ISSN 2687-0312

1(36) 2022

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

Эл № ФС 77-67021
ISSN 2687-0312

Научное сетевое издание
АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

Научное сетевое издание «Актуальные проблемы нефти и газа»* издается с 2009 г.
Учредитель издания – Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа РАН

Главный редактор
Абукова Лейла Азретовна – д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия
Редакционный совет
Дмитриевский А.Н., академик РАН, ИПНГ РАН, Москва, Россия
Абдуллаев Г.С., д. г.-м. н., АО «ИГИРНИГМ», Ташкент, Узбекистан
Богоявленский В.И., чл.-кор. РАН, ИПНГ РАН, Москва, Россия
Григорьев Б.А., чл.-кор. РАН, «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия
Ермилов О.М., академик РАН, Ямало-Ненецкий филиал ИНГГ СО РАН, Тюмень, Россия
Конторович В.А., чл.-кор. РАН, ИНГГ СО РАН, Новосибирск, Россия
Махнач А.А., академик НАН РБ, РУП «Научно-производственный центр по геологии», Минск, Беларусь
Салаватов Т.Ш., чл.-кор. АзНАН, АГУНП, Баку, Азербайджан
Скоробогатов В.А., д. г.-м. наук, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия
Редакционная коллегия
Закиров Э.С., зам. гл. редактора, д. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия
Баганова М.Н., к. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия
Баталин О.Ю., к. ф.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия
Еремин Н.А., д. т. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия
Коваленко К.В., д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия
Кузин А.М., к. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия
Поднек В.Э., к. ф.-м. наук, ИПНГ РАН, Москва, Россия
Селиверстова М.Е., зав. редакцией, ИПНГ РАН, Москва, Россия
Сумин А.М., к. ю. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия
Шустер В.Л., д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия
Редакция
Селиверстова М.Е., Чигарев В.Б., Дацко Т.Г.

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

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

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

Дизайн обложки: П. Селиверстова
Фото обложки: из архива ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Содержание 1(36) 2022

От редакционной коллегии журнала «Актуальные проблемы нефти и газа»

К 85-летию академика РАН Анатолия Николаевича Дмитриевского 3

Экспериментальные и теоретические исследования термодинамических свойств и фазовых превращений УВ смесей

Куликов В.Д. Исследование поведения относительного объема жидкой фазы и его производной по давлению на изотермах и пограничной кривой бинарной смеси в рамках теории скейлинга 7

Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов

Волков Д.С. Возможности количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции сейсмических данных МОГТ-3D 25

Сурначёв Д.В., Скибицкая Н.А., Индрупский И.М., Большаков М.Н. Оценка содержания и состава жидких углеводородов матричной нефти в газовой части продуктивных отложений нефтегазоконденсатных месторождений на примере Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения 42

Проблемы стратегического планирования в нефтегазовой отрасли

Chigarev B.N. Research trends in Petroleum Engineering Field of Study in 2016–2021 by The Lens data 66

Инженерные заметки

Тупысев М.К. Особенности определения деформационных характеристик горных пород пластов продуктивных залежей 90

Шулейкин В.Н. Уточнение модели связей летучих газов почвенного воздуха, радона и атмосферного электрического поля 98

El № FS 77-67021
ISSN 2687-0312

Scientific online journal
ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Scientific online journal *Actual Problems of Oil and Gas.**
Published since 2009
Founder: Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences (OGRI RAS)

Editor-in-Chief
Abukova Leyla A. – D.Sc. (Geol.-Mineral.), OGRI RAS, Moscow, Russia
Editorial Council
Dmitrievsky A.N., Academician of the RAS, OGRI RAS, Moscow, Russia
Abdullaev G.S., D.Sc. (Geol.-Mineral.), IGIRNIGM LLC, Tashkent, Uzbekistan
Bogoyavlensky V.I., Corr. Member of the RAS, OGRI RAS, Moscow, Russia
Grigoriev B.A., Corr. Member of the RAS, Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow, Russia
Ermilov O.M., Academician of the RAS, Yamal-Nenets Division of IPGG SB RAS, Tyumen, Russia
Kontorovich V.A., Corr. Member of the RAS, IPGG SB RAS, Novosibirsk, Russia
Makhnach A.A., Academician of the NAS of Belarus, Scientific-Productional Centre for Geology, Minsk, Belarus
Salavatov T.Sh., Corr. Member of the NAS of Azerbaijan, ASOIU, Baku, Azerbaijan
Skorobogatov V.A., D.Sc. (Geol.-Mineral.), Gazprom VNIIGAZ LLC, Moscow, Russia
Editorial Board
Zakirov E.S., Deputy Editor-in-Chief, D.Sc. (Eng.), OGRI RAS, Moscow, Russia
Baganova M.N., Ph.D. (Eng.), OGRI RAS, Moscow, Russia
Batalin O.Yu., Ph.D. (Phys.-Math.), OGRI RAS, Moscow, Russia
Eremin N.A., D.Sc. (Eng.), OGRI RAS, Moscow, Russia
Kovalenko K.V., D.Sc. (Geol.-Mineral.), OGRI RAS, Moscow, Russia
Kouzin A.M., Ph.D. (Geol.-Mineral.), OGRI RAS, Moscow, Russia
Podnek V.E., Ph.D. (Phys.-Math.), OGRI RAS, Moscow, Russia
Seliverstova M.E., Managing Editor, OGRI RAS, Moscow, Russia
Sumin A.M., Ph.D. (Law), OGRI RAS, Moscow, Russia
Shuster V.L., D.Sc. (Geol.-Mineral.), OGRI RAS, Moscow, Russia
Editorial Staff
Seliverstova M.E., Chigarev V.B., Datsko T.G.

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

Registration certificate El No. FS77-67021 from 16 September 2016.
An open access journal.
No fee for publication and for peer-review.
Publication frequency: 4 issues per year.
Site: http://oilgasjournal.ru/index.html

Indexed in the Russian Science Citation Index.
Approved by the Higher Attestation Commission.

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

Cover design: P. Seliverstova
Cover photo: from the archive of Gazprom VNIIGAZ LLC

Contents 1(36) 2022

From the Editorial Board of the journal *Actual Problems of Oil and Gas*

On the 85th anniversary of the Academician of the RAS Anatoly N. Dmitrievsky 3

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

Kulikov V.D. The study of the behavior of the volume fraction of the liquid phase and its pressure derivative on isotherms and dew–bubble curve of a binary mixture in the framework of scaling theory 7

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

Volkov D.S. Quantitative interpretation capabilities of the spectral decomposition of 3D common depth point seismic data 25

Surnachev D.V., Skibitskaya N.A., Indrupskiy I.M., Bolshakov M.N. Assessment of the content and composition of liquid hydrocarbons of matrix oil in the gas-saturated part of productive deposits of oil and gas condensate fields: the case of the Vuktyl oil and gas condensate field 42

Strategic planning issues of oil and gas industry

Chigarev B.N. Research trends in Petroleum Engineering Field of Study in 2016–2021 by The Lens data 66

Notes in engineering

Tupysev M.K. Determination of deformation characteristics of rocks of productive reservoirs 90

Shuleikin V.N. Refinement of the model of relations between volatile gases of soil air, radon and atmospheric electric field 98

К 85-летию академика РАН Анатолия Николаевича Дмитриевского

Календарь, привычно отсчитывая дни, приближает нас к 85-летнему юбилею Анатолия Николаевича Дмитриевского – человека, чья судьба неразрывно связана с отечественной геологией, с непростыми задачами и большими победами нефтегазовой индустрии страны на протяжении более чем полувека.

© Фото из архива ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Жить большими мазками стало привычным для Анатолия Николаевича с молодости. Послевоенные юношеские годы были связаны с активной общественной деятельностью в качестве комсомольского вожака, затем – с изучением и освоением нефтегазоносности различных регионов России.

В силу сложившегося характера все, что ни делал, А.Н. Дмитриевский начинал с нуля и достигал больших высот. Поступив в 1956 г. в Московский нефтяной институт (ныне РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина), прошел путь от студента, аспиранта, старшего преподавателя, доцента до профессора, заведующего кафедрой. Весьма успешно работал проректором своей альма-матер. В университете и сейчас помнят целый ряд инициатив, направленных на резкое повышение уровня и объема проводимых научных исследований, продуманных и реализованных Анатолием Николаевичем.

Науку юбиляр полюбил студентом. Занимался ею увлеченно и с полной отдачей. Научные успехи нарастали и, как следствие, уже через пять лет после завершения обучения в ВУЗе в 1966 г. была защищена кандидатская диссертация, чуть позже, в 1980-м, – докторская. Основал и развил несколько научных направлений. Их тематический размах широк и существенно выходит за рамки классической геологии, охватывая вопросы естествознания в целом. К ним, к примеру, относятся системное движение материи, автоволновая концепция энергетики и динамики Земли, квантовая геодинамика, полигенез нефти и газа и др. За достигнутые научные достижения в 1987 году Анатолий Николаевич был избран членом-корреспондентом АН СССР, в 1991 г. – академиком Российской академии наук.

Особое место в судьбе А.Н. Дмитриевского занимает открытие в 1987 г. Института проблем нефти и газа (ИПНГ РАН) – принципиально нового научного учреждения, сочетающего в себе преимущества вузовской и академической науки. Это было ответом на вызовы времени. К концу 80-х годов в нефтяной и газовой промышленности совершенно очевидно назрела необходимость скорейшего ввода новых, отличных от традиционных, технологий освоения трудноизвлекаемых ресурсов нефти и газа. Технологический прорыв, в свою очередь, требовал развития новых направлений научного анализа условий нефтегазообразования и нефтегазонакопления на больших глубинах. В это время были заложены основы и в дальнейшем успешно развиты такие научные направления, как нелинейная динамика геологической среды, нефте-газовая геофлюидодинамика, исследование энергоструктуры Земли, пассивная сейсмика, гидротермодинамика углеводородных систем; физико-химия и гидромеханика углеводородонасыщенных пористых сред; теория, методы и технологии извлечения углеводородов из недр; экология нефтегазовых природно-техногенных систем и т.д. Эти и ряд других научных направлений составили основу фундаментального базиса новых технологий поиска, разведки и разработки месторождений нефти и газа. Необходимо было найти новые возможности для расширения сырьевой базы, повышения эффективности поисково-разведочных работ и освоения нефтегазовых ресурсов. А.Н. Дмитриевский одним из первых оценил значение развития научных исследований в области фундаментальных, поисковых и прикладных работ, применения инновационных технологий в нефтяной и газовой промышленности, в том числе цифровой модернизации нефтегазовой отрасли, водородной энергетики, экологизации нефтегазового производства. Все эти направления успешно развиваются в ИПНГ РАН.

В 2010 г. под руководством Анатолия Николаевича Дмитриевского в ИПНГ РАН вышел первый номер электронного научного журнала «Георесурсы, геоэнергетика, геополитика», который издается и сегодня под названием «Актуальные проблемы нефти и газа».

Более 50 лет А.Н. Дмитриевский выполняет научно-практические работы по реализации региональных проектов освоения нефтегазовых ресурсов. Широкую известность получили его работы по изучению нефтегазоносности Прикаспийской впадины, Восточной Сибири, Якутии, Крайнего Севера, континентального шельфа России.

Весь накопленный опыт позволил академику А.Н. Дмитриевскому разработать ресурсно-инновационную стратегию развития экономики России. Это стало важной вехой деятельности по решению стратегических проблем укрепления индустриальной базы страны. Предлагаемый подход обосновывает ключевую роль фундаментальных и прикладных исследований в нефтегазовом комплексе, внедрение высокоэффективных отечественных технологий глубокой переработки углеводородного сырья для наращивания экономического потенциала и создания инновационной экономики России.

Лично и в соавторстве опубликовано более 900 научных работ, в том числе 54 монографии и 14 учебных пособий, запатентовано 59 изобретений, открыто 12 нефтяных и газовых месторождений, подготовлено 19 докторов и кандидатов наук.

В настоящее время А.Н. Дмитриевский является руководителем государственных экспертиз наиболее значимых проектов нефтяной и газовой промышленности России. По его предложению разрабатывается программа, позволяющая на основе последних достижений отечественной фундаментальной науки продлить срок службы 70% магистральных газопроводов на 12–15 лет.

А.Н. Дмитриевский принимал активное участие в разработке Энергетической стратегии России на период до 2020 года, в международных совещаниях по энергетической безопасности России и стран СНГ, в Российско-Американских деловых саммитах (Хьюстон, США, 2002; Санкт-Петербург, 2003), в подготовке материалов и рекомендаций к проведению конференций и совещаний в рамках энергодиалогов: Россия – ЕС, Россия – США, в разработке стратегии России в связи с проведением встречи руководителей восьми ведущих государств мира в июле 2006 года в Санкт-Петербурге и подготовке российских инициатив в области глобальной энергетической безопасности.

