

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Т. 16, № 1, 2025 / Vol. 16, No. 1, 2025

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»* издаётся 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

Научный редактор

Сурначёв Дмитрий Владимирович, к.ф.-м.н.,
ИПНГ РАН, Москва, Россия

Редакционная коллегия

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

Андропова И.В., д.э.н., ПАО «ЛУКОЙЛ»,
Москва, Россия

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

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

Богоявленский В.И., чл.-корр. РАН, д.т.н.,
ИПНГ РАН, Москва, Россия

Дзюбло А.Д., д.г.-м.н., ИПНГ РАН,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
Москва, Россия

Дмитриевский А.Н., акад. РАН, д.г.-м.н.,
ИПНГ РАН, Москва, Россия

Ермолаев А.И., д.т.н., РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Индрупский И.М., д.т.н., ИПНГ РАН,
Москва, Россия

Коваленко К.В., д.г.-м.н., ИПНГ РАН,
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
Москва, Россия

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

Мастепанов А.М., д.э.н., ИПНГ РАН, Москва,
Россия

Михайлов Н.Н., д.т.н., ИПНГ РАН, РГУ нефти и газа
(НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Назаров У.С., д.т.н., АО «O'ZLITINEFTGAZ»,
Ташкент, Узбекистан

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

Попов С.Н., д.т.н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Пуланова С.А., д.г.-м.н., ИПНГ РАН, Россия

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

Ушакова А.С., д.т.н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

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

Редакция

**Башкина Е.М., Селиверстова М.Е., Чигарев В.Б.,
Дацко Т.Г.**

Адрес редакции:

Россия, 119333, 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 г.

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 апреля 2009 г.

Дизайн обложки: Д.С. Филиппова

Гидротермодинамическое и геомеханическое моделирование процессов в насыщенных геосредах

Елистратова Е.О., Индрупский И.М. Геостатистически согласованная адаптация гидродинамической модели с применением коммерческого симулятора

3

Шурунов А.В. Определение параметров зависимостей относительных фазовых проницаемостей с помощью гидродинамических исследований скважин и численного моделирования для низкопроницаемого терригенного коллектора

24

Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов

Севостьянова Р.Ф., Абукова Л.А. Гидрогеологические условия подсолевого этажа Мирнинского свода с позиций использования пластовых вод как источника гидроминерального сырья

36

Сурначёв Д.В. К вопросу о геолого-технологических предпосылках массового водопроявления в газовых скважинах Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения

50

Тахватулин М.М. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности отложений триаса в зоне сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы

76

Научные проблемы проектирования, эксплуатации и контроля подземных хранилищ углеводородов

Свалов А.М. Геомеханический анализ процесса разрушения призабойных зон и затрубного пространства скважин при эксплуатации подземных хранилищ газа

99

Энергетические ресурсы земной коры: вызовы современной экономики

Chigarev B.N. Identification of relevant research topics based on pooled bibliometric data of the International Journal of Hydrogen Energy publications for 2022–2024 from The Lens and ScienceDirect platforms

(Выявление актуальных тем исследований на основе объединенных библиометрических данных публикаций International Journal of Hydrogen Energy за 2022–2024 гг. платформ The Lens и ScienceDirect)

110

События, информация

Нестеров И.И. В Тюмени состоялась Всероссийская научная конференция «Доурский нефтегазоносный комплекс Западной Сибири: геология, методика исследований, перспективы освоения ресурсного потенциала»

129

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

Scientific Editor

Surnachev, Dmitry V., Cand. Sci. (Phys.-Math.),
OGRI RAS, Moscow, Russia

Editorial Board

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

Andronova I.V., Dr. Sci. (Econ.), LUKOIL PJSC,
Moscow, Russia

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

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

Bogoyavlensky V.I., Corr. Member of the RAS,
Dr. Sci. (Eng.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Dziublo A.D., Dr. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,
Gubkin University, Moscow, Russia

Dmitrievsky A.N., Academician of the RAS,
Dr. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Ermolaev A.I., Dr. Sci. (Eng.), Gubkin University,
Moscow, Russia

Indrupskiy I.M., Dr. Sci. (Eng.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

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

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

Mastepanov A.M., Dr. Sci. (Econ.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Mikhailov N.N., Dr. Sci. (Eng.), OGRI RAS,
Gubkin University, Moscow, Russia

Nazarov U.S., Dr. Sci. (Eng.), O'ZLITNEFTGAZ JSC,
Tashkent, Uzbekistan

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

Popov S.N., Dr. Sci. (Eng.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Punanova S.A., Dr. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

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

Ushakova A.S., Dr. Sci. (Eng.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

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

Editorial Staff

Bashkina E.M., Seliverstova M.E.,

Chigarev V.B., Datsko T.G.

Editorial address:

3 Gubkina Street, Moscow, 119333, Russia

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. cert. El No. FS77-36038

from 23 April 2009.

Cover design: D.S. Filippova

Hydrothermodynamic and geomechanical modeling of the processes in saturated geological media

Elistratova E.O., Indrupskiy I.M. Geostatistically consistent history matching of reservoir flow model using a commercial simulator

3

Shurunov A.V. Determination of dependence parameters of relative phase permeabilities using well testing and numerical modeling for a low-permeability terrigenous reservoir

24

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

Sevostianova R.F., Abukova L.A. Hydrogeological conditions of the subsalt level of the Mirny arch from the standpoint of using formation waters as a source of hydromineral raw materials

36

Surnachev D.V. Geological and technological prerequisites for mass water occurrence in gas wells of the Orenburg oil and gas condensate field

50

Takhvatulin M.M. Geological structure and oil and gas potential of the Triassic deposits in the junction zone of the Vilyui syncline and the Aldan anticline

76

Research issues of projecting, exploitation and monitoring of underground hydrocarbon storage facilities

Svalov A.M. Geomechanical analysis of the process of destruction of the bottomhole zones and annular space of wells during the operation of underground gas storage facilities

99

Energy resources of the Earth's crust: Challenges of the modern economy

Chigarev B.N. Identification of relevant research topics based on pooled bibliometric data of the International Journal of Hydrogen Energy publications for 2022–2024 from The Lens and ScienceDirect platforms

110

Events, information

Nesterov I.I. Tyumen hosted the All-Russian Scientific Conference
“Pre-Jurassic Oil and Gas Complex of Western Siberia: Geology, Research Methods, Resource Development Prospects”

129

ГИДРОТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В НАСЫЩЕННЫХ ГЕОСРЕДАХ

Оригинальная статья

УДК 622.276

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.07>

Геостатистически согласованная адаптация гидродинамической модели с применением коммерческого симулятора

Е.О. Елистратова¹ ✉, И.М. Индрупский²

1 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т, д. 65, корп. 1

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Аннотация. *Актуальность.* Рассматривается возможность и особенности реализации геостатистически согласованной адаптации гидродинамических моделей углеводородного пласта к истории разработки месторождений с применением пакета геолого-гидродинамического моделирования. Данный подход обеспечивает сохранение принципов построения геологической модели в процессе решения обратной задачи. В целях сравнения использована ранее известная тестовая модель с реализацией аналогичного подхода на основе авторских алгоритмов. *Цель работы.* Анализ особенностей и ограничений реализации геостатистически согласованной автоматизированной адаптации 3D-модели с применением коммерческого симулятора. *Материалы и методы.* Синтетическая 3D-модель неоднородного пласта, гидродинамический симулятор со встроенными средствами автоматизации и автоадаптации tNavigator, методы геостатистики. *Результаты.* На примере синтетической модели элемента пятиточечной системы заводнения реализована процедура автоматизированной геостатистически согласованной адаптации гидродинамической модели в пакете tNavigator. Проанализированы погрешности восстановления параметров синтетической модели в зависимости от достижимого минимального значения целевой функции (погрешностей измерений) и выбора начального приближения. *Выводы.* Процедура геостатистически согласованной адаптации 3D-модели может быть реализована с применением средств автоматизации современных гидродинамических симуляторов. Для применения на реальных объектах встроенные алгоритмы автоадаптации не обеспечивают достаточной эффективности без перехода к прокси-моделям.

Ключевые слова: автоматизированная адаптация истории разработки, обратная задача, геостатистически согласованная адаптация, геостатистика, вариограмма, гидродинамический симулятор

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125020501405-1).

✉ Елистратова Екатерина Олеговна, katirena_2000@mail.ru

© Елистратова Е.О., Индрупский И.М., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: Елистратова Е.О., Индрупский И.М. Геостатистически согласованная адаптация гидродинамической модели с применением коммерческого симулятора // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 1. С. 3–23. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.07>

Введение

В работе рассматриваются вопросы 3D геолого-гидродинамического моделирования разработки месторождений углеводородов.

Решение прямой задачи с применением 3D-модели позволяет определить динамики добычи нефти, газа, воды из залежи, давлений в пласте и на скважинах при заданных параметрах пласта и режимах эксплуатации скважин. При недостаточной степени адекватности построенной 3D-модели фактическим данным за предшествующий период разработки возникает потребность в ее адаптации, то есть в решении обратной задачи. В ходе решения обратной задачи на основе результатов вычислительных экспериментов и данных о реальном поведении объекта определяются недостающие или неточно известные параметры или функциональные соотношения. Этот процесс называется идентификацией модели.

Если модель при ретроспективном расчете воспроизводит реальную историю эксплуатации скважин, то ее используют для прогнозирования и опробования мер, направленных на повышение эффективности разработки месторождения. Однако при адаптации модели важно также не нарушать заложенные в нее геологические представления о строении залежи и распределении свойств пласта, реализуемые на этапе геологического моделирования с применением методов геостатистики.

К настоящему времени разработано значительное число различных методов решения обратных задач, отличающихся

выбором критерия и идентифицируемых параметров [1–3], применяемой регуляризацией [2–4], способом учета неопределенности данных [2, 3], используемыми алгоритмами оптимизации [3, 5, 6], особенностями практической реализации и эффективностью [3, 7, 8]. Подробному рассмотрению проблемы посвящен ряд фундаментальных обзорных работ, включая [1, 6, 8].

В данной статье рассматривается одно из направлений – геологически (геостатистически) согласованный подход к автоматизированному решению задач идентификации. Геостатистически согласованная постановка задачи адаптации гидродинамической модели была предложена в работах О.В. Любимовой, Э.С. Закирова и др. [9]. В отличие от традиционных подходов, при такой адаптации корректируются не индивидуальные значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по ячейкам сетки или зонам залежи, а исходные параметры геостатистической модели пласта. Это могут быть как параметры анизотропных геостатистических полей, так и коэффициенты используемых петрофизических зависимостей с учетом фациальной модели.

Основным преимуществом геостатистически согласованного подхода является возможность сохранения достоверных «статистических» данных о распределении ФЕС пласта вдоль стволов скважин, а также соблюдение принципов построения исходной 3D геологической модели для распространения ФЕС на межскважинное пространство.

Кроме того, геостатистически согласованный метод в определенном смысле регуляризует обратную задачу, снижая размерность пространства параметров, контролирующих распределение ФЕС в модели. Тем самым улучшаются свойства обратной задачи адаптации при ее решении в общей постановке, включающей помимо ФЕС и другие идентифицируемые величины: параметры кривых относительных фазовых проницаемостей и зависимостей для свойств флюидов, скин-факторы скважин, условия инициализации модели (начальные условия) и др.

В работе [9] для эффективной реализации геостатистически согласованного подхода к решению задач адаптации гидродинамической модели использованы методы гладкой оптимизации в комбинации с методами теории оптимального управления (сопряженный метод) в рамках развития авторского некоммерческого пакета гидродинамического моделирования (симулятора) ИПНГ РАН SimMatch. Обратной стороной такой реализации является сложность оперативного внедрения в практику из-за невозможности использования широко распространенных коммерческих симуляторов.

Целью работы является исследование возможности и особенностей реализации геостатистически согласованной автоматизированной адаптации 3D-модели с применением коммерческого симулятора на примере использования пакета геолого-гидродинамического моделирования tNavigator¹.

¹ тНавигатор 22.2. Симулятор. Техническое руководство. Рок Флоу Динамикс, 2022. 3621 с.

Материалы и методы

Синтетическая 3D-модель неоднородного пласта, гидродинамический симулятор со встроенными средствами автоматизации и автоадаптации tNavigator, методы геостатистики.

Результаты и обсуждение

Формулировка задачи идентификации

Для построения гидродинамической модели залежи углеводородов используются геологические (статические) данные и данные, накопленные в процессе эксплуатации скважин (динамические). Статические данные, полученные по керну и из геофизических исследований, определяют фильтрационно-емкостные свойства пласта (пористость, проницаемость) вдоль стволов скважин и используются в расчетах модели. Для учета динамических данных модель подвергают процедуре адаптации, т. е. решения обратной задачи.

Решение обратной задачи осуществляется на основе минимизации критерия качества (функционала), отвечающего за соответствие модели реальным данным, полученным с месторождения. Функционал качества выражен в виде критерия взвешенных наименьших квадратов [10]:

$$J(\vec{u}) = \sum_{i=1}^n w_i \sum_{j=1}^k (y(\vec{u})_i^j - Y_i^j)^2. \quad (1)$$

Здесь Y_i^j – замеренные показатели работы скважин (дебиты нефти и/или жидкости, обводненность, забойные давления и т.д.), $y(\vec{u})_i^j$ – те же показатели, рассчитанные на модели, w_i – веса, регулирующие вклад отдельных показателей работы скважин в функционал.

Вектор $\vec{u}$ – вектор идентифицируемых (уточняемых) параметров модели, значения которых определяются в процессе решения обратной задачи. В рассматриваемом геологически согласованном подходе он состоит из двух подвекторов $\vec{u} = (\vec{a}, \vec{v})$, которые отвечают за сохранение геологической согласованности модели в процессе воспроизведения истории. Первый вектор $\vec{a}$ отвечает за корреляционную петрофизическую зависимость «пористость–проницаемость» (в общем случае – отдельную для каждой фации), а $\vec{v}$ хранит в себе параметры анизотропной вариограммы [9]. Значения параметров в остальных местоположениях, кроме скважин, оцениваются на основе вариограммы с помощью интерполяционной схемы, известной как кригинг [11]. Таким образом, метод опирается на модель вариограммы для описания пространственного распределения свойств в пласте.

На каждой итерации решения задачи адаптации обновляются значения идентифицируемых параметров $\vec{u}$. Далее, следуя процедуре кригинга, пористость отдельного сеточного блока r вычисляют по формуле [9]:

$$u_r = \sum_{i=1}^{N_{sd}} \lambda_{ri} u_{si}, \quad (2)$$

где i – порядковый номер статического (заданного в одной из скважинных ячеек) значения пористости u_{si} , N_{sd} – общее число статических данных пористости по скважинам, а λ_{ri} – веса кригинга. Процедура нахождения весов кригинга основана на понятии вариограммы и методах двухточечной геостатистики [11].

Отметим, что поскольку рассчитанная методом кригинга оценка свойства является в

статистическом смысле несмещенной, среднее значение пористости по модели остается близким к среднему по скважинным данным. Таким образом, уточнение распределения пористости не будет приводить к существенному изменению запасов углеводородов в модели. В то же время напомним об осторожности в применении регламентного требования на отклонения значений запасов и подсчетных параметров в модели более чем на 5% от утвержденных для проектирования. Его буквальное понимание может приводить к искусственному искажению геологической основы модели.

После того как распределение пористости построено, по петрофизической зависимости с текущими значениями параметров $\vec{a}$ рассчитывается распределение проницаемости. На полученной модели осуществляется решение прямой задачи, определяется значение критерия (1) и проверяются условия остановки алгоритма. Если они не выполнены, то производятся необходимые дополнительные вычисления и с помощью выбранного метода оптимизации обновляется вектор идентифицируемых параметров $\vec{u}$ с переходом к следующей итерации решения обратной задачи.

Построение модели

Для сравнительной реализации метода в пакете геолого-гидродинамического моделирования tNavigator была выбрана синтетическая модель элемента пятиточечной системы заводнения, ранее использованная в работе [10] с применением авторских алгоритмов. Размерность сетки – $25 \times 25 \times 10 = 6250$ ячеек. Размер каждой ячейки $100 \times 100 \times 10$ м. Кровля пласта задана на глубине 2400 м, подошва соответственно – 2500 м.

В табл. 1 приведены исходные значения пористости и проницаемости. Они

заданы постоянными вдоль стволов скважин на всю толщину пласта.

Табл. 1. Значения ФЕС на скважинах модели

Table 1. Porosity and permeability values at modeled wells

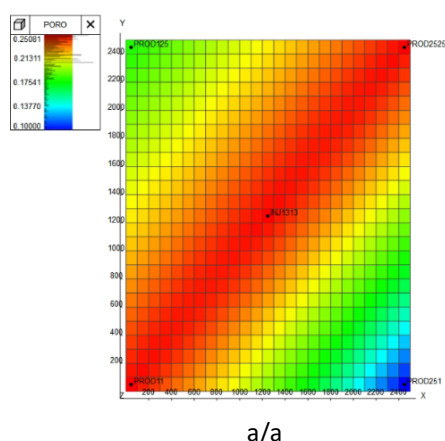
Скважина	PROD11	PROD125	PROD2525	PROD251	INJ1313
Положение скважины	Юго-западный угол	Северо-западный угол	Северо-восточный угол	Юго-восточный угол	Центр модели
Значение пористости	0,25	0,18	0,25	0,1	0,25
Значение проницаемости, мД	900	255	900	60	900

Источник: по данным работы [10]

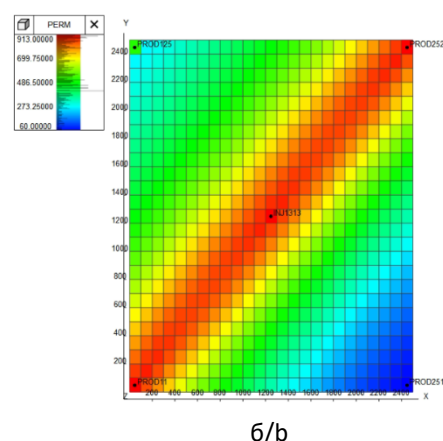
Source: based on data from [10]

Для построения поля пористости применен детерминированный метод точечного кригинга со следующими параметрами экспоненциальной модели вариограммы: $R_1 = 1800$ м, $R_2 = 500$ м, $R_3 = 50$ м, $\varphi = 45^\circ$. Проницаемость (в мД)

задается по зависимости от пористости $K_{пр} = a \cdot \exp(b \cdot K_p)$, где $a = 10$, $b = 18$. Другие параметры пласта и флюидов заданы по аналогии с одним из реальных объектов. На рис. 1 представлены полученные поля пористости и проницаемости.



а/а



б/б

Рис. 1. Поля пористости (а) и проницаемости (б)

Fig. 1. Maps of porosity (a) and permeability (b)

Рассматриваемый период эксплуатации модели – 15 лет с ежемесячными измерениями показателей, всего 180 моментов замеров. С начала расчета реализуется заводнение. В табл. 2 приведены значения дебита жидкости на добывающих скважинах.

На нагнетательной скважине задана приемистость $14\,400$ м³/сут при ограничении на забойное давление – не более 400 бар. Ограничение на забойное давление для всех добывающих скважин – не ниже 150 бар.

Табл. 2. Значения дебита жидкости на скважинах модели**Table 2.** Liquid flow rates of modeled wells

Скважина	PROD11	PROD125	PROD2525	PROD251
Дебит жидкости, м ³ /сут	5500	2700	5500	900

Источник: по данным работы [10]

Source: based on data from [10]

Создание Workflow

В пакете моделирования пласта tNavigator все модули способны поддерживать автоматическое выполнение операций графа моделирования (Workflow). Workflow – последовательность действий, которая включает в себя функции вычислений, доступные в пакете, пользовательский код на языке Python и отдельные внешние функции. Workflow позволяет автоматизировать повторяющиеся процессы, а также автоматически обновлять модель при изменении входных данных или внесении изменений в процесс моделирования. Для автоматизированного обновления модели в процессе адаптации все действия,

перечисленные в предыдущем разделе, были объединены в Workflow.

Для решения обратной задачи в модель добавляются управляющие параметры. На рис. 2 (скриншот экрана) представлены параметры и их диапазоны. Здесь A и B – параметры петрофизической зависимости $K_{пр} = A \cdot \exp(B \cdot K_p)$. $K_{пр}$ – коэффициент проницаемости (в мД), K_p – коэффициент пористости (с долей единицы) ячейки модели, R_1 и R_2 – радиусы (ранги) вариограммы в основном (major) и вспомогательном (minor) направлениях вдоль напластования (в метрах), PHI – угол поворота главных направлений вариограммы в плоскости напластования относительно координатной сетки (в градусах).

Переменная	Баз. значение	Мин.	Макс.	Тип	Распределение
✓ A	10	7	17	REAL	Uniform (min=7, max=17)
✓ B	18	7	20	REAL	Uniform (min=7, max=20)
✓ R1	1800	500	2000	REAL	Uniform (min=500, max=2000)
✓ R2	500	200	1800	REAL	Uniform (min=200, max=1800)
✓ PHI	45	0	180	REAL	Uniform (min=0, max=180)

Рис. 2. Управляющие параметры: REAL – параметр принимает вещественные значения;

Uniform – параметр при анализе чувствительности

подчиняется равномерному распределению на отрезке значений от min до max

Fig. 2. Control parameters: REAL – the parameter takes real values;

Uniform – the parameter in sensitivity analysis obeys uniform distribution over the range of values from min to max

Вариограмма – симметричная функция. Поэтому для произвольного угла PHI справедливо $\gamma(PHI) = \gamma(PHI + 180)$.

В связи с этим, угол PHI изменяется от 0° до 180°. Остальные параметры выбирались с учетом анализа чувствительности.

В качестве распределения было выбрано равномерное распределение (Uniform). Это обусловлено тем, что такое распределение предполагает одинаковую вероятность реализации каждого из возможных значений случайной величины и приводит к равномерному охвату диапазона их возможного изменения при решении обратной задачи.

В случае применения метода для реального объекта минимальные, максимальные и базовые значения параметров рекомендуется задавать в соответствии с ожидаемым диапазоном изменения и априорной экспертной оценкой коэффициентов петрофизической зависимости и параметров вариограммы по итогам предварительного петрофизического и вариограммного анализа имеющегося массива данных исследований керна и геофизических исследований скважин. Вид распределения для них может задаваться как равномерным, при большом разбросе экспертных оценок, так и усеченным нормальным (логнормальным для параметра A), если наиболее вероятные значения обоснованы априорным анализом.

После каждого обновления значений управляющих параметров в ходе решения обратной задачи распределения пористости и проницаемости в модели автоматически обновляются с помощью Workflow.

Для задания целевой функции в tNavigator в модуле «Адаптация» определены слагаемые критерия качества в виде сумм нормированных квадратичных невязок между рассчитанными по модели и замеренными значениями дебитов нефти добывающих скважин, забойных давлений всех скважин и приемистости нагнетательной скважины по всем расчетным моментам времени с одинаковыми весовыми коэффициентами. Такой подход в данном случае обусловлен результатами анализа

чувствительности, представленными ниже, которые показывают, что выбранные управляющие параметры оказывают сопоставимое влияние на различные составляющие целевой функции. При адаптации реальных моделей весовые коэффициенты могут задаваться обратно пропорционально дисперсиям (их оценкам) замеряемых показателей, что соответствует выводу критерия взвешенных наименьших квадратов из метода максимального правдоподобия [3]. Либо определяться экспертно, отражая относительную важность более точного воспроизведения того или иного замеряемого показателя на адаптированной модели. В качестве замеренных значений показателей, включенных в целевую функцию, в рассматриваемом синтетическом примере использованы результаты решения прямой задачи (запуска симулятора) с базовыми значениями управляющих параметров (см. рис. 2).

Анализ чувствительности

Перед запуском оптимизационного алгоритма проводится анализ чувствительности, чтобы убедиться, что выбранные управляющие параметры и диапазоны их изменения позволяют найти вариант приемлемой адаптации модели. Формирование опорных вариантов (комбинаций значений параметров) для анализа чувствительности производилось с помощью метода планирования эксперимента «Латинский гиперкуб» в tNavigator.

Параметрами расчета являются $N = 20$ и $M = 5$, где N – количество вариантов расчета, M – количество переменных. Построение диаграммы Парето позволяет оценить, какие переменные наиболее сильно влияют на целевую функцию, см. скриншот экрана (рис. 3).

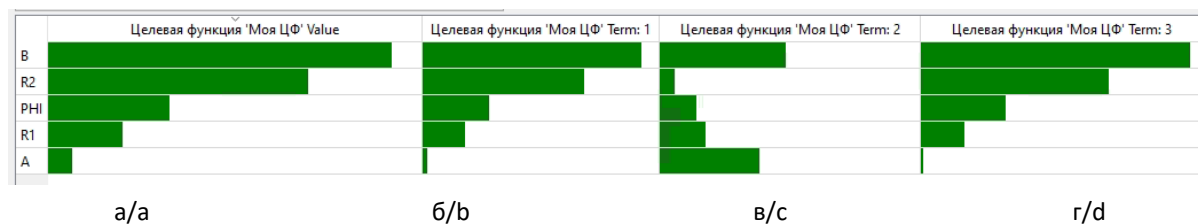


Рис. 3. Диаграмма Парето:

а – для полной целевой функции; б–г – для трех составляющих целевой функции (квадратичные невязки по дебитам нефти, забойным давлениям и приемистости нагнетательной скважины)

Fig. 3. Pareto chart:

а – for total objective function; б–d – for three terms of the objective function (quadratic misfit for oil rates, bottomhole pressures and injection well rate)

Из рис. 3 следует, что наибольшее влияние на целевую функцию оказывают переменная B в зависимости «пористость–проницаемость» и радиус вариограммы R_2 . В то же время видно, что все параметры существенно влияют на те или иные составляющие целевой функции. Следовательно, они могут использоваться в качестве идентифицируемых при адаптации модели.

Решение обратной задачи

Для решения обратной задачи использован стохастический оптимизационный метод, ориентированный на минимизацию целевой функции в заданном пространстве поиска – метод дифференциальной эволюции с параметрами, представленными на рис. 4 (скриншот экрана). Для алгоритма устанавливается ограничение на число запусков симулятора (решений прямой задачи) – 400.

Параметры алгоритма	
Выбирать базовый вектор:	Брать лучший
Выбирать целевой вектор:	Брать худший
Количество разностей:	1
Количество одновременных расчётов:	12
Размер популяции:	12
F параметр:	0,8
CR параметр:	0,7
Случайное число:	1923163838

Рис. 4. Параметры метода дифференциальной эволюции

Fig. 4. Parameters of the differential evolution method

Метод дифференциальной эволюции является методом глобальной оптимизации и позволяет находить минимум даже в случаях, когда функция имеет множество локальных экстремумов и не является непрерывно-дифференцируемой. Алгоритм стартует с некоторым набором векторов (комбинаций значений идентифицируемых параметров) из пространства поиска. Этот набор называют популяцией. Чем больше размер популяции, тем лучше

алгоритм будет «чувствовать» целевую функцию, но при этом возрастает требуемое число решений прямой задачи (запусков симулятора).

На первых итерациях алгоритм заполняет популяцию случайными векторами из пространства поиска. После того как популяция заполнена, метод на каждой итерации составляет пробный вектор и вычисляет на нем целевую функцию, запуская симулятор.

Пробный вектор формируется из компонент целевого вектора и мутационного вектора. При создании этого вектора используется параметр CR, который отвечает за вероятность замещения компоненты целевого вектора компонентой мутационного вектора. Для каждого следующего пробного вектора обязательно выбирается одна компонента, которая берется из мутационного вектора, а остальные компоненты берутся из мутационного вектора с вероятностью CR. Следовательно, чем больше значение параметра CR, тем большее количество компонент целевого вектора будут замещены. В случае сепарабельных задач (с разделением вклада разных параметров в целевую функцию) эффективно брать меньшее значение CR, для не сепарабельных – большее.

Целевой вектор выбирается как наихудший из популяции. Мутационный вектор строится как сумма базового вектора и нескольких разностей случайных векторов из популяции, умноженных на параметр F. Базовый вектор выбирается как наилучший из популяции. При малом значении F возможно вырождение популяции. Малые значения этого параметра приводят к локализации области поиска вблизи текущих точек популяции (поиск локального минимума). Большие значения F позволяют исследовать область поиска, выходящую далеко за предел текущей популяции, но снижают скорость сходимости (поиск глобального минимума).

Когда целевая функция вычислена на пробном векторе, ее значение сравнивается со значением целевой функции на целевом векторе. Если пробный вектор представляет лучшее значение целевой

функции, он заменяет целевой вектор в популяции. И таким образом алгоритм продолжает делать итерации, пока их число не превысит заданное максимальное значение.

На рис. 5 (скриншот экрана) представлены значения целевой функции и управляющих параметров, которые были получены по результатам запуска алгоритма дифференциальной эволюции с параметрами, показанными на рис. 4.

В данном случае замеренные показатели являются синтетическими, поэтому достижимы очень малые значения целевой функции. На реальных данных значение целевой функции в оптимальной точке зависит от погрешностей измерений. Для модели A05/e6_v00000 с базовыми значениями параметров вариограммы и зависимости «пористость–проницаемость» целевая функция не равна 0 из-за ошибок округления при переносе рассчитанных результатов прямой задачи в качестве замеренных показателей в обратную задачу.

Рассмотрим, как в зависимости от увеличения достигаемого значения целевой функции изменяется диапазон неопределенности найденных значений параметров модели. В табл. 3 представлены изменения диапазонов отклонения параметров модели от истинных (в процентном соотношении) в зависимости от допустимого значения целевой функции.

Как и следует ожидать, чем выше достигнутое значение целевой функции, тем больше диапазон неопределенности значений параметров модели. При этом даже относительно небольшие значения целевой функции соответствуют возможным отклонениям в параметрах вариограммы до 25–33%.

#	Модель	Целевая функция 'Моя ЦФ' Value	A	B	PHI	R1	R2
6	A005/еб_v00000	1,24299e-09	10	18	45	1800	500
6	A005/еб_v00390	0,0214342	10,0848	17,9343	44,8291	1832,38	467,451
6	A005/еб_v00393	0,0284523	9,97067	18,0286	52,2482	2000	371,909
6	A005/еб_v00374	0,0332234	10,3158	17,8728	36,5487	1812,32	475,001
6	A005/еб_v00236	0,03605	10,3571	17,8758	47,7214	1888,4	625,955
6	A005/еб_v00359	0,0486174	10,6495	17,7584	47,1326	2000	513,784
6	A005/еб_v00363	0,0550228	10,648	17,6864	39,937	1861,45	500
6	A005/еб_v00297	0,0616416	9,52832	18,1841	45	1715,21	608,365
6	A005/еб_v00322	0,0658301	9,88261	18,0414	35,5175	1771,93	580,316
6	A005/еб_v00243	0,069169	10,4712	17,7856	59,7977	1297,32	345,344
6	A005/еб_v00389	0,0741404	10,6572	17,6929	54,6928	1894,06	444,01
6	A005/еб_v00298	0,0996022	10,8253	17,6008	49,4217	1457,67	500
6	A005/еб_v00399	0,1077	9,64899	18,1256	56,8874	1755,06	478,962
6	A005/еб_v00341	0,111086	10,0587	17,9912	41,0951	1798,87	1030,15
6	A005/еб_v00392	0,112711	10,098	17,9618	55,598	1828,14	891,974
6	A005/еб_v00321	0,116631	9,40919	18,3015	68,9694	1707,97	200
6	A005/еб_v00307	0,12642	10,7331	17,6509	32,3322	1413,38	582,57
6	A005/еб_v00318	0,130192	11,2299	17,5392	113,85	1337,19	770,56
6	A005/еб_v00371	0,13232	9,70457	18,1142	38,44	1711,36	900,158
6	A005/еб_v00296	0,14665	9,40348	18,2643	38,9949	2000	918,517
6	A005/еб_v00366	0,1502	9,17947	18,3052	42,3058	1628,54	482,586
6	A005/еб_v00191	0,150423	9,95972	18,0298	30,3901	1770,44	634,221
6	A005/еб_v00391	0,150544	10,2453	17,9343	56,0655	1316,43	281,173
6	A005/еб_v00251	0,161538	10,6734	17,7372	45	1131,98	345,301
6	A005/еб_v00357	0,164029	9,4573	18,2225	33,8897	2000	719,714
6	A005/еб_v00367	0,165656	9,81396	18,0993	52,216	1803,7	271,331
6	A005/еб_v00373	0,172549	10,3675	17,8242	28,4907	2000	200
6	A005/еб_v00225	0,172772	8,61833	18,8166	130,102	1426,58	473,293
6	A005/еб_v00375	0,179465	9,9238	18,0297	67,2918	1778,12	200
6	A005/еб_v00268	0,17963	10,2453	17,9343	60,557	1804,06	200

Рис. 5. Упорядоченные по возрастанию значений целевой функции результаты работы алгоритма дифференциальной эволюции

Fig. 5. Differential evolution algorithm results sorted by objective function values in ascending order

Табл. 3. Диапазон отклонения параметров модели в зависимости от значений целевой функции

Table 3. Range of model parameter deviations for different objective function values

Значение целевой функции	Отклонение, %				
	A	B	PHI	R1	R2
до 0,03	от -0,29 до 0,84	от -0,36 до 0,15	от -0,38 до 16,11	от 1,80 до 11,11	от -25,62 до -6,51
до 0,05	от -0,29 до 6,49	от -1,34 до 0,15	от -18,78 до 16,11	от 0,68 до 11,11	от -25,62 до 25,19
до 0,1	от -4,71 до 8,25	от -2,22 до 1,02	от -21,07 до 32,88	от -27,93 до 11,11	от -30,93 до 25,19

На рис. 6 представлено «реальное» поле проницаемости исходной синтетической модели и рассчитанные поля проницаемости для моделей, полученных по итогам решения обратной задачи, со значениями целевой функции до 0,0333. Аналогично выглядят поля пористости на рис. 7. Видно, что,

несмотря на отличия в значениях параметров вариограммы, поля ФЕС мало отличаются друг от друга. Графики приемистости и забойного давления на скважинах также воспроизводятся близко к «фактическим», рассчитанным на исходной синтетической модели.

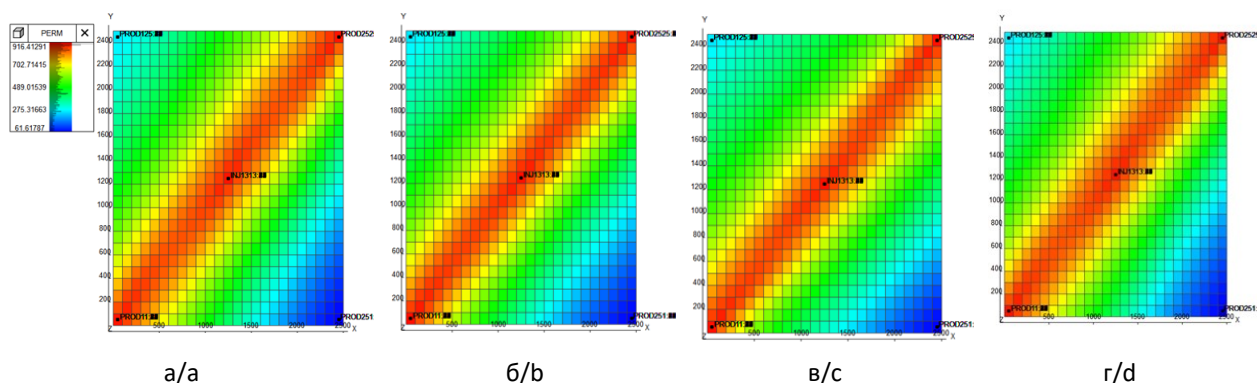


Рис. 6. «Реальное» поле проницаемости (а) и итоговые поля проницаемости для моделей Result_00390 (б), Result_00393 (в) и Result_00374 (г)

Fig. 6. “Real” permeability distribution (a) and final permeability distributions for the models Result_00390 (b), Result_00393 (c) and Result_00374 (d)

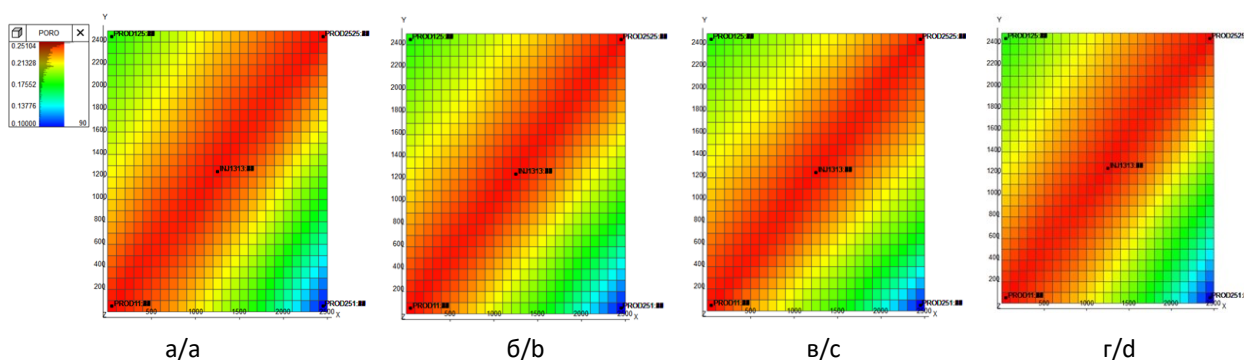


Рис. 7. «Реальное» поле пористости (а) и итоговые поля пористости для моделей Result_00390 (б), Result_00393 (в) и Result_00374 (г)

Fig. 7. “Real” porosity distribution (a) and final porosity distributions for the models Result_00390 (b), Result_00393 (c) and Result_00374 (d)

Таким образом, результаты расчетов подтверждают возможность восстановления полей ФЕС пласта в процессе решения обратной задачи. В то же время, такой результат достигается при значительном числе расчетов прямой задачи (запусков симулятора), а значения индивидуальных параметров вариограммы воспроизводятся с погрешностью до 25–33%.

Расчеты с измененным начальным приближением

Для более реалистичной оценки возможностей алгоритма были проведены

расчеты по решению обратной задачи с измененным начальным приближением, отличающимся от истинных значений параметров. На рис. 8 (скриншот экрана) представлены соответствующие базовые (начальные) значения параметров и диапазоны их изменения.

На рис. 9 (скриншот экрана) представлены значения целевой функции и управляющих параметров, которые были получены по результатам запуска алгоритма дифференциальной эволюции с измененным начальным приближением.

Переменная	Баз. значение	Мин.	Макс.	Тип	Распределение
✓ A	12	7	17	REAL	Uniform (min=7, max=17)
✓ B	20	7	20	REAL	Uniform (min=7, max=20)
✓ R1	2000	500	2000	REAL	Uniform (min=500, max=2000)
✓ R2	300	200	1800	REAL	Uniform (min=200, max=1800)
✓ PHI	60	0	180	REAL	Uniform (min=0, max=180)

Рис. 8. Управляющие параметры для измененного начального приближения

Fig. 8. Control parameters for the modified initial guess

#	Модель	Целевая функция 'Моя ЦФ' Value	A	B	PHI	R1	R2
1	A001/e1_v00391	0,0104398	10,0399	17,9837	36,8549	1118,69	490,008
1	A001/e1_v00386	0,0314644	9,5472	18,1834	39,0118	1118,69	491,147
1	A001/e1_v00280	0,0357921	9,64712	18,1385	43,872	951,366	519,175
1	A001/e1_v00277	0,0401582	10,4624	17,817	17,6249	862,638	637,362
1	A001/e1_v00368	0,0418892	10,4046	17,8519	35,056	1023,05	697,754
1	A001/e1_v00377	0,0501713	10,2707	17,891	23,7164	912,944	731,609
1	A001/e1_v00397	0,0573353	9,48029	18,1973	44,4476	1023,43	463,413
1	A001/e1_v00263	0,0630218	10,1742	17,9281	26,777	940,23	787,195
1	A001/e1_v00351	0,0696868	9,54432	18,1781	47,1362	979,041	572,615
1	A001/e1_v00290	0,0707533	11,207	17,5216	46,4128	819,904	704,013
1	A001/e1_v00229	0,0770544	10,5529	17,7806	15,6955	1106,53	824,992
1	A001/e1_v00317	0,0775559	9,38802	18,2484	39,5344	836,502	528,776
1	A001/e1_v00270	0,0779123	9,97297	17,9899	39,2035	2000	743,114
1	A001/e1_v00388	0,0780979	10,3891	17,9146	28,6024	500	836,195
1	A001/e1_v00250	0,0808581	9,61562	18,1629	49,1516	2000	756,344
1	A001/e1_v00255	0,0813771	9,72978	18,1163	14,1732	711,461	764,705
1	A001/e1_v00304	0,0848688	10,4854	17,8276	34,3325	500	730,75
1	A001/e1_v00246	0,0943789	11,2899	17,4855	0	876,198	887,063
1	A001/e1_v00302	0,101317	10,0695	17,9709	33,7339	2000	556,987
1	A001/e1_v00269	0,107566	10,9491	17,661	3,52738	1053,81	1019,96
1	A001/e1_v00315	0,110156	9,94904	18,0209	3,55271e-15	1083,95	549,308
1	A001/e1_v00394	0,115787	9,58977	18,1764	57,3874	500	449,839
1	A001/e1_v00385	0,11593	10,5153	17,7654	48,7994	1118,69	344,938
1	A001/e1_v00344	0,11837	10,2415	17,8963	22,8105	500	715,414
1	A001/e1_v00390	0,126142	11,1673	17,5228	0	1118,69	728,302
1	A001/e1_v00347	0,126476	10,949	17,6306	40,2885	1338,28	1434,38
1	A001/e1_v00272	0,129181	11,1267	17,5845	0	1101,58	625,45
1	A001/e1_v00333	0,130209	11,5723	17,3501	41,6832	956,648	463,413

Рис. 9. Упорядоченные по возрастанию целевой функции результаты работы алгоритма дифференциальной эволюции с измененным начальным приближением

Fig. 9. Differential evolution algorithm results with modified initial guess sorted by objective function values in ascending order

Рассмотрим, как в зависимости от минимально достигаемого значения целевой функции изменяется диапазон неопределенности найденных значений параметров модели. В табл. 4 представлены изменения диапазонов отклонения параметров модели от истинных (в процентном соотношении) в зависимости от допустимого значения целевой

функции при измененном начальном приближении.

Из табл. 4 следует, что даже при малых значениях целевой функции (до 0,03 – в данном случае построена одна такая модель со значением целевой функции 0,01) отклонения в найденных значениях параметров вариограммы от истинных могут быть существенными (до 38%).

Табл. 4. Диапазон отклонения параметров модели в зависимости от значений целевой функции
Table 4. Range of model parameter deviations for different objective function values

Значение целевой функции	Отклонение, %				
	A	B	PHI	R1	R2
до 0,03	0,40	-0,09	-18,10	-37,85	-2
до 0,05	от -4,53 до 4,62	от -1,02 до 1,02	от -60,83 до -2,51	от -52,08 до -37,85	от -2 до 46,32
до 0,1	от -6,11 до 12,90	от -2,86 до 1,38	от -100 до 9,23	от -72,22 до 11,11	от -7,31 до 77,41

Рассмотрим модель с наименьшим значением целевой функции – A0015/e1_v00391 (далее по тексту Result_00391). Некоторые результаты решения прямой задачи для этой модели показаны на рис. 10. Как видно на рис. 10, графики дебитов нефти, забойных давлений и приемистости для модели Result_00391 практически не отличаются от «замеренных» (модель Result_1), несмотря на заметные отклонения расчетных значений параметров PHI и R1 от истинных (см. табл. 4).

На рис. 11 представлено «реальное» поле проницаемости в сравнении с полученным для модели Result_00391. Наблюдается небольшое отличие в направлении между скважинами PROD11 – INJ1313 – PROD2525, но общая картина распределения поля проницаемости сохраняется. Поля пористости на рис. 12 практически не отличаются друг от друга.

Таким образом, результаты расчетов с альтернативным начальным приближением подтверждают возможность восстановления полей ФЕС пласта в процессе решения обратной задачи при достижении достаточно малых ($\sim 0,01$) значений целевой функции. По мере увеличения значений целевой функции до 0,1 возможные погрешности в определении индивидуальных

параметров вариограммы резко возрастают, достигая 72–100%.

Отметим, что при переходе от синтетических к реальным моделям следует ожидать более значимого проявления проблемы неединственности решения обратной задачи – наличия множественных локальных минимумов целевой функции и соответствующих им «оптимальных» наборов значений управляющих параметров. Для преодоления проблемы могут использоваться различные подходы. Так, в работе [12] было показано, что неопределенность в итоговых распределениях пористости и проницаемости может быть снижена за счет обоснованной расстановки опорных точек в межскважинном пространстве с добавлением соответствующих значений ФЕС в набор управляющих параметров. Также применимы общие рекомендации при решении подобных обратных задач: оценка влияния весовых коэффициентов в целевой функции, базовых значений параметров и выбранной функции распределения на получаемое решение; использование регуляризаторов на основе априорной информации. При этом большое значение имеет полнота и качество измеряемых данных, входящих в критерий качества.

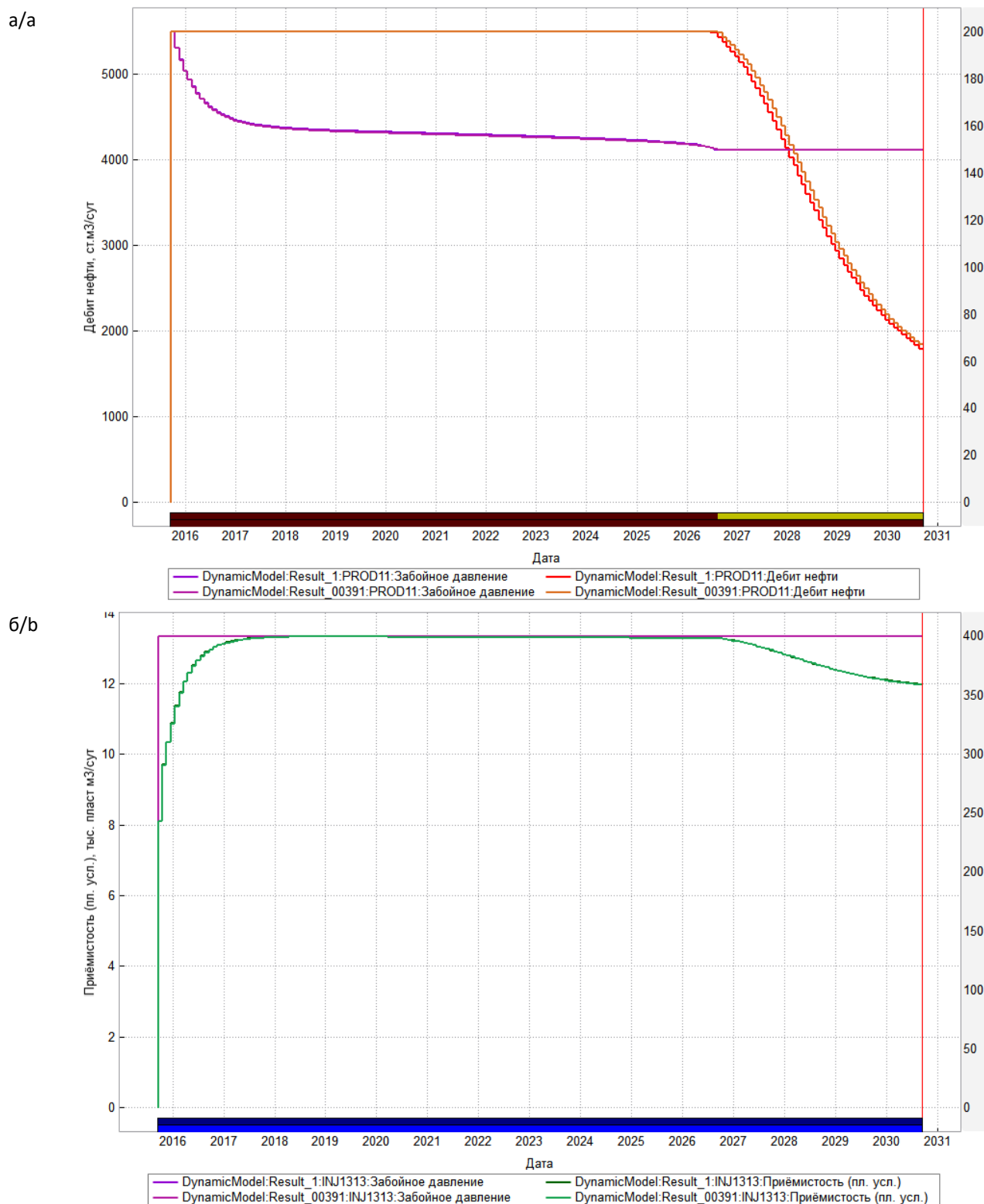


Рис. 10. Результаты решения прямой задачи для модели Result_00391 в сравнении с «истинной» моделью Result_1: а – графики дебита нефти и забойного давления скважины PROD11; б – графики приёмистости и забойного давления скважины INJ1313

Fig. 10. Results of the forward problem solution for the Result_00391 model compared to the “true” Result_1 model: а – graphs of oil production rate and bottomhole pressure for the PROD11 well; б – graphs of injectivity and bottomhole pressure for the INJ1313 well

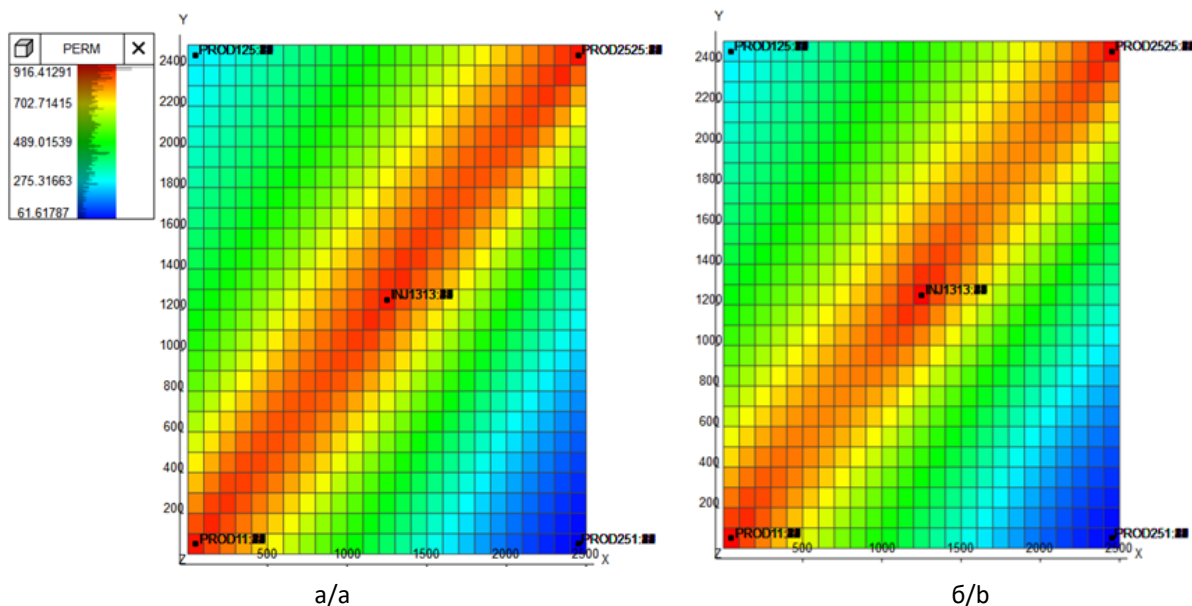


Рис. 11. «Реальное» поле проницаемости (а) и поле проницаемости, полученное для модели Result_00391 (б)

Fig. 11. “Real” permeability distribution (a) and permeability distribution obtained for the Result_00391 model (b)

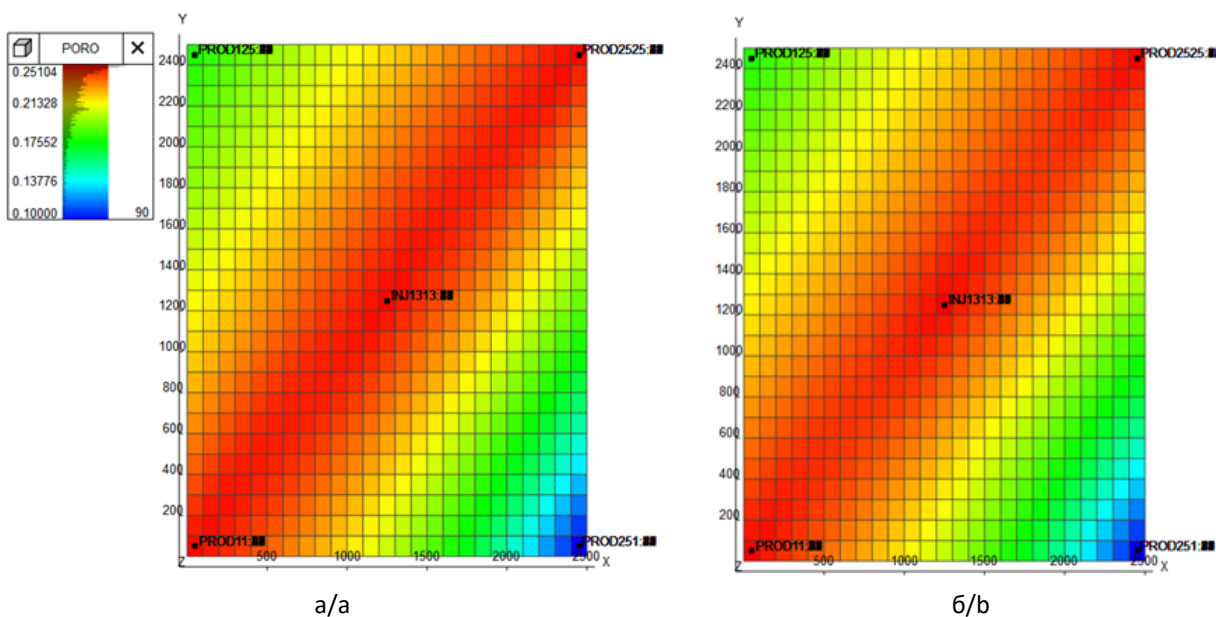


Рис. 12. «Реальное» поле пористости (а) и поле пористости, полученное для модели Result_00391 (б)

Fig. 12. “Real” porosity distribution (a) and porosity distribution obtained for the Result_00391 model (b)

В работе [13] демонстрируется пример повышения точности решения обратной задачи адаптации гидродинамической модели для горизонтальной скважины с много-

стадийным гидроразрывом пласта за счет включения в целевую функцию информации о долевом участии отдельных трещин в общем притоке нефти и воды к скважине.

