

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

Научное сетевое издание

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук



ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Scientific online journal

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

Научное сетевое издание

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

Научное сетевое издание «Актуальные проблемы нефти и газа»* издается с 2010 г.

Учредитель издания – Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа РАН

Главный редактор

Абукова Лейла Азретовна – д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

Редакционный совет

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

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

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

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

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

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

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

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

Редакционная коллегия

Закиров Э.С., зам. гл. редактора, д. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

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

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

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

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

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

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

Селиверстова М.Е., зав. редакцией, ИПНГ РАН, Москва, Россия

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

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

Редакция

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

Адрес редакции:

119333, РФ, Москва,
ул. Губкина, д. 3

Тел. редакции: +7(499)135-71-81, +7(499)135-60-51

E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

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

Издание открытого доступа.

Все статьи рецензируются и публикуются бесплатно.

Периодичность выпуска издания – 4 раза в год.

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

Издание индексируется в РИНЦ.

Входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК
(научные специальности 1.6.11, 2.8.4, 1.6.9)

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

Дизайн обложки: П. Селиверстова
Фото обложки: С. Селиверстов

Содержание

3(38) 2022

Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов

Хисамов Р.С., Бурханова И.О., Скибицкая Н.А.,
Базаревская В.Г., Навроцкий О.К., Никулин Б.А.

Методика оценки содержания керогена и битумоидов в артинских отложениях газонефтяного месторождения Оренбургской области по данным ГИС

3

Севостьянова Р.Ф. Геофлюидодинамические условия в подсолевом комплексе продуктивных горизонтов в северной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области

19

Новые технологии и подходы к разработке нефтяных и газовых месторождений

Ефимов Н.Н., Ноздря В.И., Карапетов Р.В.,
Кочубей К.Н., Ермолаев А.И., Кильмаматов А.А.

Опыт применения оптимизированной технологии химического укрепления призабойной зоны пласта

28

Научные проблемы проектирования, эксплуатации и контроля подземных хранилищ УВ

Аникеев Д.П., Закиров Э.С., Индрупский И.М.,
Аникеева Э.С. Разработка методики оценочного 3D геолого-технологического моделирования подземного хранения водорода совместно с метаном с учетом жизнедеятельности бактерий

39

Проблемы стратегического планирования в нефтегазовой отрасли

Мастепанов А.М., Сумин А.М., Чигарев Б.Н.

Энергетическая политика Японии в контексте энергетического перехода и «санкционных войн»

56

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

Abukova Leila A. – D.Sc. (Geol.-Mineral.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Editorial Council

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

Abdullaev G.S., D.Sc. (Geol.-Mineral.), IGIRNIGM LLC, Tashkent, Uzbekistan

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

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

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

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

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

Skorobogatov V.A., D.Sc. (Geol.-Mineral.), Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow, Russia

Editorial Board

Zakirov E.S., Deputy Editor-in-Chief, D.Sc. (Eng.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Baganova M.N., Ph.D. (Eng.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Batalin O.Yu., Ph.D. (Phys.-Math.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Eremin N.A., D.Sc. (Eng.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Kovalenko K.V., D.Sc. (Geol.-Mineral.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Kouzin A.M., Ph.D. (Geol.-Mineral.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Podnek V.E., Ph.D. (Phys.-Math.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Seliverstova M.E., Managing Editor, OGRI RAS, Moscow, Russia

Sumin A.M., Ph.D. (Law), OGRI RAS, Moscow, Russia

Shuster V.L., D.Sc. (Geol.-Mineral.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Editorial Staff

Seliverstova M.E., **Chigarev V.B.**, **Datsko T.G.**

Editorial address:

3, Gubkin Street, Moscow,

Russian Federation, 119333

Phone: +7(499)135-71-81, +7(499)135-60-51

E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

Registration certificate EI No. FS77-67021

from 16 September 2016.

An open access journal.

No fee for publication and for peer-review.

Publication frequency: 4 issues per year.

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

Indexed in the Russian Science Citation Index.

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

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

Cover design: P. Seliverstova

Cover photo: S. Seliverstov

Contents

3(38) 2022

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

**Khisamov R.S., Burkhanova I.O., Skibitskaya N.A.,
Bazarevskaya V.G., Navrotsky O.K., Nikulin B.A.**

The method of determination of the kerogen and bitumoids content in the Artinskian sediments of an oil and gas field of the Orenburg region by well logging data

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

19

New technologies and approaches to oil and gas field development

**Efimov N.N., Nozdrya V.I., Karapetov R.V., Kochubey K.N.,
Ermolaev A.I., Kilmamatov A.A.** A case study in the use of optimized technology for chemical sand consolidation in the bottomhole zone

28

**Research issues of projecting, exploitation
and monitoring of underground hydrocarbon storages**

Anikeev D.P., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Anikeeva E.S. Development of method for 3D geotechnological modeling of underground hydrogen storage with methane taking into account bacterial activity

39

Strategic planning issues of oil and gas industry

Mastepanov A.M., Sumin A.M., Chigarev B.N. Japan's energy policy in the context of the energy transition and the "sanction wars"

56

Методика оценки содержания керогена и битумоидов в артинских отложениях газонефтяного месторождения Оренбургской области по данным ГИС

Р.С. Хисамов¹, И.О. Бурханова^{2*}, Н.А. Скибицкая², В.Г. Базаревская³, О.К. Навроцкий⁴,
Б.А. Никулин⁵

1 – ПАО «Татнефть», г. Альметьевск, Россия

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

3 – ТатНИПИнефть, г. Бугульма, Россия

4 – Нижне-Волжский научно-исследовательский институт геологии и геофизики, г. Саратов, Россия

5 – Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия

E-mail: *burhanova_irina@mail.ru

Аннотация. Литолого-геохимические исследования керна артинских карбонатных отложений одного из газонефтяных месторождений юго-запада Оренбургской области выявили значительное количество автохтонного органического вещества в продуктивных интервалах разреза. В результате исследования шлифов установлено, что содержание органического углерода в исследуемых породах достигает 3,75% масс., средняя величина этого параметра составляет 1,05% масс. Статья посвящена разработке методики оценки содержания керогена и битумоидов в изучаемых породах по данным геофизических исследований скважин.

Ключевые слова: карбонатные нефтегазоматеринские отложения, органическое вещество, кероген, битумоиды, шлифы, торий, уран, гамма-каротаж, урановый эквивалент.

Для цитирования: Хисамов Р.С., Бурханова И.О., Скибицкая Н.А., Базаревская В.Г., Навроцкий О.К., Никулин Б.А. Методика оценки содержания керогена и битумоидов в артинских отложениях газонефтяного месторождения Оренбургской области по данным ГИС // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 3(38). С. 3–18. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art1>

Введение

Нетрадиционные источники углеводородного сырья, в том числе нефтегазоматеринские породы, являются объектом изучения многих современных исследователей [1–3], ряд работ посвящен изучению нефтегазоматеринских свойств карбонатных отложений на территории Российской Федерации и за рубежом [4–9].

Объектом исследований в настоящей работе являются карбонатные нефтегазо-насыщенные отложения артинского яруса

газонефтяного месторождения ГНМ-1, расположенного в юго-западной части Оренбургской области, в непосредственной близости от крупного Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ОНГКМ). Продуктивные отложения ОНГКМ являются нефтегазоматеринскими, что существенно увеличивает их ресурсный потенциал [4]. Анализ результатов исследований образцов керна артинского яруса ГНМ-1 на микроуровне позволяет предположить нефтегазоматеринскую природу изучаемых пород [10].

Получение достоверных параметров для подсчета запасов углеводородов и попутных компонентов в нефтегазоматеринских отложениях возможно на основе интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) с привлечением результатов петрофизических и геохимических исследований керна. Ранее уже была предложена интерпретационная модель артинских отложений ГНМ-1 [11]. Настоящая работа посвящена разработке методики оценки содержания керогена и битумоидов в изучаемых породах на основе не учтенных ранее данных.

Материалы и методы исследований

Отмытый от солей, но не экстрагированный от битумоидов органическими растворителями керн из артинских отложений ГНМ-1 был изучен литолого-геохимическими, петрофизическими, геохимическими и физико-химическими методами [11]. Как показали исследования пород в шлифах, основную часть изучаемого разреза

составляют известняки. В значительно меньшем объеме присутствуют доломитизированные известняки и доломиты. Небольшая часть образцов сульфатизирована. При описании шлифов отмечается, что приблизительно в 12% образцов присутствуют глины. В большинстве образцов коллекции содержится органическое вещество (ОВ).

Артинские отложения ГНМ-1 залегают на глубине около 2,5 км, пластовая температура составляет 49–55 °С. Породы артинско-сакмарского возраста ОНГКМ расположены на глубине 1,5 км, пластовая температура – 27–30 °С. Величины коэффициентов пористости, абсолютной проницаемости и гамма-активности изучаемых отложений наиболее близки к параметрам пород сакмарского гамма-репера в кровле сакмарского яруса ОНГКМ (табл. 1). Следует отметить, что исследуемые артинские отложения отличаются от аналогичных Оренбургскому нефтегазоконденсатному месторождению более высокими концентрациями тория Th.

Таблица 1

Сравнительная характеристика артинских отложений ГНМ-1 и артинско-сакмарских отложений Оренбургского НГКМ* по керну

Объект	Коэффициент открытой пористости, %	Коэффициент абсолютной проницаемости, мкм ²	Гамма-активность, мкР/ч	Вклад урана U, %	Концентрация битумоидов С _{ХБА} , % масс.
Артинский ярус ГНМ-1 (115 образцов)	0,14–15,85 (3,52)**	0,02–0,19 (0,07)	2,1–16,8 (6,2)	0–100 (55)	0,001–0,26 (0,04)
Артинский ярус ОНГКМ (313 образцов)	0,2–25,7 (7,7)	0,005–101 (1,47)	0,2–9,8 (1,8)	23–95 (70)	0,012–1,58 (0,157)
Сакмарский ярус ОНГКМ (420 образцов)	0,13–26,12 (4,8)	0,005–11,72 (0,43)	0,71–25 (4,63)	42–98 (85)	0,006–3,56 (0,253)
Сакмарский гамма-репер ОНГКМ (114 образцов)	0,2–13,74 (2,95)	0,005–8,59 (0,31)	0,93–25 (8,4)	79–98 (93)	0,013–1,586 (0,235)

*приведена характеристика артинских и сакмарских отложений Оренбургского НГКМ по результатам исследования керна из параметрической скважины в центральной части месторождения;

** приведен диапазон значений, в скобках – средние значения параметров.

Результаты литолого-geoхимических и geoхимических исследований

Массовое содержание хлороформных битумоидов (ХБА) $C_{\text{ХБА}}$, оцененное способом холодной экстракции, в изучаемых породах достаточно низкое и варьирует от 0,001 до 0,26% масс. (среднее значение 0,04% масс.). Один из образцов коллекции характеризуется аномально высокой концентрацией ХБА – 1,77% масс. (образец А). В то же время при исследованиях образцов пород в шлифах, а также в растровом электронном микроскопе (РЭМ) высокого разрешения было выявлено значительное количество органического вещества в породах (рис. 1, 2).

Исследования в свежих сколах образцов пород в люминесцентном микроскопе показали автохтонный

(сингенетичный) характер органического вещества (рис. 3).

Концентрация органического вещества является важнейшей характеристикой нефтегазоматеринских пород. Чаще всего используется величина содержания органического углерода $C_{\text{орг}}$. Наиболее распространенным методом оценки $C_{\text{орг}}$ является пиролитический [12], однако, такие исследования не проводились.

Как показало сравнение оценок содержания органического углерода продуктивных отложений Оренбургского НГКМ пиролитическим методом и изучением шлифов, результаты этих методов близки в случаях, когда органическое вещество заполняет межзерновые промежутки и присутствует в составе цемента.

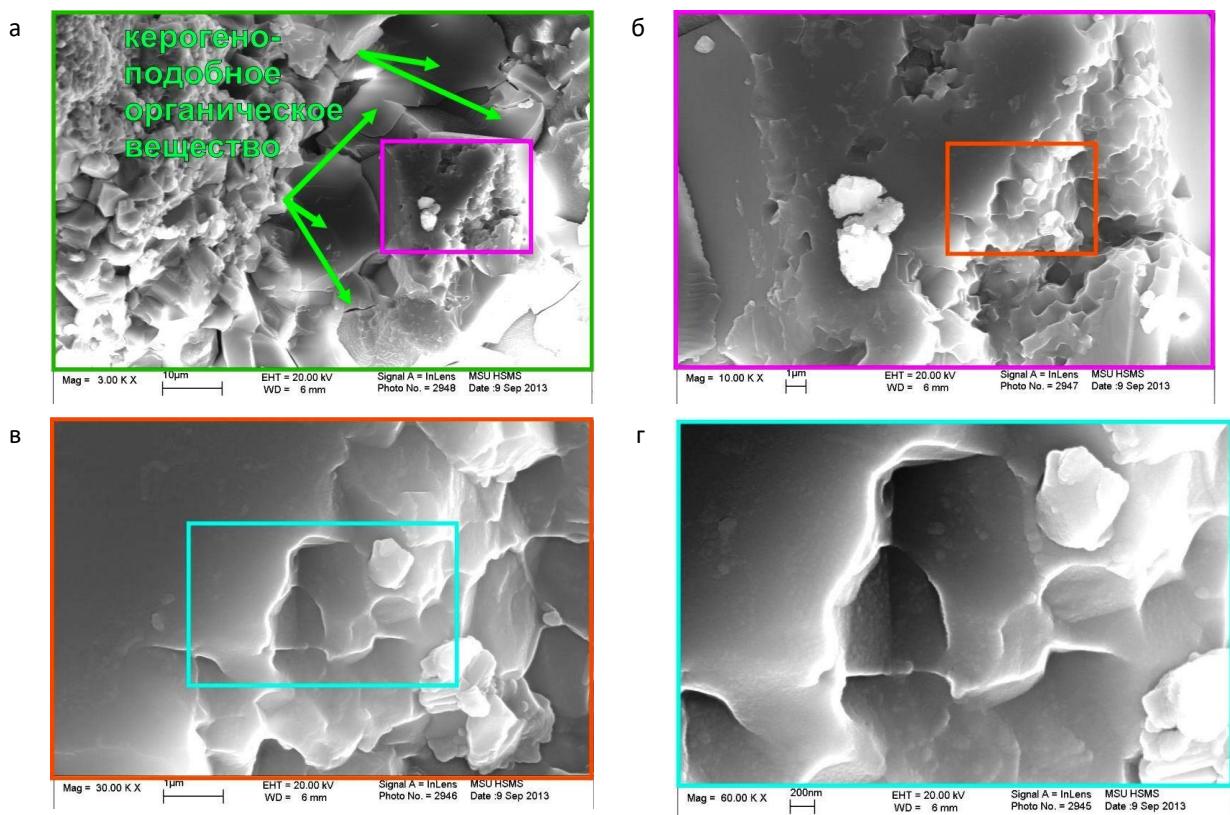


Рис. 1. Керогеноподобное органическое вещество на фотографии скола образца А в РЭМ высокого разрешения:

а – увеличение 3000 \times , б – увеличение 10000 \times ,
в – увеличение 30000 \times , г – увеличение 60000 \times

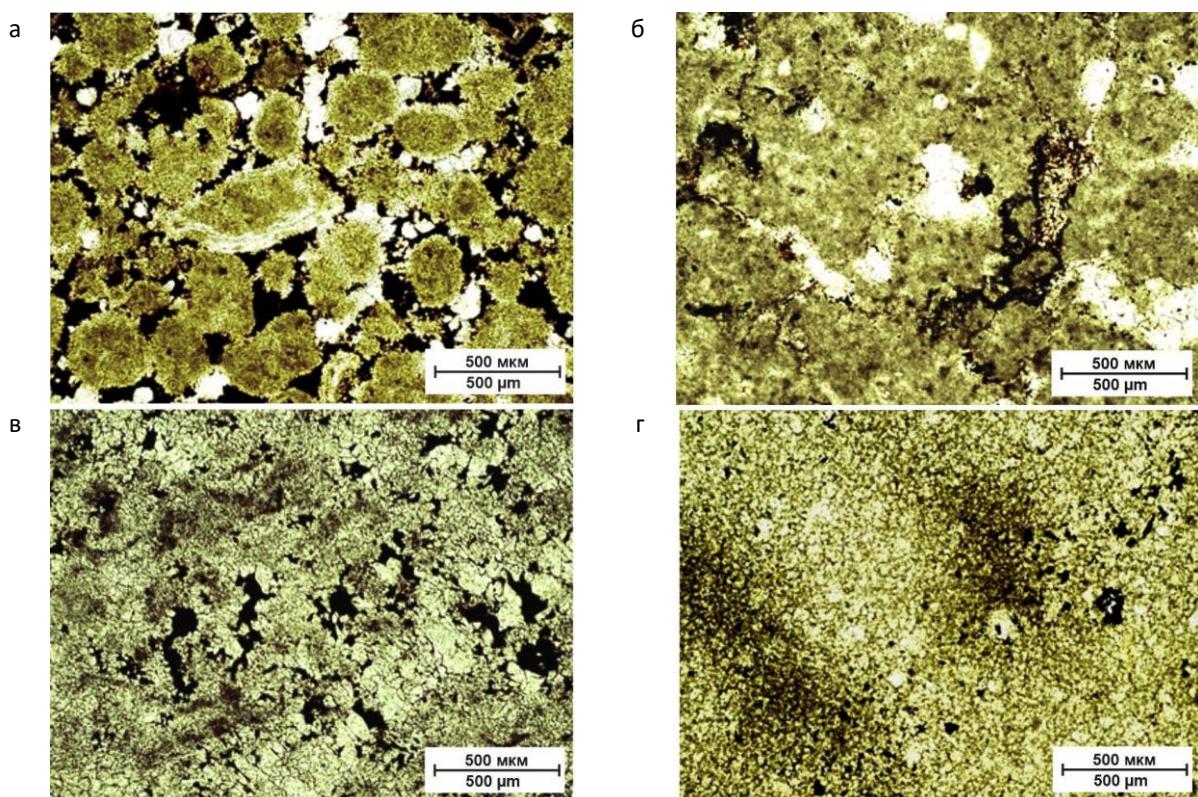


Рис. 2. Формы распространения органического вещества (ОВ) в породах артинского яруса (фотографии шлифов, увеличение 200^х):

- а – Образец А – ОВ темно-коричневого, почти черного цвета расположено в межформенном, а также внутриформенном пустотном пространстве; количество ОВ по площади шлифа составляет около 11%;
- б – Образец Б – включения ОВ желтоватого, коричневатого цвета, приурочены к фенестрам, стилолитовым швам; количество ОВ по площади шлифа составляет около 7%;
- в – Образец В – включения ОВ от светло- до темно-коричневого почти черного цвета приурочены к межкристаллическому пространству и органогенным остаткам; количество ОВ по площади шлифа составляет около 3%;
- г – Образец Г – ОВ присутствует в виде точечных вкраплений, рассеяно по породе; количество ОВ по площади шлифа составляет около 1–2%

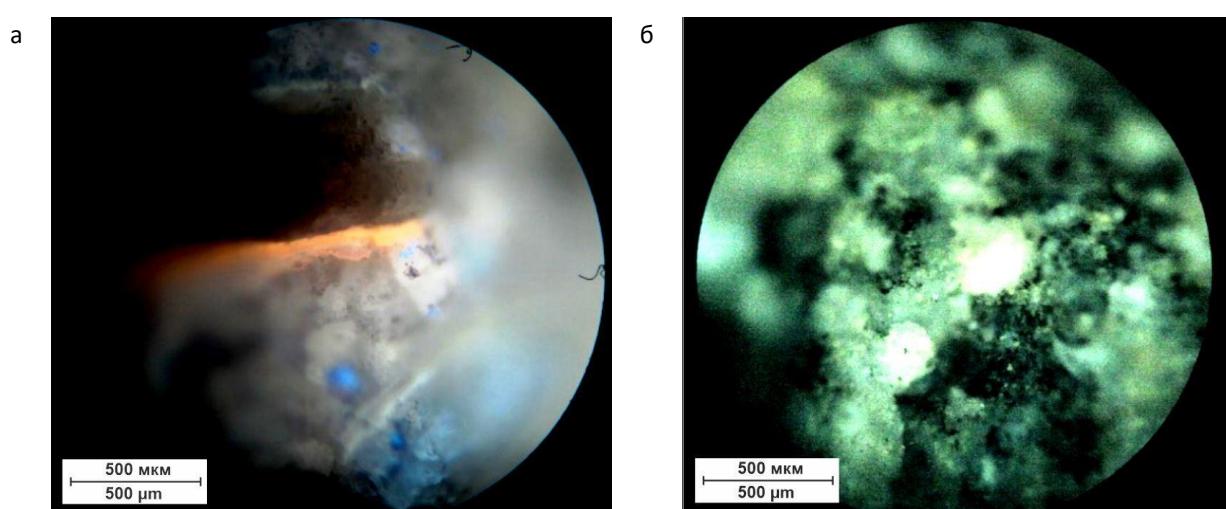


Рис. 3. Фотографии сколов образцов ГНМ-1 под люминесцентным микроскопом:

- а – Образец А – сгусток органического вещества, от которого в процессе катагенетического преобразования начинают отделяться тяжелые смолистые компоненты;
- б – Образец В – по периферии биокластов фиксируются темные скопления органического вещества

При ином распределении органического вещества, когда ОВ «пропитывает» кальцитовые сгустки и комки, органические остатки, водорослевую ткань и стенки фораминифер, пиролитический метод исследований занижает содержание органического углерода [13].

Для количественной характеристики разреза ГНМ-1 по содержанию ОВ были использованы результаты описания пород в шлифах. Количество органического вещества по площади шлифа приравнивалось к объемной концентрации ОВ в породе $K_{\text{ов шлиф}}$. Площадная характеристика транспонировалась в объемные параметры согласно принципу Кавальери–Акера–Глагольева [14]. Далее величина $K_{\text{ов шлиф}}$ пересчитывалась в массовую концентрацию ОВ $C_{\text{ов шлиф}}$ и величину $C_{\text{орг}}$, при этом содержание углерода в органическом веществе принималось равным 71% [13]:

$$C_{\text{орг}} = K_{\text{ов шлиф}} \times \delta_{\text{ов}} / \delta_{\text{ГП}} \times 0,71 = C_{\text{ов шлиф}} \times 0,71,$$

где $\delta_{\text{ов}}$ – плотность органического вещества, принятая равной 1,3; $\delta_{\text{ГП}}$ – плотность горной породы, принятая равной 2,7.

Согласно описанию 115 шлифов пород артинского яруса ГНМ-1, среднее площадное содержание ОВ в шлифах варьирует от 0,5 до 11% (в среднем 3,1%), что в пересчете соответствует величине $C_{\text{орг}}$ от 0,17 до 3,75% масс. (в среднем 1,05% масс.). В соответствии с классификацией осадочных пород по содержанию $C_{\text{орг}}$, органическое вещество основной части образцов относится к рассеянному, 5 образцов из изученной коллекции содержит концентрированное ОВ ($C_{\text{орг}}$ от 2,51 до 10% масс.) [15]. Повышенные концентрации органического вещества

в породах и его сингенетичность указывают на нефтегазоматеринские свойства изучаемых отложений.

При описании шлифов помимо количества органического вещества отмечаются также его цвет, морфология, форма распространения и другие характеристики. Желтый цвет свидетельствует о преобладании осмоленных (легкие смолы) и маслянистых битумоидов, коричневый – асфальтенов и тяжелых смол, черный – керитов (керогена) [16].

Цвет органического вещества пород ГНМ-1 в шлифах чаще характеризуют как неоднородный, в основном от коричневого до черного. Редко отмечается присутствие желтоватого и светло-коричневого ОВ. При низкой концентрации $C_{\text{орг}}$ органическое вещество от коричневого до черного цвета рассеяно по породе (см. рис. 2г, образец Г). При более высоких концентрациях $C_{\text{орг}}$ органическое вещество почти черного цвета заполняет пустотное пространство (межформенное, внутриформенное, межкристаллическое, трещины, стилолитовые швы), см. рис. 2а, 2б, 2в (образцы А, Б, В). Учитывая довольно низкие концентрации ХБА в изучаемых образцах, а также преимущественно черный цвет описываемого в шлифах ОВ, можно заключить, что значительная часть органического вещества пород представлена керогеном (см. рис. 1, 2).

Для артинских отложений ГНМ-1 был рассчитан битумоидный коэффициент $\beta_{\text{хл}}$ как отношение концентрации хлороформных битумоидов А к общей концентрации органического углерода по шлифам $C_{\text{орг}}$ (рис. 4):

$$\beta_{\text{хл}} = C_{\text{ХБА}} / C_{\text{орг}}.$$

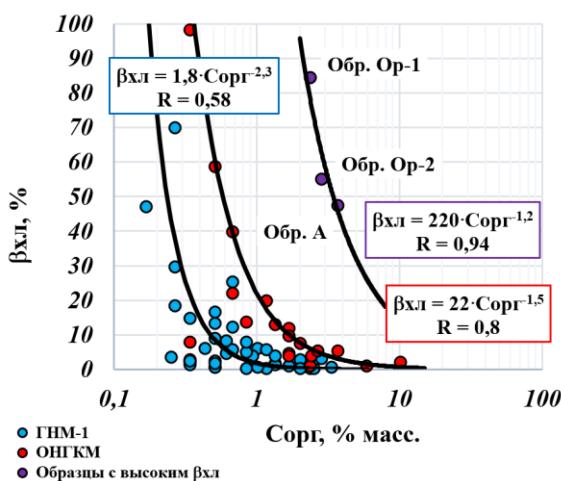


Рис. 4. Зависимость битумоидного коэффициента от содержания органического вещества по шлифам артинских отложений ГНМ-1 и пород сакмарского гамма-репера Оренбургского НГКМ

Обратная связь битумоидного коэффициента с общей концентрацией ОВ является показателем автохтонности битумоидов (закономерность Успенского–Вассоевича) [15].

Рассчитанная по данным исследования шлифов величина $C_{орг}$ в породах сакмарского гамма-репера ОНГКМ варьирует от 0,3 до 10,2% масс. (в среднем 2,3% масс.) (см. рис. 4). Ранее при изучении сакмарского гамма-репера ОНГКМ также, как и для артинских отложений ГНМ-1, отмечалась существенно более высокая концентрация ОВ по шлифам по сравнению с концентрацией хлороформных битумоидов [17].

Артинские отложения ГНМ-1 по сравнению с породами сакмарского репера ОНГКМ характеризуются, в целом, относительно более низкими величинами $C_{орг}$ и $\beta_{хл}$, что указывает на более глубокие процессы последовательного преобразования органического вещества (керогена и битумоидов) до углеводородов нефтяного

ряда. Последовательное закономерное смещение корреляционных связей $\beta_{хл} = f(C_{орг})$ в сторону более низких значений $C_{орг}$ с уменьшением средних значений битумоидного коэффициента $\beta_{хл}$ указывает на все более существенное смещение характеристик нефтегазонасыщенности продуктивных отложений – от газоконденсатных до нефтегазоконденсатных, до газонефтяных и, наконец, до нефтяных.

Отдельную группу формируют три образца с высоким значением $\beta_{хл}$ – один образец из артинских отложений (образец А) и два образца, принадлежащих сакмарскому гамма-реперу (образцы Ор-1, Ор-2), см. рис. 4. Считается, что битумоидный коэффициент выше 20% свидетельствует об аллохтонности либо паравтохтонности битумоидов [15]. Однако аллохтонные и паравтохтонные битумоиды представлены преимущественно маслами, тогда как хлорофорный экстракт из образцов этой группы на 49–77% состоит из спирто-бензольных смол и асфальтенов. Таким образом, органическое вещество этой группы образцов является автохтонным, но степень его преобразования – более низкая и, вероятно, соответствует стадии газообразования.

Разработка и апробация методики оценки содержания органического вещества по данным ГИС

Разработанная ранее методика интерпретации данных ГИС в разрезе ГНМ-1 предполагала выделение литологических типов пород на основе классификации данных нейтронного каротажа, акустического каротажа, бокового каротажа и гамма-каротажа [11].

С учетом литологических описаний керна и шлифов разрез был расчленен на следующие классы:

- 1 – класс глинистых известняков,
- 2 – класс сульфатизированных известняков,
- 3 – класс доломитизированных известняков с повышенным содержанием органического вещества,
- 4 – класс трещиноватых доломитизированных известняков,
- 5 – класс микрокавернозных известняков,
- 6 – класс известковистых доломитов.

Также была обоснована обратная зависимость типа «керн-керн» между концентрацией битумоидов и величиной отношения Th/U [11].

Анализ результатов интерпретации показал, что в состав изучаемых отложений помимо глин и битумоидов входит еще один радиоактивный компонент – нерастворимое органическое вещество (кероген), которое помимо урана концентрирует торий [11]. О накоплении тория органическим веществом упоминается в работах [18, 19]. Ранее было высказано предположение, что породы всех литологических типов (классов) содержат кероген, концентрация которого обратно пропорциональна содержанию глин и битумоидов. Однако разработанная в то время интерпретационная модель геофизических исследований скважин не учитывала содержание органического вещества в породах 1, 2, 4, 5 и 6 классов, поскольку отсутствовали данные его количественного определения по керну [11].

С целью усовершенствования интерпретационной модели были использованы количественные оценки объемных концентраций ОВ в шлифах $K_{OB\text{шлиф}}$. В величину $K_{OB\text{шлиф}}$ входят содержание керогена и тяжелых неуглеводородных битумоидов (асфальтенов и спирто-бензольных смол). Поскольку при

высоких концентрациях битумоидов в породах изучаемого месторождения ХБА состоят в основном из асфальтенов и спирто-бензольных смол, концентрацию керогена по шлифам $C_{ker\text{шлиф}}$ для артинских отложений ГНМ-1 возможно оценивать как разность общего количественного содержания ОВ в шлифах и концентраций ХБА по результатам экстракции без потери точности:

$$C_{ker\text{шлиф}} = C_{OB\text{шлиф}} - C_{ХБА}.$$

При разработке методики оценки содержания органического вещества по данным ГИС в первую очередь анализируют радиоактивные свойства пород [20–23, ОТЧЕТ*]. В настоящей работе наиболее важные результаты были получены при анализе данных по гамма-активности керна в единицах уранового эквивалента eU с содержанием керогена по шлифам $C_{ker\text{шлиф}}$. Величина уранового эквивалента рассчитывалась на основе данных о концентрациях урана U, тория Th и калия K в образцах керна.

Поскольку и глинистые минералы, и кероген вносят вклад в интегральную гамма-активность, свойства группы глинистых образцов анализировались отдельно. При изучении в сколах таких образцов в РЭМ высокого разрешения были обнаружены аутигенные глинистые минералы (гидрослюды) [11]. Рост содержания глинистых минералов приводит к увеличению концентрации калия [24].

* ОТЧЕТ – Нестеров И.И., Пьянков Б.Н. Предварительный подсчет запасов нефти и растворенного газа баженовской залежи (горизонт Ю₀) участка месторождения Большой Салым Нефтеюганского района Тюменской области по состоянию на 1.01.85 г.: Геологический отчет. Тюмень: ЗапСибНИГНИ, 1986. 212 с.

