methods for Determining Permeability of Water-Bearing Materials, with Special Reference to Discharging-Well Methods, with a Section on Direct Laboratory Methods and Bibliography on Permeability and Laminar Flow. Washington, DC: US Government Printing Office, 1942. 192 p. <https://doi.org/10.3133/wsp887>

В частности, компьютерная рентгеновская томография и цифровой анализ кернa зарекомендовали себя как надежные методы для детального изучения геометрии пор и структуры скелета породы [11]. Компьютерная томография горных пород основана на прохождении рентгеновских лучей через образец, что позволяет получить трехмерное изображение внутренней структуры материала, а также создавать на его основе цифровую модель [12]. Эти модели позволяют количественно оценивать размер, форму и связность пор, а также определять объем порового пространства. С помощью цифрового анализа кернa можно также оценить проницаемость породы и проводить численное моделирование процессов фильтрации для прогнозирования свойств потока флюидов через сеть пор. Целями настоящей работы были анализ изменений структурных, емкостных и фильтрационных характеристик коллектора Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения в результате проведения механических и гидродинамических испытаний, а также повышение качества лабораторной оценки коллекторских свойств пород на основе применения цифрового подхода.

В силу смещения приоритетов нефтегазовой отрасли в России и мире на цифровизацию [13], а также нацеленности на поиск новых эффективных методов добычи, разработка и применение передовых методов исследований ФЕС коллекторов становятся особенно важными для создания точных моделей пластов и лучшего понимания пластовых процессов.

Испытательное оборудование и методология исследований

В работе исследуются изменения порового пространства, а также емкостных и фильтрационных свойств коллектора Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения. Порода представляла собой рыхлый крупнозернистый песчаник с неоднородными минеральным составом и структурой. Образцы цилиндрической формы с размером 3 см были предварительно отсканированы с применением разномасштабной съемки. Для проведения компьютерной томографии использовался высоко разрешающий рентгеновский микротомограф ProCon X-Ray CT-MINI² Института проблем механики РАН. Сканирование образцов проводилось с различным размером вокселя (объемного пикселя) в диапазоне от 4,957 мкм до 15 мкм для разного охвата областей сканирования и различной детализации интересующих областей.

После первичного анализа структуры образцов, описанного в [14], были проведены экспериментальные лабораторные испытания по закачке жидкости гидроразрыва пласта (ГРП) с последующей продувкой газом в барических условиях. Данные испытания проводились ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на установке УАУИК (фильтрационный блок ФЕС3А). Параметры испытаний и барические условия: горное давление – 46,5 МПа, пластовое давление – 12,1 МПа, температура – 22 °С; закачка флюида при репрессии 10 МПа осуществлялась в направлении скважина–пласт, время прокачки – 1,5 ч, время выдержки в статике – 12 ч; продувка азотом при депрессии 1 МПа в обратном направлении в течение 77 мин.

² CT-MINI by ProCon X-Ray GmbH. URL: <https://procon-x-ray.de/en/ct-mini> (дата обращения: 23.08.2024).

Испытания были нацелены на изучение остаточных ФЕС породы пласта в результате прокачки при репрессии жидкости ГРП с последующим ее вытеснением. После указанных испытаний была выполнена повторная серия сканирований пород с проведением цифрового анализа изменений внутренней структуры и ФЕС пород.

Методика томографического исследования включала следующие этапы: сканирование образцов с использованием томографа; реконструкция набора проекций, получение изображений и создание 3D-проекта; обработка данных, сегментация и цифровой анализ.

После проведения сканирования набор проекций материала реконструируется и обрабатывается для преобразования в единый 3D-проект. Для реконструкции использовалось программное обеспечение (ПО) VGSTUDIO [15]. Реконструированный снимок обрабатывался в ПО GeoDict Math2Market GmbH³. Работа с изображениями включала очищение от артефактов сканирования, сглаживание шумов, выравнивание распределения яркости, цветокоррекцию и т. д. После чего были созданы 3D-модели породы на основе сегментации (бинаризации), в ходе которой каждому вокселю снимка присваивался ярлык конкретного материала [16]. Созданные модели использовались для проведения количественного цифрового анализа, включающего определение емкостных свойств, построение карт пористости и проведение численного моделирования процессов фильтрации. При наличии достаточной разрешающей способности прибора такие модели хорошо описывают внутреннюю структуру пород, например, песчаников. Такой подход также

может применяться и для изучения микротрещиноватости в карбонатных коллекторах, но качество построенной модели будет зависеть от соотношения размера вокселя снимка и характерных размеров трещин.

Для визуализации порового пространства, а также интегрального его описания в работе используются карты пористости. На основе созданных 3D-моделей возможно построение карт, отражающих усредненную пространственную пористость в выбранном направлении [17]. Они представляют собой диаграммы с цветовой шкалой: по вертикальной и горизонтальной осям откладываются пространственные координаты в образце (длина в заданном направлении), а цветом отображается величина пористости в каждой точке карты [18]. Для их построения выбирается одно из трех координатных направлений в модели, после чего в данном направлении происходит суммирование всех вокселей, принадлежащих поровому пространству, и делится на общее количество вокселей в данном столбце. Таким образом, каждая точка на карте отражает усредненное значение пористости при проходе вдоль заданного направления. Построенные карты позволяют получить картину локального распределения пористости для каждой проекции образца и оценить вклад отдельных областей в породе в общую пористость материала.

Для оценки фильтрационных свойств и характера их изменения было проведено численное моделирование процесса фильтрации через поровое пространство образцов. Моделирование выполнено средствами модуля FlowDict⁴ пакета GeoDict в рамках модели Навье-Стокса.

³ GeoDict – The Digital Material Laboratory. URL: <https://www.math2market.de/> (дата обращения: 23.08.2024).

⁴ Hilden J., Cheng L., Linden S., Planas B. FlowDict User Guide: GeoDict release 2022. <https://doi.org/10.30423/userguide.geodict2022-flowdict>

Направление моделирования соответствовало условиям при лабораторных испытаниях. Параметры моделирования: рабочий флюид – воздух, температура – 20 °С, перепад давления – 200 Па. Для вычислений использовался решатель LIR [19]. Критерий останковки вычисления – Error bound 0,1⁴. По результатам моделирования был получен массив скоростей потока фильтрации в каждом вокселе структуры. Для визуализации потока построено пространственное распределение скоростей с заданной долей прозрачности. С целью количественного сравнения параметров потока также были построены графики зависимости средней скорости в каждой проекции (слайсе) структуры от номера этой проекции (или от координаты вдоль заданного направления в модели).

Результаты исследований

Исследования изменений емкостных параметров по полноразмерным снимкам. Для образцов были проведены сканирования перед испытаниями с охватом целого образца. Данный тип исследования позволяет изучать макроизменения, проводить поиск каверн, трещин, выделенных фильтрационных каналов, напластований и неоднородностей порового пространства и состава матрицы, а также отслеживать изменения расположения крупных зерен и пор породы. Результаты анализа исходной структуры данной породы до проведения испытаний описаны в работе [14]. После испытаний проведена аналогичная серия сканирований для регистрации изменений. Для лучшего соответствия и единообразия подхода обработка и цифровой анализ снимков проводились синхронно с аналогичными параметрами.

На рис. 1а в качестве примера представлена вертикальная проекция снимка образца крупнозернистого песчаника.

Полномасштабный снимок выполнен с размером вокселя 11,231 мкм и количеством проекций 2304×2400×2400. Серым обозначены зерна, черным – окружающий образец воздух и поровое пространство, светлые участки – более плотные примеси веществ. Желтой рамкой выделена область, вырезанная из трехмерного изображения для проведения сегментации снимка и дальнейшего цифрового анализа. На рис. 1г схематично показана итоговая область в цилиндрическом образце, подлежащая цифровому анализу, а также ориентация осей будущей модели. Для создания 3D-модели образца проведена сегментация с разделением вокселей изображения на поры и матрицу породы. После чего рассматривается только поровое пространство. Качественный анализ показал, что изменения порового пространства породы визуально не видны, отсутствуют макротрещины и образовавшиеся каверны. Поры неравномерно распределены по размерам, имеются крупные поры с выраженной направленностью вдоль плоскостей залегания. Изменения выделенных направлений повышенной пористости в образцах имеются, но выражены незначительно.

Для созданных в результате сегментации моделей проведен интегральный анализ пористости с построением локального распределения пор для трех ортогональных направлений. На рис. 1б, 1д представлены итоговые карты пористости для направления Y модели (бокового направления цилиндрического образца) до и после испытаний. По левой вертикальной оси карты отложена длина рассматриваемой модели породы в направлении Z (вертикальном направлении цилиндрического образца). По горизонтальной оси отложена длина в направлении X (боковом ортогональном направлении).

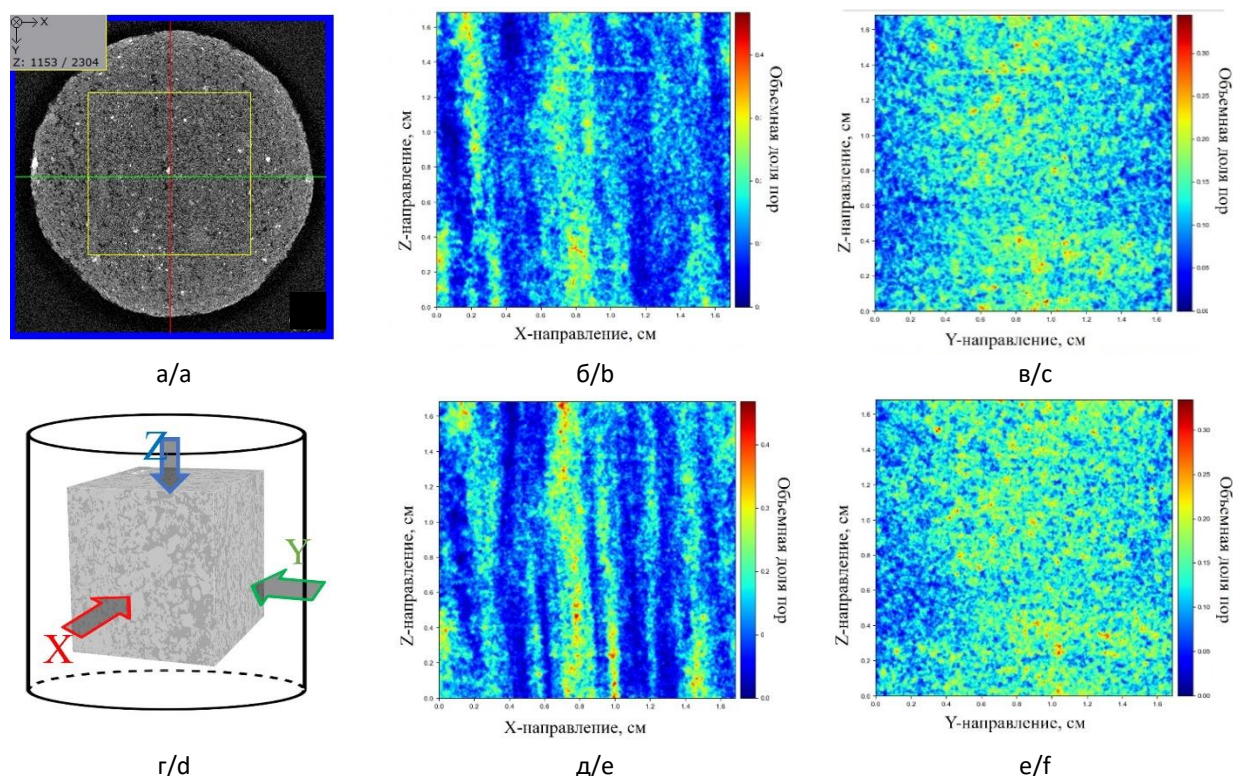


Рис. 1. Методика и результаты анализа пористости полномасштабной модели образца:

- а – вертикальная проекция исходного снимка образца; б – карта пористости в направлении Y образца до испытаний; в – карта пористости в направлении X образца до испытаний;
- г – схематичное изображение вырезаемой для создания 3D-модели области в образце;
- д – карта пористости в направлении Y образца после испытаний; е – карта пористости в направлении X образца после испытаний

Fig. 1. Methodology and results of porosity analysis of a full-scale specimen model:

- a – vertical projection of the original specimen image; b – porosity map in the Y direction of the specimen before testing; c – porosity map in the X direction of the specimen before testing;
- d – schematic representation of the area in the specimen cut out to create a 3D model;
- e – porosity map in the Y direction of the specimen after testing; f – porosity map in the X direction of the specimen after testing

Таким образом, две оси позволяют определять конкретные координаты в боковой проекции образца, как на физической карте. На правой вертикальной оси отложены значения суммарной пористости: синему цвету соответствуют значения низкой пористости, красному – высокой. Для определения значений пористости подсчитывается объемная доля вокселей порового пространства вдоль направления Y относительно общего количества вокселей модели вдоль данного направления. Для расчета каждой точки

карты суммируется число вокселей с ярлыком «воздух» в заданном направлении и подсчитывается интегральная пористость путем деления на общее число вокселей в направлении.

Как видно из рис. 1б, 1д в породе имеются чередующиеся направленные зоны повышенной пористости, которые соответствуют плоскостям залегания породы и связаны с литологическими особенностями кернового материала. Эти зоны проходят вертикально практически через весь образец.

Абсолютные значения пористости участков не могут быть достоверно посчитаны по снимкам низкого разрешения, поэтому на данном этапе сравнивается лишь изменение распределения пористости. Для измерения конкретных значений пористости будут использованы снимки высокого разрешения с меньшим охватом объема. При сравнении карт в заданном направлении замечен общий рост пористости всех участков, а также изменение геометрии высокопористых каналов породы. После проведения гидродинамических испытаний выделяющиеся плоскости фильтрации приобрели более выраженную и четкую форму; с более подчеркнутой направленностью. Пористость данных зон незначительно выросла, что может быть связано с прочищением и деформацией стенок каналов. На рис. 1в, 1е показаны аналогичные карты пористости для ортогонального бокового направления в образце (Х-направление). Четкие зоны повышенной пористости не видны на данных картах, так как построение карты происходит в перпендикулярном им направлении, т. е. в направлении нормали плоскостей фильтрации. Такой подход позволяет уточнить характер общего изменения пористости по всему объему модели. Как видно из сравнения плоскостей, общее распределение пор осталось прежним, но заметно также увеличение средней пористости, что подтверждает вывод об увеличении емкостных свойств породы после испытаний.

Исследования изменений емкостных параметров на детализированных снимках. Для определения точных количественных изменений пористости была проведена серия снимков в высоком разрешении с охватом центральной области образцов. За счет

уменьшения размера вокселя изображения происходит также уменьшение охвата снимка, поэтому характерный размер рассматриваемых областей уменьшается до 6–9 мм. При этом появляется возможность уточнения границ отдельных зерен и пор, вследствие чего возможно проведение количественных и статистических исследований пор и зерен породы.

Размер вокселя детализированных снимков составил 4,957 мкм. На рис. 2а показана схема охваченной снимками области для представленного в примере образца, на рис. 2б – часть проекции снимка после реконструкции и обработки. Серым цветом изображены зерна породы, черным – поровое пространство. На рис. 2в представлен результат проведения сегментации изображения с разделением на поры (белого цвета) и материал (красного цвета).

На первом этапе для полученных моделей до и после испытаний был проведен расчет открытой пористости. До испытаний открытая пористость породы составляла 21–25% при оценке на различных этапах обработки снимка и с разными порогами сегментации (несколько моделей сегментации применялись для определения отклонения определяемых характеристик). После испытаний открытая пористость составила 27–29% для разных типов сегментации.

Для визуальной оценки изменений были составлены карты пористости области в центре цилиндрического образца (см. рис. 2а). На рис. 3а, 3б и 3в показаны карты пористости для трех ортогональных направлений в образце до испытаний. На рис. 3г, 3д и 3е изображены аналогичные карты после испытаний. Оси и цветовая шкала соответствуют картам, ранее описанным на рис. 1.