Академик РАН А.Н. Дмитриевский проводит большую общественную работу в различных правительственных советах и комиссиях, общественных организациях Российской академии наук и международных комитетах, является экспертом 11 национальных стандартов нефтяной и газовой промышленности, членом редколлегий многих научных журналов и энциклопедий, почетным доктором наук и действительным членом ряда общественных академий.

Дмитриевский А.Н. – лауреат Государственной премии СССР (1986), Государственной премии РФ (1998); премии Правительства РФ (2002), премии НТО нефтяной и газовой промышленности имени академика И.М. Губкина (1982); премии ОАО «Газпром» (2010); премии РАН имени И.М. Губкина (2010); премий: «Золотой РОСИНГ–2005», имени А.Н. Косыгина, имени Н.К. Байбакова. Награжден золотой медалью Альберта Эйнштейна «За развитие науки», золотой медалью В.Г. Шухова «За большой вклад в развитие инженерной науки и техники», медалью П.Л. Капицы «Автору научного открытия».

Награжден орденами «За заслуги перед Отечеством» IV степени (2011), «Дружбы народов» (1980), орденом Почета (1998), медалью «За доблестный труд» (1970). А.Н. Дмитриевскому присвоены звания: «Почетный работник газовой промышленности», «Почетный нефтяник», «Почетный разведчик недр», «Почетный работник науки и техники».

Свой юбилей Анатолий Николаевич встречает в качестве научного руководителя созданного им Института проблем нефти и газа РАН и не может не гордиться своим детищем, а каждый сотрудник института не гордиться тем, что к его профессиональной судьбе причастен Анатолий Николаевич – человек искренний и отзывчивый, мудрый советчик и терпеливый наставник.

Юбилеи приходят и уходят, а жизнь продолжается, в науке она напрямую связана с бесконечным поиском истины. Потому желаем Вам, дорогой Анатолий Николаевич, многих лет плодотворной научной деятельности, новых идей и их воплощений! Желаем Вам здоровья, благополучия всем членам Вашей замечательной семьи, где подрастает четвертое поколение геологов!

От имени коллектива ИПНГ РАН,
редакционная коллегия журнала «Актуальные проблемы нефти и газа»

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art1 УДК 535.361.2+536.63

Исследование поведения относительного объема жидкой фазы и его производной по давлению на изотермах и пограничной кривой бинарной смеси в рамках теории скейлинга

В.Д. Куликов
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
E-mail: kulikov@ipng.ru

Аннотация. В рамках флуктуационной теории фазовых переходов (теории скейлинга) и принципа изоморфизма критических явлений получено простое аналитическое выражение для относительного объема жидкой фазы v_L в двухфазной области и его производной по давлению $(\partial v_L/\partial P)_{T,x}$ в бинарной смеси на изотермах и на пограничной кривой в окрестности критической точки жидкость–газ. В главном приближении для исследуемых величин получены выражения, зависящие явным образом от давления при постоянной температуре, а также выражение для этой производной на пограничной линии смеси. В окрестности критической точки жидкость–газ было установлено простое соотношение между интенсивностью рассеяния света и производной $(\partial v_L/\partial P)_{T,x}$ на пограничной кривой бинарной смеси.

Ключевые слова: критическая точка жидкость–газ, теория скейлинга, универсальные критические индексы, бинарная смесь, пограничная кривая, объемная доля жидкой фазы, интенсивность рассеяния света.

Для цитирования: *Куликов В.Д.* Исследование поведения относительного объема жидкой фазы и его производной по давлению на изотермах и пограничной кривой бинарной смеси в рамках теории скейлинга // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 1(36). С. 7–24. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art1

Задача оценки количества выпавшего конденсата при пересечении границы области двухфазного сосуществования в достаточно широкой окрестности критической точки жидкость–газ сохраняет свою актуальность. Наиболее интересным с практической точки зрения является движение по изотермам в области ретроградной конденсации углеводородной смеси.

Рассмотрим для простоты бинарную смесь с молярной концентрацией тяжелого компонента x. Предположим, что линии критических точек «жидкость–газ» по температуре, давлению и плотности $T_c(x)$, $P_c(x)$ и $\rho_c(x)$ смеси непрерывны. Смесь имеет фазовую диаграмму I-го типа [1]: начинаясь в критической точке первого компонента, эти линии заканчиваются в критической точке второго компонента. Температура изотермы находится в интервале между критической температурой смеси $T_c(x)$ и температурой, соответствующей ее криконденсаторе $T_{max}(x)$.

© 2022. В.Д. Куликов

Показано, что в бинарных смесях в рамках теории скейлинга можно получить достаточно простое аналитическое выражение для относительного объема (доли) жидкой фазы $v_L = V_L / V$, где V_L и V есть объем жидкой фазы и объем всей системы. Кроме того, для оценки скорости изменения этой величины получено выражение для производной от доли объема жидкой фазы по давлению $\left(\partial v_L / \partial P\right)_{T,x}$. В работе [2] эти вопросы частично уже рассматривались, однако, сам вывод и конечные выражения содержали ряд неточностей, а результаты были представлены в неудобной форме, затрудняющей анализ полученных величин. В настоящей работе были исправлены недочеты предыдущей статьи, а исследованные величины представлены в простом и ясном виде. Необходимо сразу сделать уточнение по поводу области применимости подхода, предложенного в данной работе. Модель, описывающая поведение околокритической бинарной смеси, изложена в максимально упрощенном виде, что, в свою очередь, накладывает ряд ограничений на концентрации компонентов и степень ее близости к критической точке смеси (в частности, подход хорошо работает при небольшой концентрации одного из компонентов). Показано, что в модели возникают два характерных, «управляющих» параметра, которые и определяют поведение системы в окрестности критической точки.

Выражение для относительного объема v_L, занимаемого жидкой фазой, можно вывести из условий сохранения полного числа молей смеси n и числа молей второго компонента n_2 в области сосуществования жидкости «*L*» и газа «*G*». При этих условиях средняя концентрация $x = n_2 / n$ также сохраняется.

Итак, пусть $n = n_G + n_L$ и $n_2 = n_{2G} + n_{2L}$, тогда

$$x = \frac{n_{2L} + n_{2G}}{n_L + n_G} = \frac{\rho_{2L} V_L + \rho_{2G} V_G}{\rho_L V_L + \rho_G V_G} = \frac{\rho_{2L} v_L + \rho_{2G} v_G}{\rho_L v_L + \rho_G v_G} = \frac{\rho_{2L} v_L + \rho_{2G}(1 - v_L)}{\rho_L v_L + \rho_G (1 - v_L)} \quad ,$$

где $\rho_{L,G}$ и $\rho_{2L,G}$ – молярные плотности жидкой и газовой фаз и, соответственно, молярные плотности второго компонента в этих фазах.

Отсюда для доли объема $v_L = V_L / V$, которую занимает жидкая фаза, получаем простое выражение:

$$v_L = \frac{x\,\rho_G - \rho_{2G}}{(\rho_{2L} - x\,\rho_L) + (x\,\rho_G - \rho_{2G})} \quad .$$

Проанализируем теперь, как эта величина ведет себя на пограничной кривой (dew–bubble curve или DBC). Из последнего выражения должно следовать, что на газовой ветке DBC (кривая начала конденсации) $v_L \to 0$, а на жидкостной ветке пограничной кривой (кривая начала кипения) $v_L \to 1$.

Поскольку газовая ветка DBC задается уравнением:

$$x\rho_G - \rho_{2G} = 0,$$

то условие $v_L \to 0$ на этой ветке выполняется.

На кривой начала кипения, в свою очередь, выполняется условие:

$$x\rho_L - \rho_{2L} = 0,$$

поэтому на этой ветке DBC объемная доля жидкой фазы $v_L \to 1$.

Перепишем v_L в эквивалентном виде:

$$v_L = \frac{x\,\rho_G - \rho_{2G}}{\rho_{2L} - \rho_{2G} - x\,(\rho_L - \rho_G)} \quad . \qquad (1)$$

Следовательно, для нахождения v_L необходимы выражения для плотностей фаз. В классическом подходе, основанном на различных модификациях кубических уравнений состояния, выражения для плотностей фаз получают из решений кубического уравнения относительно плотности ρ, причем эти решения зависят от *T*, *P*, а концентрации второго компонента в жидкой и газовой фазах $x_{L,G}$ находятся из равенства химических потенциалов компонентов в фазах. Задача сводится к численному решению системы трансцендентных уравнений. Предлагаемый подход, основанный на концепции универсальности критических явлений в жидкостях и жидких смесях в окрестности критических точек, позволяет найти аналитические выражения для различных термодинамических свойств, включая объемную долю жидкой фазы. Эта возможность обусловлена, прежде всего, выбором термодинамического потенциала и набора переменных, от которых он зависит. В качестве плотности термодинамического потенциала выбрано давление *P*, зависящее от *T* и химических потенциалов μ_1, μ_2 первого и второго компонентов смеси [2–5].

Соотношение Гиббса–Дюгема для бинарной смеси принимает вид:

$$dP = s\,dT + \rho(1-x)\,d\mu_1 + \rho_2 d\mu_2 \ ,$$

где *s* – энтропия единицы объема, ρ_2 – молярная плотность второго компонента.

Вводя для удобства разность химических потенциалов $\mu = \mu_2 - \mu_1$, получим окончательно:

$$dP = s\,dT + \rho\,d\mu_1 + \rho_2\,d\mu\,. \qquad (2)$$

Из этого соотношения следует, что плотности являются первыми производными от плотности термодинамического потенциала по соответствующим химическим потенциалам. Вводим две переменные, два скейлинговских поля (scaling fields) h_1 и h_2, которые являются линейной комбинацией отклонений температуры *T* и химических потенциалов компонентов от их значений в критической точке смеси.

В соответствии с концепцией универсальности критических явлений, представляем плотность термодинамического потенциала в виде суммы универсальной сингулярной части $P_s(h_1, h_2)$, зависящей только от h_1 и h_2, и неуниверсальной регулярной части $P_r(T, \mu_1, \mu_2)$, которую можно раскладывать в ряд по отклонениям термодинамических переменных от их значений в критической точке смеси.

В рамках теории скейлинга безразмерная сингулярная часть давления $\tilde{P}_s(h_1, h_2) = P_s / \rho_c(x) R T_c(x)$ в главном приближении (без учета неасимптотических поправок) может быть записана как $\tilde{P}_s(h_1, h_2) = |h_2|^{2-\alpha} f(z)$. Здесь $f(z)$ – некоторая функция, $z = |h_1| / |h_2|^{\beta+\gamma}$, а α, β и γ – универсальные критические индексы. Таким образом, имеем:

$$P = \rho_c(x) R T_c(x) |h_2|^{2-\alpha} f(z) + P_r(T, \mu_1, \mu_2) . \quad (3)$$

Универсальные критические индексы одинаковы для всех флюидов в окрестности их критических точек. Значения индексов были вычислены теоретически, в рамках предположения, что жидкости относятся к классу универсальности 3D модели Изинга и установлены экспериментально [6, 7].

В частности, было найдено, что $\alpha \approx 0{,}11$, $\beta \approx 0{,}235$ и $\gamma = 2 - 2\beta - \alpha \approx 1{,}24$.

Для бинарной смеси скейлинговские поля h_1 и h_2 имеют вид:

$$\begin{aligned} h_1 &= \Delta\mu_1 / RT_c + a\tau + h_{12} \Delta\mu / RT_c , \\ h_2 &= \tau + h_{21} \Delta\mu_1 / RT_c + h_{22} \Delta\mu / RT_c . \end{aligned} \quad (4)$$

Здесь $\tau = T / T_c(x) - 1$, $\Delta\mu_1 = \mu_1 - \mu_{1c}(x)$, $\Delta\mu = \mu - \mu_c(x)$, а $\mu_{1c}(x)$ и $\mu_c(x)$ равны значениям химических потенциалов в «настоящей» критической точке, соответствующей заданной концентрации смеси *x*. Параметры h_{12}, h_{21}, h_{22} и a – так называемые коэффициенты перемешивания термодинамических переменных [2–6].

В рамках концепции изоморфизма критических явлений в смесях можно выяснить приближенный вид коэффициентов h_{12} и h_{22}. В соответствии с ней предположим, что поля h_1 и h_2 имеют такой же вид, как в чистых жидкостях, но критические параметры смеси зависят от переменной μ, которую еще называют «скрытым полем», т.е. $T_c = T_c(\mu)$, $P_c = P_c(\mu)$ и т.д.