Выводы

Результаты выполненной работы демонстрируют возможность реализации автоматизированной геостатистически согласованной адаптации геолого-гидродинамической модели к истории разработки с применением коммерческого пакета гидродинамического моделирования. При этом используются такие встроенные инструменты современных симуляторов, как возможность создания последовательности операций (Workflow) и безградиентные алгоритмы оптимизации, основанные на многократном вычислении целевой функции.

Полученные для синтетического тестового примера результаты подтверждают возможность определения параметров анизотропной вариограммы и зависимости «пористость–проницаемость» в процессе решения обратной задачи для полей параметров, моделируемых с применением методов двухточечной геостатистики. Неопределенность найденных значений параметров вариограммы и петрофизической зависимости зависит от достижимого

минимального значения целевой функции (погрешностей измерений) и выбора начального приближения. Погрешность в оценке индивидуальных параметров вариограммы может быть значительной и достигать 70–100% даже при относительно малых значениях целевой функции, при этом поля ФЕС восстанавливаются с приемлемой точностью.

Необходимо также учитывать значительный объем требуемых запусков симулятора (решений прямой задачи), что затрудняет реализацию для реальных моделей большой размерности и с большим числом управляющих параметров. Частичным выходом является использование прокси-моделей. Эффективность их применения при реализации геостатистически согласованной адаптации и точность получаемых решений требуют отдельного исследования. В то же время, подобная проблема не свойственна эффективным специализированным алгоритмам на основе сопряженных методов, что подтверждает актуальность их дальнейшего развития и внедрения.

Вклад авторов

Е.О. Елистратова – формальный анализ, проведение исследования, визуализация, создание рукописи и ее редактирование.

И.М. Индрупский – концептуализация, методология, верификация данных, руководство исследованием, создание рукописи и ее редактирование.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Yeh W.W.-G. Review of parameter identification in groundwater hydrology: The inverse problem // Water Resources Research. 1986. Vol. 22, No. 2. P. 95–108. <https://doi.org/10.1029/WR022i002p00095>

2. *Tarantola A.* Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation. Philadelphia, PA: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2005. 342 p. <https://doi.org/10.1137/1.9780898717921>
3. *Oliver D.S., Reynolds A.C., Liu N.* Theory for Petroleum Reservoir Characterization and History Matching. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2008. 380 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511535642>
4. *Carrera J., Neuman S.P.* Estimation of aquifer parameters under transient and steady state conditions: 1. Maximum Likelihood Method incorporating prior information // Water Resources Research. 1986. Vol. 22, No. 2. P. 199–210. <https://doi.org/10.1029/WR022i002p00199>
5. *Carrera J., Neuman S.P.* Estimation of aquifer parameters under transient and steady state conditions: 2. Uniqueness, stability, and solution algorithms // Water Resources Research. 1986. Vol. 22, No. 2. P. 211–227. <https://doi.org/10.1029/WR022i002p00211>
6. *Aanonsen S.I., Nævdal G., Oliver D.S. et al.* Ensemble Kalman filter in reservoir engineering – A review // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2009. Vol. 14, No. 3. P. 393–412. <https://doi.org/10.2118/117274-PA>
7. *Ewing R.E., Pilant M.S., Wade J.G., Watson A.T.* Estimating parameters in scientific computation – A survey of experience from oil and groundwater modeling // IEEE Computational Science and Engineering. 1994. Vol. 1, No. 3. P. 19–31. <https://doi.org/10.1109/MCSE.1994.313170>
8. *Oliver D.S., Chen Y.* Recent progress on reservoir history matching: A review // Computational Geosciences. 2011. Vol. 15, No. 1. P. 185–221. <https://doi.org/10.1007/s10596-010-9194-2>
9. *Закиров Э.С., Индрунский И.М., Любимова О.В. и др.* Согласованная адаптация геостатистических моделей залежей нефти и газа // Доклады Академии наук. 2017. Т. 476, № 4. С. 421–425. <https://doi.org/10.7868/S0869565217280143>
10. *Ширяев И.М., Индрунский И.М., Закиров Э.С.* Исследование особенностей геологически согласованной адаптации гидродинамических моделей. Часть 1. Безградиентные методы оптимизации // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 2(21). С. 28. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art28>
11. *Матерон Ж.* Основы прикладной геостатистики / Пер. с фр. Ю.В. Рощина. М.: Мир, 1968. 407 с.
12. *Ширяев И.М., Индрунский И.М., Закиров Э.С.* Исследование особенностей геологически согласованной адаптации гидродинамических моделей. Часть 2. Опорные точки // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. Вып. 2(21). С. 29. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art29>
13. *Пятибратов П.В., Скоров Д.С.* Оценка параметров трещин многостадийного гидравлического разрыва пласта на основе мониторинга профиля притока // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 6(73). С. 24–28. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10062>

Информация об авторах

Екатерина Олеговна Елистратова – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия; SPIN-код: 4862-5515, <https://orcid.org/0009-0004-8615-5771>; e-mail: katirena_2000@mail.ru

Илья Михайлович Индрунский – д.т.н., заместитель директора по научной работе, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3003-9701, <https://orcid.org/0000-0002-0038-6279>; e-mail: i-ind@ipng.ru

Поступила в редакцию 30.09.2024

Принята к публикации 03.04.2025

HYDROTHERMODYNAMIC AND GEOMECHANICAL MODELING OF THE PROCESSES IN SATURATED GEOLOGICAL MEDIA

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.07>

Geostatistically consistent history matching of reservoir flow model using a commercial simulator

Ekaterina O. Elistratova¹ ✉, Ilya M. Indrupskiy²

1 – National University of Oil and Gas “Gubkin University”, 65 Leninsky Ave., Moscow, 119991, Russia

2 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia

Abstract. *Background.* The paper examines the possibility and features of implementing the geostatistically consistent history matching of a reservoir model using reservoir flow simulation software. This approach assures maintaining the principles of the geological model creation during the solution of the inverse problem. For comparison purposes, a previously known test model is used implementing similar approach using author-developed algorithms. *Objective.* To analyze features and limitations of the geostatistically consistent automated history matching of a 3D model using a commercial simulator. *Materials and methods.* Synthetic 3D model of a heterogeneous reservoir, tNavigator reservoir flow simulator with built-in automation and history matching tools, geostatistical methods. *Results.* The geostatistically consistent automated history matching procedure is implemented in tNavigator on a synthetic model of a five-spot waterflooding element. The errors in the recovered values of the synthetic model parameters are analyzed depending on the final value of the objective function (measurement accuracy) and initial guess. *Conclusions.* It is possible to implement the geostatistically consistent history matching procedure using the automation tools of modern reservoir flow simulators. However, the built-in automated history matching algorithms do not provide enough efficiency for application to real reservoirs without using proxy models.

Keywords: automated history matching, inverse problem, geostatistically consistent history matching, geostatistics, variogram, reservoir flow simulator

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125020501405-1).

For citation: Elistratova E.O., Indrupskiy I.M. Geostatistically consistent history matching of reservoir flow model using a commercial simulator. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 1. P. 3–23. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.07>

✉ Ekaterina O. Elistratova, katirena_2000@mail.ru

© Elistratova E.O., Indrupskiy I.M., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Ekaterina O. Elistratova – formal analysis, investigation, visualization, writing – review & editing.

Ilya M. Indrupskiy – conceptualization, methodology, validation, supervision, writing – review & editing.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Yeh W.W.-G. Review of parameter identification in groundwater hydrology: The inverse problem. *Water Resources Research*. 1986. Vol. 22, No. 2. P. 95–108. <https://doi.org/10.1029/WR022i002p00095>
2. Tarantola A. *Inverse Problem Theory and Methods for Model Parameter Estimation*. Philadelphia, PA: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2005. 342 p. <https://doi.org/10.1137/1.9780898717921>
3. Oliver D.S., Reynolds A.C., Liu N. *Theory for Petroleum Reservoir Characterization and History Matching*. Cambridge, UK; New York: Cambridge University Press, 2008. 380 p. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511535642>
4. Carrera J., Neuman S.P. Estimation of aquifer parameters under transient and steady state conditions: 1. Maximum Likelihood Method incorporating prior information // *Water Resources Research*. 1986. Vol. 22, No. 2. P. 199–210. <https://doi.org/10.1029/WR022i002p00199>
5. Carrera J., Neuman S.P. Estimation of aquifer parameters under transient and steady state conditions: 2. Uniqueness, stability, and solution algorithms // *Water Resources Research*. 1986. Vol. 22, No. 2. P. 211–227. <https://doi.org/10.1029/WR022i002p00211>
6. Aanonsen S.I., Nøvdal G., Oliver D.S. et al. Ensemble Kalman filter in reservoir engineering – A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2009. Vol. 14, No. 3. P. 393–412. <https://doi.org/10.2118/117274-PA>
7. Ewing R.E., Pilant M.S., Wade J.G., Watson A.T. Estimating parameters in scientific computation – A survey of experience from oil and groundwater modeling. *IEEE Computational Science and Engineering*. 1994. Vol. 1, No. 3. P. 19–31. <https://doi.org/10.1109/MCSE.1994.313170>
8. Oliver D.S., Chen Y. Recent progress on reservoir history matching: A review. *Computational Geosciences*. 2011. Vol. 15, No. 1. P. 185–221. <https://doi.org/10.1007/s10596-010-9194-2>
9. Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Liubimova O.V. et al. Geostatistically consistent history matching of 3D oil-and-gas reservoir models. *Doklady Earth Sciences*. 2017. Vol. 476, No. 2. P. 1120–1124. <https://doi.org/10.1134/S1028334X17100117>
10. Shiryayev I.M., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. Study of the features of geologically consistent history matching of flow models. Part 1. Non-gradient optimization methods. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2018. No. 2(21). P. 28. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art28>
11. Matheron G. *Traité de géostatistique appliquée* [Treatise on Applied Geostatistics]. 2 vols. Paris: Technip, 1962–1963. 504 p.

12. Shiryaev I.M., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. Study of the features of geologically consistent history matching of flow models. Part 2. Pilot points. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2018. No. 2(21). P. 29. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-21.art29>

13. Pyatibratov P.V., Skorov D.S. Multistage hydraulic fractures geometry estimation based on information on fluid flow through fractures in a horizontal well. *Exposition Oil Gas*. 2019. No. 6(73). P. 24–28. (In Russ.). <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10062>

Information about the authors

Ekaterina O. Elistratova – National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0004-8615-5771>; e-mail: katirena_2000@mail.ru

Ilya M. Indrupskiy – Dr. Sci. (Eng.), Deputy Director for Research, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-0038-6279>; e-mail: i-ind@ipng.ru

Received 30 September 2024

Accepted 3 April 2025

ГИДРОТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ В НАСЫЩЕННЫХ ГЕОСРЕДАХ

Оригинальная статья

УДК 622.276

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.05>

Определение параметров зависимостей относительных фазовых проницаемостей с помощью гидродинамических исследований скважин и численного моделирования для низкопроницаемого терригенного коллектора*

А.В. Шурунов ✉

Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Аннотация. *Актуальность.* При использовании геолого-гидродинамических моделей для анализа и проектирования разработки месторождений углеводородов фазовые проницаемости пластов-коллекторов занимают ключевое место. Традиционный подход к определению этих параметров с помощью лабораторных испытаний на керне часто не обеспечивает достаточную точность, поэтому предлагается альтернативная методика определения фазовых проницаемостей. *Цель работы.* Уточнение параметров зависимостей фазовых проницаемостей пластов-коллекторов для выполнения прогнозных расчетов добычи месторождения и повышения эффективности геолого-технических мероприятий (ввод уплотняющих скважин, повторные гидравлические разрывы пласта) без использования нерелевантных по масштабу данных исследований керна. *Материалы и методы.* Обработка и интерпретация данных гидродинамических исследований скважин и построение численной модели участка месторождения с адаптацией на длительные исторические данные. *Результаты.* Сформулирована методика получения относительных фазовых проницаемостей по данным разработки месторождений, расшифровки результатов проводимых гидродинамических исследований соответствующих скважин, формирования по объекту разработки численной модели. Данная методика опробована на реальном объекте разработки (южная часть Приобского нефтяного месторождения). *Выводы.* Методика может быть использована для моделирования нефтяных месторождений. По сравнению с классическим подходом определения относительных фазовых проницаемостей по керну, данный метод позволяет избавиться от эффекта масштабирования и получить релевантные зависимости для целого объекта разработки.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, относительные фазовые проницаемости, численное моделирование

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

* Статья написана на основе доклада на VI Всероссийской молодежной научной конференции «Актуальные проблемы нефти и газа», 18–20 октября 2023 г., Институт проблем нефти и газа Российской академии наук, Москва, Россия.

✉ Шурунов Андрей Владимирович, andrewshurunov@gmail.com

© Шурунов А.В., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Благодарности: автор благодарит своего научного руководителя И.М. Индрупского за помощь в написании статьи.

Для цитирования: Шурунов А.В. Определение параметров зависимостей относительных фазовых проницаемостей с помощью гидродинамических исследований скважин и численного моделирования для низкопроницаемого терригенного коллектора // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 1. С. 24–35. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.05>

Введение

В разработке месторождений фазовые проницаемости пластов-коллекторов занимают ключевое место при использовании геолого-гидродинамических моделей (ГДМ) для анализа и проектирования. Традиционный подход к определению этих параметров путем проведения лабораторных испытаний на керне часто не обеспечивает достаточную точность в силу различных факторов, включая масштабы экспериментов и изменения в структуре образцов.

Для повышения точности оценки фазовых проницаемостей предлагается использовать данные геолого-промысловых и гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Данный подход особенно актуален для месторождений с большим количеством скважин [1, 2].

Проблема использования существующих традиционных методов определения фазовых проницаемостей рассматривалась в разных исследованиях, где для этого применялись косвенные методы. Однако в данном случае имеются неясности в достоверности результатов из-за упрощенных подходов, ограниченных данных, к примеру, рассчитанных формулами Бакли–Левверетта или же полученных анализом единичных скважин [3, 4].

Целью исследования является уточнение параметров зависимостей фазовых

проницаемостей пластов-коллекторов для выполнения прогнозных расчетов добычи месторождения и повышения эффективности геолого-технических мероприятий (ввод уплотняющих скважин, повторные гидравлические разрывы пласта) без использования нерелевантных по масштабу данных исследований керна.

В работе предлагается модифицированный метод определения фазовых проницаемостей, который подразумевает следующие шаги:

- Формирование кривой общей подвижности флюидов с использованием сведений ГДИС по соответствующему разрабатываемому объекту.

- Нормирование подвижности флюидов на значение абсолютной проницаемости.

- Использование численного моделирования для того, чтобы разделить кривую подвижности флюидов на относительные фазовые проницаемости (ОФП) в соответствии с реальными данными разработки месторождения.

С помощью разработанного механизма появляется возможность достижения более точных результатов при объединении преимуществ различных методов с обеспечением надежного определения фазовых проницаемостей для того, чтобы эффективно управлять разработкой месторождений.

Выбор объекта исследования

Для исследования был выбран пласт АС10.1-3 на Приобском нефтяном месторождении Западной Сибири, где обводненность продукции исследуемых скважин варьировалась от 2% до 100%. Чтобы повысить точность результатов, были использованы усредненные данные из четырех разведочных скважин,

расположенных в этом же районе: K_{ro} – относительная фазовая проницаемость по нефти, K_{rw} – относительная фазовая проницаемость по воде (рис. 1). Эти усредненные значения позволили получить точки для кривой подвижности флюидов, которые затем сопоставлялись с кривыми, полученными с использованием промысловых данных путем их сравнения и анализа.

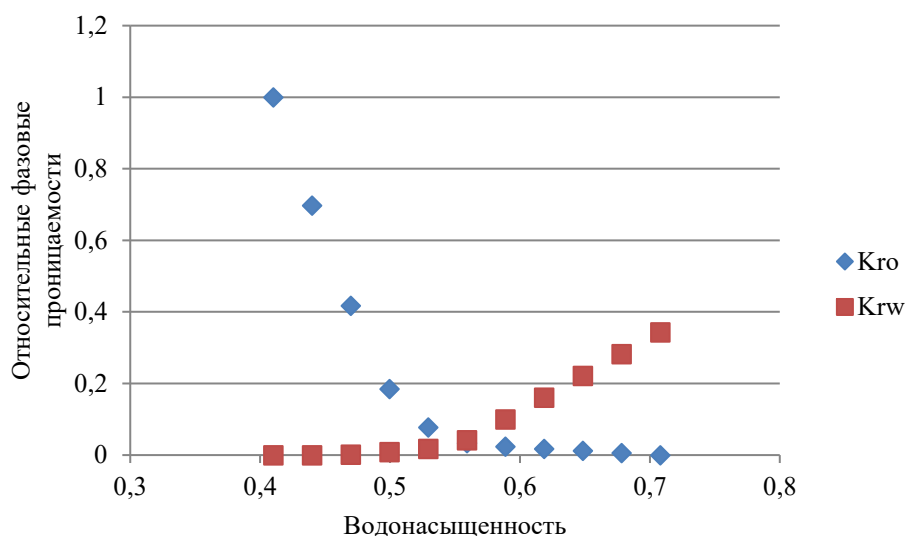


Рис. 1. Зависимости относительных фазовых проницаемостей от водонасыщенности, полученные по результатам осреднения керновых данных

Fig. 1. Dependences of relative phase permeabilities on water saturation obtained from the results of core data averaging

Получение кривой подвижности

Для определения подвижности флюидов при различных уровнях обводненности пласта был проведен глубокий геолого-гидродинамический анализ скважин. В основу этого анализа легли данные из кривых восстановления уровня, давления и снижения давления. Выборка скважин для исследования базировалась на целом ряде параметров: прежде всего, на точности показаний давления и дебита, а также на специфических особенностях самого объекта [5–7]. Анализ проводился по скважинам пласта АС10.1-3, при этом учитывалось,

чтобы приток флюида с других пластов не превышал 10% от общего поступления, чего удалось добиться благодаря промыслово-геофизическим исследованиям. Важной частью отбора стала регулярность уровня обводненности. В итоге анализ охватил 62 скважины с различным уровнем обводненности, что дало возможность оценить эффект от степени истощения пласта и работу систем поддержания пластового давления.

Исследования по отобраным скважинам были разделены на четыре группы по характеру эксплуатации и степени обводненности скважин [8]:

– Методом кривой стабилизации давления (КСД) для скважин в начальной стадии эксплуатации с обводненностью до 30%.

– Методом КСД для скважин, бурение которых проводилось с целью уплотнения, с разной степенью обводненности.

– Методом КСД для скважин после проведения повторных гидравлических разрывов пласта (ГРП) с обводненностью свыше 30%.

– Методом КСД для скважин в начальной стадии эксплуатации с обводненностью до 30%.

– Методом кривой восстановления давления (КВД), для скважин на различных стадиях их эксплуатации.

Оценка подвижности флюидов в соответствии с уровнем обводненности пласта выполнялась путем усреднения по соответствующим процентным диапазонам обводненности.

Этот подход позволил учесть различные эксплуатационные условия и обеспечить получение репрезентативной кривой подвижности флюидов для дальнейшего анализа и использования в геолого-гидродинамических моделях при разработке месторождений (рис. 2).

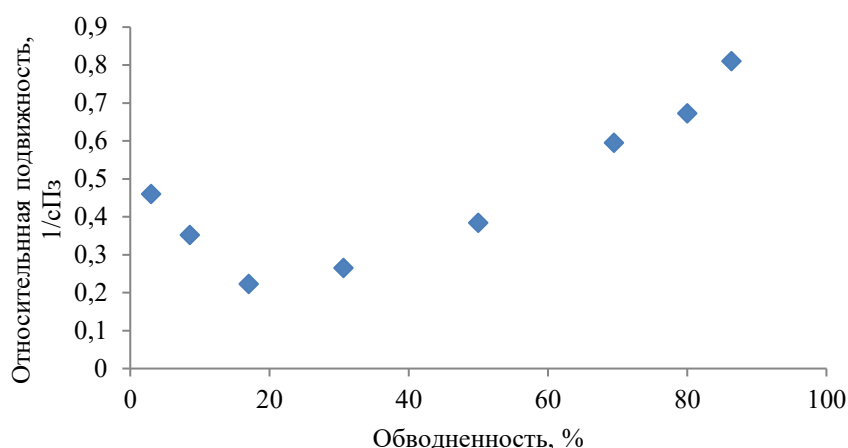


Рис. 2. График зависимости осредненной подвижности двух фаз (нефти и воды) от обводненности

Fig. 2. Graph of dependence of the average fluid mobility of the two phases (oil and water) on water content

Источник: Актуальные проблемы нефти и газа: Сб. трудов VI Всероссийской молодежной научной конференции. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2023. С. 95.

Source: *Actual Problems of Oil and Gas: Proceedings of the 6th All-Russian Youth Scientific Conference*. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2023. P. 95. (In Russ.)

Значения подвижности флюидов непосредственно при 0% и 100% обводненности рассчитывались по PVT-свойствам пластовых флюидов для АС10.1-3, значениям относительных фазовых проницаемостей для всех

краевых точек воды, насыщенности по нефти.

По фактическим данным зависимости обводненности от нефтенасыщенности формировалась функция Бакли–Левретта (рис. 3) [9].

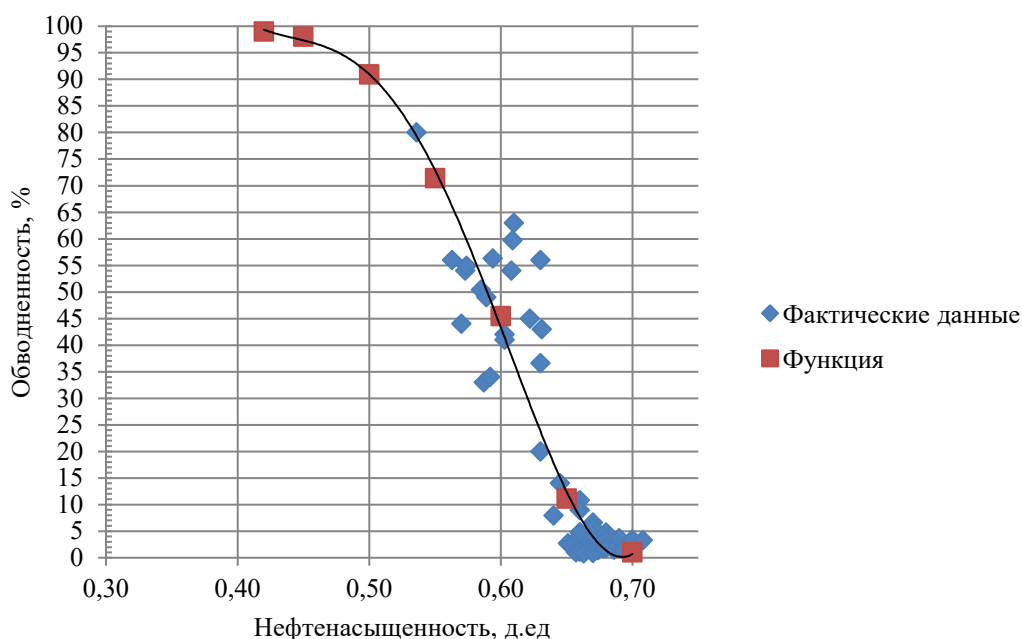


Рис. 3. График зависимости обводненности от нефтенасыщенности

Fig. 3. Graph of dependence of water content on oil saturation

Для того чтобы перенести кривую подвижности флюидов в координаты по насыщенности (рис. 4), формировалась зависимость насыщенности непосредственно от обводненности.

Определение насыщенности пласта устанавливалось по информации результатов интерпретации геофизических исследований скважин нижнего пропластка пласта АС10.1-3.

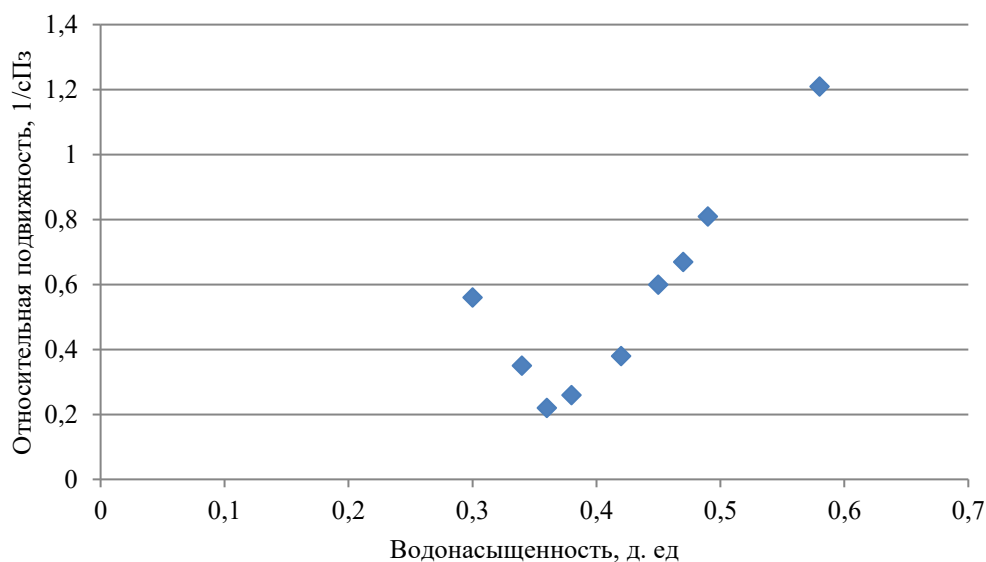


Рис. 4. График зависимости относительной подвижности флюидов (нефть и вода) от водонасыщенности после усреднения

Fig. 4. Graph of dependence of the relative fluid mobility (oil and water) on water saturation after averaging

Получение фазовых проницаемостей на численной модели

Для более точной адаптации геолого-гидродинамической модели в среде Eclipse 2011 от Schlumberger была использована полученная кривая подвижности флюидов на секторной модели. Адаптация выполнялась на примере участка Приобского нефтяного месторождения, где ключевым было наличие широкого спектра

изменения обводненности и только одного объекта разработки. Выбранная зона располагалась вокруг скважины X, где уровень обводненности за период использования с января 2004 г. по сентябрь 2017 г. изменялся от 1% до 94% (рис. 5). При этом скважина X эксплуатировала именно пласт AC10.1-3, что и определяет его важность для проведения исследований и расчетов.

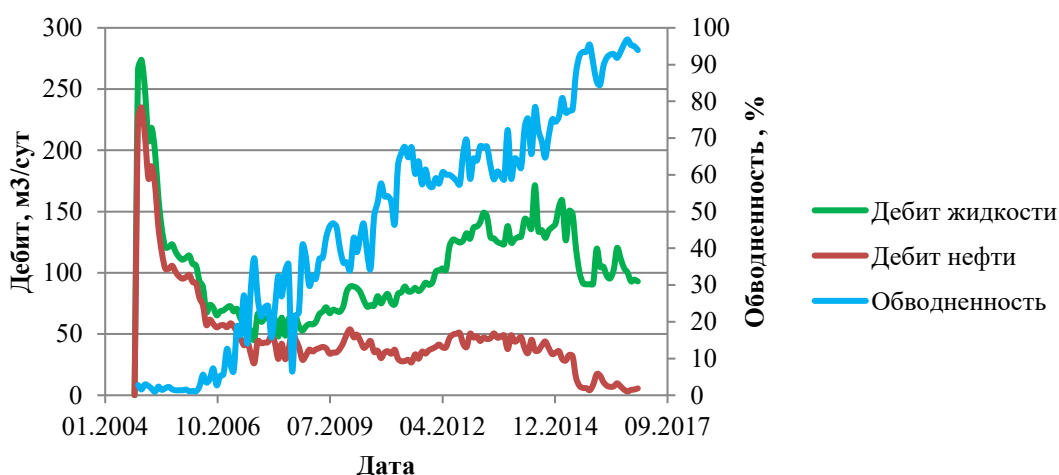


Рис. 5. График исторических показателей работы скважины X

Fig. 5. Graph of historical production of the well X

Источник: Актуальные проблемы нефти и газа: Сб. трудов VI Всероссийской молодежной научной конференции. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2023. С. 95.

Source: *Actual Problems of Oil and Gas: Proceedings of the 6th All-Russian Youth Scientific Conference*. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2023. P. 95. (In Russ.)

Адаптация ГДМ производилась по дебиту жидкости скважин и забойному давлению. Для этого в соответствии с классическим подходом к моделированию настраивались следующие параметры модели:

1. Скин-фактор скважины. Поскольку все скважины на участке простимулированы ГРП данный параметр имел отрицательное значение и варьировался в пределах от $-1,5$ до $-3,5$ (модуль COMPDAT). Отрицательное значение скин-фактора не полностью отражает свойства скважины с ГРП, так как при проведении ГРП создаются планарные

трещины, а отрицательный скин увеличивает эффективный радиус скважины.

2. Продуктивность скважины. Данный параметр позволил скорректировать изменение работы скважины во времени – ухудшение ее продуктивности (модуль WPIMULT).

3. Проводимость ячеек вблизи скважин. Данный параметр изменяется для моделирования эффекта авто-ГРП нагнетательных скважин. Проводимость меняется в ячейках в направлении максимального регионального стресса.

После того, как соответствующая модель по жидкости была адаптирована, изменялись кривые относительных фазовых проницаемостей для достижения совмещения по добычи нефти, а также воды по скважине X (рис. 6). Для повышения

точности выполняемых расчетов в районе скважины сетка модели измельчалась в 4 раза с использованием функции LGR (модули CARFIN, WELSPECL, COMPDATL) [10]. Изменялись кривые при сохранении суммарной подвижности.

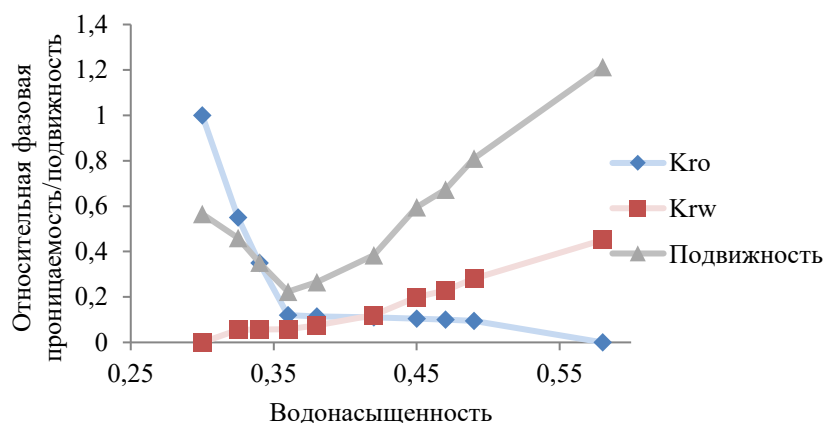


Рис. 6. Зависимости относительных фазовых проницаемостей и подвижности флюидов от водонасыщенности для пласта AC10.1-3, полученные с использованием численного моделирования

Fig. 6. Dependences of the relative phase permeabilities and fluid mobility on water saturation for the AC10.1-3 formation obtained using numerical modeling

Источник: Актуальные проблемы нефти и газа: Сб. трудов VI Всероссийской молодежной научной конференции. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2023. С. 96.

Source: Actual Problems of Oil and Gas: Proceedings of the 6th All-Russian Youth Scientific Conference. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2023. P. 96. (In Russ.)

Получение ОФП по гидродинамической модели с использованием симулятора ГРП

Адаптация гидродинамической модели с использованием модуля EasyFrac платформы Petrel 2016 была выполнена с целью оценки влияния планарного расположения трещин ГРП на зависимости ОФП и сравнения методик расчета (адаптации) гидродинамических моделей, содержащих скважины с ГРП.

Адаптация модели с помощью модуля EasyFrac проводилась в 2 этапа:

1. Подбор оптимальных одинаковых характеристик трещин ГРП (с учетом

направления основного регионального стресса).

2. Индивидуальная настройка работы каждой скважины по жидкости и забойному давлению путем изменения полудлины трещины ГРП.

Анализ полученных зависимостей

После определения зависимостей относительных фазовых проницаемостей для зоны вокруг отдельно взятой скважины в условиях реального месторождения (рис. 7) возникает задача их сопоставления и анализа полученных различий.

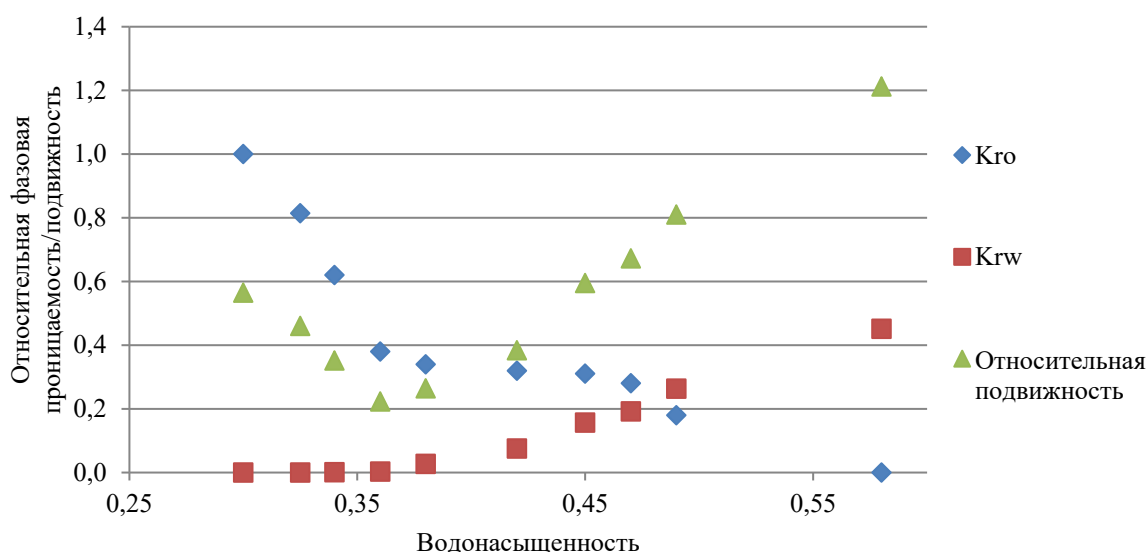


Рис. 7. Зависимости относительных фазовых проницаемостей и подвижности флюидов от водонасыщенности для пласта AC10.1-3, полученные с использованием модуля EasyFrac платформы Petrel 2016

Fig. 7. Dependences of relative phase permeabilities and fluid mobility on water saturation for the AC10.1-3 reservoir obtained using EasyFrac plugin of Petrel 2016 platform

Данные ОФП, полученные на кернах в лабораторных условиях (Керн_н, Керн_в) часто существенно расходятся с результатами, достигнутыми путем численного моделирования (Модель_н, Модель_в). Это во многом объясняется ограниченным масштабом керновых испытаний и их неспособностью учитывать полномасштабные условия эксплуатации месторождения, включая такие факторы, как неоднородность пласта и режимы добычи. Особенно это проявляется в случае применения численных методов, где зависимости относительных фазовых проницаемостей могут отклоняться под воздействием внешних операционных усилий, таких как работа соседних скважин и область дренирования. Тем не менее, следует отметить, что, несмотря на эти отклонения, общая трендовая динамика кривых ОФП остается похожей на ту, которая показана на рис. 8.

Регистрация этих параметров вводит дополнительные данные в процесс адаптации, ускоряя калибровку последующих моделей и, в свою очередь, способствуя более точному прогнозированию при использовании системы заводнения. Количественное устранение расхождений и определение влияния межскважинных взаимодействий делают возможным повышение надежности принимаемых операционных решений и оптимизацию стратегий разработки месторождений.

В случае с трещиной ГРП (модуль EasyFrac платформы Petrel 2016) интерференция от соседних скважин в ряду наступает раньше и площадь дренирования больше относительно базовой модели, что необходимо компенсировать увеличением фазовой кривой по нефти (EF_н, EF_в).

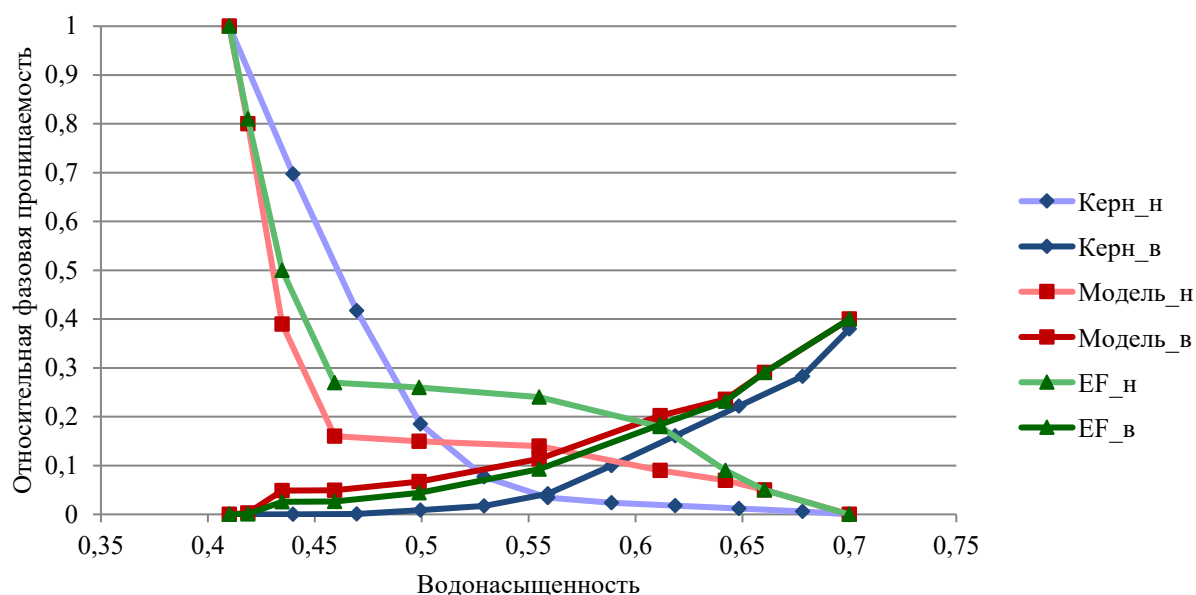


Рис. 8. Сравнение зависимостей относительных фазовых проницаемостей для пласта AC10.1-3, полученных по керновым данным и с помощью численного моделирования

Fig. 8. Comparison of dependences of the relative phase permeabilities for the AC10.1-3 formation obtained from core data and using numerical modeling

Для проверки работы фазовых проницаемостей, определенных в данном исследовании, модель была рассчитана на прогноз с учетом ввода новых уплотняющих скважин. По пяти скважинам, введенным на объекте разработки, достигнута сходимость результатов по стартовой обводненности порядка $\pm 5\%$.

Выводы

В работе представлена методика определения относительных фазовых проницаемостей пластов-коллекторов на

основе промысловых данных, которая может быть использована для моделирования нефтяных месторождений. По сравнению с классическим подходом определения относительных фазовых проницаемостей по керну, данный метод позволяет избавиться от эффекта масштабирования и получить релевантные зависимости для целого объекта разработки. Данный метод реализуем только при наличии истории разработки месторождения, в которой имеются скважины с разным уровнем обводненности, отсутствует подошвенная вода или газовая шапка.

Вклад автора

А.В. Шурунов – разработка концепции, сбор данных, проведение исследования, подготовка и редактирование текста.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. *Chen S., Li G., Peres A.M., Reynolds A.C.* Well test for in-situ determination of relative permeability curves // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2008. Vol. 11, No. 1. P. 95–107. <https://doi.org/10.2118/96414-PA>
2. *Kuchuk F., Zhan L., Mark Ma S. et al.* Determination of in situ two-phase flow properties through downhole fluid movement monitoring // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2010. Vol. 13, No. 4. P. 575–587. <https://doi.org/10.2118/116068-PA>
3. *Индрупский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П. и др.* Определение относительных фазовых проницаемостей в скважинных условиях // Нефтяное хозяйство. 2008. № 5. С. 38–42.
4. *Индрупский И.М.* Новые научно-методические и технологические решения применительно к разработке месторождений нефти и газа на основе модели эффективного порового пространства: Автореф. дис. ... д-ра техн. наук. М., 2010. 51 с.
5. *Овчаров В.В.* Обзор методов расчета и процедур корректировки кривых относительных фазовых проницаемостей для гидродинамического моделирования залежей углеводородов // Вестник кибернетики. 2014. № 1(13). С. 10–16.
6. *Орлов Д.М., Федосеев А.П., Савченко Н.В. и др.* Использование метода нестационарной фильтрации для оценки влияния скорости фильтрации на относительные фазовые проницаемости // Вести газовой науки. 2015. № 3(23). С. 8–14.
7. *Хайруллин А.А.* Разработка и исследование модели двухфазного непоршневого вытеснения нефти водой: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Тюмень, 2014. 24 с.
8. Transient Well Testing / Ed. by M.M. Kamal. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. <https://doi.org/10.2118/9781555631413>
9. *Михайлов Н.Н.* Остаточное нефтенасыщение разрабатываемых пластов. М.: Недра, 1992. 270 с.
10. *Закиров Э.С.* Upscaling в 3D компьютерном моделировании. М.: Книга и бизнес, 2007. 344 с.

Информация об авторе

Андрей Владимирович Шурунов – аспирант, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 8968-5547, <https://orcid.org/0009-0002-5562-3654>; e-mail: andrewshurunov@gmail.com

Поступила в редакцию 27.05.2024

Принята к публикации 04.03.2025

HYDROTHERMODYNAMIC AND GEOMECHANICAL MODELING OF THE PROCESSES IN SATURATED GEOLOGICAL MEDIA

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.05>

Determination of dependence parameters of relative phase permeabilities using well testing and numerical modeling for a low-permeability terrigenous reservoir*

Andrey V. Shurunov ✉

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia

Abstract. *Background.* When using geological hydrodynamic models for analysis and engineering, phase permeabilities are of key importance in field development. Traditional approach to determining these parameters through laboratory core tests often does not display sufficient accuracy, so an alternative technique for determining phase permeabilities is proposed. *Objective.* This study is intended to clarify the phase permeability relationships in the forecast calculations of field production and assessment of the success of geological and technical measures (bringing-in of infill wells, repeated hydraulic fracturing) without using irrelevant data from core studies. *Results.* A technique was formulated for obtaining relative phase permeabilities from field development data, deciphering the results of hydrodynamic testing of the corresponding wells and forming a numerical model for the development object. This technique was tested on a real development object (the southern part of the Priobskoye field). *Conclusions.* The technique can be used to model oil fields. In comparison with the classical approach of determining relative phase permeabilities by core, this method allows us to get rid of the scaling effect and get relevant dependencies for the entire development object.

Keywords: well testing, relative phase permeabilities, numerical modeling

Funding: the work received no funding.

Acknowledgments: the author is grateful to his research supervisor Ilya M. Indrupskiy for assistance in writing the article.

For citation: Shurunov A.V. Determination of dependence parameters of relative phase permeabilities using well testing and numerical modeling for a low-permeability terrigenous reservoir. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 1. P. 24–35. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.05>

* The article is based on the report presented at the 6th All-Russian Youth Scientific Conference “Actual Problems of Oil and Gas”, 18–20 October 2023, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

✉ Andrey V. Shurunov, andrewshurunov@gmail.com

© Shurunov A.V., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Andrey V. Shurunov – concept development, data collection, research, text preparation and editing.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Chen S., Li G., Peres A.M., Reynolds A.C. Well test for in-situ determination of relative permeability curves. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2008. Vol. 11, No. 1. P. 95–107. <https://doi.org/10.2118/96414-PA>
2. Kuchuk F., Zhan L., Mark Ma S. et al. Determination of in situ two-phase flow properties through downhole fluid movement monitoring. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*. 2010. Vol. 13, No. 4. P. 575–587. <https://doi.org/10.2118/116068-PA>
3. Indrupsky I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P. et al. In-situ relative permeability evaluation. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2008. No. 5. P. 38–42. (In Russ.).
4. Indrupskiy I.M. New scientific, methodological and technological solutions for oil and gas field development based on the effective pore space model. Dr. Sci. diss. abstr. Moscow, 2010. 51 p. (In Russ.).
5. Ovcharov V.V. Review of calculation and correction methods of relative permeability curves for reservoir simulation of hydrocarbon deposits. *Vestnik kibernetiki*. 2014. No. 1(13). P. 10–16. (In Russ.).
6. Orlov D.M., Fedoseev A.P., Savchenko N.V. et al. Using the unsteady filtration method to estimate the effect of filtration rate on relative phase permeabilities. *Vesti gazovoy nauki*. 2015. No. 3(23). P. 8–14. (In Russ.).
7. Khayrullin A.A. Development and research of the model of two-phase nonpiston oil displacement by water. Cand. Sci. diss. abstr. Tyumen, 2014. 24 p. (In Russ.).
8. Kamal M.M., ed. *Transient Well Testing*. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, 2009. 849 p. <https://doi.org/10.2118/9781555631413>
9. Mikhailov N.N. *Residual Oil Saturation of Developed Formations*. Moscow: Nedra, 1992. 270 p. (In Russ.).
10. Zakirov E.S. *Upscaling in 3D Computer Modeling*. Moscow: Kniga i biznes, 2007. 344 p. (In Russ.).