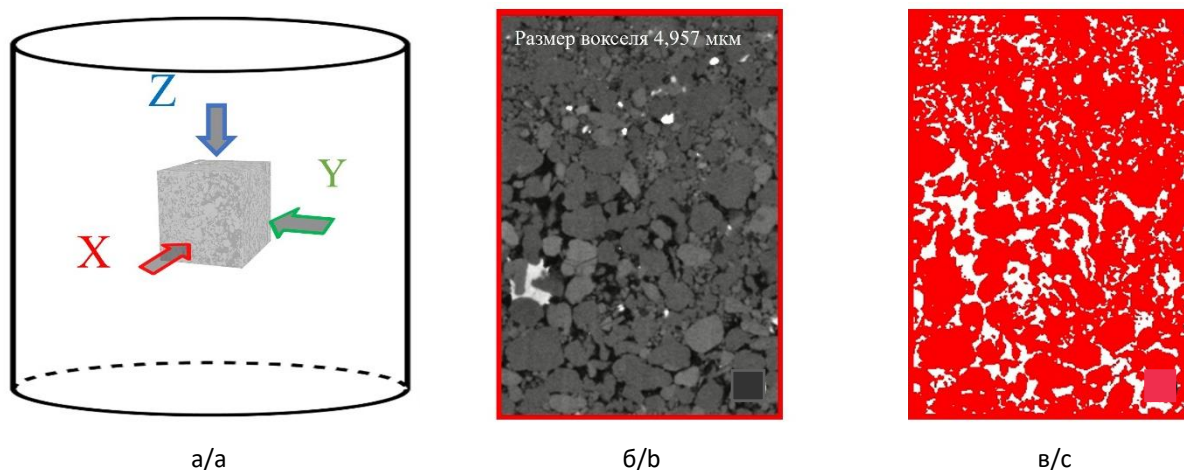


Рис. 2. Основные этапы создания модели порового пространства по детализированным снимкам пород:
а – схема рассматриваемой области в образце; б – часть проекции детализированного снимка после реконструкции и обработки; в – результат проведенной сегментации снимка

Fig. 2. Main stages of pore space model construction based on detailed images of rocks:
а – diagram of the area under consideration in the specimen;
б – part of the projection of a detailed image after reconstruction and processing;
с – the result of the performed image segmentation

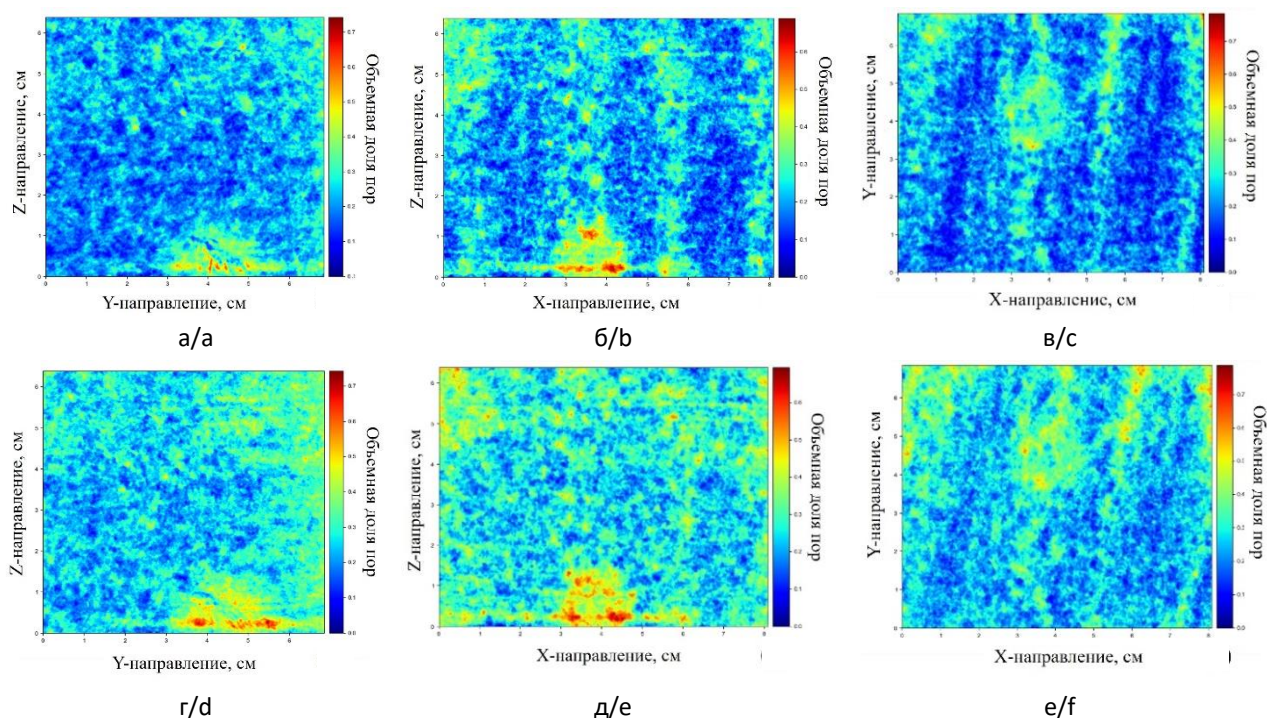


Рис. 3. Карты пористости для трех ортогональных направлений в образце до и после испытаний:
а – в направлении X образца до испытаний; б – в направлении Y образца до испытаний;
в – в направлении Z образца до испытаний; г – в направлении X образца после испытаний;
д – в направлении Y образца после испытаний; е – в направлении Z образца после испытаний

Fig. 3. Porosity maps for three orthogonal directions before and after testing:
а – in the X direction of the specimen before testing; б – in the Y direction of the specimen before testing;
с – in the Z direction of the specimen before testing; д – in the X direction of the specimen after testing;
е – in the Y direction of the specimen after testing; ф – in the Z direction of the specimen after testing

На рис. 3а, 3г представлены карты для направления X (боковое направление в образце), на рис. 3б, 3д представлены карты в направлении Y (ортогональное боковое направление), на рис. 3в, 3е показаны карты в вертикальном для образца направлении Z. На этих картах видны участки с повышенной пористостью (4–6 см в направлении Y, 3–5 см в направлении X), что соответствует одной из особо крупных пор. В направлениях Y и Z также различимы наблюдаемые ранее вертикальные плоскости повышенной пористости. Их меньший контраст по сравнению с полноразмерными снимками обусловлен охватом меньшей области при детальном сканировании, а также отличающимся углом поворота модели. Из сравнения также можно сделать вывод о том, что картина распределения пор сохранилась, однако произошло практически равномерное увеличение пористости на всех участках карт. Особенно расширились

каналы с высокой пористостью, вдоль которых преимущественно происходила фильтрация флюида, что вносит решающий вклад в увеличение общей пористости.

Результаты численного моделирования фильтрационного потока. На данных моделях также было проведено численное моделирование потока фильтрации для изучения изменений фильтрационной способности породы. Направление моделирования потока соответствовало условиям лабораторных испытаний. Моделирование проводилось средствами ПО GeoDict, модуля FlowDict. Параметры моделирования указаны в разделе методики. Для визуализации результатов моделирования на рис. 4 представлены пространственные распределения скоростей потока фильтрации в структурах до и после испытаний. Цветовая шкала от синего к красному отражает увеличение скорости потока.

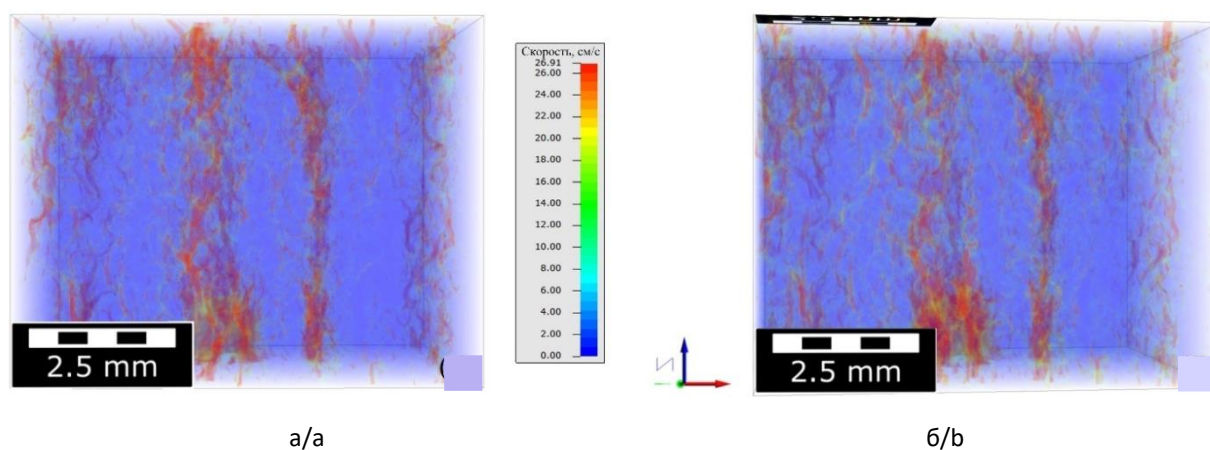


Рис. 4. Пространственная визуализация распределения скоростей потока фильтрации: а – до испытаний; б – после испытаний

Fig. 4. Spatial visualization of filtration flow velocity distribution: a – before testing; b – after testing

Из рис. 4 видно, что фильтрационный поток распределен неравномерно по образцу: имеются четкие выделенные каналы фильтрации, по которым преимущественно распространяется флюид. Поток фильтрации вне вертикальных

выделенных направлений минимален и неоднороден по объему. В левой части моделей видны разветвленные малые потоки, а в правой части – поток практически отсутствует вне основного фильтрационного канала.

Для получения корректных абсолютных значений проницаемости необходимо проведение большего цикла моделирований для данных пород с целью калибровки применяемой методики. Однако за счет единообразности обработки и анализа снимков возможно сравнение изменений общей проницаемости моделей. По данным численного моделирования проницаемость рассматриваемой области увеличилась на величину от 20 до 30% для разных параметров обработки, сегментации и входных параметров вычислений. Из рис. 4б также видно,

что произошло небольшое разветвление малых потоков фильтрации по объему структуры после испытаний, а также расширение главных фильтрационных потоков.

На рис. 5 представлены графики, позволяющие провести сравнение средних скоростей моделируемого потока фильтрации до и после испытаний. По вертикальной оси отложена скорость, усредненная скалярно для каждого слоя модели. По горизонтальной оси отложена длина модели по оси Z, т. е. в направлении моделирования потока.

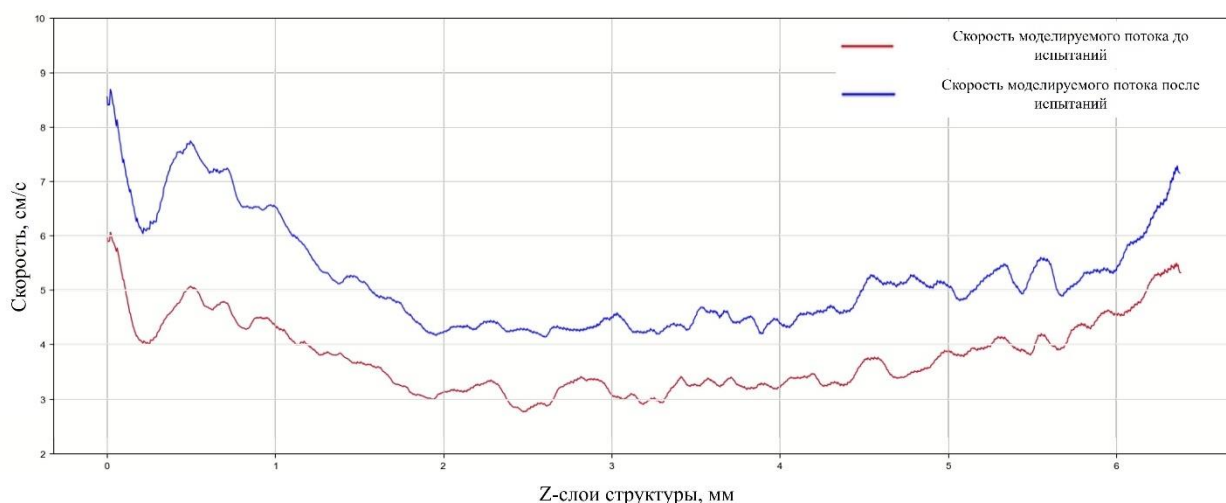


Рис. 5. Графики изменения средней скорости моделируемого потока вдоль направления фильтрации Z

Fig. 5. Changes of mean velocity of the modeled flow along the filtration direction Z

После испытаний распределение потоков осталось преимущественно без изменений, однако увеличились абсолютные значения скорости. Локальные максимумы графика также изменили форму, хотя по-прежнему четко соответствуют исходной конфигурации. Это свидетельствует об изменениях порового пространства в виде расширения ранее существовавших фильтрационных каналов, но сохранении общей картины распределения пор. Причем изменение произошло неравномерно: в диапазоне слоев структуры 0,3–1,5 мм

скорость потока выросла значительно, чем для остальной части образца. Эта область соответствует участку наибольшей пористости на рис. 3г и 3д, а также самой широкой части основных фильтрационных каналов в рассматриваемой модели.

Обсуждение результатов. Результаты цифрового анализа и численного моделирования для рассматриваемых участков в образце свидетельствуют об увеличении фильтрационно-емкостных характеристик породы после испытаний.

Однако лабораторные измерения пористости показали, что пористость представленного в качестве примера образца, напротив, уменьшилась. Лабораторные измерения пористости на исходном образце находились в полном соответствии с данными, полученными цифровым способом. После испытаний лабораторные измерения показали уменьшение пористости почти на 5%, в то время как по данным цифрового анализа пористость увеличилась более чем на 5%. Для изучения причин расхождения результатов было проведено дополнительное сканирование области у торца образца.

По срезам полномасштабных снимков были детально исследованы торцы цилиндрического образца до и после испытаний. На рис. 6а, 6б показаны торцы образцов после испытаний и вертикальные проекции их снимков. По ним было определено, что на торцах образца после испытания появились зацементированные зоны, уходящие частично вглубь образца и местами закрывающие поверхность фильтрации образца. Это могло быть следствием подготовки образца к механическим испытаниям, особенностей техники эксперимента (герметизации образца) или запыления каналов в ходе фильтрации и механического нагружения.