Тогда

$$h_1 = \left(\mu_1 - \mu_{1c}(\mu)\right)/RT_c + a\left(T - T_c(\mu)\right)/T_c \quad ,$$
$$h_2 = \left(T - T_c(\mu)\right)/T_c + h_{21}\left(\mu_1 - \mu_{1c}(\mu)\right)/RT_c \quad . \qquad (5)$$

Концепция изоморфизма теоретически была обоснована в предположении малых концентраций второго компонента, когда можно пренебречь взаимодействием примесей между собой. В общем случае эта концепция, строго говоря, остается гипотезой.

Раскладывая критические параметры $T_c(\mu)$ и $\mu_{1c}(\mu)$ в (5) в окрестности точки $\mu = \mu_c(x)$ и ограничиваясь членами первого порядка по $\Delta\mu$, получим:

$$h_{12} \approx -\left(\frac{d\mu_{1c}}{d\mu} + aR\frac{dT_c}{d\mu}\right) \quad \text{и} \quad h_{22} \approx -\left(R\frac{dT_c}{d\mu} + h_{21}\frac{d\mu_{1c}}{d\mu}\right) \quad . \qquad (6)$$

Подробнее вывод соотношений (6) представлен в работе [4].

Следует уточнить, как понимаются производные от критических параметров по величине μ в этих выражениях. Рассмотрим для определенности критическую температуру $T_c(\mu)$.

Поскольку $T_c(\mu_c) = T_c(x)$, тогда

$$dT_c(\mu)/d\mu\big|_{\mu_c} = \left(dT_c(x)/dx\right)\left(d\mu_c/dx\right)^{-1}.$$

Аналогичные соотношения можно написать и для других критических параметров. Как известно, разность химических потенциалов на линии критических точек смеси можно записать в виде:

$$\mu_c(x) = RT_c(x)\ln\left(x/1-x\right) + \mu_0(x),$$

где вид функции $\mu_0(x)$ зависит от конкретной модели.

Если концентрация смеси x мала или наоборот порядка единицы, первый член будет давать главный вклад в величину $\mu_c(x)$.

В дальнейшем для простоты вычислений будем пренебрегать вкладом от $\mu_0(x)$, т.е. считать $d\mu_c/dx \approx RT_c(x)/x(1-x)$.

Важным моментом, существенно упрощающим вычисления различных величин в двухфазной области, является равенство нулю поля h_1 (по аналогии с обращением в ноль магнитного поля в области спонтанного упорядочения для $T < T_c$ в модели Изинга). Благодаря тому, что работа производится в переменных T, μ_1, μ, равенство химических потенциалов компонентов в двухфазной области будет выполняться автоматически, но ценой за это будет необходимость перехода от «изоморфных» переменных к экспериментально измеряемым величинам, таким как плотности, концентрации и т.д.

Введем две скейлинговские плотности, сопряженные полям h_1 и h_2:

$$\varphi_1(h_1,h_2)=\left(\frac{\partial P_s}{\partial h_1}\right)_{h_2}, \qquad \varphi_2(h_1,h_2)=\left(\frac{\partial P_s}{\partial h_1}\right)_{h_2}. \tag{7}$$

В двухфазной области $h_1=0$, следовательно, φ_1 и φ_2 зависят только от полевой переменной h_2, причем в этой области $h_2<0$. Используя соотношения (2)–(4) и (7), для плотности фазы и плотности второго компонента в фазе в области двухфазного сосуществования имеем:

$$\begin{aligned}\rho_{L,G}&=\left(\frac{\partial P}{\partial \mu_1}\right)_{T,\mu}=\left(\frac{\partial P_s}{\partial h_1}\right)_{h_2}\left(\frac{\partial h_1}{\partial \mu_1}\right)_{T,\mu}+\left(\frac{\partial P_s}{\partial h_2}\right)_{h_1}\left(\frac{\partial h_2}{\partial \mu_1}\right)_{T,\mu}+\left(\frac{\partial P_r}{\partial \mu_1}\right)_{T,\mu}\\&=\rho_c\left[\pm|\varphi_1(h_2)|+h_{21}\varphi_2(h_2)\right]+\rho_r(T,\mu_1,\mu),\\\rho_{2L,G}&=\left(\frac{\partial P}{\partial \mu}\right)_{T,\mu_1}=\left(\frac{\partial P_s}{\partial h_1}\right)_{h_2}\left(\frac{\partial h_1}{\partial \mu}\right)_{T,\mu_1}+\left(\frac{\partial P_s}{\partial h_2}\right)_{h_1}\left(\frac{\partial h_2}{\partial \mu}\right)_{T,\mu_1}+\left(\frac{\partial P_r}{\partial \mu}\right)_{T,\mu_1}\\&=\rho_c\left[\pm h_{12}\,|\varphi_1(h_2)|+h_{22}\varphi_2(h_2)\right]+\rho_{2r}(T,\mu_1,\mu).\end{aligned} \tag{8}$$

Здесь ρ_r и ρ_{2r} – регулярные части этих плотностей, которые можно раскладывать в ряд в окрестности критической точки [2–5]. Отметим, что в двухфазной области φ_1, играющая роль параметра порядка, – величина двузначная, причем к жидкой фазе относится «+», а к газовой фазе «–». Кроме того, при $h_1=0$ поле $h_2=-(1-a\,h_{21})\,|\tau(\mu)|$.

Подставим плотности фаз (8) в выражение (1), тогда знаменатель в (1) будет равен $2\rho_c(h_{12}-x)|\varphi_1|$, а числитель по виду должен совпадать с уравнением DBC на ее газовой ветке:

$$x\,\rho_G-\rho_{2G}=\rho_c\left[(h_{12}-x)\,|\varphi_1|-(h_{22}-x\,h_{21})\varphi_2\right]+x\,\rho_r-\rho_{2r}. \tag{9}$$

Раскладывая регулярные части плотностей в окрестности критической точки $T_c(\mu)$, в линейном приближении получим:

$$\rho_r=\rho_c(\mu)+\rho_c(x)\,d_1(x)\,\tau(\mu),$$
$$\rho_{2r}=\rho_c(\mu)\,x_c(\mu_2)+\rho_c(x)\,d_2(x)\,\tau(\mu),$$

где коэффициент $d_1(x)$ играет роль линейного диаметра для *T-ρ* кривой сосуществования в смеси, для которого приближенно можно принять линейное правило смешения, а именно $d_1(x)\approx d_1^{(1)}(1-x)+d_1^{(2)}x$. Здесь $d_1^{(1)}$ и $d_1^{(2)}$ – линейные диаметры чистых компонентов.

В свою очередь, коэффициент $d_2(x)$ примем приближенно равным $d_2(x) \approx d_1^{(2)} x$. Комбинации коэффициентов ($h_{12} - x$) и ($h_{22} - x h_{21}$) в выражении (9) можно представить в следующем виде [2, 4, 5]:

$$h_{12} - x = K_1(x) \approx \frac{1}{\rho_c(x)} \left[\left(\frac{\partial P}{\partial T} \right)_{\text{схс}}^{\text{c}} \frac{dT_c}{d\mu} - \frac{dP_c}{d\mu} \right], \quad h_{22} - x h_{21} \approx -R \left(\frac{dT_c}{d\mu} - h_{21}(x) K_1(x) \right). \tag{10}$$

Параметр $\left(\partial P / \partial T\right)_{\text{схс}}^{\text{c}}$ в выражениях (10) был введен для обозначения комбинации

$$s_c(\mu) - \rho_c(\mu)\, a\, R = \left(\partial P / \partial T\right)_{\text{схс}}^{\text{c}},$$

где $s_c(\mu)$ и $\rho_c(\mu)$ – значения энтропии единицы объема и критической плотности в «изоморфной» критической точке смеси.

Физический смысл параметра $\left(\partial P / \partial T\right)_{cxc}^{c}$ обсуждается в работе [4]. Приближенно его можно считать аналогом наклона кривой сосуществования (coexistence curve = схс) в *P–T–μ* переменных, взятого в «изоморфной» критической точке.

В дальнейшем для этого параметра принимается простейшее линейное правило смешения:

$$\left(\partial P / \partial T\right)_{\text{схс}}^{\text{c}} \approx (1-x)\left(\partial P / \partial T\right)_{\rho_{c1}}^{(1)} + x\left(\partial P / \partial T\right)_{\rho_{c2}}^{(2)}.$$

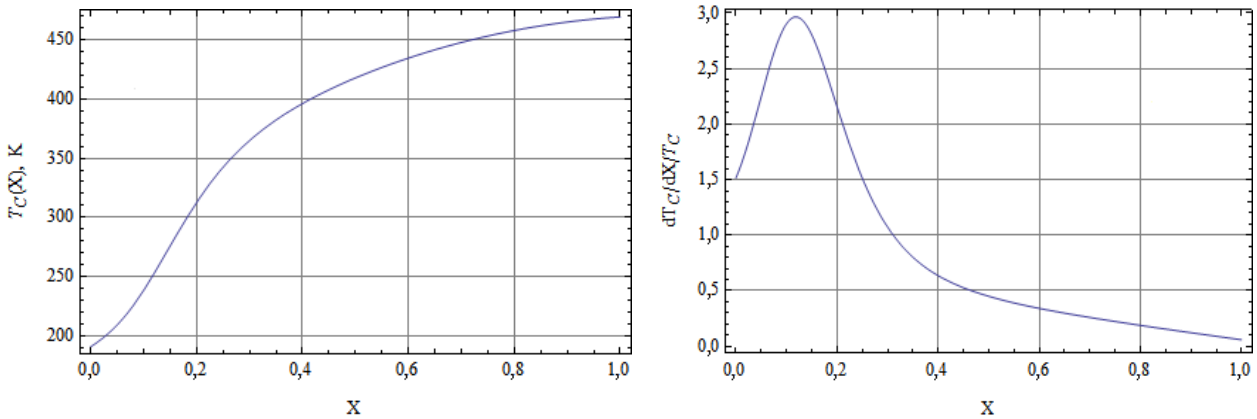
При этом величины $\left(\partial P / \partial T\right)_{\rho_{c1}}^{(1)}$ и $\left(\partial P / \partial T\right)_{\rho_{c1,2}}^{(1,2)}$ соответствуют наклонам критических изохор чистых компонентов в переменных *P–T*, взятых в их критических точках. В области немалых концентраций этого приближения может оказаться недостаточно, и в этом случае могут понадобиться нелинейные поправки.

Коэффициент перемешивания $h_{21}(x)$ входит в определение амплитуды так называемого сингулярного диаметра кривой *T–ρ* сосуществования смеси по аналогии с чистой жидкостью [6]. Для него можно принять такое же линейное правило смешения, как для линейного диаметра $d_1(x)$. Заметим, что если *T–ρ* кривые сосуществования чистых компонентов не обладают сильной, ярко выраженной асимметрией, то величины $d_1(x)$ и $h_{21}(x)$ обычно много меньше единицы.

После всех этих допущений параметры (10) принимают вид:

$$K_1(x) \approx \frac{x(1-x)}{\rho_c(x) R T_c(x)} \left[\left(\frac{\partial P}{\partial T} \right)_{\text{схс}}^{\text{c}} \frac{dT_c}{dx} - \frac{dP_c}{dx} \right],$$
$$h_{22} - x h_{21} \approx -x(1-x) \left(\frac{1}{T_c} \frac{dT_c}{dx} - \frac{h_{21}}{\rho_c R T_c} \left[\left(\frac{\partial P}{\partial T} \right)_{\text{схс}}^{\text{c}} \frac{dT_c}{dx} - \frac{dP_c}{dx} \right] \right). \tag{11}$$

При $x \sim 1$, выражения (11) будут работать лучше, чем в пределе малых концентраций. Это связано с характерным видом критической температуры $T_c(x)$, типичное поведение которой показано на рис. 1. В качестве такого примера приведены $T_c(x)$ и безразмерная производная $T_c^{-1}\left(dT_c/dx\right)$ углеводородной (УВ) смеси метан–пентан. Из рисунка следует, что $T_c(x)$ быстро растет именно в области небольших концентраций тяжелого компонента, а затем плавно стремится к его критической температуре $T_c^{(2)}$. Соответственно, обе величины – как $T_c(x)$, так и dT_c/dx – сначала быстро растут. Производная достигает своего максимума, а затем начинает уменьшаться почти до нуля при подходе ко второму компоненту при $x \sim 1$.