Прямое сопоставление содержания керогена с eU по керну позволило выявить связь только для глинистых и сульфатизированных пород (рис. 5а). Эти два литологических типа были объединены, поскольку часто глинистость

и сульфатизация в изучаемых породах встречаются совместно. Такой характер связи подтверждает предположения об обратной зависимости между содержанием глин и нерастворимого органического вещества [11].

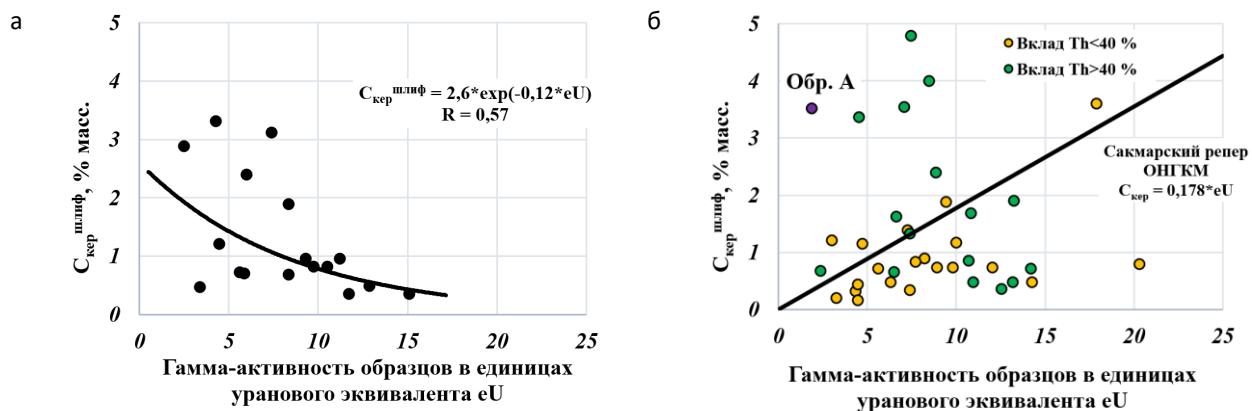


Рис. 5. Сопоставление содержаний керогена по результатам изучения шлифов $C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}}$ с гамма-активностью по керну:
а – для глинистых и сульфатизированных пород артинских отложений ГНМ-1;
б – для известняков и доломитизированных известняков артинских отложений ГНМ-1
(зависимость установлена для сакмарского репера Оренбургского НГКМ)

Для известняков и доломитизированных известняков сопоставление $C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}}$ с eU характеризуется значительным разбросом (см. рис. 5б). Причина такого разброса в том, что содержание керогена в артинских отложениях ГНМ-1 связано с концентрацией тория, значение которой сильно варьирует

в изучаемых породах (рис. 6). Как видно на рис. 6а, при высоких значениях $C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}}$ концентрация Th растет не так сильно, что приводит к отсутствию связи между величинами уранового эквивалента и содержанием керогена для пород с высокой концентрацией ОВ (см. рис. 6б).

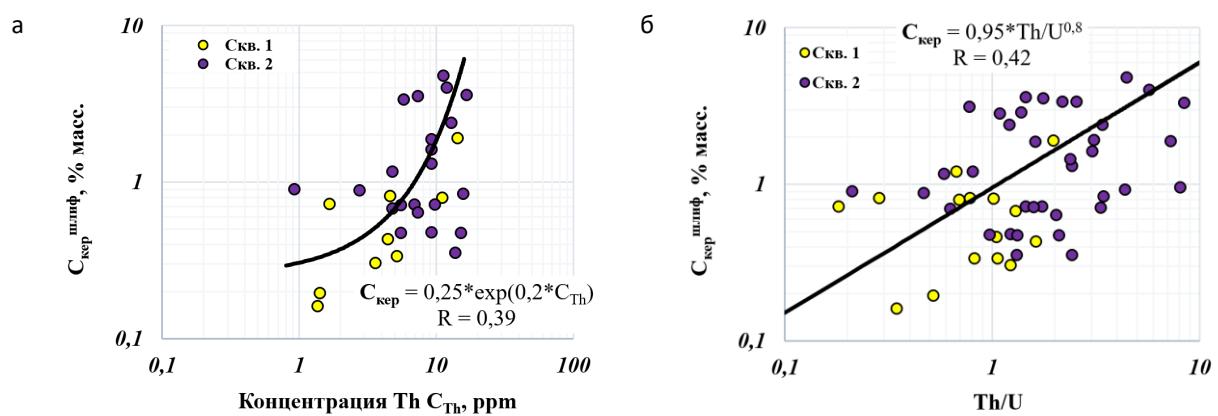


Рис. 6. Зависимость содержания керогена для известняков и доломитизированных известняков артинских отложений ГНМ-1:
а – от концентрации тория; б – от отношения концентраций тория и урана Th/U

Поскольку спектрометрический гамма-каротаж в скважинах изучаемого месторождения не проводился, для группы неглинистых пород была выполнена апробация методики оценки содержания керогена по величине уранового эквивалента $C_{\text{кер}}^{\text{eU}}$, разработанной для сакмарских отложений Оренбургского НГКМ по формулам [25]:

$$K_{\text{кер}}^{\text{eU}} = 0,37 \times eU, \quad (1)$$

$$C_{\text{кер}}^{\text{eU}} = a \times K_{\text{кер}}^{\text{eU}} = 0,48 \times K_{\text{кер}}^{\text{eU}}, \quad (2)$$

$$C_{\text{кер}}^{\text{eU}} = 0,178 \times eU, \quad (3)$$

где $K_{\text{кер}}^{\text{eU}}$ – расчетное объемное содержание керогена, % об.;

$C_{\text{кер}}^{\text{eU}}$ – расчетное массовое содержание керогена, % масс.;

eU – величина уранового эквивалента;

a – коэффициент, учитывающий соотношение плотностей керогена ($1,3 \text{ г}/\text{см}^3$) и минеральной части горной породы ($2,7 \text{ г}/\text{см}^3$).

Как видно на рис. 5б, связь для сакмарского гамма-репера ОНГКМ (черная линия зависимости) в среднем согласуется с результатами изучения керна артинского яруса ГНМ-1. Средняя расчетная концентрация керогена $C_{\text{кер}}^{\text{eU}}$ по формулам (1, 2, 3) для коллекции керна ГНМ-1 составила $1,34\%$ масс., среднее значение $C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}}$ – $1,39\%$ масс.

Для применения методики оценки керогена в разрезах скважин кривые интегрального гамма-каротажа следует переводить в единицы уранового эквивалента [26]. Для более точных оценок концентраций керогена рекомендуется ввести в стандартный комплекс ГИС таких отложений спектрометрический гамма-каротаж.

Далее на основе результатов оценки концентрации керогена рассчитывалось среднее содержание ХБА (битумоидов) $C_{\text{бит}}^{\text{ГИС}}$ по графику преобразованной зависимости битумоидного коэффициента $\beta_{\text{хл}}$ от общей концентрации ОВ (рис. 7).

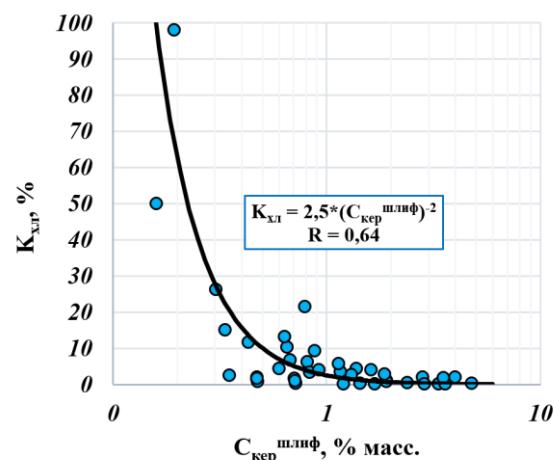


Рис. 7. Зависимость соотношения массовых концентраций битумоидов и керогена от содержания керогена для артинских отложений ГНМ-1

Коэффициент $K_{\text{хл}}$ был рассчитан как отношение концентрации битумоидов к концентрации керогена:

$$K_{\text{хл}} = C_{\text{ХБА}} / C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}}.$$

Таким образом, величина $C_{\text{бит}}^{\text{ГИС}}$ оценивалась по формуле:

$$C_{\text{бит}}^{\text{ГИС}} = 2,5 / C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}}.$$

Разработанная методика оценки массового содержания битумоидов $C_{\text{бит}}^{\text{ГИС}}$ и керогена $C_{\text{кер}}^{\text{eU}}$ была апробирована в разрезах скв. 1 и 2 ГНМ-1 (табл. 2). Массовые концентрации компонентов ОВ были пересчитаны в объемные с учетом плотности (объемное содержание керогена $K_{\text{кер}}$, объемное содержание битумоидов $K_{\text{бит}}$).

Таблица 2

**Сравнение усредненных результатов интерпретации данных ГИС
и данных исследования керна в скв. 1 и 2 ГНМ-1**

№ скв.	$C_{\text{кер}}^{\text{eU}}$, % масс.	$C_{\text{бит}}^{\text{ГИС}}$, % масс.	$C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}}$, % масс.	$C_{\text{ХВА}}$, % масс.
1	0,36–1,65 (0,82)*	0,015–0,068 (0,036)	0,16–1,9 (0,71)	0,01–0,26 (0,08)
2	0,27–3,07 (0,82)	0,008–0,09 (0,039)	0,35–4,78 (1,65)	0,001–0,13 (0,02)

* приведен диапазон значений, в скобках – средние значения параметров.

Сходимость результатов интерпретации с данными керна в скв. № 1 лучше (см. табл. 2), поскольку концентрация керогена здесь меньше 2% масс., и его количество практически линейно связано с концентрацией тория (см. рис. 6б, 7а). При высоких концентрациях керогена, как в разрезе скв. № 2, связь между $C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}}$ и интегральной гамма-активностью слабее.

Данная методика может быть использована для средних оценок концентраций органического вещества в случае отсутствия записи спектрометрического гамма-метода в скважинах.

Заключение

Анализ имеющихся результатов литолого-geoхимических исследований керна в составе пород ГНМ-1 артинского возраста выявил высокое содержание органического вещества, представленного в основном керогеном.

Исследования показали, что органическое вещество изучаемых отложений является сингенетичным, что позволяет отнести породы к нефтегазоматеринским. Содержащиеся в породах битумоиды являются остаточными, их основная часть уже преобразовалась в жидкие углеводороды.

Поскольку пиролитические исследования керна не проводились, с целью оценки содержания органического вещества в изучаемых артинских отложениях были проанализированы описания пород в шлифах.

Рассчитанная на основании оценки количества органического вещества по площади шлифа величина $C_{\text{орг}}$ варьирует от 0,17 до 3,75% масс. Содержание керогена $C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}}$ оценивалось как разность между суммарной концентрацией ОВ в шлифах и содержанием ХВА по керну.

Исследования показали, что в изучаемом разрезе содержание керогена коррелирует с концентрацией тория, содержание битумоидов – с концентрацией урана, а глинистые минералы содержат калий. Ввиду отсутствия записей спектрометрического гамма-каротажа в скважинах ГНМ-1 обоснованы связи содержания керогена с величинами интегральной гамма-активности в единицах уранового эквивалента для разных литологических типов пород.

Для глинистых и сульфатизированных пород выявлена обратная зависимость между содержанием керогена $C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}}$ и величиной уранового эквивалента eU.

Для известняков и доломитизированных известняков на основе фактических данных и результатов изучения схожего по свойствам сакмарского гамма-репера Оренбургского НГКМ обоснована прямая связь $C_{\text{кер}}^{\text{шлиф}} = f(eU)$.

Для оценки содержания битумоидов в разрезе получена зависимость отношения концентраций битумоидов и керогена от содержания керогена.

На основе выявленных зависимостей разработана и апробирована в разрезах двух

скважин методика оценки количественного содержания керогена и битумоидов в артинских отложениях ГНМ-1. Для более точных оценок содержания органического вещества при изучении карбонатных нефтегазоматеринских пород следует проводить пиролитические исследования керна, а в комплекс геофизических исследований разведочных и поисково-оценочных скважин необходимо включать спектрометрический гамма-каротаж.

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

Литература

1. Якуцени В.П., Петрова Ю.Э., Суханов А.А. Нетрадиционные ресурсы углеводородов – резерв для восполнения сырьевой базы нефти и газа России // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009. Т. 4, № 1. С. 1–14. https://www.ngtp.ru/rub/2009/11_2009.html (Дата обращения 22.07.2022).
2. Пуртова И.П., Шпурев И.В., Вариченко А.И. Трудноизвлекаемые запасы нефти. Терминология. Проблемы и состояние освоения в России // Наука и ТЭК. 2011. № 6. С. 21–26.
3. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Казаненков В.А. и др. Баженовская свита – главный источник ресурсов нетрадиционной нефти в России // Георесурсы, геоэнергетика, geopolитика. 2014. Вып. 2(10). С. 2. http://oilgasjournal.ru/vol_10/kontorovich.html (Дата обращения 22.07.2022).
4. Навроцкий О.К., Скибицкая Н.А. Генерация жидких углеводородов в карбонатных формациях на низких стадиях катагенеза // Геология, география и глобальная энергия. 2009. № 4(35). С. 6–8.
5. Эдер В.Г., Костырева Е.А., Юрченко А.Ю. и др. Новые данные о литологии, органической геохимии и условиях формирования баженовской свиты Западной Сибири // Георесурсы. 2019. Т. 21, № 2. С. 129–142. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.129-142>
6. Bruner K.R., Smosna R.A. A comparative study of the Mississippian Barnett shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus shale, Appalachian Basin. Washington: U.S. Department of Energy, 2011. 118 p.
7. Mõtlep R., Kärsimäe K., Talviste P. et al. Mineral composition of Estonian oil shale semi-coke sediments // Oil Shale. 2007. Vol. 24, No. 3. P. 405–422.
8. Rokosh D., Anderson S., Pawlowicz J. et al. Mineralogy and grain density of Alberta shale // Search and Discovery. 2011. Article 90122. 4 p. https://www.searchanddiscovery.com/abstracts/pdf/2011/hedberg-texas/abstracts/ndx_rokosh.pdf (Дата обращения 22.07.2022).

9. Wigand M., Chipera S., Woldegabriel G. et al. Unique mineralogy of oil shale from the Piceance Basin, Colorado // Proceedings of the 27th Oil Shale Symposium, Golden, Colorado, USA, 15–19 October 2007. Golden: Colorado School of Mines, 2007. P. 667–677.
10. Скибицкая Н.А., Кузьмин В.А., Большаков М.Н. и др. Закономерность и взаимосвязь катагенетических процессов преобразования органического вещества в составе нефтегазоматеринской карбонатно-органической матрицы месторождений углеводородов // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017: Сб. научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции / Отв. ред. А.В. Ступакова. М.: Изд-во «Перо», 2017. С. 327–334.
11. Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Бурханова И.О. и др. Системный подход к изучению нефтегазоматеринской карбонатной толщи месторождения углеводородов Оренбургской области // Нефтяное хозяйство. 2014. № 7. С. 12–17.
12. Tucco B., Veltme D. Образование и распространение нефти / Пер. с англ. А.И. Конюхова, Г.В. Семериковой, В.В. Чернышева. М.: Мир, 1981. 501 с.
13. Бурханова И.О., Скибицкая Н.А., Навроцкий О.К. Методика оценки содержания органического углерода в карбонатных нефтегазоматеринских отложениях (на примере Оренбургского НГКМ) // Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России: Сб. трудов XIV Всероссийской научно-технической конференции. М.: ИЦ РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2021. Т. 1. С. 4–13.
14. Черняевский К.С. Стереология в металловедении. М.: Металлургия, 1977. 280 с.
15. Баженова О.К., Бурлин Ю.К., Соколов Б.А., Хайн В.Е. Геология и геохимия нефти и газа: Учебник для вузов. М.: Изд-во МГУ, 2000. 384 с.
16. Гмид Л.П., Белоновская Л.Г., Шибина Т.Д. и др. Методическое руководство по литолого-петрографическому и петрохимическому изучению осадочных пород-коллекторов / Под ред. А.М. Жаркова. СПб.: ВНИГРИ, 2009. 160 с.
17. Бурханова И.О., Ковальчук А.В. Оценка количественного содержания матричной нефти в сложных карбонатных коллекторах по данным ГИС // Геофизика. 2009. № 2. С. 31–38.
18. Арбузов С.И., Волосников А.В. Формы концентрирования тория в углях // Известия Томского политехнического университета. 2003. Т. 306, № 6. С. 12–17.
19. Ермолаева В.Н., Чуканов Н.В., Пеков И.В. О взаимоотношениях органических веществ с минералами тория в пегматитах Ловозерского и Хибинского щелочных массивов // Геохимия магматических пород: Тезисы докладов Всероссийского семинара и школы «Щелочной магматизм Земли». М.: ГЕОХИ РАН, 2005. С. 53–55.
20. Хабаров В.В., Нелепченко О.М., Волков Е.И., Борташевич О.В. Уран, калий и торий в битуминозных породах баженовской свиты Западной Сибири // Советская геология. 1980. № 10. С. 94–105.
21. Боркун Ф.Я. Повышение эффективности использования данных ГИС при обосновании подсчетных параметров в коллекторах баженовской свиты // Особенности подсчета запасов нефти в баженовских отложениях Западной Сибири: Сб. научных трудов. Тюмень: СибНИИНП, 1985. С. 93–101.
22. Вендельштейн Б.Ю., Царева Н.В., Костерина В.А. и др. Оценка фильтрационно-емкостных свойств сложных коллекторов баженовской свиты методами ГИС // Геофизика. 2001. № 4. С. 49–55.

23. Калмыков Г.А., Балушкина Н.С., Алешин А.П., Глебочева Н.К. Об особенностях распределения радиоактивности в породах баженовской свиты на западном склоне Сургутского свода Западной Сибири // Вестник Московского ун-та. Сер. 4. Геология. 2009. № 1. С. 38–46.
24. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (физика горных пород): Учебник для вузов. М.: Нефть и газ, 2004. 368 с.
25. Бурханова И.О. Оценка содержания керогена в нефтегазоматеринских карбонатных породах по данным геофизических исследований скважин // Геофизика. 2014. № 3. С. 61–66.
26. Кожевников Д.А. Алгоритмический учет скважинных условий в гамма-спектрометрии горных пород // Атомная энергия. 1986. Т. 61, Вып. 1. С. 52–53.

The method of determination of the kerogen and bitumoids content in the Artinskian sediments of an oil and gas field of the Orenburg region by well logging data

R.S. Khisamov¹, I.O. Burkhanova^{2*}, N.A. Skibitskaya², V.G. Bazarevskaya³, O.K. Navrotsky⁴,
B.A. Nikulin⁵

1 – Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russia

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

3 – TatNIPIneft Institute, Tatneft PJSC, Bugulma, Russia

4 – Lower Volga Institute of Geology and Geophysics, Saratov, Russia

5 – Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia

E-mail: *burhanova_irina@mail.ru

Abstract. The lithological and geochemical studies of the Artinskian carbonate sediments of one of the gas and oil fields in the southwest of the Orenburg region revealed a significant amount of indigenous organic matter in the productive intervals of the section. The study of thin sections established that the organic matter content in the examined rocks reaches 3.75 wt%, with the average value of this parameter being 1.05 wt%. The article is devoted to the development of methods for estimating the content of kerogen and bitumens in rocks according to well logging data.

Keywords: carbonate source rocks, organic matter, kerogen, bitumoids, thin rock sections, thorium, uranium, gamma-ray logging, uranium equivalent.

Citation: Khisamov R.S., Burkhanova I.O., Skibitskaya N.A., Bazarevskaya V.G., Navrotsky O.K., Nikulin B.A. The method of determination of the kerogen and bitumoids content in the Artinskian sediments of an oil and gas field of the Orenburg region by well logging data // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 3(38). P. 3–18. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art1> (In Russ.).

References

1. Yakutseni V.P., Petrova Yu.E., Sukhanov A.A. Unconventional hydrocarbon resources are the reserve for renewal of the Russia oil and gas resource base // Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika. 2009. Vol. 4, No. 1. P. 1–14. https://www.ngtp.ru/rub/2009/11_2009.html (Accessed on 22.07.2022). (In Russ.).
2. Purtova I.P., Shpurov I.V., Varichenko A.I. Hard-to-recover oil reserves. Terminology. Problems and state of development in Russia // Nauka i TEK. 2011. No. 6. P. 21–26. (In Russ.).
3. Kontorovich A.E., Burshteyn L.M., Kazanenkov V.A. et al. The Bazhenov suite is the main reserve of unconventional oil in Russia // Georesources, Geoenergetics, Geopolitics. 2014. Iss. 2(10). P. 2. (Accessed on 22.07.2022). (In Russ.).
4. Navrotsky O.K., Skibitskaya N.A. Generation of liquid hydrocarbons in carbonate formations at low stages of catagenesis // Geology, Geography and Global Energy. 2009. No. 4(35). P. 6–8. (In Russ.).
5. Eder V.G., Kostyрева Е.А., Юрченко А.Ю. et al. New data on lithology, organic geochemistry and accumulation conditions of the Bazhenov formation in Western Siberia // Georesursy. 2019. Vol. 21, No. 2. P. 129–142. <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.129-142>

6. Bruner K.R., Smosna R.A. A comparative study of the Mississippian Barnett shale, Fort Worth Basin, and Devonian Marcellus shale, Appalachian Basin. Washington: U.S. Department of Energy, 2011. 118 p.
7. Mõtlep R., Kirsimäe K., Talviste P. et al. Mineral composition of Estonian oil shale semi-coke sediments // Oil Shale. 2007. Vol. 24, No. 3. P. 405–422.
8. Rokosh D., Anderson S., Pawlowicz J. et al. Mineralogy and grain density of Alberta shale // Search and Discovery. 2011. Article 90122. 4 p. https://www.searchanddiscovery.com/abstracts/pdf/2011/hedberg-texas/abstracts/ndx_rokosh.pdf (Accessed on 22.07.2022)
9. Wigand M., Chipera S., Woldegabriel G. et al. Unique mineralogy of oil shale from the Piceance Basin, Colorado // Proceedings of the 27th Oil Shale Symposium, Golden, Colorado, USA, 15–19 October 2007. Golden: Colorado School of Mines, 2007. P. 667–677.
10. Skibitskaya N.A., Kuzmin V.A., Bolshakov M.N. et al. Regularity and interrelation of catagenetic processes of organic matter transformation in the composition of the oil and gas source carbonate-organic matrix of hydrocarbon deposits // New ideas in oil and gas geology – 2017: Collected papers (from the International Scientific Conference) / Ed. by A.V. Stupakova. Moscow: Pero, 2017. P. 327–334. (In Russ.).
11. Khisamov R.S., Bazarevskaya V.G., Burkhanova I.O. et al. Systematic approach to studying of carbonate source rock of petroleum of gas-and-oil field in the Orenburg region // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2014. No. 7. P. 12–17. (In Russ.).
12. Tissot B.P., Welte D.H. Petroleum formation and occurrence. A new approach to oil and gas exploration. Berlin; Heidelberg; New York: Springer-Verlag, 1978. 556 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-642-96446-6>
13. Burkhanova I.O., Skibitskaya N.A., Navrotsky O.K. A method for estimation of organic carbon content in carbonate oil and gas sediments (the case of the Orenburg oil and gas condensate field) // Actual problems of development of Russian oil and gas complex: Proceedings of the 14th All-Russian Scientific and Technical Conference. Moscow: Gubkin University, 2021. Vol. 1. P. 4–13. (In Russ.).
14. Chernyavskiy K.S. Stereology in metallurgical science. Moscow: Metallurgiya, 1977. 280 p. (In Russ.).
15. Bazhenova O.K., Burlin Yu.K., Sokolov B.A. Khain V.E. Geology of oil and gas: Textbook for universities. Moscow: Moscow State University, 2000. 384 p. (In Russ.).
16. Gmid L.P., Belonovskaya L.G., Shibina T.D. et al. Methodological guide for lithologic-petrographic and petrochemical studies of sedimentary reservoir rocks / Ed. by A.M. Zharkov. St. Petersburg: VNIGRI, 2009. 160 p. (In Russ.).
17. Burkhanova I.O., Kovalchuk A.V. Assessment of the quantitative content of matrix oil in complex carbonate reservoirs according to logging data // Geofizika. 2009. No. 2. P. 31–38. (In Russ.).
18. Arbuzov S.I., Volostnov A.V. Forms of thorium concentration in coals // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. 2003. Vol. 306, No. 6. P. 12–17. (In Russ.).
19. Ermolaeva V.N., Chukanov N.V., Pekov I.V. On relationship of organic substances with thorium minerals in pegmatites of the Lovozero and Khibiny alkaline massifs // Abstracts of the All-Russian Seminar on Geochemistry of Magmatic Rocks and the School “Alkaline Magmatism of the Earth”. Moscow: Institute of Geochemistry and Analytical Chemistry of the RAS, 2005. P. 53–55. (In Russ.).

20. *Khabarov V.V., Nelepchenko O.M., Volkov E.I., Bortashevich O.V.* Uranium, potassium and thorium in the bituminous births of the Bazhenov suite of Western Siberia // Sovetskaya Geologiya. 1980. No. 10. P. 94–105. (In Russ.).
21. *Borkun F.Ya.* Increasing the efficiency of using logging data in justification of calculation parameters in the reservoirs of the Bazhenov suite // Features of calculating oil reserves in the Bazhenov deposits of Western Siberia: Collected papers. Tyumen: SibNIINP, 1985. P. 93–101. (In Russ.).
22. *Vendelshtein B.Yu., Tsareva N.V., Kosterina V.A. et al.* Assessment of filtration-capacitative properties of complex reservoirs of Bazhenov suite by logging methods // Geofizika. 2001. No. 4. P. 49–55. (In Russ.).
23. *Kalmykov G.A., Balushkina N.S., Aleshin A.P., Glebocheva N.K.* Specific features of the distribution of radioactivity in rocks of the Bazhenovo Formation on the western slope of the Surgut Dome of West Siberia // Moscow University Geology Bulletin. 2009. Vol. 64, No. 1. P 35–42. <https://doi.org/10.3103/S0145875209010050>
24. *Dobrynin V.M., Vendelshteyn B.Yu., Kozhevnikov D.A.* Petrophysics (physics of rocks): Textbook for universities. Moscow: Neft i Gaz, 2004. 368 p. (In Russ.).
25. *Burkhanova I.O.* Determination of kerogen content in carbonate source rocks by well-logging data // Geofizika. 2014. No. 3. P. 61–66. (In Russ.).
26. *Kozhevnikov D.A.* Algorithmal accounting of borehole conditions in gamma-ray spectrometry of rocks // Atomnaya Energiya. 1986. Vol. 61, Iss. 1. P. 52–53. (In Russ.).

Геофлюидодинамические условия в подсолевом комплексе продуктивных горизонтов в северной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области

Р.Ф. Севостьянова

Институт проблем нефти и газа Сибирского отделения РАН, г. Якутск, Россия
E-mail: rose_sevos@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены геофлюидодинамические условия залежей продуктивных горизонтов подсолевого нефтегазоносного комплекса с масштабными проявлениями аномально низких пластовых давлений. Отмечен упорядоченный характер изменения гидродинамического потенциала по разрезу, свидетельствующий о принадлежности всех залежей продуктивных горизонтов к единой геофлюидодинамической системе. Обоснован тезис о том, что энергетическое состояние пластовой системы на региональном и локальном уровнях прямо влияет на динамику газовых флюидов, как следствие, на образование нефтегазовых месторождений. Так, в подсолевом комплексе северной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области имели место процессы вторичного переформирования газовых залежей, расположенных в пределах контура пьезоминимума. Зоны пониженных пластовых давлений играют роль сборных областей для газовых флюидов как при их вертикальной, так и латеральной миграции углеводородов.

Ключевые слова: геофлюидодинамика, Верхневилючанско-Непско-Ботуобинское нефтегазовое месторождение, аномально низкие пластовые давления, венд-кембрий, терригенно-карбонатный комплекс, нефть, газ, Непско-Ботуобинская нефтегазоносная область.

Для цитирования: 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>

Введение

Существуют различные представления о механизмах миграции и аккумуляции углеводородов (УВ) в водонасыщенных толщах пород в депрессионных водонапорных системах [1, 2]. Однако полного понимания механизма нефтегазонакопления в зонах устойчивого (в масштабах геологического времени) дефицита пластового давления пока нет.

Целью работы является детализация представлений о механизмах газонакопления в областях с регионально выдержаным дефицитом пластового давления в северной части Непско-Ботуобинской нефтегазоносной области.

Непско-Ботуобинская антиклизальная, одноименная нефтегазоносная область (НБ НГО), характеризуется сложным горно-геологическим строением. Здесь разведаны и подготовлены к освоению крупные запасы нефти, газа и конденсата. Осадочный чехол представлен вендинскими, кембрийскими, юрскими и четвертичными отложениями. Венд-кембрийский терригенно-карбонатный комплекс перспективных отложений перекрыт толщей солей юрегинской свиты нижнего кембра, которая является надежной изолирующей региональной покрышкой [3].

Аномально низкие пластовые давления (АНПД) в терригенных отложениях Непско-Ботубинской НГО выявлены в начале 70-х годов прошлого века в процессе поисково-разведочных работ на Среднеботубинском нефтегазоконденсатном месторождении (НГКМ). Позже был установлен региональный характер дефицита пластового давления на северо-востоке НБ НГО, что повысило перспективы нефтегазоносности глубокопогруженных отложений этой территории.

В подсолевом нефтегазоносном комплексе АНПД сформировались в условиях безнапорной гидрогеологической системы, в пределах которой распространены высокоминерализованные и высоко метаморфизованные рассолы ($r\text{Na}/r\text{Cl}$ характеризуется крайне низкими значениями – 0,2 и менее). Минерализация пластовых вод в терригенных отложениях венда свыше 350–400 г/дм³, в венд-кембрийских карбонатных горизонтах достигает 500–600 г/дм³ [4]. Повышенное содержание гелия в составе свободного и растворенного газа, высокое значение гелий-аргонового отношения подземных вод указывают на древний возраст пластовых флюидов и застойный водонапорный режим пластовых вод [5].

Региональные геофлюидодинамические условия газонакопления в пределах северной части НБ НГО

Несмотря на то, что материалы гидрогеологического опробования распределены по рассматриваемой площади относительно неравномерно, они дают возможность установить региональные закономерности формирования АНПД.

На месторождениях северной части НБ НГО разведочным бурением установлены изменения пластовых давлений по основным продуктивным горизонтам: вилючанскому, харыстанскому, ботубинскому, юряхскому и осинскому [2].

Геофлюидодинамические условия венд-кембрийского терригенно-карбонатного комплекса своеобразны. Главной особенностью подсолевого нефтегазоносного комплекса на уровне ботубинского горизонта является существенное снижение пластового давления по отношению к гидростатическому в среднем на 30%. В осинском горизонте пластовое давление ($P_{\text{пл}}$) соответствует условно гидростатическому ($P_{\text{уг}}$), т. е. $P_{\text{пл}}/P_{\text{уг}} \sim 1$; в ботубинском и харыстанском горизонтах – $P_{\text{пл}}/P_{\text{уг}} \sim 0,74$; в вилючанском горизонте $P_{\text{пл}}/P_{\text{уг}} \sim 0,72$, т. е. по разрезу отмечается постепенное снижение гидродинамического потенциала от подошвы солей до фундамента.