Information about the author

Andrey V. Shurunov – Postgraduate, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0002-5562-3654>; e-mail: andrewshurunov@gmail.com

Received 27 May 2024

Accepted 4 March 2025

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 553.98:556.36:553.042(571.56-15)

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.06>

Гидрогеологические условия подсолевого этажа Мирнинского свода с позиций использования пластовых вод как источника гидроминерального сырья

Р.Ф. Севостьянова¹ ✉, Л.А. Абукова²

1 – Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН, Россия, 677980, Якутск, ул. Октябрьская, д. 1

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Аннотация. *Актуальность.* Повышение рентабельности нефтегазовых месторождений на поздних стадиях жизненного цикла требует привлечения дополнительных технологических решений освоения минерально-энергетического потенциала геологической среды. Одним из доступных, малозатратных, геологически и экономически оправданных решений может стать извлечение стратегически важных компонентов из подземных вод, внедряющихся в залежь по мере падения пластового давления. *Цель работы.* Анализ основных гидрогеологических параметров продуктивных горизонтов Мирнинского свода как региона, в пределах которого возможна совмещенная добыча углеводородов и промышленно ценных компонентов пластовых вод. *Материалы и методы.* Фактические данные по пластовым давлениям, гидрохимическому составу подземных вод Мирнинского свода, обладающего высоким нефтегазовым потенциалом, а также возможностью освоения гидроминеральных ресурсов. Использованы стандартные методы обработки гидрохимических материалов, методы гидрохимического моделирования и расчета гидродинамических потенциалов. *Результаты.* Выявлены основные особенности динамики и состава подземных вод Мирнинского свода, которые возможно использовать в качестве гидроминерального сырья. Отмечено, что воды вендского комплекса содержат в промышленных концентрациях йод (до 13,5 мг/дм³) и бром (до 5260 мг/дм³), литий (до 10 мг/дм³), стронций (до 2500 мг/дм³), рубидий (до 3 мг/дм³). *Выводы.* Важно, что на месторождениях углеводородов Мирнинского свода проявляется резкая геофлюидодинамическая неоднородность, обусловленная тектонической блочностью. Это позволяет вести одновременную независимую добычу углеводородного и гидроминерального сырья, а также решать проблему утилизации отработанных вод в местных условиях. Для полноценного научного обоснования перспектив использования подземных вод месторождений Мирнинского свода в качестве гидроминерального сырья необходима разработка и реализация программы детальных работ по уточнению гидрохимических и гидродинамических параметров пластовых систем, геолого-экономической оценки рентабельности извлечения промышленно ценных микроэлементов.

Ключевые слова: литий, бром, стронций, йод, высокоминерализованные рассолы, субгидростатические пластовые давления, гидродинамические потенциалы, венд-кембрийские отложения, терригенно-карбонатный комплекс, Восточная Сибирь

✉ Севостьянова Розалия Федоровна, rose_sevos@mail.ru

© Севостьянова Р.Ф., Абукова Л.А., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ СО РАН (тема № 125020301277-6) и ИПНГ РАН (тема № 125021302095-2).

Для цитирования: Севостьянова Р.Ф., Абукова Л.А. Гидрогеологические условия подсолевого этажа Мирнинского свода с позиций использования пластовых вод как источника гидроминерального сырья // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 1. С. 36–49. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.06>

Введение

Мирнинский свод, расположенный в пределах Непско-Ботубинской антеклизы Сибирской платформы, по тектоническим, литологическим, геофлюидодинамическим критериям признается одним из наиболее перспективных геологических регионов по освоению углеводородного потенциала. Здесь открыт ряд крупных месторождений углеводородов (УВ), установлено, что пластовые воды обогащены промышленно ценными компонентами.

Осадочный чехол, состоящий из над-солевого и подсолевого гидрогеологических этажей, в разрезе более пяти продуктивных комплексов, характеризуется повсеместным распространением высокоминерализованных рассолов с высоким содержанием солей и щелочных металлов. Подземные воды глубокозалегающих венд-нижнекембрийских продуктивных горизонтов представляют промышленный интерес в качестве источника минерального сырья.

Целью работы является детальный гидродинамический и гидрохимический анализ особенностей химического состава и динамики пластовых вод, которые могут рассматриваться в качестве гидроминерального сырья.

Материалы и методы

В основу работы положены фактические данные по пластовым давлениям, гидрохимическому составу подземных вод, собранные из опубликованных источников, а также фондовых материалов ОАО «Саханефтегаз», ПГО

«Ленанефтегазгеология», АО «Якутскгеофизика», ЯИГН СО РАН, ИПНГ СО РАН.

Методы исследования: стандартные методы обработки гидрохимических материалов, гидрохимическое моделирование, расчеты гидродинамических потенциалов.

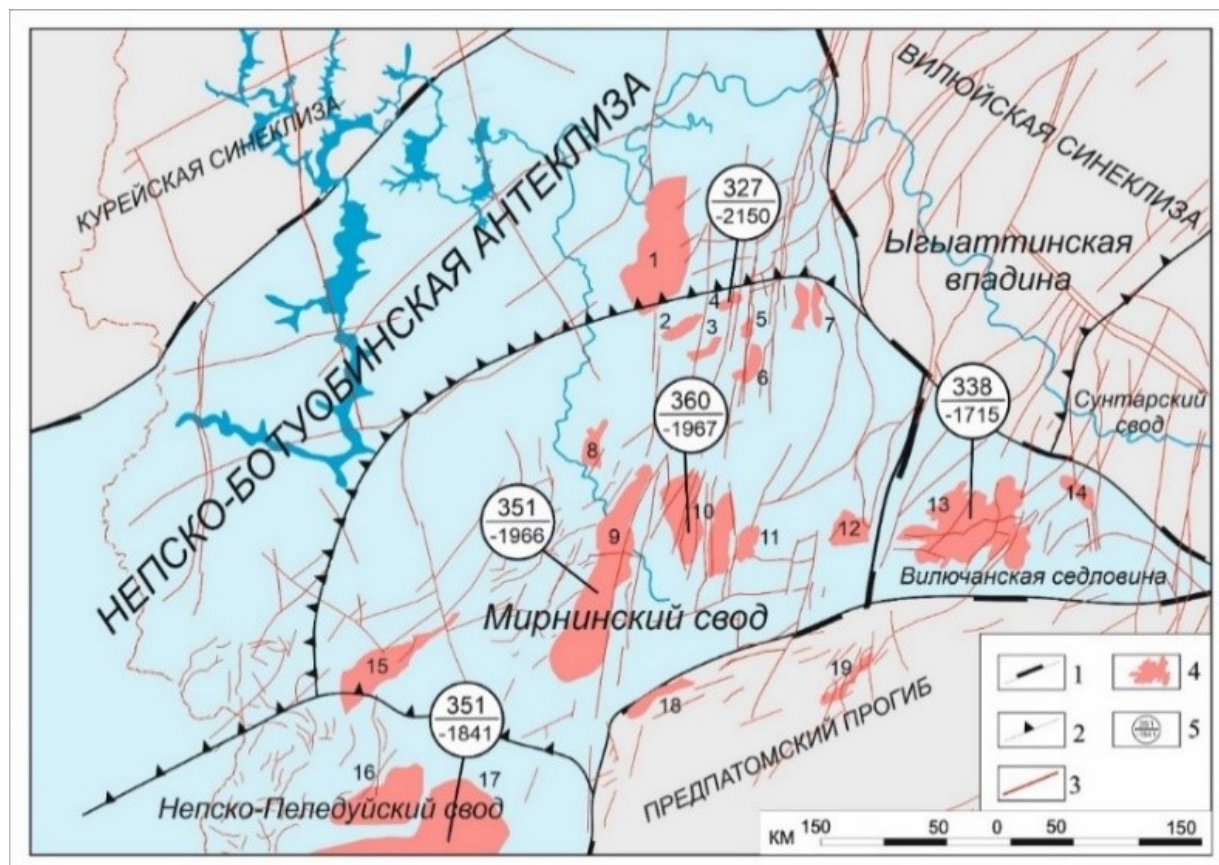
Результаты и обсуждение

Краткие сведения о стратификации подсолевого гидрогеологического этажа Мирнинского свода

На Мирнинском своде – структуре первого порядка Непско-Ботубинской антеклизы (НБА) Сибирской платформы – открыты более 10 месторождений УВ – Среднеботубинское, Таас-Юряхское, Иреляхское, Мирнинское и другие нефтегазоконденсатные месторождения (НГКМ), см. рис. 1.

В разрезе подсолевого этажа исследуемой территории выделяются пять гидрогеологических комплексов: вендский, нижнекембрийский подсолевой, нижнекембрийский межсолевой, нижне-среднекембрийский и верхнекембрийский-юрский [1].

Все месторождения УВ расположены в нижнекембрийском и вендском подсолевых гидрогеологических комплексах. Основными продуктивными горизонтами с промышленными извлекаемыми запасами являются осинский (нижнекембрийский) и боутубинский (вендский). В северной части Мирнинского свода продуктивен улаханский (вендский) горизонт [2].



Условные обозначения: 1 – надпорядковые структуры; 2 – структуры первого порядка; 3 – тектонические нарушения (по материалам АО «Якутскгеофизика»); 4 – месторождения УВ: 1 – Южно-Сюльдюкарское НГКМ, 2 – Маччобинское НГКМ, 3 – Мирнинское НГМ, 4 – Иреляхское НГКМ, 5 – Северо-Нелбинское НГКМ, 6 – Нелбинское НГКМ, 7 – Станакское НГМ, 8 – Кубалахское НГКМ, 9 – Среднеботуобинское НГКМ, 10 – Таас-Юряхское НГКМ, 11 – Бэс-Юряхское ГМ, 12 – Иктехское НГКМ, 13 – Верхневилучанское НГКМ, 14 – Вилуйско-Джербинское ГМ, 15 – Илгычахское ГМ, 16 – Бюкское ГМ, 17 – Чаяндинское НГКМ; 5 – круг: числитель – минерализация пластовых вод (в г/дм³), знаменатель – глубина отбора (м)

Рис. 1. Обзорная карта якутской части Непско-Ботуобинской антеклизы

Fig. 1. Overview map of the Yakut part of the Nepa-Botuoba antecline

Источник: по материалам ИПНГ СО РАН, АО «Якутскгеофизика»

Source: based on research by IPNG SB RAS and Yakutskgeofizika JSC

Гидродинамическая обстановка подсолевого гидрогеологического этажа Мирнинского свода

В нижнекембрийском подсолевом гидрогеологическом комплексе пластовые давления близки к гидростатическим значениям (табл. 1): на глубинах 1450–1550 м пластовое давление составляет 13,9–15,8 МПа [1].

Однако основной особенностью подсолевого гидрогеологического этажа является проявление субгидростатического пластового давления. Дефицит пластового давления на таких месторождениях, как Среднеботуобинское, Таас-Юряхское, Иреляхское, оказывается весьма существенным [3].

Табл. 1. Термобарические показатели продуктивных горизонтов Мирнинского свода**Table 1.** Thermobaric indices of productive horizons of the Mirny arch

Месторождения	Возраст	Глубина залегания, м	Пластовое давление, МПа	Коэффициент аномальности	Пластовая температура, °С
Среднеботуобинское НГКМ	Є ₁	1450–1550	13,9–15,8	0,95–1,01	+8
	V	1875–1925	14–14,4	0,7	+12–14
	V	1917–1960	14,1	0,65	+13
Таас-Юряхское НГКМ	V	1602–1951	13,9–14,2	0,7–0,8	+10,8–11
	V	1914–1984	13,9–14,6	0,7	+9–11,2
Иреляхское НГКМ	V	2110–2198	13,7–15,8	0,6–0,7	+12–14
	V	2125–2180	14,1–16	0,7	+12–14
Северо-Нелбинское НГКМ	V	2031–2083	14,7	0,71	+10
Маччобинское НГКМ	V	2104–2155	15,4	0,72	+11
	V	2154–2190	15,3	0,7	+11

Источник: по материалам ПГО «Ленанефтегазгеология», ОАО «Саханефтегаз»

Source: based on research by Lenaneftegazgeologiya PGA and Sakhaneftegaz OJSC

Это характерно для вендского гидрогеологического комплекса, на глубинах 1917–1960 м пластовые давления составляют 14,1 МПа (см. табл. 1) [1, 4]. При этом величина дефицита пластового давления нарастает с глубиной, о чем говорят значения гидродинамических потенциалов, подсчитанных по осинскому и ботуобинскому продуктивным горизонтам Маччобинского и Среднеботуобинского НГКМ с применением методики М.К. Хабберта. Потенциальную энергию (Ф) в любой точке пластовой системы М.К. Хабберт выразил формулой [5]:

$$\Phi = g \cdot z + \frac{P}{\rho},$$

где Z – высота точки относительного уровня отсчета (водонефтяной контакт, газовой контактной);

P – пластовое давление, приведенное к уровню отсчета;

ρ – относительная плотность пластового флюида (относительно плотности чистой воды, равной 1,000 г/см³);

g – ускорение свободного падения, равное 9,8 м/с².

В субгидростатических условиях на территории Мирнинского свода гидродинамические потенциалы пластовой воды подсолевого гидрогеологического этажа изменяются от 1267 м²/с² до –4263,4 м²/с² на абсолютных отметках от –1141,9 до –1570 м. Естественно, что течение флюидов направлено от больших значений гидродинамических потенциалов к меньшим. Такой тренд изменения потенциалов в подсолевом гидрогеологическом этаже обеспечивает для жидких фаз, прежде всего воды, нисходящую миграцию, для газа, напротив, восходящую (табл. 2). Отсутствие данных не позволило выполнить подобный анализ для нефти.

Таким образом, в пределах подсолевого гидрогеологического этажа геофлюидодинамическая неоднородность обусловила региональное проявление дефицита пластового давления. Требуется специальные исследования по обоснованию притоков пластовых вод и рентабельному извлечению из них промышленно ценных компонентов.

Табл. 2. Рассчитанные гидродинамические потенциалы продуктивных горизонтов Мирнинского свода**Table 2.** Calculated hydrodynamic potentials of productive horizons of the Mirny arch

Скважина	Абс. отм., м	Пластовое давление, МПа	Потенциал Φ , м ² /с ²			Продуктивный горизонт
			Вода	Нефть	Газ	
Среднеботуобинская, 25	-1141,9	15,2	1267	5992,3	-	Осинский
Среднеботуобинская, 41	-1541,5	14,1	-4224,6	-	53287,2	Ботуобинский
Среднеботуобинская, 54	-1561,4	14,2	-4080,2	-	53934,8	Ботуобинский
Среднеботуобинская, 25	-1570	14,3	-4263,4	-	54658,4	Ботуобинский
Маччобинская, 20405	-1752,1	15,3	-4884,7	-	56977,5	Ботуобинский
Маччобинская, 902	-1736	15,9	-4865,2	-	58325,9	Ботуобинский

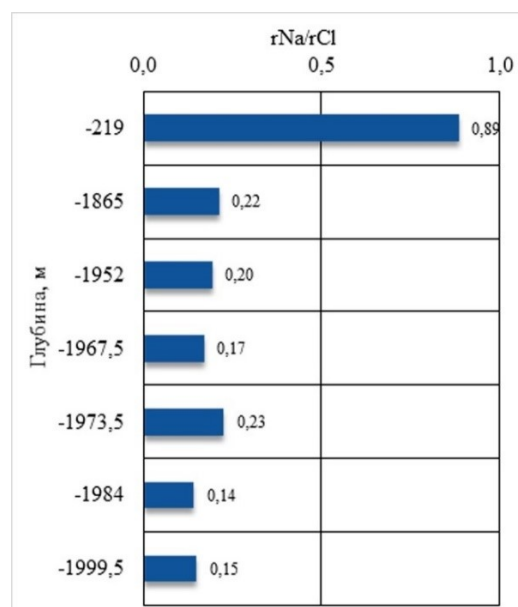
**Гидрохимические условия
подсолевого гидрогеологического
этажа Мирнинского свода**

Пластовые воды Мирнинского свода древние – такие, как правило, отличаются высоким насыщением редкими элементами, имеющими большое промышленное значение. Ряд ученых (Анциферов А.С., Алексеев С.В., Букаты М.Б., Вахромеев А.Г., Вожов В.И., Дзюба А.А., Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Литвинова И.В., Новиков Д.А., Шварцев С.Л. и др.) посвятили свои исследования оценке минерального потенциала подземных вод Восточной Сибири [6–8], в частности, пластовых вод Мирнинского свода. Аналогичные исследования проведены и по другим регионам мира [9–11].

Важно отметить, что к настоящему времени разработано несколько технологий извлечения из пластовых вод таких ценных компонентов, как литий¹, рубидий, бром, стронций, йод и др. [12].

Пластовые воды карбонатного нижнекембрийского гидрогеологического

комплекса имеют высокую минерализацию (до 480–550 г/дм³) и являются сильно метаморфизованными рассолами хлоридно-кальциевого состава с высоким содержанием брома. Коэффициент rNa/rCl имеет тенденцию к уменьшению с глубиной до уникально низких значений (рис. 2).

**Рис. 2.** Распределение гидрогеохимического коэффициента rNa/rCl Таас-Юряхского НГКМ**Fig. 2.** Distribution of the hydrogeochemical coefficient rNa/rCl of the Taas-Yuryakh oil and gas condensate field

Источник: по материалам ПГО «Ленанефтегаз-геология»

Source: based on research by Lenaneftegazgeologiya PGA

¹ Сахабутдинов Р.З., Губайдулин Ф.Р., Кудряшова Л.В. и др. Пат. RU 2720420 C1. Способ сорбционного извлечения лития из литийсодержащих рассолов. № 2019113881; Заявл. 06.05.2019; Оpubл. 29.04.2020 // Изобретения. Полезные модели. 2020. Бюл. № 13. 7 с.

Воды бессульфатные с высоким содержанием брома (3000 мг/дм^3), калия (5000 мг/дм^3), стронция ($>1500 \text{ мг/дм}^3$), йода (до $5\text{--}28 \text{ мг/дм}^3$) и редких щелочных элементов.

Газонасыщенность пластовой воды $400 \text{ см}^3/\text{л}$. Водорастворенные газы относятся к метановому типу, на долю метана приходится $80\text{--}90\%$, тяжелых углеводородов – более 4% . Из неуглеводородных газов присутствуют азот ($4\text{--}11\%$), гелий ($0,06\text{--}0,18\%$), аргон ($0,06\text{--}0,23\%$). Содержание кислых компонентов не установлено.

Минерализация пластовых вод *вендского терригенного комплекса* также предельно высока (рис. 3). В рассолах ботубинского горизонта в промышленных концентрациях содержатся микроэлементы: йод (до $13,5 \text{ мг/дм}^3$) и бром (до 5260 мг/дм^3).

Кроме того, пластовые воды в промышленных концентрациях содержат редкие элементы: литий – 10 мг/дм^3 , стронций – 2500 мг/дм^3 , рубидий – 3 мг/дм^3 (табл. 3). Сульфатность рассолов незначительная, это свидетельствует о высокой степени метаморфизма.

Содержание лития в пластовых водах колеблется в широких пределах на территории всей Восточной Сибири. В Иркутской области на Непско-Ботубинской антеклизе зафиксированы концентрации от 30 до $69,6 \text{ мг/дм}^3$. В Республике Саха (Якутия) на территории кимберлитовой трубки «Удачная» (надсолевой гидрогеологический этаж) содержание лития достигает 300 мг/дм^3 [13, 14].

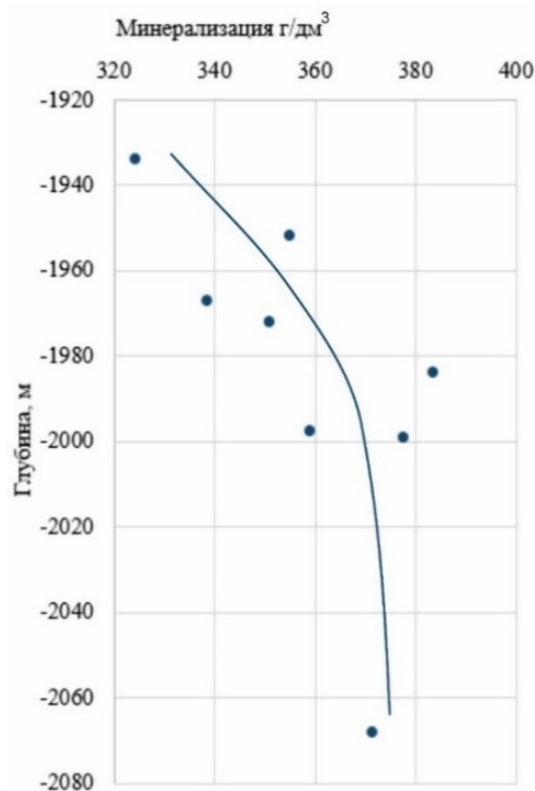


Рис. 3. График зависимости минерализации от глубины вендского терригенного комплекса Таас-Юряхского НГКМ

Fig. 3. Graph of mineralization dependence on depth of the Vendian terrigenous complex of the Taas-Yuryakh oil and gas condensate field

Источник: по материалам ПГО «Ленанефтегаз-геология»

Source: based on research by Lenaneftegazgeologiya PGA

Концентрация лития в подсолевых отложениях якутской части НБА низкая, но есть элементы, содержание которых существенно превышает промышленные показатели – это стронций, рубидий и бром (см. табл. 3).

На рис. 4 представлены графики изменения концентраций некоторых элементов гидроминерального сырья подсолевого этажа. Содержание лития, рубидия и стронция увеличивается с глубиной прямо пропорционально минерализации.

Табл. 3. Химический состав пластовых вод Таас-Юряхского НГКМ**Table 3.** Chemical composition of formation waters of the Taas-Yuryakh oil and gas condensate field

Скв.	Интервал, м	pH	Минерализа- ция, г/дм ³	Содержание микроэлементов, мг/дм ³				
				Sr	Li	Rb	Br	I
553	1982–1986	6,02	383,6	3698	6,2	4	6526	-
565	1965–1982	2,1	383,1	1800	13,5	7,8	5239	35,5
576	1950–1954	6,4	354,9	2000	14,4	7,8	5643	3,3
141-05	1934	3,5	324,2	1540	7,8	9,0	4718	6,5
141-04	1970–1975	3,3	350,9	2000	11,7	5,9	4451	9,0
141-03	1997–2002	2,4	377,8	2910	24,0	9,0	6286	8,2
575	2063–2073	4,2	371,3	2800	16,0	3,9	3219	-
577	1960–1975	2,7	338,5	-	-	-	4527	2,2
141-06	1875–1855	4,1	375,2	2310	10,1	5,7	5420	12,7

Источник: по данным ОАО «Саханефтегаз», ПГО «Ленанефтегазгеология»

Source: based on data from Sakhaneftegaz OJSC and Lenaneftegazgeologiya PGA

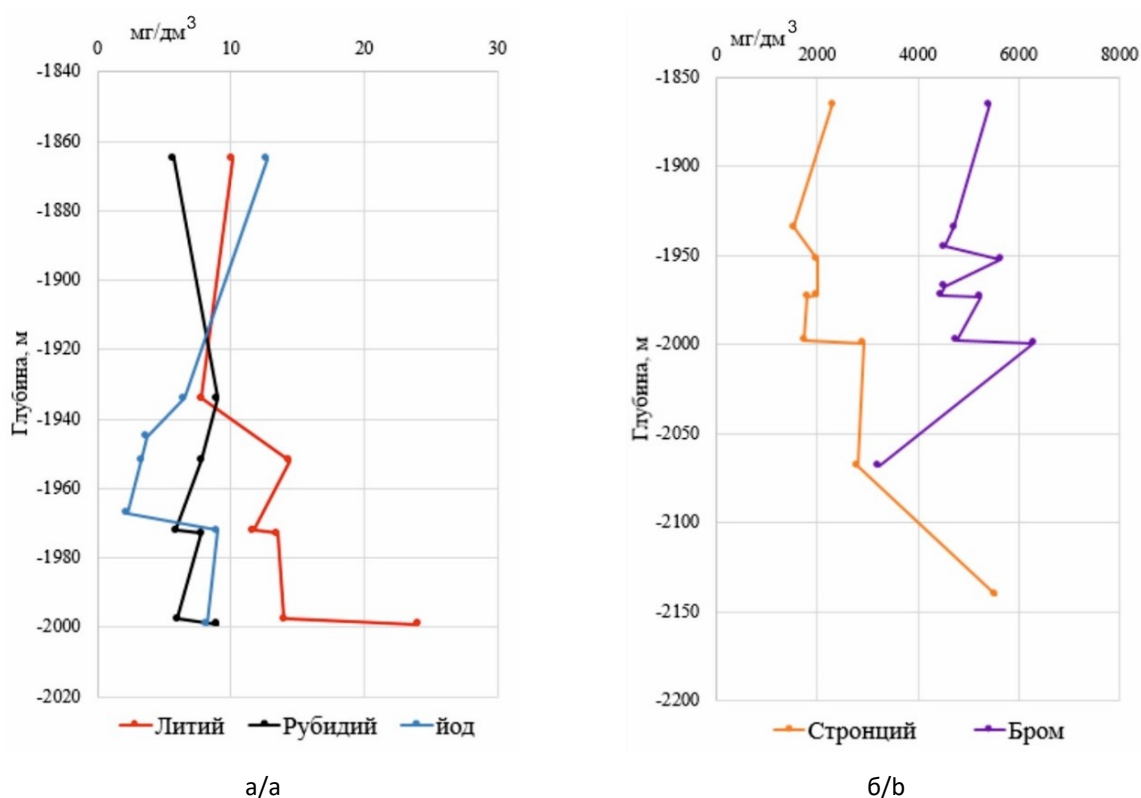


Рис. 4. Изменение содержания элементов с глубиной в пластовых водах вендского терригенного комплекса Мирнинского свода:
а – литий, рубидий, йод; б – стронций, бром

Fig. 4. Elemental content change with depth in formation waters-of the Vendian terrigenous complex of the Mirny arch:
а – lithium, rubidium, iodine; б – strontium, bromine

Источник: по материалам ОАО «Саханефтегаз», ЗАО «Иреляхнефть», ОАО «Ленанефтегаз»³⁴

Source: based on research by Sakhaneftegaz OJSC, Irelyakhneft CJSC and Lenaneftegaz OJSC

Обращают на себя внимание низкие значения pH. В гидрохимическом отношении в Мирнинском свode фиксируются резко сниженные показатели pH (табл. 4). Причина столь низкого уровня

значений водородного показателя до конца не ясна. Высказывается мнение, что причина кроется в восстановлении сульфат-иона до сероводорода в растворе, при котором образуется соляная кислота [15].

Табл. 4. Химический состав пластовых вод подсолевого этажа Среднеботуобинского НГКМ

Table 4. Chemical composition of formation waters of the subsalt level of the Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field

Скв.	Плотность, кг/м ³ г/см ³	pH	Минерализация, г/дм ³	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ +K ⁺
6	1,250	4,5	342,7	218433	186	732	88000	10300	21296
10	1,276	4,1	380,2	252000	89	1135	91880	15796	28287
15	1,262	5	351,1	224116	462	58	82164	11246	30182
12	1,251	5,9	340,4	217015	100	48	72400	7539	43290
32	1,285	4,05	338,6	249230	164	61	104709	13376	16793
16	1,280	4,4	389	251766	258	12	102000	12160	23128

Источник: по материалам ОАО «Саханефтегаз»

Source: based on research by Sakhaneftegaz OJSC

Есть и другое объяснение снижения pH, как следствия высокой ионной силы рассольных вод [16, 17]. Несомненно, вопрос требует уточнения, поскольку от достоверных значений водородного показателя во многом зависит качество гидрохимического моделирования растворения (осаждения) минеральных компонентов резервуаров месторождений УВ [18].

Выполненные расчеты анализов пластовых вод Среднеботуобинского месторождения показали, что воды, прежде всего терригенного комплекса, недонасыщены карбонатами и сульфатами кальция, что говорит об их способности выщелачивать минералы из матрицы пород-коллекторов, увеличивая таким образом объем пустотного пространства.

Из данных табл. 5 хорошо видно, что, несмотря на высокую минерализацию, пластовые воды не только недонасыщены карбонатом кальция, но и усиливают это качество с глубиной.

Проявляется и повышение степени недонасыщения ангидритом с глубиной. Такая особенность подземных вод является косвенным, но важным показателем развития процессов выщелачивания с глубиной.

Перспективы освоения гидроминерального сырья в пределах Мирнинского свода

Как следует из проведенного анализа, подземные воды глубокопогруженных объектов, находящиеся под влиянием геохимических факторов повышения объема пустотного пространства резервуаров, представляют особый интерес для анализа пригодности вод выступать в качестве гидроминерального сырья. По мере углубления ботуобинского комплекса содержание в водах промышленно ценных компонентов будет возрастать, причем синхронно с улучшением емкостно-фильтрационных свойств резервуаров.

Табл. 5. Результаты расчетов степени солеотложений CaCO_3 и CaSO_4 из промысловых вод подсолевого Среднеботуобинского НГКМ**Table 5.** Results of calculations of the degree of salt deposition of CaCO_3 and CaSO_4 from the production waters of the subsalt Srednebotuobinskoye oil and gas condensate field

Скв.	Интервал отбора, м	S CaCO_3	S CaSO_4	Минерализация, г/дм ³	Горизонт
23	1903–1908	0,00	–0,34	338,7	Ботуобинский
15	1905,6–1912	–0,75	0,72	351,1	Ботуобинский
12	1902–1925,8	–0,09	–0,04	340,4	Ботуобинский
32	1926	–1,33	0,45	338,6	Ботуобинский
16	1946–1952	–1,70	0,64	389	Ботуобинский

Примечание: параметры модели: $P_{пл} = 10 \div 15$ МПа, $T_{пл} = 0 \div 20$ °С, $pH = 5,4$.*Источник:* по материалам ОАО «Саханефтегаз», ПГО «Ленанефтегазгеология»*Source:* based on research by Sakhaneftegaz OJSC and Lenaneftegazgeologiya PGA

На этой основе можно считать, что первоочередным объектом для постановки специальных исследований по оценке минерального потенциала пластовых вод на Мирнинском своде будет вендский гидрогеологический комплекс (ботуобинский горизонт). Поскольку месторождения УВ Мирнинского свода характеризуются разломно-блоковым строением, а также значительной геофлюидодинамической неоднородностью, появляется возможность вести одновременную независимую добычу углеводородного и гидроминерального сырья, а также решать проблему утилизации отработанных вод в местных условиях.

Выводы

На Мирнинском своде, несмотря на повышенные концентрации ряда промышленно ценных компонентов, вопрос о целесообразности их извлечения из подземных вод требует дополнительного изучения. В целом постановка специальных исследований, направленных на изучение минерального потенциала подземных вод Мирнинского свода, может привести к важным научно-практическим результатам, к которым можно отнести: (1) формирование концепции экологически чистой и одновременной добычи углеводородного

и гидроминерального сырья на месторождениях углеводородов Мирнинского свода, находящихся на разных стадиях разработки; (2) ранжирование месторождений по перспективности и технической возможности извлечения промышленно ценных компонентов попутных вод; (3) обоснование возможностей местного захоронения отработанных вод на основе анализа распределения полей гидродинамических потенциалов по отдельным тектоническим блокам разрабатываемых месторождений; (4) анализ применимости мирового и отечественного опыта извлечения промышленно ценных компонентов из пластовых и попутных вод разрабатываемых месторождений УВ; (5) апробация (на основе экспериментальных и полевых работ) основных технологических операций по последовательному извлечению ценных компонентов природных и попутных вод; (6) прогноз временной устойчивости концентраций дефицитных редких металлов и дебитов природных и попутных вод на отдельных промыслах; (7) геолого-экономический анализ рентабельности извлечения ценных компонентов подземных вод, предварительная оценка номенклатуры потенциальной конечной продукции.

Вклад авторов

Р.Ф. Севостьянова – сбор данных, подготовка текста.

Л.А. Абукова – формулировка идеи и целей исследования, редактирование текста.

Конфликт интересов

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Анциферов А.С. Гидрогеология древнейших нефтегазоносных толщ Сибирской платформы. М.: Недра, 1989. 176 с.
2. Фомин А.М., Губин И.А., Моисеев С.А., Конторович А.Э. Современное состояние региональной геолого-геофизической изученности центральных и южных районов Республики Саха (Якутия) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2022. № S11. С. 43–48. <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2022-11c-43-48>
3. Севостьянова Р.Ф. Геофлюидодинамические условия в подсолевом комплексе продуктивных горизонтов в северной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 3(38). С. 19–27. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art2>
4. Абукова Л.А., Яковлев Ю.И. Геоэкологическая концепция разработки месторождений нефти с низким гидродинамическим потенциалом // Нефтепромысловое дело. 2008. № 5. С. 15–18.
5. Hubbert M.R. Entrapment of petroleum under hydrodynamic condition // AAPG Bulletin. 1953. Vol. 37, No. 8. P. 954–1026. <https://doi.org/10.1306/5ceadd61-16bb-11d7-8645000102c1865d>
6. Алексеев С.В., Алексеева Л.П., Вахромеев А.Г. и др. Литиевые подземные воды Иркутской области и Западной Якутии // Химия в интересах устойчивого развития. 2012. Т. 20, № 1. С. 27–33.
7. Шварцев С.Л., Алексеев С.В., Вахромеев А.Г., Алексеева Л.П. Перспективы использования промышленных рассолов Сибирской платформы для извлечения лития и брома // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2012. Т. 2, № 1. С. 30–34.
8. Гидрогеологические условия месторождений нефти и газа Сибирской платформы: Сб. научных трудов / Сост. В.И. Вожов. М.: Недра, 1987. 204 с.
9. Huang K.Z., Zhang H. Highly efficient bromide removal from shale gas produced water by unactivated peroxymonosulfate for controlling disinfection byproduct formation in impacted water supplies // Environmental Science & Technology. 2020. Vol. 54, No. 8. P. 5186–5196. <https://doi.org/10.1021/acs.est.9b06825>
10. McDevitt B., McLaughlin M.C., Vinson D.S. et al. Isotopic and element ratios fingerprint salinization impact from beneficial use of oil and gas produced water in the Western U.S. // Science of the Total Environment. 2020. Vol. 716. P. 137006. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.137006>
11. Harkness J.S., Warner N.R., Ulrich A. et al. Characterization of the boron, lithium, and strontium isotopic variations of oil sands process-affected water in Alberta, Canada // Applied Geochemistry. 2018. Vol. 90. P. 50–62. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2017.12.026>
12. Рамазанов А.Ш., Атаев Д.Р., Каспарова М.А. Получение карбоната лития высокого качества из литийсодержащих природных рассолов // Известия высших учебных

заведений. Серия: Химия и химическая технология. 2021. Т. 64, № 4. С. 52–58. <https://doi.org/10.6060/ivkkt.20216404.6238>

13. *Ключарев Д.С., Михеева Е.Д.* К вопросу о содержаниях лития и попутных компонентов в промышленных водах перспективных площадей территории России // Разведка и охрана недр. 2020. № 4. С. 53–60.

14. *Дроздов А.В.* Горно-геологические и технологические проблемы при строительстве подземного рудника «Удачный» // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2015. № 2. С. 125–131.

15. *Сидкина Е.С., Новиков Д.А., Шварцев С.Л.* Равновесие подземных рассолов западной части Тунгусского артезианского бассейна с минералами вмещающих пород // Вестник Томского государственного университета. 2012. № 364. С. 187–192.

16. *Bern C.R., Birdwell J.E., Jubb A.M.* Water–rock interaction and the concentrations of major, trace, and rare earth elements in hydrocarbon-associated produced waters of the United States // Environmental Science: Processes & Impacts. 2021. Vol. 23, No. 8. P. 1198–1219. <https://doi.org/10.1039/d1em00080b>

17. *Абдрашитова Р.Н., Матусевич В.М., Куликов Ю.А.* Гидрогеологические условия формирования залежей нефти Фроловской нефтегазоносной области // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2010. № 5(83). С. 10–18.

18. *Абрамова О.П., Абукова Л.А., Попов С.Н.* Проблемы повышения достоверности компьютерных моделей природного и техногенного солеотложения в геологической среде // Современные проблемы науки и образования. 2011. № 4. С. 68. URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=4734> (дата обращения: 14.04.2025).

Информация об авторах

Розалия Федоровна Севостьянова – и.о. заведующего лабораторией геологии месторождений нефти и газа, научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН, Якутск, Россия; SPIN-код: 3827-1218, <https://orcid.org/0000-0003-2804-0189>; e-mail: rose_sevos@mail.ru

Лейла Азретовна Абукова – д.г.-м.н., заведующая лабораторией геофлюидодинамики, главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 4282-3946, <https://orcid.org/0000-0002-8984-7907>; e-mail: abukova@ipng.ru

Поступила в редакцию 01.03.2025

Принята к публикации 02.04.2025

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

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.06>

Hydrogeological conditions of the subsalt level of the Mirny arch from the standpoint of using formation waters as a source of hydromineral raw materials

Rozaliya F. Sevostianova¹ ✉, Leyla A. Abukova²

1 – Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences,

1 Oktyabrskaya St., Yakutsk, 677980, Russia

2 – Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia

Abstract. *Background.* Increasing the profitability of oil and gas fields at the late stages of their life cycle requires the involvement of additional technological solutions for the development of the mineral and energy potential of the geological environment. One of the affordable, low-cost, geologically and economically justified solutions may be the extraction of strategically important components from groundwater infiltrating the deposit in the course of reservoir pressure drop. *Objective.* To analyze the hydrogeological conditions of the Mirny arch as a region within which combined extraction of hydrocarbons and industrially valuable components of formation waters is possible. *Materials and methods.* The study drew on the factual data on formation pressures, hydrochemical composition of groundwater of the Mirny arch, which has a high oil and gas potential, as well as the possibility of developing hydromineral resources. Standard methods of processing hydrochemical materials, hydrochemical modeling, calculations of hydrodynamic potentials were used. *Results.* The main features of the dynamics and composition of groundwater in the Mirny arch, which can be used as hydromineral raw materials, were identified. The waters of the Vendean complex were noted to contain iodine (up to 13.5 mg/dm³) and bromine (up to 5,260 mg/dm³), lithium (up to 10 mg/dm³), strontium (up to 2,500 mg/dm³) and rubidium (up to 3 mg/dm³) in commercially viable concentrations. *Conclusions.* Significantly, the hydrocarbon fields of the Mirny arch exhibit sharp geofluid dynamic heterogeneity due to tectonic blockiness. This allows simultaneous independent production of hydrocarbon and hydromineral raw materials, as well as solving the problem of utilization of waste water in local conditions. For a full scientific substantiation of the prospects for using the groundwater of the Mirny Dome deposits as hydromineral raw materials, it is necessary to develop and implement a program of detailed work to clarify the hydrochemical and hydrodynamic parameters of the reservoir systems, as well as geological and economic assessment of the profitability of extraction of industrially valuable trace elements.

Keywords: lithium, bromine, strontium, iodine, highly mineralized brines, subhydrostatic reservoir pressures, hydrodynamic potentials, Vendian–Cambrian deposits, terrigenous-carbonate complex, Eastern Siberia

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignments No. 125020301277-6 and No. 125021302095-2).

✉ Rozaliya F. Sevostianova, rose_sevos@mail.ru

© Sevostianova R.F., Abukova L.A., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

For citation: Sevostianova R.F., Abukova L.A. Hydrogeological conditions of the subsalt level of the Mirny arch from the standpoint of using formation waters as a source of hydromineral raw materials. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 1. P. 36–49. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.06>

Author contributions

Rozaliya F. Sevostianova – data collection, text preparation.

Leyla A. Abukova – formulation of research concept and objectives, text editing.

Conflict of interests

The authors declare no conflict of interests.

References

1. Antsiferov A.S. *Hydrogeology of the Most Ancient Oil- and Gas-Bearing Strata of the Siberian Platform*. Moscow: Nedra, 1989. 176 p. (In Russ.).
2. Fomin A.M., Gubin I.A., Moiseev S.A., Kontorovich A.E. Current state of the regional geological and geophysical exploration maturity of the central and southern districts of the Republic of Sakha (Yakutia). *Geology and Mineral Resources of Siberia*. 2022. No. 11. P. 43–48. (In Russ.). <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2022-11c-43-48>
3. Sevostianova R.F. Geofluid dynamic conditions in the subsalt complex of productive horizons in the northern part of the Nepa-Botuoba oil and gas region. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022. No. 3(38). P. 19–27. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art2>
4. Abukova L.A., Yakovlev Yu.I. Geoecological concept of development of oil fields with low hydrodynamic potential. *Oilfield Engineering*. 2008. No. 5. P. 15–18. (In Russ.).
5. Hubbert M.R. Entrapment of petroleum under hydrodynamic condition. *AAPG Bulletin*. 1953. Vol. 37, No. 8. P. 954–1026. <https://doi.org/10.1306/5ceadd61-16bb-11d7-8645000102c1865d>
6. Alekseev S.V., Alekseeva L.P., Vakhromeev A.G. et al. Lithium-bearing underground waters of the Irkutsk region and Western Yakutia. *Chemistry for Sustainable Development*. 2012. Vol. 20, No. 1. P. 21–27.
7. Shvartsev S.L., Alexeev S.V., Vakhromeev A.G., Alexeeva L.P. Perspective use of industrial brines in Siberian Platform for extract of lithium and bromine. *Interexpo Geo-Siberia*. 2012. Vol. 2, No. 1. P. 30–34. (In Russ.).
8. Vozhov V.I., comp. *Hydrogeological Conditions of Oil and Gas Fields in the Siberian Platform: Collected Papers*. Moscow: Nedra, 1987. 204 p. (In Russ.).
9. Huang K. Z., Zhang H. Highly efficient bromide removal from shale gas produced water by unactivated peroxydisulfate for controlling disinfection byproduct formation in impacted water supplies. *Environmental Science & Technology*. 2020. Vol. 54, No. 8. P. 5186–5196. <https://doi.org/10.1021/acs.est.9b06825>
10. McDevitt B., McLaughlin M.C., Vinson D.S. et al. Isotopic and element ratios fingerprint salinization impact from beneficial use of oil and gas produced water in the Western U.S. *Science of the Total Environment*. 2020. Vol. 716. P. 137006. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2020.137006>

11. Harkness J.S., Warner N.R., Ulrich A. et al. Characterization of the boron, lithium, and strontium isotopic variations of oil sands process-affected water in Alberta, Canada. *Applied Geochemistry*. 2018. Vol. 90. P. 50–62. <https://doi.org/10.1016/j.apgeochem.2017.12.026>
12. Ramazanov A.Sh., Atayev D.R., Kasparova M.A. Obtaining high quality lithium carbonate from natural lithium-containing brines. *ChemChemTech*. 2021. Vol. 64, No. 4. P. 52–58. (In Russ.). <https://doi.org/10.6060/ivkkt.20216404.6238>
13. Klyucharev D.S., Mikheeva E.D. On the grade of lithium and by-products in lithium-bearing industrial groundwaters of potentially perspective territories of Russia. *Razvedka i okhrana nedr*. 2020. No. 4. P. 53–60. (In Russ.).
14. Drozdov A.V. Mining-and-geological and engineering problems in construction of Udachny underground mine. *Mining Informational and Analytical Bulletin*. 2015. No. 2. P. 125–131. (In Russ.).
15. Sidkina E.S., Novikov D.A., Shvartsev S.L. Equilibrium of underground brines of western part of Tunguska artesian basin and minerals of enclosing rocks. *Tomsk State University Journal*. 2012. No. 364. P. 187–192. (In Russ.).
16. Bern C.R., Birdwell J.E., Jubb A.M. Water–rock interaction and the concentrations of major, trace, and rare earth elements in hydrocarbon-associated produced waters of the United States. *Environmental Science: Processes & Impacts*. 2021. Vol. 23, No. 8. P. 1198–1219. <https://doi.org/10.1039/d1em00080b>
17. Abdrashitova R.N., Matusevich V.M., Kulikov Yu.A. Hydrogeological conditions of oil deposits generation in Frolovskaya oil-and-gas bearing region. *Oil and Gas Studies*. 2010. No. 5(83). P. 10–18. (In Russ.).
18. Abramova O.P., Abukova L.A., Popov S.N. Problems of increasing reliability of computer models natural and man-made scaling in the geological environment. *Modern Problems of Science and Education*. 2011. No. 4. P. 68. (In Russ.). URL: <https://science-education.ru/ru/article/view?id=4734> (accessed 14 April 2025).

Information about the authors

Rozaliya F. Sevostianova – Researcher, Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Yakutsk, Russia; <https://orcid.org/0000-0003-2804-0189>; e-mail: rose_sevos@mail.ru

Leyla A. Abukova – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Head of Laboratory, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-8984-7907>; e-mail: abukova@ipng.ru

Received 1 March 2025

Accepted 2 April 2025

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 622.279 (470.56)

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.02>

К вопросу о геолого-технологических предпосылках массового водопроявления в газовых скважинах Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Д.В. Сурначёв ✉

Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Аннотация. *Актуальность.* При отсутствии геологически обоснованного механизма внедрения воды в газовую залежь и уверенной априорной локализации потенциальных зон обводнения адаптацию гидродинамических моделей приходится проводить лишь по скважинным данным, что влечет за собой высокую степень неопределенности. *Цель работы.* Снижение прогностических рисков при выборе участка опытно-промышленных работ по увеличению компонентоотдачи месторождения (в том числе за счет извлечения «матричной» нефти его газовой части). *Материалы и методы.* Анализ геологических и технологических предпосылок массового преждевременного (по сравнению с ранними проектными документами) водопроявления в газовых скважинах Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения с позиции современных геодинамических процессов, развивающихся в карбонатном коллекторе с высокой степенью битуминозности, принципиальное гидродинамическое моделирование. *Результаты.* Понимание геологического разнообразия механизмов, приводящих к водопроявлениям в газовых скважинах Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения, позволяет создать набор принципиальных гидродинамических моделей для различных участков залежи. Это снижает неопределенность в идентификации остаточных локально защемленных объемов газа и уровень риска в случае ненадлежащего выбора участка для реализации опытно-промышленных работ по увеличению компонентоотдачи. *Выводы.* Предполагается, что триггером различных механизмов обводнения скважин послужили попытки создания взрывным способом конденсатохранилища накануне разработки, на этапе обустройства нефтегазоконденсатного месторождения, в кунгурских солях покрывки Центрального купола.

Ключевые слова: нефтегазоконденсатное месторождение, газовые скважины, компонентоотдача, водопроявление, системы тектонических нарушений, зоны трещиноватости, битуминозность породы, остаточная водонасыщенность

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125020501405-1).

✉ Сурначёв Дмитрий Владимирович, d_surnachev@mail.ru

© Сурначёв Д.В., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: Сурначёв Д.В. К вопросу о геолого-технологических предпосылках массового водопроявления в газовых скважинах Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 1. С. 50–75. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.02>

Введение

Спустя почти 50 лет после начала добычи Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) находится по сути на последней стадии разработки своей основной газоконденсатной залежи, но вопрос о геолого-технологических причинах водопроявления разной степени интенсивности в газовых скважинах по-прежнему остается дискуссионным.

Целью работы является снижение прогностических рисков при выборе участка опытно-промышленных работ по увеличению компонентоотдачи месторождения (в том числе за счет извлечения «матричной» нефти его газовой части). Это тем более важно, поскольку технология таких работ предполагает попеременную закачку в нагнетательные скважины углеводородного растворителя и осушенного газа.

Заметим, что обсуждение роли и значения геологических факторов в этих процессах ведется практически без перерыва начиная с 1980-х гг., т.е. практически с начала разработки и начала интенсивных водопритоков в ряде скважин в присводовой (район УКПГ-2), а впоследствии и северо-западной краевой части Центрального купола [1, 2], однако геолого-технологические причины водопритока, механизмы и закономерности выделения зон поступления в разрабатываемую залежь воды в Центральном куполе ОНГКМ остаются и по сей

день проясненными не до конца [3, 4]. В частности, остается открытым вопрос о соотношении обводнения краевыми законтурными водами по так называемым «суперколлекторам» (сверхвысокопроницаемым интервалам поровых коллекторов) и обводнению подошвенной водой по системе макро- и микротрещин [5, 6].

Действительно, в присводовой зоне Центрального купола ОНГКМ, в окрестности первых исторически обводнившихся в III объекте разработки газовых скважин района УКПГ-2, в актуальных геолого-гидродинамических моделях по сию пору отсутствуют какие-либо нарушения. Значительные (с дебитами в первые десятки м³/сут) притоки воды в первых добывающих скважинах стали там наблюдаться, начиная с 1977 г., через год-два после пуска их в эксплуатацию, что резко противоречило актуальным на тот момент проектным документам. Через несколько лет после запуска стали интенсивно обводняться скважины во II объекте разработки, пробуренные в северо-западной части Центрального купола.

В то же самое время большая группа скважин, сконцентрированная в основном в восточной половине Центрального купола, давала на протяжении истории разработки умеренный и стабильный дебит по воде в первые единицы, от 1 до 5 м³/сут, вне зависимости от дренируемого объекта разработки.

Доли таких «проблемных» скважин составляют около трети всего эксплуатационного фонда, причем распределение их по площади весьма неравномерно.

Несмотря на целый ряд предшествующих исследований, принципиальный механизм вертикально-латерального обводнения, используемый в настоящее время газодобывающим предприятием, пока не имеет своей геологически обоснованной локализации и не может объяснить наблюдаемую на промысле группировку скважин с интенсивными и умеренными притоками пластовой воды.

Так, неопределенность в идентификации степени обводнения коллектора и локально защемленных объемов газа и выпавшего в пласте конденсата может сказаться весьма негативным образом в случае ненадлежащего выбора участка для реализации опытно-промышленных работ (включающих строительство уплотняющих скважин), по извлечению нетрадиционных запасов так называемой «матричной нефти» газовой части ОНГКМ, путем попеременной закачки в обрабатываемые интервалы растворителя и осушенного газа¹ [7].

¹ Сурначев Д.В., Скибицкая Н.А., Большаков М.Н., Богданович Т.И. Гидродинамическое обоснование технологии извлечения нефти и ретроградного конденсата в концентрациях ниже порога фильтрации из газонасыщенных нефтегазо-материнских карбонатных отложений нефтегазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки на примере Вуктыльского НГКМ // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Сб. трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2022. С. 73–77.