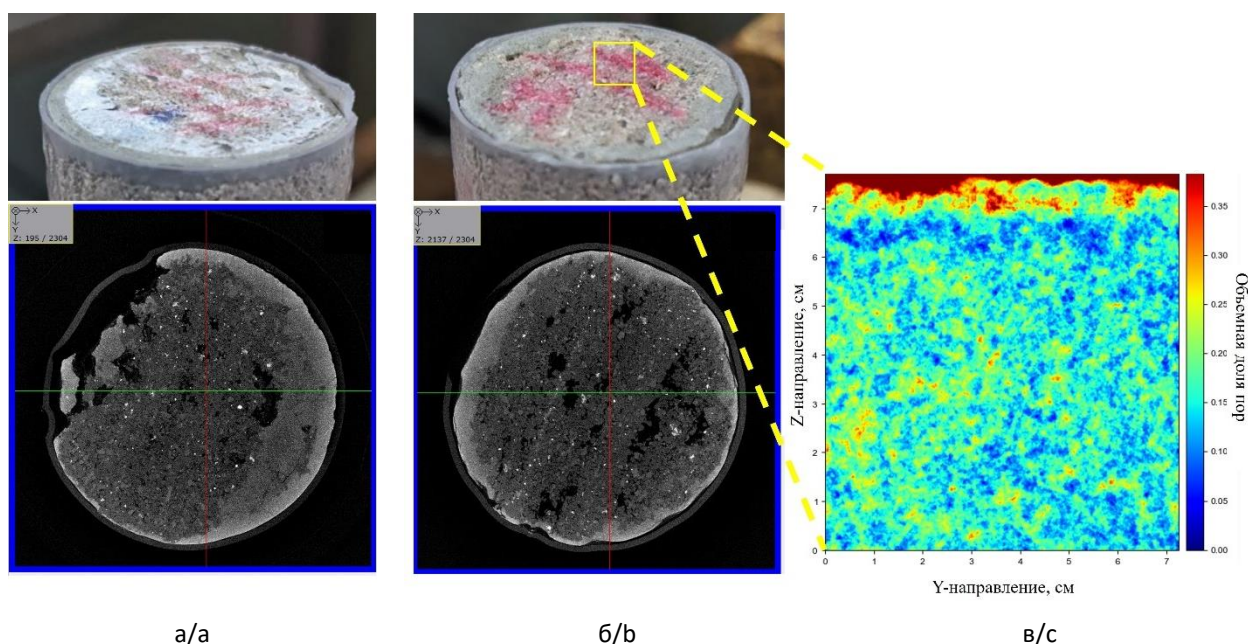


Рис. 6. Результаты исследований торцов цилиндрического образца после испытаний:
а – фото и вертикальная проекция нижнего торца образца; б – фото и вертикальная проекция верхнего торца образца; в – карта пористости области под торцом образца

Fig. 6. Results of examination of cylindrical specimen faces after testing:
а – photo and vertical projection of the lower end of the specimen; б – photo and vertical projection of the upper end of the specimen; в – porosity map of the region under the end of the specimen

Для точного определения причины и степени ее влияния на конечный результат лабораторных измерений необходимо проведение неразрушающих исследований

на каждом этапе эксперимента. Как было отмечено ранее, фильтрация в образце осуществлялась преимущественно вдоль выделенных поверхностей фильтрации.

Если доступ к части таких изолированных каналов оказался закрыт в ходе проведения испытания, это может оказывать влияние на измерение конечной пористости и проницаемости. Помимо этого, было отмечено уплотнение зерен в местах контакта с нажимной плитой, что могло в меньшей степени влиять на результат измерений.

Для подповерхностной области одного из торцов образца после испытаний было проведено дополнительное сканирование в высоком разрешении, после чего построена карта пористости, представленная на рис. 6в. По ней видно, что пористость рассматриваемого участка образца имеет узкий слой с пониженной пористостью (синяя «линия»). Наличие такой прослойки вдоль всей поверхности торца может привести к занижению результатов лабораторных измерений и к их неправильной трактовке. Для оценки влияния такого слоя на результаты измерений требуется проведение дополнительных цифровых исследований со сравнением изменений до и после испытаний, включая анализ распределения пор, а также получением более широкого спектра данных, начиная с исходного образца. Более детальный анализ планируется провести в дальнейшем с использованием полученных ранее и новых снимков.

Таким образом, проведение разномасштабных цифровых исследований порового пространства пород позволяет сделать вывод о неравномерности происходящих изменений. Фильтрационные и емкостные характеристики основной части образца вследствие испытаний увеличились, что и ожидалось первоначально. Однако

зарегистрировать данное увеличение измерениями традиционным способом не удалось из-за неравномерности изменения ФЕС. Это может быть связано с частичным закупориванием входов фильтрационных каналов на поверхности образца либо локальным снижением пористости под поверхностью образца вследствие проведения испытаний. Для однозначного ответа на данный вопрос требуется проведение дальнейших исследований. Результаты неразрушающих томографических исследований могут являться ценным, а иногда и неотъемлемым дополнением лабораторных исследований свойств керна. Они позволяют экономить ценный керновый материал, снизить время получения определенных характеристик материала, а также уточнять полученные классическими методами данные. Совместное применение цифровых и классических лабораторных методов позволяет получить наиболее полный спектр данных о свойствах пласта для решения проблем, возникающих при разработке, эксплуатации, ремонте скважин, воздействии на пласт, а также при создании моделей пластов.

Заключение

В статье описаны результаты цифрового исследования изменения емкостных и фильтрационных свойств коллектора углеводородов средствами компьютерной рентгеновской томографии после проведения испытаний с фильтрацией флюида в барических условиях. Для проведения серии сканирований использовался высокоразрешающий рентгеновский микротомограф ProCon X-Ray CT-MINI Института проблем механики РАН.

Основные результаты:

– Проведено сравнение макроскопических изменений порового пространства, установлен факт неравномерности распределения крупных пор в породе, показано наличие выделенных изолированных плоскостей фильтрации. Построены карты пористости образцов пород по крупномасштабным снимкам томографии. Определен характер изменений пористости коллектора и геометрии пор на макроуровне.

– На базе сегментации детализированных снимков внутренних областей образцов созданы 3D-модели порового пространства пород. Определены величины пористости образцов цифровыми методами, проведено сравнение с лабораторными данными. С помощью построения карт пористости оценены изменения геометрии порового пространства на микроуровне. Выявлен факт неравномерности изменений порового пространства по объему образцов. Установлено увеличение пористости внутренней части образцов после испытаний. Обнаружены зоны локального снижения пористости.

Выдвинуты предположения о причинах регистрируемых изменений.

– Проведено численное моделирование процессов фильтрации на созданных 3D-моделях породы. Представлена визуализация распределения скоростей вычисленных потоков, осуществлен анализ изменений свойств потока. Установлен факт неравномерности распределения фильтрационных потоков: фильтрация в породе происходит преимущественно по изолированным чередующимся каналам. Определено, что изменение порового пространства породы произошло преимущественно за счет деформации и расширения стенок основных фильтрационных каналов.

Вывод. Обнаруженная неравномерность изменений фильтрационно-емкостных свойств породы может приводить к занижению значений пористости и проницаемости, определяемых традиционными лабораторными методами. Это может сказываться на корректности выводов и практических рекомендаций, основанных на неполном спектре данных об изменениях свойств коллектора.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Maitland G.C.* Oil and gas production // *Current Opinion in Colloid & Interface Science*. 2000. Vol. 5, No. 5–6. P. 301–311. [https://doi.org/10.1016/S1359-0294\(00\)00069-8](https://doi.org/10.1016/S1359-0294(00)00069-8)
2. *Kuhlman K.L., Matteo E.N.* Porosity and permeability: Literature review and summary // *Proceedings of the 9th Conference on the Mechanical Behavior of Salt (Saltmech IX)*. Hannover: Federal Institute for Geosciences and Natural Resources, 2018. P. 15–27.
3. *Kozhevnikov E., Riabokon E., Turbakov M.* A model of reservoir permeability evolution during oil production // *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 9. P. 2695. <https://doi.org/10.3390/en14092695>
4. *Nelson P.H.* Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales // *AAPG Bulletin*. 2009. Vol. 93, No. 3. P. 329–340. <https://doi.org/10.1306/10240808059>

5. *Rootare H.M.* A review of mercury porosimetry // *Advanced Experimental Techniques in Powder Metallurgy* / Ed. by J.S. Hirschhorn, K.H. Roll. Boston, MA: Springer, 1970. P. 225–252. (Perspectives in Powder Metallurgy. Vol. 66). https://doi.org/10.1007/978-1-4615-8981-5_9
6. *Segesman F.F.* Well-logging method // *Geophysics*. 1980. Vol. 45, No. 11. P. 1667–1684. <https://doi.org/10.1190/1.1441057>
7. *Ulusay R.* The present and future of rock testing: highlighting the ISRM suggested methods // *The ISRM Suggested Methods for Rock Characterization, Testing and Monitoring: 2007–2014* / Ed. by R. Ulusay. Cham, Switzerland: Springer, 2014. P. 1–22. https://doi.org/10.1007/978-3-319-07713-0_1
8. *Zhang P., Lee Y.I., Zhang J.* A review of high-resolution X-ray computed tomography applied to petroleum geology and a case study // *Micron*. 2019. Vol. 124. P. 102702. <https://doi.org/10.1016/j.micron.2019.102702>
9. *Карабутов А.А., Черепецкая Е.Б., Кравцов А.Н., Арригони М.* Методы исследования структуры и свойств горных пород на образцах (краткий обзор) // *Горные науки и технологии*. 2018. №. 4. С. 10–20. <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2018-4-10-20>
10. *Liu Q., Sun M., Sun X.* et al. Pore network characterization of shale reservoirs through state-of-the-art X-ray computed tomography: A review // *Gas Science and Engineering*. 2023. Vol. 113. P. 204967. <https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2023.204967>
11. *Grachev N.* Digital core analysis – the future of petrophysics // *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, 16–18 October 2012. Paper SPE-160499-MS. <https://doi.org/10.2118/160499-MS>
12. *Duliu O.G.* Computer axial tomography in geosciences: an overview // *Earth-Science Reviews*. 1999. Vol. 48, No. 4. P. 265–281. [https://doi.org/10.1016/S0012-8252\(99\)00056-2](https://doi.org/10.1016/S0012-8252(99)00056-2)
13. *Al-Rbeawi S.* A review of modern approaches of digitalization in oil and gas industry // *Upstream Oil and Gas Technology*. 2023. Vol. 11. P. 100098. <https://doi.org/10.1016/j.upstre.2023.100098>
14. *Химуля В.В.* Исследование структурных особенностей порового пространства коллектора углеводородов на основе снимков рентгеновской компьютерной томографии // *Актуальные проблемы нефти и газа*. 2023. Вып. 4(43). С. 44–57. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art4>
15. *Cayron C., De Soete A. Gaillard Y.* et al. Comparison of dimensional measurements from images acquired by synchrotron tomography with VGSTUDIO MAX and ImageJ // *Proceedings of the Special Interest Group Meeting on Advancing Precision in Additive Manufacturing*. Bedford, UK: European Society for Precision Engineering and Nanotechnology, 2021. P. 98–101.
16. *Kaur H., Kaur N., Neeru N.* Evolution of multiorgan segmentation techniques from traditional to deep learning in abdominal CT images – A systematic review // *Displays*. 2022. Vol. 73. P. 102223. <https://doi.org/10.1016/j.displa.2022.102223>
17. *Yang E., Kang D.H., Ahn T.* et al. Construction of reliable flow simulation domain and estimation of permeability based on nuclear magnetic resonance and 3D X-ray computed tomography for reservoir carbonate rocks // *Transport in Porous Media*. 2022. Vol. 143. P. 739–763. <https://doi.org/10.1007/s11242-022-01807-2>

18. *Khimulia V.V., Karev V.I.* Pore-scale computational study of permeability and pore space geometry in gas condensate reservoir rocks // Proceedings of the 9th International Conference on Physical and Mathematical Modelling of Earth and Environmental Processes / Ed. by V. Karev. Cham, Switzerland: Springer, 2024. P. 243–256. (Springer Proceedings in Earth and Environmental Sciences). https://doi.org/10.1007/978-3-031-54589-4_26

19. *Linden S., Wiegmann A., Hagen H.* The LIR space partitioning system applied to the Stokes equations // Graphical Models. 2015. Vol. 82. P. 58–66. <https://doi.org/10.1016/j.gmod.2015.06.003>

Информация об авторе

Валерий Владимирович Химуля – к.ф.-м.н., научный сотрудник, Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 2115-7318, <https://orcid.org/0000-0003-2116-6483>; e-mail: valery.khim@gmail.com

Поступила в редакцию 16.09.2024

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art6>

Analysis of the changes in filtration and capacity properties of the oil and gas condensate field reservoirs using X-ray computed tomography methods

V.V. Khimulia ✉

Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Abstract. *Objective.* To study the nature of changes in structural, capacity and filtration properties of the Chayanda oil and gas condensate field reservoir resulting from mechanical and hydrodynamic testing and to improve the quality of laboratory assessment of the reservoir properties of rocks by applying the digital approach. *Materials and methods.* A high-resolution X-ray micro-CT scanner ProCon X-Ray CT-MINI was used for computed tomography. Digital analysis of images was carried out in GeoDict software. *Results.* The results of digital analysis of changes in the pore space of hydrocarbon reservoir by computer tomography methods after the tests with fluid filtration under baric conditions are presented, including comparison of macroscopic changes in the pore space and determination of the nature of changes in reservoir porosity and pore geometry at the macro level. Porosity values were determined using digital methods and compared with laboratory data. Numerical modeling of filtration processes on the created 3D models of the rock was performed. The fact of nonuniform distribution of filtration flows was established: filtration in the rock occurs mainly through isolated alternating channels. It was determined that the change in the rock pore space occurred mainly due to deformation and expansion of the walls of the main filtration channels. *Conclusions.* Nonuniformity of changes in filtration-capacitance properties of rock specimens caused by mechanical and hydrodynamic tests can lead to incorrect estimation of porosity and permeability when applying traditional laboratory methods. The results of nondestructive digital studies can be advised as a supplement to laboratory studies of core material properties. Joint application of digital and traditional laboratory methods allows obtaining the most complete range of data on reservoir properties to solve problems arising during development.

Keywords: pore space, porosity, permeability, filtration-capacity properties, numerical modeling of filtration processes, digital core analysis, computer X-ray tomography, filtration channels, reservoir properties of rocks

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 124012500441-6.).

✉ Valerii V. Khimulia, e-mail: valery.khim@gmail.com

© Khimulia V.V., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Acknowledgments: the author is grateful to Evgeny O. Semenov, the Head of the Laboratory of Complex Research of Core Material of the Moscow Center for Reservoir Systems Research (Core and Fluids) of Gazprom VNIIGAZ LLC, and Andrey V. Mizin, the Deputy Head of the Laboratory of Physical Modelling of Multiphase Processes of the Moscow Center for Reservoir Systems Research (Core and Fluids) of Gazprom VNIIGAZ LLC, for providing the material for the study and conducting the cycle of laboratory tests of the samples.