Среднее значение пластовых давлений на глубине 1500 м составляет 14,0–15,9 МПа, на глубине 2500 м – 17,0–18,7 МПа (табл. 1). Пластовые давления в подсолевом комплексе изменяются вполне упорядоченно, свидетельствуя о принадлежности всех выделенных проницаемых горизонтов на месторождениях северной части Непско-Ботубинской НГО к единой региональной геофлюидодинамической системе.

Наряду с подземными водами в недрах присутствует газовая компонента, формирующая значительные скопления УВ в виде месторождений свободного газа и газовых шапок нефтяных залежей, а также находящаяся в растворенном состоянии в воде и нефти.

Таблица 1

Градиенты пластовых давлений подсолевого комплекса продуктивных отложений северной части Непско-Ботуобинской НГО (по данным [2])

Месторождение	Продуктивные горизонты		Разница давлений между горизонтами, МПа	Разница глубин между горизонтами, м	grad P, МПа/100 м
	Глубина, м	Давление, МПа			
Среднеботуобинское НГКМ, скв. 1, 2	Осинский 1497,0 14,0	Ботуобинский 1876,0 14,2	0,2	379,0	0,05
Тас-Юряхское НГКМ, скв. 574, 575	Осинский 1494,2 14,0	Ботуобинский 1926,0 14,3	0,3	431,8	0,07
Верхневилючанское НГМ, скв. 612, 609	Юряхский 1643,0 15,9	Вилючанский 2576,0 18,7	2,8	933	0,3
Вилюйско-Джербинское ГМ, скв. 643	Юряхский 1505,0 15,8	Вилючанский 2497,0 18,0	2,2	992	0,2

Благодаря своей способности к накоплению потенциальной энергии за счет сжатия, газ может выступать основным аккумулятором и источником пластовой энергии, способствующей движению флюидов в глубоких горизонтах, а в отдельных случаях даже поддерживать работу нефтяных скважин в режиме фонтанирования в условиях дефицита пластового давления [6].

В период опытно-промышленной эксплуатации нефтяной оторочки Среднеботуобинского НГКМ скважины длительный период эксплуатировались в режиме естественного газлифта за счет энергии растворенного в нефти природного газа [6]. Среднесуточный дебит скважины составлял 40 т, промысловый газовый фактор не превышал 80 м³/т добываемой нефти. Была установлена возможность долговременной эксплуатации скважин в режиме фонтанирования.

По данным А.С. Анциферова, газонасыщенность вод в венд-кембрийском

терригенно-карбонатном комплексе составляет 373–780 см³/л. Состав растворенного газа преимущественно метановый (свыше 75%, включая тяжелые углеводородные компоненты). Коэффициент газонасыщения превышает 0,5 [7]. Указанная недонасыщенность рассолов, возможно, связана с естественной дегазацией вод в связи с изменениями термобарических условий. Несмотря на относительно низкое газосодержание пластовых вод, общий объем водорастворенного газа достаточно велик и может определять динамику дальнейшей миграции.

На этом фоне рассольные воды, как составной элемент подсолевой флюидной системы, пассивны, в условиях пониженных пластовых давлений не имеют достаточного потенциала для формирования регионального потока. Подчеркнем, что стагнационный режим подземных вод в подсолевом комплексе Непско-Ботуобинской антиклизы может обеспечить надежное захоронение промстоков на действующих промыслах [8].

При существенном дефиците нефти и пластовой воды как жидкой фазы системы, передача давления и гидравлическая связь в рамках единой ловушки (зона АНПД) обеспечиваются наиболее подвижным флюидом – газом. Далее эта геофлюидодинамическая особенность рассмотрена на примере Верхневилючанского нефтегазового месторождения.

Роль сжатых газов в формировании геофлюидодинамических условий Верхневилючанского нефтегазового месторождения

Верхневилючанское нефтегазовое месторождение открыто в 1975 г. Промышленные залежи газа установлены в вилючанском, харыстанском и юряхском продуктивных горизонтах, этаж газоносности месторождения составляет 900 м (интервал глубин: 1600–2500 м).

Вилючанский горизонт. Пластовое давление в продуктивном вилючанском горизонте замерено в 8 скважинах (13 объектов), из них 4 – газовых и 4 – водяных. Среднее значение пластового давления на глубине 2500 м составляет 17,5 МПа, температура +17 °C (рис. 1).

Харыстанский горизонт. Пластовое давление в продуктивном харыстанском горизонте замерено в 8 скважинах (все объекты газовые). Значения пластовых давлений на глубине 2200–2300 м составляют 17,1–18,6 МПа, температура в залежи +14 °C. Результаты замеров пластового давления отражают некоторую индивидуальность газовой залежи харыстанского горизонта и не укладываются в общую закономерность по линии тренда.

Залежь *Юряхского горизонта* (пласти Ю-І, Ю-ІІ) является основной, содержит свыше 90% запасов месторождения, имеет блоковое строение. Пласти залежи юряхского горизонта составляют единую пластовую систему, дифференциации пластовых давлений по блокам не наблюдается. Значения давлений определены на основании замеров в процессе исследования 27 скважин (см. рис. 1). Из них 21 скважина – газовая. В преобладающем большинстве значение пластового давления по блокам составляет 15,9 МПа, пластовая температура в залежи равна +9 °C.

График, характеризующий изменение градиентов пластовых давлений в газовом и водоносном интервалах разреза (см. рис. 1), отражает своеобразие барической обстановки месторождения. Так, в газовых залежах подсолевого нефтегазоносного комплекса наблюдается несоответствие градиента роста давления с глубиной гидростатическому закону. Фактический градиент роста давления в интервале между залежами юряхского и вилючанского горизонтов значительно меньше гидростатического и составляет округленно 1,6 МПа на 900 м, или 1,78 кг/см² на каждые 100 м глубины. Градиент пластового давления определяется плотностью газа и весом газового столба. В нижней части газового интервала расположена залежь вилючанского горизонта, здесь распределение пластовых давлений больше соответствует гидростатическому закону (линия тренда параллельна линии гидростатических давлений) на уровне водоносного интервала, подпирающего газовую залежь, на глубинах свыше 2500 м.

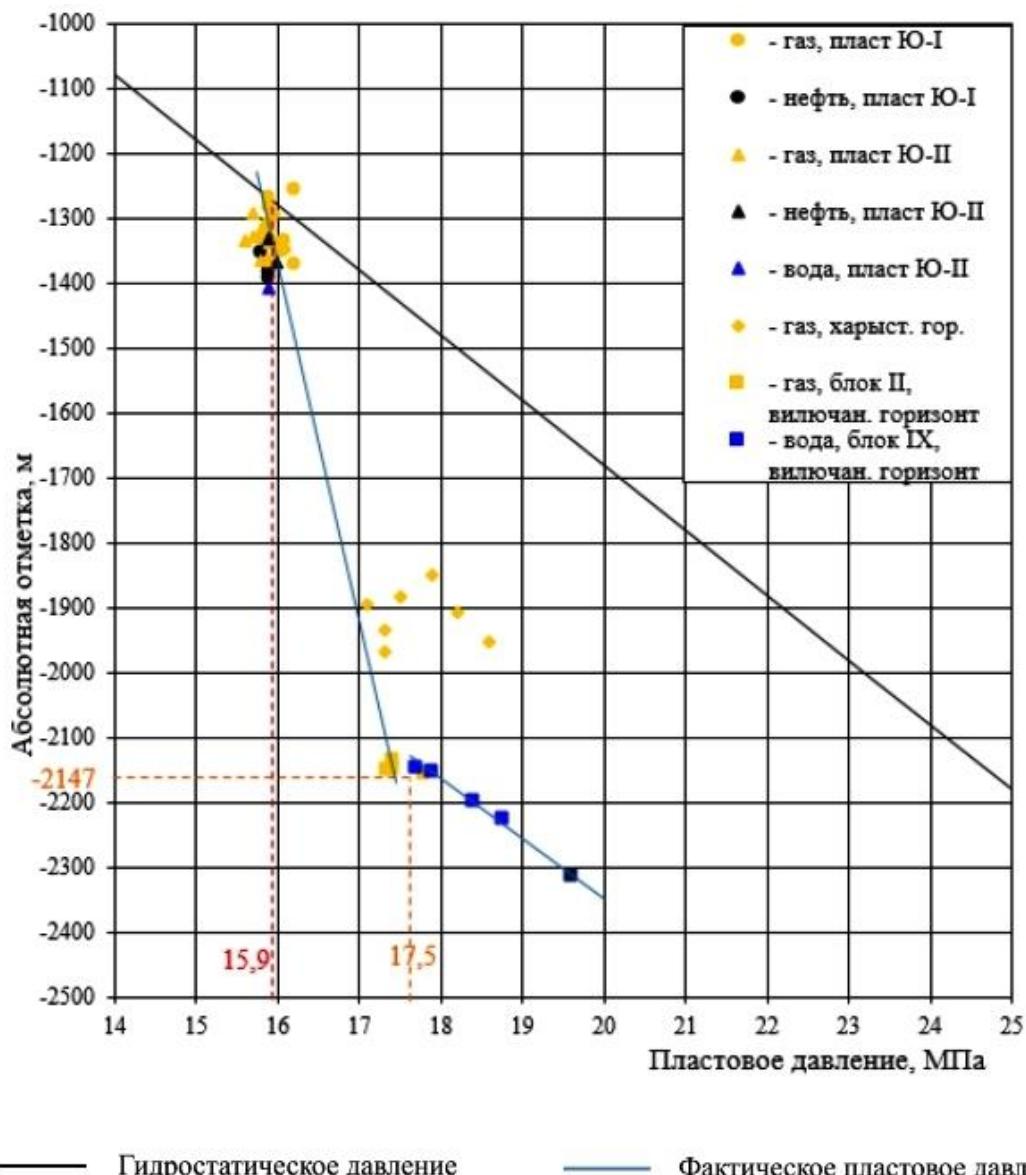


Рис. 1. Распределение пластовых давлений по глубине на Верхневилючанском нефтегазовом месторождении

Взаимное положение на графике двух линий тренда пластовых давлений, имеющих разный угол наклона, наглядно определяет два интервала в разрезе месторождения: один – преимущественно газового насыщения и второй – подстилающий, водонасыщенный. Граница

раздела фаз, как следует из указанного взаимоотношения, по всей видимости, устанавливается на глубине 2500 м (а.о. –2160 м) и в региональном плане условно может быть определена как геофлюидодинамическая газосодержащая ловушка.

Заключение

На основе детального анализа геофлюидодинамической обстановки северо-восточной части Непско-Ботубинской нефтегазоносной области сделаны выводы о повсеместном развитии в подсолевой части разреза депрессионного гидродинамического режима; активном проявлении современных процессов переформирования залежей УВ в пределах регионального пьезоминимума в подсолевой части осадочного чехла; возможности межпластовых гравитационных перетоков рассолов с частичной разгрузкой подземных вод в разломные зоны кристаллического фундамента (гидродинамическая инверсия).

Показано, что область низких пластовых давлений на северо-востоке НБ НГО сохраняет благоприятные условия как газосборная зона при вертикальной и латеральной миграции газовых флюидов из периферийных частей осадочного бассейна. Регионально выдержаные пластовые резервуары в нижней

терригенной и верхней карбонатной частях разреза в большинстве состоят из изолированных или плохо связанных между собой флюидонасыщенных и проницаемых участков. Это обстоятельство привносит элемент неоднозначности в интерпретацию геофлюидодинамического состояния территории.

Установлено, что на региональном и локальном уровнях в подсолевой части разреза северо-восточной части НБ НГО гидродинамический потенциал системы неоднороден для различных флюидов, как следствие, формирование скоплений УВ контролируется активностью газовой динамики и пассивностью гидродинамики.

Изложенные в данной статье результаты по детальному обоснованию энергетического разобщения нефти, газа и пластовой воды в пределах единой геофлюидодинамической системы НБ НГО дополняют научные представления об особенностях механизмов формирования зон нефтегазонакопления в пределах бассейнов с различными геофлюидо-динамическими режимами.

Литература

1. Абукова Л.А., Волож Ю.А. Геофлюидодинамика глубокопогруженных зон нефтегазонакопления осадочных бассейнов // Геология и геофизика. 2021. Т. 62, № 8. С. 1069–1080. <https://doi.org/10.15372/GiG2021132>
2. Яковлев Ю.И., Семашев Р.Г. Гидродинамическое обоснование выделения водонапорных систем депрессионного типа // Геология нефти и газа. 1982. № 9. С. 23–27.
3. Ситников В.С., Кушмар И.А., Баженова Т.К. и др. Геология и нефтегазовый потенциал юго-запада Республики Саха (Якутия): реалии, перспективы, прогнозы: Сб. научных трудов. СПб.: ВНИГРИ, 2014. 436 с.
4. Вожсов В.И., Анциферов А.С., Букаты М.Б. Гидрогеохимическая зональность верхнедокембрийских и кембрийских нефтегазоносных отложений Сибирской платформы // Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов Сибири: Сб. научных трудов. Новосибирск, 1977. С. 4–18. (Труды СНИИГГИМСа. Вып. 254).
5. Савченко В.П. Аргон и гелий как индикаторы условий прохождения нефти и газа и формирования их залежей // Газовая промышленность. 1958. № 5. С. 1–5.

6. Корнев И.А., Сафонов А.Ф., Черемкин М.К. и др. Состояние работ по опытно-промышленной эксплуатации нефтяной оторочки Среднеботуобинского месторождения // Физико-технические проблемы добычи, транспорта и переработки нефти и газа в северных регионах: Материалы конференции 25–26 июля 2002 г. Якутск: ЯФ изд-ва СО РАН, 2002. С. 61–65.
7. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Воробьев В.Н. и др. Непско-Ботуобинская антеклиза – новая перспективная область добычи нефти и газа на Востоке СССР. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1986. 243 с.
8. Абукова Л.А., Яковлев Ю.И. Геоэкологическая концепция разработки месторождений нефти с низким гидродинамическим потенциалом // Нефтепромысловое дело. 2008. № 5. С. 15–18.

Geofluid dynamic conditions in the subsalt complex of productive horizons in the northern part of the Nepa-Botuoba oil and gas region

R.F. Sevostianova

Institute of Oil and Gas Problems, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences, Yakutsk, Russia
E-mail: rose_sevos@mail.ru

Abstract. The article considers the geofluid dynamic state of productive horizons of the subsalt hydrogeological complex with large-scale of subnormal pressure formation. An ordered change in the hydraulic potential along the section is noted, indicating that all the selected permeable formation in the established sediments belong to a single geofluid dynamic system. The energy state of the reservoir fluid system at the regional and local level is proven to directly affect the dynamics of gas fluids and, consequently, the formation of oil and gas deposits. Thus, the processes of secondary reformation of gas deposits occurred in the subsalt hydrogeological complex of the northern part of the Nepa-Botuoba oil and gas region. The subnormal pressure zones serve as gas-collecting areas during vertical and lateral migration of gas fluids.

Keywords: geofluid dynamics, Verkhnevilyuchanskoye oil and gas field, subnormal pressure formation, Vendian, Cambrian, terrigenous-carbonate complex, oil, gas, Nepa-Botuoba oil and gas region.

Citation: 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. Iss. 3(38). P. 19–27. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art2> (In Russ.).

References

1. Abukova L.A., Volozh Yu.A. Fluid geodynamics of deeply buried zones of oil and gas accumulation in sedimentary basins // Russian Geology and Geophysics. 2021. Vol. 62, No. 8. P. 878–886. <https://doi.org/10.2113/RGG20214348>
2. Yakovlev Yu.I., Simashov R.G. Hydrodynamic justification of recognition of water drive systems of depression type // Geologiya Nefti i Gaza. 1982. No. 9. P. 23–27. (In Russ.).
3. Sitnikov V.S., Kushmar I.A., Bazhenova T.K. et al. Geology and oil and gas potential of the south-west of the Republic of Sakha (Yakutia): realities, prospects, forecasts: Collected papers. St. Petersburg: VNIGRI, 2014. 436 p. (In Russ.).
4. Vozhov V.I., Antsiferov A.S., Bukaty M.B. Hydrogeochemical zonality of Upper Precambrian and Cambrian oil and gas deposits of the Siberian platform // Hydrogeology of oil and gas basins of Siberia: Collected papers. Novosibirsk, 1977. P. 4–18. (Proceedings of Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Raw Materials. Iss. 254). (In Russ.).
5. Savchenko V.P. Argon and helium as indicators of oil and gas passage conditions and formation of their deposits // Gazovaya Promyshlennost. 1958. No. 5. P. 1–5. (In Russ.).
6. Kornev I.A., Safronov A.F., Cheremkin M.K. et al. The state of work on the pilot operation of the oil rim of the Srednebotuobinskoye field // Physical and technical problems of production, transport

and processing of oil and gas in the northern regions: Proceedings of the Conference, 25–26 July 2002. Yakutsk: Publishing House of Siberian Branch of the RAS, Yakut Branch, 2002. P. 61–65. (In Russ.).

7. *Antsiferov A.S., Bakin V.E., Vorobiev V.N.* et al. Nepa-Botuoba anteclide is a new promising area for oil and gas production in the East of the USSR. Novosibirsk: Nauka, Sib. Br., 1986. 243 p. (In Russ.).

8. *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.).

Опыт применения оптимизированной технологии химического укрепления призабойной зоны пласта

Н.Н. Ефимов^{1*}, В.И. Ноздря¹, Р.В. Карапетов¹, К.Н. Кочубей¹, А.И. Ермолаев², А.А. Кильмаматов³

1 – ООО «НПК Спецбурматериалы», г. Жуковский, Московская обл., Россия

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

3 – НТЦ «НИС Нафтагас», г. Нови Сад, Сербия

E-mail: *efimov@scsbm.ru

Аннотация. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин со слабо консолидированными коллекторами сопряжена с осложнениями, связанными с разрушением призабойной зоны пласта и выносом песка. Рассмотрен вариант оптимизированного химического способа укрепления призабойной зоны пласта с использованием состава «Полискреп». Приведены результаты лабораторного тестирования и промысловых испытаний оптимизированной технологии обработки песконесущих скважин.

Ключевые слова: вынос песка, укрепление призабойной зоны пласта, кремнийорганические смолы, скрепляющий состав «Полискреп», продувка азотом.

Для цитирования: Ефимов Н.Н., Ноздря В.И., Карапетов Р.В., Кочубей К.Н., Ермолаев А.И., Кильмаматов А.А. Опыт применения оптимизированной технологии химического укрепления призабойной зоны пласта // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 3(38). С. 28–38.
<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art3>

Введение

Разработка нефтяных и газовых месторождений нередко связана с необходимостью эксплуатации продуктивных слабо консолидированных коллекторов. Проблема эксплуатации таких объектов заключается в неизбежном возникновении выноса дезинтегрированных частиц проницаемой породы из разрушающей призабойной зоны пласта (ПЗП) в процессе работы скважин. Вынос твердых частиц во внутрискважинное пространство и далее к поверхности приводит к негативным последствиям, снижающим эксплуатационную надежность и добывчные возможности скважинного фонда, и требует реализации мероприятий по борьбе с пескопроявлениеми.

Применяющиеся мероприятия по ограничению выноса песка условно можно разделить на:

– технологические, заключающиеся в ограничении депрессии на продуктивный пласт, с целью снижения критического градиента давления ниже предельных значений напряжений разрушения пород коллектора по данным геомеханических исследований [1–3];

– механические, заключающиеся в размещении в призабойной зоне различных фильтровых конструкций (гравийных набивных, проволочных, щелевых, многослойных и пр.);

– физико-химические, заключающиеся в закачке специальных проницаемых тампонажных смесей (полимернопокрытый проппант, коксование нефти в пластовых условиях) [4];

– химические, заключающиеся в укреплении призабойной зоны коллектора обработкой пласта скрепляющими химическими составами (смолы различного вида, полимеры или водные растворы солей) [5].

Выбор в пользу того или иного способа ограничения выноса песка должен осуществляться на стадии проектирования разработки месторождения и базироваться на изучении геологического строения залежи, литологических, гранулометрических и геомеханических свойств породы коллектора, конструкции скважины и способа эксплуатации. Наиболее широкое распространение в борьбе с выносом песка получили механические методы с технологией, включающей установку фильтровых конструкций на стадии заканчивания скважин.

Как показывает практика, механические способы далеко не всегда позволяют эффективно решить задачу изоляции пескопроявлений в силу сложности конструкций некоторых скважин и/или значительной фракционной неоднородности пород коллектора, что осложняет корректный выбор характеристик фильтрующей оснастки. Кроме этого, эксплуатация скважин, оснащенных фильтровыми компоновками на этапе заканчивания, часто характеризуется снижением продуктивности за счет нарастающего скин-фактора из-за загрязнения фильтрующей оснастки в процессе эксплуатации.

В случаях, когда проектом не предусмотрено применение фильтров при эксплуатации нефтяных скважин, по мере снижения пластового давления и роста обводненности продукции устойчивость пород слабо консолидированного коллектора снижается, что приводит к увеличению доли твердых частиц в потоке скважинной продукции [1–3, 5].

Возрастает привлекательность применения других (не механических) способов сохранения призабойной зоны

пласта от разрушений. В качестве альтернативы, наиболее широкое применение получили химические методы укрепления призабойной зоны пласта. К преимуществам таких методов можно отнести отсутствие необходимости реконструкции ПЗП при обработке, а также значительно меньшие затраты в сравнении с оснащением (дооснащением) фильтровыми компоновками.

Типовой подход к реализации химического способа укрепления призабойной зоны пласта заключается в закачке скрепляющего состава с последующей продавкой углеводородной жидкостью. Очевидным недостатком такого подхода является значительное снижение проницаемости, обусловленное изменением геометрии (уменьшением условного проходного диаметра) фильтрующих каналов вследствие адсорбции скрепляющего состава на поверхности зерен обрабатываемой породы. В большей степени уменьшение проницаемости отмечается при обработке неоднородных по грануляции терригенных коллекторов, характеризующихся содержанием тонкодисперсных фракций ($d < 40$ мкм) более 2,0% [6–9].

В данной статье приведены результаты опытно-промышленного применения разработанной авторами усовершенствованной технологии, относящейся к химическим способам укрепления призабойной зоны слабо консолидированных терригенных коллекторов. Предлагаемая технология позволяет расширить область своего эффективного применения за счет минимизации негативного воздействия на фильтрационно-емкостные свойства пласта из-за снижения естественной проницаемости.

В ООО НПК «Спецбурматериалы» проведен комплексный анализ основной номенклатуры базовых материалов, применяемых для химического укрепления ПЗП, включая формальдегидные, полиуретановые, эпоксидные и кремнийорганические смолы, с целью их сравнительной оценки. По результатам лабораторных исследований установлено, что материалами, отвечающими условиям максимальной эффективности применения химического способа укрепления призабойной зоны пласта, являются растворы кремнийорганических смол в органическом растворителе, что обуславливается высокой стабильностью, термостойкостью, низкой вязкостью данных составов. Кроме этого, поверхность терригенных пород, обработанная кремнийорганическими смолами, меняет характер смачиваемости, приобретая гидрофобность [10]. На основе проведенных исследований разработана рецептура нового состава для укрепления ПЗП нефтяных и газовых скважин, получившего название «Полискреп».

Разрушение призабойной зоны скважин, эксплуатирующих слабо консолидированный коллектор, приводит к образованию каверн за обсадной колонной, что усложняет технологию применения химического способа укрепления призабойной зоны пласта. В таких случаях перед проведением обработки производится заполнение каверны классифицированным песком фракции $D_{50} = (5-6) d_{50}$ грануляции пластового песка, т.е. каверна заполняется фракционированным песком, средний размер которого в 5–6 раз крупнее пластового, что гарантированно обеспечивает меньшее гидравлическое сопротивление

искусственного фильтра в ПЗП после обработки.

Еще одной проблемой усовершенствования технологии укрепления ПЗП с использованием смол является определение давления закачки, обеспечивающего продавку скрепляющего состава в обрабатываемый пласт на заданную глубину, и не превышающего давления гидроразрыва. Зачастую, особенно для неглубоких скважин (до 1500 м), разница между пластовым и давлением гидроразрыва пород невелика, что создает риски при выполнении обработки.

Для решения данной задачи в процессе обработки предлагается применять продувку инертным газом. Предусматривается использование азота, так как азотно-компрессорные установки серийно выпускаются и широко применяются российскими нефтегазодобывающими и сервисными компаниями [11, 12]. К преимуществам применения азота при проведении скважинных операций можно отнести его нетоксичность, отсутствие коррозионного влияния на элементы конструкции скважин и внутристекловое оборудование, пожаровзрывобезопасность, а также сравнительно низкую растворимость и химическую инертность по отношению к пластовой воде и углеводородам.

Применение продувки призабойной зоны газом рекомендуется при гидрофобизации продуктивного горизонта на газовых скважинах [13].

В целом, усовершенствование технологии химического способа предотвращения разрушения призабойной зоны пласта проводилось по трем направлениям.

1. Снижение рисков гидроразрыва пласта и ухудшения проницаемости

Пластовое давление на момент проведения обработки практически всегда можно считать условно постоянным, поэтому цель оптимизации процесса обработки сводится к минимизации фильтрационных сопротивлений при продавке скрепляющего состава в ПЗП. Одним из факторов, определяющим величину этих сопротивлений, является водонасыщенность. В работе [14] авторами исследовался процесс продувки инертным газом пористой среды с высоким значением водонасыщенности.

Отмечено, что при прокачке азота снижается как водонасыщенность, так и необходимое давление закачки.

Авторами были проведены фильтрационные эксперименты по закачке смолы в водонасыщенные насыпные модели. При этом одна из них подвергалась предварительной продувке азотом в количестве 20 поровых объемов образца. Результаты эксперимента на качественном уровне подтвердили ожидания (рис. 1). Как следует из рис. 1, перепад давления при закачке смолы после предварительной продувки азотом снизился на 55–65%.

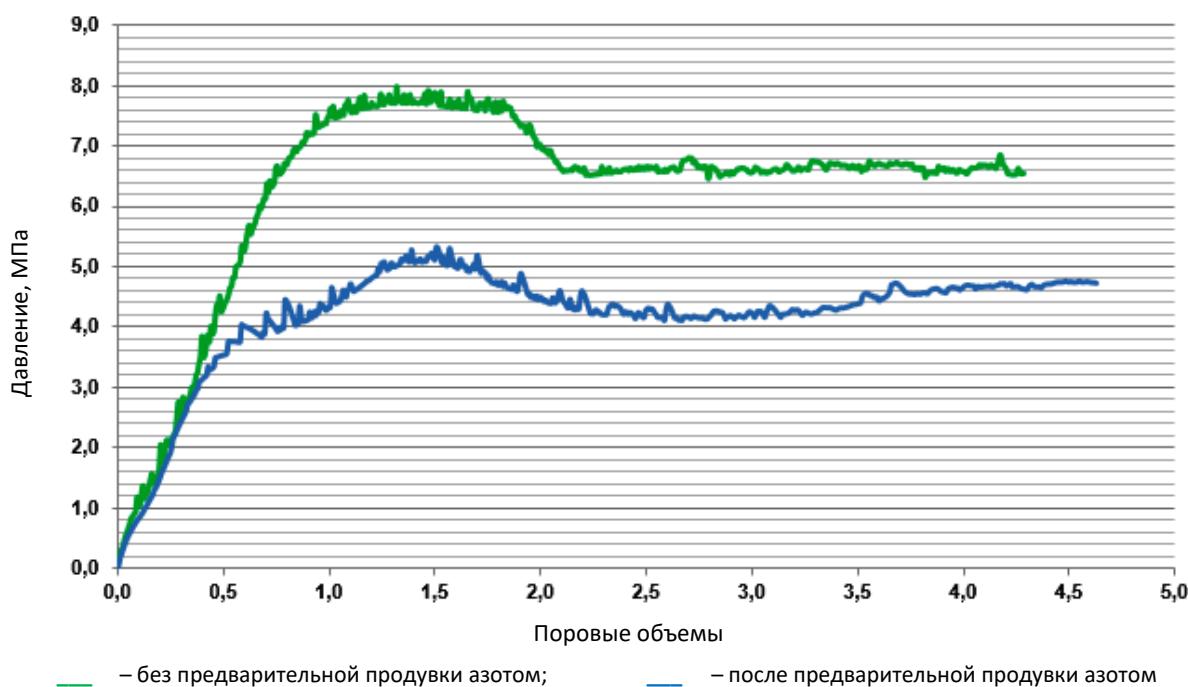


Рис. 1. Изменение давления при закачке смол в насыпные модели без и после предварительной продувки азотом

Практическая реализация описанного подхода на скважинах подтвердила результаты экспериментов, причем давление закачки азота не достигало предельно установленного значения давления (90% от давления гидроразрыва), а стабилизация происходила на уровне среднего давления в зоне дренирования.

2. Повышение эффективности обработки пласта с неравномерной проницаемостью

Снижение вязкости реагента (рис. 2) позволяет произвести закачку расчетного объема скрепляющего состава при меньшем перепаде давления.

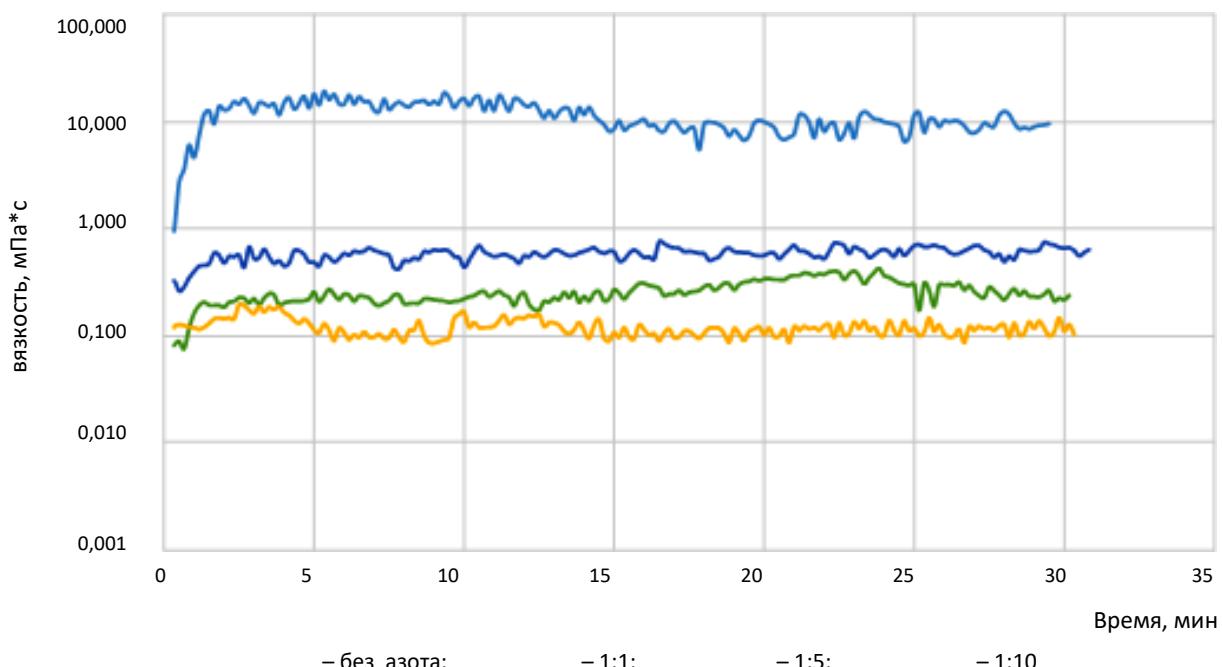


Рис. 2. Изменение динамической вязкости раствора кремнийорганической смолы при насыщении азотом

В связи с этим был экспериментально определен эффект насыщения азотом раствора высоковязких смол в серии лабораторных испытаний с использованием капиллярного вискозиметра.

