

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»* 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., директор Института проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

Редакционный совет

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

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

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

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

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

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

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

Салаватов Т.Ш., чл.-кор. АЗНАН, АГУНП, Баку, Азербайджан

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

Максимов В.М., д. т. 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., Дацко А.В.

Адрес редакции: 119333, РФ, Москва,

ул. Губкина, д. 3

Тел. редакции: 8(499)135-71-81, 8(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.

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

Содержание

Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов

Колоколова И.В., Коновалова И.Н. Новые методические приемы выделения и картирования природных резервуаров для подземного хранения водорода в выработанных месторождениях углеводородов

3

Пунанова С.А. Актуальность картирования неантиклинальных ловушек и особенности их классификаций

13

Шустер В.Л. Методический подход к выявлению и поискам залежей нефти и газа в сложнопостроенных неантиклинальных ловушках

26

Научные проблемы проектирования, эксплуатации и контроля подземных хранилищ УВ

Попов С.Н., Чернышов С.Е. Механико-химические и геодинамические проблемы, возникающие при эксплуатации подземных хранилищ газа со смесью водорода и метана

32

Новые технологии и подходы к разработке нефтяных и газовых месторождений

Тупысев М.К. Диагностика наличия и добыча остаточных запасов газа при обводнении газовых скважин в многопластовых залежах

44

Экологический мониторинг и промышленная безопасность нефтегазовых объектов

Корниенко С.Г. Использование тепловых снимков со спутника Landsat 7 при картографировании тундровых ландшафтов на примере участка газопровода «Бованенково – Байдарацкая Губа»

51

Проблемы стратегического планирования в нефтегазовой отрасли

Сумин А.М. Энергетическая безопасность Греции: национальное и европейское измерения

64

Инженерные решения

Кияченко Ю.Ф., Поднек В.Э. Малогабаритный вентиль высокого давления

86

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.), Director of
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

Salavatov T.Sh., Corr. Member of the NAS of Azerbaijan,
ASOIU, Baku, Azerbaijan

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

Eremín 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

Maksimov V.M., D.Sc. (Eng.), 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.**,
Datsko A.V.

Editorial address: 3, Gubkin Street, Moscow,

Russian Federation, 119333

Phone: 8(499)135-71-81, 8(499)135-60-51

E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

Registration certificate El No. FS77-67021

from 16 September 2016.

An open access journal.

No fee for publication and for peer-review.

Publication frequency: 4 issues per year.

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

Indexed in the Russian Science Citation Index.

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

Contents

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

Kolokolova I.V., Konovalova I.N. New methods for isolation and mapping of natural reservoirs for underground hydrogen storage in depleted hydrocarbon deposits **3**

Punanova S.A. The relevance of mapping non-anticlinal traps and features of their classifications **13**

Shuster V.L. Methodical approach to identifying and searching for oil and gas deposits in complex non-anticlinal traps **26**

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

Popov S.N., Chernyshov S.E. Coupled mechanical and chemical and geodynamic problems arising during the operation of underground gas storage facilities with a mixture of hydrogen and methane **32**

New technologies and approaches to oil and gas field development

Tupyshev M.K. Diagnostics of the presence and production of residual gas reserves during gas well flooding in multilayer deposits **44**

Environmental monitoring and industrial security of oil and gas facilities

Kornienko S.G. Using thermal images from the Landsat 7 satellite for mapping tundra landscapes: the case of the Bovanenkovo – Baydaratskaya Bay gas pipeline section **51**

Strategic planning issues of oil and gas industry

Sumin A.M. Energy security of Greece: national and European dimensions **64**

Engineering solutions

Kiyachenko Yu.F., Podnek V.E. Miniature high pressure needle valve **86**

Новые методические приемы выделения и картирования природных резервуаров для подземного хранения водорода в выработанных месторождениях углеводородов

И.В. Колоколова*, И.Н. Коновалова

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: *ipngkolokolova@yandex.ru

Аннотация. В статье предложены новые методические приемы выделения и картирования истинных и ложных флюидоупоров по данным геофизических методов, базирующиеся на основных положениях теории о трехслойном строении природных резервуаров нефти и газа.

Сейсморазведка в комплексе с геофизическими исследованиями в скважинах позволяют контролировать объемы хранилища, определять контур газо-водяного контакта, получать детальные модели природного резервуара.

Ключевые слова: водород, подземное хранилище, природный резервуар, коллектор, флюидоупор, сейсморазведка, геофизические исследования в скважинах.

Для цитирования: Колоколова И.В., Коновалова И.Н. Новые методические приемы выделения и картирования природных резервуаров для подземного хранения водорода в выработанных месторождениях углеводородов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 3(30). С. 3–12. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art1>

В наши дни водород выступает как один из промышленных газов, который уже десятилетиями используют в химической и нефтеперерабатывающей промышленности. Основным источником энергии для производства водорода – природный газ. Главный способ производства – паровая конверсия метана. Если прошлое и настоящее водорода связаны с понятием «промышленный газ», то будущее – с понятием «новый энергоноситель» [1].

Ежегодно из глубин Земли выделяется примерно 5 млн т водорода. Водород – летучий элемент, обладающий низкой температурой ожигения и высокой взрывоопасностью. В связи с этим разработка экономически и технически эффективных и безопасных систем его хранения представляет собой актуальную задачу. Во многих литературных источниках

предлагается хранить водород в подземных хранилищах газа (ПХГ), а именно: в истощенных месторождениях углеводородов; в водоносных пластах, в подземных соляных кавернах и пещерах, в многолетнемерзлых породах, в подземных полостях, выработанных шахтах [2]. Из перечисленных вариантов многолетнемерзлые породы представляются неподходящим объектом для сооружения хранилища из-за своей хрупкости и возможных перемен климата. Подземные полости, каверны, пещеры и выработанные шахты также не подходят из-за проблем с экранированием предполагаемых газохранилищ. Таким образом, наиболее предпочтительными хранилищами водорода являются выработанные месторождения углеводородов (УВ) или соляные каверны (пещеры), см. рис. 1, 2.

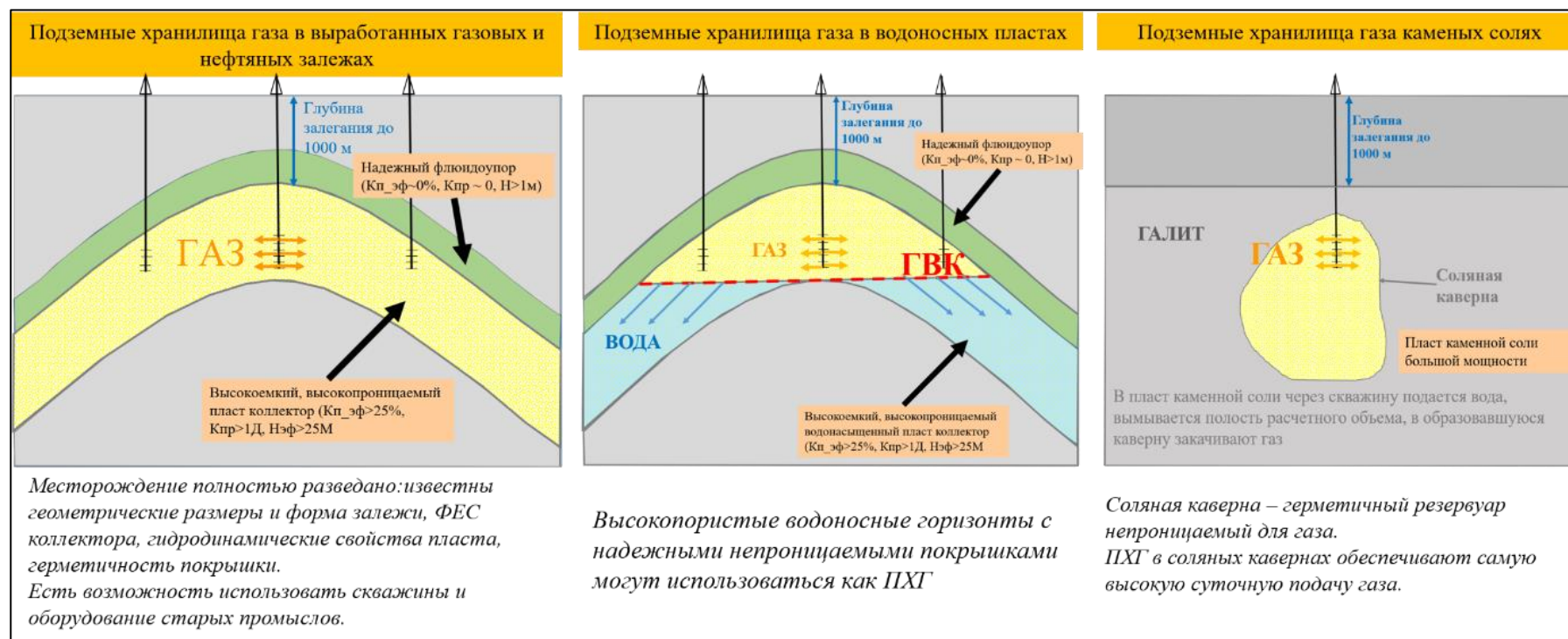


Рис. 1. Типы объектов подземного хранения газа

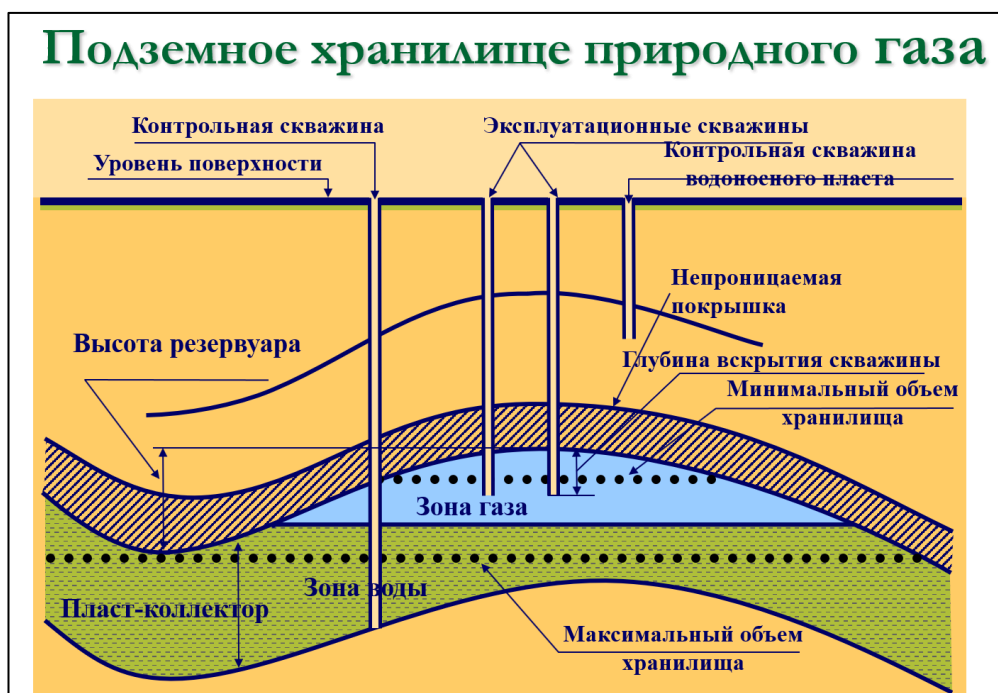


Рис. 2. Схема хранилища водорода в водонасыщенном горизонте, образующем антиклинальную структуру и ограниченном сверху флюидоупором (К.С. Басниев, 2008 г.)

Далее рассмотрим более подробно вариант подземного хранилища (ПХ) водорода в выработанных месторождениях нефти и газа.

Месторождение нефти и газа – это место скопления залежей УВ, приуроченных к одной или нескольким естественным ловушкам, расположенным на одной локальной площади [3]. Известно, что ловушка – это часть природного резервуара, представляющая собой геологический объект замкнутого контура, ограниченный экранирующей породой – флюидоупором, который способен улавливать и сохранять углеводороды в породах-коллекторах. Благоприятное сочетание трех элементов – ловушки, флюидоупора и коллектора под ним представляет собой природный резервуар, где можно прогнозировать открытие месторождения УВ, а в данном случае – хранение газа. Таким образом, ПХ для водорода будет представлять собой природный резервуар, объем которого

определяется потенциалом пласта коллектора ($K_p > 25\%$, $K_{пр} > 1$ Дарси), а надежность – наличием флюидоупора ($K_{п_эф} \sim 0$, $K_{пр} \sim 0$). Флюидоупор – непроницаемый пласт, перекрывающий пласт-коллектор, от качества которого зависит сохранность закачанного газа. Поэтому знания о наличии, качестве, положении в разрезе флюидоупоров являются необходимым условием в работе ПХГ. Однако вопрос экранирования в хранилищах в настоящее время проработан очень слабо, тогда как его значимость признается многими учеными.

Для выделения и картирования природных резервуаров подземного хранения водорода авторы статьи предлагают новые методические приемы комплексной интерпретации геофизических исследований в скважинах (ГИС) и сейсморазведки с использованием элементов теории их трехслойного строения (Филиппов Б.Н., 1967 г.; Ильин В.Д., 1980–1990 гг.).

Согласно этой теории, в толщах пород-неколлекторов выделяются не только истинные флюидоупоры (ИФ), но и промежуточные пласты – ложные флюидоупоры (ЛФ). Экранирующие свойства таких пород невысоки, однако их наличие существенно меняет представление об объеме (наличии) залежи. Ложные флюидоупоры не являются препятствием для миграции углеводородов, поэтому для каждой ловушки – части природного резервуара – гидрозамок или точка просачивания углеводородов в следующую

по восстанию пластов ловушку находится на критическом направлении, но не в кровле пласта-коллектора, а в подошве ИФ. Следовательно, ловушка, в которой может формироваться залежь УВ, существует только в том случае, если амплитуда антиклинали по кровле коллектора больше толщины ложного флюидоупора ($A > T$), образующего экранированный объем (рис. 3а). Ловушка отсутствует, если амплитуда антиклинали по кровле коллектора меньше толщины ЛФ ($A < T$) и экранированный объем не образуется, (рис. 3б) *.

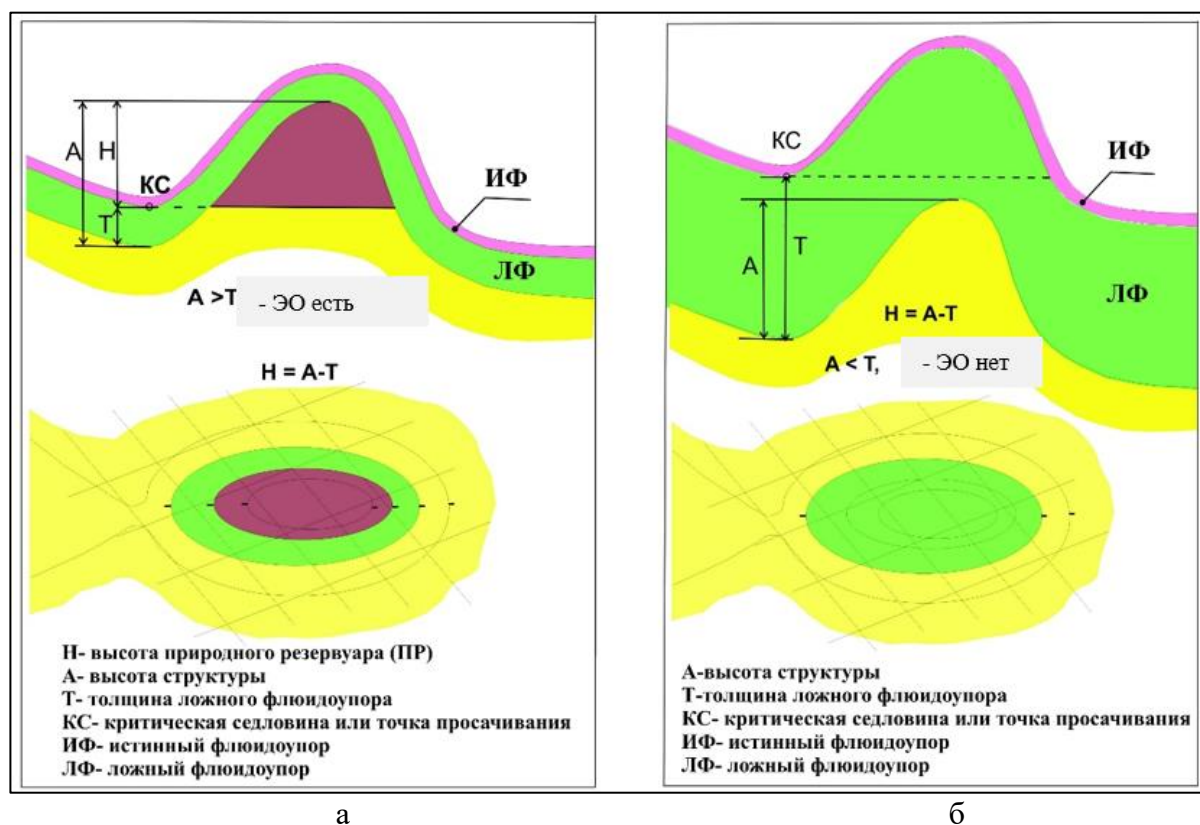


Рис. 3. Условия наличия (а) или отсутствия (б) экранированного объема (ЭО) *

Блок-схема работ состоит из нескольких этапов.

На первом этапе по данным геофизи-

ческих исследований в скважинах определяются границы коллекторов и флюидоупоров.

* Научные основы прогнозирования разномасштабных месторождений нефти и газа в осадочных бассейнах: Отчет о НИР / Рук-ль темы Хитров А.М. М.: ИПНГ РАН, 2006. С.27–29.

Выделение флюидоупоров выполняется по качественным и количественным признакам с использованием радиоактивного каротажа, метода потенциалов самопроизвольной поляризации (ПС), кавернометрии, методов электрометрии, акустического каротажа, плотностного каротажа, с учетом описаний керна, данных геолого-технологических исследований (ГТИ) и др.

Для подземных хранилищ водорода (ПХВ) наилучшими флюидоупорами являются соли и ангидриты, коллекторами – песчаники и алевролиты.

Ангидриты по ГИС характеризуются максимальными значениями на кривых сопротивления, отсутствием проникновения бурового раствора, неразрушенным стволом скважины ($D_c = D_{ном}$), максимальными показаниями на кривых микрозондов, минимальными – на кривых глинистости (полученных методами ПС и ГК – гамма-каротажа), максимальными значениями кривых нейтронных методов.

Галиты (соли) имеют максимальные значения на кривой ρ_n , зона проникновения отсутствует, при предельном насыщении раствора солью $D_c = D_{ном}$, показания микрозондов минимальные при $D_c \gg D_{ном}$, очень низкие значения ГК, показания нейтронных методов меняются от средних до очень высоких в зависимости от изменения D_c .

Качественными признаками терригенных коллекторов, по данным ГИС, являются: глинистая корка на кавернограмме; положительное приращение значений ρ_k на диаграммах микрокаротажа; радиальный градиент сопротивлений, устанавливаемый по данным разноглубинных зондов метода сопротивлений; отрицательные аномалии ПС различной амплитуды. Значения естественной гамма-активности коллекторов

отличаются от вмещающих пород. На диаграммах акустического каротажа отмечаются пониженные относительно глинистых пород значения интервального времени Δt .

Выделение флюидоупоров осуществляется на основании определения граничных численных значений «истинный – ложный» флюидоупор. Это статистическая граница такая же, как «коллектор – неколлектор», и в каждом случае ее следует устанавливать вновь для конкретного района (объекта). Предлагаемый подход основан на сопоставлении параметра, характеризующего насыщение горных пород, с параметром, отражающим их литоместные свойства. Для определения насыщения породы используется кривая удельного электрического сопротивления (УЭС). В качестве параметра, характеризующего литоместные свойства породы, используется отношение показаний нейтронного метода (НК) к показаниям метода естественной радиоактивности (ГК). Первоначально выполняется литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов и потенциальных флюидоупоров, рассчитывается отношение НК/ГК, проводится нормировка отношения НК/ГК и кривой УЭС (R_p) (по глинистым и плотным породам). По итогам нормировки неколлекторы разделяются на истинные и ложные флюидоупоры [4].

Следующий шаг – по данным сейсморазведки, в отличие от стандартных структурных построений по целевым отражающим горизонтам, отдельно картируются элементы природных резервуаров. Первоначально увязываются данные ГИС с волновым полем и затем строятся карты в подошве истинного флюидоупора и кровле коллектора.

Это позволяет определить высоту хранилища. По динамическим характеристикам волнового сейсмического поля выделяются области распространения истинных флюидоупоров и их непрерывность. Полученная информация является основой для картирования природного резервуара, внутри которого прогнозируется хранение водорода [5].

Возможности выделения и картирования флюидоупоров и коллекторов по данным каротажа и сейсморазведки, алгоритм работ представлены на рис. 4–6. Результаты комплексной интерпретации данных ГИС и сейсморазведки являются основой для оценки рисков латеральных утечек газа из ПХГ и подсчета эффективного объема газохранилища.

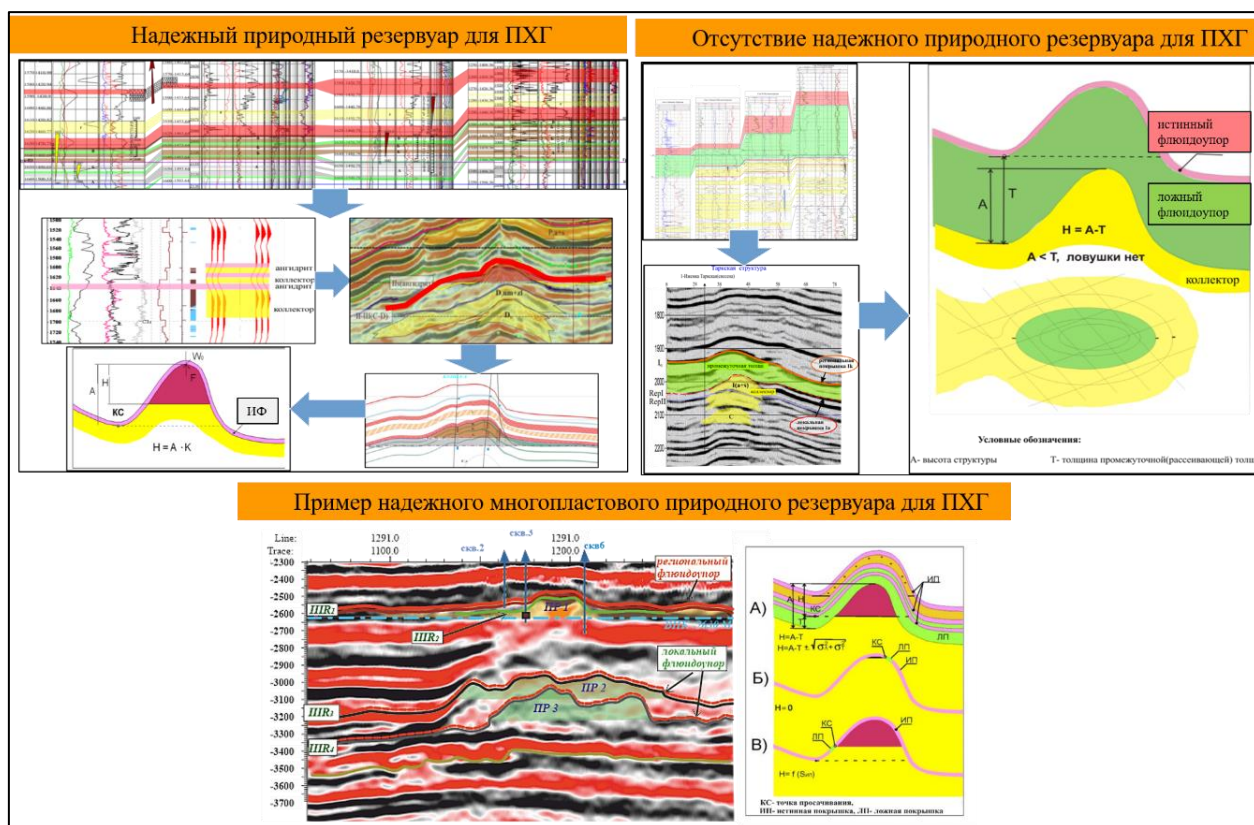


Рис. 4. О возможностях картирования флюидоупоров и коллекторов по результатам комплексной интерпретации данных ГИС и сейсморазведки

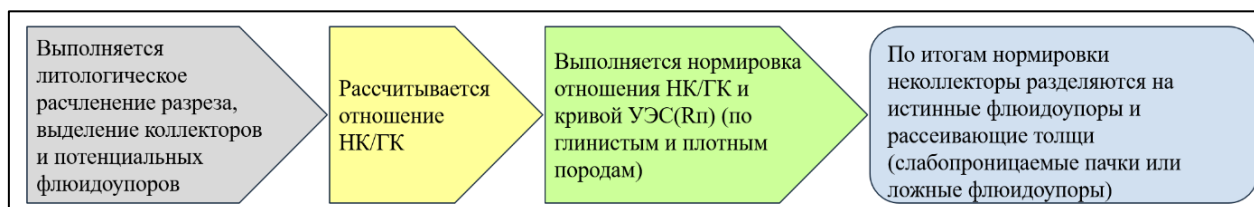


Рис. 5. Методика выделения флюидоупоров по данным ГИС

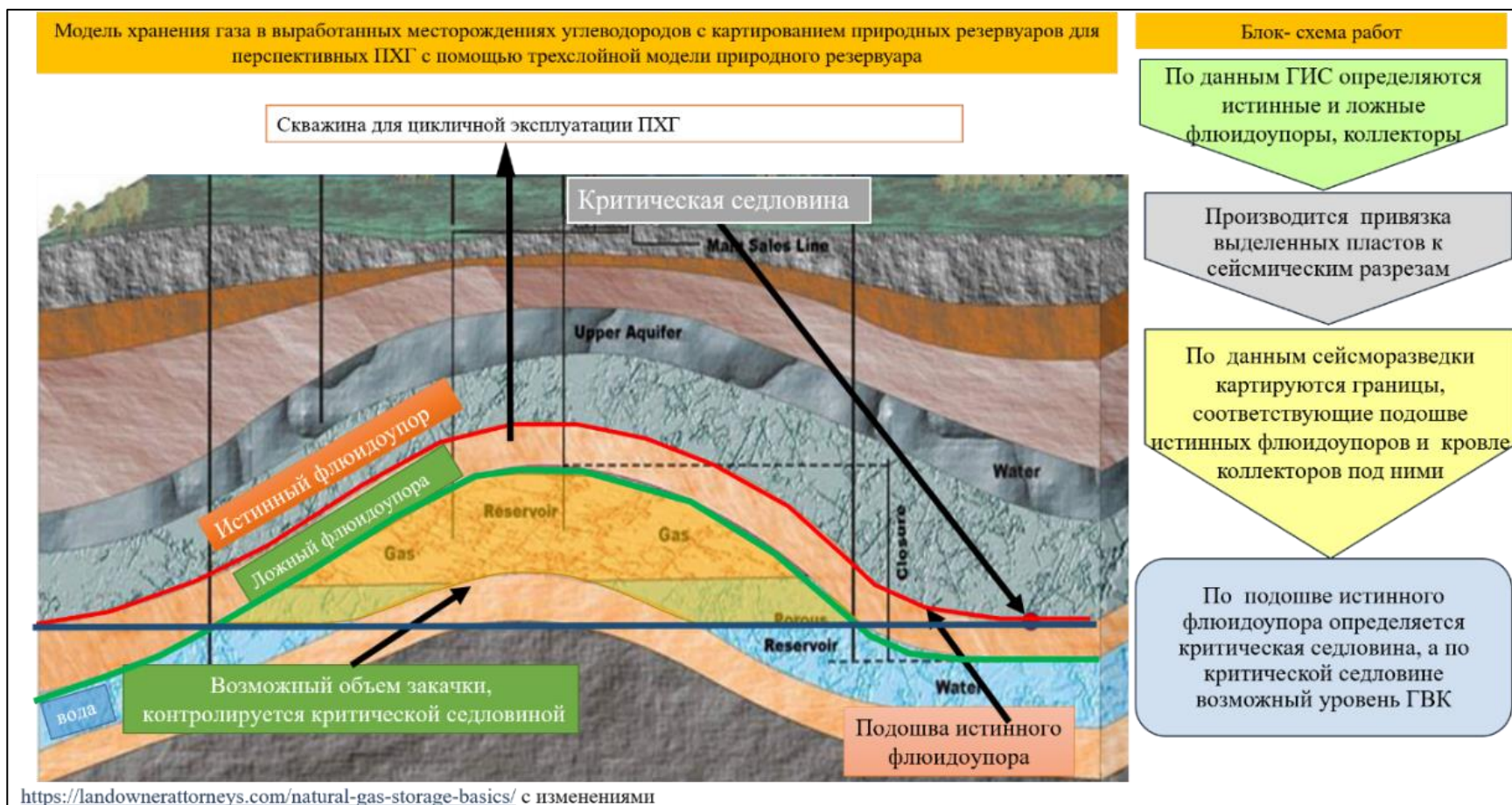


Рис. 6. Методика выделения флюидоупоров по данным сейсморазведки (<https://landownerattorneys.com/natural-gas-storage-basics/> с изменениями)

На рис. 7 приведен пример выделения флюидоупора и коллектора под ним по данным ГИС.

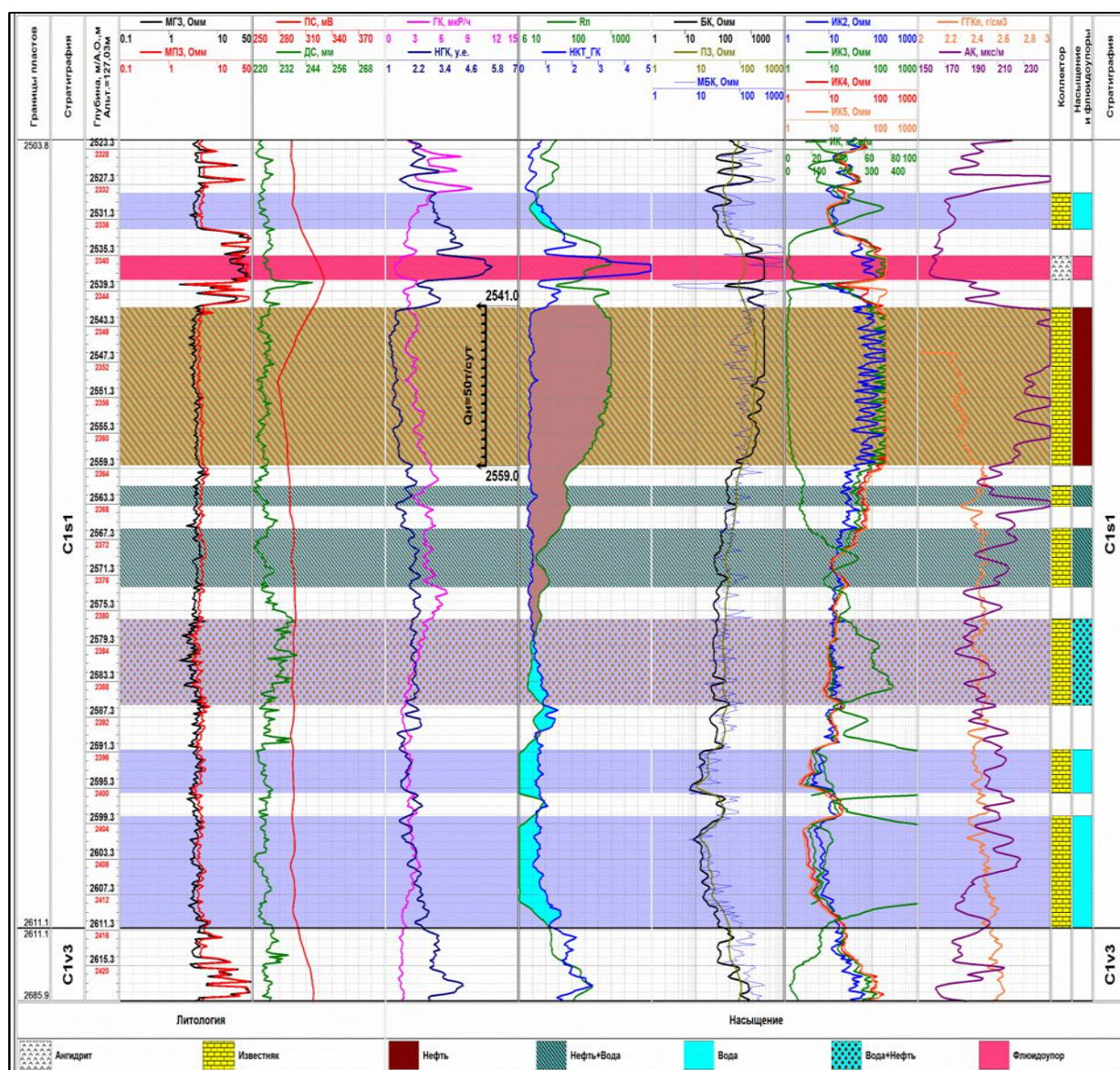


Рис. 7. Пример выделения надежного маломощного сульфатного флюидоупора и высоконефтенасыщенного коллектора под ним по данным ГИС

Выводы

1. Наиболее предпочтительными хранилищами водорода являются выработанные месторождения УВ или соляные каверны (пещеры);

2. Природные резервуары для подземного хранения водорода в выработанных месторождениях должны обладать следующими признаками:

– амплитуда структуры и высота выработанной залежи значительны;

– истинный флюидоупор представлен галогенными, эвапоритовыми и сульфатными породами;

– толщина ложного флюидоупора минимальна или отсутствует совсем;

– коллектор обладает высокими свойствами и имеет наиболее инертный состав – не склонный вступать в реакцию с водородом (кварцевые песчаники и алевриты?);

– отсутствуют разрывные нарушения и гидродинамические окна.