For citation: Khimulia V.V. Analysis of the changes in filtration and capacity properties of the oil and gas condensate field reservoirs using X-ray computed tomography methods. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 3. P. 278–295. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art6>

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Maitland G.C. Oil and gas production. *Current Opinion in Colloid & Interface Science*. 2000. Vol. 5, No. 5–6. P. 301–311. [https://doi.org/10.1016/S1359-0294\(00\)00069-8](https://doi.org/10.1016/S1359-0294(00)00069-8)
2. Kuhlman K.L., Matteo E.N. Porosity and permeability: Literature review and summary. In: *Proceedings of the 9th Conference on the Mechanical Behavior of Salt (Saltmech IX)*. Hannover: Federal Institute for Geosciences and Natural Resources, 2018. P. 15–27.
3. Kozhevnikov E., Riabokon E., Turbakov M. A model of reservoir permeability evolution during oil production. *Energies*. 2021. Vol. 14, No. 9. P. 2695. <https://doi.org/10.3390/en14092695>
4. Nelson P.H. Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales. *AAPG Bulletin*. 2009. Vol. 93, No. 3. P. 329–340. <https://doi.org/10.1306/10240808059>
5. Rootare H.M. A review of mercury porosimetry. In: Hirschhorn J.S., Roll K.H., eds. *Advanced Experimental Techniques in Powder Metallurgy*. Boston, MA: Springer, 1970. P. 225–252. (Perspectives in Powder Metallurgy. Vol. 66). https://doi.org/10.1007/978-1-4615-8981-5_9
6. Segesman F.F. Well-logging method. *Geophysics*. 1980. Vol. 45, No. 11. P. 1667–1684. <https://doi.org/10.1190/1.1441057>
7. Ulusay R. The present and future of rock testing: highlighting the ISRM suggested methods. In: Ulusay R., ed. *The ISRM Suggested Methods for Rock Characterization, Testing and Monitoring: 2007–2014*. Cham, Switzerland: Springer, 2014. P. 1–22. https://doi.org/10.1007/978-3-319-07713-0_1
8. Zhang P., Lee Y.I., Zhang J. A review of high-resolution X-ray computed tomography applied to petroleum geology and a case study. *Micron*. 2019. Vol. 124. P. 102702. <https://doi.org/10.1016/j.micron.2019.102702>
9. Karabutov A.A., Cherepetskaya E.B., Kravcov A.N., Arrigoni M. Methods of studying structure and properties of rocks using samples (short review). *Mining Science and Technology (Russian Federation)*. 2018. No. 4. P. 10–20. (In Russ.). <https://doi.org/10.17073/2500-0632-2018-4-10-20>

10. Liu Q., Sun M., Sun X. et al. Pore network characterization of shale reservoirs through state-of-the-art X-ray computed tomography: A review. *Gas Science and Engineering*. 2023. Vol. 113. P. 204967. <https://doi.org/10.1016/j.jgsce.2023.204967>
11. Grachev N. Digital core analysis – the future of petrophysics. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Moscow, Russia, 16–18 October 2012. Paper SPE-160499-MS. <https://doi.org/10.2118/160499-MS>
12. Dulu O.G. Computer axial tomography in geosciences: an overview. *Earth-Science Reviews*. 1999. Vol. 48, No. 4. P. 265–281. [https://doi.org/10.1016/S0012-8252\(99\)00056-2](https://doi.org/10.1016/S0012-8252(99)00056-2)
13. Al-Rbeawi S. A review of modern approaches of digitalization in oil and gas industry. *Upstream Oil and Gas Technology*. 2023. Vol. 11. P. 100098. <https://doi.org/10.1016/j.upstre.2023.100098>
14. Khimulia V.V. Study of structural characteristics of hydrocarbon reservoir pore space based on X-ray computed tomography images. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2023. No. 4(43). P. 44–57. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art4>
15. Cayron C., De Soete A., Gaillard Y. et al. Comparison of dimensional measurements from images acquired by synchrotron tomography with VGSTUDIO MAX and ImageJ. In: *Proceedings of the Special Interest Group Meeting on Advancing Precision in Additive Manufacturing*. Bedford, UK: European Society for Precision Engineering and Nanotechnology, 2021. P. 98–101.
16. Kaur H., Kaur N., Neeru N. Evolution of multiorgan segmentation techniques from traditional to deep learning in abdominal CT images – A systematic review. *Displays*. 2022. Vol. 73. P. 102223. <https://doi.org/10.1016/j.displa.2022.102223>
17. Yang E., Kang D.H., Ahn T. et al. Construction of reliable flow simulation domain and estimation of permeability based on nuclear magnetic resonance and 3D X-ray computed tomography for reservoir carbonate rocks. *Transport in Porous Media*. 2022. Vol. 143. P. 739–763. <https://doi.org/10.1007/s11242-022-01807-2>
18. Khimulia V.V., Karev V.I. Pore-scale computational study of permeability and pore space geometry in gas condensate reservoir rocks. In: Karev V., ed. *Proceedings of the 9th International Conference on Physical and Mathematical Modelling of Earth and Environmental Processes*. Cham, Switzerland: Springer, 2024. P. 243–256. (Springer Proceedings in Earth and Environmental Sciences). https://doi.org/10.1007/978-3-031-54589-4_26
19. Linden S., Wiegmann A., Hagen H. The LIR space partitioning system applied to the Stokes equations. *Graphical Models*. 2015. Vol. 82. P. 58–66. <https://doi.org/10.1016/j.gmod.2015.06.003>

Information about the author

Valerii V. Khimulia – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Researcher, Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-2116-6483>; e-mail: valery.khim@gmail.com

Received 16.09.2024

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Оригинальная статья

УДК 550.832.6:622

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art7>

Возможности промыслово-геофизических исследований для диагностики горизонтальных скважин с различным типом заканчивания*

М.В. Колесников^{1,2}✉, Е.П. Панарина^{2,3}, М.И. Кременецкий^{4,5}, Е.С. Пахомов¹

1 – Группа компаний «Газпром нефть», Тюмень, Россия

2 – АО «ВНИИнефть», Москва, Россия

3 – ООО «ЗН НТЦ», Москва, Россия

4 – Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия

5 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Аннотация. *Актуальность.* За последние десятилетия конструкции эксплуатационных наклонно-направленных и горизонтальных скважин значительно изменились. На текущий период скважины имеют более сложную траекторию и контроль их разработки требует новых подходов. Промыслово-геофизические исследования являются неотъемлемым элементом системного контроля на любом этапе разработки нефтяных и газовых месторождений. *Цель работы.* Систематизация опыта проведения промыслово-геофизических исследований в горизонтальных скважинах с различным типом хвостовиков. *Материалы и методы.* Промыслово-геофизические исследования, входящие как в стандартный, так и в расширенный комплекс, предназначены для оценки непосредственно работающих участков исследуемых геологических объектов, определения профиля притока или приемистости эксплуатационных скважин, установления состава притока с выделением основных фаз. *Результаты.* Описан опыт проведения промыслово-геофизических исследований и их информативные возможности в зависимости от типа горизонтального заканчивания скважины. Рассмотрены наиболее информативные методы и технологии проведения исследований при изучении объекта с различными вариациями компоновки. Проведен анализ влияния сложностей процессов эксплуатации низкопроницаемых коллекторов на технологии исследований и выбор оптимального комплекса методов, даны рекомендации по оптимальному заканчиванию для горизонтальных скважин. *Выводы.* Полученные результаты позволят обеспечивать эксплуатацию наиболее рентабельным образом и получать более информативные результаты промыслово-геофизических исследований, что даст возможность своевременно корректировать работу скважин и проводить геолого-технологические мероприятия.

* Статья написана на основе доклада на XIII Международном форуме исследователей скважин «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», 16–17 апреля 2024 г., Московский институт нефтегазового бизнеса, Клуб исследователей скважин, Экспоцентр, Москва, Россия.

✉ Колесников Михаил Викторович, e-mail: Kolesnikov.MV@gazprom-neft.ru

© Колесников М.В., Панарина Е.П., Кременецкий М.И., Пахомов Е.С., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Ключевые слова: ачимовские отложения, геофизические методы, горизонтальные скважины, низкопроницаемые коллекторы, промыслово-геофизические исследования, разносторонняя расходомерия, термометрия скважин

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: Колесников М.В., Панарина Е.П., Кременецкий М.И., Пахомов Е.С. Возможности промыслово-геофизических исследований для диагностики горизонтальных скважин с различным типом заканчивания // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 3. С. 296–311. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art7>

Введение

За последние десятилетия конструкции эксплуатационных наклонно-направленных и горизонтальных скважин значительно изменились. На текущий период разработки нефтяных и газовых месторождений скважины имеют более сложную траекторию и контроль их разработки требует новых подходов. Промыслово-геофизические исследования являются неотъемлемым элементом системного контроля на любом этапе разработки месторождений. Зачастую при изучении геологического объекта возникают трудности в оценке работающих толщин и построении профиля притока/приемистости ввиду сформированных аномалий, связанных с конструкцией заканчивания скважин.

Горизонтальные скважины (ГС) позволяют наиболее рентабельным образом эксплуатировать низкопроницаемые объекты добычи нефти и газа, включая трудноизвлекаемые запасы нефти и газа. Исследования скважин с горизонтальным заканчиванием используют многогранный и комплексный подход, направленный на достижение максимальной эффективности эксплуатации.

Цель работы заключается в систематизации опыта проведения промыслово-геофизических исследований (ПГИ) в ГС с различным типом хвостовиков.

Особенности получения профиля в скважинах со сложным окончанием

При анализе работы скважин с горизонтальным окончанием основную информационную нагрузку несут термометрия и расходомерия [1]. Оценка расхода по механической расходомерии отображает прямое движение флюида по стволу. Аналогичная оценка по результатам термометрии основана на изменении теплового поля в скважине под воздействием движения жидкости. В зависимости от температуры и расхода жидкости происходит искажение естественной температуры залегающих по разрезу горных пород, в частности, на точность количественной интерпретации термограмм влияют возможные погрешности оценки теплофизических свойств флюида и горной породы, а также неоднородность потока и временные флуктуации скоростей компонентов и другие факторы [2, 3]. Вследствие этого распределение дебита по термометрии носит оценочный характер, границы точности определяются конкретными условиями исследований. Высокая сходимость результатов интерпретации обоих методов встречается не часто ввиду разной физической природы, имеющей свои специфические погрешности.

Рассмотрим особенности поведения методов оценки расхода жидкости в зависимости от заканчивания скважины. При исследовании по схеме движения жидкости в скважине со сложным окончанием типа «фишбон» (рис. 1) с учетом того, что траектория в интервале исследований не меняется, модельное поведение кривых термометрии и механической расходомерии в динамике выглядит следующим образом: согласно модельной кривой термометрии при

притоке (см. рис. 1г) в нижней части ствола наблюдается увеличение (уменьшение) температуры за счет дросселирования.

По мере выхода флюида из пласта в ствол скважины при движении оборудования диагностируется эффект калориметрического смешивания. При совпадении температур смешивающихся потоков температурные аномалии отсутствуют, что и наблюдается выше центральной части ствола.

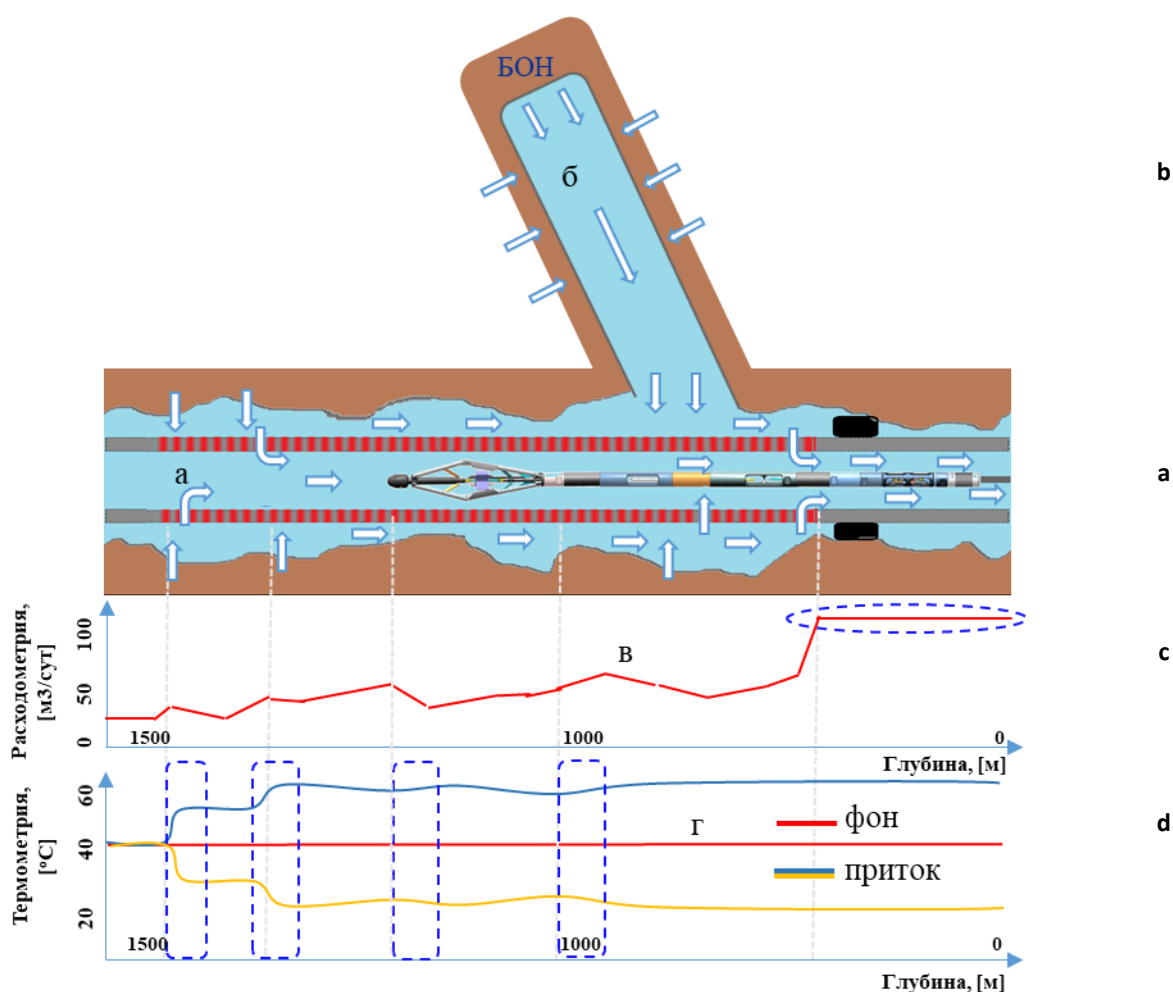


Рис. 1. Схема движения жидкости в скважине со сложным окончанием:

- а – основной (материнский) ствол; б – ответвление БОН (ствол фишбона); в – модельная диаграмма механической расходомерии (реагирующая на движение флюида в стволе скважины);
- г – модельная диаграмма термометрии (реагирующая на выход флюида в ствол скважины)

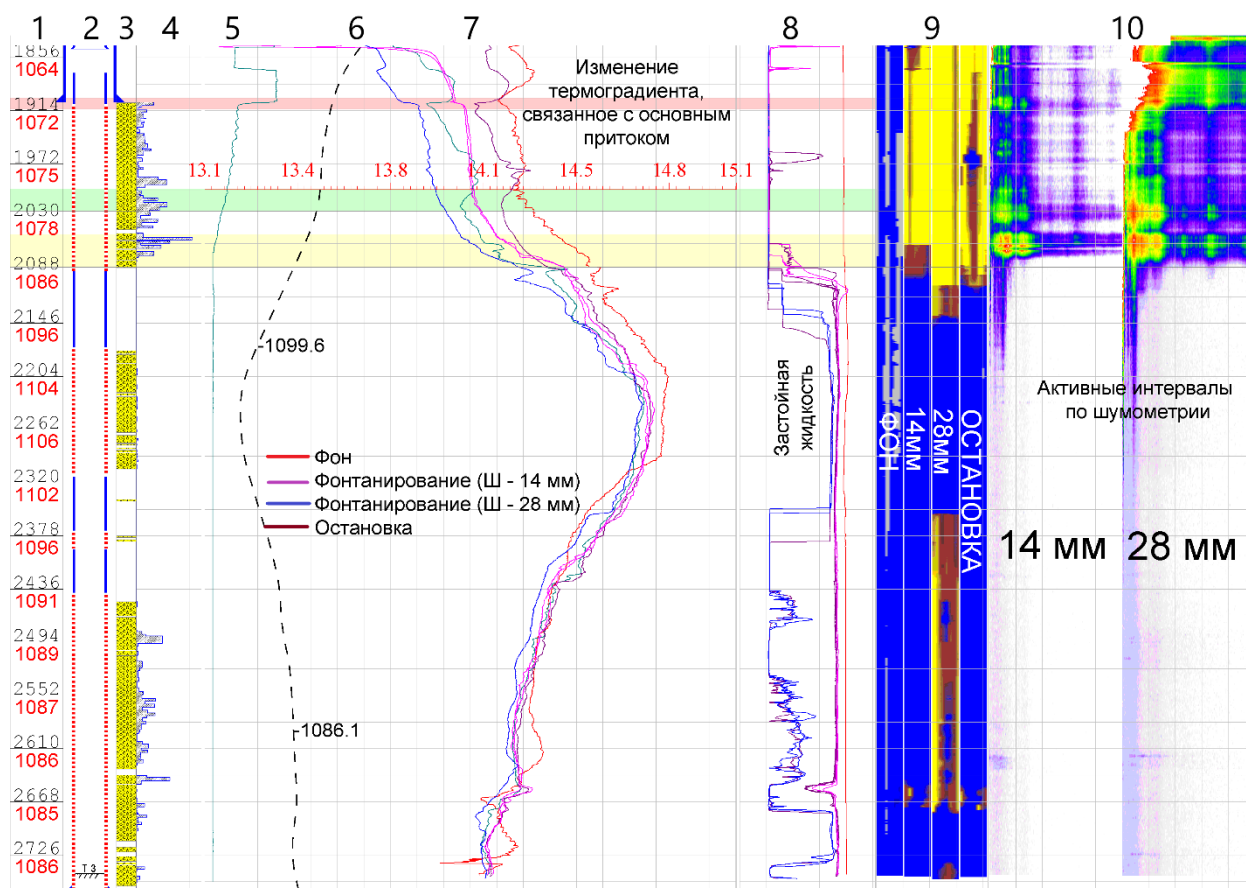
Fig. 1. Scheme of fluid movement in a well with a complex ending:

- a – main (mother) bore; b – branch of BONE (fishbone bore); c – model diagram of mechanical flowmetry (reacting to fluid movement in the wellbore); d – model diagram of thermometry (reacting to fluid output into the wellbore)

В свою очередь, механическая расходометрия предусматривает определение скорости движения (расхода – как производной от скорости при известной площади потока) жидкости или газа, поступающих в ствол скважины из пласта. Этот метод является основным для выделения прямых интервалов притоков, согласно представленной выше схеме. Модельная кривая расходометрии (см. рис. 1в) реагирует на притекающий флюид из пласта, тем самым раскручивая многолопастную турбинку, но за счет того, что поток флюида движется как внутри

фильтра, так и за ним, т. е. перераспределяется по стволу, однозначно построить профиль притока затруднительно. Анализируя данные модельной кривой расходометрии (см. рис. 1в), единственно, что выявлено, – основной приток получен по кровле изучаемого объекта. Данные результаты ставят под сомнение информативность и целесообразность дальнейшего проведения ПГИ в стволах с таким типом заканчивания [4].