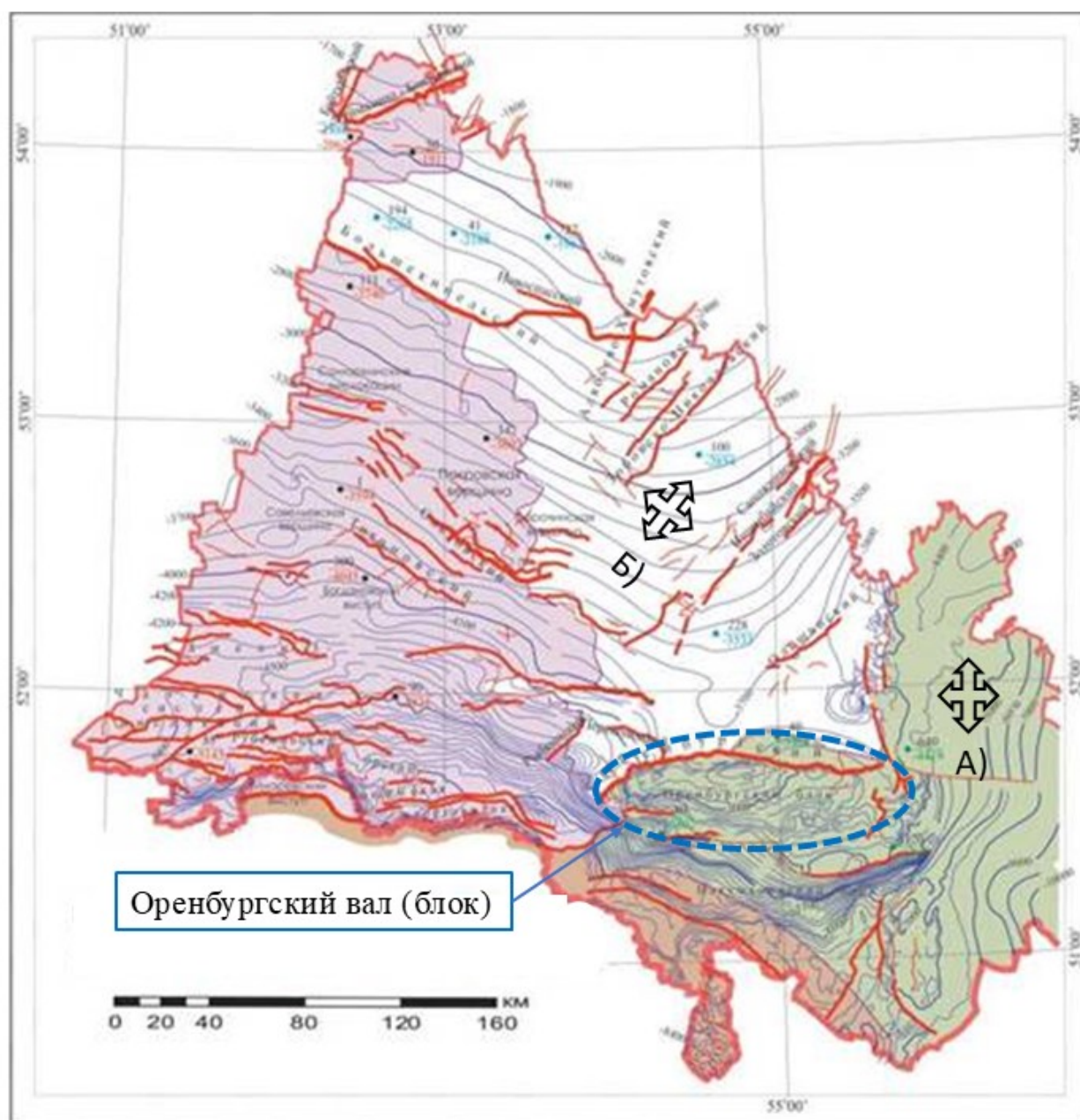
Геологические предпосылки водопроявлений, макроуровень

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к Оренбургскому валу северного окончания Соль-Илецкого выступа кристаллического фундамента, к внешней бортовой зоне Прикаспийской впадины (синеклизы), в зоне сочленения Прикаспийской плиты с Русской плитой, а также с Предуральским прогибом (Уральским орогеном). Для обозначения этой неординарной в геологическом отношении площади в научный оборот был даже введен специальный термин «Оренбургский тектонический узел» [8].

На схемах и картах различного масштаба отчетливо выделяются две системы тектонических нарушений и связанных с ними тектонических структур разных порядков. Это нормальные (т. е. условно субширотно-меридиональные) и диагональные структуры (рис. 1).

Для традиционного представления геологического строения ОНГКМ характерно незначительное проявление тектонических разрывных нарушений, картируемых как в самом массиве Оренбургского вала, так и, преимущественно, на его северном крыле.

Существует точка зрения, что нормальные тектонические структуры связаны с более ранними тектоническими процессами рифей-вендского и ордовикского возраста, а диагональные структуры – с более поздними тектоническими процессами девонско-каменноугольного возраста или даже с альпийской эпохой тектоногенеза. Иллюстрацию этому утверждению дают карты и временной сейсмический профиль, представленные на рис. 2 и рис. 3.



Тектонические структуры: А) – нормальные; Б) – диагональные

Рис. 1. Сводная структурная карта по кровле додевонской поверхности в границах западной части Оренбургской области, на стыке разнонаправленных тектонических структур

Fig. 1. Summary structural map of the top of the pre-Devonian surface within the boundaries of the western part of the Orenburg Region, at the junction of multidirectional tectonic structures

Источник: адаптировано из [9]

Source: adapted from [9]

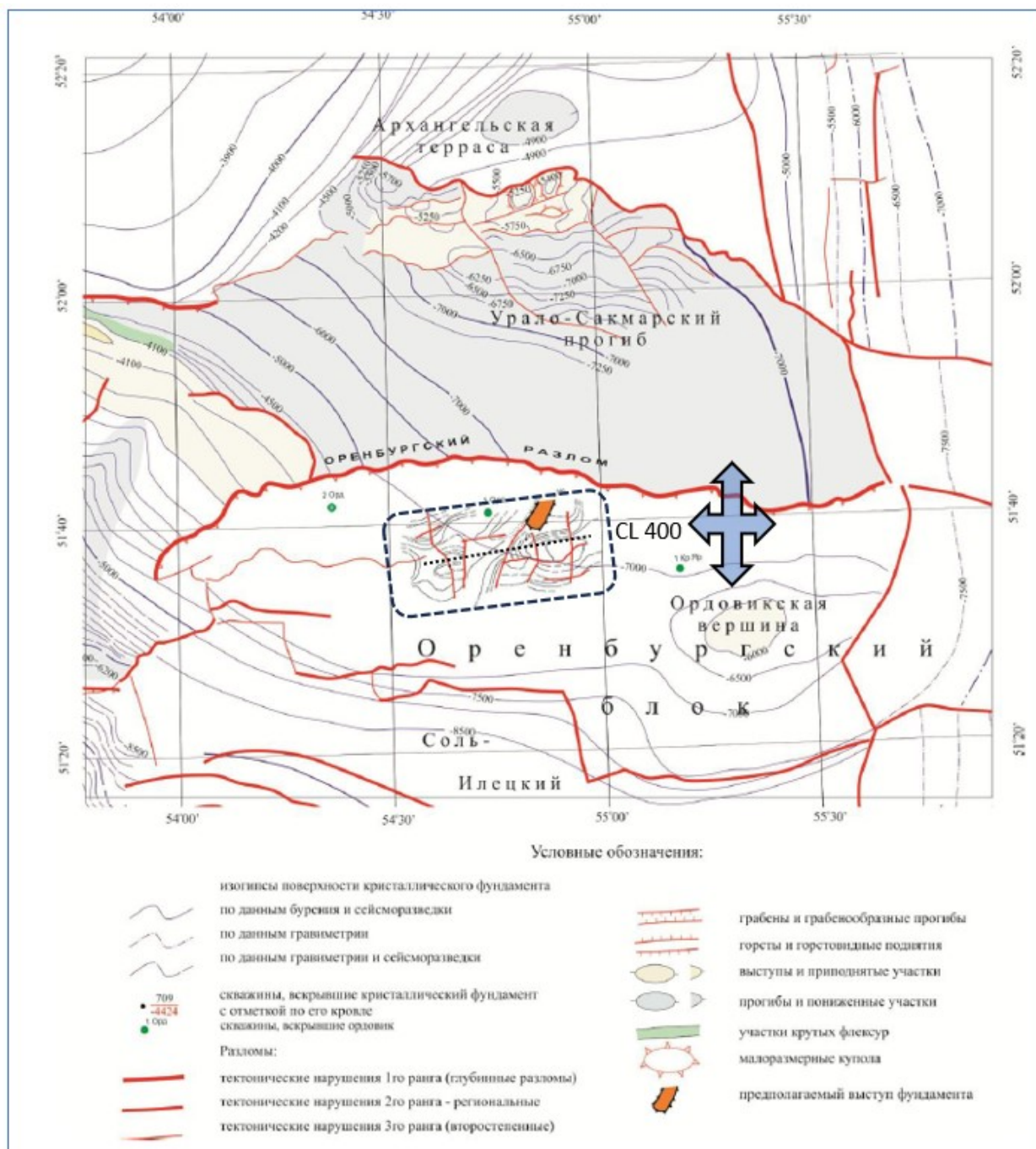


Рис. 2. Карта строения поверхности кристаллического фундамента в районе Оренбургского блока, с выделением области 3D сейсмических исследований на ОГКМ в районе скв. 1-Орд, и временного разреза 3D-куба CL 400

Fig. 2. The structure map of the surface of the crystalline basement in the area of the Orenburg block, highlighting the area of 3D seismic studies at the oil and gas condensate field in the zone of the 1-Ord well, and the time crossline of 3D cube CL 400

Источник: адаптировано из [10]

Source: adapted from [10]

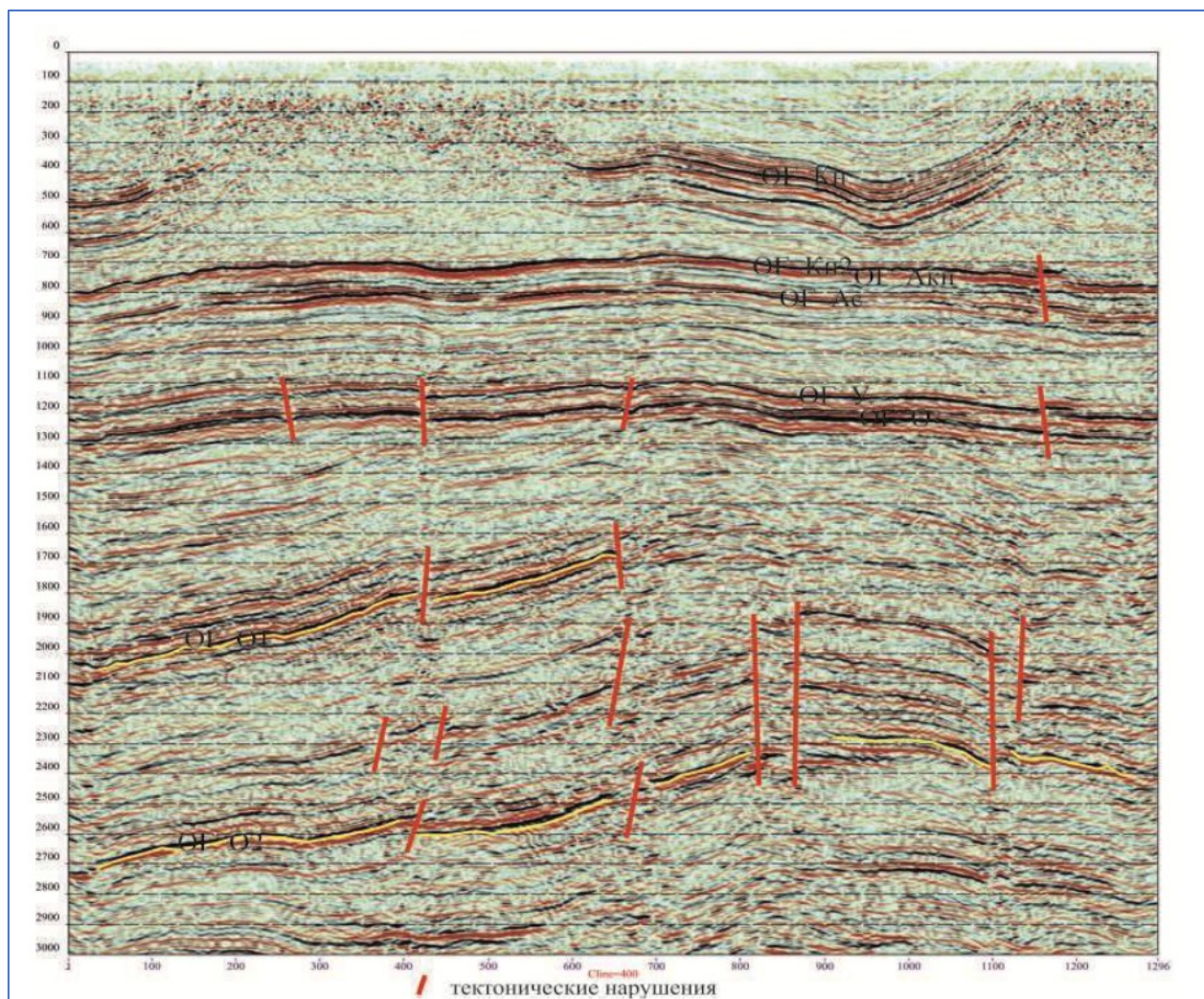


Рис. 3. Временной разрез CL 400 области 3D сейсмических исследований ОНГКМ

Fig. 3. Time crossline CL 400 of the oil and gas condensate field

Источник: [10] / Source: [10]

В районе ОНГКМ наиболее явно выделяются тектонические структуры ранних возрастов преимущественно нормального простирания. Эти нарушения с возрастом затихают в нижнепермских отложениях, являясь преимущественно мало- и неамплитудными, поэтому на структурных картах, построенных по материалам 2D и 3D сейсмических исследований, амплитудные нарушения нормального простирания отчетливо выделяются лишь в восточной части, ближе к зоне Предуральяского прогиба

(рис. 4). Лишь одно субмеридиональное нарушение (типа «сброс») отделяет в актуальных структурных картах восточную часть ОНГКМ от Центрального купола.

В своде Центрального купола, вблизи самых высоких его стратиграфических отметок, в геологической модели, лежащей в основе проектно-технической документации, амплитудные нарушения классическим путем выделены не были, несмотря на локально высокие значения градиентов прослеживаемых горизонтов.

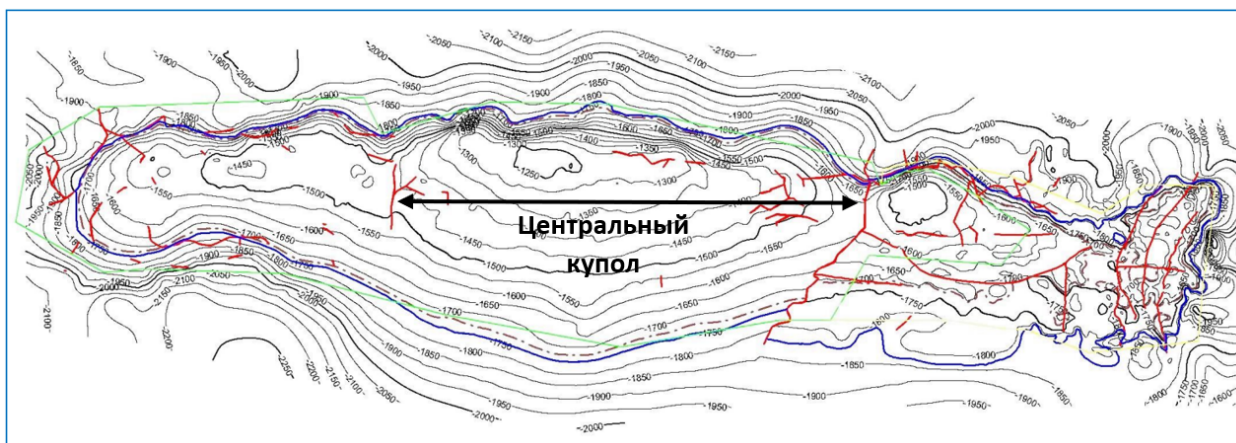


Рис. 4. Структурная карта по кровле основной залежи ОНГКМ

Fig. 4. Structural map of the top of the main deposit of the oil and gas condensate field

Источник: [11] / Source: [11]

Диагональный характер поздних нарушений иллюстрирует региональная структурная поверхность по кровле солей кунгурского яруса нижней Перми, охватывающая зону Оренбургского вала вокруг ОНГКМ, что приведена на рис. 5.

Следовательно, мы имеем право предположить, что диагональные гребни кровли пластичных солей (галитов), перекрывающих ОНГКМ ([13]), коррелируют с диагональными же зонами нарушений и/или зонами современных (сформировавшихся к началу разработки) напряженных состояний породы нижележащих более жестких сульфат-карбонатных отложений.

По мере накопления промысловых и геолого-геофизических данных на ОНГКМ, включая поглощения при бурении, водопроявления в добывающих скважинах и результаты промыслово-геофизических исследований, еще в начале 2000-х гг. в НПЦ «Тверьгеофизика» А.Ф. Боярчуком была сделана попытка обобщения этих данных для построения возможной системы нарушений Центрального купола ОНГКМ. По материалам [14], можно сделать выводы, что:

– практически весь Центральный купол ОНГКМ покрыт системой локальных нарушений как нормального, так и диагонального простирания;

– влияние наиболее согласованных по направлению локальных нарушений на разработку наблюдается в северо-западной части Центрального купола, вдоль поймы реки Урал, тесно коррелируя с глубоким Оренбургским разломом условно субширотного простирания, ограничивающим с севера Соль-Илецкий выступ;

– достаточно уверенная корреляция локальных нарушений наблюдается в центральной части Центрального купола, вдоль участков поймы реки Донгуз, южного притока реки Урал;

– в работе геологически обоснованная система нарушений данными исследованиями не выявлена.

Основываясь на анализе современных геодинамических процессов, а также известных к настоящему моменту дополнительных данных, попробуем сформулировать геологические причины (макроуровня) интенсивных водопроявлений в газовых скважинах ОНГКМ.

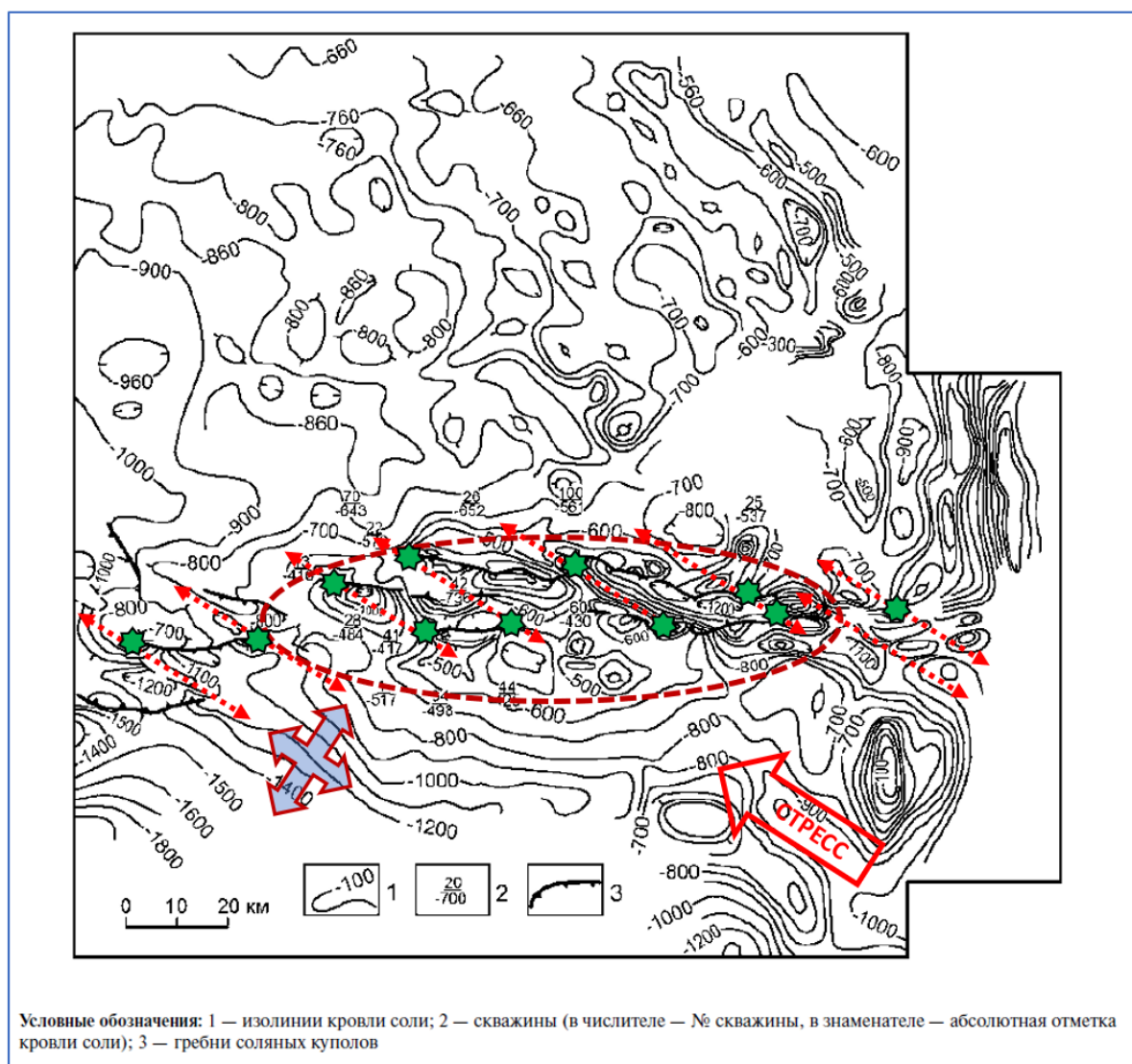


Рис. 5. Структурная карта по кровле кунгурской соли в районе Оренбургского блока, с выделенными диагональными нарушениями северо-западного простирания

Fig. 5. Structural map of the Kungur salt top in the Orenburg block area, with highlighted diagonal disturbances of the northwestern strike

Источник: адаптировано из [12]

Source: adapted from [12]

Многочисленными исследованиями как поверхностных, так и подземных технологических инцидентов было замечено, что наибольшая частота таких событий отмечается на стыке/пересечении проекций двух разнонаправленных систем нарушений, более раннего и более позднего геологического возраста.

К примеру, применительно к Западной Сибири это чаще всего системы более ранних доюрских и юрских нарушений северо-западного простирания и более поздних меловых нарушений северо-восточного простирания. Это наиболее ослабленные в механическом отношении локальные участки небольших размеров.

Далее по частоте следуют инциденты на (линейных) участках вдоль самых молодых (поздних) нарушений. И замыкают эту статистику по частоте инциденты вдоль системы самых старых (ранних) нарушений, что логично, с учетом самозалечивания нарушений с течением времени ([15], сборник материалов конференции²).

Если перенести данный подход на условия Оренбургского вала (блока), то при техногенном воздействии на геологический объект разработки:

– в первую очередь должны реагировать локальные зоны стыка (сочленения) нормальной и диагональной систем нарушений;

– во вторую очередь – линейные зоны диагональной (молодой) системы нарушений, безотносительно их реального геологического возраста;

– в последнюю очередь – зоны вдоль системы самых ранних нарушений нормального простирания.

Яркими представителями зон первого типа является область, примыкающая к части Урало-Сакмарского нарушения субширотного простирания (пойма реки Урал с местными северными притоками в северо-западной части Центрального купола), а также локальные участки пересечения двух систем нарушений, отслеживаемые по рельефу дневной поверхности и по резким изменениям направлений реки Донгуз с южными притоками в сводовой части Центрального купола. Было зафиксировано, что к этим зонам также тяготеет большинство сейсмических событий, сопровождавших процесс разработки ОНГКМ [16, 17] (рис. 6).

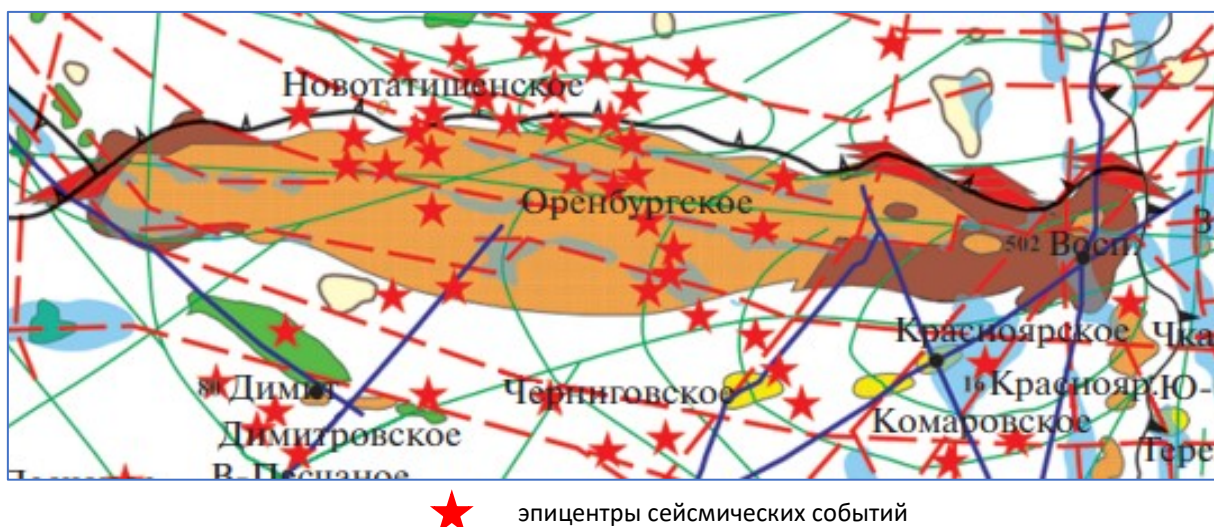


Рис. 6. Схема связи систем нарушений различного простирания в районе ОНГКМ с эпицентрами зафиксированных сейсмических событий

Fig. 6. Schematic diagram of relationship of disturbance systems of various strata in the oil and gas condensate field area with the epicenters of recorded seismic events

Источник: [17] / Source: [17]

² Современная геодинамика недр и эколого-промышленная безопасность объектов нефтегазового комплекса: Материалы Международной конференции. М.: ЗАО «Техинпресс», 2005. 196 с.

Анализируя рис. 5, можно также заметить, что локальными зонами пересечения двух разновозрастных систем нарушений являются окончания гребней соляных куполов (условно «северные стрелки» примыкают к Урало-Сакмарскому нарушению, условно «южные стрелки» размещаются практически по оси Оренбургского вала). Это место пересечения субширотной составляющей со сдвиговыми нарушениями вдоль плоскостей срыва отдельных блоков размером несколько километров в поперечнике. Именно эти ослабленные локальные участки должны быть с точки зрения геодинамики активизированы в первую очередь техногенными процессами, связанными с эксплуатацией месторождения.

Далее, следуя ряду авторов, под линеаментами будем понимать некоторые линейные или организованные элементы структуры земной поверхности, которые прямо или косвенно отражают особенности геологической структуры, в том числе глубинные разрывы и трещиноватость осадочного чехла и погребенного фундамента [18].

В этом случае в линеаменты попадают самые разнообразные геолого-геофизические объекты – разрывы и трещины, зоны повышенной концентрации деформаций, градиентные зоны геофизических полей, элементы структурно-вещественной неоднородности геологической среды.

По мнению ряда исследователей, геологическим прототипом линеаментов являются преимущественно неотектонические или унаследовано развивающиеся в новейшее время разрывы, флексурно-разрывные зоны, зоны повышенной трещиноватости и проницаемости литосферы (в том числе глубинного заложения) и т. п.

В геологической практике линеаменты, трассирующие зоны повышенной нарушен-

ности, деформированности или раздробленности земной коры, отражают подводящие каналы различных флюидов и растворов³.

В качестве иллюстрации такой связи уместно привести результаты дешифрования космических снимков Земли и полевой газохимической съемки в районе Абдрахмановской площади очень хорошо изученного Ромашкинского месторождения Волго-Уральской провинции (Республика Татарстан).

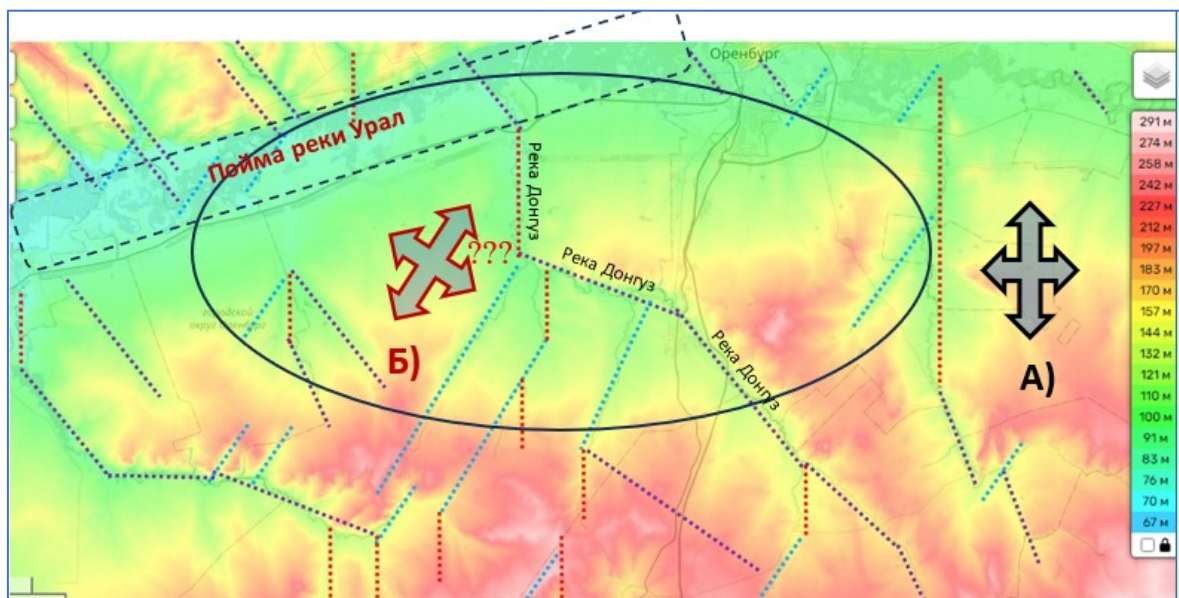
Здесь, «грабенообразным структурам поверхности фундамента соответствует подробленность толщи осадочного чехла разрывными нарушениями. Последние простираются вплоть до дневной поверхности, служа каналами фильтрации глубинных газов, включая водород. Участки наибольшего сгущения линеаментов соответствуют зонам максимальной нарушенности массива пород. В этих зонах отмечено выраженное повышение интенсивности истечения водорода. Здесь же имеют место контрастно высокие отборы жидкости и закачки воды в продуктивные девонские отложения» [19].

Выскажем утверждение, что вне зависимости от варианта рисовки систем линеаментов района Оренбургского вала (на основе карты рельефа и гидросети, либо из иных соображений) Центральный купол ОНГКМ находится в месте стыка систем линеаментов различной ориентации (рис. 7а). Эти линеаменты коррелируют с текущим северо-западным направлением регионального стресса и с гребнеобразной тектоникой кровли кунгурских солей (см. рис. 5), а также с нарушениями девона и ордовика (см. рис. 2).

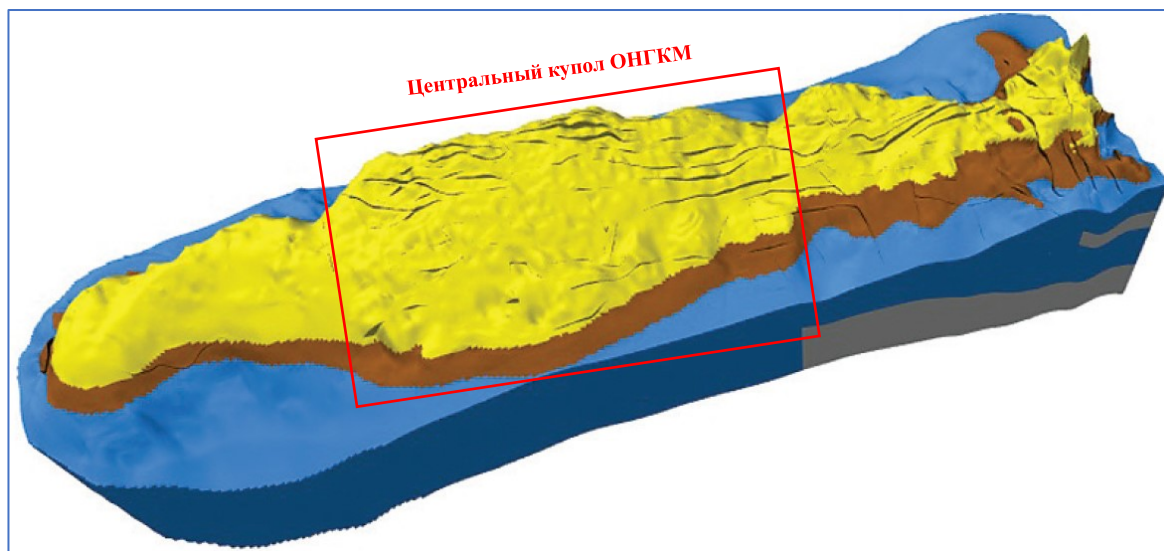
³ Корчуганова Н.И. Новейшая тектоника с основами современной геодинамики: Методическое руководство. М.: Геокарт, ГЕОС, 2007. 353 с.

Причем современное русло реки Урал с его северными притоками представляет собой иллюстрацию северной границы блоков вдоль Оренбургского разлома, вытянутых и сдвинутых друг относительно

друга с юго-востока на северо-запад (см. также выделенную по материалам 3D сейсмических исследований зону мало-амплитудных нарушений в северной части Центрального купола ОНГКМ на рис. 7б).



Тектонические структуры: А – нормальная; Б – диагональная
а/а



б/б

Рис. 7. Сопоставление системы линеаментов района Центрального купола ОНГКМ, выделенной по карте рельефа и гидросети (а), с системой нарушений по кровле основной залежи ОНГКМ, применяемое при последнем подсчете запасов (б)

Fig. 7. Comparison of the lineament system of the Central Dome area of the oil and gas condensate field, highlighted on the relief map and the hydrographic network (a), with the system of disturbances along the top of the main deposit of the oil and gas condensate field, used in the latest reserves estimation (b)

Источник: [20] / Source: [20]

В то же самое время современное русло впадающей с южного направления в Урал реки Донгуз с притоками демонстрирует поверхностные отклики нарушений над сводом Центрального купола, возникших при сдвиге блоков как бы «в обход Ордовикской вершины» с юго-западной стороны, по современному

направлению регионального стресса (см. рис. 2 и рис. 5). Эта точка зрения (наличие системы субпараллельных мелких сдвиговых нарушений) может быть проиллюстрирована геомеханическим аналогом из другого региона, со сходным направлением регионального стресса относительно оси структуры (рис. 8).

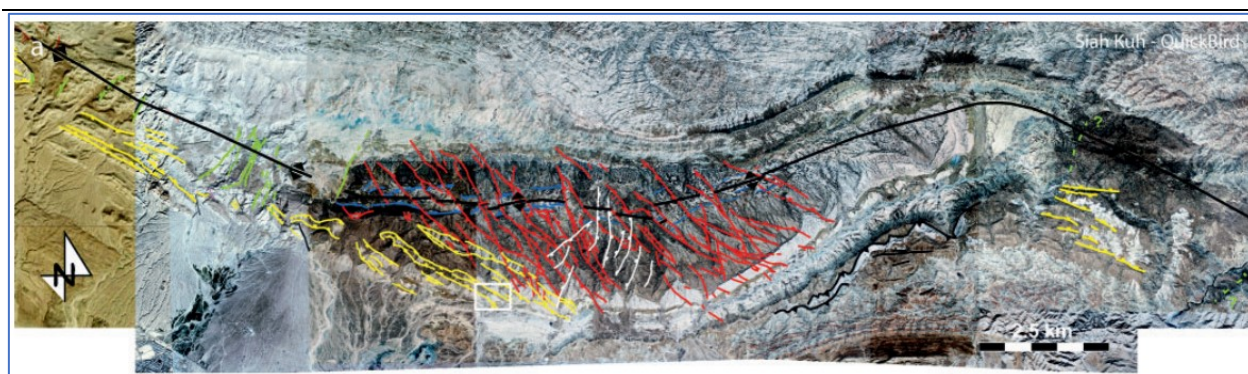


Рис. 8. Пример выделения сдвиговых деформаций по направлению регионального стресса на площади в горах Загрос, Республика Иран

Fig. 8. Example of the allocation of shear deformations in the direction of regional stress in an area in the Zagros Mountains, Republic of Iran

Источник: [21] / Source: [21]

На основе геомеханического анализа напряженных состояний горной породы был сделан вывод о том, что именно растягивающие усилия привели к формированию вертикальных и субвертикальных макро- и мегатрещин разуплотнения большой протяженности. Для сдвиговых деформаций характерно формирование так называемых «эшелонных» трещин отрыва (хрупкой деформации) в максимально напряженных зонах (термин «эшелонные» трещины характеризует геометрию взаимного расположения трещин относительно друг друга в трещиноватой системе, сформированной единым механизмом регионального стресса [21]). Именно поэтому к сводовой и присводовой частям купола приурочено большинство скважин, поглощавших буровой раствор в процессе

бурения [14]. Данный факт хорошо коррелируется с локализацией интенсивных водопроявлений в эксплуатационных газовых скважинах (рис. 9).

Таким образом, предыдущие исследования дают уверенное понимание геологических предпосылок формирования зон трещиноватости/разуплотнения в районе Центрального купола ОНГКМ, как путей ускоренной фильтрации подошвенной воды в процессе разработки залежи.

Некоторое представление о возможном геологическом строении и подробленности таких участков может дать рис. 10, как иллюстрация поверхностного отклика глубинных геодинамических процессов в зоне высокой плотности сейсмических событий (см. рис. 6).

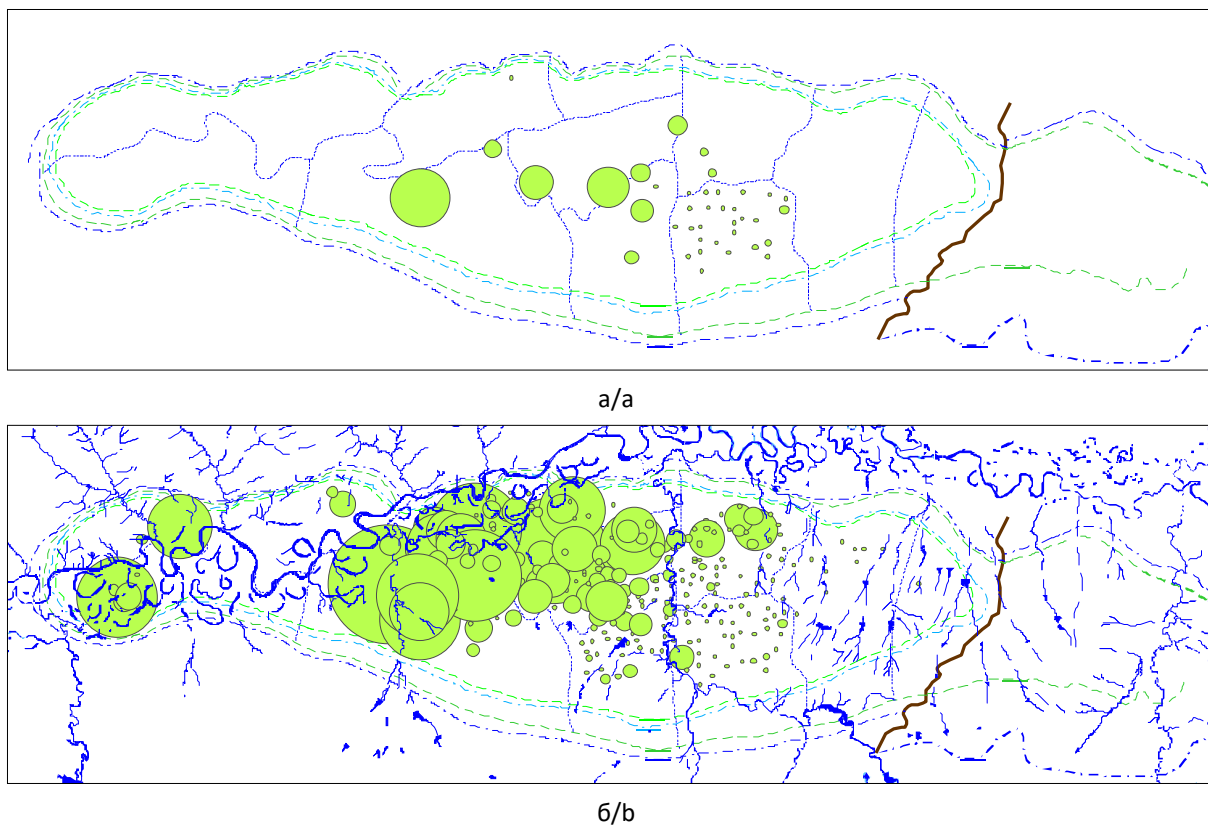


Рис. 9. Схемы водопоявлений в скважинах Центрального купола: через 1 год после пуска скважин (а) и более чем через 20 лет после пуска скважин, с привязкой к гидросети (б)

Fig. 9. Schematic diagrams of water occurrences in the wells of the Central Dome: 1 year after the well start-up (a), and more than 20 years after the well start-up, with reference to the hydrographic network (b)

Источник: по данным недропользователя и [22]

Source: according to mining asset data and [22]



Рис. 10. Пример строения обрывистых берегов реки Донгуз в районе Центрального купола ОНГКМ

Fig. 10. Example of the structure of the steep banks of the Donguz River in the area of the Central Dome of the oil and gas condensate field

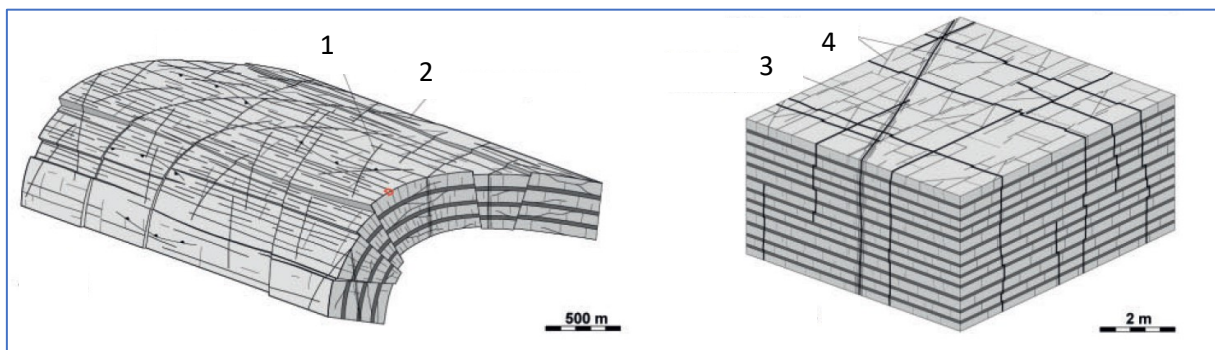
Источник: адаптировано из <https://fotokonkurs.ru/photo/121803> (дата обращения: 20.02.2025)

Source: adapted from <https://fotokonkurs.ru/photo/121803> (accessed 20 February 2025)

Однако остается невыясненным вопрос, почему исторически наблюдаемое водопроявление в газовых скважинах сосредоточено в основном на Центральном куполе, единичным образом проявлялось на Западном и совсем не наблюдалось в скважинах на Восточном куполе месторождения (см. рис. 9).

Геологические предпосылки водопроявлений, микроуровень

Традиционное представление на макро- и мезоуровне о строении порово-трещинного коллектора, включающего трещины складчатой области (в том числе так называемые «эшелонные» трещины), показано на рис. 11.



1 – сдвиговое нарушение типа выдавливания; 2 – сдвиговое нарушение типа погружения;
3 – зарождающееся сдвиговое нарушение; 4 – система косых нарушений

а/а

б/б

Рис. 11. Традиционное схематичное изображение малоамплитудных нарушений:

а – в масштабе 500 м; б – в масштабе 2 м

Fig. 11. Traditional schematic representation of low-amplitude disturbances:

а – on a scale of 500 m; б – on a scale of 2 m

Источник: адаптировано из [21]

Source: adapted from [21]

Исследования на микроуровне, проведенные группой авторов на так называемом цифровом керне с сохранением оцифрованной текстуры образца, наглядно иллюстрируют анизотропный, кинжальный, характер обводнения порово-трещинных коллекторов по разрезу (см. рис. 12) [23].

Здесь цветовая гамма иллюстрирует возможность прорыва воды при фильтрации по направлению трещины даже при незначительном обводнении прилегающих к трещине пор и каналов (в основном, вследствие прямоочной капиллярной пропитки в случае

гидрофильного коллектора). В случае же гидрофобного коллектора картинка кинжального проникновения воды получится еще более контрастной. Таким образом, исследования как на реальном, так и на цифровом керне динамики обводнения порово-трещинных карбонатных коллекторов диктуют необходимость (при построении гидродинамических моделей – ГДМ) использования известного механизма «двойной среды» с флюидообменом между матричными блоками и трещинами, иными словами, так называемой модели «двойной проницаемости».

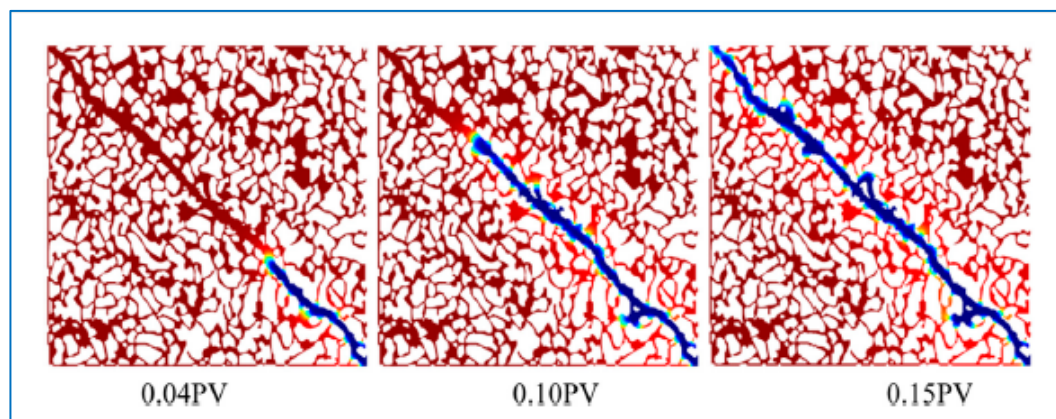


Рис. 12. Модели продвижения фронта воды по направлению трещины в зависимости от доли замещаемого водой порового объема PV в цифровом порово-трещинном коллекторе

Fig. 12. Models of the movement of the water front in the direction of the crack, depending on the proportion of the PV (pore volume) replaced by water in a digital pore-crack reservoir

Источник: [23] / Source: [23]

Действительно, на простейших принципиальных ГДМ такого типа (с характерными параметрами, присущими ОНГКМ), включающих как достаточно узкую зону самого субвертикального нарушения, так и окружающую его зону деструкции мощностью до 100 м, оказалось возможным воспроизвести характерную динамику интенсивного водопроявления газовой скважины со средним дебитом воды порядка 50–60 м³/сут спустя всего лишь год-полтора от пуска скважины в эксплуатацию, с последующим его «выполаживанием» либо более медленным монотонным ростом, в зависимости от активности подошвенного резервуара подстилающей залежь воды. Характерным при этом является картина, при которой подъем подошвенной воды к окрестности забоя газовой скважины в ГДМ отчетливо наблюдается в «трещинной» среде и практически не наблюдается в «матричной» среде.

Значительную роль в процессах водопроявления в газовых скважинах ОНГКМ также играет высокая степень битуминозности коллектора. Согласно исследованиям неэкстрагированных образ-

цов керна, битуминозность ОНГКМ (совокупность асфальтенов, спирто-бензольных смол и более легких хлороформбитумов) может составлять первые десятки процентов эффективного порового объема карбонатных пород, слагающих ее основную залежь [24]. Очевидным следствием высокой степени битуминозности является очень высокая водоудерживающая способность породы, особенно низкпорových ее разностей, выявленная предыдущими исследованиями (пример представлен на рис. 13).

Ряд исследователей утверждают, что механизм, объясняющим высокую водоудерживающую способность пород с высоким содержанием битумоидов, являются чередующиеся тонкие адсорбционные слои высокомолекулярных соединений и воды, выстилающих стенки порового пространства [26]. Причем эта водоудерживающая способность есть следствие не только и не столько капиллярных сил, сколько физико-химического взаимодействия воды и высокомолекулярных соединений (прежде всего – тяжелых спиртобензольных смол и асфальтенов).