3. Основные геологические неопределенности при создании и эксплуатации ПХВ в выработанных

месторождениях – экранирующие свойства флюидоупоров;

4. При цикличном характере использования ПХГ важно понимание максимально возможных объемов закачивания водородной смеси, чтобы не допустить перетоков газа за пределы природного резервуара, что в свою очередь ухудшит проектные показатели.

5. Предлагаемые новые методические приемы выделения и картирования истинных и ложных флюидоупоров по данным геофизических методов позволят получать кондиционные модели природного резервуара, контролировать объемы хранилища, определять контур ГВК, тем самым снижая риски использования ПХВ.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование оптимальных условий подземного хранения водорода совместно с метаном», АААА-А19-119101690016-9).

Литература

1. Митрова Т., Мельников Ю., Чугунов Д. Водородная экономика – Путь к низкоуглеродному развитию. М.: Центр энергетики Московской школы управления СКОЛКОВО, 2019. 60 с. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.15540.91524>
2. Басниев К.С., Выродова И.В., Бадюк Е.А. Подземное хранение водорода // Наука и техника в газовой промышленности. 2008. № 3(34). С. 87–94.
3. Бакиров А.А., Бакиров Э.А., Габриэляни Г.А. и др. Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа. В 2 т. Кн.2. Методика поисков и разведки скоплений нефти и газа. М.: Недра, 2012. 416 с.
4. Колоколова И.В., Данилова Е.М., Попова М.Н., Хитров А.М. Планирование бурения на основе новых подходов к выделению и картированию элементов природных резервуаров по данным комплексной интерпретации ГИС и сейсморазведки // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2020. № 8. С. 51–56. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-8\(344\)-51-56](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-8(344)-51-56)
5. Колоколова И.В., Коновалова И.Н. Исследование истории вопроса оценки и картирования флюидоупоров при выборе наилучших природных резервуаров для подземного хранения газа // «Рассохинские чтения»: Материалы XII международной конференции. В 2 ч. Ухта: УГТУ, 2020. Ч. 2. С. 23–27.

New methods for isolation and mapping of natural reservoirs for underground hydrogen storage in depleted hydrocarbon deposits

I.V. Kolokolova*, I.N. Konovalova

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

E-mail: *ipngkolokolova@yandex.ru

Abstract. The article proposes new methodological techniques for identifying and mapping true and false seals based on the data of geophysical methods, according to the main provisions of the theory of the three-layer structure of natural oil and gas reservoirs.

Seismic exploration in combination with well logging makes it possible to control the storage volumes, determine the gas-water contact contour and obtain detailed models of the natural reservoir.

Keywords: hydrogen, underground storage, natural reservoir, reservoir rock, seal, seismic exploration, well logging.

Citation: Kolokolova I.V., Konovalova I.N. New methods for isolation and mapping of natural reservoirs for underground hydrogen storage in depleted hydrocarbon deposits // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 3(30). P. 3–12. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art1> (In Russ.).

References

1. Mitrova T., Melnikov Yu., Chugunov D. Hydrogen economy – the path to low-carbon development. Moscow: Energy Center of the Moscow School of Management SKOLKOVO, 2019. 60 p. <https://doi.org/10.13140/RG.2.2.15540.91524> (In Russ.).
2. Basniev K.S., Vyrodova I.V., Badyuk E.A. Underground hydrogen storage // Science and Technology in the Gas Industry. 2008. No. 3(34). P. 87–94. (In Russ.).
3. Bakirov A.A., Bakirov E.A., Gabrielyants G.A. et al. Theoretical foundations of prospecting and prospecting for oil and gas. In 2 vols. Book 2. Methods of prospecting and exploration for oil and gas accumulations. Moscow: Nedra, 2012. 416 p. (In Russ.).
4. Kolokolova I.V., Danilova E.M., Popova M.N., Khitrov A.M. Planning of drilling operations based on new approaches to identification and mapping of hydrocarbon reservoirs elements based on complex interpretation of GIS and seismic survey data // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2020. No. 8. P. 51–56. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-8\(344\)-51-56](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2020-8(344)-51-56) (In Russ.).
5. Kolokolova I.V., Konovalova I.N. Investigation of the history of the assessment and mapping of seals when choosing the best natural reservoirs for underground gas storage // Rassokhin Readings: Proceedings of the International Conference. In 2 parts. Ukhta: Ukhta State University, 2020. Part 2. P. 23–27. (In Russ.).

Актуальность картирования неантиклинальных ловушек и особенности их классификаций

С.А. Пунанова

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: punanova@mail.ru

Аннотация. Изучение резервуаров углеводородов в отложениях осадочных бассейнов свидетельствует о существенном возрастании количества неантиклинальных, сложных, нетрадиционных, комбинированных ловушек, отмечаемом в настоящее время при открытии крупных месторождений нефти и газа с высокими ресурсами. Основываясь на анализе литературных источников, в статье приведен краткий обзор классификаций ловушек, разработанных как для региональных уровней, так и для локальных работ в конкретных нефтегазоносных регионах. Рассмотрены примеры развития «тонких» протяженных ловушек в сланцевых углеродсодержащих формациях.

Ключевые слова: углеводороды, неантиклинальные ловушки, «тонкие» ловушки, классификация ловушек, сланцевые формации, скопления углеводородов.

Для цитирования: Пунанова С.А. Актуальность картирования неантиклинальных ловушек и особенности их классификаций // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 3(30). С. 13–25. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art2>

Введение

Приоритетные направления развития нефтегазового комплекса – это разведка и разработка глубоких горизонтов с плохо проницаемыми коллекторами и нетрадиционными ресурсами, нефть в фундаменте, морские разработки, разведка и добыча на шельфе, сланцевые формации – сланцевые нефть и газ. Главная роль при этом отводится методическим и практическим приемам поиска и оконтуривания ловушек комбинированного типа.

Перспективность неантиклинальных ловушек с точки зрения ресурсов углеводородов (УВ) и изменение тенденций по запасам с 2000 года и до настоящего времени отражены в многочисленных исследованиях [1, 2]. Так, на основе анализа огромного практического и аналитического

материала по нефтегазоносным бассейнам (НГБ) мира отмечается, что в ловушках неантиклинального типа (Combination, Stratigraphic and Unknown) накопленная добыча в ВВОЕ (ВВОЕ – нефтяной энергетический эквивалент миллиона баррелей нефти) составляет больше 50%. Основные ресурсы, по мнению авторов, сконцентрированы в ловушках, связанных с турбидитами, рифовыми постройками и «тонкими» ловушками огромной протяженности (в сланцевых формациях). Их часто называют «непрерывными» (continuous) или ловушками несоответствия (unconformity subtle traps). В Западной Сибири, согласно прогнозной оценке, доля ресурсов нефти в неантиклинальных ловушках значительно больше – составляет 67% [3].

Основные исходные принципы классификации ловушек

В современной классификации нефтяных систем, разработанной группой ученых, приоритет отдается также особенностям резервуаров и типу ловушек [4]. Существуют три основных типа нефтяных систем: нефтематеринская (или исходная), нефтяная и/или газовая в плотных низкопроницаемых породах и обычная пластовая. Эти системы характеризуются своеобразным качеством резервуара и морфологией ловушек в сочетании с показателями миграции и накопления УВ. Отложения в НГБ, в соответствии с

классификацией нефтяных систем, содержат непрерывные, квазинепрерывные и прерывистые скопления (рис. 1). Все три вида нефтяных систем, типизированных по особенностям вместилищ-резервуаров и онтогенезу УВ, существуют, как нам представляется, в каждом НГБ. Оценка НГБ при проведении геологоразведочных работ на региональном и локальном этапах, как потенциального носителя комплекса этих нефтяных систем со скоплениями УВ в резервуарах различного генезиса, вполне правомочна. Допустимость такого системного подхода была прокомментирована автором на некоторых НГБ Австралии, США (Пермском) и России (Западно-Сибирском) [5].



Рис. 1. Схематическое распределение трех типов нефтяных систем (НС) и соответствующих скоплений: I НС (SPS) – непрерывных (continuous), II НС (TPS) – квазинепрерывных (quasi-continuous) и III НС – прерывистых (discontinuous) скоплений-резервуаров (accumulations) нефти в НГБ (НМТ – нефтематеринские толщи – source rocks)

При региональных исследованиях, особенно в малоизученном регионе, необходимо выявлять зоны нефтегазонакопления, при оконтуривании которых опять же главенствующая роль отводится ловушкам. Под зонами нефтегазонакопления предложено понимать «совокупность

(группу) ловушек, выделенную в пределах гидродинамически изолированного интервала разреза, в котором содержатся залежи, характеризующиеся едиными условиями формирования – генерацией, миграцией, аккумуляцией и сохранностью УВ» [6].

Наиболее распространенными классификациями залежей УВ (наряду с классификацией по фазовому соотношению флюидов, по сложности строения, по дебитам, по запасам УВ и др.) являются классификации по типу ловушек, разработанные в разные годы многими отечественными и зарубежными исследователями (М.В. Абрамович, А.А. Бакиров, И.О. Брод, Н.Б. Вассоевич, И.В. Высоцкий, Г.А. Габриэлянц, А.А. Гусейнов, М.А. Жданов, Н.А. Еременко, А.Я. Кремс, М.Ф. Мирчинк, В.В. Оленин, В.В. Семенович, А.М. Серегин, Н.Ю. Успенская, В.Е. Хаин и др.). В большом монографическом трудосправочнике коллектива авторов [7] приводится сводка по строению залежей нефтяных и газовых месторождений России, бывших союзных республик и бассейнов многих стран мира. Можно отметить, что и в настоящее время справочник не потерял своей значимости по огромному количеству иллюстративного материала. Большой вклад в вопрос классификации ловушек внесли работы Г.А. Габриэлянца [8, 9].

Еще в конце прошлого столетия широкомасштабные исследования по характеристике сложных неантиклинальных ловушек и методике их поисков были начаты в Институте геологии и разработки горючих ископаемых (ИГиРГИ, г. Москва) в специально для этих целей созданной лаборатории под руководством А.Г. Алексина. Теоретический и практический материал был отражен в ряде статей и монографий [10, 11 и др.]. Отмечается, что основу методики поисков залежей нефти и газа в сложнопостроенных ловушках составляет интерпретация данных сейсморазведки

(метод отраженных волн) в комплексе с материалами бурения и геофизических исследований в скважинах, а прогнозирование и выявление непосредственно залежей УВ – актуальная задача и конечная цель сейсмогеологического анализа.

Удачные, на наш взгляд, классификации были разработаны для конкретных нефтегазоносных регионов. Так, И.А. Ларочкиной были детально проработаны классификационные особенности комбинированных ловушек для территории Татарстана (табл. 1). За основу размещения всех структурных форм и соответственно ловушек взята региональная схема тектонических процессов. В соответствии с этим выделены два класса ловушек – тектогенные и седиментационно-тектонические. По мнению автора, разработка детальной генетической классификации ловушек с соответствующими, характерными для них типами залежей, способствует оптимальному размещению поисковых, оценочных и разведочных скважин [12].

Классификация ловушек в Западно-Сибирском НГБ построена по другому принципу [13]. Основным фактором формирования неантиклинальных ловушек является, в первую очередь, латеральная смена литологии пород резервуара. И литологически, и стратиграфически, и тектонически ограниченные ловушки (СЛЛ, ССЛ, СТЛ и их комбинации) названы «литологически экранированными», так как все эти ловушки имеют неструктурные элементы замыкания (рис. 2).

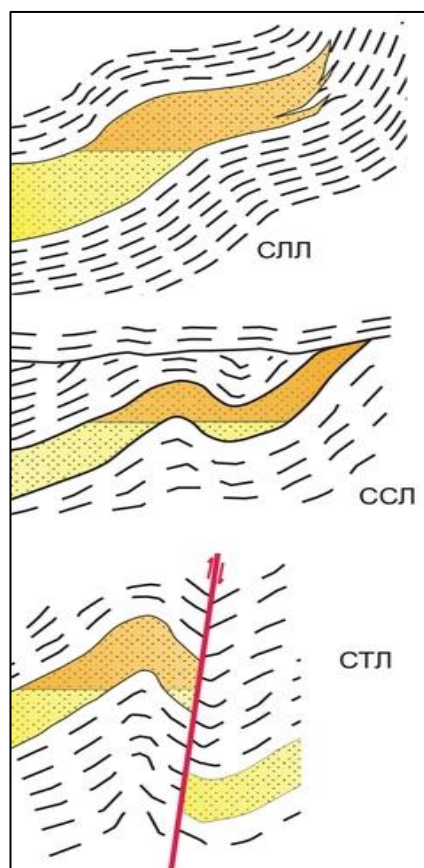
Таблица 1

**Типовые разновидности ловушек в осадочной толще
(по условиям поиска и разведки залежей нефти) [12]**

Классы	Группы	Типы	Доля ловушек в % от общего числа	Основные типы залежей
Тектогенные	Штамповые	Линейные складки различного типа	9	Пластовые сводовые, антиклинальные, пластовые, литологически экранированные
		Брахиклиналильные складки, купола, облекания зональных и локальных выступов фундамента	15	Пластовые сводовые, антиклинальные, литологически экранированные, антиклинально литологические
	Деструктивные	Трещинно-экранированные	4	Литологически экранированные, литологически замкнутые
Тектоно-седиментогенные	Тектоно-аккумулятивные	Биогермные карбонатные тела и их облекания	31	Пластовые сводовые, массивные, антиклинальные, литологически экранированные, антиклинально-литологические
		Песчаные тела – баровые, береговых валов, кос и их облекания	3	Пластовые сводовые, массивные, антиклинальные, литологически экранированные, антиклинально-литологические
	Тектоно-аккумулятивно-деструктивные	Останцовые карбонатные тела	19	Антиклинально-стратиграфические под поверхностью несогласия
		Врезные песчаные тела	19	Антиклинально-стратиграфические над поверхностью несогласия

Наиболее подробная и обоснованная классификация ловушек разработана на основе анализа 1200 залежей, в которой проводится деление ловушек по морфологическому типу. По мнению ряда авторов [14], именно признаки морфологического строения ловушки важны на стадии разведки, когда основной задачей является выявление формы ловушки, вмещающей залежь УВ. Не останавливаясь

детально на всей классификации, отметим, что в группе комбинированных ловушек выделяются залежи, связанные с экранами различных типов, т. е. залежи, экранированные разрывными нарушениями, границами областей отсутствия коллекторов, соляными интрузиями, жерлами грязевых вулканов, дайками интрузивных пород, поверхностями несогласий и некоторыми другими факторами.



СЛЛ – структурно-литологическая

ССЛ – структурно-стратиграфическая

СТЛ – структурно-тектоническая

Рис. 2. Связь неантиклинальных ловушек с латеральной сменой литологии пород резервуара, выступающей в качестве экранирующего фактора для возможных залежей УВ [13]

При разработке представленной классификации А.А. Поляков [14] не задействовал целый класс ловушек синклинальных залежей, так как он считает, что существуют противоречия в интерпретации их геологического строения (варианты: «запечатанные», литологически-экранированные, ограниченные водой залежи). Также не рассмотрены в качестве самостоятельного класса гидродинамически-экранированные залежи на моноклиналиях, хотя факт наклона водо-нефтяных контактов (ВНК) в регионах с активным гидродинамическим режимом недр зафиксирован неоднократно (Ачикулакское месторождение в Ставропольском крае и др.).

Сложности подобных ловушек рассмотрены в лекционном справочном материале S. Luthi [2]. Как считает ученый,

динамические ловушки – самые загадочные из всех имеющихся ловушек, потому что у них нет статического замыкания (static closure). При существующем перепаде давления между различными частями залежи происходит медленное движение жидкости (рис. 3).

В результате процесса эквипотенциальных линии не горизонтальны, а наклонны, так же, как и ВНК. Поэтому нефть может попасть в ловушку на флангах, где проявляется динамическое замыкание эквипотенциальной линии. На рис. 4 затенен контур кровли (поверхности) резервуара в песчаном коллекторе Tensleep нефтяного месторождения Сейдж-Крик (Вайоминг) и хорошо видно его смещение. Линия ВНК на этом месторождении имеет перепад 150 м/км в сторону юго-запада.

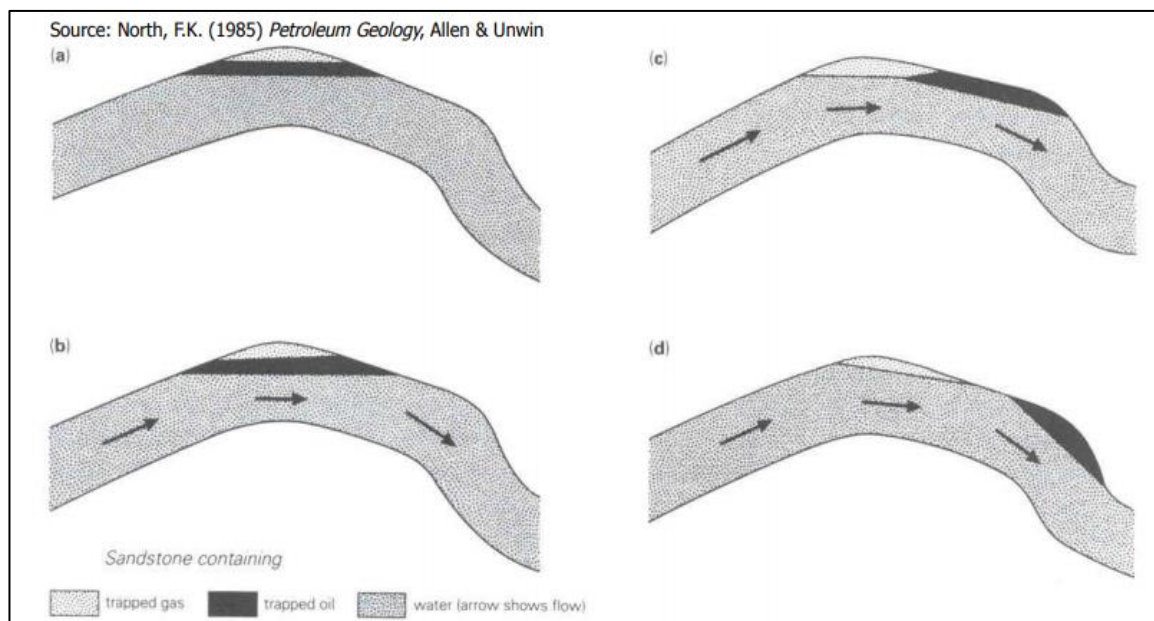


Рис. 3. Гидростатические ловушки: а – гидростатическая ситуация; б, с, d – ситуации либо с увеличением плотности (расхода) воды, либо с увеличением плотности нефти. Показан песчаник (Sandstone), содержащий (containing): газ в ловушках (trapped gas), нефть в ловушках (trapped oil) и воду (стрелка показывает поток) – water (arrow shows flow) [2]

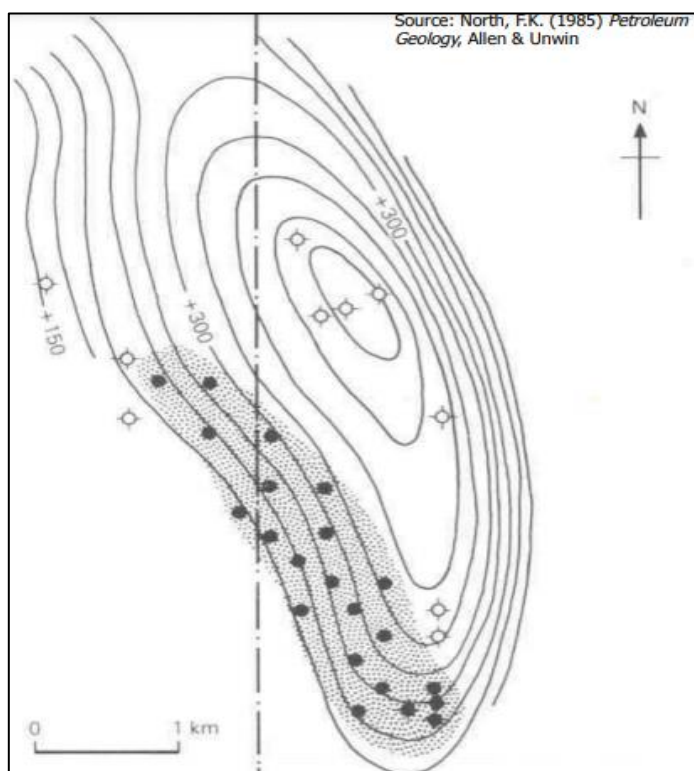


Рис. 4. Условный контур кровли резервуара (затененная площадь) на месторождении Сейдж-Крик (Вайоминг). Продуктивные скважины обозначены черными кружками, а сухие – полыми [2]

В настоящее время вопросам классификации ловушек также посвящено большое количество научных исследований, в которых освещаются актуальность

изучения ловушек комбинированного типа, методики их выявления, новые классификационные стандарты, а также сложность прогноза подобных ловушек [15–17].

Безусловно, в основу классификации должен быть положен генетический принцип, связанный с закономерностями формирования ловушек. В соответствии с последними классификациями можно выделить четыре основных типа неантиклинальных ловушек: литологически ограниченные, литологически экранированные, стратиграфически экранированные и тектонически экранированные.

Рассмотрим несколько примеров «тонких» ловушек – вместилищ УВ скоплений, которые в настоящее время признаны обладающими большими ресурсами и, соответственно, запасами, а методика их поиска является наиболее проблематичной и сложной.

Задача прогноза продуктивности углеродсодержащих (сланцевых) толщ до сих пор остается спорной. Особенности свит, т. е. их сланцевый характер и частое чередование более плотных и менее плотных пород – накопителей и производителей УВ, приводят к трудностям дешифровки собственно нефтематеринских и продуктивных прослоев в их строении. Эта неопределенность вызвана тем, что методы исследования традиционных УВ скоплений не применимы к нетрадиционным объектам, которые являются одновременно и нефтематеринскими и нефтесодержащими. Пласты-коллекторы не являются ловушками в обычном понимании, а представлены довольно протяженными участками с хорошими коллекторскими свойствами. Их часто называют «непрерывными» (continuous) или «тонкими» ловушками несоответствия (unconformity subtle traps) [1, 18].

На рис. 5 представлены две формации – Austin Chalk (синяя линия Blue) и Woodbine sandstone (желтая линия yellow) [18]. Формация Woodbinestone (это ее более распространенное название, чем Woodbine sandstone) – геологическое образование на востоке Техаса, пласты которого относятся к сеноманскому ярусу верхнего мела. Совместно с Austin Chalk и Eagle продуктивны на гигантском нефтяном месторождении Восточного Техаса (также известного как «Черный гигант»), из которого добыто более 5,42 млрд баррелей нефти. Формация Woodbinestone нефтематеринских сланцевых отложений на глубине около 1700 км простирается на территориях штатов Техас, Луизианы и Миссисипи на 500 км в длину и 50 км в ширину. Первые скважины были пробурены в 1920 г., сейчас же, в основном, проводят горизонтальное бурение. Woodbinestone залегает на сланцах манесс, будайском известняке и более древних породах и составляет основу группы Eagle Ford Group или Austin Chalk. Тонкослоистые пески Woodbine и Eagle Ford вместе составляют нефтегазовые месторождения Eaglebine в юго-западной части региона Восточного Техаса.

На рис. 6 показаны «тонкие» ловушки месторождения Giddings, аккумулирующие нефть и газ, и расположение формаций, которые являются как продуктивными коллекторами, так и генераторами нефти (sour rocks). Особенно показательна высокими генерационными возможностями формация Eagle Ford, являющаяся подстилающей пачкой в этом месторождении [19].

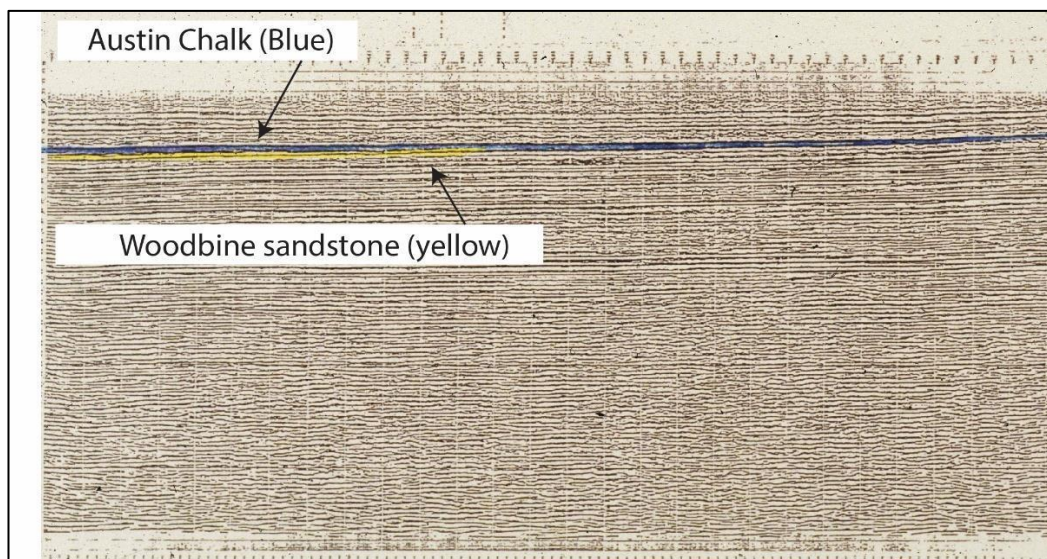


Рис. 5. Сейсмическая линия 2D через ловушку углового несогласия на месторождении Восточный Техас (историческая сейсмическая версия тонкой ловушки (1950–1970-х гг.); сейсмические данные предоставлены производственной компанией Амосо 1980-х гг. с изменениями [18])

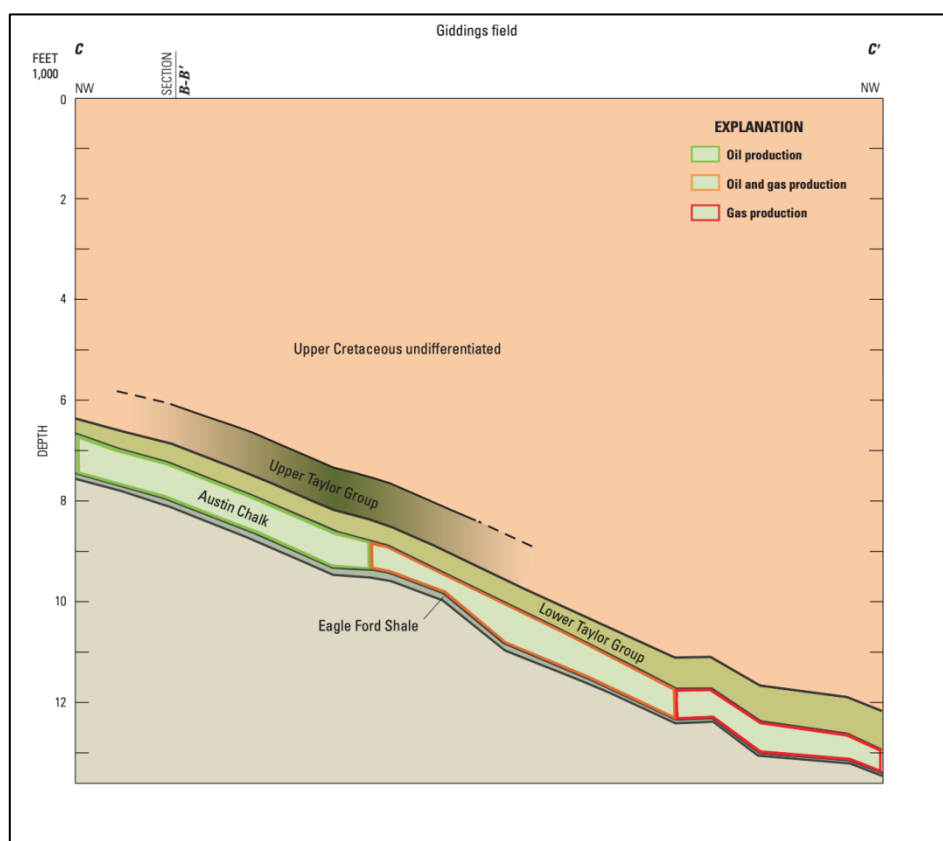


Рис. 6. Поперечный разрез месторождения Giddings (Giddings field), показывающий (Explanation) относительное структурное положение районов добычи нефтяных (Oil production), нефтегазовых (Oil and gas production) и газовых (Gas production) УВ и их стратиграфические привязки: Upper Cretaceous undifferentiated (верхний мел нерасчлененный); Upper Taylor Group, Lower Taylor Group (нижний и верхний Тэйлор-групп), Austin Chalk (Остин Чок), Eagle Ford Shale (сланцы Игл Форд) (длина разреза 56,3 км) [19]

По оси ординат – глубины (Depth) в футах (feet): 12000 feet соответствует 3657,6 м

В настоящее время поиску и методам разработки подобных ловушек в США придается большое значение. Несколько лет назад Лаборатория исследования карбонатных коллекторов при Школе геолого-геофизических исследований Джексона Техасского университета в Остине начала проект по анализу современными, в основном геохимическими, методами примерно 40 образцов керн месторождения Austin Chalk. Цель проекта – сделать доступной информацию об уникальных сланцевых формациях, таких как Austin Chalk и Eagle Ford. Исследователи считают, что разработчикам-геологам, не зная геолого-геохимических характеристик керн, трудно понять данные, которые они получают с помощью сейсмических исследований, каротажа, объемов добычи и т.д. По мнению члена AAPG, старшего научного сотрудника BEG Роберта Лоукса, «твердое понимание характеристик горных пород необходимо для понимания того, как исследовать и эксплуатировать Austin Chalk» [19].

О значимости геохимических исследований свидетельствуют данные по эксплуатации и оконтуриванию перспективных зон нефтескоплений в отложениях сланцевых формаций на территории России (доманиковые отложения в Волго-Уральской и Тимано-Печорской

НГБ, баженовская формация и ее аналоги в Западно-Сибирском НГБ и др.).

Заключение

Проанализировав довольно значительный объем исследований (безусловно многое осталось за рамками статьи), касающихся классификационных особенностей ловушек различного типа и строения, можно констатировать следующее.

1. Общая классификация ловушек, приемлемая для различных НГБ, должна быть максимально простой и доступной и строиться на генетических и морфологических признаках.

2. Типизацию ловушек и более детальную их классификацию при планировании геологоразведочных работ на региональном, а затем и поисковом этапах имеет смысл проводить для определенного НГБ с его характерным геотектоническим режимом, условиями генерации, миграции, аккумуляции УВ, сохранности залежей.

3. В плане важности и глубины проработки материала следует обращать наибольшее внимание на методику выявления комбинированных ловушек в зонах развития углеродсодержащих толщ (сланцевые формации). Именно в ловушках подобных пространств и выявляются в настоящее время гигантские запасы УВ.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», № АААА-А19-119022890063-9).

Литература

1. Dolson J., He Zh., Horn B.W. Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration – making the subtle trap obvious // Search and Discovery. 2018. Article 60054. http://www.searchanddiscovery.com/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf (Дата обращения 25.11.2020).
2. Luthi S. Petroleum geology. AES/TA 3820. Delft University of Technology. 2019. https://ocw.tudelft.nl/wp-content/uploads/PGeo_L6_Petroleum_Geology_-Lecture_6_08.pdf

3. Крылов А.Н., Халимов Э.М., Батурин Ю.Н. и др. Структура и качественная характеристика ресурсов нефти Западной Сибири // Геология нефти и газа. 1993. № 9. С. 4–8.
4. Zhao J.-Z., Li J., Wu W.-T., Cao Q., Bai Y.-B., Er C. The petroleum system: a new classification scheme based on reservoir qualities // Petroleum Science. 2019. Vol. 16, No. 2. P. 229–251. <https://doi.org/10.1007/s12182-018-0286-2>
5. Пунанова С.А. О некоторых приоритетных направлениях развития нефтегазового комплекса // О новой парадигме развития нефтегазовой геологии: Материалы Международной научно-практической конференции. Казань: Ихлас, 2020. С. 170–174.
6. Прищепа О.М. Прогноз и изучение зон нефтегазонакопления в последовательном геологоразведочном процессе // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009. Т. 4, № 1. С. 1–5. http://www.ngtp.ru/rub/3/13_2009.pdf (Дата обращения 25.11.2020).
7. Ратнер В.Я., Булатов Н.Н., Зубова М.А., Польстер Л.А. Залежи нефти и газа в ловушках неантиклинального типа. Альбом-справочник / Под ред. В.В. Семеновича. М.: Недра, 1982. 189 с.
8. Габриэлянц Г.А. Генетическая и морфологическая классификации неантиклинальных ловушек нефти и газа // Труды ВНИГНИ. М.: ВНИГНИ, 1975. Вып. 173. С. 23–38.
9. Габриэлянц Г.А. Анализ классификаций неантиклинальных ловушек нефти и газа. Обзор. Серия «Геологические методы поисков и разведки месторождений нефти и газа». М.: ВИЭМС, 1976. 46 с.
10. Алексин А.Г., Гогоненков Г.Н., Хромов В.Т. и др. Методика поисков залежей нефти и газа в ловушках сложноэкранированного типа. В 2-х ч. Ч. 1. Геологические основы поисков скоплений углеводородов в ловушках сложного экранирования. М.: ВНИИОЭНГ, 1992. 231 с.
11. Громека В.И., Алексин А.Г., Андреев В.Н. и др. Состояние поисков и разведки залежей нефти и газа в ловушках нетрадиционного типа // Геология нефти и газа. 1994. № 6. С. 43–47.
12. Ларочкина И.А. Геонотипы ловушек, их значение и прогнозирование на этапе высокой опосредованности недр Татарстана: Методическое пособие по курсу «Региональная геофизика». Казань: КГУ, 2009. 20 с.
13. Кузнецов И.М. Оценка достоверности прогноза ловушек различных типов // Вестник недропользователя ХМАО. 2015. № 27. С. 12–17.
14. Поляков А.А., Колосков В.Н., Фончикова М.Н. К вопросу о классификации залежей нефти и газа // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2015. Т. 10, № 1. С. 10. https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2015
15. Шустер В.Л. Проблемы выявления неантиклинальных ловушек углеводородов и подходы к их решению // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 4(27). С. 12. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art12>
16. Юрова М.П., Исаева Г.Ю. Исторические аспекты и современные подходы к прогнозу неструктурных ловушек нефти и газа // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 3(26). С. 7. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art7>
17. Пунанова С.А. Юрские нефтегазоносные комплексы Западной Сибири: перспективы и комбинированные ловушки // Юрская система России: проблемы стратиграфии и палеогеографии:

Материалы VIII Всероссийского совещания с международным участием. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2020. С. 196–199.