А Б

Рис. 1. Характерное поведение в модельной смеси метан–пентан: А – критической температуры $T_c(x)$; Б – параметра $(dT_C(x)/dx)/T_C(x)$

Рассмотрим комбинацию:

$$x\rho_{\text{г}} - \rho_{2\text{г}} \approx \rho_{\text{c}}(\mu)\left(x - x_{\text{c}}(\mu)\right) - \rho_{\text{c}}(x)\left[d_2(x) - x\,d_1(x)\right]\tau(\mu)$$

и разложим $x_c(\mu)$ в окрестности экспериментальной критической точки $x_{\text{c}}(\mu_{\text{c}}) = x$:

$$x\rho_{\text{г}} - \rho_{2\text{г}} \approx -\rho_{\text{c}}(x)\frac{dx}{d\mu}\Delta\mu + \rho_{\text{c}}(x)\left[d_2(x) - d_1(x)x\right]|\,\tau(\mu)\,| \ .$$

Введем обозначения:

$$t = |\,\tau(\mu)\,|, \quad \Delta\hat{\mu} = \left(dx/d\mu\right)\Delta\mu \ \text{ и } \ D(x) = d_2(x) - d_1(x)\,x\,,$$

тогда для доли объема жидкой фазы v_L получаем следующее выражение:

$$v_L = \frac{1}{2} + \frac{1}{2K_1(x)|\varphi_1|}\left[x(1-x)\frac{1}{T_c}\frac{dT_c}{dx}\left(1-h_{21}K_0(x)\right)\varphi_2 - \Delta\hat{\mu} + D(x)t\right] \quad ,$$

где параметр $K_0(x)$ был определен как

$$K_0(x) = \left[\left(\partial P/\partial T\right)^{c}_{\text{схс}} - dP_c/dT_c\right]/\rho_c R \quad .$$

Исключая в относительном объеме v_L величину $\Delta\hat{\mu}$ с помощью приближенного соотношения

$$\Delta\hat{\mu} \approx \left(|\tau(\mu)| + \tau(x)\right)/K_2(x) \ ,$$

где $K_2(x) = T_c^{-1}(dT_c/dx) \neq 0$,

приходим к v_L, выраженному через измеряемую величину $\tau(x)$ и параметрическую переменную t:

$$v_L = \frac{1}{2}\left(1 + \frac{1}{K_1(x)K_2(x)|\varphi_1|}\left[R\frac{dT_c}{d\mu}K_2(x)\left(1-h_{21}K_0(x)\right)\varphi_2 - \left(1-K_2(x)D(x)\right)t - \tau(x)\right]\right).$$

Введем для удобства следующие обозначения:

$X_F = R(dT_c/d\mu)K_2(x) \approx x(1-x)K_2^2$ и

$K_1(x)K_2(x) = x(1-x)K_0(x)K_2(x)^2 = K_0(x)X_F$, тогда

$$v_L = \frac{1}{2}\left(1 + \frac{1}{K_0(x)X_F(x)|\varphi_1|}\left[X_F(x)\left(1-h_{21}K_0(x)\right)\varphi_2 - \left(1-K_2(x)D(x)\right)t - \tau(x)\right]\right),$$

причем масштабные плотности $|\varphi_1|$ и φ_2 в двухфазной области в окрестности критической точки равны: $|\varphi_1| = B_0(x)t^{\beta}$ и $\varphi_2 = -A_0^{(-)}(x)\,t^{1-\alpha}/(1-\alpha)$. Амплитуды $B_0(x)$ и $A_0^{(-)}(x)$, напротив, являются неуниверсальными. Их величины зависят от природы компонентов и состава смеси [2, 4–6]. Для них тоже можно принять линейное правило смешения.

Наконец, введем обозначения:

$$X_B(x) = B_0(x)K_0(x)X_F(x),\ \tilde{X}_A(x) = A_0(x)X_F(x)\left(1-h_{21}K_0(x)\right)\ ,\ d(x) = 1 - K_2(x)D(x)\,. \qquad (12)$$

Тогда для доли объема жидкой фазы v_L получаем простое и компактное выражение:

$$v_L = \frac{1}{2}\left(1 - \frac{1}{X_B(x)\, t^{\beta}}\left[\tilde{X}_A(x)\frac{t^{1-\alpha}}{1-\alpha} + d(x)t + \tau(x)\right]\right) \quad . \tag{13}$$

Таким образом, поведение относительного объема v_L на изотерме определяется значением параметра $\tau(x)$ и параметрами $X_B(x)$, $\tilde{X}_A(x)$, тогда как величина $d(x)$ обычно близка к единице.

Заметим, что оценка этих параметров по формулам (12) работает достаточно хорошо при выполнении условий $X_B(x) \le 1$ и $\tilde{X}_A(x) \le 1$. В общем случае они должны рассматриваться в качестве подгоночных.

Параметрическая переменная $t = |\tau(\mu)|$ в линейном приближении может быть выражена через $\Delta P(x)$ и $\tau(x)$ следующим образом [2, 4]:

$$t \approx \frac{1}{\rho_c R T_c K_0}\left[T_c \frac{dP_c}{dT_c}\,\tau(x) - \Delta P(x)\right] \quad . \tag{14}$$

В этом приближении v_L на изотерме является явной функцией давления, а при фиксированном давлении (изобара) эта величина будет явной функцией температуры.

Представим производную по давлению $\left(\partial v_L / \partial P\right)_{T,x}$ на изотерме $\tau(x) = const$:

$$\left(\frac{\partial v_L}{\partial P}\right)_T = \left(\frac{\partial v_L}{\partial t}\right)\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)^{-1}\Bigg|_{\tau(x)} \approx -\frac{1}{\rho_c R T_c}\,\frac{1}{K_0(x)}\left(\frac{\partial v_L}{\partial t}\right)\Bigg|_{\tau(x)} \quad .$$

Перепишем соотношение (14) в следующем виде:

$$\Delta P(x) = P - P_c(x) \approx T_c \frac{dP_c}{dT_c}\,\tau(x) - \rho_c R T_c K_0\, t \quad \Rightarrow \quad \left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)_{\tau(x)} = -\rho_c R T_c\, K_0(x) \ ,$$

тогда

$$\left(\frac{\partial v_L}{\partial t}\right)_{\tau(x)} = -\frac{1}{2\, X_B(x)\, t^{\beta}}\left[\left(\frac{1-\alpha-\beta}{1-\alpha}\right)\tilde{X}_A(x)\, t^{-\alpha} + (1-\beta)\, d(x) - \beta\frac{\tau(x)}{t}\right] \quad .$$

Соответственно,

$$\rho_c R T_c \left(\frac{\partial v_L}{\partial P}\right)_T = \frac{1}{2\, K_0(x) X_B(x)\, t^{\beta+1}}\left[\frac{(1-\alpha-\beta)}{1-\alpha}\tilde{X}_A\, t^{1-\alpha} + (1-\beta)\, d(x)\, t - \beta\,\tau(x)\right]. \tag{15}$$

Знак производной будет определяться знаком квадратной скобки. Рассмотрим сначала положительные $\tau(x)$. Проще всего понять поведение производной, если рассмотреть подход к DBC по изотерме из однофазной области снизу, повышая давление. При входе в двухфазную область объем жидкой фазы растет от нуля, значит производная $\left(\partial v_L / \partial P\right)_{T,x} > 0$. Это означает, что два первых слагаемых больше, чем $\tau(x)$. Давление продолжает расти, объем жидкой фазы растет, величина t становится меньше, и производная тоже уменьшается.

Наконец, объем достигает максимума, производная в этой точке становится равной нулю, т.е. выполняется условие:

$$\frac{(1-\beta-\alpha)}{(1-\alpha)\beta}\tilde{X}_A(x)t^{1-\alpha} + \frac{(1-\beta)}{\beta}d(x)t - \tau(x) = 0\,. \tag{16}$$

При дальнейшем повышении давления $\left(\partial v_L / \partial P\right)_{T,x}$ становится отрицательной, т.е. v_L начинает уменьшаться. Это означает, что $\tau(x)$ становится больше двух положительных членов.

Давление продолжает расти, $v_L(P)$ уменьшается, t тоже становится ниже – изотерма приближается к критической точке бинарной смеси на фазовой диаграмме в переменных *P–T*, затем линия оказывается в окрестности газовой ветки DBC, пересекает ее при некотором $t = t_{\text{tr}}$ (в этот момент $v_L(P)$ обращается в ноль) и попадает в однофазную область. Таким образом, в ретроградной области максимум на изотерме находится из решения уравнения (16). Если при каждом положительном значении $\tau(x)$, лежащих в интервале от нуля до значения соответствующего $T_{\max}(x)$, находить из уравнения соответствующие t и затем вычислять значения давления при этих $\tau(x)$ и t, получится вся линия максимумов v_L в переменных *P–T*, которая начинается в критической точке и оканчивается в крикондентерме этой смеси.

В случае $\tau(x) < 0$ производная $\left(\partial v_L / \partial P\right)_{T,x}$ всегда положительна, т.е. $v_L(P)$ монотонно возрастает (необходимо, чтобы параметр $d(x)$ оставался положительным). Находясь в двухфазной области, постепенно увеличиваем давление, доля жидкости монотонно растет и, наконец, при пересечении DBC жидкость занимает весь объем, т.е. $v_L \to 1$.

На рис. 2 показаны зависимости $v_L(P)$ и $\left(\partial v_L / \partial P\right)_{T,x}$ для модельной смеси метан–пентан при фиксированном составе смеси *x* для нескольких изотерм, как в области ретроградной конденсации, так и для $\tau(x)$<0. При построении этих зависимостей критический локус был взят из работы [5] ($T_{\text{c}}(x)$ монотонно растет, $P_{\text{c}}(x)$ и $\rho_{\text{c}}(x)$ имеют максимумы). Из рисунков следует, что чем меньше $|\tau(x)|$, тем более резкими становятся кривые $v_L(P)$ и $\left(\partial v_L / \partial P\right)_{T,x}$.

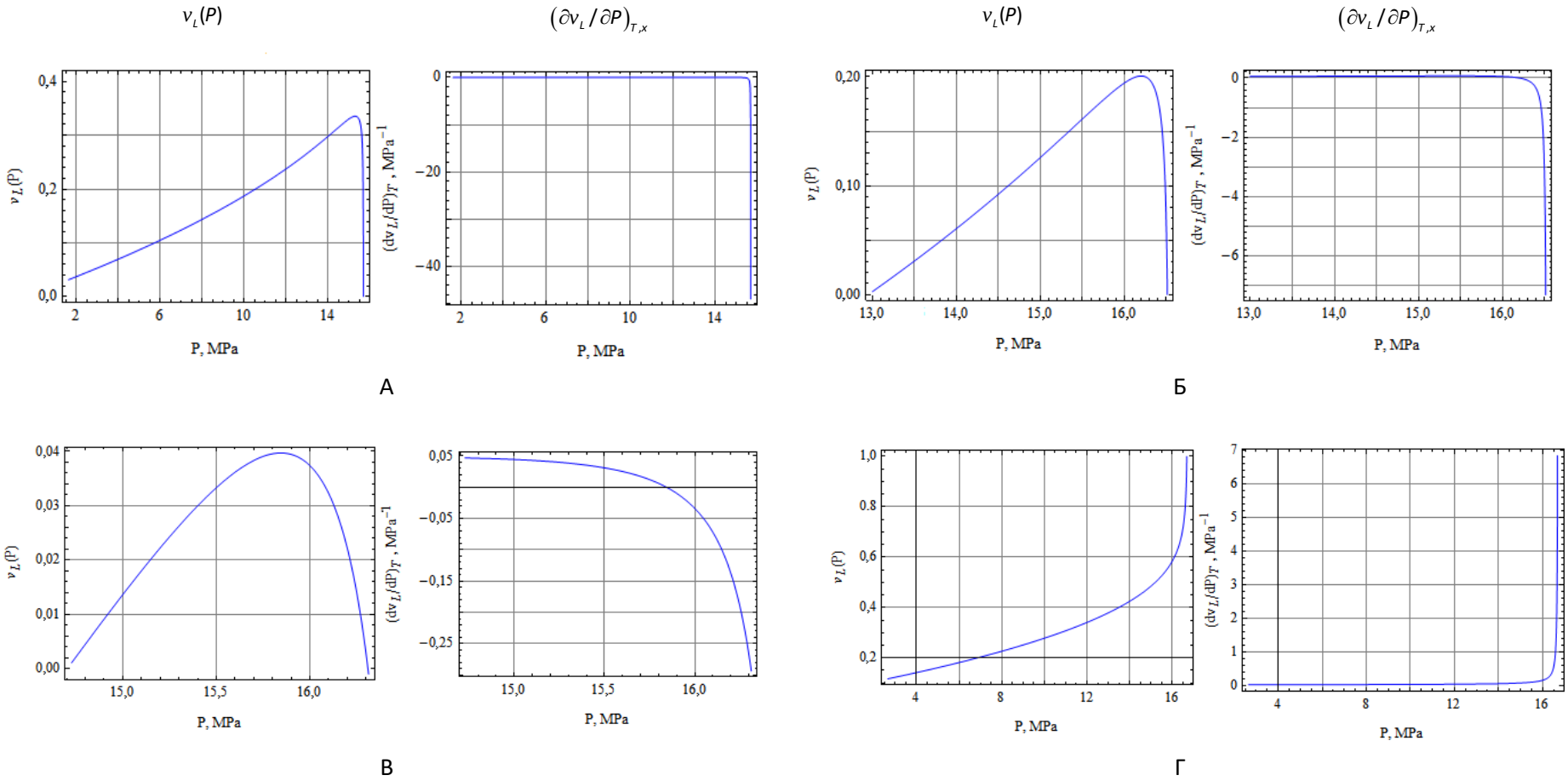


Рис. 2. Зависимости $v_L(P)$ и $(\partial v_L/\partial P)_{T,x}$ на изотермах, построенные с помощью соотношений (13)–(15), при x = 0,25, $\tilde{X}_A$ = 3, X_B = 0,9:
А – $\tau(x)=0{,}03$; Б – $\tau(x)=0{,}05$; В – $\tau(x)=0{,}1$; Г – $\tau(x)=-0{,}06$

Примечание: Рассмотрим предельный переход к чистому веществу на изотерме. При $x \to 0$ или $x \to 1$ переменная $t \to |\tau|$, при этом производная $\left(\partial v_L / \partial P\right)_{T,x} \to \infty$, поскольку стоящий в знаменателе параметр $X_B(x) \to 0$. В чистом веществе в двухфазной области испарение или конденсация на изотерме происходит при постоянном давлении (давлении насыщения при заданной температуре), пока вся жидкость не испарится или пока весь газ не сконденсируется, давление в системе не изменится. На фазовой диаграмме в переменных $P - \rho$ появляется горизонтальный участок. Таким образом, в однокомпонентном флюиде в двухфазной области производная $\left(\partial P / \partial v_L\right)_T = 0$, соответственно, величина $\left(\partial v_L / \partial P\right)_T \to \infty$.