Результаты фактических ПГИ в скважинах, оборудованных по выше-указанной схеме, представлены на рис. 2.



1 – глубина, 2 – конструкция скважины, 3 – насыщение, 4 – проницаемость по РИГИС, 5 – механическая расходометрия, 6 – траектория ствола, 7 – разновременная термометрия, 8 – однократниковая влагометрия, 9 – объемная влагометрия, 10 – шумометрия

Рис. 2. Результаты исследования в скважине добывающего фонда

Fig. 2. Results of the survey in a well of the production stock

Основные методы притока в таких условиях малоинформативны: механическая расходометрия (см. рис. 2, окно 5) и термометрия (см. рис. 2, окно 7) реагируют на приток только в кровельной части ствола, т. е. там, где угол наклона переходил в вертикальную часть и поток сталкивался с заколонным пакером. Остальная часть ствола работает крайне слабо: по замерам объемной влагометрии (см. рис. 2, окно 9) наблюдается проявление углеводорода в завышенных частях ствола; по спектральной шумомерии (см. рис. 2, окно 10) зарегистрированы шумы, характерные для движения флюида по коллектору. Анализ всех методов показывает, что на результаты исследований основное влияние оказывает траектория ствола, так как в сифонах сохраняется жидкость, оставшаяся после бурения.

**Усовершенствование технологии
заканчивания скважины
для повышения информативности
промыслово-геофизических
исследований**

По результатам описанных выше промыслово-геофизических исследований было дано предложение дополнить существующую компоновку «глухими» (без отверстий) трубами, которые фиксируются заколонными пакерами, тем самым отсекая затрубное пространство, и ограничивают поток за фильтром с выходом флюида в ствол скважины (рис. 3).

Рассмотрим особенности применения методов оценки расхода жидкости при исследовании по другой схеме компоновки оборудования, представленной на рис. 3. Модельная кривая термометрии

при притоке (см. рис. 3г) регистрирует те же эффекты, что наблюдались и на рис. 1г, а вот модельная кривая расходометрии (см. рис. 3в) диагностирует увеличение скорости вращения лопастей вертушки в интервале «глухих» труб, говорящее о притоке флюида с нижележащих фильтров (объектов).

Данная модернизированная компоновка оборудования, прежде всего, позволяет выровнять профиль притока и тем самым обеспечить равномерность выработки изучаемой залежи. По части ПГИ – позволила проводить наиболее информативные геофизические исследования и, следовательно, повысить изученность разрабатываемого объекта. В свою очередь, такой подход увеличил стоимость обустройства скважины [5], при этом упростив проведение геолого-технических мероприятий.

Во вновь оборудованных скважинах провели ранее описанный геофизический комплекс исследований (рис. 4), и наиболее информативным методом количественной оценки работающих интервалов стала механическая расходометрия (см. рис. 4, окно 6). Показания механического расходомера в интервалах «глухих» труб между интервалами притока закономерно возрастают от носочной к пяточной части ствола.

Локальное увеличение показаний механического расходомера в данных интервалах происходит потому, что флюид здесь движется только в хвостовике (в случае герметичности заколонных пакеров). Поэтому показания корректно отражают приток из работающих пластов.

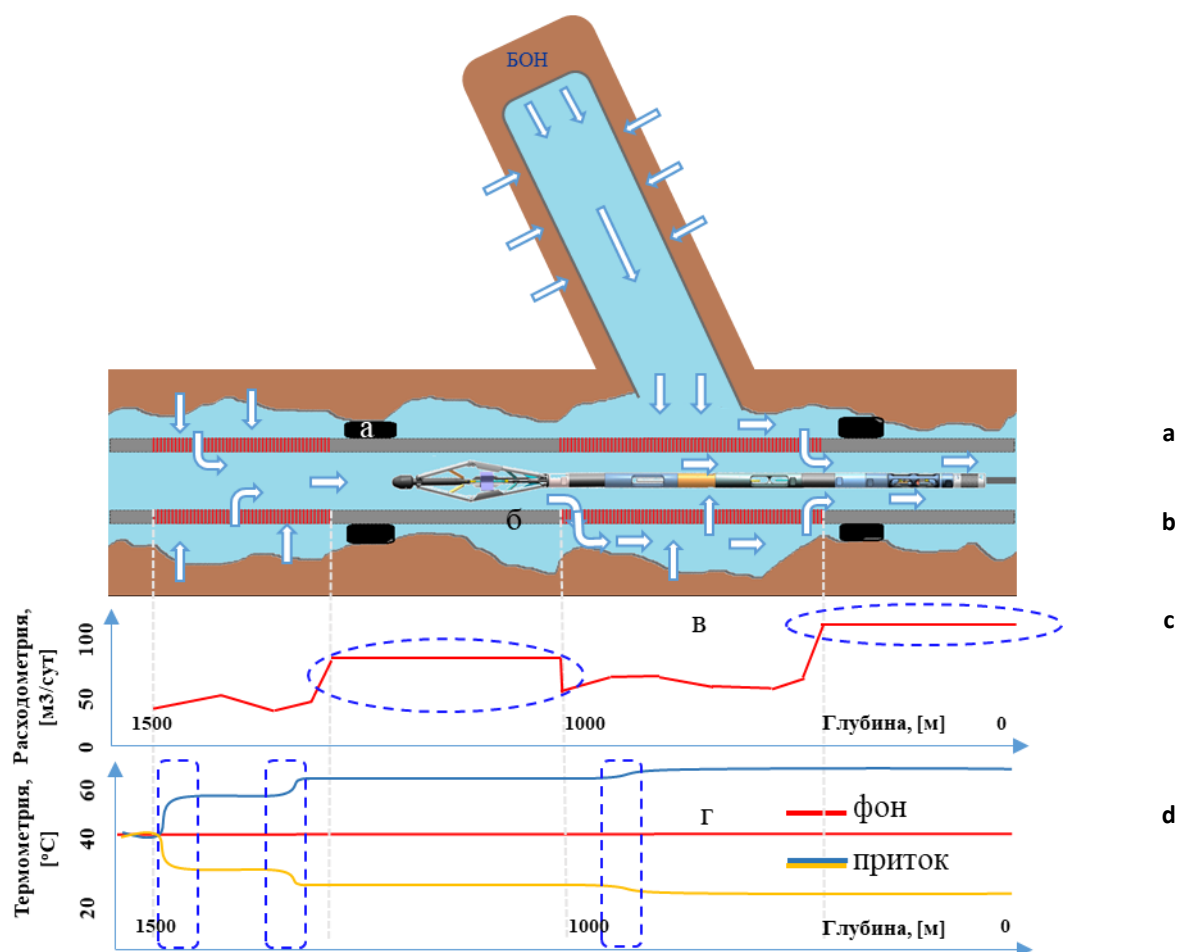
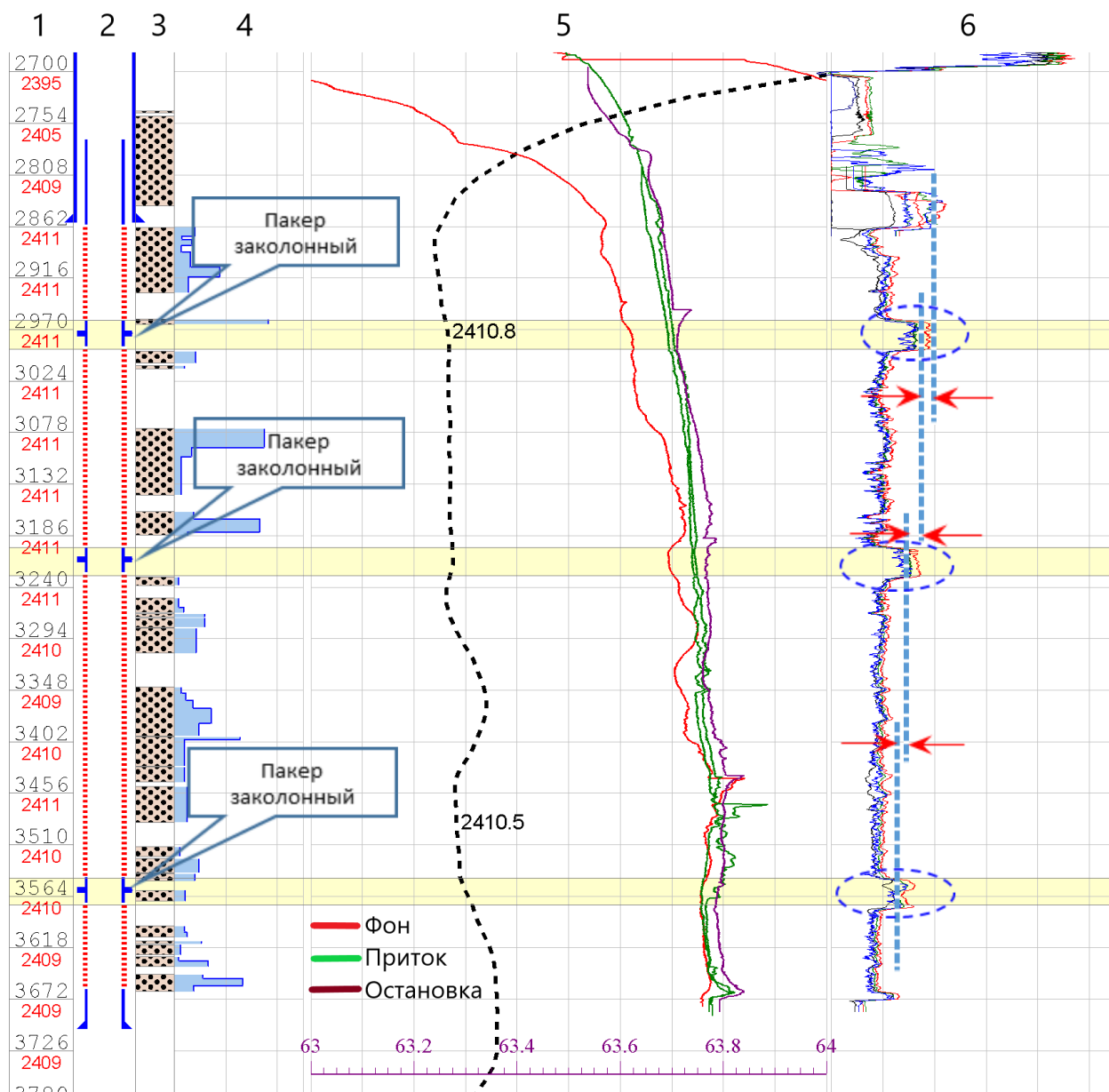


Рис. 3. Новая схема компоновки оборудования, спускаемой в горизонтальный участок ствола:
а – заколонный пакер; б – «глухая» труба; в – модельная диаграмма механической расходомерии (реагирующая на движение флюида в стволе скважины); г – модельная диаграмма термометрии (реагирующая на выход флюида в ствол скважины)

Fig. 3. A new scheme of the equipment layout descended into the horizontal section of the wellbore
а – casing packer; б – “blind” pipe; в – model diagram of mechanical flowmetry (reacting to fluid movement in the wellbore); г – model diagram of thermometry (reacting to fluid output into the wellbore)

Оценка локальных притоков в интервале фильтра по механической расходомерии затруднена ввиду движения флюида как внутри ствола, так и за фильтром, а также ограничения порога срабатывания самого метода, при этом хорошо выделяются макроинтервалы притока [6].

Замеры термометрии низкоинформативны, явно выраженных контрастных аномалий не выявлено, в связи с чем количественная оценка профиля притока по результатам этого метода затруднительна, можно только сказать о наличии движения жидкости в стволе (см. рис. 4, окно 5), при изменении режима работы скважины наблюдается изменение значений температуры.



1 – глубина, 2 – конструкция скважины, 3 – насыщение, 4 – проницаемость, 5 – траектория ствола, разновременная термометрия, 6 – разносторонняя расходомерия

Рис. 4. Результаты исследования в скважине добывающего фонда с интервалами «глухих» труб и заколонными пакерами

Fig. 4. Results of the survey in a well of the production stock with the intervals of “blind” pipes and with the casing packers

Роль ПГИ при диагностике причин невыхода скважины на прогнозные параметры

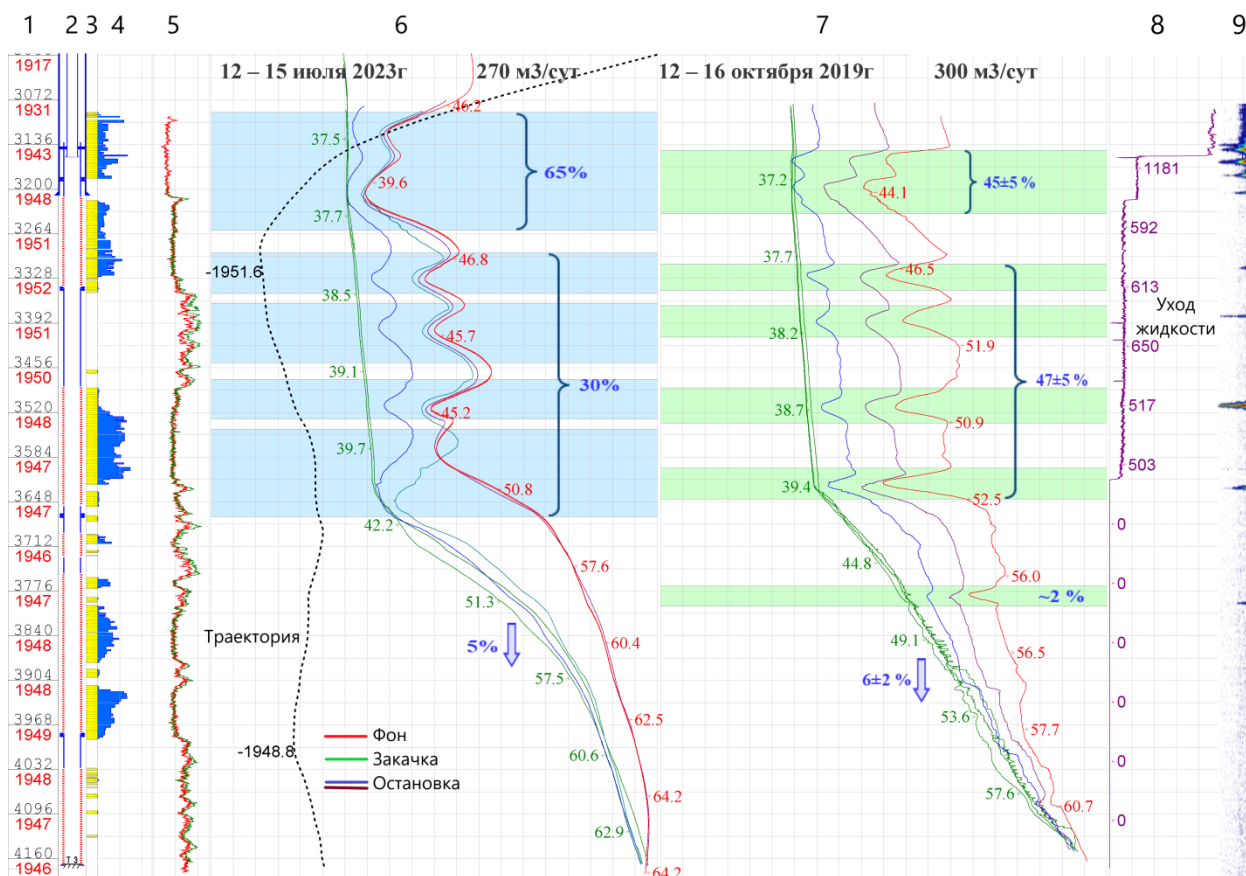
Несмотря на сложное и дорогое оборудование, проектные скважины не

всегда запускаются с прогнозными параметрами, в связи с этим необходимо на начальной стадии выяснить причины недостижения проектных показателей.