18. *Dolson J.* Understanding oil and gas shows and seals in the search for hydrocarbons. Switzerland: Springer International Publishing, 2016. 486 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-29710-1>

19. *Pearson K.* Geologic models and evaluation of undiscovered conventional and continuous oil and gas resources – Upper Cretaceous Austin Chalk, U.S. Gulf Coast U.S. // Geological Survey. Reston, Virginia. 2012. <https://explorer.aapg.org/story/articleid/57848/seeking-the-goldilocks-window-of-the-austin-chalk> (Дата обращения 25.11.2020).

The relevance of mapping non-anticlinal traps and features of their classifications

S.A. Punanova

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow
E-mail: punanova@mail.ru

Abstract. The study of hydrocarbon reservoirs in the sediments of sedimentary basins indicates a significant increase in the number of non-anticlinal, complex, unconventional, combined traps, which is currently noted during the discovery of large oil and gas fields with high resources. Based on the analysis of literature sources, the article provides a brief overview of the classifications of traps developed both for regional levels and for local operations in specific oil and gas regions. Examples of the development of subtle extended traps in shale carbonaceous formations are considered.

Keywords: hydrocarbons, non-anticlinal traps, thin traps, trap classification, shale formations, hydrocarbon accumulations.

Citation: Punanova S.A. The relevance of mapping non-anticlinal traps and features of their classifications // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 3(30). P. 13–25. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art2> (In Russ.).

References

1. Dolson J., He Zh., Horn B.W. Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration – making the subtle trap obvious // Search and Discovery. 2018. Article 60054. http://www.searchanddiscovery.com/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf (Accessed on 25.11.2020).
2. Luthi S. Petroleum Geology. AES/TA 3820. Delft University of Technology. 2019. https://ocw.tudelft.nl/wp-content/uploads/PGeo_L6_Petroleum_Geology_-Lecture_6_08.pdf
3. Krylov A.N., Khalimov E.M., Baturin Yu.N. et al. Structure and qualitative characteristics of Western Siberia oil resources // Geologiya Nefti i Gaza. 1993. No. 9. P. 4–8.
4. Zhao J.-Z., Li J., Wu W.-T., Cao Q., Bai Y.-B., Er C. The petroleum system: a new classification scheme based on reservoir qualities // Petroleum Science. 2019. Vol. 16, No. 2. P. 229–251. <https://doi.org/10.1007/s12182-018-0286-2>
5. Punanova S.A. On some priority directions of development of the oil and gas complex // On a New Paradigm for the Development of Oil and Gas Geology: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference. Kazan: Ikhlās, 2020. P. 170–174. (In Russ.).
6. Prischepa O.M. Position of oil-gas accumulation zones in a successive exploration process // Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika. 2009. Vol. 4, No. 1. P. 1–5. http://www.ngtp.ru/rub/3/13_2009.pdf (Accessed on 25.11.2020). (In Russ.).
7. Ratner V.Ya., Bulatov N.N., Zubova M.A., Polster L.A. Oil and gas accumulations in non-anticlinal traps. Illustrated reference book / Ed. by V.V. Semenovich. Moscow: Nedra. 1982. 189 p. (In Russ.).
8. Gabrielyants G.A. Genetic and morphological classification of non-anticlinal oil and gas traps // VNIGNI Transactions. Moscow: VNIGNI, 1975. Iss. 173. P. 23–38. (In Russ.).

9. *Gabrielyants G.A.* Analysis of the classifications of non-anticlinal oil and gas traps. Overview. Series «Geological methods of prospecting and exploration of oil and gas fields» Moscow: VIEMS, 1976. 46 p. (In Russ.).
10. *Aleksin A.G., Gogonenkov G.N., Khromov V.T.* et al. Methods of searching for oil and gas deposits in complex-screened traps. In 2 parts. Part 1. Geological foundations of the search for hydrocarbon accumulations in complex screening traps. Moscow: VNIOENG, 1992. 231 p. (In Russ.).
11. *Gromeka V.I., Aleksin A.G., Andreev V.N.* et al. The state of oil and gas pools prospecting in traps of non-traditional type // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1994. No. 6. P. 43–47. (In Russ.).
12. *Larochkina I.A.* Geonotypes of traps, their significance and forecasting at the stage of high exploration of the subsoil of Tatarstan: Methodological manual for the course «Regional Geophysics». Kazan: KSU, 2009. 20 p. (In Russ.).
13. *Kuznetsov I.M.* Assessment of the reliability of the forecast of traps of various types // *Bulletin of the Subsoil User of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug*. 2015. No. 27. P. 12–17. (In Russ.).
14. *Polyakov A.A., Koloskov V.N., Fonchikova M.N.* On the classification of petroleum accumulations // *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*. 2015. Vol. 10, No. 1. P. 10. https://doi.org/10.17353/2070-5379/7_2015 (In Russ.).
15. *Shuster V.L.* The problems of identification of non-anticlinal hydrocarbon traps and approaches to their solution // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2019. Iss. 4(27). P. 12. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art12> (In Russ.).
16. *Yurova M.P., Isaeva G.Yu.* Historical aspects and modern approach to forecasting non-structural petroleum traps // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2019. Iss. 3(26). P. 7. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-26.art7> (In Russ.).
17. *Punanova S.A.* Jurassic oil and gas complexes in Western Siberia: prospects and combined traps // *Jurassic System of Russia: Problems of Stratigraphy and Paleogeography: Proceedings of the 8th All-Russian Meeting with International Participation*. Syktyvkar: Institute of Geology, Komi SC UB RAS, 2020. P. 196–199. (In Russ.).
18. *Dolson J.* Understanding oil and gas shows and seals in the search for hydrocarbons. Switzerland: Springer International Publishing. 2016. 486 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-29710-1>
19. *Pearson K.* Geologic models and evaluation of undiscovered conventional and continuous oil and gas resources – Upper Cretaceous Austin Chalk, U.S. Gulf Coast U.S. // *Geological Survey*. Reston, Virginia. 2012. <https://explorer.aapg.org/story/articleid/57848/seeking-the-goldilocks-window-of-the-austin-chalk> (Accessed on 25.11.2020).

Методический подход к выявлению и поискам залежей нефти и газа в сложнопостроенных неантиклинальных ловушках

В.Л. Шустер

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: tshuster@mail.ru

Аннотация. В статье рассмотрены цели, задачи, методы и виды геолого-геофизических исследований, критерии выявления и поиска залежей нефти и газа, приуроченных к неантиклинальным ловушкам. Сделаны предложения по усовершенствованию и систематизации существующего методического подхода к решению задачи выявления и поисков залежей углеводородов в неантиклинальных ловушках.

Ключевые слова: залежи нефти и газа, неантиклинальные ловушки, выявление и поиски, критерии, комплекс исследований.

Для цитирования: Шустер В.Л. Методический подход к выявлению и поискам залежей нефти и газа в сложнопостроенных неантиклинальных ловушках // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 3(30). С. 26–31. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art3>

Одним из направлений исследований решения задачи восполнения добычи нефти и газа за счет прироста ресурсов и запасов углеводородов (УВ) является изучение сложнопостроенных объектов – неантиклинальных, комбинированных ловушек.

Это направление тем более актуально, что разведанность традиционных структурных (антиклинальных) ловушек, в значительной степени, достаточно высокая и их количество близится к исчерпанию. Исходя из анализа опубликованных работ и практических результатов, достоверный прогноз конкретных неантиклинальных ловушек определенного генетического и морфологического типа на ранних стадиях геологоразведочных работ (ГРП) представляется весьма сложной и практически неразрешимой задачей, учитывая возможности региональных исследований.

Объекты исследования: геолого-геофизические материалы по месторождениям углеводородов и разведочным площадям Западной Сибири.

Методы исследований: комплексный анализ материалов сейсморазведки, данных геофизических исследований в скважинах (ГИС) и керны современными методами исследования.

Неантиклинальная ловушка нефти и газа – это сложнопостроенный природный резервуар, по-разному экранированный, различного генезиса и морфологии, зачастую сравнительно небольшого объема и площади распространения, что существенно усложняет прогноз и выявление, учитывая разрешающую способность методов сейсморазведки. Ловушка формируется под воздействием седиментационных и постседиментационных, структурно-тектонических, гидрогеологических и геохимических процессов и факторов.

Генетический и морфологический тип ловушки определяется характером проницаемой ее части (коллекторов) и ограничивающими ловушку условиями экранирования.

На региональной стадии ГРР, по мнению ряда авторов [1–3], возможно выделять зоны, благоприятные для формирования неантиклинальных ловушек (НАЛ), в том числе, и дифференцированно для разных генетических типов, используя специальный комплекс исследований.

К критериям выделения благоприятных зон относятся:

- регионально развитые в разрезе толщи коллекторов и флюидоупоров,
- региональные стратиграфические несогласия и зоны разрывных нарушений,
- зоны выклинивания и фациального замещения толщ – коллекторов,
- зональные и латеральные экраны.

Очень важны также результаты генетической оценки коллекторских толщ на основе палеореконструкций перспективных интервалов стратиграфического разреза, позволяющие прогнозировать зоны осадконакопления, сформированные в разных структурно-фациальных условиях.

Для выявления конкретных неантиклинальных ловушек разного генетического и морфологического типа требуется значительный объем дополнительных (по отношению к региональному этапу) геолого-геофизических материалов, а именно:

- сейсмические исследования,
- данные ГИС по достаточно представительному количеству скважин,
- изучение керна,
- комплексный анализ всех имеющихся данных, с использованием

специальных методов и методических приемов, с обработкой и построениями карт и разрезов по специальным программам с помощью современных геолого-математических комплексов.

Весьма важно отметить принципиальное различие терминов «прогноз» и «выявление» неантиклинальных ловушек. Прогноз – это научно обоснованное предположение о наличии и пространственной приуроченности ловушки в пределах перспективной зоны. Выявление же ловушки происходит одновременно с поисковыми работами и бурением поисковых скважин.

В отличие от регионального прогнозирования зон, благоприятных для формирования неантиклинальных ловушек, «локальный» прогноз их наличия до начала бурения поисковых скважин на перспективном объекте, как правило, невозможен. Абсолютное большинство залежей нефти и газа, приуроченных к НАЛ, открыто при поисково-разведочных работах на антиклинальных структурах.

Для целенаправленного выявления залежей УВ в неантиклинальных ловушках на уже открытых месторождениях необходимо проводить специальный дополнительный (по отношению к антиклинальным ловушкам) комплекс исследований, позволяющий на основе полученных результатов прогнозировать и выявлять залежи нефти и газа в НАЛ.

Предлагаемый ниже комплекс исследований дает возможность обнаружить «пропущенные» залежи нефти и газа, приуроченные к неантиклинальным комбинированным ловушкам. Так были выявлены залежи УВ в таких ловушках на месторождениях Харасавэйско-Бованенковской зоны (рисунки) [4, 5].

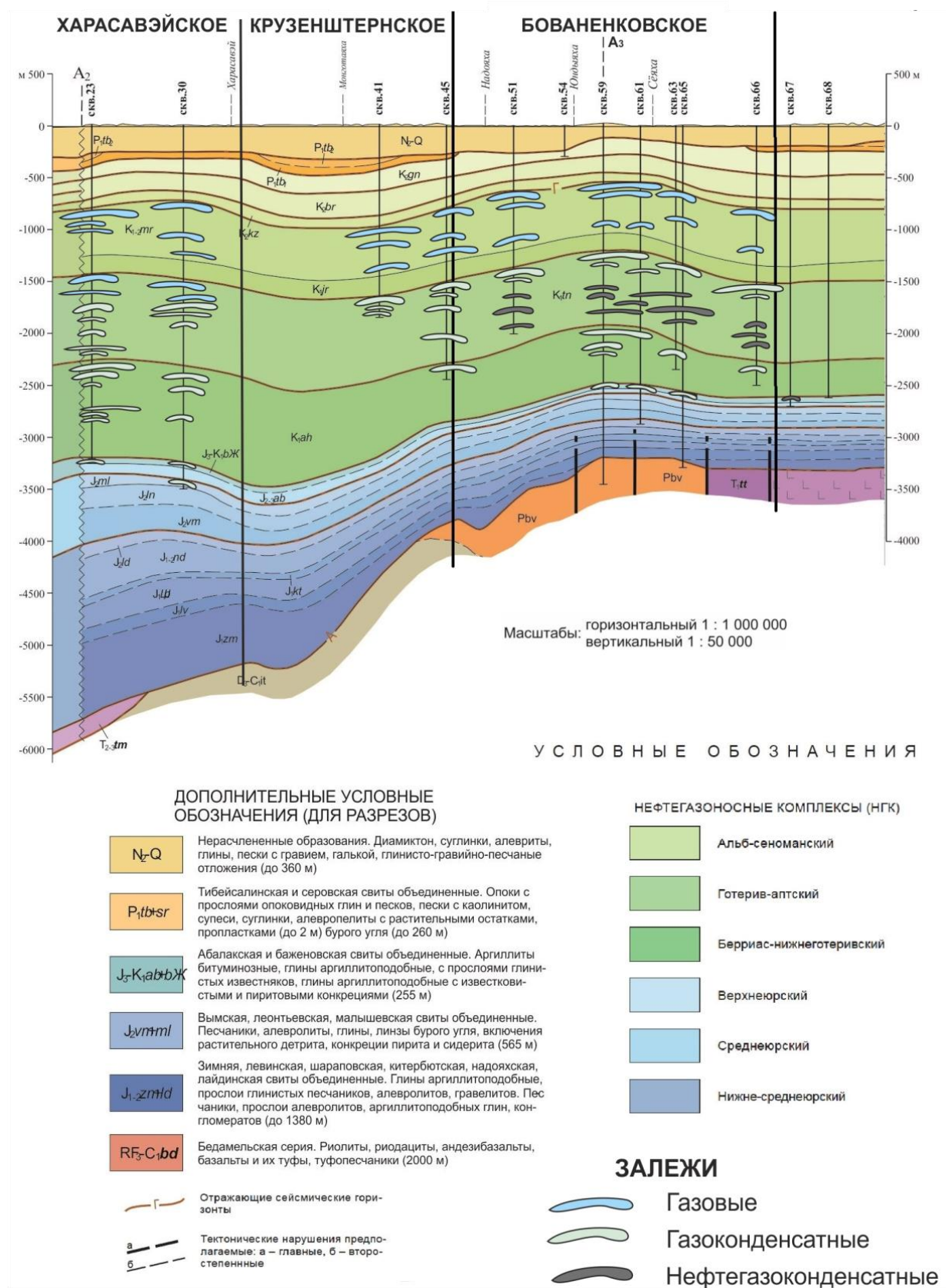


Рисунок. Залежи нефти и газа, приуроченные к неантиклинальным ловушкам, на месторождениях Харасавэйско-Бованенковской зоны [4, 5]

Для выявления неантиклинальных ловушек в перспективных зонах необходимо решить определенные геологические задачи, используя специальный комплекс геолого-геофизических работ и исследований.

В разрезе перспективной ловушки выделяются продуктивные коллекторские толщи, перекрытые флюидоупорами.

В коллекторских толщах необходимо:

- выявить локальные особенности распространения отложений и изменчивости их литолого-фациального состава;
- определить генетический тип отложений и границы распространения разнофациальных отложений;
- уточнить границы распространения разномасштабных экранов (зональных, латеральных);
- определить участки выклинивания и фациального замещения отложений;
- провести детальное исследование с целью выявления разрывных нарушений, в том числе, малоамплитудных;
- по результатам комплексного анализа полученных результатов определить тип и морфологию (генезис и границы распространения) выявленной неантиклинальной ловушки (размеры, площадь замкнутого контура, кровлю коллектора, ФЕС пород). В процессе поисков и разведки залежи УВ параметры ловушки будут уточняться.

Комплекс геолого-геофизических работ и исследований по выявлению ловушки включает:

- проведение площадной сейсморазведки МОГТ 2Д и 3Д,
- бурение скважин (количество скважин должно быть достаточным для составления детальной схемы корреляции разрезов, охватывающей всю площадь объекта),

- изучение керна,
- гидрогеологические и геохимические исследования.

На основе комплексных палеогеографических, палеогеоморфологических и палеоструктурных реконструкций, а также информации о мощности отложений и типе разрезов, с использованием данных ГИС и керна о текстурных особенностях, гранулометрическом и минералогическом составе продуктивных отложений (пород-коллекторов) проводится сейсмостратиграфический анализ, детальное расчленение и корреляция разрезов скважин, генетический анализ продуктивных отложений (пород-коллекторов). Выявляются типы экранов и их площадное распространение.

Для оценки нефтегазогенерационного потенциала отложений и прогноза нефтегазоносности используются результаты геохимических и гидрогеологических исследований.

Критериями для выявления неантиклинальных ловушек являются выделенные в результате корреляции продуктивных горизонтов по скважинам и проведенных палеорекопструкций границы выклинивания и замещения разнофациальных отложений, в том числе разного генезиса, участки (границы) экранирования пород-коллекторов флюидоупорами разного масштаба, а также разрывные нарушения и зоны стратиграфических несогласий.

Выявленные зоны и участки терригенного разреза отложений разного генезиса, могут свидетельствовать о формировании песчаных тел в разных структурно-фациальных условиях и, как следствие, различной морфологии (формы и размеров).

В карбонатных резервуарах подобный комплекс исследований и критерии прогноза позволяют выделить в разрезе участки и зоны, различающиеся минералогическим составом, характером пустотности и типом трещин (и их заполнением), ФЕС пород, возможными экранами. И в конечном итоге – неантиклинальные ловушки разного типа.

Выводы

Уточнен методический подход к решению проблемы выявления и поиска залежей нефти и газа, связанных

с неантиклинальными ловушками: сформулированы задачи и предложен комплекс исследовательских работ.

Выявление и поиски залежей углеводородов в неантиклинальных ловушках осуществляются на поисковом этапе геологоразведочных работ на основе комплексного анализа геолого-геофизических, геохимических и гидрогеологических материалов и специальных исследований. На разведочном этапе ГРП уточняется тип и геоморфология ловушки.

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания по теме «Развитие научно-методических основ поисков крупных скоплений УВ в неструктурных ловушках комбинированного типа в пределах платформенных нефтегазоносных бассейнов», № АААА-А19-119022890063-9).

Литература

1. Гусейнов А.А., Гейман Б.М., Шик Н.С., Сурицков Г.В. Методика прогнозирования и поисков литологических, стратиграфических и комбинированных ловушек нефти и газа. М.: Недра, 1988. 213 с.
2. Алексин А.Г., Гогоненков Г.Н., Хромов В.Т. и др. Методика поисков залежей нефти и газа в ловушках сложноэкранированного типа. В 2-х частях. М.: ВНИИОЭНГ, 1992. 447 с.
3. Шустер В.Л. Методический подход к прогнозу в нефтегазоносных бассейнах зон, благоприятных для формирования неантиклинальных ловушек // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 2(29). С. 64–71. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-29.art5>
4. Шустер В.Л., Дзюбло А.Д., Шнип О.А. Залежи углеводородов в неантиклинальных ловушках Ямального полуострова Западной Сибири // Георесурсы. 2020. Т. 22, № 1. С. 39–45. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.39-45>
5. Астафьев Д.А., Толстиков А.В., Наумова Л.А., Кабалин М.Ю. Перспективные направления газонефтепоисковых работ на морском шельфе России в XXI веке // Вести газовой науки. 2018. № 4(36). С. 4–18.

Methodical approach to identifying and searching for oil and gas deposits in complex non-anticlinal traps

V.L. Shuster

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

E-mail: tshuster@mail.ru

Abstract. The article considers the goals, objectives, methods and types of geological and geophysical research, criteria for identifying and searching for oil and gas deposits associated with non-anticlinal traps. Proposals are made to improve and systematize the existing methodical approach to solving the problem of detecting and searching for hydrocarbon deposits in non-anticlinal traps.

Keywords: oil and gas deposits, non-anticlinal traps, detection and search, criteria, complex of research.

Citation: *Shuster V.L. Methodical approach to identifying and searching for oil and gas deposits in complex non-anticlinal traps // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 3(30). P. 26–31. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art3> (In Russ.).*

References

1. *Guseinov A.A., Geiman B.M., Shik N.S., Surtsukov G.V.* Methods of forecasting and searching for lithological, stratigraphic and combined oil and gas traps. Moscow: Nedra. 1988. 213 p. (In Russ.).
2. *Aleksin A.G., Gogonenkov G.N., Khromov V.T. et al.* Methods of searching for oil and gas deposits in traps of complex screening type. In 2 parts. Moscow: VNIIOENG, 1992. 447 p. (In Russ.).
3. *Shuster V.L.* Methodical approach to forecasting zones in oil and gas bearing basins favorable for the formation of non-anticlinal traps // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2020. Iss. 2(29). P. 64–71. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-29.art5> (In Russ.).
4. *Schuster V.L., Dziublo A.D., Shnip O.A.* Hydrocarbon deposits in non-anticlinal traps of the Yamal Peninsula of Western Siberia // *Georesursy*. 2020. Vol. 22, No. 1. P. 39–45. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.39-45>
5. *Astafyev D.A., Tolstikov A.V., Naumova L.A., Kabalin M.Yu.* Promising XXI-century trends of oil and gas prospecting offshore Russia // *Vesti Gazovoy Nauki*. 2018. No. 4(36). P. 4–18. (In Russ.).

Механико-химические и геодинамические проблемы, возникающие при эксплуатации подземных хранилищ газа со смесью водорода и метана

С.Н. Попов^{1*}, С.Е. Чернышов^{2**}

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

2 – Пермский национальный исследовательский политехнический университет, г. Пермь

E-mail: *popov@ipng.ru, **nirgnf@bk.ru

Аннотация. В статье рассматриваются особенности эксплуатации подземных хранилищ газа с закачкой смеси водорода и метана. Показано, что при нагнетании такой смеси может происходить ее химическое взаимодействие с пластовой водой и породой, что приводит к вариациям фильтрационно-емкостных и физико-механических свойств пласта-коллектора. Следствием такого взаимодействия могут стать непредвиденные геомеханические и геодинамические процессы, которые негативно отражаются на эксплуатации подземных хранилищ газа.

Ключевые слова: водород и метан, фильтрационно-емкостные свойства, физико-механические свойства, пласт-коллектор, керн, разлом, напряженно-деформированное состояние, авто-гидравлический разрыв пласта, подземное хранилище газа.

Для цитирования: Попов С.Н., Чернышов С.Е. Механико-химические и геодинамические проблемы, возникающие при эксплуатации подземных хранилищ газа со смесью водорода и метана // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 3(30). С. 32–43. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art4>

В последнее время все чаще рассматривают применение водорода как альтернативного источника энергии [1–3]. Прежде всего, это связано с использованием экологически чистых технологий, которые в меньшей степени загрязняют окружающую среду. В то же время применение данного газа в производстве имеет ряд особенностей. В частности, требуется использование подземных хранилищ газа (ПХГ) для его хранения и транспортировки.

Весьма важным аспектом при эксплуатации ПХГ с водородом или смесью водорода и метана является техногенное изменение механических свойств и напряженно-деформированного состояния (НДС) пласта-коллектора и окружающих его

горных пород. Такие эффекты могут привести к изменению поля напряжений в околоскважинных зонах и в эксплуатационном объекте в целом, вследствие чего возможно изменение его фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Вариации упруго-прочностных свойств и НДС коллектора зачастую приводят к осложнению геодинамической обстановки на территории ПХГ со всевозможными негативными техногенными последствиями (деформации земной поверхности, активизация разломов, сейсмические события, нарушение герметичности покрышки, фильтрация газа в выше- и нижележащие пласты и др.) [1–13].

В качестве объектов хранения газа чаще всего используют либо соляные каверны [1–4], либо пласты-коллекторы, насыщенные пластовой водой, или отработанные газовые месторождения [1, 5–8, 11, 14]. И в том и в другом случае существует большая вероятность изменения напряженно-деформированного

состояния массива горных пород и возникновения негативных техногенных геодинамических процессов. Для соляных каверн воздействие циклов закачки-откачки газа приводит к изменению формы каверны за счет изменения термобарических условий в хранилище (рис. 1) [1, 2].

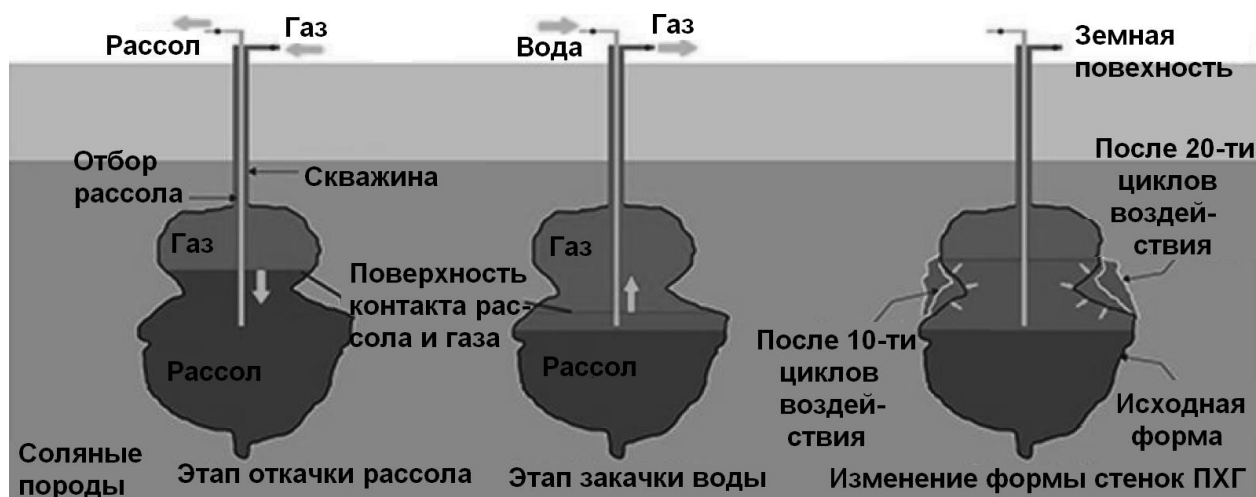


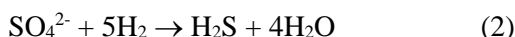
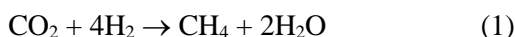
Рис. 1. Изменение формы каверны в каменной соли в течение различных этапов хранения газа [2]

Помимо циклически изменяющегося давления и температуры, на боковую поверхность каверны также воздействует изменение уровня пластовой воды. В течение циклов откачки и закачки воды из каверны ее химический состав, хоть и незначительно, но может меняться, в таком случае существует вероятность растворения каменной соли на стенках каверны. Следствием изменения геометрической формы хранилища могут быть: 1) изменение НДС массива соляных пород с образованием зон пластических деформаций и их разрушения; 2) перераспределение напряжений в вышележащей толще пород с деформациями земной поверхности выше допустимых норм.

В то же время зарубежные исследователи отмечают, что в большинстве

случаев наиболее подходящим геологическим образованием для хранения газа является именно каменная соль, поскольку особые свойства соли делают ее идеальной вмещающей породой со стабильными кавернами, подходящей для хранения газа (например, гелия, водорода и метана), а также сжатого воздуха [1].

Как уже отмечалось, помимо соляных каверн, объектами хранения газа являются водонасыщенные пласты-коллекторы. При нагнетании водорода в водоносный горизонт происходят реакции взаимодействия газа с минералами, растворенными в пластовой воде. Чаще всего при этом выделяют реакции метаногенеза (1) и сульфатредукции (2) [14, 15]:



Как было отмечено выше, нарушение химического равновесия в пластовой воде является следствием ее взаимодействия с породой-коллектором. Подобные эффекты приводят либо к отложению солей, либо к растворению минералов из пористой матрицы. Изменение минерального состава пород будет сопровождаться преобразованием физико-механических свойств пласта-коллектора (упругих и прочностных характеристик).

В печати практически нет научных публикаций, посвященных экспериментальным исследованиям механических свойств горных пород под воздействием водорода, поэтому судить об изменениях можно лишь косвенно по характеристикам фильтрационных емкостных свойств.

В работе [14] зарубежные исследователи описали проводимые

лабораторные эксперименты с терригенными образцами керна, отобранными из потенциальных объектов хранения газа. Керна был представлен образцами однородного и слоистого песчаника и алевролита, отобранных из третичных, триасовых и пермских отложений. Обобщенные результаты исследований показаны на рис. 2 и 3.

Авторы отмечают, что наименьшее взаимодействие с породой нагнетаемого в образцы водорода произошло в тех из них, что были отобраны из третичных отложений. Исследователи объясняют такой результат минеральным составом образцов (это преимущественно терригенные породы) и умеренными термобарическими условиями.

В противоположность вышеприведенным результатам, для некоторых из образцов пермских и триасовых отложений было получено существенное изменение пористости (см. рис. 3), причем как в сторону увеличения, так и уменьшения данной характеристики.

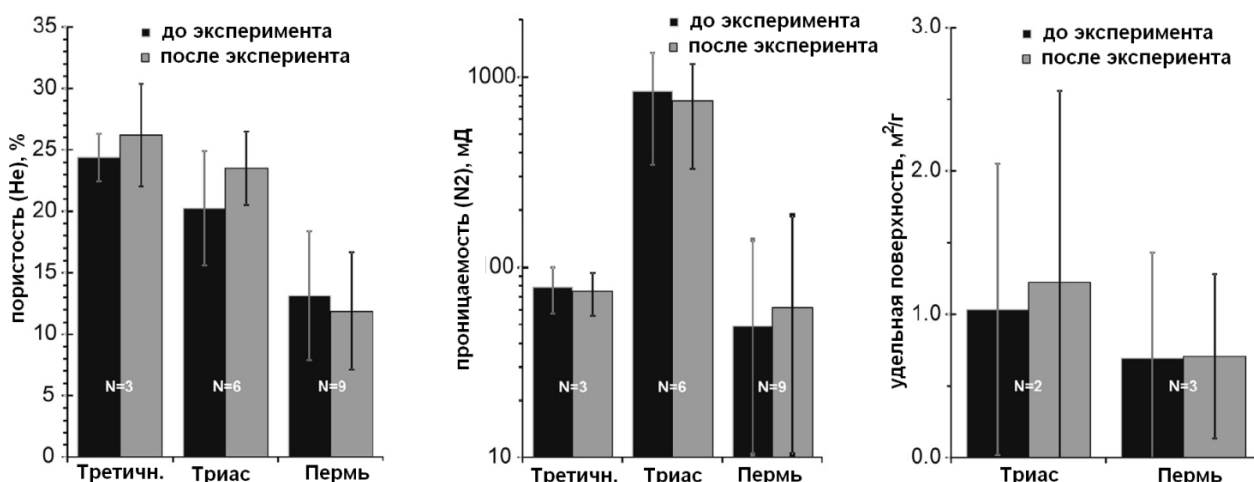


Рис. 2. Результаты измерений пористости (по гелию), проницаемости (по азоту) и удельной поверхности на терригенных образцах до и после экспериментов с водородом в пластовых условиях (третичные, триасовые и пермские отложения); столбики ошибок представляют собой стандартные отклонения, N – количество образцов [14]

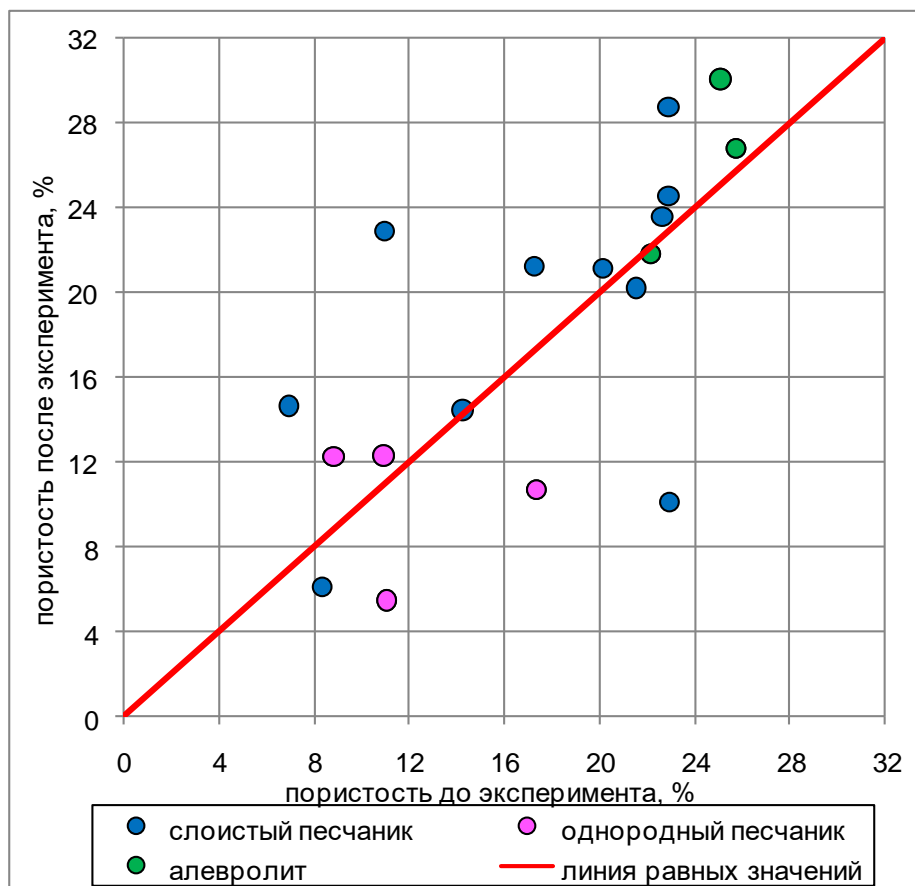


Рис. 3. Результаты сопоставления пористости образцов до и после проведения экспериментов: синие и розовые кружки – образцы пермских и триасовых отложений, зеленые – третичных отложений [14]

Авторы указывают на то, что такие результаты связаны с присутствием в образцах карбонатного цемента и ангидрита. Помимо этого, в залежах пермских и триасовых отложений имеют место высокие давления (до 15 МПа) и температуры (до 130 °C), а также насыщенность высокоминерализованной водой (минерализация до 288 г/дм³) [14].