Рассмотрим теперь поведение производной $\left(\partial v_L / \partial P\right)_{T,x}$ на пограничной кривой в зависимости от температуры. Как нужно понимать эту величину? Допустим, что при движении по изотерме $\tau(x) = const$ в двухфазной области и при одновременном повышении давления достигается пограничная кривая при некотором давлении $P = P_{DBC}$. При этом v_L или обращается в ноль при $\tau(x) > 0$ или $v_L \to 1$ при $\tau(x) < 0$, а переменная t становится равной t_{DBC}. Значение производной $\left(\partial v_L / \partial P\right)_{T,x}$ для каждой изотермы в этот момент будет вполне определенным. Совокупность этих значений определяет поведение производной на пограничной кривой. В (15) было получено выражение для $\left(\partial v_L / \partial P\right)_{T,x}$, зависящее от t и $\tau(x)$.

Поскольку на DBC переменные $\tau(x)$ и t связаны, можно построить производную (15), задавая ее параметрически:

$$\begin{cases} \left(\partial v_L / \partial P\right)_{T,x} = \Psi(t_{DBC}, \tau_{L,G}(x)) \\ \tau_{L,G}\big|_{DBC} = \omega_{L,G}(t_{DBC}) \end{cases}, \tag{17}$$

где функция Ψ (t_{DBC} , $\tau_{L,G}$) есть правая часть выражения (15) на разных ветвях DBC, а функция $\omega_{L,G}$ (t_{DBC}) была получена в работе [4] в следующем виде:

$$\omega_{L,G}(t) = \mp X_B(x) t_{DBC}^{\beta} - X_A(x) t_{DBC}^{1-\alpha} - \left(1 - K_2(x) D(x)\right) t_{DBC} \ . \tag{18}$$

Если найти приближенное решение уравнения (18), то можно упростить ситуацию, поскольку в этом случае получается явная зависимость переменной t от $\tau(x)$ на DBC смеси. Это приближенное решение нужно подставить в (15).

Так как в выражении (18) основной вклад дает первое слагаемое, в главном приближении имеем:

$$t_{DBC} \approx \left(\left|\tau(x)\right| / X_B\right)^{1/\beta} , \tag{19}$$

где $X_B = B_0(x)K_1(x)K_2(x)$.

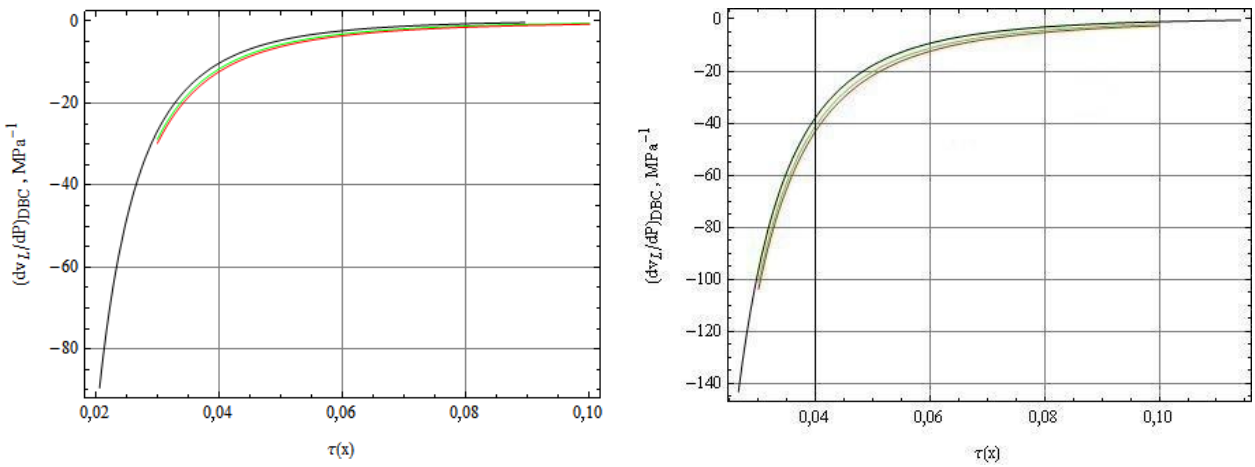
Подстановка выражения (19) в (15) дает явную зависимость производной от $\tau(x)$, т.е.

$$\rho_c RT_c \left(\frac{\partial v_L}{\partial P}\right)_{T,x} \approx \frac{1}{2K_0(x)}\left[\frac{(1-\alpha-\beta)}{1-\alpha}\frac{\tilde{X}_F}{X_B}A_0^{(-)}\left(\frac{|\tau(x)|}{X_B}\right)^{-\alpha/\beta-1} + (1-\beta)\frac{d(x)}{|\tau(x)|} - \right.$$
$$\left. -\beta\, Sign[\tau(x)]\left(\frac{|\tau(x)|}{X_B}\right)^{-1/\beta}\right], \qquad (20)$$

причем оказывается, что поведение производной $(\partial v_L/\partial P)_{T,x}$ практически полностью определяется наиболее сильно расходящимся последним слагаемым; с приемлемой точностью можно считать, что эта величина равна:

$$\rho_c RT_c \left(\frac{\partial v_L}{\partial P}\right)_{T,x} \approx -Sign[\tau(x)]\frac{\beta}{2K_0(x)}\left(\frac{|\tau(x)|}{X_B}\right)^{-1/\beta}, \quad 1/\beta \approx 3{,}08. \qquad (21)$$

На рис. 3 показаны зависимости производной $(\partial v_L/\partial P)_{T,x}$ от температуры на пограничных линиях для двух концентраций и различных значений параметров $X_B(x)$, $\tilde{X}_A$, построенные с помощью (17), (18) и по уравнениям (20) и (21). Из рисунков ясно следует, что эти кривые практически совпадают в широкой области температур.



Кривые построены по уравнениям: (17),(18) (20) (21)

А Б

Рис. 3. Зависимости $(\partial v_L/\partial P)_{T,x}$ на пограничной кривой модельной смеси метан–пентан:

А – x = 0,25; $\tilde{X}_A$ = 3; X_B = 0,9; Б – x = 0,15; $\tilde{X}_A$ = 6; X_B = 3,1

Используя выражение (21), определим связь величины $\left(\partial v_L / \partial P\right)_T$ и интенсивности рассеяния света на пограничной кривой бинарной смеси в околокритической области. В работе [8] было получено выражение для интенсивности рассеяния I_{scatt} на пограничной кривой бинарной смеси в окрестности критической точки жидкость–газ. Из этого выражения следует, что в достаточно близкой окрестности критической точки, но при выполнении условия $t_{DBC}^{\gamma} >> (qr_0)^2$ (q – волновой вектор рассеяния, а r_0 – амплитуда радиуса корреляции флуктуаций), эта интенсивность рассеяния ведет себя как $I_{scatt} \propto |t_{DBC}|^{-\gamma}$. Модель, предложенная в [8], была использована для описания интенсивности рассеяния света, экспериментально измеренной в смеси 0.818C1+0.182C5 в работе [9]. Для исследованной УВ системы величина $\tau(x) \geq 10^{-4}$. Учитывая выражение (19), в главном порядке получается $I_{scatt} \propto \left(|\tau(x)| / X_B\right)^{-\gamma/\beta}$, где $\gamma / \beta \approx 3.82$.

В достаточно близкой окрестности критической точки имеется простая степенная зависимость:

$$I_{scatt} \propto \left(\partial v_L / \partial P\right)_{T,x}^{\gamma}.$$

В заключение необходимо отметить, что поскольку в данной работе рассматривается лишь бинарная смесь, возникает вопрос о возможности использования развитого подхода в случае тройных и многокомпонентных УВ смесей. Такие системы более соответствуют реальным (природным) условиям. Выполнение этой работы планируется. Вероятнее всего, структура конечных выражений не изменится, появится более сложная зависимость управляющих параметров X_B и $\tilde{X}_A$ от состава смеси. В предложенной модели эти параметры должны рассматриваться как подгоночные, и тогда их зависимость от состава становится несущественной.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания (тема «Экспериментальные и теоретические исследования межфазных явлений, термодинамических, физико-химических и геомеханических свойств нефтегазовых пластовых систем для повышения эффективности освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородов», № 122022800364-6).

Литература

1. *Rowlinson J.S., Swinton F.L.* Liquids and liquid mixtures. London: Butterworth Scientific, 1982. 328 p.

2. *Куликов В.Д., Беляков М.Ю.* Исследование поведения объема жидкой фазы бинарной смеси в окрестности критической точки жидкость–газ в рамках флуктуационной теории // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 1(24). С. 12. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-24.art12

3. *Анисимов М.А., Воронель А.В., Городецкий Е.Е.* Изоморфизм критических явлений // ЖЭТФ. 1971. Т.60, № 3. С.1117–1130.

4. *Городецкий Е.Е., Куликов В.Д., Федюнина Л.В., Анисимов М.А.* Изоморфное описание двухфазной области околокритических бинарных растворов // ЖЭТФ. 1997. Т. 111, № 1. С. 120–126.

5. *Voronov V.P., Belyakov M.Yu., Gorodetskii E.E.* et al. Phase behavior of methane–pentane mixture in bulk and in porous media // Transport in Porous Media. 2003. Vol. 52, No. 2. P. 123–140. https://doi.org/10.1023/A:1023572003514

6. *Паташинский А.З., Покровский В.Л.* Флуктуационная теория фазовых переходов. М.: Наука, 1982. 382 с.

7. *Анисимов М.А.* Критические явления в жидкостях и жидких кристаллах. М.: Наука, 1987. 272 с.

8. *Куликов В.Д.* Исследование интенсивности рассеяния света на пограничной кривой бинарной смеси в рамках теории скейлинга // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 1(32). С. 16–25. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art2

9. *Поднек В.Э., Воронов В.П., Кияченко Ю.Ф., Сирота А.С.* Сравнительный анализ эффективности оптического и калориметрического методов изучения околокритического состояния углеводородных систем // Актуальные проблемы нефти и газа. 2020. Вып. 4(31). С. 37–61. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art4

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art1 UDC 535.361.2+536.63

The study of the behavior of the volume fraction of the liquid phase and its pressure derivative on isotherms and dew–bubble curve of a binary mixture in the framework of scaling theory

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

Abstract. In the framework of fluctuation theory of phase transitions (scaling theory) and isomorphism principle of critical phenomena, a simple analytical expressions for the volume fraction of the liquid phase v_L in two-phase region as well as its pressure derivative $(\partial v_L/\partial P)_{T,x}$ were obtained in binary mixtures on isotherms and on the dew–bubble curve in the vicinity of liquid–gas critical point. The pressure-dependent explicit expressions for the studied values were derived in the main approximation at fixed temperature along with the expression obtained for the above-mentioned derivative on the dew–bubble curve of a mixture. A simple relation between the light-scattering intensity and the derivative $(\partial v_L/\partial P)_{T,x}$ on the dew–bubble curve of a binary mixture in the vicinity of liquid–gas critical point was established.