В одной из таких нагнетательных скважин (рис. 5) по ряду ПГИ были выделены основные зоны интенсивного поглощения закачиваемой жидкости, при этом пяточная часть ствола работала преимущественно за счет заколонного перетока вверх в неперфорированную часть пласта, о чем свидетельствуют результаты механической расходомерии (см. рис. 5, окно 8). Этот вывод также подтверждается и данными спектральной шумомерии (см. рис. 5,

окно 9) – по интенсивному широкополосному акустическому сигналу в динамике [7, 8].

После проведения геолого-технологических мероприятий (ГТМ) и смены режимов закачки профиль приемистости (см. рис. 5, даты: 12–15.07.2023) практически не изменился, носочная часть работает крайне слабо, что может коррелироваться с распределением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта по длине ГС.



1 – глубина, 2 – конструкция скважины, 3 – литология, 4 – проницаемость, 5 – привязочные кривые ГК (гамма-каротаж), 6, 7 – траектория ствола и разновременная термометрия, 8 – расходомерия, 9 – спектральная шумомерия

Рис. 5. Динамика результатов исследований в нагнетательной скважине с выделением работающих интервалов

Fig. 5. Dynamics of survey results in an injection well with the release of producing intervals

Использование интеллектуальных систем заканчивания как радикальный способ повышения эффективности разработки пласта горизонтальными скважинами

По результатам ПГИ и подтвержденным выводам о влиянии контрастных ФЕС

пласта по длине ГС было принято решение о спуске в горизонтальную часть скважины новой компоновки оборудования (рис. 6) с разделяющими пакерами, расположенными по стволу в интервалах «глухих» труб, и регулирующими клапанами.

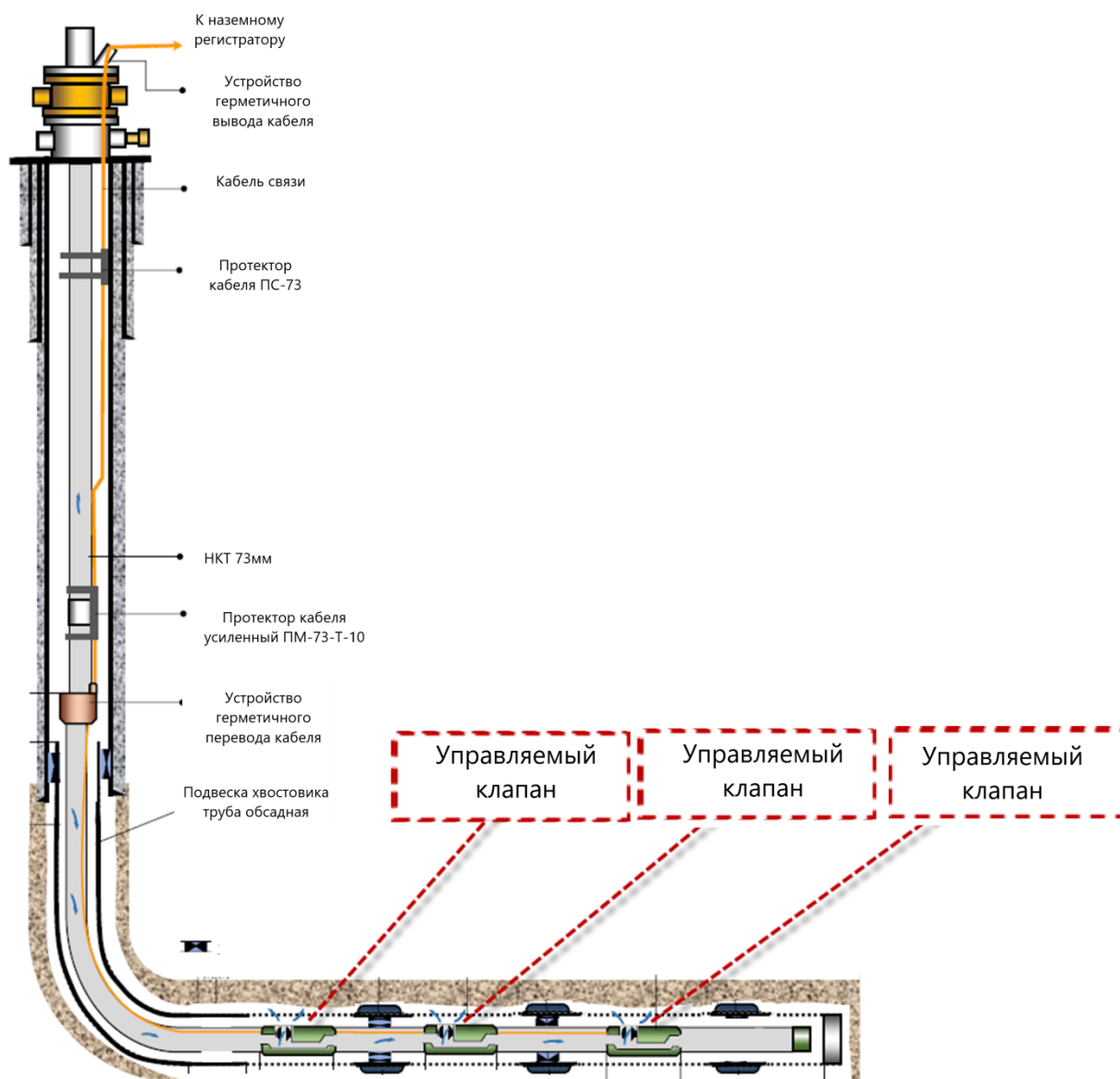


Рис. 6. Схема оборудования скважины датчиками и регулирующими клапанами (изображение получено на платформе «TOTA СИСТЕМС»*)

Fig. 6. Scheme of equipping a well with sensors and control valves (image obtained from TOTA SYSTEMS platform)

* Платформа цифрового управления месторождениями нефти и газа «TOTA СИСТЕМС». URL: <https://tota.systems/ru/> (дата обращения: 24.05.2024).

С помощью данной компоновки с устья скважины можно удаленно контролировать работу клапанов, тем самым своевременно перераспределять поток закачиваемой жидкости по горизонтальной части ствола, закрывая или открывая соответствующие клапаны (интеллектуальные системы заканчивания).

Каждый клапан оборудован двумя датчиками температуры, один из которых расположен внутри компоновки, а другой – снаружи, тем самым удастся регистрировать данные в межтрубном пространстве между спущенной компоновкой и спущенным ранее хвостовиком.

При анализе данных, полученных от стационарных датчиков температуры [9], представленных на рис. 7, сделаны следующие выводы: температуры внутренних и внешних датчиков закономерно различаются между портами, но в пределах каждого порта схожи друг с другом. Очевидно, на оба датчика аналогичным образом влияет температура потока движущейся по стволу жидкости. Информативные измерения температуры могут быть получены с помощью любого из датчиков и в дальнейшем анализе использовался внутренний датчик, расположенный в насосно-компрессорной трубе.

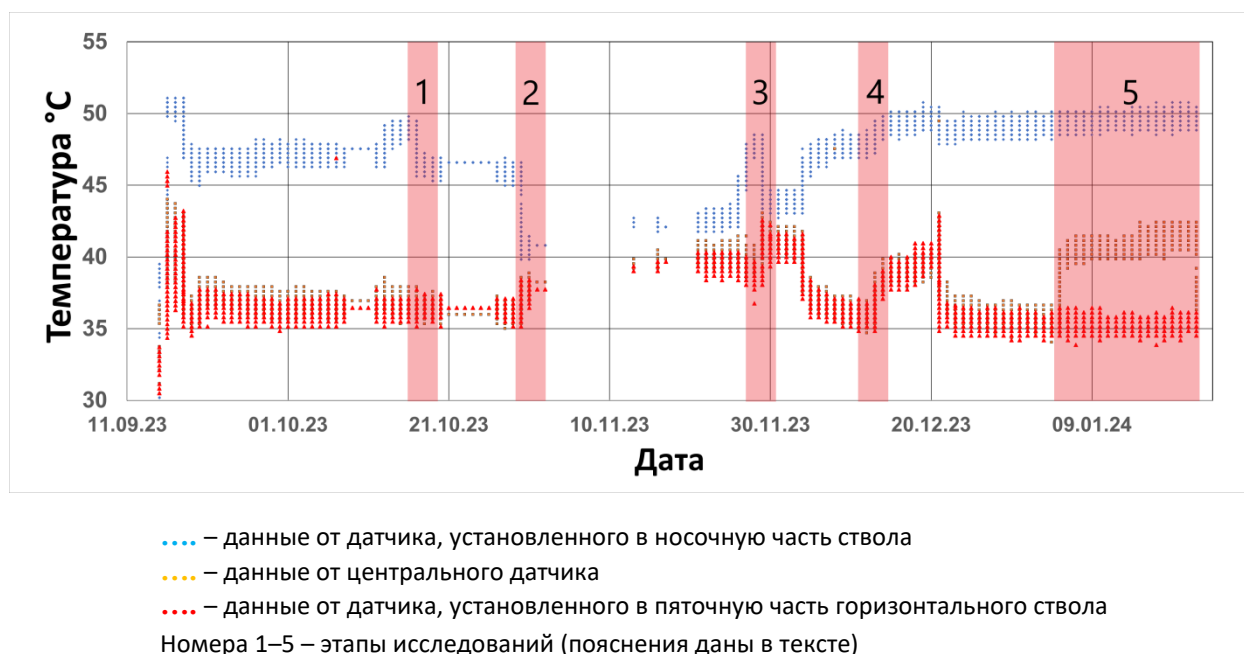


Рис. 7. Результат мониторинга температуры клапанов, спущенных в горизонтальный участок скважины

Fig. 7. The result of monitoring the temperature of the valves descended in the horizontal section of a well

Как видно по данным, полученным с компоновки со спущенными клапанами, датчик, расположенный в носочной части ствола (см. рис. 7, синяя кривая), наиболее нагрет – это объясняется слабым

прохождением охлаждающей закачиваемой жидкости, за счет интенсивного поглощения пяточной части ствола, что подтверждает ранее проведенные стандартные промыслово-геофизические исследования.

На первом этапе тестирования компоновки был перекрыт носочный клапан и получен отклик от датчика, расположенного в данном интервале. Рост значений температуры во времени говорит о полном отсутствии движения жидкости.

На втором этапе были закрыты верхний и средний клапаны, и вся закачка начинает идти вниз, охлаждая ствол. Интенсивность движения жидкости в нижней части ствола усиливается и температура, регистрируемая нижним датчиком, сильно падает (см. рис. 7, синяя кривая). Но при этом поток жидкости в районе верхних клапанов все же меньше, чем при закачке с технологическим расходом, когда эти клапаны открыты. Об этом свидетельствует увеличение показаний верхних датчиков температуры по сравнению с зарегистрированными на технологической закачке (ранее проведенной). Причина снижения температуры в том, что клапан в носочной части ствола не работает так хорошо, как в середине и в пяточной части, что подтверждают результаты ПГИ.

Так же хорошо датчик температуры на всех клапанах реагирует на закрытие скважины (третий этап). В этот момент все датчики регистрируют рост значений температуры.

После повторного запуска скважины (четвертый этап) на технологическом режиме закачки все датчики регистрируют снижение температуры. Особенно чувствительны к изменению верхние датчики, что говорит о более интенсивном поглощении жидкости в данных интервалах.

В январе 2024 г. датчик в центральной части ствола был закрыт и снова открыт

(этап «пять»). Это действие наблюдается и на замерах, температура в интервале этого датчика сначала резко выросла, а затем резко снизилась.

Таким образом, проведенные измерения показывают эффективность технологии с использованием элементов интеллектуального заканчивания при управлении профилем приемистости для носочной части скважины [10].

Для обеспечения высокой информативности используемых данных температуры необходимы ее контрастные изменения, поэтому при каждой технологической операции следует создавать контрастное изменение расхода скважины, при этом после изменения он должен оставаться стабильным.

Предложенная компоновка не является заменой стандартным ПГИ (РД «Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и физико-химических исследований при разработке нефтяных и газонефтяных месторождений», утвержденный и введенный в действие с 01.10.2023 г. Протоколом НТС Федерального агентства по недропользованию (ФАН Роснедра) от 05.10.2023 г. № 03-17/8-пр**). По результатам проведенных работ даны рекомендации:

- перед спуском компоновки проводить промыслово-геофизические исследования на режиме технологической закачки и в статике для уточнения первоначальной доли пластов в работе;

- проводить мониторинг температуры на клапанах для определения текущего вклада той или иной горизонтальной части ствола.

Заключение

Выполненный анализ результативности промыслово-геофизических исследований для горизонтальных скважин со сложным заканчиванием позволил выявить основные закономерности при использовании методов определения состава притока и оценить результативность исследований при вскрытии горизонтальным стволом неоднородных пластов низкой проницаемости.

Оснащение горизонтального участка ствола в интервале хвостовика заколонными пакерами способно не только существенно повысить информативность ПГИ, но и существенно упростить процедуру последующих геолого-технологических мероприятий по обеспечению штатного режима работы скважины и равномерной выработки пласта.

Кардинальным средством повышения эффективности работы горизонтальных скважин является дополнительное оборудование ствола системами интеллектуального заканчивания, оснащенных не только разделяющимися пакерами, но и регулирующими клапанами.