Растворение карбонатного цемента, связывающего частицы песчаника, помимо изменения ФЕС, должно привести к существенному изменению физико-механических свойств пласта и его НДС.

Отдельно следует отметить, что, несмотря на использование данными авторами коррозионностойкого оборудования,

после проведения экспериментов исследователи обнаружили следы воздействия водорода на внутреннюю часть кернодержателя (рис. 4) [15], что говорит об определенных технических сложностях при проведении экспериментов с нагнетанием водорода.

Влияние пористости и литологического состава терригенных пород-коллекторов на его упруго-прочностные свойства показано в работах [16, 17]. Так, на примере зависимости модуля упругости и пределов прочности от пористости авторы отмечают, что наибольшими значениями данных характеристик обладают породы-коллекторы с присутствием карбонатного цемента (рис. 5).

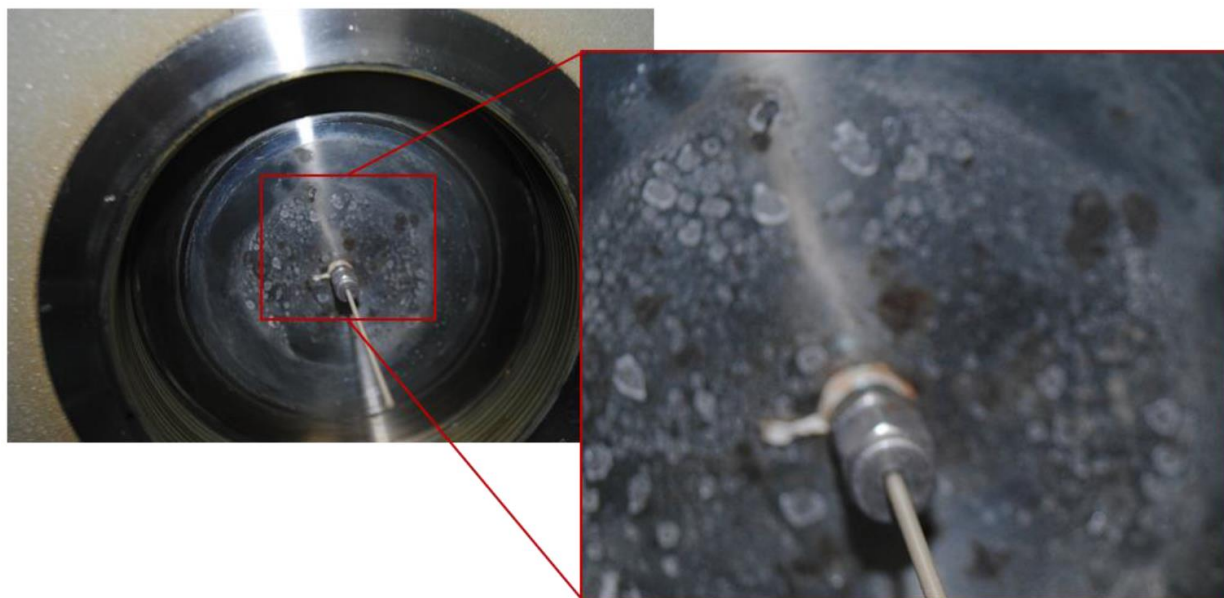


Рис. 4. Следы коррозии на металлических деталях автоклава после экспериментов по нагнетанию водорода [15]

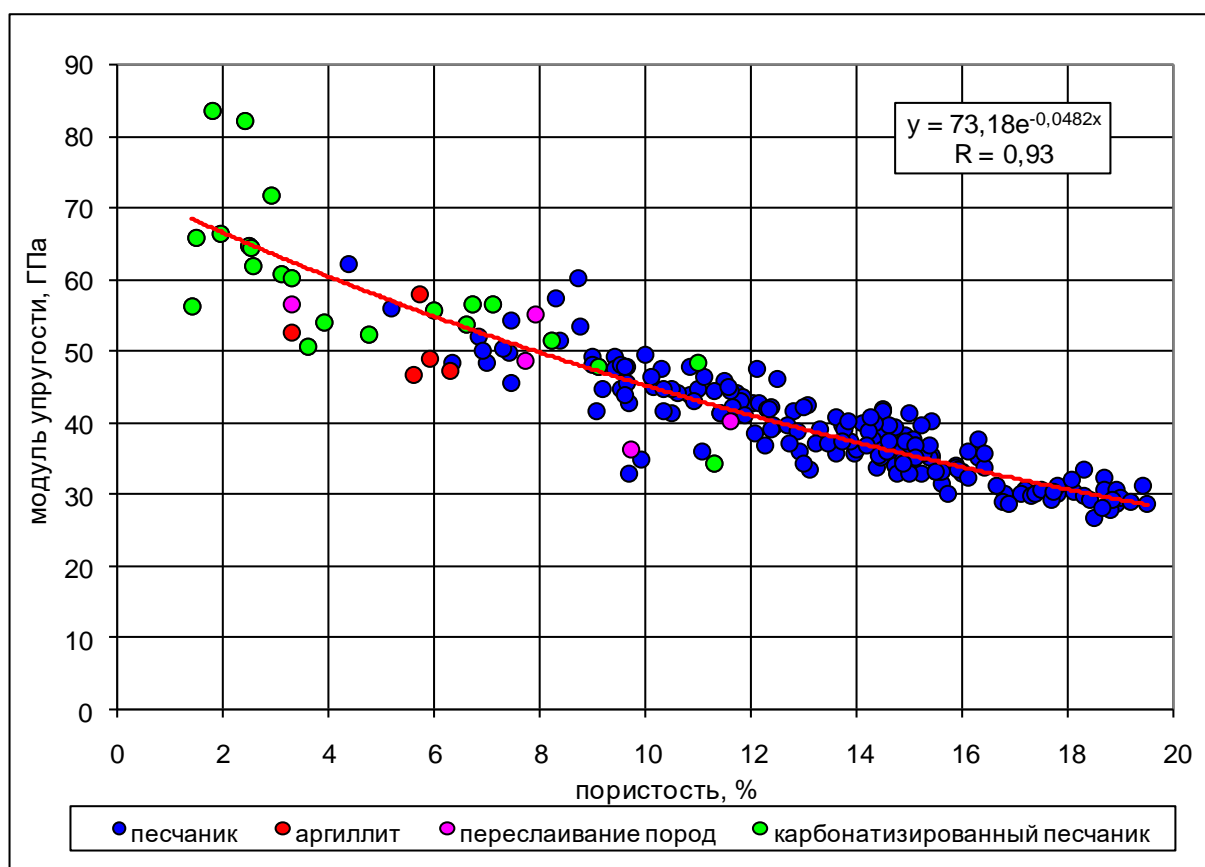


Рис. 5. Изменение модуля упругости терригенных образцов керна в зависимости от пористости и литологического состава [16, 17]

Как уже отмечалось выше, изменение физико-механических свойств пород-коллекторов повлечет за собой изменение НДС пласта и окружающего массива горных пород. В околоскважинной зоне эффекты растворения межзернового карбонатного цемента должны привести к изменению проницаемости, причем такое изменение может быть как в сторону увеличения, так и уменьшения данного параметра. Такие изменения ФЕС пород-коллекторов должны определяться экспериментально на образцах керна, отобранных из предполагаемого эксплуатационного объекта. Негативным следствием взаимосвязанного эффекта растворения цемента и изменения напряжений в пласте может быть также и возникновение пескопроявлений в скважине при определенных величинах депрессии на пласт в цикле отработки газа [18].

Таким образом, для предотвращения негативных последствий, связанных с изменением физико-механических свойств и напряженно-деформированного состояния пласта-коллектора, требуется, по возможности, выбирать эксплуатационный объект, в котором коллектор состоит преимущественно из терригенных пород.

Как и при разработке нефтегазовых месторождений, актуальной проблемой при разработке эксплуатации ПХГ является проблема активизации разломов [5, 7, 9, 10]. В процессе снижения или увеличения пластового давления в циклах закачки и отработки газа из хранилища сдвиговые напряжения в плоскости разлома могут достигнуть предельных значений, что приведет к активизации разлома и смещению его боковых поверхностей (рис. 6) [9].

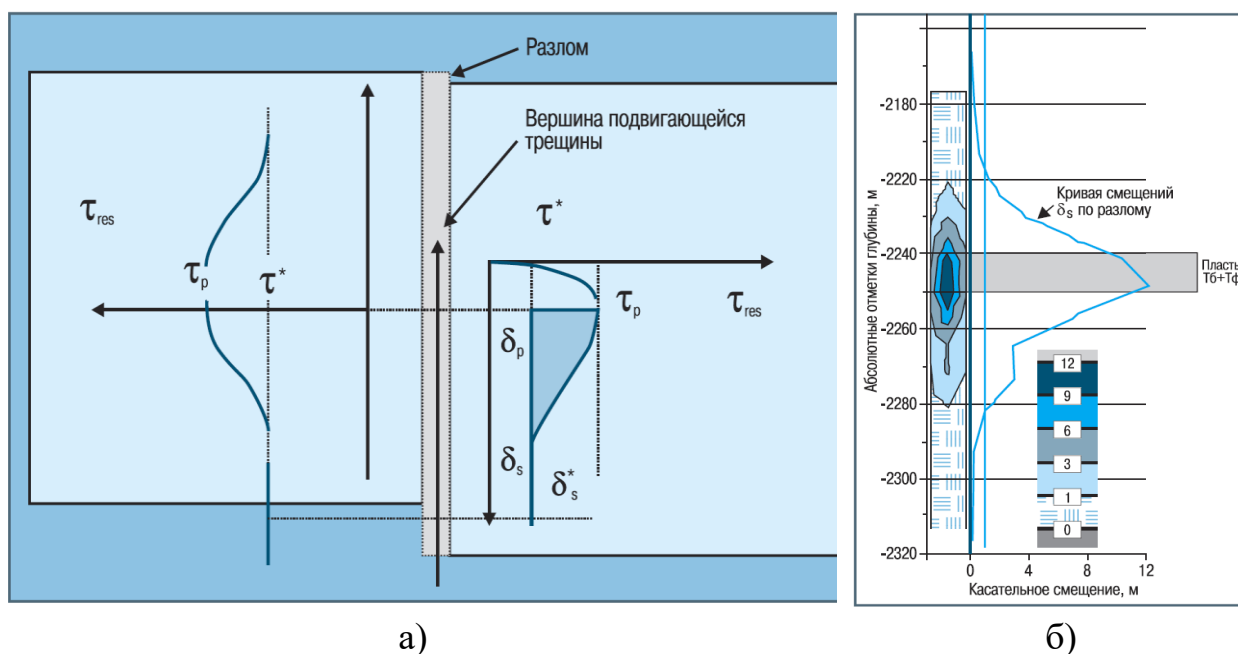


Рис. 6. Модель сдвижения горной породы по разлому (а) и величины сдвиговых деформаций при отработке нефтяного пласта (б) [9]

Несмотря на то, что величины вертикальных смещений могут быть небольшими (десятки миллиметров или сантиметры), активизация разлома может привести к высвобождению значительного количества энергии, что влечет за собой проявление сейсмических событий вплоть до землетрясений [10]. Для ПХГ с закачкой водорода данное обстоятельство усугубляется снижением прочностных свойств в области нагнетания газа за счет химического взаимодействия с пластовой водой и породой, а также воздействия микроорганизмов. В таком случае предельная величина сдвиговых напряжений существенно уменьшится, что приведет к большей вероятности активизации разлома при тех же значениях изменения давления в циклах закачки-откачки газа. После активизации разлома и смещении его боковых поверхностей существует риск

нарушения покрышки, удерживающей газ в целевом пласте-коллекторе, и его утечки в соседние горизонты.

Другой важной проблемой, связанной с разломными участками, является возможность возникновения трещин при авто-гидравлическом разрыве пласта (авто-ГРП), появляющихся при больших давлениях закачки газа (рис. 7) [7]. Так как прочностные свойства породы в области разлома значительно ниже, чем в толще однородных пород, то вероятность возникновения такой ситуации также достаточно велика и должна быть определена с помощью предварительных геомеханических расчетов. Трещины, образовавшиеся при авто-ГРП, могут быть связаны с выше- и нижележащими горизонтами, что приведет к утечке закачиваемого флюида из эксплуатационного объекта.

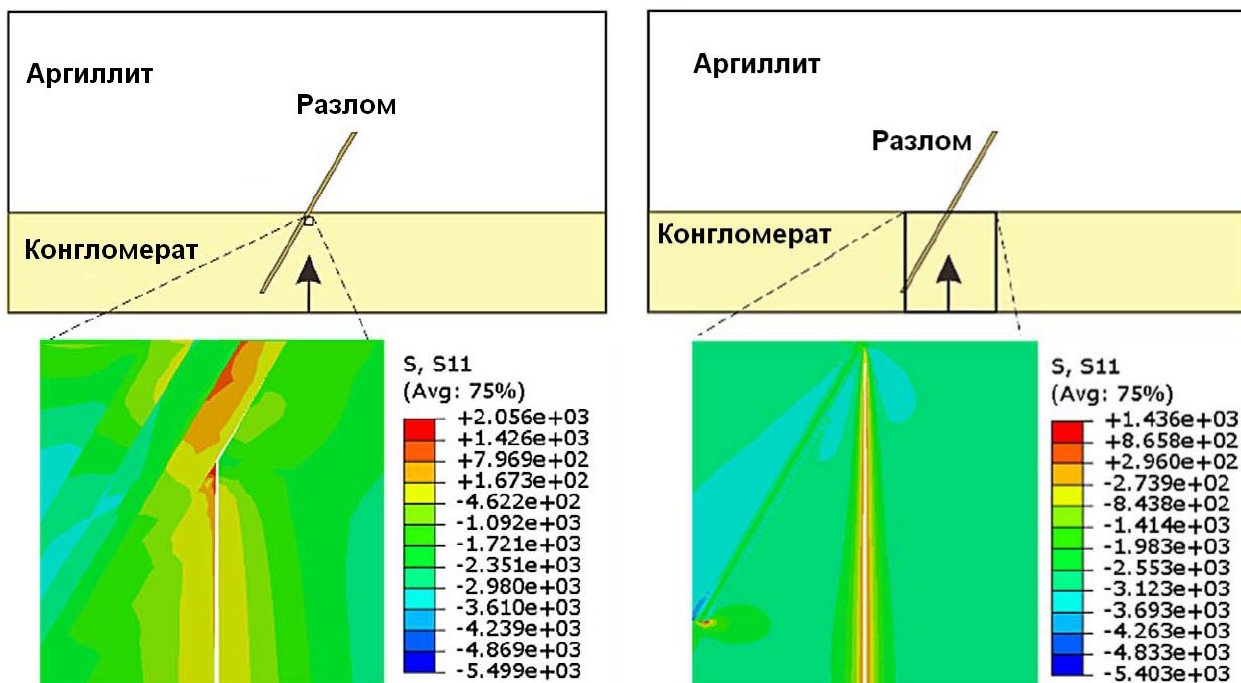


Рис. 7. Результаты моделирования НДС массива горных пород и трещины авто-ГРП при эксплуатации ПХГ [7]

Для прогноза негативных геомеханических и геодинамических процессов, связанных с эксплуатацией ПХГ с закачкой водорода и метана, традиционно используются методы численного моделирования НДС пород-коллекторов и окружающего массива горных пород, подробно описанные в работах [6–10]. Использование численных расчетов, например, с помощью метода конечных элементов, позволяет спрогнозировать возникновение различных техногенных явлений при эксплуатации хранилищ и определить степень их опасности.

Наряду с методами прогнозных расчетов, для оценки текущей обстановки на территории ПХГ применяются методы геодинамического и геофизического мониторинга [10–13]. Для этого создаются геодинамические полигоны, на которых с помощью геодезических приборов (нивелиры, GPS) в полевых условиях производятся наблюдения за деформациями земной поверхности. Циклы наблюдений обычно производятся 1 раз в 1–2 года, в зависимости от активности использования подземного хранилища газа и прогнозных деформаций на его территории.

Из геофизических методов исследований обычно применяют методы сейсмического (микросейсмического) и гравиметрического мониторинга [10, 12, 13]. Сейсмические исследования позволяют зафиксировать события, связанные, к примеру, с активацией разломов и возникновения трещин авто-ГРП, а также участки с интенсивным растрескиванием пород при больших изменениях пластовых давлений. Гравиметрические методы позволяют контролировать изменение пластового давления в эксплуатационном объекте в целом и контролировать потоки и

области скопления газа в процессе эксплуатации ПХГ.

Выводы

Таким образом, следует отметить следующие наиболее важные аспекты эксплуатации подземных хранилищ газа, связанные с техногенными геомеханическими и геодинамическими явлениями:

1. При выборе эксплуатационного объекта рекомендуется отдавать предпочтение терригенным породам-коллекторам, в которых отсутствует карбонатный цемент. В этом случае риск изменения физико-механических свойств пласта под воздействием водорода будет минимальным, что не приведет к существенному изменению напряженно-деформированного состояния коллектора, а также возможному снижению фильтрационно-емкостных свойств, возникновению пескопроявлений при цикле отбора газа и авто-ГРП при его закачке.

2. Для закачки и хранения газа лучше выбирать площадь пласта, на которой отсутствуют тектонические нарушения, что предотвратит возможные негативные ситуации, связанные с активацией разлома, нарушением покрышки и миграцией закачиваемого газа в выше- и нижележащие горизонты.

3. Для предотвращения негативных техногенных явлений на территории ПХГ следует предварительно произвести геомеханическое моделирование наиболее вероятных негативных ситуаций: определить деформации земной поверхности, просчитать возможность активации разломов, определить максимальные и минимальные величины забойного давления для предотвращения авто-ГРП и пескопроявлений.

4. На основе геомеханических расчетов желательно разработать на территории эксплуатируемого ПХГ для наблюдения и рекомендации по геодинамическому предотвращению негативных техногенных и геофизическому мониторингу явлений.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научное обоснование оптимальных условий подземного хранения водорода совместно с метаном», № АААА-А19-119101690016-9).

Литература

1. Pellet F.L. Rock mechanics and environmental engineering for energy and georesources // EUROCK 2018: Geomechanics and Geodynamics of Rock Masses: Proceedings of the 2018 European Rock Mechanics Symposium, St. Petersburg, Russia, 22–26 May 2018. London: Taylor & Francis Group, 2018. P. 87–93.
2. Li J., Shi X., Yang C. et al. Repair of irregularly shaped salt cavern gas storage by re-leaching under gas blanket // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2017. Vol. 45. P. 848–859. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.07.004>
3. Sainz-Garcia A., Abarca E., Rubi V., Grandia, F. Assessment of feasible strategies for seasonal underground hydrogen storage in a saline aquifer // International Journal of Hydrogen Energy. 2017. Vol. 42, No 26. P. 16657–16666. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.05.076>
4. Denga J., Liub Y., Yangb Q. et al. A viscoelastic, viscoplastic, and viscodamage constitutive model of salt rock for underground energy storage cavern // Computers and Geotechnics. 2019. Vol. 119. P. 103288. <https://doi.org/10.1016/j.compgeo.2019.103288>
5. Gasanzade F., Bauer S., Pfeiffer W.T. Sensitivity analysis of gas leakage through a fault zone during subsurface gas storage in porous formations // Advances in Geosciences. 2019. Vol. 49. 2019. P. 155–164. <https://doi.org/10.5194/adgeo-49-155-2019>
6. Pfeiffer W.T., Beyer C., Bauer S. Hydrogen storage in a heterogeneous sandstone formation: dimensioning and induced hydraulic effects // Petroleum Geoscience. 2017. Vol. 23, No. 3. P. 315–326. <https://doi.org/10.1144/petgeo2016-050>
7. Wei X., Zhang J., Li Q. et al. Fault slippage and its permeability evolution during supercritical CO₂ fracturing in layered formation // Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles. 2019. Vol. 74. P. 76. <https://doi.org/10.2516/ogst/2019051>
8. Teatini P., Ferronato M., Franceschini A. et al. Gas storage in compartmentalized reservoirs: a numerical investigation on possible «unexpected» fault activation // 53rd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. New York, USA, January 2018. Conference paper: ARMA 19-1991. P. 1857–1865.
9. Кашиников Ю.А., Ашихмин С.Г. Катошин А.Ф. Изменение геодинамической обстановки при разработке нефтяного месторождения // Нефтяное хозяйство. 2000. № 6. С. 28–32.
10. Кашиников Ю.А., Ашихмин С.Г. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. 476 с.
11. Shevchuk S., Kvyatkovskaya S., Shevchuk R. Improving geodynamic monitoring practice in underground gas storage areas // Problems in Geomechanics of Highly Compressed Rock and Rock

Massifs (GHCRRM 2019): E3S Web of Conferences. 2019. Vol. 129. P. 01006. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201912901006>

12. Pfeiffer W.T., Hagrey S.A., Kohn D. et al. Porous media hydrogen storage at a synthetic, heterogeneous field site: numerical simulation of storage operation and geophysical monitoring // Environmental Earth Sciences. 2016. Vol. 75, No. 16. P. 1177. <https://doi.org/10.1007/s12665-016-5958-x>

13. De Landro G., Picozzi M., Russo G. et al. Seismic networks layout optimization for a high-resolution monitoring of induced micro-seismicity // Journal of Seismology. 2020. Vol. 24, No 5. P. 953–966. <https://doi.org/10.1007/s10950-019-09880-9>

14. 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>

15. Ganzer L., Reitenbach V., Albrecht D., Hagemann B. Gekoppelte geohydraulische und mineralogisch-geochemische Prozesse in Reservoir- und Deckgesteinsformationen. 2015. 65 p. <https://doi.org/10.2314/GBV:871964139>

16. Попов С.Н., Зарипов Р.Ш., Паришуков А.В. Изменение физико-механических свойств пород ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений в зависимости от пористости // Газовая промышленность. 2013. № 8. С. 45–47.

17. Попов С.Н. Вариации прочностных свойств пород ачимовских отложений Уренгойской группы месторождений в зависимости от пористости // Нефтепромысловое дело. 2014. № 12. С. 38–42.

18. Palmer I., Vaziri H., Willson S. et al. Predicting and managing sand production: a new strategy // SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, Colorado, USA, 5–8 October 2003. 13 p. Conference paper: SPE-84499-MS. <https://doi.org/10.2523/84499-MS>

Coupled mechanical and chemical and geodynamic problems arising during the operation of underground gas storage facilities with a mixture of hydrogen and methane

S.N. Popov^{1*}, S.E. Chernyshov^{2**}

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

2 – Perm National Research Polytechnic University, Perm

E-mail: *popov@ipng.ru, **nirgnf@bk.ru

Abstract. The article discusses the features of the operation of underground gas storage facilities with the injection of a mixture of hydrogen and methane. It is shown that when such a mixture is injected, its chemical interaction with formation water and rock can occur, which leads to variations in the permeability, porosity and physical-mechanical properties of the reservoir. The consequence of such interaction may be unforeseen geomechanical and geodynamic processes that negatively affect the operation of underground gas storage facilities.

Keywords: hydrogen and methane, filtration and capacitive properties, physical and mechanical properties, reservoir, core, fault, stress-strain state, auto-hydraulic fracturing, underground gas storage.

Citation: Popov S.N., Chernyshov S.E. Coupled mechanical and chemical and geodynamic problems arising during the operation of underground gas storage facilities with a mixture of hydrogen and methane // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 3(30). P. 32–43. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art4> (In Russ.).

References

1. Pellet F.L. Rock mechanics and environmental engineering for energy and georesources // EUROCK 2018: Geomechanics and Geodynamics of Rock Masses: Proceedings of the 2018 European Rock Mechanics Symposium. St. Petersburg, Russia, 22–26 May 2018. London: Taylor & Francis Group, 2018. P. 87–93.
2. Li J., Shi X., Yang C. et al. Repair of irregularly shaped salt cavern gas storage by re-leaching under gas blanket // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2017. Vol. 45. P. 848–859. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.07.004>
3. Sainz-Garcia A., Abarca E., Rubi V., Grandia, F. Assessment of feasible strategies for seasonal underground hydrogen storage in a saline aquifer // International Journal of Hydrogen Energy. 2017. Vol. 42, No. 26. P. 16657–16666. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.05.076>
4. Denga J., Liub Y., Yangb Q. et al. A viscoelastic, viscoplastic, and viscodamage constitutive model of salt rock for underground energy storage cavern // Computers and Geotechnics. 2019. Vol. 119. P. 103288. <https://doi.org/10.1016/j.compgeo.2019.103288>
5. Gasanzade F., Bauer S., Pfeiffer W.T. Sensitivity analysis of gas leakage through a fault zone during subsurface gas storage in porous formations // Advances in Geosciences. 2019. Vol. 49. P. 155–164. <https://doi.org/10.5194/adgeo-49-155-2019>
6. Pfeiffer W.T., Beyer C., Bauer S. Hydrogen storage in a heterogeneous sandstone formation: dimensioning and induced hydraulic effects // Petroleum Geoscience. 2017. Vol. 23, No. 3. P. 315–326. <https://doi.org/10.1144/petgeo2016-050>

7. *Wei X., Zhang J., Li Q.* et al. Fault slippage and its permeability evolution during supercritical CO₂ fracturing in layered formation // *Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles*. 2019. Vol. 74. P. 76. <https://doi.org/10.2516/ogst/2019051>
8. *Teatini P., Ferronato M., Franceschini A.* et al. Gas storage in compartmentalized reservoirs: a numerical investigation on possible «unexpected» fault activation // 53rd US Rock Mechanics/Geomechanics Symposium. New York, USA, January 2018. Conference paper: ARMA 19-1991. P. 1857–1865.
9. *Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G., Katoshin A.F.* Changes in the geodynamic environment during the development of an oil field // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2000. No 6. P. 28–32. (In Russ.).
10. *Kashnikov Yu.A., Ashikhmin S.G.* Rock mechanics in petroleum industry. Moscow: Nedra-Biznestsentr LLC. 2007. 476 p. (In Russ.).
11. *Shevchuk S., Kvyatkovskaya S., Shevchuk R.* Improving geodynamic monitoring practice in underground gas storage areas // *Problems in Geomechanics of Highly Compressed Rock and Rock Massifs (GHCRRM 2019): E3S Web of Conferences*. 2019. Vol. 129. P. 01006. <https://doi.org/10.1051/e3sconf/201912901006>
12. *Pfeiffer W.T., Hagrey S.A., Kohn D.* et al. Porous media hydrogen storage at a synthetic, heterogeneous field site: numerical simulation of storage operation and geophysical monitoring // *Environmental Earth Sciences*. 2016. Vol. 75, No. 16. P. 1177. <https://doi.org/10.1007/s12665-016-5958-x>
13. *De Landro G., Picozzi M., Russo G.* et al. Seismic networks layout optimization for a high-resolution monitoring of induced micro-seismicity // *Journal of Seismology*. 2020. Vol. 24, No. 5. P. 953–966. <https://doi.org/10.1007/s10950-019-09880-9>
14. *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>
15. *Ganzer L., Reitenbach V., Albrecht D., Hagemann B.* Gekoppelte geohydraulische und mineralogisch-geochemische Prozesse in Reservoir- und Deckgesteinsformationen. 2015. 65 p. <https://doi.org/10.2314/GBV:871964139>
16. *Popov S.N., Zaripov R.S., Parshukov A.V.* Porosity implications for Achimov plays in Urengoy // *Gas Industry*. 2013. No 8. P. 45–47. (In Russ.).
17. *Popov S.N.* Variation of rock strength characteristics of Achimovsky deposits of Urengoy group of fields depending on porosity // *Oilfield Engineering*. 2014. No. 12, P.38-42. (In Russ.).
18. *Palmer I., Vaziri H., Willson S.* et al. Predicting and managing sand production: a new strategy // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Denver, Colorado, USA, 5–8 October 2003. 13 p. Conference paper: SPE-84499-MS. <https://doi.org/10.2523/84499-MS>

Диагностика наличия и добыча остаточных запасов газа при обводнении газовых скважин в многопластовых залежах

М.К. Тупысев

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: m.tupysev@mail.ru

Аннотация. Обоснована возможность обнаружения остаточных запасов газа после проведения водоизоляционных работ на газовых скважинах по данным замеров изменения уровня земной поверхности на геодинамическом полигоне месторождения. Для добычи остаточных запасов газа предлагается сооружение бокового ствола со вскрытием изолированного пласта на расстоянии более радиуса его обводнения.

Ключевые слова: геодинамический полигон, остаточные запасы газа, обводнение скважин.

Для цитирования: Тупысев М.К. Диагностика наличия и добыча остаточных запасов газа при обводнении газовых скважин в многопластовых залежах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 3(30). С. 44–50. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art5>

При разработке газовых залежей с подошвенной водой главной причиной снижения продуктивности скважин является их обводнение в результате образования конусов воды в прискважинной зоне. Подошвенная вода поступает в скважину совместно с добываемым газом после превышения разности давлений между водоносным пластом и вышележащим дренируемым газонасыщенным пластом веса столба воды от нижних отверстий интервала перфорации продуктивных пластов до уровня подошвенной воды.

На рис. 1 показана схема обводнения многопластовой газовой залежи подошвенной водой. При работе газовой скважины давление в дренируемой части газовой залежи ($P_{пл}$) снижается в соответствии с законами фильтрации, зеркально снижению давления поднимается уровень подошвенной воды (рис. 1а). При поступлении воды в скважину обычно проводят водоизоляционные работы – на забое скважины устанавливается цементный мост с изоляцией обводнившегося газового

пласта и образованием в верхней части дополнительного барьера для предотвращения преждевременного прорыва воды при дальнейшей эксплуатации скважины (рис. 1б). После преодоления поднимающейся подошвенной водой этого барьера в процессе дальнейшей эксплуатации скважины может быть установлен второй цементный мост с изоляцией новой обводнившейся части продуктивного разреза (с некоторым запасом) и созданием дополнительного барьера (путем закачки в пласт на некоторое расстояние в верхней части моста изолирующего состава) для конуса воды (рис. 1в).

Количество создаваемых водоизоляционных цементных мостов зависит от интенсивности обводнения скважины и толщины газонасыщенной дренируемой залежи. Если, как показано в нашем примере (см. рис. 1), в дренируемом разрезе скважины имеются продуктивные пласты малой проницаемости (особенно вертикальной), то при подъеме до их уровня подошвенной воды дальнейшая фильтрация воды и обводнение скважины могут быть замедлены.

