

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

Научное сетевое издание

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук



ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Scientific online journal

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

Научное сетевое издание

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

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

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

Главный редактор

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

Редакционный совет

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

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

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

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

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

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

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

Редакция

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

Адрес редакции:

119333, РФ, Москва,
ул. Губкина, д. 3
Тел. редакции: +7(499)135-71-81, +7(499)135-60-51
E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

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

Издание открытое доступа.

Все статьи рецензируются и публикуются бесплатно.

Периодичность выпуска издания – 4 раза в год.

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

Издание индексируется в РИНЦ.

Входит в Перечень рецензируемых научных изданий ВАК.

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

Дизайн обложки: П. Селиверстова

Фото обложки: С. Селиверстов

4(35) 2021

Содержание

Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов

Лознюк О.А., Кузив К.Б., Топалова Т.Э., Коваленко А.П.

Основные положения усовершенствованной методики подсчета запасов месторождений газа в низкопроницаемых туронских отложениях

3

Касаткин В.В., Светлов К.В., Миропольцев К.Ф., Шилов Ю.И.

Корреляция пластов континентального генезиса на примере покурской свиты Берегового месторождения

13

Современные проблемы нефтегазопромысловой гидрогеологии

Гумерова Р.Р. Взаимообусловленность гидрохимических и гидродинамических процессов в эвапоритовых нефтегазоносных бассейнах

21

Экологический мониторинг и промышленная безопасность нефтегазовых объектов

Корниенко С.Г. Характеристика изменений влажности тундрового покрова в районе Бованенковского месторождения по данным спутников Landsat

30

Проблемы стратегического планирования в нефтегазовой отрасли

Розман М.С., Смоляк С.А., Алексеева Ю.В., Индрупский И.М.

Анализ проблемы финансового обеспечения ликвидационных работ

49

Публикации призеров 4-й Всероссийской молодежной научной конференции ИПНГ РАН 20–22 октября 2021 г.

Глум Т.П., Меньшиков С.О., Смирнов Ю.Д.

Анализ существующих технологий переработки нефтяных шламов в полимерные добавки для асфальтобетона

68

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

Editorial Council

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Editorial Staff

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

Editorial address:

3, Gubkin Street, Moscow,
Russian Federation, 119333

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

E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

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

An open access journal.

No fee for publication and for peer-review.

Publication frequency: 4 issues per year.

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

Indexed in the Russian Science Citation Index.

Approved by the Higher Attestation Commission.

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

Cover design: P. Seliverstova

Cover photo: S. Seliverstov

4(35) 2021

Contents

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

Loznyuk O.A., Kuziv K.B., Topalova T.E., Kovalenko A.P.

Main principles of the improved technique for the estimation of gas reserves in low-permeability Turonian sediments

3

Kasatkin V.V., Svetlov K.V., Miropoltsev K.F., Shilov Yu.I.

Correlation of continental genesis strata: the case of the Pokur formation of the Beregovoye field

13

Current issues of oil and gas hydrogeology

Gumerova R.R. The interdependence of hydrochemical and hydrodynamic processes in evaporite oil and gas basins

21

Environmental monitoring and industrial security of oil and gas facilities

Kornienko S.G. Characteristics of changes in the moisture content of the tundra cover in the area of the Bovanenkovo field using Landsat satellite data

30

Strategic planning issues of oil and gas industry

Rozman M.S., Smolyak S.A., Alekseeva Yu.V., Indrupskiy I.M.

Analysis of the financial assurance problem for decommissioning of oil and gas wells and facilities

49

Publications by the awardees of the 4th All-Russian Youth Scientific Conference of OGRI RAS 20–22 October 2021

Glum T.P., Menshikov S.O., Smirnov Yu.D.

Analysis of existing technologies for processing oil sludge into polymer additives for asphalt concrete

68

Основные положения усовершенствованной методики подсчета запасов месторождений газа в низкопроницаемых туронских отложениях

О.А. Лознюк¹, К.Б. Кузив^{2*}, Т.Э. Топалова^{2**}, А.П. Коваленко²

1 – ПАО «НК «Роснефть», г. Москва, Россия

2 – ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия

E-mail: *kbkuziv@tnnc.rosneft.ru, **tetopalova@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье рассмотрены основные положения методики оценки подсчетных параметров залежей газа в низкопроницаемых коллекторах туронского яруса на сушке, сформированные на основе многолетнего изучения «надсеноманских» отложений месторождений ПАО «НК «Роснефть», в частности, крупнейшего Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения.

На основании детального анализа характеристик разреза представлены рекомендации по оптимальному комплексу геофизических и гидродинамических исследований в скважинах и исследованиям керна, отобранного в сильно разбухающих глинистых породах кузнецовой свиты.

Ключевые слова: туронские отложения, низкопроницаемый коллектор, геологическая модель, петрофизическая модель.

Для цитирования: Лознюк О.А., Кузив К.Б., Топалова Т.Э., Коваленко А.П. Основные положения усовершенствованной методики подсчета запасов месторождений газа в низкопроницаемых туронских отложениях // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 4(35). С. 3–12. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art1>

Необходимость восполнения ресурсной базы и приращения запасов для реализации планов ПАО «НК «Роснефть» по добыче газа привела к интенсивному поиску новых месторождений и газовых залежей в так называемом «надсеноманском» комплексе северо-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной мегапровинции с целью замещения интенсивно разрабатываемых запасов сеноманских отложений. Одним из наиболее перспективных объектов в интервале поиска являются отложения газосалинской алеврито-песчаной продуктивной пачки, локально распространенной вдоль восточной границы Западно-Сибирской платформы [1]. Газовые залежи в газосалинской пачке открыты на Заполярном, Южно-Русском, Ново-

Часельском, Тэрельском и Харампурском месторождениях. Суммарный объем запасов газа в туронских отложениях на разведанных площадях, по оценкам разных экспертов, варьирует от 1,5 трлн м³ [1] до 3 трлн м³ газа [2]. Самая крупная по запасам и по площади залежь газа в породах газосалинской пачки на сегодняшний день выявлена в пределах Харампурского месторождения.

Сложность корректной оценки запасов углеводородов в разрезе турона заключается в геологических особенностях разреза и связанных с ними проблемах в интерпретации стандартного комплекса геофизических исследований скважин (ГИС), рекомендуемого для оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) в терригенном разрезе [3, 4].

Основные особенности разреза следующие:

– Сравнительно небольшая глубина залегания отложений туронского возраста – от 950 до 1100 м. В этом интервале глубин практически отсутствует дифференциация песчаников и глин по пористости в силу низких коэффициентов уплотнения пород;

– В туроне началась одна из самых масштабных трансгрессий на территории Западно-Сибирской платформы, которая привела к общему погружению бассейна седиментации и формированию на большей части территории пачки относительно глубоководных глинистых отложений. Более проницаемые алеврито-песчанистые отложения газосалинской пачки формировались преимущественно в переходной зоне и дальней части шельфа в период кратковременных регрессий [1], связанных с незначительным повышением уровня морского дна. Подобные низкоамплитудные изменения рельефа осадочного бассейна практически не фиксируются стандартными методами ГИС, что осложняет процесс выделения коллекторов и внутренних границ циклитов в разрезе турона;

– В направлении с востока на запад происходит уменьшение доли песчанистых разностей в составе пород газосалинской свиты, вплоть по полного литологического выклинивания. В целом «нетрадиционный коллектор» турона представлен частым переслаиванием алевролитов разной размерности, местами интенсивно биотурбированных (коэффициент биотурбированности BI = 4–6), с локальными включениями рассеянного пирита (< 5%). Данная особенность литологического состава и множество микротекстурных и структурных неоднородностей породы делают процесс выделения литотипов по ГИС практически невозможным;

– Состав глинистого цемента и высокое содержание калиевых полевых шпатов в матриксе породы искажают интегральный показатель гамма каротажа (ГК);

– Высокая степень глинистости пород осложняет процесс оценки параметра насыщения.

Исторически оценка ФЕС туронских отложений проводилась по аналогии с нижезалегающими сеноманскими отложениями. Петрофизические зависимости, ранее использовавшиеся в определении фильтрационно-емкостных свойств туронских отложений (пласта Т) Харампурского нефтегазоконденсатного месторождения, были получены на основе керновых данных пласта ПК₁ Западно-Таркосалинского, Южно-Русского месторождений и других аналогов. Накопленные за последние несколько лет данные бурения и геофизических исследований скважин указывают на принципиальное различие туронских и сеноманских отложений. Специально разработанный комплекс ГИС, керновых и гидродинамических исследований (ГДИ) в новых опорных скважинах Харампурского месторождения позволил специалистам ООО «Тюменский нефтяной научный центр» в 2020 г. составить методические указания по оценке подсчетных параметров сухого газа в туронских отложениях на суше, которые были утверждены на уровне ПАО «НК «Роснефть» и согласованы в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых.

В настоящее время наиболее широко применяемым способом оценки начальных геологических запасов углеводородного сырья (в том числе свободного газа) является объемный метод [5], позволяющий оценить не только общее количество, но и пространственное распределение запасов и параметров при условии наличия трехмерной модели.

$$Q_{\text{г0}} = F h_{\text{эф.г}} K_{\Pi} K_{\Gamma} K_p K_t ,$$

где $Q_{\text{г0}}$ – запасы газа, млрд м³;
 F – площадь залежи, тыс. м²;
 $h_{\text{эф.г}}$ – средняя для залежи эффективная газонасыщенная толщина, м;
 K_{Π} – средневзвешенный по эффективным толщинам для залежи коэффициент открытой пористости, д.е. (доли единицы);
 K_{Γ} – средневзвешенный по произведению пористости и эффективных толщин для залежи коэффициент газонасыщенности, д.е.;
 K_p и K_t – поправки на пластовое давление и на пластовую температуру соответственно, которые вычисляются по формулам:

$$K_p = \frac{p_0 \alpha_0}{p_{\text{ст}}}, \quad K_t = \frac{T + T_{\text{ст}}}{T + T_{\text{пл}}},$$

где P_0 – среднее начальное пластовое давление, Мпа; контролируется замерами в скважинах;

α_0 – поправка на отклонение от идеального газа (начальные условия), обратно пропорциональная коэффициенту сжимаемости реальных газов Z при давлении P_0 ;

$P_{\text{ст}}$ – давление при стандартных условиях, равное 0,101325 Мпа;

T – коэффициент перевода температуры из градусов Цельсия в абсолютную температуру, равный 273 °C; $T_{\text{ст}} = 20$ °C;

$T_{\text{пл}}$ – средняя пластовая температура в залежи, °C.

Согласно разработанной методике, оценка запасов и подсчетных параметров залежей газа в туронских отложениях выполняется стандартным объемным методом, но с учетом специфичных характеристик литологического и минералогического состава пород, ранее считавшихся неколлекторами.

Параметр F зависит почти исключительно от геологической модели и контролируется структурой и поверхностью флюидального контакта.

Использование современных 2D и 3D данных сейморазведки для геометризации залежей позволяет не только уточнить структурные построения, но и дает возможность прогноза характера распределения фильтрационно-емкостных свойств и объема (суммарной мощности) пород-коллекторов в межскважинном пространстве.

На основании комплексной интерпретации материалов сейморазведки и данных бурения создается геолого-структурная модель всего месторождения. По результатам анализа структурного строения основных отражающих горизонтов, трассирования дизъюнктивных нарушений и общих толщин определяются основные закономерности накопления и развития продуктивных пластов, формирования ловушек углеводородов, а также геометрия ловушек. Увязка данных сейморазведки с петрофизическими исследованиями характера насыщения позволяет достаточно точно оконтурить зону газонакопления и оценить наиболее значимый подсчетный параметр – площадь газоносности.

Точность прогноза мощности газонасыщенных пород на Харампурском месторождении контролируется, в основном, качеством первичного сейсмического материала (кратность съемки, качество обработки, наличие записи широкополосного акустического каротажа (АКШ) и т. д.). Трудности расчета прогнозных карт также связаны с низкой контрастностью геологического разреза, характерной для туронских отложений. Одним из решений может стать использование данных высокоточной сейсмики, которые позволят получить более надежные прогнозные карты газонасыщенных толщин на количественном уровне.

На этапе создания геологической модели месторождения проводится анализ результатов региональных работ с целью понимания истории геологического развития региона и закономерностей как распространения туронских отложений по площади, так и изменения основных петрофизических свойств.

Туронские отложения на территории Западно-Сибирской платформы сформировались в постсено-манское время в результате морской трансгрессии. Вверх по разрезу четко выделяется ряд регressiveных циклитов, ограниченных поверхностями максимального затопления, сформировавшихся во время периодов кратковременного отступления (обмеления) моря [6].

Отложения представлены алевролитами крупно- и мелкозернистыми с примесью глинистой и песчаной составляющих. На основе новых керновых данных Харампурского месторождения в разрезе туронских отложений удалось выделить достаточно контрастные между собой литолого-петрофизические группы, распределение и объемная доля которых контролируются лиофациальной моделью.

Значения параметров $H_{\text{эф,г}}$, $K_{\text{п}}$, $K_{\text{г}}$ в скважинах определяются на основании выполненного комплекса ГИС, ГДИ и керновых исследований и контролируются, в первую очередь, петрофизической моделью. Средневзвешенные по объему пород значения указанных параметров зависят от принятой лиофациальной модели пласта и используемых при построении 3D геологической модели прогнозных карт (например, прогнозные карты песчанистости по материалам динамической интерпретации данных сейсморазведочных работ) и трендов (в случае установления зависимостей изменения петрофизических параметров с глубиной, удаленностью от источников сноса и т. д.). Применительно к туронским

отложениям было установлено, что величина средневзвешенной эффективной толщины контролируется границами фациального районирования, что увеличивает значимость таких этапов в процессе создания геологической модели пласта, как сиквенс-стратиграфический и фациальный анализы. При наличии материалов 3D сейсморазведки достаточной кратности возможно проведение сейсмофациального анализа, который позволяет уточнить границы геологических тел разного генезиса в межскважинном пространстве.

Актуализированная петрофизическая модель туронских отложений основывается на результатах бурения, качество которых достигалось путем подбора корректного метода вскрытия глинистых пластов и отбором изолированного керна [4].

Вскрытие отложений турина рекомендуется проводить на буровом растворе на углеводородной основе (РУО), что позволяет минимизировать образование каверн и существенно улучшать качество последующей записи данных ГИС малоглубинными приборами. Применение технологии отбора изолированного керна с сохранением естественной водонасыщенности и стабилизацией керна обеспечивает его сохранность, увеличивает достоверность лабораторных исследований и петрофизической модели.

На основании накопленных геолого-промышленных и геофизических исследований и данных о работе эксплуатационных скважин строится петрофизическая модель и определяются основные подсчетные параметры газовмещающих пород:

- $h_{\text{эф}}$ – эффективные толщины, м;
- $K_{\text{г}}$ – коэффициент газонасыщенности, д.е.;
- $K_{\text{п}}$ – коэффициент открытой пористости, д.е.;
- $K_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости, д.е.

Для получения наиболее достоверных значений эффективных толщин туронских отложений на территории Харампурского месторождения рассмотрены различные способы выделения коллекторов по всем имеющимся геолого-петрофизическим данным, в результате чего авторы пришли к следующим выводам:

– Использование прямых качественных признаков (кавернometрии и микроКаротажного зондирования) приводит к занижению истинной эффективной мощности пласта Т. Использование количественного критерия по величине K_p неоднозначно ввиду слабого контраста изучаемых отложений в разрезе. По тем же причинам результаты фотографирования керна и его послойное макроописание малоинформативны;

– Малоинформативны значения коэффициента глинистости K_{gl} , использующиеся в качестве количественного критерия наличия коллектора при интерпретации базового комплекса ГИС, в частности, – комплексирование нейтронного каротажа по тепловым нейтронам с гамма-гамма плотностным каротажем (НКТ-ГГКп), либо комплексирование потенциала собственной поляризации с удельным электрическим сопротивлением (ПС-УЭС);

– Данные специального комплекса ГИС, в частности, – ядерно-магнитный каротаж (ЯМК) в скважинах на РУО в сочетании с высокодетальной колонкой рентгеновской компьютерной томографии более информативны для определения эффективных мощностей;

– Фактически работающие интервалы пласта по профилю притока промысловогеофизических и гидродинамических исследований скважин, положительные замеры подвижности газа по методу гидродинамического каротажа, фактический интервальный приток газа при опробовании пластов приборами на кабеле должны подтверждать прогноз коллектора по ГИС.

Важной петрофизической характеристикой туронских пород-коллекторов является пористость. По результатам лабораторных исследований туронские породы-коллекторы слабо уплотнены, имеют преимущественно межзерновую пористость.

В качестве эталонировочных измерений K_p на керне производятся замеры:

1) по методу жидконасыщения (вода), приведенные в термобарические условия (ТБУ), – $K_{p,вода}^{TBУ}$;

2) по методу ядерно-магнитного резонанса (ЯМР) при естественном насыщении с донасыщением керосином (рис. 1).

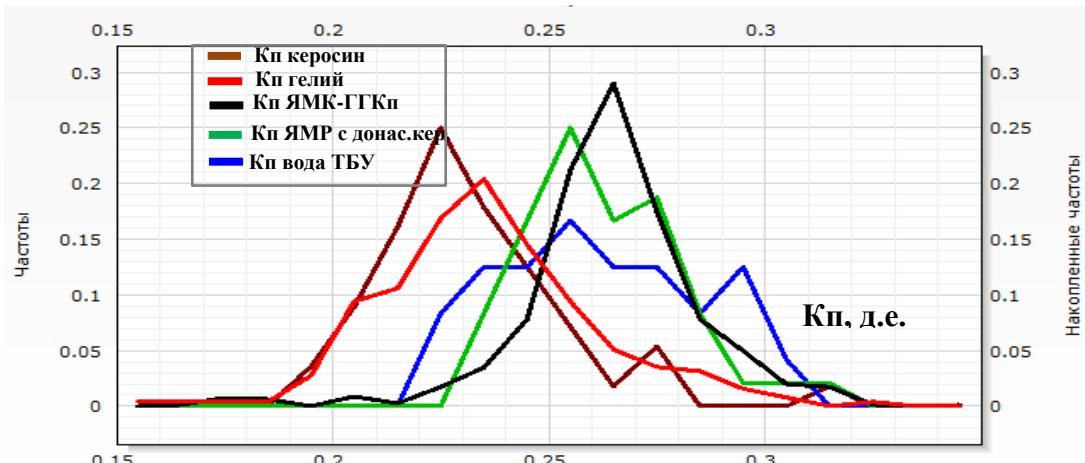


Рис. 1. График распределения коэффициента пористости по керну и ГИС

Для определения $K_{\text{п}}$ туронских отложений используются методы интерпретации специального комплекса ГИС (ядерно-магнитный каротаж, имиджеры, гамма-гамма плотностной каротаж, нейтронный каротаж по тепловым нейтронам, многозондовый) и базового (нейтронный каротаж (НК), широкополосный акустический каротаж,

акустический каротаж (АК), индукционный каротаж (ИК), боковой каротаж (БК), потенциал собственной поляризации, гамма каротаж, потенциал собственной поляризации, градиент зонд (ГЗ) и др.). Градация по степени достоверности прогноза $K_{\text{п}}$ для туронских отложений в зависимости от используемого комплекса ГИС представлена в табл. 1.

Таблица 1

Погрешность расчета $K_{\text{п}}$ в зависимости от информативности комплекса ГИС

| Комплекс ГИС | Методы ГИС | Модель $K_{\text{п}}$ | Погрешность $K_{\text{п}}$ (абс. %)* |
|---------------------|---|-----------------------|--------------------------------------|
| Специальный | ЯМК, имиджеры, ГГКп, НКТ, многозондовый ИК, АКШ, ГК | ЯМК-ГГКп | ±1,5 |
| Условно расширенный | ГГКп (АК), НК, ИК, ПС, ГК | ГГКп-НК, АК-НК | ±2 |
| Базовый | НКТ, ИК (БК), ПС, ГК | НКТ | ±3 |
| Ограниченный | ИК (БК, ГЗ), ПС, ГК | ПС | ±5 |

*Оценена по данным Харампурского месторождения относительно керновых эталонировочных измерений.

Существует несколько способов определения коэффициента водонасыщенности ($K_{\text{в}}$) для туронских отложений. С учетом двухфазного насыщения залежей отложений пласта Т (газ + вода) коэффициент газонасыщенности $K_{\text{г}} = 1 - K_{\text{в}}$.

Керновые исследования, рекомендуемые в качестве эталонировочных, для оценки характера насыщения – измерения на керне (Закс) с сохраненной водонасыщенностью, а

также капилляриметрия. Результаты исследований показывают достоверный результат с сохранением общей закономерности изменения водонасыщенности вверх по разрезу.

Применение модели Ваксмана–Смитса позволяет добиться более достоверного прогноза $K_{\text{в}}$ с большей теснотой корреляционной связи с данными $K_{\text{в}}$ по керну, чем модель Арчи–Дахнова (рис. 2).

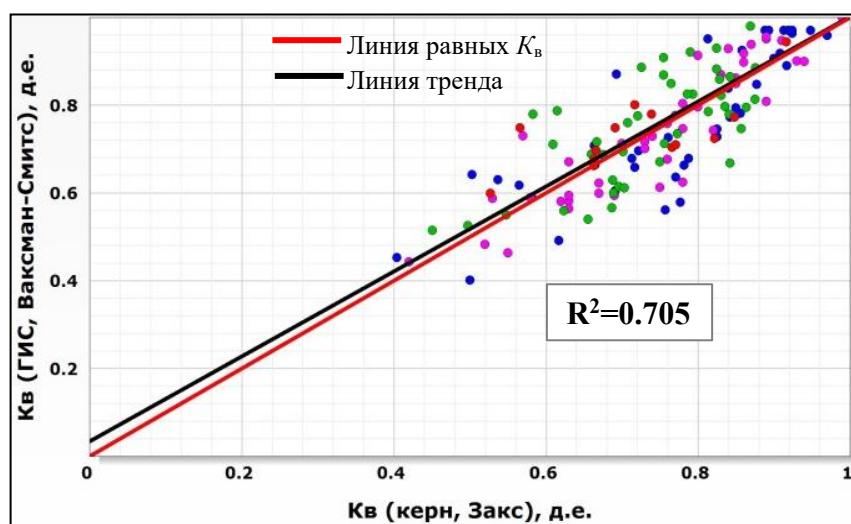


Рис. 2. Кросс-плот сопоставления $K_{\text{в}}$ по керну (Закс) и ГИС (Ваксман–Смитс)

В условиях формирования газовой залежи турона за счет миграции газа из пласта ПК₁ капиллярная модель насыщенности не менее показательна к определению коэффициента остаточной водонасыщенности ($K_{\text{вс}}$). Для построения капиллярной модели применимы уравнения аппроксимации фактических капиллярных экспериментов в капиллярную модель насыщения по ГИС. Наиболее подходящими для прогноза $K_{\text{вс}}$ являются аппроксимирующие функции Бакли–Леверетта, Томира, Брукса–Кори, Харрисона и др. [7].

При отсутствии собственных керновых измерений, необходимых для построения капиллярной модели, возможно использование данных соседних, более изученных, месторождений-аналогов, в том числе и Харампурского месторождения.

При моделировании сложных геологических объектов, обладающих дополнительными факторами, определяющими величину значений проницаемости туронских отложений ($K_{\text{пр}}$), такими как микронеоднородность, появление наложенных постседиментационных процессов (биотурбация, слюдизация, карбонатизация и др.), сложность пустотного пространства (форма и размер пор) и

капилляров, нужно учесть, что зависимость $K_{\text{пр}}$ от $K_{\text{п}}$ является нестабильной.

Таким образом, в условиях низкопроницаемого неоднородного коллектора, формирование которого происходило в условиях дефицита привносимого грубобломочного материала, низкой динамики бассейна седиментации с преобладанием глинисто-алевритовых осадков, параметр проницаемости оказывает значительное влияние на оценку других подсчетных параметров, в частности, на коэффициент газонасыщенности. Для достоверного расчета $K_{\text{пр}}$ необходимо использовать методы, учитывающие вариации проницаемости в зависимости от типизации породы, сложности пустотного пространства, глинистости (ввиду неоднородности глинистых отложений):

1) Разделение зависимости прогноза $K_{\text{пр}}$ на индивидуальные тренды для выделенных литотипов по керну;

2) Использование дополнительных петрофизических свойств в построении зависимости $K_{\text{пр}}$ от $K_{\text{п}}$. Такими являются $K_{\text{гл}}$ или $K_{\text{вс}}$. На примере данных по туронским отложениям Харампурского месторождения составлена зависимость $K_{\text{пр}} = f(K_{\text{п}}, K_{\text{гл}})$, представленная на рис. 3. Цветовой кодировкой показан $K_{\text{гл}}$.

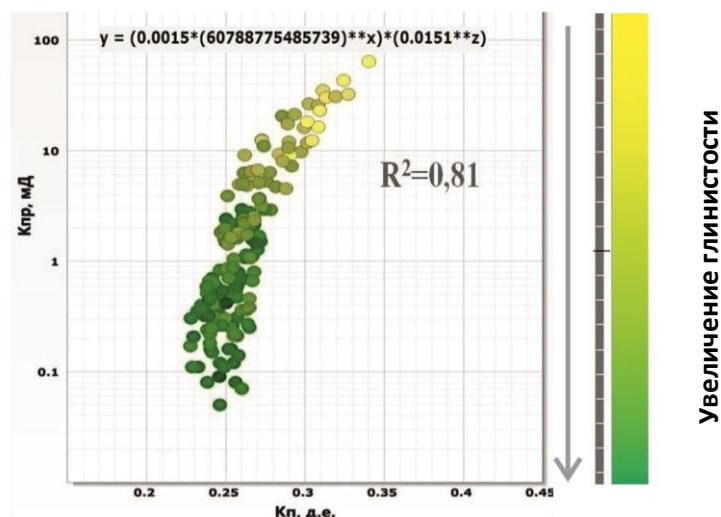


Рис. 3. Кросс-плот трехмерной зависимости $K_{\text{пр}}$ от ($K_{\text{п}}$, $K_{\text{гл}}$) для туронских отложений на примере Харампурского месторождения

В табл. 2 представлено сравнение параметров туронской залежи Усть-

Часельского месторождения, рассчитанных по стандартной и специальной методикам.

Таблица 2

Сравнение подсчетных параметров, рассчитанных по стандартной и специальной для турона методикам, с результатами изучения керна на Усть-Часельском месторождении

| № скв. | Параметр, ед. изм. | Рассчитанные значения ФЕС | | Отклонения значений ФЕС, рассчитанных по специальной для пласта Т методике, от данных по керну | |
|--------|---------------------|---------------------------|-----------------------|--|-------|
| | | Специальная методика | Классическая методика | Среднеквадратичное | |
| | | | | | |
| № 2 | K_p , д.е. | 0,275 | 0,32 | $\pm 0,03$ | <0,01 |
| | K_r , д.е. | 0,39 | 0,6 | <0,1 | +0,04 |
| | $H_{\text{зф}}$, м | 24,7 | 20,9 | <10% (отн.) | - |
| № 1 | K_p , д.е. | 0,28 | 0,31 | $\pm 0,03$ | <0,01 |
| | K_r , д.е. | 0,39 | 0,59 | <0,1 | +0,04 |
| | $H_{\text{зф}}$, м | 27,6 | 21,8 | <5% (отн.) | - |

В результате создания уникальной петрофизической модели туронского пласта Харампурского месторождения удалось доказать, что подсчетные параметры кардинально отличаются от полученных ранее по стандартной для пластов сеномана методике. Погрешность при специализированном определении основных подсчетных параметров турона минимальна, и модель применима к другим месторождениям.

