

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

Научное сетевое издание

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук



ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Scientific online journal

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

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

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

Главный редактор

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

Редакционный совет

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

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

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

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

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

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

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

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

Редакционная коллегия

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Редакция

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

Адрес редакции:

119333, РФ, Москва,
ул. Губкина, д. 3

Тел. редакции: +7(499)135-71-81, +7(499)135-60-51
E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

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

Издание открытого доступа.

Все статьи рецензируются и публикуются бесплатно.

Периодичность выпуска издания – 4 раза в год.

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

Издание индексируется в РИНЦ.

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

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

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

Содержание

4(39) 2022

Экспериментальные и теоретические исследования термодинамических свойств и фазовых превращений УВ смесей

Курьяков В.Н. Высокомолекулярные н-алканы. Перспективные теплоносители повышенной эффективности 3

Мачулин Л.В., Проуторов С.В. Исследование влияния структуры углеводородов на температурный инкремент индекса Ковача и его использование при идентификации компонентов жидких углеводородных флюидов 14

Современные методы нефтегазовой механики и физики пластовых систем

Химуля В.В., Барков С.О. Анализ изменения внутренней структуры низкопроницаемых пород-коллекторов средствами компьютерной томографии при реализации метода направленной разгрузки пласта 27

Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов

Белкина В.А., Турабаева А.В. Прогноз нефтеносности пород-коллекторов континентального генезиса на примере пласта Ю2/1 Сургутского свода 43

Жилина И.В., Кузнецов Р.О. Нефтегазоносность верхнеуральских и меловых отложений Западной Сибири и дизъюнктивная тектоника 58

Шустер В.Л. Перспективы поисков и освоения крупных месторождений нефти и газа в мегарезервуарах северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции 68

Новые технологии и подходы к разработке нефтяных и газовых месторождений

Индрупский И.М., Аникеев Д.П., Закиров Э.С., Алексеева Ю.В. Учет геомеханических эффектов при моделировании процессов разработки месторождений углеводородов 75

Апасов Т.К., Грачев С.И., Кудяров А.Г. Влияние фильтрационно-емкостной неоднородности низкопроницаемых коллекторов на локализацию запасов нефти на поздней стадии разработки 103

Демьяновский В.Б. Исследование возможности проектирования и изготовления лабораторных моделей керна методом 3D-проектирования и 3D-печати 117

Экологический мониторинг и промышленная безопасность нефтегазовых объектов

Корниенко С.Г. Опыт использования снимков со спутников Landsat для характеристики трансформаций напочвенного покрова на участке «Бованенково–Байдарацкая Губа» трассы магистрального газопровода «Бованенково–Ухта» 126

Обзоры

Тупысев М.К. Влияние техногенных геодинамических процессов при разработке нефтегазовых месторождений на надежность скважин (обобщение) 148

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

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

Editorial Board

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Editorial Staff

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

Editorial address:

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

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

An open access journal.

No fee for publication and for peer-review.

Publication frequency: 4 issues per year.

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

Indexed in the Russian Science Citation Index.

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

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

Cover design: P. Seliverstova

Cover photo: S. Seliverstov

Contents

4(39) 2022

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

Kuryakov V.N. High molecular weight n-alkanes. Promising heat carriers of increased efficiency 3

Machulin L.V., Proutorov S.V. Study of the influence of hydrocarbon structure on the temperature increment of the Kovats index and its application for the components of liquid hydrocarbon fluids identification 14

Current methods of oil and gas mechanics and physics of reservoir systems

Khimulia V.V., Barkov S.O. Analysis of changes in the internal structure of low-permeability reservoir rocks by means of computed tomography after implementation of the directional unloading method 27

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

Belkina V.A., Turabaeva A.V. Forecast of oil content of reservoir rocks of continental genesis: case study of the layer J2/1 within the Surgut arch 43

Zhilina I.V., Kuznetsov R.O. Oil and gas content of the Upper Jurassic and Cretaceous deposits of Western Siberia and fault tectonics 58

Shuster V.L. Prospects for the exploration and development of large oil and gas deposits in megareservoirs of the West Siberian oil and gas province 68

New technologies and approaches to oil and gas field development

Indrupskiy I.M., Anikeev D.P., Zakirov E.S., Alekseeva Yu.V. Consideration of geomechanical effects in reservoir simulation for hydrocarbon field development 75

Apasov T.K., Grachev S.I., Kudiarov A.G. The influence of porosity and permeability heterogeneity of low permeable reservoirs on the localization of oil reserves in the late stage of development 103

Demyanovskiy V.B. Study of the possibility of designing and manufacturing laboratory models of the core by 3D design and 3D printing 117

Environmental monitoring and industrial security of oil and gas facilities

Kornienko S.G. Using images from Landsat satellites to characterize the transformations of the ground cover at the Bovanenkovo–Baydaratskaya Bay section of the route of the Bovanenkovo–Ukhta gas pipeline 126

Reviews

Tupysev M.K. The influence of technogenic geodynamic processes during oil and gas field development on the reliability of wells (generalization) 148

Высокомолекулярные *н*-алканы. Перспективные теплоносители повышенной эффективности

В.Н. Курьяков

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

E-mail: Vladimir.kuryakov@ipng.ru

Аннотация. В работе приводятся результаты исследования фазового поведения пяти *н*-алканов $C_{34}H_{70}$ (*n*-tetratriacontane), $C_{36}H_{74}$ (*n*-hexatriacontane), $C_{38}H_{78}$ (*n*-octatriacontane), $C_{40}H_{82}$ (*n*-tetracontane) и $C_{42}H_{86}$ (*n*-dotetracontane), представленных в виде водной дисперсии с характерным размером частиц 100–200 нм. Исследование проведено новым оптическим методом. Определены температуры плавления, кристаллизации и ротаторных фаз данных *н*-алканов.

Ключевые слова: фазовые переходы, рассеяние света, дисперсия, наночастицы, теплоноситель, *н*-алканы.

Для цитирования: Курьяков В.Н. Высокомолекулярные *н*-алканы. Перспективные теплоносители повышенной эффективности // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 3–13. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art1>

Введение

Эффективное аккумулирование и транспортировка тепловой энергии всегда были актуальными задачами энергетической отрасли. С развитием возобновляемых источников энергии данный вопрос не потерял своей актуальности. Для солнечной и геотермальной энергетики вопрос эффективного хранения и транспортировки тепловой энергии стоит особенно остро. Для такого рода задач одним из решений может быть использование в качестве теплоносителей фазовопереходных материалов (ФПМ). Такие материалы претерпевают фазовые переходы, например, плавление и кристаллизацию в процессе их использования. При этом для запасения тепловой энергии используют не только теплоемкость данного вещества, но и скрытую теплоту фазовых переходов. Одними из перспективных веществ для создания ФПМ являются *н*-алканы [1–3]. Они обладают достаточно высокой теплоемкостью, химической стабильностью, относительно недороги и не токсичны;

н-алканы, в зависимости от числа атомов углерода в них, претерпевают фазовые переходы в широком интервале температур. Это позволяет подобрать ФПМ на их основе под различные рабочие температуры, будь то обогрев жилых помещений или охлаждение продуктов питания. Одним из возможных вариантов использования *н*-алканов в качестве ФПМ в теплоносителе является внедрение частиц *н*-алкана в теплоноситель-жидкость, например, в воду. Когда частицы *н*-алкана в такой дисперсии кристаллизуются, высвобождается запасенная энергия в форме скрытой теплоты фазового перехода, когда частицы *н*-алкана плавятся, энергия поглощается. Это свойство ФПМ можно использовать для хранения и транспортировки тепловой энергии, обеспечение тепловых барьеров или термоизоляции. ФПМ могут быть использованы, например, при транспортировке охлажденной пищи и напитков, перевозке медикаментов и вакцин, в кондиционировании, аккумулировании солнечной и геотермальной энергии.

Важно отметить, что *n*-алканы обладают особенностью фазового поведения – между жидкой фазой и полностью кристаллическим состоянием некоторые из них обладают специфическими квазикристаллическими фазами, называемыми роторными фазами. Таким образом при изменении температуры некоторых *n*-алканов можно наблюдать не только фазовые переходы плавления и кристаллизации, но и фазовые переходы между двумя различными твердыми фазами [4, 5]. Изучение фазового поведения *n*-алканов, их смесей и разработка новых экспериментальных методов для таких исследований является актуальной задачей.

Экспериментальная часть

Образцы водных дисперсий были приготовлены из сухих порошков *n*-алканов компании Sigma-Aldrich с чистотой не хуже 98% и бидистиллированной деионизированной воды для инъекций, очищенной обратным осмосом (Солофарм, Россия).

Для приготовления водных дисперсий смесь из 10 мл воды и 0,003 г *n*-алкана нагревали на водяной бане до температуры 95 °C, что обеспечивало плавление парафина. Затем такую смесь диспергировали на ультразвуковой установке УЗДН-А (22 кГц, 300 Вт, Россия) в течение 30 секунд, что приводило к образованию эмульсии. После обработки ультразвуком образец охлаждали до комнатной температуры, частицы парафина в нем при этом кристаллизовались. Приготовленные таким образом образцы были достаточно мутными и непрозрачными. Для измерений температурных зависимостей интенсивности рассеянного света образец разбавлялся водой в 1000 раз, чтобы он стал прозрачным.

Измерения размера частиц методом динамического рассеяния света, температурных зависимостей интенсивности рассеянного света и дзета-потенциала частиц были выполнены на приборе Photocor Compact-Z (ООО Фотокор, Россия). Измерения выполнены под углом рассеяния 90 градусов, при мощности лазера 30 мВт и длине волны 654 нм. Шаг по температуре при нагреве и охлаждении был 0,1 °C, а скорость изменения температуры 0,1 градус в минуту.

Измерения методом анализа траекторий наночастиц выполнено на оборудовании NanoSight NS200 (Nanosight, Англия).

Результаты и обсуждение

Используя отработанную ранее методику приготовления водных дисперсий *n*-алканов без добавления поверхностно-активных веществ (ПАВ) [6, 7] из пяти различных высокомолекулярных *n*-алканов были получены 5 образцов для исследований. Методом динамического рассеяния света для всех образцов измерен средний гидродинамический радиус. Для $C_{42}H_{86}$ радиус парафиновых частиц в дисперсии был 134 ± 15 нм, для $C_{40}H_{82}$ – 111 ± 25 нм, для $C_{38}H_{78}$ – 93 ± 18 нм, для $C_{36}H_{74}$ – 107 ± 9 нм и для $C_{34}H_{70}$ – 96 ± 14 нм. Также, при комнатной температуре, для некоторых образцов измерен дзета-потенциал частиц. Для $C_{36}H_{74}$ он равен -33 ± 1 мВ, для $C_{38}H_{78}$ – -43 ± 3 мВ и для $C_{42}H_{86}$ – 49 ± 6 мВ. Такие значения считаются достаточно высокими и характеризуют коллоидную систему как высокоустойчивую. Высокая стабильность приготовленных образцов подтверждается еще и тем, что такие дисперсии устойчивы к многократных нагревам и охлаждениям, которые они претерпевают в ходе исследований.

При таких манипуляциях с дисперсиями частицы парафинов в них плавятся и кристаллизуются, но не агрегируют, что видно из результатов длительных исследований этих образцов. Нужно отметить также, что высокая устойчивость образцов водных дисперсий проявляется еще и в том, что они не расслаиваются в течение 2–3 лет, находясь при комнатной температуре.

Методом анализа траекторий наночастиц были измерены размеры частиц в образцах $C_{38}H_{78}$ и $C_{42}H_{86}$. Для $C_{42}H_{86}$ средний диаметр частиц равен 125 ± 49 нм, при этом процентили равны: $D_{10} = 75$ нм,

$D_{50} = 115$ нм, $D_{90} = 181$ нм. Здесь процентиль $D_{10} = 75$ нм означает, что 10% всех измеренных частиц имеют размер менее 75 нм. Для образца водной дисперсии $C_{38}H_{78}$ получены следующие результаты: средний диаметр частиц равен 124 ± 50 нм и следующие процентили: $D_{10} = 68$ нм, $D_{50} = 118$ нм, $D_{90} = 181$ нм.

На рис. 1 представлены результаты измерения температурной зависимости интенсивности рассеянного света и ее производная по температуре для образца водной дисперсии $C_{34}H_{70}$ при нагреве (красные точки) и охлаждении (синие точки).

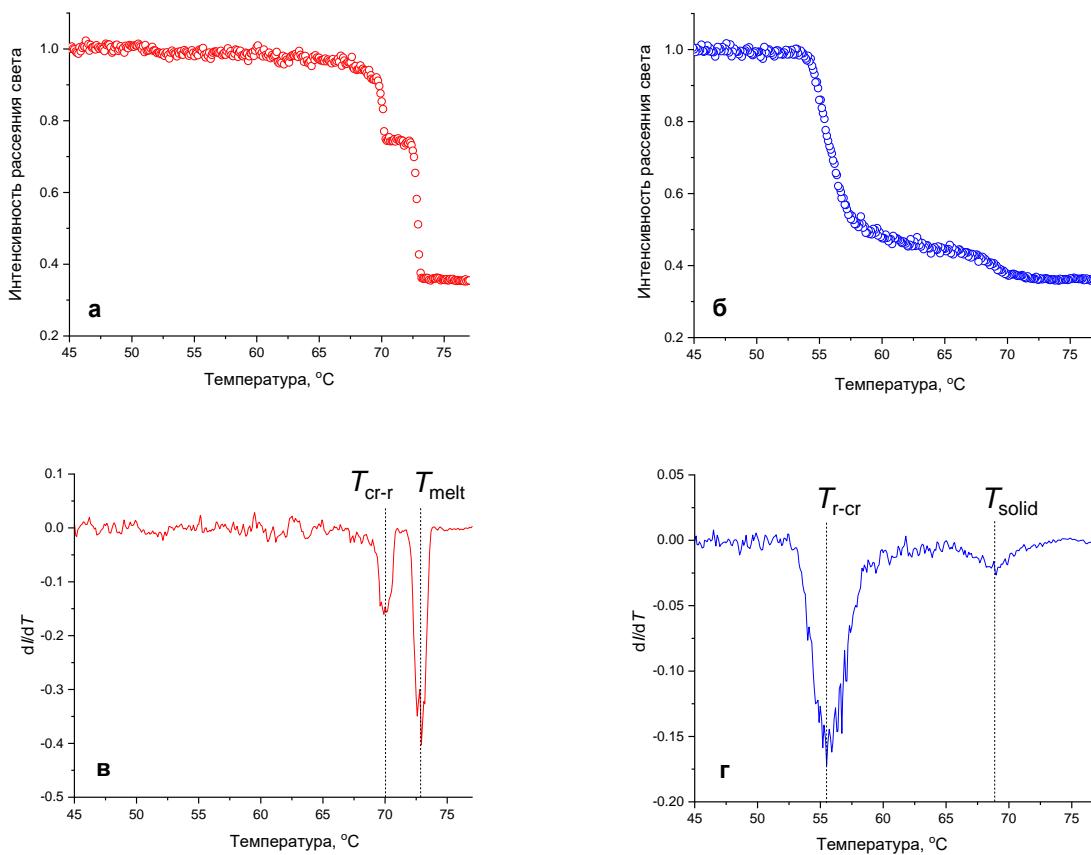


Рис. 1. Температурная зависимость интенсивности рассеянного света и ее производная по температуре для n -алкана $C_{34}H_{70}$ (n -tetratriacontane), измеренные при нагреве и охлаждении:
 а – рассеяние при нагреве, б – рассеяние при охлаждении, в – производная при нагреве,
 г – производная при охлаждении

При фазовом переходе парафиновых частиц в исследуемом образце будет меняться их показатель преломления, что будет приводить к изменению интенсивности рассеянного света в таком образце. Этот эффект можно наблюдать на рис. 1а, на котором четко видны два резких изменения интенсивности рассеяния света в интервале температур от 70 до 75 °С. Для более однозначного определения температур фазовых переходов из такого рода зависимостей можно построить график производной зависимости светорассеяния по температуре (см. рис. 1в). На таком графике каждому фазовому переходу в исследуемом образце будет соответствовать локальный минимум перевернутого пика. Из такой обработки полученных температурных зависимостей интенсивности рассеянного света, измеренных при нагреве и охлаждении на данном образце, можно сделать вывод, что в данном образце наблюдаются два фазовых перехода при нагреве, при температурах 70,0 °С и 72,9 °С. Последние соответствуют фазовым переходам из кристаллического состояния в роторную фазу и процессу плавления соответственно [8]. Из анализа полученных экспериментальных данных при охлаждении данного образца (см. рис. 1б и 1г) можно также определить две характерные температуры, соответствующие кристаллизации частиц парафина (при 68,9 °С) и переходу из роторной фазы в полностью кристаллическое состояние (при 55,5 °С). Определенные в ходе исследования данного образца н-алкана оптическим методом температуры хорошо согласуются с полученными в работе [8]. В указанной статье для объемного образца н-алкана $C_{34}H_{70}$ методом калориметрии определены следующие температуры

фазовых переходов – 70,4 °С и 72,5 °С при нагреве и 72,7 °С и 68,6 °С при охлаждении. Для частиц парафина в водной дисперсии наблюдается большее переохлаждение в сравнении с объемным образцом.

На рис. 2 представлены результаты измерения температурной зависимости интенсивности рассеянного света и ее производная по температуре для образца водной дисперсии $C_{36}H_{74}$ при нагреве (красные точки) и охлаждении (синие точки). Можно сказать, что полученные зависимости имеют схожий вид, как и для образца $C_{34}H_{70}$. Можно отметить одно отличие – более растянутые по температуре, при охлаждении, фазовые переходы парафиновых частиц в данном образце. Это затрудняет однозначное определение температур фазовых переходов при охлаждении. При этом температуры фазовых переходов при нагреве, определенные оптическим методом в данной работе, хорошо согласуются с температурами фазовых переходов в объемном образце, измеренными методом калориметрии в работе [8]. При нагреве, оптическим методом определены температуры фазовых переходов при 73,6 °С (кристалл-ротор) и при 75,7 °С (плавление); при охлаждении – 69,1 °С (кристаллизация из расплава) и 59,4 °С (ротор-кристалл). Соответствующие температуры из работы [8] – 74,0 °С, 76,1 °С при нагреве и 75,7 °С и 73,0 °С при охлаждении. Для данного образца также можно отметить более сильное переохлаждение частиц в дисперсии в сравнении с объемным образцом и растянутые по температуре фазовые переходы при охлаждении.

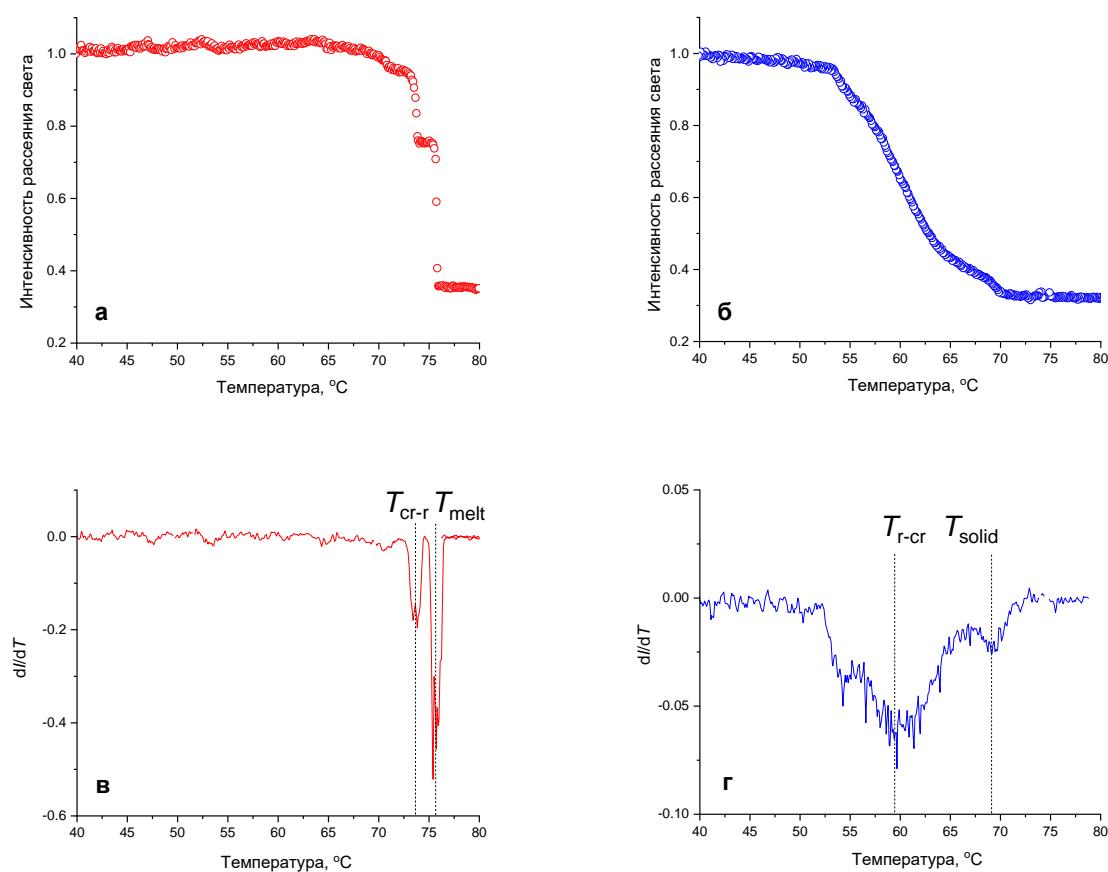


Рис. 2. Температурная зависимость интенсивности рассеянного света и ее производная по температуре для *n*-алкана $C_{36}H_{74}$ (*n*-hexatriacontane), измеренные при нагреве и охлаждении:
а – рассеяние при нагреве, б – рассеяние при охлаждении, в – производная при нагреве,
г – производная при охлаждении

На рис. 3 представлены результаты измерения температурной зависимости интенсивности рассеянного света и ее производная по температуре для образца водной дисперсии $C_{38}H_{78}$. Данный *n*-алкан характерен тем, что это последний *n*-алкан с четным числом атомов углерода, в котором наблюдается фазовый переход в ротаторную фазу. Из графика на рис. 3а видно, что этот фазовый переход находится очень близко по температуре к фазовому переходу плавления. На вставке на рис. 3а показана более детально область этих двух фазовых переходов. Разрешающая способность оптического метода, тем не менее, позволяет определить температуру каждого из этих

двух фазовых переходов (см. рис. 3в). Определенные оптическим методом температуры фазовых переходов для данного образца при нагреве следующие: 77,1 °C и 78,0 °C. Из-за растянутости по температуре фазовых переходов при охлаждении можно лишь указать температуру начала кристаллизации 74,5 °C и температуру завершения фазовых переходов в образце и переход частиц парафина в полностью кристаллическую фазу при 54 °C. В опубликованных данных для рассматриваемого *n*-алкана определены лишь температуры фазовых переходов при нагреве 78,1 °C и 79,1 °C [9] и температура плавления 78,6 °C в работе [10].

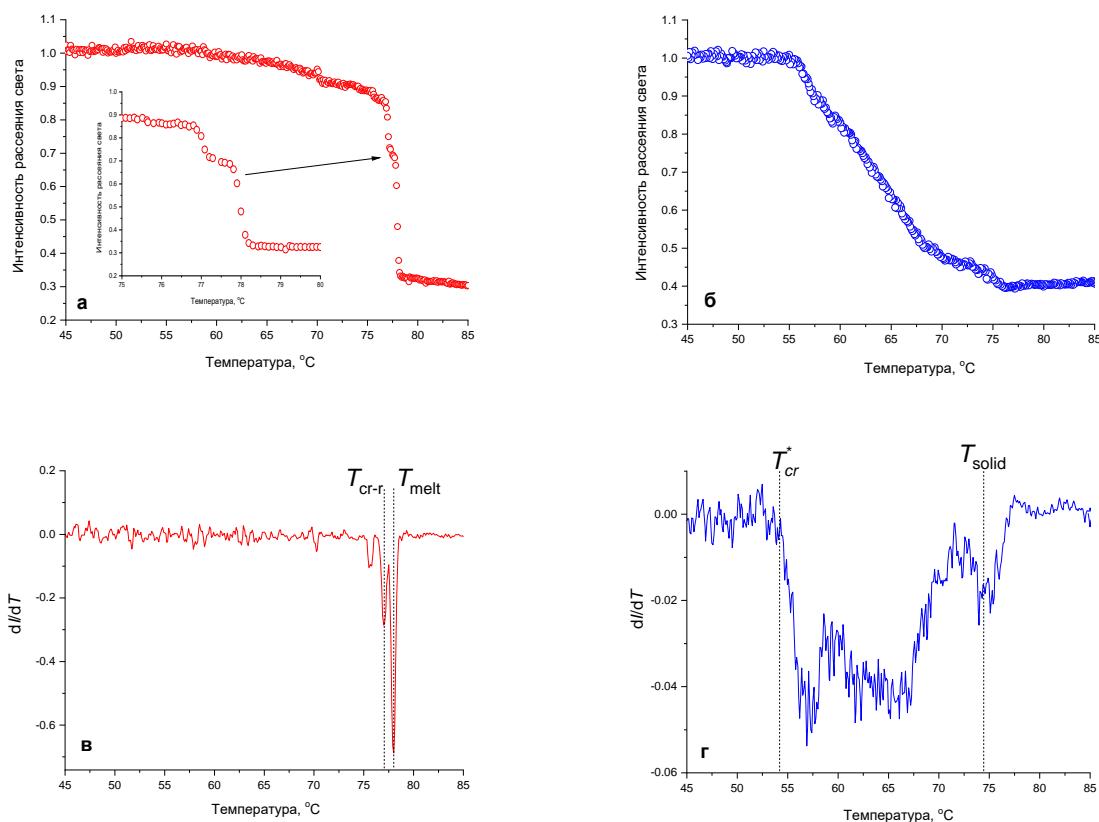


Рис. 3. Температурная зависимость интенсивности рассеянного света и ее производная по температуре для *н*-алкана $C_{38}H_{78}$ (*n*-octatriacontane), измеренные при нагреве и охлаждении:
 а – рассеяние при нагреве, б – рассеяние при охлаждении, в – производная при нагреве,
 г – производная при охлаждении

Измеренные температурные зависимости интенсивности рассеянного света для образцов водных дисперсий $C_{40}H_{82}$ и $C_{42}H_{86}$ представлены на рис. 4 и рис. 5 соответственно. Из этих графиков видно, что данные *н*-алканы при нагреве претерпевают только один фазовый переход – плавление. При температурах 80,6 °С ($C_{40}H_{82}$) и 83,5 °С ($C_{42}H_{86}$). Эти результаты согласуются с результатами в опубликованной работе [8] – 81,5 °С ($C_{40}H_{82}$) и 84,2 °С ($C_{42}H_{86}$). При охлаждении водных дисперсий из оптических измерений можно определить температуру начала кристаллизации. Эти температуры для $C_{40}H_{82}$ и $C_{42}H_{86}$ соответственно 79,9 °С и 83,3 °С. В работе [8] методом калориметрии для этих

н-алканов определены следующие температуры кристаллизации 81,0 °С для $C_{40}H_{82}$ и 83,7 °С для $C_{42}H_{86}$.

Для всех исследованных образцов *н*-алканов в виде водной дисперсии с характерным размером частиц 100–200 нм наблюдается снижение температуры плавления в среднем на 1 градус по сравнению с температурой плавления объемного образца. Снижение температуры плавления при уменьшении характерных размеров объекта – хорошо известный эффект (размерный эффект). Так, например, при характерном размере кластеров алюминия 2 нм температура плавления у них снижается на 140 К в сравнении с температурой плавления объемного образца [11].

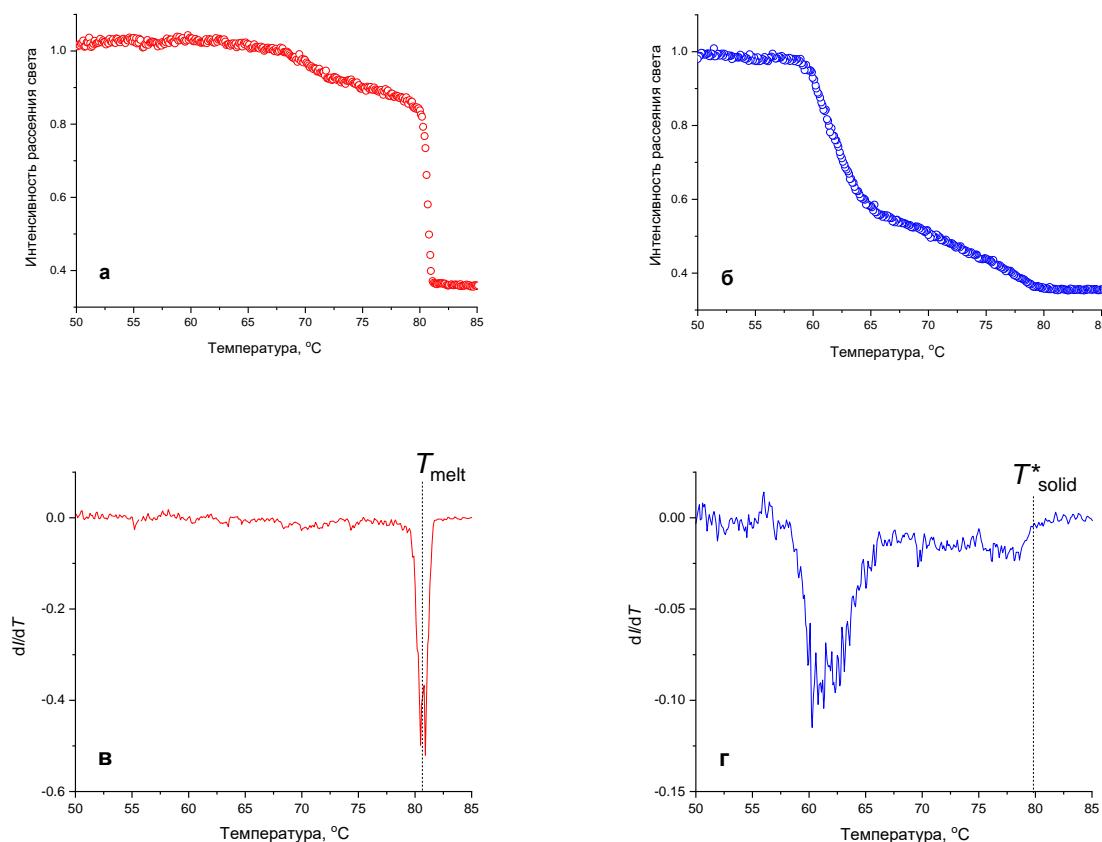


Рис. 4. Температурная зависимость интенсивности рассеянного света и ее производная по температуре для *n*-алкана $C_{40}H_{82}$ (*n*-tetracontane), измеренные при нагреве и охлаждении:
а – рассеяние при нагреве, б – рассеяние при охлаждении, в – производная при нагреве,
г – производная при охлаждении

Заключение

Новым оптическим методом определены температуры фазовых переходов серии высокомолекулярных *n*-алканов, для которых, по сравнению с более легкими *n*-алканами, имеется мало надежных экспериментальных данных об их фазовом поведении.

Экспериментальные результаты, полученные в данной работе, позволяют сказать, что предложенный ранее оптический метод исследования фазового поведения *n*-алканов применим и для таких высокомолекулярных *n*-алканов, как $C_{34}H_{70}$, $C_{36}H_{74}$, $C_{38}H_{78}$, $C_{40}H_{82}$ и $C_{42}H_{86}$. При этом

нужно отметить, что для исследований более высокомолекулярных *n*-алканов данным методом могут возникнуть сложности, связанные с тем, что образец водной дисперсии нужно будет нагревать до температур, близких к температуре кипения воды, что может приводить к повышению давления в виале с образцом и к ее повреждению.

Полученные экспериментальные данные о фазовом поведении исследованных *n*-алканов, представленных в виде водных дисперсий, будут полезны при разработке фазовопереходных материалов на их основе.

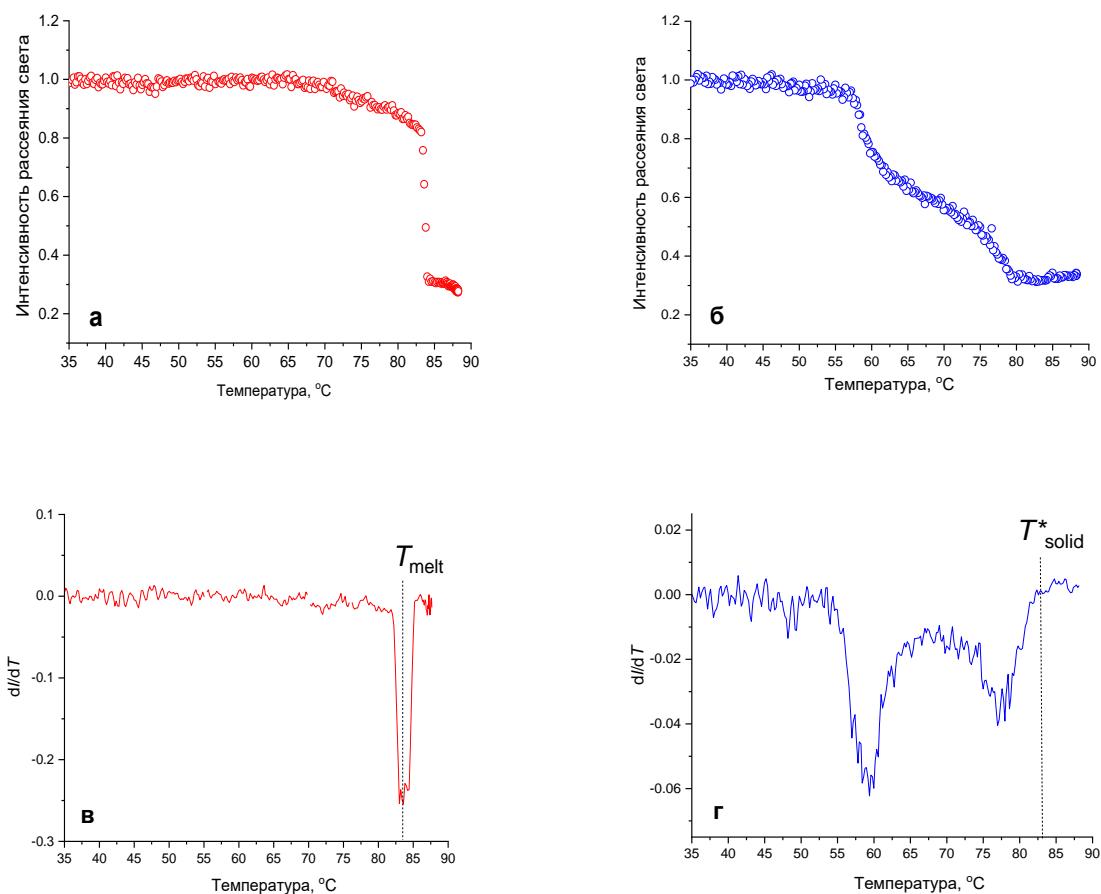


Рис. 5. Температурная зависимость интенсивности рассеянного света и ее производная по температуре для *н*-алкана $C_{42}H_{86}$ (*n*-dotetracontane), измеренные при нагреве и охлаждении:
 а – рассеяние при нагреве, б – рассеяние при охлаждении, в – производная при нагреве,
 г – производная при охлаждении

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 20-08-00984.

Литература

1. *Bukhalkin D.D., Semenov A.P., Novikov A.A. et al.* Phase change materials in energy: Current state of research and potential applications // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2020. Vol. 55, No. 6. P. 733–741. <https://doi.org/10.1007/s10553-020-01089-8>
2. *Wang F., Lin W., Ling Z., Fang X.* A comprehensive review on phase change material emulsions: Fabrication, characteristics, and heat transfer performance // Solar Energy Materials and Solar Cells. 2019. Vol. 191. P. 218–234. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2018.11.016>
3. *Akeiber H., Nejat P., Majid M.Z.A. et al.* A review on phase change material (PCM) for sustainable passive cooling in building envelopes // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016. Vol. 60. P. 1470–1497. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.036>
4. *Sirota E.B., Singer D.M.* Phase transitions among the rotator phases of the normal alkanes // The Journal of Chemical Physics. 1994. Vol. 101, No. 12. P. 73–82. <https://doi.org/10.1063/1.467837>

5. *Sirota E.B., King H.E., Jr., Singer D.M., Shao H.H.* Rotator phases of the normal alkanes: An x-ray scattering study // The Journal of Chemical Physics. 1993. Vol. 98, No. 7. P. 5809–5824. <https://doi.org/10.1063/1.464874>
6. *Курьяков В.Н., Иванова Д.Д., Киенская К.И.* Исследование физико-химических свойств водных дисперсий *n*-алканов C₂₃H₄₈ и C₂₈H₅₈: дзета-потенциал, температуры фазовых переходов // Известия Академии наук. Сер. химическая. 2020. № 7. С. 1306–1310.
7. *Kuryakov V., Zaripova Yu., Varfolomeev M.* et al. Comparison of micro-DSC and light scattering methods for studying the phase behavior of *n*-alkane in the oil-in-water dispersion // Journal of Thermal Analysis and Calorimetry. 2020. Vol. 142, No. 5. P. 2035–2041. <https://doi.org/10.1007/s10973-020-10001-9>
8. *Wang S., Tozaki K.-I., Hayashi H.* et al. Observation of multiple phase transitions in some even *n*-alkanes using a high resolution and super-sensitive DSC // Thermochimica Acta. 2006. Vol. 448, No. 2. P. 73–81. <https://doi.org/10.1016/j.tca.2006.06.022>
9. *Josefiak C., Würflinger A., Schneider G.M.* Differential thermal analysis under high pressure // Colloid and Polymer Science. 1977. Vol. 255, No. 2. P. 170–171. <https://doi.org/10.1007/bf01777277>
10. *Briard A.-J., Bouroukba M., Petitjean D.* et al. Experimental enthalpy increments from the solid phases to the liquid phase of homologous *n*-alkane series (C₁₈ to C₃₈ and C₄₁, C₄₄, C₄₆, C₅₀, C₅₄, and C₆₀) // Journal of Chemical & Engineering Data. 2003. Vol. 48, No. 3. P. 497–513. <https://doi.org/10.1021/je0201368>
11. *Lai S.L., Carlsson J.R.A., Allen L.H.* Melting point depression of Al clusters generated during the early stages of film growth: Nanocalorimetry measurements // Applied Physics Letters. 1998. Vol. 72, No. 9. P. 1098–1100. <https://doi.org/10.1063/1.120946>

High molecular weight *n*-alkanes. Promising heat carriers of increased efficiency

V.N. Kuryakov

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

Abstract. The paper presents the results of a study of the phase behavior of five *n*-alkanes $C_{34}H_{70}$ (*n*-tetratriacontane), $C_{36}H_{74}$ (*n*-hexatriacontane), $C_{38}H_{78}$ (*n*-octatriacontane), $C_{40}H_{82}$ (*n*-tetracontane) and $C_{42}H_{86}$ (*n*-dotetracontane) presented as an aqueous dispersion with a characteristic particle size of 100–200 nm. The study was carried out by a new optical method. The melting, crystallization and rotator phase temperatures of these *n*-alkanes were determined.

Keywords: phase transitions, light scattering, dispersion, nanoparticles, heat carriers, *n*-alkanes.

Citation: Kuryakov V.N. High molecular weight *n*-alkanes. Promising heat carriers of increased efficiency // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 3–13. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art1> (In Russ.).

References

1. *Bukhalkin D.D., Semenov A.P., Novikov A.A. et al.* Phase change materials in energy: Current state of research and potential applications // Chemistry and Technology of Fuels and Oils. 2020. Vol. 55, No. 6. P. 733–741. <https://doi.org/10.1007/s10553-020-01089-8>
2. *Wang F., Lin W., Ling Z., Fang X.* A comprehensive review on phase change material emulsions: Fabrication, characteristics, and heat transfer performance // Solar Energy Materials and Solar Cells. 2019. Vol. 191. P. 218–234. <https://doi.org/10.1016/j.solmat.2018.11.016>
3. *Akeiber H., Nejat P., Majid M.Z.A. et al.* A review on phase change material (PCM) for sustainable passive cooling in building envelopes // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016. Vol. 60. P. 1470–1497. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.03.036>
4. *Sirota E.B., Singer D.M.* Phase transitions among the rotator phases of the normal alkanes // The Journal of Chemical Physics. 1994. Vol. 101, No. 12. P. 73–82. <https://doi.org/10.1063/1.467837>
5. *Sirota E.B., King H.E., Jr., Singer D.M., Shao H.H.* Rotator phases of the normal alkanes: An x-ray scattering study // The Journal of Chemical Physics. 1993. Vol. 98, No. 7. P. 5809–5824. <https://doi.org/10.1063/1.464874>
6. *Kuryakov V.N., Ivanova D.D., Kienkskaya K.I.* Study of the physicochemical characteristics of dispersions of *n*-alkanes $C_{23}H_{48}$ and $C_{28}H_{58}$ in water: zeta potential and temperatures of phase transitions // Russian Chemical Bulletin. 2020. Vol. 69, No. 7. P. 1306–1310. <https://doi.org/10.1007/s11172-020-2902-8>
7. *Kuryakov V., Zaripova Yu., Varfolomeev M. et al.* Comparison of micro-DSC and light scattering methods for studying the phase behavior of *n*-alkane in the oil-in-water dispersion // Journal of Thermal Analysis and Calorimetry. 2020. Vol. 142, No. 5. P. 2035–2041. <https://doi.org/10.1007/s10973-020-10001-9>

8. *Wang S., Tozaki K.-I., Hayashi H.* et al. Observation of multiple phase transitions in some even *n*-alkanes using a high resolution and super-sensitive DSC // *Thermochimica Acta*. 2006. Vol. 448, No. 2. P. 73–81. <https://doi.org/10.1016/j.tca.2006.06.022>
9. *Josefiak C., Würflinger A., Schneider G.M.* Differential thermal analysis under high pressure // *Colloid and Polymer Science*. 1977. Vol. 255, No. 2. P. 170–171. <https://doi.org/10.1007/bf01777277>
10. *Briard A.-J., Bouroukba M., Petitjean D.* et al. Experimental enthalpy increments from the solid phases to the liquid phase of homologous *n*-alkane series (C₁₈ to C₃₈ and C₄₁, C₄₄, C₄₆, C₅₀, C₅₄, and C₆₀) // *Journal of Chemical & Engineering Data*. 2003. Vol. 48, No. 3. P. 497–513. <https://doi.org/10.1021/je0201368>
11. *Lai S.L., Carlsson J.R.A., Allen L.H.* Melting point depression of Al clusters generated during the early stages of film growth: Nanocalorimetry measurements // *Applied Physics Letters*. 1998. Vol. 72, No. 9. P. 1098–1100. <https://doi.org/10.1063/1.120946>

Исследование влияния структуры углеводородов на температурный инкремент индекса Ковача и его использование при идентификации компонентов жидких углеводородных флюидов

Л.В. Мачулин*, С.В. Проуторов

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия

E-mail: *lev.machulin@yandex.ru

Аннотация. В статье представлены результаты исследований, направленных на разработку способа прямого установления молекулярной структуры компонентов жидких углеводородных флюидов без применения масс-спектрометрического детектирования.

Ключевые слова: газожидкостная хроматография, углеводороды, индекс удерживания.

Для цитирования: Мачулин Л.В., Проуторов С.В. Исследование влияния структуры углеводородов на температурный инкремент индекса Ковача и его использование при идентификации компонентов жидких углеводородных флюидов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 14–26. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art2>

Введение

Данные о групповом составе жидких углеводородных флюидов (ЖУФ) представляют ценность как для геохимиков, так и для потребителей углеводородного сырья. Одним из наиболее эффективных инструментов решения этой задачи является капиллярная газожидкостная хроматография (ГЖХ) с масс-спектрометрическим детектированием (МСД), известная как хромато-масс-спектрометрия (ХМС). Данный метод позволяет определять состав и структуру молекул непосредственно в ходе анализа, однако относительная сложность и дороговизна препятствуют массовому внедрению ХМС в лабораторную практику. Пламенно-ионизационное детектирование (ПИД), лежащее в основе более доступных методик (ASTM D 6730 [1], ГОСТ 32507 [2], ГОСТ 33902 [3], ГОСТ Р 52714 [4]), не

является информативным в части определения химического строения углеводородов, что увеличивает вероятность ошибки при идентификации пиков. Авторами представлены результаты исследований, направленных на разработку способа прямого установления молекулярной структуры ЖУФ без применения МСД.

Углеводородный температурный сдвиг

Время удерживания вещества в хроматографической колонке не является константой и зависит от скорости газоносителя и температуры анализа, вследствие чего компоненты ЖУФ предпочитают идентифицировать по эмпирическим индексам удерживания, представляющим собой время удерживания, интерполированное между соседними *n*-алканами.

При изотермическом режиме применяется логарифмический индекс удерживания, более известный как индекс Ковача:

$$RI_i = 100 [n + (\lg(\tau_i - \tau_0) - \lg(\tau_n - \tau_0)) / (\lg(\tau_{n+1} - \tau_0) - \lg(\tau_n - \tau_0))] ,$$

где RI_i – индекс Ковача вещества i ;

n – углеродное число n -алкана, предшествующего веществу i ;

τ_i – время удерживания вещества i , мин;

τ_n – время удерживания n -алкана, предшествующего веществу i , мин;

τ_{n+1} – время удерживания n -алкана, выходящего после вещества i , мин;

τ_0 – «мертвое время» (время прохождения через колонку несорбируемого вещества), мин, рассчитываемое по формуле:

$$\tau_0 = L / v ,$$

где

L – длина колонки, м;

v – линейная скорость газа-носителя в колонке, м/мин.

В условиях программируемой температуры применяют линейный индекс удерживания $RI_{i,lin}$, рассчитываемый по формуле:

$$RI_{i,lin} = 100 [n + (\tau_i - \tau_n) / (\tau_{n+1} - \tau_n)] .$$

Использование нормальных алканов в качестве реперов обусловлено тем, что их идентификация на хроматограмме ЖУФ в большинстве случаев не представляет сложности. Индексы удерживания реперов инвариантны и представляют собой углеродное число, помноженное на 100 (например, $RI(n\text{-}C5) = 500$, $RI(n\text{-}C6) = 600$, $RI(n\text{-}C7) = 700$ и т. д.).

Независимо от способа детектирования, хроматографическое разделение компонентов ЖУФ преимущественно проводят методом ГЖХ на колонках с неполярной неподвижной жидкой фазой (НЖФ) на основе полидиметилсилоксана. Также считается, что повышение температуры однозначно ухудшает деление пиков, поэтому большинство стандартных методик

предусматривают низкие (не выше 35 °C) начальные температуры с длительными изотермическими полками, хотя это значительно увеличивает время анализа. В данной работе было установлено, что постулат о негативном влиянии температуры на деление пиков в полной мере распространяется лишь на область легких углеводородов С1–С6. Далее на капиллярной хроматограмме появляются участки, деление пиков на которых с ростом температуры не ухудшается, а улучшается. В частности, 2-метилпентан и 2,3-диметилпентан начинали делиться нацело; при этом соседний пик 1,1-цикlopентана выраженно смешался от 2,3-диметилпентана к 3-метилгексану (рис. 1).

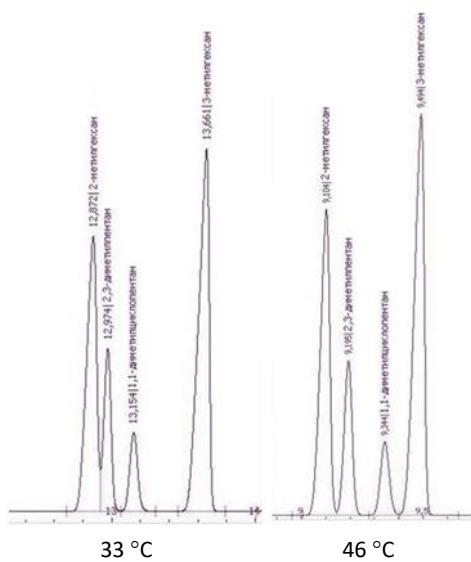


Рис. 1. Аномальное улучшение деления пиков 2-мC6 и 2,3-дмC5 при увеличении температуры капиллярной разгонки

В интервале С7–С8 аномалии, связанные с относительным смещением пиков, наблюдались еще чаще. Так, в триплете эцС5–2,5-дмС6–2,4-дмС6 этилциклопентан по мере увеличения температуры анализа последовательно переходил из первой позиции в третью (рис. 2).

Аналогичным образом проявлял себя и 1,1,2- trimетилцикlopентан в отношении 2,3-диметилгексана и 2,3-метилэтилпентана, причем их деление между собой с ростом температуры также несколько улучшалось.

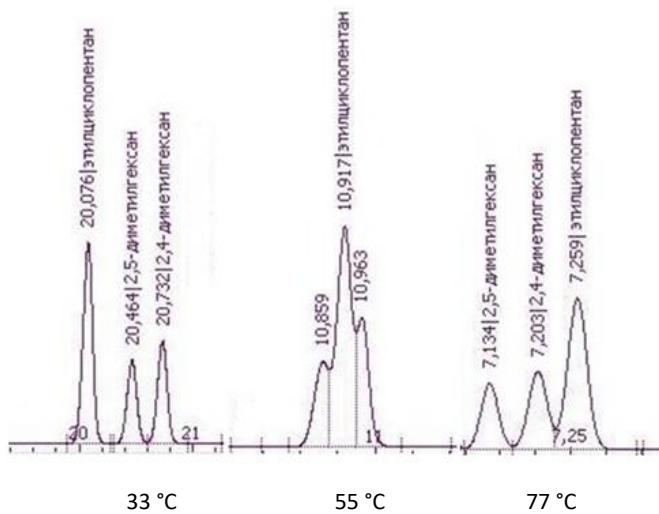


Рис. 2. Миграция пятичленного нафтина в триплете эцС5/2,5-дмС6/2,4-дмС6 при изменении температуры капиллярной разгонки

Эти наблюдения вступали в противоречие с источниками, сообщавшими о незначительном влиянии рабочих условий на индексы удерживания при анализе неполярных анализов на неполярных НЖФ [5, с. 232; 6, с. 405]. Тем не менее, было установлено, что на капиллярной колонке с неполярной НЖФ пики нафтенов и аренов при повышении

температуры заметно смещаются относительно линейных и монозамещенных ациклических углеводородов в сторону увеличения времени элюирования, демонстрируя опережающий рост индекса Ковача. Это явление получило название «углеводородного температурного сдвига», полная формулировка которого звучит следующим образом:

Углеводородный температурный сдвиг (УТС) – явление миграции хроматографических пиков, обусловленное разницей скоростей изменения индексов удерживания (индексов Ковача), наблюдаемое для некоторых групп углеводородов при изменении температуры анализа.

Одним из наиболее эффектных проявлений УТС является прохождение пары нафтенов 1,2,3,4-тетраметилцикlopентан / с1,4-диметилциклогексан сквозь реперный пик *н*-октана с одновременным изменением порядка элюирования самих нафтенов (рис. 3).

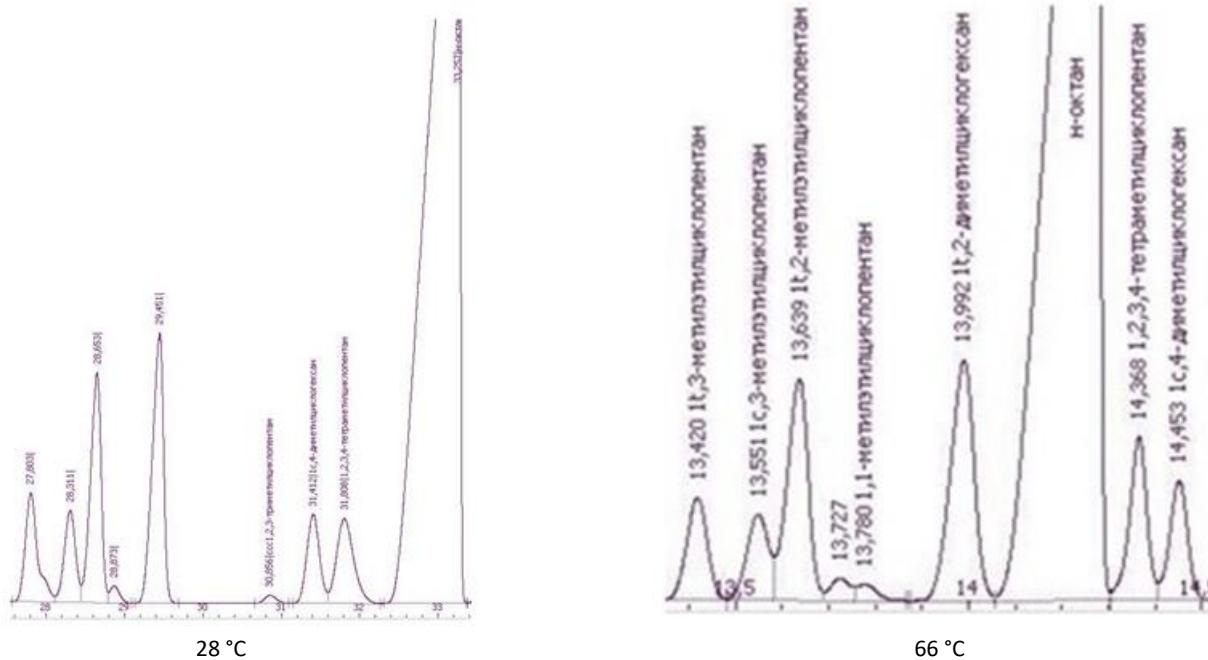


Рис. 3. Прохождение пиков 1,2,3,4-тетраметилцикlopентана и с1,4-диметилциклогексана сквозь пик *н*-октана при изменении средней температуры капиллярной разгонки

Как уже говорилось выше, в наибольшей степени температурный сдвиг проявляется на капиллярных колонках с неполярной диметилсилоксановой НЖФ, однако в отдельных случаях аналогичный эффект можно наблюдать и при использовании насадочных колонок (например, для пары пентан/цикlopентан на полимерных сорбентах типа HayeSep).

Таким образом, была выявлена связь между температурным сдвигом и молекулярной структурой углеводородов. Дальнейшие эксперименты были направлены на установление количественных критериев этой связи и способов ее применения в качественном анализе углеводородных смесей.

Количественная оценка углеводородного температурного сдвига

Для расчета индивидуальных индексов Ковача эксперименты проводились в изотермическом режиме с соблюдением условия постоянства линейной скорости газоносителя. В качестве объекта анализа использовалась бензиновая фракция конденсата попутных нефтяных газов. Хроматографическая разгонка осуществлялась с помощью кварцевой капиллярной колонки HP-PONA 50 м × 0,2 мм × 0,5 мкм с диметилсилоксановой НЖФ на газовом хроматографе Хроматэк-Кристалл 5000.1. Линейная скорость газа-носителя (гелия) составляла 33 см/с.

Объем вводимой в испаритель дозы составлял 0,8 мкл при коэффициенте деления потоков 1:150. Пики детектировались с помощью ПИД, идентифицировались по стандартным методикам [1–4], в спорных случаях использовался

хромато-масс-спектрометр Shimadzu GCMS 2010S, оснащенный аналогичной колонкой.

Результаты измерений индекса Ковача при температурах от 28 °C до 52 °C представлены в табл. 1–5.

Таблица 1

Значения индекса Ковача монозамещенных изоалканов

Углеводород	Температура колонки t, °C					
	28	35	37	40	46	52
2-МС6	621,9	622,1	-	622,3	622,7	623,1
3-МС6	627,9	628,1	-	628,2	628,5	628,7
2-МС7	765,0	765,0	765,0	764,9	-	765,0
4-МС7	765,9	766,0	766,0	765,9	-	766,1
3-МС7	771,9	772,1	772,2	772,2	-	772,1

Как видно из табл. 1, индексы Ковача монометилзамещенных изоалканов практически не зависят от температуры.

Таблица 2

Значения индекса Ковача двух- и трехзамещенных изоалканов

Углеводород	Температура колонки t, °C					
	28	35	37	40	46	52
2,2-дМС5	621,0	622,1	-	622,3	622,7	623,1
2,4-дМС5	627,9	628,1	-	628,2	628,5	628,7
2,2,3-тМС4	632,2	633,1	-	633,7	634,7	635,5
3,3-дМС5	651,6	652,4	-	653,0	654,6	654,6
2,3-дМС5	666,6	667,0	-	667,3	667,9	668,3
2,5-дМС6	729,7	729,7	729,8	729,7	-	730,0
2,4-дМС6	731,2	731,5	731,5	731,5	-	732,1
2,3-дМС6	757,0	757,4	757,5	757,5	-	758,4
2,3-мэС5	757,6	758,2	758,4	758,6	-	759,9
2,6-дМС7	828,3	-	828,7	828,6	828,3	828,5
2,3-дМС7	853,7	-	854,2	854,3	854,7	855,2

Здесь наблюдается некоторый рост RI, более выраженный у разветвленных триметилзамещенных либо этилзамещенных изомеров.

Таблица 3

Значения индекса Ковача ароматических углеводородов

Углеводород	Температура колонки t, °C					
	28	35	37	40	46	52
Бензол	646,5	647,7	-	648,6	649,8	650,9
Толуол	748,7	750,1	750,5	751,0	-	753,5
Метаксилол	848,2	-	850,2	850,7	852,1	853,4

В данном случае рост RI достигает существенной величины.

Таблица 4

Значения индекса Ковача пятичленных нафтенов

Углеводород	Температура колонки $t, ^\circ\text{C}$					
	28	35	37	40	46	52
МЦП	624,1	625,1	-	625,9	626,8	627,8
1,1-ДМЦП	668,0	669,1	-	669,9	671,1	672,2
t1,2-ДМЦП	684,5	685,5	-	686,2	687,2	688,2
1,1,3-ТМЦП	718,2	719,5	719,8	720,2	-	722,5
ЭЦП	726,2	727,4	727,8	728,2	-	730,6
1,c2,t4-ТМЦП	735,2	736,2	736,5	736,9	-	738,8
1,t2,c3-ТМЦП	742,4	743,4	743,7	744,1	-	746,0
1,1,2-ТМЦП	754,6	756,1	756,6	757,5	-	760,1
c1,3-МЭЦП	780,2	781,4	781,8	782,2	-	784,4
t1,3-МЭЦП	782,2	783,9	783,8	784,3	-	786,5
t1,2-МЭЦП	783,6	784,8	785,2	785,6	-	788,0
1,1-МЭЦП	784,4	786,0	786,4	787,0	-	789,9

Для пятичленных нафтенов интенсивность температурного сдвига близка к показателю аренов.