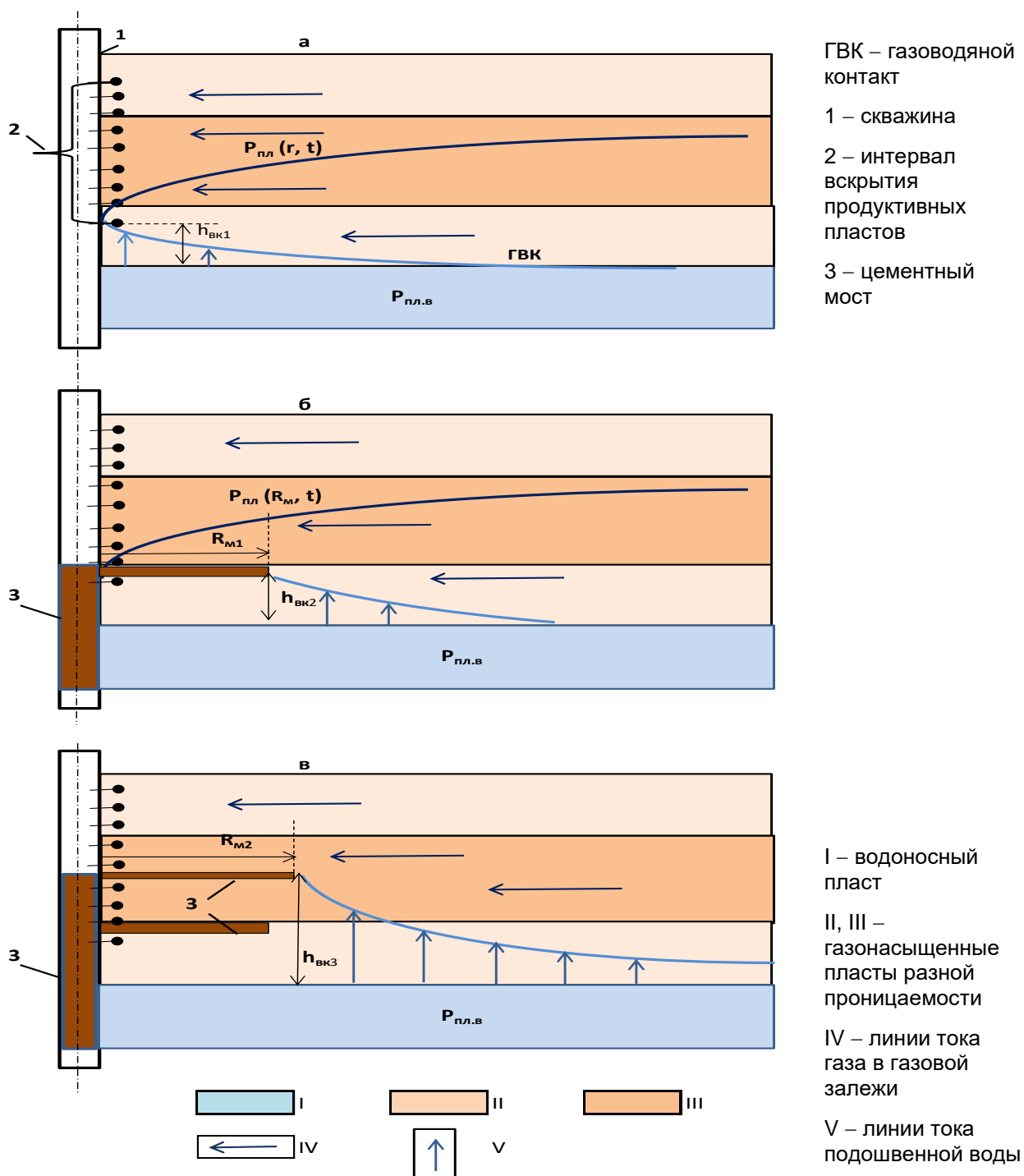


Рис. 1. Схема обводнения газовой скважины подошвенной водой, вскрывающей пласты разной проницаемости: а) динамика «водяного конуса» до первого прорыва подошвенной воды в скважину; б) динамика образования «водяного конуса» в призабойной зоне скважины после установки 1-го цементного моста; в) динамика образования «водяного конуса» в призабойной зоне скважины после установки 2-го цементного моста

На рис. 2 показан пример динамики обводнения скважины подошвенной водой при наличии в разрезе пропластка, являющегося практически барьером для

поступления подошвенной воды выше. В таких случаях достаточно одной операции по установке цементного моста и изоляции нижнего продуктивного пласта.

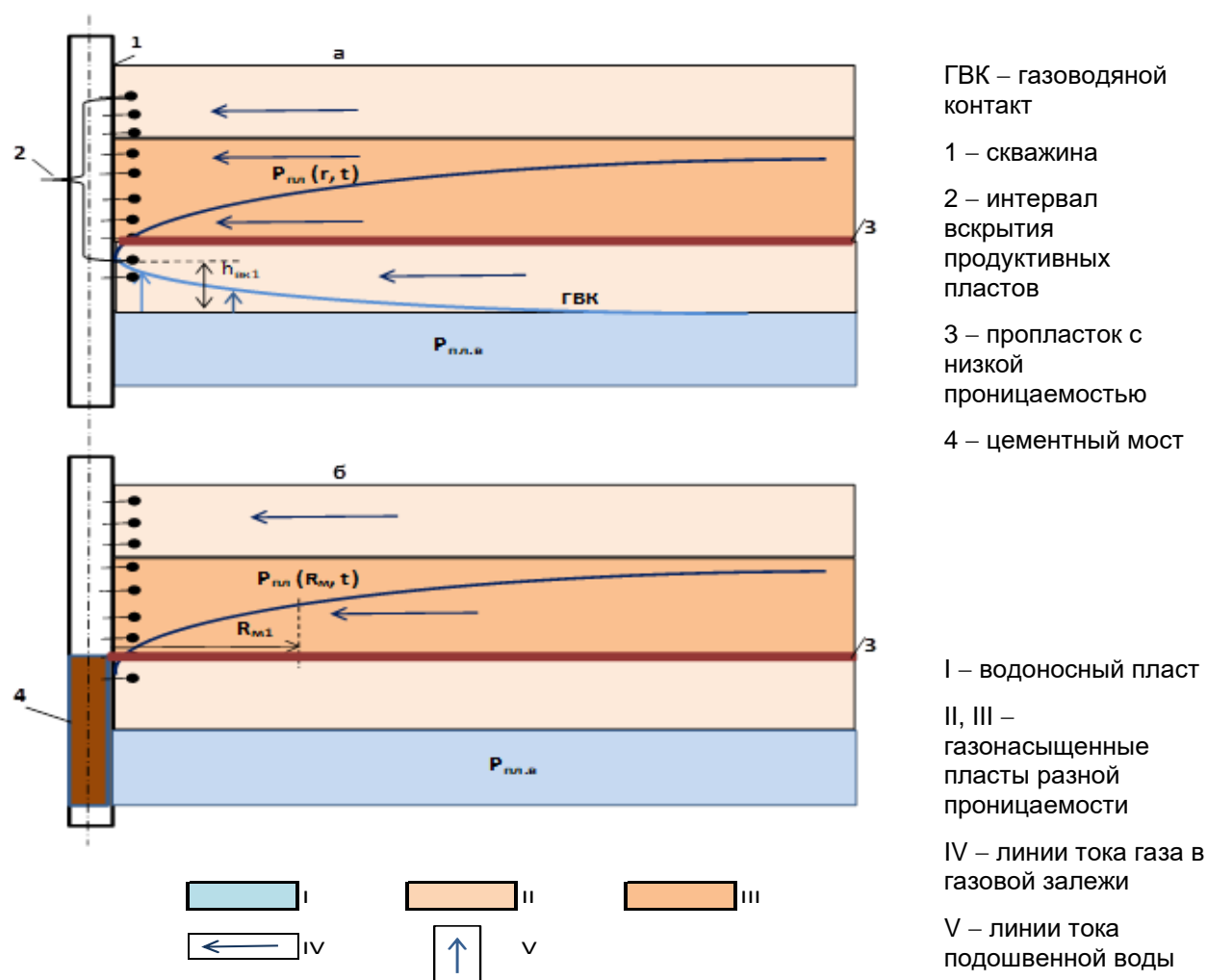


Рис. 2. Схема обводнения газовой скважины подошвенной водой в залежи, имеющей в интервале пропласток с низкой проницаемостью: а) динамика образования «водяного конуса» до первого прорыва подошвенной воды в скважину; б) работа скважины после установки цементного моста ниже низкопроницаемого пропластка

В результате проведения работ по водоизоляции и отключения газонасыщенных пластов от скважин дренирование их запасов газа замедляется (первый пример – см. рис. 1) или прекращается (второй пример – см. рис. 2) по площади разрабатываемой залежи (месторождения). Вовлечение этих запасов

имеющимся фондом эксплуатационных скважин возможно только в результате межпластовых перетоков газа в вышележащие пласты по литологическим «окнам», т.е. по возможным разрывам в межскважинном пространстве слабопроницаемых или непроницаемых пластов (пропластков).

Рассмотрим один из возможных вариантов зондирования по площади месторождения таких остаточных запасов.

В работе [1] показана возможность вести более обоснованный контроль за процессом разработки месторождения при наличии на нем геодинамического полигона:

- по данным замеров изменения высотного положения реперов, расположенных недалеко от скважин, определять средневзвешенное значение сжимаемости горных пород всего разреза продуктивных пластов ($\beta_{г.п.}$):

$$\beta_{г.п.} = \Delta H / \Delta P \cdot H, \quad (1)$$

поскольку остальные величины известны для данной точки площади дренируемой залежи (ΔH – замеренное изменение высотного положения репера, ΔP – изменение пластового давления на скважине);

- определять текущее значение пластового давления в межскважинном пространстве (P) в местах расположения реперов геодинамического полигона, используя найденное значение сжимаемости горных пород:

$$P = P_n - \Delta H / \beta_{г.п.} \cdot H, \quad (2)$$

где P_n – начальное пластовое давление.

Давление в межскважинном пространстве можно также с определенной уверенностью находить по картам изобар, которые строятся в обязательном порядке по данным замеров пластового давления в имеющемся фонде скважин. Если определяемые обоими способами значения величины давления совпадают, то можно судить о хорошей гидродинамической связи порового пространства между скважинами. Имея данные о коэффициенте сжимаемости горных пород дренируемых пластов ($\beta_{г.п.}$),

величине текущего пластового давления (P) и величине осадки земной поверхности (ΔH) в реперной точке геодинамического полигона в межскважинном пространстве, можно определить толщину продуктивных пластов (H_n), участвующих в разработке:

$$H_n = \beta_{сж} \cdot \Delta P \cdot \Delta H. \quad (3)$$

После проведения изоляционных работ на эксплуатационных скважинах и отключения от разработки нижнего продуктивного пласта результаты замеров высотного положения земной поверхности будут показывать пониженные значения из-за отключения из деформационных процессов изолированного пласта, поэтому пропорционально будет уменьшаться и толщина дренируемых пластов. Это уменьшение соответствует толщине продуктивных пластов, отключаемых от разработки. С учетом пластового давления в изолируемом пласте на момент отключения и его объема можно определить остаточные запасы пластового газа в этом пласте.

В нефтедобывающей промышленности в последние годы для извлечения недренируемых запасов широко используется бурение радиальных стволов малого диаметра [2, 3]. При реализации такого способа бурение осуществляется с применением колтубинговой установки с гибкой трубой до четырех стволов в одной плоскости (диаметром до 50 мм и радиусом до 100 м). Однако для извлечения остаточных запасов газа такой способ неприемлем, поскольку сооружаемые боковые стволы не коррелируются по высоте пласта и не обсаживаются, а бурить их в нашем случае необходимо через обводнившуюся часть пласта, поэтому такие стволы могут стать дополнительными каналами для притока пластовой воды.

Такой способ увеличения продуктивности эксплуатационных скважин, уменьшения депрессионных воронок давления в призабойной зоне может рассматриваться для газовых скважин в начальной стадии разработки месторождений:

- для удаления начала обводнения эксплуатационных скважин,
- для повышения равномерности подъема газоводяного контакта (ГВК),
- для уменьшения объема остаточных, не дренируемых запасов газа, остающихся в нижней части газового месторождения.

Очевидным способом добычи таких остаточных запасов газа является сооружение дополнительных эксплуатационных скважин, сгущающих первоначальную сетку. Менее затратным и широко применяемым способом

восстановления продуктивности эксплуатационных скважин является бурение наклонных вторых стволов из имеющихся скважин со вскрытием не дренируемых участков продуктивной залежи на необходимом расстоянии от первоначального забоя [4]. На рис. 3 показана схема бурения такого наклонного ствола с созданием горизонтального участка в пласте с остаточными запасами газа для рассматриваемого случая. Существенным моментом при сооружении второго ствола является проектирование его траектории таким образом, чтобы при вхождении в пласт с остаточными запасами верхние отверстия спускаемого фильтра были на расстоянии от первоначального забоя вертикального участка скважины ($R_{\text{бс}}$), превышающем радиус конуса обводнения скважины (R_k) на момент проведения водоизоляционных работ.

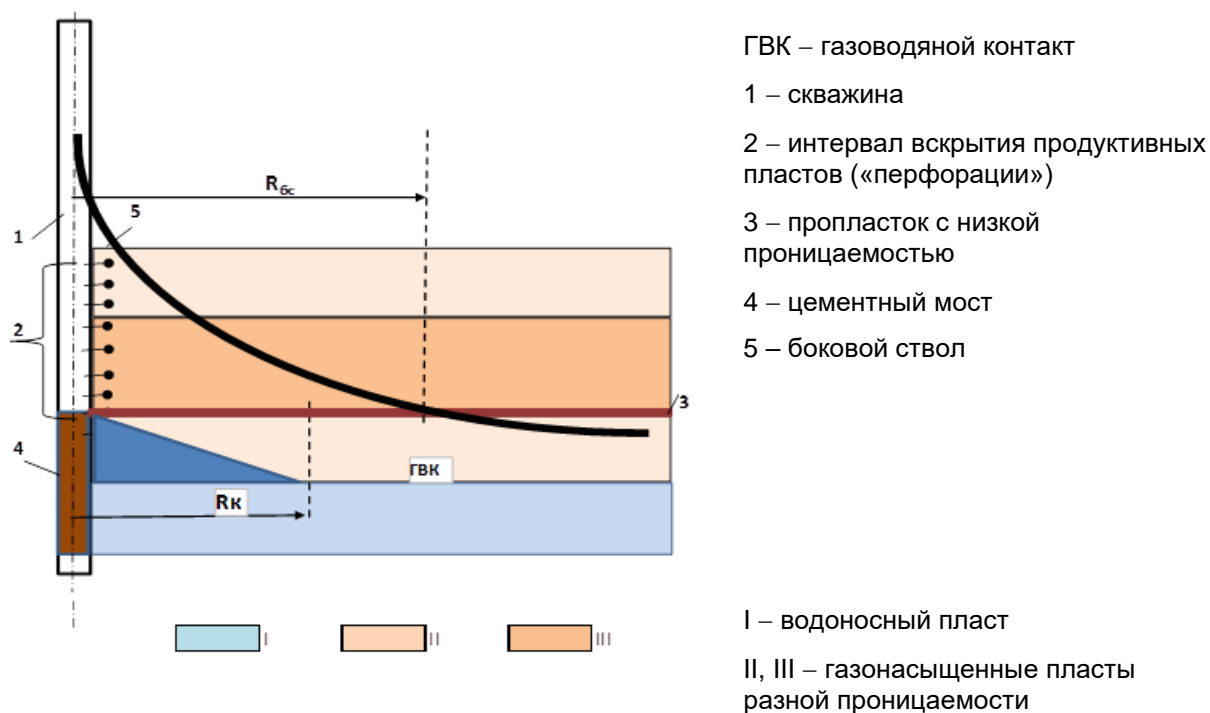


Рис. 3. Схема бурения бокового ствола после обводнения газовой скважины подовшенной водой

Выводы

1. Наличие геодинамических полигонов на газовых месторождениях позволяет зондировать не дренируемые остаточные запасы газа в межскважинном пространстве.

2. При бурении боковых стволов для подключения к разработке остаточных запасов газа необходимо учитывать размеры конусов обводнения скважин на момент проведения в них водоизоляционных работ

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Обоснование инновационных экологически чистых технологий разработки месторождений УВ в сложных горно-геологических условиях на основе 3D-компьютерного моделирования, лабораторных экспериментов и опытно-промысловых исследований», № АААА-А19-119022090096-5).

Литература

1. Тупышев М.К. Особенности контроля за разработкой газовых месторождений на поздней стадии // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2016. Вып. 1(13). С. 14. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art14>
2. Иконников Ю.А., Рамазанов Р.Г. Новые технологии повышения нефтеотдачи пластов, получившие развитие на месторождениях ОАО «ЛУКОЙЛ» // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. 2008. № 7(126). С. 46–50.
3. Новокрепленных Д.А., Распопов А.В. Перспективы развития технологий радиального вскрытия пласта на месторождениях Пермского края // Нефтяное хозяйство. 2014. № 3. С. 54–57.
4. Халимов М.А., Легаев Я.В. Бурение вторых стволов скважин с горизонтальным окончанием – как метод повышения нефтеотдачи пластов на Курраганском месторождении Западной Сибири // Интервал. Передовые нефтегазовые технологии. 2006. № 6(89). С. 67–68.

Diagnostics of the presence and production of residual gas reserves during gas well flooding in multilayer deposits

M.K. Tupysev

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow
E-mail: m.tupysev@mail.ru

Abstract. The possibility of detecting residual gas reserves after water insulation work on gas wells by measurements of changes in the level of the Earth's surface at the geodynamic test site in the field is substantiated. For the extraction of residual gas reserves, it is proposed to build a side trunk with the opening of an isolated layer at a distance of more than the radius of its flooding.

Keywords: geodynamic landfill, residual gas reserves, well flooding.

Citation: *Tupysev M.K.* Diagnostics of the presence and production of residual gas reserves during gas well flooding in multilayer deposits // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 3(30). P. 44–50. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art5> (In Russ.).

References

1. *Tupysev M.K.* Features control over the development of gas fields at a late stage // Georesources, Geoenergetics, Geopolitics. 2016. Iss. 1(13). P. 14. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art14>. (In Russ.).
2. *Ikonnikov Yu.A., Ramazanov R.G.* New technologies to increase the oil recovery of reservoirs, which have been developed at the Lukoil fields // Interval. Advanced Oil and Gas Technologies. 2008. No. 7(126). P. 46–50. (In Russ.).
3. *Novokreshchennykh, D.A., Raspopov A.V.* Perspectives of radial drilling technology for oilfields in Perm region // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2014. No. 3. P. 54–57. (In Russ.).
4. *Khalimov M.A., Legayev J.V.* Drilling of the second barrels of wells with horizontal end – as a method of increasing the oil recovery of reservoirs at the Kurragan field of Western Siberia // Interval. Advanced Oil and Gas Technologies. 2006. No. 6(89). P. 67–68. (In Russ.).

Использование тепловых снимков со спутника Landsat 7 при картографировании тундровых ландшафтов на примере участка газопровода «Бованенково – Байдарацкая Губа»

С.Г. Корниенко

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: spaceakm2@ogri.ru

Аннотация. На примере тестового участка газопровода «Бованенково – Байдарацкая Губа» (полуостров Ямал) рассмотрена возможность использования тепловых изображений со спутников Landsat 7 для характеристики и уточнения степени дренирования поверхностей при картографировании тундровых ландшафтов. Изображения, характеризующие температуру и влажность поверхности на основе данных со спутника Landsat 7 1999 и 2000 гг. съемки, имеют достаточно высокую повторяемость и хорошее соответствие грациям степени дренирования согласно ландшафтной карте (масштаб 1:10 000), построенной с использованием снимка со спутника GeoEye-1. После ряда преобразований тепловые изображения со спутника Landsat 7 с исходным пространственным разрешением 60 м могут быть использованы в качестве дополнительного материала для характеристики и уточнения степени дренирования поверхности тундровых ландшафтов, в том числе при крупномасштабном тематическом картографировании.

Ключевые слова: ландшафтная карта, степень дренирования поверхности, Landsat, температура, влажность, тундровый ландшафт.

Для цитирования: Корниенко С.Г. Использование тепловых снимков со спутника Landsat 7 при картографировании тундровых ландшафтов на примере участка газопровода «Бованенково – Байдарацкая Губа» // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 3(30). С. 51–63. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art6>

Введение

Безопасность функционирования объектов нефтегазового комплекса в арктических и субарктических районах во многом определяется достоверностью информации, характеризующей инженерно-геологические и геокриологические условия на участках их строительства. Важнейшая роль при создании ландшафтно-индикационных карт и карт геокриологического районирования на территориях распространения многолетнемерзлых пород отводится методам дешифрирования аэрофотоснимков

и космических снимков [1, 2]. Приуроченность участков к типам ландшафта и геокриологическим условиям, как правило, определяется по геоморфологическим, геоботаническим и гидрологическим индикаторам, выявляемым на панхроматических и мультиспектральных (цветных) изображениях в видимом диапазоне длин волн. По данным полевых наблюдений на тестовых участках устанавливается вероятностная связь между типами ландшафта, геокриологическими условиями и характеристиками геоиндикаторов.

К числу важнейших показателей, характеризующих особенности криогенных ландшафтов, относится степень дренирования поверхности, которая, в основном, определяется по особенностям микро- и мезорельефа, а также видам напочвенного растительного покрова. Возможность использования тепловых изображений, получаемых с космических аппаратов и воздушных носителей для картографирования криогенных ландшафтов и, в частности, для характеристики степени дренирования поверхности, до настоящего времени практически не рассматривалась. В то же время опыт исследований в области дешифрирования тепловых изображений свидетельствует о достаточно высокой их информативности в задачах ландшафтного картографирования и, в первую очередь, для характеристики влажности поверхностных покровов [3]. Цель работы – оценка возможностей и перспектив использования тепловых изображений со спутников Landsat при создании и уточнении ландшафтных карт и карт геокриологических условий для районов арктических и субарктических тундр.

Характеристика района исследований

В качестве объекта исследований был выбран тестовый участок на трассе магистрального газопровода «Бованенково – Байдарацкая Губа», проложенной в юго-западной части полуострова Ямал и составляющей северную часть газопровода «Бованенково – Ухта». Территория прохождения этой части трассы относится к субарктическим тундрам со сплошной мерзлотой и широким

распространением подземных льдов различного генезиса, значительная часть которых залегает достаточно близко к поверхности [4]. К настоящему времени от Бованенковского газоконденсатного месторождения до Байдарацкой губы проложено две нитки газопровода протяженностью около 80 км. Применен подземный способ прокладки трубопровода на глубину 4–5 м в мерзлые грунты с охлаждением газа до -2°C , что, в соответствии с проектом, должно снизить риски развития деформационных процессов в трубопроводе за счет смерзания с грунтом, поскольку глубина протаивания не превышает одного метра. Растительность низкорослая, представлена преимущественно сочетаниями кустарничкового, мохового, травяного и лишайникового покрова с разной степенью доминирования видов в зависимости от типов ландшафта [5].

В качестве тестового, в данном случае, был выбран один из пяти участков, расположенных вдоль трассы газопровода, для которых ранее в масштабе 1:10 000 были построены ландшафтные карты и карты геокриологического районирования [2]. При создании карт использовались мультиспектральные снимки со спутника GeoEye-1 (съемка 30.07.2010 г.) с пространственным разрешением 2,5 м, а также снимки с разрешением 0,5 м в панхроматическом канале. Размеры исследуемого участка 4×5 км, координаты центра участка – $69^{\circ}52'05.35''$ СШ; $68^{\circ}17'20.98''$ ВД. На рис. 1 приведена ландшафтная карта тестового участка и даны условные обозначения к ней.

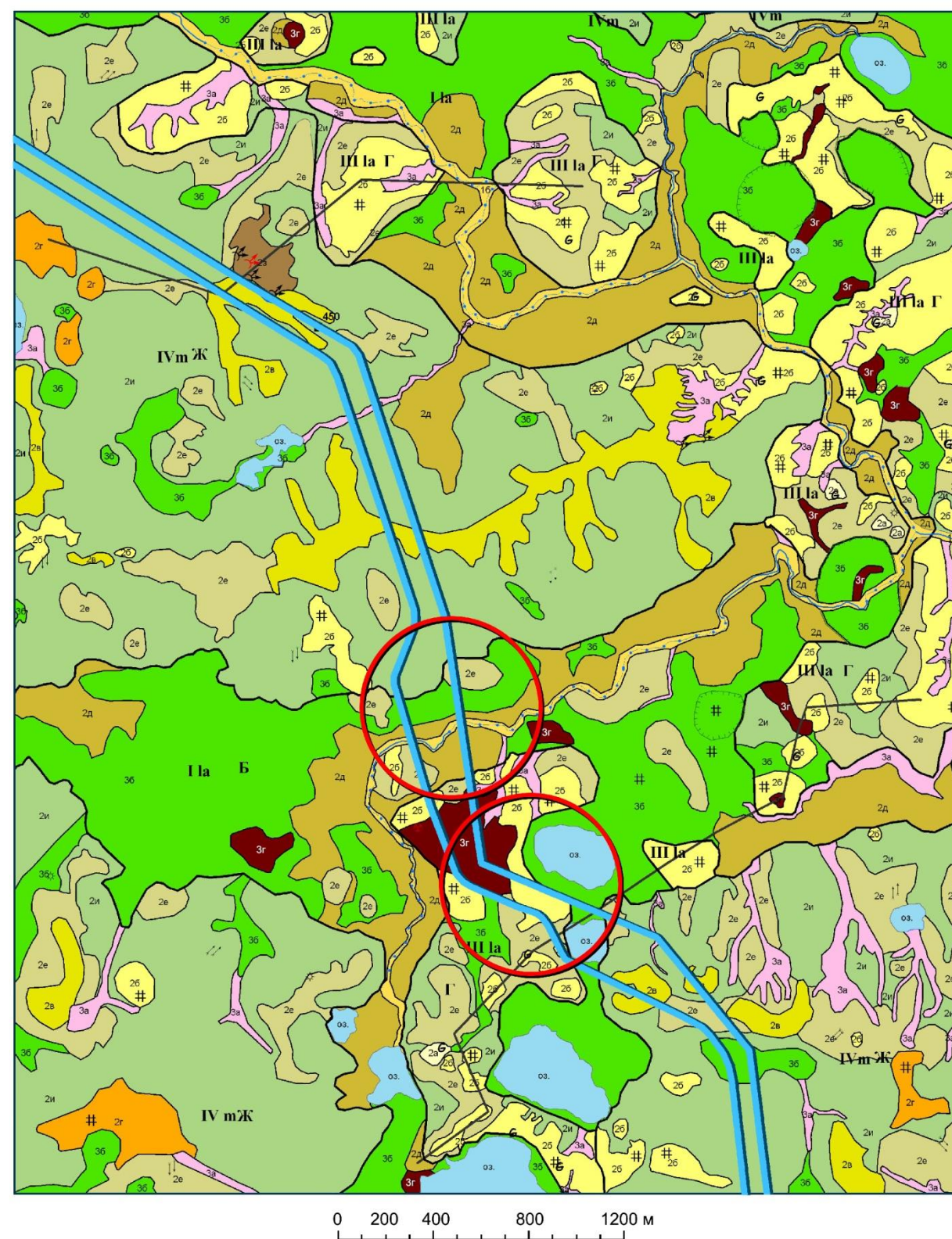


Рис. 1. Ландшафтная карта тестового участка на трассе газопровода «Бованенково – Байдарацкая Губа» [2]

Условные обозначения:

Типы ландшафтов

IV-Vm - четвертая и пятая морская равнина нерасчлененная
 IVm - четвертая морская равнина
 IIIa - третья морская терраса
 IIa - вторая морская терраса
 I-II la - первая и вторая озёрно-аллювиальная терраса
 0a - речная пойма

Типы местностей

А - озёрно-котловинный
 Б - плоский озёрно-болотный
 В - хасырейный
 Г - ложбинно-долинный
 Е - мелкохолмистый
 Ж - крупнохолмистый

Типы урочищ

1 - пойменные

1б - долины ручьёв с разнотравно-злаковыми ивняками, фрагментами болот и торфяников

2 - водораздельные

а) террасовые и вершинные поверхности

2а - дренированные поверхности, с обилием песчаных раздувов, лишенных растительного покрова
 2б - дренированные поверхности с полигональными кустарничково-мохово-лишайниковыми тундрами, с мелкими песчаными раздувами
 2в - дренированные пятнисто-медальонные бугорковатые поверхности с травяно-кустарничково-мохово-лишайниковыми тундрами
 2г - плоские и наклонные поверхности, слабодренированные с полигональными кустарничково-лишайниково-моховыми тундрами
 2д - слабодренированные поверхности с травяно-моховыми ивняками

б) склоновые поверхности

2е - слабонаклонные поверхности и пологие склоны с пятнами-медальонами, солифлюкционными террасками, заболоченными мочажинами с травяно-ерниково-моховыми тундрами
 2з - склоны с термоцирками и сплывинами, с уступами и гребнеобразными останцами, озёрками, травяно-кустарниковые
 2и - подножья склонов с высокими травяно-моховыми ивняками с фрагментами луговой растительности и редкими мочажинами

3 - локальные отрицательные формы рельефа

3а - ложбины, полосы стока, лога и овраги с травяными болотами по днищам и травяно-моховыми ивняками по склонам
 3б - днища хасыреев, межхолмовых понижений с кустарничково-моховыми болотами, с фрагментами кочковатых тундр и полигональных торфяников
 3г - плоские поверхности и понижения с полигональными травяно-кустарничково-мохово-лишайниковыми торфяниками

Границы

— ландшафтов — местностей — урочищ

Криогенные явления

✦ бугры пучения
 ✧ термокарстовые западины
 ⚡ песчаные раздувы
 ⚡ сплывы грунта
 // солифлюкционные полосы и терраски
 # полигонально-жильный рельеф

Прочие обозначения

— линия газопровода
 — линии геологических разрезов
 — границы хасыреев
 — уступы рельефа
 ○ озёра

Методика исследований

Известно, что температура поверхности чувствительна к изменению содержания влаги в почве и растительном покрове, поскольку теплофизические свойства воды (тепловая инерция) существенно отличаются от теплофизических свойств сухой почвы и сухой растительности. В частности, повышение влажности покрова приводит к росту его тепловой инерции, что в период максимального прогрева в цикле суточных колебаний температуры воздуха проявляется более низкими значениями температуры поверхности [1, 6]. Таким образом, температура поверхности, рассчитанная по данным космической съемки, может служить индикатором влажности (или степени дренирования) поверхностного покрова.

В настоящей работе использовались два мультиспектральных снимка, полученных радиометром ETM+ спутника Landsat 7, с датами съемки 8 августа 1999 г. (11 ч 57 мин, по местному времени) и 10 августа 2000 г. (11 ч 55 мин). Подбор снимков, близких по датам и времени съемки, позволяет повысить достоверность выявления устойчивых аномальных зон на анализируемых спектральных и тепловых изображениях и минимизировать влияние случайных факторов и фенологических фаз растительности.

Пространственное разрешение спектральных изображений в видимой и ближней инфракрасной (ИК) области спектра – 30 м и 60 м в тепловой (дальней ИК области). Сканер ETM+ обеспечивает съемку в тепловой области с радиометрическим разрешением

(отношение сигнал/шум) по радиационной температуре 0,4 К.

Этап предварительной обработки мультиспектральных снимков Landsat включает последовательность операций, реализуемых известными методами и алгоритмами.

К их числу относятся: геометрическая коррекция снимков, приведение их к единой проекции UTM (WGS-84), калибровка тепловых каналов в значения радиационной температуры, формирование фрагментов снимков исследуемого района. Расчет коэффициента излучения (ε) поверхности проводился на основе вегетационного индекса NDVI (Normalized Difference Vegetation Index) [7], характеризующего объем зеленой массы и содержание хлорофилла в растительном покрове. Индекс MNDWI (Modified Normalized Difference Water Index) [8] использовался для маскирования водных поверхностей, а индекс NDWI (Normalized Difference Water Index) – для оценки изменения содержания влаги в напочвенном растительном покрове [9]. Расчет индексов проводился по формулам:

$$\begin{aligned} \text{NDVI} &= \frac{\rho_4 - \rho_3}{\rho_4 + \rho_3}, \\ \text{MNDWI} &= \frac{\rho_2 - \rho_5}{\rho_2 + \rho_5}, \\ \text{NDWI} &= \frac{\rho_4 - \rho_5}{\rho_4 + \rho_5}, \end{aligned} \quad (1)$$

где ρ_{2-5} – значения коэффициентов отражения в спектральных каналах видимой, ближней ИК области спектра радиометра ETM+.

Расчет коэффициента излучения ε проводился по формуле [10]:

$$\varepsilon = 1.0094 + 0.047 \times \ln(\text{NDVI}). \quad (2)$$

Расчет температуры T_s поверхности покрова (Land Surface Temperature, LST) проводился по формуле [11]:

$$T_s = \frac{T_r}{1 + \left(\lambda \frac{T_r}{k}\right) \ln \varepsilon}, \quad (3)$$

где T_r – радиационная температура поверхности, вычисленная по данным 6-го (теплового) канала радиометра ETM+; λ – длина волны используемого спектрального (теплового) канала; k – постоянная величина, равная $1,438 \cdot 10^{-2}$ м·К. В итоговых построениях все значения температур поверхности даны в °С.

Известно, что достоверность информации, полученной по данным космической съемки, во многом зависит от влияния случайных факторов. В данной работе использовались изображения, построенные по параметрам NDWI и LST, характеризующие влажность почвенного растительного покрова на основе различных физических принципов. Использование индекса NDWI основано на зависимости спектральных характеристик в ближней ИК области от влажности растительного покрова, а параметр LST чувствителен к изменению его теплофизических свойств. Комплексный анализ двух независимых параметров, а также использование данных разновременной съемки позволяют минимизировать влияние случайных факторов и, соответственно, повысить достоверность ландшафтных карт.