Keywords: liquid–gas critical point, scaling theory, universal critical exponents, binary mixture, dew–bubble curve, volume fraction of liquid phase, light-scattering intensity.

Citation: *Kulikov V.D.* The study of the behavior of the volume fraction of the liquid phase and its pressure derivative on isotherms and dew–bubble curve of a binary mixture in the framework of scaling theory // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 1(36). P. 7–24. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art1 (In Russ.).

References

1. *Rowlinson J.S., Swinton F.L.* Liquids and liquid mixtures. London: Butterworth Scientific, 1982. 328 p.
2. *Kulikov V.D., Belyakov M. Yu.* A study of liquid-phase volume behavior of a binary mixture in the vicinity of liquid–gas critical point within the scope of fluctuation theory // Actual Problems of Oil and Gas. 2019. Iss. 1(24). P. 12. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-24.art12 (In Russ.).
3. *Anisimov M.A., Voronel' A.V., Gorodetskii E.E.* Isomorphism of critical phenomena // Journal of Experimental and Theoretical Physics. 1971. Vol. 33, No. 3. P. 605–612.
4. *Gorodetskii E.E., Kulikov V.D., Fedyunina L.V., Anisimov M.A.* Isomorphic description of the two-phase region of near-critical binary mixtures // Journal of Experimental and Theoretical Physics. 1997. Vol. 84, No. 4. P. 66–69. https://doi.org/10.1134/1.558153
5. *Voronov V.P., Belyakov M.Yu., Gorodetskii E.E.* et al. Phase behavior of methane–pentane mixture in bulk and in porous media // Transport in Porous Media. 2003. Vol. 52, No. 2. P. 123–140. https://doi.org/10.1023/A:1023572003514
6. *Patashinskii A.Z., Pokrovskii V.L.* Fluctuation theory of phase transitions // Transl. and ed. by P.J. Shepherd. Oxford: Pergamon Press, 1979. 321 p.
7. *Anisimov M.A.* Critical phenomena in liquids and liquid crystals. Philadelphia: Gordon and Breach Science Publishers, 1991. 431 p.

© 2022. V.D. Kulikov

This is an open access article under the Creative Commons Attribution 4.0 International License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

8. *Kulikov V.D.* The study of light-scattering intensity on the dew–bubble curve of a binary mixture in the framework of scaling theory // Actual Problems of Oil and Gas. 2021. Iss. 1(32). P. 16–25. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-32.art2 (In Russ.).

9. *Podnek V.E., Voronov V.P., Kyachenko Yu.F., Sirota A.S.* Comparative analysis of the efficiency of optical and calorimetric methods for studying of near-critical state of hydrocarbon mixtures // Actual Problems of Oil and Gas. 2020. Iss. 4(31). P. 37–61. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2020-31.art4 (In Russ.).

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art2 УДК 550.3

Возможности количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции сейсмических данных МОГТ-3D

Д.С. Волков
Московский государственный университет им. М.В. Ломоносова, г. Москва, Россия
E-mail: dmitrij.volkov-msu@yandex.com

Аннотация. В данной работе проанализирована возможность использования атрибута спектральной декомпозиции для количественного прогноза мощности тонкого пласта. Рассмотрены результаты решения прямой задачи – синтез модели клина с целью определения влияния мощности тонкого пласта на амплитудный отклик в ограниченном диапазоне частот. Приведен практический пример применения предложенной методики количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции МОГТ-3D.

Ключевые слова: спектральная декомпозиция, количественная интерпретация, интерференция, амплитуда, частота, сейсморазведка МОГТ-3D.

Для цитирования: *Волков Д.С.* Возможности количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции сейсмических данных МОГТ-3D // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 1(36). С. 25–41. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art2

Введение

Спектральная декомпозиция сейсмической записи представляет собой атрибут, характеризующий амплитудную характеристику волнового поля в заданном диапазоне частот. Существует множество работ, посвященных практическим вопросам применения спектрально-временного анализа волновой картины, однако, в большинстве случаев данный метод используется на качественном уровне. При этом возникает вопрос о допустимости использования результатов интерпретации спектральной декомпозиции не только как входных данных для сейсмофациального анализа, но и в качестве количественной характеристики анализируемых геологических объектов, в частности, их мощности.

В работе M.B. Widess [1], публикациях G. Partyka [2, 3] и диссертации А.В. Буторина [4] рассмотрены методики и перспективы количественной интерпретации карт атрибута спектральной декомпозиции, основанные на исследовании интерференции плоской волны от кровли и подошвы маломощного акустически контрастного пласта.

Целью данной работы является практическая реализация подхода, заключающегося в количественном прогнозе эффективной мощности акустически контрастного пласта-коллектора с использованием спектральной декомпозиции. Предложенная методика основана на решении прямой задачи – построении синтетической модели клина, которая позволяет проанализировать амплитудный отклик в ограниченном диапазоне частот и определить характер влияния изменения мощности тонкого пласта на распределение амплитуды.

©2022. Д.С. Волков

Объект исследования

Объектом исследования является продуктивный пласт «АчХ» неокомского интервала разреза одного из месторождений Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна. На участке месторождения выполнена съемка МОГТ-3D в объеме 600 км^2, в пределах площади съемки расположены 7 скважин, вскрывшие ачимовский клиноформный комплекс. Он характеризуется сложным геологическим строением пластов, вертикальной и латеральной неоднородностью, низкими фильтрационно-емкостными свойствами. По литолого-морфологическим признакам перспективные объекты, представленные песчаными телами, имеют сходные генетические и литолого-петрофизические особенности [5, 6].

В процессе комплексной интерпретации геолого-геофизической информации в интервале пласта «АчХ» выделена аномалия амплитудно-частотной характеристики (АЧХ) волнового поля (рис. 1), интерпретируемая как авандельтовый конус выноса. Данный объект четко выражен в поле сейсмических атрибутов относительно низкими величинами спектральных составляющих и мгновенной частоты (см. рис. 1Б, 1В), повышенными значениями огибающей амплитуды (см. рис. 1Г), а также уверенно фиксируется на временном разрезе субширотного простирания (см. рис. 1Д). Четыре скважины (№№ 9, 12, 14, 16), вскрывшие данный объект, подтвердили наличие коллектора мощностью до 30 м с проявлением углеводородного насыщения. Согласно описанию керна, коллектор представлен песчаником серым, мелкозернистым, реже крупнозернистым, алевритовым [6].

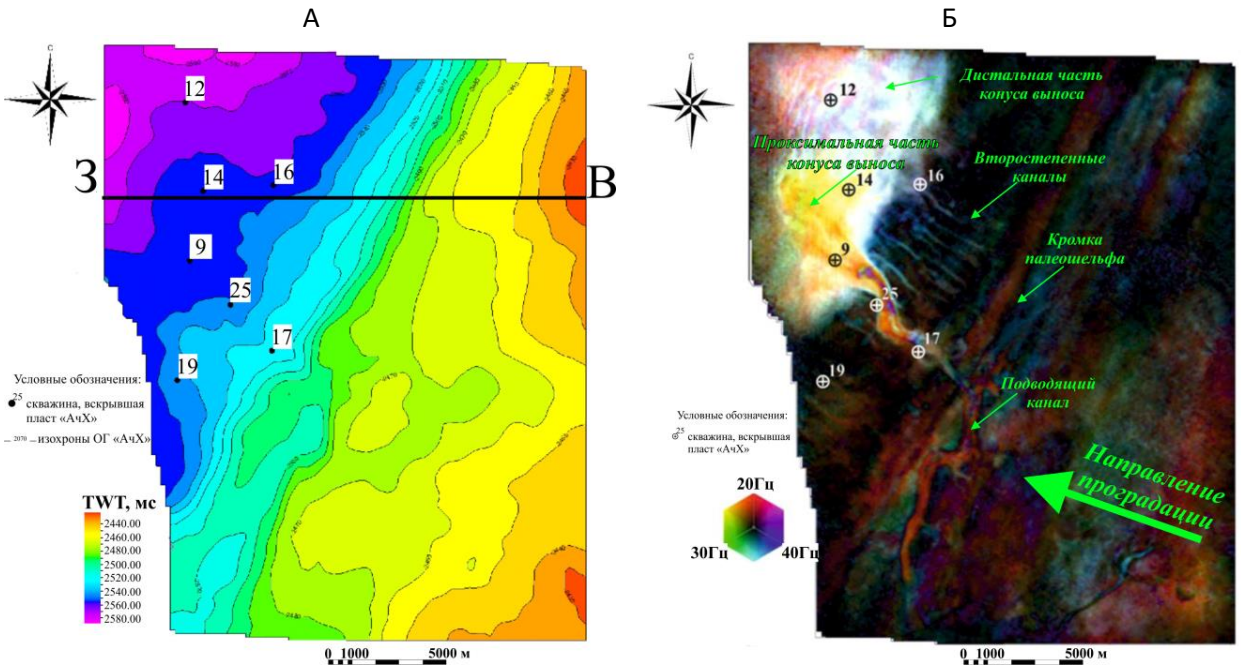


Рис. 1. Комплексная геолого-геофизическая интерпретация в интервале пласта «АчХ» с использованием: А – карты изохрон, Б – карты спектральной декомпозиции,

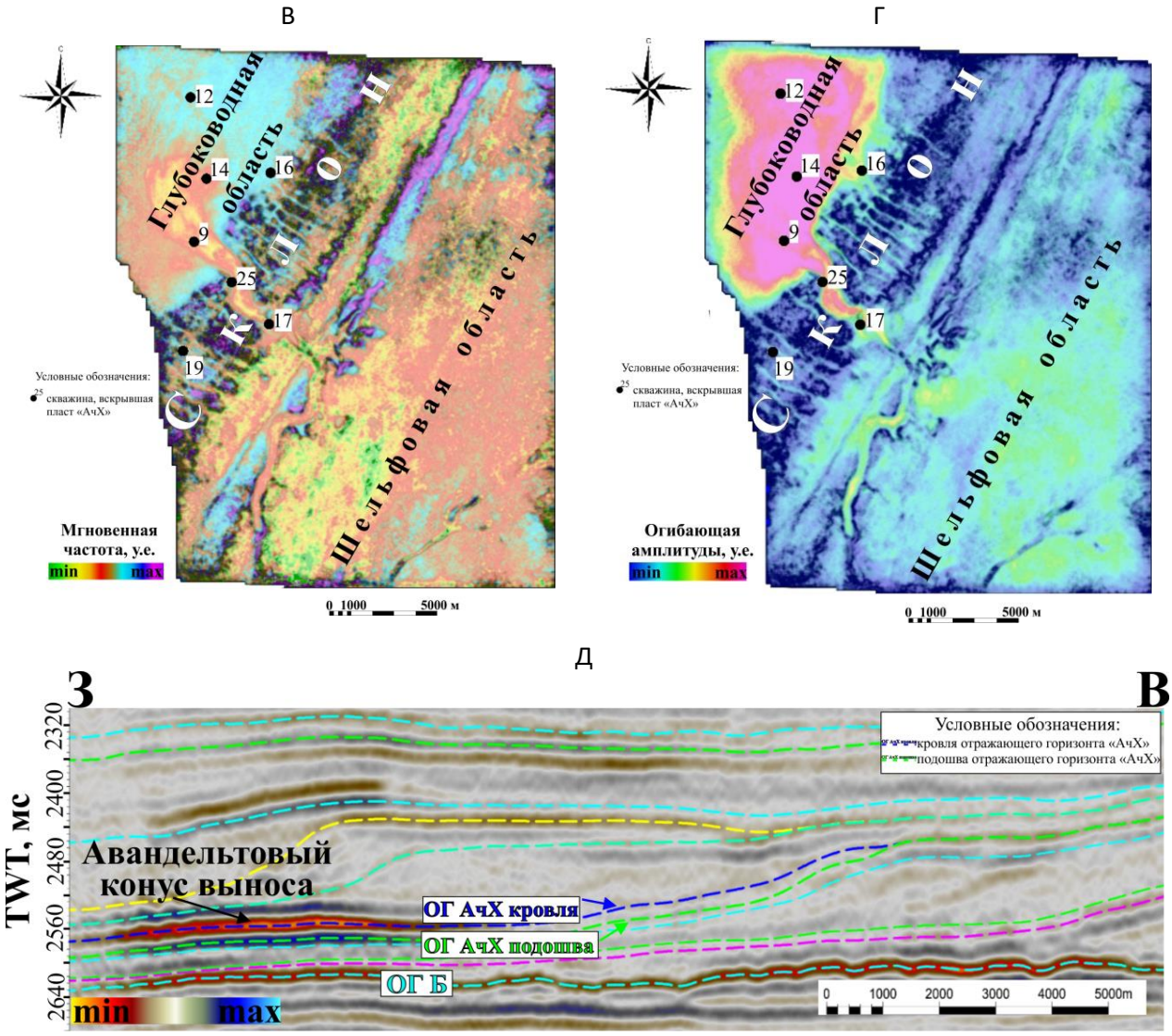


Рис. 1. (продолжение) В – карты мгновенной частоты пласта АчХ, Г –карты огибающей амплитуды, Д – временного разреза субширотного простирания по линии З-В в интервале залегания пласта АчХ