Таблица 5

Значения индекса Ковача шести- и семичленных нафтенов

Углеводород	Температура колонки $t, ^\circ\text{C}$					
	28	35	37	40	46	52
ЦГ	655,0	656,5	-	657,6	659,0	660,3
МЦГ	715,4	717,0	717,5	718,2	-	721,1
1,1-ДМЦГ	775,0	776,8	777,3	778,0	-	781,4
t1,2-ДМЦГ	786,6	788,4	789,0	789,7	-	793,0
c1,4-ДМЦГ	793,7	795,6	796,1	796,8	-	800,8
Циклогептан	780,7	782,7	-	-	-	788,0
ЭЦГ	821,1	-	823,5	824,3	825,9	827,5
1,1,3-ТМЦГ	826,3	-	828,9	829,6	831,1	832,7

Очевидно, что для шести- и семичленных нафтенов температурный сдвиг проявляется в наибольшей степени.

Еще в первой систематической работе по изучению зависимости RI углеводородов от температуры колонки [7] был подтвержден ее линейный характер. К аналогичным выводам пришли и авторы работы [8]. В этой связи в качестве

меры количественной оценки УТС был предложен температурный инкремент индекса Ковача $K_{RI} = dRI/dt$, визуально представляющий собой тангенс угла наклона графика $RI = f(t)$ и численно равный коэффициенту a аппроксимационного уравнения вида $y = ax + b$, рассчитываемого по методу наименьших квадратов (рис. 4–12).

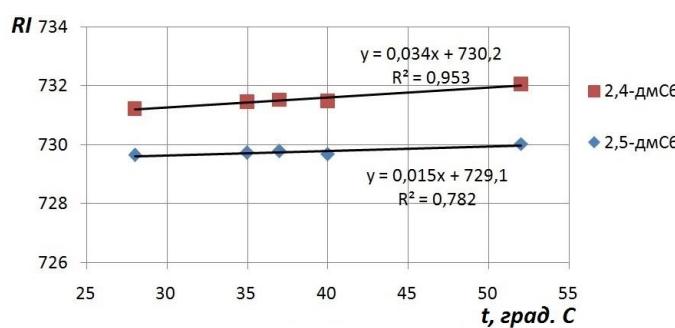


Рис. 4. Графики зависимости индекса Ковача от температуры для 2,4- и 2,5-диметилгексанов

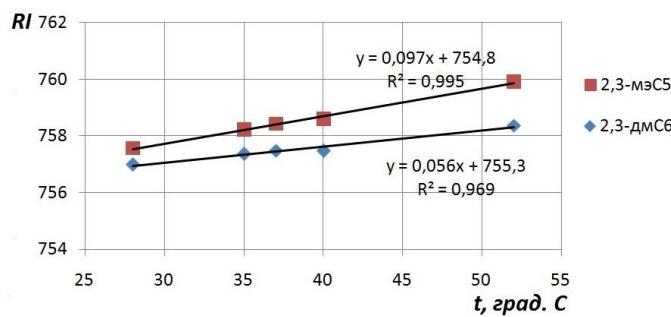


Рис. 5. Графики зависимости индекса Ковача от температуры для 2,3-диметилгексана и 2,3-метилэтилпентана

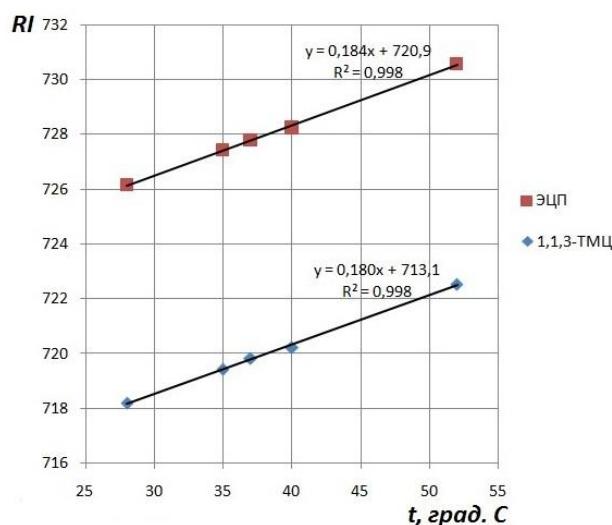


Рис. 6. Графики зависимости индекса Ковача от температуры для этилцикlopентана и 1,1,3-тритилцикlopентана

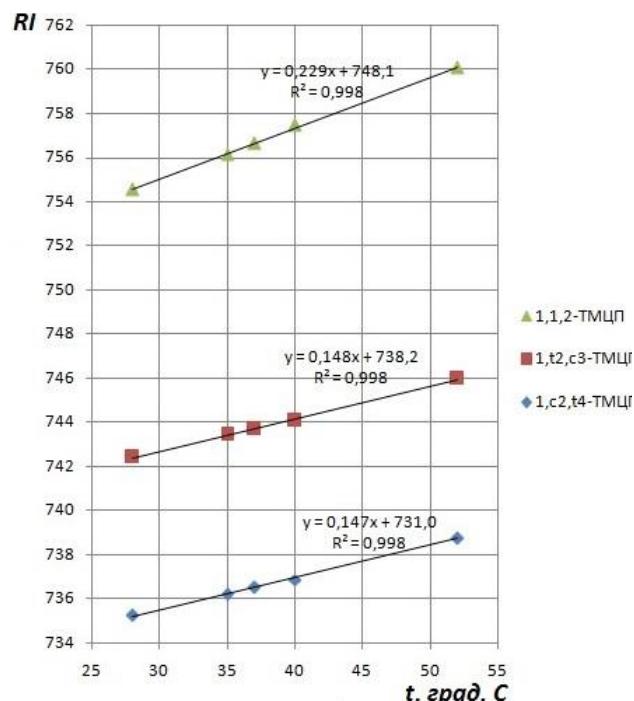


Рис. 7. Графики зависимости индекса Ковача от температуры для 1,1,2-, 1,t2,c3- и 1,c2,t4-тритилцикlopентанов

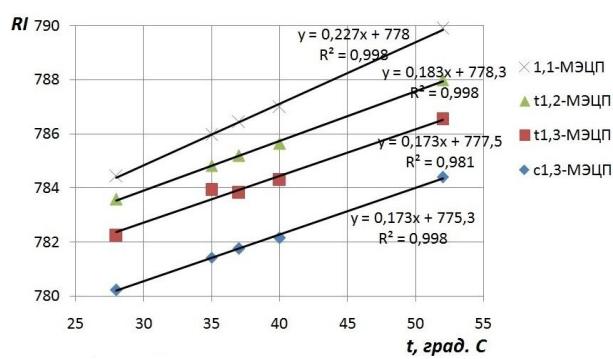


Рис. 8. Графики зависимости индекса Ковача от температуры для 1,1-, t1,2-, t1,3- и c1,3-метилэтилцикlopентанов

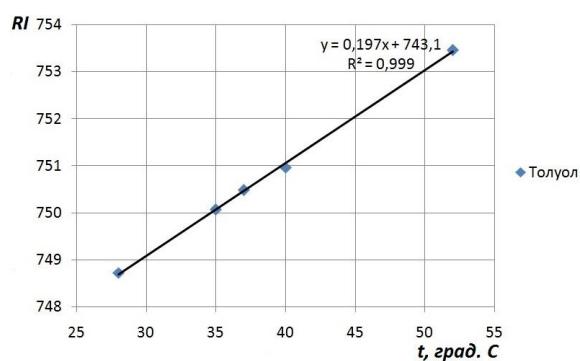


Рис. 9. График зависимости индекса Ковача от температуры для толуола

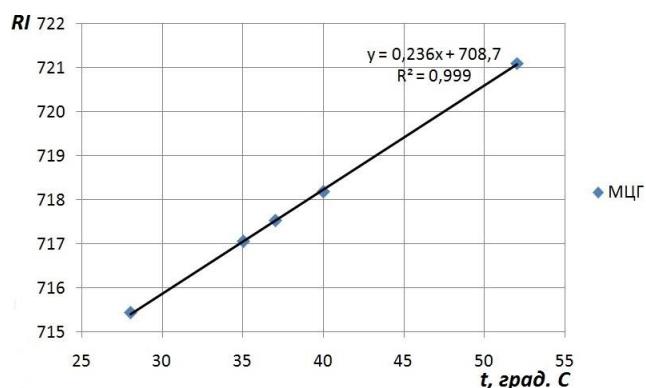


Рис. 10. График зависимости индекса Ковача от температуры для метилциклогексана

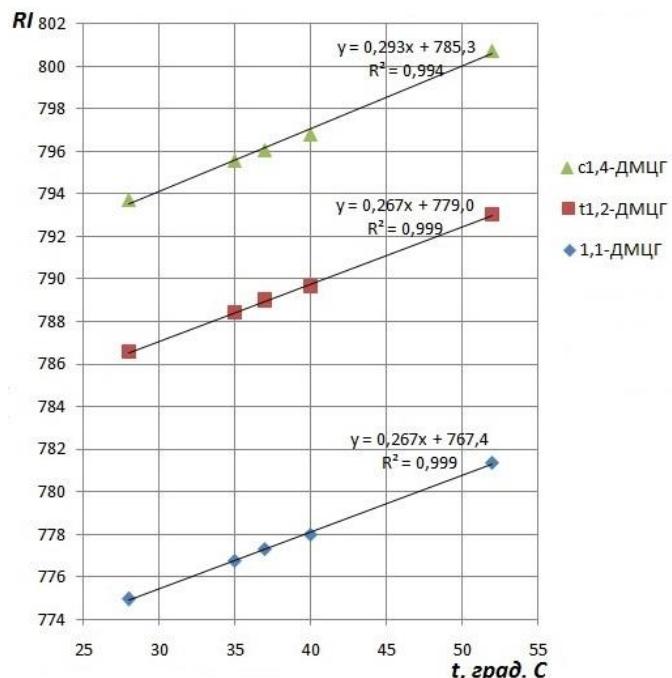


Рис. 11. Графики зависимости индекса Ковача от температуры для 1,1-, t1,2- и c1,4-диметилциклогексанов

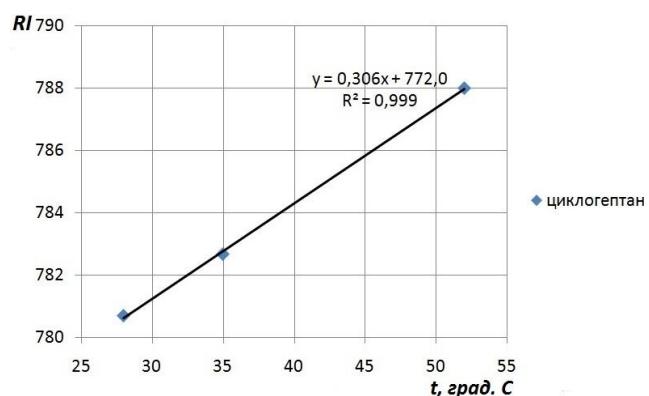


Рис. 12. График зависимости индекса Ковача от температуры для циклогептана

Результаты определения индивидуальных K_{RI} при анализе ЖУФ на колонке с полидиметилсилоксановой НЖФ представлены в табл. 6.

Таблица 6

**Значения температурного инкремента индекса Ковача
для углеводородов С6-С9 (в порядке возрастания K_{RI})**

Вещество	Группа	K_{RI} , K^{-1}
2-метилгептан	Изоалканы	0,000
2-метилгексан	Изоалканы	0,004
4-метилгептан	Изоалканы	0,004
2,6-диметилгептан	Изоалканы	0,004
3-метилгептан	Изоалканы	0,007
2,5-диметилгексан	Изоалканы	0,015
3-метилгексан	Изоалканы	0,026
2,4-диметилпентан	Изоалканы	0,034
2,4-диметилгексан	Изоалканы	0,034
2,2-диметилпентан	Изоалканы	0,052
2,3-диметилгексан	Изоалканы	0,056
2,3-диметилгептан	Изоалканы	0,060
2,3-диметилпентан	Изоалканы	0,073
2,3-метилэтилпентан	Изоалканы	0,097
3,3-диметилпентан	Изоалканы	0,125
2,2,3-триметилбутан	Изоалканы	0,141
1,с2,т4-триметилцикlopентан	Пятичленные нафтены	0,147
1,т2,с3-триметилцикlopентан	Пятичленные нафтены	0,148
т1,2-диметилцикlopентан	Пятичленные нафтены	0,152
Метилцикlopентан	Пятичленные нафтены	0,155
с1,3-метилэтилцикlopентан	Пятичленные нафтены	0,173
т1,3-метилэтилцикlopентан	Пятичленные нафтены	0,173
1,1-диметилцикlopентан	Пятичленные нафтены	0,176
1,1,3-триметилцикlopентан	Пятичленные нафтены	0,180
т1,2-метилэтилцикlopентан	Пятичленные нафтены	0,183
Этилцикlopентан	Пятичленные нафтены	0,184
Бензол	Арены	0,185
Толуол	Арены	0,197
Метаксилол	Арены	0,217
Циклогексан	Шестичленные нафтены	0,221
1,1-метилэтилцикlopентан	Пятичленные нафтены	0,227
1,1,2-триметилцикlopентан	Пятичленные нафтены	0,229
Метилциклогексан	Шестичленные нафтены	0,236
Этилциклогексан	Шестичленные нафтены	0,263
1,1,3-триметилциклогексан	Шестичленные нафтены	0,266
1,1-диметилциклогексан	Шестичленные нафтены	0,267
т1,2-диметилциклогексан	Шестичленные нафтены	0,267
с1,4-диметилциклогексан	Шестичленные нафтены	0,293
Циклогептан	Семичленные нафтены	0,306

По итогам исследований был составлен «ряд температурного сдвига», отражающий общие связи K_{RI} со структурой углеродного скелета (рис. 13). Поскольку лидирующее

положение в нем занимают углеводороды с разветвленной (в особенности – циклической) структурой, в данном случае можно сделать вывод о влиянии стерического фактора.

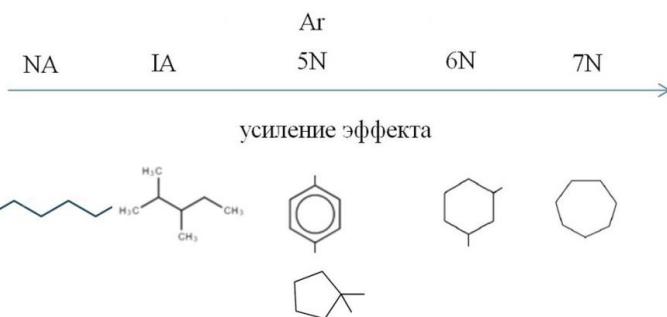


Рис. 13. Упрощенная схема, характеризующая связь температурного инкремента индекса Ковача со структурой молекулы углеводорода (ряд температурного сдвига)

При детальном рассмотрении результатов можно также отметить следующее:

– наличие боковых цепей усиливает температурный сдвиг, при этом важную роль играют их количество и длина (K_{RI} трехзамещенных изоалканов выше, чем у двухзамещенных; этильные группы эффективнее метильных; $K_{RI,метаксилол} > K_{RI,толуол} > K_{RI,бензол}$, $K_{RI,ЭЦГ} > K_{RI,МЦГ} > K_{RI,ЦГ}$ и т. д.);

– у изоалканов эффект температурного сдвига усиливается при укорачивании главной цепи и смещении заместителей к ее середине.

Таким образом, наблюдение за поведением пиков при изменении температуры позволяет не только различать циклические и ациклические углеводороды, но и делать предположения о более тонких особенностях их молекулярной структуры.

Этот подход в дальнейшем использовался в качестве самостоятельного средства групповой идентификации компонентов ЖУФ, определяемых в условиях, отличных от стандартных. В свою очередь, уход от стандартных условий в сторону более высоких температур с учетом УТС позволил резко сократить время анализа без существенного ухудшения хроматографической картинки (рис. 14, 15).

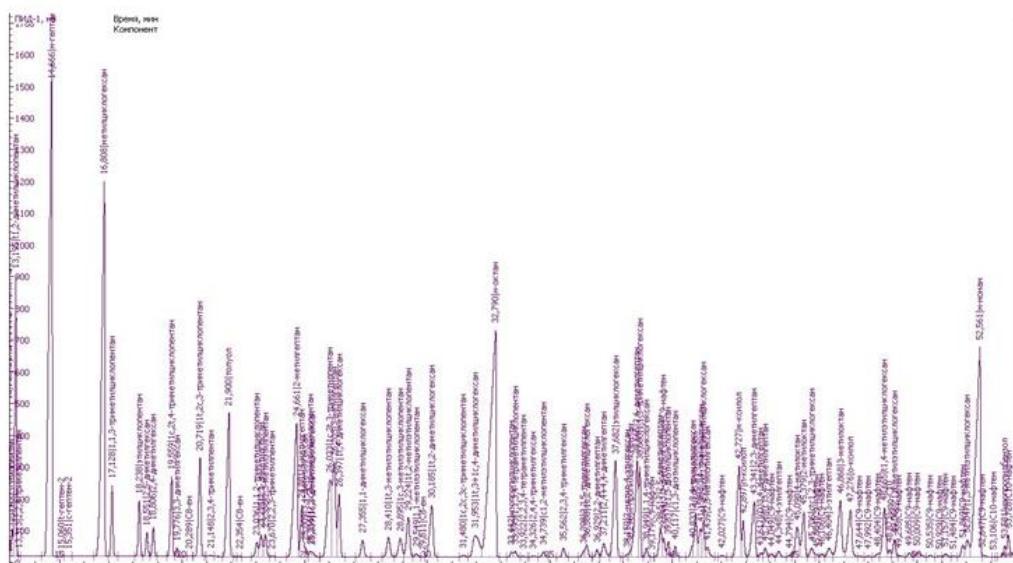


Рис. 14. Хроматограмма бензиновой фракции попутного нефтяного газа, выполненная по ГОСТ 32507 (время выхода *n*-нонана 52,561 мин)

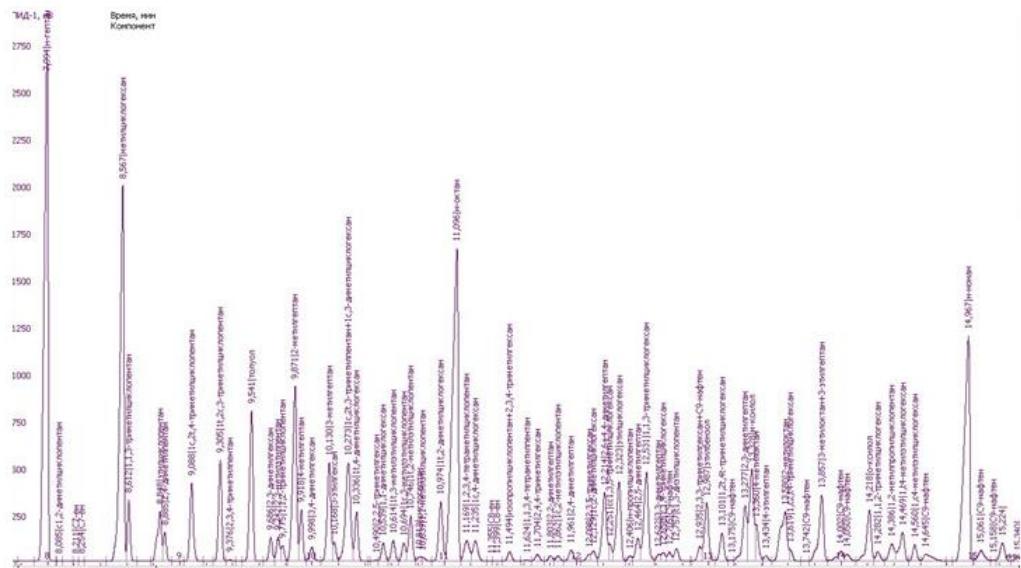


Рис. 15. Хроматограмма бензиновой фракции попутного нефтяного газа, выполненная по экспериментальной методике HP-PONA-35 (время выхода *n*-нонана 14,967 мин)

Выводы

1. В ходе работы описано и изучено явление углеводородного температурного сдвига.

2. В условиях проведения анализа на тонкопленочной капиллярной колонке с неполярной НЖФ определены температурные инкременты индекса Ковача для широкого спектра углеводородов, принадлежащих к различным гомологическим рядам.

3. Доказано, что величина УТС, выраженная через температурный инкремент индекса Ковача, позволяет судить о

структуре молекулы углеводорода и проводить групповую идентификацию компонентов жидких углеводородных флюидов без помощи МСД.

4. Сопоставление трендов, связывающих молекулярную структуру углеводородов с величиной температурного инкремента индекса Ковача, указывает на влияние стерического фактора.

5. Учет температурного сдвига при программировании капилярной разгонки дает возможность сокращать время детального анализа дистиллятов ЖУФ без ухудшения его качества.

Литература

1. ASTM D 6730-19. Standard test method for determination individual component in spark ignition engine fuels by 100-metre capillary (with precolumn) high-resolution gas chromatography: Book of standards. Vol. 05.03. Developed of subcommittee: D02.04.0L / ASTM International, USA. 70 p.
 2. ГОСТ 32507-2013. Бензины автомобильные и жидкие углеводородные смеси. Определение индивидуального и группового углеводородного состава методом капиллярной газовой хроматографии. М.: Стандартинформ, 2014. 26 с.
 3. ГОСТ 33902-16. Нафта. Определение индивидуального и группового углеводородного состава методом капиллярной газовой хроматографии. М.: Стандартинформ, 2017. 22 с.

4. ГОСТ Р 52714-18. Бензины автомобильные. Определение индивидуального и группового углеводородного состава методом капиллярной газовой хроматографии. М.: Стандартинформ, 2018. 8 с.
5. Руководство по газовой хроматографии: В 2 ч. Ч. 2 / Под ред. Э. Лейбница, Х.Г. Штруппе; пер. с нем. под. ред. В.Г. Березина. М.: Мир, 1988. 510 с.
6. Гордон А., Форд Р. Спутник химика / Пер. с англ. Е.Л. Розенберга, С.И. Коппель. М.: Мир, 1976. 541 с.
7. *Ettre L.S., Billeb K.* Considerations of the retention index concept: I. Retention index and column temperature // Journal of Chromatography A. 1967. Vol. 30. P. 1–11. [https://doi.org/10.1016/S0021-9673\(00\)84106-0](https://doi.org/10.1016/S0021-9673(00)84106-0)
8. *Mitra G.D., Saha N.C.* Theory of the linearity of retention index with column temperature. Its versatility and importance in gas chromatography // Chromatographia. 1973. Vol. 6, No. 2. P. 93–103. <https://doi.org/10.1007/BF02270545>

Study of the influence of hydrocarbon structure on the temperature increment of the Kovats index and its application for the components of liquid hydrocarbon fluids identification

L.V. Machulin*, S.V. Proutorov

Gazprom VNIIGAZ LLC, Ukhta Branch, Ukhta, Russia
E-mail: *lev.machulin@yandex.ru

Abstract. The article presents the results of research aimed at developing a method for directly establishing the molecular structure of the components of liquid hydrocarbon fluids without the use of mass spectrometric detection.

Keywords: gas-liquid chromatography, hydrocarbons, retention index.

Citation: *Machulin L.V., Proutorov S.V. Study of the influence of hydrocarbon structure on the temperature increment of the Kovats index and its application for the components of liquid hydrocarbon fluids identification // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 14–26. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art2> (In Russ.).*

References

1. ASTM D 6730-19. Standard test method for determination individual component in spark ignition engine fuels by 100-metre capillary (with precolumn) high-resolution gas chromatography: Book of standards. Vol. 05.03. Developed of subcommittee: D02.04.0L / ASTM International, USA. 70 p.
2. GOST R 32507-2013. Motor gasolines and liquid hydrocarbon mixtures. Determination of individual and group hydrocarbon composition by capillary gas chromatography. Moscow: Standartinform, 2014. 26 p. (In Russ.).
3. GOST R 33902-16. Naphtha. Determination of individual and group hydrocarbon composition by method of capillary gas chromatography. Moscow: Standartinform, 2017. 22 p. (In Russ.).
4. GOST R 52714-18. Motor gasolines. Determination of individual and group hydrocarbon composition by capillary gas chromatography method. Moscow: Standartinform, 2018. 8 p. (In Russ.).
5. Handbuch der Gas-Chromatographie / Hrsg. von E. Leibnitz, H.G. Struppe. Leipzig: Geest und Portig, 1970. 894 S.
6. Gordon A.J., Ford R.A. The chemist's companion. New York: Wiley, 1972. 537 p.
7. Ettre L.S., Billeb K. Considerations of the retention index concept: I. Retention index and column temperature // Journal of Chromatography A. 1967. Vol. 30. P. 1–11. [https://doi.org/10.1016/S0021-9673\(00\)84106-0](https://doi.org/10.1016/S0021-9673(00)84106-0)
8. Mitra G.D., Saha N.C. Theory of the linearity of retention index with column temperature. Its versatility and importance in gas chromatography // Chromatographia. 1973. Vol. 6, No. 2. P. 93–103. <https://doi.org/10.1007/BF02270545>

Анализ изменения внутренней структуры низкопроницаемых пород-коллекторов средствами компьютерной томографии при реализации метода направленной разгрузки пласта

В.В. Химуля*, С.О. Барков

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

E-mail: *valery.khim@gmail.com

Аннотация. В статье представлены результаты комплексных исследований изменения внутренней структуры и эволюции фильтрационных свойств низкопроницаемых пород Астраханского газоконденсатного месторождения при реализации способа повышения продуктивности скважин – метода направленной разгрузки пласта. Проведено физическое моделирование процессов деформирования и фильтрации на уникальной Испытательной системе трехосного независимого нагружения Института проблем механики РАН. Выполнено 3D-сканирование пород после испытаний на высокоразрешающем рентгеновском микротомографе ProCon CT-MINI с целью анализа изменений внутренней структуры. Получена цифровая модель породы, проведено численное моделирование фильтрационного потока в программном обеспечении GeoDict по результатам микротомографического сканирования. Рассчитаны поля скоростей и значения проницаемости для разных вычислительных моделей и способов оптимизации расчета. Проведено сравнение результатов, полученных в рамках различных моделей фильтрации, с лабораторно измеренным значением. Описаны основные различия в подходах к численной оценке проницаемости пород, сделаны выводы о применимости использованных методик моделирования. Результаты исследований позволяют сделать вывод, что метод направленной разгрузки пласта может быть успешно применен для условий Астраханского газоконденсатного месторождения и позволяет значительно улучшить фильтрационные свойства пород в окрестности скважины.

Ключевые слова: фильтрационные свойства, напряженно-деформированное состояние, истинно трехосное нагружение, метод направленной разгрузки пласта, увеличение проницаемости, повышение нефтеотдачи, рентгеновская томография, внутренняя структура пород, численное моделирование.

Для цитирования: Химуля В.В., Барков С.О. Анализ изменения внутренней структуры низкопроницаемых пород-коллекторов средствами компьютерной томографии при реализации метода направленной разгрузки пласта // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 27–42. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art3>

Введение

На сегодняшний день ввиду стремительного истощения легкоизвлекаемых запасов углеводородов основное внимание смещается на освоение и разработку трудноизвлекаемых запасов, две трети которых содержится в низкопроницаемых породах. При этом крупнейшие добывающие компании стараются максимально вырабатывать уже

введенные в эксплуатацию месторождения, что является экономически более выгодным. В связи с этим огромную значимость приобретают исследования, направленные на увеличение полноты выработки месторождений и повышение нефте- и газоотдачи пластов. Особое внимание уделяется разработке и последующей эксплуатации сложных и уникальных месторождений.

В реальных геотехнических условиях в процессе бурения и эксплуатации скважин происходят существенные изменения в условиях залегания горных пород, естественное поле напряжений изменяется, становится неравнокомпонентным. Для моделирования сложного напряженно-деформированного состояния горных пород и различных геоматериалов, возникающего в реальных условиях, разработаны установки истинно трехосного нагружения, способные независимо и одновременно изменять напряжения или деформации по каждой из трех осей. Данные установки позволяют проводить физическое моделирование геомеханических процессов, происходящих в массиве горных пород при различных технологических операциях. Такие установки используются для изучения деформационных, прочностных, фильтрационных и реологических свойств горных пород в условиях неравномерного трехосного нагружения и служат незаменимым инструментом для определения параметров математических моделей, создаваемых для расчетов процессов деформирования и разрушения геоматериалов с учетом анизотропии их свойств [1].

При моделировании различных мероприятий, направленных на повышение нефте- и газоотдачи пластов, особенно важным является понимание изменения деформационных и фильтрационных свойств продуктивного пласта в условиях сложного напряженного состояния [2]. Для создания гидродинамических и геологических моделей пласта необходимо проведение глубоких и всесторонних исследований, включая лабораторный анализ кернового материала. Определение физико-механических свойств пород-коллекторов является необходимым не только для создания моделей пласта, но и

для проектирования систем разработки месторождений, прогнозирования продуктивности скважин, моделирования различных мероприятий, направленных на повышение нефтеотдачи пластов и увеличение полноты выработки месторождений. Одной из основных характеристик пород-коллекторов, требующих определения и детального изучения, является проницаемость, поскольку движение жидкости в поровом пространстве играет ключевую роль в процессах, происходящих в пласте [3]. Фильтрационные свойства пород призабойной зоны пласта существенным образом влияют на производительность скважин. Даже незначительное ухудшение проницаемости вблизи ствола скважины может негативно сказаться на величине ее дебита [4]. На стенках скважины во время проведения различных технологических операций могут возникать напряжения, способные вызвать разрушение пород и привести как к понижению, так и к увеличению их проницаемости [5].

Для повышения проницаемости продуктивного пласта на основе управления напряженно-деформированным состоянием в окрестности скважины в ИПМех РАН был разработан экологичный, экономичный и эффективный способ – метод направленной разгрузки пласта (НРП). Суть данного метода заключается в том, чтобы за счет создания необходимого напряженного состояния вызвать появление системы микро- и макротрешин в окрестности скважины, которые тем самым увеличат проницаемость породы [2]. Данное напряженное состояние может быть достигнуто путем понижения давления на забое скважины и выполнения ряда технологических операций, в том числе создания системы перфорационных отверстий на стенке скважины.

При этом все необходимые для конкретных месторождений значения напряжений определяются путем прямого физического моделирования на образцах породы при помощи Испытательной системы трехосного независимого нагружения (ИСТНН), разработанной и сконструированной в ИПМех РАН [2, 6].

До недавнего времени проницаемость горных пород определялась с помощью лабораторных исследований, каротажа скважин или косвенно, путем корреляции с другими свойствами горных пород [7]. На сегодняшний день одним из новых и перспективных подходов к лабораторному изучению фильтрационных свойств пород является численное моделирование процессов фильтрации на структурах, полученных с помощью микрокомпьютерной рентгеновской томографии. Данный подход существенно дополняет прямые лабораторные исследования и не оказывает влияния на целостность и внутреннюю структуру образцов горных пород.

Рентгеновская томография неоднородных сред основана на реконструкции пространственного распределения линейного коэффициента ослабления рентгеновских лучей с помощью компьютерной обработки проекций, полученных при сканировании. Результатом рентгеновской томографии является набор изображений, который в последующем реконструируется в трехмерную картину поглощения рентгеновского излучения внутри исследуемого образца [8]. Линейные размеры элементов материала, их количество, сферичность и анизотропия определяются с помощью специального программного обеспечения [9]. Для численного моделирования процессов и количественного анализа материала

необходима сегментация изображения [10]. Сегментация является методом анализа изображений, позволяющим переходить в пространстве образца от рентгеновского поглощения к пространственному распределению компонентов, составляющих образец [11]. Сегментацию можно также определить, как процесс разделения цифрового изображения материала на составляющие этот материал вещества. Сегментация может быть бинарной (двуфазной) или многофазной [12].

Эксперименты по визуализации внутреннего пространства в сочетании с моделированием фильтрационных процессов являются ценными инструментами, используемыми в промышленности для прогнозирования таких геолого-физических свойств, как пористость и проницаемость [13, 14]. Расчеты выполняются на сегментированном изображении, полученном в основном для макропорового пространства [15], то есть для пор с хорошо разрешенными границами, которые могут быть сегментированы на жидкость и зерна на воксельной основе [16].

В данной работе представлены результаты исследования внутренней структуры пород-коллекторов Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ), выполненных после трехосных испытаний на высокоразрешающем рентгеновском микротомографе ProCon X-Ray CT-MINI Института проблем механики РАН. Проведено сканирование внутреннего объема породы-коллектора мелкозернистого крепко сцепленного низкопроницаемого песчаника с разветвленной сетью макротрешин, образовавшейся после прямого физического моделирования применения метода направленной разгрузки пласта на установке ИСТНН.

Описаны подходы к обработке томографических изображений в программе GeoDict. Выполнено численное моделирование фильтрационных потоков через полученные структуры. Фильтрационные поля рассчитывались на основании решений уравнений Стокса и Навье-Стокса в модуле FlowDict пакета GeoDict. Результаты моделирования сравнивались с результатами физического эксперимента на изученных образцах пород. Были сделаны выводы о возможности использования описанных методов для оценки фильтрационных свойств горных пород. Показана возможность успешного применения метода направленной разгрузки пласта при определенной конструкции забоя скважины.

Испытательное оборудование и методология исследований

В лаборатории геомеханики ИПМех РАН на уникальной установке ИСТНН, представленной на рис. 1, была проведена серия экспериментов по физическому моделированию механических и фильтрационных процессов в продуктивных пластах Астраханского газоконденсатного месторождения при реализации метода направленной разгрузки пласта. АГКМ является одним из уникальных и трудно разрабатываемых месторождений [17]. Особенностью месторождения является сложное строение геологического разреза, аномально высокое пластовое давление, неоднородность распределения фильтрационно-емкостных свойств вдоль и перпендикулярно напластованию [18].



Рис. 1. Испытательная система трехосного независимого нагружения (ИСТНН)

Установка ИСТНН предназначена для изучения упруго-прочностных, реологических и фильтрационных свойств горных пород. Она позволяет нагружать кубические образцы породы с гранью 40 или 50 мм независимо по каждой из трех осей. Это дает возможность экспериментально воссоздавать напряженно-деформированное состояние любого типа, возникающее в пласте при проведении различных технологических операций на скважине. Также ИСТНН позволяет изучать влияние напряженно-деформированного состояния на фильтрационные свойства горных пород путем непрерывного измерения проницаемости в ходе испытания. В работе [19] была ранее продемонстрирована возможность успешного применения метода НРП при создании перфорационных отверстий на стенке необсаженной скважины.

Для проведения испытаний была создана программа нагружения для моделирования на ИСТНН напряженно-деформированного состояния в точке на поверхности перфорационного отверстия, отстоящей от необсаженной скважины на расстоянии 1,25 радиуса скважины.

Напряженное состояние в окрестности перфорационного отверстия в необсаженной скважине может быть представлено суперпозицией решений задачи Ламе [20] и задачи, аналогичной задаче Кирша [21]. В этом случае напряженное состояние может быть описано тремя главными напряжениями: кольцевым S_θ , соосным со скважиной S_z и радиальным S_r . В установке ИСТНН этим напряжениям соответствуют S_1 , S_2 , S_3 , приложенные к граням образца. Напряжение S_2 соответствует компоненте напряжения S_z , S_1 – компоненте S_θ , а S_3 – радиальной компоненте S_r .

Общая схема программы нагружения представлена на рис. 2. Точка А программы нагружения соответствует напряжениям, действующим на скелет породы до пробуривания скважины, точка В отвечает состоянию, когда скважина пробурена и давление на ее забое равно пластовому, точка С соответствует полному осушению скважины. Детально составление программ нагружения описано в работе [19].

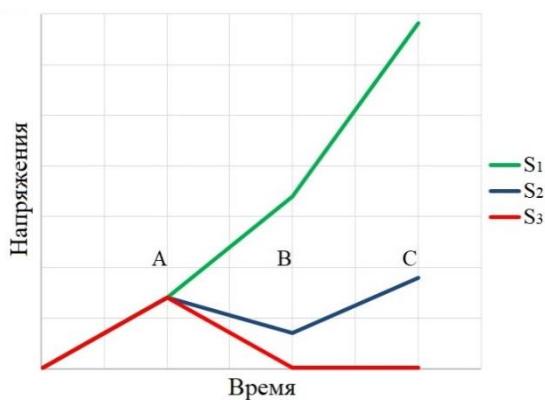


Рис. 2. Общий вид программы нагружения «Точка на поверхности перфорационного отверстия, отстоящая от необсаженной скважины на расстоянии 1,25 радиуса скважины» [19]

Для проведения компьютерной томографии и получения изображений

образцов использовался высокоразрешающий рентгеновский микротомограф ProCon X-Ray CT-MINI [22] Института проблем механики РАН, представленный на рис. 3. Прибор имеет жесткое основание (монолитная гранитная плита) для практического исключения влияния температурного дрейфа и точной установки рентгенооптических и других компонентов системы внутри прибора, что обеспечивает точность и стабильность измерений во всем диапазоне рабочего пространства. Рентгеновская трубка с высоким разрешением, микрофокусом и замкнутым контуром имеет регулируемый диапазон выходного напряжения от 20 кВ до 90 кВ и регулируемый диапазон тока от 10 мкА до 160 мкА. Максимальная выходная мощность трубы составляет 8 Вт. Наименьший размер фокусного пятна – 5 мкм. Высокочувствительный рентгеновский детектор с низким уровнем шума имеет число пикселей 2940 x 2304. Размер пикселя равен 49,5 мкм. Размер активной (чувствительной) области составляет 146 x 114 мм.

Реконструкция снимков проводилась с помощью программного обеспечения VGSTUDIO. Обработка трехмерных изображений осуществлялась с помощью пакета Geodict Math2Market GmbH, позволяющего проводить многомасштабную обработку 3D изображений, моделирование, визуализацию и определение свойств материалов. В дополнение к основным возможностям обработки изображений, GeoDict предлагает различные методы сегментации изображений и способы моделирования однофазного и двухфазного потоков жидкости в пористых средах.



Рис.3 Высокоразрешающий рентгеновский микротомограф ProCon X-Ray CT-MINI Института проблем механики РАН

Поля фильтрации были рассчитаны с помощью модуля FlowDict пакета GeoDict [23]. Модуль FlowDict прогнозирует эффективные свойства материала путем моделирования экспериментов с потоком и постобработки результатов моделирования. FlowDict прогнозирует среднюю физическую скорость потока для заданного перепада давления [24] и рассчитывает проницаемость пористой структуры, применяя закон Дарси. Модуль способен рассчитывать несжимаемые стационарные ньютоновские потоки на основе уравнений Навье-Стокса с различными аппроксимациями. FlowDict прост в освоении и активно используется исследователями по всему миру для моделирования течений в широком спектре материалов [25–28]. Для численного моделирования фильтрационных процессов

в данной работе использовался решатель LIR [29].

Результаты исследований

Результаты предыдущих связанных исследований, в том числе проведенного на ИСТНН физического моделирования процессов деформирования и фильтрации в породах Астраханского месторождения детально описаны в работе [19]. Продемонстрирован процесс применения метода НРП для пластовых условий месторождения и различных типов забоя скважин.

В устных докладах авторов на Международных конференциях^{1,2} представлены результаты анализа внутренней структуры образца А4.1 с использованием компьютерной томографии, а также проведенного последующего численного моделирования.

¹ Khimulia V.V., Barkov S.O. Analysis of permeability changes of the Astrakhanskoye field rocks while implementing the method of directional unloading of the reservoir based on X-ray computed tomography // Earth Science: International Science and Technology Conference, Vladivostok, Russia, 25–26 October 2022.

² Khimulia V.V., Karev V.I. Micro-CT analysis of fractures and permeability changes in low-permeability rocks after true triaxial loading // Physical and Mathematical Modeling of Earth and Environment Processes: 8th International Scientific Conference-School for Young Scientists, Moscow, Russia, 12–14 October 2022.

В данной работе описаны результаты микротомографического исследования образца А2, изготовленного из кернового материала с глубины 3784 м и испытанного по программе моделирования напряжений в окрестности перфорационного отверстия в необсаженной скважине на расстоянии 1,25 ее радиуса.

Начальная проницаемость породы была низкой и составляла менее 1 мД. Однако после проведенного физического моделирования в образце образовалась разветвленная сеть макротрещин, выполняющая роль новых фильтрационных каналов (рис. 4).



Рис. 4. Фото образца А2 после испытаний на установке ИСТНН

В силу особенностей измерения на ИСТНН не всегда удается точно замерить конечное значение проницаемости из-за разгерметизации пленки при растрескивании породы. Для сопоставления результатов дальнейшего численного моделирования образец повторно помещался в ячейку ИСТНН. Такое измерение позволяет приблизительно оценить проницаемость уже испытанного ненагруженного образца, так как для проведения измерений необходимо

добиться некоторой величины поджатия материала по осям, что существенно влияет на раскрытость трещин. Конечное значение трещинной проницаемости было оценено в 460 мД.

После испытаний образец был помещен в камеру микротомографа ProCon CT-MINI. По результатам сканирования были получены проекции, которые впоследствии реконструировались в программном обеспечении (ПО) VGSTUDIO. По итогам реконструкции было создано трехмерное изображение образца. Дальнейшая обработка изображения выполнялась в ПО GeoDict. Были проделаны следующие этапы работы с 3D снимками: корректировка яркости, разворот и обрезка изображения, фильтрация для удаления артефактов, а также фильтрация для сглаживания изображения. Сегментация изображения, т. е. разделение вокселей на воздух и материал, была выполнена различными способами, в том числе методом Отсу, пороговым способом и применением нейросети [11]. Сегментация является одним из наиболее важных шагов к получению корректной структуры образца. По итогам сравнения полученных структур для дальнейшего моделирования использовался полученный с помощью пороговой сегментации результат.

Первый снимок образца был выполнен со следующими параметрами съемки: напряжение источника рентгеновского излучения – 90 кВ, ток – 89 мкА, время экспозиции – 0,5 с, количество усреднений – 2, размер вокселя – 44,117 мкм. Однако сегментацию полученного изображения существенно осложняло ярко выраженное напластование слоев породы. При данных параметрах съемки не удавалось однозначно определить границы макротрещин.

Для решения возникшего затруднения было решено увеличить время экспозиции и число усреднений при съемке, а также уменьшить размер вокселя. Повторное сканирование выполнялось на следующих параметрах: напряжение источника – 90 кВ, ток – 89 мкА, время экспозиции – 0,9 с, количество усреднений – 5, размер вокселя – 22,059 мкм. На итоговом изображении удалось однозначно различить границы трещин. После успешной сегментации полученная структура использовалась для проведения численного моделирования потока фильтрации флюида с помощью модуля FlowDict пакета GeoDict. Итоговый размер структуры составлял $1370 \times 1434 \times 1378$ вокселяй. Были задействованы две доступные модели фильтрации: Стокса и Навье–Стокса [30]. Для воссоздания условий лабораторного измерения проницаемости были выбраны следующие параметры течения: рабочий флюид – воздух, перепад давления – 0,1 атм, температура – 20°C, граничные условия в направлении фильтрации – Periodic, implicit region – 10 вокселяй [23, 30], граничные условия по боковым стенкам – No Slip [23]. Направление моделируемого потока совпадало с направлением лабораторно измеренной проницаемости в образце. Параметры решателя LIR могли различаться для корректировки стабильности вычислений. Визуализация полученной структуры и результирующего поля распределения скоростей по модели Навье–Стокса представлены на рис. 5, направление движения потока осуществляется сверху вниз. Моделирование в рамках модели Стокса показало итоговый результат расчета проницаемости образца в 2 Дарси. При этом вычисление заняло всего 1,4 часа,

а условием выхода из цикла вычислений (точностью) было условие error bound 0,1 [29].

Моделирование в рамках модели Навье–Стокса не дало результата для данной точности вычислений при стандартных параметрах решателя. При этом наблюдалась нестабильность расчета: циклическое возрастание точности на итерациях, расходжение промежуточных результатов. При вычислении действовалось существенно большее количество ресурсов процессора и памяти, а сами вычисления не оканчивались по прошествии 14 и более часов. Получить первичную оценку в 849 мД данным методом стало возможным на данных масштабах структуры при выставлении более грубого условия окончания цикла error bound 0,2, а также подбором параметров оптимизации вычислений, таких как Multigrid, Relaxation и прочие [29]. Для получения результата с точностью error bound 0,1 потребовалось снижения параметра Relaxation до 0,1, включение Multigrid, метода Крылова и выставление оптимизации Speed для ускорения вычислений. Полученное значение проницаемости составило 664 мД, расчет занял 29 часов, а в процессе вычислений по-прежнему наблюдались скачки точности и временные расхождения.

В качестве одного из способов упрощения структуры для оптимизации вычислений было рассмотрено применение биннинга 2×2 , т. е. объединение соседних пар вокселяй 3D изображения для уменьшения общего числа точек. При этом происходит осреднение оттенков серого, однако итоговый объем изображения уменьшается в 8 раз. Полученная в результате биннинга структура представлена на рис. 6.

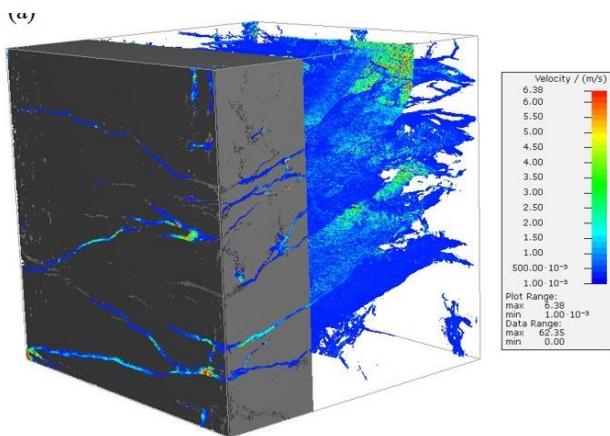


Рис. 5. Полученная структура материала, а также распределение скоростей потока фильтрации в рамках модели Навье-Стокса

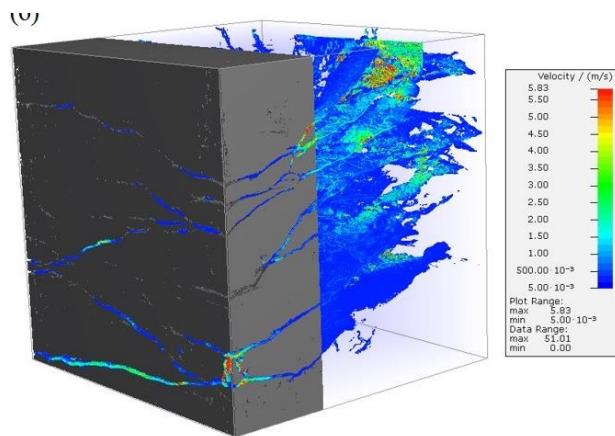


Рис. 6. Полученная в результате бининга структура, а также распределение скоростей потока фильтрации в рамках модели Навье-Стокса

Визуально заметно упрощение внешнего вида структуры, а также локальное изменение распределения скоростей потока фильтрации. Для полученной структуры было проведено моделирование в рамках модели Стокса, которое дало результат в 919 мД, затратив всего 12 минут на вычисление при error bound 0,1. Расчет в рамках модели Навье-Стокса для данного случая не требовал ручной оптимизации вычислений, продемонстрировал результат в 360 мД за 45 мин. Таким образом, время- и ресурсозатратность вычислений снизились многократно, однако результаты оценки проницаемости отличаются примерно в 2 раза по сравнению с изначальной структурой. Модель же Навье-Стокса показывает меньший разброс результатов и хорошее соответствие физически измеренной величине, в связи с чем данный метод может рассматриваться в качестве одного из способов решения проблемы нестабильности вычислений в случае разработки соответствующей методики измерений.

Разница в результатах вычислений для двух моделей в целом предсказуема и обусловлена различиями в математических предположениях, содержащихся в моделях. Вычислительная модель, использующая

уравнения Стокса, наиболее применима при малых перепадах давления, но имеет неоспоримое преимущество – меньшее потребление вычислительных ресурсов. Модель Навье–Стокса обеспечивает более точную оценку при более высоких перепадах давления, но требует тщательных оптимизационных расчетов для успешного завершения вычислений: расчеты с использованием этих методов не всегда завершаются успешно. Для оптимизации расчетов необходимо выполнять специальные процедуры, которые используют больше памяти, ресурсов процессора или требуют больше времени.

При этом обе модели демонстрируют завышенную оценку проницаемости на изначальной структуре. Аналогичные результаты были получены для образца А4.1 (см. сноска²). Однако результат в рамках модели Навье–Стокса лучше согласуется с физически измеренным для рассматриваемой трещинной проницаемости. Подтвержденный факт роста проницаемости для данных пород Астраханского месторождения свидетельствует о возможности успешного применения метода направленной разгрузки пласта на скважинах с забоем рассмотренного вида.

Одним из способов решения проблемы высокого потребления ресурсов является выбор меньшего размера области моделирования, т. е. выбор репрезентативного объема породы. В случае моделирования многофазной фильтрации или фильтрации через многокомпонентную структуру, требования к этому объему значительно возрастают. В противном случае могут потребоваться высокопроизводительные кластерные и суперкомпьютерные ресурсы. Тем не менее, выбор репрезентативного объема становится затруднительным при рассмотрении трещинной проницаемости. Распределение макротрещин не равномерно по объему, и каждая из трещин дает весомый вклад в проницаемость. Более того, связь трещин между собой происходит в разных частях объема образца. В таких случаях нельзя ограничиться частью объема образца при моделировании, как это часто делается для рассмотрения поровой проницаемости ввиду относительной однородности распределения пор в породе. Однако при использовании крупных структур с большим числом вокселей необходимо задействовать значительно больше памяти и ресурсов процессора, а также существенно больше времени. Это показывает, что при моделировании трещинной фильтрации в породах отдавать приоритет следует экономящим вычислительные ресурсы и стабильным методам. В противном случае требуется реализовать поиск способов, ведущих к упрощению исходного изображения, структуры или алгоритмов для оптимизации вычислений. Один из способов решения проблемы – использование биннинга, то есть слияния соседних пикселей. Для пористой проницаемости такой подход существенно искажает конечный результат, так как размер

пор, через которые происходит фильтрация, значительно меняется по сравнению с исходным. В случае же наличия макротрещин в породе, снижение числа пикселей изображения оказывает менее значительное влияние на результаты моделирования, при этом существенно снижая затраты ресурсов и времени.

Стоит отметить, что различия в рассчитанных и физически измеренных значениях проницаемости неизбежны даже при идеально подобранных условиях: качество исходного изображения (разрешение) и постобработка (артефакты, фильтрация, сегментация) оказывают существенное влияние на результат расчета [27]. Уменьшение размера вокселя позволяет уточнить различимые границы трещин и пор, а корректный подбор параметров сканирования минимизирует наличие артефактов изображения, которые влияют на различимость внутреннего пространства. Выбор параметров фильтрации изображения влияет на процедурное объединение пикселей для последующей сегментации и меньшее потребление ресурсов при моделировании различного рода процессов на полученной структуре. С другой стороны, сглаживание изображения или биннинг снижают различимость границ порового пространства, что сказывается на вычислениях. Важным недостатком томографии в целом является неоднозначность сегментации полученных изображений, т. е. присвоение вокселям изображения ярлыков различных материалов (например, разделение на породу и воздух). В зависимости от выбранного метода сегментации и предварительной работы с изображением, распределение пор, трещин и их границ может отличаться, влияя на конечный вид получаемой структуры (и иногда весьма существенно).

В данном случае потребовалось проведение повторных сканирований для проведения корректной сегментации изображения. Отдельно стоит отметить, что модели, лежащие в основе вычислительных методов, могут давать разные результаты в зависимости от упрощений и приближений, лежащих в их основе.

При проведении исследований на большой выборке образцов породы представляется возможным определение оптимальных параметров сканирования, обработки и сегментации для точного соответствия результатов моделирования результатам физически измеренной проницаемости. После этого созданная методика может быть применена к другим образцам породы того же типа, если все параметры сканирования и обработки изображений сохраняются, а калибровка прибора точная и неизменная. На этот фактор также могут повлиять внешние условия, такие как температура. С другой стороны, результаты микротомографии могут быть дополнены другими методами исследования, например, с использованием синхротронного излучения. Однако использование дополнительного дорогостоящего оборудования снижает доступность описанного подхода в целом.

Заключение

В статье представлены результаты физического моделирования реализации способа повышения фильтрационных свойств низкопроницаемых пород – метода

направленной разгрузки пласта – на породах-коллекторах Астраханского газоконденсатного месторождения. Испытания проводились на уникальной Испытательной системе трехосного независимого нагружения (ИСТНН) Института проблем механики РАН. Проведено 3D сканирование одного из испытанных образцов на высокоразрешающем рентгеновском микротомографе ProCon CT-MINI с целью анализа изменений внутренней структуры породы. Получена цифровая модель породы. Проведено численное моделирование фильтрационного потока в ПО GeoDict на структурах, полученных по результатам микротомографического сканирования. Рассчитаны поля скоростей и значения проницаемости для разных вычислительных моделей и способов оптимизации расчета. Проведено сравнение результатов, полученных в рамках различных моделей фильтрации, с лабораторно измеренным значением. Описаны основные различия в подходах к численной оценке проницаемости пород, сделаны выводы о применимости использованных методик проведения моделирования. Результаты исследований дают основание сделать вывод, что метод направленной разгрузки пласта может быть успешно применен для условий Астраханского газоконденсатного месторождения, позволяя значительно улучшить фильтрационные свойства пород в окрестности скважины.

Работа выполнена при финансовой поддержке проекта Российской Федерации в лице Министерства науки и высшего образования РФ № 13.1902.21.0018 (соглашение 075-15-2020-802).

Литература

1. *Карев В.И., Химуля В.В., Шевцов Н.И.* Экспериментальные исследования процессов деформирования, разрушения и фильтрации в горных породах // Известия РАН. Механика твердого тела. 2021. № 5. С. 3–26. <https://doi.org/10.31857/S0572329921050056>
2. *Karev V., Kovalenko Y., Ustinov K.* Geomechanics of oil and gas wells. Cham, Switzerland: Springer, 2020. 166 p.
3. *Ganat T.A.-A.O.* Fundamentals of reservoir rock properties. Cham, Switzerland: Springer, 2020. 156 p.
4. *Boronin S.A., Tolmacheva K.I., Osipov A.A. et al.* Modelling of injection well capacity with account for permeability damage in the near-wellbore zone for oil fields in western siberia // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16–18 October 2017. Paper SPE-187806-MS. 14 p. <https://doi.org/10.2118/187806-MS>
5. *Ковхуто А.М., Кибаш М.Ф., Зайцев А.И. и др.* Влияние напряженно-деформированного состояния горных пород на фильтрационные характеристики и дебиты скважин (на примере залежей Речицко-Вишанской зоны поднятий Припятского прогиба) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 3. С. 56–62.
6. *Karev V.I., Kovalenko Yu.F.* Triaxial loading system as a tool for solving geotechnical problems of oil and gas production // True triaxial testing of rocks / Ed. by M. Kwasniewski, X. Li, M. Takahashi. Leiden: CRC Press/Balkema, 2013. P. 301–310. <https://doi.org/10.1201/b12705>
7. *Иванов М.К., Бурлин Ю.К., Калмыков Г.А. и др.* Петрофизические методы исследования кернового материала (Терригенные отложения): Учеб. пособие: В 2 кн. Кн. 1. М.: Изд-во МГУ, 2008. 112 с.
8. *Jia L., Chen M., Jin Y.* 3D imaging of fractures in carbonate rocks using X-ray computed tomography technology // Carbonates and Evaporites. 2014. Vol. 29, No. 2. P. 147–153. <https://doi.org/10.1007/s13146-013-0179-9>
9. *Diaz M., Kim K.Y., Yeom S. et al.* Surface roughness characterization of open and closed rock joints in deep cores using X-ray computed tomography // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2017. Vol. 98. P. 10–19. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2017.07.001>
10. *Герке К.М., Корост Д.В., Карсанина М.В. и др.* Изучение и анализ современных подходов к построению цифровых моделей керна и методов моделирования многофазной фильтрации в масштабах порового пространства // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 2. С. 197–213. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.20>
11. *Ar Rushood I., Alqahtani N., Wang Y.D. et al.* Segmentation of x-ray images of rocks using deep learning // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201282-MS. 13 p. <https://doi.org/10.2118/201282-MS>
12. *Blunt M.J.* Multiphase flow in permeable media: A pore-scale perspective. Cambridge: Cambridge University Press, 2017. 498 p. <https://doi.org/10.1017/9781316145098>
13. *Menke H.P., Gao Y., Linden S., Andrew M.G.* Using nano-XRM and high-contrast imaging to inform micro-porosity permeability during Stokes–Brinkman single and two-phase flow simulations on micro-CT images // Frontiers in Water. 2022. Vol. 4. P. 935035. <https://doi.org/10.3389/frwa.2022.935035>
14. *Mostaghimi P., Blunt M.J., Bijeljic B.* Computations of absolute permeability on micro-CT images // Mathematical Geosciences. 2013. Vol. 45, No. 1. P. 103–125. <https://doi.org/10.1007/s11004-012-9431-4>

15. Alyafei N., Raeini A.Q., Paluszny A., Blunt M.J. A sensitivity study of the effect of image resolution on predicted petrophysical properties // *Transport in Porous Media*. 2015. Vol. 110, No. 1. P. 157–169. <https://doi.org/10.1007/s11242-015-0563-0>
16. Cid H.E., Carrasco-Núñez G., Manea V.C. Improved method for effective rock microporosity estimation using X-ray microtomography // *Micron*. 2017. Vol. 97. P. 11–21. <https://doi.org/10.1016/j.micron.2017.01.003>
17. Комаров А.Ю., Пушкирева Д.А. Комплексное исследование коллекторских свойств средневерхнеюорских отложений Астраханского газоконденсатного месторождения // Территория Нефтегаз. 2021. № 7–8. С. 36–42.
18. Ревина А.В., Ревина Н.С. Анализ результатов проведенных геолого-технических мероприятий и их влияние на компонентоотдачу // Вестник АГТУ. 2022. № 1(73). С. 43–49. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2022-1-43-49>
19. Барков С.О., Шевцов Н.И. Определение оптимальных параметров и режимов эксплуатации скважин в низкопроницаемых коллекторах на установке истинно трехосного нагружения // Процессы в геосредах. 2022. № 3. С. 1729–1734.
20. Ляэ A. Математическая теория упругости / Пер. с англ. Б.В. Булгакова, В.Я. Натанзона. М.; Л: ОНТИ НГКиП СССР, 1935. 674 с.
21. Тимошенко С.П., Гудьер Дж. Теория упругости / Пер. с англ. М.И. Рейтмана. М.: Наука, 1979. 560 с.
22. CT-MINI – ProCon X-Ray GmbH. <https://procon-x-ray.de/en/ct-mini> (Дата обращения 06.11.2022).
23. FlowDict: Single-Phase Fluid Flow. <https://www.math2market.com/geodict-software/geodict-base-modules/simulation/flowdict>. (Дата обращения 06.11.2022).
24. Kling T., Huo D., Schwarz J.-O. et al. Simulating stress-dependent fluid flow in a fractured core sample using real-time X-ray CT data // *Solid Earth*. 2016. Vol. 7, No. 4. P. 1109–1124. <https://doi.org/10.5194/se-7-1109-2016>
25. Balucan R., Jing Z., Underschultz J., Steel K.M. Coal permeability stimulation by NaClO oxidation // *The APPEA Journal*. 2019. Vol. 59, No. 2. P. 846–850. <https://doi.org/10.1071/AJ18142>
26. Steel K.M., Jenkins D.R., Balucan R.D., Mahoney M.R. Identification of preferential pathways in the pore microstructure of metallurgical coke and links to anisotropic strength properties // *Fuel*. 2021. Vol. 296. P. 120688. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.120688>
27. Herdtle T., Xue Y., Bolton J.S. Numerical modelling of the acoustics of low density fibrous media having a distribution of fiber sizes // *Publications of the Ray W. Herrick Laboratories*. 2017. Paper 167. 20 p. <https://docs.lib.psu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1172&context=herrick> (Дата обращения 08.11.2022).
28. Soltani P., Azimian M., Wiegmann A., Zarrebini M. Experimental and computational analysis of sound absorption behavior in needled nonwovens // *Journal of Sound and Vibration*. 2018. Vol. 426. P. 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.jsv.2018.04.007>
29. Linden S., Wiegmann A., Hagen H. The LIR space partitioning system applied to the Stokes equations // *Graphical Models*. 2015. Vol. 82. P. 58–66. <https://doi.org/10.1016/j.gmod.2015.06.003>
30. Hilden J., Linden S., Planas B. FlowDict user guide – GeoDict release 2021. Published: 18 September 2020, Reviewed: 15 June 2021 // Math2Market. <https://doi.org/10.30423/userguide.geodict2021-flowdict> (Дата обращения 06.11.2022).