Параметры P_0 , $P_{\text{ст}}$, T_0 , $T_{\text{ст}}$, $T_{\text{пл}}$, α_0 – величины стандартные или определенные в результате замеров, контролируются ГОСТ Р 56676-2015 «Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Подсчет запасов газа и газового конденсата объемным методом. Основные технические требования» (утвержден и введен в действие Приказом Росстандарта от 28.10.2015 № 1637-ст) [5].

Выводы

1. Специальная авторская методика оценки подсчетных параметров сухого газа туронских залежей представляет собой

комплекс специализированных подходов к определению подсчетных параметров начальных геологических запасов сухого газа на суше. Методика основана на результатах изучения наиболее исследованного в ПАО «НК «Роснефть» туронского резервуара, приуроченного к Харампурскому месторождению и месторождениям Харампурского кластера.

2. По опыту туронской залежи Харампурского месторождения, переход к специальной методике оценки подсчетных параметров газа привел к созданию новых геологической и петрофизической моделей, отличных от принятых ранее и построенных по аналогии с пластами сеномана.

Специальный подход к определению подсчетных параметров эффективных толщин заключается в использовании рентгеновской томографии при выделении коллекторов, использовании специального комплекса ГИС, в частности, ЯМК, в сочетании с высокодетальной колонкой рентгеновской компьютерной томографии.

Для достоверного расчета коэффициента проницаемости необходимо использовать методы, учитывающие вариации проницаемости в зависимости от типизации породы, сложности пустотного пространства, глинистости, ввиду неоднородности глинистых отложений.

Для расчета значения коэффициента пористости туронских отложений наиболее подтверждаема фактическими замерами на Харампурском месторождении специальная модель ГИС: ЯМК–ГГКп, НКТ–ГГКп, НКТ.

Среди моделей K_b по методам ГИС наиболее показательны методики электрических моделей Ваксмана–Смитса. В условиях доказанного формирования газовой залежи турона за счет миграции газа из пласта ПК₁ капиллярная модель насыщенности не менее показательна к определению K_{bo} .

3. Созданная методика была апробирована на месторождениях ПАО «НК

«Роснефть» и показала высокую степень подтверждения результатов, полученных исследованиями керна. Погрешность при специализированном определении основных подсчетных параметров пласта минимальна, что позволяет применять указанные методы к другим месторождениям с продуктивными отложениями турона.

4. Специальная методика оценки подсчетных параметров сухого газа туронских залежей позволила повысить достоверность петрофизической и геологической моделей объекта, рассчитать начальные геологические запасы газа с более высокой степенью точности, что, в свою очередь, сделает возможным корректное обоснование экономически эффективной стратегии и позволит эффективно вовлечь в разработку перспективные участки туронских газовых залежей Западной Сибири.

Литература

1. Кудаманов А.И., Агалаков С.Е., Маринов В.А. К вопросу о турон-раннеконьякском осадконакоплении в пределах Западно-Сибирской плиты // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 7. С. 19–26. <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-7-19-26>
2. Попов А.П. Российские компании готовы к добыче туронского газа: интервью // Нефтегазовая вертикаль. 2018. № 2. С. 59–62.
3. Мальшаков А.В., Ошняков И.О., Кузнецов Е.Г. и др. Инновационные подходы к изучению гетерогенных анизотропных коллекторов отложений туронского возраста для достоверной оценки их фильтрационно-емкостных свойств // Нефтяное хозяйство. 2016. № 11. С. 18–22.
4. Malshakov A.V., Oshnyakov I.O., Zhadaeva E.A. et al. Justification of microlayered Turonian age deposits petrophysical model for reliable reservoir properties assessment // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182501-MS. 16 p. <https://doi.org/10.2118/182501-MS>
5. ГОСТ Р 56676-2015. Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Подсчет запасов газа и газового конденсата объемным методом. Основные технические требования. М.: Стандартинформ, 2016. 27 с.
6. Агалаков С.Е., Кудаманов А.И., Маринов В.А. Фациальная модель верхнего мела Западной Сибири // Интерэкспо Гео-Сибирь. 2017. Т. 2, № 1. С. 101–105.
7. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / Под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскун, Г.Г. Яценко. М.; Тверь: НПЦ Тверьгеофизика, 2003. 258 с.

Main principles of the improved technique for the estimation of gas reserves in low-permeability Turonian sediments

O.A. Loznyuk¹, K.B. Kuziv^{2*}, T.E. Topalova^{2**}, A.P. Kovalenko²

1 – Rosneft Oil Company PJSC, Moscow, Russia

2 – Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

E-mail: *kbkuziv@tnnc.rosneft.ru, **tetopalova@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The article describes the main principles of estimating volumetric parameters of gas onshore deposits in low-permeability reservoirs of the Turonian stage that were formed as a result of the long-term study of “supra-Cenomanian” sediments at the fields of Rosneft Oil Company PJSC, in particular, at the largest Kharampurskoye oil and gas condensate field.

Based on a detailed analysis of the section, the authors formulated recommendations for optimal logging suite, well testing and analysis of the core taken from highly swellable clay rocks of the Kuznetsov formation.

Keywords: Turonian sediments, low-permeability reservoir, geological model, petrophysical model.

Citation: Loznyuk O.A., Kuziv K.B., Topalova T.E., Kovalenko A.P. Main principles of the improved technique for the estimation of gas reserves in low-permeability Turonian sediments // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 4(35). P. 3–12. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art1> (In Russ.).

References

1. Kudamanov A.I., Agalakov S.E., Marinov V.A. The problems of Turonian–early Coniacian sedimentation within the boundaries of the West Siberian plate // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2018. No. 7. P. 19–26. <https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-7-19-26> (In Russ.).
2. Popov A.P. Russian companies are ready for the production of Turonian gas: interview // Oil and Gas Vertical. 2018. No. 2. P. 59–62. (In Russ.).
3. Malshakov A.V., Oshnyakov I.O., Kuznetsov E.G. et al. Innovative approaches to study heterogeneous anisotropic reservoirs of Turonian deposits for reliable assessment of reservoir properties // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2016. No. 11. P. 18–22. (In Russ.).
4. Malshakov A.V., Oshnyakov I.O., Zhadaeva E.A. et al. Justification of microlayered Turonian age deposits petrophysical model for reliable reservoir properties assessment // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182501-MS. 16 p. <https://doi.org/10.2118/182501-MS>
5. GOST R 56676-2015. Gas and condensate field development project. Gas and gas-condensate reserves estimation by volumetric method. Main technical requirements. Moscow: Standardinform, 2016. 27 p. (In Russ.).
6. Agalakov S.E., Kudamanov A.I., Marinov V.A. Facies model of the Western Siberia Upper Cretaceous // Interexpo Geo-Siberia. 2017. Vol. 2, No. 1. P. 101–105. (In Russ.).
7. Methodical recommendations for the estimation of geological reserves of oil and gas by the volumetric method / Ed. by V.I. Petersilie, V.I. Poroskun, G.G. Yatsenko. Moscow; Tver: Tvergeofizika SPC, 2003. 258 p. (In Russ.).

Корреляция пластов континентального генезиса на примере покурской свиты Берегового месторождения

В.В. Касаткин, К.В. Светлов, К.Ф. Миропольцев*, Ю.И. Шилов
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», г. Тюмень, Россия
E-mail: *kfmiropoltshev@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В работе проанализирован один из наиболее важных и сложных этапов построения геологической модели Берегового месторождения при выполнении подсчета запасов углеводородного сырья – корреляция продуктивных пластов. Рассмотрены продуктивные пласти покурской свиты континентального генезиса, условия образования осадков, рекомендованы основные корреляционные реперы, показаны их характерные признаки и закономерности.

Ключевые слова: Береговое месторождение, покурская свита, осадкообразование, продуктивные пласти, корреляция, репер.

Для цитирования: Касаткин В.В., Светлов К.В., Миропольцев К.Ф., Шилов Ю.И. Корреляция пластов континентального генезиса на примере покурской свиты Берегового месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 4(35). С. 13–20. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art2>

Введение

Береговое нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на территории Пуревского района Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области, является уникальным по начальным геологическим запасам газа.

Продуктивные пласти Берегового месторождения, в которых сосредоточено практически 80% общих запасов свободного газа месторождения, прослеживаются в широком стратиграфическом диапазоне от сеномана до верхних пластов тюменской свиты юрского возраста. Одна из основных задач построения геологической модели Берегового месторождения – корреляция продуктивных пластов покурской свиты (группа ПК). Сложность моделирования связана с преимущественно континентальным генезисом пластов группы ПК, которым обусловлена их высокая геологическая неоднородность.

Для оценки запасов углеводородного сырья геологическая модель перестраивалась или уточнялась 7 раз. Каждый вариант имел свои отличительные особенности. В работе предложены методические приемы, облегчающие систематизацию корреляции покурских продуктивных пластов.

Корреляция пластов континентального генезиса на примере покурской свиты

Отложения покурской свиты формировались преимущественно в условиях континентальной или прибрежной флювиальной равнины, временами заливаемой морем [1]. Образование осадков на изучаемой территории осложнялось развитием речной дельты. Осадочные тела были образованы в различных фациальных условиях – русел, пойм, озер и болот.

Большинство тел коллекторов имеют ограниченное распространение и сложную гидродинамическую связь, многие из них разобщены, но некоторые имеют окна слияния по латерали и по разрезу. Высокая фациальная изменчивость сводит к минимуму возможность прослеживания распространения глинистых тел и тел коллекторов, то есть корреляции пластов. Практически, само понятие «пласты покурской свиты» теряет свой смысл, так как отложения представляют собой не выдержаные слои, а сложную совокупность тел осадочных пород, различающихся по свойствам, генезису и гидродинамической связи. Это затрудняет процесс геологического моделирования залежей для оценки запасов углеводородного сырья и проектирования их разработки, но необходимость такого моделирования остается. Корреляция пластов осложнена сравнительно редкой и неравномерной сеткой скважин. В связи с этим основная задача построения геологической модели сводится к поиску границ, которые могут служить гидродинамическими барьерами и могут быть прослежены на значительном расстоянии.

В процессе формирования отложений покурской свиты временные наступления моря были довольно частыми и непродолжительными. На залитой морем площади происходило образование пород, отличных от типичных терригенных континентальных осадков. Таким образом, на всей этой поверхности образовывались покровные слои со специфическими свойствами. Часто они отличались по плотностным характеристикам от вмещающих пород, поэтому при корреляции наряду со стандартными и радиоактивными методами ГИС

применялись плотностной и акустический каротаж.

Учитывая сглаженный рельеф флювиальной равнины, покровные слои распространялись на сравнительно обширные территории, что позволяет прослеживать их в качестве корреляционных реперов.

Одним из видов корреляционных реперов являются углисто-глинистые прослои, образовавшиеся в результате временных наступлений моря на пониженные болотистые участки (рис. 1). Они имеют свойства гидродинамических экранов, которые обусловлены гидрофобностью углей. На контакте гидрофильных и гидрофобных пород создается барьер капиллярных сил, препятствующий миграции флюидов. Углистый прослой, залегающий над пластом ПК₁₉¹, в совокупности с залегающими над ним глинами, предположительно образует сейсмический отражающий горизонт М'.

Другая разновидность реперов – глинистые пласти, карбонатизированные компонентами морской воды в результате испарений в мелководном бассейне. Такие пласти характеризуются пониженной γ -активностью (при высоких показаниях α SP) и высокой плотностью (рис. 2).

Карбонатистые плотные породы над пластом ПК₁₄ имеют толщину 3–6 м. К ним приурочен сейсмический отражающий горизонт ПК₁₄. Нередко эти реперы имеют меньшую толщину, но в результате высокой плотности являются флюидоупорами (рис. 3).

В некоторых пластах плотные карбонатные глины сочетаются с углистыми прослойками, а в ряде скважин в кровле пластов наблюдается их чередование (рис. 4).

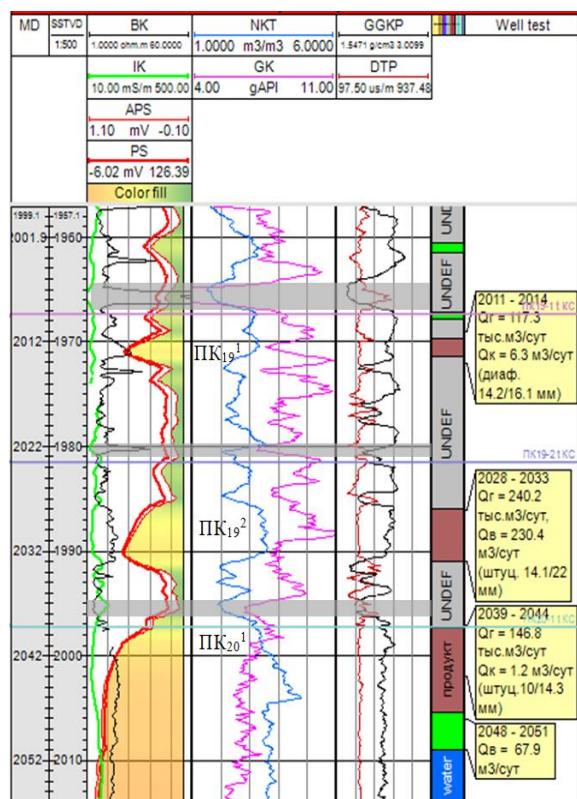


Рис. 1. Скв. 32Р. Углистые прослои над пластами ПК₁₉¹, ПК₁₉², ПК₂₀¹

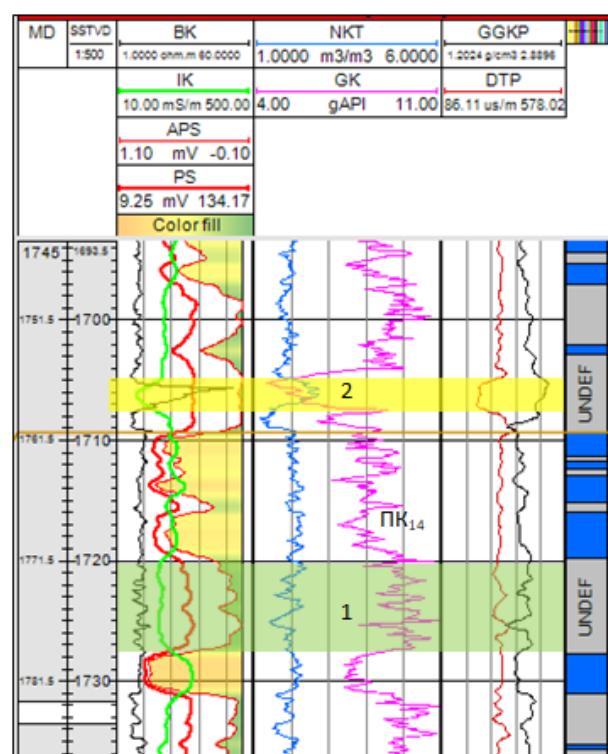


Рис. 2. Скв. 83Р. Примеры типичных (1) и карбонатизированных уплотненных (2) глин

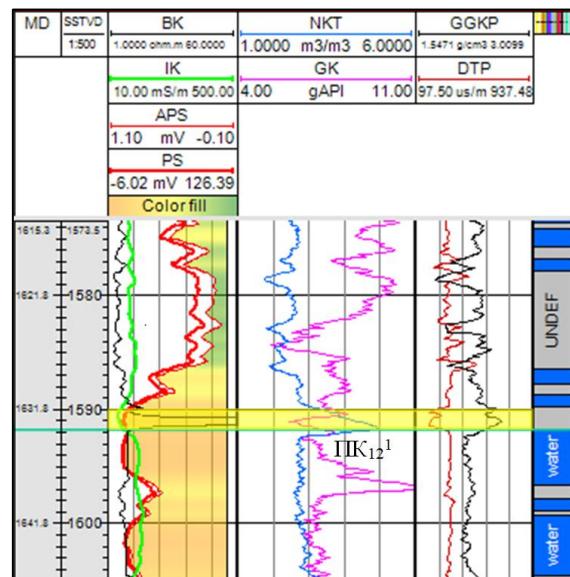


Рис. 3. Скв. 32Р. Карбонатизированный уплотненный прослой в кровле пласта ПК₁₂¹

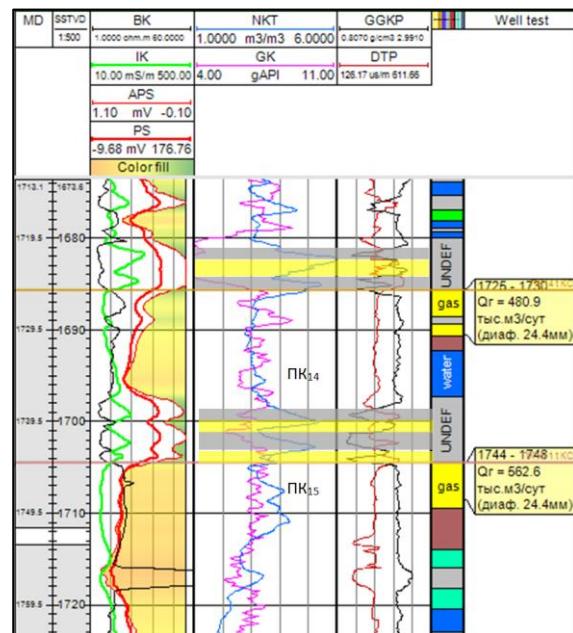


Рис. 4. Скв. 10П. Чередование углистых и карбонатизированных прослоев в кровле пластов ПК₁₄ и ПК₁₅

Для покровных слоев, образовавшихся в результате временной трансгрессии моря, нет закономерности соответствия с подстилающими и перекрывающими породами. Соответствие пород зависит от того, какие породы были на поверхности

в момент наступления моря. На рис. 5 показано, что в скв. 32Р (а) покровный слой плотных карбонатных глин залегает между прослойками коллектора, а в находящейся в относительной близости скв. 10П (б) – внутри глин.

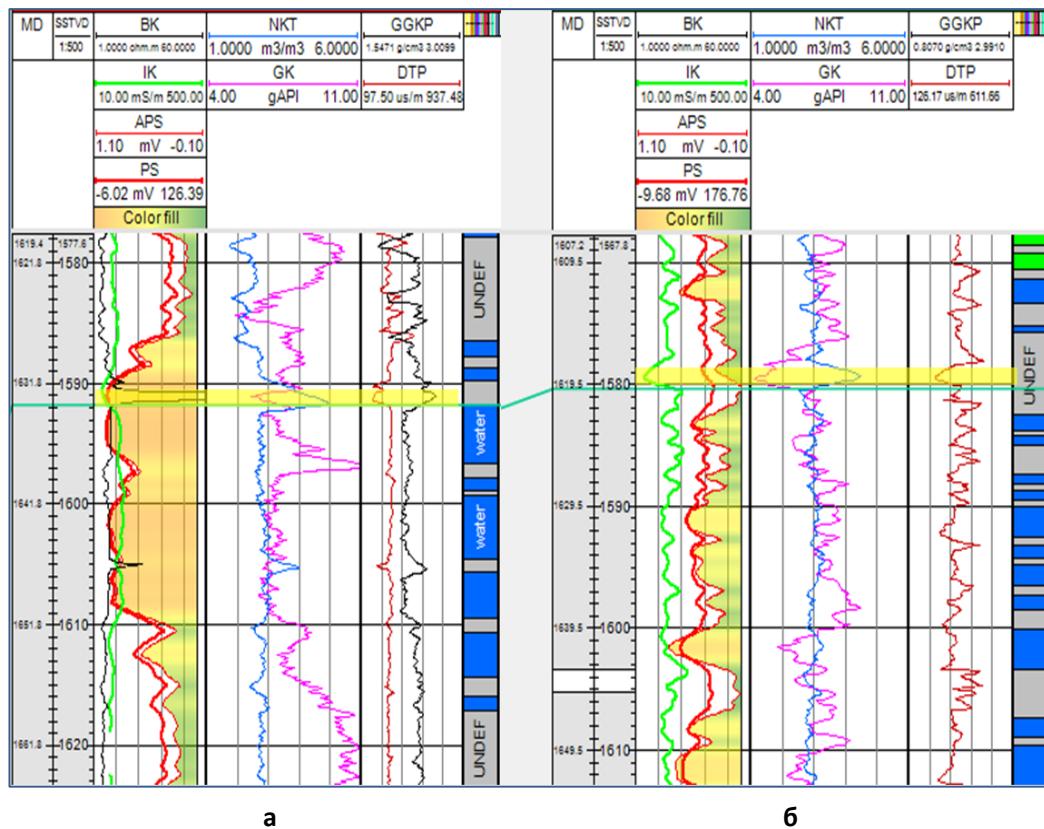


Рис. 5. Положение покровного пласта плотных карбонатных глин относительно вмещающих пород в скв. 32Р (а) и скв. 10П (б)

Описанные реперы могут быть встречены в различных пластах покурской свиты, но все же можно отметить некоторые возрастные приоритеты. Для пластов ПК₁₈, ПК_{19¹}, ПК_{19²} более характерны углистые реперы. Согласно схемам Конторовича А.Э. и др. [1], во время их формирования изучаемый район представлял собой низменную аккумулятивную равнину с обильной растительностью (осадки русел, пойм, болот, озер), находящуюся вблизи границы с зоной переходного осадконакопления – прибрежной равниной, временами заливаемой морем

(осадки: русловые, дельтовые, пойменные, озерно-болотные и др.). Климат был влажный и теплый до субтропического. При временном затоплении территории создавались условия для образования покровных углисто-глинистых прослоев.

Для пластов ПК_{12¹}, ПК_{12²}, ПК_{13¹}, ПК₁₄ в качестве реперов более характерны плотные карбонатизированные прослой глин. Согласно работе [1], эти пласти также формировались в условиях зоны переходного осадконакопления – прибрежной равниной, временами заливаемой морем.

В других пластах могут сочетаться оба вида описанных реперов. На рис. 6 показана корреляция пласта ПК_{15}^1 в двух скважинах

одного района: в скв. 20Р в кровле пласта залегает углистый пропласток, а в скв. 21Р – плотный глинисто-карbonатный слой.

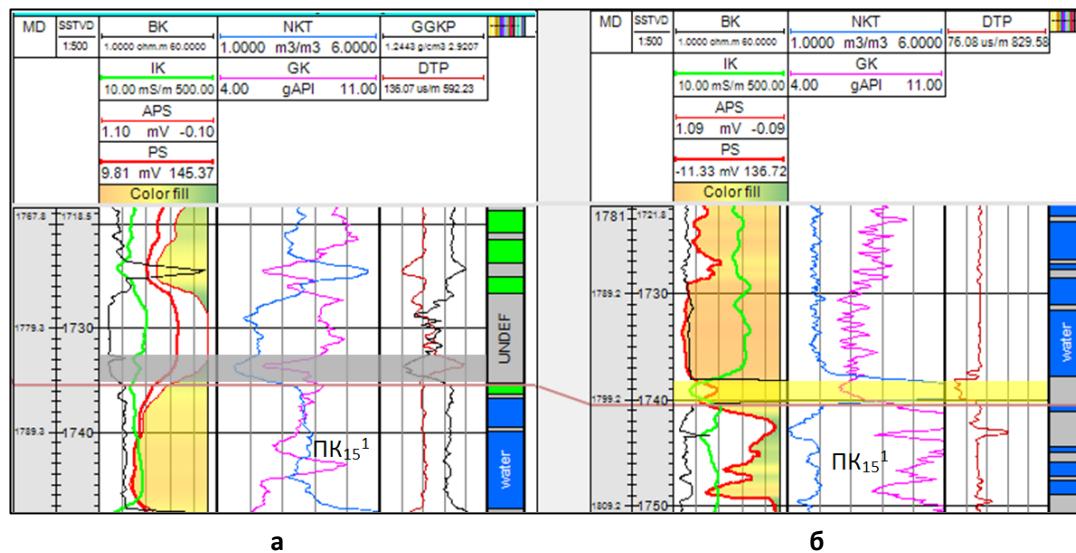


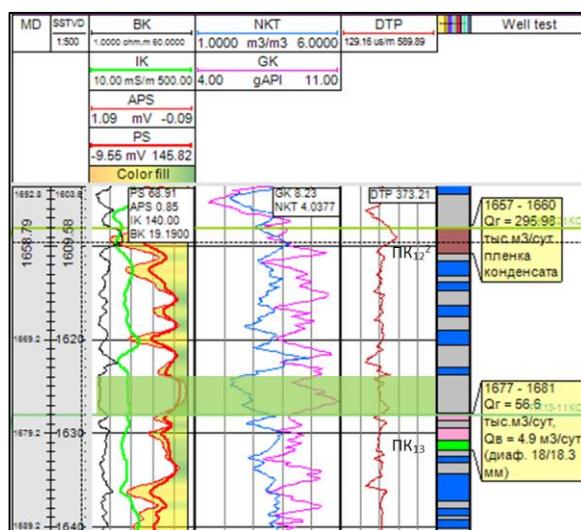
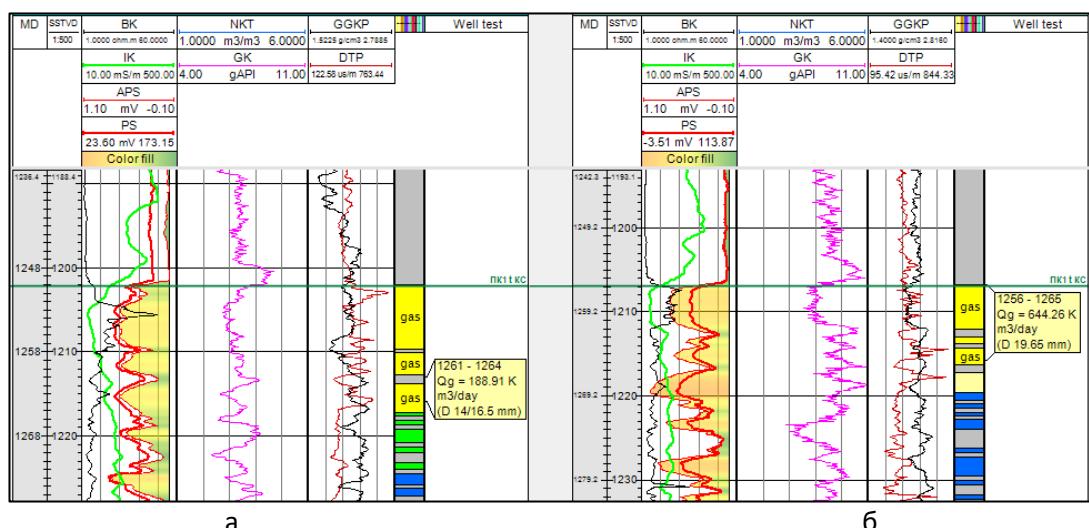
Рис. 6. Углистый репер в кровле пласта ПК₁₅¹ в скв. 20Р (а) и плотные карбонатистые глины в скв. 21Р (б)

Нельзя утверждать, что корреляция прослоев, образовавшихся в результате временного наступления моря, полностью решает вопросы моделирования отложений покурской свиты. На некоторых участках реперы оказались размыты в процессе последующего континентального периода формирования осадков или просто не были образованы на приподнятых частях местности. На таких участках для корреляции используются другие локальные признаки, которые в конечном результате могут быть увязаны с прослеженными реперами.