Изображения земной поверхности с пространственным разрешением 50–60 м могут использоваться при построении тематических карт масштаба 1:100 000 и мельче [12]. Информативность тепловых изображений с таким разрешением для решения задач ландшафтного картографирования в более крупном

масштабе практически не исследовалась. Для сопоставления с ландшафтной картой (см. рис. 1) масштаба 1:10 000 были проведены дополнительные преобразования изображений параметров LST и NDWI. Преобразования включали увеличение частоты дискретизации, масштабирование, сокращение динамического диапазона (при 99-процентном доверительном интервале), а также интерполяцию сглаживающим фильтром Гаусса с размером окна 15×15 м (в масштабе 1:10 000). Интерполяция не повышает детальность изображений, однако позволяет уточнить наиболее вероятное расположение центров аномальных зон, что важно при сравнении с картами крупного масштаба. Все преобразования изображений со спутника Landsat 7 и анализ данных проводились с помощью программ ENVI 5.3 и MS Excel.

Результаты исследований

На рис. 2 приведены изображения, характеризующие распределение индекса влажности NDWI (а, б) и температуры поверхности LST (в, г), соответственно в 1999 г. (а, в) и в 2000 г. (б, г). Более «сухим» (дренированным) поверхностям соответствуют области более низких значений индекса NDWI и более высоких значений LST. Эти области условно выделены грациями коричневого тона. Белыми контурами обозначены границы водораздельных урочищ 2а и 2б, относящихся (согласно ландшафтной карте) к наиболее дренированным поверхностям (см. рис. 1). На рис. 2 видно, что практически все они приурочены к низким значениям индекса NDWI и высоким значениям LST, характеризующим участки аномально низкой влажности поверхности.

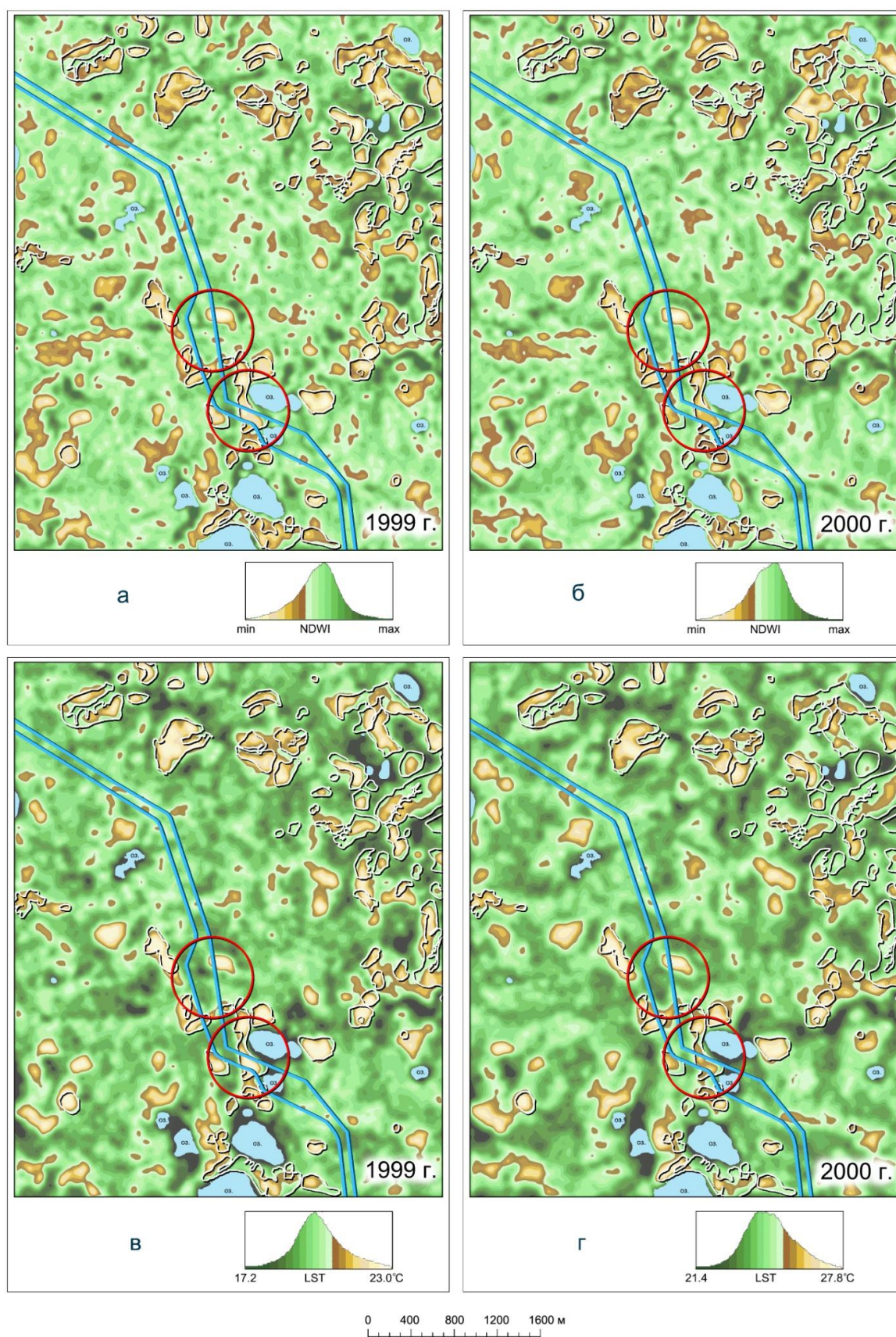


Рис. 2. Изображения, построенные по параметрам NDWI (а, б) и LST (в, г)

Соответствие это не случайно, поскольку подавляющее большинство «сухих» аномальных зон проявляется как по данным 1999 г., так и по данным 2000 г. Следует отметить также достаточно близкое расположение этих зон между собой по индексу NDWI и по параметру LST, что также подтверждает неслучайный характер приуроченности полученных распределений NDWI и LST пространственным вариациям влажности поверхности.

Графики на рис. 3 более подробно иллюстрируют связь параметров NDWI и LST с типами урочищ разной степени дренирования. Зависимости построены по средним значениям параметров NDWI и LST в границах каждого из 12-ти типов урочищ, обозначенных на ландшафтной карте (см. рис. 1). На графиках рядом со значениями параметров указаны типы урочищ в соответствии с условными обозначениями (см. рис. 1).

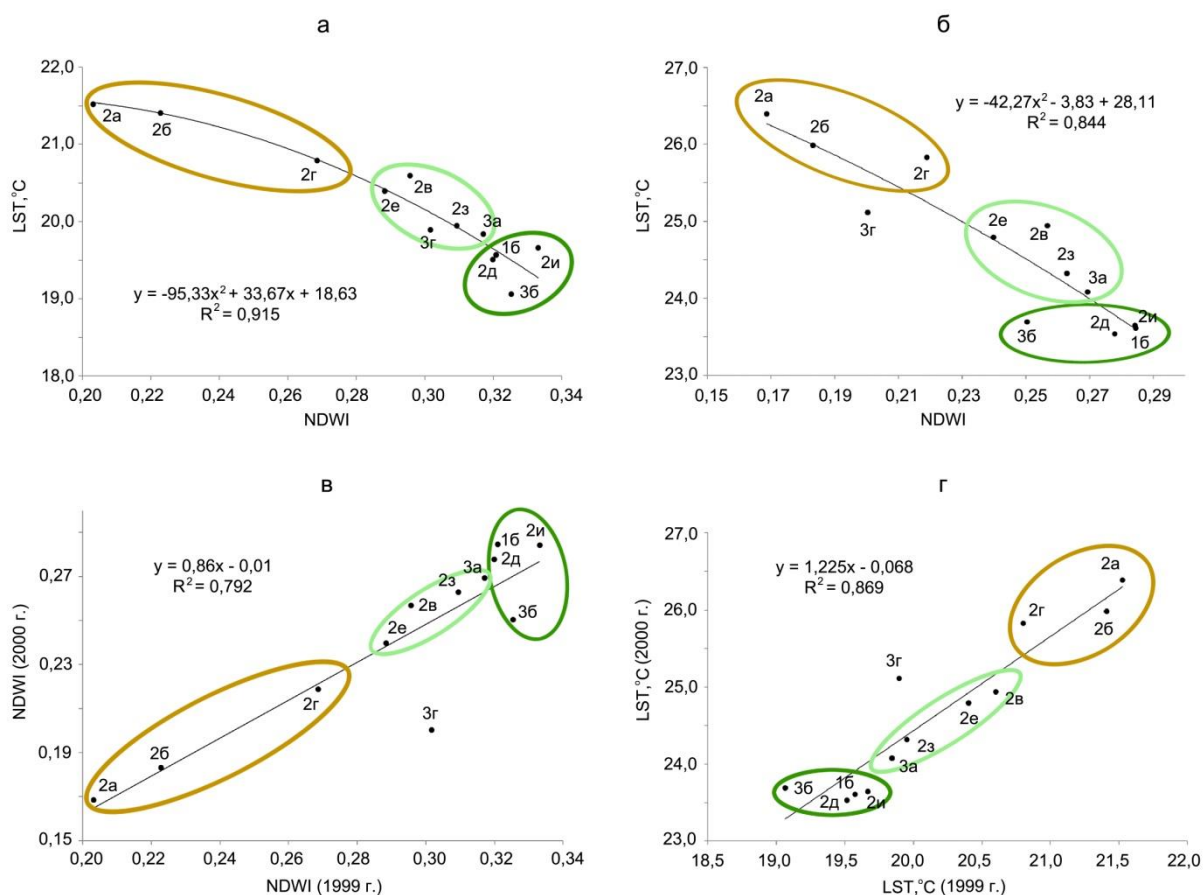


Рис. 3. Графики, характеризующие связь параметров NDWI и LST с типами урочищ: а – NDWI и LST в 1999 г.; б – NDWI и LST в 2000 г.; в – NDWI в 1999 и 2000 гг.; г – LST в 1999 и 2000 гг.

Водораздельные типы урочищ 2а, 2б, 2в классифицированы как дренированные поверхности (минимальной влажности), а слабодренированные соответствуют типам 2г и 2д. Минимально дренированные поверхности, как правило,

относятся к пойменным участкам (в данном случае 1б) и к локальным отрицательным формам рельефа (3а, 3б, 3г), хотя в условных обозначениях карты этот признак (степень дренирования) для них не уточняется.

Согласно систематизации условных обозначений (см. рис. 1) склоновые поверхности (2е, 2з, 2и) по степени дренирования занимают положение между слабодренированными на водоразделах и минимально дренированными участками в понижениях рельефа.

На графиках (см. рис. 3) для удобства анализа все значения параметров условно разделены на три группы: максимально дренированные (коричневый контур); слабодренированные (светло-зеленый контур); минимально дренированные (темно-зеленый контур). Коричневый контур на графиках приближенно соответствует значениям параметров NDWI и LST (см. рис. 2), относящихся к участкам минимальной влажности поверхности. Графики на рис. 3а, б характеризуют связь параметров NDWI и LST соответственно в 1999 и 2000 гг., на рис. 3в, г – корреляцию параметров NDWI и LST по результатам съемки в 1999 и 2000 гг. Как видно из графиков, пространственные вариации параметров NDWI и LST в целом достаточно близки к градации урочищ по степени дренирования ландшафтной карты. В то же время, несмотря на общее близкое соответствие распределений NDWI и LST градациям дренирования карты, есть очевидные отличия, которые следует принимать во внимание. Выбор снимков 1999 и 2000 гг. съемки (за десять лет до начала строительства газопровода) основан на том, что за один год без антропогенного воздействия существенных трансформаций ландшафта и, соответственно, изменений влажности поверхности не произойдет. Как показывают полученные результаты, это предположение не всегда соблюдается и примером могут служить урочища 3г. В 1999 г. эти участки по параметрам NDWI и LST могут быть отнесены к

слабодренированным или даже к минимально дренированным поверхностям (см. рис. 3а), что в целом соответствует порядку дифференциации урочищ ландшафтной карты. Однако в 2000 г., судя по значениям обоих параметров, на этих участках (3г) влажность поверхности существенно снизилась, и они практически стали соответствовать группе дренированных поверхностей (см. рис. 3б). Следует учесть, что все остальные типы урочищ практически сохранили свое положение в ряду градаций степени дренирования.

Заметное расхождение распределений NDWI и LST с ландшафтной картой по степени дренирования отмечается для урочищ 2в и 2г. Согласно карте участки урочищ 2в отнесены к дренированным поверхностям, а участки 2г – к слабодренированным (см. условные обозначения рис. 1). В то же время, судя по распределениям параметров NDWI и LST за оба года съемки, участки урочищ 2г устойчиво характеризуются более низкой влажностью поверхности, по сравнению с участками 2в (см. рис. 3). Подобные расхождения могут служить основанием для уточнения соответствия урочищ условиям дренирования поверхности.

Следует отметить достаточно хорошую корреляцию параметров NDWI и LST по годам (см. рис. 3в, г). При исключении из анализа значений, относящихся к участкам аномальных изменений на участках урочищ 3г, для зависимости NDWI(1999 г.)–NDWI(2000 г.) коэффициент корреляции $R = 0,968$, а для зависимости LST(1999 г.)–LST(2000 г.) $R = 0,965$. Данный факт, с одной стороны, свидетельствует об относительно стабильном состоянии ландшафта, а с другой, о неслучайном характере полученных распределений LST.

К числу важнейших свойств изображений, построенных по параметрам NDWI и LST, следует отнести возможность оценки устойчивых во времени неоднородностей влажности покрова для однотипных урочищ. Другими словами, на основе параметров NDWI и LST может быть дана более детальная пространственная дифференциация влажности покрова на участках, в границах которых по ландшафтной карте обозначены однородные зоны влажности. Подобная детальная информация особенно актуальна при проектировании и строительстве объектов в границах однотипных таксонов, занимающих значительную долю площади. Так, на анализируемом тестовом участке почти половина трассы газопровода проложена в границах урочищ 2и, занимающих 33% площади всего участка (см. рис. 1). На таких протяженных участках по изображениям NDWI и LST более детально могут быть выявлены неоднородности дренирования поверхности (см. рис. 2).

Известно, что при строительстве и эксплуатации объектов в районах распространения мерзлоты к наиболее проблемным участкам относят зоны с резкой сменой ландшафтных характеристик, геокриологических и литологических условий, а также области с контрастной влажностью поверхности, почвы и грунта [13,14]. На трассе газопровода зоны аномально высоких горизонтальных градиентов параметров NDWI и LST отмечены красными контурами (см. рис. 2). В частности, в границах этих контуров на дистанциях 200–300 м вдоль ниток газопровода регистрируются перепады значений LST (4–5 °C), соизмеримые с максимальными перепадами по всему анализируемому району. Соответственно, перепады влажности покрова на этих

участках также будут аномально высокими, что может служить основанием для уточнения их потенциальной опасности при проектировании и строительстве объектов.

Заключение

Результаты исследований на тестовом участке трассы газопровода «Бованенково – Байдарацкая Губа» (полуостров Ямал) показали, что тепловые снимки со спутника Landsat 7 могут быть использованы в качестве дополнительного материала для характеристики и уточнения степени дренирования поверхности тундровых ландшафтов, в том числе при их крупномасштабном картографировании. Впервые показано, что изображения, построенные по параметрам LST (температура поверхности) и NDWI (влажность поверхности) на основе снимков Landsat 7 1999 и 2000 гг. съемки, имеют достаточно высокую повторяемость и хорошее соответствие грациям степени дренирования поверхности согласно ландшафтной карте (масштаб 1:10 000), построенной с использованием снимка со спутника GeoEye-1. Приведенный пример использования изображений по параметрам NDWI и LST для характеристики степени дренирования поверхности представляет собой частный случай картографического моделирования состояния и трансформаций природных ландшафтов криолитозоны на основе многопараметрического анализа данных дистанционного зондирования Земли [6]. В данном случае комплексный анализ двух изображений (NDWI и LST), характеризующих влажность поверхности на основе различных физических принципов, позволяет существенно снизить влияние случайных факторов и, соответственно, повысить достоверность конечного результата.

Несмотря на относительно низкое для крупномасштабного картографирования исходное пространственное разрешение (60 м), после ряда дополнительных преобразований тепловые изображения со спутника Landsat 7 позволяют выявить участки с перепадами температуры (4–5 °C) на дистанциях 200–300 м, что соизмеримо с максимальными перепадами

LST в границах всего района. На трассе газопровода подобные участки с аномально высокими горизонтальными градиентами температуры и, соответственно, влажности поверхности, могут быть отнесены к потенциально-опасным участкам, поскольку характеризуются достаточно резкими изменениями ландшафта.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Рациональное природопользование и эффективное освоение нефтегазовых ресурсов арктической и субарктической зон Земли», № АААА-А19-119021590079-6).

Литература

1. Дубровин В.А., Крицук Л.Н., Ястреба Н.В., Корниенко С.Г. Использование космических снимков при составлении разномасштабных карт геокриологического содержания // Разведка и охрана недр. 2009. № 9. С. 77–84.
2. Корниенко С.Г., Якубсон К.И., Дубровин В.А., Крицук Л.Н., Ястреба Н.В. Аэрокосмический геокриологический мониторинг трассы газопровода «Бованенково – Байдарацкая губа» // Газовая промышленность. 2013. № 7. С. 24–27.
3. Zhao J., Yu L., Xu Y., Ren H., Huang X., Gong P. Exploring the addition of Landsat 8 thermal band in land-cover mapping // International Journal of Remote Sensing. 2019. Vol. 40, No. 12. P. 4544–4559. <https://doi.org/10.1080/01431161.2019.1569281>
4. Крицук Л.Н. Подземные льды Западной Сибири. М.: Научный Мир, 2010. 350 с.
5. Вечная мерзлота и освоение нефтегазоносных районов / Под ред. Е.С. Мельникова и С.Е. Гречищева. М.: ГЕОС, 2002. 402 с.
6. Корниенко С.Г. Выявление изменений влажности тундрового почвенно-растительного покрова по данным мультиспектральной космической съемки (на примере территории строительства завода по сжижению природного газа на полуострове Ямал) // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. 2018. Т. 15, № 5. С. 110–119. <https://doi.org/10.21046/2070-7401-2018-15-5-110-119>
7. Tucker C.J. Red and photographic infrared linear combinations for monitoring vegetation // Remote Sensing of Environment. 1979. Vol. 8, No. 2. P. 127–150. [https://doi.org/10.1016/0034-4257\(79\)90013-0](https://doi.org/10.1016/0034-4257(79)90013-0)
8. Xu H. Modification of normalised difference water index (NDWI) to enhance open water features in remotely sensed imagery // International Journal of Remote Sensing. 2006. Vol. 27, No. 14. P. 3025–3033. <https://doi.org/10.1080/01431160600589179>
9. Gao B. NDWI – A normalized difference water index for remote sensing of vegetation liquid water from space // Remote Sensing of Environment. 1996. Vol. 58, No 3. P. 257–266. [https://doi.org/10.1016/S0034-4257\(96\)00067-3](https://doi.org/10.1016/S0034-4257(96)00067-3)

10. *Van de Griend A.A., Owe M.* On the relationship between thermal emissivity and the normalized different vegetation index for natural surfaces // *International Journal of Remote Sensing*. 1993. Vol. 14, No. 6. P. 1119–1131. <https://doi.org/10.1080/01431169308904400>
11. *Weng Q., Lu D., Schubring J.* Estimation of land surface temperature-vegetation abundance relationship for urban heat island studies // *Remote Sensing of Environment*. 2004. Vol. 89, No. 4. P. 467–483. <https://doi.org/10.1016/j.rse.2003.11.005>
12. Изображения Земли из космоса: примеры применения: Научно-популярное издание. М.: ООО Инженерно-Технологический Центр «СКАНЭКС», 2005. 100 с.
13. *Пендин В.В., Ганова С.Д.* Геоэкологический мониторинг территорий расположения объектов транспорта газа в криолитозоне. М.: ОАО «ПНИИИС», 2009. 236 с.
14. *Коробова Т.А.* Картографо-математический анализ неоднородности морфологической структуры ландшафтов и геоэкологических условий западного Ямала // *Криосфера Земли*. 2012. Т. XVI, № 3. С. 87–93.

Using thermal images from the Landsat 7 satellite for mapping tundra landscapes: the case of the Bovanenkovo – Baydaratskaya Bay gas pipeline section

S.G. Kornienko

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow
E-mail: spacekm2@ogri.ru

Abstract. The article considers the possibility of using thermal images from Landsat 7 satellites to characterize and clarify the degree of surface drainage when mapping tundra landscapes by the case of the test section of the Bovanenkovo – Baydaratskaya Bay gas pipeline (the Yamal Peninsula). The images constructed using the LST (surface temperature) and NDWI (surface moisture) parameters based on the 1999 and 2000 survey data from the Landsat 7 satellite have a fairly high repeatability and good correspondence with the gradations of the degree of surface drainage according to the landscape map (scale 1:10 000), built using an image from the GeoEye-1 satellite. After a number of transformations, thermal images from the Landsat 7 satellite with a spatial resolution of 60 m can be used as an additional material for characterizing and clarifying the degree of drainage of the surface of tundra landscapes, including for large-scale thematic mapping.

Keywords: landscape map, degree of surface drainage, Landsat, temperature, humidity, tundra landscape.

Citation: Kornienko S.G. Using thermal images from the Landsat 7 satellite for mapping tundra landscapes: the case of the Bovanenkovo – Baydaratskaya Bay gas pipeline section // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 3(30). P. 51–63. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art6> (In Russ.).

References

1. Dubrovin V.A., Kritsuk L.N., Yastreba N.V., Kornienko S.G. The use of cosmic images in compiling different-scaled maps of geocryological content // Razvedka i Okhrana Nedr. 2009. No. 9. P.77–84. (In Russ.).
2. Kornienko S.G., Yakubson K.I., Dubrovin V.A., Kritsuk L.N., Yastreba N.V. Aerospace geocryological monitoring of the Bovanenkovo – Baydaratskaya Bay gas pipeline route // Gazovaya Promyshlennost. 2013. No. 7. P. 24–27. (In Russ.).
3. Zhao J., Yu L., Xu Y., Ren H., Huang X., Gong P. Exploring the addition of Landsat 8 thermal band in land-cover mapping // International Journal of Remote Sensing. 2019. Vol. 40, No 12. P. 4544–4559. <https://doi.org/10.1080/01431161.2019.1569281>
4. Kritsuk L.N. Underground ice of Western Siberia. Moscow: Nauka, 2010. 350 p. (In Russ.).
5. Permafrost and oil and gas development / Ed. by E.S. Mel'nikov and S.E. Grechishchev. Moscow: GEOS, 2002. 402 p. (In Russ.).
6. Kornienko S.G. Water content variations in the tundra land cover: evidence from multispectral satellite imagery (a case study of a liquefied natural gas plant construction site, Yamal Peninsula) // Sovremennye Problemy Distantionnogo Zondirovaniya Zemli iz Kosmosa. 2018. Vol. 15, No. 5. P. 110–119. <https://doi.org/10.21046/2070-7401-2018-15-5-110-119> (In Russ.).

7. *Tucker C.J.* Red and photographic infrared linear combinations for monitoring vegetation // *Remote Sensing of Environment*. 1979. Vol. 8, No. 2. P. 127–150. [https://doi.org/10.1016/0034-4257\(79\)90013-0](https://doi.org/10.1016/0034-4257(79)90013-0)
8. *Xu H.* Modification of normalised difference water index (NDWI) to enhance open water features in remotely sensed imagery // *International Journal of Remote Sensing*. 2006. Vol. 27, No. 14. P. 3025–3033. <https://doi.org/10.1080/01431160600589179>
9. *Gao B.* NDWI – A normalized difference water index for remote sensing of vegetation liquid water from space // *Remote Sensing of Environment*. 1996. Vol. 58, No. 3. P. 257–266. [https://doi.org/10.1016/S0034-4257\(96\)00067-3](https://doi.org/10.1016/S0034-4257(96)00067-3)
10. *Van de Griend A.A., Owe M.* On the relationship between thermal emissivity and the normalized different vegetation index for natural surfaces // *International Journal of Remote Sensing*. 1993. Vol. 14, No. 6. P. 1119–1131. <https://doi.org/10.1080/01431169308904400>
11. *Weng Q., Lu D., Schubring J.* Estimation of land surface temperature-vegetation abundance relationship for urban heat island studies // *Remote Sensing of Environment*. 2004. Vol. 89, No. 4. P. 467–483. <https://doi.org/10.1016/j.rse.2003.11.005>
12. *Images of the Earth from space: application examples: Popular science edition.* Moscow: ScanEx Engineering and Technology Center LLC, 2005. 100 p. (In Russ.).
13. *Pendin V.V., Ganova S.D.* Geoecological monitoring of the territories where gas transportation facilities are located in the permafrost zone. Moscow: PNIIS OJSC, 2009. 236 p. (In Russ.).
14. *Korobova T.A.* Cartographic-mathematical analysis of heterogeneity of landscape morphological structure and permafrost conditions of Western Yamal // *Kriosfera Zemli*. 2012. Vol. XVI, No. 3. P. 87–93. (In Russ.).

Энергетическая безопасность Греции: национальное и европейское измерения

А.М. Сумин

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: andrey-sumin@rambler.ru

Аннотация. В статье рассматривается национальная концепция энергетической безопасности, на основе которой осуществляется энергетическая политика Греции. Проанализированы обусловленные региональной спецификой факторы, формирующие восприятие на политическом и экспертном уровнях национальной энергетической безопасности. Подчеркнуто влияние данных факторов (внешних и внутренних) на энергетическую политику страны. Рассмотрены причины либерализации греческого энергетического сектора. Дана характеристика отдельным отраслям энергетического сектора и их роли в обеспечении энергетической безопасности. Рассмотрено влияние новых веяний на мировых энергетических рынках на греческий энергетический сектор. Охарактеризованы новые возможности и вызовы, с которыми сталкивается Греция в силу влияния глобализации на мировую энергетику. Проанализирован взгляд страны на свое место и роль в реализации энергетической политики Европейского Союза. Перечислены и охарактеризованы энергетические проекты, реализуемые ведущими игроками при участии Греции. Сделан акцент на возможностях российско-греческого сотрудничества в энергетике.

Ключевые слова: энергетическая безопасность, энергоэффективность, энергетический сектор, ископаемые углеводороды, энергоносители, энергетика, либерализация, энергетический хаб, транзитер энергоносителей.

Для цитирования: Сумин А.М. Энергетическая безопасность Греции: национальное и европейское измерения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 3(30). С. 64–85. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art7>

Энергетическая безопасность понимается в Греции как реализуемая политическими и экономическими средствами концепция, призванная «обеспечивать наличие энергетических ресурсов и возможность управления ими в целях гарантированного удовлетворения национальных потребностей в доступных по цене и надежных поставках энергии» [1]. Энергетическая безопасность подразумевает также способность страны обеспечивать свои потребности в энергии в объеме, гарантирующем бесперебойное функционирование государства и общества [2, с. 110]. По мнению греческих экспертов, энергетическая безопасность любой страны представ-

ляет собой комбинацию ряда предпосылок, от наличия и успешной реализации которых в конечном итоге она и зависит. Первая из этих предпосылок – устойчивость развития национальной энергетики. Считается, что перспективы греческого энергетического сектора на будущее зависят от успешности обеспечения его устойчивого развития на всех этапах технологической цепочки, начиная с производства энергии и заканчивая конечным ее потреблением. В последнее время под обеспечением устойчивого развития энергетического сектора понимается также и внедрение новаторских производственных процессов, подразумевающих щадящее отношение к природной среде [1].

Устойчивое развитие подразумевает достижение оптимальных экономических результатов при возможно минимальных затратах энергии и минимизации негативного воздействия на окружающую среду. Греческие специалисты указывают, тем не менее, что гарантия устойчивого развития энергетического сектора и обеспечение энергетической безопасности на национальном уровне не обязательно подразумевают автоматическое обеспечение потребностей в доступной энергии всех субъектов экономической деятельности, как не означают они и равного распределения энергии, способного удовлетворить все возникающие потребности [2, с. 110]. Далее, следующей предпосылкой обеспечения энергетической безопасности является самодостаточность в энергообеспечении, т. е. способность государства покрывать потребности национальной экономики в энергии за счет внутренних источников. Наконец, третьей базовой предпосылкой обеспечения энергетической безопасности является гибкость национального энергетического сектора. Гибкость в данном контексте включает в себя способность национального энергетического сектора противодействовать или оперативно приспосабливаться к внешним вызовам и неблагоприятным явлениям на мировых энергетических рынках. Такого рода адаптация может, к примеру, осуществляться в форме реформирования национальной энергетической корзины, изменения структуры экономики, перестройки систем энергообеспечения и внедрения инноваций [2, с. 110].

Внимание греческих экспертов к внешнему воздействию на национальную энергетическую безопасность неслучайно. Греция традиционно зависит от импорта энергоносителей и к тому же всегда была

восприимчива к колебаниям на мировых рынках, в том числе энергетических. Последние годы характеризуются к тому же возрастанием внешних рисков, связанных с обнаружением крупных запасов углеводородов в Восточном Средиземноморье, причем интересы Греции затрагиваются здесь непосредственным образом. В то же время изменения на энергетической карте региона открывают для Греции и новые возможности. Поэтому анализ энергетической безопасности Греции целесообразно провести на основе определяющих ее внутренних и внешних факторов и рассматривать обе совокупности факторов по отдельности, в то же время не теряя из виду факт их взаимосвязи.

Внутренними факторами, определяющими энергетическую безопасность Греции, являются географическое положение страны и особенности социально-экономического уклада общества.

Помимо континентальной части, территорию Греции составляют также около 2 тыс. островов, большинство из которых не подсоединены к энергосистеме материковой части (в том числе и крупнейшие – Крит и Родос) [3, с. 9]. Лишь электрогенерирующие предприятия на континентальной части страны объединены в одну энергосистему. Острова Крит и Родос располагают собственными замкнутыми электроэнергетическими системами. Электроснабжение мелких островов осуществляется с помощью электростанций локального значения и электрогенераторов [4, с. 25]. До недавних пор 99% всей потребляемой на островах электроэнергии производилось работающими на мазуте объектами электрогенерации [4, с. 19]. Проблема организации устойчивого энергоснабжения островов доставляет греческим энергетикам немало трудностей.

Большинство островов слабо населены, не обладают развитой инфраструктурой, а население имеет в своем распоряжении лишь ограниченные финансовые ресурсы. При этом стоимость мазута и дизельного топлива, а также их доставки на островные объекты электрогенерации высоки.

Перечисленные особенности предопределяют принципиальную экономическую непривлекательность большинства островов для энергокомпаний. Между тем на неподсоединенные к материковой энергосистеме острова приходится 8% совокупного энергопотребления страны [5, с. 4]. Соответственно, греческие власти традиционно вынуждены нести все издержки по организации электроснабжения островных территорий в широком смысле слова. Вот почему все финансово непривлекательные для крупных мировых энергетических компаний генерирующие мощности (кроме использующих возобновляемые источники энергии – ВИЭ) на этих островах всегда принадлежали греческой государственной монополии – Государственной электроэнергетической корпорации (англ. – Public Power Corporation, сокр. PPC). PPC является не только единственным поставщиком электроэнергии на указанных островах, но также и единственным собственником самой национальной электрораспределительной сети [6, с. 112]. Лишь с недавних пор новейшие разработки в области энергетического оборудования и технологий позволяют всерьез обсуждать возможность подключения большинства греческих островов к существующим электрическим сетям, а также модернизации существующих, строительства новых сетей и формирования тем самым полноценной единой общенациональной электроэнергетической

системы [5]. В 2018 г. начались работы по присоединению острова Крит к электросети континентальной Греции. Цель проекта состоит в обеспечении технической возможности подавать на Крит электроэнергию из региона Пелопоннес при постепенном выводе из эксплуатации устаревших дизельных электростанций, не соответствующих европейским экологическим нормативам. Разрабатывается и второй подобный проект – подсоединение Крита к электросети столичного региона Аттика. Проект задуман с целью действовать на опережение для недопущения прогнозируемого на недалекое будущее дефицита электроэнергии на Крите, крупнейшем греческом острове. По замыслу авторов проект должен быть реализован в 2022 г. [7].

Общую уязвимость электроснабжения демонстрирует и континентальная часть Греции. Генерирующие мощности там расположены, в основном, в северо-западной части, а потребление электроэнергии растет опережающими темпами, как правило, на юге, куда приходится подавать требуемые объемы электроэнергии посредством сооружения все новых высоковольтных линий [3, с. 17, с. 23]. Перечисленные негативные особенности во многом обусловлены тем, что греческий энергетический рынок изначально был расположен на периферии единого европейского рынка электроэнергии и газа. Даже после принятия в Евросоюз соседних с Грецией бывших социалистических стран в регионе долгое время не складывались условия для развития конкуренции, а формирование единого регионального энергетического рынка Юго-Восточной Европы тормозилось наличием множества препятствий [3, с. 1].

Энергетический сектор Греции включает угольную отрасль (разработка местных месторождений бурого угля, широко используемого для генерации электроэнергии), электроэнергетическую отрасль, нефтеперерабатывающую отрасль, а также возникшую относительно недавно газовую отрасль (транспортировка и реализация импортируемого природного газа) [4, с. 26]. По сравнению с другими входящими в Евросоюз государствами энергетический сектор имеет в Греции существенно больший удельный вес в национальной экономике и в сфере занятости населения. По мнению греческих экспертов, роль энергетики в экономике страны в обозримом будущем станет еще ощутимее [5]. Таким образом, пример Греции особенно наглядно демонстрирует, что энергетическая безопасность является одной из важнейших составляющих национальной безопасности.