Согласно полученным результатам, отмечена значительная (в 100 раз) разница между вязкостью дегазированной и газонасыщенной смол. На практике применение полученного эффекта было реализовано параллельной закачкой скрепляющего состава и азота. После закачки расчетного объема реагентов полученная газонасыщенная смесь продавливалась в пласт азотом.

За счет снижения вязкости смолы при закачке ее в аэрозольном состоянии идет более равномерная пропитка ПЗП при неоднородной грануляции пластика-коллектора, что приводит к более равномерной обработке целевой зоны. За счет непрерывной продувки азотом после закачки аэрозоля в период полимеризации смолы в пласте формируются

каналы, что способствует снижению негативного влияния скрепляющего материала на проницаемость.

3. Обеспечение консолидации зерен коллектора с сохранением проницаемости

Для практического решения данной задачи, как отмечено выше, обработанная скрепляющим составом модель продувалась азотом, способствуя испарению растворителя и препятствуя оседанию реагента в порах, до наступления гелеобразования. Обработанная насыпная модель непрерывно продувалась азотом до достижения полной полимеризации.

По результатам эксперимента была проведена оценка изменения проницаемости насыпной модели по воде и керосину (табл. 1), а также выполнены геомеханические исследования и микрофотографирование шлифа полученной матрицы (рис. 3).

Таблица 1

Изменение проницаемости насыпной модели до и после обработки смолой в сочетании с продувкой азотом при затвердевании

Проницаемость, мД	До обработки	После обработки	Δ , %
по керосину	3315,9	2873,8	-13,3
по воде	4538,0	2896,4	-36,2

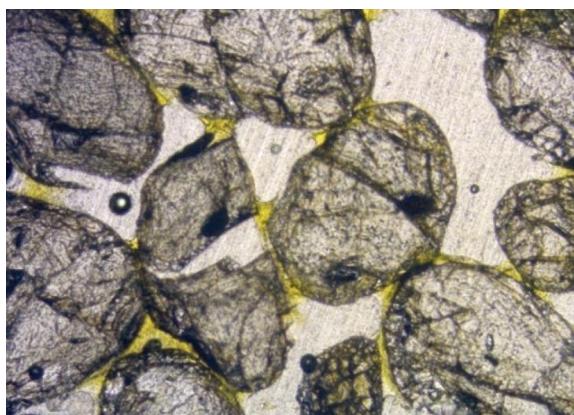


Рис. 3. Микрофотография шлифа матрицы насыпной модели ($\times 100$)

Полученные результаты геомеханических испытаний, кратко, заключаются в следующем. Величина сцепления C_0 для обработанных образцов составила 4,4 МПа, что в 4 раза выше

значения сцепления C_0 для необработанных образцов, равного 1,1 МПа. Сцепление характеризует наличие и прочность структурных связей, т. е. величина сцепления количественно коррелирует с пределом прочности на срез без учета нормальных напряжений. Минимальная прочность на одноосное сжатие после обработки скрепляющим составом при 20 °C достигает 8÷10 МПа.

За период апробации усовершенствованной в ООО НПК «Спецбурматериалы» технологии химического укрепления ПЗП с применением скрепляющего состава на основе раствора кремнийорганических смол «Полискреп» на месторождениях ПАО «Газпром» с 2016 по 2022 гг. было проведено более 30 скважиноопераций. При этом, технологический эффект в сокращении выноса песка составил от 90% до 100%, при сохранении дебита по газу на уровне доремонтных значений. В табл. 2 приведены данные по газодинамическим исследованиям, проведенным в скв. № х12 Юбилейного месторождения до и после обработки составом «Полискреп», а также по истечении 15 месяцев эксплуатации.

Таблица 2

Результаты газодинамических исследований по скв. № х12 Юбилейного месторождения

Q газа, тыс. м ³ /сут	Водный фактор на режиме, мм ³ /м ³	Удельное содержание песка на режиме, мм ³ /м ³	Диаметр шайбы, мм
1	2	3	4
До ремонта			
177,54	0,00	0,00	25,40
212,50	146,80	0,00	28,58
245,66	2833,20	10,55	31,75
278,15	4044,60	6,79	34,93
321,02	3504,40	9,81	41,28

Продолжение таблицы 2

1	2	3	4
После ремонта			
183,19	235,80	0,00	25,4
218,76	213,90	0,00	28,58
249,18	534,60	0,00	31,75
275,19	1609,00	0,00	34,93
321,47	1511,80	0,00	41,28
Через 15 месяцев эксплуатации			
166,00	0,00	0,00	25,40
199,00	22,6	0,00	28,58
231,00	60,4	0,00	31,75
260,00	303,2	0,00	34,93
309,00	617,3	0,00	41,28

С 2015 г. технология укрепления ПЗП с применением состава «Полискреп» проходила испытания в АО «НИС-Нафтогас» Республики Сербия. Было отмечено, что при обработке нефтяных и газовых скважин положительного результата достигали операции в песчаных пластах с грануляцией $d_{50} \geq 0,1$ мм, а на скважинах с грануляцией $d_{50} < 0,1$ мм положительные результаты не были достигнуты, при этом успешность составила 40% (2 из 5 скважин). Для обработки скважин с меньшей грануляцией в 2021 г. технология была усовершенствована путем увеличения продолжительности предварительной продувки пласта инертным газом, совместной параллельной закачки скрепляющего состава и азота, а также увеличения времени завершающей продувки пласта до 12 часов. В результате в 7 скважинах был достигнут 100%-й эффект от проведения обработки.

Опыт применения состава «Полискреп» для укрепления призабойной зоны пласта в нефтяных скважинах показал

хорошие результаты на скважинах с обводненностью до 95%, с предварительной упаковкой каверны кварцевым песком перед обработкой.

Ограничениями применения технологии укрепления ПЗП составом «Полискреп», на взгляд авторов, могут быть коллекторы с низкой проницаемостью (менее 20 мкм), высокой глинистостью (более 40%) и обводненностью (более 95%). В таких случаях потребуется чрезмерно длительная подготовка (продувка азотом) и подбор концентраций растворов скрепляющего состава, обеспечивающего минимальную прочность на грани значений сохранения проницаемости.

Средняя стоимость работ с применением усовершенствованной технологии укрепления ПЗП сопоставима с величиной затрат на выполнение традиционных ремонтно-изоляционных работ, а необходимая продолжительность всех операций на проведение обработки не превышает 72 часов.

Выводы

Для повышения качества ремонта скважин, осложненных пескопроявлениеми, посредством химического способа укрепления призабойной зоны пласта предложен ряд технических решений:

– предварительная продувка ПЗП азотом обеспечивает уменьшение водонасыщенности, снижение давления закачки и обеспечивает равномерное распределения скрепляющего состава в слабо консолидированном терригенном коллекторе;

– подача скрепляющего состава в призабойную зону пласта, предварительно насыщенную азотом, позволяет значительно снизить фильтрационные сопротивления,

что обеспечивает равномерную пропитку как высокопроницаемых участков, так и зон с меньшей проницаемостью;

– непрерывная закачка азота в призабойную зону скважины после обработки, в период полимеризации смолы позволяет эффективно скреплять зерна в зоне контакта, сохраняя при этом проницаемость межзерновых каналов.

Применение азота позволило заметно повысить эффективность технологических операций по укреплению призабойной зоны пласта с применением растворов кремнийорганических смол в неоднородных по грануляции терригенных слабо консолидированных коллекторах.

Литература

1. Аксенова П.А., Овчинников В.П., Анашкина А.Е. Технология и технические средства заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2018. 134 с.
2. Пятахин М.В. Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. 266 с.
3. Ефимов С.И. Совершенствование методов обоснования и расчета предельно допустимых депрессий и дебитов при эксплуатации газовых скважин: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М., 2021. 23 с.
4. Перейма А.А., Кукуланская Е.Ю. Анализ причин разрушения призабойной зоны пласта в нефтегазовых скважинах и методы его предотвращения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2014. № 2. С. 35–41.
5. Каушанский Д.А., Цыкорин А.И., Дмитриевский А.Н. и др. Изучение прочностных и фильтрационных свойств образцов кернов, структурированных уретановым предполимером // Нефтяное хозяйство. 2016. № 3. С. 105–107.
6. Кильмаматов А.А., Кузнецов М.А., Пантич Я.М. и др. Химическая альтернатива технологии gravel-pack для слабосцементированных коллекторов // Газовая промышленность. 2020. № 1. С. 92–97.
7. Кильмаматов А.А., Пантич Я.М., Шумар Н.П. и др. Разработка нового подхода к лабораторным и промышленным испытаниям технологий контроля выноса песка на примере месторождений компании НИС а.д., Сербия // Нефтепромысловое дело. 2020. № 9(621). С. 49–57. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-9\(621\)-49-57](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-9(621)-49-57)
8. Кильмаматов А.А., Шумар Н.П., Трипкович М.М. и др. Комплексный подход к испытаниям технологий контроля пескопроявления на примере объектов добычи компании АО

«НТЦ НИС–Нафтагас» (Сербия) // Нефтепромысловое дело. 2021. № 6(630). С. 46–55.
[https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-6\(630\)-46-55](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-6(630)-46-55)

9. Кильмаматов А.А., Трикович М.М., Ефимов Н.Н. и др. Совершенствование физико-химических технологий укрепления прискважинных зон на месторождениях нефти и газа Сербии // Нефтепромысловое дело. 2021. № 12(636). С. 54–62. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-12\(636\)-54-62](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-12(636)-54-62)

10. Ефимов Н.Н., Ноздря В.И., Скотнов С.Н. и др. Укрепление призабойной зоны пласта газовых скважин для предотвращения выноса песка с применением кремнийорганического состава «Полискреп» // Бурение и нефть. 2018. № 3. С. 32–34.

11. Ермаков П.П., Еремин Н.А. Нагнетание азота в пористые среды для увеличения нефтеотдачи // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. 1996. № 11. С. 45–50.

12. Игнатьев Н.А., Синцов И.А. Опыт и перспективы закачки азота в нефтегазовой промышленности // Фундаментальные исследования. 2015. № 11-4. С. 678–682.

13. Казарян В.П., Оводов С.О., Шулепин С.А. и др. Пат. RU 2554656 C1. Способ обработки призабойной зоны продуктивного пласта-коллектора газовой скважины. № 2014114419/03; Заявл. 14.04.2014; Опубл. 27.06.2015 // Изобретения. Полез. модели. 2015. Бюл. № 18. 10 с. <http://www1.fips.ru>

14. Орлов Д.М., Рыжсов А.Е., Перунова Т.А. Методика определения относительных фазовых проницаемостей по данным нестационарной фильтрации путем совместного физического и компьютерного моделирования // Прикладная механика и техническая физика. 2013. Т. 54, № 5(321). С. 119–128.

A case study in the use of optimized technology for chemical sand consolidation in the bottomhole zone

N.N. Efimov^{1*}, V.I. Nozdrya¹, R.V. Karapetov¹, K.N. Kochubey¹, A.I. Ermolaev², A.A. Kilmamatov³

1 – SpetsBurMaterialy LLC, Zhukovsky, Moscow Oblast, Russia

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

3 – NIS Naftagas Scientific and Technological Centre, Novi Sad, Serbia

E-mail: *efimov@scsbm.ru

Abstract. Extraction of oil and gas from unconsolidated reservoirs induces complications, like bottomhole zone failure or sand production. The article gives an overview of the bottomhole zone consolidation with the Polyskrep agent. It gives laboratory and field test results of the optimized method of treating wells complicated with sand production.

Keywords: sand production, sand consolidation, organosilicon resins, Polyskrep bonding agent, nitrogen purging.

Citation: Efimov N.N., Nozdrya V.I., Karapetov R.V., Kochubey K.N., Ermolaev A.I., Kilmamatov A.A. A case study in the use of optimized technology for chemical sand consolidation in the bottomhole zone // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 3(38). P. 28–38. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art3> (In Russ.).

References

1. Aksanova P.A., Ovchinnikov V.P., Anashkina A.E. Technologies for the operation of wells complicated by sand production. Tyumen: Industrial University of Tyumen, 2018. 134 p. (In Russ.).
2. Pyatakhin M.V. Geomechanical problems during well operation. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. 266 p. (In Russ.).
3. Efimov S.I. Improvement of methods for justification and calculation of maximum allowable drawdowns and production rates during gas well operation: Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow, 2021. 23 p. (In Russ.).
4. Pereima A.A., Kukulinskaya E.Yu. Analysis of causes leading to damage of a formation bottom-hole area in oil and gas wells and methods, providing the damage prevention // Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea. 2014. No. 2. P. 35–41. (In Russ.).
5. Kaushansky D.A., Tsitsorin A.I., Dmitrievsky A.N. et al. Study of strength and filtration properties of core samples structured by urethane pre-polymer // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2016. No. 3. P. 105–107. (In Russ.).
6. Kilmamatov A.A., Kuznetsov M.A., Pantic J.M. et al. Chemical alternative to gravel-pack technology in slightly cemented reservoirs // Gazovaya Promyshlennost. 2020. No. 1. P. 92–97. (In Russ.).
7. Kilmamatov A.A., Pantich J.M., Shumar N.P. et al. Development of a new approach to laboratory and oilfield testing of technologies for controlling sand production on the example of fields of NIS a.d. company, Serbia // Oilfield Engineering. 2020. No. 9(621). P. 49–57. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-9\(621\)-49-57](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2020-9(621)-49-57) (In Russ.).
8. Kilmamatov A.A., Shumar N.P., Tripkovich M.M. et al. Comprehensive approach to testing technologies of sand manifestations control on the example of the production deposits of the JSC “STC

NIS–Naftagas” (Serbia) // Oilfield Engineering. 2021. No. 6(630). P. 46–55. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-6\(630\)-46-55](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-6(630)-46-55) (In Russ.).

9. *Kilmamatov A.A., Tripkovich M.M., Efimov N.N.* et al. Optimisation of physical-chemical methods of near-wellbore zones consolidation in Serbian oil and gas fields // Oilfield Engineering. 2021. No. 12(636). P. 54–62. [https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-12\(636\)-54-62](https://doi.org/10.33285/0207-2351-2021-12(636)-54-62) (In Russ.).

10. *Efimov N.N., Nozdrya V.I., Skotnov S.N.* et al. Chemical consolidation of the bottom hole formation zone of gas wells for preventing sand production using the organosilicon composition Poliskrep // Drilling and Oil. 2018. No. 3. P. 32–34. (In Russ.).

11. *Ermakov P.P., Eremin N.A.* Injection of nitrogen into porous media to increase oil recovery // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields .1996. No. 11. P. 45–50. (In Russ.).

12. *Ignatiev N.A., Sintsov I.A.* Experience and prospects of nitrogen injection in oil&gas industry// Fundamental Research. 2015. No 11-4. P. 678–682. (In Russ.).

13. *Kazarjan V.P. Ovodov S.O., Shulepin S.A.* et al. Pat. RU 2554656 C1. Method of bottomhole zone treatment in productive reservoir of gas well. No. 2014114419/03; Appl. 14.04.2014; Publ. 27.06.2015 // Inventions. Useful models. 2015. Bull. No. 18. 10 p. <http://www1.fips.ru>

14. *Orlov D.M., Ryzhov A.E., Perunova T.A.* Method for determining relative permeabilities from data on unsteady filtration by combined physical and computer modeling // Journal of Applied Mechanics and Technical Physics. 2013. Vol. 54, No. 5. P. 789–797. <https://doi.org/10.1134/S002189441305012X>

Разработка методики оценочного 3D геолого-технологического моделирования подземного хранения водорода совместно с метаном с учетом жизнедеятельности бактерий

Д.П. Аникеев*, Э.С. Закиров, И.М. Индрупский, Э.С. Аникеева

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

E-mail: *anikeev@ogri.ru

Аннотация. Статья посвящена моделированию подземного хранения водородно-метановой смеси. Предложен приближенный подход к 3D геолого-технологическому моделированию влияния деятельности бактерий на закачку и сохранность газов в подземных хранилищах водорода. Изучены возможности использования для этой задачи современных программ 3D гидродинамического моделирования (симуляторов) с косвенным учетом эволюции бактериальной колонии и потребления ею компонентов газовой смеси через механизм псевдохимических реакций.

Ключевые слова: водород, подземное хранение водорода, подземное хранилище водорода, бактерии, сульфатредукция, сульфатредукторы, псевдокомпонент, псевдохимические реакции.

Для цитирования: Аникеев Д.П., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеева Э.С. Разработка методики оценочного 3D геолого-технологического моделирования подземного хранения водорода совместно с метаном с учетом жизнедеятельности бактерий // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 3(38). С. 39–55. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art4>

Введение

Вопросы создания подземных хранилищ водорода (ПХВ) или Underground hydrogen storage facilities (англ.) и выбора потенциальных объектов для их строительства активно поднимаются в научной литературе. В ряде публикаций рассматриваются различные объекты как кандидаты для создания ПХВ.

В работе [1] приводятся результаты ранжирования семидесяти семи возможных объектов на территории Польши. Одиннадцать из них относятся к отложениям солей, четырнадцать – к водоносным горизонтам, двадцать два – к нефтяным и восемнадцать – к газовым залежам, объектам разной стадии выработки запасов углеводородов. В более поздней работе по одному из рассмотренных в [1] объектов

были представлены результаты моделирования закачки водорода в водоносный пласт. Отмечено, что растекание газа вдоль кровли пласта не позволяет увеличить коэффициент обратного извлечения газа (водорода) более чем на 40% [2].

В публикациях [3, 4] представлены результаты 3D секторного геолого-технологического моделирования эффективного подземного хранения водорода с метаном в водоносном пласте за счет активного воздействия на процесс системой различных по назначению скважин, а также оценка возможных потерь водорода из хранилища через покрышку за счет диффузионных явлений и, предположительно, ее слабой проницаемости для газовой фазы.

При хорошей сохранности покрышки потери водорода являются несущественными даже при ненулевой проницаемости и учете диффузии [4]. Полученные результаты моделирования согласуются с фактическими данными об отсутствии утечек водорода на пилотном проекте ПХВ в подземной каверне компании Air Liquide (Бомонт, Техас).

В работах [5, 6] представлены десятки возможных реакций с участием бактерий в пласте.

При отсутствии углеводородов пластовые воды могут быть источником бактерий и различных реакций [7].

В работе [5] рассмотрены скорости преобразования водорода в питательной и пористой средах при воздействии на среду определенных видов бактерий. Процессы в питательной среде могут происходить на несколько порядков быстрее, чем в породе.

Авторы работы [8] предприняли попытку рассмотреть объем потерь водорода в хранилище как функцию времени, но такие аналитические решения не учитывают сложного строения объекта и динамику формирования запасов водорода.

Эффективным способом подавления роста популяций бактерий является выбор объектов с высокой температурой пласта. По данным работы [5], при температуре выше 122 °C бактерии в пласте гибнут. Из 42 объектов-кандидатов для организации подземного хранилища водорода по этому критерию подошли только 5. При более низких температурах, как, к примеру, показано в работе [9], где исследована скорость потребления водорода при 80 °C, процесс может продолжаться десятки лет. В результатах, представленных в статье [10], приводятся данные о бактериях, зафиксированных в пласте при температуре 97 °C.

Существенной проблемой при прямом моделировании деятельности каждой группы бактерий является необходимость наличия данных о минеральном составе пород, так как некоторые разновидности бактерий потребляют отдельные компоненты минералов. Оценить их количество, распространенность по коллектору и доступность для бактериальных культур достаточно сложно из-за отсутствия данных в межскважинном пространстве.

Количественное моделирование преобразования в пласте закачиваемых химических соединений с учетом процесса жизнедеятельности бактерий представляет собой на сегодняшний день скорее искусство, чем науку. Профессор М.Б. Панфилов, более 15 лет занимающийся проектами подземных хранилищ городского газа и подземного преобразования углекислого газа в Европе, считает*, что потребности в исходной информации для моделирования конкретных объектов в должной мере микробиологами не удовлетворяются. Данных по «химическим» преобразованиям веществ бактериями для математического моделирования недостаточно. Более того, задача получения необходимых для математиков-гидродинамиков исходных зависимостей пока не воспринимается микробиологами как актуальная. Фактически, имеет место существенный разрыв в целях исследований представителей различных научных направлений. Каждый специалист решает свою задачу, не интегрируя ее в единую проблему комплексной количественной оценки жизненного цикла ПХВ.*

* Выступление М.Б. Панфилова на заседании Круглого стола ежегодной конференции Международного общества инженеров-нефтяников SPE Russian Petroleum Technology Conference, 20.10.2021.

Таким образом, хотя превращения, связанные с деятельностью бактерий, могут быть представлены в виде химических и математических формул, для достоверного количественного прогноза не хватает данных. Отсутствует информация для верификации и настройки моделей по скорости и интенсивности процессов, имеющих место в пласте.

В данной статье сделана попытка создания приближенного подхода к моделированию ПХВ с метаном с учетом деятельности бактерий, с использованием современных пакетов 3D гидродинамического моделирования (симуляторов). Предлагается ограниченный по возможностям, но доступный и понятный в настройке инструмент исследования некоторых особенностей процессов в ПХВ.

Разработка приближенного подхода к 3D геолого-технологическому моделированию ПХВ с метаном с учетом деятельности бактерий

Одним из наиболее важных типов химических преобразований с участием бактерий для условий ПХВ является сульфатредукция с участием ряда разновидностей сульфатредуцирующих бактерий (сульфатредукторов). Именно на приближенном моделировании деятельности указанного класса бактерий сосредоточимся в данной статье.

При этом предлагаемый подход можно распространить и на другие классы микроорганизмов с различными видами химических преобразований.

Важно подчеркнуть, что целью работы не является точная количественная оценка бактериального воздействия в условиях конкретного ПХВ.

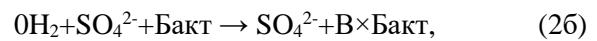
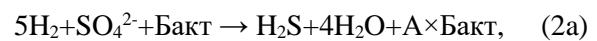
Авторами рассматривалась реакция сульфатредукции следующего вида:



в двух вариантах.

В первом случае химическая реакция (1) формально моделировала процесс превращения водорода в сероводород в процессе жизнедеятельности микроорганизмов, но при этом не учитывалось влияние роста и уменьшения популяции бактерий. Очевидно, что такой стандартный «химический» подход не применим для рассматриваемых процессов и используется только для первичного анализа.

Во втором случае был предложен приближенный подход для учета изменения популяции бактерий во взаимосвязи с химическими преобразованиями. Поскольку непосредственное моделирование бактериальных процессов недоступно в распространенных гидродинамических симуляторах, оно приближенно осуществлялось путем задания пары следующих химических реакций:



где А и В – стехиометрические коэффициенты.

Реакция (2a) описывает сульфатредукцию с ростом популяции бактерий (белковой массы) в условиях наличия питательной среды (водорода), а (2b) – естественное сокращение популяции за счет гибели бактерий.

В отличие от реакции (1), реакции (2a) и (2б) могут протекать только при наличии компонента Бакт в сеточной ячейке. В результате реакций (2a)–(2б) популяция бактерий (концентрация компонента Бакт) может увеличиваться или уменьшаться. Стехиометрические коэффициенты А и В регулируют интенсивность роста и сокращения популяции в случаях (2a) и (2б). Для тестирования подхода в базовом варианте расчета (настроенном по умолчанию) задавались следующие значения:

$$A = 1,1; B = 0,85.$$

Влияние коэффициентов на процесс рассматривается ниже. В практических расчетах они могут определяться путем настройки модели на экспериментальные микробиологические данные.

Формулы (1), (2a), (2б) не представляют реакции в чисто химическом смысле, они лишь описывают процесс преобразования вещества под действием бактерий. В частности, в них не соблюдаются законы сохранения массы и энергии. Формулы следует читать следующим образом:

H_2 , H_2S и H_2O – компоненты: водород, сероводород и вода, соответственно;

SO_4^{2-} – псевдокомпонент, представляющий растворенные в пластовой воде сульфат-анионы.

Эти компоненты вступают в химические реакции, производя соответствующие продукты реакции.

H_2 , H_2S и H_2O являются стандартными химическими компонентами, содержание которых в газовой и водной фазах рассчитывается встроенным методами симулятора из условий фазового равновесия газ–вода. Псевдокомпонент

SO_4^{2-} предполагается содержащимся только в водной фазе.

Более сложная ситуация с псевдо-компонентом Бакт. Поскольку он должен отражать локальное содержание сульфат-редуцирующих бактерий в элементе пласта, его следовало бы отнести к водной фазе (а также, возможно, учесть адсорбцию–десорбцию на поверхности породы). «Реакция гибели» (2б) подразумевает, что еще до закачки водорода в будущее хранилище концентрация компонента Бакт в пластовой воде должна стремиться к нулю при любой ненулевой концентрации сульфат-анионов, следовательно, к моменту закачки водорода сульфатредукция (2a) окажется невозможной.

Чтобы избежать данной проблемы, компонент Бакт формально рассматривается содержащимся не в водной, а в закачиваемой в хранилище газовой фазе. Фактически, его содержание необходимо трактовать не как реальную концентрацию бактерий, а как параметр, отражающий возможную интенсивность вызванной бактериями сульфатредукции в локальном объеме пласта при контакте водорода с растворенными в воде сульфат-анионами. Учитывая, что и псевдо-компонент Бакт, и водород содержатся в газовой фазе, заданное соотношение их концентраций в закачиваемом газе в комбинации со значениями А и В в формулах (2a)–(2б) соответствуют интенсивности сульфатредукции и темпу роста/сокращения колонии для начальных условий в пласте и заданной концентрации водорода.

В дальнейшем уравнения (2a)–(2б) определяют интенсивность сульфатредукции, отслеживаемую по динамике условной концентрации псевдокомпонента Бакт, но фактически связанную с изменением реальной локальной концентрации бактерий.

Серьезным недостатком такого подхода является проблема возможного переноса в пласте повышенных концентрации псевдокомпонента Бакт, сгенерированных «реакцией» (2а) с газовой, а не водной фазой. Однако, как показывают выполненные тестовые расчеты, подобных эффектов пока не наблюдалось. По-видимому, это связано с ограниченными возможностями роста популяции в условиях доступного ресурса реагентов в левой части формулы (2а). Вопрос оценки границ практического применения подхода требует отдельного рассмотрения.

В представленных далее примерах расчетов концентрация псевдокомпонента Бакт в закачиваемом газе принималась на условном уровне 1%. При этом она практически не оказывала влияния на свойства газовой фазы, и численное значение процентной концентрации Бакт в дальнейшем можно было трактовать как текущую локальную интенсивность сульфатредукции, нормированную на ее величину для начальных условий пласта при исходной закачиваемой концентрации водорода.

По результатам расчетов можно говорить, что в качестве маркеров протекания процессов сульфатредукции при использовании уравнения (1) может использоваться концентрация компонента H_2S , а при использовании уравнений (2а)–(2б) – концентрация компонента Бакт.

Описанный подход был реализован в гидродинамическом симуляторе RFD tNavigator с использованием стандартной опции учета химических реакций REACTION. Эта опция позволяет учитывать кинетику реакций с заданием относительного параметра скорости реакции. В данном

случае скорость реакции соответствует темпу протекания процесса сульфатредукции. Для оценки чувствительности каждой из моделей (1) и (2а)–(2б) к скорости реакции были рассмотрены варианты с изменением относительного параметра скорости реакции от 1 до 300 (безразмерный множитель). Из теории ремасштабирования (upscaling) следует, что кинетические параметры при моделировании химических реакций на мелком и крупном масштабах должны быть различны, и следует предпринимать определенные усилия, чтобы перенести параметры химических реакций с мелкого масштаба на крупный для использования в 3D гидродинамической модели. Без решения соответствующей задачи ремасштабирования, даже при наличии данных о кинетике на мелком масштабе, необходима прямая оценка чувствительности, что в данном случае выполняется посредством указанного безразмерного параметра симулятора tNavigator.

Секторная 3D модель хранилища и технологические особенности сценариев создания ПХВ с метаном соответствуют представленным в публикациях [3, 4]. Использован один из сценариев формирования хранилища без барьерного заводнения. Накопленная закачка газа в хранилище во всех вариантах одинакова и составила 363,14 млн ст. m^3 (m^3 в стандартных условиях) за 1,5 года, что включает первичную закачку 181 млн ст. m^3 метана с последующей закачкой газовой смеси CH_4-H_2 с молярной концентрацией водорода 10%. Накопленная закачка водорода – 17,11 млн ст. m^3 .

В табл. 1 представлены запасы газа в пласте сопоставляемых вариантов расчета с реакцией (1) и разными

значениями параметра скорости реакции на конец формирования хранилища.

Таблица 1

Запасы газа в пласте на конец формирования ПХВ

Показатель	Ед. изм.	Относительная скорость реакции (1)				
		1	10	50	100	300
Общие запасы газа в пласте	млн ст. м ³	353,353	353,078	353,150	353,192	353,237
Запасы газа в регионах 2+3	млн ст. м ³	151,161	151,223	151,323	151,225	151,195
Общие запасы водорода в пласте	млн ст. м ³	5,44	5,13	5,20	5,23	5,27

Авторы используют разбивку модели по регионам для оценки доступности запасов газа для обратного извлечения из хранилища. Схема расположения регионов (ключевое слово FIPNUM симулятора

tNavigator) представлена на рис. 1. Как показано в работах [3, 4], основные доступные для обратного извлечения запасы водорода находятся в регионах 2 и 3.