Analysis of changes in the internal structure of low-permeability reservoir rocks by means of computed tomography after implementation of the directional unloading method

V.V. Khimulia*, S.O. Barkov

Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
E-mail: *valery.khim@gmail.com

Abstract. The article presents the results of comprehensive studies of changes in the internal structure and evolution of filtration properties of low-permeability rocks of the Astrakhan gas-condensate field when implementing the method of increasing well productivity – the directional unloading method. Physical modeling of the deformation and filtration processes on the unique Triaxial Independent Load Test System of the Institute for Problems in Mechanics of the Russian Academy of Sciences was carried out. A 3D scan of rocks after testing was performed using a ProCon CT-MINI high-resolution X-ray tomograph in order to analyze changes in the internal structure. A digital model of the rock was obtained, and numerical simulation of filtration flow in GeoDict software based on the results of microtomography scanning was performed. Velocity fields and permeability values for different computational models and computation optimization methods are calculated. The results obtained in different filtration models are compared with the laboratory measured value of permeability. The main differences in approaches to numerical estimation of rock permeability are described, and conclusions about the applicability of the modeling techniques used are made. The research results allow us to conclude that the directional unloading method can be successfully applied to the conditions of the Astrakhan gas-condensate field, allowing to significantly improve filtration properties of rocks in the vicinity of the well.

Keywords: filtration properties, stress-strain state, true triaxial loading, directional unloading method, permeability increase, enhanced oil recovery, X-ray tomography, internal rock structure, numerical simulation.

Citation: Khimulia V.V., Barkov S.O. Analysis of changes in the internal structure of low-permeability reservoir rocks by means of computed tomography after implementation of the directional unloading method // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 27–42. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art3> (In Russ.).

References

1. Karev V.I., Khimulia V.V., Shevtsov N.I. Experimental studies of the deformation, destruction and filtration in rocks // Mechanics of Solids. 2021. Vol. 56, No. 5. P. 613–630. <https://doi.org/10.3103/S0025654421050125>
2. Karev V., Kovalenko Y., Ustinov K. Geomechanics of oil and gas wells. Cham, Switzerland: Springer, 2020. 166 p.
3. Ganat T.A.-A.O. Fundamentals of reservoir rock properties. Cham, Switzerland: Springer, 2020. 156 p.
4. Boronin S.A., Tolmacheva K.I., Osipov A.A. et al. Modelling of injection well capacity with account for permeability damage in the near-wellbore zone for oil fields in western siberia // SPE Russian Petroleum Technology Conference, 16–18 October 2017. Paper SPE-187806-MS. 14 p. <https://doi.org/10.2118/187806-MS>

5. Kovkhuto A.M., Kibash M.F., Zaitsev A.I. et al. Effect of rocks' stress-strain behavior on filtration processes and well production (by the example of accumulations of Rechitsko-Vishanskaya uplift zone of Priyatsky trough) // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2015. No 3. P. 56–62. (In Russ.).
6. Karev V.I., Kovalenko Yu.F. Triaxial loading system as a tool for solving geotechnical problems of oil and gas production // True triaxial testing of rocks / Ed. by M. Kwasniewski, X. Li, M. Takahashi. Leiden: CRC Press/Balkema, 2013. P. 301–310. <https://doi.org/10.1201/b12705>
7. Ivanov M.K., Burlin Yu.K., Kalmykov G.A. et al. Petrophysical methods of core material study (Terrigenous sediments): Textbook: In 2 books. Book 2. Moscow: Moscow State University, 2008. 112 p. (In Russ.).
8. Jia L., Chen M., Jin Y. 3D imaging of fractures in carbonate rocks using X-ray computed tomography technology // Carbonates and Evaporites. 2014. Vol. 29, No. 2. P. 147–153. <https://doi.org/10.1007/s13146-013-0179-9>
9. Diaz M., Kim K.Y., Yeom S. et al. Surface roughness characterization of open and closed rock joints in deep cores using X-ray computed tomography // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2017. Vol. 98. P. 10–19. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2017.07.001>
10. Gerke K.M., Korost D.V., Karsanina M.V. et al. Modern approaches to pore space scale digital modeling of core structure and multiphase flow // Georesursy. 2021. Vol. 23, No. 2. P. 197–213. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.20> (In Russ.).
11. Ar Rushood I., Alqahtani N., Wang Y.D. et al. Segmentation of x-ray images of rocks using deep learning // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201282-MS. 13 p. <https://doi.org/10.2118/201282-MS>
12. Blunt M.J. Multiphase flow in permeable media: A pore-scale perspective. Cambridge: Cambridge University Press, 2017. 498 p. <https://doi.org/10.1017/9781316145098>
13. Menke H.P., Gao Y., Linden S., Andrew M.G. Using nano-XRM and high-contrast imaging to inform micro-porosity permeability during Stokes–Brinkman single and two-phase flow simulations on micro-CT images // Frontiers in Water. 2022. Vol. 4. P. 935035. <https://doi.org/10.3389/frwa.2022.935035>
14. Mostaghimi P., Blunt M.J., Bijeljic B. Computations of absolute permeability on micro-CT images // Mathematical Geosciences. 2013. Vol. 45, No. 1. P. 103–125. <https://doi.org/10.1007/s11004-012-9431-4>
15. Alyafei N., Raeini A.Q., Paluszny A., Blunt M.J. A sensitivity study of the effect of image resolution on predicted petrophysical properties // Transport in Porous Media. 2015. Vol. 110, No. 1. P. 157–169. <https://doi.org/10.1007/s11242-015-0563-0>
16. Cid H.E., Carrasco-Núñez G., Manea V.C. Improved method for effective rock microporosity estimation using X-ray microtomography // Micron. 2017. Vol. 97. P. 11–21. <https://doi.org/10.1016/j.micron.2017.01.003>
17. Komarov A.Yu., Pushkareva D.A. Comprehensive study of reservoir properties of middle-upper jurassic deposits in the Astrakhan gas-condensate field // Territorija Neftegaz. 2021. No. 7–8. P. 36–42. (In Russ.).
18. Revina A.V., Revina N.S. Analysis of results of geological and technical measures and their impact on component recovery // Vestnik of Astrakhan State Technical

University. 2022. No. 1(73). P. 43–49. <https://doi.org/10.24143/1812-9498-2022-1-43-49> (In Russ.).

19. *Barkov S.O., Shevtsov N.I.* Determination of optimal parameters and modes of well operation in low-permeability reservoirs on a true triaxial loading unit // Processes in Geomedia. 2022. No. 3. P. 1729–1734. (In Russ.)

20. *Love A.E.H.* A treatise on the mathematical theory of elasticity. Cambridge: Cambridge University Press, 1920. 624 p.

21. *Timoshenko S.P., Goodier J.N.* Theory of elasticity. New York: McGraw-Hill, 1951. 506 p.

22. CT-MINI – ProCon X-Ray GmbH. <https://procon-x-ray.de/en/ct-mini> (Accessed on 06.11.2022).

23. FlowDict: Single-Phase Fluid Flow. <https://www.math2market.com/geodict-software/geodict-base-modules/simulation/flowdict>. (Accessed on 06.11.2022).

24. *Kling T., Huo D., Schwarz J.-O. et al.* Simulating stress-dependent fluid flow in a fractured core sample using real-time X-ray CT data // Solid Earth. 2016. Vol. 7, No. 4. P. 1109–1124. <https://doi.org/10.5194/se-7-1109-2016>

25. *Balucan R., Jing Z., Underschultz J., Steel K.M.* Coal permeability stimulation by NaClO oxidation // The APPEA Journal. 2019. Vol. 59, No. 2. P. 846–850. <https://doi.org/10.1071/AJ18142>

26. *Steel K.M., Jenkins D.R., Balucan R.D., Mahoney M.R.* Identification of preferential pathways in the pore microstructure of metallurgical coke and links to anisotropic strength properties // Fuel. 2021. Vol. 296. P. 120688. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.120688>

27. *Herdle T., Xue Y., Bolton J.S.* Numerical modelling of the acoustics of low density fibrous media having a distribution of fiber sizes // Publications of the Ray W. Herrick Laboratories. 2017. Paper 167. 20 p. <https://docs.lib.psu.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1172&context=herrick> (Accessed on 08.11.2022).

28. *Soltani P., Azimian M., Wiegmann A., Zarrebini M.* Experimental and computational analysis of sound absorption behavior in needled nonwovens // Journal of Sound and Vibration. 2018. Vol. 426. P. 1–18. <https://doi.org/10.1016/j.jsv.2018.04.007>

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

30. *Hilden J., Linden S., Planas B.* FlowDict user guide – GeoDict release 2021. Published: 18 September 2020, Reviewed: 15 June 2021 // Math2Market. <https://doi.org/10.30423/userguide.geodict2021-flowdict> (Accessed on 06.11.2022).

Прогноз нефтеносности пород-коллекторов континентального генезиса на примере пласта Ю2/1 Сургутского свода

В.А. Белкина*, А.В. Турабаева**

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

E-mail: *belkinava@tyuiu.ru, **sashenka_surgut@mail.ru

Аннотация. В настоящее время на территории Западной Сибири выявлены и вовлечены в разработку основные активные запасы углеводородов. Пополнение ресурсной базы Западной Сибири возможно только за счет ресурсов углеводородов из сложно-построенных резервуаров, таких как отложения пласта Ю2/1 в пределах Сургутского свода. Эффективная разведка таких ресурсов возможна только на объектах, изученных с достаточной степенью детальности и достоверности.

Целью работы явилось изучение геологического строения пласта Ю2/1 в пределах Сургутского свода для обоснования наиболее перспективных зон локализации углеводородов и определения основных направлений геологоразведочных работ.

Результатом стало создание двухмерной фильтрационно-емкостной модели пласта Ю2/1 в пределах Сургутского свода. Построение модели основано на данных 10764 скважин. Породы-коллекторы проранжированы по качеству: высокое, среднее и низкое. На основании модели фильтрационно-емкостных свойств и критерия ранжирования построены схемы распространения коллекторов высокого и среднего качества. Прогнозные параметры пласта Ю2/1 подтверждены в 736 скважинах. Использование схем распространения пород-коллекторов высокого и среднего качества пласта Ю2/1 в пределах Сургутского свода заметно повысит эффективность геологоразведочных работ.

Ключевые слова: породы-коллекторы, ранжирование, эффективные толщины, пористость, проницаемость, нефтенасыщенность, континентальные отложения, Сургутский свод, пласт Ю2/1.

Для цитирования: Белкина В.А., Турабаева А.В. Прогноз нефтеносности пород-коллекторов континентального генезиса на примере пласта Ю2/1 Сургутского свода // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 43–57. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art4>

Введение

В настоящее время на территории Западной Сибири выявлены и вовлечены в разработку основные активные запасы углеводородов (УВ), причем подавляющее большинство из них находятся на заключительной стадии выработки запасов. Пополнение ресурсной базы как Российской Федерации в целом, так и отдельных компаний ведется главным образом за счет залежей небольших размеров со сложным геологическим строением. Повысить эффективность геологоразведочных работ (ГРР) и выработки таких запасов можно, в частности, за счет создания моделей с высокой степенью

достоверности, учитывающих наиболее значимые особенности изменения фильтрационно-емкостных свойств пластов.

Для Сургутского свода (СС) наиболее перспективным источником восполнения ресурсной базы в первую очередь являются отложения тюменской свиты. Этот объект расположен в пределах территории с хорошо развитой инфраструктурой для добычи УВ. Наибольший промышленный интерес из юрских отложений представляют континентальные отложения пласта Ю2/1. На большей части территории пласта Ю2/1 является нефтеносным, водонасыщен он только в гипсометрически пониженных участках.

Изучением генезиса и геологического строения юрских отложений занимались многие широко известные ученые: В.В. Шиманский, А.Э. Конторович, В.А. Конторович, Б.Н. Шурыгин, Н.В. Танинская, Е.Г. Раевская, Г.П. Мясникова, А.Г. Мухер, А.Р. Курчиков, В.Н. Бородкин, В.А. Волков, А.Н. Сидоров, А.А. Сидоров и др. [1–8]. В этих работах показано, что основные перспективы нефтеносности континентальных формаций связаны с зонами руслового и барового генезиса. В настоящей работе проведены исследования по выявлению связей зон, улучшенных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), с локализацией площадей с повышенными эффективными толщинами. Эти исследования показали, что таких связей для пород-коллекторов в целом по всей изучаемой площади нет. Предложенная впервые в работе классификация пород-коллекторов по качеству (высокое, среднее и низкое) позволила выявить статистические зависимости коэффициентов пористости, проницаемости и начальной нефтенасыщенности от эффективных толщин для пород-коллекторов высокого качества. Детализированная модель ФЕС, в которой выделены наиболее перспективные зоны для геологоразведочных работ, заметно повысит надежность проектов ГРР.

Фильтрационно-емкостная модель отложений пласта Ю2/1 Сургутского свода

Набор схем для изучения геологического строения можно условно разделить на две группы, описывающие:

1) геометрию природных резервуаров на основе комплекса геолого-геофизической информации;

2) изменчивость ряда параметров: коэффициентов открытой пористости ($K_{\text{по}}$), проницаемости ($K_{\text{пр}}$), песчанистости ($K_{\text{песч}}$), глинистости ($K_{\text{гл}}$), начальной нефтенасыщенности ($K_{\text{нн}}$) и др.

Для решения этих задач для пласта Ю2/1 в пределах СС использованы данные по 10764 поисково-разведочным и эксплуатационным скважинам.

Задача геометризации природных резервуаров является крайне важной составляющей процесса моделирования. Точность структурных карт стратиграфической кровли и подошвы пласта, контуров продуктивности в значительной степени определяет надежность и точность оценки запасов и решения других геологических задач. Результаты палеотектонического анализа и изучения геометрии пласта Ю2/1 СС изложены в работах [9, 10]. В работе [10] приведены построенные автором структурные карты стратиграфической кровли Тюменской свиты и доюрского основания, уточнены границы Сургутского Архипелага (по терминологии В.С. Суркова и др.). Показано, что структурный план кровли пласта Ю2/1 повторяет очертания поверхности фундамента, что говорит об унаследованном развитии рельефа территории и его постепенном выполнении вверх по разрезу, с сокращением толщин среднеюрских отложений на выступах фундамента. Выделенные русловые каналы являются прямым доказательством континентальных условий осадконакопления в границах изучаемого района работ.

Данная работа является ее логическим продолжением. Изменчивость по латерали ФЕС пород-коллекторов пласта ЮС2/1 Сургутского свода отражают схемы $K_{\text{по}}$, $K_{\text{пр}}$, $K_{\text{песч}}$, $K_{\text{гл}}$ и $K_{\text{нн}}$, представленные на рисунках ниже.

На изучаемой территории $K_{\text{пр}}$ варьирует в интервале от 15% до 20%, единичные значения находятся ниже

уровня 15%, более высокие значения $K_{\text{пр}}$ фиксируются главным образом в восточной и южной частях СС (рис. 1).

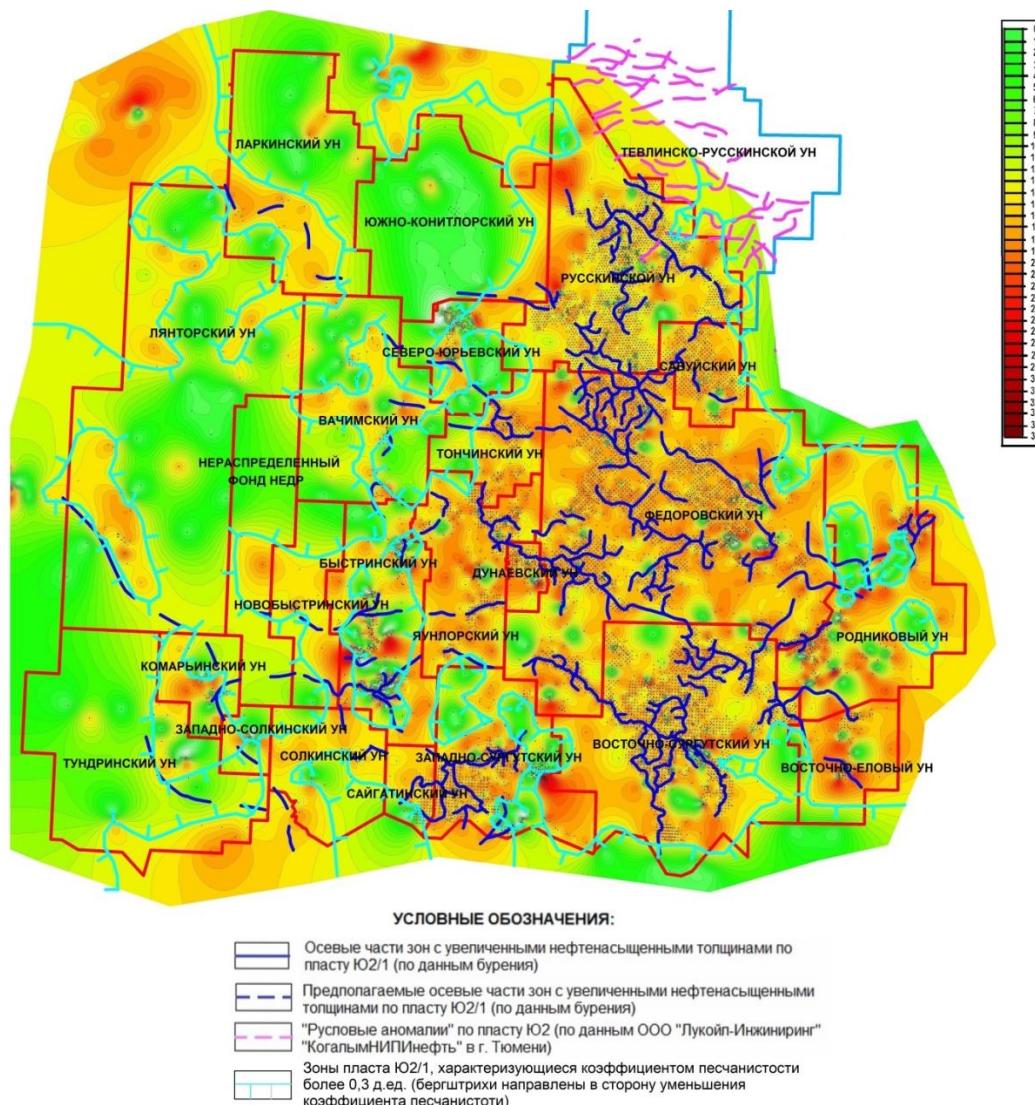


Рис. 1. Схема коэффициента открытой пористости пласта Ю2/1 в пределах Сургутского свода

Коэффициент проницаемости на большей части площади изменяется в диапазоне значений от 0 до $40 \cdot 10^{-3}$ мкм². Размах варьирования $K_{\text{пр}}$ пласта Ю2/1 в пределах СС относительно небольшой, характеризуется он, в основном, слабой и средней проницаемостью, что не характерно для континентальных отложений (рис. 2). Такой небольшой интервал изменения $K_{\text{пр}}$ скорее всего обусловлен тем, что оценки

значений $K_{\text{пр}}$ получают двойным пересчетом по регрессионным зависимостям: вначале по диаграммам потенциала собственной поляризации (ПС) вычисляют значения коэффициента открытой пористости, а затем $K_{\text{пр}}$ пересчитывают в значения $K_{\text{пр}}$. Если эти зависимости средней и слабой тесноты, то у них проявляются свойства высокочастотного значительно сглаживающего фильтра.

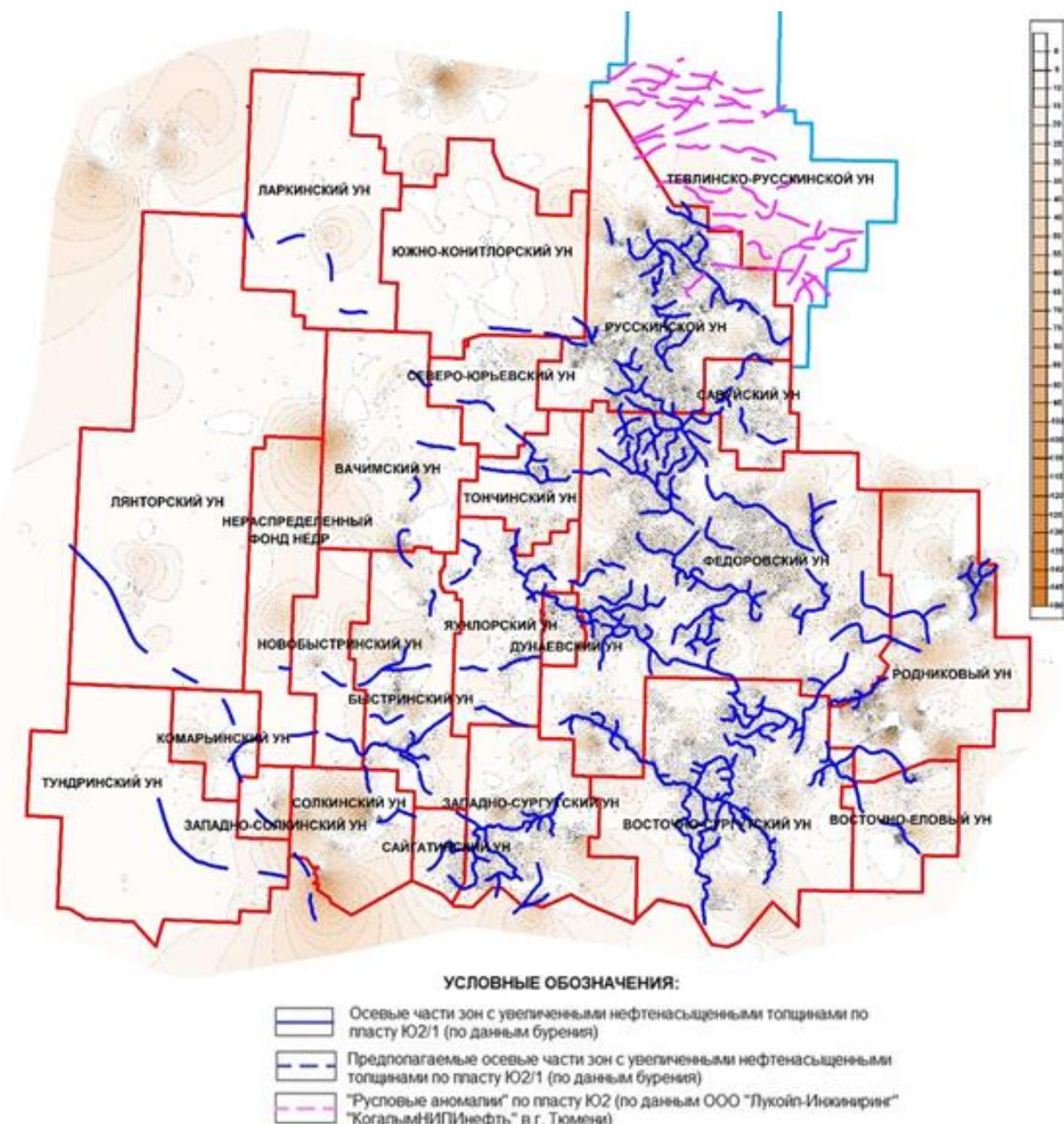


Рис. 2. Схема коэффициента проницаемости пласта Ю2/1 в пределах Сургутского свода

Из совместного визуального анализа карт $K_{\text{песч}}$ (рис. 3) и $h_{\text{эф}}$ [11] следует, что между коэффициентом песчанистости и $h_{\text{эф}}$ наблюдается прямая зависимость.

Повышенные значения $h_{\text{эф}}$ фиксируются у монолитных песчаников, которые формировались в осевых частях палеорусел (см. рис. 3).

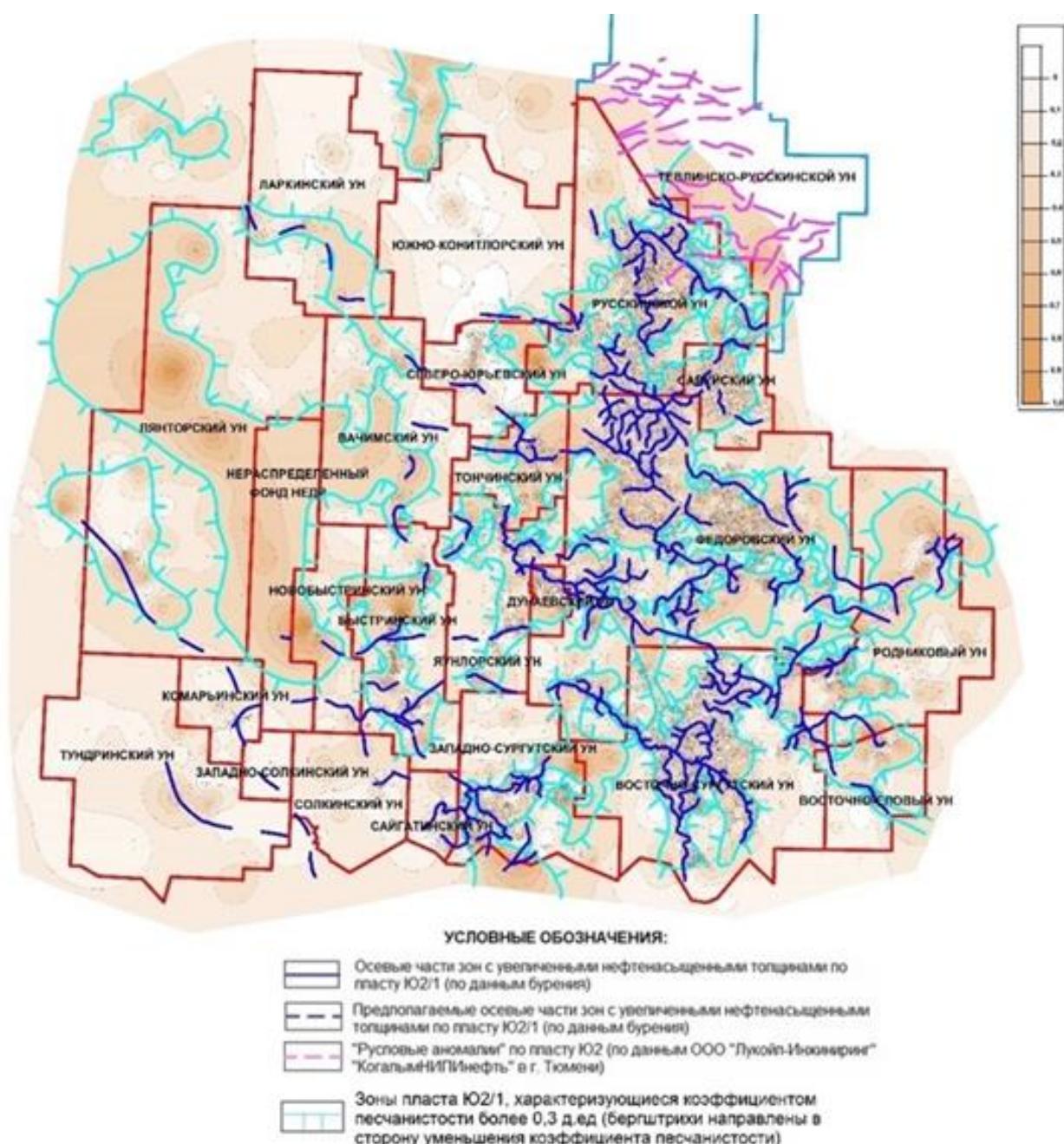


Рис. 3. Схема коэффициента песчанистости пласта Ю2/1 в пределах Сургутского свода

Коэффициент глинистости варьирует от 0% до 20% (рис. 4). Зависимость $K_{\text{гл}}$ от $h_{\text{эф}}$ не наблюдается, однако, повышенные значения $K_{\text{гл}}$ до 65% характерны для

участков со значениями $h_{\text{эф}}$ до 7 м, формирование которых в данном районе связано с пойменной фациальной обстановкой (рис. 4).

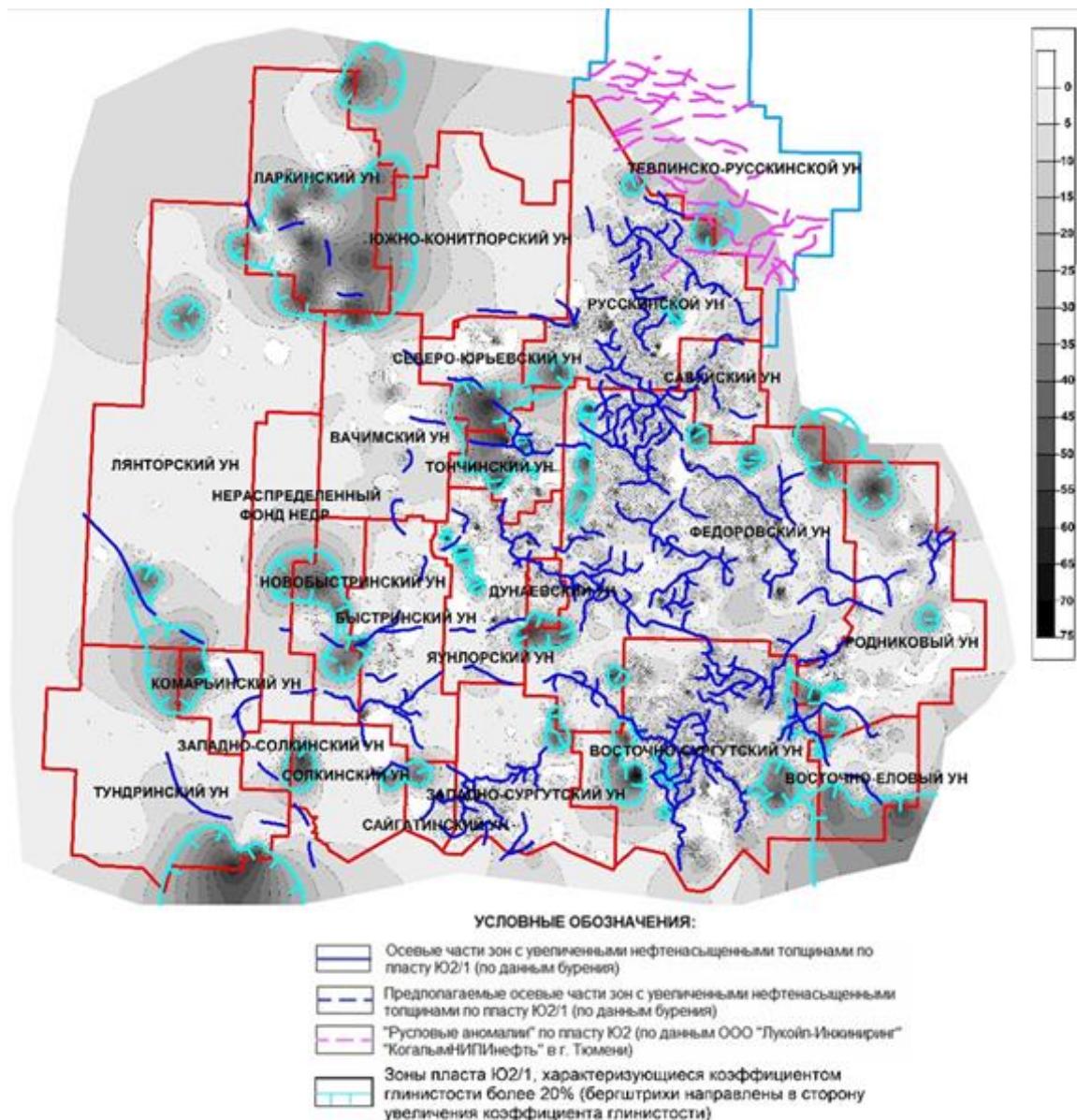


Рис. 4. Схема коэффициента глинистости пласта Ю2/1 в пределах Сургутского свода

Повышенные значения коэффициента начальной нефтенасыщенности (до 80%) отмечаются только в восточной и центральной частях СС (рис. 5). В этих частях СС расположено подавляющее число палеорусел. Из анализа всех рассмотренных геологических параметров, следует, что восточная и центральная области СС характеризуются более высокой потенциальной продуктивностью.

Большая часть месторождений Западной Сибири изучена довольно полно сейсмикой, которая в последние годы проводится в основном по трехмерной (3D) высокоразрешающей методике. Повышение разрешающей способности сейсмики и ее детальности позволяет заметно детализировать и уточнять не только стратиграфические карты кровли и подошвы пластов, но и оценивать эффективные толщины.

Наличие статистических зависимостей ФЕС от $h_{\text{эф}}$, позволит вычислять на их основе прогнозные карты $K_{\text{по}}$ и $K_{\text{пр}}$, используя их как трендовые на этапе построения итоговых карт, что заметно повышает адекватность и точность карт $K_{\text{по}}$ и $K_{\text{пр}}$, описывающих фильтрационно-емкостное строение объекта. Уточним, что речь идет исключительно о трендовых картах $h_{\text{эф}}$, вычисляемых по данным сейсмики. Трендовые карты $K_{\text{по}}$ и $K_{\text{пр}}$, построенные по зависимостям $K_{\text{по}} = f(h_{\text{эф}})$ и $K_{\text{пр}} = f(h_{\text{эф}})$, в случае выявления их, заметно повышают объемы косвенной информации, доступной для построения итоговых карт $K_{\text{по}}$ и $K_{\text{пр}}$.

Изучение количественных зависимостей ФЕС от эффективных толщин ($h_{\text{эф}}$) пласта Ю2/1 по скважинным данным показало, что регрессионные зависимости: $K_{\text{по}} = f(h_{\text{эф}})$, $K_{\text{пр}} = f(h_{\text{эф}})$, $K_{\text{песч}} = f(h_{\text{эф}})$, $K_{\text{гл}} = f(h_{\text{эф}})$ для пород-коллекторов пласта Ю2/1 по всей площади СС отсутствуют. Значит, к сожалению, большие объемы данных сейсмики не позволяют уточнить изменчивость фильтрационно-емкостных параметров пласта Ю2/1 по всему СС. Скорее всего, это обусловлено сложной фациальной обстановкой осадконакопления пород-коллекторов пласта Ю2/1.

Один из возможных методов повышения детальности регионального геологического строения пластов, в том числе и пласта Ю2/1, и, как следствие, повышения прогнозных свойств модели, состоит в ранжировании пород-коллекторов по свойствам на несколько видов и изучении зависимостей ФЕС от $h_{\text{эф}}$ по каждому виду пород-коллекторов отдельно. Это означает разбиение объекта на совокупность отдельных обособленных, более однородного геологического строения и тем или иным способом взаимодействующих частей. Такие модели в математике называются дискретными.

Схемы качества пород-коллекторов пласта Ю2/1

Выполненный в работе анализ результатов сейсморазведочных данных МОГТ 3D на Быстриńskом, Западно-Сургутском, Яунлорском, Восточно-Сургутском, Федоровском, Родниковом, Русскинском, Сайгатинском, Тончинском, Южно-Конитлорском участках территории показал низкие прогнозные значения $h_{\text{эф}}$ и ФЕС по сейсморазведочным данным. Так, при сопоставлении скважинных данных с характером записи временных разрезов, аномалиях на слайсах (срезах по кубам МОГТ 3D), картам динамических атрибутов, сейсмофаций и спектральной декомпозиции нет единой закономерности проявления зон с увеличенными толщинами. Только 17% зон с увеличенными $h_{\text{эф}}$ сосредоточены в зонах «русловых аномалий», выделенных по сейсморазведочным данным.

В работе проанализировано 52 временных сейсмических разреза, проходящих через 92 поисково-разведочные и эксплуатационные скважины, вскрывших породы-коллекторы тюменской свиты с различными ФЕС в пределах центральной и восточной частей Сургутского свода. Этот анализ позволил сделать вывод об отсутствии прямой связи между $h_{\text{эф}}$ по скважинным данным и изменением характера волновой картины. Для повышения достоверности прогнозных характеристик временных разрезов значения $h_{\text{эф}}$ по сейсмическим данным проанализированы для двух групп скважин:

- в границах аномалий сейсмической записи;
- за пределами аномалий сейсмической записи.

Больший интерес представляет прогноз увеличенных значений $h_{\text{эф}}$, приуроченных к аномалиям сейсмической записи, так как только наличие аномалий позволяет дифференцировать межскважинное пространство по сейсмическим данным и выделять в нем перспективные объекты.

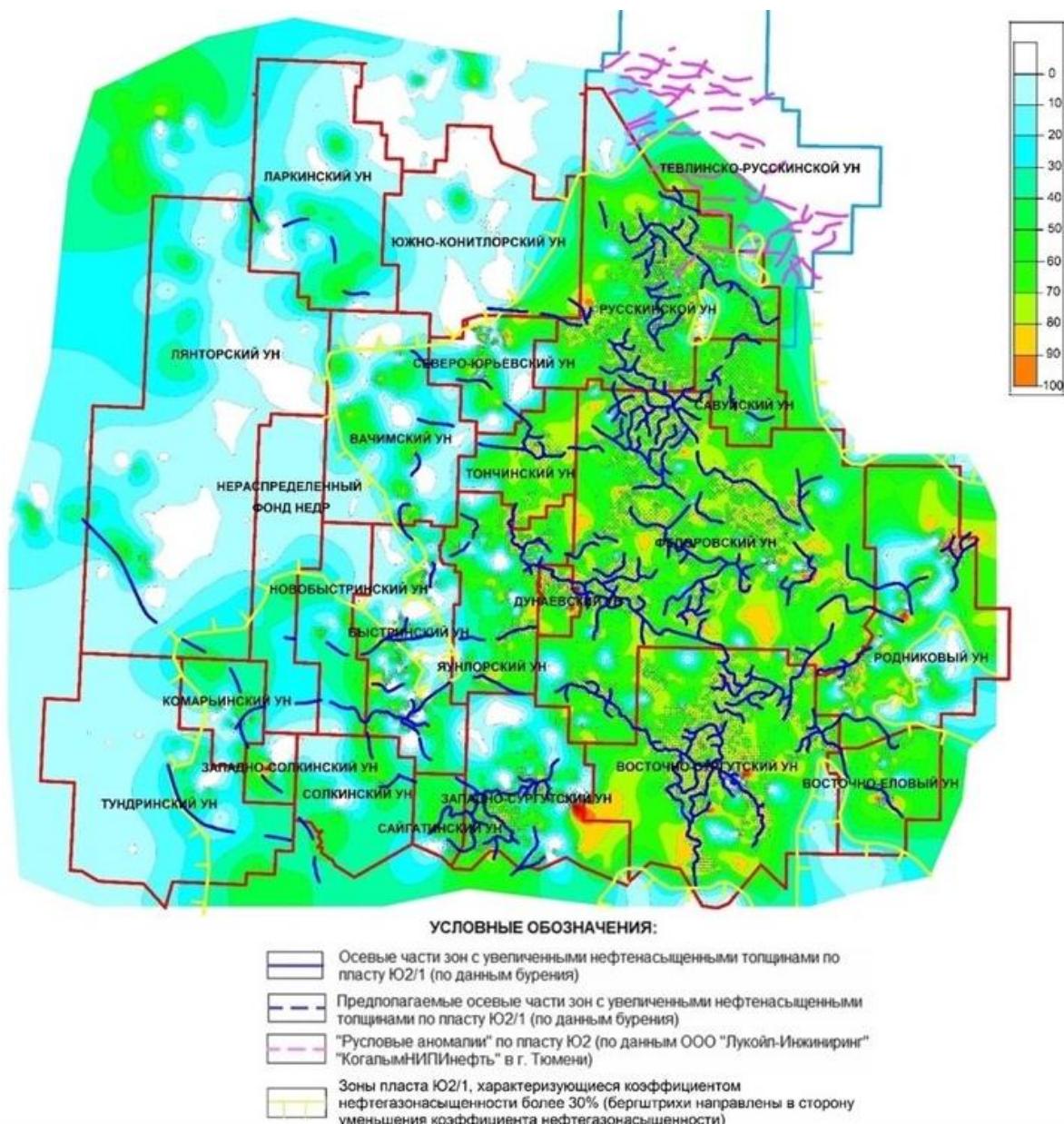


Рис. 5. Схема коэффициента нефтенасыщенности пласта Ю2/1 в пределах Сургутского свода

Прогноз увеличенных значений $h_{\text{эф}}$ в зонах аномалий сейсмической записи на временных разрезах подтверждается только в 37% случаев. Такое низкое значение коэффициента успешности прогноза данных сейсмики является следствием влияния различных факторов на временную картину, учесть которые практически невозможно, наиболее значимые из них: разрешающая

способность сейсморазведочных данных (перспективные объекты не превышают по толщине 18 м), влияние аномального разреза баженовской свиты в верхней части разреза, неоднозначность интерпретации сейсморазведочных данных, сложнейшая фациальная обстановка, в которых формировались перспективные объекты [11].

В такой ситуации повышение достоверности прогноза можно достичь использованием методики, учитывающей особенности изменения всех выше указанных геологических коэффициентов. Один из возможных подходов заключается в ранжировании области распространения пород-коллекторов на зоны «высокого», «среднего» и «низкого» качества на основе граничных значений коэффициентов пористости, проницаемости, песчанистости,

глинистости, начальной нефтенасыщенности и наличия зон с увеличенными $h_{\text{эф}}$ (табл. 1). Для этого по всем построенным схемам выделены граничные значения и выполнено сопоставление схем нефтенасыщенных толщин, коэффициентов пористости, проницаемости, песчанистости, глинистости, начальной нефтенасыщенности и карты палеорельефа. В результате получена карта перспектив нефтеносности, по которой условно выделено три класса пород-коллекторов [11].

Таблица 1

Геологические характеристики пород-коллекторов различного качества

Качество пород-коллекторов	Границные значения коэффициентов					
	$K_{\text{п.}}$, д. ед.	$K_{\text{пр.}}$, 10^{-3} мкм^2	$K_{\text{нн.}}$, д. ед.	$K_{\text{песч.}}$, д. ед.	$K_{\text{гл.}}$, д. ед.	Наличие зон с увеличенными $h_{\text{эф}}$
Высокое	$> 0,13$	> 5	$> 0,3$	$> 0,3$	$< 0,2$	+
Среднее	$> 0,13$	> 5	$> 0,3$	$> 0,3$	$< 0,2$	+/-
Низкое	$< 0,13$	< 5	$< 0,3$	$< 0,3$	$> 0,2$	-

По результатам ранжирования построены схемы распространения пород-коллекторов высокого (рис. 6), среднего (рис. 7) и низкого качества.

Породы-коллекторы высокого качества приурочены к восточной и центральной частям, причем область протягивается с самой северной зоны Сургутского свода до самой южной зоны изучаемой территории (рис. 6). Изученность их бурением по

сравнению с остальными породами-коллекторами наиболее высокая и составляет 10022,0 м/км² (55%), доля площади – 22% (табл. 2).

Породы-коллекторы среднего качества наблюдаются повсеместно на всей изучаемой территории (рис. 7), доля их площади составляет 53%. Изученность зоны бурением сопоставима с изученностью зоны пород-коллекторов низкого качества – 23% (табл. 2).

Таблица 2

Изученность бурением зон различного качества пород-коллекторов

Качество пород-коллекторов	Площадь зоны, км ²	Изученность бурением, м/км ²	Коэффициент изученности бурением, %	Доля площади зоны, %
Высокое	3083	10022	55	22
Среднее	7489	4093	23	53
Низкое	3539	4009	22	25
	14111	18124		

Для оценки прогнозных свойств созданной дискретной модели распространения пород-коллекторов разного

качества построены зависимости: $K_{\text{по}} - h_{\text{эф}}$, $K_{\text{пр}} - h_{\text{эф}}$, $K_{\text{нн}} - h_{\text{эф}}$ для пород-коллекторов высокого качества (рис. 8).

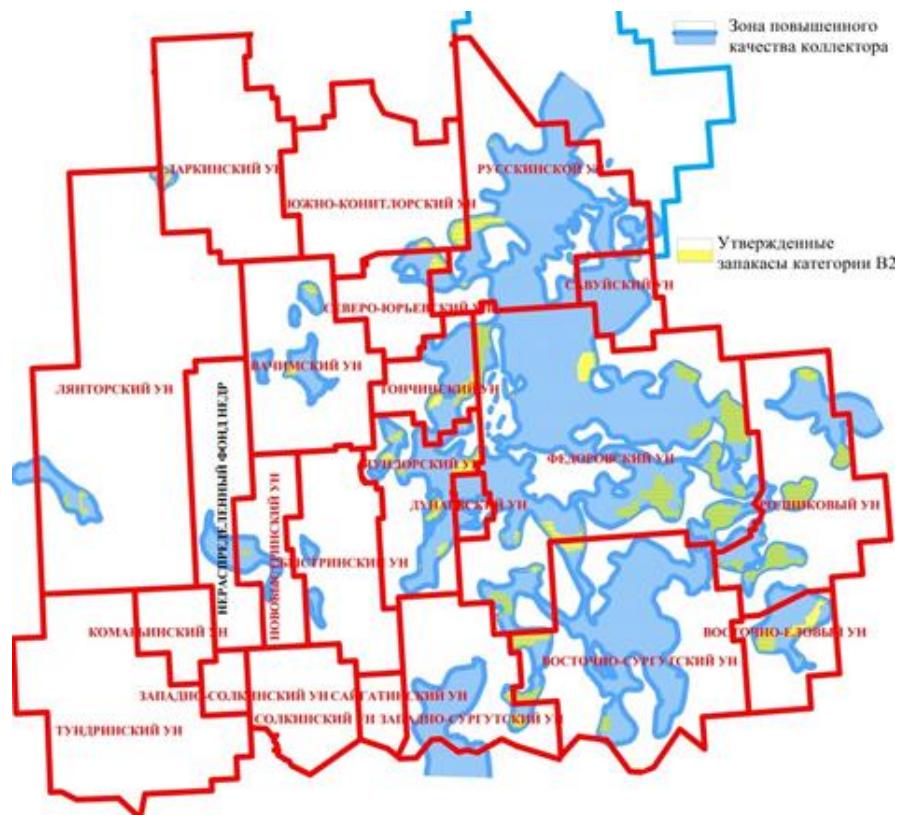


Рис. 6. Схема распространения пород-коллекторов высокого качества пласта Ю2/1 в пределах Сургутского свода

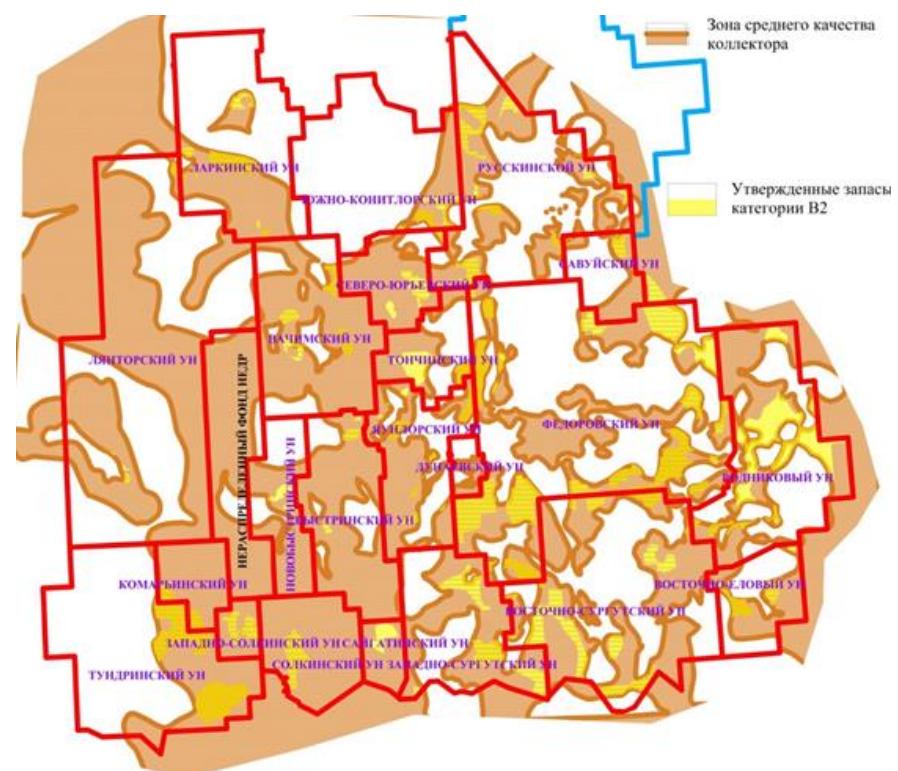


Рис. 7. Схема распространения пород-коллекторов среднего качества пласта Ю2/1 в пределах Сургутского свода

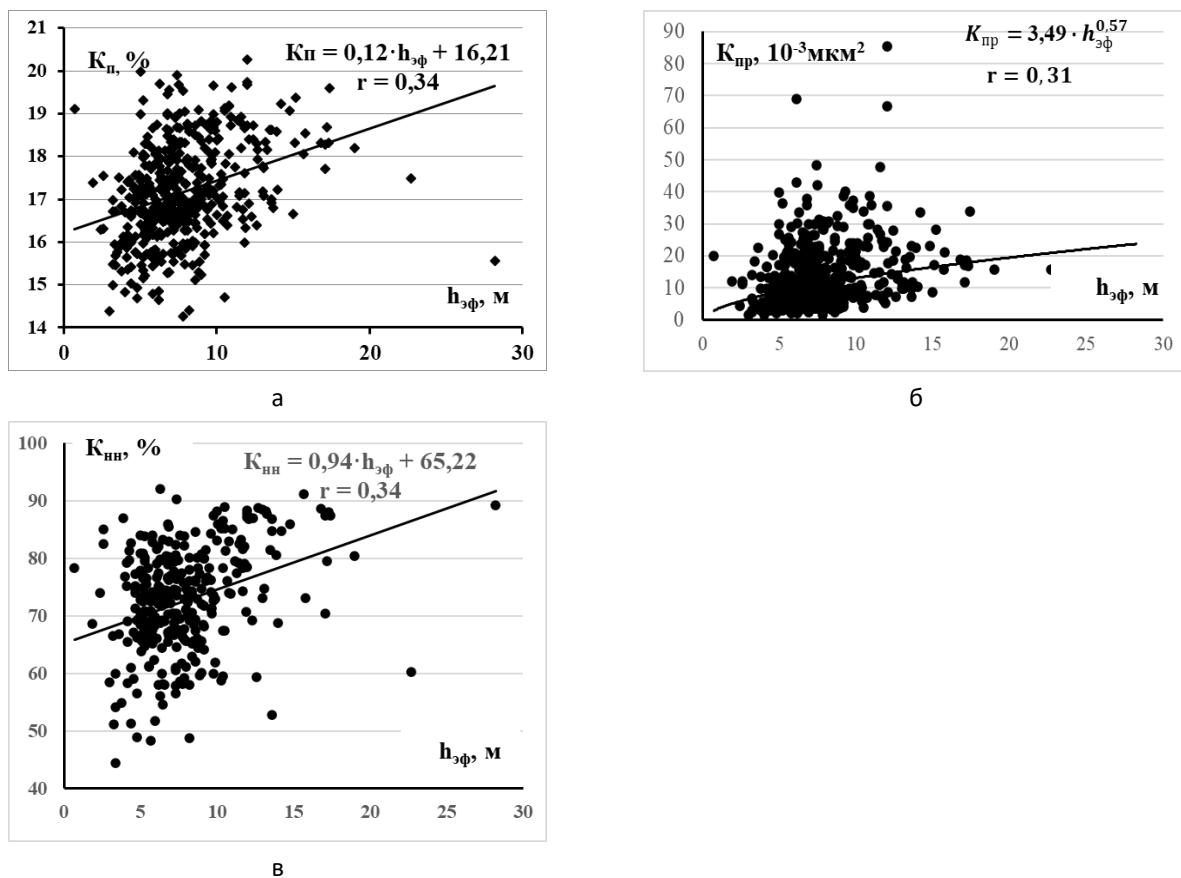


Рис. 8. Зависимости коэффициентов: а – пористости, б – проницаемости, в – нефтенасыщенности от эффективной толщины для пород-коллекторов высокого качества пласта Ю2/1 в пределах Сургутского свода

Как видно из рис. 8, для пород-коллекторов высокого класса существуют статистические зависимости $K_{\text{п}} - h_{\text{эф}}$, $K_{\text{пр}} - h_{\text{эф}}$, $K_{\text{нн}} - h_{\text{эф}}$. Эти зависимости являются косвенным доказательством адекватности разделения пород-коллекторов по качеству [12]. Выявленные зависимости $K_{\text{п}} - h_{\text{эф}}$, $K_{\text{пр}} - h_{\text{эф}}$, $K_{\text{нн}} - h_{\text{эф}}$ рекомендуется использовать для прогноза значений $K_{\text{п}}$, $K_{\text{пр}}$, и $K_{\text{нн}}$ в межскважинном пространстве по данным эффективных толщин, оцененных по сейсмическим данным. Для пород-коллекторов низкого качества регрессионные зависимости $K_{\text{п}} - h_{\text{эф}}$, $K_{\text{пр}} - h_{\text{эф}}$, $K_{\text{нн}} - h_{\text{эф}}$ отсутствуют.

Совместный анализ «Схемы перспектив нефтеносности пласта Ю2/1» и

«Концептуальной фациальной модели пласта Ю2/1» в пределах Южно-Конитлорского, Северо-Юрьевского и Ларкинского участков недр подтверждает выделенные ранее классы качества пород-коллекторов (рис. 9).

Породы-коллекторы высокого качества приурочены к русловым, пойменным и мелководно-морским условиям осадконакопления. На стыке южной части Южно-Конитлорского, юго-восточной части Ларкинского, северной части Северо-Юрьевского участков недр локализуется наиболее благоприятная зона для дальнейшего геологического изучения. Эта зона рекомендуется как первоочередная для проведения ГРР.

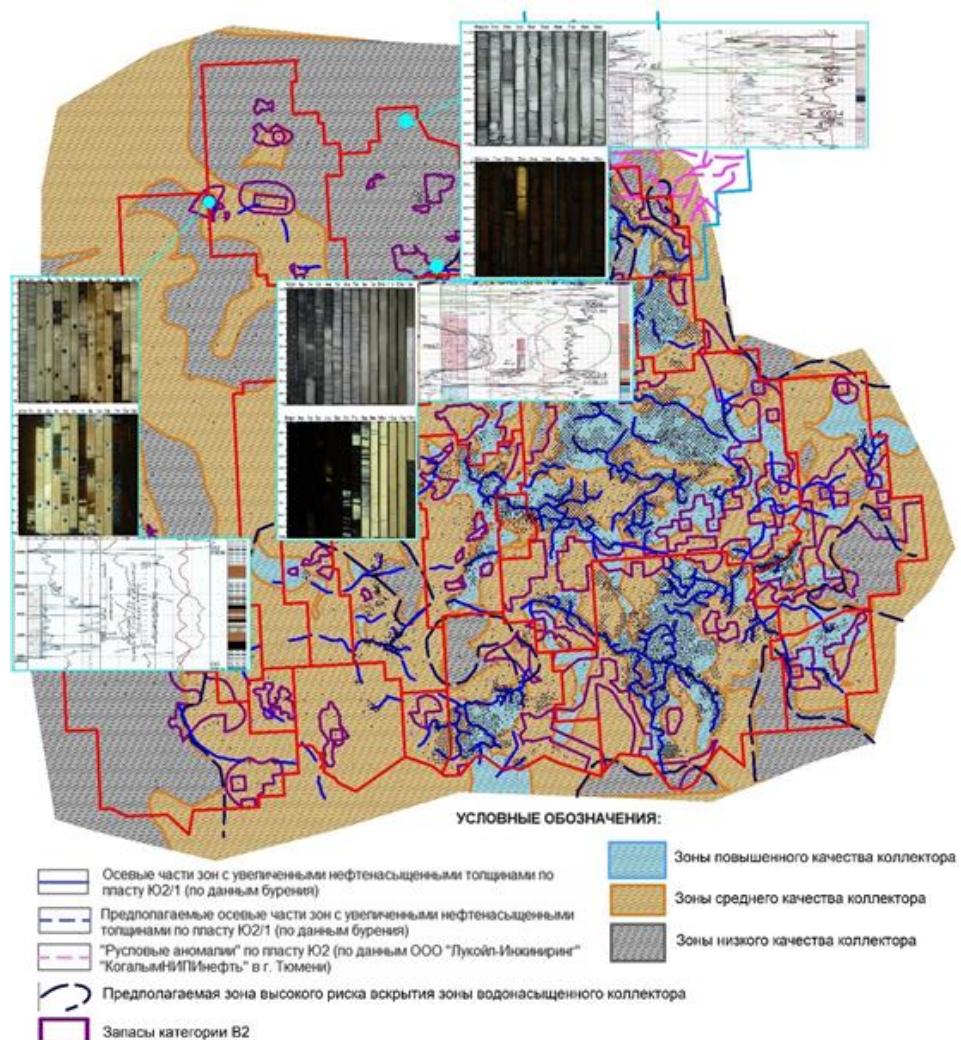


Рис. 9. Характеристика типов пород-коллекторов по данным ГИС и керна пласта Ю2/1 Сургутского свода

Заключение

Предложенное разделение территории Сургутского свода по перспективам нефтеносности на основании ранжирования пород-коллекторов на классы различного качества проверено по данным вновь пробуренных 1054 поисково-разведочных и эксплуатационных скважин. Прогнозные параметры пласта Ю2/1 подтверждены в 736 скважинах. Таким образом, коэффициент успешности прогноза составляет 70%. Такое значение коэффициента успешности для пород-коллекторов континентального генезиса со сложным геологическим строением является достаточно высоким.