Одним из внешних факторов, негативно влияющим на энергетическую безопасность Греции, является ее традиционная зависимость от импорта ископаемых углеводородов. Коэффициент зависимости от импорта, представляющий собой соотношение объема производимой из имеющихся внутренних ресурсов энергии к совокупному объему потребляемой в стране энергии, непрерывно увеличивался в период 1990–2003 гг. Так, если в 1990 г. коэффициент составлял 59%, то в 2000 г. он возрос до 65%. Импортозависимость росла за счет увеличения ввоза нефти, нефтепродуктов и выхода на греческий рынок нового для национальной энергетики энергоносителя – природного газа [4, с. 26]. Данная тенденция отмечалась и все

последующие годы [5]. Кроме очевидной опасности для энергобезопасности Греции, которую традиционно представляют зависимости от объемов предлагаемых на мировом рынке энергоносителей и от маршрутов их доставки, следует назвать еще один весьма существенный именно для данной страны аспект – финансовый. Начало XXI в. ознаменовалось резким ростом мировых цен на нефть, природный газ и уголь, так что импорт энергоносителей обходился все дороже. Руководство энергетического сектора Греции с тревогой отмечало все возрастающие трудности в обеспечении потребностей страны в надежных поставках энергии по приемлемым ценам [1]. Между тем, финансовая система Греции всегда отличалась слабостью и недостатком ликвидности. Государственный долг Греции являлся одним из самых обременительных в Еврозоне даже до начала мирового финансового кризиса в 2008 г. [3, с. 5]. Высокие цены на энергоносители вкупе с тяжелой финансовой ситуацией, сложившейся в стране после 2008 г., даже вынудили многие домохозяйства перейти для отопления жилищ с мазута на дрова, что спровоцировало рост загрязнения воздуха, особенно в крупных населенных пунктах [2, с. 113]. Обнищание населения и массовые банкротства в предпринимательском секторе спровоцировали, в свою очередь, кризис платежей в энергетике, пик которого пришелся на 2012 г. и потряс весь энергетический рынок Греции. Две крупных компании по торговле электроэнергией в розницу одновременно оказались неспособны оплачивать накопившиеся долги перед генерирующими компаниями общей суммой около 172 млн евро.

В ситуацию вмешался Национальный энергетический регулятор RAE, лишивший лицензий эти компании-должники вследствие создавшейся угрозы энергетической безопасности и розничному рынку электроэнергии страны. Уход с рынка обеих крупных по местным меркам компаний вызвал в Греции кризис доверия к независимым поставщикам энергии – причем в момент, когда правительство как раз готовило очередные шаги по либерализации энергорынка [7].

Стоит отметить, что именно мировой финансовый кризис, повлекший для Греции особенно тяжелые последствия, побудил правящие элиты страны подвергнуть пересмотру и сохранявшуюся неизменной десятилетиями концепцию обеспечения национальной энергетической безопасности. Кризис одновременно высветил все накопившиеся в течение послевоенных десятилетий проблемы греческой энергетики – высокую степень монополизации, давно назревшую потребность в модернизации оборудования, внедрении новых технологий и необходимость диверсификации энергетического баланса [5]. Демонополизацию энергетики было решено начать с либерализации рынков электроэнергии и природного газа и приватизации основных государственных энергетических активов – Государственной электроэнергетической корпорации PPC, газовой компании DEPA, Греческой компании-оператора по розничной торговле электроэнергией HEDNO и нефтяной компании Hellenic Petroleum [5]. В греческое законодательство был инкорпорирован общеевропейский принцип разделения сфер поставки и транзита энергии и энергоносителей [8, с. 6]. В рамках гармонизации энергетического законодательства страны с общеевропейскими нормами была также

осуществлена имплементация положений Директивы Еврокомиссии об энергоэффективности в промышленности и коммунальном секторе [2, с. 136; 5]. Были приняты меры по усилению удельного веса ВИЭ в энергетическом балансе, увеличению числа поставщиков энергоносителей, повышению энергоэффективности, созданию альтернативных маршрутов их доставки и строительству резервных мощностей в электрогенерации на случай чрезвычайных ситуаций [1]. В данном случае важно подчеркнуть, что греческие власти были вынуждены пойти на указанные преобразования исключительно вследствие давления извне. К 2010 г. Греция оказалась неплатежеспособной. Зарубежные кредиторы – Международный валютный фонд, Европейская комиссия и Европейский центральный банк – в обмен на финансовую помощь потребовали от греческого правительства проведения глубоких экономических реформ. Требования провести преобразования касались и энергетического сектора Греции. В частности, Греция обязалась в итоге открыть для иностранных компаний газовый и электроэнергетический рынки, провести реструктуризацию государственных энергетических компаний, осуществить общую демонополизацию энергетического сектора и либерализацию энергетического законодательства [9].

Спецификой греческого сектора электрогенерации на момент начала реформы являлось преобладание в качестве источника энергии бурого угля. Бурый уголь (лигнит) добывается открытым способом на месторождениях, расположенных в северо-западной части страны и на полуострове Пелопоннес. Себестоимость угледобычи низкая, что и предопределяет повышенный спрос на уголь со стороны энергетических предприятий [3, с. 1].

Но если при анализе греческого энергобаланса брать критерий потребления первичной энергии, то в этом случае основным энергоносителем будет являться нефть. Доля нефти в энергобалансе Греции составляет около 50% – даже несмотря на существенное сокращение объемов потребляемой нефти в последнее десятилетие. Зависимость от импортной нефти остается высокой, поскольку внутренняя нефтедобыча невелика. В настоящее время греческие компании демонстрируют интерес к углубленному изучению недр страны с целью увеличения национальной нефтедобычи [2, с. 135]. Что касается природного газа, то предложение природного газа на греческом рынке было невелико еще по состоянию на конец 2007 г. Торговля природным газом в этой балканской стране обладала большим потенциалом, и развивать ее было решено прежде всего усилиями выходящих на греческий рынок сторонних игроков [3, с. 1]. Было также принято решение о реструктуризации и частичной приватизации государственной газовой компании DEPA. В 2019 г. в Греции насчитывалось как минимум 8 компаний-поставщиков природного газа розничным потребителям. Некоторые из этих компаний начали свою деятельность только в 2018 г. [2, с. 135].

Кроме крупных запасов бурого угля, к внутренним энергетическим ресурсам Греции относятся также благоприятные условия для использования ВИЭ – такие, как гидроресурсы, а также природно-климатические условия. Эти условия способствуют развитию ветро- и солнечной энергетики, а также производству биомассы. Обозначившееся после кризиса 2008 г. стремление греческих властей интенсивнее задействовать внутренние ресурсы, в том

числе возобновляемые источники энергии, идеально вписывается в стратегию Еврокомиссии переформатировать европейский энергетический баланс в сторону снижения доли ископаемых углеводородов с одновременным повышением удельного веса ВИЭ (до 35% к 2030 г.) [5]. Причинами, тормозящими развитие альтернативной энергетики в Греции, являются узость внутреннего энергорынка и недостаток финансирования вследствие сдержанного отношения потенциальных инвесторов к работе в стране. С другой стороны, развитию альтернативной энергетики идет на пользу общеевропейская система квотирования выбросов углекислоты в атмосферу. Кроме того, с целью стимулирования инвестиций в развитие возобновляемой энергетики греческие власти стали проводить тендеры на реализацию целевых проектов в области ВИЭ. Условия данных проектов предусматривали гарантированный государством сбыт произведенной электроэнергии по фиксированным расценкам. Первый тендер состоялся в июле 2018 г., второй – в декабре того же года, третий – в апреле 2019 г. Указанная программа, срок действия которой истекает в 2020 г., имела определенный успех, выразившийся в увеличении генерации на объектах ветровой и солнечной энергетики и росте объема инвестиций [2, с. 135]. Тем не менее, полномасштабного вытеснения угольной генерации альтернативными источниками энергии ожидать пока не приходится. По оценкам греческих экспертов, и после 2025 г. ряд объектов угольной генерации продолжит работу для обеспечения надежности снабжения электроэнергией – тем более, что объем инвестиций в возобновляемые источники по-прежнему оставляет желать лучшего.

Более того, эксперты Греческой ассоциации энергетической промышленности (англ. сокр. – НАЕЕ) рекомендуют построить две дополнительные работающие на природном газе электростанции [2, с. 136]. Несмотря на подчеркнутое внимание греческих властей и экспертного сообщества к альтернативной энергетике, необходимо отметить, что ее потенциал по-прежнему остается ограниченным. Так, в 2019 г. 61% своих потребностей в энергоносителях Греция по-прежнему удовлетворяла за счет импорта, и лишь 39% покрывалось внутренними источниками [2, с. 111]. Поэтому неудивительно, что в целях укрепления энергетической безопасности и превращения страны в южноевропейский энергетический хаб греческие власти пытаются снизить импорт энергоносителей и за счет поиска новых месторождений ископаемых углеводородов внутри страны. В 2018 г. единственная греческая нефтяная компания Energean Oil & Gas в консорциуме с международными концернами начала геологоразведочные работы на нескольких перспективных участках суши и морского шельфа в западной части страны. В 2019 г. проводились пробные буровые работы в заливе Патраикос и в районе Катаколо. Греческая Energean Oil & Gas в сотрудничестве с испанской Repsol в 2019–2020 гг. осуществляла сейсмографическую разведку в расположенных на суше перспективных участках в районах Иоаннина и Аитолоакарнания. Кроме того, указанная греческая компания собирается приступить к добыче нефти на недавно открытом месторождении Epsilon, которое является частью более обширного нефтеносного участка Prinos [10]. Стоит отметить, однако, что эти, уже осваиваемые, и прочие, могущие быть открытыми в перспективе

месторождения неспособны покрыть сколько-нибудь значимую часть потребностей в нефти даже такой небольшой страны, как Греция. По этой причине крупные международные нефтегазовые концерны вплоть до недавнего времени не проявляли интереса к поиску новых нефтяных месторождений в стране. Отмечая данный факт, греческие нефтяники сетуют также на скептицизм своего правительства по отношению к нефтедобывающей отрасли страны, что также отпугивает потенциальных инвесторов [11].

Неудивительно поэтому, что еще одной угрозой для энергетической безопасности Греции являются и два других внешних фактора – хроническая зависимость от мировых рынков капитала и зависимость от зарубежных технологий. В последнее десятилетие оба фактора усугубляются общим недоверием со стороны мировых финансовых рынков, вследствие чего страна регулярно испытывает недостаток инвестиционных средств для развития энергетической инфраструктуры и внедрения новых технологических решений. В попытке противодействовать данной негативной тенденции правительство страны инициировало учреждение Греческой энергетической биржи (англ. – Hellenic Energy Stock Exchange SA). Основной задачей биржи является формирование единого рынка электроэнергии, природного газа и альтернативной энергетики в масштабах страны. Кроме того, биржа в ходе текущей деятельности призвана привлекать на греческий энергетический рынок финансовые ресурсы и новые технологии. Стратегическая задача биржи – конвергенция цен на энергию и энергоносители в рамках формирования единого общеевропейского рынка [1].

Недостаток финансирования является серьезным фактором, тормозящим развитие греческого энергетического рынка. В силу объективной ограниченности внутренних финансовых ресурсов страна не может обойтись без зарубежных инвестиций. Между тем, инвестиции в греческие энергетические проекты способны стать драйвером роста не только энергетического сектора, но и всей экономики страны. В инвестициях нуждаются не только разведка и добыча углеводородов и возобновляемая энергетика, но и сферы транзита и реализации энергоносителей и энергии, а также проекты по повышению энергоэффективности. Потребность в капиталовложениях со стороны энергетического сектора Греции лишь на период 2018–2027 гг. оценивается в 45,5 млрд евро [10]. Однако существующие реалии подрывают доверие зарубежных компаний к работе в Греции. Особенно большое число нареканий вызывает непредсказуемость действий государственных регулирующих органов и общая непрозрачность греческой деловой среды [12]. Так, во многом устаревшее греческое энергетическое законодательство еще до недавнего времени содержало целый ряд ограничений в отношении зарубежных инвесторов, причем наличие ограничений объяснялось расплывчатыми ссылками на «интересы национальной безопасности», «защиту интересов государства» и «обеспечение надежности энергоснабжения». Кроме того, сделки между участниками энергетического рынка требуют предварительного одобрения со стороны государственных органов, причем к различным секторам энергетики применяются неодинаковые критерии. Ожидание формального одобрения занимает в среднем от трех до четырех месяцев, хотя в

ряде случаев сроки ожидания вообще могут затягиваться на неопределенное время [6, с. 111]. Таким образом, сложившаяся ситуация дает возможность утверждать, что модернизация законодательства и либерализация рынка являются еще одной предпосылкой для укрепления энергетической безопасности Греции.

С началом пересмотра греческими властями концепции обеспечения национальной энергетической безопасности в стране стали высказываться мнения о целесообразности развития атомной энергетики. В республике имеется соответствующее ведомство – Греческая комиссия по атомной энергии (англ. – Greek Atomic Energy Commission), в функции которого входит накопление и развитие компетенций в области ядерной энергетики и технологий, а также обеспечение радиационной защиты в масштабах страны. Тем не менее, в настоящее время Греция не считает нужным развивать атомную генерацию. Греческие эксперты полагают, что самодостаточность в производстве электроэнергии, которой страна могла бы достичь за счет развития атомной генерации, не идет ни в какое сравнение с ущербом от потенциальных аварий на АЭС в этом сейсмически активном регионе [4, с. 40].

Не обошел стороной Грецию и наметившийся на мировом энергетическом рынке рост спроса на услуги по хранению ископаемых энергоносителей – тем более что в последние годы заметна также и тенденция к снижению стоимости оборудования для эксплуатации нефте- и газохранилищ. В настоящий момент греческие правительственные эксперты заняты разработкой нормативной базы, которая будет регулировать весь спектр правоотношений по владению и эксплуатации таких хранилищ в стране.

В свою очередь, Управляющий Фонд государственного имущества Греческой Республики (HRADF) готовит тендер на право эксплуатации строящегося газохранилища «Южная Кавала» на северо-востоке страны, неподалеку от границ с Болгарией и Турцией. Греческие власти подчеркивают, что газохранилище после введения в эксплуатацию станет весомым вкладом в обеспечение энергетической безопасности страны и укрепит ее статус как страны-транзитера энергоносителей. Процедуру тендера планировалось запустить в первой половине 2020 г. [7].

В последние годы Греция стремится обратить некоторые факторы, доселе ослаблявшие ее энергетическую безопасность, в позитивные. Особенно указанное стремление заметно на примере особенностей географического положения страны, находящейся на стыке Европы, Азии и Африки. Формирование глобального газового рынка и открытие новых крупных месторождений углеводородов в Средней Азии, Каспийском регионе и (с недавних пор) в Восточном Средиземноморье фактически вдохнули новую жизнь в исторически сложившиеся торговые пути, на перекрестке которых расположена Греция [13].

Первая подобная инициатива с подачи Еврокомиссии и при активном содействии греческого правительства была официально реализована в ноябре 2002 г., когда в Афинах был подписан Меморандум о взаимопонимании, заложивший основы для создания Энергетического сообщества Юго-Восточной Европы (англ. – Energy Community of South East Europe). Смысл учреждения данной региональной организации формально заключался в

«формировании стабильного и регулируемого на рыночных условиях механизма привлечения инвестиций, создании единого торгового пространства, укреплении безопасности поставок энергоносителей, улучшении экологической ситуации, стимулировании конкуренции на рынках электроэнергии и природного газа» [4, с. 45]. Фактически Энергетическому сообществу Юго-Восточной Европы отводилась роль механизма для интеграции Юго-Восточной Европы в экономическое и энергетическое пространство Евросоюза, причем Греция по собственной инициативе стала своего рода «приводным ремнем» этого механизма. В октябре 2005 г. Энергетическое сообщество Юго-Восточной Европы было преобразовано в Договор об энергетическом сообществе (англ. – Energy Community Treaty) с целью адаптировать существовавший к тому моменту нормативный механизм к Газовой и Электроэнергетической Директивам ЕС, а также придать механизму более обязывающий характер. Участниками Договора, подписанного опять же в Афинах, стали, помимо Греции, Италия, Венгрия, Словения, Болгария, Румыния, Албания, Босния и Герцеговина, Хорватия, Сербия, Черногория и Северная Македония. В настоящее время в Греции на официальном уровне сложился консенсус в пользу дальнейшего вовлечения страны в форсирование конвергенции региональных энергетических рынков Южной Европы и их интеграцию в общеевропейское экономическое пространство. Этой позиции в Греции придерживаются и политики [1], и эксперты в области энергетической безопасности [8, с. 4; 14, с. 6].

Геостратегическая и геоэкономическая роли Греции тем более возрастают, что географическое положение страны позволяет ей стать своего рода воротами для поставок на европейские рынки сжиженного природного газа (СПГ) практически со всего мира, в том числе из Северной Америки. Открывающиеся перспективы удачно вписываются и в стратегию Евросоюза по укреплению своей энергетической безопасности, в том числе и в форме диверсификации источников и маршрутов импорта ископаемых углеводородов [2, с. 6, с. 135; 5]. Благоприятные условия для развития возобновляемой энергетики и начавшееся в последние годы строительство электропередающих интерконнекторов увеличивают и региональное влияние Греции в Юго-Восточной Европе [2, с. 136].

Декларируемые на официальном уровне амбиции Греции стать важнейшим в Южной Европе энергетическим хабом [13] выражаются, в первую очередь, в стремлении по максимуму замкнуть на себя транзит углеводородного сырья, предназначенного для общеевропейского рынка [2, с. 22]. Речь идет, во-первых, о строительстве газопроводов в направлении с Востока на Запад и, во-вторых, о создании инфраструктуры для приемки импортного СПГ.

В первую очередь в этой связи следует упомянуть реализуемый по инициативе Евросоюза проект «Южный газовый коридор» (англ. – Southern Gas Corridor). Южный газовый коридор создается для транспортировки 10 млрд м³ природного газа из Каспийского региона через Грузию и Турцию в Европу ежегодно [2, с. 63]. На первоначальном этапе реализации проекта предполагается транспортировать в Европу

газ, добываемый в рамках второй очереди освоения азербайджанского газоконденсатного месторождения «Шах-Дениз». На возможных последующих этапах реализации к проекту могут быть подключены другие потенциальные страны-поставщики (Туркменистан, Иран). Транспортировка каспийского газа на европейские рынки будет осуществляться по Южно-Кавказскому (через Грузию), Трансанатолийскому (через Турцию) и Трансадриатическому газопроводам (через Грецию, Албанию и Италию). Существовавший ранее газопровод через Грузию был модернизирован, а Трансанатолийский (сокр. TANAP) и Трансадриатический (сокр. TAP) трубопроводы – построены специально. Газопровод TANAP был пущен в эксплуатацию в 2019 г. Ввод в эксплуатацию газопровода TAP, конечным пунктом которого является Италия, запланирован на конец 2020 г. [15]. Поскольку транспортируемый каспийский газ предназначен для сбыта не только в самой Греции, но и в Турции, Болгарии и Италии, то Греции в проекте тоже отводится двойная роль – транзитера и потребителя [6, с. 119]. Греция без преувеличения является ключевым участником проекта «Южный газовый коридор»: именно в Греции стыкуются трубопроводы TANAP и TAP, а также начинается интерконнектор IGB, призванный соединить греческую и болгарскую газотранспортные системы [2, с. 63; 7]. Южный газовый коридор рассматривается Еврокомиссией в качестве возможности снижения зависимости от поставок российского газа на европейские рынки и даже альтернативы поставкам российского газа в Южную Европу [5, 16].

Еще одним крупным проектом с участием Греции является газопровод EastMed, предназначенный для экспорта в Европу природного газа из Восточного Средиземноморья. В 2015 г. Греция, Кипр и Израиль подписали друг с другом меморандумы о взаимопонимании, сформировав тем самым стратегический альянс с целью совместной разведки и добычи углеводородного сырья в регионе, а также создания новых маршрутов доставки углеводородов в Европу [6, с. 118]. В январе 2020 г. три перечисленные страны заключили в Афинах межгосударственное соглашение о строительстве газопровода EastMed, выведя сотрудничество на более высокий уровень. Предполагается, что в будущем к Соглашению присоединится также Италия [17]. Газопровод протяженностью в 1900 км и оценочной стоимостью в 6 млрд евро свяжет Грецию, Кипр и Израиль с континентальной Европой – конечным пунктом EastMed станет г. Отранто в Италии. Стоит отметить, что имеющие геополитический подтекст планы поставлять природный газ из Каспийского региона через Грецию в Италию не новы и начали обсуждаться еще в середине 2000-х гг. [4, с. 45]. Ресурсной базой газопровода EastMed проектной мощностью в 10 млрд м³ ежегодно станут израильское месторождение «Левиафан» и кипрское «Афродита» с перспективой подключения дополнительных месторождений в регионе. В последнем случае не исключается доведение мощности EastMed до 20 млрд м³ ежегодно [18]. Европейские политики возлагают на газопровод определенные надежды вследствие недавних многообещающих открытий газовых месторождений в восточной части Средиземного моря. Проект также пользуется поддержкой Евросоюза; на

экспертную проработку проекта ЕС уже выделил 34,5 млн евро. По оценке проектировщиков, газопровод может быть запущен в 2024–2025 гг. [17]. В Греции EastMed рассматривают как еще один важный фактор повышения энергетической безопасности не только своей страны, но и всей Европы, ибо он позволит диверсифицировать маршруты поставок природного газа и получить прямой доступ к новым месторождениям. Кроме того, экспорт природного газа сможет внести позитивный вклад в экономическое развитие Греции и греческой части Кипра [7].

В январе 2020 г. греческая газовая монополия DEPA официально уведомила британскую компанию Energean Oil & Gas, работающую на израильском участке континентального шельфа, о намерении закупать у нее природный газ. По данным Министерства энергетики Греции, DEPA забронировала около 20% проектной транзитной мощности газопровода [19]. Благодаря этому газовый рынок Южной Европы становится более конкурентным. Израильский и, возможно в будущем, кипрский газ, который будет транспортироваться по EastMed, составит конкуренцию реализуемому в регионе природному газу из России, Алжира и Азербайджана [17]. О своем отрицательном отношении к проекту EastMed сразу же заявила Турция, которая тоже вынашивает планы стать региональным энергетическим хабом [20].

Стоит отметить, что проект EastMed противоречит не только интересам Турции, но и ряду других стран региона (к примеру, Катара), а также интересам России. Между тем изначально этот сугубо экономический проект был расширен и фактически преобразован в организацию с отчетливой политической составляющей.

В январе 2020 г. на основе проекта EastMed подписанием предварительного соглашения был создан новый региональный блок – Газовый форум Восточного Средиземноморья (EMGF). В сентябре 2020 г. государства-участники подписали Хартию об учреждении постоянно действующей организации со штаб-квартирой в Каире. Вопреки названию, в число учредителей Форума вошли не все и не только страны региона. Кроме Греции, принявшей самое активное участие в учреждении EMGF, участниками организации стали Израиль, Палестинская автономия, Республика Кипр, Египет, Иордания и Италия. Заявку на членство подала Франция, а Евросоюз и США получили статус наблюдателей. В то же время Турция, Ливия, Ливан и Сирия не были приглашены к участию в Форуме. Согласно Хартии EMGF, организация призвана объединить производителей и потребителей природного газа, а также страны-транзитеры с целью выработки гармоничной политики в сфере добычи углеводородов, формирования устойчивого регионального газового рынка газа и эффективного использования природных ресурсов региона [21]. Участие США в создании EMGF свидетельствует о намерении этой страны создавать помехи энергетическим интересам России в указанном регионе, и происходит это при поддержке греческих властей.

Превращение Греции в орудие политики США в регионе заметно и на примере других энергетических проектов с участием обеих стран. Необходимо отметить, что греческо-американские отношения складывались неоднозначно на протяжении всей послевоенной истории. Причин тому было две. Во-первых, в Греции традиционным влиянием пользовались левые

силы. Во-вторых, США на протяжении длительного времени поддерживали доверительные отношения с Турцией, которая, в свою очередь, исторически соперничает с Грецией. Для США стратегическая ценность Турции всегда была намного выше греческой. Ситуация стала меняться с 2015 г., когда реализация российского проекта «Турецкий поток» стала реальностью, а Турция начала отходить от послевоенной стратегии безусловного следования в русле политики США. Именно в 2015 г. греческие эксперты и правительственные чиновники впервые заговорили о «повороте на 180 градусов в энергетической политике» применительно к отношениям с США [12]. Тогда спецпосланник Госдепартамента США по вопросам энергетики А. Хохштайн встретился в Афинах с греческим министром энергетики П. Лафазанисом; цель визита заключалась в попытке очередной раз отговорить Грецию от участия в российском проекте «Турецкий поток». Если прежние попытки американских чиновников затронуть тему «Турецкого потока» встречали резкое неприятие в Афинах, то на сей раз греческие чиновники были менее категоричны. В свою очередь, американский спецпосланник заявил о «стратегической роли, которую могла бы играть Греция в регионе» [12].

Следующий этап развития греко-американского энергетического сотрудничества начался в 2017 г. Во время визита в США в октябре 2017 г. премьер-министр Греции А. Ципрас в ходе переговоров с президентом Д. Трампом заявил о намерении Греции закупать американский СПГ. В середине декабря 2018 г. было опубликовано сообщение о начале поставок в Грецию СПГ из США.

В середине декабря 2018 г. было опубликовано сообщение о начале поставок в Грецию СПГ из США. Публикация сообщения совпала с началом стратегического диалога США и Греции. Первая партия американского СПГ объемом 168 тыс. м³ была доставлена 30 декабря 2018 г. на модернизированный незадолго до этого терминал на острове Ревитуса (англ. – Revithoussa) близ Афин в соответствии с соглашением между греческой газовой компанией DEPA и американской CHENIERE. DESFA, компания-оператор греческой национальной газотранспортной системы, расценила начало поставок американского СПГ на терминал в Ревитусе как «путь для новых перспектив поставок газа, диверсификации источников поставок и надежности поставок в Юго-Восточную Европу, что делает Грецию основным газотранспортным центром в регионе» [5, 22].

С 2019 г., на фоне обострения отношений с Турцией, США начали проявлять интерес к стратегически важному порту Александруполис на севере Греции. Комментируя намерения своей страны принять участие в приватизации порта, посол США в Греции Д. Пайетт в сентябре 2019 г. отметил важное геополитическое значение города как ворот в регионы Черного моря и Балкан. По мнению посла США, Александруполис становится «ключевым звеном европейской энергетической безопасности, региональной стабильности и экономического роста, поэтому Соединенные Штаты и Греция ведут здесь совместную работу для продвижения наших общих интересов в области безопасности и экономики» [23]. Посол Пайетт впервые озвучил намерение США создать в

Александруполисе терминал для хранения и регазификации СПГ, учредить центр по торговле природным газом, построить силами корпорации General Electric современные электростанции и реализовать ряд других энергетических проектов. Поставляемый на терминал в Александруполисе газ планируется в будущем подавать в греческую газораспределительную систему и дальше – на региональные южноевропейские рынки. Терминал в Александруполисе станет вторым таким в Греции – наряду с уже действующим на острове Ревитуса [7]. После ввода в эксплуатацию терминала в Александруполисе и упомянутого выше интерконнектора IGB планируется подсоединить их посредством мини-интерконнекторов к газопроводу ТАР. Такой шаг представляется логичным, ибо все три проекта предназначены для доставки природного газа с каспийских месторождений на европейские рынки [7]. Со своей стороны, министр национальной обороны Греции приветствовал планы США в отношении Александруполиса [23]. О растущем интересе США к энергетическому сектору Греции свидетельствует и вхождение американской газовой компании Third Point Gas в акционерный капитал греческой компании Energean Oil & Gas, которая специализируется на разведке и разработке нефтегазовых месторождений [5]. Как видно, США всерьез рассматривают Грецию в качестве своего рода плацдарма, присутствие на котором позволит им влиять на энергетическую карту региона. В сентябре 2020 г. госсекретарь США М. Помпео, в ходе визита в Грецию, особо затронул тему противодействия России в области экспорта энергоносителей [24].

Интерес к энергетическим проектам в Греции демонстрируют не только американские, но и другие зарубежные компании. Особую активность проявляют французские нефтегазовые компании, действующие при содействии своего правительства. Началом отсчета присутствия французских инвесторов в регионе стал октябрь 2015 г., когда состоялся официальный визит Президента Франции Ф. Олланда в Грецию. Олланда сопровождали руководящие лица практически всех ключевых французских энергетических компаний – таких, как Vinci, EdF, GdF Suez, Veolia и Total. Визит Президента Франции отличался ярко выраженной энергетической подоплекой; в ходе переговоров обсуждалось вхождение французских компаний в разведку и добычу углеводородов, а также их планируемая деятельность на рынке электроэнергии в Греции [12]. Из перечисленных французских компаний, однако, в Греции в настоящее время присутствует только Total, получившая право на поиск месторождений углеводородов в Ионическом море. Кроме Ионического моря, перспективной с точки зрения наличия нефтегазовых месторождений считается греческая исключительная экономическая зона Ливийского моря, к югу от Крита. В июне 2019 г. греческие власти подписали с международным консорциумом договор о предоставлении прав на разведку и добычу углеводородов в морских районах «Западный Крит» и «Юго-Западный Крит». Для проведения геологоразведочных работ еще в 2017 г. были выделены участки площадью соответственно 20,058 тыс. км² к западу и 19,868 тыс. км² к юго-западу от Крита. Геологоразведочные работы рассчитаны на

восемь лет (с возможностью продления); запланированы сейсмические и геохимические исследования, а также бурение на глубину 4 тыс. м (включая толщу воды). В консорциум вошли французская Total (40%), американская ExxonMobil (40%) и греческая Hellenic Petroleum (20%) [25]. Exxon и Total имеют в регионе далеко идущие намерения: в случае открытия в районе Крита новых газовых месторождений их планируется объединить с уже открытыми и могущими быть открытыми кипрскими и израильскими месторождениями. В этом случае ресурсного потенциала месторождений хватило бы для строительства дополнительного газопровода в континентальную Европу [11].

Греческие власти прилагают активные усилия для привлечения зарубежных энергетических компаний, поскольку заинтересованы в капиталовложениях и новых технологиях. Кроме американских и французских сырьевых компаний интерес к работе на греческом рынке проявила компания SENFLUGA Energy Infrastructure Holdings S.A. – консорциум, учрежденный итальянской Snam S.p.A., испанской Enagás Internacional S.L.U. и бельгийской Fluxys S.A.. Указанная компания приобрела за 535 млн евро 66% акций греческой газотранспортной компании DESFA [5]. С недавних пор интерес к греческому энергетическому рынку проявляют и инвесторы из Китая. Несмотря на настороженное отношение Евросоюза к присутствию китайского капитала в таких стратегических отраслях как энергетика, инвесторы из Китая смогли достичь определенных, хоть и не очень значительных результатов на энергетическом рынке Греции.

В частности, китайский холдинг Shenhua Group подписал с греческой компанией Corpelouzos Group соглашение о сотрудничестве в сфере возобновляемой энергетики и модернизации угольных электростанций на общую сумму в 3 млрд. евро. Еще одна китайская компания – China State Grid – приобрела за 320 млн евро 24-процентную долю в уставном капитале греческой электропередающей фирмы Independent Power Transmission Operator (ADMIE) [5].

В сравнении с перечисленными выше проектами масштабы сотрудничества Греции в области энергетики с Россией следует охарактеризовать как скромные. Греческая сторона изначально проявляла интерес к российскому проекту «Турецкий поток» (и еще с середины 2000-х гг. – к его предшественникам [4, с. 45]), предусматривающему прокладку по дну Черного моря двух ниток газопровода. Первая, пущенная в эксплуатацию в январе 2020 г., призвана обеспечить поставки российского природного газа в Турцию, вторая – в Южную и Юго-Восточную Европу [26]. Как и в случае с другими энергетическими проектами, Греция рассчитывала получить в «Турецком потоке» статус страны-транзитера. О желании своей страны участвовать в проекте «Турецкий поток» заявил в феврале 2019 г. премьер-министр Греции А. Ципрас после переговоров в Анкаре с президентом Турции Р.Т. Эрдоганом [27]. Лишь позже стало ясно, что вторая ветка газопровода протянется на Балканы через территорию Болгарии. Тем не менее, российский газ по введенному в 2020 г. в эксплуатацию болгарскому участку второй ветки «Турецкого потока» подается и

в газотранспортную систему Греции. Кроме того, на терминал на острове Ревитуса начал поступать российский СПГ с Ямала.

Выводы

Движение мировой энергетики к низкоуглеродному будущему характеризуется в настоящее время ускоренным развитием технологий производства, передачи и хранения энергии. В свою очередь, развитие энергетических технологий сопровождается углублением их взаимозависимости, интеграцией и ведет в конечном итоге к синергии. Перечисленные процессы отчетливо наблюдаются в Греции. Пример Греции демонстрирует также, что энергетика может послужить драйвером целого ряда социально-экономических процессов – как позитивных, так и негативных.

Технологические инновации последних лет в экономике ведут к повышению спроса на электроэнергию – достаточно назвать хотя бы электрификацию в транспортном секторе и цифровизацию производственных процессов. Рост потребления энергии обуславливает повышение роли фактора энергетической безопасности как предпосылки успешного развития современного общества.