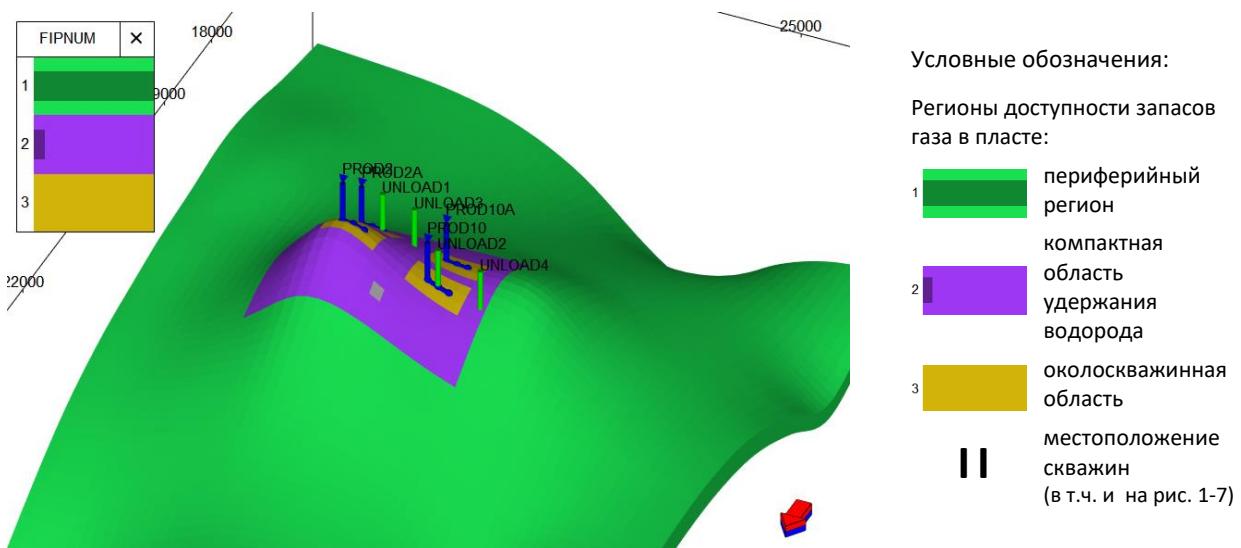


Рис. 1. Схема выделения регионов доступности запасов газа в пласте для обратного извлечения из хранилища

В рассматриваемом сценарии для формирования более емкого ПХВ [3, 4] используются разгрузочные водоизделяющие скважины. При значении параметра скорости реакции, равном 1, осуществляется добыча водорода вододобывающими скважинами, при значении 10 и выше – нет. Во всех вариантах значительное (около 2/3

от объема закачки) количество водорода успевает претерпеть сульфатредукцию. В табл. 1 видно, что влияние параметра скорости реакции на запасы газа в хранилище является несущественным, так как гидродинамические процессы формирования хранилища протекают значительно медленнее, чем локальные «химические» преобразования.

На рис. 2 представлено распределение концентрации псевдокомпонента SO_4^{2-} в пласте в водной фазе до начала закачки газа (см. рис. 2а) и

на конец формирования хранилища (см. рис. 2б) для одного из вариантов по относительной скорости химической реакции.

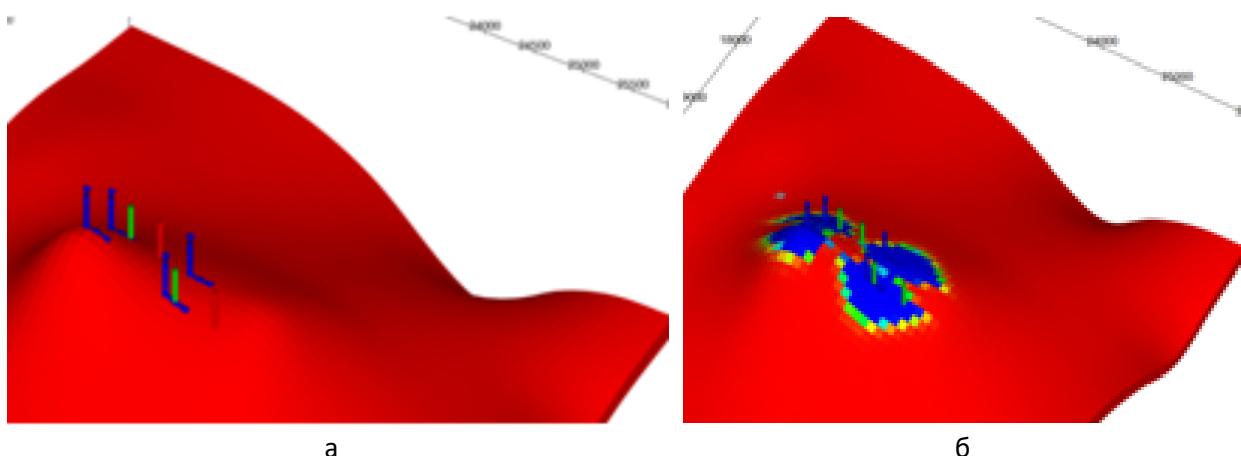


Рис. 2. Распределение молярной концентрации компонента SO_4^{2-} в воде на 3D модели пласта:
а – до начала закачки газа;
б – после окончания формирования ПХВ

На рис. 3а показано распределение в пласте молярной плотности SO_4^{2-} в тот же момент времени, что и на рис. 2б. Распределение в пласте насыщенности газом приведено на рис. 3б. В районе газонагнетательных скважин и локальных структурных поднятий, где в процессе закачки формируются наибольшие концентрации водорода, сульфат-анионы практически полностью расходуются на сульфатредукцию. Это происходит в том числе за счет предварительного оттеснения воды газом со снижением доступного количества SO_4^{2-} в объеме пласта, куда поступает закачиваемый метан с водородом (специфичный «прямолинейный» вид границ области изменения параметров на рис. 3а и 3б связан с особенностями учета протяженной внешней

водонапорной зоны в ограниченной по размерам модели).

На рис. 4 приведены распределения молярных плотностей H_2 и H_2S в газовой фазе. Как видно из рисунка, распространение указанных компонентов в пласте различается. Более тяжелый сероводород, формирующийся в результате сульфатредукции, в составе утяжеленной газовой фазы вытесняется в удаленные от скважин и пониженные на структуре области пласта последующими порциями закачиваемого водорода. В околоскважинных областях сероводород практически отсутствует, а концентрация водорода максимальна, что коррелируется с данными на рис. 2б и 3а: в этих областях преобразование водорода в какой-то момент прекращается из-за недостатка сульфат-анионов.

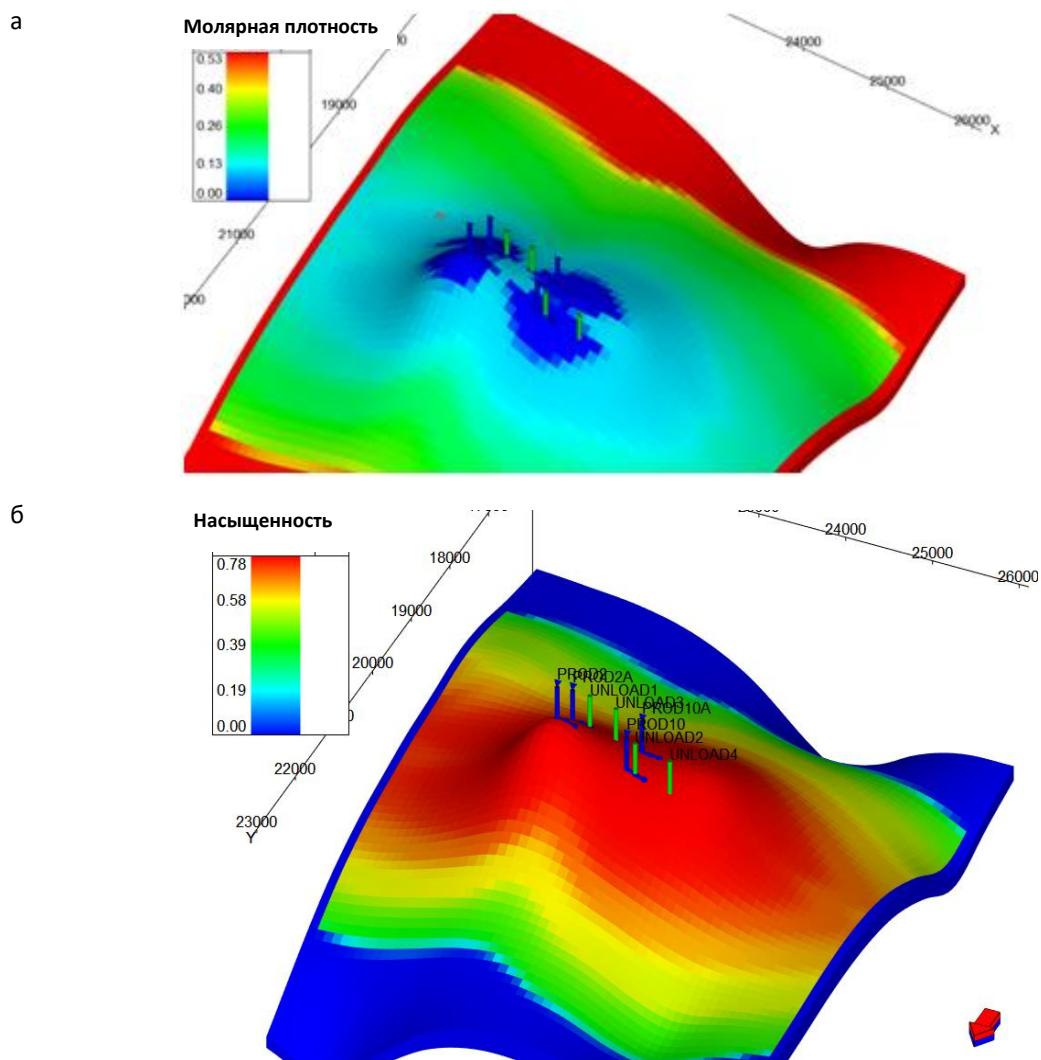


Рис. 3. 3D модель пласта с распределением:
а – молярной плотности компонента SO_4^{2-} ; б – насыщенности газом
на момент окончания формирования ПХВ

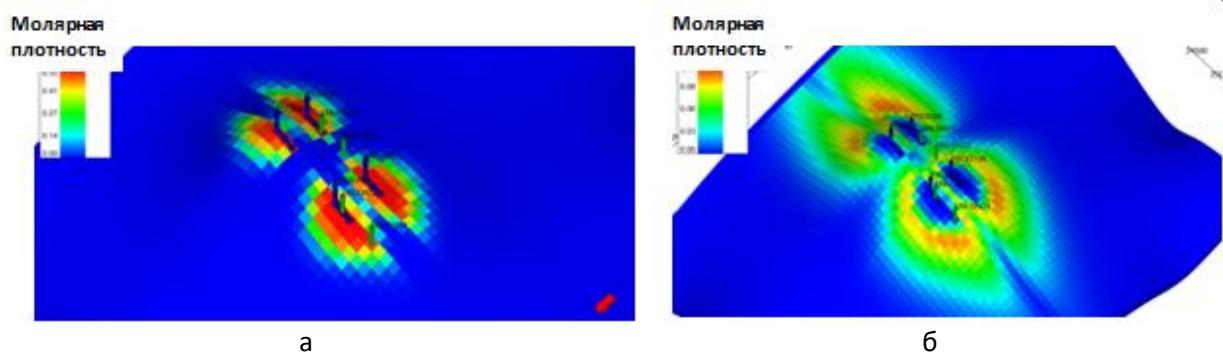


Рис. 4. Распределение молярной плотности компонентов в газовой фазе:
а – H_2 ; б – H_2S
по кровле 3D модели пласта

На рис. 5 представлено распределение скорости реакции (1) на конец формирования ПХВ. Как следует из сопоставления с рис. 4а,

преобразование водорода продолжается на некотором удалении от зоны закачки, где имеются одновременно SO_4^{2-} , и H_2 .

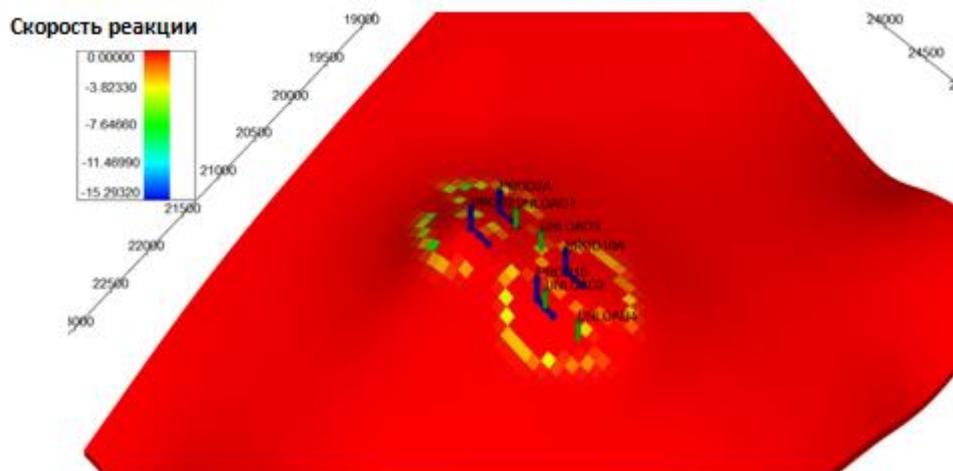


Рис. 5. Распределение скорости реакции для H_2 по кровле 3D модели пласта на момент окончания моделирования

Результаты расчетов жизненного цикла ПХВ, приведенные на рис. 2-5, соответствуют реакции (1) и не учитывают изменения популяции бактерий. Они показывают общие особенности протекания процессов в ПХВ, вызванные сульфатредукцией.

Далее рассмотрим расчеты для реакций (2a) и (2б).

В табл. 2 представлены запасы газа (в стандартных и пластовых условиях) на конец формирования ПХВ для трех моделируемых вариантов. В первом варианте отсутствуют реакции. Второй расчет предполагает протекание только реакции (2а) с ростом

популяции. Третий расчет выполнен с учетом обеих реакций (2а) и (2б). Все три расчета выполнены на одной модели, и номинально реакции заданы во всех вариантах, только в первом расчете скорость обеих реакций принята равной нулю. Это сделано для уменьшения влияния численных эффектов. В силу особенностей решения нелинейных задач и внутренних алгоритмов симулятора включение опции химических реакций может само по себе несколько изменять результаты расчетов (например, через влияние на размер временного шага).

Запасы газа в пласте на конец создания ПХВ

Вариант расчета	Запасы, млн ст. м ³	
	газа	в том числе водорода
Без учета реакций сульфатредукции	363,14	17,112
С учетом реакции сульфатредукции (2a)	353,589	5,27
С учетом реакций (2a) и (2б)	356,211	10,78

Как видно из сравнения табл. 2 и табл. 1, без учета гибели бактерий – с одной реакцией (2а) – общие запасы газа (включая запасы водорода) в пласте примерно соответствуют вариантам с реакцией (1), где рост популяции не учитывается. В случае учета гибели бактерий – на основе реакций 2а и 2б – потери водорода на сульфатредукцию сокращаются с 2/3 до 1/3 от общего закачанного объема. Как следствие, запасы водорода на конец формирования хранилища при учете гибели бактерий примерно в 2 раза выше, чем в случае учета только реакции (2а).

На рис. 6 представлено распределение условной молярной плотности псевдокомпонента Бакт для второго и третьего вариантов из табл. 2 – без учета (см. рис. 6а) и с учетом (см. рис. 6б) сокращения популяции сульфатредукторов. Шкалы на рисунках одинаковы. Видно, что на рис. 6б потенциал для сульфатредукции сохраняется только в ограниченных зонах. Максимальные значения концентрации Бакт здесь также ниже, чем на рис. 6а, где сокращение популяции по реакции (2б) не учитывается.

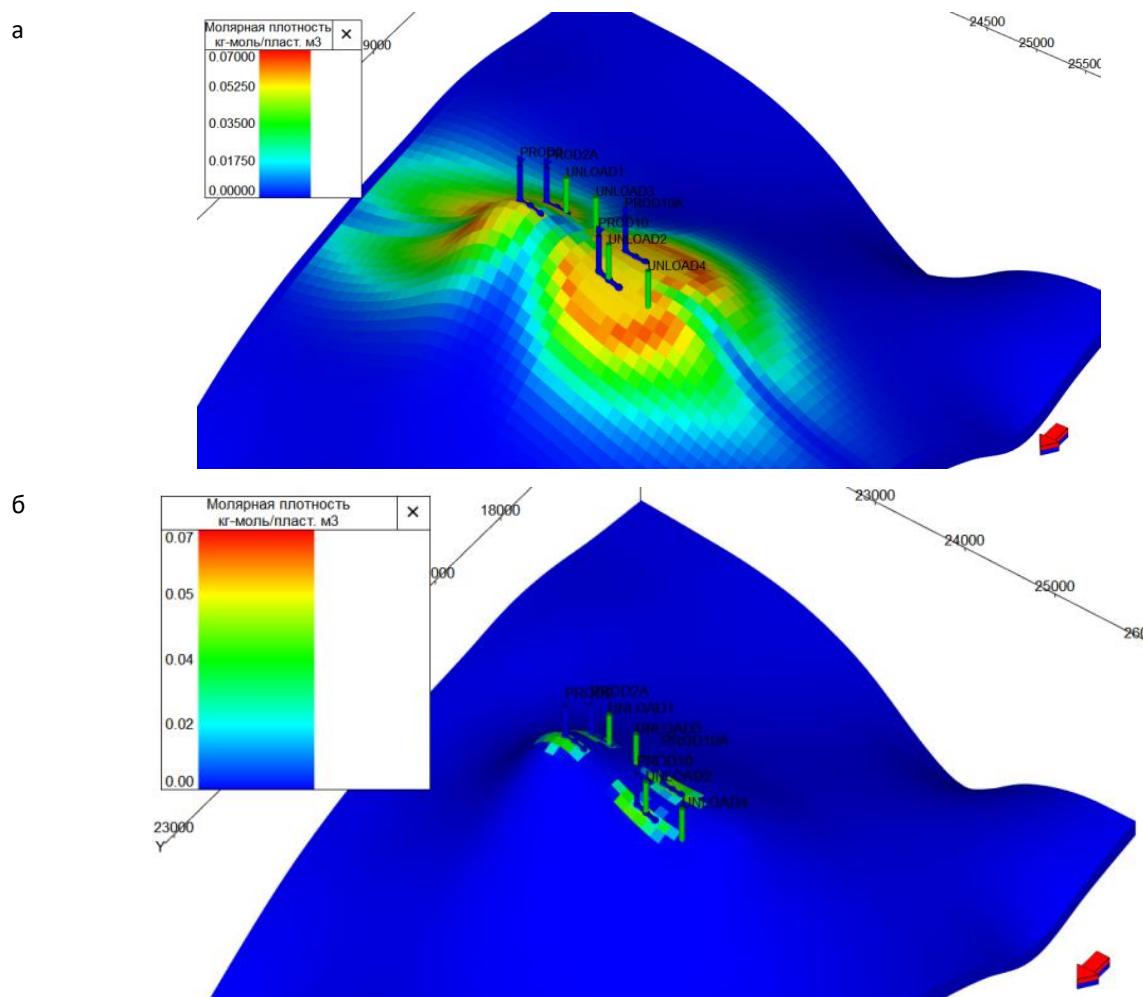


Рис. 6. Распределение условной молярной плотности псевдокомпонента Бакт на конец формирования ПХВ для вариантов: а – без учета сокращения популяции бактерий; б – с учетом сокращения популяции бактерий

Отметим еще раз, что представляемые результаты носят качественный характер, иллюстрируют особенности предлагаемого подхода к моделированию. Количественные оценки являются условными, коэффициенты А и В в уравнениях (2а) и (2б) требуют уточнения по фактическим данным.

При принятых значениях коэффициентов сокращение активной популяции за счет гибели бактерий – уравнение (2б) – происходит быстрее, чем рост популяции при наличии «питания» – уравнение (2а). Это иллюстрирует рис. 7, где показаны распределения скорости реакции для компонента Бакт

на конец моделирования для вариантов без учета (см. рис. 7а) и с учетом (см. рис. 7б) «реакции гибели» (2б). Из-за разницы в скоростях реакций для указанных вариантов использованы разные цветовые шкалы, но на обоих рисунках цвет в периферийной зоне модели соответствует нулевой скорости. Видно, что конфигурация области продолжающихся реакций подобна представленной на рис. 5. Если при учете обеих реакций на «фронте» происходит сокращение популяции (отрицательная скорость), то без учета реакции (2б) – прирост популяции (положительная скорость).

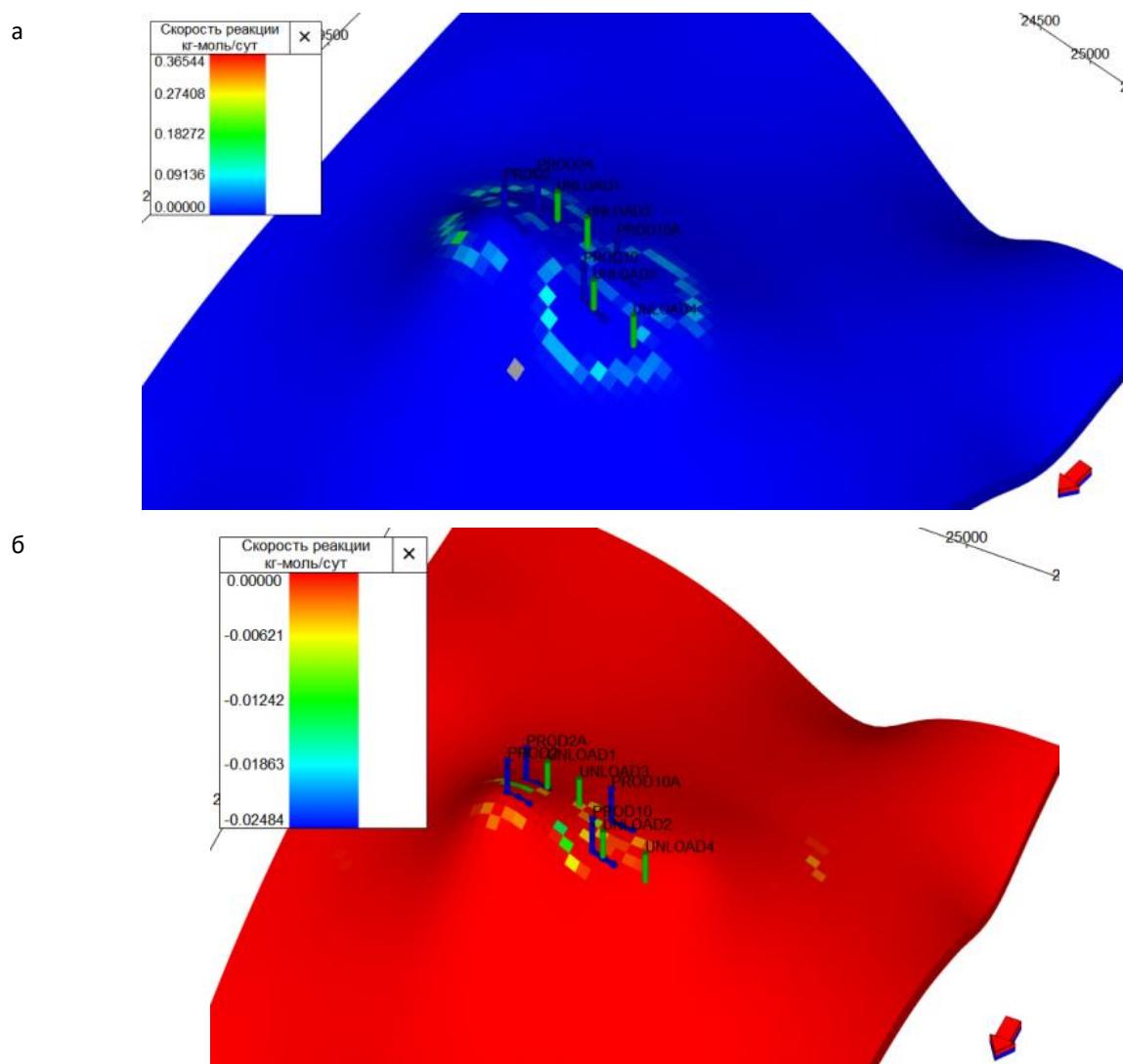


Рис. 7. Скорость реакции (2а) на конец формирования ПХВ для вариантов:
а – без учета гибели бактерий; б – с учетом гибели бактерий

На рис. 8 приведены карты относительной концентрации SO_4^{2-} в воде (по отношению к начальной концентрации), построенные по кровле пласта, на разные даты в процессе формирования ПХВ для

варианта расчета с учетом обеих реакций (2a) и (2б). Сравнение карт на разные даты позволяет увидеть, как динамически растет область, где реакции прекращаются из-за исчерпания сульфат-анионов.

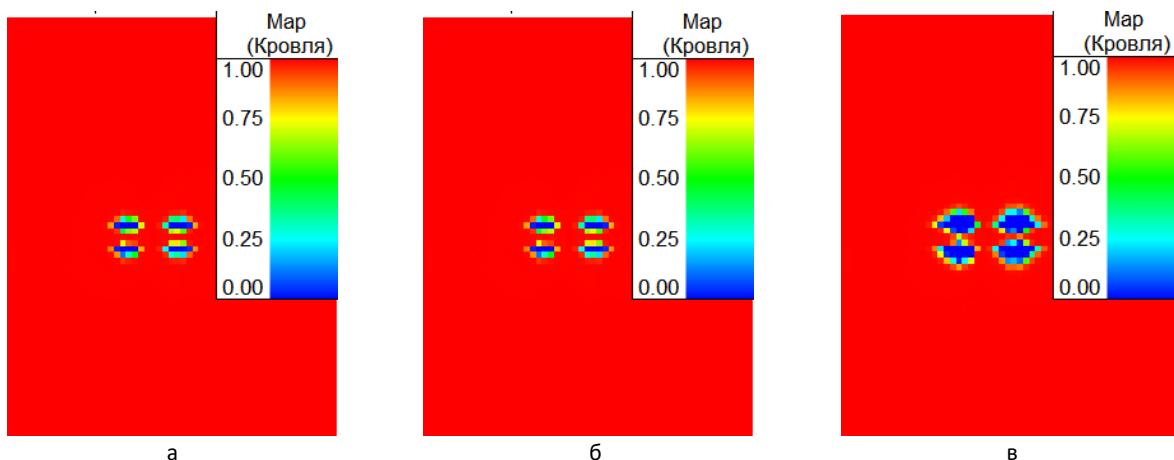


Рис. 8. Карты концентрации SO_4^{2-} в воде через: а – 13 месяцев; б – 15 месяцев; в – 17 месяцев с начала моделирования

Таким образом, основные качественные закономерности, полученные в расчетах с реакцией (1), сохраняются и в случае учета прироста и сокращения популяции сульфатредукторов по реакциям (2a) и (2б).

Анализ чувствительности к параметрам уравнений 2а и 2б

В табл. 3 представлены три варианта для оценки влияния соотношения «стехиометрических» параметров А и В для псевдокомпонента Бакт в правой части уравнений реакций (2a) и (2б).

Таблица 3

Значения коэффициентов А и В для уравнений (2а) и (2б)

Вариант	Коэффициент А в уравнении (2а)	Коэффициент В в уравнении (2б)	Произведение А×В
1	1,1	0,85	0,935
2	1,2	0,85	1,02
3	1,1	0,95	1,045

Из приведенных выше результатов можно предположить следующее. С одной стороны, важное значение имеют абсолютные значения данных коэффициентов, определяющие темпы роста

и сокращения популяции сульфатредукторов. С другой стороны, существенно преобладание положительного или отрицательного эффектов в изменении популяции согласно уравнениям (2а) и (2б).

Это преобладание отражает произведение коэффициентов А и В в последнем столбце табл. 3. Если оно больше 1, то прирост популяции по реакции (2а) преобладает над ее сокращением по реакции (2б); если меньше 1, то наоборот: сокращение популяции сульфатредукторов опережает рост.

На рис. 9 представлены карты (с осреднением по толщине пласта) относительной концентрации псевдокомпонента Бакт (по отношению

к условной начальной концентрации в газовой фазе) на конец пятилетнего срока простоя с момента завершения создания ПХВ. Для всех трех вариантов расчета используется единая цветовая шкала. Видно, что качественно характер формирующихся областей близкий, но вариант 3 ожидаемо характеризуется наибольшим их распространением и более высокими значениями концентраций компонента Бакт вследствие наибольшей величины произведения коэффициентов А и В.

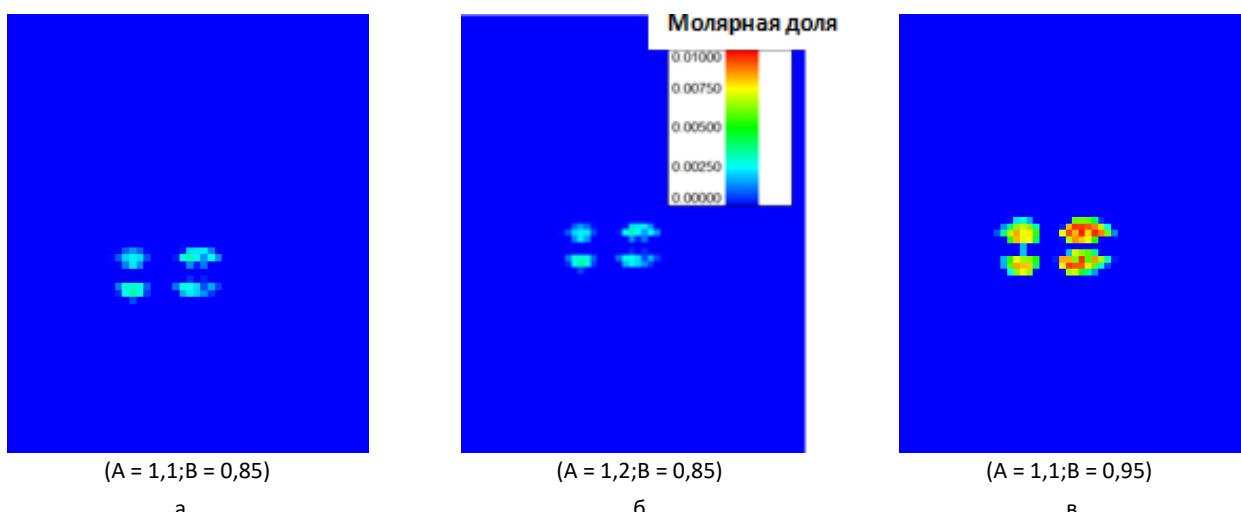


Рис. 9. Относительная доля компонента Бакт в газе после 5 лет простоя (осреднение по толщине пласта):
а – вариант 1; б – вариант 2; в – вариант 3

Примечание: синий цвет соответствует нулевой концентрации для разных значений коэффициентов

Запасы водорода (в пересчете на стандартные условия) через 5 лет простоя сформированного ПХВ составляют по вариантам: 9,578; 9,637 и 7,00 млн м³, соответственно. Существенно более высокие, по сравнению с другими вариантами, потери водорода в варианте 3 связаны с повышенными концентрациями компонента Бакт (см. рис. 9).

На рис. 10а показана динамика изменения запасов водорода в ПХВ в процессе его формирования и простоя

для трех вариантов. Для оценки влияния длительности простоя ПХВ варианты 1 и 3 были дополнительно рассчитаны на срок 15 лет. Соответствующие зависимости показаны на рис. 10б. Как видно из рис. 10б, с течением времени зависимости «выполаживаются» и запасы водорода постепенно стабилизируются, но связанные с сульфатредукцией потери полностью не прекращаются даже через 15 лет с момента формирования ПХВ.