Выполненное ранжирование пород-коллекторов пласта Ю2/1 в пределах Сургутского свода по геолого-геофизическим параметрам является основой для определения первоочередных объектов для постановки геологоразведочных работ.

Методику ранжирования пород-коллекторов по качеству рекомендуется использовать для изучения обширных территорий с неравномерной сеткой поисково-разведочных и эксплуатационных скважин с целью обоснования наиболее перспективных зон и постановки буровых работ.

Литература

1. Шиманский В.В., Танинская Н.В., Раевская Е.Г. Выявление структурно-литологических ловушек в юрских и нижнемеловых отложениях Западной Сибири на основе палеогеографических реконструкций // Геология нефти и газа. 2019. № 3. С. 39–46. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-3-39-46>
2. Медведев Н.Я., Ревниво В.А., Куликов Д.П. Основные направления изучения геологического строения и нефтеносности горизонта ЮС2 // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Материалы VI научно-практической конференции. Т. 1. Тюмень: ИздатНаукаСервис, 2003. С. 128–134.
3. Мухер А.Г., Тугарева А.В. Перспективы нефтегазоносности средней юры в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Материалы VII научно-практической конференции. Т. 1. Тюмень: ИздатНаукаСервис, 2004. С. 98–108.
4. Ларичев А.И., Чернова Л.С. Седиментационное моделирование пластов группы ЮС2 Восточной части Сургутского свода с целью выделения зон высокоемких коллекторов и ловушек, оценки локализованных ресурсов УВ и выработка рекомендаций по направлению геологоразведочных работ: Отчет СНИИГГиМС. Новосибирск, 2003. 219 с.
5. Конторович А.Э., Несторов И.И., Салманов Ф.К. и др. Геология нефти и газа Западной Сибири. М.: Недра, 1975. 680 с.
6. Кос И.М. Закономерности формирования и размещения литологических ловушек в средне-верхнеюрских отложениях Сургутского свода в связи с прогнозом нефтегазоносности: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. СПб., 2004. 23 с.
7. Батурина А.Ю., Култышев А.К., Попов Д.А. Геологическое моделирование фациально-изменчивых пластов на примере горизонта ЮС₂ Сургутского свода // Нефтяное хозяйство. 2007. № 8. С. 105–109.
8. Севастьянов А.А., Коровин К.В., Зотова О.П., Зубарев Д.И. Геологические особенности и оценка добывчного потенциала отложений тюменской свиты // Вестник Пермского университета. Геология. 2017. Т. 16, № 1. С. 61–67. <https://doi.org/10.17072/psu.geol.16.1.1.61>
9. Турабаева А.В. Палеотектонический анализ пласта Ю2 центральной и восточной частей Сургутского свода // Modern Science. 2021. № 4-1. С. 48–55.
10. Турабаева А.В., Белкина В.А. Геологическое строение пласта Ю2/1 Сургутского свода в целях уточнения перспектив нефтеносности и обоснования геолого-разведочных работ // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. 2021. № 1. С. 30–39. <https://doi.org/10.31660/0445-0108-2021-1-30-39>
11. Турабаева А.В. Выделение русловых отложений // Современные научные исследования, актуальные вопросы, достижения и инновации: Сб. ст. XII Международной научно-практической конференции. Ч. 1. Пенза: Наука и просвещение, 2020. С. 282–283.
12. Дойч К.В. Геостатистическое моделирование коллекторов / Пер. с англ. под ред. Е.М. Бирун, Д.Н. Левина. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований. 2011. 400 с.
13. Richardson J.G., Sangree J.B., Sneider R.M. Meandering stream reservoirs // Journal of Petroleum Technology. 1987. Vol. 39, No. 12. P. 1499–1500. <https://doi.org/10.2118/15781-PA>

Forecast of oil content of reservoir rocks of continental genesis: case study of the layer J2/1 within the Surgut arch

V.A. Belkina*, A.V. Turabaeva**

Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

E-mail: *belkinava@tyuiu.ru, **sashenka_surgut@mail.ru

Abstract. Nowadays, on the territory of Western Siberia, the main profitable reserves have been found and involved in development. The enhancement of the resource base of Western Siberia is possible only through the involvement of oil and gas resources localized in the compound reservoirs, such as the deposits of the JS2/1 formation within the Surgut arch. The effective exploration of such resources is possible only at the sites that have been studied with sufficient detail and reliability.

The objective of the work was to study geological texture of the JS2/1 formation within the Surgut arch for substantiating the most prospective zones of hydrocarbon localization and determining the main work aspects of geological exploration.

This resulted in the creation of a two-dimensional reservoir rock model of the JS2/1 formation within the Surgut arch. Model building is based on data of 10,764 exploration and production wells. Reservoir rocks are distinguished by quality: high, medium and low. Distribution maps of reservoir rocks of high and medium quality, based on reservoir properties models and on offered ranking criterion, were constructed. For reservoir rocks of high quality, dependences of porosity ratio and oil saturation ratio on net pay were revealed. The predictive characteristics of the JS2/1 formation were confirmed in 736 wells. The use of distribution maps of reservoir rocks of high and medium quality of the JS2/1 formation within the Surgut arch will significantly increase the efficiency of geological exploration work.

Keywords: reservoir rocks, ranking, effective thicknesses, oil saturation, porosity, permeability, continental sediments, Surgut arch, layer J2/1.

Citation: Belkina V.A., Turabaeva A.V. Forecast of oil content of reservoir rocks of continental genesis: case study of the layer J2/1 within the Surgut arch // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 43–57. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art4> (In Russ.).

References

1. Shimansky V.V., Taninskaya N.V., Raevskaya E.G. Identification of combination traps in Jurassic and Lower Cretaceous series of Western Siberia based on paleogeography reconstructions // Geologiya Nefti i Gaza. 2019. No. 3. P. 39–46. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-3-39-46> (In Russ.).
2. Medvedev N.Ya., Revnivo V.A., Kulikov D.P. Main directions of studying the geological structure and oil-bearing capacity of US2 horizon // Ways to Realize Oil and Gas Potential of Khanty-Mansiysk Autonomous Region: Proceedings of the 6th Scientific-Practical Conference. Vol. 1. Tyumen: IzdatNaukaServis, 2003. P. 128–134. (In Russ.).
3. Mukher A.G., Tugareva A.V. Oil and gas prospects of the Middle Jurassic in view of oil and gas prospects assessment // Ways to Realize Oil and Gas Potential of Khanty-Mansiysk Autonomous Region: Proceedings of the 7th Scientific-Practical Conference. Vol. 1. Tyumen: IzdatNaukaServis, 2004. P. 98–108. (In Russ.).

4. *Larichev A.I., Chernova L.S.* Sedimentation modeling of the US2 group strata of the eastern part of the Surgut fold in order to identify zones of high-capacity reservoirs and traps, assess localized HC resources and develop recommendations on the direction of exploration work: Report of SNIIGGiMS. Novosibirsk, 2003. 219 p. (In Russ.).
5. *Kontorovich A.E., Nesterov I.I., Salmanov F.K. et al.* Oil and gas geology of Western Siberia. Moscow: Nedra, 1975. 680 p. (In Russ.).
6. *Kos I.M.* Patterns of formation and location of lithologic traps in Middle Upper Jurassic sediments of the Surgut fold in view of prediction of oil and gas prospects: Synopsis of Ph.D. thesis. St. Petersburg, 2004. 23 p. (In Russ.).
7. *Baturin A.Yu., Kultyshev A.K., Popov D.A.* Geological modelling of facies changeable layers on an example of US₂ horizon of the Surgut arch // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2007. No. 8. P. 105–109. (In Russ.).
8. *Sevastyanov A.A., Korovin K.V., Zotova O.P., Zubarev D.I.* Geological characteristics and assessment of the potential production of the Tyumen suite deposits // Bulletin of Perm University. Geology 2017. Vol. 16, No. 1. P. 61–67. (In Russ.).
9. *Turabaeva A.V.* Paleotectonic analysis of the J2 layer of the central and eastern parts of the Surgut arch // Modern Science. 2021. No. 4-1. P. 48–55 // Modern Science. 2021. No. 4-1. P. 48–55.
10. *Turabaeva A.V., Belkina V.A.* Geological structure of J2/1 layer of the Surgut arch in order to clarify the prospects of oil potential and justify geological exploration // Oil and Gas Studies. 2021. No. 1. P. 30–39. (In Russ.).
11. *Turabaeva A.V.* Allocation of channel deposits // Modern Scientific Research, Current Issues, Achievements and Innovations: Proceedings of the 12th International Scientific-Practical Conference. Part 1. Penza: Nauka i Prosveschenie, 2020. P. 282–283. (In Russ.).
12. *Deutsch C.V.* Geostatistical reservoir modeling. New York: Oxford University Press, 2002. 376 p.
13. *Richardson J.G., Sangree J.B., Sneider R.M.* Meandering stream reservoirs // Journal of Petroleum Technology. 1987. Vol. 39, No. 12. P. 1499–1500. <https://doi.org/10.2118/15781-PA>

Нефтегазоносность верхнеюрских и меловых отложений Западной Сибири и дизъюнктивная тектоника

И.В. Жилина*, Р.О. Кузнецов**

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
E-mail: *89163573819@mail.ru, **kuznetsov@mail.ru

Аннотация: Крупные разломы во многом предопределили распределение залежей углеводородов в мезо-кайнозойском осадочном чехле Западной Сибири и послужили путями миграции вверх по разрезу. Формирование тектонических нарушений оказало существенное влияние на перераспределение углеводородов как между нефтегазоносными комплексами, так и по типу флюида. По направлению с юга на север увеличивается этаж нефтегазоносности, количество пластов на месторождении и количество газовых месторождений. Предложено пересмотреть модели тектонически экранированных залежей с точки зрения теории трехслойного строения резервуара.

Ключевые слова: дизъюнктивная тектоника, разломы, Западная Сибирь, месторождения нефти и газа, мезо-кайнозойский чехол, углеводороды, нефтегазоносность.

Для цитирования: Жилина И.В., Кузнецов Р.О. Нефтегазоносность верхнеюрских и меловых отложений Западной Сибири и дизъюнктивная тектоника // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 58–67. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art5>

Введение

На фоне ухудшения структуры и необходимости восполнения ресурсной базы углеводородов в основных нефтегазодобывающих провинциях России возрастает роль и актуальность качественной оценки запасов и ресурсов даже небольших залежей, в том числе со сложным геологическим строением. Примером таких залежей являются, так называемые приразломные залежи, осложненные дизъюнктивной тектоникой.

В лаборатории ресурсной базы нефтегазоносного комплекса ИПГН РАН ведутся работы по уточнению геологических моделей месторождений такого типа с использованием созданной «Концепции управления рисками геологоразведочных работ на нефть и газ». Концепция основана на теории трехчленных моделей природных резервуаров и позволяет объективно оценить запасы и ресурсы залежей углеводородов.

Такие работы проводились для месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (НГП), и новые, построенные в лаборатории модели тектонически экранированных залежей уже нашли свое подтверждение при бурении (например, Харьгинского месторождения).

В классическом варианте приразломные залежи принято описывать как тектонически-экранированные. Однако, исходя из анализа закономерностей влияния наличия разрывных нарушений, перетока по ним углеводородов вверх по разрезу в разные временные периоды и учитывая теорию трехслойного строения природных резервуаров [1], актуальной является возможность рассмотреть принципиально другую модель строения приразломной залежи, описанную в работе Е.Б. Риле и М.Н. Поповой [2] (рис. 1).

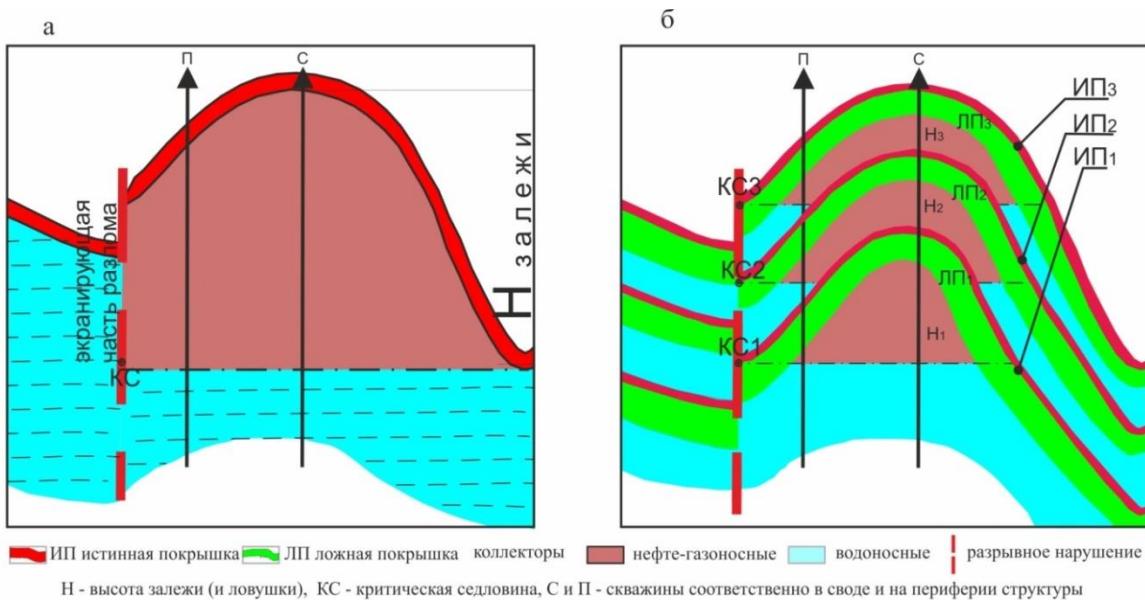


Рис. 1. Две модели месторождения УВ, осложненного разрывным нарушением:
а – традиционная; б – созданная на основании концепции трехслойного строения природных резервуаров [2]

При таком подходе величина запасов залежи перестает быть завышенной. Кроме того, оценка рисков и построение уточненной модели приразломного месторождения необходимо для его дальнейшей эффективной эксплуатации.

В рамках описанных исследований возник интерес провести анализ влияния дислокационной тектоники на формирование, перераспределение и сохранность залежей углеводородов в Западно-Сибирской НГП, чтобы понять будут ли актуальны такие работы для этой территории.

Закономерности влияния тектонических процессов на нефтегазоносность Западной Сибири

Для начала рассмотрим системные закономерности влияния тектонических процессов на формирование месторождений углеводородов на территории Западно-Сибирской НГП. Так или иначе этот вопрос исследовался многими учеными, которые внесли значительный вклад в его изучение, начиная с середины прошлого столетия. За это время был накоплен и проанализирован

огромный объем геолого-геофизических материалов. Обобщая опубликованные данные, можно упрощенно выделить следующие системные закономерности.

Нефтегазоносность осадочного чехла Западно-Сибирской НГП имеет выраженную зональность (рис. 2), что также прослеживается и в интенсивности тектонических движений, а следовательно и истории формирования, в том числе локальных поднятий.

Южные районы провинции имеют гораздо меньшую мощность осадочного чехла, месторождения в большинстве нефтяные, содержат небольшое количество залежей, основные запасы которых сосредоточены в юрских отложениях, где основным региональным флюидоупором служат глины баженовской свиты.

В центральных районах повышается этаж нефтегазоносности и основными продуктивными отложениями являются юрские и неокомские. Месторождения – нефтяные и нефтегазоконденсатные. Количество залежей в разрезе на месторождении увеличивается (табл. 1).

Северная часть Западной Сибири характеризуется огромной мощностью осадочного чехла. Основным продуктивным нефтегазоносным комплексом являются отложения апт-альб-сеномана, где под мощным, регионального распространения пластом глин кузнецковской свиты образовались крупные и гигантские месторождения. Резко увеличивается количество продуктивных пластов, залежи преимущественно газовые, газоконденсатные и нефтегазоконденсатные.

Учитывая, что основные ресурсы углеводородов в Западной Сибири

генетически связаны с нефтематеринскими отложениями баженовской свиты [3], которые перекрыты мощной толщей глинистых пород подачимовской толщи, служащей флюидоупором и препятствующей вертикальной миграции углеводородов в вышелегающие продуктивные пластины неокомского комплекса, интересно проанализировать выявленные закономерности с точки зрения истории тектонического развития, формирования дизъюнктивных нарушений, которые имеют важное значение для сохранности и перераспределения залежей углеводородов в осадочном чехле.

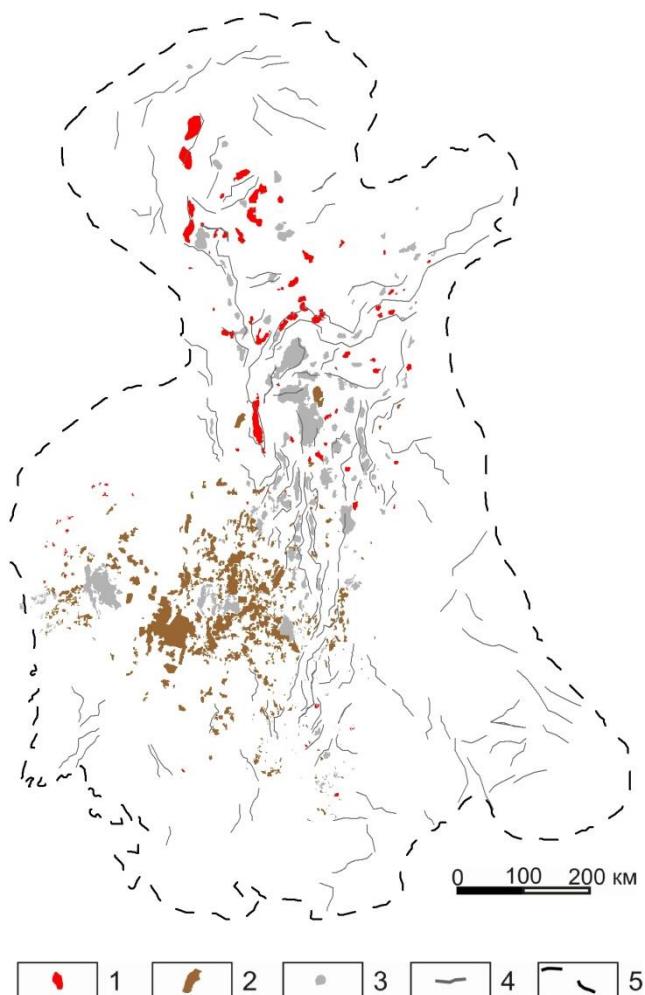


Рис. 2. Распределение месторождений углеводородов и крупных разломов в Западной Сибири

Месторождения: 1 – газовые; 2 – нефтяные; 3 – нефтегазоконденсатные;
4 – разрывные нарушения; 5 – контур Западной Сибири

Таблица 1

Схема стратиграфической приуроченности залежей углеводородов в Александровском нефтегазоносном районе Васюганской нефтегазоносной области (Томская область)

ЮРСКАЯ		МЕЛОВАЯ		Система	
средний	верхний	нижний		Отдел	
бат	оксфорд	валанжин	баррем+готерив	апт	Ярус
				альб	
Томенская		Васюганская		Свита	
Волжский		Варговская		алымская	
кимеридж		тарская		покурская	
баженовская		алымская		Пласт	
георгиевская		вартовская		Аригольское	
нижний		нижний		Вахское	
нижний		нижний		Восточно-Охтенское	
нижний		нижний		Горстовое	
нижний		нижний		Западно-Люкпайское	
нижний		нижний		Ининское	
нижний		нижний		Кондаковское	
нижний		нижний		Котынское	
нижний		нижний		Кошильское	
нижний		нижний		Люкпайское	
нижний		нижний		Максимкинское	
нижний		нижний		Никольское	
нижний		нижний		Полуденное	
нижний		нижний		Проточное	
нижний		нижний		Северное	
нижний		нижний		Чапловское	
нижний		нижний		Южно-Охтенское	
нижний		нижний		НГК	
нижний		нижний		НГ	
нижний		нижний		НГК	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		НГК	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний		нижний		Н	
нижний					

На протяжении формирования мощного терригенного осадочного чехла в мезозойско-кайнозойское время Западно-Сибирская плита представляла собой область устойчивого погружения в целом. Тем не менее, в течение всего этого времени происходили инверсионные

тектонические движения, фиксируемые на региональном и локальном уровне [4], которые усложняли строение осадочных комплексов и формировали высокую степень расчлененности палеорельефа и изменения морфологии тектонических структур.

В результате проявления как вертикальных, так и горизонтальных движений в мезозойско-кайнозойское время геологические объекты испытывали большие геодинамические нагрузки, что в свою очередь сформировало серию тектонически ослабленных зон, на базе которых развивались новые пликативные и дизъюнктивные дислокации [4]. В тех случаях, когда интенсивность движений была максимальной, происходило образование крупных разломов.

Приуроченность многих месторождений углеводородов, в том числе месторождений-гигантов, к зонам больших градиентов перепада мощностей продуктивных свит отмечается во многих работах, например [4–6].

Формирование разломов в меловых отложениях Западной Сибири происходило, в основном, в 2 этапа: берриас-аптский и кайнозойский [7].

Берриас-аптское время характеризуется формированием основных локальных структур, к которым приурочены открытые залежи нефти, а также разрывных нарушений, секущих баженовскую свиту и затухающих в неокоме. К моменту, когда отложения баженовской свиты вошли в главную зону нефтеобразования, большинство разломов оказались «залечеными». Это послужило формированию тектонически экранированных залежей в южных районах. Однако инверсионные движения способствовали обновлению старых и заложению новых разломов, по которым происходили перетоки углеводородов в вышележащие резервуары. Наличие нефти и битумов в трещинах и зонах дробления пород, залегающих между продуктивными пластами, в пределах распространения

региональных глинистых покрышек; геохимические анализы нефти разного состава на одной и той же площади в одном резервуаре рядом с разломом; или одного и того же состава в разных комплексах одного месторождения – говорят о наличии вторичных залежей на ряде месторождений, в том числе и на севере провинции (Медвежье, Ванкорское, Северное, Мыльджинское, Соболиное, Северо-Васюганское и др.) [8, 9] подтверждает факт перераспределения углеводородов между комплексами.

В кайнозойское (посттуронское) время образовалась наиболее крупная Колтогорско-Уренгойская депрессия, что сопровождалось формированием крупных положительных структур и разломов, секущих практически весь мезо-кайнозойский чехол. По мнению В.А. Конторовича, «именно эти разломы служили каналами для миграции углеводородов из баженовской свиты в вышележащие меловые горизонты» [7]. На примере Томской части Александровского нефтегазоносного района (см. табл. 1) видно, что месторождения, имеющие залежи в меловых отложениях, находятся в непосредственной близости от крупного разлома.

Инверсионные движения создавали предпосылки для формирования механизмов первичной и вторичной миграции углеводородов вверх по разрезу, а также сложного сочетания различного вида залежей по разрезу, в том числе газоконденсатных, что особенно характерно для северных районов Западно-Сибирской провинции [10].

Для полного понимания перераспределения углеводородных залежей вверх по разрезу необходимо учитывать воздействие инверсионных тектонических движений на качество локальных флюидоупоров.

Как известно, инверсионные тектонические движения локальных структур сопровождаются разрушением залежей и миграцией углеводородов вверх по разрезу. Другими словами, даже если над структурой в свое время была сформирована истинная покрышка [1] небольшой мощности, в процессе инверсии происходит максимальное напряжение пород, что служит возникновению микротрециноватости и может существенно ослабить изоляционные свойства покрышки. Такие процессы способствуют дегазации залежей углеводородов и «просачиванию» их вверх по разрезу. Повышенная дезинтеграция пород, образовавшаяся под воздействием инверсионных движений, и их высокая проводимость, отмечается в ряде работ С.Р. Бембеля [11]. По мере затухания тектонических движений, микротрецины, образовавшиеся в истинной покрышке, могут залечиваться и даже послужить флюидоупором для вторичной залежи углеводородов.

Таким образом, прослеживается очевидная закономерность влияния разломов на нефтегазоносность отложений мезозойско-кайнозойского осадочного чехла Западной Сибири. Залежи верхнеюрского нефтегазоносного комплекса экранируются плотными битуминозными аргиллитами баженовской свиты и приурочены к южным районам провинции. Перспективными объектами являются структуры, не осложненные меловыми и кайнозойскими разломами. В отложениях неокома наиболее перспективными являются структуры, осложненные постсено-манскими дизъюнктивными нарушениями [8]. Залежи заполнены углеводородами юрских нефтепроизводящих толщ, флюидоупором служит кошайская пачка альмской свиты. В апт-альб-сено-манских отложениях основные залежи (часто гигантские газовые

скопления) сформировались на севере провинции под туронским региональным флюидоупором. Зачастую месторождения этой части провинции приурочены к зонам больших градиентов перепада мощностей продуктивных свит. Небольшое количество залежей углеводородов в других пластах этого комплекса обусловлено отсутствием надежных глинистых покрышек регионального уровня [12].

Приуроченность месторождений углеводородов к разрывным нарушениям в осадочном чехле Западной Сибири

В работе также был проведен анализ приуроченности залежей углеводородов в мезо-кайнозойских отложениях Западной Сибири к крупным тектоническим нарушениям на основе созданных цифровых моделей крупных и локальных разломов.

Цифровая модель крупных по протяженности разрывных нарушений (более 50–60 км) в Западной Сибири (см. рис. 2) создана на основе анализа тектонических и структурных карт и карт толщин, карт градиентов поверхностей ([4, 7, 8, 12, 13] и др.), верификации разломов с помощью региональных геолого-геофизических разрезов и сейсмических профилей.

Проанализировано пространственное расположение более 900 нефтяных, газовых и нефтегазоконденсатных месторождений в осадочном чехле Западно-Сибирской НГП относительно разломов. Анализ приуроченности залежей углеводородов к крупным тектоническим нарушениям (разломы протяженностью более 50–60 км), показал, что дизъюнктивная тектоника имеет существенное влияние не только на этаж нефтегазоносности, но и на дифференциальное распределение фазового состава месторождений.

Так, установлено, что к крупным разрывным нарушениям приурочено около 22% газовых и почти 25% нефтегазоконденсатных месторождений, и всего лишь чуть более 5% нефтяных месторождений.

На основе полученных результатов, а также схем стратиграфической приуроченности залежей углеводородов на территории Западной Сибири выделено 38 объектов, имеющих приразломные залежи, которые стоит углублено изучить для анализа геологического строения месторождений и уточнения строения залежей с позиции концепции трехслойного строения природных резервуаров и новой предложенной модели (см. рис. 1) для построения более точных геологогидродинамических моделей и оценки запасов углеводородов.

Выводы

Учитывая то, что на формирование, сохранность и перераспределение залежей углеводородов в разрезе осадочного чехла Западной Сибири огромное влияние оказало наличие разломов и надежно экранирующих толщ, обладающих площадным распространением, имеет смысл

проанализировать и, возможно, пересмотреть модель приразломных месторождений для более полной и эффективной их эксплуатации.

Во-первых, учитывая возможность «оживших» разломов служить путями вторичной миграции и перераспределения углеводородов из нижележащей залежи вверх по разрезу, проанализировать геологогеофизические материалы на предмет выявления залежей в вышележащих горизонтах.

Во-вторых, пересмотреть модели месторождений, которые ранее считались тектонически экранированными с точки зрения теории трехслойного строения природных резервуаров, которая учитывает наличие истинной покрышки или ложной, позволяет оценить ресурсы углеводородов и надежность картирования прогнозируемых залежей. Такой подход получил подтверждение на примере крупного Харьгинского многопластового месторождения нефти, расположенного в Тимано-Печорской НГП, и позволяет уточнить запасы приразломных месторождений, а также снизить риски геологоразведочных работ и добычи углеводородов.

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

Литература

1. Ильин В.Д., Максимов С.П., Золотов А.Н. и др. Локальный прогноз нефтегазоносности на основе анализа строения ловушек в трехслойном резервуаре: Методические рекомендации. М.: ВНИГНИ, 1982. 52 с.
2. Риль Е.Б., Попова М.Н. Новая модель верхнедевонской залежи Харьгинского нефтяного месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. Вып. 4(23). 2018. С. 9. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art9>

3. Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А. и др. Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы // Органическая геохимия нефтепроизводящих пород Западной Сибири: Тез. докл. научного совещания. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 1999. С. 10–12.
4. Горбунов П.А. Прогнозирование зон нефтегазоносности северных и арктических районов Западной Сибири на основе палеотектонических критериев: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Тюмень, 2020. 22 с.
5. Моделевский М.Ш. Новое в прогнозировании нефтегазоносности. М.: [б. и.], 1972. 88 с.
6. Успенская Н.Ю. Месторождения-гиганты, их значение в оценке ресурсов нефти и газа и особенности их формирования // Геология нефти и газа. 1972. № 8. С. 1–8.
7. Конторович В.А. Мезозойско-кайнозойская тектоника и нефтегазоносность Западной Сибири // Геология и геофизика. 2009. Т. 50, № 4. С. 461–474.
8. Аюнова Д.В. Сейсмогеологические модели и особенности формирования верхнеюрских, неокомских и сеноманских залежей углеводородов; критерии нефтегазоносности (на примере Игольско-Талового, Медвежьего и Ванкорского месторождений): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Новосибирск, 2022. 25 с.
9. Конторович А.Э. Геология нефти и газа: Избранные труды. Т.1. Геология нефти и газа Сибири. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2008. 540 с.
10. Рудкевич М.Я. Палеотектонические критерии нефтегазоносности. М.: Недра, 1974. 184 с.
11. Бембель С.Р. Особенности проявления современной локальной геодинамики в западной части ХМАО-Югра, их связь с очагами нефтегазонакопления // Геология нефти и газа. 2010. № 4. С. 8–12.
12. Брехунцов А.М., Монастырев Б.В., Нестеров И.И. (мл.) Закономерности размещения залежей нефти и газа Западной Сибири // Геология и геофизика. 2011. Т. 52, № 8. С. 1001–1012.
13. Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э. и др. Тектоническое строение и история развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика. 2001. Т.42, №11–12. С. 1832–1845.

Oil and gas content of the Upper Jurassic and Cretaceous deposits of Western Siberia and fault tectonics

I.V. Zhilina*, R.O. Kuznetsov**

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

E-mail: *89163573819@mail.ru, **kuznetsov@mail.ru

Abstract. Large faults mainly predetermined the distribution of hydrocarbon deposits in the Meso-Cenozoic sedimentary cover of Western Siberia and served as migration paths upward the section. The formation of faults had a significant impact on the redistribution of hydrocarbons both between oil and gas bearing formations and by fluid type. In the direction from south to north, the oil and gas bearing level, the number of layers in the field and the number of gas fields is increased. It is proposed to revise the models of tectonically limited layers from the point of view of the theory of the three-layer structure of the reservoir.

Keywords: fault tectonics, faults, Western Siberia, oil and gas fields, Meso-Cenozoic cover, hydrocarbons, oil and gas content.

Citation: Zhilina I.V., Kuznetsov R.O. Oil and gas content of the Upper Jurassic and Cretaceous deposits of Western Siberia and fault tectonics // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 58–67. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art5> (In Russ.).

References

1. Ilyin V.D., Maksimov S.P., Zolotov A.N. et. al. Local forecast of oil and gas content based on the analysis of the structure of traps in a three-layer reservoir: Guidelines. Moscow: VNIGNI, 1982. 52 p. (In Russ.).
2. Rile E.B., Popova M.N. New model of Upper Devonian oil pool of Kharyaga field // Actual Problems of Oil and Gas. 2018. Iss. 4(23). P. 9. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art9> (In Russ.).
3. Kontorovich A.E., Danilova V.P., Kostyрева Е.А. et. al. Oil source formations of Western Siberia: old and new vision of the problem // Organic geochemistry of oil-producing rocks of Western Siberia: Abstracts of Scientific Symposium. Novosibirsk: Siberian Branch of the RAS, 1999. P. 10–12. (In Russ.).
4. Gorbunov P.A. Prediction of oil and gas zones in the Northern and Arctic regions of Western Siberia based on paleotectonic criteria: Synopsis of Ph.D. thesis. Tyumen, 2020. 22 p. (In Russ.).
5. Modelevsky M.Sh. New in oil and gas potential forecasting. Moscow: [s.n.], 1972. 88 p. (In Russ.).
6. Uspenskaya N.Yu. Giant fields, their importance in assessing oil and gas resources and features of their formation // Geologiya Nefti i Gaza. 1972. No. 8. P. 1–8. (In Russ.).
7. Kontorovich V.A. The Meso-Cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia // Russian Geology and Geophysics. 2009. Vol. 50, No. 4. P. 346–357. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.03.012>
8. Ayunova D.V. Seismogeological models and features of the formation of the Upper Jurassic, Neocomian and Cenomanian hydrocarbon deposits; oil and gas potential criteria (on the example of the

Igolsko-Talovy, Medvezhye and Vankor fields): Synopsis of Ph.D. thesis. Novosibirsk, 2022. 25 p. (In Russ.).

9. *Kontorovich A.E.* Oil and gas geology: Selected works. Vol. 1. Oil and gas geology of Siberia. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2008. 540 p. (In Russ.).

10. *Rudkevich M. Ya.* Paleotectonic criteria for oil and gas potential. Moscow: Nedra, 1974. 184 p. (In Russ.).

11. *Bembel S.R.* Manifestation features of present local geodynamics in the western part of KhMAO-Yugra, their relation with zones of oil and gas accumulation // Geologiya Nefti i Gaza. 2010. No. 4. P. 8–12. (In Russ.).

12. *Brekhuntsov A.M., Monastyrev B.V., Nesterov I.I., Jr.* Distribution patterns of oil and gas accumulations in West Siberia // Russian Geology and Geophysics. 2011. Vol. 52, No. 8. P. 781–791. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.004>

13. *Kontorovich V.A., Belyaev S.Yu., Kontorovich A.E. et.al.* Tectonic structure and history of evolution of the West Siberian geosyneclise in the Mesozoic and Cenozoic // Geologiya i Geofizika. 2001. Vol. 42, No. 11–12. P. 1832–1845. (In Russ.).

Перспективы поисков и освоения крупных месторождений нефти и газа в мегарезервуарах северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции

В.Л. Шустер

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

Аннотация. Рассмотрены перспективы поисков и дополнительного прироста запасов газа и нефти в меловых, юрских и доюрских отложениях в северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, включая арктический шельф Карского моря. Обоснована экономическая целесообразность проведения поисково-разведочных работ и освоения нефтегазовых ресурсов в арктических условиях на крупных структурах, в пределах которых можно ожидать наличие мегарезервуаров. Детализированы условия формирования крупных и гигантских скоплений углеводородов; рассмотрены вопросы, связанные с их приуроченностью к ловушкам различных типов. Предложены меры достижения рентабельности и эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ в сложных природно-климатических условиях Арктики.

Ключевые слова: крупные скопления нефти и газа, мегарезервуары углеводородов, объем ловушки, арктический шельф России, резервуары нового типа, эффективное освоение ресурсов.

Для цитирования: Шустер В.Л. Перспективы поисков и освоения крупных месторождений нефти и газа в мегарезервуарах северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 68–74. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art6>

Введение

В арктических регионах России, включая шельф северных морей, прогнозируются значительные нефтегазовые ресурсы углеводородов (УВ). Здесь открыты крупные и гигантские залежи газа и нефти. Так, в меловых и верхнеюрских отложениях северной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, включая шельф Карского моря, разрабатывается ряд газовых гигантов, а в юрских – получены промышленные притоки нефти. В то же время нижняя часть разреза полноценно не опиcкована.

Открытые в последние годы нефтяные и газовые залежи в сланцевых формациях [1, 2] приурочены, как правило, к ловушкам комбинированного типа.

Северные регионы страны, особенно шельф арктических морей, характеризуются

сложными, экстремальными природно-климатическими условиями. В северных районах страны слабо развита инфраструктура, транспортные связи. Есть проблема и с трудовыми ресурсами. В значительной степени тормозит поисково-разведочный процесс и последующее освоение запасов нефти и газа отсутствие некоторых современных видов технических и транспортных средств и эффективных технологий. Все это влияет на успешное и эффективное осуществление нефтегазовых проектов в северных регионах страны. При ранее существующих ценах на газ и на нефть освоение нефтегазовых ресурсов мелких и средних по запасам (а иногда и единичных крупных) месторождений оказалось нерентабельным. И даже крупные по запасам месторождения газа, открытые в Карском море, не разрабатывались.

На арктическом шельфе только крупные и гигантские по запасам месторождения УВ или объединение нескольких месторождений в единый промысловый объект могут обеспечить рентабельность и эффективность проектов. В настоящее время ПАО «Газпром» на Приамальском шельфе Карского моря проводит геологоразведочные работы в двух газоперспективных районах (кластерах): Приамальском (основное ресурсообразующее газоконденсатное месторождение Ленинградское, с запасами около 3 трлн м³) и Обручевском (Обручевский, Северо-Харасавейский, Западно-Шараповский лицензионные участки) с соизмеримыми Приамальному району запасами УВ [3].

Как показывает мировая и российская практика, крупные и гигантские месторождения УВ приурочены к значительным по площади и объему (большим) резервуарам – мегарезервуарам. Условием формирования крупных месторождений, помимо объема резервуара

(ловушки), являются его строение, литологический состав, ФЕС пород-коллекторов, надежность флюидоупоров, тип экранирования ловушек, геохимические и геофлюидодинамические параметры разреза [1–6]. Для достоверного прогноза продуктивности мегарезервуаров нефти и газа важны количественные оценки этих параметров.

Целый ряд крупных и гигантских нефтяных и газовых месторождений приурочен к многозалежным мегарезервуарам с ловушками антиклинального и неантиклинального типов. Такие месторождения, как Бованенковское, Новопортовское, Харасавейское характеризуются многоярусной газонасыщенностью разреза от меловых до юрских отложений, залежами антиклинального (в верхнемеловых отложениях) и неантиклинального (в нижнемеловых и юрских коллекторах) типов. На ряде месторождений (Бованенковское и др.) в отложениях нижних частей разреза выявлены нефтяные оторочки [7], см. рис. 1.

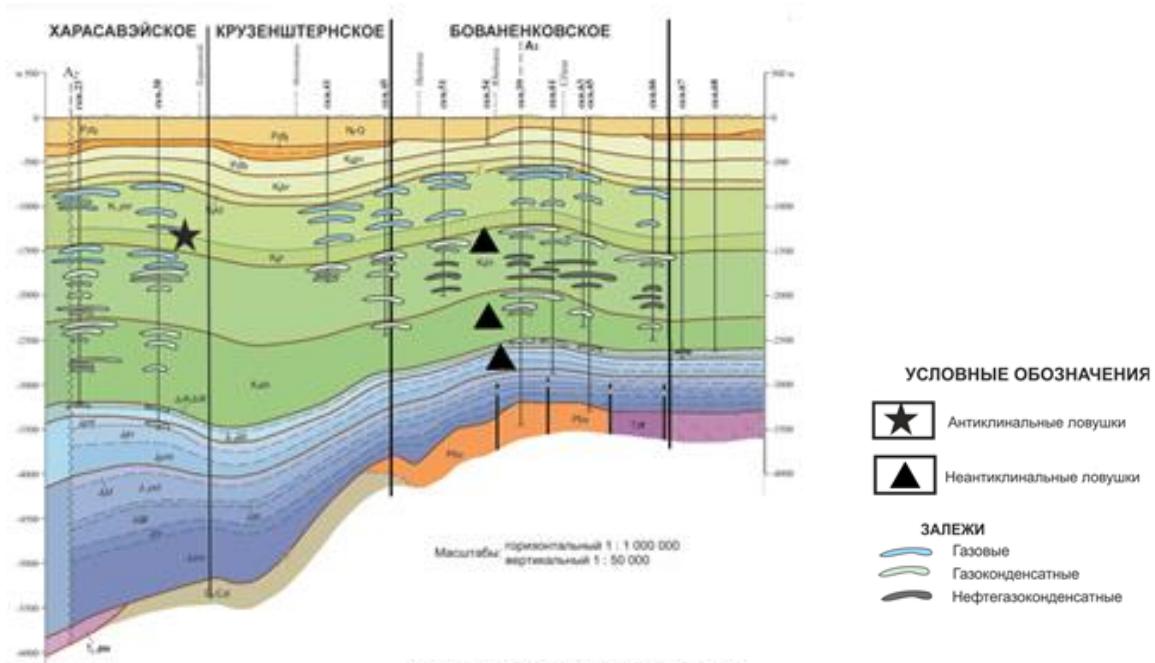


Рис. 1. Типы ловушек Харасавей-Бованенковского мегарезервуара (использованием данных А.Д. Дзюбло, В.А. Скоробогатова, Д.А. Астафьева и др.) [4, 7]

В Карском море в меловых (от сеноманских до апт-альбских) отложениях ПАО «Газпром» открыты крупные и гигантские газоконденсатные залежи. Нижняя часть разреза не опиcкована. На Восточно-Приновоземельском шельфе НК «Роснефть» выявлено месторождение Победа. Скважина Университетская-1 (гл. 2113 м) вскрыла четыре газовых залежи в альб-сеноманских, аптских отложениях и две нефтяные залежи – в коллекторах средне- и раннеюрского возраста [3, 8].

Большая часть крупных месторождений УВ на севере Западной Сибири и на шельфе Карского моря приурочена к мегарезервуарам (антиклинальным ловушкам) со значительной площадью и объемом, а также с широким стратиграфическим диапазоном нефтегазонасыщения разреза [1, 4, 7].

На вышеперечисленных крупных и гигантских газоконденсатных и нефтяных месторождениях залежи УВ открыты в меловой и реже юрской частях разреза мегарезервуаров. Дополнительное поисковое изучение нижне-среднеюрской и доюрской частей разреза по аналогии с центральными районами Западной Сибири может привести к значительному наращиванию ресурсов и запасов нефти и газа в неопиcкованной «глубокой» части осадочного чехла.

При прогнозе и поисках нефти и газа, особенно крупных скоплений на сложных глубокозалегающих объектах, необходимо учитывать площадные размеры и объем резервуара, возрастающую с глубиной неоднородность разреза, ухудшающиеся ФЕС пород, а также возможную приуроченность крупных скоплений УВ к неантиклинальным ловушкам различного типа, число которых с глубиной возрастает (см. рис. 1) [1, 5, 6, 9].

Следует отметить и то, что все большее число выявленных скоплений УВ и поисковых объектов приурочено к плотным, порой «монолитным» карбонатным породам и образованиям фундамента, в разрезе которых нефтегазосодержащие участки (объемы) чередуются с плотными породами, образуя неравно-ячеистую структуру [10]. Такие скопления нефти открыты на Шаймском своде (Шаймский нефтегазоносный район Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции).

В последние годы для прогноза строения сложных резервуаров, в том числе нового типа, все активнее и успешнее используются новые технологии сейсморазведки в комплексе с другими методами. Так, например, выявлять в разрезе монолитных отложений трещиноватые участки пород-коллекторов стало возможным благодаря использованию энергии рассеянных волн, полученных методом сейсморазведки [10].

К разряду «нестандартных» мегарезервуаров с гигантскими запасами нефти (газа) относятся так называемые протяженные или непрерывные, но маломощные сланцевые ловушки (рис. 2) [2]. Такие типы «мегарезервуаров» – *continuous reservoir* – содержат гигантские запасы нефти и выявляются методами сейсморазведки: намечаются угловые границы (оси синфазности) залежи – примером является месторождение Giddings длиной 56,3 км и толщиной несколько сантиметров [2].

Как известно, в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции отложения баженовской свиты (сланцевая формация) с огромными ресурсами нефти распространены на площади около 1 млн км². Освоение этих ресурсов затруднено из-за сложного строения объекта и отсутствия эффективных технологий.

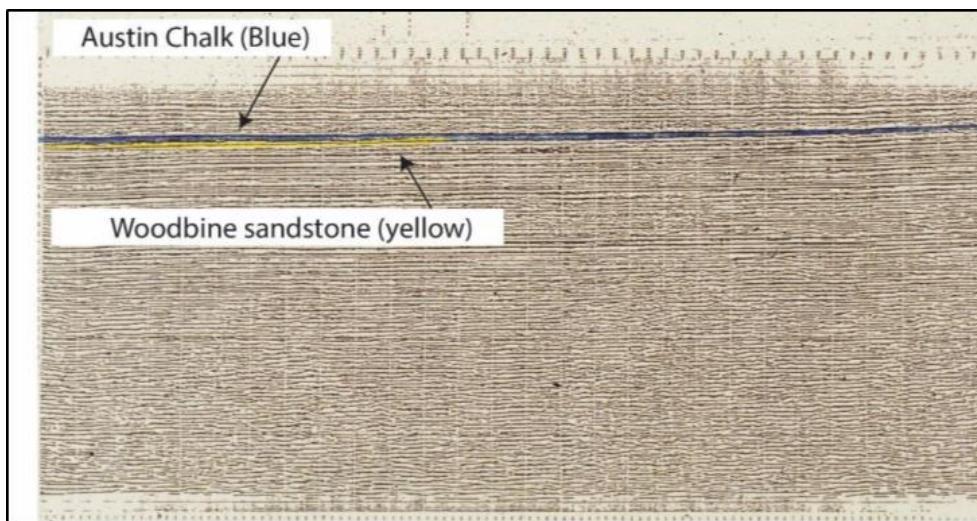


Рис. 2. Сейсмическая линия 2D через ловушку углового несогласия на месторождении Восточный Техас (историческая сейсмическая версия тонкой ловушки (1950–1970-е гг.); сейсмические данные предоставлены производственной компанией Amoco 1980-х гг. с изменениями) [2]

Заключение

Для формирования крупных скоплений УВ необходимыми условиями являются наличие значительных по площади и объему ловушек (мегарезервуаров) и благоприятное сочетание геологических, геохимических, геофлюидодинамических факторов. Для повышения эффективности поисков, разведки и разработки месторождений УВ в сложных природно-климатических и геологических условиях необходимо совершенствовать виды работ и методы исследования, развивать цифровые технологии, создавать современные технические средства, робототехнику, использовать искусственный интеллект и повышать уровень инженерно-технических кадров.

Перспективы нефтегазоносности глубоких горизонтов Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, в том числе шельфа Карского моря, в таких типах пород как сланцы, карбонаты, образования фундамента, следует признать высокими. Для успешного и эффективного освоения нефтегазовых ресурсов в этом регионе и обеспечения конкурентных цен на нефть и газ на мировом рынке необходимо открывать крупные и гигантские по запасам месторождения УВ. Уже открытые и прогнозируемые крупные и гигантские месторождения УВ, приуроченные к мегарезервуарам, позволят сохранить России лидирующие позиции в топливно-энергетическом комплексе мира.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», № 122022800253-3).

Литература

1. Пунанова С.А. О классификационном разнообразии ловушек нефти и газа и геохимических критериях продуктивности сланцевых формаций // SOCAR Proceedings. 2021. № S2. С. 1–15. <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200538>
2. Dolson J., He Z., Horn B.W. Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration – making the subtle trap obvious // Search and Discovery. 2018. 18 June. Article 60054. 67 p. http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf.html (Дата обращения 07.11.2022).
3. Холодилов В.А., Оганов А.С., Дзюбло А.Д. и др. Прогноз и перспективы освоения газового потенциала акватории Приямальского шельфа Карского моря в текущем столетии // Труды 15-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO/CIS Offshore 2021). М.: Перо, 2021. С. 206–211.
4. Шустер В.Л. Принципиальная схема поэтапного изучения неантиклинальных ловушек нефти и газа (виды работ и методы исследований) // SOCAR Proceedings. 2021. № S2. С. 41–47. <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200542>
5. Абукова Л.А., Волож Ю.А., Дмитриевский А.Н., Антипов М.П. Геофлюидодинамическая концепция поисков скоплений углеводородов в земной коре // Геотектоника. 2019. № 3. С. 79–91. <https://doi.org/10.31857/S0016-853X2019379-91>
6. Конторович А.Э., Бурштейн Л.М., Лившиц В.Р., Рыжкова С.В. Главные направления развития нефтяного комплекса России в первой половине XXI века // Вестник Российской Академии наук. 2019. Т. 89, № 11. С.1095–1104. <https://doi.org/10.31857/S0869-587389111095-1104>
7. Шустер В.Л., Дзюбло А.Д., Шнип О.А. Залежи углеводородов в неантиклинальных ловушках Ямальского полуострова Западной Сибири // Георесурсы. 2020. Т. 22, № 1. С. 39–45. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.39-45>
8. Никитин Б.А., Дзюбло А.Д., Шустер В.Л. Геолого-геофизическая оценка перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих горизонтов п-ва Ямал и Приямальского шельфа Карского моря // Нефтяное хозяйство. 2014. № 11. С.102–106.
9. Алексин А.Г., Гогоненков Г.Н., Хромов В.Т. и др. Методика поисков залежей нефти и газа в ловушках сложноэкранированного типа. В 2-х ч. М.: ВНИИОЭНГ, 1992. 447 с.
10. Шустер В.Л., Левяйт В.Б., Элланский М.М. Нефтегазоносность фундамента (проблемы поиска и разведки месторождений углеводородов). М.: Техника, ТУМА ГРУПП, 2003. 176 с.

Prospects for the exploration and development of large oil and gas deposits in megareservoirs of the northern part of the West Siberian oil and gas province

V.L. Shuster

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

Abstract. Prospects of exploration and additional growth of gas and oil reserves in Cretaceous, Jurassic and Pre-Jurassic deposits in the northern part of the West Siberian oil and gas province, including the Arctic shelf of the Kara Sea, are considered. The economic feasibility of carrying out prospecting and exploration and development of oil and gas resources in Arctic conditions at large deposits associated with megareservoirs is substantiated. The conditions for the formation of large and giant hydrocarbon accumulations are considered. The issues related to their confinement to various types of traps and rocks of different lithological composition are discussed. The measures to achieve profitability and efficiency of exploration for oil and gas in difficult natural and climatic conditions of the Arctic are underpinned.

Keywords: large oil and gas accumulations, megareservoirs, trap volume, the Arctic shelf of Russia, new type reservoirs, efficient development of resources.

Citation: *Shuster V.L. Prospects for the exploration and development of large oil and gas deposits in megareservoirs of the West Siberian oil and gas province // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 68–74. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art6> (In Russ.).*

References

1. *Punanova S.A. On the classification diversity of oil and gas trappers and geochemical criteria for the productivity of shale formations // SOCAR Proceedings. 2021. Special Issue No. 2. P. 1–15. <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200538> (In Russ.).*
2. *Dolson J., He Z., Horn B.W. Advances and perspectives on stratigraphic trap exploration – making the subtle trap obvious // Search and Discovery. 2018. 18 June. Article 60054. 67 p. http://www.searchanddiscovery.com/pdfz/documents/2018/60054dolson/ndx_dolson.pdf.html (Accessed on 07.11.2022).*
3. *Kholodilov V.A., Oganov A.S., Dzyublo A.D. et al. Forecast and prospects for developing the gas potential of the Priyamalsky shelf of the Kara Sea in the current century // Proceedings of the 15th International Conference and Exhibition for Oil and Gas Resources Development of the Russian Arctic and the CIS Continental Shelf (RAO/CIS Offshore 2021). Moscow: Pero, 2021. P. 206–211. (In Russ.).*
4. *Shuster V.L. Principal scheme of step-by-step study of non-anticlinal traps of oil and gas (types of work and research methods) // SOCAR Proceedings. 2021. Special Issue No. 2. P. 41–47. <https://doi.org/10.5510/OGP2021SI200542> (In Russ.).*
5. *Abukova L.A., Volozh Yu.A., Dmitrievsky A.N., Antipov M.P. Geofluid dynamic concept of prospecting for hydrocarbon accumulations in the Earth crust // Geotectonics. 2019. Vol. 53, No 3. P. 372–382. <https://doi.org/10.1134/S0016852119030026>*

6. *Kontorovich A.E., Burstein L.M., Livshits V.R.* The main directions of development of the oil complex of Russia in the first half of the twenty-first century // Herald of the Russian Academy of Sciences. 2019. Vol. 89, No. 6. P. 558–566. <https://doi.org/10.1134/S101933161906008X>
7. *Schuster V.L., Dziublo A.D., Shnip O.A.* Hydrocarbon deposits in non-anticlinal traps of the Yamal Peninsula of Western Siberia // Georesursy. 2020. Vol. 22, No. 1. P. 39–45. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.1.39-45>
8. *Nikitin B.A., Dzyublo A.D., Shuster V.L.* Geologic and geophysical estimation of oil and gas content in deep-seated deposits of Jamal and Jamal shelf of Kara Sea // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2014. No.11. P. 102–106. (In Russ.).
9. *Aleksin A.G., Gogonenkov G.N., Khromov V.T. et al.* Methods of searching for oil and gas deposits in traps of complex screened type. In 2 parts. Moscow: VNIIOENG, 1992. 447 p. (In Russ.).
10. *Shuster V.L., Levyant V.B., Ellansky M.M.* Oil and gas content of the basement (problems of prospecting and exploration of hydrocarbon deposits). Moscow: Tekhnika, TUMA GROUP, 2003. 176 p. (In Russ.).

Учет геомеханических эффектов при моделировании процессов разработки месторождений углеводородов

И.М. Индрупский*, Д.П. Аникеев**, Э.С. Закиров, Ю.В. Алексеева

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

E-mail: *i-ind@ipng.ru, **anikeev@ipng.ru

Аннотация. В статье представлен обзор математических моделей и функциональных возможностей, предоставляемых современными программами моделирования течения флюидов в залежах углеводородов (гидродинамическими симуляторами) для учета геомеханических эффектов, сопровождающих процессы разработки месторождений. Рассмотрены особенности учета изменения фильтрационно-емкостных свойств пласта при изменении давления флюида, модульный и сопряженный подходы к совместному моделированию гидродинамических и геомеханических процессов, возможности учета специальных геомеханических эффектов, таких как эрозия и влияние на образование новых и характеристики существующих трещин. Отмечены возможные направления дальнейшего развития данного направления в моделировании.

Ключевые слова: численное моделирование, гидродинамическое моделирование, геомеханические эффекты, зависимость пористости и проницаемости от давления, гистерезис, сопряженное моделирование, напряжения, эффективные напряжения, деформации, критерии прочности, трещины, эрозия.

Для цитирования: Индрупский И.М., Аникеев Д.П., Закиров Э.С., Алексеева Ю.В. Учет геомеханических эффектов при моделировании процессов разработки месторождений углеводородов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 75–102. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art7>

Введение

Пласти-коллекторы, содержащие залежи углеводородов, находятся в напряженно-деформированном состоянии под действием механических сил в массиве горной породы и давления флюидов в порах. В процессе разработки месторождения из-за изменения порового давления и ряда других факторов порода деформируется относительно начального состояния, что выражается как в текущих значениях фильтрационно-емкостных параметров (ФЕС) коллектора – пористости, проницаемости, так и распределении напряжений и деформаций в массиве пласта и вышележащих пород. Эти геомеханические эффекты, с одной

стороны, влияют на фильтрационные процессы – динамику распределения давления и насыщенности флюидами. С другой стороны, их важно учитывать для прогнозирования развития существующих и возникновения новых трещин в породах коллектора и покрышки залежи, осадок дневной поверхности или дна моря над разрабатываемым месторождением, разрушения коллектора в призабойных зонах с выносом частиц породы в скважины (пескопроявлений) и др. Учет геомеханических эффектов при моделировании процессов разработки месторождений является обязательной опцией всех современных гидродинамических симуляторов.

Существуют развитые пакеты геомеханического моделирования, используемые для решения различных задач: прогнозирования параметров тектонических разломов и естественных трещин, расчета устойчивости стволов скважин в процессе бурения и др. В основном, они опираются на статические модели механики горных пород в 1D и 3D постановке. Отдельное направление представляют собой симуляторы гидравлического разрыва пласта (ГРП), используемые для расчета дизайна и оптимизации параметров ГРП, где геомеханическая модель дополняется расчетами закачки жидкости разрыва и переноса проппанта.

В отличие от перечисленных задач, расчет геомеханических эффектов при разработке месторождений предполагает тесную взаимосвязь с полнофункциональным гидродинамическим моделированием и необходимость учета изменения напряженно-деформированного состояния на том же масштабе времени. Полностью сопряженное 3D гидродинамическое-геомеханическое моделирование представляет собой крайне ресурсоемкую задачу с рядом методических и численных сложностей, которые будут описаны ниже. В то же время во многих случаях существенными являются только отдельные геомеханические эффекты, что позволяет значительно упростить их учет в рамках гидродинамического моделирования. Ниже сначала рассматриваются упрощенные подходы, а затем полнофункциональное гидродинамическое-геомеханическое моделирование.

1. Учет изменения ФЕС коллектора при изменении давления флюида

1.1. Поровое давление и эффективные напряжения

С точки зрения показателей разработки месторождения наиболее общим геомеханическим эффектом является деформация порового пространства коллектора при изменении давления флюидов в порах. В гидродинамическом моделировании он выражается в корректировке пористости и проницаемости в соответствии с локальными изменениями давления в отдельном сеточном блоке.

Согласно классическим моделям геомеханики, деформация порового пространства происходит под действием эффективных напряжений [1]:

$$\sigma' = \sigma - \alpha p I, \quad (1)$$

где σ' – тензор эффективных напряжений, σ – тензор горных напряжений (overburden pressure/overburden stress tensor), p – давление флюида в порах (поровое давление), α – коэффициент Био, I – единичный тензор.

Предполагая, что деформации массива горных пород при разработке месторождения достаточно малы и не приводят к значимым изменениям σ , можно считать ФЕС коллектора функцией p . Таким образом, в дальнейшем рассматривается задание пористости и проницаемости в зависимости от локального давления флюида. Тем не менее, в ряде случаев может быть удобнее задавать зависимости не от самой величины p , а от изменения давления относительно начального значения в данном блоке или от эффективного давления p' (вертикального главного эффективного напряжения σ'_{zz}).

Такой выбор регулируется соответствующими опциями во входных данных симулятора (например, ключевым словом ROCKOTS в симуляторах Schlumberger Eclipse и RFD tNavigator).

Случай $\alpha = 1$ в формуле (1) соответствует закону Терцаги, при котором изменение порового давления приводит к такому же по модулю (с обратным знаком) изменению главных эффективных напряжений. Обычно при проведении и интерпретации лабораторных измерений зависимости ФЕС от σ' неявно предполагают справедливость закона Терцаги. Хотя теоретически условие $\alpha = 1$ обосновано только для высокопористых неконсолидированных пород [2].