Петрофизические свойства исследуемых отложений находят отклик в изменении упругих свойств горных пород, в частности, в дифференциации коллектора и неколлектора по интервальному времени пробега продольной волны. Следовательно, комплексный анализ предполагаемого диапазона эффективной мощности коллектора по данным бурения (табл. 1) [6] и скорости продольной волны изучаемых отложений позволяет синтезировать физико-геологическую модель клина (рис. 2)

Таблица 1

Эффективная мощность коллектора по данным бурения [6]

№№ скважина	Мощность коллектора, м
9	24,5
12	28,1
14	21,1
16	6,7
17	0
19	0
25	0

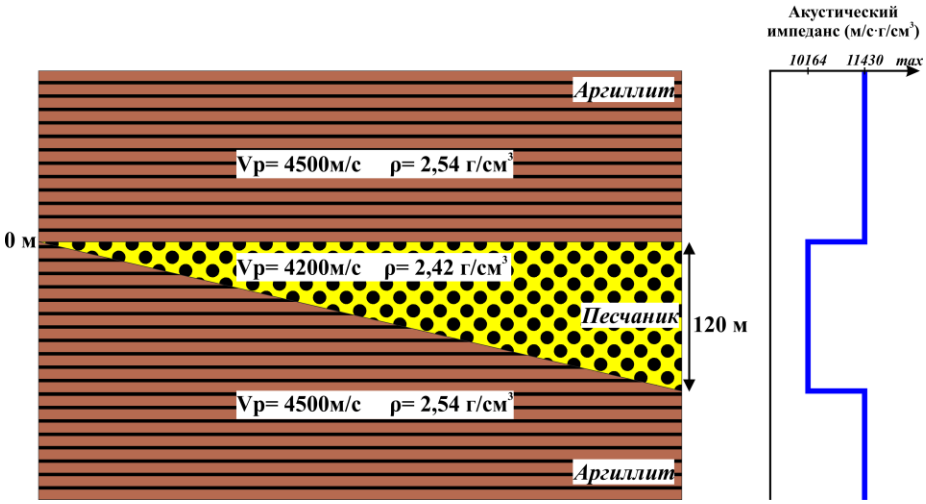


Рис. 2. Физико-геологическая модель клина

Количественная оценка скорости продольной волны выполнена по материалам акустического каротажа. В качестве итогового значения принята модальная величина распределения параметра – 4500 м/с для вмещающих пород (аргиллитов) и 4200 м/с для пород коллектора (песчаников) [6].

Моделирование

Построение синтетической модели клина предусматривает следующий алгоритм:

1) оценка спектра волнового поля;
2) выполнение спектральной декомпозиции;
3) извлечение статистического нуль-фазового импульса.

Оценка спектра волнового поля выполнена в окне интервала залегания ачимовского клиноформного комплекса (рис. 3). Для дальнейшего анализа в спектральной характеристике сигнала выделены 3 частоты, позволяющие исследовать в различных сейсмических масштабах акустически контрастные геологические особенности строения разреза (рис. 4). Так, уменьшение мощности акустически контрастных геологических объектов ведет к необходимости использования более высокочастотных компонент спектра [7, с. 327–335]. Исходя из этого, выполнен расчет атрибута спектральной декомпозиции по алгоритму быстрого преобразования Фурье с равномерным шагом по частоте: 19,4; 31 и 41 Гц (условно можно принять 20, 30 и 40 Гц).

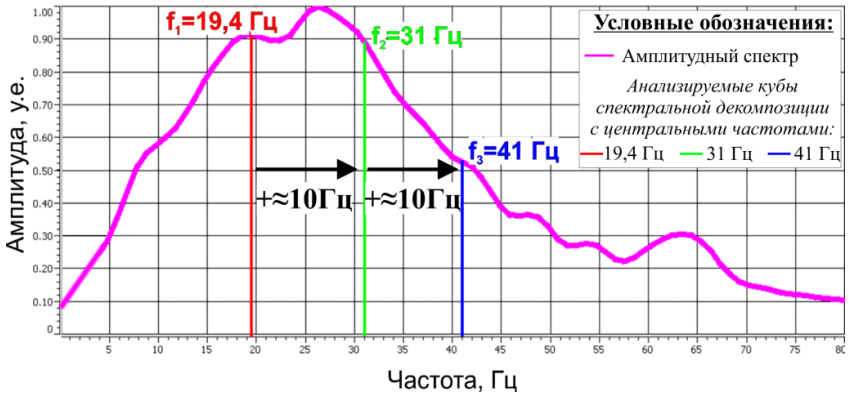


Рис. 3. Амплитудный спектр в интервале ачимовского клиноформного комплекса

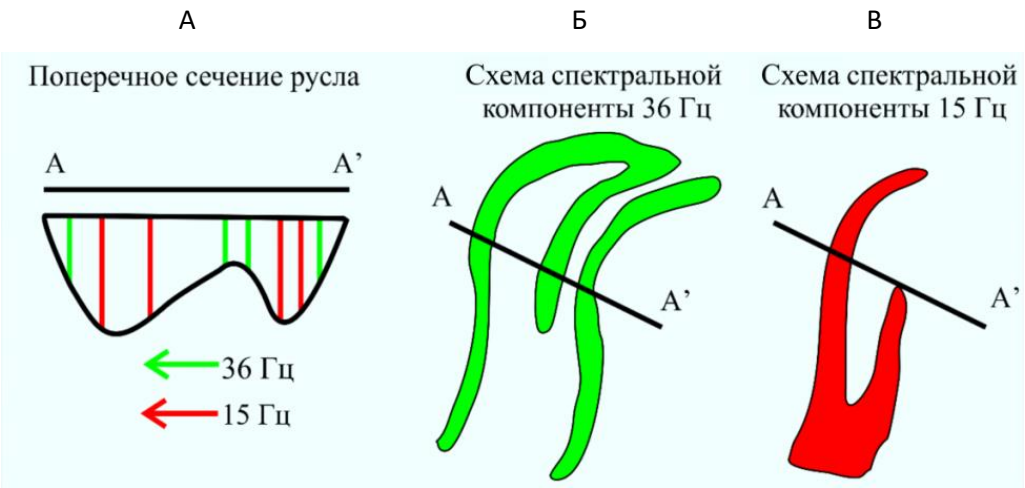


Рис. 4. Схема, демонстрирующая явление тюнинг-эффекта для спектральных компонент:
А – поперечное сечение модели русла;
схема спектральной компоненты: Б – высоких частот (36 Гц), В – низких частот (15 Гц) [7]

Дополнительно при вычислении атрибута отрегулирована оптимальная ширина спектра разложения, которая значительно влияет на высокочастотную составляющую. Выбор октавной шкалы расчета спектральной декомпозиции позволяет устранить эффект Гиббса, значительно осложняющий волновую картину реверберациями, количество и амплитуда которых пропорциональны крутизне наклона частотного среза. Рис. 5 демонстрирует сравнение высокочастотных импульсов, оценка которых выполнена согласно кубам атрибута спектральной декомпозиции на основе линейной и октавной шкал. Увеличение крутизны спектра значительно осложняет интерференционную картину, что приводит к большему искажению амплитудного отклика от кровли клина и увеличению ошибки определения истинной мощности контрастного пласта.

В заключение выполнена оценка нуль-фазовых импульсов с использованием рассчитанных кубов атрибутов спектральной декомпозиции на основе октавной шкалы для построения синтетических моделей посредством свертки с физико-геологической моделью клина. Анализ полученных временных разрезов модели (рис. 6) отражает изменения сейсмического масштаба исследования, числа интерференционных экстремумов и искажения амплитудного отклика от истинных границ клина, что приводит к некорректности определения исходной мощности пласта.

Для каждой рассматриваемой центральной частоты первый максимум интерференции вдоль корреляции кровли клина расположен в пределах значений мощности, соответствующей величине разрешающей способности сигнала.

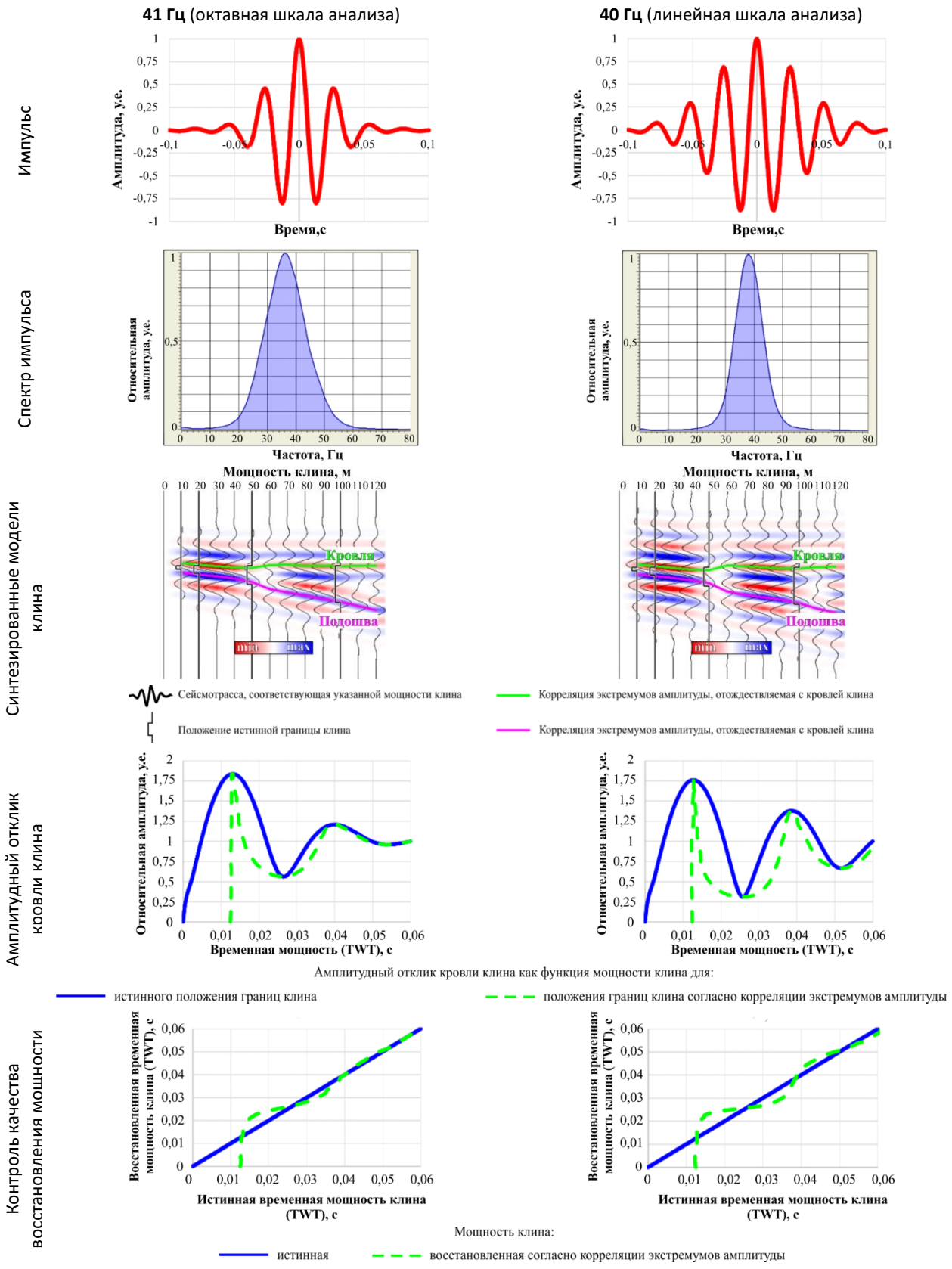


Рис. 5. Сравнение вариантов спектрального разложения сейсмических данных с выбором полосы пропускания частот на основе октавной и линейной шкал