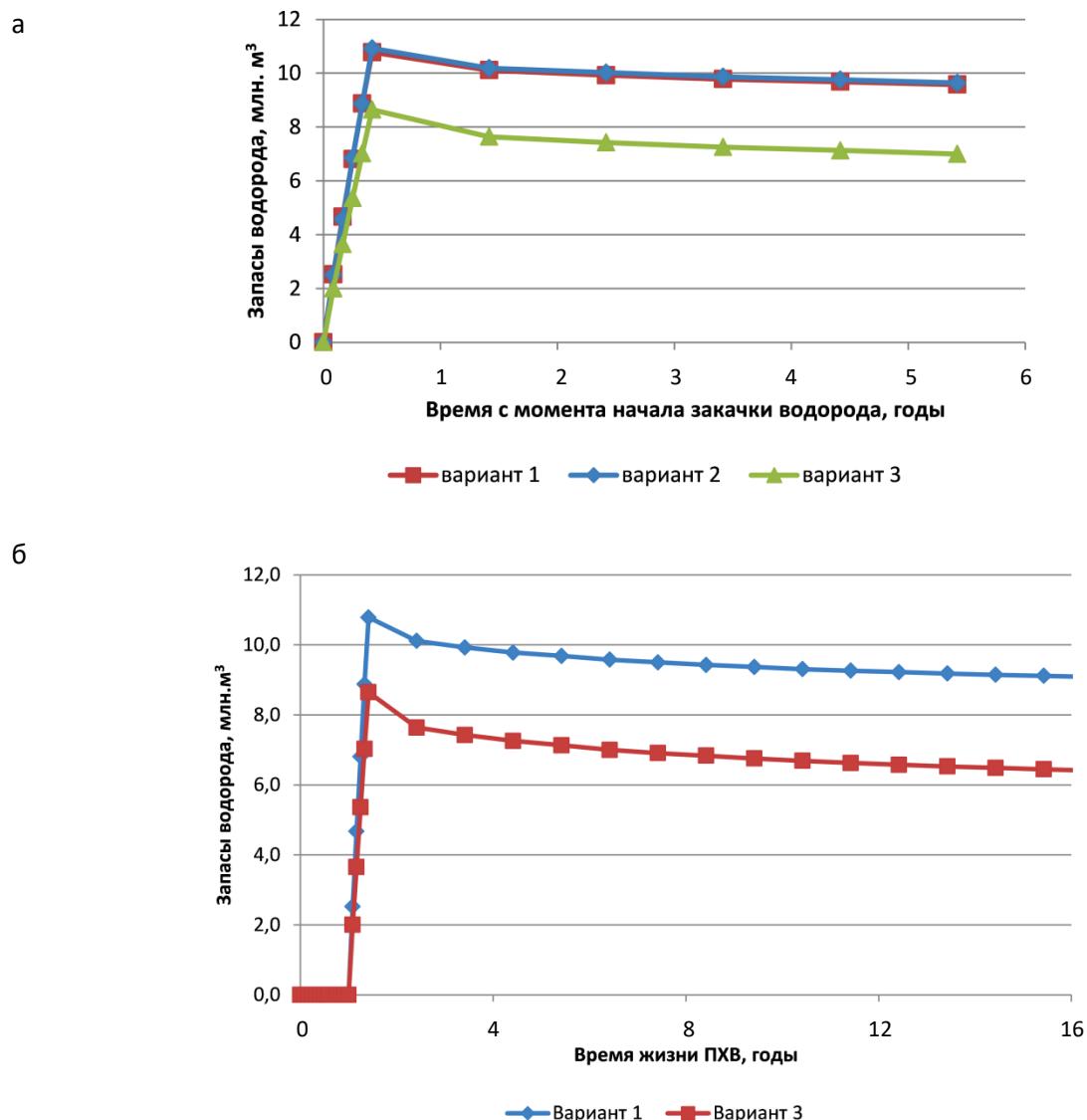


Рис. 10. Динамика запасов водорода в пласте (в пересчете на стандартные условия) при формировании ПХВ и в течение периода простоя (хранения):
а – варианты 1-3 в течение 5 лет; б – варианты 1 и 3 в течение 15 лет

Заключение

В работе предложен приближенный подход к моделированию ПХВ с метаном с учетом жизнедеятельности бактерий на основе инструментария псевдохимических реакций. Представленные количественные результаты не могут быть использованы для оценок реальных объектов, они служат для апробации рассматриваемого метода моделирования влияния сульфатредуцирующих бактерий на потери

водорода в подземных хранилищах газа с метаном средствами современных гидродинамических симуляторов, а также для качественного анализа некоторых особенностей формирования ПХВ с учетом процессов сульфатредукции. Вопросы о границах применимости предлагаемых решений и специфике настройки модели на условия и данные конкретных реальных объектов требуют дальнейшего исследования.

Благодарности

Авторы благодарят компанию RockFlowDynamics за возможность использования программного обеспечения RFD tNavigator на правах академической лицензии.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование влияния гидрохимических и микробиологических процессов на развитие коррозионных явлений при сонахождении водорода и метана в широком диапазоне концентраций в геологических объектах различного типа», № 122022800276-2, авторы Аникеев Д.П., Индрупский И.М.; тема «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях», № 122022800272-4, авторы Закиров Э.С., Аникеева Э.С.).

Литература

1. Lewandowska-Śmierzchalska J., Tarkowski R., Ułasz-Misia B. Screening and ranking framework for underground hydrogen storage site selection in Poland // International Journal of Hydrogen Energy. 2018. Vol. 43, No. 9. P. 4401–4414. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.01.089>
2. Luboń K., Tarkowski R. Numerical simulation of hydrogen injection and withdrawal to and from a deep aquifer in NW Poland // International Journal of Hydrogen Energy. 2020. Vol. 45, No. 3. P. 2068–2083. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.055>
3. Abukova L.A., Zakirov S.N., Anikeev D.P., Zakirov E.S. Formation of an effective hydrogen storage in an aquifer and control of its parameters // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201999-MS. 17 p. <https://doi.org/10.2118/201999-MS>
4. Anikeev D.P., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Anikeeva E.S. Estimation of diffusion losses of hydrogen during the creation of its effective storage in an aquifer // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 12–15 October 2021. Paper SPE-206614-MS. 19 p. <https://doi.org/10.2118/206614-MS>
5. Heinemann N., Alcalde J., Miocic J.M. et al. Enabling large-scale hydrogen storage in porous media – the scientific challenges // Energy & Environmental Science. 2021. Vol. 14, No. 2. P. 853–864. <https://doi.org/10.1039/d0ee03536j>
6. Magot M., Ollivier B., Patel B.K.C. Microbiology of petroleum reservoirs // Antonie van Leeuwenhoek. 2000. Vol. 77, No. 2. P. 103–116. <https://doi.org/10.1023/A:1002434330514>
7. Луцаева И.В. Экология сульфатредуцирующих бактерий и их геохимическая деятельность в подземных водах палеогеновых отложений Обь-Томского междуречья: Автореф. дис. ... канд. биол. наук. Томск, 2007. 23 с.
8. Amid A., Mignard D., Wilkinson M. Seasonal storage of hydrogen in a depleted natural gas reservoir // International Journal of Hydrogen Energy. 2016. Vol. 41, No. 12. P. 5549–5558. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.02.036>
9. Flesch S., Pudlo D., Albrecht D. et al. Hydrogen underground storage – Petrographic and petrophysical variations in reservoir sandstones from laboratory experiments under simulated reservoir conditions // International Journal of Hydrogen Energy. 2018. Vol. 43, No. 45. P. 20822–20835. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.112>
10. Panfilov M. Underground and pipeline hydrogen storage // Compendium of hydrogen energy: Vol. 2: Hydrogen storage, distribution and infrastructure / Ed. by R.B. Gupta, A. Basile, T.N. Veziroğlu. Sawstone: Woodhead Publishing, 2016. P. 91–115.

Development of method for 3D geotechnological modeling of underground hydrogen storage with methane taking into account bacterial activity

D.P. Anikeev*, E.S. Zakirov, I.M. Indrupskiy, E.S. Anikeeva

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
E-mail: *anikeev@ogri.ru

Abstract. The article is devoted to modeling of the underground storage of hydrogen–methane mixture. An approximate approach to 3D geotechnical modeling of the influence of bacterial activity on the injection and storage of gases in underground hydrogen storage facilities is proposed. The authors explore the possibility of using modern 3D flow simulation software (simulators) for this purpose, with indirect account for bacterial colony evolution and its consumption of the gas mixture components through the mechanism of pseudochemical reactions.

Keywords: hydrogen, underground hydrogen storage, underground hydrogen storage facility, bacteria, sulfate reduction, sulfate reducers, pseudocomponent, pseudochemical reactions.

Citation: Anikeev D.P., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Anikeeva E.S. Development of method for 3D geotechnological modeling of underground hydrogen storage with methane taking into account bacterial activity // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 3(38). P. 39–55. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art4> (In Russ.).

References

1. Lewandowska-Śmierzchalska J., Tarkowski R., Ułasz-Misia B. Screening and ranking framework for underground hydrogen storage site selection in Poland // International Journal of Hydrogen Energy. 2018. Vol. 43, No. 9. P. 4401–4414. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.01.089>
2. Luboń K., Tarkowski R. Numerical simulation of hydrogen injection and withdrawal to and from a deep aquifer in NW Poland // International Journal of Hydrogen Energy. 2020. Vol. 45, No. 3. P. 2068–2083. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.11.055>
3. Abukova L.A., Zakirov S.N., Anikeev D.P., Zakirov E.S. Formation of an effective hydrogen storage in an aquifer and control of its parameters // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201999-MS. 17 p. <https://doi.org/10.2118/201999-MS>
4. Anikeev D.P., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Anikeeva E.S. Estimation of diffusion losses of hydrogen during the creation of its effective storage in an aquifer // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 12–15 October 2021. Paper SPE-206614-MS. 19 p. <https://doi.org/10.2118/206614-MS>
5. Heinemann N., Alcalde J., Miocic J.M. et al. Enabling large-scale hydrogen storage in porous media – the scientific challenges // Energy & Environmental Science. 2021. Vol. 14, No. 2. P. 853–864. <https://doi.org/10.1039/d0ee03536j>
6. Magot M., Ollivier B., Patel B.K.C. Microbiology of petroleum reservoirs // Antonie van Leeuwenhoek. 2000. Vol. 77, No. 2. P. 103–116. <https://doi.org/10.1023/A:1002434330514>
7. Lushchaeva I.V. Ecology of sulfate-reducing bacteria and their geochemical activity in the underground waters of Paleogene deposits of the Ob-Tom interfluvium: Synopsis of Ph.D. thesis. Tomsk, 2007. 23 p. (In Russ.).

8. *Amid A., Mignard D., Wilkinson M.* Seasonal storage of hydrogen in a depleted natural gas reservoir // International Journal of Hydrogen Energy. 2016. Vol. 41, No. 12. P. 5549–5558. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.02.036>
9. *Flesch S., Pudlo D., Albrecht D.* et al. Hydrogen underground storage – Petrographic and petrophysical variations in reservoir sandstones from laboratory experiments under simulated reservoir conditions // International Journal of Hydrogen Energy. 2018. Vol. 43, No. 45. P. 20822–20835. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.09.112>
10. *Panfilov M.* Underground and pipeline hydrogen storage // Compendium of hydrogen energy: Vol. 2: Hydrogen storage, distribution and infrastructure / Ed. by R.B. Gupta, A. Basile, T.N. Veziroğlu. Sawstone: Woodhead Publishing, 2016. P. 91–115.

Энергетическая политика Японии в контексте энергетического перехода и «санкционных войн»

А.М. Мастепанов^{1,2}, А.М. Сумин^{1*}, Б.Н. Чигарев¹

1 – Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия

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

E-mail: *02.slot.cancans@icloud.com

Аннотация. Япония является одной из крупнейших экономик мира и одновременно – одной из самых технологически развитых стран. Эти два фактора вкупе с островным положением страны определяют традиционную зависимость японской энергетики от импорта сырья и энергоносителей. Авария на атомной электростанции в Фукусиме в 2011 г. и косность административного регулирования внутренних энергетических рынков повлекли за собой переосмысление японскими властями прежней парадигмы национальной энергетической политики. Это находит выражение в программных документах, закрепляющих основные положения энергетической политики правительства на предстоящие несколько лет. Во исполнение данных правительственные программы внедряются новые технологические решения и растет производство энергии из возобновляемых источников. Вместе с тем власти осуществляют энергетический переход плавно, руководствуясь практическими соображениями, а не «зелеными» идеологемами. Попутно идет административно-правовое реформирование внутрияпонских энергетических рынков. Рост генерации «зеленой» энергии не умаляет того факта, что Япония останется крупным импортером ископаемых углеводородов и в долгосрочной перспективе.

Ключевые слова: Япония, энергетическая политика, газ, нефть, электроэнергия, энергоносители, Strategic Energy Plan, первичная энергия, электроэнергия, энергетический переход, углекислота, сжиженный природный газ.

Для цитирования: Мастепанов А.М., Сумин А.М., Чигарев Б.Н. Энергетическая политика Японии в контексте энергетического перехода и «санкционных войн» // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 3(38). С. 56–84. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art5>

1. Особенности энергетического сектора Японии

Экономика Японии является третьей по величине в мире (по состоянию на 2019 г. номинальный объем ВВП страны составил 5,1 трлн долл.) после экономик США и Китая¹. После катастрофического землетрясения в марте 2011 г. и вызванной

им аварии на АЭС «Фукусима-Дайichi» японская экономика погрузилась в кризис, от которого она не оправилась и до настоящего времени. Начиная с 2012 г. экономический рост в «Стране восходящего солнца» колеблется в пределах от 0,3% до 2,2% в год (по данным Всемирного банка по состоянию на 2020 г.) [2, с. 20].

Сразу после землетрясения были выведены из эксплуатации с целью тщательной проверки надежности все АЭС, многие из которых до сих пор пребывают в нерабочем состоянии.

¹ По паритету покупательной способности (ППС), согласно данным Международного энергетического агентства (МЭА), экономика Японии в 2019 г. находилась на четвертом месте в мире, а ее ВВП составлял 5,37 трлн долл. (ВВП Индии – 9,25 трлн, США – 19,97 трлн и КНР – 23,04 трлн долл.) [1].

Выпадение атомной электrogенерации из энергобаланса резко усилило зависимость страны от импорта ископаемых энергоносителей. При этом наличие крупного производственного сектора является неизбежной предпосылкой к потреблению больших объемов сырья и энергии, причем на длительную перспективу. Так, по состоянию на 2019 г. суммарный спрос на первичную энергию на японском рынке составил 419 млн т. н.э., что стало вторым после США по величине показателем среди стран-членов МЭА и пятым – в целом по миру [2, с. 21]. В 2019 г. «львиную долю» в энергобалансе Японии по-прежнему занимали ископаемые энергоносители (88% суммарного предложения первичной энергии) [2, с. 21]. При этом в силу геологических особенностей страны бедна их месторождениями и потому традиционно импортирует каменный уголь, нефть и природный газ.

Нефть остается основным энергоносителем в стране (38% суммарного спроса на первичную энергию в 2019 г. и 51% совокупного потребления конечной энергии в 2018 г.). Вторым по значимости остается каменный уголь, третьим – природный газ (27% и 23% от суммарного спроса на первичную энергию, соответственно). Уголь и газ являются важнейшими энергоносителями для производства электроэнергии, причем с 2011 г. их значимость для электрогенерации резко возросла. В частности, в 2019 г. на базе угля и природного газа было выработано две трети японской электроэнергии. На производственный сектор страны в 2019 г. приходился 41% совокупного потребления конечной энергии [2, с. 21]. Накануне аварии в Фукусиме японские АЭС вырабатывали до

80% совокупного объема электроэнергии страны; в 2014 г. данный показатель упал до нуля. Увеличение генерирующих мощностей в возобновляемой энергетике и перезапуск нескольких АЭС позволили несколько нарастить производство электроэнергии из внутренних источников, но данный показатель все равно составил около половины генерации первого десятилетия 21 века [2, с. 24].

Островное положение Японии вкупе с бедностью природными ресурсами, высокой энергоемкостью производственного сектора и отсутствием газопроводов и линий электропередач между ее национальной территорией и соседними государствами представляют собой серьезный и долгосрочный вызов для энергетической безопасности этой страны. Как известно, экономика современной Японии базируется на импортных энергоносителях, а уровень ее самообеспечения энергией составляет менее 10%. Так, в 2014 г. «Страна восходящего солнца» импортировала из-за рубежа 94% необходимых ей для генерации первичной энергии ископаемых энергоносителей. В 2019 г. данный показатель снизился до 88% – за счет перезапуска ряда АЭС, расширения генерирующих мощностей в возобновляемой энергетике и падения внутреннего спроса на энергию.

При этом основная часть импортных энергоресурсов поступает из так называемых «нестабильных» регионов, что еще больше, из-за присущих им географических и политических факторов риска, усугубляет проблему импортной зависимости страны. Так, импорт из стран Персидского залива составляет от 87–88 до 92% всего потребления нефти в стране [3, 4].

К числу рисков для национальной энергетической безопасности необходимо отнести также традиционно присущие стране экстремальные природно-климатические явления (землетрясения, тайфуны, цунами, сезонные проливные дожди), представляющие серьезную угрозу для систем жизнеобеспечения. К примеру, имевшие место в период 2018–2019 гг. землетрясения и тайфуны спровоцировали масштабные и длительные отключения электроэнергии во многих регионах страны и в очередной раз продемонстрировали уязвимость японской национальной концепции энергетической безопасности.

Электроэнергетический сектор Японии считается по международным стандартам функционирующем достаточно надежно, однако упомянутые отключения электроэнергии стали свидетельством явного несовершенства системы. Основной недостаток здесь – фрагментарность электроснабжения: каждый регион, каждая агломерация традиционно располагают собственной системой генерации и подачи электроэнергии потребителям, причем региональные системы соединены между собой линиями высоковольтных электропередач лишь в нескольких случаях и функционируют на практике скорее автономно. Соответственно, японские власти практически лишены возможности осуществлять балансировку спроса и предложения электроэнергии в общегосударственном масштабе. С учетом намерения властей развивать возобновляемую энергетику, необходимость совершенствования механизма функционирования национального электроэнергетического сектора становится еще более актуальной. Перечисленные

факторы стали катализатором инициированной в Японии в июне 2020 г. реформы внутреннего рынка электроэнергии. Официально было объявлено, что конечной целью реформы является обеспечение большей устойчивости рынка электроэнергии, повышение надежности систем электрогенерации, электропередачи и электроснабжения. Кроме того, реформа призвана осовременить механизм функционирования рынка электроэнергии, придав ему больше гибкости и клиентаориентированности [2, с. 17, 31, 33].

2. Энергетическая политика Японии

Энергетическая политика Японии строится на принципах энергетической безопасности, экономической эффективности, экологической устойчивости и технологической надежности [2, с. 15]. При этом текущая энергетическая политика закрепляется в общих чертах в регулярно публикуемых «Стратегических энергетических планах» (англ.: Strategic Energy Plan, сокр. SEP) – программных документах, являющихся ориентиром для формирования энергетической политики на определенный период времени. При этом SEP нельзя назвать нормативным актом, хотя он составляется на правительственном уровне и утверждается кабинетом министров согласно регламенту. В свою очередь, SEP разрабатываются на основе принятого в 2002 г. Базового закона об энергетической политике (англ.: Basic Act on Energy Policy). В настоящее время действует шестой SEP (The 6th Strategic Energy Plan – 2021), принятый в октябре 2021 г. Предыдущие SEP принимались в 2018, 2014, 2010, 2007 и 2003 гг. соответственно.

В основу каждого SEP, исходя из общего принципа «Безопасности» («Safety»), неизменно закладываются принципы обеспечения энергетической безопасности, экономической эффективности и экологической устойчивости/приемлемости (англ.: the «3E+S» goal – «энергетической трилеммы», как они названы в SEP–2018). Достижение одновременно всех трех этих целей – энергетической безопасности, экономической эффективности и экологической приемлемости – является трудной задачей, но решение ее возможно путем развития низкоуглеродных технологий [3].

Фукусимская катастрофа 2011 г. радикально преобразила энергетическую политику Японии. Принятый в апреле 2014 г. четвертый SEP (The 4th Strategic Energy Plan – 2014), в котором была сформулирована политика сокращения зависимости от ядерной энергетики и ископаемых ресурсов и расширения использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ), закрепил принцип технологической надежности в качестве дополнительного принципа – наряду с тремя традиционными, упомянутыми выше. На тот момент принцип технологической надежности подразумевал снижение зависимости от ядерной энергетики до минимально возможного уровня. При этом был сделан акцент на повышение энергоэффективности (в особенности на техническое перевооружение тепловых электростанций) и на развитие возобновляемой энергетики. В этом же документе были впервые представлены и планы Японии по созданию так называемого «водородного общества». В этой связи поясняется и роль водородного общества: «Водородное общество – это не цель, а средство достижения цели. Для

достижения цели “3E+S” необходимо создать общество, основанное на водороде» [3].

Тем самым четвертый SEP радикально отличался от предшествующего: разработанный в 2010 г. третий SEP предусматривал увеличение доли атомной генерации в энергобалансе страны.

Пятый SEP (The 5th Strategic Energy Plan – 2018) содержал и конкретизировал положения предыдущего четвертого плана. Так, в пятом SEP также содержались три традиционных принципа японской энергетической политики плюс принцип технологической надежности. Разрабатывающее все SEP Министерство экономики, торговли и промышленности (англ. сокр.: METI) прямо указало в тексте пятого SEP на необходимость переосмысления уроков фукусимской катастрофы. Пятый SEP закреплял перечень мер, необходимых для формирования к 2030 г. новой структуры национального энергобаланса, а также для достижения амбициозной цели снизить выбросы парниковых газов на 80% согласно обязательствам Японии в рамках Парижского соглашения по климату 2015 г.

Реализовать указанные замыслы METI планировало путем развития возобновляемой энергетики, снижения зависимости от атомной генерации, разработки новых энергетических технологий с учетом отсутствия в стране крупных месторождений ископаемых углеводородов [2, с. 27].

Пятый SEP был призван диверсифицировать японский энергобаланс таким образом, чтобы все входящие в него энергоносители взаимодополняли друг друга с учетом их особенностей и, в конечном итоге, придали энергобалансу больше устойчивости, при этом позволяя снизить затраты и издержки в энергетическом секторе.

Другими стратегическими целями, закрепленными в пятом SEP, являлись наделение энергетического сектора большей гибкостью при реагировании на стихийные бедствия, дальнейшее обеспечение условий для реформирования внутренних рынков электроэнергии и природного газа, внедрение новых стандартов энергоэффективности во всех отраслях народного хозяйства, обеспечение стабильного финансирования и стимулирование инновационной деятельности. На долгосрочную перспективу планировалось создать предпосылки для внедрения технологий интернета вещей, больших данных и искусственного интеллекта для управления энергетическим сектором с целью постоянного совершенствования национальной энергетики в сторону все большей надежности, гибкости и устойчивости. Именно пятый SEP можно назвать квазиправовой основой энергетического перехода и конкретным шагом к декарбонизации экономики в Японии.

Власти «Страны восходящего солнца» делают ставку на частно-государственное партнерство как движущую силу декарбонизации национальной экономики. Ключевая роль при этом отводится развитию водородной энергетики и внедрению технологий улавливания, хранения и утилизации углерода (англ.: carbon capture, utilisation and storage, сокр.: CCUS) [2, с. 27]. При этом пятый SEP был разработан на основе «Долгосрочного прогноза спроса и предложения энергии на период до 2030 г.» (англ.: «Long-term Energy Supply and Demand Outlook to 2030»), опубликованного METI еще в 2015 г.

Данный документ вобрал в себя как экспертные прогнозы, так и видение японскими властями наиболее предпочтительной структуры спроса и предложения энергии в стране.

По расчетам правительственные эксперты, к 2030 г. совокупный спрос на первичную энергию в стране составит порядка 413 млн т н.э.², что на 6% меньше уровня 2017 г. Для достижения данного показателя национальная экономика должна снизить энергопотребление на 13% от уровня 2017 г. Такое снижение планируется достигнуть за счет введения более строгих стандартов энергоэффективности оборудования в торгово-промышленном и жилищно-коммунальном секторах экономики. По расчетам правительенных экспертов, к 2030 г. оба указанных сектора экономики должны сократить выбросы парниковых газов на 40% и 39% соответственно по сравнению с 2013 г. В дополнение к указанным мерам власти намерены распространить на жилищно-коммунальный сектор и действие более широкой программы «Top Runner Program», изначально направленной на ускоренную замену используемых населением техники и оборудования на более современные и экологичные. Применительно к сфере ЖКХ это означает стимулирование использования экологически более приемлемых строительных материалов, более экономичной бытовой техники в сочетании с привитием населению ответственного подхода к потреблению ресурсов. К примеру, к 2030 г. планируется оснастить жилой фонд малогабаритными когенерационными системами нового поколения, снабжающими потребителей электрической и тепловой энергией, работающими на природном газе, в количестве 5,3 млн единиц [2, с. 27, 54].

² В самом документе объемы спроса и энергопотребления даны в млрд литров н.э., которые, для удобства российских читателей, авторы статьи перевели в тонны н.э., исходя из общепринятых коэффициентов перевода (1 барр. = 159 литрам, в тонне нефти – порядка 7,45 баррелей). Аналогичный пересчет сделан и для показателей шестого SEP – см. ниже.

Согласно прогнозам METI, удельный вес ископаемых углеводородов в общем объеме первичной энергии должен был снизиться до 76% к 2030 г. (по сравнению с 89% в 2018 г.) – прежде всего за счет уменьшения потребления нефти и природного газа. В то же время планировалось увеличить долю атомной энергии с 1% примерно до 11%, а долю «зеленой» энергетики – с 11% примерно до 14%.

Пятый SEP признавал перспективность ВИЭ, но одновременно подчеркивал относительно высокую стоимость их развития и трудность расширения энергосетей для их широкомасштабного использования. Атомная генерация характеризовалась скорее как «задел на будущее», поскольку ее дальнейшее развитие по-прежнему воспринимается в японском обществе с большим недоверием вследствие фукусимской катастрофы. В общем и целом, ядерная, угольная и газовая генерации по-прежнему рассматриваются на официальном уровне в качестве базовых для стабильного функционирования энергетического сектора страны. Нефть будет по-прежнему играть важную роль как базовый энергоноситель в транспортном секторе, а также в производстве электроэнергии во время пикового спроса [2, с. 15, 27].

Объем производства электроэнергии планируется сохранять на неизменном уровне на период до 2030 г. Данный подход объясняется тем, что в силу демографических показателей численность населения в стране снижается, а внедряемые новые энергоэффективные технологии также способствуют снижению потребления энергии. При этом совокупный спрос на электричество продолжит расти в силу дальнейшей электрификации многих

секторов экономики и намечающегося на период до 2030 г. экономического роста. Согласно расчетам METI, в совокупном объеме генерации электроэнергии доли возобновляемой и атомной энергетики составят 22–24% и 20–22% соответственно, в то время как удельный вес природного газа снизится до 27%, угля – до 26% и нефти – до 3%.

Пятый SEP предусматривал также увеличение совокупной доли безэмиссионных отраслей энергетики (возобновляемой и ядерной), как минимум, до 44% (по сравнению с 19% в 2017 г.) и сдерживание себестоимости производства электроэнергии на уровне, предшествовавшем показателям 2013 г.

Стоит отметить, что, в свете заявленного японскими властями намерения сделать страну углеродно-нейтральной к 2050 г., Японии, вероятно, к 2030 г. придется увеличить и долю безэмиссионных отраслей энергетики (в частности, ветро- и геотермальной) в больших масштабах, нежели было заявлено изначально. Так что неудивительно, что в 2021 г. эксперты METI, разрабатывая шестой SEP, скорректировали первоначальные показатели [2, с. 15, 27].

Принятый Кабинетом министров страны в октябре 2021 г. шестой SEP [5] предусматривает снижение выбросов парниковых газов к 2030 г. на 46% по отношению к показателю 2013 г. Достичь указанной цели планируется за счет снижения спроса на первичную энергию к 2030 г. до 363 млн т н.э. против 413 млн т, предусмотренных пятым SEP. В сфере производства электроэнергии предусмотрено дальнейшее снижение использования ископаемых углеводородов при одновременном увеличении доли ВИЭ (до 36–38% в 2030 г. по сравнению с 18% в 2019 г.).

Кроме того, в документе закреплено намерение более высокими темпами внедрять технологии энергосбережения. Поменялись и приоритеты по отношению к возобновляемым энергоносителям: акцент планируется сделать на развитии ветро- и солнечной энергетики, а использование биомассы уже не считается предпочтительным: шестой SEP повторно закрепил (вслед за пятым SEP) показатель в 6–7 ГВт – именно столько работающих на биомассе генерирующих мощностей должно функционировать в стране в 2030 г. [6, с. 4]. Перечисленные меры призваны стать залогом реализации поставленной в 2020 г. цели достичь углеродной нейтральности японской экономики в 2050 г. [7, с. 3].

Особое внимание в шестом SEP уделяется расширению использования биотоплива (биодизеля и биоэтанола) в транспортном секторе. Планируется запретить к 2035 г. продажу транспортных средств, не оснащенных гибридными двигателями. Доля новых грузовых транспортных средств снаряженной массой до 8 т, работающих на гибридной и полностью электрической тяге, власти намерены повысить до 20–30% от общего объема продаж. Документ также закрепляет намерение властей внедрять «устойчивые» разновидности топлива в сфере авиаперевозок согласно рекомендациям Международной организации гражданской авиации ИКАО. Наконец, шестой SEP предусматривает дальнейшее снижение зависимости от нефти и природного газа и официальное включение в энергетический баланс водорода и аммиака в качестве энергоносителей нового поколения [5, с. 1, 2].

Необходимо отметить, что намерение стать углеродно-нейтральной страной для Японии – исключительно амбициозная

задача. В соответствии с принятыми Японией в ноябре 2016 г. и подтвержденными в марте 2020 г. в рамках Парижского соглашения по климату национально-определенными вкладами (Nationally Determined Contribution, сокр. NDC), страна обязалась снизить к 2030 г. объем выбросов парниковых газов на 26% от уровня 2013 г., когда объем их эмиссии достиг исторического максимума. Принимая во внимание тот факт, что основная часть выбросов парниковых газов в Японии приходится на энергетический сектор (88% в 2018 г.), именно ему отводится ведущее место в реализации текущей правительственной концепции энергетического перехода [2, с. 28]. Во исполнение данного обязательства 26 октября 2020 г. на чрезвычайной сессии парламента новоизбранный премьер-министр Ёсихидэ Суга подтвердил намерение возглавляемого им кабинета министров добиваться снижения выбросов парниковых газов в перспективе до нуля, что в конечном итоге должно сделать страну углеродно-нейтральной. Соответственно, в рамках этой инициативы 25 декабря 2020 г. METI проинформировал правительственный «Комитет по стратегии роста» об окончании разработки «Стратегии “зеленого” роста для достижения углеродной нейтральности к 2050 г.» Данный документ был разработан при участии целого ряда министерств и ведомств страны. Стратегия содержит целый перечень вызовов, стоящих на пути энергетического перехода, и способы их преодоления, закрепляет алгоритмы действий в ряде секторов народного хозяйства и инструменты их реализации – такие как фискальная политика, регуляторные реформы, разработка новых технологических стандартов и международное сотрудничество [8, с. 1–3].

Первым шагом к практической реализации NDC является переформатирование энергетического баланса к 2030 г., 44% которого должны составить неископаемые энергоносители, используемые для генерации электроэнергии. «Стране восходящего солнца» удалось существенно нарастить долю ВИЭ в общем объеме предложения первичной энергии (в частности, с 4% до 8% в период 2009–2019 гг.). Приоритетное внимание здесь уделялось солнечной, ветровой, гидро- и геотермальной энергетике. Наибольшими темпами развивалась именно солнечная энергетика, удельный вес которой в период 2012–2018 гг. составил 94% всех генерирующих мощностей «зеленой» энергетики в стране. Потенциал развития гидроэнергетики, напротив, уже исчерпан и потому остается стабильным на протяжении последних десятилетий.