1.2. Линейно-упругие деформации.

Сжимаемость порового пространства

По умолчанию симуляторы используют наиболее простую модель деформации порового пространства – линейно-упругую. Изменение пористости рассчитывается через заданную величину сжимаемости порового пространства (rock compressibility) – ключевое слово ROCK в Eclipse/tNavigator, CROC в Aspentech (Roxar) Tempest MORE, IROCK в Haliburton (Landmark) Nexus:

$$c_r = -\frac{1}{m} \frac{dm}{dp}, \quad (2)$$

где m – коэффициент пористости сеточного блока, p – давление в блоке.

Начальное значение пористости предполагается соответствующим задаваемому опорному давлению p_0 . Текущее значение рассчитывается по одному или двум первым слагаемым разложения в ряд экспоненциальной зависимости пористости от давления, определяемой решением уравнения (2).

Как и для других свойств коллектора, можно учитывать неоднородность по

сжимаемости путем задания регионов (например, через слово ROCKNUM в Eclipse) или напрямую массивом значений по ячейкам модели (доступно, в частности, в Tempest MORE).

Ненулевая сжимаемость порового пространства практически всегда учитывается при гидродинамическом моделировании. Она сопоставима по величине со сжимаемостью пластовой воды и может вносить существенный вклад в перераспределение давления. Однако в рамках базовой модели линейно-упругих деформаций учет сжимаемости не приводит к учету изменения проницаемости. Также в большинстве случаев используется задание одного среднего значения сжимаемости для всей моделируемой залежи.

В монографии [3] обоснована целесообразность построения 3D геологогидродинамических моделей на основе концепции эффективного порового пространства (ЭПП). Базовой величиной пористости в ней является не открытая или общая пористость, а эффективная пористость, которая характеризует объем пор, не занятый гидродинамически неподвижной связанный водой. При построении моделей на основе концепции ЭПП в качестве сжимаемости порового пространства задается эффективная сжимаемость, определяющая изменение эффективного порового объема с изменением давления [3]. В публикации [4] предложен метод построения неоднородного распределения эффективной сжимаемости коллектора по данным геофизических исследований скважин, совместно с распределениями эффективной пористости и проницаемости. Показано, что учет неоднородности пласта по величине сжимаемости порового пространства может быть значимым при разработке нефтяной залежи в режиме истощения пластовой энергии.

1.3. Нелинейные упругие (обратимые) деформации

Во многих случаях необходимо учитывать нелинейность зависимости ФЕС коллектора от давления. В основном, это касается не пористости, а проницаемости, так как по умолчанию в модели линейных деформаций проницаемость принимается постоянной.

Согласно классическим представлениям, проницаемость коллектора снижается

с уменьшением давления флюида (увеличением эффективных напряжений). Эта зависимость часто описывается экспоненциальной функцией, однако, может иметь и иной вид. Для консолидированных поровых коллекторов (без трещиноватости) данная зависимость может быть обратимой, т. е. соответствовать нелинейным упругим деформациям порового пространства. Типичный вид подобной зависимости показан на рис. 1 (кривая *a*).

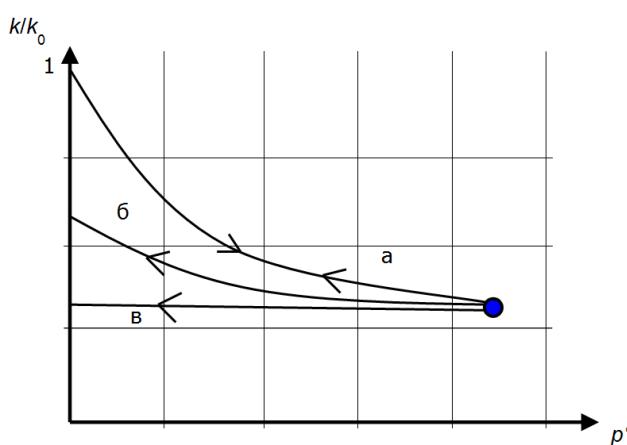


Рис. 1. Характерные зависимости множителя проницаемости (отношения текущего значения проницаемости k к начальному k_0) от эффективного давления p' :
a – обратимые (упругие) деформации,
б – частично обратимые деформации,
в – необратимые деформации.
Стрелками показано направление изменения эффективного давления

Изменение ФЕС коллектора при упругих деформациях задается в виде таблиц значений множителей пористости m/m_0 и проницаемости k/k_0 от порового давления p или эффективного давления p' (индекс 0 соответствует значениям ФЕС при заданном опорном давлении) через ключевые слова ROCKTAB в Eclipse/tNavigator, KVSP в Tempest/tNavigator, CMT в Nexus. Возможно задание различных зависимостей по регионам модели.

Специальный случай нелинейных упругих деформаций рассматривается рядом симуляторов (Eclipse, tNavigator, Tempest MORE) для моделирования добычи метана из угольных пластов. Используется модель Палмера–Мансури (Palmer–Mansoori) [5]. В этой модели множители изменения пористости и проницаемости от давления включают не только составляющую

линейной сжимаемости, но и вклад адсорбционно-десорбционных процессов в соответствии с изотермой Ленгмюра.

1.4. Учет анизотропии

Как проницаемость, так и напряжения (горные и эффективные) описываются тензорными величинами. Горные напряжения существенно различаются по главным направлениям: их величины в плоскости напластования (боковые напряжения) существенно меньше вертикального горного давления. Следовательно, согласно соотношению (1), относительное изменение эффективных напряжений при изменении порового давления также различается по направлениям. Поэтому задание изотропной зависимости для множителя проницаемости является ограниченно применимым приближением.

Особое значение анизотропия имеет в случаях, когда таблицы зависимости множителя проницаемости от давления используются для учета раскрытия или смыкания естественных трещин в трещиноватых породах, в частности, в карбонатных коллекторах, а также для приближенного учета эффекта от авто-ГРП – самопроизвольного формирования трещины при превышении давления гидроразрыва, с последующим ее раскрытием/смыканием при изменении порового давления.

В существующих симуляторах учет анизотропии зависимостей, показанных на рис. 1, ограничен ортотропным случаем. Предполагается, что главные оси тензоров проницаемости и напряжений совпадают с направлениями координатных осей сетки. Зависимость множителя проницаемости от давления может задаваться раздельно по трем координатным направлениям. Для этого используются или дополнительные столбцы таблицы (ключевое слово ROCKTAB в Eclipse/tNavigator), или отдельные таблицы по каждому направлению (ключевые слова KVPX, KVPY, KVPZ в Tempest/tNavigator).

Более общий случай учета анизотропии при изменении ФЕС в настоящее время доступен только через полноценное сопряженное гидродинамическое и геомеханическое моделирование. Возможность упрощенной реализации через обобщение зависимостей, показанных на рис. 1, не является очевидной, но она может представлять интерес для пластов с изменяющимися по площади направлениями главных напряжений и в случае сложных траекторий стволов скважин с авто-ГРП или естественных трещин. Таким образом, более полный учет анизотропии можно рассматривать как перспективную опцию при дальнейшем развитии гидродинамических симуляторов.

1.5. Неупругие деформации: необратимые, частично обратимые, циклические

Случаи *б* и *в* на рис. 1 соответствуют частично обратимым и необратимым деформациям. Они описываются через задание гистерезисных зависимостей множителей ФЕС от давления. В ряде экспериментальных работ показано, что подобное поведение наиболее выражено для коллекторов с наличием естественных трещин. В то время как для более плотных, чисто поровых коллекторов гистерезис обычно менее существенен [6, 7].

Задание гистерезисных зависимостей реализуется через расширенные таблицы множителей ФЕС от давления в рамках тех же или дополнительных ключевых слов симуляторов (ROCKTABH в Eclipse/tNavigator, KVSP в Tempest/tNavigator, CMT в Nexus). Доступно несколько моделей деформаций при циклическом изменении давления. В основном, в симуляторах реализованы две опции, представленные на рис. 2. В отличие от рис. 1, по горизонтальной оси отложено поровое давление.

В обеих моделях первичное снижение ФЕС при уменьшении давления описывается кривой сжатия. Рост ФЕС при последующем увеличении давления описывается кривыми упругости. Каждая из них соответствует своему положению точки, в которой уменьшение давления сменилось его увеличением. В обеих моделях вторичные процессы уменьшения и увеличения давления проходят вдоль кривой упругости до тех пор, пока вновь не будет достигнута стартовая точка и процесс не вернется на кривую сжатия.

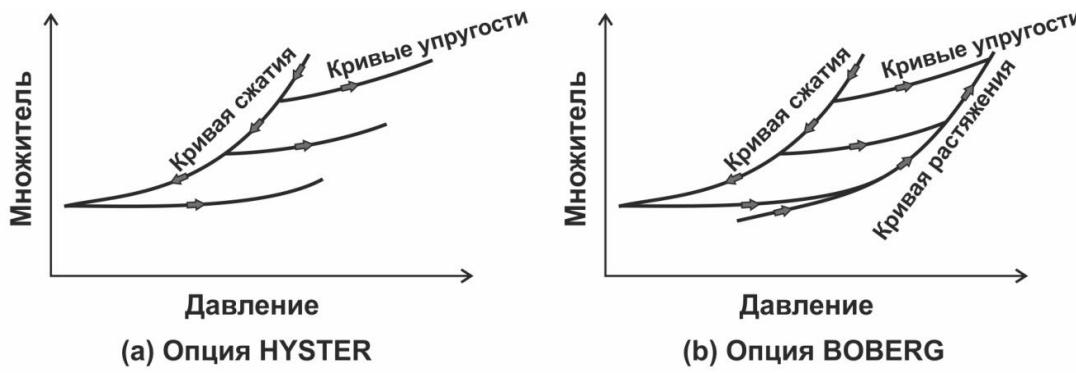


Рис. 2. Представления гистерезиса изменения ФЕС по моделям HYSTER и BOBERG (терминология ключевого слова ROCKTABH в Eclipse/tNavigator)

Модель HYSTER позволяет реализовать кривые рис. 1б и рис. 1в. Модель BOBERG основывается на работе [8]. В ней дополнительно вводится кривая растяжения, на которую процесс переходит при достижении максимального давления для данной кривой упругости. Как только направление изменения давления вновь меняется, происходит переход с кривой сжатия или растяжения на кривую упругости, соответствующую текущей точке. Таким образом, помимо гистерезиса из-за частично обратимых или необратимых деформаций после снижения давления, модель BOBERG учитывает возможность более интенсивного восстановления ФЕС по кривой растяжения при обратном повышении давления.

Более широкий набор опций для циклических деформаций предоставляет симулятор CMG STARS. Они предназначены для учета специфических эффектов при неизотермических процессах с закачкой теплоносителя (горячая вода, пар), о чем будет сказано ниже. Однако возможно их применение и в изотермических моделях.

1.6. Влияние водонасыщенности на деформации

По многочисленным лабораторным и промысловым данным отмечено, что на деформации коллектора влияет не только

поровое давление, но и водонасыщенность. Для карбонатных пород это выражается в эффекте «water induced compaction» (уплотнение под воздействием воды). Наиболее известное проявление данного эффекта и значительный объем исследований связаны с меловыми породами норвежского месторождения Ekofisk в Северном море [9]. В дальнейшем влияние уплотнения меловых пород под воздействием воды рассматривалось применительно к другим объектам [10], а также в качестве возможного механизма повышения нефтеотдачи при низкоминерализованном заводнении [11].

Учет данного эффекта не является общепринятым стандартом. Тем не менее, он доступен в качестве опции некоторых симуляторов (Eclipse, Nexus) через задание зависимости множителей ФЕС не только от давления, но и от водонасыщенности. Например, в Eclipse можно задать отдельную таблицу зависимости множителей пористости и проницаемости от водонасыщенности (ключевое слово ROCKTABW), которые будут учитываться совместно со значением соответствующего множителя от давления. Другая возможность – сразу задать зависимость множителей ФЕС в виде двумерных таблиц от давления и водонасыщенности (ROCK2D, ROCKWNOD).

В симуляторах, где зависимость деформаций от водонасыщенности не предусмотрена, возможен ее учет с использованием внешних или встроенных скриптов [12]. За счет гибкости такого подхода можно учитывать влияние и других факторов (например, минерализации воды), но ценой затрат на пересчет полей ФЕС на каждый опорный момент времени. При реализации встроенными скриптами (без необходимости выгрузки текущих результатов расчета в файлы и обратной загрузки) реализация может быть достаточно эффективной, а за счет локальности зависимостей – хорошо масштабироваться при параллельных вычислениях.

1.7. Особенности численной реализации

Зависимость множителей ФЕС от давления (и насыщенности) вносит дополнительную нелинейность в уравнения фильтрации. Поскольку все используемые в практическом моделировании схемы (полностью неявная, адаптивно неявная – AIM, неявная по давлению и явная по насыщенности/подвижностям – IMPES/IMPEM) являются неявными по давлению, требуется учет соответствующих производных при построении матрицы Якоби системы нелинейных уравнений. Это вызывает существенные затруднения при учете гистерезиса деформаций. Кроме того, зависимость множителя проницаемости от давления может описываться существенно не гладкой функцией – например, в случае учета динамического раскрытия трещин при превышении давления разрыва.

Такие ситуации приводят к проблемам сходимости итераций при решении нелинейных систем и, как следствие, к сильному дроблению временного шага,

вплоть до «зависания» расчета. Также они являются «узкими местами» для масштабируемости задач большой размерности. По этой причине большинство симуляторов (Eclipse, Tempest, tNavigator) рассчитывают множители ФЕС явно, используя давление (и водонасыщенность) с прошлого временного слоя. Контроль устойчивости и согласованности расчета при этом ложится на пользователя. При быстрых изменениях давления даже в отдельных локальных областях может требоваться ограничение максимально допустимой величины временного шага.

В отдельных симуляторах (например, Nexus) явный или неявный учет множителей проницаемости в межблочных проводимостях зависит от выбранной схемы по времени (полностью неявная или IMPES/IMPEM). В проводимостях скважинных ячеек всегда используется неявная аппроксимация, что обусловлено наиболее быстрыми локальными изменениями давления.

1.8. Зависимость множителя проницаемости от изменения пористости

Изменение пористости от давления определяется объемными деформациями порового пространства коллектора и обычно достаточно хорошо оценивается по лабораторным данным или на основе теоретических моделей. Оценка влияния деформаций на изменение проницаемости значительно сложнее как в теоретическом, так и в экспериментальном плане. Дополнительную неопределенность вносит проблема ремасштабирования с масштаба образцов керна на характерный масштаб моделирования пластовых процессов.

В качестве приближенного подхода большинство симуляторов предоставляют возможность задавать в табличном виде только зависимость множителя пористости от давления и рассчитывать множитель проницаемости с учетом некоторых теоретических предположений о её связи с пористостью. Например, ключевое слово ROCKCOMP в Eclipse/tNavigator позволяет выбрать для зависимости множителя проницаемости от нормированного множителя пористости экспоненциальную функцию или степенную функцию, определяемую известным теоретическим уравнением Козени–Кармана [13]. Более широкий набор опций предоставляет симулятор CMG STARS, включая линейную интерполяцию в задаваемой пользователем таблице между опорными значениями множителя проницаемости (*PERMTAB) или его логарифма (*PERMTABLOG) и множителя пористости.

1.9. Учет влияния температуры

В неизотермическом случае механические деформации дополняются тепловыми. По умолчанию используется линейная зависимость пористости от изменения давления (через сжимаемость (2)) с отрицательной линейной поправкой на влияние температуры за счет термического расширения скелета породы:

$$m/m_0 = 1 + c_r(p - p_0) - c_T(T - T_0), \quad (3)$$

где T_0 – опорная температура, c_T – коэффициент температурного расширения скелета породы.

Дополнительные опции позволяют учесть нелинейную поправку для влияния температуры или перекрестное влияние изменений температуры и давления через

слагаемое вида

$$c_{rT}(p - p_0)(T - T_0).$$

В STARS/tNavigator доступен учет влияния температуры в более сложных моделях упруго-пластических деформаций и гистерезисных эффектов при циклических изменениях давления. Данная опция является альтернативной реализацией модели работы [8] по сравнению с показанной на рис. 2 опцией BOBERG в Eclipse/tNavigator. Дополнительно учитывается эффект термического расширения для кривых растяжения и упругости.

В STARS/tNavigator также можно учитывать независимое от давления влияние температуры на множитель проницаемости (*PERMSHALE). Предлагается таким образом описывать эффект растрескивания «неколлекторов» при термическом воздействии.

1.10. Учет ползучести

Ползучесть представляет собой явление продолжающихся во времени деформаций горной породы при постоянном напряженном состоянии. Для насыщенной пористой среды ползучесть проявляется при снижении давления ниже некоторого порогового уровня p_{cr} . Предполагается, что вклад ползучести в изменение порового объема ячейки описывается экспоненциальной релаксационной зависимостью от времени со стремлением к равновесному значению, зависящему от текущего давления p . Начальное значение порового объема для процесса релаксации определяется «мгновенной» деформацией, при которой пористость рассчитывается по текущему давлению в соответствии с описанными в пунктах 1.2–1.6 принципами.

Учет ползучести требует разделения непосредственного влияния времени на деформации от влияния изменений давления во времени, что вызывает определенные сложности при численной реализации. Также следует учитывать, что ползучесть играет существенную роль не для всех коллекторов и только на достаточно большом временном масштабе. Например, при длительном сохранении сниженного пластового давления в истощенной залежи со слабосцементированным коллектором. В настоящее время учет ползучести

реализован только в отдельных симуляторах (например, Nexus).

1.11. Ограничения текущих реализаций

Несмотря на широкий арсенал опций симуляторов для учета деформаций коллектора, они не позволяют описывать некоторые существенные эффекты. Примером являются экспериментальные данные изменения проницаемости при циклическом изменении давления, показанные на рис. 3 по данным работы [14].

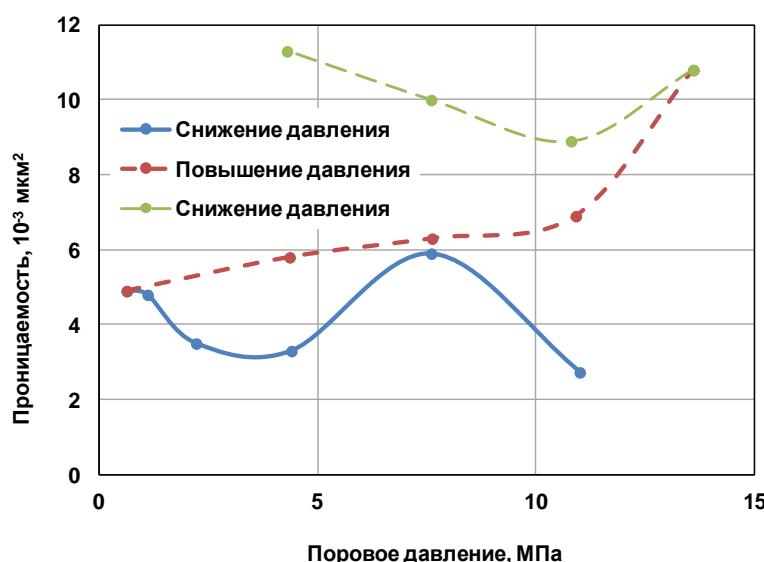


Рис. 3. Зависимость коэффициента проницаемости карбонатного образца от изменения порового давления в циклическом эксперименте

Эффект, наблюдаемый на рис. 3, связан с разуплотнением породы – возникновением микротрещин – под действием сжимающих эффективных напряжений при снижении порового давления ниже некоторого критического уровня (синяя кривая на рис. 3). При последующем повышении давления микротрещины раскрываются с ростом проницаемости (красная линия), и эффект частично или полностью сохраняется при обратном снижении давления (зеленая линия). Данный эффект, наиболее выраженный для карбонатных коллекторов, используется в методе циклического геомеханического воздействия [4], а также в

схожих методах: георыхления, направленной разгрузки пласта, гидродинамического сжатия пласта.

На рис. 4 показана аппроксимация данных рис. 3 в виде гистерезисной зависимости множителя проницаемости от давления. Использована опция HYSTER ключевого слова ROCKTABN в формате симуляторов Eclipse/tNavigator. Стадии первичного снижения и последующего повышения давления (синяя и красная линии на рис. 3) в целом воспроизведены корректно, с учетом ограничений на монотонность и принятой в данном случае линейной аппроксимации.

Стадия повторного снижения давления (зеленая линия на рис. 3) не может быть описана ни одной из доступных опций. Все они предполагают обратное движение вдоль кривой упругости

(в данном случае соответствует красной кривой на рис. 3) до возвращения на кривую сжатия (синяя кривая рис. 3), вместо требуемого движения по зеленой линии рис. 3.

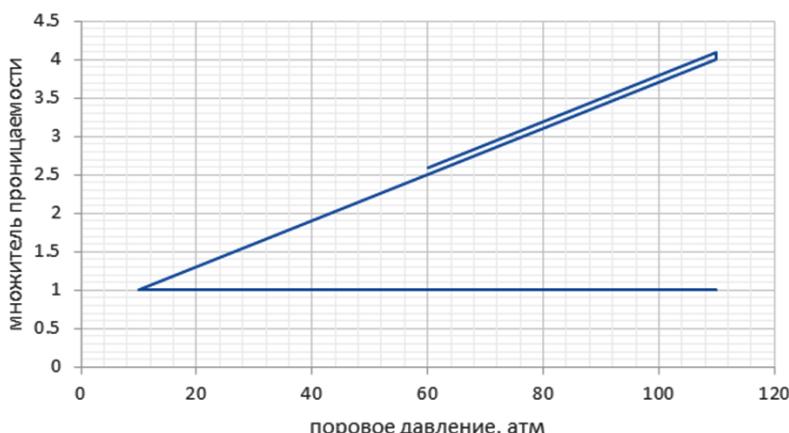


Рис. 4. Аппроксимация данных рис. 3 в виде зависимости множителя проницаемости от давления с использованием опции HYSTER ключевого слова ROCKTABN

На текущий момент корректное воспроизведение данных рис. 3 и других подобных ситуаций в симуляторах возможно только путем написания встроенных или внешних скриптов. На каждом временном шаге необходимо производить обновление «куба» (распределения по ячейкам) множителя проницаемости на основе текущего «куба» давления, с учетом предыстории его изменения. Такое решение требует дополнительных усилий со стороны пользователя и вычислительно не эффективно. В рамках дальнейшего развития симуляторов целесообразно предоставление более гибких возможностей для учета гистерезиса деформаций (изменения ФЕС при циклическом изменении давления) на уровне встроенных опций.

2. Сопряженное моделирование гидродинамических и геомеханических процессов

Основными задачами расчета геомеханических процессов в породе пласта при разработке залежи являются:

– определение изменений поровых объемов, вызванных деформациями в скелете

породы, и соответствующих им изменений величин проницаемости (проводимости) сеточных блоков;

– оценка распределения вертикальных и латеральных смещений поверхности кровли пласта и других поверхностей в массиве продуктивного пласта и вышележащих горных пород, включая дневную поверхность (или поверхность дна моря) над разрабатываемым месторождением;

– определение влияния динамических изменений напряженно-деформированного состояния на изменение характеристик существующих разломов и естественных трещин и возможное развитие новых трещин в объеме коллектора и покрышки пласта, а также на направление развития трещин ГРП;

– оценка возникновения условий разрушения коллектора в отдельных зонах пласта, в том числе в околоскважинных зонах, с эффектами пескопроявления и/или нарушения устойчивости стволов скважин;

– определение текущего напряженно-деформированного состояния пород продуктивного пласта и вышележащих пород для проектирования бурения и заканчивания скважин.

Основой для решения всех перечисленных задач является расчет распределения напряжений и деформаций в массиве породы при вариациях внутриворового давления из-за течения флюидов, а также упругих и прочностных характеристик вследствие изменения насыщенности, проявления эрозии и других факторов.

2.1. Основные уравнения геомеханической модели

Кратко рассмотрим основные уравнения геомеханических моделей, применяемых для сопряженных расчетов с гидродинамическим моделированием. Основная теория далее изложена по публикации [15] в соответствии с реализацией в CMG STARS. Также отмечаются некоторые особенности реализации в других пакетах.

Геомеханическая модель основывается на уравнениях равновесия для напряжений

$$\sum_{i=1}^3 \frac{\partial}{\partial x_j} \sigma_{ij} + F_i = 0 \quad (4)$$

и определяющих соотношения для напряжений и деформаций в пористой породе:

$$\sigma_{ij} = \sum_{k,l=1}^3 D_{ijkl}^{ep} \varepsilon_{kl} + \alpha p \delta_{ij} = \sigma'_{ij} + \alpha p \delta_{ij}, \quad (5)$$

где σ_{ij} – матрица тензора полных (горных) напряжений в декартовых координатах $\{x_1, x_2, x_3\}$, F_i – компонента массовой силы (в т.ч. силы тяжести), отнесенная к единице объема, ε_{kl} – матрица тензора относительных деформаций, δ_{ij} – дельта-символ Кронекера.

Константа Био может быть представлена в виде

$$\alpha = 1 - c_b/c_s,$$

т. е. учитывает разницу между сжимаемостью зерен породы c_s и общей (объемной) сжимаемостью скелета породы c_b .

Уравнение (5) отражает тот факт, что полное напряжение складывается из частных напряжений, одно из которых вызвано внутриворовым давлением флюидов p , а другое – эффективным напряжением σ'_{ij} в скелете пористой среды (принцип эффективного напряжения Терцаги).

Величина D_{ijkl}^{ep} соответствует матрице упругопластического тензора совместности, который содержит как упругую, так и пластическую составляющую. Для изотропной среды упругая составляющая может быть выражена в форме закона Гука:

$$\sigma_{ij}^e = \sum_{k,l=1}^3 D_{ijkl}^e \varepsilon_{kl} + \alpha p \delta_{ij} = 2\mu \varepsilon_{ij} + \lambda \varepsilon_V \delta_{ij} + \alpha p \delta_{ij},$$

где λ и μ – коэффициенты Ламе, связанные с модулем Юнга E и коэффициентом Пуассона ν соотношениями:

$$\lambda = \frac{E\nu}{(1+\nu)(1-2\nu)},$$

и

$$\mu = \frac{E}{2(1+\nu)},$$

а также с модулем всестороннего сжатия (объемной упругости) K и коэффициентом объемной сжимаемости c_b :

$$\lambda = \frac{\nu}{(1+\nu)} K = \frac{\nu}{(1+\nu)} \frac{3}{c_b}.$$

Относительная объемная деформация ε_V вычисляется как

$$\varepsilon_V = \sum_{j=1}^3 \varepsilon_{jj}, \quad (6)$$

а компоненты матрицы тензора относительных деформаций связаны с компонентами вектора перемещений (смещений) U_i соотношением

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial U_i}{\partial x_j} + \frac{\partial U_j}{\partial x_i} \right).$$

Пластическое поведение проявляется в случае, когда при превышении допустимых упругих деформаций достигается заданный критерий прочности (предел упругости).

В случае идеальной пластичности уравнение (5) принимает вид:

$$\sigma'_{ij} = \sum_{k,l=1}^3 D_{ijkl}^{ep} \varepsilon_{kl} = \sum_{k,l=1}^3 D_{ijkl}^e \frac{1}{h} \sum_{k,l=1}^3 D_{ijmn}^e \frac{\partial f}{\partial \sigma'_{mn}} \frac{\partial f}{\partial \sigma'_{pq}} D_{pqkl}^e. \quad (7)$$

Здесь h – скалярный нормирующий коэффициент, f – функция, задающая поверхность текучести и выражаемая в терминах инвариантов тензора напряжений. Уравнение (7) отражает тот факт, что производные поверхности текучести (поверхности разрушения) по напряжениям описывают эволюцию пластического поведения.

Например, для критерия Мора–Кулона трехмерная поверхность текучести в главных осях тензора напряжений упрощается до известной формы соотношения Мора–Кулона:

$$f(\sigma_1, \sigma_3) = \frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \sin \varphi + \frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} - c \cos \varphi = 0,$$

где σ_1, σ_3 – максимальное и минимальное значения главного напряжения, соответственно, а когезия (сцепление) c и угол внутреннего трения φ являются свойствами среды и параметризуют поверхность текучести.

Так как механическое поведение реальных горных пород сопровождается дополнительными микроскопическими эффектами (например, микротрещиноватостью), «константы» в приведенных уравнениях в действительности таковыми не являются.

Они могут, вообще говоря, зависеть нелинейным образом от дополнительных факторов, таких как величины приложенных напряжений или степень пластичности деформации.

Уравнения равновесия (4) дополняются уравнениями совместности [2] и формируют систему уравнений

Вместо уравнений совместности используется уравнение неразрывности для скелета породы:

$$\frac{\partial}{\partial t} (\rho_{r0}(1 - m)) + \operatorname{div} \left(\frac{\partial \vec{u}}{\partial t} \rho_{r0}(1 - m) \right) = 0,$$

где ρ_{r0} – плотность породы при опорном давлении, \vec{u} – вектор смещений, m – пористость, рассматриваемая в качестве дополнительной независимой переменной.

Уравнения равновесия после подстановки закона Гука записываются в форме уравнений Ламе:

$$\nabla \cdot (\mu \nabla \vec{u}) + \nabla \cdot (\lambda \operatorname{div}(\vec{u})) + \nabla \cdot (\mu (\nabla \vec{u})^T) + \rho_{r0} g + \alpha \nabla (p - p_0) - \nabla \cdot (\boldsymbol{\sigma}^p - \boldsymbol{\sigma}^0) = 0,$$

где $\boldsymbol{\sigma}^0$ – начальный тензор напряжений, соответствующий состоянию пласта на момент начала расчета, p_0 – поровое давление на момент начала расчета, а закон Гука предполагается в виде:

геомеханики. С учетом определяющих соотношений (5) она может быть выражена в терминах напряжений или деформаций.

Альтернативный подход рассматривается далее в связи с реализацией геомеханической модели в симуляторе tNavigator.

2.2. Альтернативная формулировка уравнений

В tNavigator уравнения геомеханики решаются в единой системе с уравнениями гидродинамики на общей сетке [16]. Для этого используется альтернативная запись геомеханических уравнений.

$$\begin{aligned}\sigma_{ij}^e &= \sigma_{ij}^0 + 2\mu(\varepsilon_{ij} - \varepsilon_{ij}^p) + \lambda\delta_{ij}(\varepsilon_V - \varepsilon_V^p) + \alpha(p - p_0)\delta_{ij}, \\ \sigma_{ij}^p &= 2\mu\varepsilon_{ij}^p + \lambda\delta_{ij}\varepsilon_V^p,\end{aligned}\quad (8)$$

где верхний индекс e соответствует упругим деформациям, а p – пластическим.

Запись закона Гука в форме (8) предполагает расчет смещений (деформаций) относительно начального состояния пласта. Тогда нулевым смещениям соответствует ненулевой начальный тензор напряжений σ^0 .

2.3. Входные данные, граничные условия и параметры среды

В качестве входных данных для геомеханической модели задается начальное распределение напряжений в породе. Граничные условия определяют перемещения узловых точек сеточной области. Некоторые узлы (например, на нижней и боковых гранях расчетной области) могут задаваться зафиксированными (перемещения равны нулю), а другие – например, на верхней грани и внутри области – свободными. Задаются внешние нагрузки на границах области, а также величины массовых (гравитационных) сил. Для радиальных сеточных областей, используемых для секторного моделирования единичной вертикальной скважины, геомеханические граничные условия также определяются на круговой границе – стенке скважины. По умолчанию эта стенка считается жесткой (недеформируемой), что соответствует случаю обсаженной скважины. Также можно задать величину разгрузки напряжений на данной границе вследствие течения флюидов и выноса песка.

Параметры среды для моделей линейной упругости и пластичности задаются по аналогии с другими свойствами породы в виде «кубов» значений по ячейкам или постоянных величин в пределах модели или отдельных ее регионов. Для линейной модели упругости задаются модуль Юнга и

коэффициент Пуассона, константа Био. Определяется используемый критерий прочности (предел упругости). Наиболее подходящими для горных пород являются критерии Мора–Кулона и Друкера–Прагера. Задаются его параметры, например, когезия и угол внутреннего трения для критерия Мора–Кулона.

Дополнительные параметры – коэффициент линейного упрочнения породы при деформации, угол дилатации гранулярной породы и др. – могут требоваться для задания эффектов нелинейной упругости и различных моделей текучести. Например, в CMG STARS реализованы:

- две модели нелинейной упругости со своими наборами параметров;
- упруго-вязкопластичная модель ползучести согласно теории Перзина, в модификациях Мора–Кулона и Мизеса, для описания переменных во времени деформаций породы при постоянном распределении напряжений;
- обобщенная модель пластичности, учитывающая зависимость когезии, углов внутреннего трения и дилатации от эффективных пластических деформаций;
- опция учета в критерии текучести пластических деформаций, вызванных гидростатическим вертикальным сжатием породы (точнее, горно-статическим, т. е. под действием веса вышележащих пород – горного давления);

– модель единичной поверхности разрушения (иерархическая модель), согласно работам [17, 18], обладающая рядом как механических, так и вычислительных преимуществ по сравнению со стандартными моделями.

2.4. Особенности решения и сопряжение с гидродинамическим расчетом

Классическая система уравнений геомеханики (на основе уравнений равновесия, совместности и определяющих соотношений) представляет собой разновидность задачи механики твердого тела с характерной структурой дифференциальных операторов, включающих смешанные производные. Если для решения уравнений гидродинамики коммерческие симуляторы используют конечно-объемные сетки и метод контрольных объемов, то эффективное геомеханическое моделирование традиционно основывается на методе конечных элементов с соответствующими сетками.

По этой причине ряд компаний-разработчиков современных симуляторов отказались от встроенного геомеханического модуля в пользу интеграции в единой среде с независимым полнофункциональным геомеханическим пакетом.

В частности, компания Schlumberger предлагает для этих целей использовать модуль Petrel Reservoir Geomechanics, обеспечивающий сопряжение гидродинамических расчетов в Eclipse и геомеханических – в VISAGE. Аналогично линейка программного обеспечения Roxar предлагает сопряжение гидродинамики в Tempest MORE и геомеханики в ELFEN. Такой подход дает возможность объединить анализ деформационных процессов при

разработке месторождения с решением других геомеханических задач, опираясь на широкий спектр доступных опций специализированного геомеханического программного обеспечения.

Сопряжение гидродинамического и геомеханического расчетов на разных сетках реализовано также в симуляторе CMG STARS и в изотермической постановке – в CMG GEM. Геомеханическая система уравнений решается внутри гидродинамического симулятора, но отдельно от гидродинамической системы уравнений. Используется метод конечных элементов. Форма элементов может быть 2D (для расчета плоских деформаций), псевдо-3D или 3D. В последнем случае расчетная сетка может совпадать или не совпадать с сеткой для уравнений течения флюидов. Геометрия может быть 3D декартовой или 2D радиальной. Геомеханические расчеты могут проводиться как для всей гидродинамической сеточной области, так и только для выбранных ее частей.

Как при внешнем, так и при внутреннем сопряжении расчетов гидродинамики и геомеханики используются два подхода: последовательное сопряжение (модульный подход) и итерационное (полностью сопряженный). В обоих подходах сопряжение осуществляется на заданные моменты времени путем обмена «кубами» рассчитанных параметров.

В модульном подходе результаты расчета гидродинамики («кубы» давления, насыщенностей, а также температуры в неизотермическом случае) передаются в геомеханический расчет для определения текущих значений характеристик насыщенной породы (упругие модули, параметры критерия прочности и др.).

На их основе рассчитывается распределение напряжений и деформаций, по которым определяются текущие множители поровых объемов и проводимостей блоков, а также изменение локальных азимутов развития

трещин. Эти данные передаются обратно в гидродинамический модуль для расчета следующего шага по времени. Иллюстрация модульного подхода на примере продуктов ROXAR приведена на рис. 5.

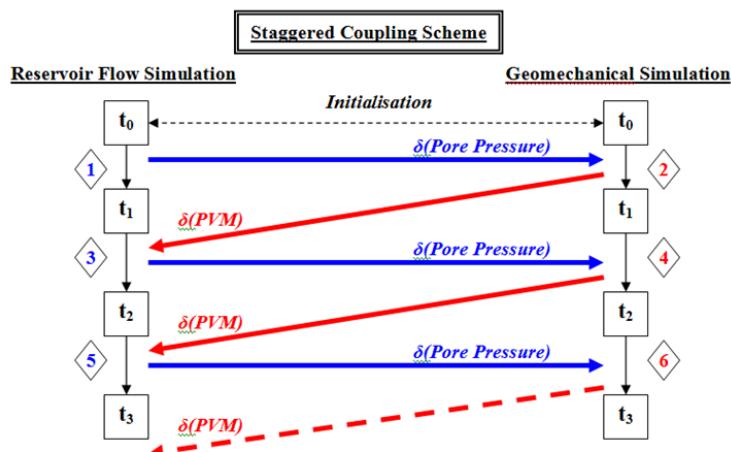


Рис. 5. Иллюстрация модульного подхода к сопряжению (из презентационных материалов ROXAR). PVM – множитель порового объема, PorePressure – поровое давление

В полностью сопряженном подходе такой же обмен между модулями повторяется итерационно в рамках текущего временного шага до достижения критерия сходимости. Сходимость контролируется по изменениям

порового давления, напряжений и/или значений пористости по ячейкам модели на очередной итерации. Далее осуществляется переход к следующему шагу по времени. Иллюстрация приведена на рис. 6.

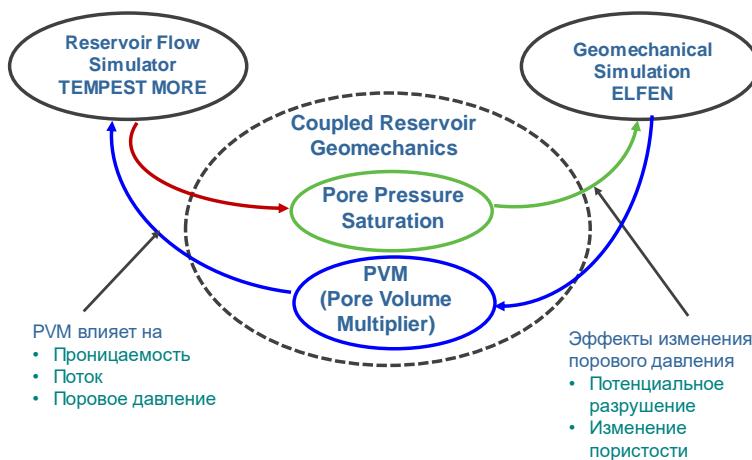


Рис. 6. Иллюстрация полностью сопряженного подхода (из презентационных материалов ROXAR). PVM – множитель порового объема, PorePressure – поровое давление, Saturation – насыщенность

В терминах, привычных для численных схем, модульный подход соответствует явной стратегии сопряжения, а полностью сопряженный – неявной. И в том и в другом случае, особенно при итерационном подходе, сопряжение является «узким местом» в плане

эффективности вычислений и масштабируемости при параллельной реализации. Поэтому отдельную задачу представляет выбор рационального числа и набора моментов сопряжения для заданного периода расчета.

В tNavigator для полностью сопряженного подхода используется описанная выше альтернативная запись геомеханической модели. Уравнения решаются на общей сетке и в единой системе с уравнениями гидродинамики. Это позволяет достигать хорошей масштабируемости и общей вычислительной эффективности при распараллеливании на уровне решения систем линейных уравнений. Однако такой подход ограничивает гибкость геомеханического моделирования в части используемых сеток и усложненных физических постановок.

Важным моментом в сопряжении геомеханической и гидродинамической моделей является расчет изменения пористости (порового объема) под действием рассчитанного поля напряжений. Влияние напряжений учитывается через параметры объемной деформации – см. (6). Однако необходимо учитывать взаимосвязь изменения порового объема с изменением объема скелета породы и общего объема элемента пласта. Таким образом, определяющими факторами являются не только полные напряжения, но и поровое давление, а также температура в неизотермическом случае. Выбор выражения для расчета изменения пористости может зависеть от описываемого геомеханического процесса (упругое сжатие, дилатансия с переупаковкой зерен породы и др.). Например, CMG STARS предлагает четыре опции (ключевое слово *GCOUPLING), по-разному характеризующие связь изменения пористости со средним нормальным напряжением, изменением давления и температуры сеточного блока.

Дополнительные параметры позволяют учитывать влияние условий на деформации на границах пласта – свободны / ограничены на верхней (кровля) и латеральных границах. В зависимости от выбранной опции,

может использоваться корректирующая калибровка для согласования пересчета пористости в уравнениях гидродинамики (по поровому давлению и температуре) и геомеханики (через деформации по полю напряжений с учетом давления и температуры).

Изменение проницаемости (проводимости) может рассчитываться как по изменению пористости, так и по непосредственным зависимостям от деформаций и напряжений.

Для первого случая симуляторы предоставляют возможности, описанные в пункте 1.8.

Для второго случая множитель проницаемости (проводимости) пористой матрицы вдоль координатных осей задается как функция объемной деформации ε_V или как функция среднего эффективного или полного напряжения.

Учет изменения проводимости трещин при расчете множителя проницаемости сеточного блока рассматривается в отдельном пункте ниже.

3. Специальные геомеханические эффекты

Рассмотрим дополнительно две важные группы геомеханических эффектов, оказывающих существенное влияние на течение флюидов при разработке месторождений – эрозию коллектора (разрушение с переносом частиц породы флюидами) и изменение характеристик трещин (естественных и техногенных).

3.1. Эрозия

Наиболее существенным проявлением эрозии при разработке месторождений является разрушение слабосцементированных песчаных коллекторов при снижении давления.

В первую очередь оно возникает в призабойных зонах пласта (ПЗП) и приводит к пескопроявлению (пескованию) – выносу частиц породы с флюидами в ствол скважины, а также к накоплению частиц породы в ПЗП. Данные явления сопровождаются снижением продуктивности скважин, повышенным износом труб и скважинного оборудования, но могут использоваться и как позитивный фактор – например, для создания «червоточин» (каверн и свищей) в ПЗП при холодной добыче высоковязких нефтей из слабосцементированных коллекторов по технологии CHOPS.

Инструменты для прямого или косвенного моделирования эрозии предоставляют все распространенные гидродинамические симуляторы. Далее рассмотрим реализацию в CMG STARS как одну из наиболее развитых.

В CMG STARS реализован подход, близкий к изложенному в статье [15]. Совместно рассматриваются три процесса:

- течение флюидов в пористой среде;
- перенос частиц твердой фазы (скелета породы) вследствие эрозии при течении флюидов;

– геомеханические процессы перераспределения напряжений в скелете породы, приводящие в том числе к ее разупрочнению и способствующие выносу механических частиц.

Такой взаимоучет трех процессов является обобщением подхода [19].

В качестве основного связующего параметра между ними рассматривается изменение пористости. Изменение механических и прочностных свойств породы учитывается как процесс разрушения в сплошной среде. Эрозийное высвобождение частиц породы приводит к увеличению пористости для флюидов и возникновению течения суспензии нефти или воды с песком.

В CMG STARS общий объем сеточного блока складывается из следующих составляющих:

- твердый (инертный) скелет породы (r),
- «фаза», образованная твердыми и адсорбируемыми компонентами в неподвижном состоянии (s),
- вода или водная фаза (w),
- нефть или нефтяная фаза (o),
- газовая фаза (g).

Различаются флюидный объем

$$V_f = V_w + V_o + V_g$$

и пустотный объем

$$V_v = V_s + V_f ,$$

а также пустотная пористость

$$m_v = V_v/V$$

и флюидная пористость

$$m_f = V_f/V = (V_v - V_s)/V = m_v(1 - V_s/V) = m_v(1 - \sum_i c_{is}/\rho_{is}),$$

где c_{is} – мольная концентрация i -го твердого или адсорбированного компонента в объеме пустот, ρ_{is} – его мольная плотность,

$$V = V_v + V_r.$$

Флюидная пористость, в силу взаимосвязи с пустотной, зависит от давления, температуры и геомеханических параметров. Но также она зависит и от концентраций твердых и адсорбированных компонентов. Насыщенности фаз, используемые при расчете течения флюидов, определяются через флюидную пористость.

Для описания эрозии используются флюидизированные (подвижные) твердые компоненты – частицы в суспензии, которые предполагаются движущимися с той же скоростью, что и переносящая их флюидная фаза. В правую часть уравнений неразрывности для таких компонентов вводятся ненулевые «генерирующие» слагаемые. Плотности и вязкости фаз предполагаются зависящими от концентрации флюидизированного твердого компонента для учета особенностей поведения образующейся суспензии. Относительные фазовые проницаемости также могут рассматриваться как функции соответствующей концентрации. Переносящим твердые частицы флюидом может быть нефть, вода и газовая фаза.

Дополнительно записывается уравнение неразрывности для каждого твердого компонента i в твердой «фазе» s . Оно не содержит потоковых (конвективных) слагаемых, но содержит генерирующее слагаемое, связанное с эрозией и переходом компонента i из твердой фазы s во флюидную фазу j . Изменение количества компонента в твердой фазе происходит вследствие процессов сорбции (осаждения) или мобилизации частиц при эрозии. Предполагается, что генерирующее слагаемое в случае эрозии является функцией фильтрационно-емкостных параметров пласта и скорости течения (градиента давления). Начальные условия включают распределения мольных концентраций твердых компонентов в объеме пустот пласта.

Процессы эрозии и осаждения на скелете породы твердых частиц рассматриваются как частный случай неравновесного массообмена компонентами между фазами и трактуются по аналогии с химическими реакциями.

Интенсивность обмена веществом f_{ij} для таких «химических реакций» записывается в виде:

$$f_{ij} = (s'_{ij} - s_{ij})r_j, \quad (9)$$

где s_{ij} – «стехиометрический коэффициент» компонента i как реагента в «реакции» j , s'_{ij} – «стехиометрический коэффициент» компонента i как продукта в «реакции» j ,

r_j – скорость протекания «реакции» j .

Каждый вид твердых частиц задается через два компонента: компонент i_1 моделирует твердые частицы в неподвижном состоянии (в твердой фазе s), компонент i_2 соответствует флюидизированному твердому компоненту, который может переноситься с флюидной фазой j . Процесс эрозии соответствует «химической реакции» превращения компонента i_1 в компонент i_2 в соотношении 1:1, т.е. в (9) $s_{i_1,j} = 1$, $s'_{i_1,j} = 0$, $s_{i_2,j} = 0$, $s'_{i_2,j} = 1$. Если перенос твердой примеси возможен несколькими флюидными фазами, по каждой из них необходимо задать отдельную «реакцию».

Расчет объемной скорости r_j протекания реакции j (кинетики реакции j) осуществляется по обобщенному закону Аррениуса с дополнительными множителями C_{perm} и C_{vel} , о которых будет сказано далее. Применительно к «реакциям», связанным с эрозией, при отсутствии

иных данных, целесообразно задание нулевой энергии активации, что соответствует независимости скорости эрозийных процессов от температуры. Также обычно предполагается линейная зависимость r_j от количества реагирующего (подверженного эрозии) твердого компонента в твердой фазе в единичном объеме сеточного блока. Таким образом, чем больше сохраняется на скелете породы твердого компонента, тем интенсивнее может протекать процесс его вымывания флюидными фазами.

Зависимость скорости реакции от проницаемости сеточного блока и скорости течения флюидной фазы осуществляется соответственно параметрами C_{perm} и C_{vel} . Множитель C_{perm} задается как функция (табличная) от значения фазовой проницаемости для участвующей в реакции флюидной фазы.

Множитель C_{vel} для эрозии вычисляется как:

$$C_{vel} = \left[(v_j - v_j^{cr}) / v_j^{ref} \right]^{\exp}, \quad (10)$$

где v_j – скорость потока фазы j , которая связана со скоростью фильтрации соотношением $v_j = u_j / (m_f S_j)$; v_j^{cr} – критическая скорость потока фазы j , начиная с которой имеют место обменные (эрзационные) явления; v_j^{ref} – опорное значение скорости потока, используемое для обезразмеривания; \exp – показатель степени.

Значения v_j^{cr} , v_j^{ref} и \exp настраиваются по лабораторным или промысловым данным о процессах эрозии для рассматриваемого объекта. Зависимость (10) основана на данных работ [2, 20, 21], где показано существование критической скорости течения, при превышении которой можно ожидать

разрушения породы и перехода твердых частиц во флюидизированное состояние.

Известный фактор негативного влияния обводнения на устойчивость коллектора к эрозии может учитываться через задание зависимости параметров формулы (10) от водонасыщенности.

Известный фактор негативного влияния обводнения на устойчивость коллектора к эрозии может учитываться через задание зависимости параметров формулы (10) от водонасыщенности.

Дополнительно к механизму, связанному с изменением пористости, можно задать и иное описание процесса снижения проницаемости – вследствие захвата твердых частиц пористой средой

из флюидизированного состояния. Такой механизм носит название «неравновесное блокирование фильтрации» (non-equilibrium blockage). При этом снижение проницаемости происходит аналогично равновесным процессам переноса массы на скелет породы (например, адсорбции полимера) и относится только к выбранным фазам, переносящим твердый компонент.

Проницаемость для соответствующей фазы делится на коэффициент снижения фазовой проницаемости R_f :

$$R_f = \prod_i [1 + R_i \cdot \max(0; c_{is} - c_{is}^{min})],$$

где произведение выполняется по всем твердым компонентам i , которые, выпадая на скелет как продукты соответствующих реакций, приводят к снижению проницаемости; c_{is}^{min} – минимальная концентрация компонента, при которой начинается блокирование.

Коэффициент ограничения течения R_i задается в виде табличной функции от величины фазовой проницаемости с указанием фазы, к которой он применяется (вода, нефть, газ или все флюидные фазы).

Процессы эрозии в пористой среде приводят к мобилизации твердых частиц с поверхности скелета. Во флюидизированном состоянии эти частицы образуют с переносящей их фазой супензию. Описание течения супензий учитывает изменение их свойств, в частности, плотности и вязкости в зависимости от концентрации флюидизированного твердого компонента. Влияние концентрации флюидизированного твердого компонента на плотность переносящей его фазы допустимо считать линейным. Для вязкости необходимо использование нелинейного правила смешивания, например, на основе корреляции Муни (Mooney).

При течении флюидов в слабосцементированных коллекторах имеет место взаимовлияние геомеханических и эрозионных процессов. Изменение напряженного состояния породы через геомеханический расчет деформаций отражается на величинах пустотной, а, следовательно, и флюидной пористости. Обратное влияние проявляется в снижении прочностных характеристик скелета по мере вымывания твердых частиц с его поверхности. В работе [15] данный фактор предлагается учитывать через линейную зависимость модуля Юнга и когезии (сцепления) от текущего значения пористости (флюидной, т. е. учитывающей эрозию). Также в [15] предлагается напрямую учитывать влияние пластических деформаций скелета породы на его прочность, следовательно, и на скорость эрозионных процессов.

В STARS указанные зависимости не реализованы, поскольку эрозия рассматривается применительно не к скелету породы, а к отдельной твердой «фазе» на его поверхности, в то время как геомеханика рассчитывается именно для скелета. Учитывается только косвенное влияние геомеханики на эрозию за счет влияния изменения напряжений и деформаций на флюидную пористость через величину пустотной пористости. Что, в свою очередь, приводит к изменению проницаемости и влияет на скорость течения флюидов и интенсивность эрозионных процессов.

3.2. Учет изменения параметров трещин в процессе разработки

Естественные и техногенные (ГРП, авто-ГРП) трещины в массиве породы коллектора играют важную роль в фильтрационных процессах. Обычно их вклад в поровый объем незначителен, но влияние на проводимость является преобладающим. Геометрия трещин определяет не только величину, но и анизотропию фильтрационных характеристик элемента пласта (сеточного блока).

На начало гидродинамического расчета характеристики трещин считаются известными или принятymi согласно текущей реализации многовариантной модели. Можно выделить три основных вида трещин, учитываемых в моделировании:

1) Естественная распределенная трещиноватость пласта на микро- и мезоуровне. Обычно учитывается через введение эффективных (осредненных на сеточную ячейку) характеристик среды – пористости, проницаемости, относительных фазовых проницаемостей и др. Может учитываться в рамках моделей одинарной среды (осреднение с пористой матрицей в пределах сеточного блока) или двойной

среды (осреднение на масштаб сеточного блока отдельно от матрицы).

2) Трецины ГРП (закрепленные проппантом или «протравленные» при кислотном ГРП). Приурочены к скважинам и задаются через геометрические характеристики и проводимость с последующим непосредственным (через локальное измельчение сетки) или косвенным (дополнительные соединения скважины с пластом) учетом при расчете течения флюидов к/от скважины.

3) Отдельные протяженные макротрецины или разломы, также с заданной геометрией и характеристиками, но не связанные со скважинами. Обычно учитываются через непосредственное влияние на течение флюидов – или путем непосредственного разрешения трещин численной сеткой (модель дискретной сети трещин DFN), или через введение несоседних соединений и повышающих / понижающих множителей проводимости между блоками сетки, связанными через трещину.

В процессе разработки залежи могут формироваться еще два типа техногенных трещин:

4) Трецины авто-ГРП на скважинах, вызванные разрывным разрушением породы под действием высоких давлений нагнетания флюида;

5) Сдвиговые трещины в массиве породы, вызванные деформациями при разработке залежи.

Учет изменения характеристик трещин из-за геомеханических эффектов в процессе разработки реализуется в симуляторах в отношении типов 2–5. При этом может учитываться возникновение новых трещин 4-го и 5-го типов. Изменение характеристик трещин 1-го типа учитывается косвенно, через зависимость ФЕС коллектора от порового давления.

Все современные симуляторы предоставляют возможность непосредственного задания геометрических и фильтрационных характеристик для трещин 2-го и 4-го типов, приуроченных к скважинам: полудлин «крыльев», протяженности по вертикали (вверх и вниз), азимутального и зенитного угла, проводимости проппантной пачки, раскрытия (ширины) трещины через объем проппанта.

Дополнительные опции позволяют задать:

- сложную геометрию трещины (например, через FRACTURE_TEMPLATE в tNavigator);
- формирование вокруг трещины так называемого стимулированного объема пласта (SRV) и его параметры для скважин с многостадийным ГРП (МГРП) в сланцевых и плотных коллекторах (например, в tNavigator через FRACTURE_WELL, FRACTURE_STAGE, FRACTURE_TEMPLATE);
- разветвленную геометрию трещины (например, WFRA++ в TempestMORE);
- эллипсоидную геометрию трещин, снижение проводимости от центра к краям трещины и во времени – через множители проводимости в автоматически генерируемых областях локального измельчения, описывающих трещины;
- другие факторы.

В случае сопряжения с геомеханическим расчетом геометрические параметры трещины могут рассчитываться на основе геомеханических принципов:

- азимутальный угол развития трещины в конкретном сеточном блоке определяется направлением, перпендикулярным направлению минимального главного напряжения в данном блоке – применимо и в полностью сопряженном, и в модульном подходах;
- протяженность каждого крыла трещины в горизонтальном и вертикальном

направлениях определяется по сеточным блокам, для которых выполнен выбранный критерий разрушения – применимо в полностью сопряженном подходе.

Поле напряжений и выполнимость критерия разрушения пересчитываются на каждом шаге сопряжения гидродинамической и геомеханической моделей для каждого сеточного блока. Тем самым динамически учитывается возникновение новых трещин (в том числе авто-ГРП), поворот азимута новых и развивающихся трещин в процессе разработки, формирование трещин сложной геометрии. Однако необходимо учитывать, что достоверность такого моделирования существенно зависит от детальности сеточной области в зонах возможного возникновения и развития трещин.

Геомеханический расчет позволяет определять два вида разрушений: сдвиговые и разрывные. В первом случае возникновение разрушения определяется пределом прочности на сдвиг и связано с соотношением касательных и нормальных напряжений на плоскости разрушения. Во втором – пределом прочности на разрыв и связано с нормальными напряжениями.

Проверка критерия сдвиговой прочности позволяет контролировать переход от упругих деформаций к упругопластическим, как описано в пункте 2.1. Критерием сдвиговой прочности определяется поверхность текучести в моделях пластических деформаций. Сдвиговые разрушения могут влиять на активизацию и проводимость разломов, вызывать потерю герметичности покрышки пласта и др. В современных симуляторах с геомеханическим модулем доступны различные критерии сдвиговой прочности, среди которых для горных пород наиболее применимы критерии Мора–Кулона, Друкера–Прагера и нелинейный критерий Бартона–Бандиса.

Критерии прочности на разрыв определяют возникновение трещин разрыва, к которым относятся трещины ГРП (тип 2) и авто-ГРП (тип 4). Примером таких критериев является критерий Гриффита.

Также функционал современных симуляторов позволяет реализовать упрощенный подход к моделированию возникновения трещин авто-ГРП, не требующий обязательного сопряжения с геомеханическим расчетом. Для этого используются блоки ключевых слов, активируемые при выполнении заданного условия (OPER в Tempest MORE, ACTIONW в Eclipse и т. д.). В качестве условия предлагается указывать превышение забойного давления на скважине над заданным давлением ГРП. А в качестве блоков активируемых слов – изменение скин-фактора скважины и/или множителей проницаемости (проводимости) сеточных ячеек по заданному направлению в пределах распространения формируемой трещины.

В STARS реализована полезная специальная опция для расчета динамики проницаемости сеточных блоков, описывающих трещинную систему в моделях двойной среды на основе модели Бартона–Бандиса (ключевое слово *GPERMBB). Эта модель позволяет рассчитывать проницаемость трещинных сеточных блоков в зависимости от нормальных напряжений в связанных с ними блоках матрицы и соответствующего состояния трещины: отсутствие трещины, ее раскрытие, частичное смыкание, максимальное смыкание.

Выводы

Потребности моделирования современных методов разработки месторождений все более связаны с тесной интеграцией гидродинамических и геомеханических расчетов. В зависимости от задачи востребованы как приближенные подходы в рамках только гидродинамического симулятора, так и полноценное сопряженное моделирование.

В части приближенных подходов к учету изменения ФЕС пласта из-за геомеханических эффектов отмечается недостаточная общность доступных теоретических моделей. Лабораторные и промысловые данные показывают эффекты, которые невозможно корректно воспроизвести в гидродинамических симуляторах. Авторы считают, что в дальнейшем необходимы усилия по реализации более общих теоретических представлений о влиянии геомеханических эффектов, а также предоставление гибких возможностей встроенных скриптов и внешнего исполняемого кода.

В части сопряженного моделирования отмечаются две разнонаправленных тенденции. Если одни пакеты отказываются от встроенных геомеханических модулей в пользу интеграции и итерационного сопряжения с полнофункциональными внешними геомеханическими пакетами, то другие нацелены на встроенную реализацию геомеханики для сопряженного моделирования. Оба подхода имеют свои преимущества и недостатки, но определенные элементы геомеханического расчета будут и далее востребованы в качестве встроенных модулей гидродинамического симулятора.