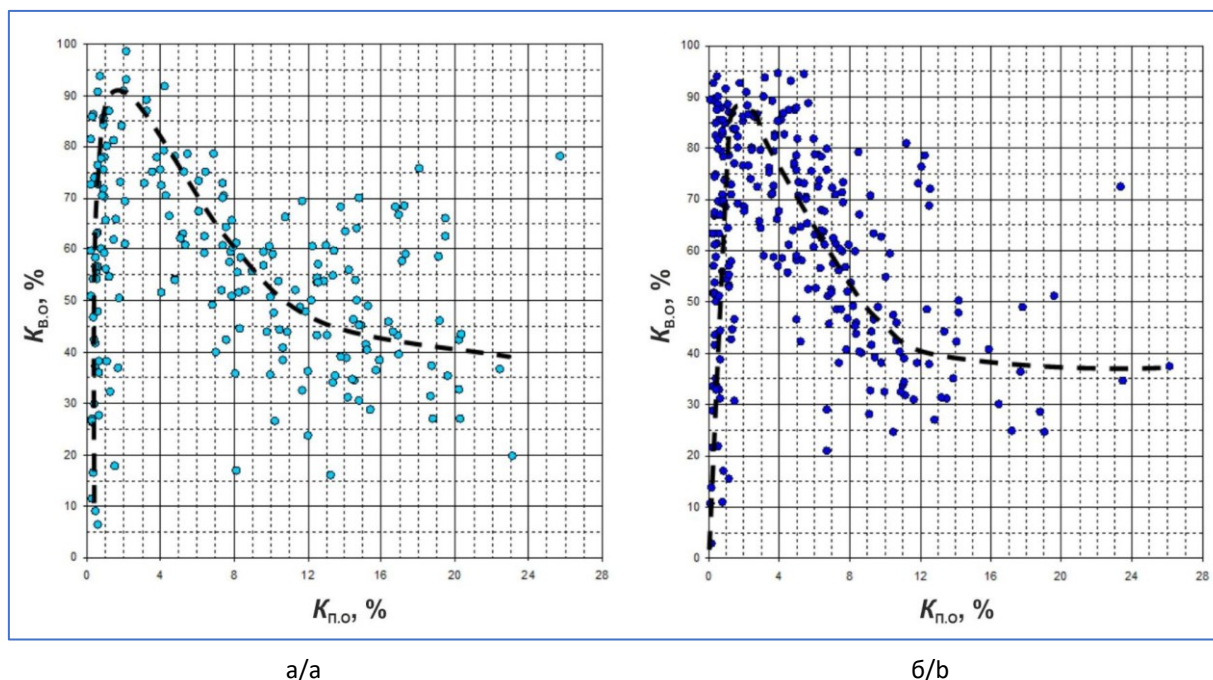


Рис. 13. Закономерность изменения значений коэффициентов остаточной водонасыщенности с ростом значений коэффициентов открытой пористости на основе результатов исследования образцов неэкстрагированного керна карбонатных отложений центральной части ОНГКМ:
а – артинский ярус P_{1ar}; б – сакмарский ярус P_{1sm}

Fig. 13. Pattern of changes in the values of residual water saturation coefficients with an increase in the values of open porosity coefficients based on the results of a study of samples of non-extracted core of carbonate deposits in the central part of the oil and gas condensate field:
а – Artinskian strata P_{1ar}; б – Sakmarian strata P_{1sm}

Источник: [25, с. 9] / Source: [25, p. 9]

При достаточной толщине слоя (пленки) адсорбционно-связанной нефти (от 1 мкм до 2–5 мкм) в зависимости от удаления от скелета породы исследователями выделяются три основных агрегатных состояния, существенно различающихся по свойствам – твердообразная часть слоя, часть слоя с коагуляционной структурой и участок слоя, переходный к жидкости в объеме. В многофазной многокомпонентной флюидальной системе коллектора НГКМ существует постоянная конкуренция в адсорбционном процессе между водой и углеводородами. Преимущество имеет тот компонент, который обладает большей энергией адсорбции по отношению к породе. Так, при исследовании керна

было установлено, что доли адсорбционно связанных нефти и воды для аналогичных карбонатных коллекторов Астраханского НГКМ составили 4,4% и 20,4%, Карачаганакского НГКМ – 6,9% и 19,2%, Усинского месторождения – 13% и 21,2% от объемов пор [27].

Логично предположить, что при интенсивном краткосрочном воздействии на горный массив взрывной волной разряжения/сжатия часть ранее связанной воды из тупиковых пор и адсорбционных пленок на скелете породы может оказаться в ином, условно-мобильном, состоянии – удерживаемой в преимущественно гидрофобном коллекторе лишь незначительными капиллярными силами.

Поэтому скважина, пробуренная в газонасыщенной зоне с измененными вследствие прохождения взрывной волны свойствами породы, может практически сразу дать невысокие (с дебитом порядка 1–5 м³/сут) и стабильные притоки воды даже в отсутствие вертикальных трещин и/или «суперколлекторов», соединяющих окрестность призабойной зоны с подошвенными либо законтурными водами.

Такую динамику водопроявлений оказалось возможным воспроизвести на простейших моделях типа «двойной проницаемости», с переводом к моменту начала добычи в условно-мобильное состояние 5–10% воды, изначально связанной в преимущественно водонасыщенной «трещинной» (низкопоровой) среде.

Технологические предпосылки водопроявлений в период до начала разработки

Исследуем вероятные технологические предпосылки, которые могли послужить триггером описываемых выше процессов

водопроявлений различной степени интенсивности в газовых скважинах ОНГКМ еще до начала его эксплуатации.

Известно, что перед началом промышленной разработки месторождения, в ходе обустройства ОНГКМ в 1971 и 1973 гг., в западной присводовой части Центрального купола были осуществлены два мощных подземных взрыва, суммарной мощностью 15 кт (объекты Е-2, или Сапфир-1/Дедуровка-1, и Е-3, или Сапфир-2/Дедуровка-2, см. рис. 14). Взрывы были осуществлены в толще нижнепермских кунгурских солей (галитов), перекрывающих основную залежь, на глубине порядка 1200–1400 м, для создания техногенных объектов – полостей, с целью хранения газового конденсата при повышенном давлении, облегчающего его дальнейшую транспортировку по системе трубопроводов потребителю. В результате процессов обводнения, обрушения и схлопывания созданных при взрывах полостей, данные объекты так и не были введены в эксплуатацию.



Рис. 14. Схема размещения геолого-технологических объектов Е-2,3 (или «Сапфир»-1,2) в районе Центрального купола ОНГКМ, 8–10 км южнее с. Дедуровка и 39–40 км юго-западнее г. Оренбурга

Fig. 14. Layout plan of geotechnological facilities E-2,3 (or “Sapphire”-1,2) in the area of the Central Dome of the oil and gas condensate field, 8–10 km south of Dedurovka Village and 39–40 km southwest of Orenburg

Источник: локация согласно справочным материалам: Ядерные взрывы в СССР. Мирное использование подземных ядерных взрывов- / Под ред. В.Н. Михайлова. М.: Минатом России, 1994. Вып. 4. 162 с.
Source: location according to the reference materials: Mikhailov V.N., ed. *Nuclear Explosions in the USSR. Peaceful Use of Underground Nuclear Explosions*. Moscow: Minatom of Russia, 1994. Vol. 4. 162 p. (In Russ.)

В результате вышеупомянутых взрывов и последующей за ними разрядки напряженного состояния горных пород в г. Оренбурге было зафиксировано сейсмическое событие магнитудой до 5 баллов. Опишем, какие изменения потенциально могли произойти при этих взрывах непосредственно в структуре пород, слагающих основную залежь в районе Центрального купола ОНГКМ.

Как известно, совместное действие прямой и отраженных волн от камуфлетного (т. е. подземного, без выхода на дневную поверхность) взрыва обеспечивает разделение твердого вещества на мелкие фрагменты. В основе лежит известное в теории и практике распространения ударных волн явление отражения фронта ударной волны от границы раздела сред с резко различающимися значениями плотностей (акустической жесткостью).

Поэтому, чем выше степень расчлененности массива горной породы, подвергаемой такому воздействию, т. е. чем больше по разрезу объекта выделяется границ с контрастом акустической жесткости, тем потенциально сильнее должно проявляться нарушение связности (сплошности) и возникновение блочности. Такой тип геологического разреза преобладает именно в западной половине Центрального купола ОНГКМ, с учетом значительной там степени ангидритизации интервалов неколлектора.

Следует остановиться на такой разновидности неупругих деформаций, как дилатансия (процесс нелинейного увеличения объема деформируемого тела в процессе его сжатия). Это явление имеет практическое значение для формирования фильтрационно-емкостных свойств в хрупких горных породах (например,

ангидритах, формирующих так называемые «разделы» между выделяемыми объектами разработки ОНГКМ), заведомо далеких по свойствам от «нормальных» карбонатных коллекторов.

Кроме того, из общих соображений механики сплошной среды следует, что при условии превышения давления флюидов, насыщающих трещины, бокового (или «реактивного горного») давления, поддерживать свою раскрытость могут лишь трещины вертикальной или близкой к таковой ориентации, в плоскости, параллельной плоскости действия главной сжимающей нагрузки, а остальные трещины полагаются сомкнутыми. Явление дилатансии также должно сопровождаться локальным кратковременным понижением пластового давления, до завершения перехода системы в новое равновесное состояние путем перераспределения в пространстве части флюидальной системы [28, с. 157–165].

При исследовании влияния взрывов большой мощности на трещиноватость было отмечено, что при этом формируются следующие зоны:

1) Зона интенсивной трещиноватости – характеризуется появлением новых трещин по естественным микротрещинам, текстурным элементам горных пород и зонам механических ослаблений. Особенно интенсивно проявляется трещиноватость пород вдоль плоскостей тектонических трещин, совпадающих с радиальными и тангенциальными направлениями относительно центра взрыва. По радиальным направлениям образуются сколы, по концентрическим – разрывы. Коэффициент проницаемости породы увеличивается до 1000 раз, причем наибольшее увеличение отличается по латерали (по простиранию пород).

2) Зона блоковой трещиноватости (зона подновленных трещин) – имеет симметричную форму, в основном повторяющую зону интенсивной трещиноватости. Наибольшую мощность зона имеет по простиранию и по восстанию пород, наименьшую – ниже полости и по падению пород. Конфигурация зоны существенно изменяется в сторону увеличения размеров при пересечении с тектоническими нарушениями, причем разрушенность массива происходит за счет раскрытия существующих трещин. Наиболее интенсивная трещиноватость при этом связана, как правило, с откольными явлениями при прохождении взрывных волн через породы с резкой сменой прочностных свойств (с различной акустической жесткостью), зоны расщепления и приконтактные участки (зоны естественной деструкции) [29, 30]. Коэффициент проницаемости в этих зонах может достигать величины 10 Дарси.

Вклад автора

Д.В. Сурначёв – концепция, сбор данных, математическое моделирование, подготовка и редактирование текста.

Конфликт интересов

Автор является научным редактором журнала «Актуальные проблемы нефти и газа».

Список источников

1. Закиров С.Н., Баишев В.З., Колomoец В.И., Поваренко О.А. Расчетные модели применительно к месторождению типа Оренбургского. М.: ВНИИЭгазпром, 1981. 46 с.
2. Перепеличенко В.Ф., Багринцева К.И., Максимов С.П. и др. О разработке Оренбургского газоконденсатнонефтяного месторождения // Геология нефти и газа. 1987. № 9. С. 44–50.
3. Савинков А.В. Изучение влияния особенностей геологического строения на процессы отработки и обводнения крупных сложнопостроенных залежей: на примере Оренбургского газоконденсатного месторождения: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 1988. 18 с.

Выводы

Особенностями региональной геологии и соображениями геомеханики в сочетании с механикой землетрясений оказалось возможным объяснить причину и механизм обводнения различной интенсивности газовых скважин ОНГКМ и их локализацию в пределах Центрального купола ОНГКМ. Эффект так называемых «суперколлекторов» (с преобладанием вертикальной проводимости трещинного типа либо с преобладанием латеральной проводимости вдоль плоскостей срыва, сопровождающих акустически жесткую границу) в подсолевых сульфат-карбонатных отложениях Центрального купола ОНГКМ проявился, как следствие мощного техногенного воздействия на горную породу (триггером послужили взрывы большой мощности в мирных целях Сапфир-1 и Сапфир-2 с целью создания конденсаторохранилища). Полученные знания обеспечивают построение набора принципиальных гидродинамических моделей, адекватно воспроизводящих динамику и амплитуду водопроявлений в газовых скважинах различных участков ОНГКМ.

4. Карцева В.П., Марьенко Н.Н., Резванов Р.А. О моделях и механизме обводнения Оренбургского газоконденсатного месторождения // Геология нефти и газа. 1989. № 7. С. 31–38.
5. Башиев В.З., Кузнецова М.А., Левина Н.А., Вологин И.С. Особенности отработки продуктивного разреза основной газоконденсатной залежи Оренбургского месторождения // Нефтепромысловое дело. 2007. № 6. С. 10–15.
6. Шиян С.И., Шаблий И.И. Обоснование проведения реконструкции обводненного фонда скважин на примере основной залежи Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2024. № 2(374). С. 42–55.
7. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А. и др. Ресурсный потенциал газовой части Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения на поздних стадиях разработки // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 3(34). С. 35–48. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art3>
8. Антипов М.П., Быкадоров В.П., Волож Ю.А. и др. Оренбургский тектонический узел: геологическое строение и нефтегазоносность. М.: Научный мир, 2013. 261 с.
9. Деникевич И.А. Основные этапы истории геотектонического развития в фанерозое юго-восточной окраины Волго-Уральской антеклизы // Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области: Сб. научных трудов / Под ред. А.С. Пантелеева, Н.Ф. Козлова. Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1998. Вып. 1. С. 95–102.
10. Нестеренко М.Ю., Соколов А.Г. Уточнение строения фундамента в пределах Соль-Илецкого выступа // Бюллетень Оренбургского научного центра УрО РАН. 2014. № 4. С. 10. URL: <http://www.elmag.uran.ru:9673/magazine/Numbers/2014-4/Articles/Nesterenko-Sokolov-2014-4.pdf> (дата обращения: 20.02.2025).
11. Трифонова М.П. Трехмерное геологическое моделирование сложнопостроенных уникальных длительно разрабатываемых месторождений УВС (на примере Оренбургского НГКМ): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 2012. 28 с.
12. Светлакова А.Н. Системы разломов земной коры на востоке Восточно-Европейской платформы и их связь с нефтегазоносностью региона. Уфа: Институт геологии УНЦ РАН, 1993. 148 с.
13. Светлакова А.Н. Модели соляной тектоники в бортовых зонах солеродных бассейнов на примере западного борта Предуралья прогиба // Геологический сборник № 9. Юбилейный выпуск. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2010. С. 129–135.
14. Боярчук А.Ф. Изучение фильтрационной неоднородности трещиноватых карбонатных коллекторов по комплексу геолого-геофизических данных // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2000. № 7. С. 23–30.
15. Кузьмин Ю.О., Жуков В.С. Современная геодинамика и вариации физических свойств горных пород. М.: Изд-во Московского государственного горного университета, 2004. 262 с.
16. Нестеренко М.Ю., Нестеренко Ю.М., Соколов А.Г. Геодинамические процессы в разрабатываемых месторождениях углеводородов (на примере Южного Предуралья). Екатеринбург: Оренбургский научный центр УрО РАН, 2015. 186 с.
17. Данилова Е.А. Радиально-концентрические структуры в фундаменте древней платформы и условия возникновения очагов генерации углеводородов: реконструкция

по сейсмостектоническим данным // Геотектоника. 2022. № 3. С. 36–49. <https://doi.org/10.31857/S0016853X22030043>

18. Афанасьева Н.С., Башилов В.И., Брюханов В.Н. и др. Космогеология СССР. М.: Недра, 1987. 240 с.

19. Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н., Шарафутдинов В.Ф. и др. Геологическое строение Абдрахмановской площади по данным дистанционных космических методов и полевой эманационной съемки // Нефтяное хозяйство. 2004. № 7. С. 40–43.

20. Поляков Е.Е., Фёдорова Е.А., Стрекозин В.В. и др. Прикладные и научные решения, примененные при подсчете запасов углеводородов в терригенных и карбонатных коллекторах базовых месторождений ПАО «Газпром» // Вести газовой науки. 2018. № 3(35). С. 224–236.

21. Casini G., Gillespie P.A., Vergés J. et al. Sub-seismic fractures in foreland fold and thrust belts: insight from the Lurestan Province, Zagros Mountains, Iran // Petroleum Geoscience. 2011. Vol. 17, No. 3. P. 263–282. <https://doi.org/10.1144/1354-079310-043>

22. Левина Н.А., Вологин И.С. Организация и функциональность базы данных геолого-промышленной информации в научном и проектном сопровождении разработки Оренбургского месторождения // Нефтепромышленное дело. 2008. № 11. С. 20–24.

23. Jia P., Guo H., Wang Y., Peng C. et al. COMSOL-based investigation of the characteristics of microscopic water flooding and residual oil distribution in carbonate reservoirs // Frontiers in Earth Science 2022. Vol. 10. P. 1016941. <https://doi.org/10.3389/feart.2022.1016941>

24. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Политыкина М.А., Карнаухов С.М. Битумоиды Оренбургского месторождения – нетрадиционный источник углеводородного сырья // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2005. № 6. С. 33–36.

25. Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н. и др. Методика построения трехмерной геологической модели эффективной пористости Вуктыльского месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 3–16. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art1>

26. Михайлов Н.Н., Ермилов О.М., Сечина Л.С. Адсорбционно-связанная нефть газоконденсатных месторождений // Геология и геофизика. 2016. Т. 57, № 6. С. 1213–1224. <https://doi.org/10.15372/GiG20160608>

27. Михайлов Н.Н., Ермилов О.М., Сечина Л.С. Физико-химические особенности адсорбционно-связанной нефти в образцах керна газоконденсатных месторождений // Доклады Академии наук. 2016. Т. 466, № 3. С. 319–323. <https://doi.org/10.7868/S0869565216030233>

28. Касахара К. Механика землетрясений / Пер. с англ. М.Э. Шаскольской; под ред. В.Н. Николаевского. М.: Мир, 1985. 264 с.

29. Адушкин В.В., А.А. Спивак А.А. Изменение свойств горных пород и массивов при подземных ядерных взрывах // Физика горения и взрыва. 2004. Т. 40, № 6. С. 15–26.

30. Спивак А.А., Перов Н.В., Машковцев И.Л., Саумитра Нараян Деб. Перспективы и возможности применения подземных ядерных взрывов в геотехнологии // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2004. № 2(9). С. 113–124.

Информация об авторе

Дмитрий Владимирович Сурначёв – к.ф.-м.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 7323-9385, <https://orcid.org/0009-0001-8257-4272>; e-mail: d_surnachev@mail.ru

Поступила в редакцию 23.12.2024

Принята к публикации 31.01.2025

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

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.02>

Geological and technological prerequisites for mass water occurrence in gas wells of the Orenburg oil and gas condensate field

Dmitry V. Surnachev ✉

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia

Abstract. *Background.* In the absence of a geologically sound mechanism for the introduction of water into a gas reservoir and a confident a priori localization of potential flood zones, the adaptation of hydrodynamic models has to be carried out based only on borehole data, which entails a high degree of uncertainty, and therefore high prognostic risks. *Objective.* Reduction of prognostic risks when choosing a pilot production site to increase the component recovery of a field (including by extracting the “matrix” oil of its gas part). *Materials and methods.* Analysis of the geological and technological prerequisites for massive premature (compared with early design documents) water occurrence in gas wells of the Orenburg oil and gas condensate field from the perspective of modern geodynamic processes developing in a carbonate reservoir with a high degree of bituminosity, principle hydrodynamic modeling. *Results.* Understanding the geological diversity of the mechanisms leading to water occurrences in the gas wells of the Orenburg oil and gas condensate field makes it possible to create a set of fundamental hydrodynamic models for various reservoir sites. This reduces the uncertainty in the identification of remaining locally trapped gas volumes and the level of risk in the event of an improper selection of a site pilot production for increasing the component recovery. *Conclusions.* It is assumed that various mechanisms of well flooding were triggered by the attempts to create a gas condensate storage by an explosive method on the eve of development, at the stage of oil and gas condensate field development, in the Kungur salts of the caprock of the Central Dome.

Keywords: oil and gas condensate field, gas wells, component recovery, water occurrence, tectonic disturbance systems, fracture zones, bituminous rocks, residual water saturation

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125020501405-1).

For citation: Surnachev D.V. Geological and technological prerequisites for mass water occurrence in gas wells of the Orenburg oil and gas condensate field. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 1. P. 50–75. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.02>

✉ Dmitry V. Surnachev, d_surnachev@mail.ru

© Surnachev D.V., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Dmitry V. Surnachev – idea, data collection, mathematical modeling, text preparation and editing.

Conflict of interests

The author is the Scientific Editor of the journal *Actual Problems of Oil and Gas*.

References

1. Zakirov S.N., Baishev V.Z., Kolomoyets V.I., Povarenko O.A. *Calculation Models Applied to a Field Similar to the Orenburg Field*. Moscow: VNIIEgazprom, 1981. 46 p. (In Russ.).
2. Perepelichenko V.F., Bagrintseva K.I., Maksimov S.P. et al. About development of the Orenburg gascondensate-oilfield. *Geologiya nefi i gaza*. 1987. No. 9. P. 44–50. (In Russ.).
3. Savinkov A.V. Study of the influence of the geological structure features on the processes of development and watering of large complex deposits: case study of the Orenburg gas condensate field. Cand. Sci. diss. abstr. Moscow, 1988. 18 p. (In Russ.).
4. Kartseva V.P., Marienko N.N., Rezmanov R.A. About the models and mechanism for water encroachment of Orenburg gas-condensate pools. *Geologiya nefi i gaza*. 1989. No. 7. P. 31–38. (In Russ.).
5. Baishev V.Z., Kuznetsova M.A., Levina N.A., Vologin I.S. Features of development of the productive section of the main gas condensate deposit of the Orenburg field. *Oilfield Engineering*. 2007. No. 6. P. 10–15. (In Russ.).
6. Shiyan S.I., Shabliy I.I. Substantiation of reconstruction of watered fund of wells using the example of the main deposit of the Orenburg oil and gas condensate field. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea*. 2024. No. 2(374). P. 42–55. (In Russ.).
7. Dmitrievsky A.N., Skibitskaya N.A., Gafarov N.A. et al. Resource potential of gas-saturated part of the Orenburg oil and gas condensate field at the final stages of development. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2021. No. 3(34). P. 35–48. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art3>
8. Antipov M.P., Bykadorov V.P., Volozh Yu.A. et al. *The Orenburg Tectonic Knot: Geological Structure and Oil and Gas Content*. Moscow: Nauchnyi mir, 2013. 261 p. (In Russ.).
9. Dentskevich I.A. Main stages of the history of geotectonic development in the Phanerozoic of the southeastern fringe of the Volga-Ural anteclise. In: Panteleev A.S., Kozlov N.F., eds. *Geology and Development of the Oil and Gas Fields of the Orenburg Region: Collected Papers*. Orenburg: Orenburgskoe knizhnoe izdatel'stvo, 1998. Vol. 1. P. 95–102. (In Russ.).
10. Nesterenko M.Yu., Sokolov A.G. Clarification of the structure of the foundation within the Sol-Iletsk ledge. *Bulleten' Orenburgskogo nauchnogo tsentra UrO RAN*. 2014. No. 4. P. 10. (In Russ.). URL: <http://www.elmag.uran.ru:9673/magazine/Numbers/2014-4/Articles/Nesterenko-Sokolov-2014-4.pdf> (accessed 20 February 2025).
11. Trifonova M.P. Three-dimensional geological modelling of complexly constructed unique long-term developed fields of hydrocarbons (case study of the Orenburg oil and gas condensate field). Cand. Sci. diss. abstr. Moscow, 2012. 28 p. (In Russ.).
12. Svetlakova A.N. *Crustal Fault Systems in the East of the East European Platform and their Relation to Oil and Gas Content of the Region*. Ufa: Institute of Geology of the USC RAS, 1993. 148 p. (In Russ.).

13. Svetlakova A.N. Models of salt tectonics in the lateral zones of salt basins on the example of the western side of the Pre-Ural trough. In: *Geologicheskiiy sbornik*. No. 9. Anniversary Issue. Ufa: DesignPolygraphService, 2010. P. 129–135. (In Russ.).
14. Boyarchuk A.F. Study of filtration heterogeneity of fractured carbonate reservoirs using a set of geological and geophysical data. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2000. No. 7. P. 23–30. (In Russ.).
15. Kuzmin Yu.O., Zhukov V.O. *Recent Geodynamics and Physical Properties Variations of Rocks*. Moscow: Moscow State Mining University, 2004. 262 p. (In Russ.).
16. Nesterenko M.Yu., Nesterenko Yu.M., Sokolov A.G. *Geodynamic Processes in Developed Hydrocarbon Fields (Case Study of the Southern Urals)*. Yekaterinburg: Orenburg Scientific Center of the Ural Branch of the RAS, 2015. 186 p. (In Russ.).
17. Danilova E.A. Radial–concentric structures in the basement of an ancient craton and formation conditions of hydrocarbon kitchens: reconstruction from seismotectonic data. *Geotectonics*. 2022. Vol. 56, No. 3. P. 294–305. <https://doi.org/10.1134/s0016852122030049>
18. Afanasyeva N.S., Bashilov V.I., Brukhanov V.N. et al. *Cosmogeology of the USSR*. Moscow: Nedra, 1987. 240 p. (In Russ.).
19. Khisamov R.S., Fajzullin I.N., Sharafutdinov V.F. et al. Abdrakhmanovskaya area geological structure according to remote space methods data and field emanation survey. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2004. No. 7. P. 40–43. (In Russ.).
20. Polyakov E.E., Fedorova E.A., Strekozin V.V. et al. Applied and scientific solutions, used for calculation of hydrocarbon reserves in terrigenous and carbonate reservoirs of basic Gazprom PJSC fields. *Vesti gazovoy nauki*. 2018. No. 3(35). P. 224–236. (In Russ.).
21. Casini G., Gillespie P.A., Vergés J. et al. Sub-seismic fractures in foreland fold and thrust belts: insight from the Lurestan Province, Zagros Mountains, Iran. *Petroleum Geoscience*. 2011. Vol. 17, No. 3. P. 263–282. <https://doi.org/10.1144/1354-079310-043>
22. Levina N.A., Vologin I.S. Organization and functionality of the geological and field information database in scientific and project supervision of the development of the Orenburg field. *Oilfield Engineering*. 2008. No. 11. P. 20–24. (In Russ.).
23. Jia P., Guo H., Wang Y., Peng C. et al. COMSOL-based investigation of the characteristics of microscopic water flooding and residual oil distribution in carbonate reservoirs. *Frontiers in Earth Science*. 2022. Vol. 10. P. 1016941. <https://doi.org/10.3389/feart.2022.1016941>
24. Dmitrievsky A.N., Skibitskaya N.A., Politykina M.A., Karnaukhov S.M. Orenburg field bitumoids – non-traditional source of hydrocarbon raw. *Environmental Protection in Oil and Gas Complex*. 2005. No. 6. P. 33–36. (In Russ.).
25. Skibitskaya N.A., Burkhanova I.O., Bolshakov M.N. et al. The method of creating three-dimensional geological model of effective porosity of the Vuktyl field. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022. No. 2(37). P. 3–16. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art1>
26. Mikhailov N.N., Ermilov O.M., Sechina L.S. Adsorbed oil of gas condensate fields. *Russian Geology and Geophysics*. 2016. Vol. 57, No. 6. P. 958–966. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2015.01.027>
27. Mikhailov N.N., Ermilov O.M., Sechina L.S. Physicochemical peculiarities of absorbed oil in core samples of gas condensate deposit. *Doklady Earth Sciences*. 2016. Vol. 466, No. 1. P. 24–27. <https://doi.org/10.1134/S1028334X16010232>

28. Kasahara K. *Earthquake Mechanics*. Cambridge: Cambridge University Press, 1981. 248 p.
29. Adushkin V.V., Spivak A.A. Changes in properties of rock massifs due to underground nuclear explosions. *Combustion, Explosion, and Shock Waves*. 2004. Vol. 40, No. 6. P. 624–634. <https://doi.org/10.1023/B:CESW.0000048263.34894.58>
30. Spivak A.A., Perov N.V., Mashkovtsev I.L., Saumitra Narayan Deb. Prospects and opportunities of underground nuclear explosions application in geotechnology. *RUDN Journal of Engineering Research*. 2004. No. 2(9). P. 113–124. (In Russ.).

Information about the author

Dmitry V. Surnachev – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0001-8257-4272>; e-mail: d_surnachev@mail.ru

Received 23 December 2024

Accepted 31 January 2025

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 553.98

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.04>

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности отложений триаса в зоне сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы

М.М. Тахватулин^{1,2} ✉

1 – Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, Россия, 630091, Новосибирск, Красный пр-т, д. 67

2 – Новосибирский государственный университет, Россия, 630090, Новосибирск, ул. Пирогова, д. 2

Аннотация. *Цель работы.* Уточнение геологического строения отложений триаса в зоне сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы и выделение перспективных с точки зрения нефтегазоносности зон и объектов исследуемых триасовых отложений. *Материалы и методы.* В исследовании были использованы ранее опубликованные литературные источники, данные каротажа глубоких скважин, стратиграфические разбивки, результаты опробований интервалов триасовых отложений в глубоких скважинах. Скважинные данные использовались для комплексного анализа новых материалов сейсморазведки, полученных в ходе сейсморазведочных работ за последние 10 лет. *Результаты.* Анализ описания керна и каротажных диаграмм позволил составить полное представление о литологическом составе отложений и обстановках формирования продуктивных свит триаса. Стратиграфические разбивки были привязаны в точках скважин к сейсмическим временным разрезам. На основе прослеженных сейсмических горизонтов построены структурные карты и карты толщин триасового комплекса. Оконтурированы зоны выклинивания недежлинской, мономской и таганджинской свит. По сейсмическим данным были выделены и протрассированы разрывные нарушения. При комплексном анализе всех полученных результатов в ходе интерпретации скважинных и сейсмических данных выделены перспективные нефтегазоносные зоны и объекты вблизи линий выклинивания. *Выводы.* Неделинская свита распространена на значительно меньшей площади, чем остальные свиты триаса. Площади распространения таганджинской и мономской свит совпадают. В зоне выклинивания высока вероятность наличия песчаных отложений – потенциальных коллекторов, которые, сокращаясь в толщинах, формируют литологически ограниченные ловушки для углеводородов. В западной и северной частях исследуемой территории перспективы нефтегазоносности связаны с антиклинальными структурами, осложненными разрывными нарушениями. Контуры перспективных зон и объектов могут послужить для уточнения направления дальнейших геологических и геофизических исследований территории на нефтегазоносность.

✉ Тахватулин Матвей Михайлович, m.takhvatulin@g.nsu.ru

© Тахватулин М.М., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Ключевые слова: Вилюйская синеклиза, Алданская антеклиза, триасовые отложения, неджелинская свита, таганджинская свита, мономская свита, перспективы нефтегазоносности, Республика Саха (Якутия)

Финансирование: источники финансирования отсутствовали.

Для цитирования: *Тахватулин М.М.* Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности отложений триаса в зоне сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 1. С. 76–98. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.04>

Введение

Вилюйская синеклиза – крупный геологический объект, который расположен в центральной части Якутии. Объектом исследования являются триасовые отложения Вилюйской синеклизы. Вблизи района исследования к этим отложениям приурочены промышленные залежи газа и газового конденсата. В центральных районах Якутии в последние десять лет проведены значительные объемы сейсморазведочных исследований. Интерпретация этих материалов вкупе со скважинными данными дает возможность уточнить геологическое строение и оценить перспективы нефтегазоносности территории. Промышленные залежи в исследуемых отложениях триаса открыты в пределах Хапчагайского мегавала – крупной положительной тектонической структуре в центральной части Вилюйской синеклизы. Учитывая наличие поблизости работающих газопроводов и развитой инфраструктуры, целесообразным является выделение новых перспективных объектов для дальнейших исследований. Наблюдается повышенный интерес компаний недропользователей к этой территории в последние годы (рис. 1).

В центральной части Вилюйской синеклизы залежи в триасовых отложениях приурочены к антиклинальным поднятиям. При этом многими исследователями перспективы бортовых частей синеклизы, в частности южного борта, граничащего

с Алданской антеклизой, связывались с зонами выклинивания продуктивных свит триаса. Высказывались предположения о возможном формировании неструктурных залежей в этих зонах сокращения толщин [1–3]. Линия выклинивания отложений триаса проводилась, основываясь на материалах немногочисленных скважин, и в меньшей степени на сейсмических данных, по причине их низкой информативности. Новые сейсмические данные лучшего качества позволяют достоверно определить области сокращения толщин, и выделить связанные с этими областями нефтегазоперспективные зоны. Кроме этого, с помощью комплексной интерпретации скважинной и сейсмической информации могут быть выделены антиклинальные поднятия на территории южного борта, которые по аналогии с уже открытыми залежами на Хапчагайском мегавалу могут являться структурными ловушками для газа и газового конденсата в породах триаса. Анализируя ранее опубликованную информацию [4–6], было сформулировано предположение, что формирование положительных структур может быть связано с реактивацией древних разломов, которые образовались в позднем девоне и были перекрыты пермскими и триасовыми отложениями. Интерпретация новых сейсмических разрезов может помочь подтвердить данную гипотезу.

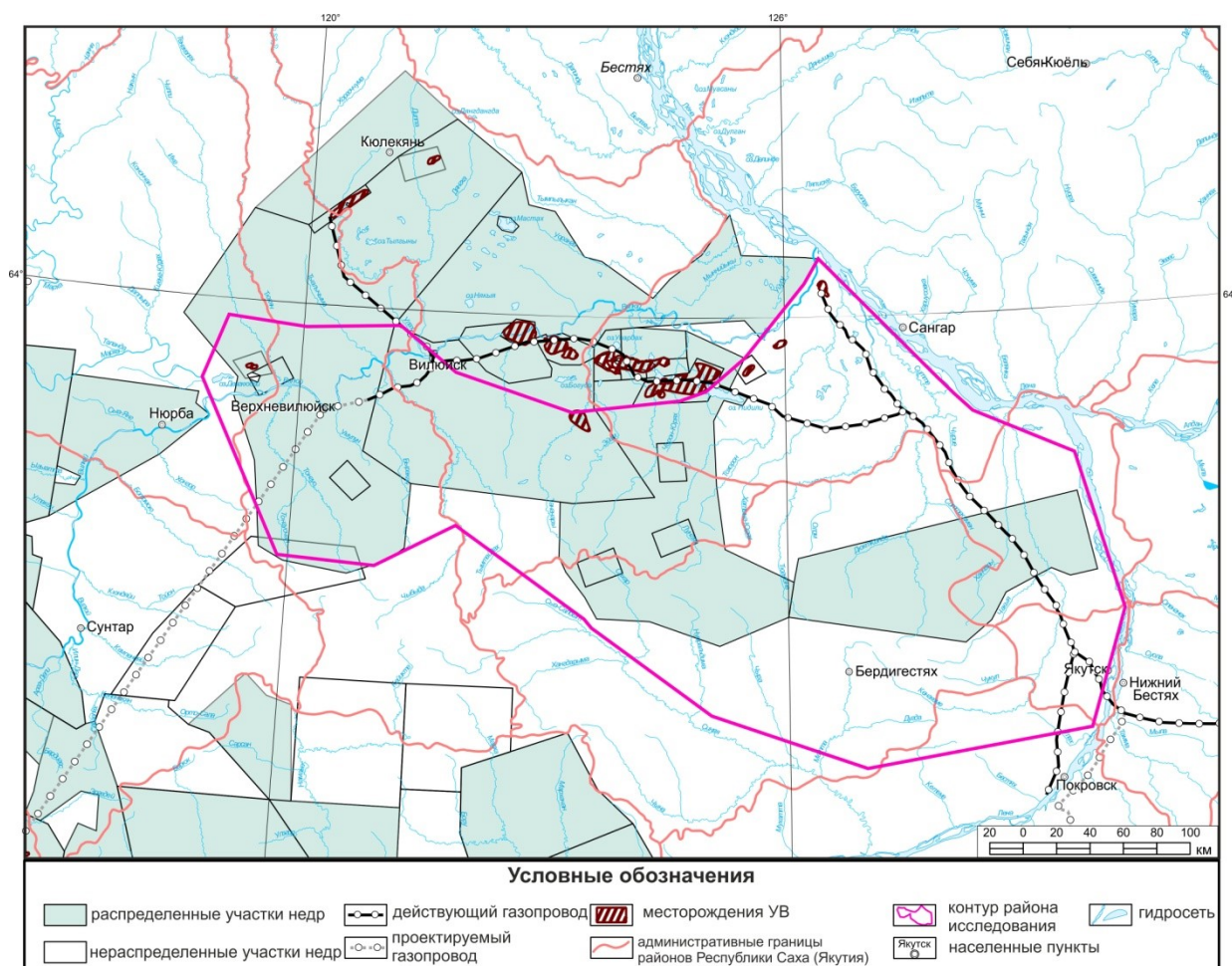


Рис. 1. Карта района исследования

Fig. 1. Map of the study area

Источник: по материалам АО «СНИИГГиМС» на 01.10.2024

Source: based on SNIIGiMS data as of 1 October 2024

Целью работы является уточнение геологического строения отложений триаса в зоне сочленения Вилуйской синеклизы и Алданской антеклизы и выделение перспективных с точки зрения нефтегазоносности зон и объектов для исследуемых отложений. Выделяемые зоны и объекты, могут помочь в определении приоритетных направлений поиска новых залежей на данной территории.

История исследования триасовых отложений Вилуйской синеклизы

Первые сведения о нефти на территории Вилуйской синеклизы

датируются концом XV – началом XVI веков. Местными жителями были обнаружены выходы нефти на водоразделе между реками Вилуй и Леной, а также на притоках Вилуя. На северо-западе встречались «горючие камни» и «дурно пахнущая жидкость». В начале XX века были проведены геологические исследования. На основе анализа геологического и тектонического строения Сибирской платформы были предложены наиболее перспективные для поисков углеводородов территории, среди которых находилась Вилуйская синеклиза.

В середине XX века были обоснованы перспективы нефтегазоносности мезозойских отложений Предверхоанского прогиба и Вилуйской синеклизы. В 60-е годы геолого-геофизические исследования выявили несколько положительных структур, на которых были пробурены поисковые и разведочные скважины [7].

Значительный вклад в изучение геологического строения Вилуйской синеклизы внесли пробуренные Вилуйская, Намская, Бахынайская опорные скважины, а также структурно-поисковая Якутская скважина. Первый приток газа с конденсатом был получен из скважины на Усть-Вилуйской площади в 1956 г. Основные материалы по данным глубокого бурения были обобщены в 60-х годах прошлого века. Была подтверждена нефтегазоносность мезозойских отложений. Основные силы было решено направить на более глубокое изучение Предверхоанского прогиба и Вилуйской синеклизы. В 1960 г. было открыто Собохаинское месторождение газа и газового конденсата. Бурение позволило выявить важные особенности строения зоны сочленения Вилуйской синеклизы и Предверхоанского краевого прогиба. Было установлено сокращение толщин, исчезновение многолетнемерзлых пород в русле Лены, уплотнение пород, наличие разломов разных видов [7, 8].

Одно из важнейших достижений проведенных работ – открытие крупной структуры – Хапчагайского мегавала, который расположен в центре Вилуйской синеклизы. Его значительные размеры, высокая амплитуда, наличие в его пределах антиклинальных структур позволили рекомендовать его для поисковых и разведочных работ. Были открыты крупные газовые и газоконденсатные месторождения – Средневилуйское, Бадаранское, Неджелинское, Толонское, Мастахское,

Нижневилуйское. Постепенно происходило расширение площади геологоразведочных работ, а также вовлечение в изучение новых стратиграфических горизонтов. В 1984–1986 гг. была пробурена самая глубокая на тот момент скважина в Сибири – Средневилуйская скважина № 27 глубиной 6519 м. Она вскрыла наиболее полный разрез отложений мела, юры, триаса и перми [8].

Промышленное освоение месторождений природного газа было начато с Усть-Вилуйского месторождения в 1986 г. На базе этого месторождения был обустроен полноценный промысел и проложен магистральный газопровод длиной 292 км до города Якутска. Сформировавшийся Вилуйский газовый комплекс включал в себя систему газопроводов, которые и по сей день обеспечивают газом районы центральной Якутии [8].

К концу 80-х годов активные геологоразведочные работы были закончены. К этому времени центральные районы синеклизы, где расположен Хапчагайский мегавал и большая часть месторождений, были детально изучены. В то же время, бортовые зоны оказались изучены в гораздо меньшей степени, а малое количество кондиционных данных не позволяло подтвердить перспективность территории. До середины 2010-х годов, региональные исследования не затрагивали Вилуйскую синеклизу, после чего, начиная с 2013 г., были проведены значительные объемы геофизических исследований, в том числе наиболее важные с точки зрения уточнения геологического строения отложений сейсморазведочные работы. Нефтегазовые компании проявляют свою заинтересованность к участкам недр как в пределах уже хорошо изученных районов синеклизы, так и расположенных на южном борту в зоне сочленения с Алданской антеклизой.

На сегодняшний день на территории синеклизы пробурено 373 скважины. В пределах района исследования пробурено 102 скважины. Общая

протяженность сейсмических профилей, рассмотренных в работе, составляет 8300 км, плотность сейсморазведки – 0,087 км/км² (рис. 2).

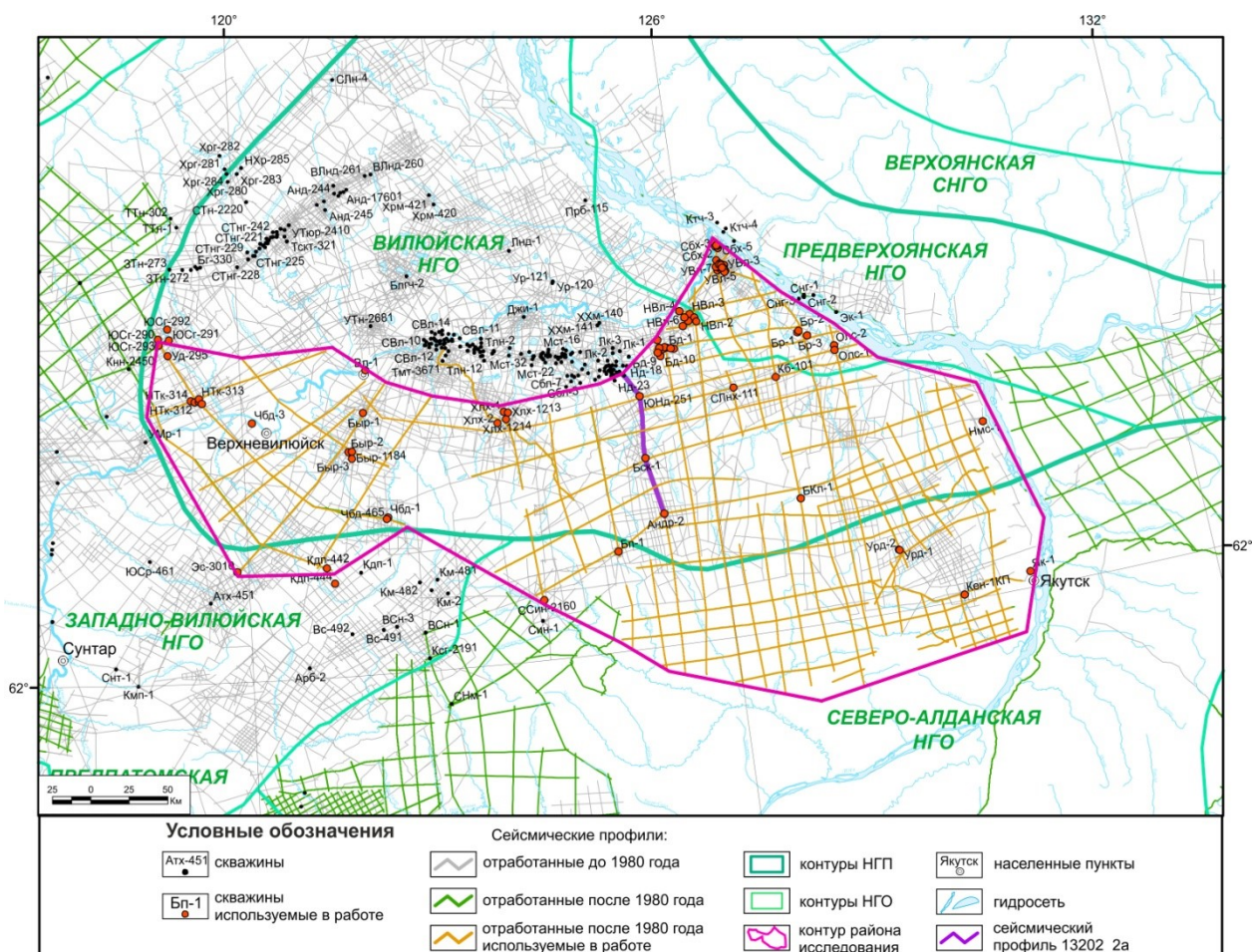


Рис. 2. Карта изученности бурением и сейсморазведкой зоны сочленения Виллюйской синеклизы и Алданской антеклизы

Fig. 2. Well and seismic study map of the Vilyui syncline and the Aldan antecline junction zone

Источник: по материалам АО «СНИИГГиМС»

Source: based on SNIIGiMS data

Геологическое строение триасовых отложений

Стратиграфия и обстановки осадконакопления

Осадочный чехол Виллюйской синеклизы представлен отложениями рифейского, вендского, палеозойского, мезозойского, кайнозойского возраста,

залегающими на кристаллическом фундаменте. Максимальная толщина чехла в центральной части достигает 14 км и уменьшается в направлении ее бортов (западном, южном, северном). Фундамент представляет собой комбинацию интрузивных, эффузивных пород разной степени метаморфизма [7].

Отложения триаса с перерывом залегают на пермских.

Стратиграфия триаса восточных районов Сибирской платформы развивалась с середины прошлого века. В 1981 г. была сформирована стратиграфическая схема триасовых отложений. Позже данная схема и сопутствующее районирование были доработаны. В результате Вилюйская зона была разделена на несколько районов, различающихся по строению разреза [9]. Площадь исследования находится в пределах Средневилюйского района.

Разрез триаса представлен отложениями четырех свит, описанными ниже (снизу вверх) [9].

Неджелинская свита (индский ярус) представлена пестроцветными аргиллитами, алевролитами. Содержит прослой песчаников, туфоалевролитов, туфов. Встречаются пластовые тела эффузивов, в основном тяготеющие к северо-западной части синеклизы. Породы от зелено-серых до красновато-коричневых. Толщина меняется от 60 до 100 м [9].

Таганджинская свита (индский ярус) сложена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов, местами конгломератами и брекчиями. Наблюдаются туфопесчаники, туфоалевролиты, туфы. Песчаники различной зернистости. Значительная толщина, при небольшом временном промежутке, указывает на большую скорость поступления и захоронения осадочного материала. Подтверждением этому служат и редкие органические остатки. Толщина до 500–600 м [3, 9].

Мономская свита относится к оленекскому ярусу. Состоит из пестроцветных аргиллитов со слоями алевролитов. Аргиллиты местами пятнистые с линзами песчаников, туфопесчаников. Встречаются

сколки вулканического стекла, базальтов. Толщина до 220 м [3, 9].

Тулурская свита (охватывает стратиграфический интервал от верхней части оленекского яруса до рэтского яруса) сложена разномасштабными песчаниками до гравелитов. Между песчаными слоями располагаются малые по толщине прослои алевролитов и аргиллитов. Встречаются брекчии, конкреции пирита и сидерита, остатки растений. Толщина достигает 730 м [3, 9].

На породы триаса со слабо-выраженным несогласием ложатся юрские отложения.

Одной из главных особенностей трех свит нижнего триаса – неджелинской, таганджинской и мономской – является наличие в их разрезах большого количества вулканогенно-осадочных пород, что отвечает общим палеообстановкам на границе пермской и триасовой систем, свойственным территории всей Сибирской платформы.

Большинство исследователей считают [3, 9], что в триасе основными источниками сноса терригенного материала являлись Анабаро-Оленекское поднятие, Анабарский свод и северный склон Алданской антеклизы. Состав обломков пород в терригенных отложениях указывает, что размывались породы гранитного ряда, а также метаморфические и эффузивные породы.

Исследователями [3] также установлено, что в триасовое время скорость седиментации на территории Вилюйской синеклизы была очень высокая. Об этом свидетельствуют значительные толщины нижнетриасовых отложений (800–1000 м), накопившихся за небольшой отрезок геологического времени. Все эти факторы обусловили сложное литологическое строение разреза и неоднородное распространение по площади осадочных тел.

Несмотря на большую скорость поступления материала, тот факт, что для всех четырех свит триаса имеется одна закономерность распределения толщин – сокращение в южном направлении к борту синеклизы – указывает на то, что поверхность бассейна прогибалась быстрее, чем материал успевал поступать, и погружалась стабильно на протяжении всего триасового периода.

Неджелинская и мономская свиты своим более глинистым составом демонстрируют, что в момент их накопления территория Вилуйской синеклизы затапливалась за счет подъема уровня моря. Сохранение тренда сокращения толщин для более песчаных таганджинской и тулурской свит указывает на то, что изменения в литологическом составе в меньшей степени связаны с тектоническими процессами. В тектоническом плане территория стабильно погружалась, а литологические изменения связаны с колебаниями уровня моря и составом поступающего от источников сноса материалом.

Основываясь на исследованиях, выполненных ранее [3, 6, 9], анализе каротажа скважин в интервалах залегания свит нижнего триаса и распределения толщин по территории, можно сделать вывод, что наиболее вероятными факторами формирования отложений данных свит, были временные и постоянные потоки в прибрежно-морской обстановке.

Во время накопления осадков неджелинской свиты уровень моря был высоким, распределение тел песчаников в центральной части Вилуйской синеклизы происходило незакономерно и контролировалось палеорельефом, с учетом резких границ палеобассейна и направления

переноса материала, наибольшее количество песчаных осадков могло накапливаться вдоль береговых линий, то есть вдоль бортов Вилуйской синеклизы, которые за счет стабильного погружения наследуются в современном структурном плане. Вышесказанное справедливо и для мономской свиты, с поправкой на большее ее распространение по площади.

Разрез таганджинской свиты мало подвержен изменениям по площади (за исключением сокращения в объеме), вероятнее всего из-за того, что береговая линия за счет падения уровня моря смещена в восточном направлении. Песчаники значительных толщин и, вероятно, с высокими коллекторскими характеристиками распространены на всей территории Вилуйской синеклизы.

Тектоника

Вилуйская синеклиза – отрицательная структура осадочного чехла восточной окраины Сибирской платформы. Район работ располагается в пределах ее сочленения с положительной структурой – Алданской антеклизой, а также охватывает восточные окончания трех структур: Ыгыаттинской и Кемпендяйской впадин и Сунтарского поднятия (рис. 3).