В ноябре 2018 г. японский парламент принял Закон о стимулировании использования морской акватории под размещение генерирующих мощностей ветроэнергетики. Вступив в силу в апреле 2019 г., Закон стал правовой базой для выделения участков национальной морской акватории для строительства офшорных ветропарков [9, с. 20]. Предоставление участков морского дна для установки ветрогенераторов осуществляется на условиях аренды на 30 лет и на конкурсной основе (посредством тендеров). Первый тендер был организован в июне 2020 г. совместно Министерством экономики, торговли и промышленности (METI) и Министерством землепользования, инфраструктуры, транспорта и туризма; на тендер был выставлен участок акватории в районе г. Гото для размещения плавучего ветропарка мощностью от 16,8 МВт. Данный пробный тендер завершился в июне 2021 г.

С тех пор власти планируют ежегодно организовывать тендеры по реализации проектов трех-четырех ветропарков совокупной мощностью в 1 ГВт.

Завершая анализ особенностей развития японской возобновляемой энергетики, отметим, что по сравнению с другими развитыми государствами Япония потребляет сравнительно мало энергии из ВИЭ – хотя еще в 2014 г. власти приняли решение довести долю ВИЭ в суммарном предложении первичной энергии к 2030 г. до 13–14%. В частности, в 2018 г. среди государств-членов МЭА Япония занимала третье с конца место по удельному весу «зеленой» энергии в общем объеме потребленной конечной энергии [2, с. 91–93]. Дальнейшее развитие «зеленой» энергетики в стране сдерживается в том числе системными недостатками электросетевой инфраструктуры и высокой себестоимостью использования ВИЭ. Кроме того, властям необходимо создавать условия для более широкого использования возобновляемых энергоносителей в секторах транспорта и генерации тепловой энергии [2, с. 28].

Остается неясной дальнейшая судьба атомной генерации [8, с. 7]. Согласно расчетам японских властей, к 2030 г. удельный вес атомной генерации в суммарном объеме первичной энергии составит около 11%. Данный показатель достижим при условии увеличения количества работающих АЭС с 9 в 2020 г. до 30 к 2030 г. (всего имеется 36 пригодных к эксплуатации реакторов). Для перезапуска недействующие с 2011 г. АЭС должны пройти сертификацию по безопасности в национальном Агентстве по ядерной энергии. В настоящее время невозможно предсказать, в состоянии ли указанное ведомство сертифицировать все бездействующие АЭС к 2030 г. [9, с. 2].

Отличительной особенностью энергетической политики «Страны восходящего солнца» является наличие имеющей давнюю историю энергетической дипломатии. Будучи критически зависимой от импорта сырья и энергоносителей, Япония традиционно старается поддерживать хорошие отношения с государствами – крупными поставщиками энергоносителей. Другим направлением энергетической дипломатии является оказание финансовой поддержки осуществляемым с участием японских компаний зарубежным проектам в области добычи и экспорта в Японию энергоносителей. В рамках этих усилий планируется к 2030 г. довести доли таких энергоносителей в импорте до 40% для нефти и природного газа и до 60% для каменного угля [2, с. 30]. Энергетической дипломатии придается столь большое значение, что она даже была закреплена в пятом SEP в качестве фактора укрепления национальной энергетической безопасности. Именно благодаря взвешенному подходу к практической реализации энергетической дипломатии Японии удалось, к примеру, успешно диверсифицировать источники импорта сжиженного природного газа (СПГ). В настоящее время свыше трети закупаемого за рубежом СПГ ввозится из Австралии, остальное – из целого ряда других стран, включая США, Россию и Малайзию. С целью укрепления энергетической безопасности «Страна восходящего солнца» также принимает активное участие в формировании гибкого и прозрачного мирового рынка СПГ, в том числе путем членства в международных многосторонних форумах и развитии двусторонних отношений с государствами-партнерами. Стоит отметить также стремление Японии использовать наработанный в данной сфере опыт

для создания задела к своему влиянию на только зарождающийся мировой рынок водорода. Впрочем, японская энергетическая дипломатия имеет и свои изъяны. В частности, поставки нефти-сырца на японский рынок традиционно слабо диверсифицированы: 88% импорта приходится на Ближний Восток [2, с. 30].

3. Энергетический переход в Японии: общая характеристика и особенности

Правовая база энергетического перехода в Японии была заложена в 1998 г. с принятием Закона о стимулировании мер против глобального потепления (англ: Act on Promotion of Global Warming Countermeasures) [9, с. 22]. Данный закон – в редакции 2016 г. – действует до сих пор. На момент принятия этот нормативно-правовой акт содержал революционные для своего времени положения – такие, как требования к центральному и региональным правительствам регулярно разрабатывать и актуализировать планы по снижению выбросов углекислоты, причем с конкретными целевыми показателями и мерами по их достижению. В соответствии с указанным законом в мае 2016 г. был принят одноименный План противодействия глобальному потеплению (англ.: Plan for Global Warming Countermeasures), по сути представляющий собой климатическую программу действий Японии на обозримую перспективу. План повторяет перечень мер, которые должны принимать центральное и региональное правительства, а также закрепляет критерии, которыми должны руководствоваться в повседневной деятельности предпринимательский сектор и граждане с целью достижения страной климатических показателей на 2020 и 2030 гг. соответственно.

В основу Плана положено намерение властей добиться переформатирования энергетической «корзины» к 2030 г., чему по замыслу чиновников должно способствовать все японское общество. Предлагаемый авторами Плана набор мер представляет собой комбинацию государственного регулирования, финансирования из публичных фондов, экономических стимулов и добровольных ограничений.

Япония принимала активное участие в разработке Киотского протокола и последовательно воплощала в жизнь его положения. Первоначальное обязательство «Страны восходящего солнца», действовавшее в период 2008–2012 гг., заключалось в снижении выбросов парниковых газов на 6% по сравнению с уровнем 1990 г. Несмотря на то, что в указанный период японский совокупный выброс парниковых газов по факту превысил на 1,4% показатель 1990 г., стране все же формально удалось выполнить свое первоначальное обязательство в рамках Киотского протокола – за счет снижения количества выбрасываемого в атмосферу углерода и разного рода статистических ухищрений. К тому же последовавший за финансовым кризисом 2008 г. экономический спад привел к снижению производственной активности и, соответственно, уменьшению выбросов в атмосферу в период 2008–2010 гг. [2, с. 47].

Во второй период действия Киотского протокола, когда государства-участники принимали на себя новые обязательства по снижению выбросов (2013–2020 гг.), Япония воздержалась от дополнительных обязательств. Подобный шаг, вероятно, объясняется тем, что еще в 2009 г. на Копенгагенском саммите по климату COP15 «Страна восходящего солнца» объявила

о намерении к 2020 г. снизить выбросы парниковых газов на 25% к уровню 1990 г. Указанное обязательство стало одним из самых амбициозных среди заявленных государствами-участниками и представляло настоящий вызов даже для самой Японии, где на протяжении первого десятилетия 21 века объем выбросов непрерывно возрастал. Реализовать указанное обязательство планировалось, главным образом, за счет увеличения доли атомной генерации в производстве электроэнергии с 30% до 50%. Авария на АЭС в Фукусиме перечеркнула этот план. Последовавшее отключение всех японских АЭС и массированный возврат к использованию ископаемых энергоносителей повлекли взрывной рост объема выбросов углекислоты в атмосферу до 1408 млн т. в 2013 г. Это стало рекордным показателем за всю историю статистики в Японии. В том же году японские власти пересмотрели свое обязательство по снижению объемов выбросов парниковых газов. Вместо планировавшегося изначально снижения к 2020 г. выбросов на 25% относительно уровня 1990 г. было решено снизить объем выбросов на 3,8% к 2020 г. – но по отношению к уровню 2005 г.

Подобная статистическая эквилибристика на практике означала, что в 2020 г. совокупная эмиссия парниковых газов должна была не только не уменьшиться, а, напротив, возрасти на 5% по отношению к уровню 1990 г. Это также означало, что Япония решила сохранить объемы выбросов на уровнях, предшествовавших 2011 г. [2, с. 47].

В этой связи заслуживает более пристального рассмотрения упомянутое выше обязательство Японии (NDC) снизить к 2030 г. совокупный объем выбросов парниковых газов на 26% от уровня 2013 г. (или на 25,4% от уровня 2005 г.) [9, с. 22].

Обязательство устанавливает верхнюю границу совокупного объема выбросов на уровне не более 1042 млн т СО₂ экв., что означает снижение на 15% по отношению к уровню 1990 г. Необычная методика подсчета присутствует и в этом случае. В частности, из показателей взятого также за основу 2013 г. исключены выбросы углекислоты в сфере землепользования и лесного хозяйства, но при этом они же включены в запланированный к достижению на 2030 г. показатель, что делает этот целевой показатель объемнее, чем он мог бы быть. В марте 2020 г. японские власти уточнили, что в среднесрочной и долгосрочной перспективах будут прилагать усилия по снижению объема выбросов более чем на согласованные изначально 26%, и по возможности (при изменении структуры энергопотребления) пересмотрят данный показатель еще до момента очередного его формального пересмотра в 2025 г. Снижать объемы выбросов планируется, главным образом, в энергетическом секторе (на 25% к 2030 г. по сравнению с 2013 г.) [2, с. 47].

С целью иметь возможность реагировать на негативные климатические изменения более системно и скоординированно, японское правительство в ноябре 2015 г. одобрило первый общенациональный План адаптации к климатическим изменениям. План закрепляет основные принципы и ключевые меры по адаптации к неблагоприятным последствиям изменения климата в семи социально-экономических сферах: сельском хозяйстве, лесоводстве и рыболовстве, водопользовании, природных экосистемах, в управлении прибрежными регионами и в преодолении последствий стихийных

бедствий, в здравоохранении, экономике и производственной деятельности, а также в городской среде. В июне 2018 г. в Японии был принят Закон об адаптации к климатическим изменениям, обязывающий правительство регулярно актуализировать упомянутый План адаптации к климатическим изменениям и разработать методологию мониторинга и оценки эффективности предпринимаемых в рамках Плана мер. Закон также налагает на соответствующие ведомства обязанность каждые пять лет оценивать степень воздействия климатических изменений на государство и общество. Региональным и местным властям вменено в обязанность разработать собственные планы по адаптации к изменениям климата, на основе которых осуществлять мониторинг негативных последствий изменения климата в своих регионах и принимать необходимые меры по преодолению их последствий.

Как ни странно, в Плане адаптации нет ни слова ни об адаптации к новым реалиям энергетического сектора, ни о возможных рисках и негативных последствиях этого процесса – если не считать короткого упоминания о незначительности и малой вероятности каких-либо серьезных рисков вследствие климатических изменений для стабильности энергоснабжения и удовлетворения спроса на энергию. В тексте документа периодически проскальзывают опасения насчет скачков цен на импортируемые энергоносители из-за неблагоприятных изменений климата, а также содержатся предложения по повышению энергоэффективности в строительном, транспортном и жилищном секторах.

Трагические события 2011 г. в Фукусиме показали, что японский энергетический сектор действительно нуждается в повышении надежности в свете геологических и природно-климатических рисков. К тому же Японии довелось испытать в последние годы целую серию широкомасштабных и длительных отключений электроснабжения вследствие природных явлений. В качестве примера достаточно упомянуть тайфун «Джеби», оставивший в 2018 г. без электричества свыше 1 млн домохозяйств в западной части страны, а также бушевавший в 2019 г. тайфун «Факсай», на продолжительное время прервавший электроснабжение почти 1 млн домохозяйств в Токийской агломерации.

Эти и подобные им события подстегнули решимость японского правительства пересмотреть законодательство в сторону ужесточения требований к надежности энергоснабжения. В начале 2020 г. был одобрен законопроект о внесении соответствующих поправок сразу в три закона в сфере энергетики; поправки были направлены на повышение надежности электроснабжения [9, с. 3, 6]. В частности, новые законодательные нормы обязали компании-операторы электропредающих и электроснабжающих сетей разрабатывать планы сотрудничества с целью быстрого и эффективного устранения последствий стихийных бедствий. Другая поправка обязывает центральное правительство учредить систему финансирования строительства межрегиональных электропредающих сетей. Третья поправка вменяет в обязанность правительству агентству – Японской национальной корпорации нефти, газа и металлов (JOGMEC) иметь возможность оперативно наладить стабильный импорт СПГ и прочих

энергоносителей для производства электроэнергии по запросу МЕТИ при наступлении чрезвычайных ситуаций.

Несмотря на то, что Япония уже в настоящее время является одной из самых энергоэффективных стран мира [2, с. 15], страна также входит в мировую пятерку государств-чемпионов по абсолютным объемам выбросов углекислого газа – 1056 млн т в 2019 г. (КНР – 9877, США – 4744, Индия – 2310, Россия – 1640 млн т). В то же время в расчете на душу населения Япония – только в начале третьего десятка, а в расчете на единицу ВВП по ППС – в шестом десятке стран мира [1]. На протяжении последних трех десятилетий совокупные годовые объемы выбросов углекислоты стабильно колебались в пределах от 1,2 до 1,4 (в 2013 г.) млрд т. С 2013 г. объемы выбросов снижаются год от года. В отраслевом разрезе наибольший объем выбросов в 2018 г. приходился на энергетический сектор (88%), за ним следовали промышленность (8,1%), сельское хозяйство (2,7%) и мусоропереработка (1,6%) [2, с. 42].

За последние годы «Стране восходящего солнца» удалось несколько диверсифицировать энергобаланс за счет развития возобновляемой энергетики и перезапуском ряда ранее временно выведенных из эксплуатации АЭС. Эти меры позволили не только укрепить энергетическую безопасность страны, но и способствовали последовательному (на протяжении как минимум пяти лет) снижению объемов выбросов парниковых газов – что, в свою очередь, должно гарантировать достижение ранее принятых Японией климатических обязательств к 2030 г. Тем не менее, следует подчеркнуть: «Страна восходящего солнца» по-прежнему критически зависит от ископаемых энергоносителей.

Так, в 2019 г. на них приходилось 88% совокупного спроса на первичную энергию – по данному показателю Япония заняла шестое место среди государств-членов МЭА. Японии придется приложить существенные усилия по снижению этой зависимости, если власти по-прежнему намерены способствовать достижению страной углеродной нейтральности к 2050 г., как было заявлено премьер-министром Ёсихидэ Суга в октябре 2020 г. Такие усилия уже предпринимаются: к примеру, в 2018 г. годовой совокупный объем выбросов парниковых газов экономикой страны снизился на 13% по сравнению с 2013 г., т. е. примерно до уровня 2009 г. В последнее десятилетие основным инструментом по снижению объемов выбросов в атмосферу стали меры в области энергоэффективности и внедрение низкоуглеродных технологий. В настоящее время приоритет отдается установке солнечных панелей нового поколения, улавливанию и переработке CO₂ и развитию новых технологий в ядерной энергетике с особым упором на их безопасность. Кроме того, власти уделяют внимание упрощению регулятивных механизмов, внедрению новых технических стандартов, облегчению межведомственных согласительных процедур и стимулированию конкуренции на энергетических рынках [2, с. 3, 13, 49]. С целью ускорить энергетический переход и стимулировать переход на экологически чистые технологии электrogенерации, японское правительство в июле 2020 г. заявило о намерении вывести из эксплуатации к 2030 г. устаревшие угольные электростанции (примерно 100 из 140 действовавших в тот момент). [2, с. 29].

В декабре 2020 г. японские правительственные эксперты представили

«Стратегию “зеленого” роста в соответствии с углеродной нейтральностью к 2050 г.» [8, с. 3]. Документ закрепляет основные принципы новой промышленной политики, которые сводятся к симбиозу экономического роста и защиты окружающей среды в рамках традиционного японского государственно-частного партнерства. В основу Стратегии была положена упомянутая программная речь премьер-министра Ёсихидэ Суги о важности проактивной климатической политики, которой суждено изменить не только существующие формы экономической деятельности, но и экономику и общество в целом, не умаляя при этом динамику экономического роста. В Стратегии также нашли отражение озвученные премьер-министром необходимость регуляторных реформ в энергетическом секторе и расширение его цифровизации с целью стимулирования «зеленой» трансформации энергетики и привлечения инвестиций в возобновляемую энергетику. Документ упоминает 14 секторов экономики, обладающих особо высоким потенциалом роста в свете намерения сократить до нуля выбросы углекислоты в атмосферу к 2050 г. [8, с. 3]. В качестве мер для достижения указанной цели предлагается расширенное использование ВИЭ, увеличение атомной генерации и внедрение новых технологий – таких как использование в качестве энергоносителя произведенного экологически приемлемыми способами водорода, ядерных реакторов нового поколения и утилизация образующегося при технологических процессах углерода. В Стратегии в качестве ориентира (то есть не обязательного, а желательного для достижения показателя) упоминаются 50–60% [9, с. 10].

Именно столько от совокупного спроса, по замыслу авторов документа, должна составить в 2050 г. доля «зеленой» электроэнергии, произведенной на АЭС и тепловых электростанциях нового поколения, работающих по технологиям улавливания и утилизации углекислоты (CCUS), использующих водород и аммиак в качестве топлива (30–40% и 10% от общего объема генерации соответственно) [2, с. 14].

Стоит отметить, что залогом успешности энергетического перехода японские эксперты считают именно использование водорода в качестве энергоносителя, причем интерес к водородной энергетике зародился в Японии задолго до того, как в мировом общественном сознании сложилось современное значение понятия «энергетический переход», хотя сейчас именно водородная энергетика рассматривается во всем мире как одна из основных составных частей этого перехода [10]³. Япония – одно из первых государств мира, разработавших еще в 2017 г. собственную водородную стратегию (Basic Hydrogen Strategy), целью которой является сделать водород энергоносителем, конкурентоспособным по цене с природным газом [8, с. 9]. С опубликованием этого документа Япония стала первой страной, имеющей всеобъемлющий правительственный план развития водородных технологий и топливных элементов [10]. В том же 2014 г. правительство Японии выделило из бюджета средства для финансирования ряда «водородных» объектов в рамках подготовки к проведению летних Олимпийских игр в Токио в 2020 г. [11].

Правительством страны планируется к 2030 г. создать международную систему производства и поставок водорода с участием японских компаний. При этом автопарк Японии должен насчитывать 800 тыс. работающих на водородном топливе автомобилей; водород в качестве энергоносителя будет использоваться в 5 млн домохозяйств. В настоящее время японские технологические фирмы осуществляют эксперименты по оценке целесообразности широкомасштабного использования водорода в качестве топлива для генерации электроэнергии [2, с. 14, 29].

Следует особо подчеркнуть, что для Японии водородная энергетика – это не только, и даже не столько, проблема энергетического перехода. Как известно, экономика современной Японии базируется на импортных энергоносителях, а уровень ее самообеспечения энергией составляет менее 10%. В этом плане широкое использование водорода может не только диверсифицировать структуру поставок первичной энергии в Японию и снизить ее импортную зависимость, но и повысить экономическую эффективность экономики при одновременном сокращении выбросов парниковых газов.

Как уже было отмечено во второй части этой статьи, большие надежды японцы возлагают на технологии улавливания, утилизации и хранения углекислоты (CCUS) [9, с. 37]. В настоящее время в Японии разрабатываются новые стандарты оснащения угольных и газовых электростанций: в будущем на них изначально будет устанавливаться оборудование, способное улавливать и подготавливать к дальнейшему использованию выбрасываемую в процессе генерации энергии углекислоту.

³ Подробнее см. [3, 11].

В силу природно-геологических и территориальных особенностей возможности Японии производить захоронение улавливаемого CO₂ невелики, поэтому усилия разработчиков энергетического оборудования нового поколения направлены на его утилизацию. Тем не менее, приоритет все же отдается разработке низкоэмиссионного оборудования [2, с. 14].

В настоящее время Япония в качестве дополнительных мер по достижению заявленных климатических целей практикует различные ведомственно-регуляторные и добровольные ограничения в рамках государственно-частного партнерства [9, с. 23–24], а чисто рыночные инструменты по снижению выбросов парниковых газов практически не применяются. В частности, существующие в Японии платежи за выбросы парниковых газов в процессе энергопотребления существенно ниже аналогичных платежей в других государствах-членах МЭА. По мнению экспертов МЭА, японские власти могли бы стимулировать поведение представителей промышленности и физических лиц – потребителей энергии в пользу выбора энергосберегающих и низкоэмиссионных технологий и оборудования, введя соответствующие дифференцированные тарифы на энергопотребление. Стоит отметить, правда, что реализация подобных мер потребовала бы особой осторожности, ибо тарифы на электроэнергию в Японии и без того высоки [2, с. 14]. В качестве заделов на будущее японские власти планируют стимулировать развитие распределенной энергетики, шире подключать транспортную инфраструктуру к энергосетям и внедрять цифровизацию в электроснабжение для более эффективного управления балансом спроса и предложения электроэнергии [2, с. 16].

Анонсированный японским правительством перевод национальной экономики на безуглеродные технологии представляется в настоящее время крупным вызовом. С одной стороны, Япония располагает определенными природно-климатическими ресурсами, позволяющими перевести энергетический сектор на возобновляемые энергоносители к 2030 г. Бурно развивающаяся в стране с 2012 г. солнечная энергетика показывает, что теоретически поставленная задача достижима [9, с. 34]. С другой стороны, на примере той же солнечной энергетики видно, что развитие «зеленой» энергетики – дело крайне затратное [8, с. 6, 11]. Проблему финансирования дополняют и другие проблемы. Так, емкость существующих энергосетей объективно ограничивает возможность запитывания в них дополнительных объемов «зеленой» электроэнергии [9, с. 41]. Это, в свою очередь, отпугивает инвесторов, которые могли бы быть заинтересованы в развитии новых проектов возобновляемой энергетики – тем более что основной потенциал развития ВИЭ расположен в регионах, отдаленных от экономически развитых районов, именно в которых и растет спрос на энергию. Для преодоления накопившихся проблем и создания предпосылок для успешного энергетического перехода требуется формирование новых правовых, административных и рыночных механизмов [2, с. 35].

В 2018 г. METI учредило «Стратегическую комиссию по вопросам новой эры автомобилизации». Целью создания данного органа были заявлены разработка долгосрочных целей дальнейшего развития японского автомобилестроения и стратегии достижения указанных целей в свете борьбы с климатическими изменениями.

В опубликованном в августе 2018 г. промежуточном отчете Комиссия рекомендовала официально закрепить в качестве цели снижение выброса углекислоты японскими автомобилестроительными компаниями на 80% к 2050 г. по сравнению с 2010 г. При этом для производителей легковых автомобилей был предложен еще более амбициозный минимальный показатель в 90%. Далее, Комиссия указала, что при наличии благоприятных обстоятельств доля продаваемых транспортных средств с электроприводом должна составить и вовсе 100% [2, с. 54]. Здесь стоит подчеркнуть, что усилия «Страны восходящего солнца» по ускорению внедрения климатически щадящих технологий в автомобилестроении имеют особое значение не только в национальном, но и в мировом масштабе. Японская автомобилестроительная отрасль – одна из крупнейших в мире. Некоторые японские автопроизводители (такие как Toyota, Nissan, Mitsubishi) являются первоходцами в области электромобильности; рынок электромобилей в Японии начал расти еще в 2010 г. По состоянию на 2019 г. «Страна восходящего солнца» занимала четвертое место в мире по совокупному количеству электромобилей (294 тыс.), уступая Китаю (3,4 млн), США (1,5 млн) и Норвегии (328,6 тыс.) [2, с. 55]. Кроме электромобильности, японские компании (прежде всего Toyota и Honda) ведут разработки транспортных средств на водородной тяге с целью начать массовое производство работающих на водороде легковых автомобилей примерно в 2030 г., что уже было отмечено выше, причем Toyota пытается создать еще и первый в мире грузовик на водородной тяге.

В декабре 2019 г. компания Kawasaki Heavy Industries построила первый в мире экспериментальный танкер для перевозки жидкого водорода «Suiso Frontier» («*suiso*» на японском языке означает «водород»).

Не обошла Японию стороной и еще недавно остромодная в западных государствах тенденция бороться за климатические цели посредством разного рода финансовых де- и стимулирующих мер по ограничению выбросов парниковых газов. Японские власти поспешили встроиться в данный тренд, но также со своей спецификой.

В октябре 2012 г. в «Стране восходящего солнца» был введен так называемый налог в пользу смягчения последствий изменений климата (англ.: tax for climate change mitigation). Данный налог взимался за выбросы углекислоты в атмосферу и впоследствии повышался дважды (в 2014 и 2016 гг.), в итоге достигнув действующей в настоящее время ставки в 289 иен за тонну углекислоты. Технически взимание налога осуществляется путем надбавки к налогу на ископаемые энергоносители, что находит свое выражение в конечных ценах на сырую нефть и нефтепродукты, на уголь и природный газ. Налог имеет целевой характер, то есть поступления из него расходуются на цели по защите климата – такие как развитие возобновляемой энергетики и проекты по повышению энергоэффективности. Годовые суммарные поступления от данного налога составляют в настоящее время в среднем 260 млрд иен (около 2,4 млрд долл.) [2, с. 57].

В Японии нет общенациональной системы торговли сертификатами или квотами на выброс парниковых газов.

Тем не менее, в стране существуют две подобные системы регионального уровня – Токийская муниципальная (с 2010 г.) и во входящей в Токийскую агломерацию префектуре Сайтама (с 2011 г.); в обоих регионах проживает совокупно около 20 млн. человек. Обе региональные системы организационно объединены, что позволяет обращаться эмитированным в Токио и Сайтаме сертификатах на территории друг друга. Совокупно обе системы охватывают 600 производственных предприятий и 1550 комплексов общественного и торгового назначения, на которые приходится около 20% выбросов в указанных регионах. Действие сертификатов распространяется на выбросы, образующиеся при сжигании различных видов топлива, а также потреблении электрической и тепловой энергии. В 2019 г. размер платы за выбросы составлял 600 иен (около 5,5 долл.) за тонну диоксида углерода (углекислоты). Тем не менее, обе эти системы имеют ярко выраженный региональный характер и не оказывают существенного влияния на общую ситуацию с выбросами, так как остальные регионы страны не спешат вводить у себя сертификаты на выбросы парниковых газов [2, с. 58].

В силу отсутствия в стране общенациональной системы торговли сертификатами и квотами на выброс парниковых газов японские власти с целью стимулирования к уменьшению выбросов углекислоты делают упор на обложение акцизами всех видов топлива и энергии, производимых из ископаемых углеводородов. Упор при обложении обязательными платежами энергопотребления делается на принадлежность к той или иной категории потребителей и видов энергопотребления,

с учетом критерия справедливости [8, с. 12]. Как и в большинстве других промышленно развитых государств, акцизами по наиболее высоким ставкам облагаются виды топлива, потребляемые в транспортном секторе. При этом бензин облагается акцизами по значительно более высоким ставкам по сравнению с дизельным топливом, хотя именно при сжигании дизельного топлива выбрасывается больше углекислого газа и различных загрязняющих окружающую среду веществ. Потребляемые производственным сектором энергия и топливо облагаются акцизами по более щадящим ставкам и пользуются разного рода скидками и льготами, которые не распространяются на сферу услуг и жилищно-коммунальный сектор.

4. Природный газ как основа российско-японского энергетического сотрудничества

Природный газ играет ключевую роль в энергоснабжении японских островов, занимая третье по значимости место в структуре предложения первичной энергии (после нефти и угля). При этом в сфере генерации электроэнергии природному газу принадлежит ведущая роль. Так, в 2019 г. удельный вес природного газа в спросе на первичную энергию составил 23% (в 2010 г. доля природного газа в энергобалансе страны была равна 17%), а в электrogенерации – 34%. Поскольку внутренние возможности газодобычи ограничены (ежегодная добыча составляет порядка 2–3 млрд куб. м в год), Япония вынуждена импортировать почти весь необходимый ей природный газ. В силу отсутствия трансграничных трубопроводов весь закупаемый «Страной восходящего солнца» природный газ доставляется в виде СПГ.

Значение природного газа как составной части японского энергетического баланса непрерывно возрастило в течение двух последних десятилетий в силу постоянно увеличивавшегося спроса на электроэнергию, причем данный процесс ускорился, начиная с 2011 г., после остановки АЭС. Так, в период 2010–2012 гг. потребление природного газа в стране выросло на 21%. Начиная с 2012 г. потребление газа стабилизировалось благодаря перезапуску некоторых АЭС, росту генерации «зеленой» электроэнергии и стагнации спроса на электричество. Особенно заметным стало снижение спроса на природный газ после пикового 2012 г. в производственном и жилищно-коммунальном секторах, а также в сфере услуг (на 12%, 17% и 8% соответственно). Как следствие, в период 2012–2018 гг. совокупный спрос на природный газ в «Стране восходящего солнца» снизился на 20% [2, с. 161]⁴.

В 2018 г. на долю природного газа в Японии приходилось 5% производства энергии, 23,1% предложения первичной энергии и 34,2% выработки электроэнергии. В том же 2018 г. японская экономика потребила 108,2 млрд куб. м⁵ природного газа, из которых на генерацию электрической и тепловой энергии пришлось 68,9%, на производственный сектор – 12%, на жилищно-коммунальное хозяйство – 8,8%, на сферу услуг – 9%, на транспортный сектор – 0,04%. Потребление газа носит ярко выраженный сезонный характер: уровень потребления увеличивается в холодное время

года с наступлением отопительного сезона [2, с. 159].

После аварии на АЭС в Фукусиме японское правительство оперативно переосмыслило стратегию закупок СПГ за рубежом. Был подписан ряд новых долгосрочных контрактов, в которые были включены нормы, позволяющие гибко реагировать на колебания спроса и предложения вследствие чрезвычайных обстоятельств. Был расширен механизм ценообразования на СПГ: наряду с традиционной формулой привязки цены на СПГ к ценам на сырую нефть были разработаны новые формулы расчета закупочных цен на СПГ. В то же самое время власти начали реорганизацию внутреннего рынка природного газа, конечными целями которой являлись упрочение стабильности предложения, стимулирование конкуренции и снижение ценовой нагрузки для конечных потребителей. Основными инструментами для достижения перечисленных целей стали полная либерализация розничного рынка природного газа в 2017 г. и требование к вертикально интегрированным газовым компаниям не позднее апреля 2022 г. юридически обосновать подразделения по импорту, доставке и сбыту природного газа.

В шестом SEP от 2021 г. была подтверждена центральная роль природного газа и в будущем энергетическом балансе Японии. Природный газ призван стать главным энергоносителем для производства энергии и третьим по важности энергоносителем (после нефти и угля) в структуре предложения первичной энергии в 2030 г. [8, с. 4]. Именно природный газ обладает потенциалом стать энергоресурсом, способным эффективно сглаживать колебания спроса и предложения на энергетических рынках.

⁴ По последним данным «BP statistical» [12], пик потребления природного газа в Японии был достигнут в 2014 г. – 124,8 млрд куб. м (2012 г. – 123,2), после чего оно начало снижаться, и в 2012 г. составило всего 103,6 млрд куб. м.