На некоторых пластах в качестве корреляционных реперов, с учетом других реперов, прослеживались слои типичных глин (ПК₉, ПК₁₅ – ПК_{17²⁻²}). Обычно, они распространены на сравнительно небольшой площади, но если эта территория приурочена к приподнятому участку структуры, то слой типичных глин может быть кровлей локальной ловушки углеводородов.

В таких случаях указанные слои рассматривались как границы пластов. Например, на локальном куполе в районе скв. 29Р имеется глинистый слой между пластами ПК₁₂² и ПК₁₃. Здесь типичные глины являются покрышкой небольшой залежи и рассматриваются как кровля пласта ПК₁₃ (рис. 7). Далее по распространению пласта они увязаны с другими описанными реперами покровных пластов.

Прослеживание кровли верхнего пласта покурской свиты ПК₁ серьезных затруднений не вызывает. Кровля пласта приурочена к границе подошвы кузнецковской свиты и кровле покурской свиты. Она без труда выделяется по материалам ГИС (рис. 8). Пласт формировался в условиях завершения региональной регрессии моря, а его кровля приурочена к начальной стадии очередной трансгрессии. К кровле сеноманских отложений приурочен сейсмический опорный отражающий горизонт Г.

Рис. 7. Типичная глинистая покрышка пласта ПК₁₃Рис. 8. Корреляция пласта ПК₁: а – скв. 40Р, б – скв. 41Р

Выводы

1. При корреляции продуктивных пластов покурской свиты континентального генезиса в случае, когда коррелируемые отложения фациально неоднородны и нет возможности проследить их распространение по площади месторождения, основная задача корреляции сводится к поиску реперов, имеющих максимальное распространение по площади.

2. Для корреляции таких реперов следует проанализировать основные закономерности их образования, взаимоотношения между собой и вмещающими породами.

3. Для участков, где по каким-либо геологическим причинам указанные реперы отсутствуют, могут быть подобраны локальные реперы, которые на изучаемой площади можно увязать с основными.

Литература

1. Конторович А.Э., Ериов С.В., Казаненков Ю.Н и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика. 2014. Т. 55, № 5–6. С. 745–776. <https://doi.org/10.15372/GiG20140504>

Correlation of continental genesis strata: the case of the Pokur formation of the Beregovoye field

V.V. Kasatkin, K.V. Svetlov, K.F. Miropoltsev*, Yu.I. Shilov

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

E-mail: *kfmipoltev@tnnc.rosneft.ru

Abstract. The paper analyzes one of the most important and difficult stages of constructing a geological model of the Beregovoye field when calculating hydrocarbon reserves – the correlation of the productive strata. It considers the productive strata of the Pokur formation of continental origin, analyzes the conditions of sedimentation, recommends the main correlation benchmarks and examines their characteristic features and inherent patterns.

Keywords: Beregovoye field, Pokur formation, sedimentation, productive strata, correlation, benchmark.

Citation: *Kasatkin V.V., Svetlov K.V., Miropoltsev K.F., Shilov Yu.I. Correlation of continental genesis strata: the case of the Pokur formation of the Beregovoye field // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 4(35). P. 13–20. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art2> (In Russ.).*

References

1. *Kontorovich A.E., Ershov S.V., Kazanenkov Yu.N. et al. Cretaceous paleogeography of the West Siberian sedimentary basin // Russian Geology and Geophysics. 2014. Vol. 55, No. 5–6. P. 582–609. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2014.05.005>*

Взаимообусловленность гидрохимических и гидродинамических процессов в эвапоритовых нефтегазоносных бассейнах

Р.Р. Гумерова

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
E-mail: gumerova@ipng.ru

Аннотация. Рассмотрены причины формирования вертикальной гидрохимической инверсии в пределах отдельных нефтегазоносных бассейнов, отмечена роль вод различного генезиса в развитии этого явления. Проанализированы процессы проявления в осадочном чехле обратной гидрохимической зональности: уплотнение мощных глинистых толщ и связанное с ним отжатие рыхлосвязанных вод, дегидратация глинистых минералов, катагенная флюидогенерация, сопровождающая трансформацию органического вещества в углеводороды нефтяного ряда. Подчеркнуто, что гидрохимическая инверсия на больших глубинах проявляется и сохраняется в обстановке пассивного гидродинамического режима; в закрытых водонапорных системах деминерализация вод с глубиной обуславливает снижение градиента гидродинамического потенциала, определяя характер миграции не только воды, но и углеводородов и, как следствие, расположение зон нефтегазонакопления.

Ключевые слова: гидрохимическая инверсия, дегидратация, флюидогенерация, гидродинамика, Прикаспийская впадина.

Для цитирования: Гумерова Р.Р. Взаимообусловленность гидрохимических и гидродинамических процессов в эвапоритовых нефтегазоносных бассейнах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 4(35). С. 21–29. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art3>

Введение

Выявление генетической связи маломинерализованных вод с процессами нефтегазообразования и нефтегазонакопления – одна из важнейших теоретических проблем нефтегазовой гидропетрологии. Частью этой проблемы является гидрохимическая инверсия или обратная геохимическая вертикальная зональность подземных вод [1–3].

Снижение минерализации подземных вод с глубиной к настоящему времени прослежено во многих геологических районах. Явление особенно широко распространено в Тимано-Печорском, Волго-Уральском, Западно-Сибирском,

Амударинском, Прикаспийском нефтегазоносных бассейнах [4].

Несмотря на многократное проявление гидрохимической инверсии, многие вопросы, касающиеся механизмов ее влияния на условия образования и сохранения залежей углеводородов, до конца не исследованы. В частности, требует более детального изучения вопрос о взаимообусловленности или причинно-следственной связи гидрохимических и гидродинамических процессов по мере деминерализации подземных вод с глубиной в различных нефтегазоносных бассейнах, особенно эвапоритовых.

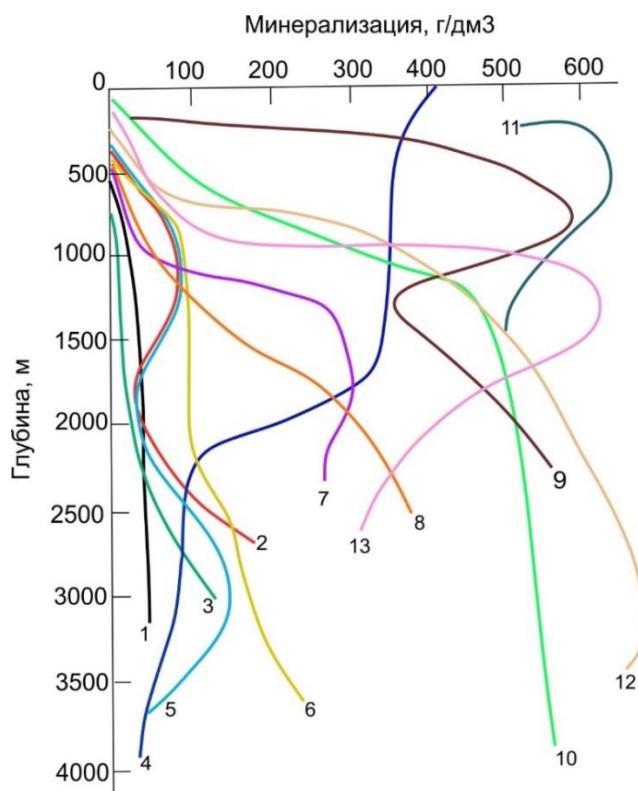
Цель настоящей статьи – анализ генезиса и проявлений ведущих факторов и механизмов формирования обратной гидрохимической зональности и ее влияния на гидродинамические параметры углеводородных систем.

Основная часть

В целом ряде публикаций рассматриваются различные точки зрения на происхождение и причины развития гидрохимической инверсии. Наиболее объективно снижение минерализации вод с глубиной объясняется с позиций седиментационно-диагенетической теории формирования вод [5, 6]. На этой научной аргументации обоснована общая для многих нефтегазоносных осадочных бассейнов закономерность – пространственная гидрохимическая зональность подземных

вод, формирующаяся под контролем литофацальных условий накопления флюидовмещающих пород, тектонического развития, интенсивности водообмена [1, 6]. Частным проявлением этой закономерности является обратная гидрохимическая зональность осадочного разреза ряда некоторых нефтегазоносных бассейнов (рис. 1).

Большое значение имели исследования, позволившие выявить генетический профиль маломинерализованных вод и их роль в развитии инверсионных гидрохимических разрезов [3], в том числе прямой гидрохимической зональности, переменной и обратной. Каждый из этих типов зональности вносит свой вклад в формирование латеральной и вертикальной гидрохимических инверсий.



Условные обозначения:

- 1 – Северный Сахалин,
- 2 – западная часть Западной Сибири,
- 3 – центральная и восточная части Западной Сибири,
- 4 – мезозойские отложения Вилюйской синеклизы,
- 5 – Азербайджан,
- 6 – Западное Предкавказье,
- 7 – Восточное Предкавказье,
- 8 – Южный Мангышлак,
- 9 – Иллинайс,
- 10 – Днепровско-Донецкая впадина,
- 11 – юго-восточная часть Днепровско-Донецкой впадины,
- 12 – Техас,
- 13 – Арканзас-Луизиана

Проявление различных типов вертикальной гидрохимической зональности:

- 1, 6, 8, 10 – прямая,
2, 3, 5, 7, 9, 11, 12, 13 – переменная,
4 – обратная

Рис. 1. Проявление вертикальной гидрохимической зональности в различных нефтегазоносных бассейнах мира [4] с изменениями и дополнениями

В Прикаспийской впадине, как и в других солеродных геологических регионах, распространен переменный тип гидрохимической зональности: нормальный – в надсолевой части разреза и инверсный – в подсолевой. Здесь главными механизмами снижения минерализации вод с глубиной выступают:

- гравитационное сползание рапы,
- смешение вод разного состава и генезиса,
- дегидратация глинистых отложений,
- дефлюидизация органического вещества в процессе катагенетических превращений,
- доломитизация карбонатных отложений пород.

Основными агентами формирования инверсионного гидрохимического разреза являются:

- рассольные воды, находящиеся в составе кунгурской толщи,
- конденсационные воды,
- поровые воды глиносодержащих отложений,
- органогенные воды как продукты флюидогенерации в процессе созревания органического вещества,
- древнеинфилтратионные воды [7–9].

Рассолы в Прикаспийской впадине, вскрытые в соленосной толще, представлены достаточно широко: их минерализация варьирует от 300 г/дм³ (Мортук, скв. 10, гл. 4430 м) до 521 г/дм³ (Цыгановская, скв. 4, гл. 2165 м), средние значения колеблются примерно в интервале 350–400 г/дм³ (Чарлактинская, скв. 2, гл. 2480–2478; Южно-Плодовитинская, скв. 4, гл. 4200, и др.) [9]. Некоторые исследователи [10] считают, что из-за разницы в плотностях рассолов и нижележащих вод проявляется эффект гравитационного сползания рапы в виде нисходящей фильтрации. За счет этого

механизма воды карбонатных отложений каменноугольной системы, сформированные в условиях мелководного бассейна, существенно обогащаются минеральными компонентами (до 200 г/дм³ и выше). Воды девонского терригенного комплекса этот процесс, по-видимому, тоже затронул: по редким замерам можно говорить о том, что независимо от глубины залегания минерализация вод здесь превышает 200 г/дм³. На пл. Чинаревская (скв. 9, инт. 4633–4619 м) и Шучкинская (скв. 1, инт. 4147–4318 м) минерализация составляет 250 г/дм³ [7].

Конденсационные (солюционные) воды образуются в результате конденсации парообразной воды, поэтому в начальный момент фазообособления они ультрапресные (с минерализацией менее 0,5 г/л), гидрокарбонатно-натриевого состава [3], в реальной геологической среде моментально обогащаются минеральными компонентами и обретают более высокую минерализацию.

Конденсационные воды выделяются на Астраханском газоконденсатном месторождении в колоссальных объемах, существенно влияют на опреснение пластовых вод и обладают высокой агрессивной способностью по отношению к карбонатным флюидовмещающим породам.

Аналогичную роль по отношению к гидродинамическим условиям играют поровые воды глинистых отложений, обладая явно выраженными агрессивными свойствами по отношению к карбонатным породообразующим минералам [11].

Опреснению способствуют и органогенные воды. По данным В.П. Ильченко и Е.В. Стадника, суммарный объем вод, выделившихся из рассеянного органического вещества в подсолевых отложениях юго-западной части Прикаспия, составил 25 000 000 тыс. м³ [12].

За счет больших мощностей глинистых глубоководных отложений Прикаспийской впадины эти процессы имеют значительные масштабы и во многом определяют не только химическую, но и гидродинамическую специфику нефтегазоносных комплексов. На важность оценки соотношения резервуарных и поровых вод для условий Прикаспийской впадины указывал Л.А. Анисимов [13]. Конденсационные воды, обладающие низкой минерализацией, характеризуются высокой растворяющей способностью по отношению к ряду породообразующих минералов, в первую очередь, – кальцийсодержащих. Так, из табл. 1 видно, что при минерализации 0,78–0,89 г/дм³, индекс насыщенности конденсационных вод (SI) имеет весьма низкие (минусовые) значения, т.е. такие

воды, проявляя свои агрессивные свойства, будут активно участвовать в процессах наращивания пустотного пространства коллекторов и как следствие – приводить к снижению пластового давления в изолированных гидродинамических каменноугольных системах. Для сравнения в этой же таблице приведены значения индексов насыщенности высокоминерализованных пластовых вод. Они значительно отличаются более высокими показателями, указывая на смещение равновесного состояния системы в сторону выпадения из раствора кальцита и даже ангидрита, т.е. могут заполнять пустотное пространство пород, уменьшая объем коллекторов, создавая условия для повышения пластового давления.

Таблица 1

**Результаты оценки смещения геохимического равновесия в системе «вода–порода», полученные по расчетным методикам
Oddo J.E. and Tomson M.B., B.E. Кащавцева [14]**

| Площадь, номер скважины, интервал отбора | Минерализация, г/дм ³ | Индекс насыщения вод минералами (SI) (при температуре 100 °C, давлении 60 МПа) | | |
|--|----------------------------------|---|-------------------|-------------------|
| | | CaCO ₃ | CaSO ₄ | MgSO ₄ |
| Астраханская, 73, 3980–4012 | 0,78 | -0,00 | -1,89 | -8,60 |
| Астраханская, 83, 3952–4040 | 0,89 | -0,13 | -1,89 | -4,97 |
| *Астраханская, 1, 4180–4158 | 82,24 | +1,83 | -0,17 | -3,55 |
| *Конуковская, 1, 2747–2758 | 217,31 | +1,51 | +0,46 | -2,91 |

* пластовые воды

В зависимости от особенностей эволюции в гидрогеологических структурах могут проявляться как полные, так и частичные виды инверсии. В некоторых геологических ситуациях, при возникновении двух противоположно направленных наложенных процессов –

нарастания минерализации и олеснения разреза – можно говорить о современном формировании переходного типа гидрохимической инверсии. Как правило, это происходит в молодых бассейнах, как, например, в бассейне Сунляо мелового возраста (рис. 2) [15].

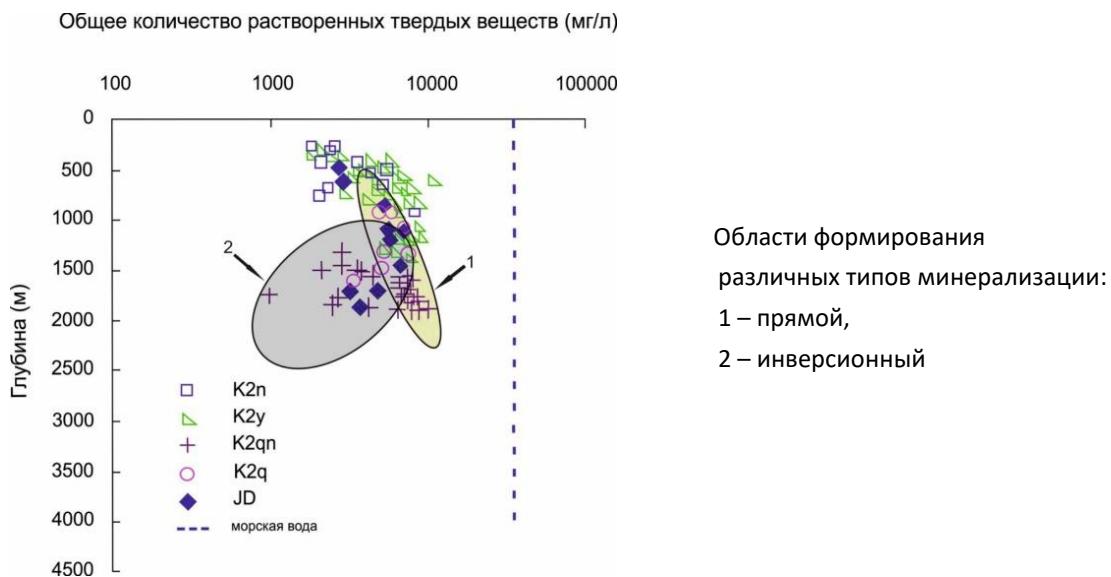


Рис. 2. Пример наложенной инверсии в молодом бассейне Сунляо [15] с дополнением

Интенсивность процессов формирования обратной гидрохимической зональности может подвергаться значительным колебаниям в зависимости от возраста пород, мощности осадочного чехла, геотермического градиента и других геологических причин; степень опреснения

может быть разной и в отдельных случаях очень высокой. Например, по данным И.А. Лагуновой, опреснение разрезов по отношению к исходным водам кратно отличается для различных геологических регионов (табл. 2) [16].

Таблица 2

Характеристика геологических, геотермических и геохимических условий проявления глубинных щелочных вод в осадочных бассейнах [16]

| Геологические условия проявления глубинных щелочных вод. Основные характеристики их солевого и газового состава | Керченско-Таманский прогиб | Южно-Каспийская впадина | | Западная Сибирь | | | Северо-Крымский прогиб |
|---|--------------------------------|-------------------------|-----------------------------|-------------------------------------|--------------------------------|----------------|------------------------|
| | | Керченский полуостров | Западный борт (Азербайджан) | Восточный борт (Западная Туркмения) | Запад | Север | |
| Мощность осадочного чехла, м | до 11–12 | до 22 | | 3,0–3,5 | 7–9 | до 10 | до 7–10 |
| Средний геотермический градиент осадочного чехла, °C/100 м | 3,0–6,2 | 1,5–2,0 | 2,5–3,0 | 3,5–5,0 | 2,5–3,5 | 2,0–3,0 | 3,5–4,5 |
| Глубина залегания аномальных вод, м | 200 | 420–4000 | 750–2600 | 1700–2300 | 1700–2900 | 1950–2400 | 2700–3500 |
| Возраст отложений, в которых обнаружены аномальные воды | N ₂ –K ₁ | N ₂ –J | N ₂ –P | K ₁ –J ₁₋₂ | K ₁ –J ₁ | K ₁ | K ₁ |
| Степень опреснения (усл. ед.) | 2–5 | 17–25 | 10–20 | 0–1,5 | 4,0 | 4–7 | 4–6 |

Следует напомнить о линейной функции связи минерализации и плотности вод. Плотность является расчетным параметром для гидродинамического потенциала, который при прочих равных условиях за счет гидрохимической инверсии будет возрастать, и это прямое доказательство взаимообусловленности гидродинамических параметров и инверсионной гидрохимической зональности.

Заключение

Каждая из составляющих генетического профиля подземных вод (рассольные, опресненные конденсационные, органогенные и поровые) вносит свой вклад в формирование обратной вертикальной гидрохимической зональности.

Гравитационное сползание рапы под эвапоритовыми толщами и связанная с ним нисходящая фильтрация высокоминерализованных рассолов через

толщи подстилающих отложений, активное выделение поровых (связанных) и органогенных вод на катагенных глубинах, присутствие в разрезе локализованных древнеинфилтрационных вод обусловливают развитие полной, частичной, переменной вертикальной гидрохимической инверсии.

В свою очередь, снижение минерализации вод с глубиной вносит свой вклад в трансформацию пустотного пространства коллекторов, что приводит к развитию геофлюидодинамической неоднородности геологической среды.

Таким образом, причинно-следственная связь – взаимообусловленность гидрохимической инверсии и гидродинамических условий – формируют геофлюидодинамическую неоднородность продуктивных комплексов в нефтегазоносных осадочных бассейнах, определяя условия нефтегазонакопления.

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. Карцев А.А., Вагин С.Б., Матусевич В.М. Гидрогеология нефтегазоносных бассейнов. М.: Недра, 1986. 224 с.
2. Абукова Л.А., Карцев А.А. Флюидные системы осадочных нефтегазоносных бассейнов (типы, основные процессы, пространственное распространение) // Отечественная геология. 1999. № 2. С. 11–16.
3. Колодий В.В. Подземные воды нефтегазоносных провинций и их роль в миграции и аккумуляции нефти. Киев: Наукова думка, 1983. 248 с.
4. Каналин В.Г., Вагин С.Б., Токарев М.А. и др. Нефтегазопромысловая геология и гидрогеология: Учебник для вузов. М.: Недра, 1997. 366 с.
5. Зайцев И.К., Толстыхин Н.И. Закономерности распространения и формирования минеральных (промышленных и лечебных) подземных вод на территории СССР. М.: Недра, 1972. 280 с.
6. Капченко Л.Н. Связь нефти, рассолов и соли в земной коре. Л.: Недра, 1974. 184 с.

7. Ильченко В.П. Нефтегазовая гидрография подсолевых отложений Прикаспийской впадины / Под ред. Е.В. Стадника. М.: Недра, 1998. 288 с.
8. Дегтярёва Н.В. Гидрохимические особенности подземных вод глубокопогруженных нефтегазоносных комплексов Северо-Западного Прикаспия // Вестник Астраханского государственного технического университета. 2015. № 1(59). С. 7–11.
9. Тальнова Л.Д., Долгова Г.С. Гидрохимическая зональность в распределении газовых и органических компонентов подземных вод Северо-Каспийского артезианского бассейна как отражение процессов генерации и аккумуляции углеводородов // Гидрохимическая зональность и нефтегазоносность: Сб. статей. М.: Наука, 1988. С. 59–64.
10. Богацова Л.Г. Галогенные воды в геохимической истории Земли // Гидрография осадочных бассейнов: Труды Российской научной конференции. Томск: Изд-во НТЛ, 2007. С. 5–8.
11. Абукова Л.А., Карцев А.А., Лашкевич В.С., Иванов В.Д. Механохимия поровых вод глинистых отложений в аспекте генезиса нефти и газа // Генезис нефти и газа: Сб. статей. М.: ГЕОС, 2003. С. 5–7.
12. Ильченко В.П., Стадник Е.В. Газогидрографические поля в подсолевых отложениях юго-западной части Прикаспийской впадины // Геология нефти и газа. 1992. № 2. С. 27–30.
13. Анисимов Л.А. О характере гидрографической информации на современном этапе проведения поисково-разведочных работ в Прикаспийской впадине // Проблемы нефтегазопоисковой гидрографии: Сб. научных трудов / Под ред. Е.А. Барс. М.: ИГиРГИ, 1989. С. 30–33.
14. Абукова Л.А., Иванова А.В., Исаева Г.Ю. Технология автоматизированного выбора метода изучения минерального солеотложения в пластовых и скважинных условиях // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2002. № 5. С. 90–94.
15. Cheng J., McIntosh J.C., Xie X., Jiao J.J. Hydrogeochemistry of formation water with implication to diagenetic reactions in Sanzhao depression and Qijia-gulong depression of Songliao Basin, China // Journal of Chemical Exploration. 2006. Vol. 88, No. 1–3. P. 86–90. <https://doi.org/10.1016/j.jexpl.2005.08.091>
16. Лагунова И.А., Капченко Л.Н. Гидрографические закономерности размещения зон нефтегазонакопления в пределах молодых платформ // Геология нефти и газа 1981. № 2. С. 42–47.

The interdependence of hydrochemical and hydrodynamic processes in evaporite oil and gas basins

R.R. Gumerova

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

Abstract. The article examines the reasons for the formation of vertical hydrochemical inversion within particular oil and gas basins and points out the role of waters of different genesis in the development of this phenomenon. The following processes of reverse hydrochemical zoning in the sedimentary cover are analyzed: thickening of heavy clay strata and the related squeezing of loosely bound waters, dehydration of clay minerals and catagenic fluid generation accompanying the transformation of organic matter into hydrocarbons of the petroleum series. The hydrochemical inversion at great depths is noted to occur and persist in the environment of the passive hydrodynamic regime; in closed water-drive systems, the demineralization of waters with depth causes the decrease in the hydrodynamic potential gradient, determining the migration pattern not only of water but also of hydrocarbons and, consequently, the location of oil and gas accumulation zones.

Keywords: hydrochemical inversion, dehydration, fluid generation, hydrodynamics, Caspian basin.

Citation: Gumerova R.R. The interdependence of hydrochemical and hydrodynamic processes in evaporite oil and gas basins // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 4(35). P. 21–29. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art3> (In Russ.).

References

1. Kartsev A.A., Vagin S.B., Matusevich V.M. Hydrogeology of oil and gas basins. Moscow: Nedra, 1986. 224 p. (In Russ.).
2. Abukova L.A., Kartsev A.A. Fluid systems of sedimentary oil and gas basins (types, main processes, spatial distribution) // National Geology. 1999. No. 2. P. 11–16. (In Russ.).
3. Kolody V.V. Groundwaters of oil and gas provinces and their role in migration and accumulation of oil. Kiev: Naukova Dumka, 1983. 248 p. (In Russ.).
4. Kanalin V.G., Vagin S.B., Tokarev M.A. et al. Petroleum geology and hydrogeology: Textbook for universities. Moscow: Nedra, 1997. 366 p. (In Russ.).
5. Zaitsev I.K., Tolstikhin N.I. Regularities of distribution and formation of mineral (industrial and medicinal) groundwaters in the USSR. Moscow: Nedra, 1972. 280 p. (In Russ.).
6. Kapchenko L.N. Interrelation of oil, salt brines and salt in the Earth's crust. Leningrad: Nedra, 1974. 184 p. (In Russ.).
7. Ilchenko V.P. Petroleum hydrogeology of subsalt deposits of the Pre-Caspian depression / Ed. by E.V. Stadnik. Moscow: Nedra, 1998. 288 p. (In Russ.).
8. Degtyareva N.V. Hydrochemical features of groundwaters of deeply set oil and gas complexes in the north-west Caspian area // Vestnik of Astrakhan State Technical University. 2015. No. 1(59). P. 7–11. (In Russ.).
9. Talnova L.D., Dolgova G.S. Hydrochemical zoning in distribution of gas and organic components of groundwater of the North Caspian artesian basin as a reflection of hydrocarbon generation

and accumulation processes // Hydrochemical zoning and oil and gas content: Collected papers. Moscow: Nauka, 1988. P. 59–64. (In Russ.).