Интенсивная история тектонического развития территории проявляется в полном разрезе осадочного чехла, в котором, начиная с рифея, присутствуют породы каждой системы. Верхняя мантия в районе Вилуйской синеклизы имеет сниженную относительно всей платформы плотность вещества. Это подтверждается результатами исследования гравитационных аномалий в пределах платформы [10]. Отмечается сниженная толщина консолидированной коры [11].

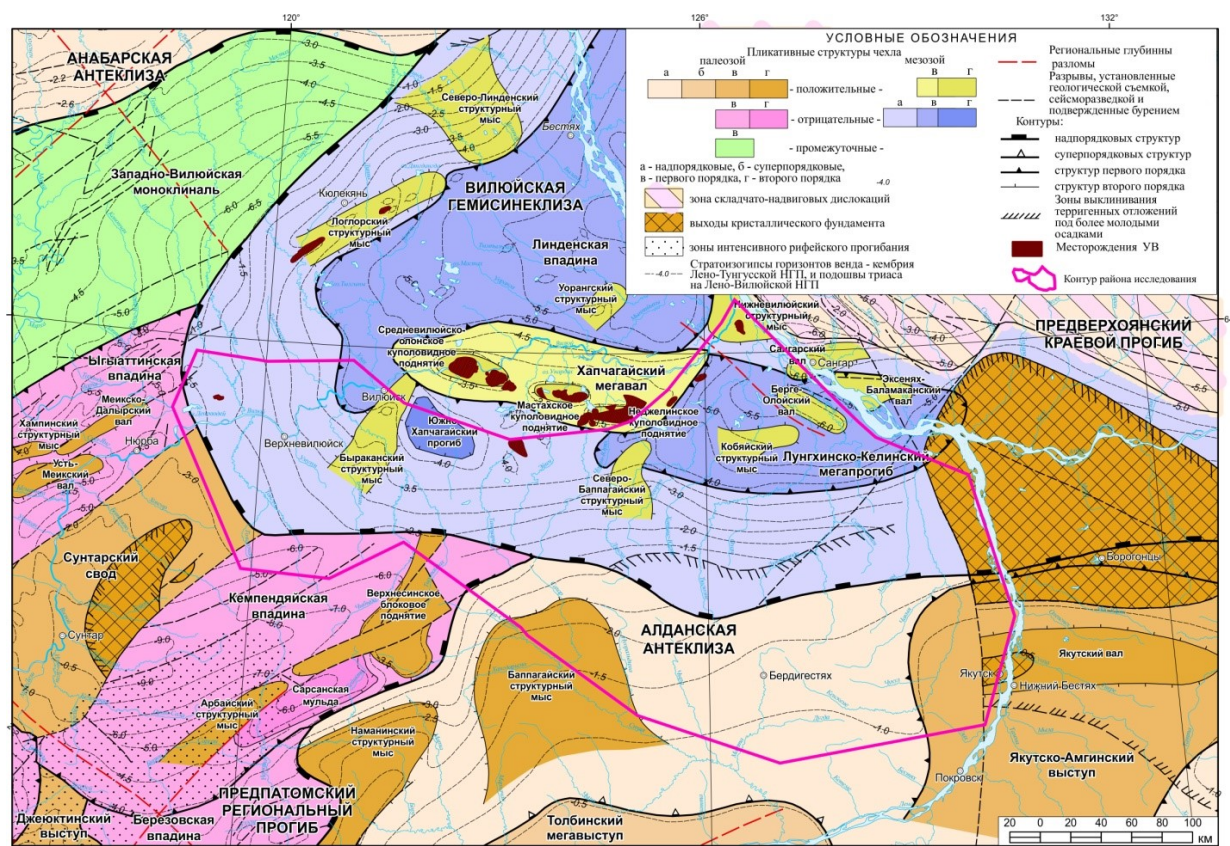


Рис. 3. Фрагмент тектонической карты нефтегазоносных провинций Сибирской платформы

Fig. 3. Fragment of tectonic map of the oil and gas provinces of the Siberian Platform

Источник: Тектоническая карта нефтегазоносных провинций Сибирской платформы.

Масштаб 1:5 000 000 / Под ред. В.С. Старосельцева. Новосибирск: СНИИГиМС, 2018

Source: Staroseltsev V.S., ed. *Tectonic Map of the Oil and Gas Provinces of the Siberian Platform*. Scale 1:5,000,000. Novosibirsk: SNIIGiMS, 2018. (In Russ.)

В позднем протерозое на месте Вилуйской синеклизы присутствовал прогиб, предположительно связанный с рифтовыми протерозойскими структурами. Контуры части структур уже были проявлены. Венд-силурийский комплекс отложений характеризуется наличием протяженного регионального прогиба. Прогиб оканчивался на северо-востоке Вилуйской впадиной, которая охватывала значительную часть восточной окраины Сибирской платформы [10]. В ходе исследований, проведенных в последние десятилетия XX века, в структуре фундамента под Вилуйской синеклизой выделяется Нюрбинский позднепротеро-

зойский складчатый пояс. Состав его по материалам керна скважин представлен метаморфическими породами, что обосновано керном, результатами аэромагнитных и палеомагнитных исследований. Отмечается и утонение коры в этом районе, что связывается с формированием пассивной континентальной окраины и рифтогенезом. На уровне отложений нижнего палеозоя выделяется зона прогибания с толщиной отложений до 5 км¹.

¹ Тектоника, геодинамика и металлогения территории Республики Саха (Якутия) / Отв. ред. Л.М. Парфенов, М.И. Кузьмин. М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2001. 571 с.

Одним из важнейших моментов в тектоническом развитии Вилуйской синеклизы является рифтогенез на уровне позднего девона. На этом этапе сформировались контуры Западно-Вилуйских структур – Ыгыаттинская и Кемпендяйская впадины, Сунтарский свод. Образовались значительные системы разрывных нарушений, разделяющие данные структуры. История формирования рифтовой системы начинается со среднего девона. Основанием для этого заключения является факт отсутствия отложений среднего девона на большей части территории. Отложения раннего девона представлены карбонатно-глинистыми породами небольшой мощности. Предполагается, что в среднем девоне происходил общий подъем территории. Одновременно с этим формировались пояса даек и происходило внедрение пластовых интрузий. Позднее происходило излияние базальтов. Общий подъем подтверждается увеличением толщины базальтовых покровов в южном и северном направлениях. За счет образования разломов обособляется Кемпендяйская впадина. В пределах Кемпендяйской впадины проходила, как предполагается, ось рифта западной части. В восточной части рифтовая долина могла быть приурочена к Линденской впадине [4].

Активность разломных зон вероятно сохранялась, как минимум, до позднего карбона, так как разрывные нарушения секут все более ранние отложения. Амплитуды смещений по разломам изменяются в довольно широких пределах – от 25 м до 2,5 км. Большая часть определена как сбросы. Под пермско-мезозойским чехлом, в направлении Предверхоанского краевого прогиба, могут присутствовать захороненные поднятия, которые могли быть унаследованы в структурных планах пермских и мезозойских отложений [2, 4].

Преимущественно северо-восточное простираие разрывных нарушений и положительных структур, сохраняется в западной части Вилуйской синеклизы. Однако в восточной части синеклизы, пограничной с Предверхоанским краевым прогибом, простираие как структурных элементов, так и разрывных нарушений сменяется на северо-западное.

Одним из вариантов объяснения причин формирования рифтовых структур, является предположение о вращении блоков фундамента восточной части Сибирской платформы [5].

В пермский и триасовый периоды Вилуйская синеклиза оформилась в современных границах. Происходило стабильное погружение территории и заполнение поступающими осадками. С начала юры и мела весь регион претерпевал давление с востока, вызванное образованием на востоке Верхоянского складчатого пояса². Под давлением в западной части исследуемой территории разрывные нарушения девонского заложения могли претерпевать реактивацию и образовывать над собой антиклинальные структуры и более молодые сети разломов. Данный факт подтверждается материалами сейсморазведки.

Объяснения развития Вилуйской синеклизы и смежных с ней западных структур подтверждаются как в ранних публикациях [1, 2], так и в новых [5, 12].

Нефтегазоносные комплексы

Район исследования располагается в юго-западной части Вилуйской нефтегазоносной области, входящей в состав Лено-Вилуйской нефтегазоносной провинции. Также, на юге, он захватывает северную часть Северо-Алданской нефтегазоносной области.

² Там же.

В осадочном чехле Вилуйской синеклизы выделяются три нефтегазоносных комплекса: верхнепермский-нижнетриасовый, нижнетриасовый, нижнеюрский. Под нефтегазоносным комплексом понимается комбинация из проницаемых пород (коллектора) и непроницаемых, перекрывающих или окружающих его, пород (флюидоупоров). Наибольшее количество запасов относится к залежам триаса [6, 8].

Верхнепермско-нижнетриасовый нефтегазоносный комплекс распространен на всей территории Вилуйской синеклизы. Коллектор представлен песчаными и алевролитовыми пластами тарагайской свиты верхней перми. Флюидоупором выступает неджелинская свита нижнего триаса. Ее толщина меняется от 60 до 80 м [6].

Интерес представляет важная с точки зрения нефтегазоносности особенность неджелинской свиты – наличие в ее разрезе изолированных песчаных линз, в которых севернее района исследования открыты газовые и газоконденсатные залежи. Таким образом, неджелинская свита может выступать как самостоятельный перспективный объект.

Нижнетриасовый нефтегазоносный комплекс распространен на всей территории Вилуйской синеклизы. Коллектор представлен песчаными пластами таганджинской свиты. Это мелко- и крупнозернистые песчаники, алевролиты, содержащие туфовое вещество. В песчаных пластах таганджинской свиты открыты залежи на всех месторождениях Хапчагайского мегавала. Флюидоупор – мономская свита, которая состоит из аргиллитов, мелкозернистых алевролитов. Осадки, связанные с вулканической деятельностью,

улучшают экранирующие свойства мономской свиты [3, 6, 8]. Как и в неджелинской, в мономской свите также присутствуют линзы песчаников, содержащие залежи углеводородов. Залежи в основном газоконденсатные.

Все свиты триаса сокращаются в толщинах в южном направлении. В первую очередь это связано с палеорельефом бассейна осадконакопления, что дает возможность предполагать литологическое замещение триасовых песчаных пластов на непроницаемые глинистые и алевролитовые разности в зонах выклинивания. Определенный вклад вносят и процессы эрозии, которым подвергались породы до начала отложения юрских осадков. Исходя из этого, в зонах выклинивания отложений триаса могут встречаться как литологически, так и стратиграфически ограниченные ловушки.

Источником углеводородов на исследуемой территории служат пермские отложения, которые содержат большое количество пластов угля и пластов с высоким содержанием смешанного органического вещества. Основными производимыми пермскими толщами углеводородами являются газ и газоконденсат [6, 13]. Наибольшего погружения пермские породы достигают в Лунгхинско-Келинском мегапрогибе и Южно-Хапчагайском прогибе, расположенных в северной части зоны сочленения Вилуйской синеклизы и Алданской антеклизы. В пределах этих погруженных участков происходило образование углеводородов в ходе преобразования органического вещества. Начало генерации по оценкам специалистов [14] приходится на ранний триас и продолжалось вплоть до юрского периода.

Методы исследования

Для выполнения исследования были использованы данные по 102 скважинам, в частности материалы каротажа, преимущественно радиоактивного и электрического, описание керна, результаты проведенных испытаний отложений триасового стратиграфического уровня и результаты сейсморазведочных работ 2D. Общая длина сейсмических профилей составила 8300 погонных километров, они покрывают исследуемую территорию равномерно (см. рис. 2).

С использованием данных ГИС и стратиграфических разбивок разрезов скважин выполнена межскважинная корреляция, построены корреляционные схемы. Триасовые отложения перекрываются юрскими, в подошве которых выделяются пачки высокорadioактивных аргиллитов, которые также отличаются высокими показаниями на кривых электрического каротажа. Ниже триасовых пород залегают пермские. Радиоактивность пермских пород в целом выше триасовых. Они содержат в своем разрезе угольные маркирующие пласты.

В процессе исследования была выполнена привязка стратиграфических границ к сейсмическим временным разрезам. В ходе привязки использовался акустический каротаж и данные вертикального сеймо-профилирования. Выделены основные отражающие сейсмические горизонты (ОГ):

- U – кровля юрских отложений;
- U2 – кровля сунтарского флюидоупора;
- UT – кровля триасовых отложений;
- TP – кровля пермских отложений;
- P_bot – подошва пермских отложений, которая на юге сопоставляется

с кровлей кембрийских отложений, на западе – с границей пермских и девонских пород;

- F – поверхность фундамента.

Наиболее важными для характеристики геологического строения отложений триаса и оценки перспектив их нефтегазоносности являются отражающие горизонты UT и TP. Горизонт UT прослеживается по отрицательной фазе, в некоторых случаях он слабо выражен в волновом поле, что может быть связано с небольшой разницей в плотности между породами триаса и перекрывающими их юрскими отложениями. Горизонт TP приурочен к положительной фазе и ярко выражен на разрезах, в связи с чем прослеживается однозначно.

В ходе анализа сейсмических разрезов были выделены дизъюнктивные нарушения, которые были прослежены по площади. Смещения по разрывным нарушениям в большинстве случаев незначительные.

По результатам корреляции ОГ построены карты изохрон кровли и подошвы триаса. С помощью зависимостей время–глубина, получены структурные карты данных стратиграфических поверхностей. Они позволили получить карту общих толщин отложений триаса. Из нее с помощью линейных зависимостей рассчитаны отдельно карта толщин неджелинской свиты и совместная карта толщин таганджинской и мономской свит.

Основываясь на полученных наборах карт, построенных корреляционных схемах, сети разломов, а также с учетом опубликованных ранее материалов [15–17], были выделены перспективные зоны вблизи выклинивания триасовых отложений и объекты, связанные с антиклинальными структурами, схожими по строению с поднятиями Хапчагайского мегавала.

Результаты и обсуждение

На основе проведенной межскважинной корреляции подтверждено уменьшение толщин вплоть до полного отсутствия нефтегазоносных отложений в южном и юго-западном направлениях. При этом в разрезах сохраняются пласты песчаников-коллекторов, которые могут содержать залежи углеводородов (рис. 4).

Неджелинская свита выклинивается раньше остальных и, соответственно, распространена на меньшей территории.

Таганджинская и мономская свиты распространены более широко, и наиболее вероятно, их линии выклинивания будут совпадать. Большая по толщинам таганджинская свита сокращается в южном направлении значительно, в то время как мономская свита в том же направлении сокращается в меньшей степени.

При анализе дел скважин установлено, что при испытании продуктивных пластов триаса были получены притоки воды, газа или их смесь.

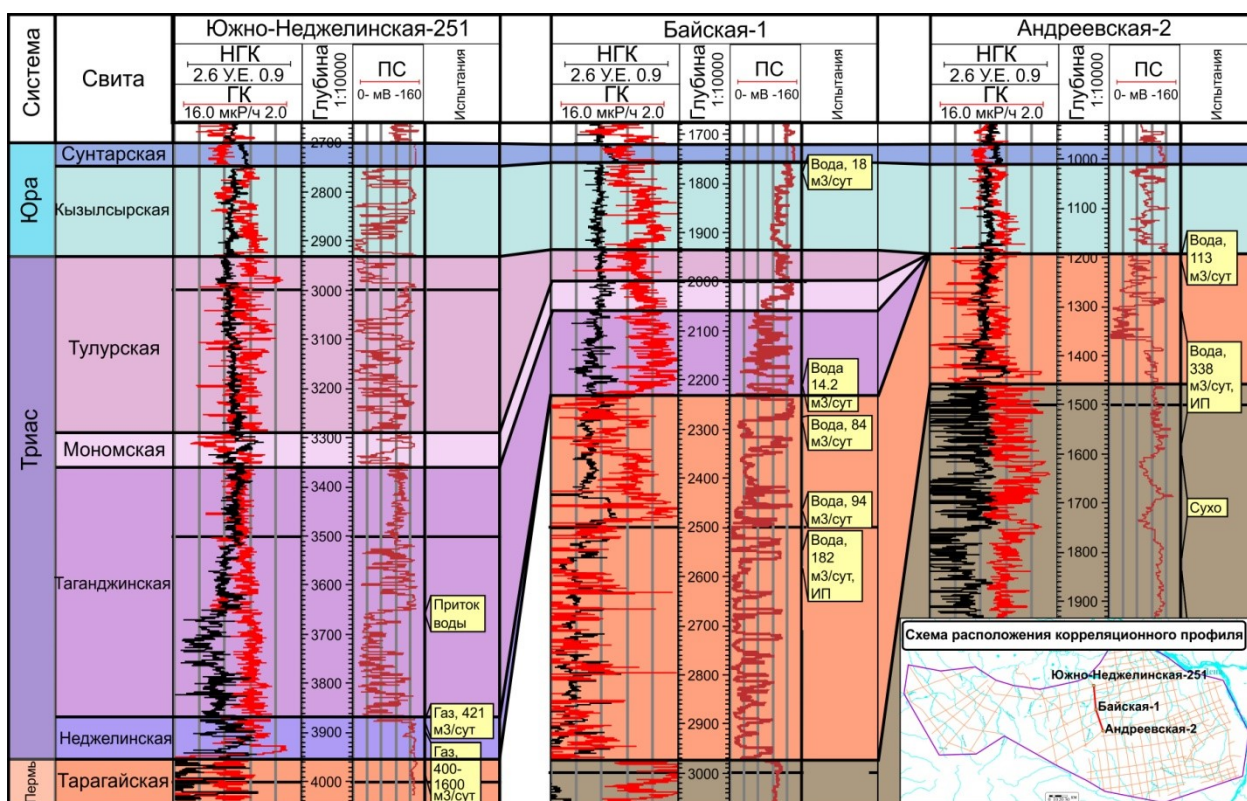


Рис. 4. Схема межскважинной корреляции триасовых отложений в зоне сочленения Вилуйской синеклизы и Алданской антеклизы

Fig. 4. Interwell correlation scheme of the Triassic deposits in the junction zone of the Vilyui syncline and the Aldan antecline

Проведенный анализ литературных источников [3, 6, 12], в которых описываются предполагаемые обстановки осадконакопления свит триаса и проведенная корреляция разрезов скважин позволили установить закономерности

распространения песчаных коллекторов. Для неджелинской и мономской свит с большой вероятностью в бортовых зонах Вилуйской синеклизы вблизи зон выклинивания предполагается наличие песчаных пропластков-коллекторов.

В отложениях таганджинской свиты песчаные пласты-коллекторы вскрыты на всей площади. Нефтегазоперспективные зоны на данной территории располагаются вблизи выклинивания нефтегазоносных свит нижнего триаса. Для формирования зон нефтегазонакопления вблизи выклинивания продуктивных пластов необходимы следующие условия – плавное воздымание структурного плана в направлении сокращения толщин и надежное перекрытие флюидоупорами сверху и снизу для обеспечения сохранности залежей. Свойства флюидоупоров мономской и неджелинской свит триаса ухудшаются в направлении бортовой части синеклизы. Однако за счет высокого содержания туфового материала в составе при небольших амплитудах ловушек и не слишком крутого падения подклинивающихся слоев им удастся удерживать углеводороды, что обеспечивает образование залежей. В подошвенной части перекрывающих триасовые отложения в зонах выклинивания отложениях нижней юры выделяются пачки аргиллитов. Их суммарная толщина достигает 12 м. Нижнеюрские аргиллиты могут выступать как флюидоупор для подклинивающихся пластов коллекторов триаса (рис. 4).

В данных нефтегазоперспективных зонах залежи могут быть приурочены к литологически и стратиграфически ограниченными ловушкам [18]. В случае с литологическим экранированием, песчаные проницаемые пласты будут ограничиваться замещением на глинистые и алевролитовые породы. Стратиграфическое ограничение возможно в зонах эрозии пород триаса, где они перекрываются юрскими отложениями. Структурный план играет

здесь второстепенную роль, по причине отсутствия амплитудных положительных структур. Зоны выклинивания располагаются на моноклинальных склонах синеклизы.

При выделении подобных зон, связанных с развитием неструктурных ловушек, сейсмические данные становятся необходимыми. Они позволяют установить наличие выклинивания отложений на временных разрезах и закартировать по площади [19]. На сейсмических разрезах, проинтерпретированных в данной работе, наблюдается картина выклинивания, схожая с полученным результатом на схеме корреляции по скважинам (рис. 5).

Для картирования зоны выклинивания по площади с использованием полученных при корреляции поверхностей кровли и подошвы отложений триаса была построена карта толщин отложений триаса.

Перспективно нефтегазоносные объекты отложений триаса в зоне сочленения Вилуйской синеклизы и Алданской антеклизы связаны с локальными антиклинальными поднятиями. В положительных структурах для накопления углеводородов наиболее важным фактором являются перекрывающие непроницаемые породы-покрышки. Наличие флюидоупоров и пластов коллекторов в триасе подтверждается анализом скважинной информации.

В западной части южного борта синеклизы положительные структуры формировались над разломами позднедевонского заложения, которые были реактивированы под действием формирования восточнее территории исследования Верхоянского складчатого пояса в позднеюрское, раннемеловое время.

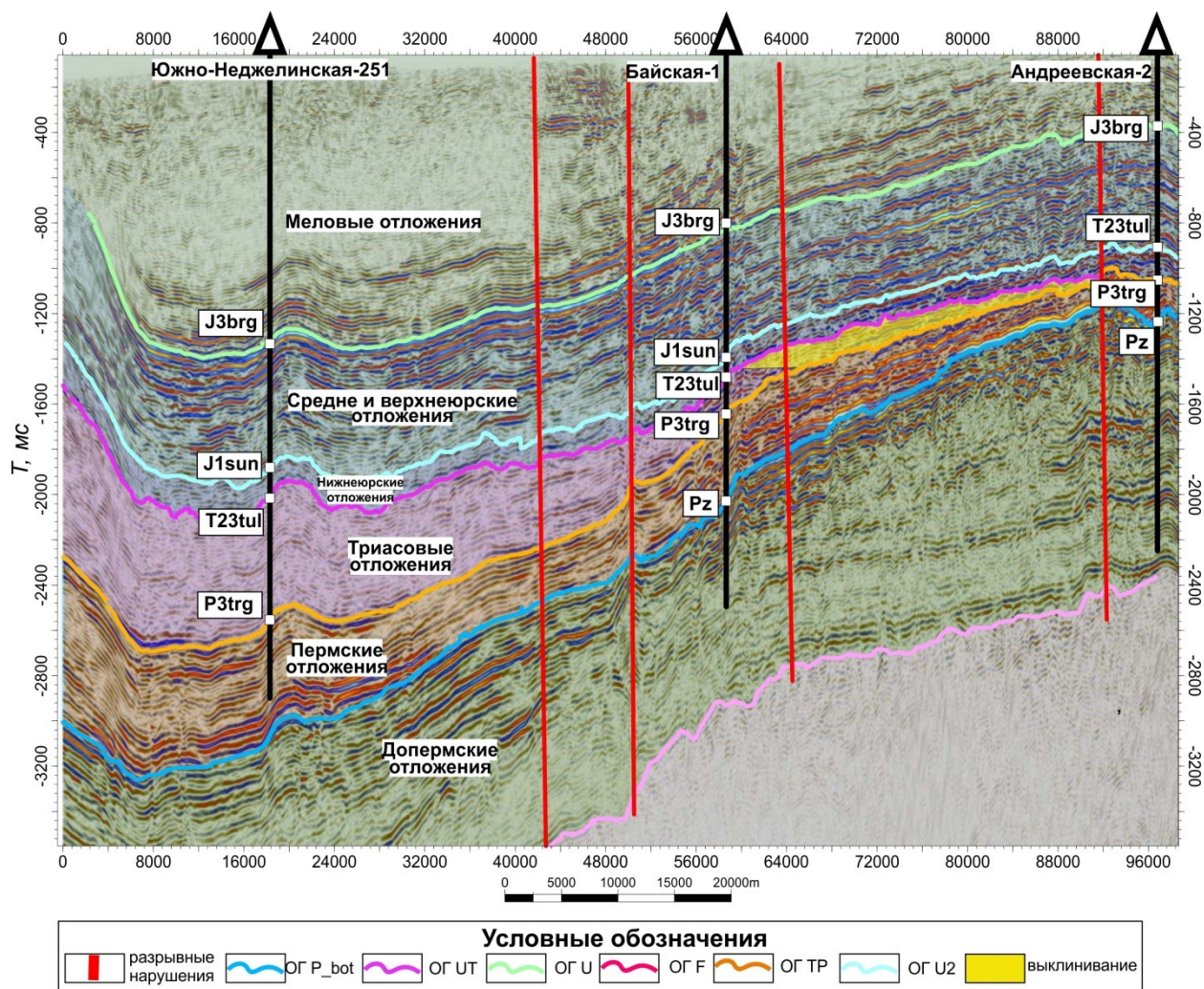


Рис. 5. Сейсмогеологический разрез по профилю 13202_2a с выделенным выклиниванием отложений триаса (положение профиля – см. рис. 2)

Fig. 5. Seismogeological section along survey 13202_2a with highlighted wedging-out of the Triassic deposits (for seismic survey position see Fig. 2)

На сейсмических временных разрезах в интервалах двух наиболее «глубоких» поверхностей P_bot и F разрывные нарушения выделяются по разрыву осей синфазности и снижению динамических характеристик. Разрывные нарушения пермского и более молодого возраста раскрываются чередой мелких дизъюнктивов. Примером образования положительной структуры над разломами древнего заложения является Нижне-тюканское поднятие (рис. 6). В плане нарушения имеют северо-восточное простираие, унаследованное от структур

позднедевонского рифтогенеза. Мелкие и хаотично распространенные разломы верхней части разреза по региональной сетке профилей проследить не представляется возможным.

Форма и характер смещений блоков пород по разломам (преимущественно сбросы и сдвиги) подтверждают их связь с процессами рифтогенеза. Вынесенные на карту перспективных объектов разрывные нарушения на деле отражают линейные области формирования череды разломов более мелкого порядка в триасовых отложениях.

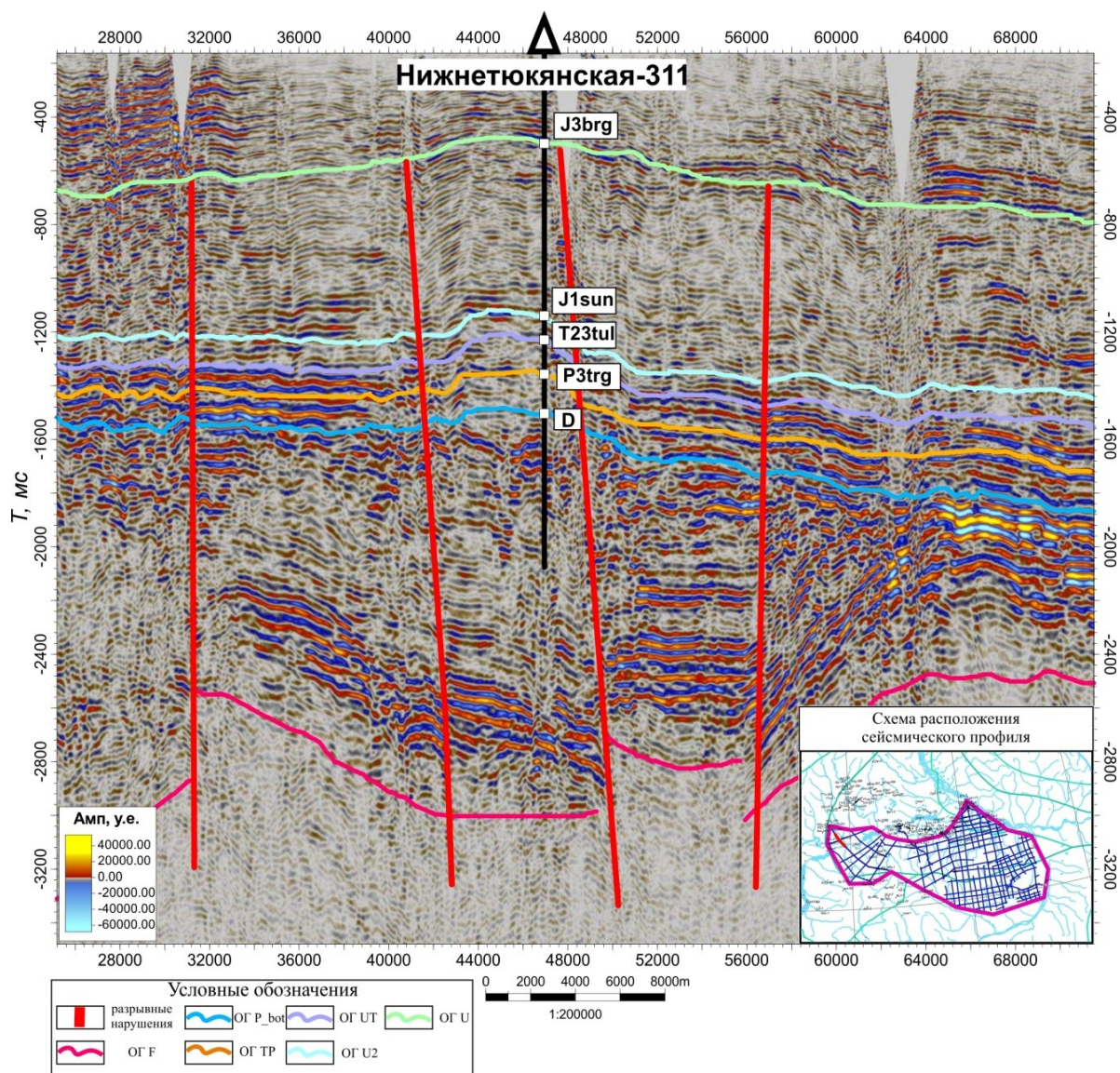


Рис. 6. Фрагмент временного сейсмического разреза 160812 с разрывными нарушениями и положительной структурой

Fig. 6. Fragment of seismic time section 160812 with faults and positive structure

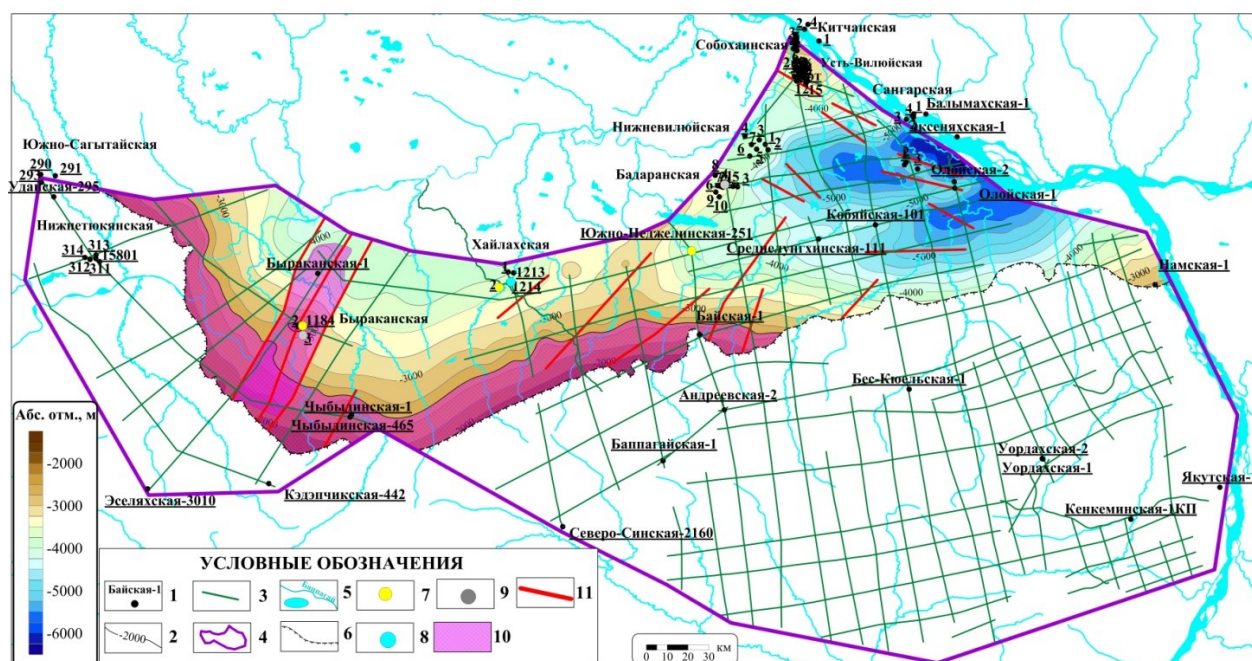
В восточной части перспективные положительные структуры расположены в контуре Лунгинско-Келинского мегапрогиба. В отличие от положительных структур на западе они имеют бескорневую природу, что подтверждается сейсмическими исследованиями [20]. Данные структуры валообразного типа преимущественно северо-западного простирания образовались под действием складчатых процессов вдоль окраины Сибирской платформы в позднюрскую-раннемеловую эпохи.

Все положительные структуры, выделяемые как перспективные объекты, осложнены разрывными нарушениями. По сейсмическим разрезам смещение по разломам незначительное, влияние на прогнозируемые ловушки по имеющейся информации достоверно определить затруднительно. На подобных структурах Западной Сибири разломы являются либо экранами для залежей, либо путями миграции и фактором разрушения залежей [21].

Нефтегазоперспективные зоны и объекты были выделены для недежлинской свиты, (имеются песчаные линзы с доказанной нефтегазоносностью), и для нижнетриасового нефтегазоносного комплекса, состоящего из таганджинской и мономской свит.

Недежлинская свита распространена менее чем на половине площади исследования. В восточной части граница выклинивания проходит в районе борта Лунгхинско-Келинского мегапрогиба. В этом случае кровля недежлинской свиты воздымается с градиентом 65 м на километр. При таком градиенте подъема и с учетом аномально высоких пластовых давлений в песчаных линзах недежлинской свиты на месторождениях Хапчагайского мегавала [6] маловероятно образование неантикли-

нальных залежей, так под действием давления углеводороды перемещаются вверх по разрезу. В центральной и западной частях южного борта Вилуйской синеклизы поверхность кровли свиты воздымается плавно, с градиентом 25–30 метров на километр. Выделяется перспективная зона вдоль линии выклинивания, которой она оконтуривается с внешней стороны, а с внутренней – изогипсой –2600 м. Изогипса подобрана, исходя из представлений о наличии песчаных линз в разрезе свиты вблизи линии выклинивания. В западной части выделяются две протяженные вдоль разрывных нарушений зоны, связываемые с положительными структурами, которые нет возможности более детально закартировать при данной плотности сейсморазведки (рис. 7).



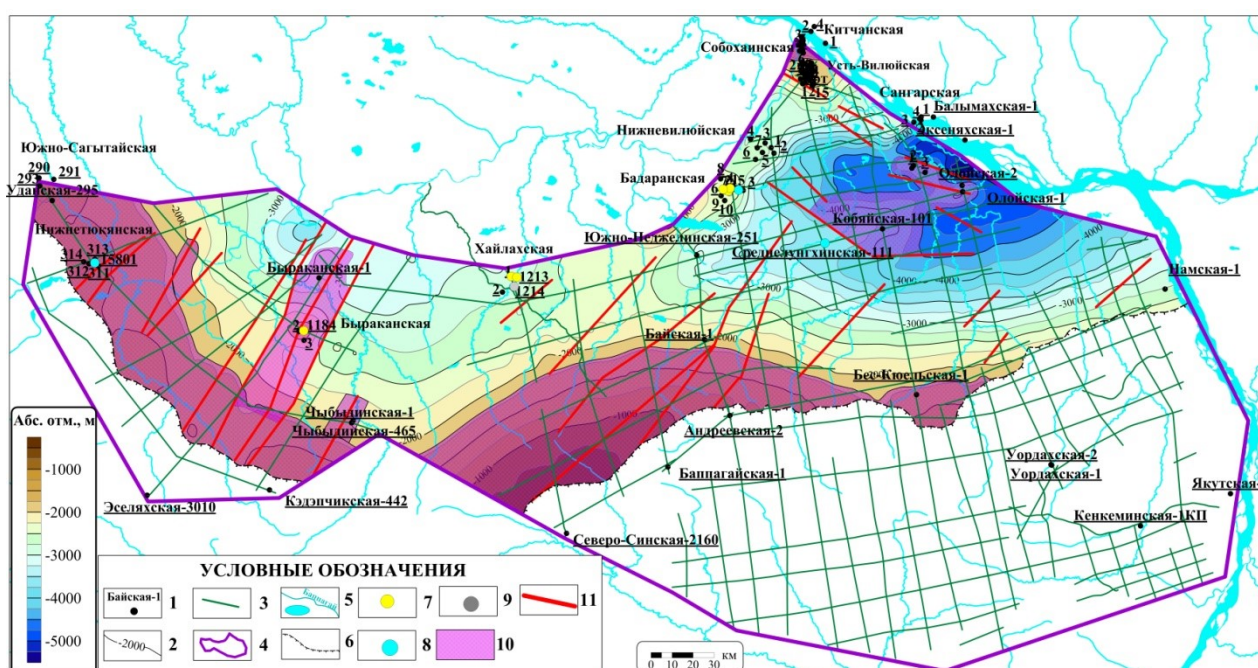
1 – скважины глубокого бурения; 2 – изогипсы; 3 – сейсмические профили; 4 – контур района работ; 5 – гидросеть; 6 – линия выклинивания недежлинской свиты; 7 – скважины с притоком газа; 8 – скважины с притоком воды; 9 – сухие скважины; 10 – перспективные зоны; 11 – разломы

Рис. 7. Карта перспективных зон нефтегазоносности недежлинской свиты триаса

Fig. 7. Map of zones with high oil and gas potential for the Triassic Nedzhele Formation

Таганджинская и мономская свиты распространены значительно шире. Принцип выделения перспективных зон тот же, что применялся к неджелинской свите. Зону, связанную с сокращением толщин, с одной стороны ограничивает линия выклинивания свит, а с другой – изогипса –1800 м. Одна достаточно широкая зона выделяется в западной части, другая – в центральной, в восточной части – лишь небольшая зона вблизи глубокой скважины Бес-Кюельской-1.

В центральной части зона охватывает достаточно ярко выраженное поднятие, севернее глубокой скважины Северо-Синской-2160. Также выделяется серия перспективных объектов, связанных с поднятиями (рис. 8). Толщины свит в выделенной перспективной зоне выклинивания достигают суммарно 200 м. Перспективные положительные структуры ограничивались замкнутыми изогипсами и линиями разломов.



1 – скважины глубокого бурения; 2 – изогипсы; 3 – сейсмические профили; 4 – контур района работ; 5 – гидросеть; 6 – линия выклинивания таганджинской и мономской свит; 7 – скважины с притоком газа; 8 – скважины с притоком воды; 9 – сухие скважины; 10 – перспективные зоны; 11 – разломы

Рис. 8. Карта перспективных зон нижнетриасового нефтегазоносного комплекса

Fig. 8. Map of zones with high oil and gas potential for the Lower Triassic petroleum complex

Закключение

В ходе исследования проанализировано геологическое строение триасовых отложений зоны сочленения Вилюйской синеклизы и Алданской антеклизы. Для трех свит нижнего триаса нефтегазоносность в пределах Вилюйской

синеклизы подтверждена наличием месторождений газа и газоконденсата. С точки зрения перспектив нефтегазоносности данные отложения являются высокоперспективными. В разрезах имеются песчаники – коллекторы высокого качества.

Неджелинская и мономская свиты, которые являются региональными флюидоупорами, помимо этого содержат и линзы песчаников, которые также могут выступать как коллекторы. Данный факт дает возможность рассматривать эти свиты как отдельные объекты для прогноза нефтегазоносности.

По материалам скважин подтверждено выклинивание триасовых отложений в пределах зоны сочленения Вилуйской синеклизы и Алданской антеклизы. Интерпретация сейсмических данных позволила закартировать зоны выклинивания нефтегазоносных свит триаса по площади.

Первый тип нефтегазоперспективных зон выделяется вблизи линий выклинивания свит триаса, где могут формироваться литологически и стратиграфически ограниченные ловушки. В разрезах недежлинской и мономской свит в этих зонах предполагается увеличение количества песчаных пропластков, за счет близости к границам палеобассейна осадконакопления.

Перспективные объекты второго типа связаны с антиклинальными поднятиями, так как именно к ним приурочены открытые в пределах Вилуйской нефтегазоносной области залежи в отложениях нижнего триаса. В западной части южного борта Вилуйской синеклизы, антиклинальные структуры формируются над разломами, которые были образованы в ходе

позднедевонского рифтогенеза. Данные разломы, претерпели реактивацию в связи с формированием вдоль восточной окраины Сибирской платформы Верхоянского складчатого пояса на рубеже юрского и мелового периодов, и позже в раннемеловую эпоху образования Предверхоянского прогиба. Данные процессы послужили и причиной образования вытянутых положительных структур в восточной части исследуемой территории. Все образованные структуры осложнены разрывными нарушениями, секущими пермские, триасовые и юрские отложения. Определить, какое – положительное или отрицательное – влияние на сохранность залежей оказали дизъюнктивы, по имеющимся данным не представляется возможным.

Выделенные перспективные зоны и объекты указывают направления для проведения дальнейших геологоразведочных и исследовательских работ на отложения нижнего триаса. Повышение плотности сейсмических профилей или бурение глубокой скважины в районе сокращения толщин отложений триаса позволят получить более детальное представление о строении выклинивающихся отложений. Учитывая повышающийся к восточным районам Сибирской платформы, триасовые отложения Вилуйской синеклизы с доказанной газоносностью могут являться хорошим фундаментом для составления программы будущих исследований.

Вклад автора

М.М. Тахватулин – концепция, сбор данных, анализ и интерпретация данных, подготовка и редактирование текста.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Лено-Виллюйская нефтегазоносная провинция: Сб. статей / Отв. ред. Г.С. Фрадкин. М.: Наука, 1969. 283 с.
2. Фрадкин Г.С., Болдырев М.В., Гайдук В.В. и др. Тектоническое положение и природа Виллюйской синеклизы // Геология и геофизика. 1984. Т. 25, № 1. С. 38–50.
3. Казаков А.М. Фациально-генетическая модель и литостратиграфия нижнетриасовых отложений Виллюйской синеклизы и Западного Верхоянья // Верхний палеозой и триас Сибири: Сб. научных трудов. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1989. С. 49–56. (Труды института геологии и геофизики. Вып. 732).
4. Гайдук В.В. Виллюйская среднепалеозойская рифтовая система. Якутск: ЯФ СО АН СССР, 1988. 128 с.
5. Мигурский А.В. Геодинамика юга Сибирской платформы и нефтегазоносность // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. 2019. № 2(38). С. 35–50. <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2019-2-35-50>
6. История нефтегазообразования и нефтегазонакопления на востоке Сибирской платформы: Сб. статей / Под ред. Н.В. Черского. М.: Наука, 1986. 167 с.
7. Геология нефти и газа Сибирской платформы: Сб. статей / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М.: Недра, 1981. 552 с.
8. Конторович А.Э., Гребенюк В.В., Фрадкин Г.С. и др. Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири: В 8 вып. Вып. 4. Лено-Виллюйский бассейн. Новосибирск: ОИГГМ, СНИИГГиМС, 1994. 108 с.
9. Казаков А.М., Константинов А.Г., Курушин Н.И. и др. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири: В 9 кн. Кн. 6. Триасовая система. Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «ГЕО», 2002. 322 с.
10. Мегакомплексы и глубинная структура земной коры нефтегазоносных провинций Сибирской платформы / Под ред. В.С. Суркова. М.: Недра, 1987. 204 с. (Труды Сибирского научно-исследовательского института геологии, геофизики и минерального сырья).
11. Башарин А.К., Фрадкин Г.С. Лено-Виллюйский нефтегазоносный бассейн: строение и тектоническая эволюция // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2005. № 1. С. 22–33.
12. Фролов С.В., Карнюшина Е.Е., Коробова Н.И. и др. Особенности строения, осадочные комплексы и углеводородные системы Лено-Виллюйского нефтегазоносного бассейна // Георесурсы. 2019. Т. 21, № 2. С. 13–30. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.13-30>
13. Федорович М.О., Космачева А.Ю., Поспеева Н.В. Одномерное моделирование нефтегазоносных систем (бассейновое моделирование) в разрезе скважины Толонского месторождения Республики Саха (Якутия) // Нефтяное хозяйство. 2020. № 5. С. 31–35. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-5-31-35>
14. Федорович М.О., Космачева А.Ю. Прогноз нефтегазоносности Виллюйской гемисинеклизы на базе интерпретации геолого-геофизических материалов и технологии бассейнового моделирования (Республика Саха (Якутия)) // Георесурсы. 2023. Т. 25, № 1. С. 81–94. <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.9>

15. Ситников В.С., Прищепина О.М., Кушмар И.А., Погодаев А.В. Перспективы нефтеносности южной части Вилюйской синеклизы // Разведка и охрана недр. 2014. № 7. С. 22–28.
16. Ситников В.С., Кушмар И.А., Прищепина О.М., Погодаев А.В. О возможном открытии на юге Вилюйской синеклизы нового нефтеносного района (Сибирская платформа) // Геология нефти и газа. 2013. № 4. С. 2–12.
17. Ситников В.С., Алексеев Н.Н., Павлова К.А. и др. Новейший прогноз и актуализация освоения нефтегазовых объектов Вилюйской синеклизы // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2017. Т. 12, № 1. С. 10. https://doi.org/10.17353/2070-5379/9_2017
18. Пуланова С.А. Актуальность картирования неантиклинальных ловушек и особенности их классификаций // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 3(30). С. 13–25. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art2>
19. Шустер В.Л. Проблемы выявления неантиклинальных ловушек углеводородов и подходы к их решению // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 4(27). С. 12. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art12>
20. Сафронов А.Ф., Берзин А.Г., Фрадкин Г.С. Тектоническая природа локальных поднятий Вилюйской синеклизы // Геология нефти и газа. 2003. № 4. С. 20–28.
21. 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>

Информация об авторе

Матвей Михайлович Тахватулин – научный сотрудник, Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия; аспирант, Новосибирский государственный университет, Новосибирск, Россия; SPIN-код: 3494-8646, <https://orcid.org/0009-0002-9866-2493>; e-mail: m.takhvatulin@g.nsu.ru

Поступила в редакцию 14.11.2024

Принята к публикации 17.03.2025

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

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.04>

Geological structure and oil and gas potential of the Triassic deposits in the junction zone of the Vilyui syncline and the Aldan antecline

Matvey M. Takhvatulin^{1,2} ✉

1 – Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources,
67 Krasny Ave., Novosibirsk, 630091, Russia

2 – Novosibirsk State University, 2 Pirogova St., Novosibirsk, 630090, Russia

Abstract. *Objective.* To clarify the geological structure of the Triassic deposits in the junction zone of the Vilyui syncline and the Aldan antecline and to identify promising zones and objects for the studied Triassic deposits in terms of oil and gas potential. *Materials and methods.* The study used previously published sources, deep well logging data, adjusted stratigraphic breakdowns and the results of testing the intervals of the Triassic deposits in deep wells. The well data were used for a comprehensive analysis of new seismic exploration data obtained during seismic exploration work over the past 10 years. *Results.* Analysis of core description data and well logging records allowed us to describe the lithological structure of the productive Triassic deposits and assume the sediment formation environments. Adjusted stratigraphic breakdowns were tied to seismic time sections at well points. Reflecting seismic horizons were correlated with stratigraphic boundaries. Structural surfaces and thickness maps of the Triassic complex were constructed based on the seismically traced horizons. Wedging-out zones of the Nedzheli, Tagandzha and Monom formations were outlined. Faults were identified and traced using seismic data. A comprehensive analysis of all well and seismic data, obtained during interpretation, identified promising oil and gas zones and objects near the wedging-out lines. *Conclusions.* The Nedzheli Formation is distributed over a significantly smaller area than other Triassic formations. The areas of distribution of the Tagandzha and Monom formations coincide. In the pinch-out zone, there is a high probability of sand deposits that can serve as hydrocarbon reservoirs. The wedging-out zone is highly likely to contain sand deposits, which are potential reservoirs that, by decreasing thickness, form lithologically limited traps for hydrocarbons. In the western and northern parts of the study area, the oil and gas potential is associated with anticlinal structures complicated by faults. The contours of promising zones and objects can serve to clarify the direction of further geological and geophysical studies of the territory for oil and gas potential.

Keywords: Vilyui syncline, Aldan antecline, Triassic deposits, Nedzheli Formation, Tagandzha Formation, Monom Formation, oil and gas potential, Sakha Republic (Yakutia)

Funding: the work received no funding.