Исследование выполнено в рамках научной программы Национального центра физики и математики (проект «Математическое моделирование на супер ЭВМ экса- и зеттафлопсной производительности»).

Литература

1. *Zoback M.D.* Reservoir geomechanics. New York: Cambridge University Press, 2007. 449 p.
2. *Fjær E., Holt R.M., Horsrud P.* et al. Petroleum related rock mechanics. 2nd ed. Amsterdam: Elsevier, 2008. 491 p.
3. *Закиров С.Н., Индрupский И.М., Закиров Э.С. и др.* Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Ч. 2. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2009. 484 с.
4. *Блинова Е.Ю., Индрupский И.М., Закиров Э.С., Коваленко К.В.* Учет неоднородности сжимаемости коллектора при построении гидродинамических моделей продуктивных пластов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2012. № 2. С. 32–35.
5. *Palmer I., Mansoori J.* How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds: A new model // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 1998. Vol. 1, No. 6. P. 539–544. <https://doi.org/10.2118/52607-PA>
6. *Мартьюшев Д.А., Галкин С.В., Шелепов В.В.* Влияние напряженного состояния горных пород на матричную и трещинную проницаемость в условиях различных литолого-фациальных зон турне-фаменских нефтяных залежей Верхнего Прикамья // Вестник Московского университета. Сер. 4. Геология. 2019. № 5. С. 44–52. <https://doi.org/10.33623/0579-9406-2019-5-44-52>
7. *Индрupский И.М., Ибрагимов И.И., Закириянов Р.А., Гирфанов И.И.* Изменение проницаемости карбонатного коллектора при циклическом геомеханическом воздействии // Нефтяная провинция. 2020. № 3(23). С. 85–98. <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.85-98>
8. *Beattie C.I., Boberg T.C., McNab G.S.* Reservoir simulation of cyclic steam stimulation in the Cold Lake oil sands // SPE Journal. 1991. Vol. 6, No. 2. P. 200–206. <https://doi.org/10.2118/18752-MS>
9. *Sylte J.E., Thomas L.K., Rhett D.W.* et al. Water induced compaction in the Ekofisk field // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA, 3–6 October 1999. Paper SPE-56426-MS. 11 p. <https://doi.org/10.2118/56426-MS>
10. *Kristiansen T.G., Plischke B.* History matched full field geomechanics model of the Valhall field including water weakening and re-pressurisation // SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition, Barcelona, Spain, 14–17 June 2010. Paper SPE-131505-MS. 21 p. <https://doi.org/10.2118/131505-MS>
11. *Hao J., Shapiro A.* Effect of compaction on oil recovery under low salinity flooding in homogeneous and heterogeneous chalk // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Calgary, Canada, 30 September – 2 October 2019. Paper SPE-195831-MS. 24 p. <https://doi.org/10.2118/195831-MS>
12. *Ибрагимов И.И., Индрupский И.М., Лутфуллин А.А.* Оценка эффекта геомеханического воздействия с помощью гидродинамического моделирования // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: Сборник материалов V Международной научно-практической конференции. Т. 1. Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2020. С. 89–98.
13. *Тиаб Д., Дональсон Э.Ч.* Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов. 2-е изд. / Пер. с англ. М.Д. Углова. М.: Премиум Инжиниринг, 2009. 868 с.

14. Аникеев Д.П., Закиров Э.С., Индрupский И.М. и др. Моделирование циклического геомеханического воздействия на карбонатный коллектор // Нефтяное хозяйство. 2021. № 1. С. 52–56. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-1-52-56>
15. Coombe D., Tremblay B., Tran D., Ma H. Coupled hydro-geomechanical modelling of the cold production process // SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium, Porlamar, Margarita Island, Venezuela, 12–14 March 2001. Paper SPE-69719-MS. 16 p. <https://doi.org/10.2118/69719-MS>
16. Богачев К.Ю., Писковский Е.В., Пяцкий Г.Г. Об одном методе совместного решения задачи фильтрации и системы уравнений теории упругости // Вычислительные методы и программирование. 2017. Т. 18, № 3. С. 221–226. <https://doi.org/10.26089/NumMet.v18r320>
17. Desai S.C. Mechanics of materials and interfaces. The disturbed state concept. Boca Raton, FL: CRC Press, 2001. 698 p.
18. Liu X., Cheng X.H., Scarpas A., Blaauwendraad J. Numerical modelling of nonlinear response of soil. Part 1: Constitutive model // International Journal of Solids and Structures. 2005. Vol. 42, No. 7. P. 1849–1881. <https://doi.org/10.1016/j.ijsolstr.2004.09.009>
19. Papamichos E., Stavropoulou M. An erosion-mechanical model for sand production rate prediction // International Journal of Rock Mechanics and Mineral Sciences. 1998. Vol. 35, No. 4–5. P. 531–544. [https://doi.org/10.1016/S0148-9062\(98\)00106-5](https://doi.org/10.1016/S0148-9062(98)00106-5)
20. Bratli R.K., Risnes R. Stability and failure of sand arches // SPE Journal. 1982. Vol. 21, No. 2. P. 236–248. <https://doi.org/10.2118/8427-PA>
21. Risnes R., Bratli R.K., Horsrud P. Sand stresses around a wellbore // SPE Journal. 1982. Vol. 22, No. 6. P. 883–898. <https://doi.org/10.2118/9650-PA>

Consideration of geomechanical effects in reservoir simulation for hydrocarbon field development

I.M. Indrupskiy*, D.P. Anikeev**, E.S. Zakirov, Yu.V. Alekseeva

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

E-mail: *i-ind@ipng.ru, **anikeev@ipng.ru

Abstract. This paper presents a review of mathematical models and functionality for consideration of geomechanical effects during hydrocarbon field development provided by modern flow simulation software (reservoir simulators). The discussed features include variation of reservoir properties with changes in fluid pressure; modular and coupled approaches to joint simulation of fluid flow and geomechanical processes; and available options for special geomechanical effects – such as erosion or formation of new fractures and impact on characteristics of existing fractures. Possible directions for further developments in this area of reservoir simulations are underlined.

Keywords: numerical simulation, flow simulation, geomechanical effects, pressure dependence of porosity and permeability, hysteresis, coupled simulation, stress, effective stress, strain, failure criteria, fractures, erosion.

Citation: *Indrupskiy I.M., Anikeev D.P., Zakirov E.S., Alekseeva Yu.V. Consideration of geomechanical effects in reservoir simulation for hydrocarbon field development // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 75–102. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art7> (In Russ.).*

References

1. Zoback M.D. Reservoir geomechanics. New York: Cambridge University Press, 2007. 449 p.
2. Fjær E., Holt R.M., Horsrud P. et al. Petroleum related rock mechanics. 2nd ed. Amsterdam: Elsevier, 2008. 491 p.
3. Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Zakirov E.S. et al. New principles and technologies for oil and gas fields development. Part. 2. Moscow; Izhevsk: Institute for Computer Research, 2009. 484 p. (In Russ.).
4. Blinova E.Yu., Indrupsky I.M., Zakirov E.S., Kovalenko K.V. Accounting of a reservoir's compressibility heterogeneity while building hydrodynamic models of productive layers // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2012. No. 12. P. 32–35. (In Russ.).
5. Palmer I., Mansoori J. How permeability depends on stress and pore pressure in coalbeds: A new model // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 1998. Vol. 1, No. 6. P. 539–544. <https://doi.org/10.2118/52607-PA>
6. Martyushev D.A., Galkin S.V., Shelepor V.V. The influence of the rock stress state on matrix and fracture permeability under conditions of various lithofacial zones of the Tournaisian–Fammenian oil fields in the Upper Kama Region // Moscow University Geology Bulletin. 2019. Vol. 74, No. 6. P. 573–581. <https://doi.org/10.3103/S0145875219060061>
7. Indrupskiy I.M., Ibragimov I.I., Zakiryanov R.A., Girfanov I.I. Permeability alteration of carbonate reservoir rock under cyclic geomechanical treatment // Neftyanaya Provintsiya. 2020. No. 3(23). P. 85–98. <https://doi.org/10.25689/NP.2020.3.85-98> (In Russ.).

8. *Beattie C.I., Boberg T.C., McNab G.S.* Reservoir simulation of cyclic steam stimulation in the Cold Lake oil sands // *SPE Journal*. 1991. Vol. 6, No. 2. P. 200–206. <https://doi.org/10.2118/18752-MS>
9. *Sylte J.E., Thomas L.K., Rhett D.W.* et al. Water induced compaction in the Ekofisk field // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Houston, Texas, USA, 3–6 October 1999. Paper SPE-56426-MS. 11 p. <https://doi.org/10.2118/56426-MS>
10. *Kristiansen T.G., Plischke B.* History matched full field geomechanics model of the Valhall field including water weakening and re-pressurisation // *SPE EUROPEC/EAGE Annual Conference and Exhibition*, Barcelona, Spain, 14–17 June 2010. Paper SPE-131505-MS. 21 p. <https://doi.org/10.2118/131505-MS>
11. *Hao J., Shapiro A.* Effect of compaction on oil recovery under low salinity flooding in homogeneous and heterogeneous chalk // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, Calgary, Canada, 30 September – 2 October 2019. Paper SPE-195831-MS. <https://doi.org/10.2118/195831-MS>
12. *Ibragimov I.I., Indrupskiy I.M., Lutfullin A.A.* Assessment of geomechanical treatment effect by numerical simulation // *Achievements, problems and prospects of oil and gas industry development: Proceedings of the 5th International Scientific-Practical Conference*. Almeteyevsk: Almeteyevsk State Oil Institute, 2020. P. 89–98. (In Russ.).
13. *Tiab D., Donaldson E.C.* Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 4th ed. Amsterdam: Elsevier, 2015. 894 p.
14. *Anikeev D.P., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M.* et al. Modelling of cyclic geomechanical treatment of carbonate reservoirs // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2021. No. 1. P. 52–56. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-1-52-56> (In Russ.).
15. *Coombe D., Tremblay B., Tran D., Ma H.* Coupled hydro-geomechanical modelling of the cold production process // *SPE International Thermal Operations and Heavy Oil Symposium*, Porlamar, Margarita Island, Venezuela, 12–14 March 2001. Paper SPE-69719-MS. 16 p. <https://doi.org/10.2118/69719-MS>
16. *Bogachev K.Yu., Piskovskiy E.V., Piatsky G.G.* A method for the coupled solution of the filtration problem and the system of elasticity equations // *Numerical Methods and Programming*. 2017. Vol. 18, No. 3. P. 221–226. <https://doi.org/10.26089/NumMet.v18r320> (In Russ.).
17. *Desai S.C.* Mechanics of materials and interfaces. The disturbed state concept. Boca Raton, FL: CRC Press, 2001. 698 p.
18. *Liu X., Cheng X.H., Scarpas A., Blaauwendraad J.* Numerical modelling of nonlinear response of soil. Part 1: Constitutive model // *International Journal of Solids and Structures*. 2005. Vol. 42, No. 7. P. 1849–1881. <https://doi.org/10.1016/j.ijsolstr.2004.09.009>
19. *Papamichos E., Stavropoulou M.* An erosion-mechanical model for sand production rate prediction // *International Journal of Rock Mechanics and Mineral Sciences*. 1998. Vol. 35, No. 4–5. P. 531–544. [https://doi.org/10.1016/S0148-9062\(98\)00106-5](https://doi.org/10.1016/S0148-9062(98)00106-5)
20. *Bratli R.K., Risnes R.* Stability and failure of sand arches // *SPE Journal*. 1982. Vol. 21, No. 2. P. 236–248. <https://doi.org/10.2118/8427-PA>
21. *Risnes R., Bratli R.K., Horsrud P.* Sand stresses around a wellbore // *SPE Journal*. 1982. Vol. 22, No. 6. P. 883–898. <https://doi.org/10.2118/9650-PA>

Влияние фильтрационно-емкостной неоднородности низкопроницаемых коллекторов на локализацию запасов нефти на поздней стадии разработки

Т.К. Апасов¹, С.И. Грачев¹, А.Г. Кудияров^{2*}

1 – Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

2 – АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», г. Ноябрьск, Россия

E-mail: *kudiarov2014@yandex.ru

Аннотация. Рассмотрен процесс локализации остаточных извлекаемых запасов нефти в низкопроницаемых, макронеоднородных песчаных коллекторах с упорядоченной слоистостью пласта X-8 месторождения У. В результате исследования фациальной принадлежности песчаников, фильтрационно-емкостной матрицы коллектора, регионального стресса, текущего состояния разработки месторождения и анализа процесса эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин выявлены зоны невыработанных запасов для уплотняющего бурения новых скважин и боковых стволов между рядами нагнетательных скважин. Обоснован учет рассматриваемой совокупности факторов в построении гидродинамической модели высоконеоднородного коллектора и при контроле разработки.

Ключевые слова: фация, неоднородность, локализация запасов нефти между рядами нагнетательных скважин, слоистость, текстура, анизотропия, региональный стресс.

Для цитирования: Апасов Т.К., Грачев С.И., Кудияров А.Г. Влияние фильтрационно-емкостной неоднородности низкопроницаемых коллекторов на локализацию запасов нефти на поздней стадии разработки // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 103–116. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art8>

На процесс нефтеизвлечения на поздней стадии освоения нефтяных месторождений существенно влияет высокая макро- и микронеоднородность пластовых систем. Объекты эксплуатации имеют сложную структуру порового пространства и пониженные значения фильтрационно-емкостных свойств. Для повышения эффективности выработки запасов нефти необходимо разработать модель, соответствующую реальным геолого-физическим условиям залежи, на основании экспериментальных и аналитических исследований создать наиболее приемлемую концепцию извлечения остаточных запасов нефти. Известно, что в проектных документах используются средние значения коэффициентов продуктивности и полной

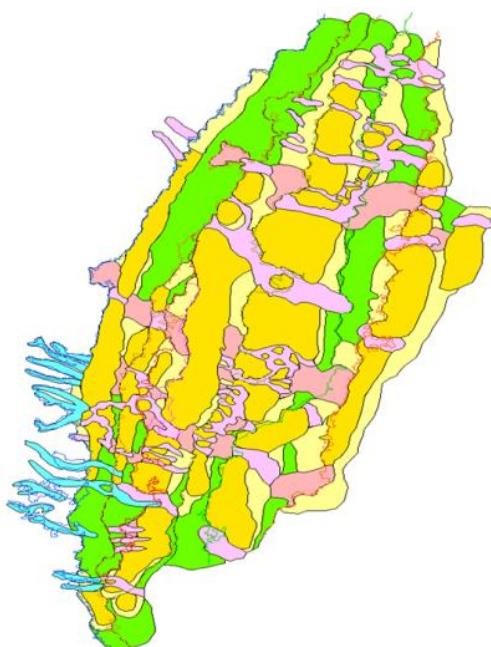
неоднородности, вычисленные в целом для залежи. При значительном различии геолого-физических параметров отдельных участков их выделяют в виде геометрических правильных зон. Несомненно, что это не соответствует фактическому строению залежи нефти, так как зоны аккумуляции флюидов на разных участках залежей контролируются совокупностью определенных факторов [1].

С учетом особенностей строения терригенного коллектора, обусловленных условиями его формирования, изучены микрослоистая, слоистая (текстурная) и гранулометрическая (макрослоистая) фильтрационно-емкостные неоднородности пласта X-8.

Появление в нефтегазопромысловой отрасли новых технологий, в том числе математического моделирования процесса разработки залежи, позволяет комплексно использовать все типы фильтрационно-емкостной неоднородности пласта в локализации остаточных извлекаемых запасов нефти на поздней стадии разработки.

Объект исследования – пласт Х-8 одного из крупных месторождений Западной Сибири – разрабатывается с 1987 года, обводненность пласта (по данным 2017 г.) составляет 90%, коэффициент извлечения нефти – 15%.

Пласт Х-8 формировался в мелководно-морских условиях осадконакопления, для которых характерна резкая изменчивость пород как по площади, так и по разрезу [2]. В соответствии с седиментационной моделью, формирование баровой постройки происходило в результате последовательного бокового наращивания песчаного тела в несколько трансгрессионно-регрессионных циклов (рис. 1). Волны, движущиеся в направлении движения ветра, под углом врезались в пляж и перемещались вниз вдоль пляжа.



		$K_{пр.},$ мД	$H_{эфф.},$ м
Покровные отложения			
Мелководно-морские, шельфовые, баровые		7–30	10–35
Краевые части песчаный тел (баров)		3–7	4–15
Лагунные и склоновые глинистые отложения		0–3	0–6
Потоковые (транзитные) отложения			
Промоины разрывных течений		0–6	0–8
Транзитные зоны		3–10	4–10
Склоновые врезы		15–50	20–40

Рис. 1. Фациальная модель пласта Х-8

Первый тип фильтрационно-емкостной неоднородности – микрослоистая, которая связана с направленной ориентировкой зерновой матрицы коллектора и обусловлена гидродинамическими особенностями формирования песчаников. Лабораторные исследования керна на многих месторождениях с баровым типом коллектора показали значительную изменчивость проницаемости вдоль и вкrest

простирания текстурных элементов песчаного тела [3]. Установлено, что на месторождениях-аналогах вдоль направления слоистости проницаемость при равных значениях пористости у баровых песчаников в 2–3 раза выше, чем перпендикулярно слоистости (рис. 2). Это объясняется тем, что песчаники баровой фации образуют хорошо связанные почти непрерывные тела, вытянутые по простирианию бара.

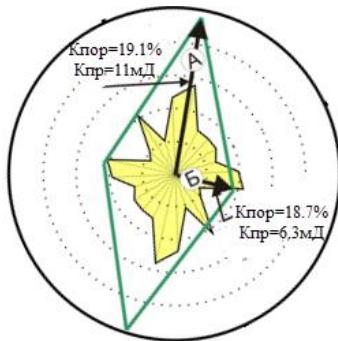


Рис. 2. Микрослоистая неоднородность. Значения анизотропии проницаемости и пористости относительно удлиненных зерен кварца в пласте-аналоге

Вдольбереговые баровые песчаники пласта X-8, имеющие слоистость волновой рапи и рапи течений, представляют собой совокупность наложенных друг на друга слоистых тел, которые по структуре организации косой слоистости относятся к упорядоченному типу слоистой фильтрационно-емкостной неоднородности пласта (рис. 3а). Связана она с текстурными особенностями породы и отражает характер изменения слоистости в объеме коллектора. Слоистая неоднородность предопределяет пространственную анизотропию фильтрации

терригенного резервуара и контролирует охват залежи нефти по площади при ее разработке [4]. Учитывая, что формирование слоев пласта X-8 связано с волноприбойной деятельностью моря, отлагающимся прослойкам свойственно частое их чередование в направлении, перпендикулярном береговой линии и хорошая латеральная прослеживаемость вдоль нее. В таких коллекторах с упорядоченной косой слоистостью движение углеводородов вдоль простирания слоистости будет проходить значительно быстрее, чем поперек [4, 5].

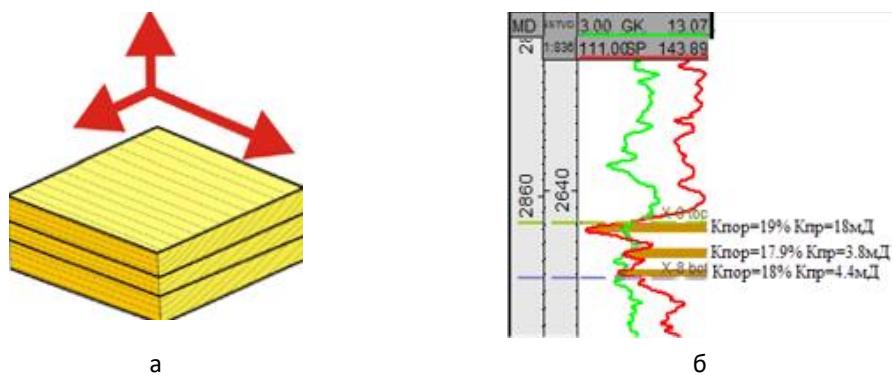


Рис. 3. Типы фильтрационно-емкостной неоднородности баровых песчаников пласта X-8:
а – слоистая (упорядоченный тип); б – гранулометрическая

На основе известного системного анализа [6] выполнены исследования особенностей эксплуатации пласта X-8. Анализ разработки песчаников с различным типом слоистой неоднородности (рис. 4, 5) показывает, что среднегодовая накопленная добыча нефти при равных значениях произведения проницаемости пласта K и

его эффективной толщины h в баровых песчаниках, имеющих упорядоченно-слоистую текстуру, значительно выше, чем в коллекторах с хаотичной слоистостью (фация промоин разрывных течений), имеющих волнистую слоистость и полное отсутствие выдержанности прослоев в каком-либо направлении (см. рис. 5, рис. 6).



Рис. 4. Характеристика притока нефти в песчаниках с хаотичным типом слоистой неоднородности пласта X-8

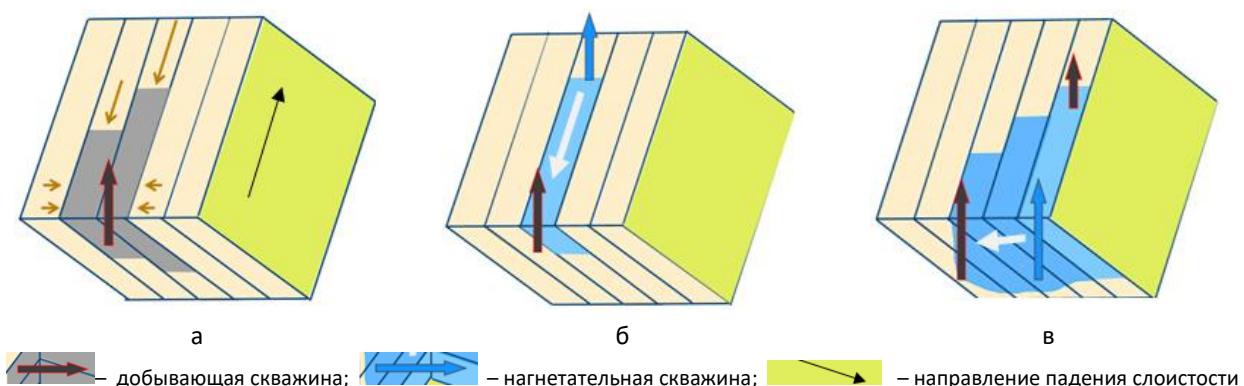


Рис. 5. Характеристика притока нефти в песчаниках с хаотичным типом слоистой неоднородности пласта X-8: а – очаговый отбор нефти; б – активное вытеснение из высокопроницаемых прослоев; в – поршневое вытеснение

Это обусловлено тем, что в баровых песчаниках осуществляется постоянный приток углеводородов в скважину из дальней зоны коллектора вдоль простирания слоистости (см. рис. 5а), а также эффективно осуществляется передача давления от

нагнетательных к добывающим скважинам. В песчаниках промоин разрывных течений, в связи с хаотичной слоистостью, работает лишь призабойная зона пласта и продвижение фронта закачки к добывающим скважинам затруднено (см. рис. 4).

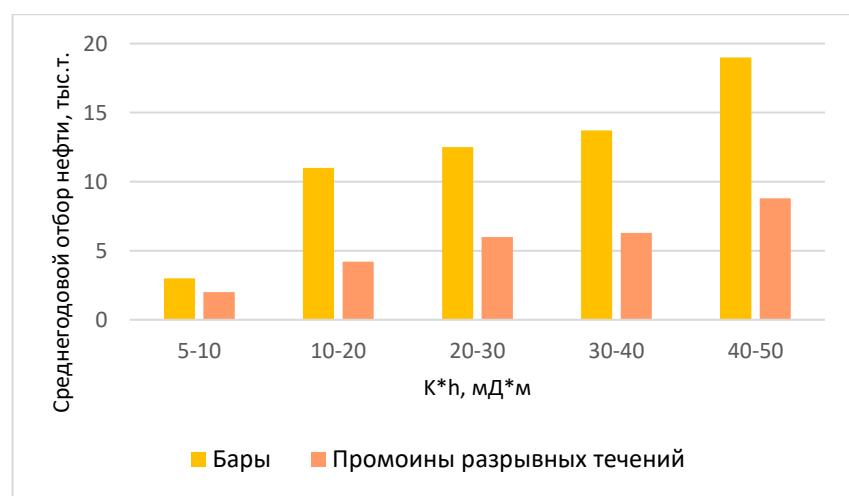


Рис. 6. Среднегодовой отбор нефти из пласта X-8 в разнофациальных типах песчаника

Однако, приведенная гистограмма (рис. 7) указывает на опережающее обводнение добывающих скважин при формировании фронта нагнетания по простиранию слоистости относительно добывающих скважин и расположении фронта нагнетания по падению слоистости в баровых песчаниках. Это связано со следующим типом фильтрационно-емкостной неоднородности – гранулометрическим (макрослоистым). Данный тип фильтрационно-емкостной неоднородности характеризуется определенным трендом изменения гранулометрического состава пород по разрезу пласта, зависящим от условий его формирования [4]. Для трансгрессивных и регressiveных баровых песчаников пласта X-8, имеющих колоколовидную и воронкообразную формы диаграммы потенциалов собственной поляризации [7], эти различия выражаются в направленном изменении гранулометрии, содержании

цемента и, как следствие, пористости и проницаемости по разрезу от подошвы к кровле пласта. И, соответственно, происходит интенсивное продвижение ограниченных объемов вытесняемой нефти по относительно малой зоне высокопроницаемого пласта, где происходит прорыв воды в добывающую скважину (см. рис. 5б). При формировании фронта закачки по падению слоистости вытеснение нефти происходит последовательно как из высоко-, так и низкопроницаемых прослоев (см. рис. 5в). Таким образом, в макронеоднородных коллекторах с упорядоченной слоистостью, проницаемость вдоль простирания слоистости выше, чем в направлении падения слоев, в то время как коэффициент вытеснения нефти более значителен при формировании фронта закачки по падению слоистости, чем перпендикулярно к ней.

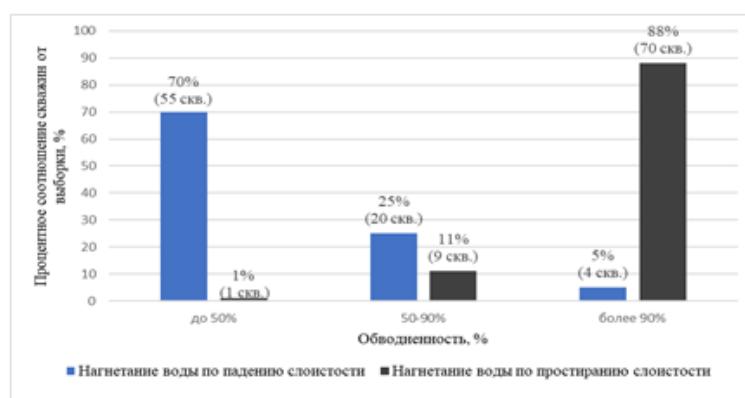


Рис. 7. Процентное соотношение скважин с различной степенью обводненности для песчаников с упорядоченным типом слоистой неоднородности пласта X-8

С целью выявления влияния слоистой неоднородности и макронеоднородности на коэффициенты нефтеотдачи по различным направлениям в упорядоченно-слоистом, макронеоднородном песчанике выполнен анализ результатов применения

семиточечной системы разработки по скважинам 1829, 1831, 1720, 1725, 1721, 1726, 1727 центральной части пласта X-8, имеющих сходные геолого-физические условия эксплуатации (табл. 1), см. рис. 8–10.

Таблица 1

Геолого-физические характеристики пласта X-8

№ скважины	Н _{эфф} , м	К _{прон} , мкм ² *м	μ, мПа*с	Гидропроводность, мкм ² *м/мПа*с
1829	11	2,5	0,6	46
1831	13	2,4	0,6	52
1720	13	2,4	0,6	52
1725	16	2,3	0,6	61
1721	11	2,4	0,6	44
1726	12	2,5	0,6	50

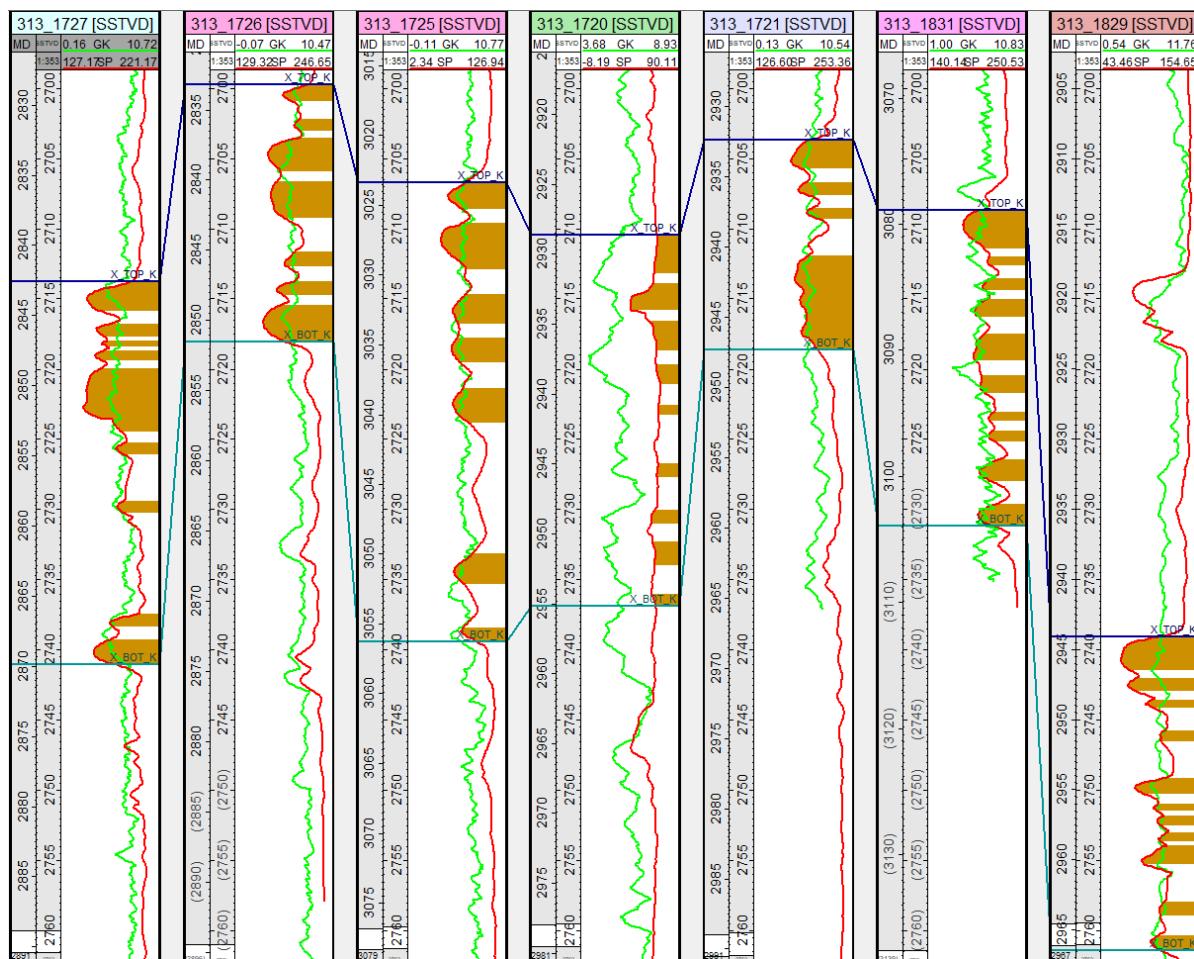


Рис. 8. Геологический разрез по скважинам № 1727-1726-1725-1720-1721-1831-1829

Скважины введены в эксплуатацию в 1988–1989 гг. Среднесуточные дебиты нефти по скважинам с 05.1988 по 01.1989 гг. составили от 8 до 15 т/сут безводной нефти. 01.1989 г. добывающие скважины № 1831 и 1726 были переведены под нагнетание. Добывающие скважины № 1720 и 1829, расположенные с нагнетательными скважинами на одной линии тренда повышенной проницаемости (по

простиранию слоистой структуры), отреагировали через 2 месяца. Их среднесуточные дебиты, за период эксплуатации с 1989 по 1992 гг. после перевода скважин под нагнетания, увеличились до 25–55 т/сут безводной нефти. Уже к 1993–1994 гг. обводненность по двум скважинам (скв. 1720 и 1829) достигла 99%, а накопленная добыча нефти составила лишь 22–25 тыс. т (см. рис. 9).

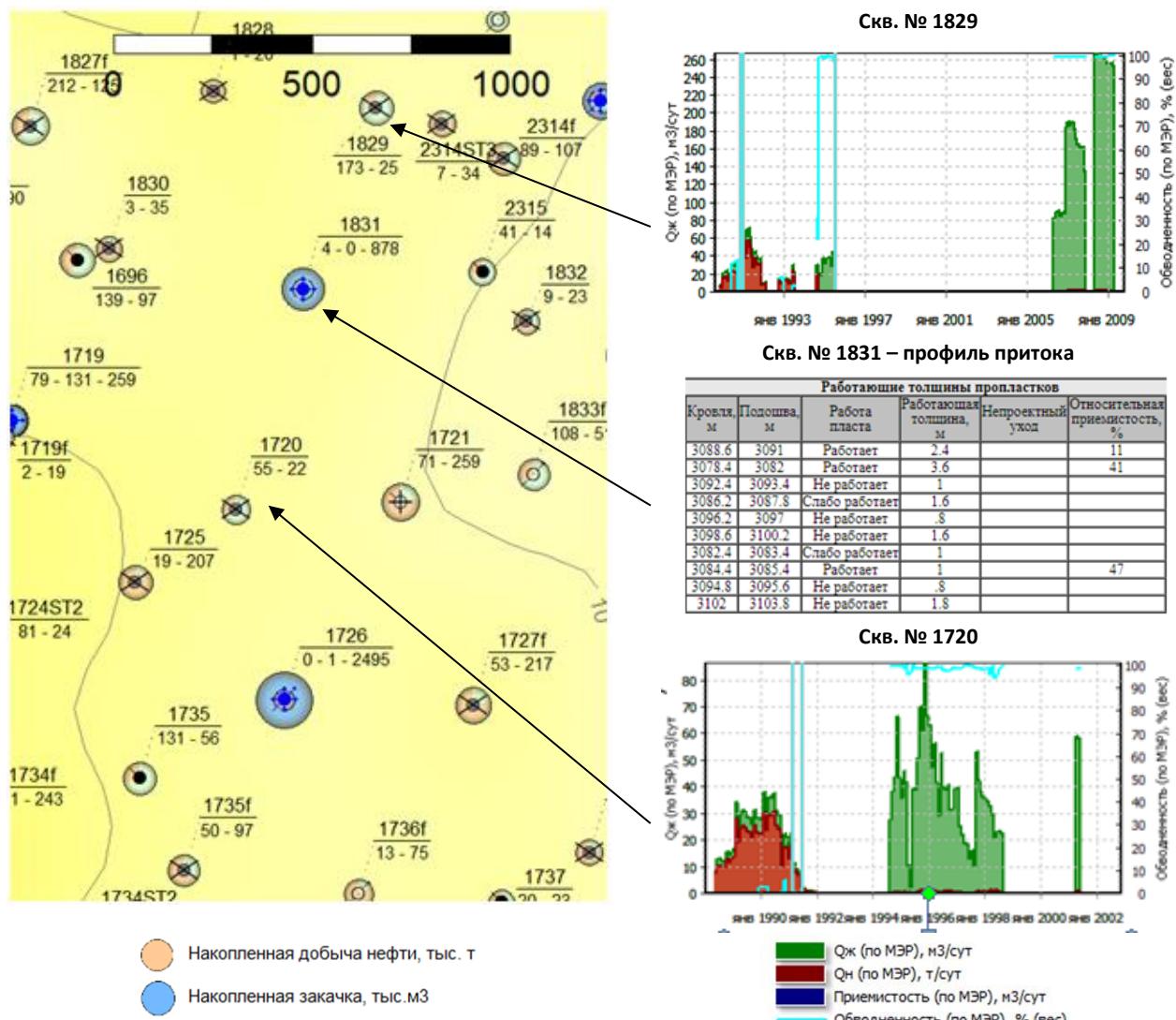


Рис. 9. Анализ работы добывающих скважин, расположенных по простирианию слоистости, относительно нагнетательных пластов X-8

Выявлено, что у нагнетательных скважин работают лишь высокопроницаемые пропластки небольшой мощности (работающие мощности при вытеснении составляют порядка 30–40%), по ним в дальнейшем и происходит опережающее обводнение, в то время как менее проницаемые интервалы не эксплуатируются.

Гидроразрывы пласта, проведенные по добывающим скважинам, восстанавливают добычу, приобщая невыработанные зоны низкопроницаемых пропластков лишь на короткий период, в дальнейшем происходит обводнение от нагнетательных скважин, расположенных по простирианию слоистости

по высокопроницаемым пропласткам. В то же время по скважинам № 1725, 1721, 1727 показатель накопленной добычи нефти достиг 207–259 тыс. т. Высокие отборы нефти в данных скважинах (207–259 тыс. т), по сравнению со скважинами № 1720 и 1829, накопленная добыча по которым составила 22–25 тыс. т, обусловлены ориентированной падения пластовой слоистости коллектора в восточном и западном направлениях, что с учетом его макронеоднородности – изменения коллекторских свойств по разрезу пласта – обеспечивает поршневое вытеснение нефти как из низко-, так и высокопроницаемых прослоев (см. рис. 10).

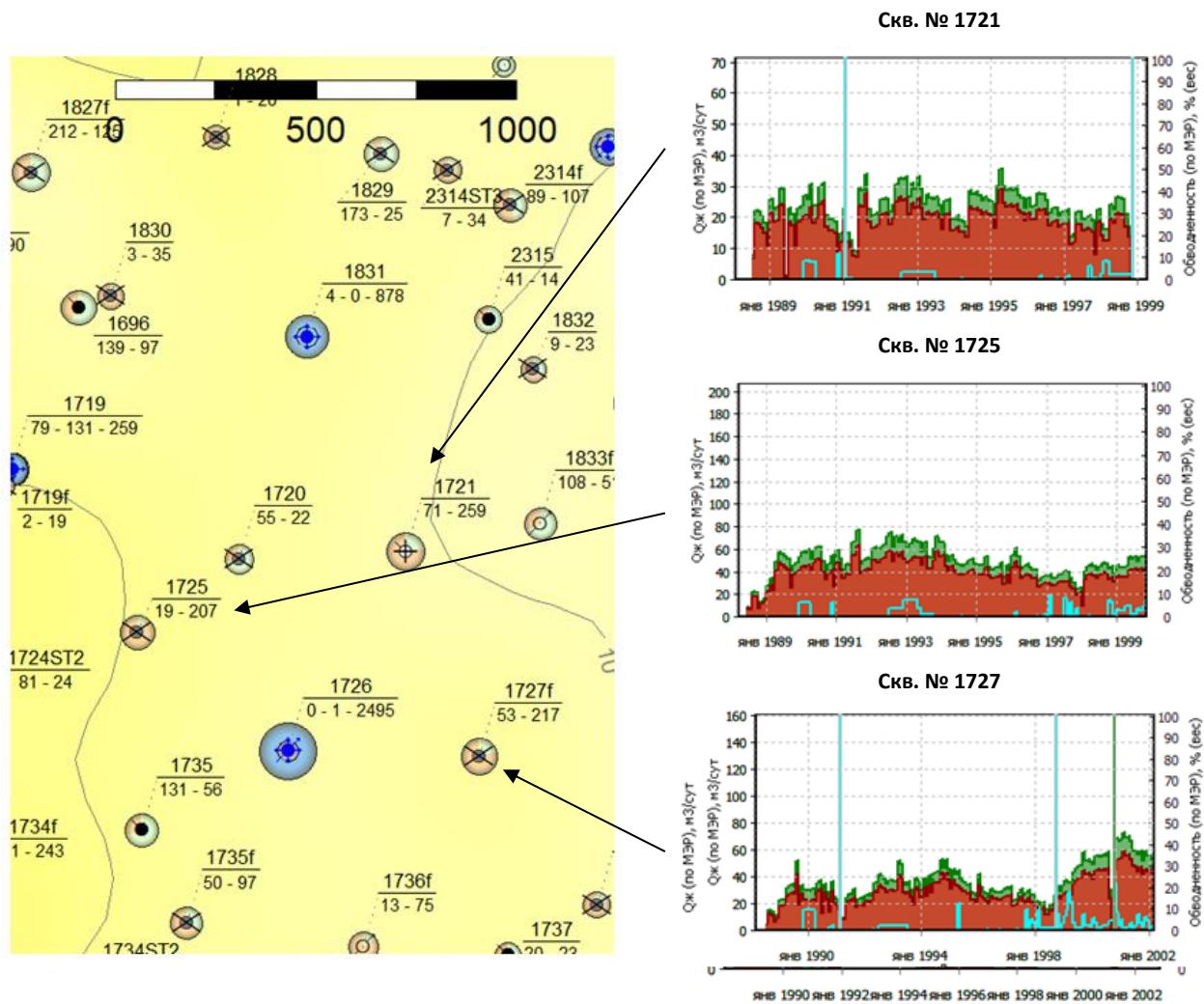


Рис. 10. Анализ работы добывающих скважин, расположенных по падению слоистости, относительно нагнетательных пластов X-8

Авторами установлено, что стандартное радиальное моделирование распространения фронта закачиваемой воды в макронеоднородных коллекторах с упорядоченной слоистостью пласта X-8 не позволяет выявить остаточные извлекаемые запасы (ОИЗ), «зажатые» рядом и между нагнетательными скважинами. Авторами были проведены ряд оптимизаций в методике по подбору геолого-технический мероприятий для эффективной разработки пласта X-8, учитываяющих совокупность

типов фильтрационно-емкостной неоднородности, текущего состояния разработки и анализа процесса эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин. Гидродинамическая модель была адаптирована путем добавления модуля АвтоГРП по нагнетательным скважинам, за счет чего удалось изменить направление движения фронта нагнетаемой воды и выделить районы с низкой выработкой, а также промытые части пласта (рис. 11), что позволило более детально оценить участки для бурения новых скважин.

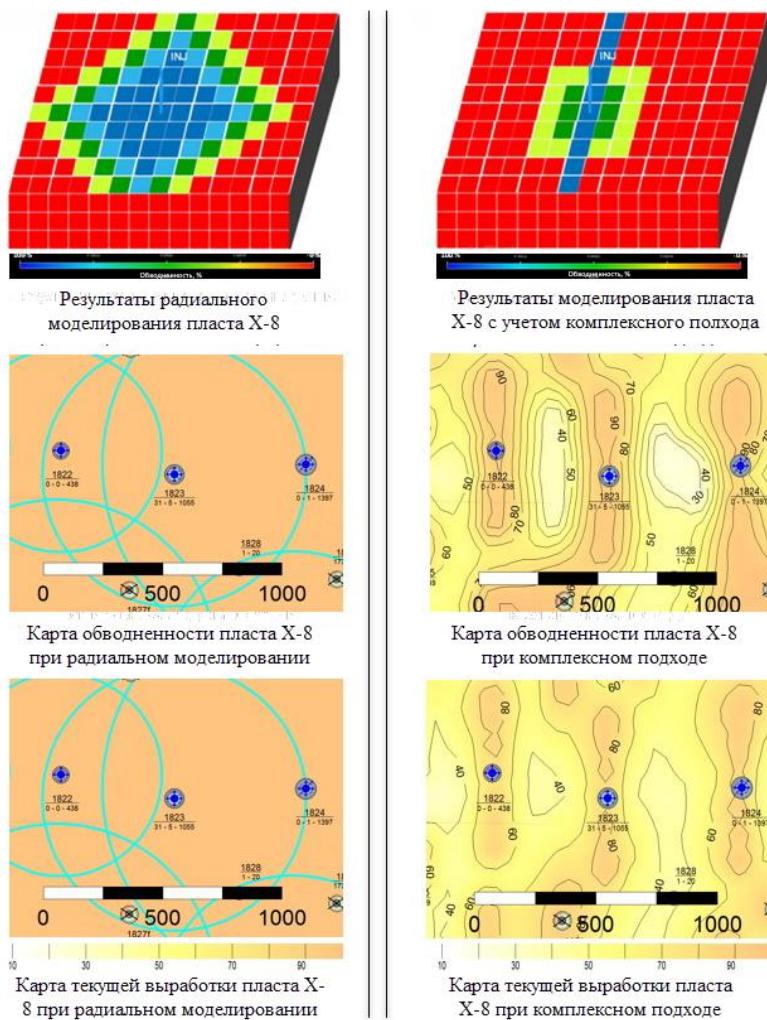


Рис. 11. Сравнение результатов радиального моделирования (слева) с результатами моделирования комплексного подхода оценки ОИЗ (справа) в макронеоднородных песчаных коллекторах с упорядоченной слоистостью пласта X-8

Данный модуль является важным элементом в построении карты остаточных нефтенасыщенных толщин в коллекторах с упорядоченной косой слоистостью, так как с помощью параметров геометрии трещин ГРП позволяет учитывать отбор запасов и закачку по заданному направлению. Влияние этих факторов дает возможность более точно определить наличие остаточных запасов в межскважинном пространстве, а также оценить риски прорыва фронта нагнетаемой воды по расположению добывающей скважины относительно нагнетательных [8].

Горизонтальная скважина № 1561 была запланирована в 2015 г. в центральной части

бара пласта X-8 на основании остаточных извлекаемых запасов, 32,4 тыс. т с ожидаемым запускным дебитом жидкости 105 м³/сут, дебитом нефти 55 т/сут. Фактический дебит нефти составил 17 т/сут, обводненность 90%. Недостижение ожидаемых параметров по скважине связано с отсутствием в модели особенностей фильтрационно-емкостной неоднородности макронеоднородного песчаного коллектора с упорядоченной слоистостью пласта X-8. Район бурения скважины оказался «промыт» скважиной № 1559, переведенной под закачку в 2005 г. и расположенной по простирианию слоистости относительно скважины № 1561 (рис. 12).

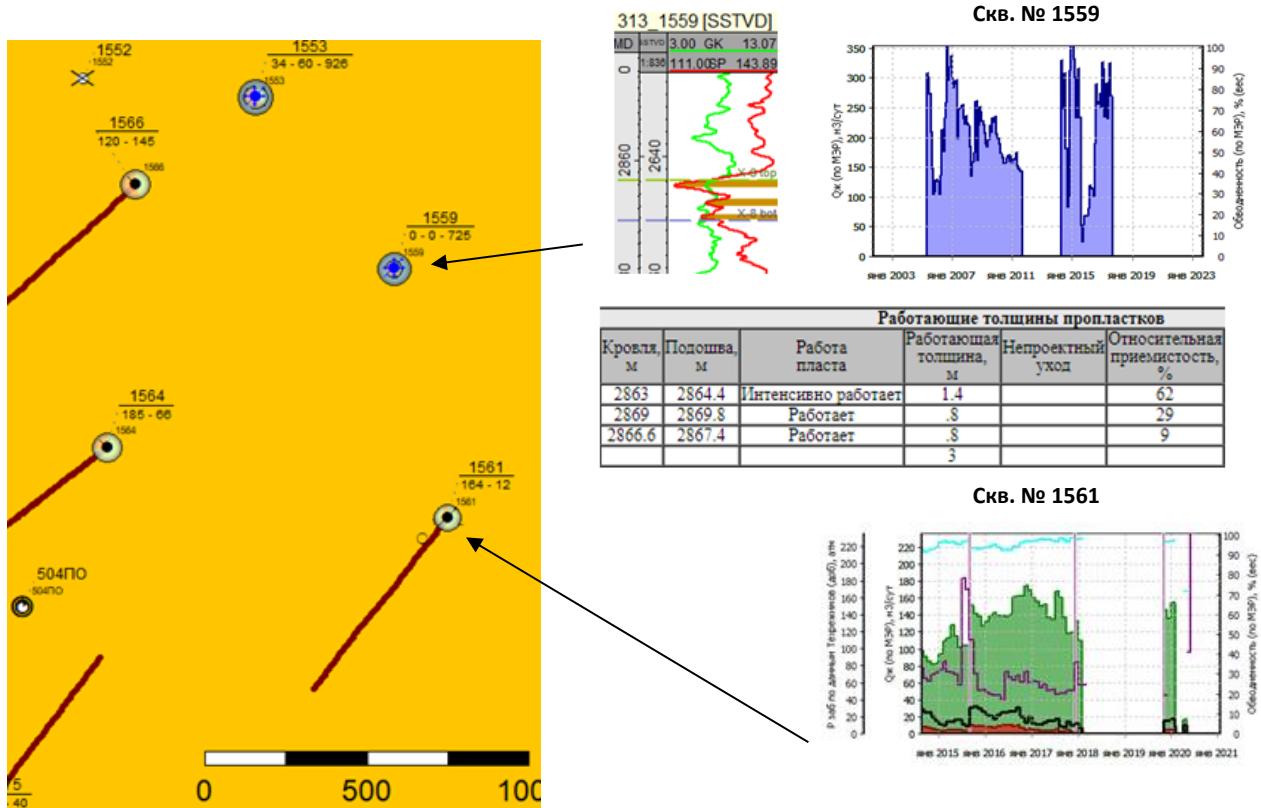


Рис. 12. Пример бурения добывающей скважины по простианию слоистости относительно нагнетательной скважины пласта X-8

В то же время, скважины, пробуренные по падению слоистости относительно нагнетательных скважин, показывают высокую эффективность по сравнению со скважинами, пробуренными по простианию слоистости. Скважина № 1749, пробуренная в 2018 г., в 250 метрах от нагнетательной скважины № 1739 с накопленной закачкой 2 млн м³ воды, была запущена с обводненностью 45%, дебитом нефти 65 т/сут (рис. 13).

Эффективность планируемых при разработке геолого-технических мероприятий (бурение новых скважин) во многом зависит от фациальной принадлежности терригенного коллектора, которая

в свою очередь предопределяет его макрослоистую, слоистую и микрослоистую неоднородности. При правильной организации этих мероприятий, учитывающих комплекс фильтрационно-емкостной неоднородностей разрабатываемого коллектора, его эксплуатационные характеристики будут улучшаться, а при неправильной – ухудшаться. Поэтому, разработка данного типа коллектора должна осуществляться с учетом комплексной оценки фильтрационно-емкостной матрицы коллектора, а степень влияния каждого ее типа на эксплуатационные характеристики должна быть обоснована модельными построениями.

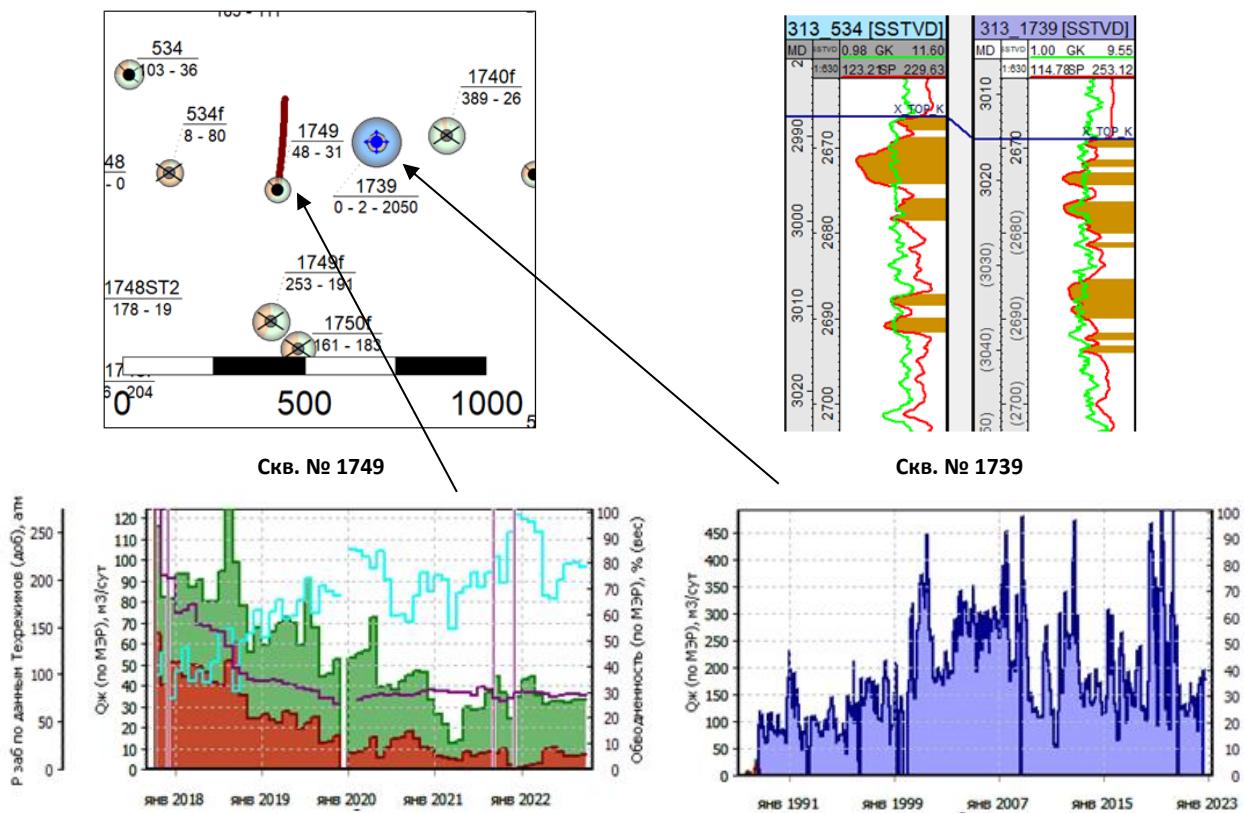


Рис. 13. Пример бурения добывающей скважины по падению слоистости относительно нагнетательной скважины пласта X-8

Таким образом, локализацией ОИЗ, «зажатых» между или рядом с нагнетательными скважинами пласта X-8, выявлено дополнительно порядка 8 млн т нефти. С 2017 по 2022 гг. 140 скважин, пробуренных рядом или между нагнетательными скважинами (рис. 14), по падению слоистости по сравнению с другими

зонами бурения при равных значениях kh (уплотняющее бурение без нагнетательных скважин, бурение в краевые части бара) характеризуются наибольшим запускным дебитом, наименьшими темпами падения, наибольшей накопленной добычей, наибольшим коэффициентом извлечения нефти (рис. 15).

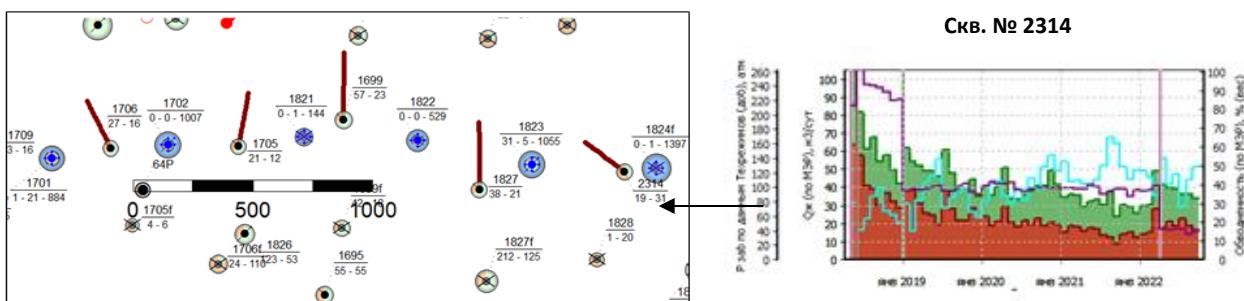


Рис. 14. Пробуренные боковые стволы за период 2017–2022 гг. на пласт X-8

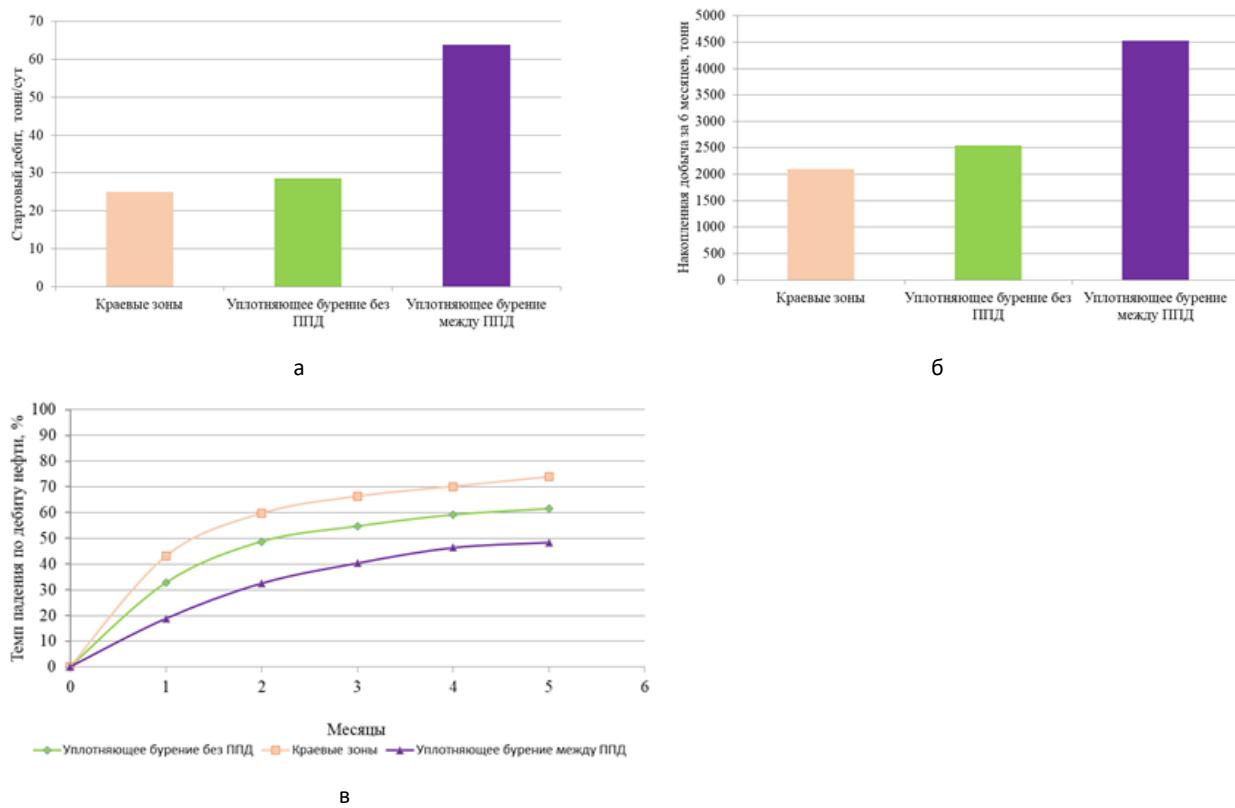


Рис. 15. Анализ результатов бурения новых скважин по зонам бурения:
а – распределение среднего стартового дебита нефти; б – распределение накопленной добычи;
в – графики темпов падения дебитов нефти

Выводы

1. Таким образом, предлагаемые элементы комплексного подхода к исследованию низкопроницаемых макронеоднородных коллекторов с упорядоченной слоистой текстурой позволит выявлять зоны остаточных извлекаемых запасов, «зашемленных» рядом и между нагнетательными скважинами.