10. *Bogashova L.G.* Halogen waters in geochemical history of Earth // Hydrogeochemistry of Sedimentary Basins: Proceedings of the Russian Scientific Conference. Tomsk: NTL, 2007. P. 5–8. (In Russ.).

11. *Abukova L.A., Kartsev A.A., Lashkevich V.S., Ivanov V.D.* Mechanochemistry of pore water of clay sediments in terms of oil and gas genesis // Oil and gas genesis: Collected papers. Moscow: GEOS, 2003. P. 5–7. (In Russ.).

12. *Ilchenko V.P., Stadnik E.V.* Gas hydrogeochemical fields in subsalt deposits in the southwestern part of the Pre-Caspian depression // Geologiya Nefti i Gaza. 1992. No. 2. P. 27–30. (In Russ.).

13. *Anisimov L.A.* On the nature of hydrogeological information at the present stage of exploration works in the Pre-Caspian depression // Issues of oil and gas hydrogeology: Collected papers / Ed. by E.A. Bars. Moscow: IGiRGI, 1989. P. 30–33. (In Russ.).

14. *Abukova L.A., Ivanova A.V., Isaeva G.Yu.* The technology of automated choice of the method of studying mineral scaling in reservoir and borehole conditions // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2002. No. 5. P. 90–94. (In Russ.).

15. *Cheng J., McIntosh J.C., Xie X., Jiao J.J.* Hydrogeochemistry of formation water with implication to diagenetic reactions in Sanzhao depression and Qijia-gulong depression of Songliao Basin, China // Journal of Chemical Exploration. 2006. Vol. 88, No. 1–3. P. 86–90. <https://doi.org/10.1016/j.jexpol.2005.08.091>

16. *Lagunova I.A., Kapchenko L.N.* Hydrochemical regularities in oil and gas accumulation zones within young platforms // Geologiya Nefti i Gaza. 1981. No. 2. P. 42–47. (In Russ.).

Характеристика изменений влажности тундрового покрова в районе Бованенковского месторождения по данным спутников Landsat

С.Г. Корниенко

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
E-mail: spaceakm2@ogri.ru

Аннотация. На примере района длительной техногенной нагрузки Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения показана возможность мониторинга влажности тундрового покрова вблизи технических объектов по данным спутников Landsat 5 и Landsat 8. В работе использовались мультиспектральные снимки 1990, 1994, 2013 и 2020 гг. Анализ проводился по изображениям, характеризующим температуру земной поверхности, влажность поверхности (индекс NDWI) и содержание хлорофилла в покрове (индекс NDVI). Характеристика и картографирование изменений влажности покрова проводились по разности изображений 1990 и 2020 гг. Вариации индекса NDVI позволяют установить причины этих изменений. Показано, что техногенное воздействие преимущественно приводит к повышению температуры поверхности и снижению значений NDWI и NDVI, что свидетельствует о преобладании процессов дренирования и уменьшения объема живой фитомассы вблизи технических объектов. Подобные трансформации менее опасны для объектов по сравнению с переувлажнением покрова, однако способствуют росту эмиссии углеродосодержащих газов, поскольку повышение температуры и снижение влажности поверхности, как правило, ведут к деградации мерзлоты и увеличению глубины талого слоя.

Ключевые слова: мониторинг, влажность поверхности, спутники Landsat, температура, индекс NDWI, индекс NDVI, тундровый покров, технические объекты, Бованенковское месторождение.

Для цитирования: Корниенко С.Г. Характеристика изменений влажности тундрового покрова в районе Бованенковского месторождения по данным спутников Landsat // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 4(35). С. 30–48. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art4>

Введение

Стабильность состояния криогенных ландшафтов при промышленном освоении территорий Крайнего Севера является важнейшим условием обеспечения безопасности функционирования технических объектов и сохранения уникальной природной среды. Признаком нестабильного состояния участков может быть относительно высокая изменчивость (вариативность)

биофизических характеристик поверхности. Строительство промышленных и инфраструктурных объектов на участках с относительно плоским рельефом тундры, как правило, приводит к нарушению естественных условий стока поверхностных вод и, как следствие, к перераспределению влаги в грунте, в почвенно-растительном покрове, изменению площади проективного покрытия и видового состава растительности [1–3].

В районах широкого распространения пластовых льдов, залегающих близко к поверхности, и повторно-жильных льдов, изменения фитоценозов и температурно-влажностного режима (степени дренирования) поверхности относятся к числу основных причин активизации таких опасных процессов, как термокарст, термоденудация, термоэрозия, подтопление, пучение, заболачивание, солифлюкция. Выявление участков изменения влажности поверхности относится к числу приоритетных задач геоэкологического мониторинга территорий расположения объектов нефтегазового комплекса в криолитозоне [4].

Вопросам трансформаций тундрового ландшафта в районе Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), расположенного на полуострове Ямал, посвящено не так много публикаций. В работе [5] рассматриваются возможности использования данных дистанционного зондирования Земли различного пространственного разрешения для дешифрирования объектов строительства на Бованенковском месторождении и явных нарушений тундрового напочвенного покрова, в основном, связанных с разъездом гусеничного транспорта. На основе ландшафтно-экологического метода построены карты стрессового воздействия техногенных объектов на природные комплексы месторождения [6]. Учитывая широкое распространение пластовых льдов в районе Бованенковского НГКМ, в условиях существующих климатических трендов и интенсивной техногенной нагрузки прогнозируется активизация деструктивных мерзлотных процессов [7]. На основе материалов разновременной аэро-, фото- и

космосъемки с конца 80-х годов проанализированы структурно-динамические изменения растительного покрова при освоении месторождения и выявлены основные тенденции сукцессий, вызванных техногенными факторами [2]. С использованием космических снимков сверхвысокого пространственного разрешения (КСВР) для участка наиболее длительной антропогенной нагрузки в южной части месторождения построены карты изменения площадей проектного покрытия и видового состава растительности, а также изменения гидрологической ситуации за период с 2004 по 2016 гг. [8]. Вместе с тем практически нет данных, характеризующих пространственно-временные вариации и основные тенденции изменения влажности поверхности тундровых ландшафтов на участках, не занятых под строительство объектов, но находящихся в непосредственной близости к ним.

Ранее рассматривалась возможность использования разновременных КСВР для мониторинга и крупномасштабного картографирования участков изменения влажности тундрового напочвенного покрова [9]. К преимуществам использования космических снимков сверхвысокого пространственного разрешения для этих целей следует отнести высокую детальность (~3 м), что актуально при планировании конкретных защитных геотехнических мероприятий. Недостатком считается невысокая чувствительность используемых спектральных каналов к вариациям влажности поверхности, например, по сравнению с каналами радиометров спутников Landsat.

Кроме того, относительно небольшая полоса обзора КСВР в ряде случаев не позволяет провести одномоментную съемку территорий, охватывающих районы строительства и районы ненарушенного состояния ландшафтов, что необходимо для корректной оценки изменений изучаемого района. Ключевое значение также имеют доступность данных и более длительный период работы однотипных космических систем, что позволяет проводить анализ с учетом снимков более раннего времени, в том числе до начала освоения территорий. Для характеристики изменений влажности поверхности в районе Бованенковского месторождения предъявленным требованиям в наибольшей мере отвечают космические снимки спутников Landsat, опыт применения которых для этих целей описан в работе [10]. Цель настоящей работы – характеристика изменений влажности поверхности тундрового напочвенного покрова на южном своде Бованенковского НГКМ по данным спутников Landsat за период его освоения с 1990 по 2020 гг.

Характеристика района исследований

Район расположения Бованенковского месторождения в центральной части полуострова Ямал (рис. 1 а) относится к северным субарктическим тундрам сплошного распространения многолетнемерзлых пород с подземными льдами различного генезиса, значительная часть которых залегает достаточно близко к поверхности [11]. Для исследований была взята территория размерами 50×50 км (рис. 1 б),

охватывающая по периферии ненарушенные (фоновые) участки с относительно стабильным состоянием фитоценозов. Промышленные и инфраструктурные объекты, построенные к 2020 г., расположены в центральной части этой территории (выделено белым тоном на рис. 1 б). Природные ландшафты здесь характеризуются существенной неоднородностью напочвенного покрова, густой сетью рек и озер, в основном, термокарстового происхождения, а также большим количеством болот. Районы исследований относятся к равнинным территориям, поверхности преимущественно плоские, растительность представлена лишайниково-моховыми, кустарничково-моховыми, травяно-моховыми сообществами [12]. Напочвенный покров плотный, представлен, в основном, мхами и лишайниками толщиной от 2 до 15 см.

Для характеристики возможных изменений влажности напочвенного покрова был выбран район наиболее длительной и интенсивной техногенной нагрузки размерами 17×15 км на южном своде месторождения (рис. 1 в). Основная часть построенных к 2020 г. объектов расположена в пойменной части района. Месторождение было введено в эксплуатацию в октябре 2012 г. По данным космической съемки заметные нарушения поверхности, связанные, как правило, с уничтожением напочвенного растительного покрова гусеничным транспортом, здесь отмечались с середины 80-х годов прошлого столетия. Строительство объектов было начато в конце 80-х годов и наиболее интенсивно велось в 2009 – 2016 гг.

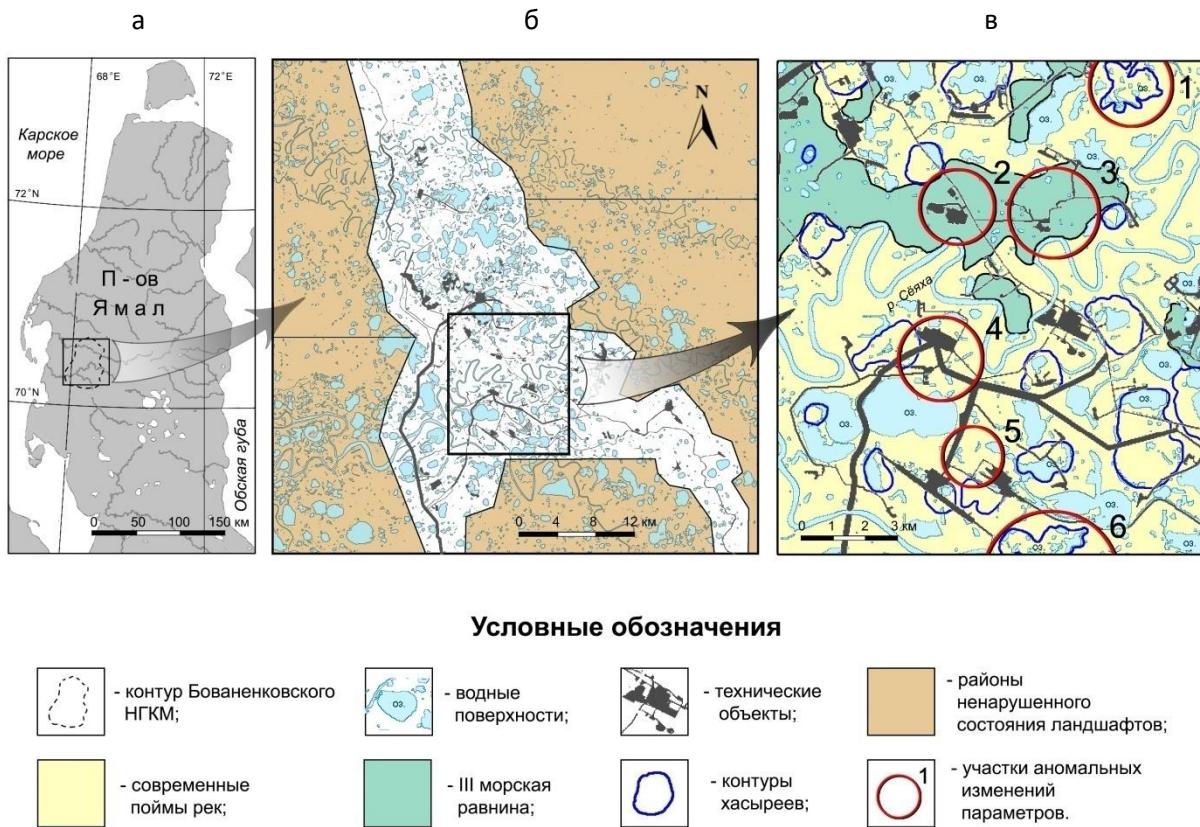


Рис. 1. Схемы расположения территории исследований: а – на п-ове Ямал, б – районов ненарушенного состояния ландшафтов и строительства объектов, в – района наиболее длительной техногенной нагрузки на южном склоне Бованенковского НГКМ

Исходные данные и методика исследований

В работе использовались мультиспектральные снимки со спутников Landsat 5 (20.07.1990 г., 15.07.1994 г.) и Landsat 8 (19.07.2013 г.; 20.07.2020 г.) полуденного времени съемки. При выявлении изменений отбирались снимки с близкими датами съемки, что позволяет минимизировать ошибки, связанные с различием фенологических фаз состояния ландшафта. Предварительная обработка снимков включала геометрическую коррекцию, калибровку спектральных каналов, формирование фрагментов изображений на исследуемую территорию (см. рис. 1 б). Для характеристики и картографирования изменений влажности

(степени дренирования) поверхности использовались изображения температуры поверхности Земли – параметр LST (Land Surface Temperature) [13] и нормализованный дифференциальный индекс влажности поверхности NDWI (Normalized Difference Water Index) [14]. Параметр LST, рассчитанный по данным спектральных каналов дальней тепловой инфракрасной (ИК) области, чувствителен к интенсивности транспирации и тепловой инерции тундрового почвенно-растительного покрова, которые однонаправленно зависят от влажности покрова. Участки повышенной влажности покрова в полуденное время суток характеризуются более низкими значениями LST по сравнению с дренированными участками [10, 15].

Индекс NDWI, рассчитанный по данным спектральных каналов ближней ИК области, чувствителен к влаге на поверхности покрова и повышается при увеличении толщины водной пленки [14].

Использование параметров LST и NDWI с различными физическими принципами индикации влажности позволяет повысить достоверность выделения аномальных зон и снизить вероятность ошибки из-за влияния случайных факторов [10]. В то же время возможны условия (метеорологические, фенологические), при которых толщина водной пленки на поверхности не связана функционально с количеством влаги в почвенно-растительном покрове. В этих случаях возможно различие в положении участков аномальных изменений влажности по параметрам LST и NDWI. В настоящей работе анализировались участки аномальных изменений влажности, выделяемые одновременно по обоим параметрам.

Вариации влажности поверхности тундрового напочвенного покрова могут быть обусловлены разными причинами, в том числе, в результате изменения площади проективного покрытия растительности, ее состояния или видового состава. В этой связи, для уточнения причин формирования аномальных зон LST и NDWI использовались изображения нормализованного дифференциального вегетационного индекса NDVI (Normalized Difference Vegetation Index) [16], чувствительного к содержанию хлорофилла в растительном покрове. Для выделения и маскирования водных объектов использовались изображения модифицированного индекса MNDWI (Modified Normalized Difference Water Index) [17]. Мaska объектов строительства формировалась по значениям индекса NDVI $< 0,18$, а также визуально, методами

ландшафтно-индикационного дешифрирования RGB-синтезированных изображений Landsat.

Мультиспектральные снимки Landsat имеют пространственное разрешение 30 м в видимой, ближней и средней ИК области спектра. В дальней тепловой ИК области пространственное разрешение снимков спутника Landsat 5 составляет 120 м, а Landsat 8 – 100 м. Как правило, такая детальность съемки допустима при построении тематических карт масштаба 1:50000 – 1:100000. При дополнительной специальной обработке изображений возможно выделение аномальных зон и в более крупном масштабе [10]. В данном исследовании карты на основе изображений параметров LST, NDWI и NDVI строились в масштабе 1:100000. Радиометрическое разрешение сканеров TM и TIRS спутников Landsat 5 и Landsat 8 в дальней ИК области составляет 0,4 К по шкале радиационной температуры. Параметр LST рассчитывается с аналогичным температурным разрешением.

При выявлении изменений параметров по разновременным данным космической съемки неизбежны погрешности, связанные с различием углов и времени съемки, пропускания атмосферы, метеорологических условий, калибровочных данных, фенологического состояния ландшафтов. Различие метеорологических условий оказывает наиболее существенное влияние на распределение параметра LST, чувствительного к колебаниям температуры воздуха. Для минимизации погрешностей подобного рода применяются методы относительной радиометрической нормализации, когда все изображения преобразуются и приводятся к условиям съемки одного, выбранного в качестве эталона, изображения.

Подобный подход эффективен при относительных методах анализа, когда изменения параметров в зоне очевидных или предполагаемых трансформаций поверхности оцениваются относительно районов стабильного (фонового) ненарушенного состояния. В этом случае возможное влияние глобальных и региональных климатических трендов на вариации параметров также устраняется. В настоящей работе относительная радиометрическая нормализация изображений параметров LST, NDWI и NDVI проводилась в соответствии с методикой, описанной в работе [18]. Согласно этой методике, уравнения регрессии для преобразования (нормализации) изображений и погрешности нормализации определялись на основе значений параметров по районам фонового ненарушенного состояния ландшафтов. В данном случае в качестве эталонного был выбран снимок спутника Landsat 5 1990 г., относительно которого нормализовались изображения параметров съемок 1994, 2013 и 2020 гг. Значения погрешностей нормализации изображений не превышают для параметра LST 0,6 °C, а для безразмерных параметров NDWI и NDVI – 0,04.

На рис. 1 б светло-коричневым тоном обозначены районы фонового ненарушенного состояния ландшафтов, относительно которых проводилась процедура нормализации, и оценивались изменения параметров в районе расположения технических объектов на южном своде месторождения (см. рис. 1 в). Область расположения всех технических объектов, построенных к 2020 г., на рис. 1 б обозначена белым тоном. После нормализации изображения имеют идентичные шкалы значений по каждому параметру, соответствующие шкалам параметров эталонных изображений. Для

картографирования изменений влажности распределения параметров более ранней съемки вычитались из распределений более поздней съемки. Все приведенные в настоящей работе распределения параметров и распределения их разности даны с динамическими диапазонами значений, соответствующих доверительному интервалу 99%. Обработка и все преобразования мультиспектральных снимков Landsat проводились с использованием программного комплекса ENVI 5.3.

Результаты и их обсуждение

Согласно результатам проведенных ранее исследований [10], данные спутника Landsat позволяют по изображениям параметров LST и NDWI охарактеризовать и картографировать пространственную неоднородность влажности (степени дренирования) поверхности тундровых ландшафтов. На рис. 2 приведены изображения, характеризующие распределения параметров LST (а, б), NDWI (в, г) и NDVI (д, е) съемок 1990 и 1994 гг. Границы между поймой и останцами III морской равнины на рисунках даны белыми контурами, остальные условные обозначения приведены на рис. 1. Участки относительно более «сухих» (дренированных) поверхностей, занимающие около 16% площади, отображены на распределениях LST и NDWI градациями светло-коричневого тона. Значения вегетационного индекса $NDVI < 0,18$ (градации светло-коричневого тона) соответствуют участкам без напочвенного растительного покрова.

В 1990 г. еще не было развернуто полномасштабное строительство, хотя по индексу NDVI отмечаются участки 2 и 3 (см. рис. 2 д) с уничтоженным ранее напочвенным покровом.

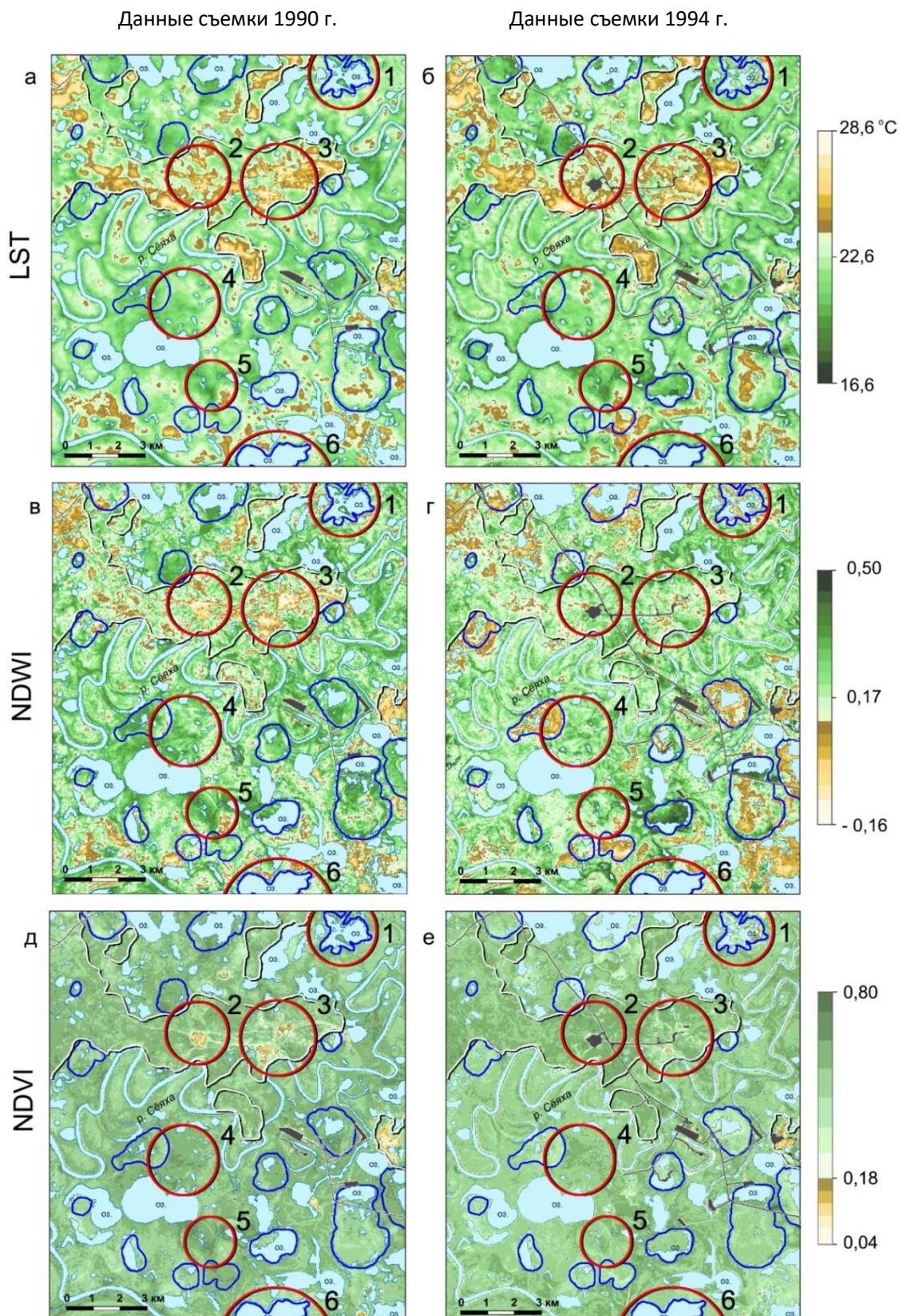


Рис. 2. Распределения значений: а, б – LST, в – NDWI, д, е – NDVI
по данным съемок 1990 г. и 1994 г.

Предполагается, что до 1990 г. отсутствовали какие-либо значимые антропогенные (техногенные) воздействия на ландшафты исследуемого района. В этой связи изменения влажности поверхности, связанные со строительством и функционированием технических объектов, оценивались относительно состояния ландшафтов

1990 г. К 1994 г. была построена дорога и несколько объектов (см. рис. 2 б, г, е).

На рис. 3 приведены распределения разности параметров LST (а), NDWI (б) и NDVI (в), рассчитанные по данным съемок 1990 и 1994 гг. Границы водных поверхностей и технических объектов соответствуют их состоянию в 1994 г.

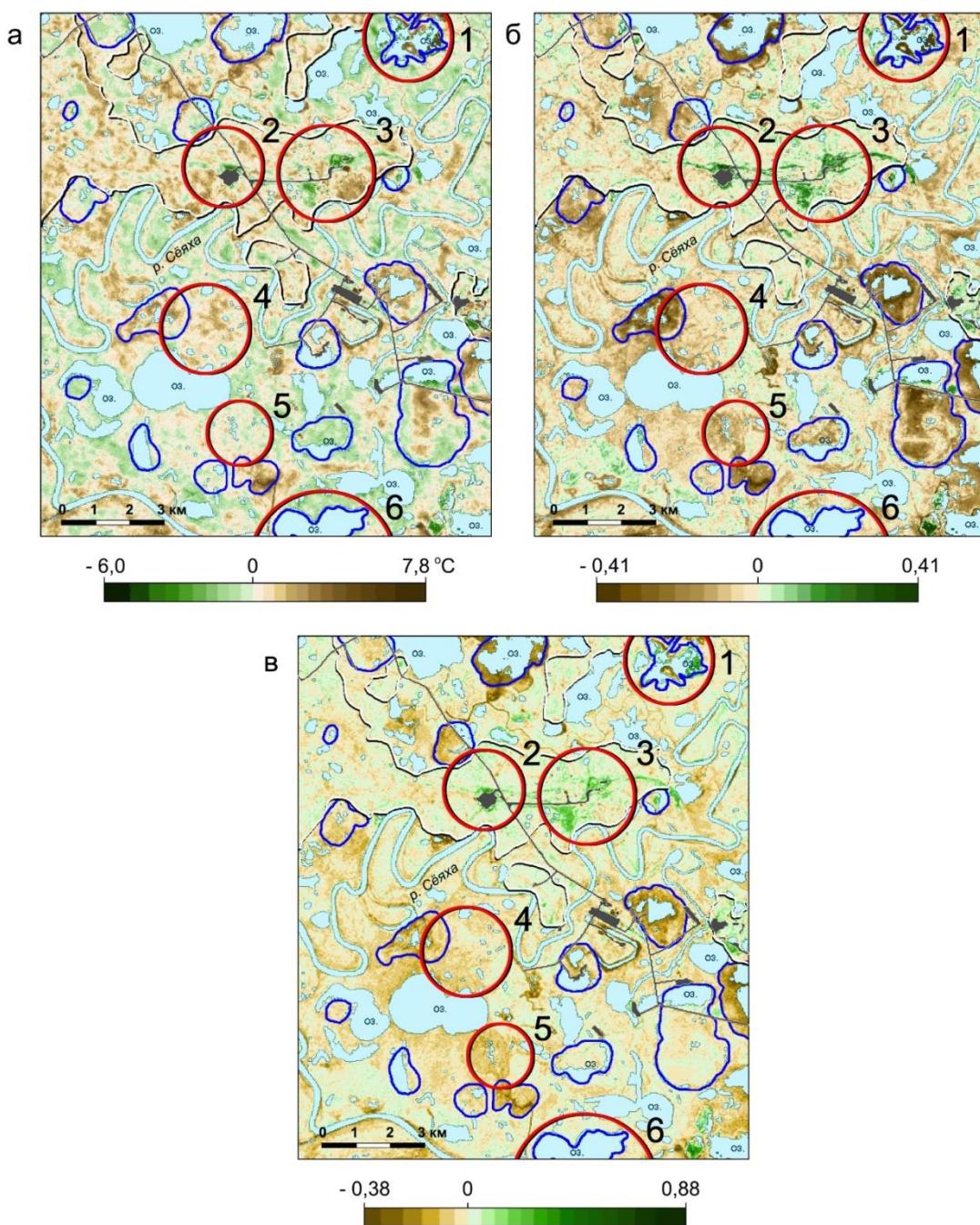


Рис. 3. Распределения разности значений:
а – LST, б – NDWI, в – NDVI по данным съемок 1990 и 1994 гг.