✉ Matvey M. Takhvatulin, m.takhvatulin@g.nsu.ru

© Takhvatulin M.M., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

For citation: Takhvatulin M.M. Geological structure and oil and gas potential of the Triassic deposits in the junction zone of the Vilyui syncline and the Aldan anticline. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 1. P. 76–98. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.04>

Author contributions

Matvey M. Takhvatulin – idea, data collection, data analysis and interpretation, text preparation and editing.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Fradkin G.S., ed. *Lena-Vilyui Oil and Gas Province*. Moscow: Nauka, 1969. 283 p. (In Russ.).
2. Fradkin G.S., Boldyrev M.V., Gayduk V.V. et al. Tectonic setting and nature of the Vilyui syncline. *Geologiya i geofizika*. 1984. Vol. 25, No. 1. P. 38–50. (In Russ.).
3. Kazakov A.M. Facies-genetic model and lithostratigraphy of Lower Triassic deposits of the Vilyui syncline and Western Verkhoyansk. In: Dagis A.S., Dubatolov V.N., eds. *The Upper Palaeozoic and Triassic of Siberia: Collected Papers*. Novosibirsk: Nauka, Siberian Branch, 1989. P. 49–56. (Transactions of the Institute of Geology and Geophysics. Vol. 732). (In Russ.).
4. Gayduk V.V. *Vilyui Middle Paleozoic Rift System*. Yakutsk: Yakutsk Branch of the Siberian Branch of the USSR Academy of Sciences, 1988. 128 p. (In Russ.).
5. Migurskiy A.V. Geodynamics of the south of the Siberian platform and oil-and-gas potential. *Geology and Mineral Resources of Siberia*. 2019. No. 2(38). P. 35–50. (In Russ.). <https://doi.org/10.20403/2078-0575-2019-2-35-50>
6. Cherskiy N.V., ed. *History of Oil and Gas Formation and Oil and Gas Accumulation in the East of the Siberian Platform: Collected Papers*. Moscow: Nauka, 1986. 167 p. (In Russ.).
7. Kontorovich A.E., Surkov V.S., Trofimuk A.A., eds. *Geology of Oil and Gas of the Siberian Platform: Collected Papers*. Moscow: Nedra, 1981. 552 p. (In Russ.).
8. Kontorovich A.E., Grebenyuk V.V., Fradkin G.S. et al., eds. *Oil and Gas Basins and Regions of Siberia*. Vol. 4. *Lena-Vilyuisky Basin*. Novosibirsk: OIGGM, SNIIGGiMS, 1994. 108 p. (In Russ.).
9. Kazakov A.M., Konstantinov A.G., Kurushin N.I. et al. *Stratigraphy of Oil and Gas Basins in Siberia*. Book 6. *Triassic System*. Novosibirsk: Publishing House of SB RAS, GEO Branch, 2002. 322 p. (In Russ.).
10. Surkov V.S., ed. *Mega-Complexes and Deep Structure of the Earth's Crust of Oil and Gas Provinces of the Siberian Platform*. Moscow: Nedra, 1987. 204 p. (Transactions of Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources). (In Russ.).
11. Basharin A.K., Fradkin G.S. Leno-Vilyui oil and gas basin: structure and tectonic evolution. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2005. No. 1. P. 22–33. (In Russ.).
12. Frolov S.V., Karnyushina E.E., Korobova N.I. et al. Features of the structure, sedimentary complexes and hydrocarbon systems of the Leno-Vilyui oil and gas basin. *Georesursy*. 2019. Vol. 21, No. 2. P. 13–30. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.13-30>

13. Fedorovich M.O., Kosmacheva A.Yu., Pospeeva N.V. One-dimensional petroleum system modeling (basin modeling) in a well section of Tolonskoye field in the Republic of Sakha (Yakutia). *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2020. No. 5. P. 31–35. (In Russ.). <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-5-31-35>
14. Fedorovich M.O., Kosmacheva A.Yu. Prediction of oil and gas occurrence in the Vilyui hemisineclise according to interpretation of geological and geophysical data and basin modeling (Republic of Sakha (Yakutia)). *Georesursy*. 2023. Vol. 25, No. 1. P. 81–94. (In Russ.). <https://doi.org/10.18599/grs.2023.1.9>
15. Sitnikov V.S., Prishchepa O.M., Kushmar I.A., Pogodaev A.V. Petroleum potential prospects of southern part of Vilyusky syncline. *Razvedka i okhrana nedr*. 2014. No. 7. P. 22–28. (In Russ.).
16. Sitnikov V.S., Kushmar I.A., Prishchepa O.M., Pogodaev A.V. On the possible discovery of new oil-bearing region in the south of the Vilyui syncline (Siberian platform). *Geologiya nefi i gaza*. 2013. No. 4. P. 2–12. (In Russ.).
17. Sitnikov V.S., Alekseev N.N., Pavlova K.A. et al. Newest forecast and development updating of Vilyusinskaya syncline petroleum objects. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika*. 2017. Vol. 12, No. 1. P. 10. (In Russ.). https://doi.org/10.17353/2070-5379/9_2017
18. Punanova S.A. The relevance of mapping non-anticlinal traps and features of their classifications. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2020. No. 3(30). P. 13–25. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art2>
19. Shuster V.L. The problems of identification of non-anticlinal hydrocarbon traps and approaches to their solution. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2019. No. 4(27). P. 12. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art12>
20. Safronov A.F., Bersin A.G., Fradkin G.S. Tectonic nature of local uplifts of Vilyuy syncline. *Geologiya nefi i gaza*. 2003. No. 4. P. 20–28. (In Russ.).
21. 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>

Information about the author

Matvey M. Takhvatulin – Researcher, Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources, Novosibirsk, Russia; Postgraduate, Novosibirsk State University, Novosibirsk, Russia; <https://orcid.org/0009-0002-9866-2493>; e-mail: m.takhvatulin@g.nsu.ru

Received 14 November 2024

Accepted 17 March 2025

НАУЧНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, ЭКСПЛУАТАЦИИ И КОНТРОЛЯ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ УГЛЕВОДОРОДОВ

Оригинальная статья

УДК 622.276

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.03>

Геомеханический анализ процесса разрушения призабойных зон и затрубного пространства скважин при эксплуатации подземных хранилищ газа

А.М. Свалов ✉

Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Аннотация. *Актуальность.* В работе проанализированы геомеханические процессы, обуславливающие разрушение призабойных зон скважин и их затрубного пространства при эксплуатации подземных хранилищ газа. Разрушение породы в призабойных зонах скважин приводит к интенсивному выносу частиц разрушенной породы (песка) в ствол скважины и далее на ее устье, снижая производительность скважины и приводя к интенсивному износу скважинного оборудования. Разрушение цементного камня в затрубном пространстве скважины приводит к его разгерметизации, поступлению газа в вышерасположенные проницаемые пласты и на поверхность Земли, что, помимо потерь углеводородного сырья, может приводить к возникновению экологических проблем. *Цель работы.* Анализ механизмов разрушения породы при закачке газа в подземные хранилища газа и разработка подходов к снижению интенсивности такого разрушения. *Материалы и методы.* В работе используются методы математического моделирования напряженно-деформированного состояния горных пород. *Результаты.* Показано, что процессы разрушения породы наиболее интенсивно происходят в период закачки газа в подземные хранилища, характеризующийся экстремально высокими значениями пластового давления в призабойной зоне скважины. Рост пластового давления инициирует процесс развития разрушающих напряжений в породе и в цементном камне в затрубном пространстве скважины, вследствие чего происходит потеря сцепления цементного камня с породой и развиваются процессы трещинообразования в окрестности необсаженной части ствола скважины, что является предпосылкой интенсивного выноса песка при дальнейшей эксплуатации скважины. *Выводы.* Установлено, что для снижения интенсивности избыточных разрушающих напряжений в породе и в цементном камне целесообразно поэтапно повышать давление закачки газа в хранилище, с длительностью каждого этапа, определяемой временем выхода процесса закачки на квазистационарный режим. Показано, что установка цементируемого пружинного центратора в кровле над продуктивным пластом при строительстве скважины при эксплуатации подземных хранилищ газа также будет способствовать существенному снижению интенсивности разрушающих напряжений в ее приствольной зоне.

Ключевые слова: подземные хранилища газа, герметичность затрубного пространства, утечки газа, разрушение призабойной зоны, вынос песка

✉ Свалов Александр Михайлович, svalov@ipng.ru

© Свалов А.М., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125020501404-4).

Для цитирования: Свалов А.М. Геомеханический анализ процесса разрушения призабойных зон и затрубного пространства скважин при эксплуатации подземных хранилищ газа // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 1. С. 99–109. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.03>

Введение

Проблема утечек углеводородного газа из подземных хранилищ газа (ПХГ) через негерметичное затрубное пространство скважин в вышерасположенные водонасыщенные пласты и в атмосферу Земли приводит не только к потерям газа при эксплуатации ПХГ, но и к негативному воздействию на состояние природной среды [1, 2]. Кроме того, вынос в ствол добывающей скважины песка, образующегося при разрушении породы пласта от действия циклических нагрузок при закачке и отборе газа, приводит к осложнениям при эксплуатации ПХГ из-за образования песчаных пробок в стволах скважин, препятствующих подъему пластового флюида на поверхность, а также к ускоренному износу скважинного оборудования^{1, 2} [3, 4].

Для повышения герметичности затрубного пространства скважин и повышения устойчивости их призабойных зон к разрушающим нагрузкам, развивающимся при значительном повышении пластового давления в призабойных зонах, например, при закачке газа в ПХГ, может

быть предложен способ³. Согласно этому способу в процессе строительства скважины над продуктивным пластом на некотором участке его кровли расширяется ствол скважины и в колонне обсадных труб в соответствующем месте устанавливается пружинный центратор с номинальным диаметром, превышающим исходный диаметр ствола скважины. После цементирования затрубного пространства скважины в расширенном участке ее ствола образуется жесткое включение, армированное металлическими элементами пружинного центратора, препятствующее продольному смещению породы вдоль колонны обсадных труб при изменении пластового давления в призабойной зоне скважины. Это обеспечивает сохранение высокого уровня герметичности затрубного пространства скважины в процессе ее эксплуатации и проведение в ней технологических мероприятий, сопровождающихся изменением пластового давления в призабойной зоне скважины.

Вместе с тем необходимо отметить, что реализацию этого способа наиболее рационально осуществлять на стадии строительства скважин, в действующих скважинах его применение сопряжено со значительными трудностями.

¹ Abandoned oil and gas wells are leaking methane across the USA // Inhabitat. 2015. 29 January. URL: <https://inhabitat.com/abandoned-oil-and-gas-wells-are-leaking-methane-across-the-USA> (дата обращения: 15.12.2024).

² Plugging and abandonment of oil and gas wells: Working Document No. 2-25 of the NPC North American Resource Development Study, 15 September 2011. 21 p. URL: https://www.npc.org/Prudent_Development-Topic_Papers/2-25_Well_Plugging_and_Abandonment_Paper.pdf (дата обращения: 15.12.2024).

³ Свалов А.М. Пат. RU 2775849 C1. Способ повышения герметичности затрубного пространства нефтяных и газовых скважин (варианты). № 2021135972; Заявл. 07.12.2021; Оpubл. 11.07.2022 // Изобретения. Полезные модели. 2022. Бюл. № 20. 13 с.

Кроме того, данный способ, в основном, повышает устойчивость приствольной зоны скважины к воздействию разрушающих нагрузок в области, расположенной вблизи кровли продуктивного пласта, и степень устойчивости стенок скважин к разрушению во всем интервале продуктивного пласта, особенно для скважин ПХГ, стволы которых в продуктивном интервале, как правило, не обсажены стальными трубами, повышается несущественным образом.

Целью работы является анализ геомеханических процессов, обуславливающих разрушение призабойных зон скважин ПХГ, развивающихся на стадии закачки газа в хранилище под высоким давлением, а также предлагается способ снижения интенсивности этого разрушения и, соответственно, снижение интенсивности выноса песка и потерь газа через затрубное пространство скважин при эксплуатации ПХГ.

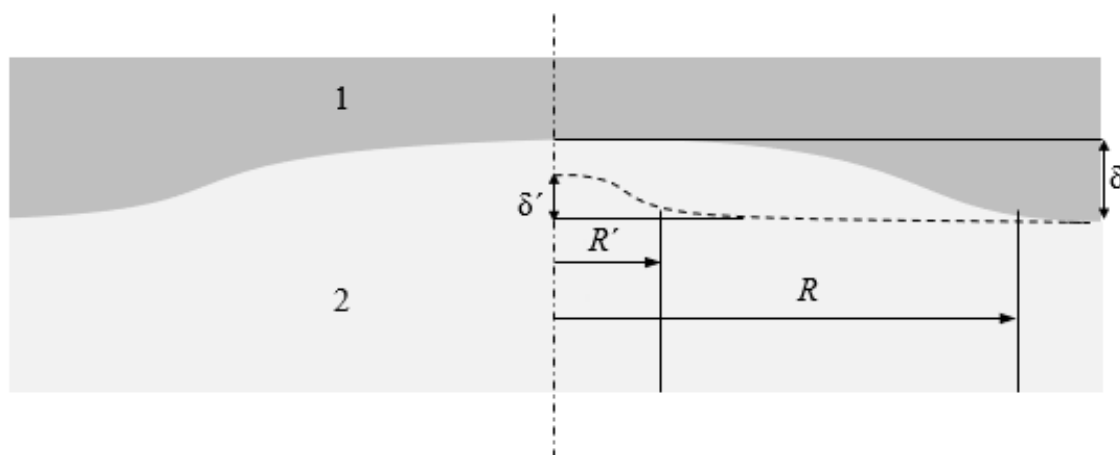
Анализ проблемы

Важно отметить, что при закачке газа в ПХГ превышение давления закачки над пластовым давлением, установившимся в истощенном хранилище перед закачкой газа, может достигать ~15–18 МПа [1, 2]. При этом быстрый и значительный рост величины пластового давления в призабойной зоне скважины вызывает развитие сопоставимых с ним по величине избыточных напряжений как в самом пласте, так и в приствольной зоне скважины выше и ниже продуктивного пласта [5]. При этом существенно, что избыточные напряжения достигают максимума именно на начальной стадии закачки газа, когда эффективный радиус воронки репрессии в призабойной зоне скважины относительно мал.

Действительно, как показано на рис. 1, на начальной стадии из-за противодействия упругих сил в кровле пласта (1) вертикальному смещению породы продуктивного пласта (2), происходящего вследствие повышения пластового давления в воронке репрессии с эффективным радиусом R' , величина вертикального смещения породы пласта δ' будет относительно малой, стремящейся к нулю на самом начальном этапе закачки газа в ПХГ, т. е. при величине радиуса воронки репрессии R' , близкой к нулю.

На более поздней стадии закачки газа с ростом эффективного радиуса воронки репрессии R растет и величина δ вертикального смещения пласта, достигая максимума ко времени, когда радиус воронки репрессии будет значительно превышать глубину залегания продуктивного пласта (ствол скважины, находящийся на оси симметрии, на рис. 1 не показан).

Важно подчеркнуть, что если величина вертикального смещения пласта δ' при малых значениях эффективного радиуса R' воронки репрессии близка к нулю, то отсюда следует, что на начальной стадии закачки газа в ПХГ величина вертикальной растягивающей компоненты напряжения в породе в призабойной зоне скважины вблизи ее ствола также близка к нулю, несмотря на действие на кровлю пласта перепада ΔP между давлением закачки на забое скважины и пластовым давлением. Это означает, что при малом радиусе воронки репрессии за счет действия упругих сил, развивающихся в прикровельной области покрывки пласта и препятствующих вертикальному смещению породы, в приствольной зоне пласта увеличивается вертикальное сжимающее напряжение, нейтрализующее растяжение породы, обусловленное ростом порового давления в этой зоне.



R' – эффективный радиус воронки репрессии, δ' – характерная величина вертикального смещения кровли пласта на начальной стадии закачки газа; R – эффективный радиус воронки репрессии, δ – характерная величина вертикального смещения кровли пласта на более поздней стадии закачки

Рис. 1. Схематичное изображение деформации кровли (1) и продуктивного пласта (2) при закачке газа в ПХГ

Fig. 1. Schematic representation of the deformation of the roof (1) and the productive reservoir (2) during gas injection into the underground gas storage facility

При этом существенно, что при росте сжимающих напряжений в пристволенной зоне скважины в кровле пласта развиваются напряжения сдвига на поверхности стальных обсадных труб, жесткость (модуль Юнга) которых в десятки раз превышает характерную жесткость горной породы и цементного камня в затрубном пространстве скважин. Как показано в работе [5], на начальной стадии закачки газа в ПХГ значения максимальных напряжений сдвига на поверхности обсадных труб и на границе цементного камня со стенкой скважины достигают ~80–100% от величины перепада давления ΔP при закачке газа. Отсюда следует, что на начальной стадии закачки газа в хранилище жесткая связь между цементным камнем и стенкой скважины, ослабленная наличием остатков глинистой корки, образующейся на стенках скважины в процессе бурения, практически неизбежным образом разрушается и затрубное пространство скважины теряет свою герметичность.

Важно также отметить, что изменение напряженно-деформированного состояния породы на начальной стадии закачки газа в ПХГ происходит не только в пристволенной зоне скважины в окрестности кровли продуктивного пласта, но и в пристволенной зоне этой скважины во всем интервале продуктивного пласта. При этом существенным обстоятельством является то, что при строительстве скважин ПХГ, как правило, обсадные трубы спускаются в ствол скважины только до уровня кровли продуктивного пласта, т. е. в интервале продуктивного пласта ствол скважины не закрепляется жесткими стальными обсадными трубами. На рис. 2 схематично изображен ствол скважины в интервале продуктивного пласта в координатах z (вертикальная координата) и r (радиальная координата) и направления действия на стенке скважины напряжений σ_z , σ_r и σ_ϕ – напряжений в вертикальном, радиальном и угловом, соответственно угловой координате ϕ , направлениях.

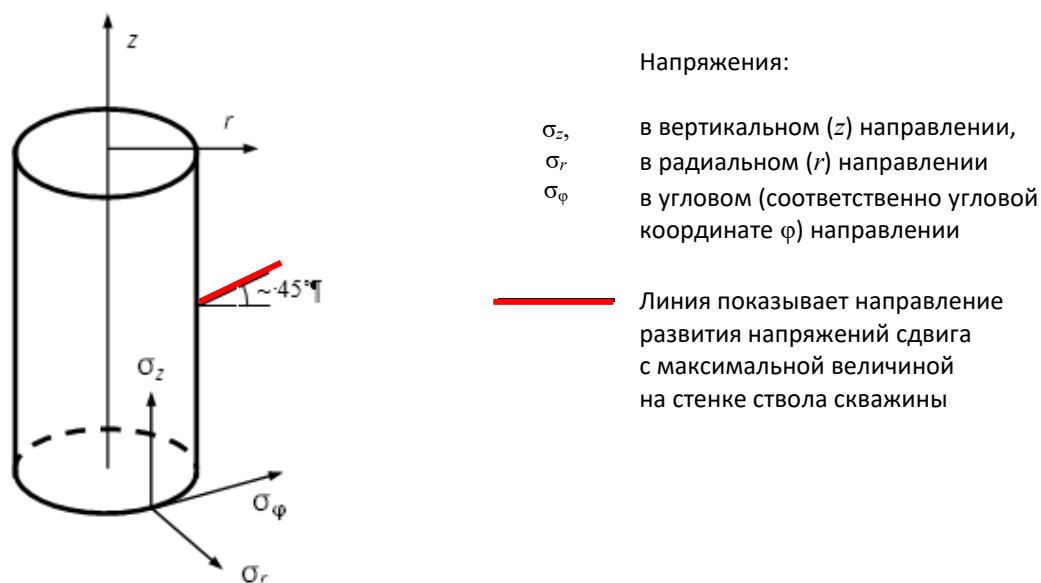


Рис. 2. Схема направлений действия напряжений на стенке ствола скважины

Fig. 2. Schematic diagram of the directions of stress action on the borehole wall

Качественные особенности исходного, до начала процесса закачки газа в ПХГ, распределения этих напряжений в породе на глубинах ~ 1 км или меньше с достаточной для дальнейшего анализа точностью могут быть описаны следующим образом.

На указанных глубинах, характерных для ПХГ, горная порода находится в сжатом состоянии под действием вертикального и бокового горных давлений, при этом характерные величины избыточных напряжений, развивающихся в породе при разработке месторождений, не достигают уровней, при которых разрушение породы было бы обусловлено превышением пределов прочности породы на сжатие. По этой причине напряжениями, вызывающими развитие процессов разрушения в пластах, находящихся на глубине ~ 1 км, являются напряжения сдвига в породе, максимальные значения которых определяются полуразностью приведенных выше нормальных напряжений σ_z , σ_r и σ_ϕ , а также растягивающие окружные (угловые) напряжения в пристволенной зоне скважины, достигающие экстремально высоких значений на стадии закачки газа в ПХГ. Отметим, что деформирование

насыщенных пористых сред, к которым относятся высокопроницаемые породы-коллекторы, происходит под действием эффективных напряжений, т. е. напряжений, величина которых определяется разностью значений полных напряжений в породе и значения порового давления в данной точке насыщенной пористой среды.

Отсюда следует, что величина эффективного радиального напряжения σ_r на стенке необсаженной скважины в насыщенной пористой среде будет всегда нулевой. Величина горного давления в породе в вертикальном направлении, как правило, достаточно точно определяется весом вышележащего массива пород и в исходном, до начала процесса закачки газа в ПХГ, установившемся состоянии при характерной плотности горной породы, равной $\sim 2,3$ г/см³, вертикальная нагрузка на горную породу, находящуюся на глубине 1 км, может быть оценена величиной ~ 23 МПа. Тогда при гидростатическом значении порового давления, соответствующем этой глубине и равном 10 МПа, исходная величина эффективного вертикального напряжения в породе будет равна ~ 13 МПа.

Для оценки величины эффективного бокового горного давления на указанной, относительно небольшой (~1 км или меньше), глубине залегания продуктивного пласта с достаточной для проводимого анализа точностью можно использовать формулу, следующую из теории упругого деформирования горной породы, согласно которой эта величина равна эффективному вертикальному горному давлению с коэффициентом $\nu/(1-\nu)$, где ν – коэффициент Пуассона, характерную величину которого для горной породы ($\nu \approx 0,1-0,4$) при дальнейших оценках будем принимать равной 0,2. Тогда в рассматриваемых условиях эффективное боковое горное давление в продуктивном пласте может быть оценено величиной ~3,5 МПа. Отметим, что учет процессов ползучести в горной породе [6] приводит примерно к такой же оценке величины эффективного бокового горного давления в продуктивном пласте на глубине ~1 км.

Применительно к распределению напряжений в пристволенной зоне скважины при нулевом значении эффективного радиального напряжения на ее стенке, согласно известному в теории упругости решению задачи Ламе, сжимающие угловые эффективные напряжения σ_ϕ будут равны удвоенному значению эффективных сжимающих боковых напряжений в пласте, т. е. в рассматриваемом случае исходные, до начала процесса закачки газа, угловые сжимающие напряжения σ_ϕ на стенке скважины будут равны ~7 МПа.

Как показано в работе [7], при повышении гидродинамического давления в стволе скважины на величину ΔP на исходные эффективные сжимающие угловые напряжения на стенке скважины будут накладываться растягивающие напряжения, равные $\Delta P/(1-\nu)$. Если принять величину перепада давления ΔP при закачке

газа в ПХГ равной ~18 МПа, то при $\nu = 0,2$ указанные растягивающие составляющие эффективных угловых напряжений будут равны ~22,5 МПа. Отсюда следует, что в сумме с исходными сжимающими угловыми напряжениями, равными 7 МПа, результирующие эффективные растягивающие напряжения на стенке скважины в период закачки газа будут равны ~15,5 МПа, что достаточно для образования трещин разрыва в высокопористой породе пласта.

Как отмечалось выше, в начальный период закачки газа в ПХГ, при малом радиусе R' воронки репрессии величина вертикального смещения δ' продуктивного пласта близка к нулю (см. рис. 1), т. е. близка к нулю и величина изменения исходного эффективного вертикального сжимающего напряжения σ_z , равного в рассматриваемых условиях ~13 МПа. Сравнительный анализ величин, равных полуразности нормальных напряжений на стенке скважины (см. рис. 2), показывает, что в начальный период закачки газа в ПХГ максимальным по величине будет напряжение сдвига, величина которого будет определяться выражением

$$(\sigma_z - \sigma_\phi)/2 = [13 - (-15,5)] / 2 \approx 14 \text{ МПа.}$$

(В приведенной формуле учтено, что сжимающие σ_z и растягивающие σ_ϕ напряжения имеют разные знаки).

Приведенные оценки показывают, что в условиях, характерных для ПХГ в высокопористых породах, при указанном выше значении давления закачки газа в начальный период закачки на стенках скважины развиваются напряжения сдвига, достигающие ~14 МПа (~140 атм), что превышает прочность на сдвиг, характерную для большинства высокопористых пород-коллекторов.

При этом важно отметить, что эти разрушающие напряжения сдвига обусловлены разницей напряжений σ_z и σ_ϕ и, следовательно, действуют в плоскостях, ориентированных примерно под углом 45° к нормали к пласту (см. рис. 2).

Отсюда можно заключить, что в начальный период закачки газа в ПХГ в призабойной зоне скважины кроме трещин разрыва будут образовываться и трещины сдвига с углом наклона к нормали к пласту, близким к 45° . При этом существенно, что, в отличие от вертикально ориентированных трещин в породе, в таких наклонных плоскостях при дальнейшей эксплуатации ПХГ будут постоянно существовать напряжения сдвига, обусловленные разностью вертикального и бокового горных давлений. Отсюда следует, что при снижении пластового давления при эксплуатации ПХГ, т. е. при увеличении этих напряжений сдвига, будет происходить непрерывное смещение берегов таких наклонных трещин относительно друг друга.

Смещение породы вдоль трещин сдвига и обусловленное этим увеличение длины наклонных трещин в призабойной зоне скважины при эксплуатации ПХГ, с одной стороны, положительно влияет на фильтрационную проводимость этой зоны, но, с другой стороны, смещение породы вдоль сжатых наклонных трещин сопровождается истиранием берегов этих трещин и процессом постоянного образования микрочастиц разрушенной породы, выносимых в ствол скважины при эксплуатации ПХГ, что при больших объемах выносимых частиц (песка) является проблемой, осложняющей процесс эксплуатации ПХГ.

Результаты

На основании результатов проведенного анализа может быть предложен следующий способ, существенно снижающий интенсивность разрушающих напряжений, развивающихся в породе на начальной стадии закачки газа в ПХГ⁴.

Как было показано выше, с ростом эффективного радиуса R воронки репрессии происходит увеличение вертикального смещения δ породы на границе продуктивного пласта с его кровлей и это означает, что в продуктивном пласте при этом возрастает вклад растягивающих составляющих, обусловленных действием повышенного пластового давления в призабойной зоне скважины, в величину эффективного вертикального напряжения σ_z . Отсюда следует, что при росте радиуса воронки репрессии, во-первых, снижается давление на кровлю пласта в пристволенной зоне скважины и, соответственно, снижается величина напряжений сдвига в окрестности обсадных труб в кровле пласта. Во-вторых, при этом происходит снижение разности между вертикальными σ_z и угловыми напряжениями σ_ϕ на стенках скважины, т. е. происходит снижение величины разрушающих напряжений сдвига на этих стенках. Таким образом, увеличение с течением времени эффективного радиуса воронки репрессии приводит к снижению избыточных напряжений сдвига как в кровле пласта, так и в призабойной зоне скважины.

⁴ Свалов А.М. Пат. RU 2820904 С1. Способ снижения уровня разрушающих напряжений в призабойных зонах скважин подземных хранилищ газа. № 2023126638; Заявл. 10.11.2023; Оpubл. 11.06.2024 // Изобретения. Полезные модели. 2024. Бюл. № 17. 11 с.

Отсюда можно заключить, что если при закачке газа в пласт величину давления закачки повышать поэтапно, с длительностью каждого этапа, обеспечивающей увеличение эффективного радиуса воронки репрессии до некоторого оптимального размера, при котором будет достигаться максимальное снижение избыточных напряжений в породе, то при достижении суммарного по всем этапам давления закачки результирующая величина напряжений сдвига в породе будет существенно меньшей, чем в случае однократного повышения давления закачки до максимальной конечной величины.

При этом оптимальным размером радиуса воронки репрессии следует считать радиус, при котором процесс закачки газа выходит на установившийся режим и при котором не происходит дальнейшего существенного изменения напряженно-деформированного состояния призабойной зоны скважины. Необходимо отметить, что теоретически выход процесса закачки (отбора) газа на установившийся режим происходит за бесконечное время, но на практике за время установления стационарного режима работы скважины принимают время выхода закона роста радиуса воронки репрессии на достаточно медленную логарифмическую зависимость от времени, при которой показатели закачки

(отбора) газа из пласта практически перестают значимым образом изменяться в течение продолжительного времени [8–10]. Время выхода работы скважины на такой стационарный (квазистационарный в строгом смысле) режим, разное на каждом конкретном ПХГ, практически может быть определено по данным эксплуатации каждого ПХГ.

Выводы

Таким образом, при промышленной (циклической) эксплуатации ПХГ необходимо проводить дополнительную корректировку режимов эксплуатации газовых скважин для повышения устойчивости призабойных зон. Дополнительная корректировка производится на основе регламентных газогидродинамических исследований и состоит в том, что стадию закачки газа в подземное хранилище разбивают, по меньшей мере, на два этапа и длительность каждого этапа выбирают превышающей время выхода процесса закачки газа на (квази)установившийся режим.

Применение описанного способа позволяет повысить устойчивость призабойных зон скважин ПХГ к разрушению, предотвратить потери газа через затрубное пространство скважин, а также снизить объемы песка, выносимого в ствол скважин потоком газа.

Вклад автора

А.М. Свалов – формулировка идей и целей исследования; разработка методологии и отдельных методов; проверка результатов исследования и его части; применение статистических, математических, вычислительных методов; проведение экспериментов и сбор информации; написание комментариев и редактирование.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М. и др. Устаревшие нефтегазовые технологии добычи как источник предстоящих экологических катаклизмов // Экологический вестник России. 2019. № 8. С. 20–25.
2. Вержбицкая В.В., Щекин А.И., Ягудина Л.В. ПХГ: Анализ методов сокращения эмиссии метана // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2023. № 2(134). С. 38–45.
3. Пятахин М.В. Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. 266 с.
4. Пятахин М.В., Пятахина Ю.М. Геомеханика межпластовых перетоков в околоскважинном пространстве: причины и способы борьбы // Территория Нефтегаз. 2014. № 2. С. 64–70.
5. Свалов А.М. Концентрация напряжений в призабойных зонах скважин при эксплуатации подземных хранилищ газа // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. 2023. № 2. С. 3–11. <https://doi.org/10.15372/FTPRPI20230201>
6. Свалов А.М. Ползучесть горных пород в процессах разработки месторождений нефти и газа // Газовая промышленность. 2012. № 1(672). С. 20–23.
7. Свалов А.М. Напряженно-деформированное состояние породы в воронке депрессии // Технологии нефти и газа. 2021. № 6(137). С. 41–45. <https://doi.org/10.32935/1815-2600-2021-137-6-41-45>
8. Ермилов О.М., Ремизов В.В., Чугунов Л.С., Ширковский А.И. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. М.: Наука, 1996. 541с.
9. Чугунов А.В., Михайловский А.А. Системный контроль за созданием и эксплуатацией ПХГ в пластах-коллекторах // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 2(38). С. 102–107.
10. Михайловский А.А., Чугунов А.В., Григорьев А.В. Направления научных исследований в области технологий хранения газов в пластах-коллекторах // Газовая промышленность. 2015. № 10(729). С. 36–39.

Информация об авторе

Александр Михайлович Свалов – д.т.н., главный научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 3142-8517, <https://orcid.org/0000-0002-4163-1621>; e-mail: svalov@ipng.ru

Поступила в редакцию 10.01.2025

Принята к публикации 26.02.2025

RESEARCH ISSUES OF PROJECTING, EXPLOITATION AND MONITORING OF UNDERGROUND HYDROCARBON STORAGE FACILITIES

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.03>

Geomechanical analysis of the process of destruction of the bottomhole zones and annular space of wells during the operation of underground gas storage facilities

Aleksandr M. Svalov ✉

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia

Abstract. *Background.* The paper analyzes the geomechanical processes that cause the destruction of the bottomhole zones of wells and their annular space during the operation of underground gas storage facilities. The destruction of rock in the bottomhole zones of wells leads to the intensive removal of particles of destroyed rock (sand) into the wellbore and further to its mouth, reducing well productivity and leading to intensive wear of well equipment. The destruction of cement stone in the annular space of the well leads to its depressurization, gas ingress into the upstream permeable layers and to the Earth's surface, which, in addition to the loss of hydrocarbon raw materials, can lead to environmental problems. *Objective.* To analyze the mechanisms of rock destruction during gas injection into underground gas storage facilities and develop approaches to reducing the intensity of such destruction. *Materials and methods.* The work uses methods of mathematical modeling of the stress-strain state of rocks. *Results.* It is shown that the processes of rock destruction occur most intensively during the period of gas injection into underground gas storage facilities, characterized by extremely high values of reservoir pressure in the bottomhole zone of the well. The growth of reservoir pressure initiates the process of development of destructive stresses in the rock and in the cement stone in the annulus of the well, as a result of which there is a loss of adhesion of the cement stone to the rock and the development of cracking processes in the vicinity of the uncased part of the wellbore, which is a prerequisite for intensive sand removal during further operation of the well. *Conclusions.* It is established that in order to reduce the intensity of excess destructive stresses in the rock and cement stone, it is advisable to gradually increase the gas injection pressure into the storage facility, with the duration of each stage determined by the time it takes for the injection process to reach a quasi-stationary mode. It is shown that installing a cemented spring centralizer in the roof above the productive formation during well construction during the operation of underground gas storage facilities will also contribute to a significant reduction in the intensity of destructive stresses in its near-wellbore zone.

Keywords: underground gas storage facilities, annular tightness, gas leaks, bottomhole zone destruction, sand removal

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125020501404-4).

✉ Aleksandr M. Svalov, svalov@ipng.ru

© Svalov A.M., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

For citation: Svalov A.M. Geomechanical analysis of the process of destruction of the bottomhole zones and annular space of wells during the operation of underground gas storage facilities. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 1. P. 99–109. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.03>

Author contributions

Aleksandr M. Svalov – formulation of ideas and research objectives; development of methodology and individual methods; verification of the results of the study and its parts; application of statistical, mathematical, computational methods; conducting experiments and collecting information; writing comments and editing.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupsky I.M. et al. Outdated technologies of oil and gas production as a source of new ecological cataclysms. *Environmental Bulletin of Russia*. 2019. No. 8. P. 20–25. (In Russ.).
2. Verzhbitskaya V.V., Shchekin A.I., Yagudina L.V. UGS: analysis of methods for reducing methane emissions. *Business Magazine Neftegaz.RU*. 2023. No. 2(134). P. 38–45. (In Russ.).
3. Pyatakhin M.V. *Geomechanical Problems during Well Operation*. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. 266 p. (In Russ.).
4. Pyatakhin M.V., Pyatakhina Yu.M. Geomechanics of interstratal overflows in borehole environment: causes and methods of control. *Territorija Neftegaz*. 2014. No. 2. P. 64–70. (In Russ.).
5. Svalov A.M. Stress concentration in wellbore zones at underground gas storages. *Journal of Mining Science*. 2023. Vol. 59, No. 2. P. 183–190. <https://doi.org/10.1134/S1062739123020011>
6. Svalov A.M. Creep of rocks in the processes of oil and gas field development. *Gazovaya promyshlennost*. 2012. No. 1(672). P. 20–23. (In Russ.).
7. Svalov A.M. Stress-deformed state of the breed in the funnel of depression. *Tekhnologii nefiti i gaza*. 2021. No. 6(137). P. 41–45. (In Russ.).
8. Yermilov O.M., Remizov V.V., Shirkovskii A.I., Chougounov L.S. *Formation Physics, Production and Underground Storage of Natural Gas*. Moscow: Nauka, 1996. 541 p. (In Russ.).
9. Chugunov A.V., Mikhailovsky A.A. System control over the creation and operation of UGS in reservoir formations. *Scientific Journal of the Russian Gas Society*. 2023. No. 2(38). P. 102–107. (In Russ.).
10. Mikhailovsky A.A., Chugunov A.V., Grigoriev A.V. Directions of scientific research in the field of gas storage technologies in reservoir formations. *Gazovaya promyshlennost*. 2015. No. 10(729). P. 36–39. (In Russ.).

Information about the author

Aleksandr M. Svalov – Dr. Sci. (Eng.), Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0002-4163-1621>; e-mail: svalov@ipng.ru

Received 10 January 2025

Accepted 26 February 2025

ENERGY RESOURCES OF THE EARTH'S CRUST: CHALLENGES OF THE MODERN ECONOMY

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.01>

Identification of relevant research topics based on pooled bibliometric data of the *International Journal of Hydrogen Energy* publications for 2022–2024 from The Lens and ScienceDirect platforms

Boris N. Chigarev ✉

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia

Abstract. *Background.* Hydrogen is given the role of a clean energy carrier in the energy transition. *Objective.* To identify relevant research topics based on pooled bibliometric data of the *International Journal of Hydrogen Energy* publications from 2022–2024, collected from The Lens and ScienceDirect platforms. *Materials and methods.* 10,928 bibliometric records were exported from The Lens database and 10,857 records were exported from ScienceDirect. Keywords clustering and visual data analysis were performed using the following programs and algorithms: VOSviewer, Scimago Graphica, Inkscape, FP-growth utility. *Results.* The study showed the feasibility of merging bibliometric records from the open platforms ScienceDirect and The Lens, which complement each other. The “Fields of Study” data of The Lens was interpreted as system keywords similar to Scopus Index Keywords. The possibility of using “Fields of Study” data in a method similar to bibliographic coupling is shown. The practicality of using an alluvial diagram to show the co-occurrence of the four terms was demonstrated. The study also emphasizes the advisability of joint use of VOSviewer and Scimago Graphica programs for complex visualization of bibliometric analysis results. The study identified two dominant publication topics in the *International Journal of Hydrogen Energy* for 2022–2024, which can be described in terms of: “Catalysis, Hydrogen, Physical chemistry, Chemical engineering, Nanotechnology, Electrochemistry, Organic chemistry, Materials science” and “Electrical engineering, Hydrogen production, Renewable energy, Environmental science, Hydrogen economy, Hydrogen, Engineering”. *Conclusions.* Joint use of metadata of different open abstract databases allows to compensate partial representation of their data.

Keywords: *International Journal of Hydrogen Energy*, The Lens, ScienceDirect, VOSviewer, Scimago Graphica, FP-growth

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125021302095-2).

For citation: Chigarev B.N. Identification of relevant research topics based on pooled bibliometric data of the *International Journal of Hydrogen Energy* publications for 2022–2024 from The Lens and ScienceDirect platforms. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 1. P. 110–128. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.01>

✉ Boris N. Chigarev, bchigarev@ipng.ru

© Chigarev B.N., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Introduction

Motivation for the study

The lack of access to subscription abstract databases forces to turn to open access databases. The main issue with such databases is the incomplete coverage of bibliometric data compared to subscription databases. In this study, the author seeks a solution to this problem by combining data from several open access databases.

Objectives

The main objective of this study was to explore the possibility of joint utilization of bibliometric data from different open access abstract databases to merge data to mutually enrich missing fields in platform-specific data.

The secondary objective was to apply the aforementioned approach to identify relevant research topics based on pooled bibliometric data of the *International Journal of Hydrogen Energy* publications from 2022–2024 harvested from The Lens and ScienceDirect platforms.

Identification of publications on bibliometric analysis of metadata of the International Journal of Hydrogen Energy

In this section of the review, only publications with metadata in the ScienceDirect abstract database were considered; a detailed

overview of other platforms was beyond the scope of this article. The aim was to identify typical bibliometric studies on topics related to hydrogen energy and to try to find articles that used aggregation of fields of bibliometric records from different abstract databases. It should be emphasized that such a task is relevant when using abstract databases with open access, in subscription databases such a task is not actual, as it is solved by the forces of such platforms.

A query to ScienceDirect: (bibliometric OR scientometric) AND “International Journal of Hydrogen Energy” in the fields “Title, abstract or author-specified keywords” returned 16 results. These include the number of publications by year: 2024 (6), 2023 (2), 2022 (4), 2021 (1), 2019 (1), 2016 (1), 2000 (1), the number of publications by type: Review articles (8), Research articles (7), Book chapters (1). This means that review articles dominate. Nine of these publications have been posted in the *International Journal of Hydrogen Energy* itself. The search results are summarized in Table 1. Records from ScienceDirect were exported in RIS format with T1, PY, KW fields corresponding to title, year; keywords fields are presented in the table.

Table 1. Sixteen publications matching the ScienceDirect query: (bibliometric OR scientometric) AND “International Journal of Hydrogen Energy” in the fields “Title, abstract or author-specified keywords”

Табл. 1. Шестнадцать публикаций, отвечающих запросу в ScienceDirect: (bibliometric OR scientometric) AND “International Journal of Hydrogen Energy” по полям “Title, abstract or author-specified keywords”

Title	Year	Keywords
1	2	3
Photosynthetic green hydrogen: Advances, challenges, opportunities, and prospects	2024	Green hydrogen; Photosynthetic production; Algae; Bibliometric analysis
Research on nickel-based catalysts for carbon dioxide methanation combined with literature measurement	2022	Methane; Catalyst; Hydrogen; Carbon dioxide; Nickel
Bibliometrical analysis of hydrogen storage	2019	Hydrogen storage; Bibliometrics; Visualization; Situation analysis

Table 1 continued

Продолжение табл. 1

1	2	3
Bibliometric analysis of the research on hydrogen economy: An analysis of current findings and roadmap ahead	2022	Hydrogen economy; Literature review; Hydrogen roadmap; Bibliometrics; Visualisation
Recent advancement in water electrolysis for hydrogen production: A comprehensive bibliometric analysis and technology updates	2024	Water electrolysis; Hydrogen production; Energy; Bibliometric; Green energy
Hydrogen-fuelled internal combustion engines - Bibliometric analysis on research trends, hotspots, and challenges	2024	Ammonia; Hydrogen; Injection strategy; Machine learning; Optimisation; Review
Mapping the knowledge domains of new energy vehicle safety: Informetrics analysis-based studies	2021	New energy vehicle (NEV); Safety; Research hotspot; Bibliometrics; Mapping knowledge domains
Sustainability and challenges in hydrogen production: An advanced bibliometric analysis	2023	Hydrogen production; Feedstocks; Research articles; Bibliometric analysis
Chapter 558 – Research activities in renewable energy in European countries, 1992–1998: A scientometric analysis	2000	–
A bibliometric study on research trends in hydrogen safety	2022	Hydrogen safety; Bibliometric analysis; Knowledge structure; Visualisation
Progress in the production of hydrogen energy from food waste: A bibliometric analysis	2022	Bibliometric analysis; Food waste; Hydrogen energy; Research trends; Sustainability
Mapping the research on the spontaneous combustion of high-pressure hydrogen leakage: A bibliometric analysis	2024	High-pressure hydrogen; Spontaneous combustion; Research hotspots; Knowledge base; Bibliometrics analysis
An advanced bibliometric analysis and future research insights on safety of hydrogen energy	2024	Safety of hydrogen energy; Bibliometrics analysis; Visualization; Situation analysis
Chinese energy and fuels research priorities and trend: A bibliometric analysis	2016	Energy & fuels; Bibliometric; Bubble chart; Keyword analysis; Science Citation Index Expanded
Hydrogen energy storage integrated grid: A bibliometric analysis for sustainable energy production	2024	Hydrogen energy storage; Grid-connected; Highly-cited article; Sustainable production; Energy
Bibliometric analysis for research trends and hotspots in heat and mass transfer and its management of proton exchange membrane fuel cells	2023	Proton exchange membrane fuel cell; Heat and mass transfer; Water and heat management; Mapping Knowledge Domain; VOSviewer

Given the small number of articles and the quality of the journals in which they are published, they are easy to find by title and date of publication. The author considers it inexpedient to cite them in the reference list, since the current fashion for excessive citation leads to artificial citation boost.

The different combinations of the terms “Bibliometric analysis”, “Bibliometrics”, “Bibliometric”, “Bibliometrics analysis” occur 11 times, indicating the relevance of the topic at hand. “Visualisation” and “Visualization” are

occurring 4 times and reflect the actuality of data analysis visualization. Among the most common terms related to hydrogen theme are “Energy”, “Hydrogen”, “Hydrogen production”, “Situation analysis”. The term “Situation analysis” is linked to the keywords “Hydrogen storage” and “Safety of hydrogen energy”, which may indicate the relevance of the topic of safe hydrogen storage, especially since the terms “Spontaneous combustion”, “Safety”, “Hydrogen safety” occur in the keywords.

Examples of publications that best reflect this topic.

This paper [1] analyzes 8,283 hydrogen safety research papers from 1992 to 2022, revealing a growing prominence in the field. China ranks first with 2,414 publications, while the United States, Germany and China have extensive international collaboration. The *International Journal of Hydrogen Energy* has the highest publication count. Research hotspots include storage safety, combustion and explosion safety, self-ignition, and embrittlement. However, understanding hydrogen autoignition mechanisms is limited, and further research is needed on prevention and control measures.

Hydrogen is crucial for addressing the greenhouse effect and energy crisis, as a clean fuel and storable energy carrier. Issues like hydrogen embrittlement, fire and explosion are of interest to researchers. The article [2] provides a knowledge structure of hydrogen safety publications from 1957 to 2021, with the USA having the most publications. The hot terms in hydrogen safety research are storage and detection, combustion and explosion, and ignition and propagation.

Publications that reflect bibliometric analysis methods of the topic under consideration.

The analysis of 1,275 articles published over the past five decades provides insights into research trends in the hydrogen economy [3]. The study found that the literature on the hydrogen economy has been increasing, particularly from 2016 to 2020. The *International Journal of Hydrogen Energy* contributes 40% of the overall publications. The analysis shows that the study on the hydrogen economy mostly deals with multidisciplinary aspects like hydrogen production, storage, transportation, application, and public policy formulation.

The research on heat and mass transfer in proton exchange membrane fuel cells (PEMFCs) has been growing rapidly since 2000 [4]. The field has gained significant attention in China, the United States and Canada, with high-quality publications from Canada. The *Journal of Power Sources* is the authoritative journal in this field. The field is divided into three stages: exploring gas-liquid two-phase flow characteristics, developing PEMFC heat and mass transfer and management, and optimizing water and heat management.

No articles were found that analyzed only the *International Journal of Hydrogen Energy* topics.

Bibliometric studies using a combination of metadata from different open referencing platforms

Below is a list of papers that share data from ScienceDirect AND The Lens platforms, presented in the format: paper reference → citation, consisting of a sentence taken from the abstract and containing the specified terms:

– Paper [5]: “Scopus, The Lens, PubMed, ScienceDirect and Microsoft academic were electronically searched. Peer-reviewed papers using sensors in post-stroke rehabilitation were included, for the period between 2015 to August 2021”.

– Paper [6]: “The search was conducted from January to July 2022, the descriptors used were ‘ADHD AND Physiotherapy’ being performed on the World Intellectual Property Organization (WIPO) patent database and articles and abstracts: Scopus Web of Science, PubMed, The Lens and ScienceDirect”.

– Paper [7]: “Methodology: a systematic review of articles in the databases Web of Science, dimensions, Scopus, ScienceDirect, Clinical Key, and The Lens was carried out between August 2022 – January 2023, identifying 150 records and through a selection process, 12 were included”.

– Paper [8]: “The technological search was carried out in the patent databases of Espacenet, Patentscope, Scopus, ScienceDirect, Google Patents, The Lens ORG, and USPTO from 2000 to 2021”.

– Paper [9]: “A search of ACM Digital Library, Cochrane Library, DARE, EBSCOHost, Medline, ProQuest, PubMed, ScienceDirect, Scopus and Web of Science produced 8,391 results”.

– Paper [10]: “This paper followed a systematic literature review of journal articles extracted from SCOPUS, Web of Science, ScienceDirect, and EBSCOhost electronic databases”.

– Paper [11]: “This research uses relevant Literature review which is reviewed following the search from 3 databases. They are ProQuest, ScienceDirect, and Google Scholar”. The above publications can be categorized as systematic reviews.

There are publications comparing open abstract databases and subscription databases:

– Paper [12]: “The findings demonstrate that non-selective databases (Dimensions, OpenAlex, Scilit, and The Lens) index a greater amount of retracted literature than do databases that rely their indexation on venue selection (PubMed, Scopus, and WoS)”.

– Paper [13]: “Conversely, third-party databases (Dimensions, OpenAlex, Scilit, and The Lens) have more metadata quality and a higher completeness rate”.

– Paper [14]: “This study analyses the coverage of seven free-access bibliographic databases (CrossRef, Dimensions – non-subscription version, Google Scholar, The Lens, Microsoft Academic, Scilit, and Semantic Scholar) to identify the potential reasons that might cause the exclusion of scholarly documents and how they could influence coverage”.

– Paper [15]: “This communication aims to analyse the information that a large set of free-access databases (i.e., CrossRef, Dimensions, Microsoft Academic, OpenAlex, Scilit, Semantic Scholar, The Lens) provides about indexed publications in their databases”.

Summary conclusions from the literature review:

1. The most common references to free-access abstract databases are either systematic reviews or articles discussing comparative analysis of metadata populations. No publications were found in which fields from different databases were merged to improve the completeness of metadata.

2. The above publications may be of interest for systematic reviews because they not only list the most frequently used open access abstract databases, but also analyze the characteristics of their metadata.

Materials and methods

Data source

The data used in this paper were bibliometric records exported from The Lens and ScienceDirect platforms, which meet the following requirements:

- Source Title: International Journal of Hydrogen Energy;
- Publication Year: 2022–2024;
- The data are current as of 20 July 2024.

10,928 bibliometric records in CSV format were exported from The Lens database and 10,857 records in RIS format from ScienceDirect.

A comparison of DOI records yielded 10,551 matches. The difference is explained by the fact that the data exported from The Lens includes publications such as Short Communication and Letter to the Editor.

Programs and utilities

VOSviewer [16] was used to plot the keyword co-occurrence network and prepare a JSON file for visualization on app.vosviewer.com. The supplementary materials for this article (a ZIP archive) include JSON files that can be uploaded to this service for independent use¹.

Scimago Graphica [17] was used to construct the alluvial diagram and visualization of the co-occurrence network in coordinates Avg. pub. year (Average publication year) and Avg. norm. citations (Average normalized citations), as they are used in the VOSviewer program. Files of charts obtained using Scimago Graphica in SVG and interactive HTML formats are included in the attached archive.

Inkscape² was used for SVG files editing, for example, to correct the placement of the labels.

FP-growth (Frequent Pattern Growth algorithm) by Christian Borgelt [18] was used for the estimation of the co-occurrence of keywords.

Results and discussions

The subject matter of the journal's publications can be described by the systematization of the author keywords of individual articles. In The Lens platform data, the keywords field for this journal was empty. Therefore, the values were taken from the RIS records exported from ScienceDirect. On the other hand, the ScienceDirect records do not contain information about citations of publications. Therefore, they were taken from The Lens records. It should be emphasized that

in this case the citation rate is based on information from a specific database, The Lens, and will differ from a citation rate based on data from another database, such as Scopus.