Последнее десятилетие ознаменовалось позитивными изменениями в энергетическом секторе Греции. Существовавшие в неизменном виде на протяжении послевоенных десятилетий энергетические концерны (ADMIE, DESFA, PPC, HELPE, DEPA) подверглись разукрупнению и частичной приватизации с целью ликвидации монополизма и увеличения эффективности их деятельности.

Была проведена реструктуризация энергетического баланса за счет снижения доли бурого угля и одновременного увеличения роли природного газа и ВИЭ. Началось внедрение энергетических технологий и оборудования нового поколения, в основе функционирования которых лежат алгоритмы «умных сетей», цифровизации и энергоэффективности. Все эти меры стали возможны в результате либерализации энергетического сектора страны, которая, в свою очередь, явилась результатом политического решения. Здесь следует подчеркнуть, что в отличие от большинства других стран Европы, где перечисленные преобразования в энергетическом секторе происходили органично и, в основном, добровольно под влиянием соответствующих тенденций развития мировой экономики и технологического прогресса, ситуация в Греции оказалась иной. Энергетический сектор страны десятилетиями функционировал не всегда согласно критериям свободного рынка и представлял собой непроницаемую для внешних игроков структуру. Такая ситуация устраивала и политический класс, и предпринимательский сектор, и профсоюзы страны. Лишь начавшийся в 2008 г. финансово-экономический кризис и вызванная им необходимость прибегнуть к длительной и масштабной зарубежной помощи вынудили греческое правительство осуществить – под давлением международных кредиторов – давно назревшую либерализацию энергетического сектора. Таким образом, пример Греции показывает, что позитивные преобразования в энергетике иногда возможны исключительно под внешним давлением. В частности, данный опыт может вполне быть

экстраполирован на зависимую от поставок российских углеводородов нынешнюю Белоруссию.

Оказавшись вынужденными провести либерализацию энергетического сектора вследствие внешнего давления, греческие власти – опять же вынужденно – ради укрепления национальной энергетической безопасности обратили внимание и на прежде не задействованные внутренние резервы. Речь идет о существенном потенциале для развития альтернативной энергетики, о более системной геологоразведке национальных территорий и морского пространства с целью поиска новых месторождений углеводородов, о реализации мер по повышению энергоэффективности, а также о благоприятствующем транзиту энергоносителей географическом положении страны. Таким образом, Греция планирует стать не только потребителем, но и производителем, и крупным транзитером энергоносителей [25]. Успешная реализация этих задач должна в конечном итоге сделать Грецию одним из важнейших энергетических хабов региона и даже всей Европы [2, с. 6].

Перечисленные планы греческих властей идеально вписываются в энергетическую стратегию Евросоюза на длительную перспективу. Кроме поддержки Евросоюза, Греция заручилась и поддержкой со стороны США. Американская сторона планирует использовать Грецию в качестве транзитной страны для поставок своих энергоносителей в Южную Европу и в качестве опорного пункта для контроля над маршрутами поставок природного газа из Каспийского региона и Восточного Средиземноморья.

Ориентация Греции, главным образом, на энергетическое сотрудничество в рамках Евросоюза и с США предопределяет и отношение этой балканской страны к взаимодействию с Россией. Потребляя российские энергоносители и демонстрируя готовность участвовать в их транзите, Греция тем не менее отдает приоритет сотрудничеству с западными странами. Более того, в своем намерении стать энергетическим хабом Греция открыто и на официальном уровне рекламирует свои возможности и планы [5], реализация которых противоречит энергетическим интересам России.

Наконец, пример Греции показателен в отношении тенденций, отмечаемых в настоящее время в энергетике многих других государств. Появление на рынке новых для той или иной страны видов энергоносителей

и новых энергетических технологий, возникновение новых маршрутов поставки и транзита энергоносителей и энергии, открытие новых месторождений ископаемых углеводородов дают существенный импульс социально-экономическому развитию любой страны, увеличивают ее влияние в мире. С другой стороны, перечисленные явления предъявляют повышенные требования к уровню нормативно-правового регулирования в энергетике, к качеству политических лидеров и управленческого аппарата в государственном и частном секторах. Открывающиеся новые возможности сопровождаются в то же время появлением новых вызовов, что, в свою очередь, влечет переосмысление концепции национальной энергетической безопасности на обозримую перспективу.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности (фундаментальные, поисковые и прикладные исследования)», № АААА-А19-119013190038-2).

Литература

1. World Energy Council: Greece Member Committee: Hellenic National Committee of WEC. 2019. <https://www.worldenergy.org/impact-communities/members/entry/greece> (Дата обращения 30.11.2020).
2. Greek energy market: Report 2019 (Hellenic Association for Energy Economics). <https://segm.gr/wp-content/uploads/2019/05/haees-greek-energy-market-report-2019-upload-version.pdf> (Дата обращения 30.11.2020).
3. Iliadou E.N. Electricity sector reform in Greece. <https://www.uea.ac.uk/documents/107435/107587/ccp08-9.pdf> (Дата обращения 30.11.2020).
4. National reporting to the fourteenth & fifteenth sessions of the Commission for Sustainable Development of the United Nations (UNCSD 14 – UNCSD 15). Athens, 2006. 24 p. <https://www.un.org/esa/agenda21/natlinfo/countr/greece/airPollution.pdf> (Дата обращения 30.11.2020).
5. Enterprise Greece. Invest and trade: Energy. <https://www.enterprisegreece.gov.gr/en/invest-in-greece/sectors-for-growth/energy> (Дата обращения 30.11.2020).
6. Ioannou E., Rachouti D. Greece // The Energy Regulation and Markets Review / Ed. by D.L. Schwartz. London: Law Business Research Ltd. 2012. P. 108–119. https://www.potamitisvekris.com/wp-content/uploads/2015/06/fil_publications866056546.pdf (Дата обращения 30.11.2020).

7. Energy 2020: Greece. <https://www.globallegalinsights.com/practice-areas/energy-laws-and-regulations/greece> (Дата обращения 30.11.2020).
8. Ioannidis F., Kosmidou K., Andriosopoulos K., Makridou G. Market design of an energy exchange: the case of Greece // *Energy Policy*. 2019. Vol. 133. P. 110887. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110887>
9. IEA praises Greece on energy market reforms, says more needs to be done. <https://www.reuters.com/article/energy-greece-iea-idAFL8N1N84MC> (Дата обращения 30.11.2020).
10. The Greek energy sector. Annual report 2019. <https://www.iene.eu/articlefiles/executive%20summary%201.pdf> (Дата обращения 30.11.2020).
11. How Greek energy sources have untapped potential. <https://www.ft.com/content/be55670a-4a27-11e9-bde6-79eaea5acb64> (Дата обращения 30.11.2020).
12. Greek energy markets after the elections: a breeze of modernization? <https://www.elektormagazine.com/news/greek-energy-markets-after-the-elections-a-breeze-of-modernization> (Дата обращения 30.11.2020).
13. A regional energy hub. <https://foreignpolicy.com/sponsored/a-regional-energy-hub/> (Дата обращения 30.11.2020).
14. Societal appreciation of energy security. Vol. 4. Value of lost load – Greece. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/5724ff7c-187a-11e9-8d04-1aa75ed71a1/language-en/format-PDF/source-106160166> (Дата обращения 30.11.2020).
15. Sindaco Melendugno «Il gas di Tap a Ferragosto? Sono pronto a presentare denuncia». <https://www.lagazzettadelmezzogiorno.it/news/lecce/1231628/sindaco-melendugno-il-gas-di-tap-a-ferragosto-sono-pronto-a-presentare-denuncia.html> (Дата обращения 30.11.2020).
16. Bund gibt Milliardengarantie für Pipeline. <https://www.n-tv.de/wirtschaft/Bund-gibt-Milliardengarantie-fuer-Pipeline-article20321433.html> (Дата обращения 30.11.2020).
17. Fitch: EastMed сделает газовый рынок юга ЕС конкурентнее. <https://ria.ru/20200104/1563104046.html> (Дата обращения 30.11.2020).
18. Греция, Израиль и Кипр подписали соглашение о газопроводе EastMed. <https://ria.ru/20200102/1563080808.html> (Дата обращения 30.11.2020).
19. Греция намерена покупать 20% газа трубопровода EastMed. <https://ria.ru/20200102/1563076487.html> (Дата обращения 30.11.2020).
20. Анкара осудила подписание соглашения о газопроводе EastMed. <https://ria.ru/20200103/1563089765.html> (Дата обращения 30.11.2020).
21. EMGF может создать конкуренцию России на юге Европы. <https://nangs.org/news/world/emgf-mozhet-sozdaty-konkurenciyu-rossii-na-yuge-evropy> (Дата обращения 30.11.2020).
22. Греция получила первую партию СПГ из США. <https://ria.ru/20190102/1548990820.html> (Дата обращения 30.11.2020).
23. США подтвердили интерес к покупке порта Александруполис на севере Греции. <https://ria.ru/20190914/1558683858.html> (Дата обращения 30.11.2020).
24. Госсекретарь США намерен противостоять России вместе с премьером Греции. <https://ria.ru/20200929/rossiya-1577958295.html> (Дата обращения 30.11.2020).
25. Греция подписала соглашения по месторождениям углеводородов у берегов Кипра. <https://ria.ru/20190627/1555974424.html> (Дата обращения 30.11.2020).

26. Греция и Северная Македония начали получать газ по «Турецкому потоку». <https://ria.ru/20200105/1563128933.html> (Дата обращения 30.11.2020).

27. Греция хочет, чтобы «Турецкий поток» проходил через ее территорию. <https://ria.ru/20190207/1550556134.html> (Дата обращения 30.11.2020).

The energy security of Greece: national and European dimensions

A.M. Sumin

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow
E-mail: andrey-sumin@rambler.ru

Abstract. The article examines the national concept of energy security, which is the basis for the energy policy of Greece. The factors that shape the perception of national energy security at the political and expert levels due to regional specifics are analyzed. The influence of these factors (external and internal) on the country's energy policy is emphasized. The reasons for the liberalization of the Greek energy sector are considered. The article describes individual branches of the energy sector and their role in ensuring energy security. The impact of new trends in global energy markets on the Greek energy sector is considered. The article describes new opportunities and challenges that Greece faces due to the impact of globalization on the world energy sector. The article analyzes the country's view of its place and role in the implementation of the European Union's energy policy. Energy projects implemented by leading players with the participation of Greece are listed and characterized. Emphasis is placed on the possibilities of Russian-Greek cooperation in the energy sector.

Keywords: energy security, energy efficiency, energy sector, fossil fuels, energy resources, energy production, liberalization, energy hub, energy transit country.

Citation: Sumin A.M. The energy security of Greece: national and European dimensions // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 3(30). P. 64–85. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art7> (In Russ.).

References

1. World Energy Council: Greece Member Committee: Hellenic National Committee of WEC. 2019. <https://www.worldenergy.org/impact-communities/members/entry/greece> (Accessed on 30.11.2020).
2. Greek energy market: Report 2019 (Hellenic Association for Energy Economics). <https://segm.gr/wp-content/uploads/2019/05/haees-greek-energy-market-report-2019-upload-version.pdf> (Accessed on 30.11.2020).
3. Iliadou E.N. Electricity sector reform in Greece. <https://www.uea.ac.uk/documents/107435/107587/ccp08-9.pdf> (Accessed on 30.11.2020).
4. National reporting to the fourteenth & fifteenth sessions of the Commission for Sustainable Development of the United Nations (UNCSD 14 – UNCSD 15). Athens, 2006. 24 p. <https://www.un.org/esa/agenda21/natlinfo/countr/greece/airPollution.pdf> (Accessed on 30.11.2020).
5. Enterprise Greece. Invest and trade: Energy. <https://www.enterprisegreece.gov.gr/en/invest-in-greece/sectors-for-growth/energy> (Accessed on 30.11.2020).
6. Ioannou E., Rachouti D. Greece // The Energy Regulation and Markets Review / Ed. by D.L. Schwartz. London: Law Business Research Ltd. 2012. P. 108–119. https://www.potamitisvekris.com/wp-content/uploads/2015/06/fil_publications866056546.pdf (Accessed on 30.11.2020).
7. Energy 2020: Greece. <https://www.globallegalinsights.com/practice-areas/energy-laws-and-regulations/greece> (Accessed on 30.11.2020).

8. Ioannidis F., Kosmidou K., Andriosopoulos K., Makridou G. Market design of an energy exchange: the case of Greece // *Energy Policy*. 2019. Vol. 133. P. 110887. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.110887>
9. IEA praises Greece on energy market reforms, says more needs to be done. <https://www.reuters.com/article/energy-greece-iea-idAFL8N1N84MC> (Accessed on 30.11.2020).
10. The Greek energy sector. Annual report 2019. <https://www.iene.eu/articlefiles/executive%20summary%201.pdf> (Accessed on 30.11.2020).
11. How Greek energy sources have untapped potential. <https://www.ft.com/content/be55670a-4a27-11e9-bde6-79eaea5acb64> (Accessed on 30.11.2020).
12. Greek energy markets after the elections: a breeze of modernization? <https://www.elektormagazine.com/news/greek-energy-markets-after-the-elections-a-breeze-of-modernization> (Accessed on 30.11.2020).
13. A regional energy hub. <https://foreignpolicy.com/sponsored/a-regional-energy-hub/> (Accessed on 30.11.2020).
14. Societal appreciation of energy security. Vol. 4. Value of lost load – Greece. <https://op.europa.eu/en/publication-detail/-/publication/5724ff7c-187a-11e9-8d04-1aa75ed71a1/language-en/format-PDF/source-106160166> (Accessed on 30.11.2020).
15. Sindaco Melendugno «Il gas di Tap a Ferragosto? Sono pronto a presentare denuncia». <https://www.lagazzettadelmezzogiorno.it/news/lecce/1231628/sindaco-melendugno-il-gas-di-tap-a-ferragosto-sono-pronto-a-presentare-denuncia.html> (Accessed on 30.11.2020).
16. Bund gibt Milliarden-garantie für Pipeline. <https://www.n-tv.de/wirtschaft/Bund-gibt-Milliardengarantie-fuer-Pipeline-article20321433.html> (Accessed on 30.11.2020).
17. Fitch: EastMed to make the Southern European gas market more competitive. <https://ria.ru/20200104/1563104046.html> (Accessed on 30.11.2020). (In Russ.).
18. Greece, Israel and Cyprus signed an agreement on the EastMed gas pipeline. <https://ria.ru/20200102/1563080808.html> (Accessed on 30.11.2020). (In Russ.).
19. Greece intends to buy 20 per cent of gas from the EastMed pipeline. <https://ria.ru/20200102/1563076487.html> (Accessed on 30.11.2020). (In Russ.).
20. Ankara condemned the signing of the agreement on the EastMed gas pipeline. <https://ria.ru/20200103/1563089765.html> (Accessed on 30.11.2020). (In Russ.).
21. EMGF could create competition for Russia in the South of Europe. <https://nangs.org/news/world/emgf-mozhet-sozdaty-konkurenciyu-rossii-na-yuge-evropy> (Accessed on 30.11.2020). (In Russ.).
22. Greece receives first delivery of LNG from the US. <https://ria.ru/20190102/1548990820.html> (Accessed on 30.11.2020). (In Russ.).
23. The United States reaffirmed its interest in purchasing the port of Alexandroupolis in Northern Greece. <https://ria.ru/20190914/1558683858.html> (Accessed on 30.11.2020). (In Russ.).
24. The US Secretary of State intends to confront Russia together with the Greek Prime Minister. <https://ria.ru/20200929/rossiya-1577958295.html> (Accessed on 30.11.2020). (In Russ.).
25. Greece has signed agreements on hydrocarbon deposits off the coast of Cyprus. <https://ria.ru/20190627/1555974424.html> (Accessed on 30.11.2020). (In Russ.).

26. Greece and North Macedonia started receiving gas via the Turkish Stream.
<https://ria.ru/20200105/1563128933.html> (Accessed on 30.11.2020). (In Russ.).

27. Greece wants the Turkish Stream to pass through its territory.
<https://ria.ru/20190207/1550556134.html> (Accessed on 30.11.2020). (In Russ.).

Малогабаритный вентиль высокого давления

Ю.Ф. Кияченко*, В.Э. Поднек

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва

E-mail: *kiyatchenko@mail.ru

Аннотация. Разработана и испытана простая конструкция малогабаритного вентиля высокого давления, продемонстрировавшая надежную и устойчивую работу в интервале температур 0–110 °С при давлениях до 30 МПа. Описываемая конструкция вентиля может быть полезна для использования в теплофизической аппаратуре при предъявляемых к ней требованиях малых габаритов и малого веса.

Ключевые слова: вентиль, высокое давление, малый размер и вес, плавающая игла, резино-фторопластовое уплотнение.

Для цитирования: Кияченко Ю.Ф., Поднек В.Э. Малогабаритный вентиль высокого давления // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 3(30). С. 86–92. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art8>

При создании экспериментальной аппаратуры часто возникает необходимость в ventилях высокого давления небольшого размера и веса. В данном случае такая потребность изначально появилась при разработке оптической ячейки [1] для исследования фазового поведения углеводородных смесей в околокритической области [2]. По оптическим и тепловым соображениям ячейка должна иметь малый размер, а для возможности пользоваться аналитическими весами при определении массы находящегося в ячейке флюида – малый вес. Соответственно, и вентиль, являющийся частью ячейки, должен иметь небольшие габариты и массу. Предполагается эксплуатация ячеек и, соответственно, ventилей в интервале температур 0–110 °С при давлениях до 30 МПа.

Конструкция разработанного авторами ventиля, удовлетворяющего этим требованиям, представлена на рис. 1.

Поскольку ставилась задача максимально упростить и удешевить конструкцию, при изготовлении ventиля были исключены такие операции, как термическая обработка и шлифовка. Для этого иглы (1) были сделаны сборными, состоящими из запорной части (шпильки, по терминологии Д.С. Циклиса [3]) и резьбовой втулки. Запорные части изготовили из закаленных и отшлифованных заводским способом цилиндрических фрез (сталь Р6М5) диаметром 3 мм. Конические поверхности вытачивались на токарном станке широко доступными сейчас эльборовыми резцами, позволяющими обрабатывать закаленную сталь. После токарной обработки эти поверхности полировались шлифовальными шкурками Р400–Р3000 без пропуска номеров. Резьбовые втулки были изготовлены из пластичной стали 12Х18Н10Т, позволяющей производить сварку с закаленной сталью иглы. Сборка производилась с помощью лазерной сварки.

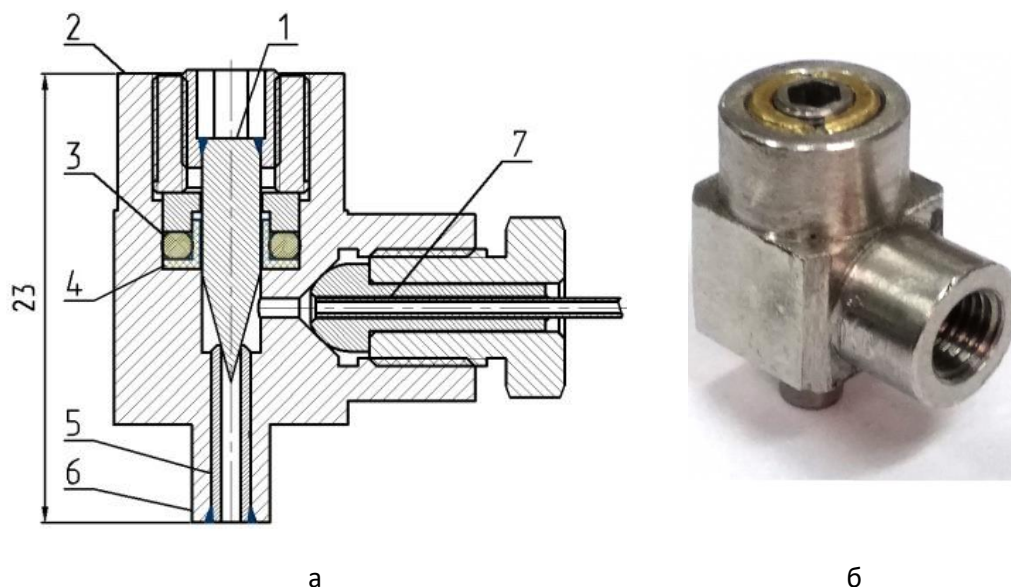


Рис. 1. Конструкция (а) и внешний вид (б) вентиля

Авторы отказались от традиционной конфигурации иглы со штоком и маховичком [3]. Вместо этого, в резьбовой втулке было сделано внутреннее шестигранное отверстие для имбусового ключа, которым игла и приводилась во вращение. Это позволило существенно уменьшить длину иглы и вписать ее в габариты корпуса вентиля (см. рис. 1).

Достоинством конструкции является то, что она позволяет работать с вентилем, когда оптическая ячейка находится в рабочем положении внутри термостата. Для этого крышки блоков термостата имеют сквозное осевое отверстие, через которое проходит имбусовый ключ соответствующей длины.

Корпус вентиля (2) изготовлен из нержавеющей стали 12Х18Н10Т. Первоначально [1] корпус являлся и седлом иглы, однако впоследствии в качестве седла (5) использовался отрезок нержавеющей капилляра, сваренный в корпус вентиля.

Следует отметить, что это упростило изготовление корпуса.

Сверление тонкого (диаметром 1 мм) отверстия седла в глубине детали при высоких требованиях к соосности было определенной проблемой. Сверление же отверстия под капилляр с внешним диаметром 2 мм проблем не вызывало.

Не маловажно, что такая конструкция позволяет производить ремонт вентиля при повреждении седла.

В отличие от обычной [3] сальниковой набивки из фторопластовых колец, было использовано комбинированное, резино-фторопластовое уплотнение. Резиновое кольцо (3) в этой конструкции аккумулирует упругую энергию, обеспечивая постоянное прижатие фторопластового элемента (4) к соответствующим поверхностям.

Конструкция обладает несколькими достоинствами.

Во-первых, благодаря малой длине уплотнения (в данном случае это 3,5 мм), она дает возможность значительно уменьшить длину иглы, а, следовательно, и вентиля.

Во-вторых, позволяет сохранять герметичность уплотнения при взаимных деформациях элементов вентиля, сделанных из разнородных материалов, в рабочем диапазоне давлений и температур. Благодаря такой конструкции уплотнения иглу можно вынимать и вставлять, не трогая сальниковое уплотнение, то есть можно использовать иглу как пробку ячейки, что удобно для обслуживания ячейки и контроля за состоянием иглы без разборки ячейки и вентиля. Можно, например, вводить через открывающееся отверстие иглу шприца для промывки ячейки.

Заметим, что для обычного набивного сальникового уплотнения [3] извлечение иглы приводит, как правило, к необходимости переборки сальника.

Для приваривания к ячейке вентиль имеет присоединительный патрубок (6). Соединение с системой заполнения осуществляется с помощью уплотнения «металл-металл» стандартной конфигурации «сфера – внутренний конус» (7).

При многих достоинствах в процессе эксплуатации у вентиля обнаружился существенный недостаток.

Многочисленные открытия вентиля ячейки [1] при выпусках образца приводили к быстрому изнашиванию седла вентиля. Опыт показал [2], что вращательное «затирающее» движение иглы по седлу при больших усилиях приводит к стиранию материала седла даже для закаленных и отполированных игл. Это хорошо было видно при использовании в качестве материала седла бронзы. Материал седла «намазывался» на иглу, оставляя хорошо видимый желтый след.

Отсутствие объективного признака закрытия вентиля приводило к интуитивному

желанию «еще подтянуть», чтобы избежать утечек образца из малой по объему ячейки. Это, соответственно, вело ко все большей деформации седла. Последовательная деформация седла приводила к увеличению площади контакта иглы с седлом, а это, в свою очередь, к необходимости прикладывать все большее усилие на ключ для закрытия вентиля. В результате резьбовая втулка с внутренним шестигранным отверстием раздавливалась изнутри и ключ в ней начинал проворачиваться. Это также приводило к заклиниванию втулки в ответной резьбовой детали вентиля. Игла приходила в негодность, ее приходилось менять на новую. Возникновение такой ситуации в середине серии измерений приводило к необходимости разгерметизации ячейки для замены иглы и потере образца.

Было испытано несколько вариантов формы иглы (см. рис. 2): с разной величиной угла конуса, со сферической запорной поверхностью (использовался подшипниковый шарик диаметром 3 мм). Было испытано также вставное седло из бериллиевой бронзы. Все эти изменения не привели к существенному улучшению ситуации.

Решением проблемы стало радикальное изменение конструкции иглы. Новая конструкция иглы приведена на рис. 2г и рис. 2д.

Игла сделана плавающей [3], то есть запорная часть (1) – шпилька – свободно вращается в толкающей резьбовой втулке (2). В результате, игла, удерживаемая от вращения трением в сальнике, совершает лишь возвратно-поступательное движение. При этом устраняется «затирающее» движение иглы по седлу, и игла при многократных открытиях-закрытиях контактирует с одним и тем же местом седла.

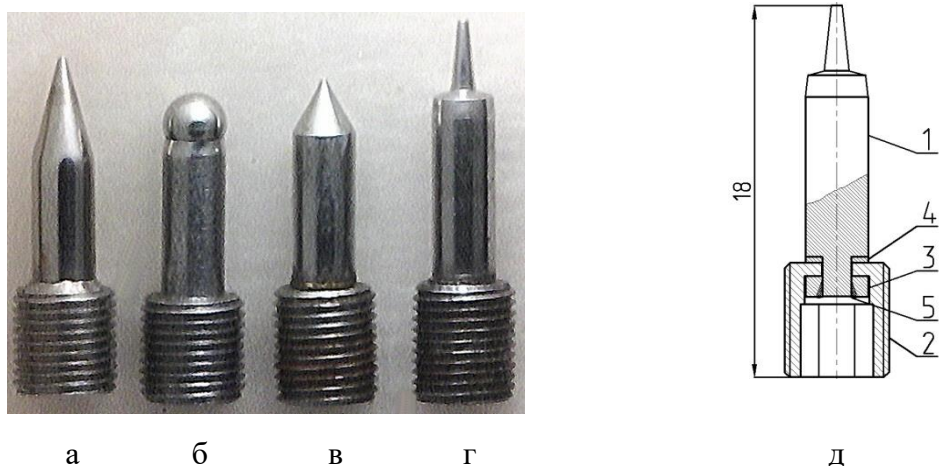


Рис. 2. Иглы вентиля: а – исходная конструкция, с углом конуса 30° , б – со сферической запорной поверхностью, в – с углом конуса 60° . Вид (г) и конструкция (д) плавающей иглы

Игла имеет двойную коническую поверхность. Для плавного открытия вентиля, необходимого для контролируемого выпуска малых количеств образца из ячейки сделан узкий конус с углом 12° . Запорный, широкий конус с углом 150° позволяет плотно запирать вентиль без существенной деформации седла. Большая площадь соприкосновения при этом обуславливает большое усилие до возникновения пластической деформации седла, игла «упирается» в седло. Этот момент, означающий достижение закрытого положения вентиля, достаточно четко ощущается оператором. Третья коническая поверхность иглы, видимая на рисунках, играет вспомогательную роль. Она предотвращает перекрытие бокового отверстия вентиля телом иглы.

Для устранения люфта шпильки в резьбовой втулке (2), приводящего к рывкам запорной части (1) при открывании вентиля, и, соответственно, нежелательному резкому его открытию, конструкция снабжена пружинным элементом (4) в виде профилированной шайбы из бериллиевой бронзы, обеспечивающей подпружиненность

конструкции иглы во время работы. При сборке иглы конструкция сжималась в приспособлении, пружина максимально деформировалась, и производилась лазерная сварка иглы (1) с шайбой (3) из нержавеющей стали 12Х18Н10Т.

Заметим, что в этой конструкции шпилька иглы (1) сваривается не с резьбовой втулкой (2), а с дополнительной шайбой (3), так что отпала необходимость делать резьбовую втулку из мягкой нержавеющей стали. Она изготавливается из стали У8А и подкаливается для увеличения прочности и предотвращения пластичности. Таким образом, отпала упомянутая выше неприятная проблема деформации втулки при затягивании иглы, приводящей в случае втулки из нержавеющей стали к быстрой ее порче.

В качестве заготовок для игл этой конструкции вместо фрез мы использовали более дешевые и лучше обработанные подшипниковые ролики из стали ШХ15. В остальном технология осталась та же, ролики обрабатывались на токарном станке эльборовыми резцами, конические поверхности доводились шлифовальными шкурками.

Поскольку изменение касалось только конструкции иглы, сохранившей те же главные размеры, что и в первоначальном варианте [1], модернизация вентиля касалась, в сущности, только замены иглы.

Описываемые вентили использовались авторами в составе оптических ячеек [1] при проведении большого по объему экспериментального исследования фазового равновесия углеводородных систем в области температур 0–110 °С и давлений до 30 МПа. Ячейки имели небольшой объем 3,2–3,4 см³. С одной загрузки (примерно 1,2 г, 30 МПа) последовательными выпусками образца (по 20–25 мг) выполнялись измерения на серии (порядка 40) изохор. Надежная и устойчивая работа вентиля с новой конструкцией иглы позволила производить выпуски с требуемой точностью и сохранять герметичность ячейки в течение всего процесса измерения. После проведения нескольких серий измерений (более сотни открытий-закрываний) вентиль остался в рабочем состоянии.

В последних конструкциях оптических ячеек [4], содержащих встроенный датчик давления, вентиль позволил выполнять еще более тонкие операции выпуска. Отслеживая изменение давления в ячейке при очень малом открытии вентиля, можно контролируемо выпускать по 3–5 мг образца и менее (0,25–0,5% от общего количества).

Это позволило проводить очень подробные исследования, в частности, в окрестности критической точки смеси.

Выводы

Разработана простая и надежная конструкция малогабаритного вентиля высокого давления. Габариты вентиля – 12×18,5×23 мм³, масса около 18 г. Исследование на предельное давление для вентиля не проводилось. Оценки прочности элементов конструкции вентиля [5] показывают, что по отношению к величине 30 МПа, при которой эксплуатировалась ячейка, вентиль имеет большой запас.

Конструкция вентиля оказалась очень гибкой, на ее базе были созданы модификации для других применений; для построения системы заполнения небольших баллонов-пробоотборников и др.

Авторы благодарны Д.Н. Астрову, предложившему конструкцию резино-фторопластового уплотнения; В.Н. Валякину – за постоянные ценные обсуждения, в частности, за информацию об испытанной им конструкции двухконической иглы; А.М. Ланцову, безвозмездно выполнявшему для нас лазерную сварку деталей конструкции вентиля, а также И.К. Юдину – за постоянный интерес к работе.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Исследование термодинамических свойств углеводородных смесей, моделирование гидротермодинамических, физико-химических и геомеханических процессов в геосредах с целью повышения эффективности разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа», № АААА-А19-119030690057-5).

Литература

1. Кияченко Ю.Ф., Поднек В.Э. Простая оптическая ячейка высокого давления для экспериментального изучения околокритического фазового поведения модельных и природных углеводородных смесей // Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. Вып. 3(18). С. 15. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2017-18.art15>

2. Воронов В.П., Кияченко Ю.Ф., Поднек В.Э. и др. Оптический метод изучения фазового поведения околокритических углеводородных флюидов // Вести газовой науки. 2018. № 5(37). С. 201–211.
3. Циклис Д.С. Техника физико-химических исследований при высоких и сверхвысоких давлениях М.: Химия, 1976. 432 с.
4. Кияченко Ю.Ф., Поднек В.Э., Сирота А.С. и др. Инструментальный оптический метод изучения околокритического фазового поведения модельных и пластовых углеводородных флюидов // Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем: Сб. докл. III Международной научно-практической конференции. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2020. С. 864–886.
5. On-line расчеты на прочность. <http://www.xn--m1abbbfjh0bzc.xn--p1ai/> (Дата обращения 25.11.2020).

Miniature high pressure needle valve

Yu.F. Kiyachenko*, **V.E. Podnek**

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

E-mail: *kiyatchenko@mail.ru

Abstract. A simple and miniature high pressure needle valve has been designed and tested. The valve has shown reliable and stable operation at the temperature range 0–110 °C and pressure up to 30 MPa. This valve design will be useful for devices and setups when small size and small weight are needed.

Keywords: needle valve, high pressure, small size and weight, non-rotating stem, rubber-teflon sealing.

Citation: *Kiyachenko Yu.F., Podnek V.E. Miniature high pressure needle valve // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 3(30). P. 86–92. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-30.art8> (In Russ.).*

References

1. *Kiyachenko Yu.F., Podnek V.E. Simple high-pressure optical cell for experimental investigation of near-critical hydrocarbon mixtures // Actual Problems of Oil and Gas. 2017. Iss. 3(18). P. 15. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2017-18.art15> (In Russ.).*
2. *Voronov, V.P., Kiyachenko Yu.F., Podnek V.E. et al. An optical method for studying phase behavior of the near-critical hydrocarbon fluids // Vesti Gazovoy Nauki. 2018. No. 5(37). P. 201–211. (In Russ.).*
3. *Tsiklis D.S. Handbook of techniques in high-pressure research and engineering / Transl. by A. Peabody. New York: Plenum Press, 1968. 504 p.*
4. *Kiyachenko Yu.F., Podnek V.E., Sirota A.S. et al. Instrumental optical procedure of near-critical phase behavior investigation of model and natural hydrocarbon fluids // Actual Issues in the Study of Oil and Gas Reservoir Systems: Proceedings of the 3rd International Conference. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2020. P. 864–886. (In Russ.).*
5. On-line strength calculations. <http://www.xn--m1abbbfjh0bzc.xn--p1ai/> (Accessed on 25.11.2020). (In Russ.).