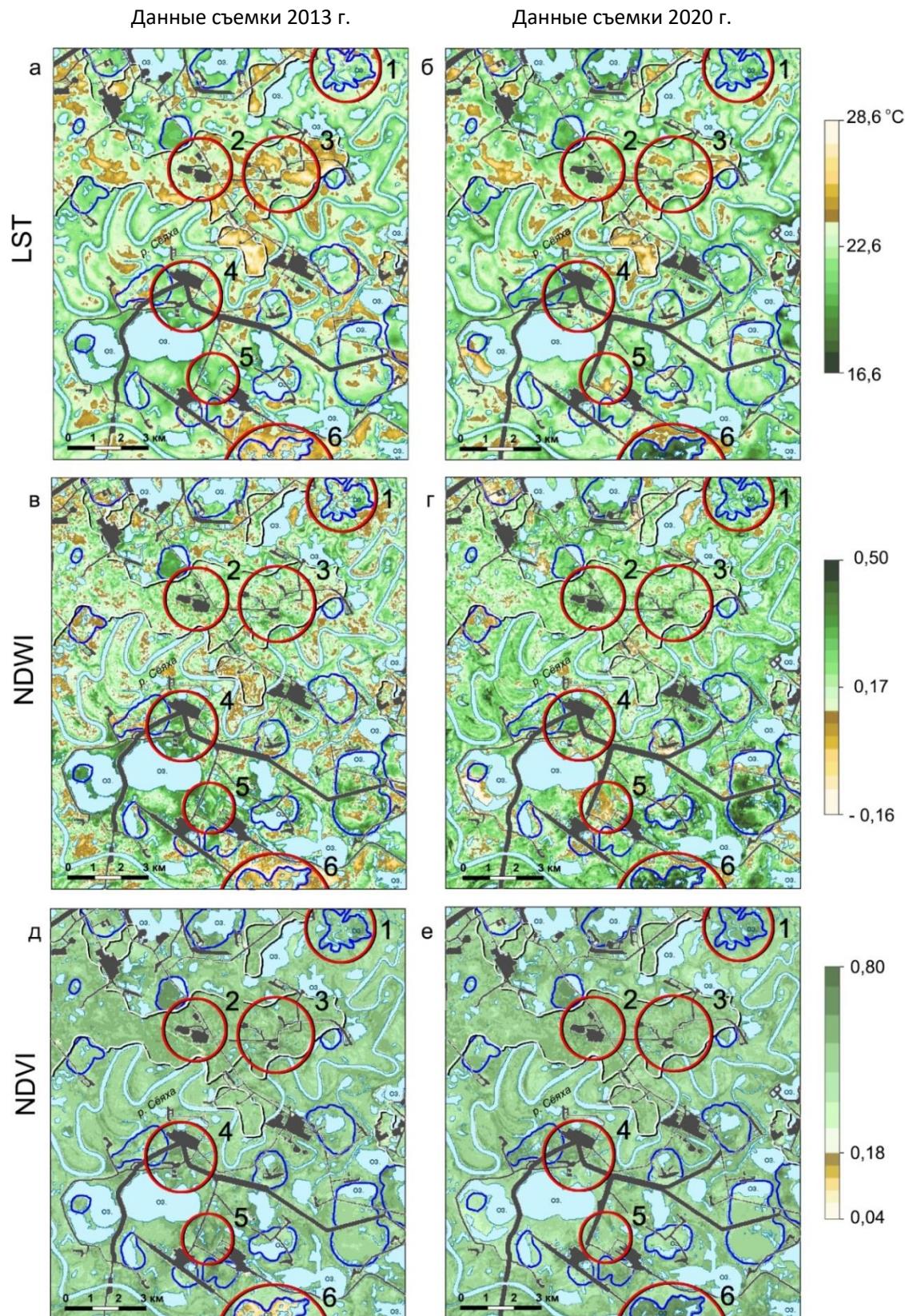


Рис. 4. Распределения значений: а, б – LST, в, г – NDWI, д, е – NDVI по данным съемок 2013 и 2020 гг.

На рис. 4 представлены изображения, характеризующие распределения параметров LST (а, б), NDWI (в, г) и NDVI (д, е) съемок 2013 и 2020 гг. На рис. 5 приведены распределения разности параметров LST (а),

NDWI (б) и NDVI (в), рассчитанные по данным съемок 1990 и 2020 гг. Границы водных поверхностей и технических объектов соответствуют их состоянию в 2020 г.

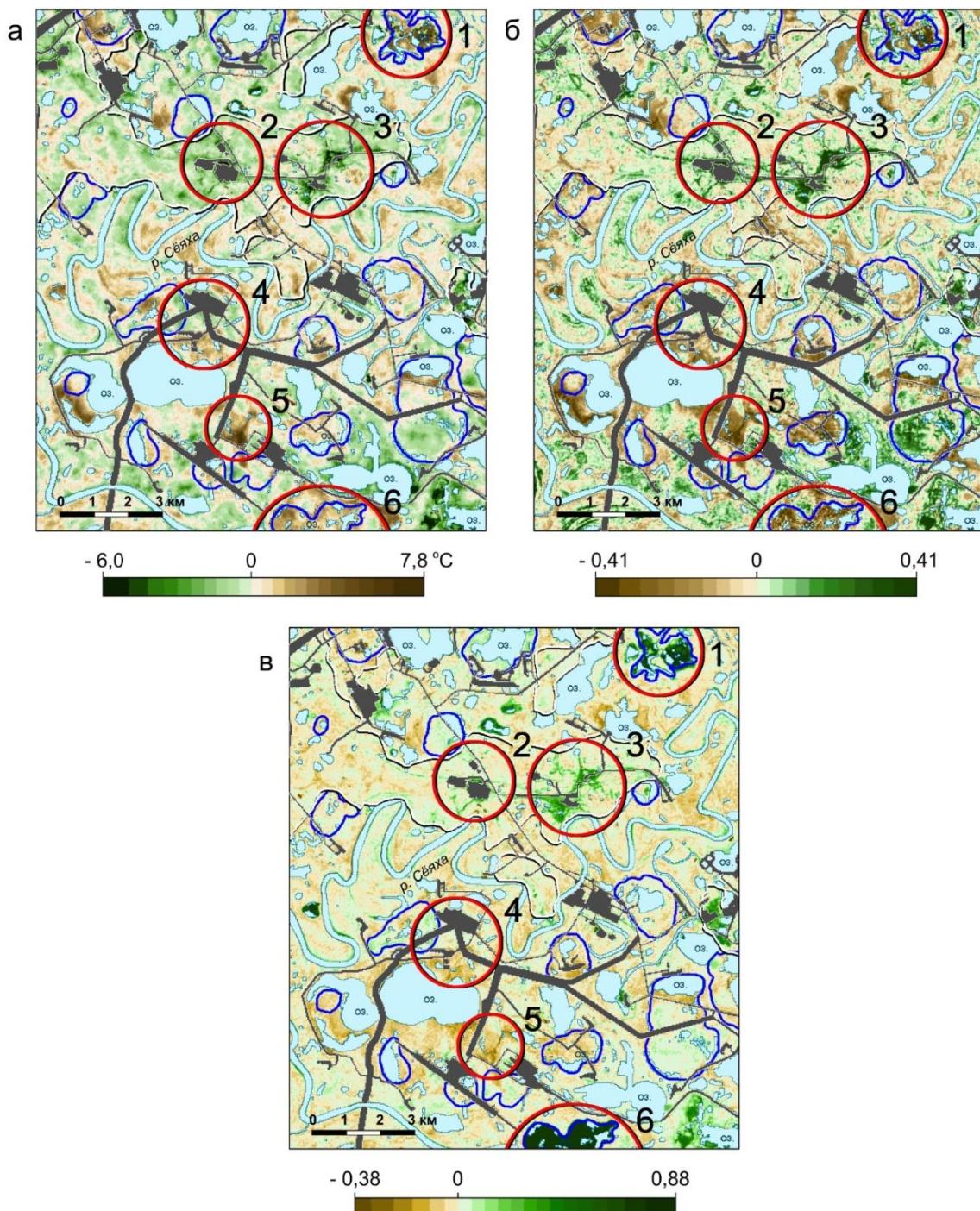


Рис. 5. Распределения разности значений: а – LST, б – NDWI, в – NDVI по данным съемок 1990 и 2020 гг.

Известно, что более дренированные участки водоразделов (морских террас), как правило, в полуденное время суток характеризуются более высокими значениями температуры поверхности по сравнению с примыкающими к ним более влажными поймами [10]. Идентичность распределений LST по данным съемок 1990 и 1994 гг. (см. рис. 2 а, б) подтверждает этот факт, свидетельствует об их неслучайном характере и очевидной связи с пространственной неоднородностью влажности поверхности. По данным съемки 1990 г. отмечается практически полное совпадение участков более высоких значений LST и низких значений NDWI (см. рис. 2 а, в), что характеризует относительно дренированные зоны, а также совпадение участков низких значений LST и высоких значений NDWI, относящихся к более влажным зонам. По данным съемки 1994 г. эта связь между распределениями LST и NDWI (см. рис. 2 б, г) не столь очевидна, в основном, из-за аномально низких значений NDWI в хасыреях, где не отмечается более высокие значения LST. Снижение величины индекса NDWI здесь не случайно, поскольку одновременно отмечается в границах нескольких хасыреев. Приведенные примеры свидетельствуют о том, что параметр LST в сравнении с NDWI более информативен для характеристики пространственной неоднородности влажности покрова, поскольку LST зависит не только от влаги на поверхности, но и от влажности почвенно-растительного покрова в слое суточных колебаний температуры [19].

По распределениям разности параметров LST, NDWI и NDVI 1994 и 1990 гг. в границах участков 2 и 3 аномальных изменений (красные окружности на рис. 3) выделяются зоны снижения LST и

повышения NDWI, что указывает на увеличение влажности поверхности. В данном случае это связано с восстановлением растительного покрова (см. рис. 2 д, е), уничтоженного ранее разъездами транспорта [5], где фиксируется повышение значений NDVI (см. рис. 3 в). Аномальное снижение параметра NDWI в границах хасыреев сопровождается незначительным уменьшением индекса NDVI, что, скорее всего, связано с сокращением объемов живой зеленой фитомассы.

В 1994 г., отмечаются признаки спуска (осушения) озера на участке 1 (см. рис. 2 г, е). К 2013 г. произошло зарастание хасырея, на что указывают относительно низкие значения LST и высокие значения индексов NDWI, NDVI (см. рис. 4 а, в, д). Спуск озера на участке 6 произошел позже, ближе к 2013 г., поскольку в 2013 г. в границах хасырея еще отсутствует растительный покров (см. рис. 4 д). Аномально высокие значения LST и аномально низкие значения NDWI в границах этого хасырея в 2013 г. указывают на относительно низкую влажность и низкую эвапотранспирацию с поверхности обнаженных донных осадков (см. рис. 4 а, в). К 2020 г. дно хасырея на участке 6 покрывается растительностью с достаточно большим объемом зеленой массы, о чем свидетельствуют высокие значения индекса NDVI (см. рис. 4 е). Соответственно, в границах этого хасырея отмечаются аномально низкие значения LST (см. рис. 4 б) и аномально высокие значения NDWI (см. рис. 4 г), что объясняется более высокой влажностью вновь образованного напочвенного покрова. Как правило, зарастание хасыреев здесь происходит с формированием гигрофитных травяно-осоково-гипновых сообществ [2].

Разность распределений параметров съемок 1990 и 2020 гг. показывает, что после спуска озер на участках 1 и 6 значение индекса NDVI повышается, поскольку для любого растительного покрова он всегда выше, чем для водной поверхности (см. рис. 5 в). Очевидно, что величина NDWI здесь будет аномально снижаться (см. рис. 5 б), так как вода имеет максимально возможные значения этого индекса. Величина параметра LST, наоборот, будет повышаться (см. рис. 5 а), поскольку в полуденное время суток температура любого природного компонента на суще всегда выше температуры поверхности водных объектов.

По распределениям LST съемок 2013 и 2020 гг. (см. рис. 4 а, б), также как и по распределениям 1990 и 1994 гг. (см. рис. 2 а, б), область водоразделов в среднем характеризуется более высокими значениями температуры поверхности по сравнению с

поймами. На участках 2 и 3 (см. рис. 5) за период с 1990 по 2020 гг. аномально высокое снижение величины LST вместе с ростом значений NDWI и NDVI также указывают на повышение влажности поверхности, что, как отмечалось выше, происходит в результате зарастания участков с полностью уничтоженной ранее растительностью. На рис. 6 а приведено RGB-синтезированное изображение фрагмента участка 3, сформированное по данным космической съемки сверхвысокого (субметрового) пространственного разрешения 27.06.2016 г. [20]. На снимке видно частично восстановленный растительный покров (зеленый тон) и большое количество сохранившихся следов от разъездов транспорта. Данный факт подтверждает приведенные выше сведения об уничтожении здесь растительного покрова и последующем его восстановлении.



Рис. 6. Фрагменты участков: а – 3, б – 5, в – 4 по данным космической съемки сверхвысокого пространственного разрешения 27.06.2016 г. [20]

Приведенные примеры аномальных изменений LST, NDWI и NDVI на участках очевидных (типичных) трансформаций ландшафта могут служить доказательством возможности использования этих параметров для характеристики изменений на других

участках, не подвергавшихся явным нарушениям и изменениям. На таких участках изменения влажности поверхности могли произойти после строительства объектов, в частности, из-за изменений существовавших ранее условий поверхностного стока.

При визуальном сравнении распределений разности параметров за периоды 1990–1994 гг. (см. рис. 3) и 1990–2020 гг. (см. рис. 5) видно, что, за исключением состояния хасыреев в 1994 г., диапазон и интенсивность изменений (разброс) параметров за второй период значительно больше. Данный факт указывает на усиление разнонаправленных изменений биофизических характеристик поверхности после строительства объектов и дорог.

Сравнение расположений технических объектов в 2013 и 2020 гг. в исследуемом районе показывает, что их основная часть была построена к 2013 г. (см. рис. 4). В то же время последствия строительства объектов и дорог, в том числе связанные с изменением гидрологического режима, могли проявиться только через несколько лет. Наиболее отчетливо подобные изменения прослеживаются на участке 5 в районе пересечения дорог вблизи аэропорта (см. рис. 4 и 5). Принимая во внимание связь параметров LST и NDWI, в 2013 г. этот район можно было охарактеризовать как слабодренированный (см. рис. 4 а, в). По данным съемки 2020 г. влажность здесь значительно снизилась, поскольку значения LST стали существенно выше, а значения NDWI ниже (см. рис. 4 б, г). Соответственно, по распределениям разности параметров за период с 1990 по 2020 гг. здесь наблюдается аномальное повышение величины LST на 6–7 °C, а также аномальное снижение значений индексов NDWI и NDVI (см. рис. 5), что указывает на изменение состояния растительности (возможно ее угнетение) и существенное снижение влажности поверхности. По данным съемки высокого разрешения 2016 г. на участке 5 (см. рис. 6 б), в отличие от участка 3 (см. рис. 6 а), практически не отмечается

следы нарушений растительного покрова. Отсюда следует, что наиболее вероятной причиной трансформации растительности на участке 5 стал процесс локального дренирования поверхности и сокращения объемов зеленой массы в результате изменения условий стока после строительства дорог.

Аналогичная ситуация наблюдается вблизи объектов в южной части участка 4 (см. рис. 4 и 5). Здесь также не обнаруживаются явные признаки каких-либо существенных нарушений поверхности (см. рис. 6 в), однако за период с 1990 по 2020 гг. значения параметра LST повысились приблизительно на 3 °C, а индексов NDWI и NDVI – существенно понизились, что указывает на преобладание процессов дренирования поверхности. Схожие, по изменениям параметров, участки с признаками процессов дренирования отмечаются также вблизи других технических объектов и дорог в пойменной части. В то же время выявляются участки снижения LST и роста индексов NDWI и NDVI (см. рис. 5), что характеризует процессы повышения влажности поверхности.

Заключение

Возможность использования инфракрасных тепловых космических снимков и различных спектральных индексов для мониторинга влажности поверхности хорошо известна. Исследования в этом направлении, в основном, проводились для средних широт, аридных, полуаридных областей, а также засушливых районов сельскохозяйственного назначения. Для районов арктических и субарктических тундр опыт проведения подобных работ незначителен.

В настоящем исследовании на основе изображений параметров LST, NDWI и NDVI, рассчитанных по данным спутников Landsat 5 и Landsat 8, для района интенсивной и длительной техногенной нагрузки Бованенковского НГКМ построены карты изменения влажности поверхности тундрового покрова за период с 1990 по 2020 гг. Основная отличительная особенность данного исследования состоит в применении разработанного ранее метода относительной радиометрической нормализации разновременных изображений параметров, что позволяет снизить погрешности и, соответственно, повысить чувствительность анализа изменений, а также устраниить влияние климатических трендов. При таком подходе изменения параметров в районе расположения технических объектов преимущественно связаны с влиянием самих объектов и могут быть выявлены на ранних стадиях изменений влажности поверхности.

Оценка изменений влажности в данном случае носит качественный характер, и заключается в выделении участков аномальных изменений параметров LST и NDWI. Сопоставительный анализ параметров за разные годы съемки показал, что для характеристики и картографирования неоднородностей влажности тундрового покрова параметр LST более информативен по сравнению с индексом влажности NDWI. Однако из-за вероятности появления ложных тепловых аномалий, в частности, связанных с локальными метеорологическими условиями, для повышения достоверности оценки изменений влажности желательно проводить комплексный анализ обоих параметров.

В работе [3] по результатам анализа изменений индексов NDVI, NDWI и альбедо

поверхности сделан вывод о том, что в районе г. Надым прямое воздействие объектов инфраструктуры нефтегазового комплекса на природные ландшафты проявляется не далее чем на 100 м от источника возмущения. Анализ изменений параметров LST, NDWI и NDVI за период с 1990 по 2020 гг., проведенный в настоящем исследовании, указывает на то, что в районе южного свода Бованенковского НГКМ зона влияния объектов инфраструктуры может быть значительно больше (до 1 км). В основном, оно выражается в изменении влажности поверхности и, как следствие, в изменении состояния растительного покрова. В пойме, занимающей наибольшую часть исследуемого района, вблизи объектов преобладают процессы дренирования поверхности и снижения объема живой фитомассы в напочвенном покрове. Наблюдаемое перераспределение влаги с образованием новых дренированных и переувлажненных участков, в основном, связано со строительством объектов и дорог, поскольку любая искусственная дренажная система не может в полной мере соответствовать существовавшим ранее условиям поверхностного стока. В данном случае, преобладание участков дренирования вблизи объектов может быть более безопасно по сравнению с переувлажнением и подтоплением. Примером подобной сложной ситуации считается известное затопление части хасырея северо-западнее участка 2 вблизи дороги после ее строительства в начале 90-х годов (см. рис. 2). Степень опасности для технических объектов наблюдаемых процессов активного дренирования может быть определена с учетом особенностей гидрологических и геокриологических условий участков.

Подобное техногенное воздействие на криогенные ландшафты на фоне климатического повышения температуры воздуха может быть дополнительным фактором роста эмиссии углеродо-содержащих газов, поскольку повышение температуры поверхности и снижение влажности напочвенного покрова, как правило, ведут к деградации мерзлоты и увеличению глубины талого слоя [21].

В целом, полученные результаты свидетельствуют о перспективности применения разновременных нормализованных изображений параметров LST, NDWI и NDVI, рассчитанных по данным спутников Landsat, для мониторинга влажности тундрового покрова в районах расположения промышленных и инфраструктурных объектов в криолитозоне.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Рациональное природопользование и эффективное освоение нефтегазовых ресурсов арктической и субарктической зон Земли», № AAAA-A19-119021590079-6).

Литература

1. *Лавриненко И.А.* Карта техногенной нарушенности растительного покрова Ненецкого автономного округа // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. 2018. Т. 15, № 2. С. 128–136. <https://doi.org/10.21046/2070-7401-2018-15-2-128-136>
2. *Московченко Д.В.* Особенности многолетней динамики растительности Бованенковского месторождения (полуостров Ямал) // Вестник Тюменского государственного университета. Экология и природопользование. 2013. № 12. С. 57–66.
3. *Yu Q., Epstein H.E., Engstrom R., Shiklomanov N., Streletskiy D.* Land cover and land use changes in the oil and gas regions of Northwestern Siberia under changing climatic conditions // Environmental Research Letters. 2015. Vol. 10, No. 12. P. 124020. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/10/12/124020>
4. *Пендин В.В., Ганова С.Д.* Геоэкологический мониторинг территорий расположения объектов транспорта газа в криолитозоне. М.: ОАО «ПНИИИС», 2009. 236 с.
5. *Kumpula T., Forbes B.C., Stammel F., Meschtyb N.* Dynamics of a coupled system: multi-resolution remote sensing in assessing social-ecological responses during 25 years of gas field development in Arctic Russia // Remote Sensing. 2012. Vol. 4, No. 4. P. 1046–1068. <https://doi.org/10.3390/rs4041046>
6. *Матвеева А.А., Рыбачук А.В.* Оценка уровня воздействия Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения на природно-территориальный комплекс // Московский экономический журнал. 2020. № 12. С. 356–368. <https://doi.org/10.24411/2413-046X-2020-10848>
7. *Соломатин В.И., Коняхин М.А.* Прогноз геоэкологических изменений территории месторождения «Бованенково» (п-ов Ямал) // Доклады Академии наук. 2012. Т. 446, № 2. С. 209–211.
8. *Ardelean F., Onaca A., Chetan M-A. et al.* Assessment of spatio-temporal landscape changes from VHR images in three different permafrost areas in the Western Russian Arctic // Remote Sensing. 2020. Vol. 12, No. 23. P. 3999. <https://doi.org/10.3390/rs12233999>

9. 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>
10. 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>
11. Криосфера нефтегазоконденсатных месторождений полуострова Ямал. В 3 т. Т. 2. Криосфера Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения / Под ред. Ю.Б. Баду, Н.А. Гафарова, Е.Е. Подборного. М.: ООО «Газпром ЭКСПО», 2013. 423 с.
12. Морозова Л.М., Магомедова М.А. Структура растительного покрова и растительные ресурсы полуострова Ямал. Екатеринбург: Изд-во Уральского ун-та, 2004. 63 с.
13. 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>
14. 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)
15. Nill L., Ullmann T., Kneisel C. et al. Assessing spatiotemporal variations of Landsat land surface temperature and multispectral indices in the Arctic Mackenzie Delta Region between 1985 and 2018 // Remote Sensing. 2019. Vol. 11, No. 19. P. 2329. <https://doi.org/10.3390/rs11192329>
16. 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)
17. 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>
18. Kornienko S.G. Radiometric normalization of Landsat thermal imagery for detection of tundra land cover changes: experience from West Siberia // International Journal of Remote Sensing. 2021. Vol. 42, No. 4. P. 1420–1449. <https://doi.org/10.1080/01431161.2020.1832280>
19. Schiidge J.P., Kahle A.B., Alley R.E., Gillespie A.R. Use of thermal inertia properties for material identification // SPIE Image Processing for Missile Guidance. 1980. Vol. 238. P. 350–357. <https://doi.org/10.1117/12.959165>
20. Google Earth. <https://earth.google.com/web/@70.37333064,68.39115577,22.9743947a,27728.60591678d,35y,0h,0t,0r> (Дата обращения 12.11.2021).
21. O'Donnell J.A., Romanovsky V.E., Harden J.W., McGuire A.D. The effect of moisture content on the thermal conductivity of moss and organic soil horizons from black spruce ecosystems in interior Alaska // Soil Science. 2009. Vol. 174, No. 12. P. 646–651. <https://doi.org/10.1097/SS.0b013e3181c4a7f8>

Characteristics of changes in the moisture content of the tundra cover in the area of the Bovanenkovo field using Landsat satellite data

S.G. Kornienko

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
E-mail: spaceakm2@ogri.ru

Abstract. By the case of the area of a long-term technogenic load of the Bovanenkovo oil and gas condensate field, the possibility of monitoring the moisture content of the tundra cover near technical objects according to the Landsat 5 and Landsat 8 satellites is shown. The work used multispectral images from 1990, 1994, 2013 and 2020. The analysis was carried out on images characterizing the Earth's surface temperature, surface moisture (NDWI index) and chlorophyll content in the canopy (NDVI index). Characterization and mapping of changes in the moisture content of the cover were carried out according to the difference between the images of 1990 and 2020. Variations in the NDVI index allow us to identify the reasons for these changes. The technogenic impact is shown to lead to an increase in the surface temperature and a decrease in the NDWI and NDVI values, which indicates the predominance of drainage processes and a decrease in the volume of living phytomass near technical objects. Such transformations are less dangerous for objects in comparison with waterlogging of the cover, however, they contribute to an increase in the emission of carbon-containing gases, since an increase in temperature and a decrease in surface moisture, as a rule, lead to degradation of the permafrost and an increase in the depth of the thawed layer.

Keywords: monitoring, surface moisture, Landsat satellites, temperature, NDWI index, NDVI index, tundra cover, technical objects, Bovanenkovo field.

Citation: Kornienko S.G. Characteristics of changes in the moisture content of the tundra cover in the area of the Bovanenkovo field using Landsat satellite data // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 4(35). P. 30–48. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art4> (In Russ.).

References

1. *Lavrinenko I.A.* Map of technogenic disturbance of Nenets Autonomous District // Sovremennye Problemy Distantsionnogo Zondirovaniya Zemli iz Kosmosa. 2018. Vol. 15, No. 2. P. 128–136. <https://doi.org/10.21046/2070-7401-2018-15-2-128-136> (In Russ.).
2. *Moskovchenko D.V.* Peculiarities of long-term dynamics of vegetation at the Bovanenkovskoye field (Yamal Peninsula) // Herald of Tyumen State University. 2013. No. 12. P. 57–66. (In Russ.).
3. *Yu Q., Epstein H.E., Engstrom R., Shiklomanov N., Streletsksiy D.* Land cover and land use changes in the oil and gas regions of Northwestern Siberia under changing climatic conditions // Environmental Research Letters. 2015. Vol. 10, No. 12. P. 124020. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/10/12/124020>
4. *Pendin V.V., Ganova S.D.* Geoecological monitoring of the territories where gas transportation facilities are located in the permafrost zone. Moscow: PNIIIS OJSC, 2009. 236 p. (In Russ.).
5. *Kumpula T., Forbes B.C., Stammler F., Meschtyb N.* Dynamics of a coupled system: multi-resolution remote sensing in assessing social-ecological responses during 25 years of gas field

development in Arctic Russia // *Remote Sensing*. 2012. Vol. 4, No. 4. P. 1046–1068. <https://doi.org/10.3390/rs4041046>

6. *Matveeva A.A., Rybachuk A.V.* Estimation of the impact level of the Bovanenkovsky oil and gas condensate field to the natural territorial complex // *Moscow Economic Journal*. 2020. No. 12. P. 356–368. <https://doi.org/10.24411/2413-046X-2020-10848> (In Russ.).