Включение в компоновку интеллектуального заканчивания стационарных датчиков температуры и давления позволяет осуществлять оперативный мониторинг динамики профиля притока и приемистости. Результаты мониторинга являются основой для своевременного принятия управляющих решений по изменению режима работы скважины и проведению ГТМ с целью выравнивания профиля притока и приемистости, а также ликвидации прорывов воды и газа.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Кременецкий М.И., Ипатов А.И.* Применение промыслово-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа: В 2 т. Т. 1. Основы гидродинамико-геофизического контроля разработки и мониторинга добычи. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 676 с.
2. *Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р.* и др. Опыт использования симуляторов при интерпретации термических и термогидродинамических исследований // *ПРОнефть. Профессионально о нефти.* 2022. Т. 7, № 1(23). С. 99–109. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109>
3. *Рамазанов А.Ш., Исламов Д.Ф.* Аналитическая модель конвективного восстановления температуры в остановленной скважине // *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика.* 2021. Т. 7, № 3(27). С. 25–40. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-3-25-40>
4. *Мажар В.А., Ридель А.А., Колесников М.В.* и др. Опыт гидродинамических исследований в скважинах со сложной конструкцией // *Актуальные проблемы нефти и газа.* 2022. Вып. 2(37). С. 127–138. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art9>

5. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И.* Проблемы промыслово-геофизического контроля в условиях «новой экономической политики» // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 87–99. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art6>
6. *Яруллин Р.К., Валиуллин Р.А., Яруллин А.Р., Гаязов М.С.* Пат. RU 2751528 С1. Способ определения скорости потока жидкости в скважине. № 2020138389; Заявл. 23.11.2020; Опубл. 14.07.2021 // Изобретения. Полезные модели. 2021. Бюл. № 20. 8 с.
7. *Нагимов В.М., Лутфуллин А.А., Каримов И.С. и др.* Диагностика и ликвидация нецелевой закачки и добычи воды на месторождениях зрелого фонда для снижения углеродного следа // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2023. Т. 8, № 1(27). С. 64–72. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-64-72>
8. *Закиров М.Ф., Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш.* Влияние обводнения продуктивного интервала на распределение термограммы по стволу добывающей скважины // Вестник Академии наук Республики Башкортостан. 2023. Т. 47, № 2(110). С. 24–33. <https://doi.org/10.24412/1728-5283-2023-2-24-33>
9. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каешков И.С., Колесников М.В. и др.* Мониторинг выработки коллектора в горизонтальных стволах по результатам нестационарной термометрии распределенными оптоволоконными датчиками // ПРОнефть. Профессионально о нефти. 2021. Т. 6, № 4. С. 81–91. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-81-91>
10. *Shurunov A., Sheremeev A., Kaeshkov I., Kolesnikov M.* Application of the HW with MSHF investigations to manage the development of low-permeability reservoirs // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201911-MS. <https://doi.org/10.2118/201911-MS>

Информация об авторах

Михаил Викторович Колесников – аспирант, АО «ВНИИнефть», Москва, Россия; эксперт, Группа компаний «Газпром нефть», Тюмень, Россия; SPIN-код: 7682-6957, <https://orcid.org/0009-0003-9240-7608>; e-mail: kolesnikov26rus@mail.ru

Екатерина Павловна Панарина – к.т.н., руководитель направления, ООО «ЗН НТЦ»; доцент, АО «ВНИИнефть», Москва, Россия; SPIN-код: 5847-3560, <https://orcid.org/0009-0000-1868-8171>; e-mail: epanarina@nestro.ru

Михаил Израилевич Кременецкий – д.т.н., профессор, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; эксперт, Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия; SPIN-код: 4943-9249, <https://orcid.org/0000-0002-4042-3652>; e-mail: kremenetskiymi@gmail.com

Евгений Сергеевич Пахомов – руководитель проекта, Группа компаний «Газпром нефть», Тюмень, Россия; SPIN-код: 7249-1678, <https://orcid.org/0009-0007-1218-3771>; e-mail: Eprakhomov.mag1@mail.ru

Поступила в редакцию 04.06.2024

NEW TECHNOLOGIES AND APPROACHES TO OIL AND GAS FIELD DEVELOPMENT

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art7>

The possibilities of field geophysical surveys for the diagnosis of horizontal wells with different types of completion^{*}

M.V. Kolesnikov^{1,2}✉, **E.P. Panarina^{2,3}**, **M.I. Kremenetsky^{4,5}**, **E.S. Pakhomov¹**

1 – Gazprom Neft Group of Companies, Tyumen, Russia

2 – VNIIneft JSC, Moscow, Russia

3 – ZN NTC LLC, Moscow, Russia

4 – Gazprom Neft Group of Companies, St. Petersburg, Russia

5 – National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia

Abstract. *Background.* Over the past decades, the design of production directional and horizontal wells has changed significantly. Currently, wells have a more complex trajectory, and their development control requires new approaches. Field geophysical surveys are an integral element of system control at any stage of the development of oil and gas fields. *Objective.* To systematize the experience of conducting field geophysical surveys in horizontal wells with different types of shanks. *Materials and methods.* Field geophysical surveys, which are included in both the standard and extended complexes, are designed to evaluate directly working sections of the studied geological objects, determine the inflow profile or intake capacity of production wells and establish the composition of the inflow with the allocation of the main phases. *Results.* The work shows the experience of conducting field geophysical surveys, and their informative possibilities depending on the type of horizontal completion of the well. The most informative research methods and technologies for studying an object with various layout variations are considered. The analysis of the influence of the complexities of the operation of low-permeability reservoirs and the choice of the optimal set of methods are carried out; recommendations on the optimal completion for horizontal wells are given. *Conclusions.* The obtained results will ensure the most cost-effective operation and the obtainment of more informative field geophysical survey results, which will allow to timely adjust well operation and conduct geological and technological measures.

Keywords: Achimov deposits, geophysical methods, horizontal wells, low-permeability reservoirs, field geophysical surveys, multiveloc flowmetry, thermometry of wells

Funding: the work received no funding.

For citation: Kolesnikov M.V., Panarina E.P., Kremenetsky M.I., Pakhomov E.S. The possibilities of field geophysical surveys for the diagnosis of horizontal wells with different types of completion. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 3. P. 296–311. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art7>

^{*} The article is based on the report presented at the 13th International Well Test Forum “Modern Well Test Analysis and Reservoir Testing Methods for Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development”, 16–17 April 2024, Moscow Petroleum Institute, Well Test Club, Expocentre, Moscow, Russia

✉ Mikhail V. Kolesnikov, e-mail: Kolesnikov.MV@gazprom-neft.ru

© Kolesnikov M.V., Panarina E.P., Kremenetsky M.I., Pakhomov E.S., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. *Application of Field Geophysical Control to Optimize the Development of Oil and Gas Fields*. Vol. 1. *Fundamentals of Hydrodynamic and Geophysical Control of Development and Monitoring of Production*. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2020. 676 p. (In Russ.).
2. Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Khabirov T.R. et al. Experience in using simulators for interpretation of thermal and thermohydrodynamic studies. *PROneft. Professionally about Oil*. 2022. Vol. 7, No. 1(23). P. 99–109. (In Russ.). <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109>
3. Ramazanov A.Sh., Islamov D.F. Analytical model of convective temperature recovery in a shut-in well. *Tyumen State University Herald. Physical and Mathematical Modeling. Oil, Gas, Energy*. 2021. Vol. 7, No. 3(27). P. 25–40. (In Russ.). <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2021-7-3-25-40>
4. Mazhar V.A., Ridel A.A., Kolesnikov M.V. et al. The practice of hydrodynamic surveys in complex design wells. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022. No. 2(37). P. 127–138. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art9>
5. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. Problems of field development control in the context of the “new economic policy”. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022. No. 2(37). P. 87–99. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art6>
6. Yarullin R.K., Valiullin R.A., Yarullin A.R., Gayazov M.S. Pat. RU 2751528 C1. Method for determining liquid flow rate in well. No. 2020138389; Appl. 23.11.2020; Publ. 14.07.2021. *Inventions. Utility Models*. 2021. Bull. No. 20. 8 p. (In Russ.).
7. Nagimov V.M., Lutfullin A.A., Karimov I.S. et al. Through-barrier diagnostics of thief injection and production on mature fields for carbon footprint improvement. *PROneft. Professionally about Oil*. 2023. Vol. 8, No. 1(27). P. 64–72. (In Russ.). <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-64-72>
8. Zakirov M.F., Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh. Influence of flooding of the productive interval on the distribution of the thermogram along the wellbore of the production well. *Herald of the Academy of Sciences of the Republic of Bashkortostan*. 2023. Vol. 47, No. 2(110). P. 24–33. (In Russ.). <https://doi.org/10.24412/1728-5283-2023-2-24-33>
9. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Kaeshkov I., Kolesnikov M.V. et al. Horizontal wellbore production profile evaluation by distributed fiber-optic temperature surveillance. *PROneft. Professionally about Oil*. 2021. Vol. 6, No. 4. P. 81–91. (In Russ.). <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-81-91>
10. Shurunov A., Sheremeev A., Kaeshkov I., Kolesnikov M. et al. Application of the HW with MSHF investigations to manage the development of low-permeability reservoirs. In: *SPE Russian Petroleum Technology Conference*, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201911-MS. <https://doi.org/10.2118/201911-MS>

Information about the authors

Mikhail V. Kolesnikov – Postgraduate, VNIIneft JSC, Moscow, Russia; Expert, Gazprom Neft Group of Companies, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0003-9240-7608>; e-mail: kolesnikov26rus@mail.ru

Ekaterina P. Panarina – Cand. Sci. (Eng.), Head of Direction, ZN NTC LLC, Moscow, Russia; Associate Professor, VNIIneft JSC, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0000-1868-8171>; e-mail: epanarina@nestro.ru

Mikhail I. Kremenetsky – Dr. Sci. (Eng.), Professor, National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; Expert, Gazprom Neft Group of Companies, St. Petersburg, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-4042-3652>; e-mail: kremenetskiymi@gmail.com

Evgeniy S. Pakhomov – Project Manager, Gazprom Neft Group of Companies, Tyumen, Russia; <https://orcid.org/0009-0007-1218-3771>; e-mail: Epakhomov.mag1@mail.ru

Received 04.06.2024

ИНЖЕНЕРНЫЕ РЕШЕНИЯ

Оригинальная статья

УДК 622.279

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art8>**Наземный контроль техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений****М.К. Тупысев** ✉

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Аннотация. *Актуальность.* Необходимость учета и анализа проявления техногенных деформационных процессов дренируемых пластов при разработке нефтегазовых месторождений. *Цель работы.* Разработка нового подхода к созданию геодинамических полигонов для геодезических наблюдений с использованием имеющегося оборудования. *Материалы и методы.* Основные принципы контроля за изменением высотного положения земной поверхности при разработке нефтегазовых месторождений. *Результаты.* Обоснован новый подход к созданию геодинамических полигонов, включающий использование в том числе устьевых арматур сооружаемых скважин на рассматриваемом месторождении в качестве реперов на профильных линиях геодинамических полигонов. *Выводы.* Предложенный подход к проведению контроля за техногенными изменениями высотного положения земной поверхности на разрабатываемых месторождениях позволяет снизить затраты на сооружение геодинамических полигонов.

Ключевые слова: техногенные деформационные процессы, контроль, геодинамический полигон, оседание земной поверхности, нефтегазовые месторождения

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 122022800272-4).

Для цитирования: Тупысев М.К. Наземный контроль техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 3. С. 312–320. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art8>

✉ Тупысев Михаил Константинович, e-mail: m.tupysev@mail.ru

© Тупысев М.К., 2024



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Введение

Настоящая работа является продолжением тематики, рассмотренной в работе [1], в которой проведен анализ динамики проявления техногенных деформационных процессов дренируемых пластов при разработке нефтегазовых месторождений и возможного проявления этих процессов на земной поверхности над месторождениями.

Фиксирование динамики изменения высотного положения земной поверхности над месторождением в процессе его разработки является дополнительным и весьма информативным средством контроля за разработкой месторождения, поскольку он позволяет:

- судить о степени равномерности отбора пластового флюида эксплуатационными скважинами из месторождения;

- определять «застойные зоны», то есть продуктивные площади, не охваченные разработкой имеющимся фондом эксплуатационных скважин;

- решать вопрос о необходимости бурения дополнительных скважин и, соответственно, местах их расположения и их конструкциях, обеспечивающих более равномерное дренирование месторождения.

Цель работы – это разработка нового подхода к созданию так называемых геодинамических полигонов (ГДП) для указанных наблюдений с использованием имеющегося оборудования.

Основные принципы известных методик контроля

Впервые в отечественной практике способ контроля за разработкой газового месторождения путем повторного измерения высотного положения точек земной

поверхности над месторождением был использован на Северо-Ставропольском месторождении. На территории этого месторождения было проведено нивелирование еще до открытия месторождения (в 1928–1947 гг.), что позволило оценить амплитуды оседания земной поверхности в результате деформации дренируемых пластов при снижении начального пластового давления в процессе разработки месторождения путем повторного нивелирования по тем же ходам в 1961 и 1962 гг. [2, 3].

Учитывая высокую информативность геодезических наблюдений за изменением высотного положения земной поверхности на разрабатываемых нефтегазовых месторождениях стали широко предлагаться геодинамические полигоны для данных наблюдений. В работах по данной тематике, как правило, дается обоснование основных принципов контроля за разработкой месторождений углеводородов путем создания маркшейдерско-геодезических полигонов для контроля изменения высотного положения земной поверхности над разрабатываемым месторождением в результате деформационных процессов [4], предлагаются научно обоснованные параметры нивелирных сетей ГДП, глубин закладки их типовых пунктов (реперов), мероприятия по повышению эффективности решения задач обработки данных повторных замеров на ГДП [5, 6].

Особое внимание вопросам мониторинга деформационных процессов земной поверхности при разработке месторождений нефти и газа как одной из основных задач маркшейдерской службы при обеспечении эффективной работы нефтегазодобывающего предприятия уделено в работе [7].

Мониторинг деформационных процессов включает создание на месторождении геодезического полигона с размещением опорных реперов за границей зоны предполагаемых сдвижений земной поверхности и рабочих реперов – на площади контролируемого месторождения, замер изменения высотного положения реперов относительно опорных реперов в результате нивелирных исследований по профильным линиям созданного геодезического полигона и определения по результатам этих исследований изменения высотного положения земной поверхности над разрабатываемым месторождением из-за техногенных процессов в результате его разработки.

Все работы по созданию ГДП и ведению геодезических наблюдений на разрабатываемых нефтегазовых месторождениях базируются на действующих инструкциях по нивелированию и производству маркшейдерских работ (ГКИНП (ГНТА)-03-010-03 «Инструкция по нивелированию I, II, III и IV классов», РД 07-603-03 «Инструкция по производству маркшейдерских работ»).

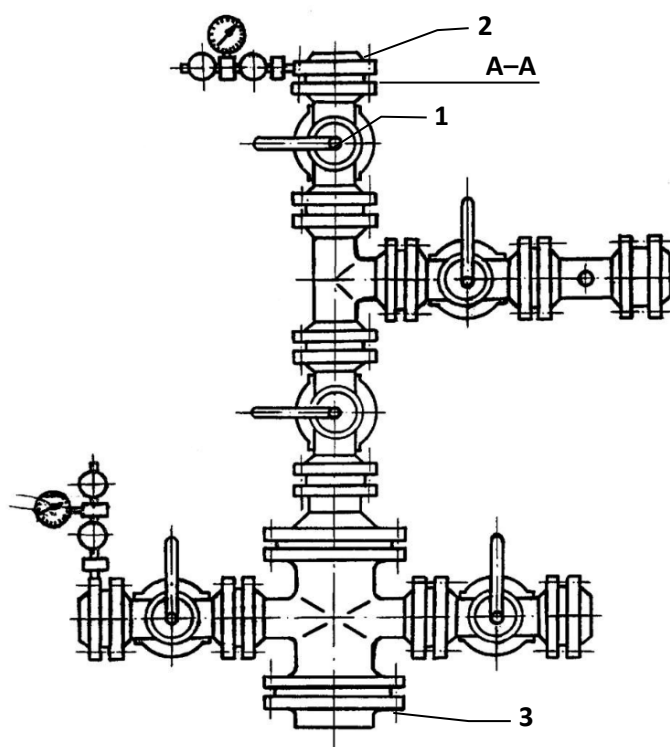
Реализация работ по контролю за техногенными процессами с учетом требований действующих инструкций предполагает заложение специальных реперов для образования сети профильных линий геодезического полигона с достаточной глубиной закладки, обеспечивающей их стабильное положение при промерзании или оттаивании грунта, учет наличия вечной мерзлоты, возможную заболоченность местности и пр. В результате создание геодезического полигона на разрабатываемом месторождении требует значительных материальных затрат.