Author keywords clustering

Clustering of the author keywords was performed using VOSviewer software. Two iterations were performed: the first time the file `my_thesaurus_terms.txt` was built to bring some terms to a common form; this file was used in the second iteration.

The 500 keywords with the highest total link strength were clustered. The default output produced ten clusters, but the tenth cluster contained only one term – “carbon materials”, so the minimum number of terms per cluster was increased to two, yielding nine clusters. Fig. 1 shows the general view of the author keyword clustering.

The data presented in Fig. 1 can be viewed in more detail using the `AuthorKeywords-top500.json` file located in the archive attached to this article by opening it in the online application <https://app.vosviewer.com/>.

Here are some findings that characterize the landscape of keyword distribution:

- Ten author keywords most frequently appearing in new publications: wind, sustainable energy, cushion gas, hydrogen supply chain, solar-to-hydrogen efficiency, techno-economic assessment, energy transition, flow field, electrochemical impedance spectroscopy, Tafel slope.

- Ten author keywords more frequently occurring in publications with high citations: clean energy, carbon capture, combined heat and power, bibliometric analysis, hydrogen economy, hybrid renewable energy system, s-scheme, sustainable development, cost, energy management system. As can be seen from this list, the term “bibliometric analysis” is often found in publications with high citation rates.

¹ Supplementary materials for this article are available via Figshare:

<https://doi.org/10.6084/m9.figshare.28468313.v1>

² Inkscape: A free and open-source vector graphics editor. URL: <https://inkscape.org> (accessed 5 August 2024).

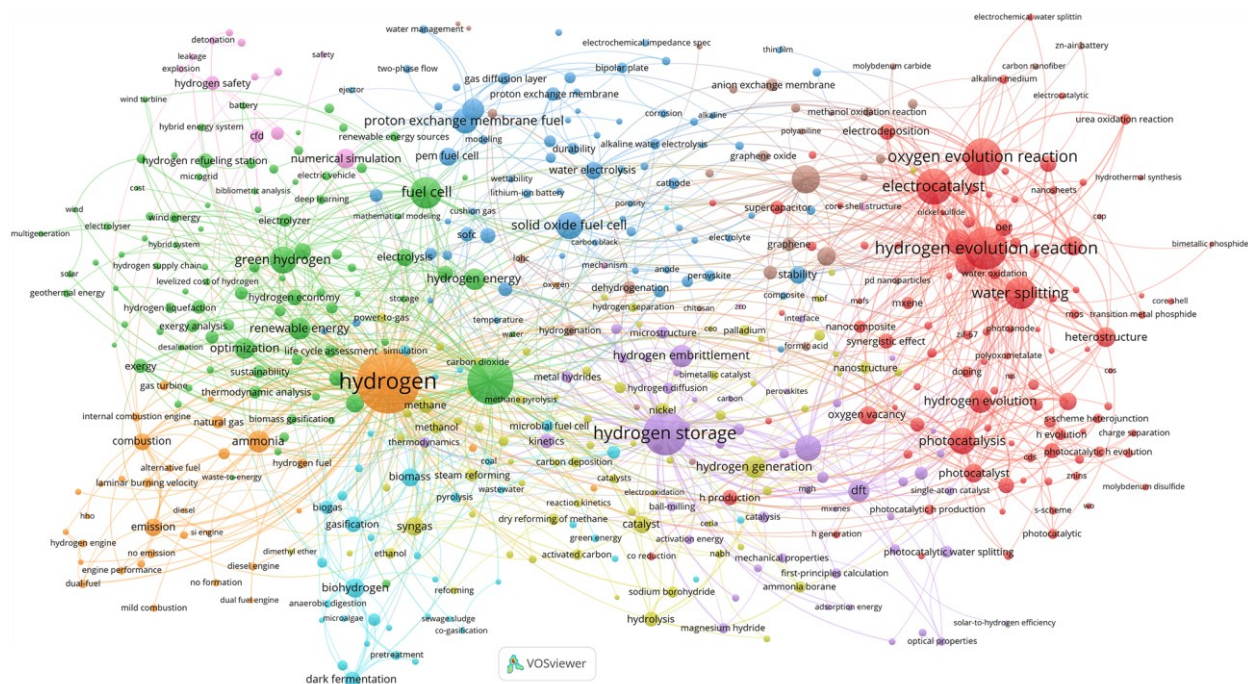


Fig. 1. Nine clusters of author keywords formed on the basis of their co-occurrence

Рис. 1. Девять кластеров авторских ключевых слов, сформированных на основе их совместной встречаемости

– Ten author keywords most frequently occurring in all publications: hydrogen, hydrogen production, hydrogen storage, hydrogen evolution reaction, oxygen evolution reaction, electrocatalyst, water splitting, fuel cell, oxygen reduction reaction, solid oxide fuel cell. These terms reflect well the dominant theme of the journal.

Clustering of the “Fields of Study” terms

As noted earlier, the terms “Fields of Study” can be considered as an analog of Index keywords in Scopus and used to describe the topics of publications.

Fig. 2 shows a similar picture to Fig. 1 but postulated for the “Fields of Study” terms.

The author keywords are more diverse (23,215 all terms; 1,390 meet ≥ 5) than “Fields of Study” (5,152; 1,794 meet ≥ 5), but due to their standardization, terms from “Fields of Study” are more often exceeding the threshold of five terms.

Here are some data characterizing the distribution of field terms “Fields of Study”:

- Ten author keywords most frequently appearing in new publications: mechanism (biology), literature, dual (grammatical number), reduction (mathematics), scale (ratio), art, oxygen reduction, macroeconomics, production (economics), plasma.

- Ten author keywords more frequently occurring in publications with high citations: hydrogen technologies, hydrogen economy, software deployment, sustainability, energy carrier, greenhouse gas, climate change, fossil fuel, natural resource economics, risk analysis (engineering).

– Ten author keywords most frequently occurring in all publications: chemistry, materials science, engineering, organic chemistry, chemical engineering, hydrogen, catalysis, physics, physical chemistry, electrode.

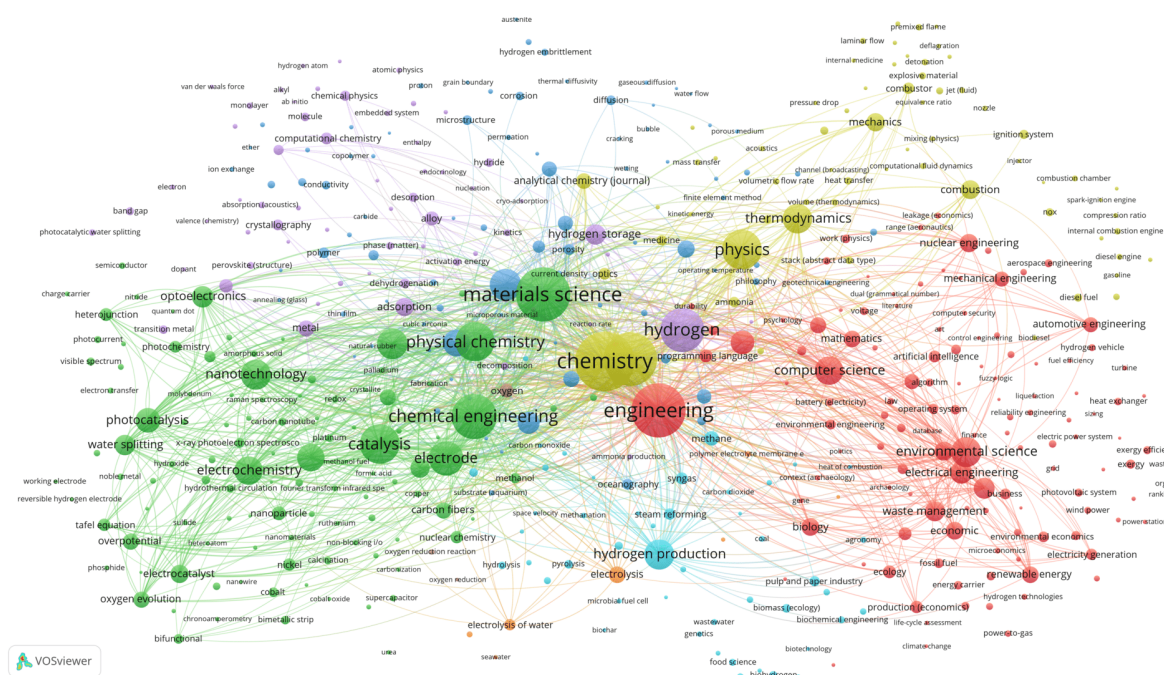


Fig. 2. Eight clusters of “Fields of Study” terms formed on the basis of their co-occurrence

Рис. 2. Восемь кластеров терминов “Fields of Study”, сформированных на основе их совместной встречаемости

The five most frequently occurring terms and the five most cited terms (the most cited term is identified by the citations of publications in which it appears) in the four largest clusters – green, red, khaki and purple:

1. *Green cluster*: materials science, chemical engineering, catalysis, physical chemistry, electrode; charge carrier, crystallinity, semiconductor, nanomaterials, nanocomposite.

2. *Red cluster*: engineering, environmental science, computer science, quantum mechanics, electrical engineering; hydrogen technologies, hydrogen economy, software deployment, sustainability, energy carrier.

3. *Khaki cluster*: chemistry, organic chemistry, physics, thermodynamics, combustion; hydrogen fuel enhancement, diesel engine, thermal efficiency, diesel fuel, biodiesel.

4. *Purple cluster*: hydrogen, hydrogen storage, adsorption, metal, alloy; ab initio, photocatalytic water splitting, magnesium hydride, Gibbs free energy, gravimetric analysis.

The selection of terms to build queries on the task of the researcher's interest can include many terms linked by the OR operator, but AND can rarely link more than 3–4 terms acting as filters, so the selection of terms linked by the AND operator requires more careful reasoning.

To select terms connected by the AND operator, it is useful to perform visualization of terms in the form of a network based on their co-occurrence. Most often, node placement algorithms for visualization seek to provide a good “readability” of the figure, but this approach is less informative than in the case of displaying a network of terms in specific coordinates.

According to the personal experience of the author of this article, such coordinates can be Avg. pub. year and Avg. norm. citations, as they are used in the VOSviewer program and described in its manual³.

A similar visualization of the red and green cluster data is shown in Fig. 3 and Fig. 4.

The terms in each cluster were additionally grouped using an algorithm built into the Scimago Graphica program.

It is noteworthy that one cluster dominates in both figures, although the networks are built using a different algorithm than in Fig. 2, which may indicate the stability of the results obtained.

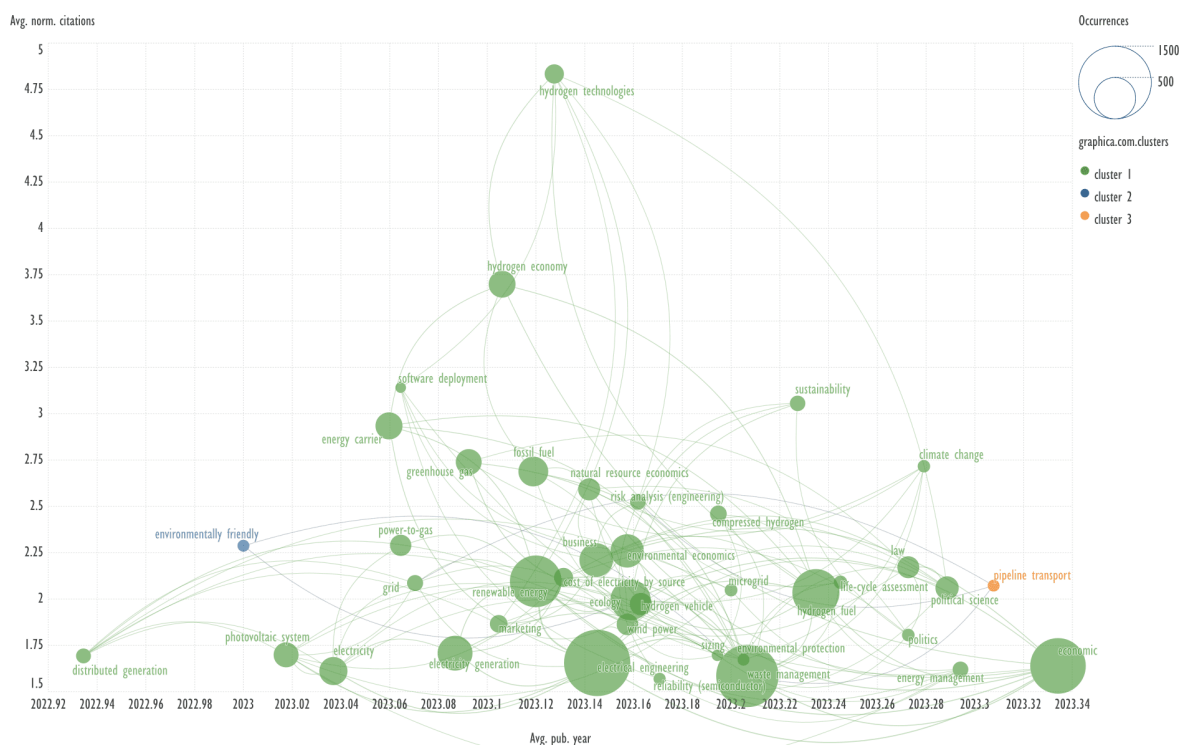


Fig. 3. Visualization of the co-occurrence network of the 40 most cited “Fields of Study” terms belonging to the red cluster of Fig. 2. The citation score is given by the value of “Avg. norm. citations”

Рис. 3. Визуализация сети совместной встречаемости 40 наиболее цитируемых терминов “Fields of Study”, входящих в красный кластер на рис. 2. Показатель цитируемости определяется значением “Avg. norm. citations”

³ van Eck N.J., Waltman L. Manual for VOSviewer version 1.6.20. URL: https://www.vosviewer.com/documentation/Manual_VOSviewer_1.6.20.pdf (accessed 5 August.2024).

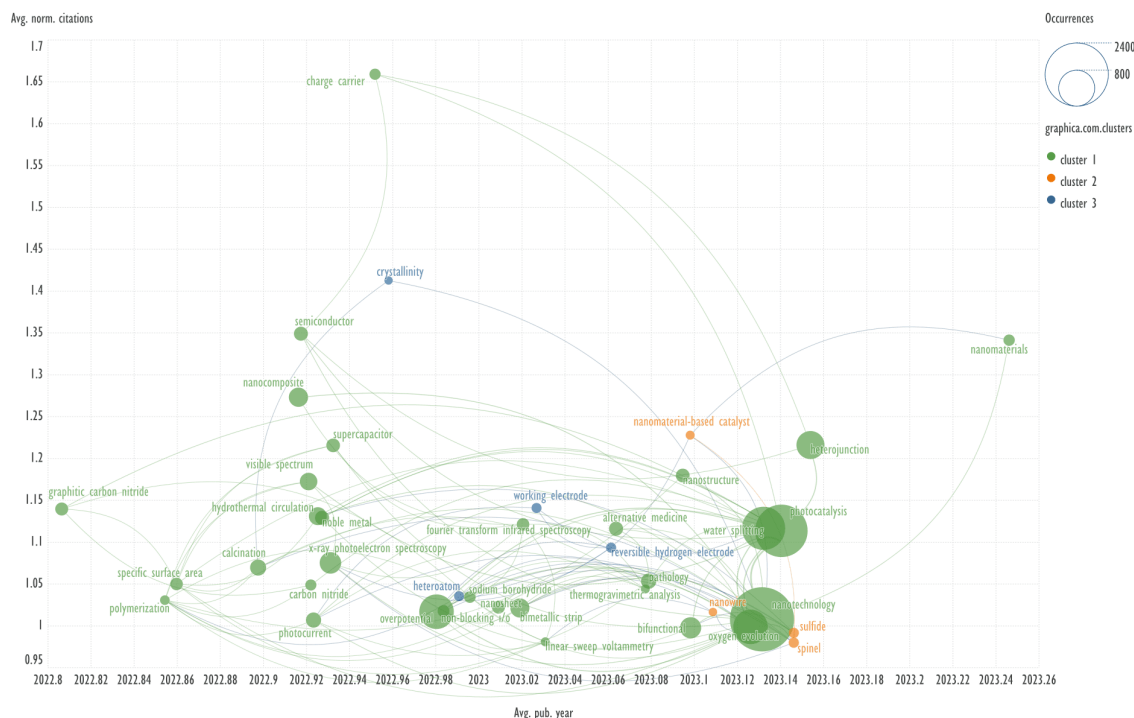


Fig. 4. Visualization of the co-occurrence network of the 40 most cited “Fields of Study” terms belonging to the green cluster of Fig. 2. The citation score is given by the value of “Avg. norm. citations”

Рис. 4. Визуализация сети совместной встречаемости 40 наиболее цитируемых терминов “Fields of Study”, входящих в зеленый кластер на рис. 2. Показатель цитируемости определяется значением “Avg. norm. citations”

Clustering of articles

The topics of publications presented in the journal can be described not only by keywords, but also by clustering the articles themselves. The Bibliographic Coupling methodology is used for this purpose.

The BibliographicCouplingDocuments.json file placed in the archive attached to this article allows you to open it in VOSviewer Online and see in detail the publication clustering network obtained by Bibliographic Coupling on cited Documents. The significant advantage of online browsing is the possibility to see in the tooltip not only general characteristics of the publication network, but also detailed data of the selected publication – its title, where and when it was published, with which documents it is included in the cluster. A copy of the JSON file view

screen in VOSviewer Online is shown in Fig. 5.

Documents are organized into eight clusters, general characteristics of the document network: Items: 500; Links: 20,193; Total link strength: 39,785.

The problem with using “Bibliographic coupling” is that many publications nowadays cite very large reference lists. For example, in the data exported from The Lens used in our work, the average number of citations per publication is $575,389/10,928=52.6$. Much of these citations are usually in the Introduction section and only indirectly reflect the content of the article. In my opinion, it is currently more appropriate to use tags (index keywords/labels) assigned by the abstract database platform to a particular publication to assess the similarity of publications.

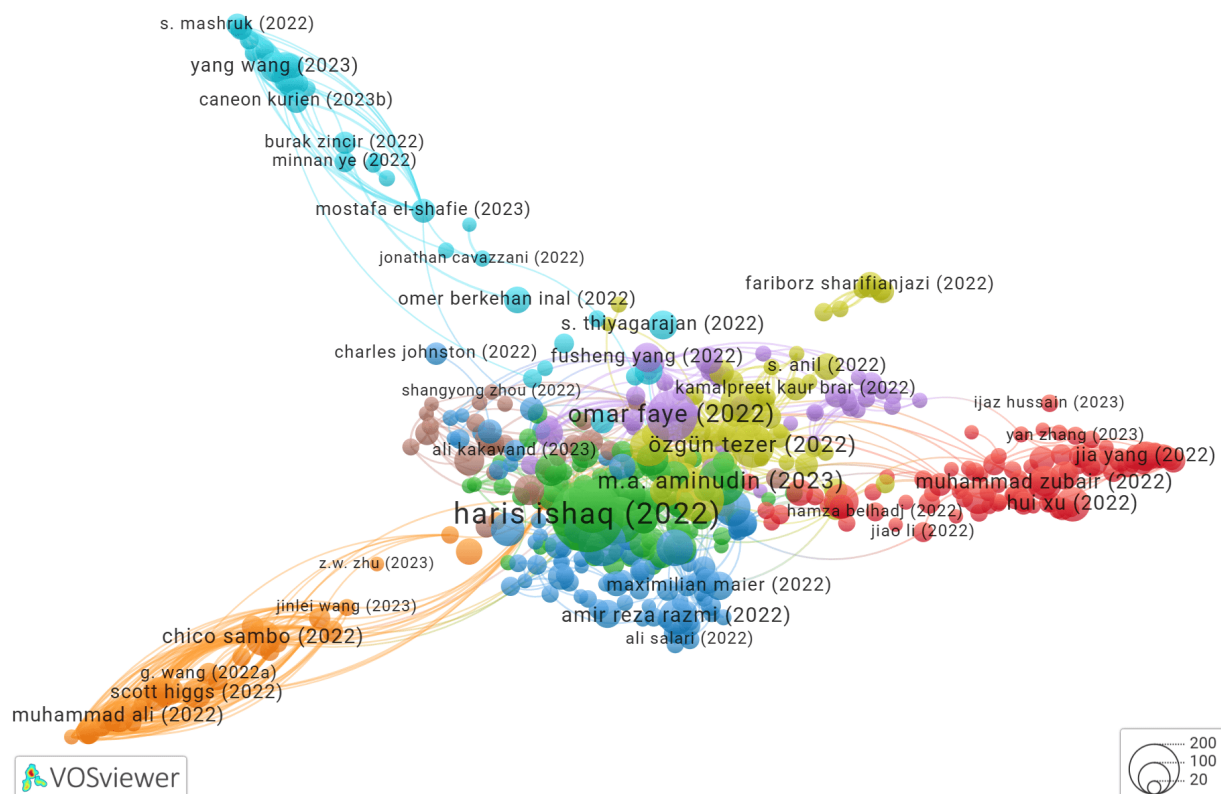


Fig. 5. Clustering of documents based on their Bibliographic Coupling by cited Documents

Рис. 5. Кластеризация документов на основе их библиографической связи по цитируемым документам

In The Lens system, such labels are placed in the “Fields of Study” column. In the data used in this paper, there was an average of $190,972/10,972=17.4$ “Fields of Study” terms per publication. This is quite sufficient to compare the proximity of the topics of publications, all the more that the terms used in the “Fields of Study” field have the same spelling and therefore do not require additional normalization, and the field itself does not contain empty lines.

Based on the above, in the data table from The Lens analyzed by VOSviewer, the “Fields of Study” column was renamed to “References” and a similar analysis was performed to determine Bibliographic Coupling, the results of which are shown in Fig. 6.

The distinctive feature of this graph is the small number of clusters (2)

when using VOSviewer with default parameters.

The following procedure was carried out to determine the current topics of the two clusters presented above:

- twenty records with the highest normalized citations were selected in each of the clusters; a map file expatriated from VOSviewer was used;

- for each publication of the twenty records, the corresponding “Fields of Study” terms were defined, merging was performed by DOI field using the INNER JOIN operator with the data of the table on which the network of publications was built, presented in Fig. 6;

- for each of the clusters, the co-occurrence of the four “Fields of Study” terms was plotted in the form of alluvial diagrams, as shown in Fig. 7 and Fig. 8.

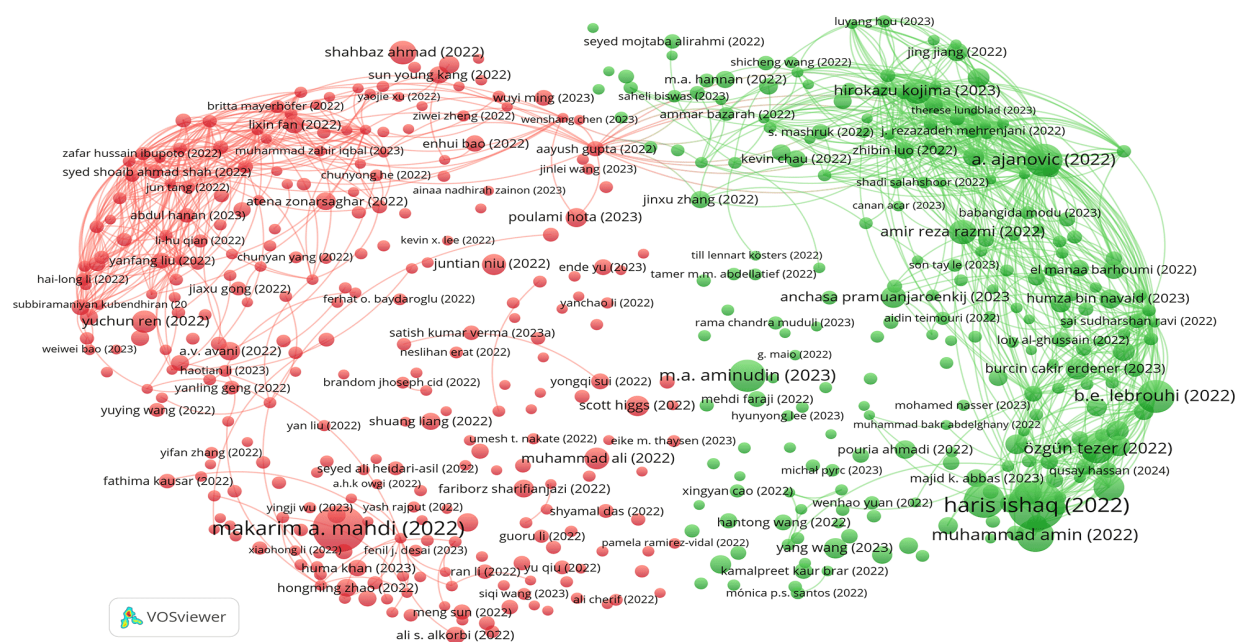


Fig. 6. Clustering of documents based on their similarity according to the “Fields of Study” field data

Рис. 6. Кластеризация документов на основе их сходства в соответствии с данными поля “Fields of Study”

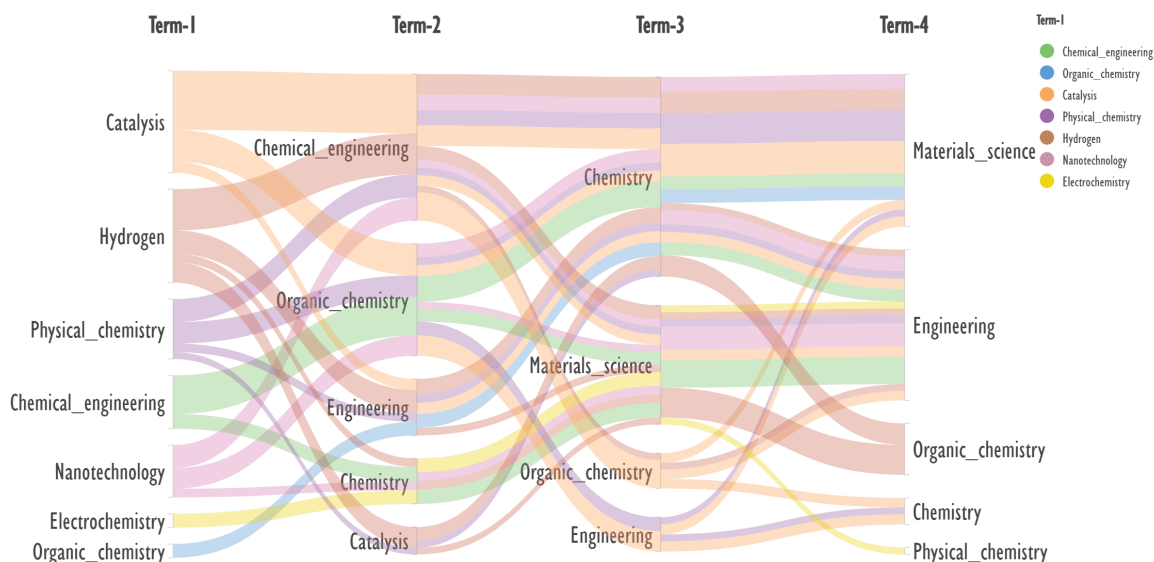


Fig. 7. Alluvial diagram for the 45 most frequently co-occurring four “Fields of Study” terms of the first cluster.

Colors are chosen according to the first term in the diagram

Рис. 7. Аллювиальная диаграмма для 45 наиболее часто встречающихся четырех терминов “Fields of Study” первого кластера.

Цвета выбраны в соответствии с первым термином на диаграмме

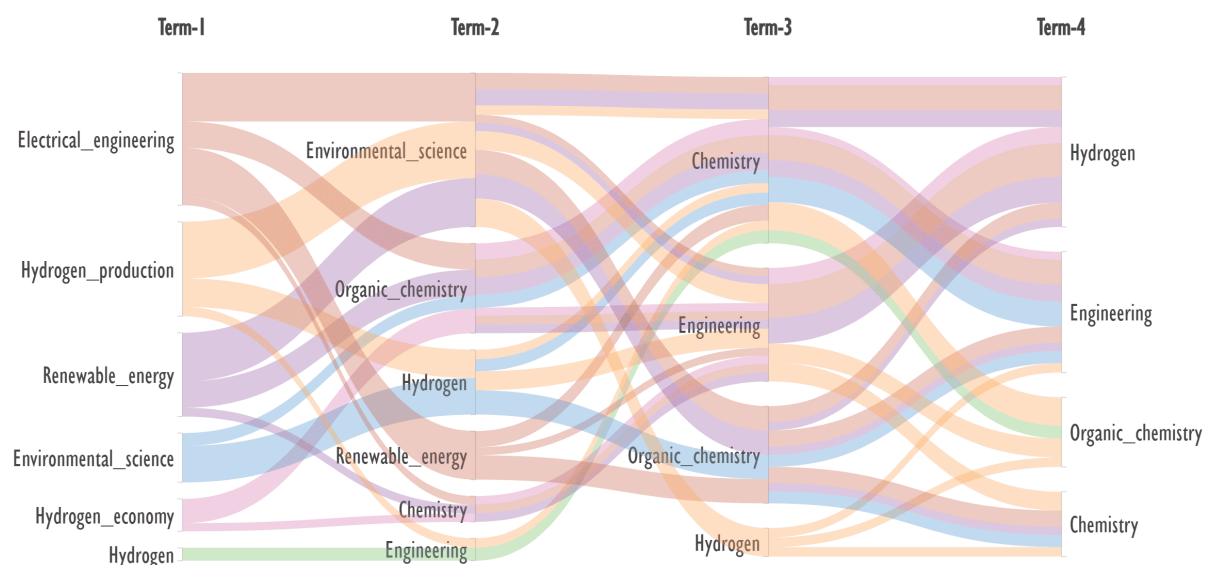


Fig. 8. Alluvial diagram for the 45 most frequently co-occurring four “Fields of Study” terms of the second cluster.

Colors are chosen according to the first term in the diagram

Рис. 8. Аллювиальная диаграмма для 45 наиболее часто совпадающих четырех терминов “Fields of Study” второго кластера.

Цвета выбраны в соответствии с первым термином на диаграмме

A total of 372 “Fields of Study” terms were contained in the 20 records of the first cluster and 460 in the second cluster. Of these, the first cluster contained 154 unique and the second cluster contained 135 unique “Fields of Study” terms.

The co-occurrence of terms was determined using FP-growth algorithm with parameters -s40m4n4. The s40 is a very high value of this parameter, which indicates the significant similarity of “Fields of Study” terms in different bibliometric records. This fact can be explained by the fact that all articles are published in one journal, the subject matter of which is significantly limited.

For the articles in the first cluster, 57 co-occurrence results were obtained for the four Fields of Study terms. For the articles in the second cluster, 199 co-occurrence results were obtained for the four Fields of Study terms.

The alluvial diagrams below were constructed using the Scimago Graphica

program for the 45 most frequently occurring four terms.

Fig. 7 shows the most pronounced co-occurrence of terms: Catalysis, Chemical engineering, Chemistry, Materials science. The terms: Catalysis, Hydrogen, Physical chemistry, Chemical engineering, Nanotechnology, Electrochemistry, Organic chemistry, Materials science are the most reflective of the subject matter of this chart.

Fig. 8 shows the most pronounced co-occurrence of terms: Electrical engineering, Environmental science, Chemistry, Hydrogen. The terms: Electrical engineering, Hydrogen production, Renewable energy, Environmental science, Hydrogen economy, Hydrogen, Engineering are the most reflective of the subject matter of this chart.

The color selection options for each of the term layers are presented as four interactive web pages for both figures, available in the attached archive.

The “Fields of Study” terms can serve as filters when searching for information on The Lens platform. Knowing the co-occurrence of the terms significantly narrows down the exported sample of bibliometric records from The Lens platform, thus speeding up the search for the desired information.

Conclusions

The possibility of combined use of fields of bibliometric records of the abstract databases ScienceDirect and The Lens, complementing each other, is shown. For example, in The Lens the field of keywords is poorly filled, and in ScienceDirect records there are no fields of citations and reference lists. The “Fields of Study” field of The Lens platform can be interpreted as system keywords similar to Index Keywords in Scopus.

Given that widely used bibliometric analysis programs such as VOSviewer can use The Lens data, the easiest way to combine the data is to populate the Keywords and Abstract fields of the data exported from The Lens with the “AB” (abstract) and “KW” (keywords) fields of the RIS files exported from ScienceDirect. More generally, a merged data table in Scopus CSV format can be created by renaming the relevant fields and converting separator characters between

terms. It is advisable to merge data from tables by DOI.

The feasibility of consistent use of VOSviewer and Scimago Graphica programs for more complete visualization of the results of bibliometric analysis is demonstrated. The feasibility of using alluvial diagram to map the co-occurrence of, for example, four keywords and to map the co-occurrence network of keywords in coordinates of average publication time and average normalized citation is shown.

The “Fields of Study” data, being normalized terms, provide good opportunities to analyze the topics of publications.

By analyzing the “Fields of Study” bibliometric data of International Journal of Hydrogen Energy for 2022–2024, two dominant publication themes are identified, which can be described in terms of: “Catalysis, Hydrogen, Physical chemistry, Chemical engineering, Nanotechnology, Electrochemistry, Organic chemistry, Materials science” and “Electrical engineering, Hydrogen production, Renewable energy, Environmental science, Hydrogen economy, Hydrogen, Engineering”.

Possible follow-up study: comparing different record grouping approaches – bibliographic coupling variants and Gibbs Sampling algorithm for Dirichlet Multinomial Mixture model.

Author contributions

Boris N. Chigarev – idea, data collection and analysis, text preparation and editing.

Conflict of interests

The author declares no conflict of interests.

References

1. Zhang D., Jiang M., Li G., Tang Y. An advanced bibliometric analysis and future research insights on safety of hydrogen energy. *Journal of Energy Storage*. 2024. Vol. 77. P. 109833. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109833>

2. Wei R., Lan J., Lian L. et al. A bibliometric study on research trends in hydrogen safety. *Process Safety and Environmental Protection*. 2022. Vol. 159. P. 1064–1081. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2022.01.078>
3. Kar S.K., Harichandan S., Roy B. Bibliometric analysis of the research on hydrogen economy: An analysis of current findings and roadmap ahead. *International Journal of Hydrogen Energy*. 2022. Vol. 47, No. 20. P. 10803–10824. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.01.137>
4. Chen X., Zhang Y., Xu S., Dong F. Bibliometric analysis for research trends and hotspots in heat and mass transfer and its management of proton exchange membrane fuel cells. *Applied Energy*. 2023. Vol. 333. P. 120611. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120611>
5. Boukhenoufa I., Zhai X., Utti V. et al. Wearable sensors and machine learning in post-stroke rehabilitation assessment: A systematic review. *Biomedical Signal Processing and Control*. 2022. Vol. 71. P. 103197. <https://doi.org/10.1016/j.bspc.2021.103197>
6. Conceição A.M.D., Carvalho M.B.S.D., Bastos V.H.D.V. et al. Physiotherapeutic approach to Attention Deficit Hyperactivity Disorder (ADHD). *Research, Society and Development*. 2022. Vol. 11, No. 15. P. e268111537138. <https://doi.org/10.33448/rsd-v11i15.37138>
7. Rodríguez-Cáceres A., Sánchez-Vera M.A., Alfonso Mora M. et al. Relationship between screen exposure, sedentary behavior and musculoskeletal pain in adolescents: a systematic review [Relación entre la exposición a pantallas, el comportamiento sedentario y el dolor musculoesquelético en adolescentes: revisión sistemática]. *Retos*. 2023. Vol. 50. P. 1064–1070. <https://doi.org/10.47197/retos.v50.99865>
8. Armenta E.E., Armenta J.M., Coronado M.A., Ayala J.R. Systems and methods for citrus essential oil isolation: a patent review. *Journal of Essential Oil Research*. 2024. Vol. 36, No. 2. P. 94–104. <https://doi.org/10.1080/10412905.2023.2300999>
9. Pflugfelder N.S. Knowledge management as a driver of performance in ambulatory healthcare – a systematic literature review through an intellectual capital lens. *Journal of Intellectual Capital*. 2021. Vol. 22, No. 2. P. 403–432. <https://doi.org/10.1108/JIC-02-2020-0068>
10. Magaiza G., Muchaku S. Curriculum enablement and posthumanism: Pathways for creating and implementing a community development curriculum. *Journal of Curriculum Studies Research*. 2023. Vol. 5, No. 1. P. 159–170. <https://doi.org/10.46303/jcsr.2023.12>
11. Herman H., Kusbaryanto K. The effect of family therapy toward prevention of violent behavior in child: a literature review. *Jurnal Keperawatan Respati Yogyakarta*. 2020. Vol. 7, No. 2. P. 117. <https://doi.org/10.35842/jkry.v7i2.530>
12. Ortega J.L., Delgado-Quirós L. The indexation of retracted literature in seven principal scholarly databases: a coverage comparison of dimensions, OpenAlex, PubMed, Scilit, Scopus, The Lens and Web of Science. *Scientometrics*. 2024. Vol. 129, No. 7. P. 3769–3785. <https://doi.org/10.1007/s11192-024-05034-y>
13. Delgado-Quirós L., Ortega J.L. Completeness degree of publication metadata in eight free-access scholarly databases. *Quantitative Science Studies*. 2024. Vol. 5, No. 1. P. 31–49. https://doi.org/10.1162/qss_a_00286
14. Delgado-Quirós L., Aguillo I.F., Martín-Martín A. et al. Why are these publications missing? Uncovering the reasons behind the exclusion of documents in free-access scholarly databases. *Journal of*

the Association for Information Science and Technology. 2024. Vol. 75, No. 1. P. 43–58. <https://doi.org/10.1002/asi.24839>

15. Delgado Quirós L.J., Ortega J.L. Comparing bibliographic descriptions in seven free-access databases. In: *27th International Conference on Science, Technology and Innovation Indicators (STI 2023)*, Leiden, Netherlands, 27–29 September 2023. <https://doi.org/10.55835/6436c590b3340c364be5b2c7>

16. Van Eck N.J., Waltman L. Software survey: VOSviewer, a computer program for bibliometric mapping. *Scientometrics*. 2010. Vol. 84, No. 2. P. 523–538. <https://doi.org/10.1007/s11192-009-0146-3>

17. Hassan-Montero Y., De-Moya-Anegón F., Guerrero-Bote V.P. SCImago Graphica: a new tool for exploring and visually communicating data. *Profesional de la información*. 2022. Vol. 31, No. 5. P. e310502. <https://doi.org/10.3145/epi.2022.sep.02>

18. Borgelt C. Frequent item set mining. *Wiley Interdisciplinary Reviews: Data Mining and Knowledge Discovery*. 2012. Vol. 2, No. 6. P. 437–456. <https://doi.org/10.1002/widm.1074>

Information about the author

Boris N. Chigarev – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0000-0001-9903-2800>; e-mail: bchigarev@ipng.ru

Received 4 September 2024

Accepted 1 November 2024

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ ЗЕМНОЙ КОРЫ: ВЫЗОВЫ СОВРЕМЕННОЙ ЭКОНОМИКИ

Оригинальная статья

УДК [303.6+303.7]:001.8

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.01>**Выявление актуальных тем исследований на основе
объединенных библиометрических данных публикаций
International Journal of Hydrogen Energy за 2022–2024 гг.
платформ The Lens и ScienceDirect****Б.Н. Чигарев** ✉

Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Аннотация. *Актуальность.* Водороду отводится роль чистого энергоносителя в рамках энергетического перехода. *Цель работы.* Выявление актуальных тем исследований на основе объединенных библиометрических данных публикаций International Journal of Hydrogen Energy за 2022–2024 гг., собранных на платформах The Lens и ScienceDirect. *Материалы и методы.* Для анализа было экспортировано 10 928 библиометрических записей из базы данных The Lens и 10 857 записей из ScienceDirect. Кластеризация ключевых слов и визуальный анализ данных проводились с помощью следующих программ и алгоритмов: VOSviewer, Scimago Graphica, Inkscape, утилиты FP-growth. *Результаты.* Исследование показало возможность объединения библиометрических записей с открытых платформ ScienceDirect и The Lens, которые дополняют друг друга. Данные “Fields of Study” из The Lens могут быть рационально интерпретированы как системные ключевые слова, аналогичные Scopus Index Keywords. Показана возможность использования данных “Fields of Study” в методе, аналогичном библиографической связи. Продemonстрирована практическая целесообразность использования Аллювиальной диаграммы для отображения совместной встречаемости четырех терминов. В исследовании также отмечена целесообразность совместного использования программ VOSviewer и Scimago Graphica для комплексной визуализации результатов библиометрического анализа. Исследование выявило две доминирующие темы публикаций в International Journal of Hydrogen Energy на 2022–2024 гг., которые могут быть описаны в терминах: “Catalysis, Hydrogen, Physical chemistry, Chemical engineering, Nanotechnology, Electrochemistry, Organic chemistry, Materials science” и “Electrical engineering, Hydrogen production, Renewable energy, Environmental science, Hydrogen economy, Hydrogen, Engineering”. *Выводы.* Совместное использование метаданных различных открытых реферативных баз данных позволяет компенсировать неполное их представление.

Ключевые слова: International Journal of Hydrogen Energy, The Lens, ScienceDirect, VOSviewer, Scimago Graphica, FP-growth

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125021302095-2).

✉ Чигарев Борис Николаевич, bchigarev@ipng.ru

© Чигарев Б.Н., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: Чигарев Б.Н. Выявление актуальных тем исследований на основе объединенных библиометрических данных публикаций International Journal of Hydrogen Energy за 2022–2024 гг. платформ The Lens и ScienceDirect // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 1. С. 110–128. (На англ. яз.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.01>

Вклад автора

Б.Н. Чигарев – концепция, сбор и анализ данных, подготовка и редактирование текста.

Конфликт интересов

Автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Список источников

1. Zhang D., Jiang M., Li G., Tang Y. An advanced bibliometric analysis and future research insights on safety of hydrogen energy // Journal of Energy Storage. 2024. Vol. 77. P. 109833. <https://doi.org/10.1016/j.est.2023.109833>
2. Wei R., Lan J., Lian L. et al. A bibliometric study on research trends in hydrogen safety // Process Safety and Environmental Protection. 2022. Vol. 159. P. 1064–1081. <https://doi.org/10.1016/j.psep.2022.01.078>
3. Kar S.K., Harichandan S., Roy B. Bibliometric analysis of the research on hydrogen economy: An analysis of current findings and roadmap ahead // International Journal of Hydrogen Energy. 2022. Vol. 47, No. 20. P. 10803–10824. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.01.137>
4. Chen X., Zhang Y., Xu S., Dong F. Bibliometric analysis for research trends and hotspots in heat and mass transfer and its management of proton exchange membrane fuel cells // Applied Energy. 2023. Vol. 333. P. 120611. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.120611>
5. Boukhenoufa I., Zhai X., Utti V. et al. Wearable sensors and machine learning in post-stroke rehabilitation assessment: A systematic review // Biomedical Signal Processing and Control. 2022. Vol. 71. P. 103197. <https://doi.org/10.1016/j.bspc.2021.103197>
6. Conceição A.M.D., Carvalho M.B.S.D., Bastos V.H.D.V. et al. Physiotherapeutic approach to Attention Deficit Hyperactivity Disorder (ADHD) // Research, Society and Development. 2022. Vol. 11, No. 15. P. e268111537138. <https://doi.org/10.33448/rsd-v11i15.37138>
7. Rodríguez-Cáceres A., Sánchez-Vera M.A., Alfonso Mora M. et al. Relationship between screen exposure, sedentary behavior and musculoskeletal pain in adolescents: a systematic review [Relación entre la exposición a pantallas, el comportamiento sedentario y el dolor musculoesquelético en adolescentes: revisión sistemática] // Retos. 2023. Vol. 50. P. 1064–1070. <https://doi.org/10.47197/retos.v50.99865>
8. Armenta E.E., Armenta J.M., Coronado M.A., Ayala J.R. Systems and methods for citrus essential oil isolation: a patent review // Journal of Essential Oil Research. 2024. Vol. 36, No. 2. P. 94–104. <https://doi.org/10.1080/10412905.2023.2300999>
9. Pflugfelder N.S. Knowledge management as a driver of performance in ambulatory healthcare – a systematic literature review through an intellectual capital lens // Journal of Intellectual Capital. 2021. Vol. 22, No. 2. P. 403–432. <https://doi.org/10.1108/JIC-02-2020-0068>

10. *Magaiza G., Muchaku S.* Curriculum enablement and posthumanism: Pathways for creating and implementing a community development curriculum // *Journal of Curriculum Studies Research*. 2023. Vol. 5, No. 1. P. 159–170. <https://doi.org/10.46303/jcsr.2023.12>
11. *Herman H., Kusbaryanto K.* The effect of family therapy toward prevention of violent behavior in child: a literature review // *Jurnal Keperawatan Respati Yogyakarta*. 2020. Vol. 7, No. 2. P. 117. <https://doi.org/10.35842/jkry.v7i2.530>
12. *Ortega J.L., Delgado-Quirós L.* The indexation of retracted literature in seven principal scholarly databases: a coverage comparison of dimensions, OpenAlex, PubMed, Scilit, Scopus, The Lens and Web of Science // *Scientometrics*. 2024. Vol. 129, No. 7. P. 3769–3785. <https://doi.org/10.1007/s11192-024-05034-y>
13. *Delgado-Quirós L., Ortega J.L.* Completeness degree of publication metadata in eight free-access scholarly databases // *Quantitative Science Studies*. 2024. Vol. 5, No. 1. P. 31–49. https://doi.org/10.1162/qss_a_00286
14. *Delgado-Quirós L., Aguillo I.F., Martín-Martín A. et al.* Why are these publications missing? Uncovering the reasons behind the exclusion of documents in free-access scholarly databases // *Journal of the Association for Information Science and Technology*. 2024. Vol. 75, No. 1. P. 43–58. <https://doi.org/10.1002/asi.24839>
15. *Delgado Quirós L.J., Ortega J.L.* Comparing bibliographic descriptions in seven free-access databases // 27th International Conference on Science, Technology and Innovation Indicators (STI 2023), Leiden, Netherlands, 27–29 September 2023. <https://doi.org/10.55835/6436c590b3340c364be5b2c7>
16. *Van Eck N.J., Waltman L.* Software survey: VOSviewer, a computer program for bibliometric mapping // *Scientometrics*. 2010. Vol. 84, No. 2. P. 523–538. <https://doi.org/10.1007/s11192-009-0146-3>
17. *Hassan-Montero Y., De-Moya-Anegón F., Guerrero-Bote V.P.* SCImago Graphica: a new tool for exploring and visually communicating data // *Profesional de la información*. 2022. Vol. 31, No. 5. P. e310502. <https://doi.org/10.3145/epi.2022.sep.02>
18. *Borgelt C.* Frequent item set mining // *Wiley Interdisciplinary Reviews: Data Mining and Knowledge Discovery*. 2012. Vol. 2, No. 6. P. 437–456. <https://doi.org/10.1002/widm.1074>

Информация об авторе

Борис Николаевич Чигарев – к.ф.-м.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 7610-8398, <https://orcid.org/0000-0001-9903-2800>; e-mail: bchigarev@ipng.ru

Поступила в редакцию 04.09.2024

Принята к публикации 01.11.2024

СОБЫТИЯ, ИНФОРМАЦИЯ

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.e01>

В Тюмени состоялась Всероссийская научная конференция «Доюрский нефтегазоносный комплекс Западной Сибири: геология, методика исследований, перспективы освоения ресурсного потенциала»

В Тюмени при поддержке Федерального агентства по недропользованию (Роснедра) и Правительства Тюменской области 8–9 апреля 2025 г. прошла Всероссийская научная конференция «Доюрский нефтегазоносный комплекс Западной Сибири: геология, методика исследований, перспективы освоения ресурсного потенциала».

В конференции приняли участие более 200 специалистов, представляющих академические и отраслевые научно-исследовательские институты, высшие учебные заведения, нефтегазодобывающие и сервисные компании из Москвы, Санкт-Петербурга, Тюмени, Новосибирска, Томска, Екатеринбурга и других городов.



Открытие конференции. Фото предоставлено Тюменской областной Думой

С приветственным словом к участникам конференции обратились председатель Тюменской областной Думы Ф.Г. Сайфитдинов, заместитель Губернатора Тюменской области Л.З. Теплоухова, заместитель начальника Управления геологии нефти и газа, подземных вод и сооружений Роснедра С.В. Шиманский. Выступающие отметили, что Западная Сибирь является уникальным регионом по объемам запасов и ресурсов углеводородного сырья, играющим ведущую роль в российском топливно-энергетическом комплексе, а также в энергетике многих других государств.

Прозвучало 36 докладов, охватывающих широкий спектр проблем, включая вопросы геодинамики, генезиса нефти, геофизических исследований, петрографии, геохимии, исследований керна, строения отдельных территорий и месторождений, бурения скважин и освоения запасов доюрских залежей, применения программных технологий при решении региональных и площадных интерпретационных задач.

Критерии нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири были обозначены в выступлении члена-корреспондента РАН В.А. Конторовича –

«Палеозой Западной Сибири: разномасштабные модели геологического строения, нефтегазоносность, модели эталонных месторождений».

Советник по геологии ЗапСибНИИГГ А.А. Нежданов в своем докладе «Перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса Западной Сибири с позиций глубинного нафтидогенеза» предложил организовать регионально-«полигонные» исследования на участках недр с нефтеносностью доюрских образований с целью выработки поисковых критериев и методик геологического изучения доюрского комплекса Западной Сибири.

Доктор геол.-минерал. наук, директор ООО «МНП «ГЕОДАТА» Анатолий Михайлович Брехунцов в своем выступлении подчеркнул необходимость вернуть геологии статус стратегической отрасли экономики, объявил о запланированной серии конференций, посвященных геологии доюрского основания Западной Сибири. Первоочередная задача будущих встреч представителей нефтегазодобывающих компаний, академических и отраслевых институтов – подготовка Программы по изучению доюрского комплекса Западной Сибири.

Иван Иванович Нестеров – НТЦ ООО «МНП «ГЕОДАТА», Тюмень, Россия

nesterov@mnpgedata.ru