7. *Solomatin V.I., Konyakhin M.A.* Forecast of geoecological changes of the Bovanenkovo field (Yamal Peninsula) // *Doklady Earth Sciences*. 2012. Vol. 446, No. 1. P. 1110–1111. <https://doi.org/10.1134/S1028334X12090139>

8. *Ardelean F., Onaca A., Chetan M-A. et al.* Assessment of spatio-temporal landscape changes from VHR images in three different permafrost areas in the Western Russian Arctic // *Remote Sensing*. 2020. Vol. 12, No. 23. P. 3999. <https://doi.org/10.3390/rs12233999>

9. *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.).

10. *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.).

11. Cryosphere of oil and gas condensate fields of the Yamal Peninsula. In 3 volumes. Vol. 2. Cryosphere of the Bovanenkovo oil and gas condensate field / Ed. by Yu. Badu, N.A. Gafarov, E.E. Podborny. Moscow: Gazprom EXPO LLC, 2013. 423 p. (In Russ.).

12. *Morozova L.M., Magomedova M.A.* Land cover structure and plant resources of the Yamal Peninsula. Yekaterinburg: Ural University, 2004. 63 p. (In Russ.).

13. *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>

14. *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)

15. *Nill L., Ullmann T., Kneisel C. et al.* Assessing spatiotemporal variations of Landsat land surface temperature and multispectral indices in the Arctic Mackenzie Delta Region between 1985 and 2018 // *Remote Sensing*. 2019. Vol. 11, No. 19. P. 2329. <https://doi.org/10.3390/rs11192329>

16. *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)

17. *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>

18. *Kornienko S.G.* Radiometric normalization of Landsat thermal imagery for detection of tundra land cover changes: experience from West Siberia // *International Journal of Remote Sensing*. 2021. Vol. 42, No. 4. P. 1420–1449. <https://doi.org/10.1080/01431161.2020.1832280>

19. *Schieldge J.P., Kahle A.B., Alley R.E., Gillespie A.R.* Use of thermal inertia properties for material identification // SPIE Image Processing for Missile Guidance. 1980. Vol. 238. P. 350–357. <https://doi.org/10.1117/12.959165>
20. Google Earth. <https://earth.google.com/web/@70.37333064,68.39115577,22.9743947a,27728.60591678d,35y,0h,0t,0r> (Accessed on 12.11.2021).
21. *O'Donnell J.A., Romanovsky V.E., Harden J.W., McGuire A.D.* The effect of moisture content on the thermal conductivity of moss and organic soil horizons from black spruce ecosystems in interior Alaska // Soil Science. 2009. Vol. 174, No. 12. P. 646–651. <https://doi.org/10.1097/SS.0b013e3181c4a7f8>

Анализ проблемы финансового обеспечения ликвидационных работ

М.С. Розман^{1*}, С.А. Смоляк², Ю.В. Алексеева¹, И.М. Индрупский¹

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

2 – Центральный экономико-математический институт РАН, г. Москва, Россия

E-mail: *mrozman@bk.ru

Аннотация. Негативное влияние нефтегазовых проектов на окружающую среду не ограничивается периодом добычи. В отличие от действующих производственных объектов, контроль за состоянием ликвидированных скважин и промыслов ложится на государство. В Российской Федерации обязательства компаний-недропользователей по надлежащему выполнению ликвидационных работ не регламентированы и финансово не обеспечены. На основе мирового опыта проанализированы наиболее распространенные схемы формирования и учета финансового обеспечения ликвидационных работ, рассмотрено состояние законодательного регулирования по данной проблеме в России и мире. Представлены рекомендации по государственному регулированию для обеспечения гарантий выполнения недропользователями ликвидационных работ в полном объеме, повышения их качества, а также контроля за экологической безопасностью ликвидированных скважин.

Ключевые слова: разработка месторождений, недропользование, ликвидационные работы, ликвидационный фонд, ликвидационные отчисления.

Для цитирования: Розман М.С., Смоляк С.А., Алексеева Ю.В., Индрупский И.М. Анализ проблемы финансового обеспечения ликвидационных работ // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 4(35). С. 49–67. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art5>

Введение

Предлагаемый отдельными политиками отказ от масштабной добычи и использования продукции нефтегазовой отрасли невозможен как с точки зрения существующих технологий, так и по экономическим соображениям [1–5]. Нефтяной век вряд ли закончится к 2050–2060 гг., и запасов углеводородов хватит на столетия [6]. При этом тезис о влиянии добычи и использования нефти и газа на природу и здоровье человека не подвергается сомнению.

Добыча углеводородного сырья (УВС) связана с серьезным загрязнением земли и вод. Потери при добыче и транспорте нефти

составляют в Российской Федерации миллионы тонн, по различным оценкам – примерно 5–10% годовой добычи [7]. Срок эксплуатации большинства нефтепроводов в России превышает 30 лет, в то время как они проектировались в расчете на нормальную работу в течение 10–20 лет. В целом в нефтедобывающей промышленности степень износа оборудования (основных производственных фондов) составляет около 55%, а по отдельным нефтяным компаниям достигла 70% (Башнефть, Самаранефтегаз). Износ основных фондов в нефтепереработке еще больше – 80%. Степень выработанности запасов категорий А+В+С₁ в целом по стране в 2019 г. составляла 57% [8].

Четверть эксплуатационного фонда нефтяных скважин страны не работает, находится в консервации или простое. Контроль за их состоянием ослаблен. Негативное влияние на окружающую среду добычи УВС не прекращается с окончанием работ. Потенциальная опасность заброшенных скважин и горных выработок заключается в возникновении газонефтяных фонтанов, грифонов, разливов, засоления почв высокоминерализованной водой и т.п. из-за разрушения цементных мостов, коррозии труб и оборудования. Как полагает ведущий научный сотрудник Южного научного центра РАН (г. Ростов-на-Дону), д.т.н., проф. А.В. Мохов, «Разработки недр вызвали процессы, которые почти не поддаются нашему регулированию. Радикально изменить обстановку к лучшему выше наших сил. Любые действия чрезвычайно дороги» [9].

Главная проблема состоит в том, что из 1,5 млн скважин, пробуренных в России за всю историю нефтегазодобычи, сотни тысяч бесхозны, т.е. не стоят на балансе ни одной организации, и нет ответственных за их состояние [10, 11]. В последние десятилетия проблема стала особенно острой в связи с загрязнениями и увеличением числа месторождений, находящихся на завершающей стадии разработки.

Современные технологии не гарантируют долговременной («на века») герметичности ликвидированных скважин [12]. Контроль состояния скважин за пределами лицензионных соглашений фактически ложится на государство и не может быть обеспечен на требуемом уровне как по научно-

техническим, так и по финансовым причинам [12, 13]. Недропользователи не заинтересованы в усложнении и увеличении стоимости ликвидационных работ, если соответствующие решения не регламентированы требованиями законодательства и регулирующих органов. Таким образом, проблема изменения требований в области ликвидационных работ сохраняет свою актуальность.

Во всех нефтедобывающих странах накоплен большой законодательный опыт в части требований к ликвидационным работам, контролю их соблюдения и способам финансирования. Формирование резервов для обеспечения выполнения обязательств по ликвидации промыслов и восстановлению земель в процессе разработки запасов полезных ископаемых – нормальная практика в большинстве стран.

За суммарный срок функционирования промысла в ликвидационном фонде (ЛФ) необходимо накопить средства, достаточные для выполнения всего комплекса ликвидационных работ. Ежегодные отчисления рассчитываются исходя из прогнозируемой стоимости мероприятий и срока функционирования предприятия и отражаются в себестоимости. Рассмотрение законодательных основ и правоприменительных практик различных стран показывает, что не все так просто [9, 14–22]. Приведем результаты выполненного авторами анализа требований международных систем классификации и управления запасами УВС, международной системы финансовой отчетности (МСФО) [23] и опыта США, Британии и Норвегии [24–33].

МСФО в разделе 37 «Резервы, условные обязательства и условные активы» и Система управления ресурсами и запасами углеводородов (Petroleum Resources Management System – PRMS) Общества инженеров-нефтяников (SPE – special purpose entity) [34] предлагают расплывчатые методические указания по выводу объектов из эксплуатации и формированию резерва для исполнения обязательств по восстановлению окружающей среды после окончания периода добычи сырья.

Правила определения предела рентабельной эксплуатации месторождения не учитывают издержки, связанные с отказом от дальнейшей разработки проекта. Он фиксируется в PRMS как дата, когда чистый операционный денежный поток (NOCF) становится отрицательным и определяет объем запасов, извлекаемых до конца периода коммерческой эксплуатации месторождения [20]. Такое требование представляется не вполне корректным, поскольку чистый доход может несколько раз менять знак, и кроме того, согласно теории стоимостной оценки, предельным сроком рентабельной эксплуатации месторождения должна быть дата, которой отвечает наибольший чистый дисконтированный доход недропользователя (такой же критерий, по сути, предусмотрен и при оценке запасов твердых полезных ископаемых) [35].

Но как правильно отнести те или иные затраты к капитальным или операционным (эксплуатационным)?

В рекомендациях PRMS прямо указано, что основными составляющими капитальных расходов типичного нефтегазового проекта разработки являются:

- приобретение участков в аренду;
- разведочные работы;
- бурение скважин и их освоение;
- обустройство нефтяного промысла (создание инфраструктуры сбора продукции, перерабатывающих заводов и трубопроводов);
- затраты, связанные с отказом от дальнейшей разработки проекта.

Классификация капитальных и эксплуатационных расходов является субъективной и допускает различные толкования, не совпадающие у нефтегазовых компаний и их партнеров по одному и тому же месторождению [20].

В PRMS есть лишь несколько упоминаний о ликвидационных расходах, одно из которых заслуживает особого внимания: «Эксплуатационные расходы должны включать только постоянно нарастающие издержки в проекте, для которого рассчитывается предел рентабельной эксплуатации (т.е. при расчете предела рентабельной эксплуатации следует учитывать только те денежные затраты, которые возникнут при прекращении эксплуатации скважин). Эксплуатационные расходы должны включать накладные расходы, связанные с конкретной собственностью, если эти фактические приростные издержки относятся к проекту и любым налогам на производство и имущество, но при расчете предела рентабельной эксплуатации следует исключить затраты, связанные с амортизацией, отказом от дальнейшей разработки проекта и рекультивации территории, а также подоходный налог и любые дополнительные накладные расходы, которые необходимы для управления самим предметом оценки» [20, 34].

Из такого определения следует, что обязательства выполнения ликвидационных работ не учитываются при определении периода рентабельной разработки, поэтому расходы по ним не входят в состав операционных затрат.

Кроме того, PRMS не дает информацию о наличии у компании-недропользователя средств на ликвидацию или доступности таких средств для компании.

В российской и зарубежной практике срок разработки месторождения обычно определяется сроком действия лицензии, либо временем, необходимым для добычи утвержденных извлекаемых запасов при заданных темпах отбора.

Для оценки доказанных запасов по PRMS принимаются во внимание только степень разведанности и возможности эксплуатационного бурения, наличие у компании необходимых для финансирования проекта средств вообще не рассматривается.

Привлечение инвестиций зависит от размеров ресурсной базы компании и на заключительной стадии разработки ее величина иногда завышается. Эксплуатация некоторых месторождений продолжается и при отрицательном чистом доходе, чтобы отсрочить издержки, связанные с отказом от дальнейшей разработки проекта (ликвидационные расходы) и максимально увеличить добычу [16].

Одним из экономических механизмов, препятствующих сохранению на балансенерентабельных запасов, является отнесение всех находящихся на балансе запасов углеводородного сырья к налогооблагаемому (возможно, по иной ставке) имуществу. Следует заметить, что изменение российской классификации и правил стоимостной оценки запасов по лекалам PRMS, активно

продвигаемое идеологами «инвентаризации запасов» и с их подачи реализуемое Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых (ГКЗ), уже повлекло за собой уменьшение из года в год суммарной величины рентабельных запасов по стране в целом, что приводит к негативным последствиям для оценок минерально-сырьевой базы России и капитализации отечественных компаний [36].

PRMS дает довольно расплывчатый ответ на вопрос о предлагаемом способе управления расходами по ликвидации. SPE настоятельно рекомендует фондовым биржам и правительствам во всем мире принять эту систему, возрастает потребность в том, чтобы методика PRMS содержала более четкие формулировки и была более директивной в вопросах формирования финансового обеспечения ликвидационных работ. В PRMS содержится подразумеваемое, но открыто не сформулированное предположение о том, что нефтегазовые компании в период реализации проекта разработки обеспечили финансирование для покрытия обязательств по ликвидации. Некоторые из таких компаний, эксплуатирующие зрелые месторождения, утверждают, что остаточные производственные объемы могут быть отражены на их собственном (корпоративном) балансе как рентабельные запасы (а не ресурсы) в соответствии с расплывчатыми методическими указаниями, содержащимися в PRMS. Компании предпочитают считать месторождения (или отдельные их эксплуатационные объекты) рентабельными и не продолжать их разработку с тем, чтобы не осуществлять необходимое финансирование для покрытия обязательств по ликвидации.

Существуют четыре наиболее распространенные схемы финансирования восстановления окружающей среды по окончании добычи [20]:

– постепенное накопление средств в специально образуемом фонде пропорционально объему добычи и реализации УВС на протяжении всего проектного срока, либо начиная с некоторой пороговой точки;

– накопление (также в специальном фонде) в виде амортизационных отчислений на протяжении всего срока эксплуатации месторождения;

– компенсация ликвидационных расходов скидкой с налога на прибыль компаний в годы осуществления ликвидационных работ или непосредственно предшествующие им (такой способ оказывает менее негативное влияние на денежные потоки в течение срока разработки);

– финансирование ликвидационных работ с помощью правительственные грантов, когда ликвидационные расходы распределяются между правительством и добывающими компаниями с использованием коэффициента, учитывающего сумму уплачиваемого налога [20].

Поскольку при любой схеме финансирования существует риск банкротства компаний, важно предусмотреть механизмы компенсации (страховки) потенциальных угроз. В качестве наиболее распространенных называются:

– аккредитивы или банковские облигации;

– специальные трастовые соглашения, когда размеры взносов в ликвидационный фонд определяются соотношением объемов текущей добычи и будущей.

Все источники подчеркивают необходимость строгого и даже жесткого контроля со стороны государственных служб за выполнением ликвидационных работ.

Расплывчатые правила PRMS делают оценку коммерческой привлекательности активов конкурирующих компаний не единобразной, непоследовательной и ставят компании в неравные условия. У более крупных компаний есть возможность раньше начать процесс эксплуатации скважин, имея сокращенный чистый дисконтированный доход (ЧДД) проекта. А небольшие компании, скорее всего, вынуждены представлять (банкам и аудиторам) свои запасы как рентабельные, для того чтобы продолжать эксплуатацию «до предела» даже при отрицательном денежном потоке и оттянуть выполнение обязательств по ликвидации.

Размеры ликвидационных затрат в разных странах определяются по-разному. Так, в Великобритании [18, 37] величины этих затрат недропользователь устанавливает самостоятельно. Однако при этом необходимо предоставить государству определенные финансовые гарантии того, что ЛФ будет сформирован в полном объеме к концу разработки месторождения. В контрактах, аналогичных соглашениям о разделе продукции, предусматривается, что размеры ликвидационных отчислений устанавливаются и ежегодно корректируются с участием государства и с учетом динамики развития проекта, предполагаемых затрат на проведение ликвидационных работ и предполагаемой выручки от продажи добываемого сырья [38]. Однако такой порядок неудобен, если, как в России, количество месторождений велико.

Удобнее всего общий порядок (методику) определения сроков и размеров ЛФ закреплять в утверждаемых государством проектах разработки месторождений и уточнять в случаях, когда возникает необходимость корректировки этих проектов. Тогда государственные органы могут лишь контролировать его соблюдение непосредственно или с помощью аудиторов.

Необходимость выполнения ликвидационных работ – ликвидационное обязательство – должно отражаться и в финансовой отчетности. При этом согласно Правилам бухгалтерского учета (ПБУ) и МСФО, оно рассматривается как «оценочное обязательство» недропользователя, подлежащее выполнению в определенный (в данном случае – указанный в проекте) момент окончания разработки месторождения. Соответственно, отчисления в ЛФ рассматриваются как амортизация стоимости ликвидационного обязательства, и поэтому для определения размеров этих отчислений могут быть использованы различные методы амортизации. Здесь важно, что в МСФО и Российских стандартах бухгалтерского учета рекомендуются методы амортизации «обычных», приносящих доход активов, которые могут оказаться неудобными или нерациональными для ликвидационных обязательств.

В методах первого типа размеры ЛФ увязываются со сроками осуществления работ. Типичным является «равномерный» (линейный) метод, при котором стоимость обязательства (ликвидационных работ) распределяется равномерно на весь период разработки месторождения. Сюда же относится и метод уменьшающегося остатка (ускоренной амортизации, нелинейный) [38].

В методах второго типа размеры ЛФ увязываются с объемами добычи. В МСФО для этого предлагается производственный

метод (units of production method), в котором стоимость обязательства распределяется пропорционально объемам продукции (в данном случае – объемам добычи). При этом МСФО допускает периодическую переоценку амортизируемых активов и даже ежегодный пересмотр применяемого метода амортизации [38]. Другими словами, методы этого типа могут адаптироваться к процессу разработки месторождения.

На практике определение размеров ЛФ каким-либо из представленных методов совершенно не отвечает интересам недропользователя по двум причинам.

Ликвидационное обязательство возникает в момент начала разработки и поэтому одновременно должно показываться (признаваться) в отчетности. Соответственно, амортизировать его следует с момента начала разработки месторождения, что существенно уменьшает ЧД недропользователя – так как произведенные в этот период затраты на ликвидацию «замораживаются» на длительный срок без особой необходимости, да еще в то время, когда требуется погашать кредиты, полученные для реализации проекта.

Годовые объемы добычи на протяжении периода разработки меняются и начинают снижаться в конце. Соответственно, в период падающей добычи снижаются и получаемые чистые доходы (ЧД). При этом из-за наличия так называемых условно-постоянных затрат размеры ЧД снижаются быстрее, чем объемы добычи, и, наконец, становятся отрицательными. В связи с этим при небольших объемах добычи ЧД окажется меньше амортизационных отчислений, рассчитанных любым из указанных способов. Иными словами, применение рекомендуемых МСФО и ПБУ методов сопряжено с риском недофинансирования ликвидационных работ [38].

В то же время, поскольку в конце разработки ставка ликвидационных отчислений (ЛО) не меняется, а объемы добычи уменьшаются, размеры отчислений и здесь могут превысить ЧД.

Представляется, что в рациональном механизме формирования размеров ЛО ставки отчислений должны быть переменными, особенно в условиях инфляции. Отметим в связи с этим, что с целью снижения риска недофинансирования ликвидационных работ предлагается дополнить «регулярные» ликвидационные отчисления достаточно большим разовым начальным взносом в ЛФ. Нечто подобное делается в Норвегии и Британии [26, 30, 32, 33]. По существу, это эквивалентно использованию переменных ставок ЛО.

Механизм формирования ЛФ должен быть достаточно простым в применении, адаптироваться к меняющимся условиям разработки месторождения, не требовать длительных сроков осуществления отчислений и не создавать высоких рисков недофинансирования ликвидационных работ. Такой подход, основанный на идее ускоренной амортизации, предложен в работах [38, 39]. Однако успешность воплощения экономико-математических моделей в реалии практической экономики и бухгалтерии вызывает определенные сомнения, учитывая, что российские компании предпочитают не использовать предоставляемые им законодательством возможности ускоренной амортизации.

Раньше ликвидационный фонд создавался за счет отчислений на воспроизводство минерально-сырьевой базы, отмененных в 2002 г., и платежей за право добычи полезных ископаемых, упраздненных Налоговым кодексом (НК) РФ в 2007 г. В настоящее время создание ликвидационного

фонда предусматривается российским законодательством только для месторождений, разрабатываемых на условиях Соглашений о разделе продукции (СРП) в соответствии с законом, принятым в 1996 г. [40]. На территории России на условиях СРП работают лишь три проекта (Сахалин-1, Сахалин-2 и Харьгинский), однако в них никаких обязательств по формированию ликвидационных фондов не предусмотрено, так как они подписаны задолго до 1996 г. [20].

Расходы на ликвидацию месторождений, как правило, отражаются только в момент планируемой ликвидации, т.е. по мере выбытия скважин, а впоследствии – и всего месторождения. При этом они рассматриваются как расходы на текущую ликвидацию, и в соответствии с п. 8 ст. 265 НК РФ [41] относятся к внереализационным расходам, уменьшающим налогооблагаемую прибыль в период ведения ликвидационных работ [20]. Эти суммы фигурируют только в вариантовых экономических расчетах проектно-технической документации, реальные деньги компании на ликвидацию по завершении разработки не тратят.

Согласно принятому в Законе РФ «О недрах» (раздел II; ст. 22 «Основные права и обязанности пользователя недр») порядку, пользователь недр обязан обеспечить «... ликвидацию в установленном порядке горных выработок и буровых скважин, не подлежащих использованию» и «приведение участков земли и других природных объектов, нарушенных при пользовании недрами, в состояние, пригодное для их дальнейшего использования» [42]. Такая формулировка указывает на возникающее обязательство, но не определяет ни источников, ни объема, ни порядка и сроков.

Не оговорена также ответственность за неисполнение. Нет и подзаконных нормативно-правовых документов, устанавливающих правила в части финансирования мероприятий по ликвидации.

Кроме того, отсутствуют четкие правила признания скважин «не подлежащими использованию». Поэтому компании вправе остановить скважину на неограниченный срок, сохраняя ее «на бумаге» в составе эксплуатационного фонда. В то же время можно признать несколько дающих продукцию скважин нерентабельными и ликвидировать их «на законных основаниях», опираясь на многочисленные предложения об оценке рентабельности отдельных скважин. О негативных последствиях «поскважинного подхода» неоднократно высказывались специалисты, включая представителей ГКЗ [13, 43, 44].

Министерство природных ресурсов (МПР) РФ дважды, в 2014 и в 2020 гг., пыталось провести через Законодательное Собрание закон, предполагающий обязать недропользователей создавать ликвидационный фонд для гарантии финансового обеспечения ликвидационных работ. Минприроды рассматривало два варианта установления точки отсчета выплат компаниями-недропользователями средств в ЛФ. В первом варианте выплаты начинаются с достижением 25–30% степени выработанности месторождения. Во втором варианте недропользователь начинает направлять средства в ЛФ через пять лет после того, как выработанность месторождения превысила 1%. Для шельфовых проектов предусматривалось отсрочить момент начала формирования ЛФ до достижения 70% степени выработанности. Для накопления средств ликвидационных фондов компании должны будут открывать

счета только в банках, входящих в Топ-10 по рейтингу надежности Банка России [20].

До слушаний дело не дошло. Мнение законодателей изложено в статье членов Совета Федерации [45]. Довод один: в России высок уровень инфляции – 7-8-10-12-15%, и потому концепция создания и накопления ЛФ с начала добычи «является экономически необоснованной, убыточной для недропользователей, федерального и регионального бюджетов». По мнению авторов «величина ущерба, наносимого недропользователям и всей экономике, многократно превышает величину ЛФ, создание которого и накопление даже не бессмысленно, а заведомо вредно». Крупные компании еще могут как-то выкрутиться, но мелкие и средние – обречены на банкротство. Создание ЛФ возможно разве что за 2–3 года до завершения добычи, при этом «решение о применении той или иной технологии финансового обеспечения ликвидационных работ нужно оставить на усмотрение самого недропользователя, в соответствии с экономической политикой добывающей компании».

Законодателей поддержал глава Российского союза промышленников и предпринимателей (РСПП), д.э.н., проф. А.Н. Шохин: «создание ликвидационных фондов не решит проблему, поскольку направленные в него средства должны индексироваться с учетом инфляции. Изъятие средств и их размещение в финансовых активах не компенсирует инфляцию. Кроме того, за счет этих отчислений не уменьшится налогооблагаемая база, средства которой, формируясь за счет прибыли, идут на модернизацию предприятий. В результате, все это приведет к снижению производительности и снижению уровня безопасности производства.

Конечно, в законе не идет речь о непомерных суммах, тем не менее, в условиях сложной конъюнктуры рынка для многих компаний, это может стать серьезной финансовой проблемой» [46].

Недропользователи выразили явное недовольство, ведь как только закон вступит в силу, им нужно будет вкладывать реальные деньги в ликвидационный фонд.

Оценивая изложенные доводы, необходимо отметить несколько существенных моментов.

Во-первых, законопроект был внесен МПР РФ и не был предварительно согласован с отраслевой и академической наукой.

Во-вторых, основные негативные последствия этого законопроекта законодатели видят в ухудшении финансового положения недропользователей, совершенно не учитывая при этом интересы общества, которое они представляют.

В-третьих, недропользователи лукавят: законопроект лишает их возможности получения выгоды от использования средств, которые необходимо зарезервировать на покрытие будущих ликвидационных расходов. И, наконец, некоторые из приведенных доводов никак не связаны с проблемой финансирования ликвидационных работ. Вопреки мнению законодателей, «величина ущерба, наносимого недропользователям» от введения ликвидационных отчислений, существенно меньше стоимости ликвидационных работ, зато социальный и экологический ущерб, возникающий при отказе от проведения таких работ, намного выше. Кроме того, глава РСПП не учитывает, что производительность нефтяных скважин и уровень безопасности нефтедобычи определяются технологией разработки месторождения, но никак не размерами ликвидационных отчислений.

Разумеется, рациональный механизм финансирования ликвидационных работ должен учитывать и меняющиеся по годам темпы инфляции и имеющиеся финансовые возможности недропользователей. Однако он должен учитывать и интересы национальной экономики, которые пока еще не сводятся только к сиюминутным интересам нефтяных компаний и государственного бюджета. Настало время осознать, что нельзя рассматривать нефтяные компании исключительно в качестве «дойной коровы» для государственного бюджета. В условиях, когда проведение ликвидационных работ невыгодно недропользователям, но необходимо для устойчивого и сбалансированного социально-экономического развития страны, государство должно либо взять финансирование этих работ на себя, либо разделить эту обязанность с недропользователями, но уже на взаимовыгодной основе. Последнее, по существу, и предлагалось в упомянутом законопроекте, другое дело, что довести эту мысль до законодателей авторы не смогли, а предложенные механизмы не давали решения поставленной задачи.

Выводы и рекомендации

Проблема финансирования ликвидационных работ представляется актуальной для многих добывающих отраслей, включая добычу углеводородного сырья, угля, цветных металлов и других твердых полезных ископаемых, и должна рассматриваться в комплексе с экономическими, технологическими и экологическими аспектами разработки месторождений и политикой государственного регулирования в области недропользования. Авторы надеются, что к решению этой проблемы присоединятся специалисты всех заинтересованных отраслей.

В то же время ликвидация нефтяных и нефтегазовых месторождений имеет свою специфику, обусловленную динамикой объемов добычи, возможностью использования различных методов повышения нефте-, газо-, конденсатоотдачи, а также существенным влиянием инфляции на рентабельность добычи и сроки разработки эксплуатационных объектов.