Предлагаемая методика контроля

Сущность предлагаемой автором методики заключается в следующем.

В результате поисково-разведочного и последующего эксплуатационного бурения скважин на рассматриваемом месторождении нефти или газа создается сеть скважин, охватывающая всю площадь месторождения. Для контроля за техногенными деформационными процессами, протекающими из-за снижения начального пластового давления в продуктивных пластах при разработке месторождения, предложено использовать устьевые арматуры сооруженных скважин в качестве реперов создаваемого геодезического полигона, через которые проектируются его профильные линии по площади месторождения. При этом устьевые арматуры скважин, оказавшихся за контуром продуктивности, вне зоны влияния процесса разработки на окружающую месторождение водонапорную систему, используют в качестве опорных реперов создаваемого ГДП. Устьевые арматуры скважин, пробуренных внутри контура продуктивности (эксплуатационные, наблюдательные и пр.), используют как рабочие реперы профильных линий. В качестве контролируемого уровня реперов предлагается использовать верхнюю плоскость устьевых арматур (например, буферных задвижек) как наиболее высокую и доступную для проведения нивелирных замеров.

На рис. 1 показан возможный вариант арматуры устья скважины, на котором обозначены ее элементы, относящиеся к рассматриваемой тематике. При проведении замеров буферная заглушка снимается, в рабочем состоянии буферная задвижка всегда находится в закрытом положении, поэтому препятствий для проведения необходимых операций при замерах нет.



- 1 – буферная задвижка
 2 – буферная заглушка
 3 – фланец, навинченный на обсадную колонну
 A–A – плоскость замера высотного положения устья скважины

Рис. 1. Схема устьевой арматуры скважины

Fig. 1. Schematic diagram of wellhead fittings

Источник/Source: [8]

На рис. 2 показаны конструкции эксплуатационных скважин некоторых известных газовых, газоконденсатных месторождений и подземных хранилищ газа (ПХГ) [8]. При сооружении скважин, как видно из представленного рисунка, все обсадные колонны (кондуктор, промежуточные и эксплуатационная) цементируются по всей длине, поэтому устьевые арматуры скважин, используемые в качестве реперов, отвечают всем требованиям, предъявляемым к ним по условиям сохранения стабильности.

Первый замер высотного положения устьевых арматур скважин в результате нивелирных исследований по профильным линиям созданного ГДП выполняют до ввода месторождения в разработку. Данный замер является фоновым или нулевым. Далее в процессе разработки месторождения нивелирные исследования периодически повторяют. Сравнение получаемых высотных положений устьевых арматур скважин с фоновыми позволяет судить об интенсивности развития деформационных процессов в дренируемых продуктивных пластах как во времени, так и по площади месторождения.

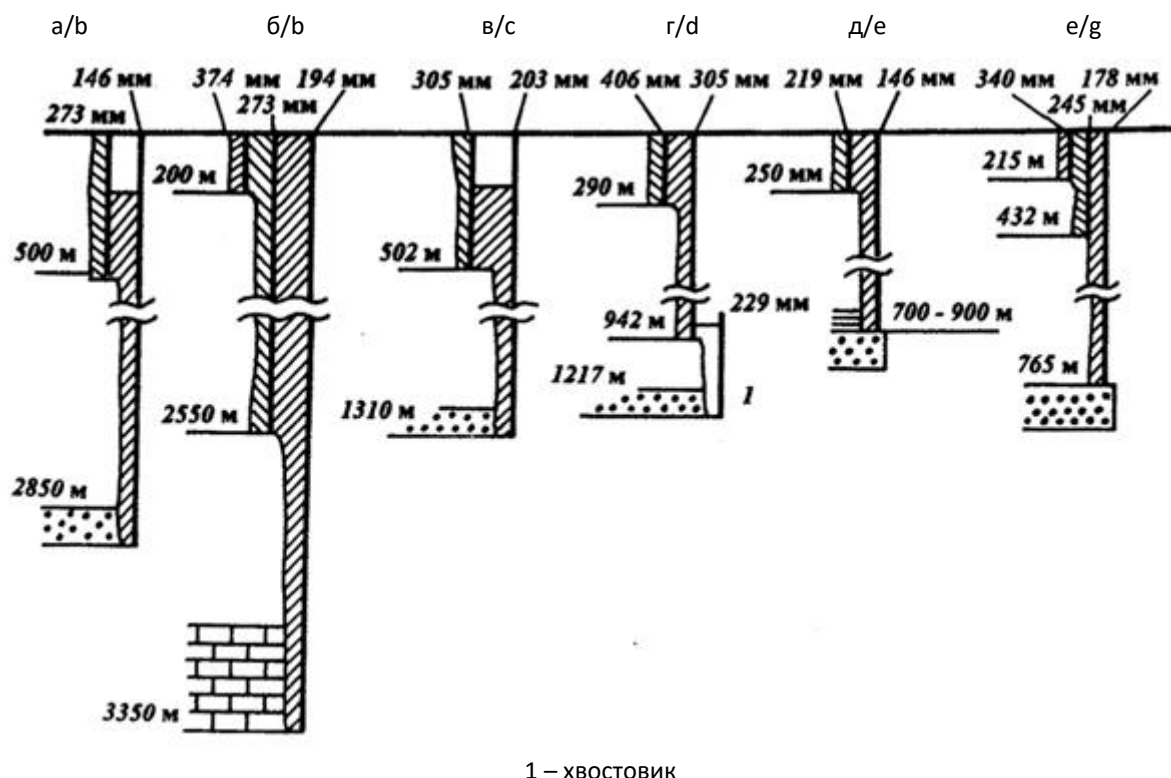


Рис. 2. Конструкции скважин на газовых, газоконденсатных месторождениях и в подземных хранилищах газа: а – Майкопское газоконденсатное месторождение (скв. 37); б – Вуктыльское газоконденсатное месторождение; в – Уренгойское газоконденсатное месторождение (скв. 22); г – Медвежье газовое месторождение (скв. 18); д – ПХГ1; е – ПХГ2

Fig. 2. Design of wells at gas and gas condensate fields and in underground gas storage facilities:
а – Maikop gas condensate field (well 37); б – Vuktyl gas condensate field;
с – Urengoy gas condensate field (well 22); д – Medvezhye gas field (well 18);
е – UGSF1; ф – UGSF2

Источник/Source: [8]

Для исключения минимальных возможностей влияния осевых нагрузок, действующих на обсадные эксплуатационные колонны при развитии техногенных деформационных процессов в дренируемых пластах, на высотное положение устьевых арматур при выборе скважин, используемых для ГДП, предпочтение отдается скважинам, построенным без опоры на забой, с наклонно-направленным или горизонтальным исполнением интервала скважины в продуктивных пластах месторождения ([9], патент RU 2772391 С1 «Способ сооружения наклонно-направленной скважины»).

При бурении дополнительных эксплуатационных или наблюдательных скважин в процессе эксплуатации месторождения данные скважины также могут быть использованы в качестве дополнительных реперов для развития созданного ГДП.

Следует отметить, что в случае демонтажа устьевой арматуры, например у ликвидированных скважин, в качестве реперов могут быть рассмотрены имеющиеся элементы устьевого оборудования, имеющие жесткое соединение с обсадными колоннами рассматриваемых скважин.

Данные об изменении высотного положения устья эксплуатационных скважин позволяют решать обратную задачу – определять среднюю сжимаемость горных пород продуктивных пластов на основании известной зависимости величины деформации дренируемых пластов в разрабатываемом месторождении от физических свойств их горных пород и снижения начального пластового давления [10]:

$$\beta_{сж} = \Delta H / \Delta P \cdot H_{п},$$

где $\beta_{сж}$ – средняя сжимаемость горных пород пластов;

ΔH – величина оседания земной поверхности, приравненная к величине деформации дренируемых пластов;

ΔP – величина снижения пластового давления;

$H_{п}$ – толщина дренируемых пластов.

По известной сжимаемости горных пород дренируемых пластов можно определять начальное высотное положение земной поверхности в местах расположения дополнительных скважин, вводимых в эксплуатацию после ввода месторождения в разработку. В этом случае к текущему высотному положению прибавляется величина деформации продуктивных пластов за счет снижения пластового давления от начального до текущего, при котором скважина была включена в нивелирные профильные линии ГДП и были проведены первые замеры изменения высотного положения земной поверхности для данной скважины. Таким образом, уточняется начальный (фоновый) уровень земной поверхности до разработки месторождения,

что позволяет более детально судить о динамике изменения уровня земной поверхности и дренирования месторождения уже в процессе разработки по всей его площади.

Реперные точки замера высотного положения при использовании устьевых арматур скважин в качестве реперов доступны в любое время года. Например, снежный покров в зимнее время не препятствует доступу к ним, скважины всегда имеют подъездные пути, а также специальные площадки для их обслуживания и исследования.

Для размещения применяемых для замеров геодезических приборов на элементах устьевых арматур необходимы несложные приспособления.

В случае недостаточности сооруженных скважин для охвата всей контролируемой площади месторождения с помощью создаваемого ГДП могут быть заложены дополнительные реперы по действующим правилам для развития профильных линий геодинамического полигона.

Выводы

1. Предложена методика создания геодинамических полигонов на разрабатываемых нефтегазовых месторождения с использованием устьевых арматур скважин в качестве реперов.

2. Предлагаемый подход к проведению контроля за техногенными изменениями высотного положения земной поверхности на разрабатываемых месторождениях позволяет снизить затраты на сооружение ГДП и проводить исследование в любое время года.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Тупысев М.К.* Анализ динамики проявления техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений на земной поверхности // Актуальные проблемы нефти и газа. 2024. Т. 15, № 1. С. 60–71. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art5>
2. *Терновой Ю.В., Сергеев В.Н., Гниловской В.Г.* и др. О деформации земной поверхности на разрабатываемом Северо-Ставропольском месторождении газа // Доклады АН СССР. 1985. Т. 164, № 4. С. 885–888.
3. *Петренко В.И., Ильченко Л.А., Канашук В.Ф.* О механизме просадки земной поверхности при добыче жидких и газообразных полезных ископаемых // Советская геология. 1983. № 7. С. 109–115.
4. *Калугин А.В.* Обоснование принципов создания маркшейдерско-геодезических полигонов для контроля сдвижения земной поверхности при разработке нефтяных месторождений в условиях Западной Сибири: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Екатеринбург, 2002. 20 с.
5. *Волков В.И., Волков Н.В.* Условия эффективного применения геодезических методов на геодинамических полигонах нефтегазовых месторождений // Маркшейдерский вестник. 2018. № 2(123). С. 21–25.
6. *Волков В.И., Волков Н.В., Волков О.В.* Новый подход к применению маркшейдерско-геодезических наблюдений для контроля техногенных последствий разработки нефтегазовых месторождений // Маркшейдерский вестник. 2018. № 3(124). С. 45–50.
7. *Кашиников Ю.А., Беляев К.В., Богданец Е.С., Согорин А.А.* Маркшейдерское обеспечение разработки месторождений нефти и газа. М.: Недра, 2018. 454 с.
8. *Вяхирев Р.И., Кортаев Ю.П., Кабанов Н.И.* Теория и опыт добычи газа. М.: Недра, 1998. 479 с.
9. *Тупысев М.К.* Деформация обсадных колонн в результате проявления техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений. Часть 2. Особенности развития осевых нагрузок на обсадные колонны в наклонно-направленных скважинах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 3(34). С. 76–81. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art6>
10. *Тупысев М.К.* Особенности контроля за разработкой газовых месторождений на поздней стадии // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2016. Вып. 1(13). С. 14. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art14>

Информация об авторе

Михаил Константинович Тупысев – к.т.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3890-7046, <https://orcid.org/0009-0000-7823-768X>; e-mail: m.tupysev@mail.ru

Поступила в редакцию 02.10.2024

ENGINEERING SOLUTIONS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art8>

Ground control of man-made deformation processes during oil and gas field development

M.K. Tupysev ✉

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

Abstract. *Background.* The need to take into account and analyze the manifestation of man-made deformation processes of drained layers during the development of oil and gas fields. *Objective.* To propose a new approach to the creation of geodynamic testing grounds for geodetic observations using existing equipment. *Materials and methods.* The basic principles of monitoring changes in the altitude position of the Earth's surface during the development of oil and gas fields. *Results.* A new approach to the creation of geodynamic testing grounds is substantiated, including the use of wellhead fittings of wells under construction at the field under consideration as benchmarks on the profile lines of geodynamic testing grounds. *Conclusions.* Such an approach to monitoring man-made changes in the altitude position of the Earth's surface at the fields under development makes it possible to reduce the cost of constructing geodynamic testing grounds.

Keywords: man-made deformation processes, control, geodynamic testing ground, ground subsidence, oil and gas fields

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 122022800272-4).

For citation: Tupysev M.K. Ground control of man-made deformation processes during oil and gas field development. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 3. P. 312–320. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-3.art8>

✉ Mikhail K. Tupysev, e-mail: m.tupysev@mail.ru

© Tupysev M.K., 2024



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Tupysev M.K. Analysis of the dynamics of technogenic deformation processes during the development of oil and gas fields on the Earth's surface. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2024. Vol. 15, No. 1. P. 60–71. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2024-15-1.art5>
2. Ternovoy Yu.V., Sergeev V.N., Gnilovskoy V.G. et al. On the deformation of the Earth's surface at the North Stavropol gas field under development. *Doklady AN SSSR*. 1965. Vol. 164, No. 4. P. 885–888. (In Russ.).
3. Petrenko V.I., Il'chenko L.A., Kanashuk V.F. The mechanism of surface subsidence during the extraction of commercial liquid and gas deposits. *International Geology Review*. 1984. Vol. 26, No. 5. P. 553–562. <https://doi.org/10.1080/00206818409466583>
4. Kalugin A.V. Substantiation of the principles of creating mine surveying and geodetic testing grounds for controlling the movement of the Earth's surface during the development of oil fields in the conditions of Western Siberia. Cand. Sci. diss. abstr. Yekaterinburg, 2002. 20 p. (In Russ.).
5. Volkov V.I., Volkov N.V. Conditions for the effective application of geodetic methods at geodynamic polygons of oil and gas fields. *Mine Surveying Bulletin*. 2018. No. 2(123). P. 21–25. (In Russ.).
6. Volkov V.I., Volkov N.V., Volkov O.V. New concept of usage of mine surveying and geodetic observations for monitoring the technogenic consequences of the development of oil and gas fields. *Mine Surveying Bulletin*. 2018. No. 3(124). P. 45–50. (In Russ.).
7. Kashnikov Yu.A., Belyaev K.V., Bogdanets E.S., Sogorin A.A. *Surveying Support for the Development of Oil and Gas Fields*. Moscow: Nedra, 2018. 454 p. (In Russ.).
8. Vyakhirev R.I., Korotaev Yu.P., Kabanov N.I. *Theory and Experience of Gas Production*. Moscow: Nedra, 1998. 479 p. (In Russ.).
9. Tupysev M.K. Deformation of casing strings as a result of technogenic deformation processes during oil and gas field development. Part 2. Features of the development of axial loads on casing strings in directional wells. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2021. No. 3(34). P. 76–81. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art6>
10. Tupysev M.K. Aspects of gas field development control on late stages. *Georesources, Geoenergetics, Geopolitics*. 2016. No. 1(13). P. 14. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art14>

Information about the author

Mikhail K. Tupysev – Cand. Sci. (Eng.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0000-7823-768X>; e-mail: m.tupysev@mail.ru

Received 02.10.2024