2. Локализацию невыработанных запасов нефти следует рассматривать как процесс выявления непрерывно

адаптируемых ресурсов. Адаптация гидродинамической модели с учетом фильтрационно-емкостных неоднородностей коллектора способствует формированию нестандартных схем разработки залежей нефти, повышающих эффективность их эксплуатации.

3. Фациальный анализ пласта X-8 обеспечивает качественно новый уровень функциональной связи гидродинамической модели и технологической системы нефтяного промысла.

Литература

- Грачев С.И., Стрекалов А.В., Самойлов А.С. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений горизонтальными скважинами. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016. 204 с.

2. *Курчиков А.Р., Бородкин В.Н.* Характеристика геологического строения и нефтегазоносности неокомского нефтегазового комплекса Западной Сибири. Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2016. 201 с.
3. *Чжан Цян, Рыкус М.В.* О влиянии геологической неоднородности устьевого бара на гидродинамику коллектора месторождения Красный лес (КНР) // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2015. № 1. С. 33–46. <https://doi.org/10.17122/ogbus-2015-1-33-46>
4. *Белозёров В.Б.* Влияние фациальной неоднородности терригенных коллекторов на разработку залежей углеводородов // Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 319, № 1. С. 123–130.
5. *Белозёров В.Б.* Использование косой слоистости терригенных резервуаров в процессах разработки залежей нефти и газа // Известия Томского политехнического университета. 2002. Т. 305, Вып. 8. С. 16–22.
6. *Телков А.П., Грачев С.И.* Гидромеханика пласта применительно к прикладным задачам разработки нефтяных и газовых месторождений: Учеб. пособие: В 2 ч. Ч. 1. Тюмень: Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2009. 240 с.
7. *Муромцев В.С.* Электрометрическая геология песчаных тел литологических ловушек нефти и газа. Л.: Недра, 1984. 260 с.
8. *Ситников А.Н., Асмандияров Р.Н., Пустовских А.А. и др.* Формирование программ геолого-технических мероприятий с помощью цифровой информационной системы «Подбор ГТМ» // PROнефть. Профессионально о нефти. 2017. № 2(4). С. 39–46.

The influence of porosity and permeability heterogeneity of low permeable reservoirs on the localization of oil reserves in the late stage of development

T.K. Apasov¹, S.I. Grachev¹, A.G. Kudiarov^{2*}

1 – Industrial University of Tyumen, Tyumen, Russia

2 – Gazpromneft-Noyabrskneftegaz LLC, Noyabrsk, Russia

E-mail: *kudiarov2014@yandex.ru

Abstract. The process of localization of oil reserves of low permeable highly heterogeneous clastic reservoirs with ordered layered structure of the X-8 reservoir X-8 of the Y field was studied. As a result of the study of depositional environments and facies of the sandstones of the reservoir, regional stress, current state of the field development and the analysis of the operation process of injection and production wells, undeveloped reserve zones for infill drilling of new wells and sidetracks between rows of injection wells were identified. The authors justify the accounting of this set of factors in the construction of the hydrodynamic model of a highly heterogeneous reservoir and in the control of its development.

Keywords: facies, heterogeneity, evaluation of petroleum reserves between injection wells, lamination, texture, anisotropy, regional stress.

Citation: Apasov T.K., Grachev S.I., Kudiarov A.G. The influence of porosity and permeability heterogeneity of low permeable reservoirs on the localization of oil reserves in the late stage of development // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 103–116. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art8> (In Russ.).

References

1. Grachev S.I., Strekalov A.B., Samoilov A.S. Improving the efficiency of oil field development by drilling of horizontal wells. Tyumen: Industrial University of Tyumen, 2016. 204 p. (In Russ.).
2. Kurchikov A.R., Borodkin V.N. Characteristics of the geological structure and oil and gas potential of the Neocomian oil and gas complex of Western Siberia. Novosibirsk: Siberian Branch of the RAS, 2016. 201 p. (In Russ.).
3. Zhang Qiang, Rykus M. V. About the influence of geological heterogeneity of mouth bar on the hydrodynamics of the reservoir rock of Red Forest field (China) // Electronic Scientific Journal Oil and Gas Business. 2015. No. 1. P. 33–46. <https://doi.org/10.17122/ogbus-2015-1-33-46> (In Russ.).
4. Belozerov V.B. Influence of facial heterogeneity of clastic reservoirs on oil field development // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. 2011. Vol. 319, No. 1. P. 123–130. (In Russ.).
5. Belozerov V.B. The use of cross lamination of terrigenous reservoirs in the development of oil and gas deposits // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. 2002. Vol. 305, Iss. 8. P. 16–22. (In Russ.).
6. Telkov A.P., Grachev S.I. Formation hydromechanics in relation to applied problems of oil and gas field development: Textbook: In 2 parts. Part 1. Tyumen: Tyumen State Oil and Gas University, 2009. 240 p. (In Russ.).
7. Muromtsev V.S. Electrometric geology of sandbodies. Leningrad: Nedra, 1984. 260 p. (In Russ.).
8. Sitnikov A.N., Asmandiyarov R.N., Pustovskikh A.A. et al. Preparation of well intervention programs using the Podbor GTM digital information system // PROneft. Professionals About Oil. 2017. No. 2(4). P. 39–46. (In Russ.).

Исследование возможности проектирования и изготовления лабораторных моделей керна методом 3D-проектирования и 3D-печати

В.Б. Демьяновский

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
E-mail: demian20@yandex.ru

Аннотация. В статье рассмотрена тема 3D-проектирования структуры порового коллектора нефти и газа программными пакетами для промышленного дизайна физических объектов, а также проблемы трансляции объектов 3D-проектирования в физические объекты с целью исследования их фильтрационно-емкостных свойств при традиционном физико-химическом исследовании. Приведен пример использования программы параметрического трехмерного моделирования с открытым исходным кодом FreeCAD для создания моделей цифрового керна и изготовления физических копий цифровых 3D-моделей по технологии Fused Deposition Modeling (моделирования методом послойного наплавления), использующей послойное наплавление термопластичной нити на модель. Показано, что одну и ту же 3D-модель можно распечатать как по технологии Fused Deposition Modeling, так и по технологии селективного лазерного наплавления. Рассмотрены преимущества свободного программного обеспечения для изучения физико-химических процессов в коллекторах нефти и газа.

Ключевые слова: разработка месторождений нефти и газа, 3D-проектирование, 3D-модель, цифровой керн, коллектор нефти и газа, 3D-печать.

Для цитирования: Демьяновский В.Б. Исследование возможности проектирования и изготовления лабораторных моделей керна методом 3D-проектирования и 3D-печати // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 117–125. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art9>

Реализация новых физико-химических технологий повышения добычи нефти и газа на реальном объекте разработки месторождений традиционно проходит через стадию лабораторных испытаний прокачки технологических жидкостей через модель пласта. В простейшем случае в качестве модели пласта применяют трубчатую модель, заполненную кварцевым песком, через которую под давлением фильтруют жидкие углеводороды, определяя при этом гидродинамические параметры пористой среды – проницаемость и гидравлическое сопротивление. Отдельные измерения производят для определения порового объема кернового материала. Многообразие термобарических, химико-физических,

геологических и многих других условий в пластах месторождений нефти и газа существенно усложняет моделирование реальных процессов и на практике для моделирования применяется сложное и дорогостоящее оборудование (насосы высокого давления, датчики давления и температуры, кернодержатели, пробоотборники и т. д.). При этом даже при наличии совершенного оборудования имеются неустранимые проблемы чисто лабораторного моделирования: ограниченная воспроизводимость результатов испытаний на керне, проблема масштабирования результатов из малого объема лабораторной модели пласта на реальный объект и ряд других ограничений.

Качество измерений во многом определяется возможностью изготовления точных копий керна с заданными фильтрационно-емкостными параметрами, что не всегда удается на практике, особенно при использовании насыпного керна. Однако масштабировать размер керна и пористую структуру коллектора до реальных объемов в условиях лаборатории не представляется возможным. Кроме того, появились эффективные технологии добычи нефти, использующие обработку пласта дисперсными гелями миллиметрового диапазона [1–3], для которых исследование фильтрационных свойств на насыпном керне оказывается недостаточным для прогнозирования наблюдаемых полезных эффектов на промысловом объекте разработки нефтяной залежи.

Указанные ограничения и недостатки существующих лабораторных подходов к моделированию процессов в нефтегазовом пласте вызвали необходимость поиска решений сходных технических задач в других областях.

В данной работе изучена возможность 3D-проектирования структуры и геометрии керна нефтяного месторождения и изготовление его физической копии. Практическая реализация указанного подхода была начата с выбора программного обеспечения (ПО), наиболее подходящего для решения поставленной задачи. К настоящему времени разработано достаточно много программных продуктов для создания 3D-моделей и существует возможность выбора как платного, так и бесплатного ПО [4]. В связи со значительной ролью таких систем в разработке конструкторской документации с использованием средств вычислительной техники установлен стандарт на системы автоматизированного проектирования [5].

Автором была выбрана программа параметрического трехмерного моделирования FreeCAD [6] в соответствии с описанием параметров, изложенным на сайте разработчиков. Если кратко – FreeCAD – это программа параметрического трехмерного моделирования, предназначенная для проектирования объектов реального мира любого размера. Параметрическое моделирование позволяет легко изменять дизайн, возвращаясь к истории модели и изменения ее параметры.

Необходимо отметить, что программные решения системы FreeCAD реализованы на объектно-ориентированном языке программирования Python, расширяющем функциональные возможности FreeCAD, а открытый код программ позволяет лучше понимать сущность моделируемого этим кодом физического объекта.

Многие возможности FreeCAD очень полезны при моделировании структуры нефтяного и газового пласта. Структуру коллектора нефти и газа, которую часто моделируют массивом песчинок определенного размера и называют ее насыпным керном, можно смоделировать массивом сферических объектов, образующих заданную форму модели пласта.

В настоящей работе рассмотрена возможность создания трехмерной модели порового коллектора нефтяного пласта и возможность ее печати на 3D-принтере.

Целью печати является сопоставление свойств цифровой модели со свойствами ее физической копии и проведения физико-химических и гидродинамических исследований с оценкой фильтрационно-емкостных свойств на лабораторной модели пласта с заданными параметрами в процессе разработки новых методов добычи нефти и газа.

Экспериментальная часть

Рассмотрим процесс создания цифровой модели керна на примере аналога насыпного керна – массива сцепленных между собой песчинок сферической формы.

Предварительно приведем краткое описание этапов создания 3D-модели в программе FreeCAD.

В главном меню сначала создают новый файл, в который далее предполагается записывать создаваемую 3D-модель. В дальнейшем переходят на работу со специализированными рабочими столами, называемыми «верстаками» или «workbench». Таких верстаков много и каждый предназначен для решения своих задач. Конкретно для создания простейшей модели продуктивного коллектора нефти и газа нам потребуются следующие верстаки:

- Start (начало);
- Part (деталь – главный верстак формирования объектов);
- Draft (верстак преимущественно для 2D-моделирования с возможностью создания

массивов из трехмерных объектов при помощи функции «array»).

Последовательность операций создания модели керна состоит из ряда шагов и выглядит следующим образом:

На первом шаге создается сферический примитив, в котором указывается радиус сферы и ее геометрическое положение относительно выбранных осей в пространстве. Далее производится смена верстака на Draft и из сферических примитивов формируется массив по трем координатным осям – X, Y, Z. Количество сфер и их положение задается в опциях.

Результат моделирования для массива сфер диаметром 1 мм и пересечением их друг с другом на глубину 0,2 мм, общим количеством сфер по осям: X = 10, Y = 10, Z = 40 представлен на рис. 1 в виде окна программы FreeCAD.

Разработанную модель экспортят в формат STL – формат для работы с 3D-принтерами.

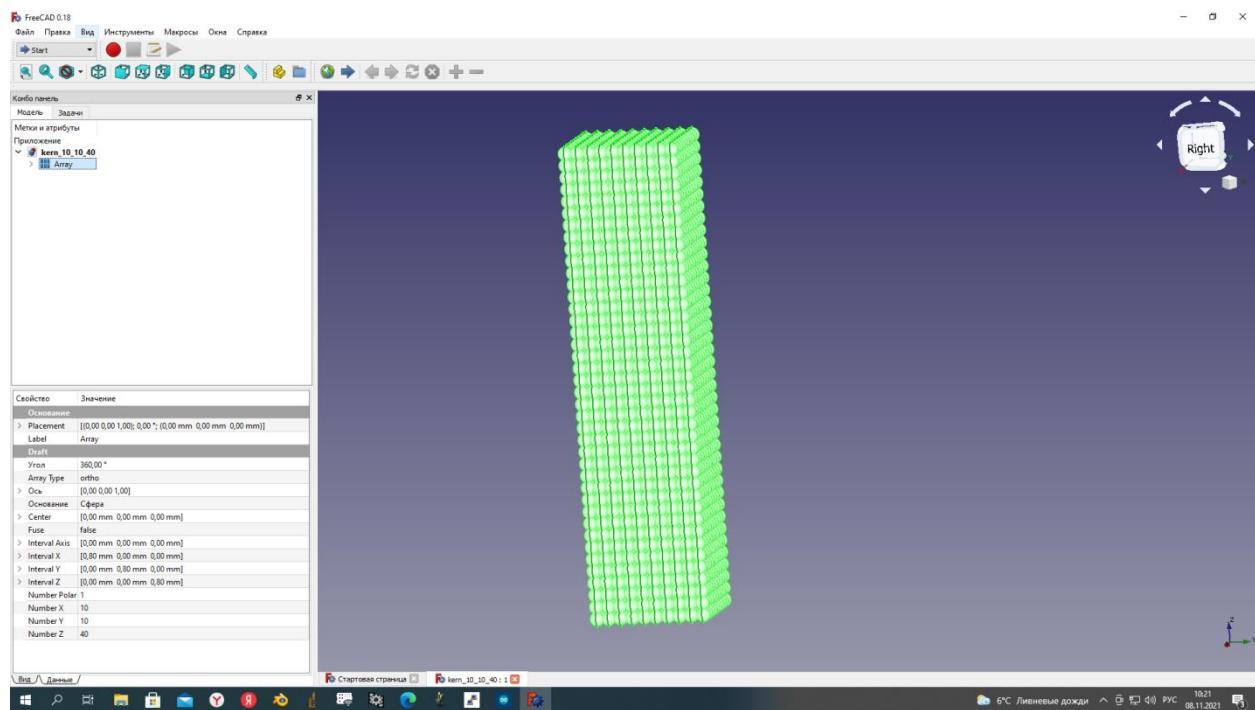


Рис. 1. Изображение 3D-модели коллектора в окне программы FreeCAD

Принтеры для 3D-печати

Из множества известных 3D-принтеров [4], способных распечатать созданную модель, автором были отобраны и проанализированы несколько принтеров с различными технологиями печати.

Исходя из реальных возможностей для моделирования образцов керна были отобраны следующие материалы: глина, стекло, бетон, металл и полимерные материалы на основе ABS, PLA, PETG (см. табл. 1).

Таблица 1

Материалы для 3D печати и принтеры

Материал	Описание	Технология печати
ABS	ABS (акрилонитрилбутадиенстирол, АБС) - ударопрочная техническая термопластическая смола. В 3D-печати является одним из самых популярных материалом	Печать FDM (Fused Deposition Modeling) – моделирование методом послойного наплавления
PLA	PLA-пластик (полилактид, ПЛА) – биоразлагаемый термопластичный алифатический полиэфир, структурная единица которого – молочная кислота. ПЛА-пластик производят из кукурузы, сахарного тростника, картофельного или кукурузного крахмала и целлюлозы	Печать FDM
PETG	PETG (полиэтилентерефталат-гликоль, ПЭТГ) – высокоударопрочный пластик, благодаря модифицированию гликолем не кристаллизуется, а объединяет в себе положительные качества множества остальных полимеров	Печать FDM
глина	Печать специальным филаментом Lay-Ceramic. Для печати глиной также подходит технология LDM	Печать FDM (филамент на основе глины для производства керамики при помощи 3D-печати). Вариант печати по технологии LDM (лазерное спекание), но необходим обжиг
стекло	Разработан метод 3D-печати, позволяющий печатать стеклянные предметы со сложной структурой	Используются вспомогательные вещества – прекурсоры, необходим специальный принтер
бетон	В настоящее время изготовлены пробные образцы 3D-принтеров для печати бетоном, представляющие собой огромные печатающие устройства	Строительный принтер для домов
металл	Используются порошки металлов: титан, нержавеющая сталь, медь и др.	SLM (Selective Laser Melting)

В настоящей работе печать цифровой модели керна производилась на 3D-принтере марки Longer 3D PRO, работающем по технологии FDM – печать пластиковой термопластичной нитью. Фото принтера представлено на рис. 2.



Рис. 2. 3D-принтер марки Longer 3D PRO

Изготовление моделей производится методом послойного наплавления (англ. Fused Deposition Modeling). Для реализации этого метода для 3D-принтера необходима специальная программа Slicer, которая «разрезает» цифровую модель на слои и транслирует ее в G-код программу, дающую принтеру инструкции по послойному наплавлению пластика в физической модели.

В качестве материала для печати физической модели керна выбран полиэтилентерефталат (PETG), свойства полимера определены стандартом ГОСТ Р 51695-2000. Полиэтилентерефталат представляет собой продукт поликонденсации: терефталевой кислоты или диметилтерефталата с этиленгликолем (гомополимер); терефталевой кислоты или диметилтерефталата с этиленгликолем и диэтиленгликолем (сополимер).

Полиэтилентерефталат представляет собой продукт поликонденсации: терефталевой кислоты или диметилтерефталата с этиленгликолем (гомополимер); терефталевой кислоты или диметилтерефталата с этиленгликолем и диэтиленгликолем (сополимер).

Для того чтобы по имеющейся 3D-модели распечатать образец, необходимо

при помощи специальной программы сформировать файл G-кода, который и загружается в принтер. Меню этой программы для принтера Longer 3D PRO представлено на рис. 3. Печать продолжается от нескольких минут до многих часов в зависимости от объема работы.

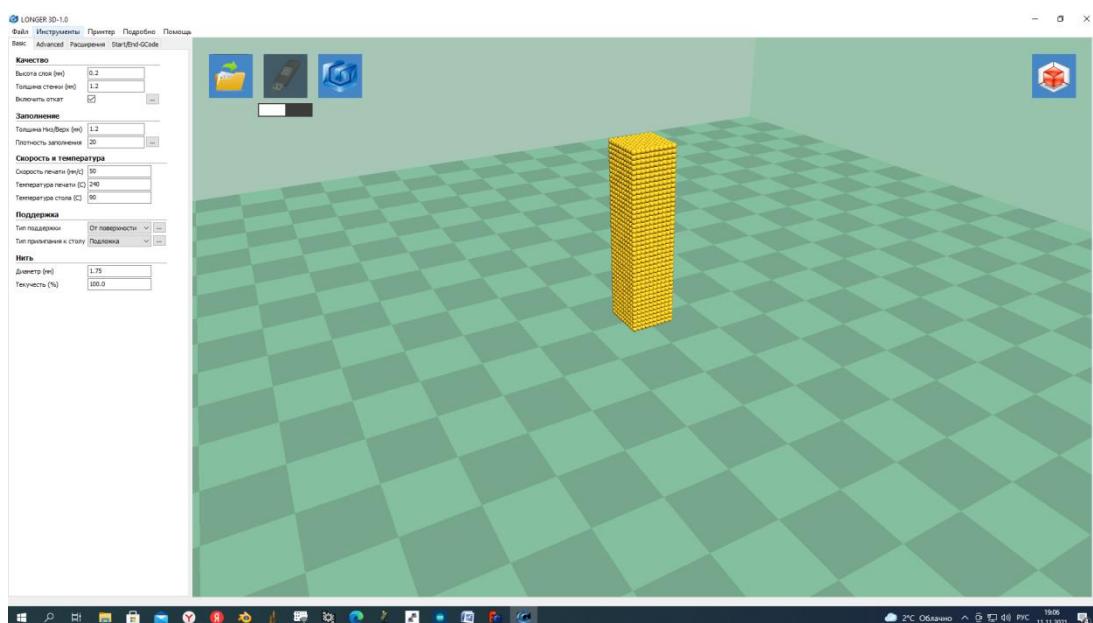


Рис. 3. Меню для работы с 3D-принтером Longer

Свойства физического керна, изготовленного по 3D-модели

Результатом печати является физическая копия цифрового керна.

Для исследования его свойств автором проведено изучение некоторых его параметров – плотности, объема, массы, пористости. Результаты сведены в табл. 2.

Таблица 2

Свойства керна, изготовленного методом 3D-печати из материала PETG и 3D-модели

Модель	Геометрические размеры керна в форме прямоугольника измеренные, мм	Размер структурного элемента, мм	Объем керна, см ³	Масса керна, г	Плотность керна, г/см ³	Плотность полимера, г/см ³	Пористость, %
Физическая	8×8×30	1	1,920	2,117	1,1026	1,28	13,8
3D	8×8×30	1	1,920	-	-	-	-

Кроме того, произведено фотографирование при различном разрешении. Результаты представлены на рис. 4, 5.

Исследование показало принципиальную возможность проектирования структуры цифрового керна и изготовления его физической копии.

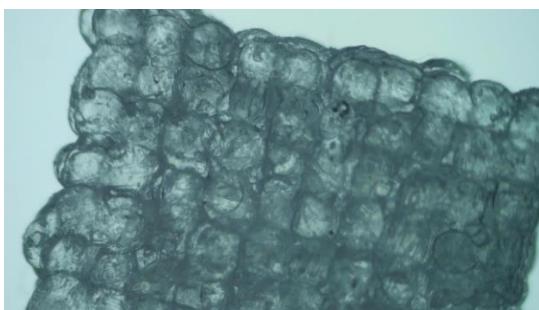


Рис. 4. Фото структуры физического керна (масштаб 1 см)

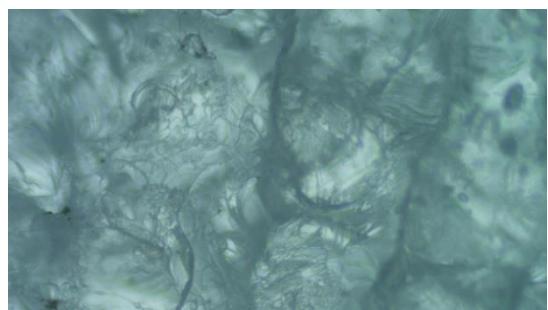


Рис. 5. Фото структуры физического керна (масштаб 3 мм)

Представленный выше материал описывает возможность изготовления гидродинамической модели породы коллектора с использованием 3D-печати термопластичной нитью. Возможно изготовление физической копии образца из материала, по химическому составу приближенного к химическому составу породы пласта. Близким по химическому составу к пластовой породе образец может быть изготовлен из глины или стекла. Полезной дополнительной возможностью изучения механизмов фильтрации в пласте может оказаться исследование физико-химических процессов фильтрации пластовых флюидов через электропроводящую пористую среду.

При этом следует учитывать высокую стоимость изготовления образцов.

Для изучения возможности и приобретения опыта изготовления физических моделей из различных материалов по разным технологиям 3D-печати по одной 3D-модели использованы

две технологии – печать термопластичной нитью и методом лазерного сплавления. С целью снижения расходов на 3D-печать титановым порошком методом послойного лазерного наплавления SLM (Selective Laser Melting) в качестве объекта печати использована малообъемная деталь – шестерня стойки вискозиметра Брукфилда, расходы на изготовление которой были отнесены на статью ремонта вискозиметра. Стоимость изготовления шестерни массой 0,825 г составила 3000 руб. (\$40). По текущим ценам 2021 г. стоимость изготовления 1 г изделия примерно равна стоимости одного грамма золота (\$58 за грамм). Для сравнения стоимость изготовления 1 г изделия термопластичной нитью по технологии FDM составляет \$0,1 за грамм. На рис. 6 представлена фотография дефектной детали и ее физические аналоги, изготовленные по одной 3D-модели. На образцах видна детализация печати изделия при использовании разных технологий печати.

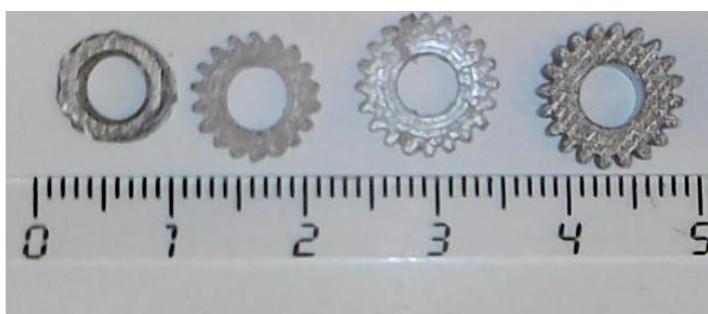


Рис. 6. Фотографии дефектной шестерни, полимерных прототипов и шестерни из титана для стойки ротационного вискозиметра

Пример ремонта шестерни вискозиметра показал возможность использования одной 3D-модели для печати по разным технологиям и разнообразными материалами, в том числе печати мелких структурных элементов с детализацией менее 0,1 мм.

Заключение

Следует отметить, что кроме программ типа FreeCAD, ориентированных на автоматизированное проектирование в 3D-пространстве (CAD – Computer-aided design) и имеющих в своем составе графический интерфейс пользователя (GUI), имеется группа программ также с графическим 3D-интерфейсом для работы с геологическими и гидродинамическими компьютерными моделями в сфере разработок нефтяного и газового пласта. Примерами таких программ являются TimeZYX, HydroGeo, t-Navigator, Eclipse [7]. Последняя программа входит в обширный пакет программ компании Schlumberger.

Указанные программы позволяют снизить производственные издержки за счет

оптимизации технологических процессов, являются платными (проприетарными) продуктами, доступными при покупке лицензии на их использование. Программы для 3D-моделирования с открытым исходным кодом имеют преимущество перед платными программами и могут занять свою отдельную нишу в области изучения физико-химических процессов, происходящих в пластах в процессе реализации технологий добычи нефти и газа.

Выводы

Показана принципиальная возможность применения технологии 3D-проектирования и 3D-печати для создания цифровых и физических моделей пород коллекторов нефти и газа. Обоснованы преимущества применения технологии 3D-проектирования цифрового керна с применением программы FreeCAD и 3D-печати физических моделей в сравнении с коммерческим программным обеспечением.

Автор выражает признательность заведующему лабораторией физико-химических технологий в нефтегазодобыче, к.т.н. Д.А. Каушанскому за поддержку в реализации 3D-печати 3D-моделей, а также за ценные критические замечания при обсуждении статьи и анализе ее результатов.

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

Литература

1. Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б. А.с. SU 1669404 А3. Добавка к закачиваемой в пласт воде «Темпоскрин» и способ получения добавки. № 4713456/03; Заявл. 03.04.1989; Опубл. 10.06.1999 // Изобретения. Полез. модели. 1999. Бюл. № 16. <http://www1.fips.ru>
2. Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б., Бакиров Н.Р. и др. Результаты опытно-промышленных испытаний технологии «Темпоскрин-Плюс» для ограничения водопритока в добывающих скважинах ООО «РН-Пурнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2019. № 6. С. 78–82. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-6-78-82>
3. Bai B., Li L., Liu Yu. et al. Preformed particle gel for conformance control: factors affecting its properties and application // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2007. Vol. 10, No. 4. P. 415–422. <https://doi.org/10.2118/89389-PA>
4. Шкуро А.Е., Кривоногов П.С. Технологии и материалы 3D-печати: Учеб. пособие. Екатеринбург: Уральский государственный лесотехнический университет, 2017. 100 с.
5. ГОСТ 23501.101-87. Системы автоматизированного проектирования. Основные положения. М.: Изд-во стандартов, 1988. 10 с.
6. Ибрагимов Е.А. Разработка оборудования и технологии формирования изделий из медного порошка методом селективного лазерного плавления: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. Томск, 2018. 18 с.
7. Гладков Е.А. Геологическое и гидродинамическое моделирование месторождений нефти и газа. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. 99 с.

Study of the possibility of designing and manufacturing laboratory models of the core by the method of 3D design and 3D printing

V.B. Demyanovskiy

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
E-mail: demian20@yandex.ru

Abstract. The article deals with the topic of 3D design of the structure of the pore reservoir of oil and gas with software packages for industrial design of physical objects, as well as the problems of translation of 3D design objects into physical objects in order to study their filtration-capacitive properties in traditional physical and chemical research. An example of using the open-source program FreeCAD to create models of a digital core and make physical copies of digital 3D models using Fused Deposition Modeling technology – using layer-by-layer deposition of thermoplastic filament on the model – is given. It is shown that the same 3D model can be printed both by Fused Deposition Modeling technology and by Selective Laser Melting technology. The advantages of free software for studying physicochemical processes in oil and gas reservoirs are considered.

Keywords: oil and gas field development, 3D design, 3D model, digital core, oil and gas reservoir, 3D printing.

Citation: Demyanovskiy V.B. Study of the possibility of designing and manufacturing laboratory models of the core by 3D design and 3D printing // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 117–125. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art9> (In Russ.).

References

1. *Kaushansky D.A., Demyanovskiy V.B.* A.c. SU 1669404 A3. Temposcreen additive to the water injected into the formation and a method for obtaining an additive. No. 4713456/03; Appl. 03.04.1989; Publ. 10.06.1999 // Inventions. Useful models. 1999. Bull. No. 16. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
2. *Kaushanskiy D.A. Demyanovskiy V.B., Bakirov N.R.* et al. Field trial results of water shut-off in oil producing wells using the Temposcreen-Plus technology in RN-Purneftegas LLC // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2019. No. 6. P. 78–82. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2019-6-78-82> (In Russ.).
3. *Bai B., Li L., Liu Yu.* et al. Preformed particle gel for conformance control: factors affecting its properties and application // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 2007. Vol. 10, No. 4. P. 415–422. <https://doi.org/10.2118/89389-PA>
4. *Shkuro A.E., Krivonogov P.S.* Technologies and materials of 3D printing: Textbook. Yekaterinburg: Ural State Forestry University, 2017. 100 p. (In Russ.).
5. GOST 23501.101-87. Computer-aided design systems. Main provisions. Moscow: Standards Publishing House, 1988. 10 p. (In Russ.).
6. *Ibragimov E.A.* Development of equipment and technology for the formation of products from copper powder by selective laser melting: Synopsis of Ph.D. thesis. Tomsk, 2018. 18 p. (In Russ.).
7. *Gladkov E.A.* Geological and hydrodynamic modeling of oil and gas fields. Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 2012. 99 p. (In Russ.).

Опыт использования снимков со спутников Landsat для характеристики трансформаций напочвенного покрова на участке «Бованенково–Байдарацкая Губа» трассы магистрального газопровода «Бованенково–Ухта»

С.Г. Корниенко

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

E-mail: spaceakm2@ogri.ru

Аннотация. На примере участка трассы «Бованенково–Байдарацкая Губа» двух подземных магистральных газопроводов, расположенных на полуострове Ямал, показана возможность использования снимков со спутников Landsat 5 и Landsat 8 для характеристики трансформаций напочвенного покрова, связанных с прокладкой трубопроводов. Исследования проводились с использованием семи снимков летнего времени (июль, август) за период с 2009 по 2020 гг. на основе параметров, характеризующих содержание хлорофилла в растительном покрове – вегетационного индекса NDVI, индекса влажности NDWI и альбедо (Alb) поверхности. В год укладки трубопроводов непосредственно над ними средние значения данных параметров резко снижаются, а через 5–7 лет значения индексов NDVI и NDWI стабилизируются до начальных величин. За этот же период средние значения альбедо повышаются на 13–15% относительно начального уровня. По анализируемым параметрам признаки нарушения и восстановления напочвенного растительного покрова не фиксируются на расстоянии более 70–90 м от центральной оси каждого из трубопроводов. В целом, к концу анализируемого периода не наблюдаются какие-либо доминирующие тенденции изменения вегетационного индекса, влажности и альбедо, свидетельствующие о трансформациях биофизических свойств поверхности, при которых повышается вероятность деградации многолетней мерзлоты и дестабилизации состояния трубопроводов.

Ключевые слова: мониторинг, магистральный газопровод, Landsat, альбедо, индекс NDVI, индекс NDWI, тундра, трансформация напочвенного покрова.

Для цитирования: Корниенко С.Г. Опыт использования снимков со спутников Landsat для характеристики трансформаций напочвенного покрова на участке «Бованенково–Байдарацкая Губа» трассы магистрального газопровода «Бованенково–Ухта» // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 126–147. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art10>

Введение

В районах сплошного распространения многолетнемерзлых пород и высокой льдистости грунтов изменение состояния напочвенного растительного покрова вблизи технических объектов может стать причиной развития опасных геокриологических процессов [1]. Строительство магистральных газопроводов (МГ) может повлиять на состояние растительного покрова, изменить условия поверхностного стока, вследствие чего возможно переувлажнение или

дренирование поверхности слоя грунтов, изменение глубины сезонноталого слоя, образование подтоплений, термокарста, термоэрозии, мерзлотного пучения или развитие дефляционных процессов.

Вероятность возникновения подобных опасных геокриологических процессов (ОГП) анализируется и предусматривается на стадиях проектирования и строительства с учетом особенностей ландшафта, мерзлотных и гидрологических условий.

В тоже время остаются актуальными мероприятия, касающиеся мониторинга трасс МГ, в том числе исследование доминирующих тенденций изменения состояния поверхности, длительности восстановления покрова непосредственно над трубопроводами и примыкающими к ним участкам, которые также называют буферными зонами [2]. Учитывая протяженность и удаленность северных МГ от населенных пунктов, для контроля их состояния перспективно применение материалов аэро- и космической съемки.

В работах [3–5] рассматриваются примеры использования разновременных космических снимков различного пространственного разрешения, в том числе снимков Landsat для оценки влияния объектов нефтегазового комплекса на изменение состояния природных ландшафтов криолитозоны. На примере отдельного участка была предпринята попытка оценить влияние линейных сооружений (дорог, трубопроводов) и производственных объектов на состояние ландшафтов в зоне прерывистой вечной мерзлоты с использованием снимков со спутников Landsat, а также снимков высокого пространственного разрешения со спутников Corona и QuickBird [2]. Однако методики анализа временных рядов данных космической съемки, используемые в работах [2–5], не позволяют оценить антропогенную составляющую воздействия на ландшафт с исключением или минимизацией влияния природных факторов, в частности климатического тренда потепления. При изучении многолетних вариаций параметров, рассчитанных по данным космической съемки оценка влияния только антропогенных факторов, как правило, не рассматривается

исследователями, поскольку представляет собой достаточно сложную задачу. Тем не менее, проблема эта актуальна, поскольку степень антропогенного воздействия и реакция на него природной среды могут быть разными, что следует учитывать при прогнозировании развития ОГП, а также при планировании мероприятий по обеспечению экологической и промышленной безопасности при освоении нефтегазовых месторождений в районах распространения многолетнемерзлых пород.

Цель настоящей работы – оценка информативности снимков со спутников Landsat для характеристики доминирующих тенденций изменения напочвенного растительного покрова в тундровой зоне, связанных со строительством участка трассы магистрального газопровода «Бованенково–Байдарацкая Губа».

Характеристика района и объектов исследований

Участок «Бованенково–Байдарацкая Губа» протяженностью около 80 км расположен в юго-западной части полуострова Ямал и составляет самый северный сегмент магистрального газопровода «Бованенково–Ухта» (рис. 1а). Две нитки газопровода проложены от промыслов Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения до подводной части, проходящей по дну Байдарацкой Губы. Строительство первой нитки газопровода (МГ1) было начато в 2008–2009 гг., а в 2012 году, вместе с пуском в эксплуатацию первой очереди Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения (НГКМ), по ней былпущен первый газ. Строительство второй нитки (МГ2) было начато в 2012 г., а в 2017 г. она была запущена в эксплуатацию.

Район прохождения трассы газопровода относится к субарктическим тундрам (подзона типичных тундр) со сплошным распространением многолетнемерзлых пород и залегающими близко к поверхности пластовыми льдами [6, 7]. Район относится к равнинным территориям с относительно плоским рельефом, густой сетью рек, большим количеством болот и озер преимущественно термокарстового происхождения. Низкорослый напочвенный растительный покров толщиной от 2 до 15 см включает кустарничковые, моховые, травяные и лишайниковые виды [8]. Глубина сезонно-талого слоя не превышает 1 м.

Для снижения рисков развития деформационных процессов трубы диаметром 1420 мм проложены в мерзлом грунте на глубине 4–5 м, что при охлаждении газа до -2 С приводит к их смерзанию с грунтом.

Тестовый район исследований размерами 16×20 км выбран в центральной части трассы МГ (рис. 1а) и в геоморфологическом плане представлен III и IV морскими террасами [9, 10, 11] (рис. 1б). В границах тестового района трасса газопровода проходит по участкам, относящимся к IV морской террасе, с преимущественно крупнохолмистым типом местности [9, 11].

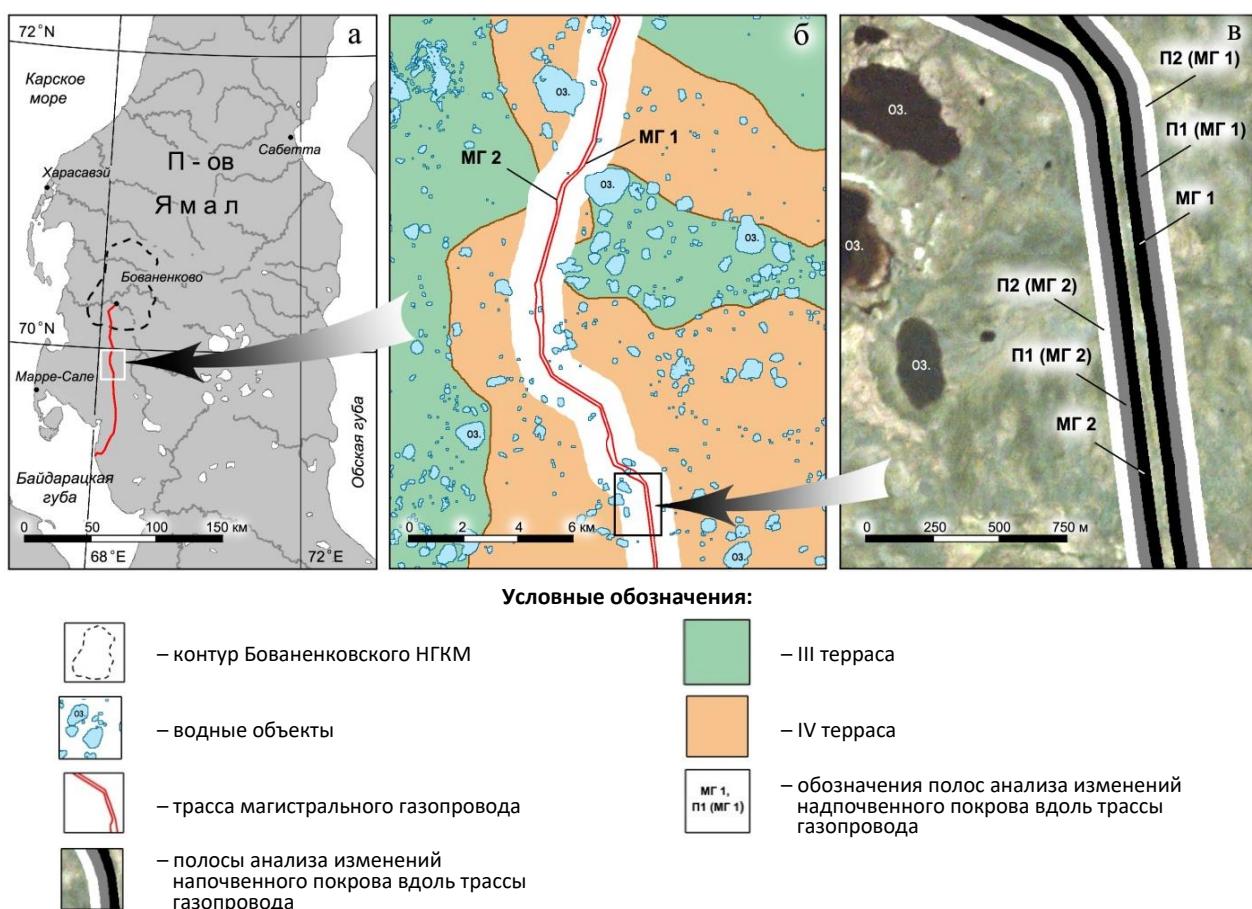


Рис. 1. Схемы расположения:
 а – участка «Бованенково–Байдарацкая Губа» трассы МГ (п-ов Ямал);
 б – района анализа изменений напочвенного покрова вдоль трассы МГ;
 в – участка трассы МГ, анализируемого по космическим снимкам высокого пространственного разрешения со спутников GeoEye-1 (30.07.2010 г.) и PlanetScope (23.07.2017 г.).

В настоящей работе к объектам исследований отнесены полосы шириной 45 м, захватывающие поверхности непосредственно над погребенными трубопроводами, а также полосы шириной по 45 м, проходящие рядом с ними (буферные зоны). На рис. 1в приведен фрагмент схемы расположения полос наблюдений МГ1 и МГ2 непосредственно над нитками газопровода, полос буферной зоны П1(МГ1) и П2(МГ1), относящихся к первой нитке, а также полос П1(МГ2) и П2(МГ2), проходящих вдоль второй нитки. Расстояние между центрами погребенных трубопроводов порядка 100 м, на отдельных участках больше. Участок

между полосами МГ1 и МГ2 не анализировался (рис. 1в).

Наиболее существенные нарушения поверхности в полосах МГ1 и МГ2 связаны с выемкой грунта, образованием отвалов, а в ряде случаев – с возникновением локальных размывов, подтоплений и эрозионных каналов (просадок) грунта вдоль обваловочной насыпи (рис. 2). В полосах буферной зоны нарушения поверхности, связанные с проездами гусеничной техники. К наиболее проблемным участкам относятся переходы через реки, где мерзлота отсутствует, что повышает вероятность всплытия трубопроводов.

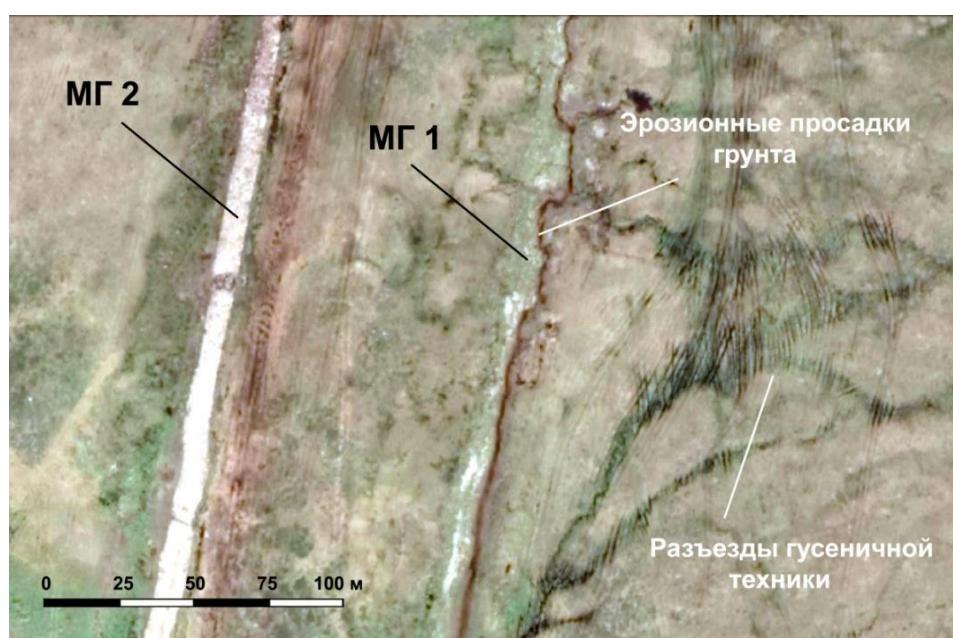


Рис. 2. Фрагмент космического снимка высокого разрешения (Maxar Technologies) участка трассы МГ «Бованенково–Байдарацкая Губа» 27.06.2016 г. [12] на участке «Бованенково–Байдарацкая Губа» трассы МГ

Исходные данные и методика исследований

Для анализа изменений состояния поверхности вдоль трассы газопровода использовалось 7 мультиспектральных снимков со спутников Landsat 5, 8 (табл. 1), находящиеся в открытом доступе и

полученные с ресурса Геологической службы США [13]. Дополнительно использовались мультиспектральные космические снимки высокого пространственного разрешения (КСВР) со спутников GeoEye-1 и PlanetScope (табл. 2), предоставленные компанией «Совзонд».

Таблица 1

Характеристика используемых в работе снимков со спутников Landsat

Спутники	Дата съемки	Местное время съемки	Кадр (Path; Row)
Landsat 5	25.08.2009	12 ч. 06 мин.	167, 11
Landsat 5	14.07.2011	12 ч. 06 мин.	167, 11
Landsat 8	19.07.2013	12 ч. 19 мин.	167, 11
Landsat 8	22.07.2014	12 ч. 16 мин.	167, 11
Landsat 8	20.07.2016	12 ч. 10 мин.	166, 11
Landsat 8	23.07.2017	12 ч. 10 мин.	166, 11
Landsat 8	22.07.2020	12 ч. 17 мин.	167, 11

Таблица 2

Характеристика используемых в работе космических снимков высокого пространственного разрешения

Спутники	Дата съемки	Время съемки	Спектральные диапазоны (мкм)
GeoEye-1	30.07.2010	12 ч. 13 мин.	0,45–0,52 (синий) 0,52–0,60 (зеленый) 0,625–0,795 (красный) 0,76–0,90 (ближний ИК)
PlanetScope	23.07.2017	11 ч. 23 мин.	0,455–0,515 (синий) 0,50–0,59 (зеленый) 0,59–0,67 (красный) 0,78–0,86 (ближний ИК)

На стадии предварительной обработки снимков со спутников Landsat с использованием программного комплекса ENVI 5.3 проводилась калибровка спектральных каналов, увеличение частоты дискретизации изображений (до 15 м на пиксель), а также формирование фрагментов на исследуемый район (см. рис. 1б).

Для характеристики биофизических свойств напочвенного покрова по данным спутников Landsat рассчитывался вегетационный индекс NDVI (Normalized Difference Vegetation Index) [14], индекс влажности NDWI (Normalized Difference Water Index) поверхности [15] и коротковолновое альбедо (Alb) [16] поверхности. Для маскирования водных поверхностей использовался спектральный индекс MNDWI (Modified Normalized Difference Water Index) [17]. После обработки изображения по каждому из параметров имели пространственное разрешение 30 м, соответствующее разрешению используемых

исходных изображений в видимом, ближнем и среднем инфракрасном диапазонах.

Вегетационный индекс NDVI зависит от содержания хлорофилла в напочвенном растительном покрове и широко применяется для изучения состояния растительности тундровой зоны [18–22]. Индекс NDWI используется для характеристики влажности (водной пленки) на поверхности покрова [15]. В большинстве случаев эти два параметра взаимосвязаны, поскольку влажность на поверхности покрова зависит от объема живой зеленой массы растительности. Коротковолновое альбедо (Alb) служит индикатором степени отражения солнечного излучения и позволяет судить об интенсивности испарения с поверхности и/или поглощения радиации [23]. Комплексная интерпретация параметров NDVI, NDWI и Alb позволяет более достоверно характеризовать тип трансформации напочвенного растительного покрова.

Положение трубопроводов определялось на основе классифицированных RGB (Red, Green, Blue) изображений, построенных с использованием 5, 4, 3-х спектральных каналов Landsat 5 и 6, 5, 4-х каналов Landsat 8 (рис. 3). Спектральные характеристики нарушенной поверхности, включающей открытый грунт для засыпки и обвалования трубопроводов, существенно отличаются от характеристик ненарушенного напочвенного покрова, что проявляется на RGB изображениях.

Наиболее контрастно участки нарушений поверхности, включающие открытый грунт, выделяются на RGB изображениях в годы укладки трубопроводов, когда еще нет новой живой растительности. Так, в данном случае, на RGB изображении 2011 года съемки участки нарушений поверхности над первым газопроводом (МГ1) проявляются малиновым цветом на фоне других цветов, характеризующих ненарушенные поверхности (рис. 3а).

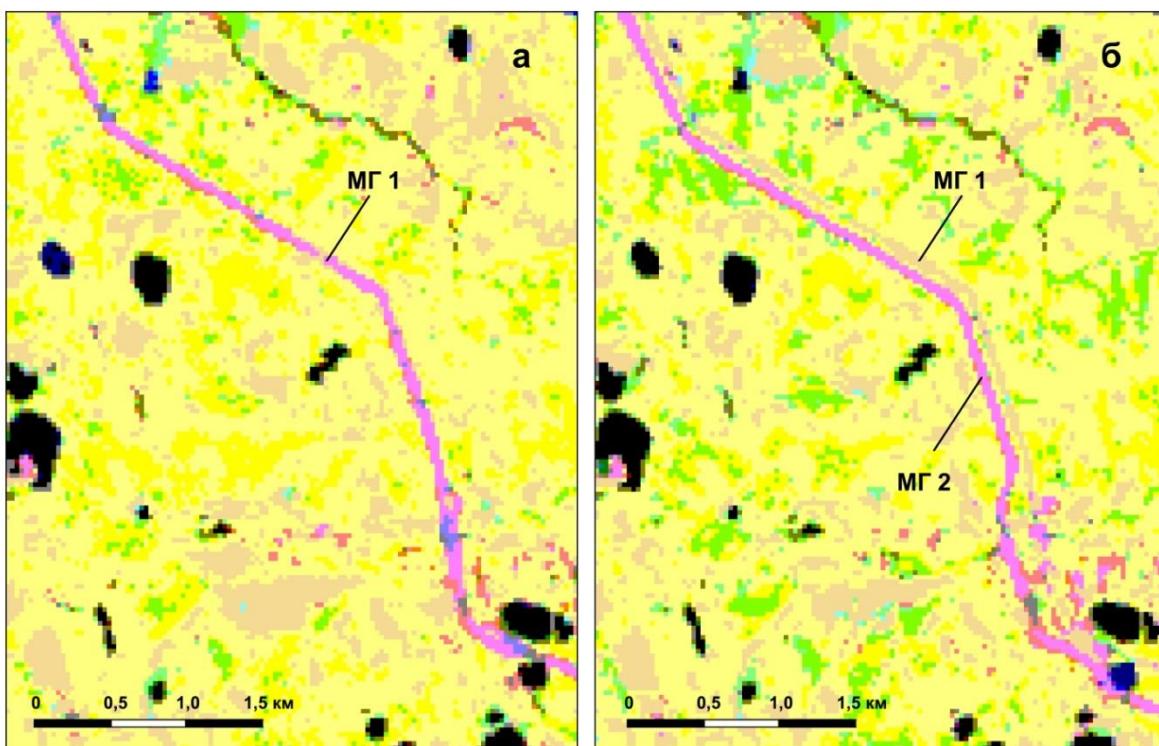


Рис. 3. Фрагменты карт определения положения погребенных трубопроводов по классифицированным:
а – RGB (5, 4, 3 каналы) изображениям спутника Landsat 5 14.07.2011 г.;
б – RGB (6, 5, 4 каналы) изображениям спутника Landsat 8 19.07.2013 г.

Аналогично определялось положение участков нарушений над вторым газопроводом (МГ2) по изображению 2013 года съемки (рис. 3б). К этому году нарушенные участки над газопроводом МГ1 начали зарастать, на что указывает изменение цвета на RGB изображении (рис. 3б). Ширина участков нарушений не постоянна – на RGB изображениях

колеблется от 1 до 3 пикселей. По участкам нарушений поверхности формировались полосы наблюдений (области анализа) МГ1 и МГ2 шириной 45 м. Каждая полоса наблюдений по ширине захватывала полтора пикселя изображений, относящихся к участкам нарушений. Полосы наблюдений буферных зон формировались с внешних сторон полос наблюдений МГ1 и МГ2.

Известно, что изменение пропускания атмосферы, различия времени и угла съемки, а также различия калибровочных характеристик съемочных систем приводят к радиометрическим искажениям (погрешностям), которые никак не связаны с состоянием поверхности [24–26]. При анализе данных, полученных в разные годы, влияние подобных факторов может существенно искажить распределение параметров, характеризующих исследуемые изменения в ландшафте. Для снижения подобного влияния используются методы радиометрической нормализации (коррекции) временного ряда изображений, построенных по данным дистанционного зондирования Земли [24–29]. В результате, все скорректированные (нормализованные) изображения должны выглядеть так, как если бы они были получены одним и тем же датчиком, при одинаковых атмосферных условиях и освещенности [26]. В настоящей работе для снижения влияния погрешностей подобного рода применялась методика относительной радиометрической нормализации изображений по параметрам NDVI, NDWI и Alb, подробно описанная в [30, 31], когда все изображения преобразуются к виду одного – опорного изображения.

Для нормализации использовалась область фонового, условно ненарушенного состояния ландшафтов, которая в данном случае охватывала практически весь район (см. рис. 1б), за исключением полосы шириной 2 км вдоль газопровода (отмечена белым цветом на рис. 1б) и водных объектов. После нормализации изменения параметров в исследуемых зонах реальных и/или предполагаемых техногенных нарушений покрова

минимально связаны с отмеченными выше радиометрическими искажениями. В то же время, изменения параметров после нормализации не несут информации о составляющих, обусловленных более общими тенденциями, в частности, климатическим трендом. Согласно применяемой методике [30, 31] в качестве опорных (эталонных) использовались изображения Landsat 8 с датой съемки 20.07.2020 г., поскольку они имели наиболее высокие контрасты значений параметров по сравнению с изображениями других дат съемки. Нормализованные изображения имеют шкалы значений по каждому параметру, соответствующие шкалам параметров опорных изображений.

Для характеристики преобладающих тенденций изменения параметров NDVI, NDWI и Alb, рассчитанных по данным Landsat определялись их средние значения и среднеквадратические отклонения (СКО) в границах каждой из полос наблюдений над газопроводом и в буферных зонах (см. рис. 1в). Все расчеты проводились по выборкам данных с доверительными интервалами 99%. В данном случае, при нормализации изображений по каждому параметру согласно [30, 31], любые отклонения средних значений параметров от первоначальных значений рассматриваются как связанные с техногенной (антропогенной) трансформацией ландшафта.

Снимки высокого пространственного разрешения со спутников GeoEye-1 и PlanetScope (см. табл. 2) использовались для сравнения с результатами, полученными по снимкам со спутников Landsat 5, 8 с датами съемки 14.07.2011 г. и 23.07.2017 г. – близкими к датам съемки со спутников GeoEye-1 и PlanetScope.

После преобразования исходных снимков со спутников GeoEye-1 и PlanetScope в проекцию снимков со спутников Landsat (UTM, datum WGS-84) мультиспектральные изображения со спутника GeoEye-1 имели пространственное разрешение 2,0 м, а со спутников PlanetScope – 3,0 м. Для сравнительного анализа изображений, полученных со спутников GeoEye-1 и PlanetScope, изображения со спутника GeoEye-1 были преобразованы до разрешения изображений со спутников PlanetScope. Спектральные каналы сканеров GeoEye-1 и PlanetScope не позволяют рассчитать параметр NDWI, в то же время по этим КСВР могут быть рассчитаны коротковолновое альбедо и вегетационный индекс NDVI, что позволяет сравнить изображения по этим параметрам с результатами, полученными по данным Landsat.

Предварительная обработка снимков со спутников GeoEye-1 и PlanetScope включала калибровку спектральных каналов, формирование фрагмента территории (см. рис. 1в) и расчет параметров Alb [16] и NDVI [14]. Радиометрическая нормализация изображений по параметрам Alb и NDVI, рассчитанным по снимку со спутников PlanetScope проводилась с использованием алгоритма Histogram Matching (HM) в программном комплексе ENVI 5.3. В качестве опорных (эталонных) изображений использовались изображения по параметрам Alb и NDVI снимка GeoEye-1. К фоновой, условно ненарушенной области, в границах которой проводилась нормализация, был отнесен весь участок анализа КСВР (см. рис. 1в), за исключением

водных объектов, полос наблюдений МГ1, МГ2, участков между ними и полос наблюдений их буферных зон. После процедуры нормализации изображения по параметрам Alb и NDVI, рассчитанные по снимку PlanetScope, имели шкалы значений, соответствующие шкалам значений этих параметров, рассчитанных по снимку GeoEye-1.

Результаты исследований

На рис. 4 приведены нормализованные изображения индекса NDVI, построенные по снимкам Landsat 5, 8 с датами съемки 2009 г. (рис. 4а), 2011 г. (рис. 4б) и 2013 г. (рис. 4в) на фрагмент анализируемого участка магистрального газопровода «Бованенково-Байдарацкая губа». Индекс NDVI весьма чувствителен к изменениям растительного покрова тундровой зоны и может служить индикатором этапов прокладки первого (рис. 4б) и второго (рис. 4в) газопроводов. В рассматриваемом районе (см. рис. 1б) прокладка первого газопровода (МГ1) проводилась в конце 2009 г. и в 2010 г., поэтому по летнему снимку 2009 года (рис. 4а) никаких признаков земляных работ и существенных нарушений напочвенного покрова не отмечается. На изображении NDVI 2011 года съемки (рис. 4б) трасса первого газопровода МГ1 отчетливо проявляется более низкими значениями индекса. Такими же относительно низкими значениями индекса NDVI трасса второго газопровода МГ2 проявляется на изображении 2013 года съемки (рис. 4в), в то время как над трассой МГ1 значения NDVI проявляются уже не столь контрастно по сравнению с изображением индекса 2011 года (рис. 4б).