Приведенный выше анализ проблемы, а также материалы, представленные авторами в качестве позиции ИПНГ РАН 18.05.2021 г. на заседании «круглого стола» Комитета по экономической политике Совета Федерации на тему «О ходе реализации рекомендаций парламентских слушаний «О мерах по повышению нефтеотдачи пластов на период до 2035 года», позволяют предложить следующие мероприятия, направленные на решение проблемы ликвидации месторождений углеводородного сырья:

– провести полную инвентаризацию скважин бездействующего фонда с привязкой к местности;

– скважины, принадлежность которых установить невозможно, взять на государственный баланс с отнесением к конкретному ведомству. При этом следует учесть, что бесхозные недвижимые вещи принимаются на учет органом, осуществляющим государственную регистрацию права на недвижимое имущество, по заявлению органа местного самоуправления, на территории которого они находятся (приказ Минэкономразвития России от 10.12.2015 г. № 931);

– составить специальную инструкцию по мониторингу и обслуживанию фонда ликвидированных скважин, независимо от их имущественной принадлежности;

– ввести в регламентирующие документы о порядке ликвидации скважин и

оборудования раздел о мониторинге состояния ликвидированных скважин, обеспечивающий необходимый и достаточный контроль их состояния и влияния на окружающую среду;

– предусмотреть для реализации данных мероприятий в бюджете (федеральном и/или региональных) создание специальных фондов, либо осуществлять финансирование за счет страхования состояния скважин;

– включить проект ликвидации промысла (вначале эскизный, ориентировочный и постепенно уточняющийся в процессе добычи) в проектные документы по разработке месторождения;

– организационно-экономический механизм проекта разработки месторождения должен предусматривать (включать) и определенный механизм формирования ликвидационного фонда для этого месторождения, адаптирующийся к возможным изменениям проекта разработки, к появлению новой информации о месторождении, к меняющимся экономическим условиям его реализации. Такой механизм должен учитывать интересы недропользователя и риски, связанные с недостатком средств в фонде для финансирования ликвидационных работ [38];

– разработать методику и отработать действующие механизмы формирования и использования Фонда ликвидационных затрат недропользователями. На государственном уровне уделить серьезное внимание разработке технологий надежной долговременной («на века») герметизации нефтяных и газовых скважин при проведении ликвидационных работ с учетом коррозионных, эрозионных, сейсмических и других негативных природных и антропогенных факторов.

Для повышения обоснованности оценок затрат на ликвидацию скважин и промысловых сооружений авторы считают необходимым:

– организовать систему учета фактических капитальных и текущих затрат по всем разрабатываемым месторождениям и эксплуатационным объектам; по результатам сформировать и вести доступную экспертам Базу Нормативов затрат;

– организовать систему учета фактических затрат на ликвидацию месторождений или отдельных эксплуатационных объектов; по результатам сформировать и вести доступную экспертам Базу Нормативов ликвидационных затрат [47];

– привести отраслевые методические документы по стоимостной оценке запасов и выбору вариантов разработки в соответствие с действующими в России с 1999 г. «Методическими рекомендациями по оценке инвестиционных проектов» [47]. Для этого, в частности:

– отменить приказ МПР РФ от 6 октября 2020 г. № 772 «О внесении изменений в Правила подготовки технических проектов разработки месторождений УВС, утвержденные приказом МПР от 20.09.2019 г. № 639, по вопросу корректировки понятия «рентабельный срок разработки»;

– производить выбор рекомендуемых вариантов на основе согласования интересов компаний-недропользователей (коммерческой эффективности варианта) с интересами

государства (бюджетной эффективности) и общества (социальной или экономической эффективности), как то описано в Методических рекомендациях, учитывая при этом и затраты на проведение ликвидационных работ;

– законодательно закрепить необходимость в любой методической и проектной документации руководствоваться научно обоснованным принципом: эффективное освоение и добыча углеводородных ресурсов месторождения невозможны без рассмотрения его в качестве единой природно-технической системы;

– учитывать в технико-экономических расчетах не только рост удельных затрат во времени, но и их снижение в результате развития и внедрения новых техники и технологий;

– считать технологически необоснованным и нецелесообразным предложение о переходе к оценке рентабельности бурения отдельных скважин, что неоднократно обосновано в публикациях ведущих экспертов;

– рассмотреть вопрос об отнесении запасов промышленных категорий к налогооблагаемому имуществу компаний с одновременным изменением ставок других налоговых платежей, что будет стимулировать компании к более полному извлечению запасов.

– разработать методику оценки экологической безопасности проектов разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений [47].

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-промышленных исследований», № AAAA-A19-119022090096-5).

Литература

1. *Медведев Ю.* Бросить на ветер. Сможет ли Европа к 2050 году отказаться от нефти, газа и угля // Российская газета. 2020. Федеральный выпуск № 177(8231). <https://rg.ru/2020/08/11/smozhet-li-evropa-k-2050-godu-otkazatsia-ot-nefti-gaza-i-uglia.html> (Дата обращения 09.12.2021).
2. «Большая семерка» договорилась отказаться от нефти и газа // Капитал страны. 2021. 14 июня. https://kapital-rus.ru/articles/article/bolshaya_semerka_dogovorilas_otkazatsya_ot_nefti_i_gaza/ (Дата обращения 11.12.2021).
3. Лидеры G7 приняли итоговое заявление саммита. Изменения климата // ТАСС. 2021. 13 июня. <https://tass.ru/mezhdunarodnaya-panorama/11638121> (Дата обращения 11.12.2021).
4. *Тихонов С.* Эксперт оценил риски отказа от нефти и газа для России // Российская газета. 2021. Столичный выпуск № 176(8527). <https://rg.ru/2021/08/04/ekspert-ocenil-riski-otkaza-ot-nefti-i-gaza-dlia-rossii.html> (Дата обращения 11.12.2021).
5. Глобальный отказ от ископаемого топлива это самый быстрый способ организовать голод всемирного масштаба // Закон времени. 2021. 12 ноября. <https://zakonvremeni.ru/Analytics/8-4-/52293-globalnyj-otkaz-ot-iskopаемого-topliva-eto-samyj-bystryj-sposob-organizovat-golod-vsemirnogo-masshtaba.html> (Дата обращения 09.12.2021).
6. *Кучеров В.Г., Бессель В.В.* Оценка глобальных ресурсов и запасов нефти: миф и реальность // Нефтяное хозяйство. 2021. № 10. С. 13–18. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-10-14-18>
7. Вставай, страна огромная! Нефтегазопереработка в России 2013 // Neftegaz.RU. 2013. 29 декабря. <http://neftegaz.ru/analysis/view/8146> (Дата обращения 20.11.2021).
8. Государственный доклад «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2019 году» // Министерство природных ресурсов и экологии РФ. <https://www.rosnedra.gov.ru/article/13175.html> (Дата обращения 20.11.2021).
9. Чем опасны заброшенные шахты. Какие неприятности грозят донскому краю? // Аргументы и факты-на-Дону. 2020. № 16. https://rostov.aif.ru/society/details/chem_opasny_zabroshennye_shahty_kakie_nepriyatnosti_grozyat_donskomu_krayu (Дата обращения 30.11.2021).
10. *Кондратенко Е.В., Казаков В.М., Ермолаев А.И.* О ликвидации и консервации скважин // Нефть, газ и бизнес. 2011. № 5. С. 17–21.
11. *Вадимова Е.* Каждой скважине – по адресу и налогу // Национальная Ассоциация нефтегазового сервиса. 2021. 18 марта. <https://nangs.org/news/upstream/kazhdoy-skvazhine-poadresuinalogu> (Дата обращения 20.11.2021).
12. *Закиров С.Н., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Аникеев Д.П.* Негерметичность скважин – путь к экологической катастрофе // Бурение и нефть. 2016. № 1. С. 60–62.
13. *Смоляк С.А., Закиров С.Н., Индрупский И.М.* и др. Актуальные проблемы стоимостной оценки извлекаемых запасов нефти и газа // Вестник РАН. 2018. Т. 88, № 1. С. 10–27. <https://doi.org/10.7868/S0869587318010024>
14. *Шуклов Л.В.* Резерв по восстановлению окружающей среды в нефтегазовой промышленности: практические нюансы расчета // Международный бухгалтерский учет. 2012. № 33(231). С. 12–21.
15. *Краснова Т.Л.* Зарубежная практика формирования ликвидационного фонда на месторождениях нефти и газа // Нефть и газ Западной Сибири: Материалы международной

научно-технической конференции. Т. 5. Проблемы производственного, финансового и социального менеджмента в топливно-энергетическом комплексе. Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. С. 106–108.

16. Стровский В.Е., Косолапов О.В. Специфические особенности постановки ликвидационных работ и их финансирования // Известия вузов. Горный журнал. 2015. № 8. С. 35–43.

17. Иванов А.Е. Учет оценочных обязательств по предстоящей ликвидации основных средств в 2017 и 2018 гг.: новации проекта Федерального стандарта бухгалтерского учета «Основные средства» // Международный бухгалтерский учет. 2017. Т. 20, № 9(423). С. 532–550. <https://doi.org/10.24891/ia.20.9.532>

18. Гаврилина Е.А. Правовой режим вывода морских нефтегазовых объектов из эксплуатации // Нефть, газ и право. 2017. № 4. С. 29–36.

19. Земцов А.А., Кукушкина Н.С. Практика признания и оценки ликвидационных обязательств (Asset Retirement Obligations – ARO) по выводу объектов из эксплуатации и рекультивации нарушенных земель в угледобывающих организациях, российский и международный опыт // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2017. № 6. С. 264–282.

20. Халидов И.А. Вывод из эксплуатации и формирование резерва по обязательствам восстановления окружающей среды по окончании добычи сырья // Микроэкономика. 2018. № 6. С. 74–81.

21. Медведева Н.В. Резерв на ликвидацию основных средств и восстановление месторождений // Корпоративная финансовая отчетность. Международные стандарты. 2008. № 10. <https://www.cfin.ru/appraisal/other/o&g.shtml> (Дата обращения 20.11.2021).

22. Аракчеев Д.Б., Шахназаров С.Г., Чесалов Л.Е. Особенности государственного учета глубоких скважин в США и накопления связанной с ними информации // Геология нефти и газа. 2019. № 4. С. 79–88. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-4-79-88>

23. Документы МСФО // Министерство финансов РФ. https://minfin.gov.ru/ru/performace/accounting/mej_standart_fo/standard/docs/ (Дата обращения 20.11.2021).

24. Decommissioning guidance for wells and platforms // Bureau of Safety and Environmental Enforcement. Promoting Safety, Protecting the Environment and Conserving Offshore Resources. <https://www.bsee.gov/notices-to-lessees-ntl/ntl-2018-g03-idle-iron-decommissioning-guidance-for-wells-and-platforms> (Дата обращения 20.11.2021).

25. Oil and gas: decommissioning of offshore installations and pipelines: Guidance by Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning // UK Government. <https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-decommissioning-of-offshore-installations-and-pipelines> (Дата обращения 20.11.2021).

26. OSPAR Decision 98/3 on the disposal of disused offshore installations // Ministerial Meeting of the OSPAR Commission, Sintra, 22–23 July 1998. Р. 15–24. <https://www.ospar.org/documents?v=6875> (Дата обращения 20.11.2021).

27. The petroleum tax system // Norwegian Petroleum. <http://www.norskpetroleum.no/en/economy/petroleum-tax/> (Дата обращения 20.11.2021).

28. Михрин Л.М. Предотвращение загрязнения морской среды с судов и морских сооружений. Книга 1. Основные международные, региональные, национальные и российские

документы в области предотвращения загрязнения морской среды с судов и морских сооружений. СПб.: Судостроение, 2005. 368 с.

29. *Михрин Л.М.* Предотвращение загрязнения морской среды с судов и морских сооружений. Книга 2. Технологии и оборудование для предотвращения загрязнения морской среды с судов и морских сооружений. СПб.: Судостроение, 2005. 336 с.

30. *Holland B., Davar M.* Decommissioning in the UK continental shelf: decommissioning security disputes // International Energy Law Review. 2016. 6 p. <http://www.squirepattonboggs.com/-/media/files/insights/publications/2016/10/decommissioning-in-the-uk-continental-shelf/energydecommissioning-in-the-uk-continental-shelf.pdf> (Дата обращения 20.11.2021).

31. Обзор состояния экономики и основных направлений внешнеэкономической деятельности в Норвегии за 2016 г. Осло: Торговое представительство Российской Федерации в Королевстве Норвегия, 2017. 205 с. https://www.polpred.com/upload/pdf/Economics_Norway_2016.pdf (Дата обращения 20.11.2021).

32. *Thornton W.* Technology focus: decommissioning and abandonment // Journal of Petroleum Technology. 2016. Vol. 68, No. 01. P. 80. <https://doi.org/10.2118/0116-0080-JPT>

33. *Кокин В.* Правовые основы нефтяной деятельности в Норвегии // ПравоТЭК. <https://www.lawtek.ru/analytics/20> (Дата обращения 20.11.2021).

34. Система управления ресурсами и запасами углеводородов (PRMS). Версия 1.01. Society of Petroleum Engineers, 2018. 61 с. https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem_V1.01_RUS-FINAL.pdf (Дата обращения 20.11.2021).

35. Методические рекомендации по технико-экономическому обоснованию кондиций для подсчета запасов месторождений твердых полезных ископаемых (кроме углей и горючих сланцев). Москва: Государственная комиссия по запасам полезных ископаемых, 2007. 49 с. https://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/met_rek_tpi_teo_2.pdf (Дата обращения 20.11.2021).

36. Минприроды сообщило о падении запасов нефти и газа на треть за 10 лет // Нефть и капитал. 2021. 10 сентября. <https://oilcapital.ru/news/markets/10-09-2021/minprirody-soobschilo-opadenii-zapasov-nefti-i-gaza-na-tret-za-10-let> (Дата обращения 30.11.2021).

37. *Анашкин О.С., Крюков В.А.* О проблеме ликвидации основных производственных фондов на месторождениях полезных ископаемых // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2012. № 2. С. 18–27.

38. *Смоляк С.А.* Адаптивный механизм формирования ликвидационного фонда // Вестник ЦЭМИ РАН. 2020. Вып. 1. С. 7. <https://doi.org/10.33276/S265838870009990-2>

39. *Смоляк С.А.* О формировании ликвидационного фонда при разработке месторождений полезных ископаемых // Имущественные отношения в Российской Федерации. 2021. № 10(241). С. 51–61.

40. О соглашениях о разделе продукции: Федеральный закон от 30 декабря 1995 г. № 225-ФЗ // Официальный интернет-портал правовой информации. <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102038941>

41. Налоговый кодекс Российской Федерации. Статья 265. Внереализационные расходы. <https://legalacts.ru/kodeks/NK-RF-chast-2/razdel-viii/glava-25/statja-265/> (Дата обращения 20.11.2021).

42. О недрах: Закон РФ от 21 февраля 1992 г. № 2395-1 // Официальный интернет-портал правовой информации. <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102014778>

43. Шандрыгин А.Н. Оценка извлекаемых запасов углеводородов. Нужно ли изобретать велосипед? // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 4(27). С. 10. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art10>

44. Давыдов А.В. Инвентаризация запасов: необходимость системных изменений. Что нужно, а что нет? // Нефтегазовая вертикаль. 2020. № 6. С. 6–12.

45. Сафин Р.Р., Масловский П.А., Хакимов Б.В. Ликвидационные фонды. Проблемы и решения // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2013. № 3. С. 14–17.

46. Законопроект «О ликвидационных фондах недропользователя» // Центр сертификации и лицензирования «Единый стандарт». <https://1cert.ru/novosti/zakonoproekt-o-likvidatsionnykh-fondakh-nedropolzovatelya> (Дата обращения 20.11.2021).

47. Розман М.С., Смоляк С.А., Закиров Э.С. и др. О технико-экономическом обосновании добычи ТрИЗ: как не наступить на старые грабли // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 2(98). С. 62–70.

Analysis of the financial assurance problem for decommissioning of oil and gas wells and facilities

M.S. Rozman^{1*}, S.A. Smolyak², Yu.V. Alekseeva¹, I.M. Indrupskiy¹

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

2 – Central Economics and Mathematics Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia

E-mail: *mrozman@bk.ru

Abstract. The harmful effects of oil and gas projects on the environment are not limited to the production period. Unlike operating production facilities, control over the state of abandoned wells and fields falls on the state. In the Russian Federation, the obligations of subsoil user companies to properly perform decommissioning operations are not legally regulated and financially secured. Based on world experience, the paper analyzes the most common schemes for formation and accounting of financial assurance for decommissioning operations and examines the state of legislative regulation on this problem in Russia and the world. It presents recommendations on state regulation to guarantee full completion of decommissioning operations by subsoil users, improve their quality and monitor the environmental safety of abandoned wells.

Keywords: hydrocarbon field development, subsurface management, decommissioning operations, decommissioning fund, decommissioning costs.

Citation: Rozman M.S., Smolyak S.A., Alekseeva Yu.V., Indrupskiy I.M. Analysis of the financial assurance problem for decommissioning of oil and gas wells and facilities // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 4(35). P. 49–67. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art5> (In Russ.).

References

1. *Medvedev Yu.* Throw it to the wind. Will Europe be able to abandon oil, gas and coal by 2050 // Rossiyskaya Gazeta. 2020. Federal Issue No. 177(8231). <https://rg.ru/2020/08/11/smozhet-li-evropa-k-2050-godu-otkazatsia-ot-nefti-gaza-i-uglia.html> (Accessed on 09.12.2021). (In Russ.).
2. The G7 has agreed to abandon oil and gas // Capital of the Country. 2021. 14 June. https://kapital-rus.ru/articles/article/bolshaya_semerka_dogovorilas_otkazatsya_ot_nefti_i_gaza/ (Accessed on 11.12.2021). (In Russ.).
3. The G7 leaders adopted the final statement of the summit. Climate change // TASS. 2021. 13 June. <https://tass.ru/mezhdunarodnaya-panorama/11638121> (Accessed on 11.12.2021). (In Russ.).
4. *Tikhonov S.* The expert assessed the risks of abandoning oil and gas for Russia // Rossiyskaya Gazeta. 2021. Metropolitan Issue No. 176(8527). <https://rg.ru/2021/08/04/ekspert-ocenil-riski-otkaza-ot-nefti-i-gaza-dlia-rossii.html> (Accessed on 11.12.2021). (In Russ.).
5. Global abandonment of fossil fuels is the fastest way to drive world-scale hunger // The Law of Time. 2021. 12 November. <https://zakonvremeni.ru/analytics/8-4-/52293-globalnyj-otkaz-ot-iskopaemogo-topliva-eto-samyj-bystryj-sposob-organizovat-golod-vsemirnogo-masshtaba.html> (Accessed on 09.12.2021). (In Russ.).
6. *Kutcherov V.G., Bessel V.V.* Oil global geological resources and reserves assessment: myth and reality // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2021. No. 10. P. 13–18. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-10-14-18> (In Russ.).

7. Arise, great country! Oil and gas processing in Russia 2013 // Neftegaz.RU. 2013. 29 December. <http://neftegaz.ru/analisis/view/8146> (Accessed on 20.11.2021). (In Russ.).
8. State report “On the state and usage of mineral resources of the Russian Federation in 2019” // Ministry of Natural Resources and Environment of the Russian Federation <https://www.rosnedra.gov.ru/article/13175.html> (Accessed on 20.11.2021). (In Russ.).
9. What are the dangers of abandoned mines? What troubles threaten the Don region? Argumenty i Fakty-on-Don. 2020. No. 16. https://rostov.aif.ru/society/details/chem_opasny_zabroshennye_shahty_kakie_nepriyatnosti_grozyat_donskomu_krayu (Accessed on 30.11.2021). (In Russ.).
10. Kondratenko E.V., Kazakov V.M., Yermolaev A.I. About liquidation and preservation of chinks// Oil, Gas and Business. 2011. No. 5. P. 17–21. (In Russ.).
11. Vadimova E. Address and tax – for every well // National Association of Oil and Gas Service. 2021. 18 March. <https://nangs.org/news/upstream/kazhdoy-skvazhine-poadresu-inalogu> (Accessed on 20.11.2021). (In Russ.).
12. Zakirov S.N., Zakirov E.S., Indrupsky I.M., Anikeev D.P. Leakage holes – the path to ecological disaster // Drilling and Oil. 2016. No. 1. P. 60–62. (In Russ.).
13. Smolyak S.A., Zakirov S.N., Indrupskiy I.M. et al. Urgent problems of valuation of recoverable oil and gas reserves // Herald of the Russian Academy of Sciences. 2018. Vol. 88, No. 1. P. 15–27. <https://doi.org/10.1134/S1019331618010057>
14. Shuklov L.V. Provision for environmental restoration in oil and gas field: practical nuances of calculation // International Accounting. 2012. No. 33(231). P. 12–21. (In Russ.).
15. Krasnova T.L. Foreign practice of decommissioning fund formation in oil and gas fields // Oil and Gas of Western Siberia: Proceedings of the International Scientific and Technical Conference. Vol. 5. Issues of industrial, financial and social management in the fuel and energy complex. Tyumen: TyumSOGU, 2015. P. 106–108. (In Russ.).
16. Strovskii V.E., Kosolapov O.V. Characteristic features of abandonment works performance and financing // News of the Higher Institutions. Mining Journal. 2015. No. 8. P. 35–43. (In Russ.).
17. Ivanov A.E. Accounting for estimated liabilities for the upcoming disposals in 2017 and 2018: the draft federal accounting standard fixed assets innovations // International Accounting. 2017. Vol. 20, No. 9(423). P. 532–550. (In Russ.).
18. Gavrilina E.A. Legal regulation of decommissioning of oil and gas offshore facilities // Oil, Gas & Law Journal. 2017. No. 4. P. 29–36. (In Russ.).
19. Zemtsov A.A., Kukushkina N.S. Practice of recognition and measurement for asset retirement obligations associate with decommissioning and reclamation of disturbed lands in coal mining companies, Russian and international experience // Mining Informational and Analytical Bulletin. 2017. No. 6. P. 264–282. (In Russ.).
20. Halidov I.A. Decommissioning and the formation of a reserve according to the obligations of environmental restoration upon completion of raw materials extraction // Mikroekonomika. 2018. No. 6. P. 74–81. (In Russ.).
21. Medvedeva N.V. Reservation of fixed assets for decommissioning and restoration of fields // Corporate Financial Statements. International Standards. 2008. No. 10. <https://www.cfin.ru/appraisal/other/o&g.shtml> (Accessed on 20.11.2021). (In Russ.).

22. *Arakcheev D.B., Shakhnazarov S.G., Chesalov L.E.* Specifics of the US state system of deep wells recording and accumulation of information associated with them // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2019. No. 4. P. 79–88. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-4-79-88> (In Russ.).
23. IFRS documents // Ministry of Finance of the Russian Federation. https://minfin.gov.ru/ru/performace/accounting/mej_standart_fo/standard/docs/ (Accessed on 20.11.2021). (In Russ.).
24. Decommissioning guidance for wells and platforms // Bureau of Safety and Environmental Enforcement. Promoting Safety, Protecting the Environment and Conserving Offshore. <https://www.bsee.gov/notices-to-lessees-ntl/ntl-2018-g03-idle-iron-decommissioning-guidance-for-wells-and-platforms> (Accessed on 20.11.2021).
25. Oil and gas: decommissioning of offshore installations and pipelines: Guidance by Offshore Petroleum Regulator for Environment and Decommissioning // UK Government. <https://www.gov.uk/guidance/oil-and-gas-decommissioning-of-offshore-installations-and-pipelines> (Accessed on 20.11.2021).
26. OSPAR Decision 98/3 on the disposal of disused offshore installations // Ministerial Meeting of the OSPAR Commission, Sintra, 22–23 July 1998. P. 15–24. <https://www.ospar.org/documents?v=6875> (Accessed on 20.11.2021).
27. The petroleum tax system // Norwegian Petroleum. <http://www.norskpetroleum.no/en/economy/petroleum-tax/> (Accessed on 20.11.2021).
28. *Mikhrin L.M.* Prevention of pollution of the marine environment from ships and offshore facilities. Book 1. The main international, regional, national and Russian documents in the field of preventing pollution of the marine environment from ships and offshore facilities. St. Petersburg: Sudostroenie, 2005. 368 p. (In Russ.).
29. *Mikhrin L.M.* Prevention of pollution of the marine environment from ships and offshore facilities. Book 2. Technologies and equipment for preventing pollution of the marine environment from ships and offshore facilities. St. Petersburg: Sudostroenie, 2005. 336 p. (In Russ.).
30. *Holland B., Davar M.* Decommissioning in the UK continental shelf: decommissioning security disputes // International Energy Law Review. 2016. 6 p. <http://www.squirepattonboggs.com/-/media/files/insights/publications/2016/10/decommissioning-in-the-uk-continental-shelf/energydecommissioning-in-the-uk-continental-shelf.pdf> (Accessed on 20.11.2021).
31. Review of economy and main directions of foreign economic activities in Norway in 2016. Oslo: Trade Representation of the Russian Federation in the Kingdom of Norway, 2017. 205 p. https://www.polpred.com/upload/pdf/Economics_Norway_2016.pdf (Accessed on 20.11.2021). (In Russ.).
32. *Thornton W.* Technology focus: decommissioning and abandonment // Journal of Petroleum Technology. 2016. Vol. 68, No. 01. P. 80. <https://doi.org/10.2118/0116-0080-JPT>
33. *Kokin V.* Legal bases of oil activities in Norway // LawTEK. <https://www.lawtek.ru/analytics/20> (Accessed on 20.11.2021). (In Russ.).
34. Petroleum Resources Management System (PRMS). Version 1.01. Society of Petroleum Engineers, 2018. 61 p. https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem_V1.01_RUS-FINAL.pdf (Accessed on 20.11.2021). (In Russ.).
35. Methodical recommendations on the economic assessment of cutoffs for calculating reserves of solid mineral deposits (excluding coal and shale). Moscow: State Commission on Mineral Reserves, 2007. 49 p. https://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/docs/met_rek_tpi_teo_2.pdf (Accessed on 30.11.2021). (In Russ.).