⁵ По данным [12] – 115,7 млрд куб. м.

По замыслу авторов SEP, использование природного газа в производственном, торговом и жилищно-коммунальном секторах будет только возрастать [8, с. 3]. При этом японские правительственные эксперты надеются на расширение предложения и снижение цен на международных газовых рынках за счет увеличения добычи сланцевого газа в США. Помимо возможности приобретать СПГ по более привлекательным ценам, Япония также рассчитывает за счет расширения использования природного газа выполнить свои климатические обязательства (снизить выбросы парниковых газов в атмосферу к 2030 г. на 26% по сравнению с 2013 г. и на 80% – к 2050 г.) [2, с. 161].

Японские компании традиционно предпочитали закупать СПГ на основе долгосрочных контрактов с привязкой цен на газ к ценам на сырую нефть. Тем не менее, когда в 2011 г. потребности «Страны восходящего солнца» в природном газе внезапно и резко выросли (в частности, в 2012 г. четверть всего потребленного в стране газа была экстренно закуплена сверх действовавших контрактов), компаниям-импортерам пришлось выходить на спотовый рынок и заключать краткосрочные контракты. Именно в силу данных обстоятельств резко вырос весь азиатский спотовый рынок газа, причем в период 2011–2014 гг. на долю Японии приходились почти все краткосрочные и спотовые контракты на поставку СПГ. В том же 2014 г. поставки в Японию СПГ по долгосрочным контрактам составляли чуть менее 80% совокупного импорта, хотя в 2005 г., к примеру, этот показатель равнялся 95% [2, с. 166]. Неудивительно поэтому, что японские власти с тех пор активно ратуют за формирование более гибкого рынка СПГ как на региональном, так и на глобальном

уровнях, рассматривая это как фактор укрепления энергетической безопасности своей страны. В рамках данной стратегии правительство «Страны восходящего солнца» объявило о намерении смягчить и даже вовсе упразднить содержащиеся в контрактах нормы о запрете перепродажи импортируемого СПГ. Данное заявление формально основывалось на заключении Японской Комиссии по справедливой торговле (англ.: Japanese Fair Trade Commission) от 2017 г. о том, что подобные нормы (в частности, запрет перепродажи СПГ в определенные географические пункты) могут противоречить Антимонопольному закону страны. Руководствуясь рекомендациями Комиссии, японские компании-импортеры СПГ начали убирать спорные нормы из типовых контрактов [2, с. 167].

В рамках упомянутой стратегии по стимулированию формирования рынков СПГ японское правительство финансирует строительство инфраструктуры по торговле СПГ в Азии. В частности, в 2017 г. METI объявило о пятилетней программе по созданию инфраструктуры и обучению персонала стоимостью в 10 млрд долл. В 2019 г. было объявлено о другом подобном проекте с аналогичной стоимостью, причем программа подразумевала не только возведение инфраструктуры и подготовку персонала, но и обучение госслужащих и экспертов, а также разработку природоохранных правил и стандартов. Продолжается и финансирование нефтегазовых и горнорудных проектов за рубежом, в реализации которых участвуют японские компании [2, с. 167]. Более того, Япония вынашивает и более далеко идущие планы – превратиться в крупный хаб по торговле СПГ общеазиатского, если не мирового значения.

Продолжающаяся либерализация внутреннего газового рынка также призвана способствовать реализации этих амбиций. В частности, ликвидация архаичных административных барьеров на пути торговли природным газом на внутrijапонском рынке должна привести к формированию устойчивого механизма ценообразования, основанного на рыночном соотношении спроса и предложения в среднем по стране. Здесь предстоит сделать еще многое: создать правовые и финансовые гарантии равного доступа к терминалам по приемке СПГ для всех участников рынка, а также модернизировать или создать заново газотранспортную инфраструктуру во всех регионах страны. [2, с. 173].

Опубликованная в 2019 г. Долгосрочная стратегия Японии в рамках Парижского соглашения закрепляет основные черты государственной энергетической политики на период до 2050 г. [13]. Тем самым природному газу официально отводится главенствующая роль в реализации энергетического перехода практически во всех отраслях народного хозяйства страны. Особое внимание обращает на себя планируемое широкомасштабное использование газа в сферах, где использование электричества или водородного топлива технически проблематично – таких как судоходство и требующие постоянного применения высоких температур производственные процессы. В главе 6 Стратегии подчеркивается роль природного газа как фактора ускорения внедрения водорода в качестве нового энергоносителя и как фактора борьбы с потеплением планетарного климата. Практическая значимость Стратегии состоит в том, что данный документ (явно неслучайно названный «долгосрочным») представляет собой своего рода программу действий не только

для японских властей, но и для всех участников газового рынка, в том числе и для российских. Имея горизонт действия до 2050 г., Стратегия поощряет всех заинтересованных экономических субъектов к долгосрочному присутствию и планированию своей деятельности на японском рынке [2, с. 163].

Неудивительно, что японские власти вплоть до недавнего времени уделяли существенное внимание энергетическому сотрудничеству с Россией в целях реализации своих планов по энергетическому переходу. Этот интерес распространялся и на газовую отрасль, и на другие области энергетики, включая водородные технологии. Так, еще пятый SEP была поставлена задача развития двусторонних отношений как со странами, богатыми природными ресурсами, так и с государствами, которые являются потенциальными рынками для японских энергетических технологий. Отмечено, что особое внимание японское правительство уделяет укреплению отношений с США, Россией и Китаем – странами, которые оказывают значительное влияние на глобальную структуру спроса и предложения энергоресурсов [14]. «Что касается России, то здесь важно рассматривать сотрудничество со стратегической точки зрения, полностью признавая такие актуальные для России вопросы, как диверсификация маршрутов сбыта нефти и газа за пределами Европы, модернизация российской экономики, содействие энергосбережению, региональное развитие в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, а также исходя из международного положения дел. Японское правительство будет продолжать сотрудничество в области ископаемого топлива, энергосбережения и возобновляемых источников энергии, а также ядерной энергетики», – отмечается в этом документе.

Российская сторона также – традиционно – называла энергетику одним из приоритетов сотрудничества с Японией, которая удовлетворяет за счет поставок из России около 10% своих потребностей в природном газе [15]. Японские компании активно участвуют в реализации крупных энергетических проектов на территории России – таких как «Ямал СПГ» (поставка оборудования), «Сахалин-1» и «Сахалин-2» (доля участия). Успешные результаты сотрудничества давали возможность обеим сторонам рассчитывать на его дальнейшее расширение. В сентябре 2021 г. в ходе Восточного экономического форума во Владивостоке было подписано несколько российско-японских соглашений, расширяющих взаимодействие двух стран в энергетической сфере. Документы зафиксировали намерение сторон поставлять из России в Японию топливные водород и аммиак. Японские власти рассматривают эти два химических продукта в качестве существенных составляющих энергетического баланса страны в будущем, о чем даже упомянуто в шестом SEP [9, с. 35, 55]. Было официально зафиксировано намерение японской стороны приобрести долю в проекте по хранению и разгрузке–погрузке СПГ на Камчатке. В ходе встречи министра экономики Японии Х. Каджиямы и министра энергетики России Н.Г. Шульгинова было также решено начать сотрудничество в области улавливания, хранения и переработки образующейся в ходе производственных процессов углекислоты [16, с. 2]. Во исполнение перечисленных договоренностей был подписан меморандум о сотрудничестве между японским МЕТИ и российской компанией ПАО «НОВАТЭК». Кроме того, между НОВАТЭК и Японским банком

международного сотрудничества JBIC было подписано соглашение о стратегическом сотрудничестве в области реализации низкоуглеродных энергетических проектов. Далее, российская Государственная транспортно-лизинговая компания и японский концерн Mitsui подписали протокол о намерениях. В документе было зафиксировано желание японской стороны войти в число участников проектов по строительству терминалов СПГ на Камчатке и в Мурманске (японская сторона намеревалась получить по доле в 49% в обоих проектах). Оба проекта считаются одними из крупнейших в мире, располагая совокупной проектной емкостью в 360 тыс. куб. м. По заявлению японского правительенного эксперта, его страна намеревалась путем участия в обоих проектах укрепить свою энергетическую безопасность, диверсифицировать источники поставок энергоносителей и увеличить емкость азиатского рынка СПГ [16, с. 3].

5. Российско-японское энергетическое сотрудничество: что дальше?

В отличие от большинства западных государств, Япония заявила о намерении продолжать сотрудничество с Россией в газовой сфере и после начала российской спецоперации на Украине [17].

Однако уже 28 февраля 2022 г. Япония вслед за США, ЕС и Великобританией ввела санкции против российского Центробанка и президента В.В. Путина в связи со специальной операцией России на Украине, а в марте активно включилась в войну санкций, заморозив, вслед за Францией, новые инвестиции в проект НОВАТЭКа «Арктик СПГ 2». Далее последовала заморозка активов ВЭБ.РФ, Промсвязьбанка и банка «Россия».

7 июня был принят очередной пакет антироссийских санкций – введение запрета на вывоз товаров, способствующих укреплению промышленной базы Российской Федерации и заморозка активов еще двух российских банков.

С 17 июня Япония запретила экспорт в Россию грузовиков, бульдозеров и самосвалов, а также комплектующих и запчастей для станков, паро- и газовых генераторов, стальных резервуаров, оборудования для печати, ткацких станков, промышленных роботов, измерительных и испытательных приборов.

5 июля Правительство Японии объявило о новых санкциях против РФ, включающих запрет на импорт золота и санкционные меры в отношении 65 организаций и физлиц. Этому предшествовало крайне жесткое заявление премьера Фумио Кисиды, призвавшего лишить Россию доходов от продажи нефти путем установления потолка цен. Новые санкции против России были обнародованы сразу после возвращения премьер-министра страны Фумио Кисиды из поездки в Европу, в ходе которой он принял участие в саммите «группы семи» в Эльмау и саммите НАТО в Мадриде, где выступил решительным сторонником усиления санкционного давления западных союзников на Москву [18].

Двумя днями раньше, 3 июля, выступая в Токио с крыши агитационного автобуса, премьер-министр Японии Фумио Кисида вновь подверг резкой критике действия России на Украине. Он также заявил о важности реализации решения недавнего саммита G7 по поводу создания механизма ограничения цен на российскую нефть. «Мы установим максимальную цену российской нефти, которая будет вдвое ниже нынешнего уровня, и создадим механизм, не позволяющий покупать нефть по более

высоким ценам», – пригрозил Фумио Кисида. Тем самым, как отметил политический международный обозреватель издательского дома «Коммерсантъ» С.В. Стрекань, «отношения Москвы и Токио достигли низшей точки после Второй мировой войны» [18].

Анализируя новые отношения Японии и России, журналист-международник, корреспондент «Российской газеты» Александр Гасюк отметил, что «Заморозка несуществующих активов высших лиц правительства России в японских банках – жест символический. Нанесенный кабинетом Фумио Кисида удар по экономике РФ – явно не критичен. Но начавшаяся в “Стране восходящего солнца” дискуссия о пересмотре оборонной стратегии и перспективах размещения ядерного оружия США – вещь более чем серьезная» [19]. И добавил: «Коренные интересы японского народа в очередной раз стали жертвой геополитической игры, в которую Токио под предлогом проявления «солидарности» втянулся Вашингтон» [19].

Ответ России на антироссийские санкции Японии не заставил себя ждать. 30 июня 2022 г. вышел Указ Президента Российской Федерации № 416 «О применении специальных экономических мер в топливно-энергетической сфере в связи с недружественными действиями некоторых иностранных государств и международных организаций» [20]. Согласно этому Указу все имущество компании Sakhalin Energy Investment Company Ltd. – оператора проекта СРП «Сахалин-2», зарегистрированной на Бермудских островах, включая права на использование интеллектуальной собственности, в том числе на лицензируемую технологию производства сжиженного природного газа, будет передано в безвозмездное пользование новому российскому оператору этого проекта.

Нынешние зарубежные акционеры Sakhalin Energy – концерн Shell (27,5% акций минус одна акция), группа компаний Mitsui & Co. (12,5% акций) и группа компаний Mitsubishi (10% акций) – обязаны уведомить Правительство России о согласии принять доли в новом операторе, пропорционально текущим.

Во исполнение этого Указа 2 августа выходит Постановление Правительства Российской Федерации № 1369 «О мерах по реализации Указа Президента Российской Федерации от 30 июня 2022 г. № 416» [21]. Этот документ постановляет создать общество с ограниченной ответственностью «Сахалинская Энергия» и утверждает его Устав и другие, необходимые нормативно-правовые документы, а также дает соответствующие поручения по его реализации федеральным органам исполнительной власти РФ.

Новый оператор проекта «Сахалин-2» – компания ООО «Сахалинская энергия» – 5 августа 2022 г. зарегистрирован в Южно-Сахалинске.

Японские власти незамедлительно запросили у России уточняющую информацию – тем более что у них появились основания беспокоиться и насчет сохранения участия в проекте «Сахалин-1», в котором японская компания Sodeco владеет долей в 30%.

В свете этих событий видится логичным, что Япония в июле 2022 г. обратилась к своим традиционным тихоокеанским партнерам – США и Австралии – с просьбой нарастить добычу и поставку на японский рынок природного газа в качестве гарантии укрепления своей энергетической безопасности [22].

А уже в начале августа Правительство Японии призвало компании Mitsui и Mitsubishi согласиться на участие

в нефтегазовом проекте «Сахалин-2», о чем заявил глава МЭТИ Коити Хагиуда, отметив, что «Сахалин-2» является важным проектом с точки зрения стабильного обеспечения Японии энергией и газом [23]⁶.

Заключение

1. Концепция энергетического перехода заняла важное место в энергетической политике современной Японии. Энергетический переход находит свое отражение во всех формирующих энергетическую политику правительственные программы документах на протяжении последних двух десятилетий. При этом японские власти делают ставку на постепенность и плавность данного процесса и не ставят энергетический переход в зависимость от разного рода идеологем, что имеет место в других государствах «западного лагеря».

2. Принадлежа к числу стран с наиболее развитой экономикой и обладая крупным и энергоемким производственным сектором, Япония остается и будет оставаться зависимой от импорта сырья и ископаемых энергоносителей из-за рубежа в долгосрочной перспективе.

⁶ Японские компании: Mitsui и Mitsubishi согласились продолжить участие в проекте «Сахалин-2». Правительство России одобрило участие этих компаний в новом операторе с сохранением их доли – 12,5% и 10%, соответственно. Mitsui будет владеть долей через дочернюю компанию MIT SEL Investment Ltd., зарегистрированную в Дубае, а Mitsubishi – через дочернюю компанию DGS Japan Co., Ltd. По состоянию на 5 октября 2022 г. основные японские компании – импортеры СПГ проекта «Сахалин-2» – JERA (совместное предприятие Tokyo Electric Power Co. и Chubu Electric Power Co.), Tokyo Gas, Kyushu Electric Power и Tohoku Electric Power перезаключили контракт с новым оператором проекта «Сахалин-2» – ООО «Сахалинская энергия» – на долгосрочную поставку СПГ. Перезаключила контракт на транспортировку СПГ (договор фрахтования СПГ-танкера Grand Mereya) с новым оператором и японская судоходная компания Mitsui O.S.K. Lines (MOL).

3. Располагая практически всем спектром современных технологий, Япония способна предложить и предлагает странам-партнерам наиболее продвинутые технологические решения – в том числе в сфере энергетики.

4. Осуществляемое японскими властями в последние годы реформирование внутренних энергетических рынков имеет хорошие шансы стать примером к подражанию для других государств региона. Либерализация внутренних энергетических рынков стран АТР стимулирует формирование единого регионального рынка с более четкими и предсказуемыми «правилами игры», что немаловажно не только для самих стран-импортеров сырья и энергоносителей (таких, как Япония), но и для экспортеров, к числу которых принадлежит и Россия.

5. В отличие от ряда других западных государств, Япония не только не заявила об отказе от энергетического сотрудничества с Россией, но и намерена продолжать участвовать в российско-японских энергетических проектах. Географическое соседство,

заинтересованность России в японских энергетических рынках, технологиях и капиталовложениях (с одной стороны) и заинтересованность Японии в стабильных поставках больших объемов энергоносителей и сырья при возможно коротком транспортном плече (с другой стороны) объективно делают обе страны практически идеальными партнерами в сфере энергетики на длительную перспективу, даже невзирая на разного рода «санкционные войны».

Но удастся ли реализовать эти объективные предпосылки? Очень хотелось бы надеяться на благородумие японского бизнеса. Как считает депутат верхней палаты японского парламента Мунэо Судзуки, Япония должна выстраивать отношения с Россией с учетом своего геополитического положения. Сейчас же Токио действует в русле принятого на Западе мейнстрима в отношении России. «Не бывает войн, которые бы не кончались. Я думаю, что в недалеком будущем будет урегулирование. В отношениях с Россией все будет зависеть от того, как поведет себя Япония», – добавил он [24].

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальный базис энергоэффективных, ресурсосберегающих и экологически безопасных, инновационных и цифровых технологий поиска, разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений, исследование, добыча и освоение традиционных и нетрадиционных запасов и ресурсов нефти и газа; разработка рекомендаций по реализации продукции нефтегазового комплекса в условиях энергоперехода и политики ЕС по декарбонизации энергетики (фундаментальные, поисковые, прикладные, экономические и междисциплинарные исследования)», № 122022800270-0).

Литература

1. Key world energy statistics 2021: Statistics report, September 2021. Paris: International Energy Agency, 2021. 80 p. <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021> (Дата обращения 15.08.2022).

2. Japan 2021. Energy policy review: Country report, March 2021. Paris: International Energy Agency, 2021. 241 p. <https://www.iea.org/reports/japan-2021> (Дата обращения 15.08.2022).
3. *Масленов А.М., Араи Х.* Водородная стратегия Японии // Энергетическая политика. 2020. № 11(153). С. 62–73. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2020_11153_62
4. BP statistical review of world energy 2020. 69th ed. London: BP, 2020. 65 p. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf> (Дата обращения 15.08.2022).
5. Cabinet Decision on the Sixth Strategic Energy Plan // Ministry of Economy, Trade and Industry. 2021. 22 October. https://www.meti.go.jp/english/press/2021/1022_002.html (Дата обращения 15.08.2022).
6. Japan publishes draft 6th Strategic Energy Plan: Report No. JA2021-0113, 11 August 2021. Washington, DC: United States Department of Agriculture, 2021. 5 p. https://apps.fas.usda.gov/newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Japan%20Publishes%20Draft%206th%20Strategic%20Energy%20Plan_Tokyo_Japan_08-05-2021.pdf (Дата обращения 15.08.2022).
7. Outline of Strategic Energy Plan, October 2021. Tokyo: Agency for Natural Resources and Energy, 2021. 13 p. https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic_plan/pdf/6th_outline.pdf (Дата обращения 15.08.2022).
8. *Tanabe Ya.* Japan's energy transition toward carbon neutrality by 2050 // The 58th Annual US-Japan Business Conference, Energy and Infrastructure Breakout Session, 1 October 2021. Brussels; Tokyo: EU-Japan Centre for Industrial Cooperation, 2021. 15 p. <https://www.eu-japan.eu/sites/default/files/publications/docs/Japanese-Energy-Transition-toward-Carbon-Neutrality-by-2050.pdf> (Дата обращения 15.08.2022).
9. The electric power industry in Japan 2022. Tokyo: Japan Electric Power Information Center (JEPIC), 2022. 81 p. <https://www.jepic.or.jp/pub/pdf/epijJepic2022.pdf> (Дата обращения 15.08.2022)..
10. *Масленов А.М., Араи Х.* Основные проекты водородной стратегии Японии и их потенциальное влияние на перспективы развития нефтегазовой отрасли России // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2020. № 12(192). С. 45–54. [https://doi.org/10.33285/1999-6942-2020-12\(192\)-45-54](https://doi.org/10.33285/1999-6942-2020-12(192)-45-54)
11. *Jensterle M., Narita J., Piria J. et al.* The role of clean hydrogen in the future energy systems of Japan and Germany. Berlin: adelphi, 2019. 128 p. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/The_role_of_clean_hydrogen_in_the_future_energy_systems.pdf (Дата обращения 15.08.2022).
12. BP statistical review of world energy 2022. 71st ed. London: BP, 2022. 57 p. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> (Дата обращения 15.08.2022).
13. Japan's Long-term Strategy under the Paris Agreement: Cabinet decision, 11 June 2019 // Ministry of Environment. <https://www.env.go.jp/en/headline/2406.html> (Дата обращения 15.08.2022).
14. Strategic Energy Plan. July, 2018. Provisional translation. Tokyo: Ministry of Economy, Trade and Industry, 2018. 131 p. https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic_plan/5th/pdf/strategic_energy_plan.pdf (Дата обращения 15.08.2022).
15. Путин назвал приоритетное направление в сотрудничестве России и Японии // РИА Новости. 2016. 26 мая. <https://ria.ru/20180526/1521462000.html> (Дата обращения 15.08.2022).

16. Kumagai T., Griffin R. Japan, Russia sign agreements for hydrogen, ammonia cooperation, Kamtchatka LNG reloading // S&P Global Commodity Insights. 2021. 7 September. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/090221-japan-russia-sign-agreements-for-hydrogen-ammonia-cooperation-kamchatka-lng-reloading> (Дата обращения 15.08.2022).
17. Japan rules out withdrawal from joint Russia gas project // The Japan Times. 2022. 31 March. <https://www.japantimes.co.jp/news/2022/03/31/national/japan-russia-sakhalin-no-withdrawal/> (Дата обращения 15.08.2022).
18. Строкань С. Япония рискует потерей газа // Газета «Коммерсантъ». 2022. 6 июля. № 119. С. 6. <https://www.kommersant.ru/doc/5447401> (Дата обращения 15.08.2022).
19. Гасюк А. Зачем Япония обрушивает отношения с Россией // Российская газета – Федеральный выпуск. 2022. 1 марта. №44(8692). <https://rg.ru/2022/03/01/zachem-iaponiia-obrushivaet-otnosheniiia-s-rossiej.html> (Дата обращения 15.08.2022).
20. О применении специальных экономических мер в топливно-энергетической сфере в связи с недружественными действиями некоторых иностранных государств и международных организаций: Указ Президента Российской Федерации от 30 июня 2022 г. № 416 // Официальный интернет-портал правовой информации. <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202206300033?index=1&rangeSize=1>
21. О мерах по реализации Указа Президента Российской Федерации от 30 июня 2022 г. № 416: Постановление Правительства Российской Федерации от 2 августа 2022 г. № 1369 // Официальный интернет-портал правовой информации. <http://actual.pravo.gov.ru/text.html#pnum=0001202208030002>
22. Japan to ask U.S., Australia to ensure stable LNG supply // Reuters. 2022. 12 July. <https://www.reuters.com/business/energy/japan-ask-us-australia-ensure-stable-lng-supply-industry-minister-2022-07-12/> (Дата обращения 15.08.2022).
23. Власти Японии попросили Mitsui и Mitsubishi сохранить участие в «Сахалине-2» // Коммерсантъ. 2022. 5 августа. <https://www.kommersant.ru/doc/5493649?ysclid=l6jj0bessd559470700> (Дата обращения 15.08.2022).
24. Отношения с Россией опустились до нуля, заявил японский депутат // РИА Новости. 2022. 23 июня. <https://ria.ru/20220623/otnosheniya-1797449400.html> (Дата обращения 15.08.2022).

Japan's energy policy in the context of the energy transition and the "sanction wars"

A.M. Mastepanov^{1,2}, A.M. Sumin^{1*}, B.N. Chigarev¹

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

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

E-mail: *02.slot.cancans@icloud.com

Abstract. Japan is one of the largest economies in the world and at the same time one of the most technologically advanced countries. These two factors, coupled with the country's insular position, determine the traditional dependence of Japanese energy on imports of raw materials and energy carriers. The accident at the Fukushima nuclear power plant in 2011 and the stagnation of administrative regulation of domestic energy markets led to a rethinking by the Japanese authorities of the previous paradigm of national energy policy. This is reflected in the policy documents that consolidate the main provisions of the Government's energy policy for the next few years. In pursuance of these government programs, new technological solutions are being introduced and the production of energy from renewable sources is growing. At the same time, the authorities carry out the energy transition smoothly, guided by practical considerations, and not by "green" ideologies. Concurrently, an administrative and legal reform of the intra-Japanese energy markets is being implemented. The growth of green energy generation does not detract from the fact that Japan will remain a major importer of fossil hydrocarbons in the long term.

Keywords: Japan, energy policy, gas, oil, electricity, energy resources, Strategic Energy Plan, primary energy, electricity, energy transition, carbon dioxide, liquefied natural gas.

Citation: Mastepanov A.M., Sumin A.M., Chigarev B.N. Japan's energy policy in the context of the energy transition and the "sanction wars"// Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 3(38). P. 56–84. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art5> (In Russ.).

References

1. Key world energy statistics 2021: Statistics report, September 2021. Paris: International Energy Agency, 2021. 80 p. <https://www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021> (Accessed on 15.08.2022).
2. Japan 2021. Energy policy review: Country report, March 2021. Paris: International Energy Agency, 2021. 241 p. <https://www.iea.org/reports/japan-2021> (Accessed on 15.08.2022).
3. Mastepanov A.M., Arai H. Japan's hydrogen strategy // Energeticheskaya Politika. 2020. No. 11(153). P. 62–73. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2020_11153_62 (In Russ.).
4. BP statistical review of world energy 2020. 69th ed. London: BP, 2020. 65 p. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2020-full-report.pdf> (Accessed on 15.08.2022).
5. Cabinet Decision on the Sixth Strategic Energy Plan // Ministry of Economy, Trade and Industry. 2021. 22 October. https://www.meti.go.jp/english/press/2021/1022_002.html (Accessed on 15.08.2022).
6. Japan publishes draft 6th Strategic Energy Plan: Report No. JA2021-0113, 11 August 2021. Washington, DC: United States Department of Agriculture, 2021. 5 p. <https://apps.fas.usda.gov/>

newgainapi/api/Report/DownloadReportByFileName?fileName=Japan%20Publishes%20Draft%206th%20Strategic%20Energy%20Plan_Tokyo_Japan_08-05-2021.pdf (Accessed on 15.08.2022).

7. Outline of Strategic Energy Plan, October 2021. Tokyo: Agency for Natural Resources and Energy, 2021. 13 p. https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic_plan/pdf/6th_outline.pdf (Accessed on 15.08.2022).

8. *Tanabe Ya.* Japan's energy transition toward carbon neutrality by 2050 // The 58th Annual US-Japan Business Conference, Energy and Infrastructure Breakout Session, 1 October 2021. Brussels; Tokyo: EU-Japan Centre for Industrial Cooperation, 2021. 15 p. <https://www.eu-japan.eu/sites/default/files/publications/docs/Japanese-Energy-Transition-toward-Carbon-Neutrality-by-2050.pdf> (Accessed on 15.08.2022).

9. The electric power industry in Japan 2022. Tokyo: Japan Electric Power Information Center (JEPIC), 2022. 81 p. <https://www.jepic.or.jp/pub/pdf/epijJepic2022.pdf> (Accessed on 15.08.2022).

10. *Mastepanov A.M., Arai H.* General projects of Japan hydrogen strategy and their future influence on the prospects of oil and gas industry development in Russia // Problems of Economics and Management of Oil and Gas Complex. 2020. No. 12(192). P. 45–54. [https://doi.org/10.33285/1999-6942-2020-12\(192\)-45-54](https://doi.org/10.33285/1999-6942-2020-12(192)-45-54) (In Russ.).

11. *Jensterle M., Narita J., Piria J.* et al. The role of clean hydrogen in the future energy systems of Japan and Germany. Berlin: adelphi, 2019. 128 p. https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/The_role_of_clean_hydrogen_in_the_future_energy_systems.pdf (Accessed on 15.08.2022).

12. BP statistical review of world energy 2022. 71st ed. London: BP, 2022. 57 p. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2022-full-report.pdf> (Accessed on 15.08.2022).

13. Japan's Long-term Strategy under the Paris Agreement: Cabinet decision, 11 June 2019 // Ministry of Environment. <https://www.env.go.jp/en/headline/2406.html> (Accessed on 15.08.2022).

14. Strategic Energy Plan. July, 2018. Provisional translation. Tokyo: Ministry of Economy, Trade and Industry, 2018. 131 p. https://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic_plan/5th/pdf/strategic_energy_plan.pdf (Accessed on 15.08.2022).

15. Putin named a priority area in cooperation between Russia and Japan // RIA Novosti. 2016. 26 May. <https://ria.ru/20180526/1521462000.html> (Accessed on 15.08.2022). (In Russ.).

16. *Kumagai T., Griffin R.* Japan, Russia sign agreements for hydrogen, ammonia cooperation, Kamtchatka LNG reloading // S&P Global Commodity Insights. 2021. 7 September. <https://www.spglobal.com/commodityinsights/en/market-insights/latest-news/energy-transition/090221-japan-russia-sign-agreements-for-hydrogen-ammonia-cooperation-kamchatka-lng-reloading> (Accessed on 15.08.2022).

17. Japan rules out withdrawal from joint Russia gas project // The Japan Times. 2022. 31 March. <https://www.japantimes.co.jp/news/2022/03/31/national/japan-russia-sakhalin-no-withdrawal/> (Accessed on 15.08.2022).

18. *Strokan S.* Japan risks losing gas supply // The Kommersant Newspaper. 2022. 6 July No. 119. P. 6. <https://www.kommersant.ru/doc/5447401> (Accessed on 15.08.2022). (In Russ.).

19. Gasyuk A. Why Japan is bringing down relations with Russia // Rossiyskaya Gazeta – Federal Issue. 2022. 1 March. No. 44(8692). <https://rg.ru/2022/03/01/zachem-iaponiiia-obrushivaet-otnosheniiia-s-rossiejj.html> (Accessed on 15.08.2022). (In Russ.).
20. On application of special economic measures in the fuel and energy sphere in connection with unfriendly actions of certain foreign states and international organizations: Decree of the President of the Russian Federation of 30 June 2022 No. 416 // Official Internet Portal of Legal Information. <http://publication.pravo.gov.ru/Document/View/0001202206300033?index=1&rangeSize=1> (In Russ.).
21. On measures to implement the Decree of the President of the Russian Federation of 30 June 2022, No. 416: Decree of the Government of the Russian Federation of 2 August 2022, No. 1369 // Official Internet Portal of Legal Information. <http://actual.pravo.gov.ru/text.html#pnum=0001202208030002> (In Russ.).
22. Japan to ask U.S., Australia to ensure stable LNG supply // Reuters. 2022. 12 July. <https://www.reuters.com/business/energy/japan-ask-us-australia-ensure-stable-lng-supply-industry-minister-2022-07-12/> (Accessed on 15.08.2022).
23. Japanese authorities suggested Mitsui and Mitsubishi further stick to the Sakhalin-2 project// Kommersant. 2022. 5 August. <https://www.kommersant.ru/doc/5493649> (Accessed on 15.08.2022). (In Russ.).
24. Relations with Russia have plunged to the zero point, a Japanese deputy stated // RIA Novosti. 2022. 23 June. <https://ria.ru/20220623/otnosheniya-1797449400.html> (Accessed on 15.08.2022). (In Russ.).