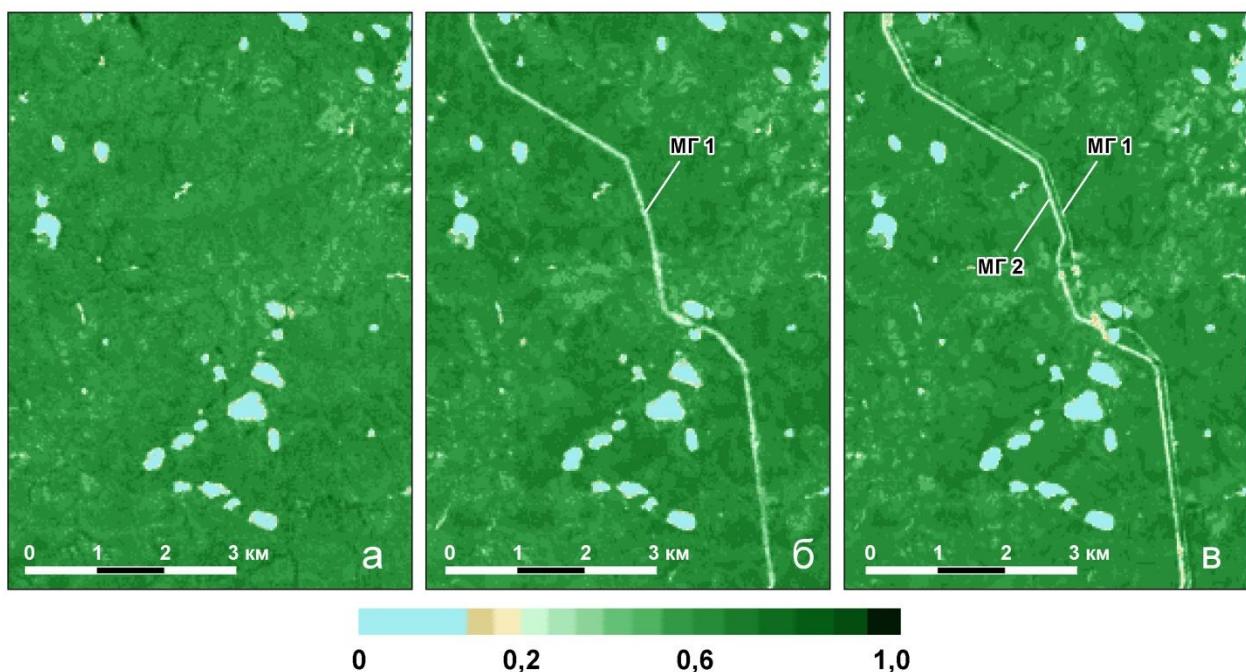


Рис. 4. Нормализованные изображения индекса NDVI (Landsat 5, 8): а – 2009 г.; б – 2011 г.; в – 2013 г. на фрагмент анализируемого участка «Бованенково–Байдарацкая Губа» трассы МГ

На рис. 5 приведены графики, характеризующие изменения средних значений (рис. 5а, 5в, 5д) и среднеквадратических отклонений (СКО) (рис. 5б, 5г, 5е) параметров NDVI, NDWI и Alb за период с 2009 по 2020 гг. по полосе наблюдений над газопроводом МГ1, а также по полосам его буферной зоны П1(МГ1) и П2(МГ1). Аналогичные графики для полосы наблюдений над вторым газопроводом МГ2 и полос П1(МГ2) и П2(МГ2) приведены на рис. 6.

На рис. 7 приведены фрагменты изображений по параметру Alb, построенные по снимкам Landsat 5 14.07.2011 г. (рис. 7а), Landsat 8 23.07.2017 г. (рис. 7б), а также по КСВР со спутников GeoEye – 1 30.07.2010 г. (рис. 7в) и PlanetScope 23.07.2017 г. (рис. 7г) на небольшой участок (см. рис. 1в) анализируемого района. Аналогичные фрагменты изображений по параметру NDVI приведены на рис. 8. Тонкими белыми линиями на рис. 7 и 8 обозначены границы полос наблюдений МГ1 и МГ2 над газопроводами. На рис. 7а, 7в и рис. 8а, 8в полоса наблюдений газопровода МГ2 соответствует положению второй нитки газопровода, строительство которой было начато позже, в 2012 году.

В табл. 3 приведены средние значения параметров Alb и NDVI для фрагментов полос наблюдений МГ1 и МГ2 (см. рис. 7, 8), рассчитанные по снимкам со спутников Landsat (14.07.2011; 23.07.2017 г.) и по КСВР (GeoEye-1 30.07.2010 г.; PlanetScope 23.07.2017 г.).

Таблица 3

Средние значения параметров Alb и NDVI для фрагментов полос наблюдений МГ1 и МГ2, рассчитанные по снимкам со спутников Landsat (14.07.2011; 23.07.2017 г.) и по КСВР (GeoEye-1 30.07.2010 г.; PlanetScope 23.07.2017 г.)

	МГ1				МГ2			
	Landsat		КСВР		Landsat		КСВР	
	14.07.2011 г.	23.07.2017 г.	30.07.2010 г.	23.07.2017 г.	14.07.2011 г.	23.07.2017 г.	30.07.2010 г.	23.07.2017 г.
Alb	0,148	0,186	0,146	0,187	0,172	0,184	0,167	0,185
NDVI	0,380	0,634	0,512	0,576	0,675	0,573	0,627	0,499

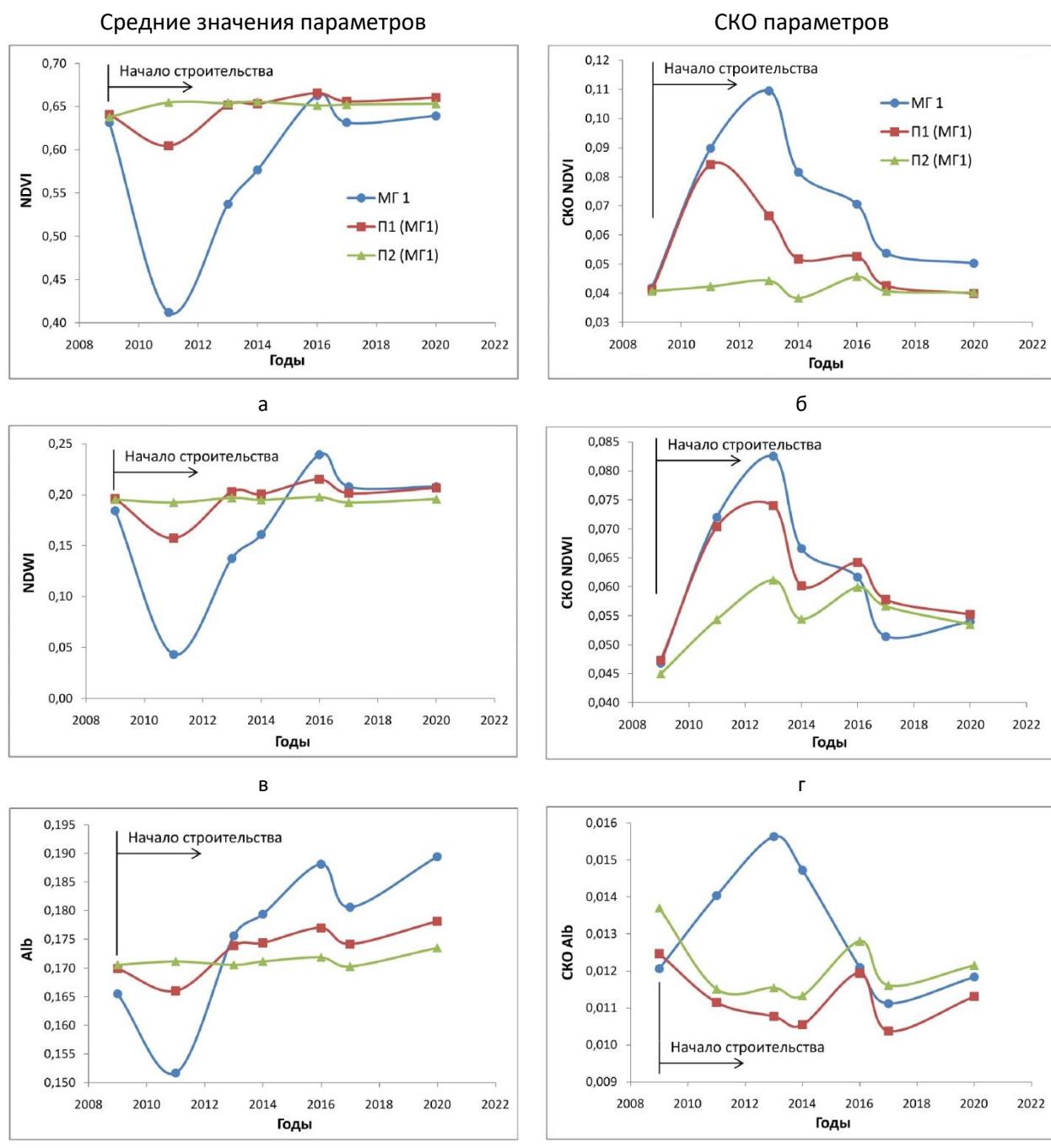


Рис. 5. Многолетние вариации средних значений и среднеквадратических отклонений (СКО) параметров:
а, б – NDVI; в, г – NDWI; д, е – Alb;

МГ1 – полоса наблюдений над первой ниткой газопровода,
П1(МГ1) и П2(МГ1) – полосы наблюдений буферной зоны
вдоль первой нитки газопровода

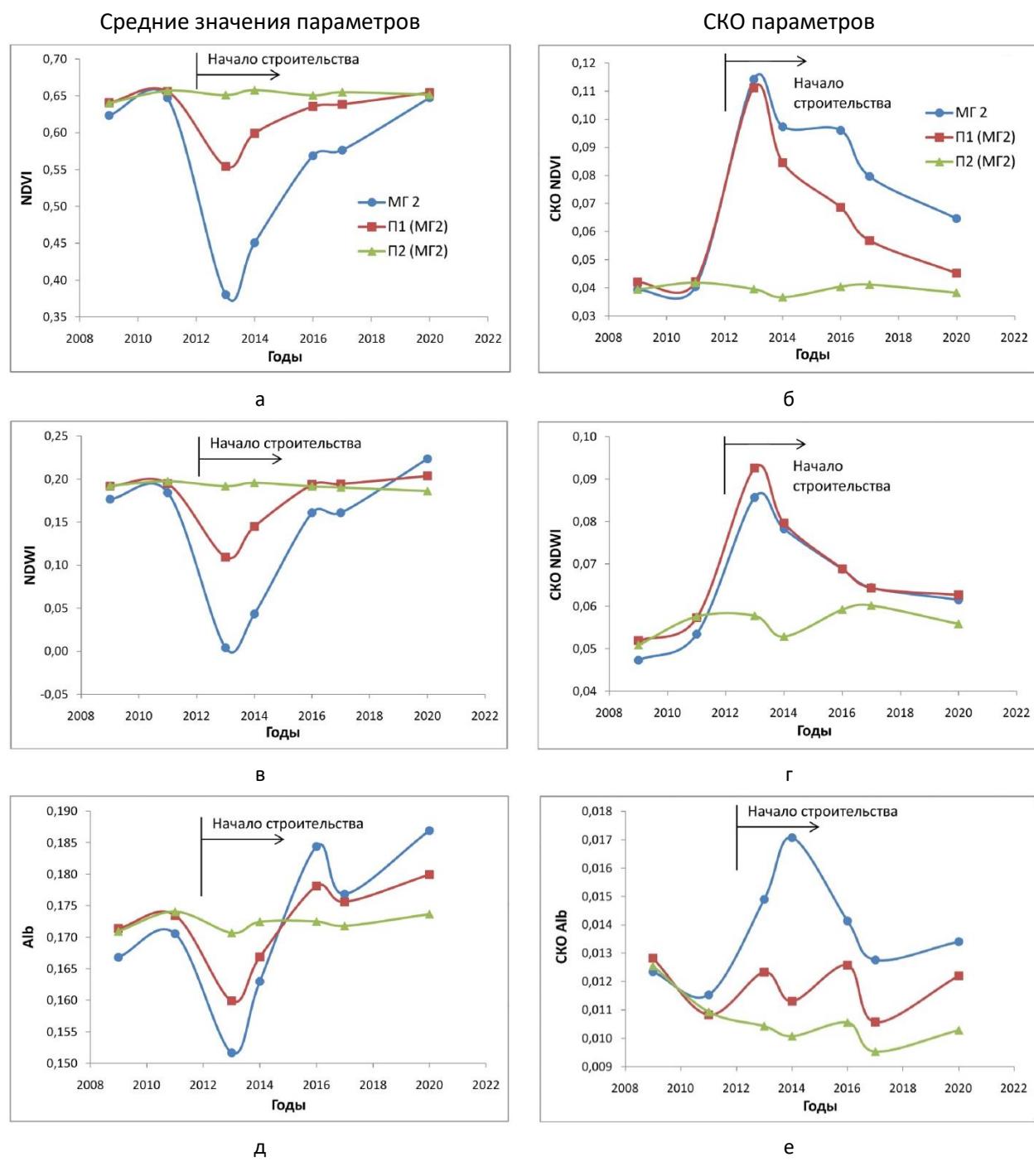


Рис. 6. Многолетние вариации средних значений и среднеквадратических отклонений (СКО) параметров:
 а, б – NDVI; в, г – NDWI; д, е – Alb;
 МГ2 – полоса наблюдений над второй ниткой газопровода,
 П1(МГ2) и П2(МГ2) – полосы наблюдений буферной зоны
 вдоль второй нитки газопровода

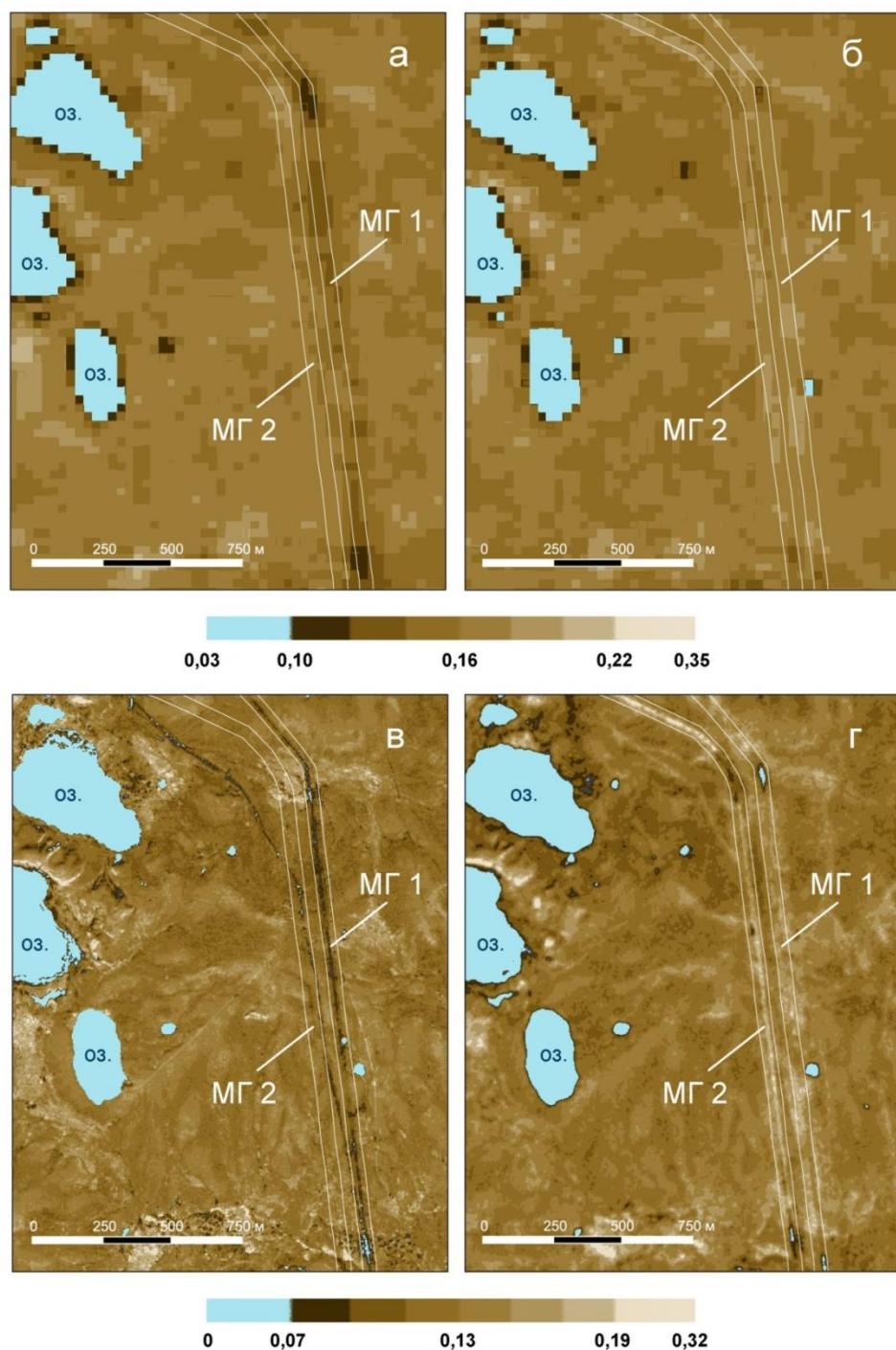


Рис. 7. Изменение параметра Alb по данным со спутников:

а – Landsat 5 (14.07.2011 г.);

б – Landsat 8 (23.07.2017 г.);

в – GeoEye-1 (30.07.2010 г.);

г – PlanetScope (23.07.2017 г.)

на участке «Бованенково–Байдара茨кая Губа» трассы МГ

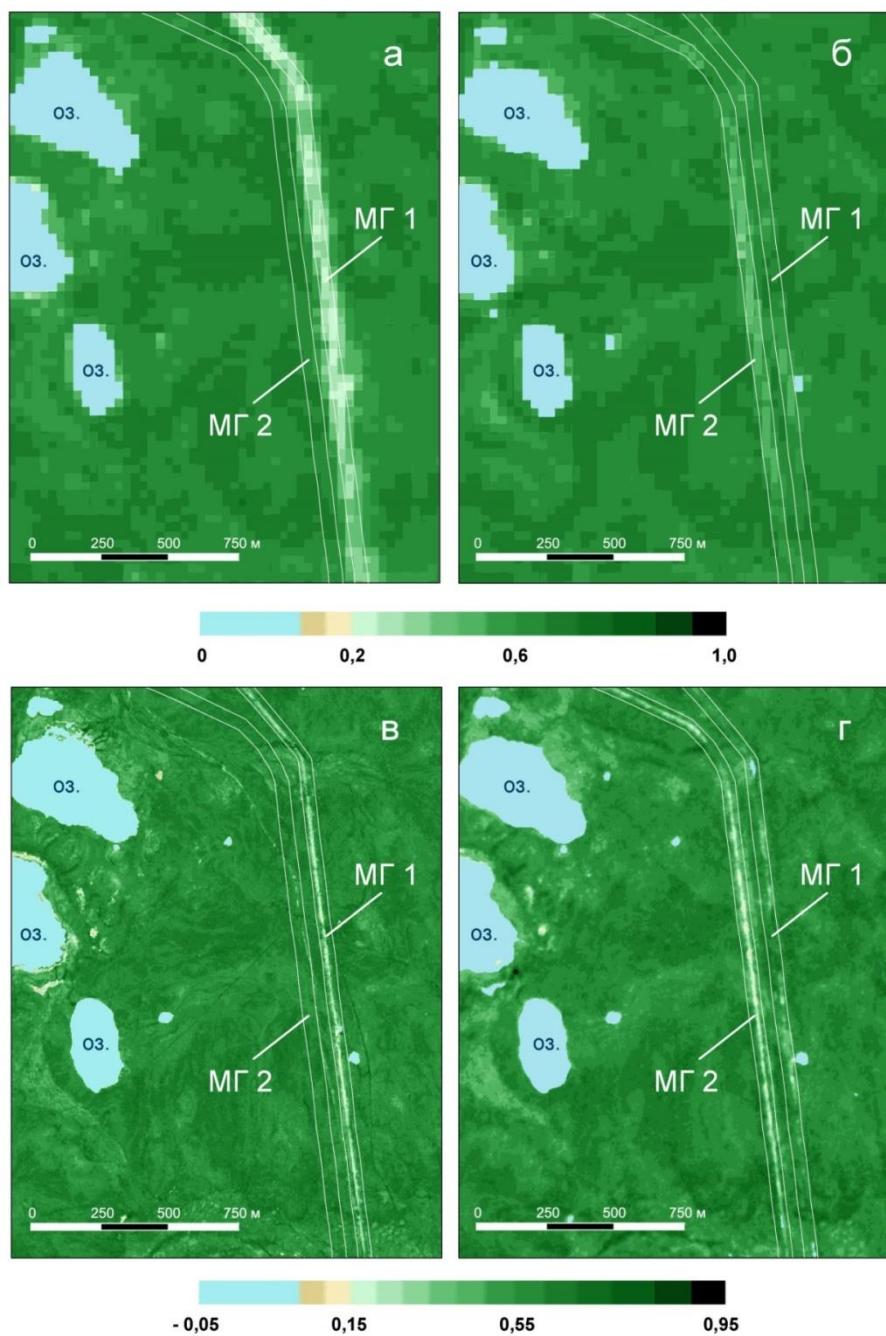


Рис. 8. Изменение параметра NDVI по данным со спутников:

а – Landsat 5 14.07.2011 г.;

б – Landsat 8 23.07.2017 г.;

в – GeoEye – 1 30.07.2010 г.;

г – PlanetScope 23.07. 2017 г.

на участке «Бованенково–Байдарацкая Губа» трассы МГ

Визуальное сравнение изображений на рис. 7 и рис. 8 и сопоставление средних значений параметров в табл. 3 показывают, что в границах полос

наблюдений МГ1 и МГ2 по КСВР и по данным Landsat наблюдаются идентичные по направленности изменения параметров Alb и NDVI.

В частности, к 2017 году отмечается рост Alb по обеим полосам наблюдений, рост индекса NDVI в полосе МГ1 и его снижение в полосе МГ2 (см. табл. 3). Данный факт может служить подтверждением достоверности результатов, полученных на основе снимков со спутников Landsat.

Обсуждение результатов

Анализ параметров NDVI, NDWI и Alb, рассчитанных по снимкам со спутников Landsat одновременно по полосам наблюдений двух газопроводов и их буферных зон позволяет убедиться, что наблюдаемые изменения не случайны и несут информацию о сроках относительной стабилизации состояния напочвенного покрова, а также об ареалах антропогенного воздействия, связанного со строительством газопроводов.

Отмечаемые до начала строительства относительно высокие для тундровой растительности средние значения индекса NDVI (0,62–0,64) (см. рис. 5а, рис. 6а) свидетельствуют о преобладании видов с высоким содержанием хлорофилла (сосудистые растения, зеленые мхи) [19]. В этой связи, нарушения растительного покрова должны сопровождаться снижением индекса NDVI, поскольку для открытых грунтов и почв значения этого индекса меньше 0,20 [32, 33]. До начала строительства средние значения параметров NDVI, NDWI и Alb по всем полосам практически не отличаются. Непосредственно после укладки трубопроводов и их обвалования вырытым из траншеи грунтом в полосах МГ1 и МГ2 значения параметров NDVI, NDWI и Alb резко падают (см. рис. 5а, 5в, 5д; рис. 6а, 6в, 6д, кривые синего цвета).

Подобные изменения связаны с удалением растительного покрова и заменой его на обнаженный грунт, что приводит к снижению транспирации, уменьшению влажности на поверхности и увеличению доли поглощенной радиации. Снижение Alb указывает на то, что грунт преимущественно не песчаный, иначе бы Alb увеличивался (песок характеризуется более высокими значениями этого параметра). На данной стадии значения параметров NDVI, NDWI и Alb характеризуют биофизические свойства поверхности, при которых возможно увеличение глубины талого слоя и деградация мерзлоты.

После прокладки трубопровода, по мере развития вторичных сукцессий растительности, средние значения параметров NDWI и NDVI постепенно повышаются и через 5–7 лет стабилизируются, возвращаясь к первоначальным значениям. После падения рост Alb на 13–15% от начальных значений указывает на формирование нового типа поверхности или напочвенного покрова, отличающегося от первоначального. Повышение альbedo приводит к снижению доли поглощаемой солнечной радиации, что при прочих равных условиях способствует снижению температуры грунтов и уменьшению глубины сезонно-тального слоя. В данном случае, повышение Alb при сохранении влажности поверхности (по индексу NDWI) может быть благоприятным фактором для стабилизации состояния мерзлых грунтов над газопроводами. В том случае, если бы значения параметров NDVI, NDWI и Alb оставались бы низкими, вероятность деградации мерзлоты была бы выше.

Вариации средних значений параметров для ближайших к ниткам полос П1(МГ1) и П1(МГ2) (на рис. 5а, 5в, 5д; рис. 6а, 6в, 6д кривые красного цвета) достаточно близки к изменениям параметров для полос МГ1 и МГ2, но существенно ниже по амплитудам. Данный факт указывает на схожесть циклов нарушения и восстановления покрова, но значительно меньшей интенсивности в полосах П1(МГ1) и П1(МГ2) буферной зоны. В границах полос П2(МГ1) и П2(МГ2) вариации средних значений параметров (см. рис. 6а, 6в, 6д; рис. 6а, 6в, 6д, кривые зеленого цвета) меняются незначительно и практически никак не отражают процессы нарушения и восстановления покрова, признаки которых наблюдаются в полосах МГ1, МГ2 и ближайших к ним полосах П1(МГ1) и П1(МГ2). В табл. 4 приведены значения коэффициентов

корреляции (R) между распределениями параметров для полос наблюдений над газопроводами МГ1 и МГ2 и полос их буферных зон. Наиболее высокие значения коэффициентов R соответствуют парам полос МГ1–П1(МГ1) и МГ2–П1(МГ2), что также указывает на связь циклов нарушений и восстановления покрова ближних к ниткам газопровода полос буферной зоны. Низкие значения коэффициентов R соответствуют парам полос МГ1–П2(МГ1) и МГ2–П2(МГ2), что свидетельствует об отсутствии выявляемых по данным Landsat аналогичных полосам МГ1 и МГ2 признаков нарушения и последующего восстановления покрова в дальних полосах буферной зоны, т. е. на расстоянии более 70–90 м от центральных осей каждого из трубопроводов (с учетом возможной ошибки определения их положения).

Таблица 4

Значения коэффициентов корреляции (R) между вариациями средних значений параметров для полос наблюдений вдоль ниток газопроводов

Параметр	МГ1–П1(МГ1)	МГ1–П2(МГ1)	МГ2–П1(МГ2)	МГ2–П2(МГ2)
NDVI	0,874	0,400	0,977	0,209
NDWI	0,915	0,470	0,973	0,339
Alb	0,933	0,485	0,980	0,600

Вариации среднеквадратических отклонений параметров связаны с изменением степени неоднородности поверхности и могут характеризовать стадии нарушения и восстановления покрова [31]. После начала строительства газопроводов значения СКО всех параметров над полосами МГ1 и МГ2 резко увеличиваются, а в последующие 5–7 лет постепенно снижаются и, также как и средние значения параметров, приближаются к своим первоначальным значениям (см. рис. 5б, 5г, 5е; рис. 6б, 6г, 6е, кривые синего цвета).

Вариации СКО параметров для полос П1(МГ1) и П1(МГ2) (кривые красного цвета) близки по характеру к изменениям СКО над полосами МГ1 и МГ2. Исключение составляют вариации СКО параметра Alb (см. рис. 5е, рис. 6е), которые не превышают первоначальных значений. Подобный факт может быть связан с разными типами нарушений поверхности, в частности, на полосах МГ1 и МГ2 выемка грунта и обвалование приводят к более высокой неоднородности поверхности, а в полосах П1(МГ1) и П1(МГ2) разъезды гусеничной техники не приводят к заметному увеличению разброса по параметру Alb.

Вариации СКО параметров для дальних полос П2(МГ1) и П2(МГ2) (кривые зеленого цвета) незначительны по амплитудам и, также как и средние значения, практически не проявляют связи с вариациями СКО, наблюдаемыми в полосах МГ1 и МГ2. Таким образом, распределения СКО параметров также подтверждают отсутствие признаков нарушения и последующего восстановления напочвенного покрова на расстоянии более 70–90 м от центральных осей каждого из трубопроводов.

В наиболее близкой по задачам работе на примере отдельного участка в Надымском районе рассматривалась информативность снимков Landsat для характеристики изменений растительности вблизи техногенных объектов [2]. Для оценки ареалов антропогенного воздействия на растительный покров анализировались средние значения параметров NDVI, NDWI и Alb в двадцати полосах наблюдений шириной 30 м вдоль линейных техногенных объектов (трубопроводов, дорог). Был сделан вывод о том, что антропогенное воздействие на растительность наблюдается на расстоянии не более 100 м от объектов и сохраняется на протяжении двадцатилетнего периода наблюдений. По мере приближения к объектам значения индексов NDVI и NDWI снижались, а значения параметра Alb повышались, что, скорее всего, связано, с влиянием песчаных отсыпок по периметрам объектов. Авторы не ставили задачу разделения влияния антропогенных и природных факторов на изменение растительного покрова, а также не рассматривались сроки восстановления и стабилизации его состояния на нарушенных ландшафтах.

Отличительная особенность данной работы состоит в применении методики

нормализации временного ряда изображений по анализируемым параметрам (NDVI, NDWI, Alb), что позволяет оценить влияние антропогенной составляющей трансформации растительного покрова на фоне климатических трендов, а также характеризовать сроки восстановления покрова и стабилизации состояния поверхности над подземными газопроводами после их строительства.

Заключение

Полученные результаты в целом свидетельствуют о возможности и перспективности использования временных рядов данных спутников Landsat для оценки влияния антропогенной составляющей на изменение состояния напочвенного растительного покрова при строительстве подземных магистральных газопроводов в районах арктических и субарктических тундр. Корректная оценка стадий антропогенных трансформаций (нарушение, восстановление, изменение) покрова может проводиться по нормализованным изображениям, в частности, характеризующим распределения значений индексов NDVI (содержание хлорофилла), NDWI (влажность поверхности), а также параметра Alb (альбедо).

Многопараметрический анализ нормализованных изображений позволяет более достоверно характеризовать тип антропогенных трансформаций напочвенного покрова на фоне климатических факторов влияния и прогнозировать наиболее вероятные изменения состояния многолетнемерзлых грунтов. В частности на анализируемом участке «Бованенково–Байдарацкая Губа» трассы магистрального газопровода «Бованенково–Ухта» непосредственно над двумя трубопроводами после их укладки значения всех параметров резко снижаются и стабилизируются через 5–7 лет.

К концу этого периода значения индексов NDVI и NDWI восстанавливаются до первоначальных величин, а параметр Alb повышается на 13–15% по отношению к уровню до начала строительства. Признаки нарушения и восстановления покрова, связанные со строительством газопровода фиксируются на расстоянии не более 70–90 м от центральных осей каждого из трубопроводов. Несмотря на то, что в отдельных местах над газопроводами

наблюдаются локальные обводнения, подтопления и эрозионные процессы на анализируемом участке через 5–7 лет после строительства не наблюдаются какие-либо доминирующие изменения параметров NDVI, NDWI, Alb, свидетельствующие о трансформации биофизических свойств поверхности, при которых повышается вероятность деградации многолетней мерзлоты и дестабилизация состояния трубопроводов.

Работа выполнена в рамках государственного задания (тема «Повышение эффективности и экологической безопасности освоения нефтегазовых ресурсов арктической и субарктической зон Земли в условиях меняющегося климата», № 122022800264-9).

Литература

1. Пендин В.В., Ганова С.Д. Геоэкологический мониторинг территорий расположения объектов транспорта газа в криолитозоне. М.: ПНИИС, 2009. 236 с.
2. Yu Q., Epstein H.E., Engstrom R. et al. 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>
3. 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>
4. 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>
5. Ardelean F., Onaca A., Chețan 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>
6. 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.: Газпром экспо, 2013. 422 с.
7. Крицук Л.Н. Подземные льды Западной Сибири. М.: Научный мир, 2010. 350 с.
8. Морозова Л.М., Магомедова М.А. Структура растительного покрова и растительные ресурсы полуострова Ямал. Екатеринбург: Изд-во Урал. ун-та, 2004. 63 с.
9. Крицук Л.Н., Дубровин В.А. Карты геокриологического районирования как основа геоэкологической оценки осваиваемой территории криолитозоны // Разведка и охрана недр. 2003. № 7. С. 12–15.

10. Герман Е.В., Кисляков В.Н., Рейнин И.В. Геология и геоморфология п-ва Ямал – нового района перспективного для поисков нефти и газа // Геология и нефтегазоносность севера Западной Сибири. Л.: Гостоптехиздат, 1963. С. 311–329. (Труды ВНИГРИ. Вып. 225).
11. Корниенко С.Г., Якубсон К.И., Дубровин В.А. и др. Аэрокосмический геокриологический мониторинг трассы газопровода «Бованенково–Байдарапская губа» // Газовая промышленность. 2013. № 7(693). С. 24–27.
12. Google Earth. <https://earth.google.com/web/@69.98027146,68.27351586,14.12288202a,586.78496523d,35y,0h,0t,0r> (Дата обращения 24.10.2022).
13. Global Visualization Viewer. <https://glovis.usgs.gov/app> (Дата обращения 24.10.2022).
14. 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)
15. 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)
16. Liang S. Narrowband to broadband conversions of land surface albedo I – Algorithms // Remote Sensing of Environment. 2000. Vol. 76, No. 2. P. 213–238. [https://doi.org/10.1016/S0034-4257\(00\)00205-4](https://doi.org/10.1016/S0034-4257(00)00205-4)
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. Gamon J.A., Huemmrich K.F., Stone R.S., Tweedie C.E. Spatial and temporal variation in primary productivity (NDVI) of coastal Alaskan tundra: Decreased vegetation growth following earlier snowmelt // Remote Sensing of Environment. 2013. Vol. 129. P. 144–153. <https://doi.org/10.1016/j.rse.2012.10.030>
19. Huemmrich K.F., Zesati S.V., Campbell P., Tweedie C. Canopy reflectance models illustrate varying NDVI responses to change in high latitude ecosystems // Ecological Applications. 2021. Vol. 31, No 8. P. e02435. <https://doi.org/10.1002/eap.2435>
20. May J.L., Hollister R.D., Betway K.R., Harris J.A. et al. NDVI Changes show warming increases the length of the green season at tundra communities in Northern Alaska: A fine-scale analysis // Frontiers in Plant Science. 2020. Vol. 11. P. 1174. <https://doi.org/10.3389/fpls.2020.01174>
21. Laidler G.J., Treitz P.M., Atkinson D.M. Remote sensing of Arctic vegetation: Relations between the NDVI, spatial resolution and vegetation cover on Boothia Peninsula, Nunavut // Arctic. 2008. Vol. 61, No. 1. P. 1–13. <https://doi.org/10.14430/arctic2>
22. Тицков А. А., Белоновская Е. А., Вайсфельд М. А. и др. «Позеленение» тундры как драйвер современной динамики арктической биоты // Арктика: экология и экономика. 2018. № 2(30). С. 31–44. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2018-2-31-44>.
23. Jacob F., Olioso A., Gub X.F. et al. Mapping surface fluxes using airborne visible, near infrared, thermal infrared remote sensing data and a spatialized surface energy balance model // Agronomie. 2002. Vol. 22, No. 6. P. 669–680. <https://doi.org/10.1051/agro:2002053>

24. *Yuan D., Elvidge C.D.* Comparison of relative radiometric normalization techniques // *ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing*. 1996. Vol. 51, No. 3. P. 117–126. [https://doi.org/10.1016/0924-2716\(96\)00018-4](https://doi.org/10.1016/0924-2716(96)00018-4)
25. *Wu W., Sun X., Wang X. et al.* A long time-series radiometric normalization method for Landsat images // *Sensors*. 2018. Vol. 18. P. 4505. <https://doi.org/10.3390/s18124505>
26. *Paolini L., Grings F., Sobrino J.A. et al.* Radiometric correction effects in Landsat multi-date/multi-sensor change detection studies // *International Journal of Remote Sensing*. 2006. Vol. 27, No. 4. P. 685–704. <https://doi.org/10.1080/01431160500183057>
27. *Canty M. J., Nielsen A.A.* Automatic radiometric normalization of multitemporal satellite imagery with the iteratively re-weighted MAD transformation // *Remote Sensing of Environment*. 2008. Vol. 112, No. 3. P. 1025–1036. <https://doi.org/10.1016/j.rse.2007.07.013>
28. *Kim T., Han Y.* Integrated preprocessing of multitemporal very-high-resolution satellite images via conjugate points-based pseudo-invariant feature extraction // *Remote Sensing*. 2021. Vol. 13, No. 19. P. 3990. <https://doi.org/10.3390/rs13193990>
29. *Xu H., Wei Y., Li X. et al.* A novel automatic method on pseudo-invariant features extraction for enhancing the relative radiometric normalization of high-resolution images // *International Journal of Remote Sensing*. 2021. Vol. 42, No. 16. P. 6153–6183. <https://doi.org/10.1080/01431161.2021.1934912>
30. *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>
31. *Корниенко С.Г.* Характеристика антропогенных трансформаций ландшафтов в районе Бованенковского месторождения по данным спутников Landsat // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. 2022. Т. 19, № 2. С. 106–129. <https://doi.org/10.21046/2070-7401-2022-19-2-106-129>
32. *Nelson P.R., Maguire A.J., Pierrat Z. et al.* Remote sensing of tundra ecosystems using high spectral resolution reflectance: Opportunities and challenges // *Journal of Geophysical Research: Biogeosciences*. 2022. Vol. 127, No. 2. P. e2021JG006697. <https://doi.org/10.1029/2021JG006697>
33. *Корниенко С.Г.* Вариации коэффициентов в красной, ближней инфракрасной области спектра и индекса NDVI образцов тундровой растительности в зависимости от влажности субстратов // Современные проблемы дистанционного зондирования Земли из космоса. 2017. Т. 14, № 3. С. 225–234. <https://doi.org/10.21046/2070-7401-2017-14-3-225-234>

Using images from Landsat satellites to characterize the transformations of the ground cover at the Bovanenkovo–Baydaratskaya Bay section of the route of the Bovanenkovo–Ukhta gas pipeline

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 Bovanenkovo–Baydaratskaya Bay section of the route of the two underground gas pipelines located on the Yamal Peninsula, the possibility of using images from Landsat 5 and Landsat 8 satellites to characterize the transformations of the ground cover associated with the laying of pipelines is shown. The studies were carried out using seven summer time images (July, August) for the period from 2009 to 2020 based on parameters characterizing the chlorophyll content in the vegetation cover – the vegetation index (NDVI), the moisture index (NDWI) and the albedo (Alb) of the surface. In the year of laying the pipelines, directly above them, the average values of these parameters sharply decrease, and after 5–7 years, the values of the NDVI and NDWI indices stabilize to the initial values. During the same period, the average values of Alb increase by 13–15% relative to the initial level. According to the analyzed parameters, signs of disturbance and restoration of the ground vegetation cover are not recorded at a distance of more than 70–90 m from the central axis of each of the pipelines. In general, by the end of the analyzed period, no dominant changes in the NDVI, NDWI and Alb parameters are observed, indicating the transformations of the biophysical properties of the surface, which increase the likelihood of degradation of permafrost and destabilization of the state of pipelines.

Keywords: monitoring, main gas pipeline, Landsat, albedo, NDVI index, NDWI index, tundra, ground cover transformation.

Citation: Kornienko S.G. Using images from Landsat satellites to characterize the transformations of the ground cover at the Bovanenkovo–Baydaratskaya Bay section of the route of the Bovanenkovo–Ukhta gas pipeline // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 126–147 <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art10> (In Russ.).

References

1. *Pendin V.V., Ganova S.D.* Geoecological monitoring of the territories where gas transportation facilities are located in the permafrost zone. Moscow: PNIIIS, 2009. 236 p. (In Russ.).
2. *Yu Q., Epstein H.E., Engstrom R.* et al. 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>
3. *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.).
4. *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>

5. Ardelean F., Onaca A., Chețan M.-A., Dornik 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>
6. Cryosphere of oil and gas condensate fields of the Yamal Peninsula: In 3 vols. Vol. 2. Cryosphere of the Bovanenkovo oil and gas condensate field / Ed. by Yu. B. Badu, N.A. Gafarov, E.E. Podborny. Moscow: Gazprom Expo, 2013. 422 p. (In Russ.).
7. Kritsuk L.N. Underground ice of Western Siberia. Moscow: Nauchnyi Mir, 2010. 350 p. (In Russ.).
8. Morozova L.M., Magomedova M.A. Land cover structure and plant resources of the Yamal Peninsula. Yekaterinburg: Ural State University, 2004. 63 p. (In Russ.).
9. Kritsuk L.N., Dubrovin V.A. Maps of geocryological zoning as a basis geoecological assessment of the developed territory of the permafrost zone // *Razvedka i Okhrana Nedr*. 2003. No. 7. P. 12–15. (In Russ.).
10. German E.V., Kislyakov V.N., Reinin I.V. Geology and geomorphology of the Yamal Peninsula – a new area promising for oil and gas exploration // *Geology and oil and gas prospects of the north of Western Siberia*. Leningrad: Gostoptekhizdat, 1963. P. 311–329. (Trudy VNIGRI. Iss. 225). (In Russ.).
11. Kornienko S.G., Yakubson K.I., Dubrovin V.A. et al. Aerospace geocryological monitoring of the Bovanenkovo–Baidaratskaya Guba gas pipeline route // *Gazovaya Promyshlennost*. 2013. No. 7(693). P. 24–27. (In Russ.).
12. Google Earth. <https://earth.google.com/web/@69.98027146,68.27351586,14.12288202a,586.78496523d,35y,0h,0t,0r> (Accessed on 24.10.2022).
13. Global Visualization Viewer. <https://glovis.usgs.gov/app> (Accessed on 24.10.2022).
14. 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)
15. 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)
16. Liang S. Narrowband to broadband conversions of land surface albedo I – Algorithms // *Remote Sensing of Environment*. 2000. Vol. 76, No. 2. P. 213–238. [https://doi.org/10.1016/S0034-4257\(00\)00205-4](https://doi.org/10.1016/S0034-4257(00)00205-4).
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. Gamon J.A., Huemmrich K.F., Stone R.S., Tweedie C.E. Spatial and temporal variation in primary productivity (NDVI) of coastal Alaskan tundra: Decreased vegetation growth following earlier snowmelt // *Remote Sensing of Environment*. 2013. Vol. 129. P. 144–153. <https://doi.org/10.1016/j.rse.2012.10.030>
19. Huemmrich K.F., Zesati S.V., Campbell P., Tweedie C. Canopy reflectance models illustrate varying NDVI responses to change in high latitude ecosystems // *Ecological Applications*. 2021. Vol. 31, No. 8. P. e02435. <https://doi.org/10.1002/eap.2435>

20. *May J.L., Hollister R.D., Betway K.R. et al.* NDVI Changes show warming increases the length of the green season at tundra communities in Northern Alaska: A fine-scale analysis // *Frontiers in Plant Science*. 2020. Vol. 11. P. 1174. <https://doi.org/10.3389/fpls.2020.01174>
21. *Laidler G.J., Treitz P.M., Atkinson D.M.* Remote sensing of Arctic vegetation: Relations between the NDVI, spatial resolution and vegetation cover on Boothia Peninsula, Nunavut // *Arctic*. 2008. Vol. 61, No. 1. P. 1–13. <https://doi.org/10.14430/arctic2>
22. *Tishkov A.A., Belonovskaya E.A., Vaisfeld M.A. et al.* “The greening” of the tundra as a driver of the modern dynamics of Arctic biota // *Arktika: Ekologiya i Ekonomika*. 2018. No. 2(30). P. 31–44. <https://doi.org/10.25283/2223-4594-2018-2-31-44> (In Russ.).
23. *Jacob F., Olioso A., Gub X.F. et al.* Mapping surface fluxes using airborne visible, near infrared, thermal infrared remote sensing data and a spatialized surface energy balance model // *Agronomie*. 2002. Vol. 22, No. 6. P. 669–680. <https://doi.org/10.1051/agro:2002053>
24. *Yuan D., Elvidge C.D.* Comparison of relative radiometric normalization techniques // *ISPRS Journal of Photogrammetry and Remote Sensing*. 1996. Vol. 51, No. 3. P. 117–126. [https://doi.org/10.1016/0924-2716\(96\)00018-4](https://doi.org/10.1016/0924-2716(96)00018-4)
25. *Wu W., Sun X., Wang X. et al.* A long time-series radiometric normalization method for Landsat images // *Sensors*. 2018. Vol. 18. P. 4505. <https://doi.org/10.3390/s18124505>
26. *Paolini L., Grings F., Sobrino J.A. et al.* Radiometric correction effects in Landsat multi-date/multi-sensor change detection studies // *International Journal of Remote Sensing*. 2006. Vol. 27, No. 4. P. 685–704. <https://doi.org/10.1080/01431160500183057>
27. *Canty M. J., Nielsen A.A.* Automatic radiometric normalization of multitemporal satellite imagery with the iteratively re-weighted MAD transformation // *Remote Sensing of Environment*. 2008. Vol. 112, No. 3. P. 1025–1036. <https://doi.org/10.1016/j.rse.2007.07.013>
28. *Kim T., Han Y.* Integrated preprocessing of multitemporal very-high-resolution satellite images via conjugate points-based pseudo-invariant feature extraction // *Remote Sensing*. 2021. Vol. 13, No. 19. P. 3990. <https://doi.org/10.3390/rs13193990>
29. *Xu H., Wei Y., Li X. et al.* A novel automatic method on pseudo-invariant features extraction for enhancing the relative radiometric normalization of high-resolution images // *International Journal of Remote Sensing*. 2021. Vol. 42, No. 16. P. 6153–6183. <https://doi.org/10.1080/01431161.2021.1934912>
30. *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>
31. *Kornienko S.G.* Characteristics of anthropogenic transformations of landscapes in the area of Bovanenkovo gas field based on Landsat satellite data // *Sovremennye Problemy Distantsionnogo Zondirovaniya Zemli iz Kosmosa*. 2022. Vol. 19, No. 2. P. 106–129. <https://doi.org/10.21046/2070-7401-2022-19-2-106-129> (In Russ.).
32. *Nelson P.R., Maguire A.J., Pierrat Z. et al.* Remote sensing of tundra ecosystems using high spectral resolution reflectance: Opportunities and challenges // *Journal of Geophysical Research: Biogeosciences*. 2022. Vol. 127, No. 2. P. e2021JG006697. <https://doi.org/10.1029/2021JG006697>
33. *Kornienko S.G.* Variations of red and near-infrared reflectance and NDVI of tundra vegetation as a function of substrate moisture // *Sovremennye Problemy Distantsionnogo Zondirovaniya Zemli iz Kosmosa*. 2017. Vol. 14, No. 3. P. 225–234. <https://doi.org/10.21046/2070-7401-2017-14-3-225-234> (In Russ.).

Влияние техногенных геодинамических процессов при разработке нефтегазовых месторождений на надежность скважин (обобщение)

М.К. Тупысев

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

Аннотация. Данна обзорная информация о влиянии геодинамических процессов, происходящих в результате снижения пластового давления в разрабатываемых месторождениях, на состояние скважин, герметичность их обсадных колонн и заколонных пространств. Показана последовательность мероприятий, необходимых для учета указанных процессов при проектировании разработки нефтегазовых месторождений и сооружении скважин.

Ключевые слова: техногенные геодинамические процессы, надежность скважин, деформация дренируемых пластов.

Для цитирования: Тупысев М.К. Влияние техногенных геодинамических процессов при разработке нефтегазовых месторождений на надежность скважин (обобщение) // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 148–153. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art.11>

Надежность скважины является важным условием обеспечения успешной разработки нефтегазовых месторождений. При сооружении скважин прочностные характеристики обсадных колонн рассчитывают с учетом действующих на них сминающих радиальных нагрузок (за счет давления столба жидкостей в стволе скважины и движения пластичных горных пород за колоннами), а также нормальных нагрузок (за счет собственного веса колонн и изменения температуры флюидов в колонне – температурных нагрузок) [1].

Выполненный обширный анализ промысловых данных о фактическом состоянии эксплуатационных скважин показал, что обсадные колонны, рассчитанные по действующим методикам, имеют различные виды нарушений, а причиной этих нарушений являются осевые нагрузки, возникающие в результате техногенного деформирования дренируемых

пластов разрабатываемых месторождений, сопровождающегося оседанием земной поверхности над месторождениями.

Экспериментальные исследования по визуальному наблюдению действия осевых нагрузок на колонны обсадных труб показали, что первоначально происходит искривление колонны с увеличением числа волн искривления и точек касания колонной стенок скважины; по мере увеличения нагрузки колонна обсадных труб закручивается по винтовой линии, а в самой колонне возникает крутящий момент, приводящий к раскручиванию труб в муфтовых соединениях или к их разрушению (в зависимости от направления возникающего крутящего момента) [1].

Промысловые инклинометрические исследования ствола эксплуатационных скважин подтвердили факт искривления ствола эксплуатационных колонн в результате действия техногенных деформационных процессов дренируемых пластов.

Величины искривления составили до 2° при величине оседания земной поверхности 2,6 м (Шебелинское газоконденсатное месторождение) [1]. Такое периодическое зондирование ствола скважины было предложено использовать как эффективный способ определения технического состояния эксплуатационных скважин (СУ 1420146, 1988).

Кроме того, получаемые данные об изменении угла наклона ствола скважины по длине колонны обсадных труб позволяют определять величину оседания земной поверхности (РУ 2097550, 1997):

$$\Delta H = \sum_{i=1}^n L_i \cos \alpha_i - \sum_{j=1}^n L_j \cos \alpha_j,$$

где ΔH – величина оседания земной поверхности;

L_i, α_i – длины участков обсадной колонны и их углы наклона (результаты инклинометрии) после строительства скважины;

L_j, α_j – длины участков обсадной колонны и их углы наклона (результаты инклинометрии) после оседания земной поверхности.

Таким образом, в результате действия осевых нагрузок на обсадные колонны происходит их нарушение и искривление, растрескивание цементного камня в заколонных и межколонных пространствах, в итоге – нарушение их герметичности, заколонные перетоки пластовых флюидов, в том числе с образованием техногенных залежей в коллекторах верхних горизонтов, например, «газовых карманов» при разработке газовых залежей.

Наличие таких скоплений пластовых флюидов в верхних интервалах горных пород разреза месторождения до его

освоения фиксируется в результате интерпретации данных проводимых сейсморазведочных работ на площади месторождения на стадии его разведки. Для исключения негативных последствий вскрытия «газовых карманов» при сооружении разведочно-эксплуатационных скважин эти небольшие газовые месторождения предложено дренировать до разработки основного месторождения и рассматривать такую процедуру как подготовительный этап его освоения [2]. На технологию опережающего дренирования таких скоплений газа получен патент (РУ 2579089, 2016).

При сохранении герметичности скважин в околоземной части, например, в интервале кондуктора, заколонные перетоки пластовых флюидов не приводят к повышению значений заколонных и межколонных давлений на устье скважин. Поэтому зондирование образования техногенных залежей в процессе разработки месторождения требует дополнительных геолого-геофизических исследований площади и разреза осваиваемого месторождения в скважинах.

Динамика техногенных геодинамических процессов (при использовании расчетной схемы в плоской постановке) оценивается по формуле:

$$\Delta H = \sum (m_i \cdot \beta_{\text{пор}i} \cdot \Delta P_i \cdot h_i), \quad (1)$$

где ΔH – величина деформации дренируемых пластов (оседания земной поверхности); m_i , $\beta_{\text{пор}i}$, ΔP_i , h_i – пористость, сжимаемость пор (относительное изменение объема порового пространства), изменение пластового давления и толщина отдельного продуктивного пласта рассматриваемого месторождения (залежи), соответственно [3].

Величины m_i , $\beta_{\text{пор}i}$, ΔP_i , h_i определяются по результатам вскрытия бурением продуктивных залежей, а также промысловых исследований скважин и их кернового материала. При наличии на месторождении специального геодинамического полигона для контроля за техногенными процессами (повторное нивелирование для определения изменения высотного положения земной поверхности над разрабатываемым месторождением) имеется возможность определять значение $\beta_{\text{пор}}$ (средневзвешенное для всей дренируемой толщи залежи), а также динамику вовлечения в деформационные процессы неколлекторов по данным замеров оседания земной поверхности [4].

Величины техногенных осевых нагрузок зависят от профиля ствола скважины, что важно учитывать при сооружении наклонно-направленных скважин. Для вертикальных скважин величина нормального напряжения (σ), возникающего в колонне в результате оседания земной поверхности, определяется по законам механики по формуле [1]:

$$\sigma = \Delta H \cdot E / L, \quad (2)$$

где ΔH – величина оседания земной поверхности, м;

E – модуль Юнга материала труб обсадной колонны, Мпа;

L – длина колонны, м.

Для наклонных скважин формула (2) принимает вид [4]:

$$\sigma = \Delta H \cdot \cos \alpha \cdot E / L,$$

где α – угол наклона профиля ствола скважины.

Для горизонтального участка ствола скважины величина нормального напряжения, действующего на обсадную колонну, равна нулю. Однако в данном случае колонна испытывает радиальную сжимающую нагрузку из-за деформации вскрываемого дренируемого пласта в интервале диаметра ствола скважины – по аналогии с формулой (1):

$$\Delta h = m \cdot \beta_{\text{пор}} \cdot \Delta P \cdot d,$$

где Δh – величина деформации дренируемого пласта в интервале диаметра ствола скважины, м;

d – диаметр ствола скважины, м.

По действующим Правилам безопасности в нефтяной и газовой промышленности [5] скважины с выявленными нарушениями герметичности ствола, которые невозможно устранить при проведении капитального ремонта, подлежат ликвидации. Однако причиной аварийного состояния скважин могут быть не только технические и технологические нарушения, допускаемые при сооружении и эксплуатации скважин, но и не учитываемые техногенные геодинамические процессы, которые могут действовать как в процессе эксплуатации скважин, так и после их ликвидации. Следовательно, Рекомендуется контроль за состоянием скважин, герметичностью их заколонных пространств, в том числе и после ликвидационных операций, как предложено автором ранее.

При проектировании разработки нефтегазовых месторождений целесообразно проводить оценочные расчеты оседания земной поверхности на основании проектных данных изменения пластового давления и характеристик горных пород пластов продуктивных залежей, входящих в приведенную выше формулу. Оценочные расчеты, проведенные для условий сеноманских отложений Ямбургского месторождения, и построенные карты оседания земной поверхности показали величины деформации продуктивных пластов до 24 см в областях максимальных толщин продуктивных отложений и снижения пластового давления за 22 года разработки [6].

Таким образом, для определения масштабов техногенных геодинамических процессов и оценки их влияния на надежность скважин предлагаются следующие мероприятия:

1. На стадии проектирования месторождения проводятся оценочные расчеты ожидаемой деформации дренируемых пластов и строятся карты изолиний величин деформации (оседания земной поверхности).

2. Проектирование конструкций скважин ведут с учетом дополнительных нагрузок, возникающих в результате действия выявленных деформаций и ожидаемых снижений толщин горных пород, вскрываемых скважинами в процессе эксплуатации месторождения, в том числе с учетом траектории стволов скважин.

3. Для месторождений со значительными запасами углеводородов и ожидаемыми масштабами техногенных геодинамических процессов оценивается возможность создания геодинамических полигонов как инструмента дополнительного контроля процесса разработки месторождения и надежности скважин.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Совершенствование методов моделирования, лабораторных и промысловых исследований для создания новых технологий эффективного экологически чистого извлечения углеводородов в сложных горно-геологических условиях», № 122022800272-4).

Литература

1. Тупысев М.К. Деформация обсадных колонн в результате проявления техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений. Часть 1. Выявление причин деформации обсадных колонн // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 2(33). С. 28–37. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art3>
2. Богоявленский В.И., Тупысев М.К., Титовский А.Л., Пушкирев В.А. Рациональное природопользование в районах распространения газовых залежей в верхней части разреза // Вести газовой науки. 2016. № 2(26). С. 160–164.
3. Гаттенбергер Ю.П. Причины и прогноз проседаний земной поверхности в районах разрабатываемых нефтяных и газовых месторождений // Бюллетень Московского общества испытателей природы. Отд. геологический. 1984. Т. 59, Вып. 1. С. 108–118.
4. Тупысев М.К. Деформация обсадных колонн в результате проявления техногенных деформационных процессов при разработке нефтегазовых месторождений. Часть 2. Особенности развития осевых нагрузок на обсадные колонны в наклонно-направленных скважинах //

Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 3(34). С. 76–81. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art6>

5. О внесении изменений в Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12 марта 2013 г., № 101 // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. <http://docs.cntd.ru/document/420249011>

6. *Тупысев М.К., Никонов А.И., Веселова Н.М.* Оценка деформации земной поверхности при разработке сеноманских отложений (на примере Ямбургского месторождения) // Современная геодинамика недр и эколого-промышленная безопасность объектов нефтегазового комплекса: Материалы Всероссийской конференции. М.: ООО «ТиРу», 2013. С.135–143.

The influence of technogenic geodynamic processes during oil and gas field development on the reliability of wells (generalization)

M.K. Tupysev

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

Abstract. An overview of the influence of geodynamic processes occurring as a result of a decrease in reservoir pressure in the fields under development on the state of wells, the tightness of their casing strings and column spaces is given. The sequence of measures necessary to take into account these processes in the design of the development of oil and gas fields and the construction of wells is shown.

Keywords: technogenic geodynamic processes, reliability of wells, deformation of drained strata.

Citation: Tupysev M.K. The influence of technogenic geodynamic processes during oil and gas field development on the reliability of wells (generalization) // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 4(39). P. 148–153. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art11> (In Russ.).

References

1. Tupysev M.K. Deformation of casing strings as a result of technogenic deformation processes during oil and gas field development. Part 1. Identification of the causes of deformation of casing strings // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 2(33). P. 28–37. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-33.art3> (In Russ.).
2. Bogoyavlensky V.I., Tupysev M.K., Titovskiy A.L., Pushkarev V.A. Rational environmental management of regions with natural gas accumulations in upper parts of a layer // Vesti Gazovoy Nauki. 2016. No. 2(26). P. 160–164. (In Russ.).
3. Gattenberger Yu.P. Causes and prognosis of subsidence of the Earth's surface in the areas of oil and gas fields under development // Bulletin of the Moscow Society of Naturalists. Geological Series. 1984. Vol. 59, Iss. 1. P. 108–118. (In Russ.).
4. Tupysev M.K. Deformation of casing strings as a result of technogenic deformation processes during oil and gas field development. Part 2. Features of the development of axial loads on casing strings in directional wells // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 3(34). P. 76–81. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art6> (In Russ.).
5. On Amendments to the Federal Norms and Rules in the Field of Industrial Safety “Safety Rules in the Oil and Gas Industry”, approved by the Order of the Federal Service for Environmental, Technological and Nuclear Supervision of 12 March 2013, No. 101 // Online Depository of Legal and Technical Regulatory Documents. <http://docs.cntd.ru/document/420249011> (In Russ.).
6. Tupysev M.K., Nikonov A.I., Veselova N.M. Assessment of the deformation of the Earth's surface during the development of Cenomanian deposits (on the example of the Yamburg field // Modern Geodynamics of the Subsoil and Environmental and Industrial Safety of Oil and Gas Facilities: Proceedings of the All-Russian Conference. Moscow: TiRu LLC, 2013. P. 135–143. (In Russ.).