36. Ministry of Natural Resources and Environment reported a drop in oil and gas reserves by a third in 10 years // Oil&Capital. 2021. 10 September. <https://oilcapital.ru/news/markets/10-09-2021/minprirody-soobschilo-o-padenii-zapasov-nefti-i-gaza-na-tret-za-10-let> (Accessed on 30.11.2021). (In Russ.).
37. *Anashkin O.S., Kryukov V.A.* Concerning the problem of the disposal of fixed capital assets at mineral deposits // Mineral Resources of Russia. Economics and Management. 2012. No. 2. P. 18–27. (In Russ.).
38. *Smolyak S.A.* Adaptive mechanism for abandonment fund forming // Herald of CEMI RAS. 2020. Iss. 1. P. 7. <https://doi.org/10.33276/S265838870009990-2> (In Russ.).
39. *Smolyak S.A.* On the abandonment fund forming in the development of mineral, oil and gas deposit // Property Relations in the Russian Federation. 2021. No. 10(241). P. 51–61. (In Russ.).
40. On Production Sharing Agreements: Federal Law of 30 December 1995 No. 225-FZ // Official Internet Portal of Legal Information. <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102038941> (In Russ.).
41. Tax Code of the Russian Federation. Article 265. Non-Operating Expenses. <https://legalacts.ru/kodeks/NK-RF-chast-2/razdel-viii/glava-25/statja-265/> (Accessed on 20.11.2021). (In Russ.).
42. On Subsurface Resources: Law of 21 February 1992 No. 2395-1 // Official Internet Portal of Legal Information <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102014778> (In Russ.).
43. *Shandrygin A.N.* Evaluation of recoverable hydrocarbon reserves. Do we need to reinvent the wheel? // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 4(27). P. 10. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-27.art10> (In Russ.).
44. *Davydov A.V.* Inventory of resources: the need for systemic changes. What is needed and what is not? // Oil and Gas Vertical. 2020. No. 6. P. 6–12. (In Russ.).
45. *Safin R.R., Maslovsky P.A., Khakimov B.V.* Abandonment funds. Problems and solutions // Mineral Resources of Russia. Economics and Management. 2013. No. 3. P. 14–17. (In Russ.).
46. The draft law “On Liquidation Funds of Subsoil Users” will hit the budgets of mining companies // Edinyi Standart Certification and Licensing Center. <https://1cert.ru/novosti/zakonoproekt-olikvidatsionnykh-fondakh-nedropolzovatelya> (Accessed on 20.11.2021). (In Russ.).
47. *Rozman M.S., Smolyak S.A., Zakirov E.S. et al.* On the feasibility study for the extraction of hard-to-recover reserves: how not to step on the same rake // Business Magazine Neftegaz.RU. 2020. No. 2(98). P. 62–70. (In Russ.).

Анализ существующих технологий переработки нефтяного шлама в полимерные добавки для асфальтобетона

Т.П. Глум*, С.О. Меньшиков**, Ю.Д. Смирнов***

Санкт-Петербургский горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

E-mail: *tikhonglum@gmail.com, **stepan47@bk.ru, ***smirnov_yud@pers.spmi.ru

Аннотация. В статье рассмотрены известные сведения об основном виде отходов нефтедобывающей отрасли – нефтяном шламе. Представлены и проанализированы существующие способы и технологии переработки нефтяного шлама в полимерные добавки для асфальтобетона. Выявлены основные проблемы и недостатки рассмотренных в исследовании способов переработки нефтяного шлама.

Ключевые слова: нефтяной шлам, шламовый амбар, отходы нефтедобычи, переработка нефтяного шлама, асфальтобетон, полимерная добавка.

Для цитирования: Глум Т.П., Меньшиков С.О., Смирнов Ю.Д. Анализ существующих технологий переработки нефтяных шламов в полимерные добавки для асфальтобетона // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 4(35). С. 68–77. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art6>

Введение

Нефтяные шламы – отходы, образующиеся на всех этапах добычи, транспортировки и переработки нефти – это сложные физико-химические смеси, включающие нефтепродукты, механические примеси (глины, окислы металлов, песок) и воду. Стабилизация смесей достигается присутствием газообразных компонентов, то есть продуктов биологического разрушения органических веществ [1].

Большие объемы, необходимость выделения дополнительных площадей для хранения, негативное воздействие на окружающую среду – это только часть серьезных проблем, которые нефтяной шлам создает на нефтедобывающих предприятиях. На территории Российской Федерации ежегодно образуется более 3 млн т нефтеотходов, причем, в зависимости от условий добычи,

средние объемы нефтяных шламов с одного месторождения могут достигать 20 000 м³ в год [2].

Основные проблемы, связанные с хранением нефешламовых отходов [3]:

1. Высокая обводненность нефтяных шламов непосредственно при их образовании.

Высокий процент содержания воды в отходах, направляемых на хранение, приводит к тому, что вместе со шламом в амбаре хранится много жидкости.

2. Содержание в смеси $Al_2(SO_4)_3$, $FeCl_3$, $Ca(OH)_2$, полиакриламида.

Указанные химические вещества являются токсичными и представляют повышенную опасность для окружающей среды, а также для здоровья человека [4].

3. Риск инфильтрации в окружающую среду.

Отходы попадают за пределы шламового амбара, в том числе, в результате перелива из хранилища при попадании атмосферных осадков и увеличении объема жидкой составляющей шлама. Как правило, это вызвано плохим состоянием стенок шламовых амбаров. Попадая в почву, содержащиеся в отходах углеводороды загрязняют ее, выводят из народнохозяйственного оборота, [5], требуют рекультивации – сложного и дорогостоящего процесса, особенно в условиях сурового климата.

В настоящее время на предприятиях нефтедобывающего производства, охватывающих полный цикл добычи, транспортировки, переработки и т.д., возникает потребность в большом объеме работ по строительству автотранспортных магистралей. Вероятно, переработка отходов позволит предприятиям использовать их составляющие в сооружении дорожного

покрытия, минимизировать технологические потери нефти, а также снижать негативное воздействие на окружающую среду [6, 7].

Целью работы является обзор и анализ существующих технологий переработки нефтяных шламов.

Свойства и состав нефтяных шламов

По токсичности нефтяные шламы являются промышленными отходами 3-го класса опасности [8], что подтверждает необходимость их утилизации или переработки [9].

Нефтяные шламы содержат: нефтепродукты, механические примеси, воду, неорганическую часть (кислород, кремний, алюминий, железо), органическую часть (ароматические углеводороды, парафины, тяжелые фракции нефти), а также минералы (кварц, кальцит, галит, полевые шпаты, гематит) [10, 11].

На рис. 1 приводится схема пруда-отстойника шламового амбара [7].



Рис. 1. Схема пруда-отстойника шламового амбара [7]

Особую ценность для технологий переработки имеет слой 6 (битумно-шламовый), представляющий из себя вязкую пасту, богатую ароматическими углеводородами.

По ходу естественного испарения влаги из шламонакопителя теряется

жидкотекучая часть нефтяного шлама. В результате формируется смесь из отходов разной степени пластиичности.

Нефтяной шлам бывает нескольких видов. Фазовые характеристики нефтеотходов приведены в табл. 1.

Таблица 1

Продукты первичной обработки сырой нефти [12]

| № | Происхождение отходов | Начальное фазовое состояние |
|---|---|--------------------------------|
| 1 | Нефтесодержащие осадки из очистных сооружений | Полужидкое, влажность 85-97% |
| 2 | Жидкие нефтеотходы из очистных сооружений | Жидкое, влажность до 75% |
| 3 | Шламы из прудов-накопителей нефтеперерабатывающего цеха | Полужидкое, влажность до 75% |
| 4 | Верхний слой шлама из прудов-накопителей нефтеперерабатывающего цеха | Жидкое, влажность 85,5-91% |
| 5 | Нефтесодержащие осадки из кустовых сооружений и очистных сооружений крупных предприятий | Полужидкое, влажность 80-87,5% |

Интерес для исследования вызывают шламы из прудов-накопителей нефтеперерабатывающего цеха, в том числе верхний слой такого шлама. Это вызвано тем, что наибольшее количество нефтяного шлама образуется на первом этапе нефтепереработки [13].

Переработка нефтяных шламов

Существуют два основных способа взаимодействия с промышленными отходами в любом горном производстве:

1. Захоронение;
2. Переработка.

Захоронение – это изоляция отходов, не подлежащих дальнейшей утилизации, в специальных хранилищах с целью предотвращения попадания содержащихся в них вредных веществ в окружающую среду [14].

Применяемый в настоящее время подход к захоронению отходов не соответствует современным экологическим стандартам Российской Федерации. Отказ от используемого метода обращения с отходами заложен в Национальный проект «Экология» [15].

Переработка – это использование отходов для производства продукции, включая их повторное применение (рециклинг), возврат в производственный цикл после соответствующей подготовки (регенерация), извлечение полезных компонентов для их повторного применения (рекуперация) [14].

Основные методы переработки нефтяных шламов представлены в табл. 2, составленной авторами по материалам статьи Афанасьева С.В., Паис М.А. и др. [7].

Таблица 2

Способы переработки нефтяного шлама

| № п/п | Способ | Суть процесса | Преимущества | Недостатки |
|----------|-------------------|--|--|--|
| 1 | Термический | Сжигание в печах, открытых амбара | – простое техническое оформление; – низкая цена; | – невозможность использования при содержании фосфора, галогенов, серы; |
| 2 | Физический | Гравитационное отстаивание, разделение фильтрованием, экстракция | – большой опыт применения; – невысокая стоимость реагентов (в случае экстракции); | – образование многотоннажных неутилизируемых отходов; – низкая эффективность метода; |
| 3 | Химический | Нейтрализация реагентом (как правило, оксидом щелочноземельных металлов) | – высокая скорость очистки; | – высокий расход реагентов; – образуются токсичные отходы; |
| 4 | Физико-химический | Коагуляция | – высокая эффективность; | – высокий расход реагентов, следовательно, высокая цена; – невозможность применения для трудно-расслаиваемых высоковязких нефтешламов с повышенным содержанием парафинов и асфальтенов; |
| 5 | Биологический | Микробиологическое разложение, биотермическое разложение | – простое техническое оформление; – безвредно для экосистем; | – крайне низкая скорость процесса; |

Существующие способы переработки нефтяных шламов имеют ряд ключевых недостатков [16]:

– в результате переработки отходы не могут быть использованы как полезный продукт;

– переработка требует большого расхода вспомогательных реагентов.

В результате проведения патентного поиска были найдены существующие способы и технологии переработки нефтяного шлама (табл. 3).

Таблица 3

Отечественные патенты на изобретения способов и технологий переработки нефтяных шламов

| Патент на изобретение | Суть способа | Источник |
|--|---|----------|
| 1 | 2 | 3 |
| Патент RU 2217476 С1. Способ обработки нефтесодержащих шламов. Патентообладатель: ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина, 2007 | Способ заключается в разбавлении нефтешлама нефтью, нагреве и разделении в трехфазной декантерной центрифуге на нефть, воду и концентрат механических примесей. Остаточную воду из нефти отгоняют с легкими углеводородами. Часть нагретой нефти возвращают на обработку поступающего нефтешлама. Твердую фазу разделяют на два потока: очищенную твердую фазу и отработанный дистиллят | [17] |

Продолжение таблицы 3

| 1 | 2 | 3 |
|--|--|------|
| Патент на полез. модель RU 69065 U1. Технологический комплекс по переработке нефтесодержащих отходов. Патентообладатель: ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», 2007 | Нефтесодержащие отходы – нефтешламы, извлекаемые из пруда с помощью устройства, поочередно загружают через люки в одну из двух и более приемных емкостей, снабженных перемешивающими устройствами, пароподогревателями, расположенными вдоль стенок приемных емкостей и системами контроля температуры и уровня | [18] |
| Патент RU 2353642 C1. Способ утилизации нефтезагрязненного проппанта. Патентообладатель: ГОУ ВПО «Тюменский государственный университет», 2009 | Способ утилизации нефтезагрязненного проппанта на существующем оборудовании, включающий отмывку проппанта в моющем растворе с использованием поверхностно-активных веществ при вращательном перемешивании до полного очищения от нефтепродуктов, сушку при температуре 100–300 °C, нанесение на прогретые до температуры 120–180 °C гранулы проппанта покрытия – фенол-формальдегидной смолы-новолачной с последующим остыванием, отверждением и фракционированием и использование полученного проппанта при гидравлическом разрыве пласта | [19] |
| Патент RU 2465219 C2. Способ утилизации нефтешлама из шламонакопителя. Патентообладатель – ООО «КОАТЕК», 2012 | Способ утилизации нефтешлама включает подачу в шламонакопитель через парораспределитель и активные сопла паровых эжекторов пара. В поток периодически с помощью дозатора впрыскивают дозированное количество деэмульгатора. Затем происходит активное перемешивание в эжекторе нефтешлама, донного осадка и пара | [20] |
| Патент RU 2656673 C2. Способ гидрогенизационной переработки нефтяного шлама. Патентообладатель: ПАО «Электрогорский институт нефтепереработки», 2018 | Для подготовки нефтяного шлама осуществляют его контакт с растворителем в экстракторе, экстракцию при постоянном перемешивании и продувке инертным газом, выделение из экстракта воды, части растворителя и фракции легких углеводородов, кипящих до 350 °C. Остальную часть экстракта отстаиванием и декантацией разделяют на жидкую органическую фазу и осадок. Последний направляют на повторную экстракцию | [21] |

Изучение известных патентов выявило следующие проблемы:

1. Переработка нефтяного шлама предполагает расход дорогостоящих реагентов в крупном объеме;
2. Образование токсичных экстрагентов в результате переработки

нефтяного шлама является серьезной экологической задачей, решение которой на сегодняшний день отсутствует;

3. Получаемые в процессе переработки полимеры не могут быть использованы при строительстве автодорог [22].

Это обуславливает необходимость разработки новых технологий переработки нефтяных шламов, поиска технических решений для получения битумно-полимерных добавок для асфальтобетона.

Асфальтобетон представляет собой многокомпонентную смесь для строительства автодорог, включающую в себя минеральные компоненты, а также связующие органические добавки. Различные добавки улучшают общее качество дорожного полотна, например, снижают степень воздействия на них атмосферных осадков [23].

Суть технологии производства асфальтобетонной смеси состоит в перемешивании определенных компонентов в нагретом состоянии [24] и добавления модифицирующих компонентов.

Органические добавки повышают устойчивость асфальтобетона на сдвиг, упругость при нагреве, стойкость к образованию трещин [23], выступают в качестве вяжущего материала.

К основным преимуществам переработки шлама в полимерную добавку для асфальтобетона можно отнести:

– трансформацию отходов в полезный продукт, что повышает эффективность предприятия и снижает издержки;

– повышение экологичности производства.

Ожидаемые недостатки метода переработки шлама в полимерную добавку:

– небольшой опыт применения технологий по переработке нефтяных шламов в полимерно-битумные добавки для асфальтобетона на предприятиях добычи нефти в Российской Федерации,

– необходимость перестраивания всей цепи обращения с отходами на предприятии.

Выводы

Нефтяной шлам является одним из самых объемных видов отходов нефтяной промышленности.

Все известные способы переработки нефтяного шлама имеют недостатки.

Дальнейшие исследования авторов предполагают разработку методики получения полимерных добавок для асфальтобетона из отходов нефтяной промышленности с проведением лабораторных исследований.

Литература

1. Кунаков К.О., Крючков М.В. Анализ нефтяных шламов с применением амперометрических ионоселективных электродов // Записки Горного института. 2008. Т. 174. С. 215–216.
2. Коршунова Т.Ю., Логинов О.Н. Нефешламы: состояние проблемы в Российской Федерации и методы снижения их воздействия на окружающую среду // Экобиотех. 2019. Т. 2, № 1. С. 75–85. <https://doi.org/10.31163/2618-964X-2019-2-1-75-85>
3. Гронь В.А., Коростовенко В.В., Шахрай С.Г. и др. Проблема образования, переработки и утилизации нефешламов // Успехи современного естествознания. 2013. № 9. С. 159–162.
4. Стриженок А.В. Экологическая оценка хранилищ нефтяного шлама как источника воздействия на приземную атмосферу // Наука XXI века: новый подход: Материалы XXV молодежной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых, г. Санкт-Петербург, Россия, 11–12 ноября 2020. Моррисвилль: Лулу Пресс, 2020. С. 48–52.

5. *Bykova M.V., Alekseenko A.V., Pashkevich M.A., Drebennstedt C.* Thermal desorption treatment of petroleum hydrocarbon-contaminated soils of tundra, taiga, and forest steppe landscapes // Environmental Geochemistry and Health. 2021. Vol. 43, No. 6. P. 2331–2346. <https://doi.org/10.1007/s10653-020-00802-0>
6. *Решетов В.А., Павлов В.Т., Павлов А.Т. и др.* Пат. RU 2193578 C2. Способ переработки нефтесодержащих шламов. № 2000122265/04; Заявл. 24.08.2000; Опубл. 27.11.2002 // Изобретения. Полез. модели. 2002. Бюл. № 33. <http://www.fips1.ru>
7. *Афанасьев С.В., Паис М.А., Носарев Н.С.* Нефтешламы как вторичное сырье // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2020. № 3,5 (99.5). С. 86–92.
8. Об утверждении Федерального классификационного каталога отходов: Приказ Росприроднадзора от 22.05.2017 № 242 (ред. от 04.10.2021) // Консультант Плюс. http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_218071/
9. *Крыса В.В., Малышкин М.М.* Методика определения класса опасности соленых буровых шламов // Записки Горного института. 2013. Т. 203. С. 50–54.
10. *Ишков А.Г., Акопова Г.С., Козлов С.И. и др.* Установки для утилизации нефтешламов // Экология и промышленность России. 2012. № 9, С. 18–23.
11. *Соловьев А.А.* Переработка нефтешламов с использованием химических и биологических методов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2012. № 5. С. 30–39.
12. *Пальгунов П.П., Сумарков М.В.* Утилизация промышленных отходов М.: Стройиздат, 1990. 352 с.
13. *Strizhenok A.V., Ivanov A.V.* Monitoring of air pollution in the area affected by the storage of primary oil refining waste // Journal of Ecological Engineering. 2021. Vol. 22, No. 1. P. 60–67. <https://doi.org/10.12911/22998993/128873>
14. Об отходах производства и потребления: Федеральный закон от 24 июня 1998 г. № 89-ФЗ // Официальный интернет-портал правовой информации. <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102053807>
15. Национальный проект «Экология» 2019–2024 // Стратегия 24 – общероссийская цифровая платформа. <https://strategy24.ru/rf/ecology/projects/natsional-nyy-proyekt-ekologiya> (Дата обращения 24.09.2021).
16. *Суфиянов Р.Ш., Фассахов Р.Х., Сахапов Я.М. и др.* К проблеме обезвреживания нефтяных шламов // Известия вузов. Нефть и газ. 2005. № 6. С. 117–120.
17. *Губайдуллин Ф.Р., Сахабутдинов Р.З., Исмагилов И.Х. и др.* Пат. RU 2217476 C1. Способ обработки нефтесодержащих шламов. № 2002114896/04; Заявл. 05.06.2002; Опубл. 27.11.2003 // Изобретения. Полез. модели. 2003. Бюл. № 33. <http://www.fips1.ru>
18. *Вацук В.И., Меламед Б.Г., Калинин Н.Ф. и др.* Пат. на полез. модель RU 69065 U1. Технологический комплекс по переработке нефтесодержащих отходов. № 2007126230/22; Заявл. 09.07.2007; Опубл. 10.12.2007 // Изобретения. Полез. модели. 2007. Бюл. № 34. <http://www.fips1.ru>
19. *Рядинский В.Ю., Антропов А.А.* Пат. RU 2353642 C1. Способ утилизации нефезагрязненного проппанта. № 2007127970/03; Заявл. 20.07.2007; Опубл. 27.04.2009 // Изобретения. Полез. модели. Бюл. № 12. <http://www.fips1.ru>

20. *Исъянов Ф.Т., Корх Л.М.* Пат. RU 2465219 С2. Способ утилизации нефтешлама из шламонакопителя. № 2010138834/05; Заявл. 21.09.2010; Опубл. 27.10.2012 // Изобретения. Полез. модели. 2012. Бюл. № 30. <http://www.fips1.ru>
21. *Хаджисев С.Н., Кадиев Х.М., Окнина Н.В.* и др. Пат. RU 2656673 С2. Способ гидрогенизационной переработки нефтяного шлама. № 2016140318; Заявл. 13.10.2016; Опубл. 06.06.2018 // Изобретения. Полез. модели. 2018. Бюл. № 16. <http://www.fips1.ru>
22. ГОСТ 22245-90. Битумы нефтяные дорожные вязкие. Технические условия. М.: ИПК Издательство стандартов, 1996. 9 с.
23. Роль добавок в асфальтобетоне // Асфальтобетонный завод «АБ Столичный». <https://ab-stolichny.com.ua/ru/rol-dobavok-v-asfaltobetone.html> (Дата обращения 24.09.2021).
24. ГОСТ 9128-2013. Смеси асфальтобетонные, полимерасфальтобетонные, асфальтобетон, полимерасфальтобетон для автомобильных дорог и аэродромов. Технические условия. М.: Стандартинформ, 2014. 51 с.

Analysis of existing technologies for processing oil sludge into polymer additives for asphalt concrete

T.P. Glum*, S.O. Menshikov, Yu.D. Smirnov*****

Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia

E-mail: *tikhonglum@gmail.com, **stepan47@bk.ru, ***smirnov_yud@pers.spmi.ru

Abstract. The article deals with the known information about the main type of oil industry waste – oil sludge. Existing methods and technologies of oil sludge processing into polymer additives for asphalt concrete are presented and analyzed. The main problems and shortcomings of the methods of oil sludge processing considered in the study are revealed.

Keywords: oil sludge, sludge pit, oil production waste, oil sludge processing, asphalt concrete, polymer additive.

Citation: Glum T.P., Menshikov S.O., Smirnov Yu.D. Analysis of existing technologies for processing oil sludge into polymer additives for asphalt concrete // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 4(35). P. 68–77. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-35.art6> (In Russ.).

References

1. *Kunakov K.O., Kryuchkov M.V.* Analysis of oil sludge using amperometric ion-selective electrodes // Journal of Mining Institute. 2008. Vol. 174. P. 215–216. (In Russ.).
2. *Korshunova T.Yu., Loginov O.N.* Oil sludge: conditions of the problem in the Russian Federation and methods to reduce their negative influence on the environment // Ecobiotech. 2019. Vol. 2, No. 1. P. 75–85. <https://doi.org/10.31163/2618-964X-2019-2-1-75-85> (In Russ.).
3. *Gron V.A., Korostovenko V.V., Shakhray S.G.* et al. Problems of formation, processing and disposal of oil sludge // Advances in Current Natural Sciences. 2013. No. 9, P. 159–162. (In Russ.).
4. *Strizhenok A.V.* Ecological assessment of oil sludge storage facilities as a source of impact on the surface atmosphere // Science of the XXI Century: A New Approach: Proceedings of the XXV Youth International Scientific-Practical Conference of Students and Young Scientists, St. Petersburg, Russia, 11–12 November 2020. Morrisville, NC: Lulu Press, 2020. P. 48–52. (In Russ.).
5. *Bykova M.V., Alekseenko A.V., Pashkevich M.A., Drebendstedt C.* Thermal desorption treatment of petroleum hydrocarbon-contaminated soils of tundra, taiga, and forest steppe landscapes // Environmental Geochemistry and Health. 2021. Vol. 43, No. 6. P. 2331–2346. <https://doi.org/10.1007/s10653-020-00802-0>
6. *Reshetov V.A., Pavlov V.T., Pavlov A.T.* et al. Pat. RU 2193578 C2. Method of processing oil-containing sludges. No. 2000122265/04; Appl. 24.08.2000; Publ. 27.11.2002 // Inventions. Useful models. 2002. Bull. No. 33. <http://www.fips1.ru>
7. *Afanasiev S.V., Pais M.A., Kosarev N.V.* The sludge as secondary raw materials // Business Magazine Neftegaz.RU. 2020. No. 3, 5 (99.5). (In Russ.).
8. On the approval of the Federal Waste Classification Catalogue: Order of the Federal Service for Supervision of Natural Resources and Environment from 22.05.2017 No. 242 (ed. 04.10.2021) // Consultant Plus. http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_218071 (In Russ.).

9. *Krysa V.V., Malyshkin M.M.* Method for determination of wasted hazard class of salty drill cuttings // Journal of Mining Institute. 2013. Vol. 203. P. 50–54. (In Russ.).
10. *Ishkov A.G., Akopova G.S., Kozlov S.I.* et al. Plants for oil sludge recycling // Ecology and Industry of Russia. 2012. No. 9. P. 18–23. (In Russ.).
11. *Solovyanov A.A.* Chemical and biological methods of oil sludge treatment // Environmental Protection in Oil and Gas Complex. 2012. No. 5. P. 21–27. (In Russ.).
12. *Palgunov P.P., Sumarkov M.V.* Utilization of industrial waste. Moscow: Stroyizdat, 1990. 352 p. (In Russ.).
13. *Strizhenok A.V., Ivanov A.V.* Monitoring of air pollution in the area affected by the storage of primary oil refining waste // Journal of Ecological Engineering. 2021. Vol. 22, No. 1. P. 60–67. <https://doi.org/10.12911/22998993/128873>
14. On Production and Consumption Wastes: Federal Law from 24 June 1998 No. 89-FZ // Official Internet Portal of Legal Information. <http://pravo.gov.ru/proxy/ips/?docbody=&nd=102053807> (In Russ.).
15. National Ecology Project 2019–2024 // Strategy 24 – All-Russian digital platform. <https://strategy24.ru/rf/ecology/projects/natsional-nyy-proyekt-ekologiya> (Accessed on 24.09.2021). (In Russ.).
16. *Sufiyanov R.S., Fassakhov R.H., Sakhapov I.M.* et al. On the issue of neutralization of oil sludge // Oil and Gas Studies. 2005. No. 6. P. 117–120. (In Russ.).
17. *Gubajdullin F.R., Sakhabutdinov R.Z., Ismagilov I.Kh.* et al. Pat. RU 2217476 C1. Method of oil-bearing slimes refining. No. 2002114896/04; Appl. 05.06.2002; Publ. 27.11.2003 // Inventions. Useful models. 2003. Bull. No. 33. <http://www.fips1.ru>
18. *Vashchuk V.I., Melamed B.G., Kalinin N.F.* et al. Pat. RU 69065 U1. Technological complex for processing oily waste; No. 2007126230/22; Appl. 09.07.2007; Publ. 10.12.2007 // Inventions. Useful models. 2007. Bull. 34. <https://www1.fips.ru> (In Russ.).
19. *Rjadinskij V.J., Antropov A.A.* Pat. RU 2353642 C1. Method of oil-polluted proppant utilization. No. 2007127970/03; Appl. 20.07.2007; Publ. 27.04.2009 // Inventions. Useful models. 2009. Bull. No. 12. <http://www.fips1.ru>
20. *Isjanov F.T., Korkh L.M.* Pat. RU 2465219 C2. Method of recycling oil sludge from sludge collector. No. 2010138834/05; Appl. 21.09.2010; Publ. 27.10.2012 // Inventions. Useful models. 2012. Bull. No. 30. <http://www.fips1.ru>
21. *Khadzhiev S.N., Kadiev Kh.M., Oknina N.V.* et al. Pat. RU 2656673 C2. Method of hydrogenization processing of oil sludge. No. 2016140318; Appl. 13.10.2016; Publ. 06.06.2018 // Inventions. Useful models. 2018. Bull. No. 16. <http://www.fips1.ru>
22. GOST 22245-90. Viscous petroleum road bitumens. Specifications. Moscow: Standards Publ. House, 1996. 9 p. (In Russ.).
23. The role of additives in asphalt concrete // AB Stolichny Asphalt Plant. <https://ab-stolichny.com.ua/ru/rol-dobavok-v-asfaltobetone.html> (Accessed on 24.09.2021).
24. GOST 9128-2013. Asphaltic concrete and polymer asphaltic concrete mixtures, asphaltic concrete and polymer asphaltic concrete for road and aerodromes. Specifications. Moscow: Standartinform, 2014. 51 p. (In Russ.).