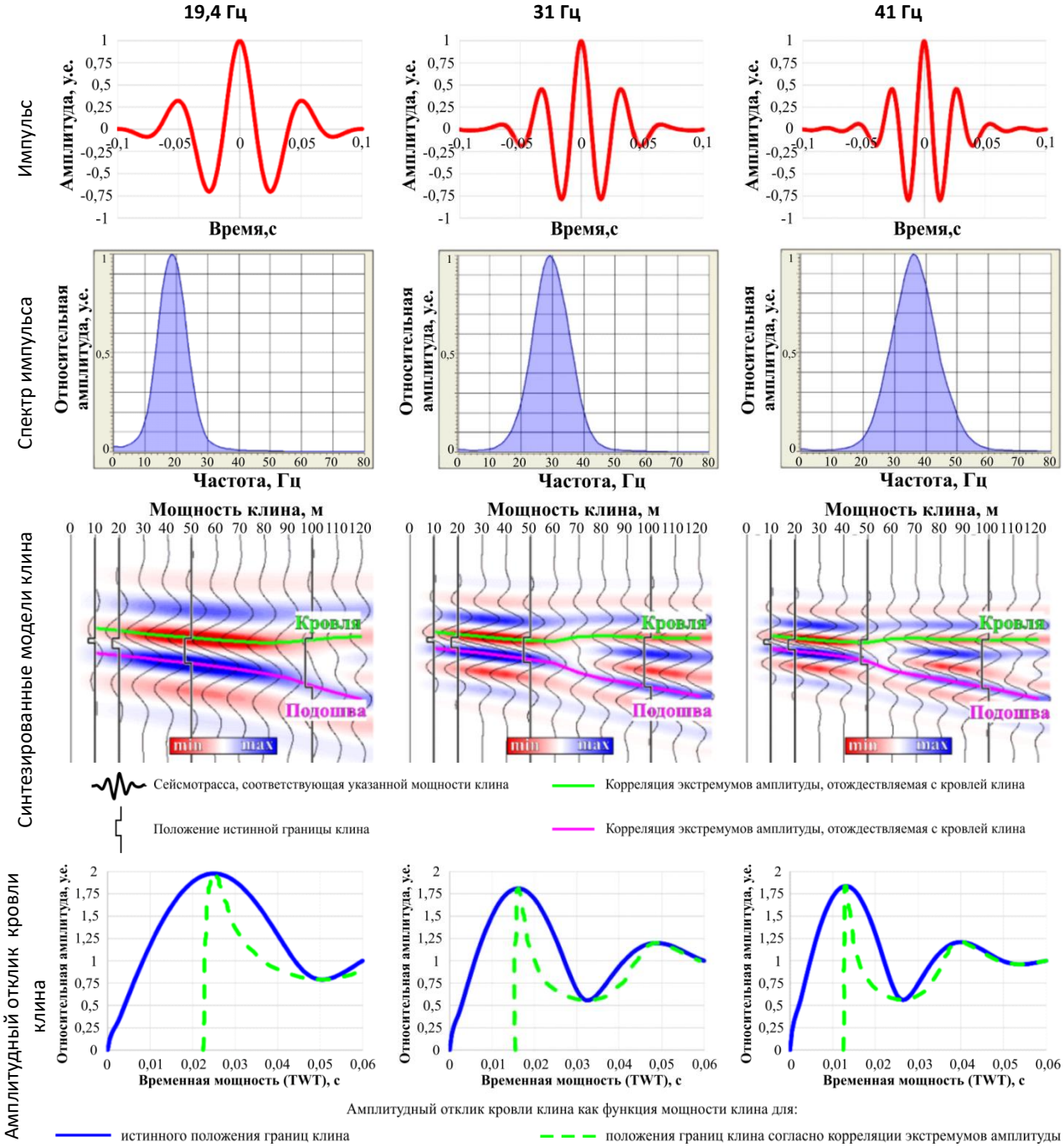


Рис. 6. Сравнительная оценка результатов сейсмогеологического моделирования с использованием анализируемых частот спектральной декомпозиции

Меньшие мощности пласта имеют амплитудный отклик, убывающий как полиномиальная функция с уменьшением мощности клина. При этом стандартная корреляция экстремумов амплитуды на временном разрезе при данных мощностях пласта определяет некорректные значения истинных толщин. Именно данные мощности акустически контрастного тонкого пласта могут представлять интерес с точки зрения количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции.

Рассмотрим в качестве общего примера изменение амплитудного отклика как функции временной мощности контрастного пласта для частоты 19,4 Гц. При этом величина разрешающей способности с учетом двойного времени (TWT) составляет порядка 25 мс. Данной мощности контрастного пласта соответствует максимум конструктивной интерференции, который является граничным значением при дальнейшем решении обратной задачи. С учетом этого, амплитудный отклик вдоль кровли клина уверенно аппроксимирован по методу наименьших квадратов полиномом второй степени с коэффициентом детерминации 0,998 (рис. 7).

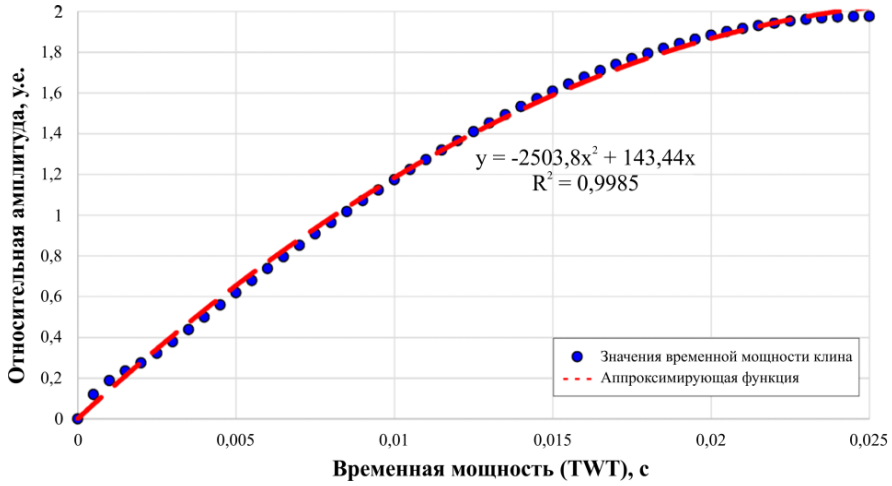


Рис. 7. Аппроксимация зависимости временной мощности клина (TWT) полиномом второй степени по методу наименьших квадратов

Для выражения временной мощности как функции амплитудного отклика необходимо получить решения квадратного уравнения, одно из которых является искомой функцией. Данная задача некорректна, поскольку для единственного значения амплитудного отклика при неизвестных значениях мощности возможно наличие нескольких решений. Так, значению амплитуды 1,6 соответствуют два значения временной мощности клина: 15 и 35 мс (рис. 8).

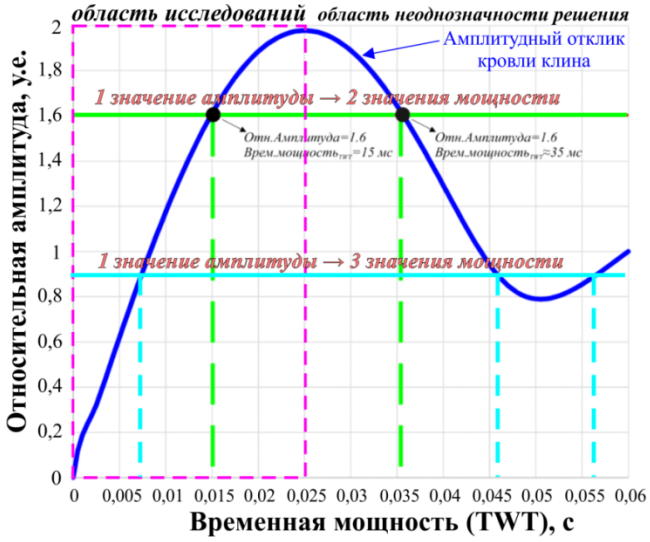


Рис. 8. Примеры некорректности решения рассматриваемой обратной задачи

Однако в данном случае, благодаря привлечению априорной информации и анализу низкочастотной составляющей, величина разрешающей способности которой превышает эффективную мощность целевого пласта, удается выбрать корректное решение (1) при нахождении целевой функции:

$$\text{Временная мощность}_{\text{TWT}} = \frac{143{,}44 - \sqrt{(143{,}44)^2 - 4 * 2503{,}8 * \text{Относ. Амплитуда}}}{2 * 2503{,}8} . \quad (1)$$

Восстановление временной мощности клина с использованием данного уравнения также демонстрирует надежность прогноза – максимальное отклонение от истинной мощности составляет 1,9 мс (TWT). Использование методики корреляции экстремумов амплитуды (ограниченного частотного диапазона) кровли и подошвы пласта определяет временную мощность клина с максимальным отклонением 22,5 мс (рис. 9).

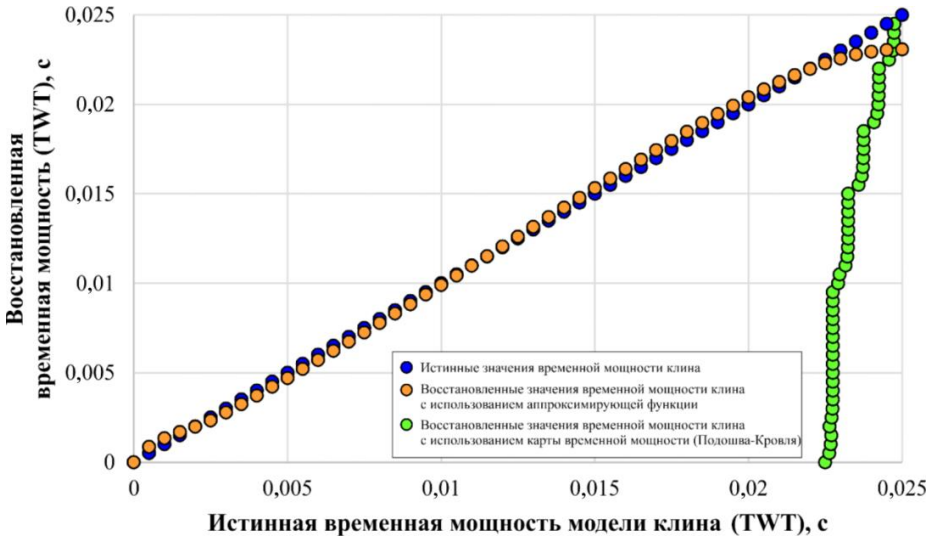


Рис. 9. Сравнение восстановленных значений временной мощности синтетической модели клина (TWT) с применением аппроксимирующей функции решения и с использованием корреляции экстремумов амплитуды

Выполнение аналогичных операций предусматривается для оставшихся анализируемых частот. Результаты представляют собой накопленный массив данных трех частот, каждая из которых вносит соответствующий вклад в формирование амплитудного отклика индивидуальной полосы спектра с определенным весовым коэффициентом (рис. 10).

Пусть h_i – восстановленная временная мощность клина (TWT) с амплитудным откликом A_i центральной частоты f_i. Тогда эффективная временная мощность (TWT) клина выражается следующим образом:

$$\text{Нэф}_{\text{TWT}} = \frac{\sum_{i=1}^{3} A_i h_i}{\sum_{i=1}^{3} A_i} . \quad (2)$$

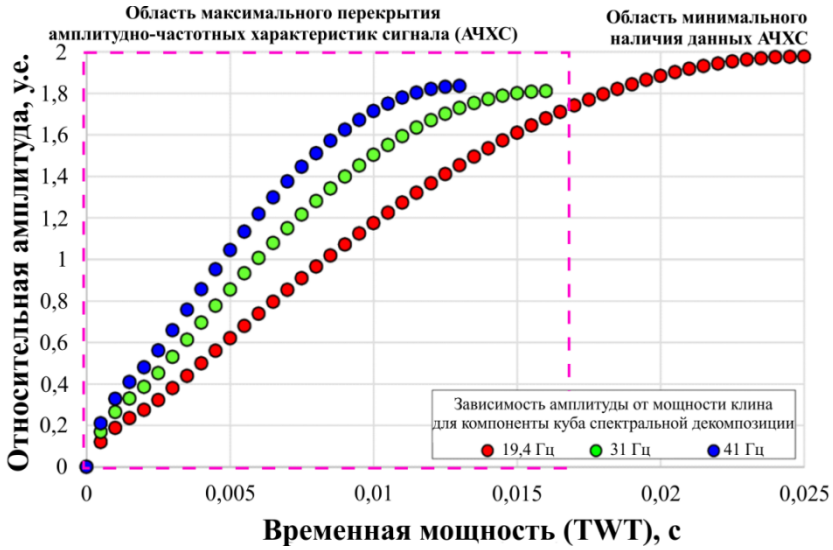


Рис. 10. Анализ индивидуального вклада амплитудно-частотных характеристик сигнала при определении мощности синтетической модели клина

Комплексное восстановление временной мощности клина имеет положительные результаты – максимальное отклонение восстановленных значений временной мощности (TWT) составляет 1,9 мс (рис. 11). Данный подход успешно применим и для количественной интерпретации полевых данных.

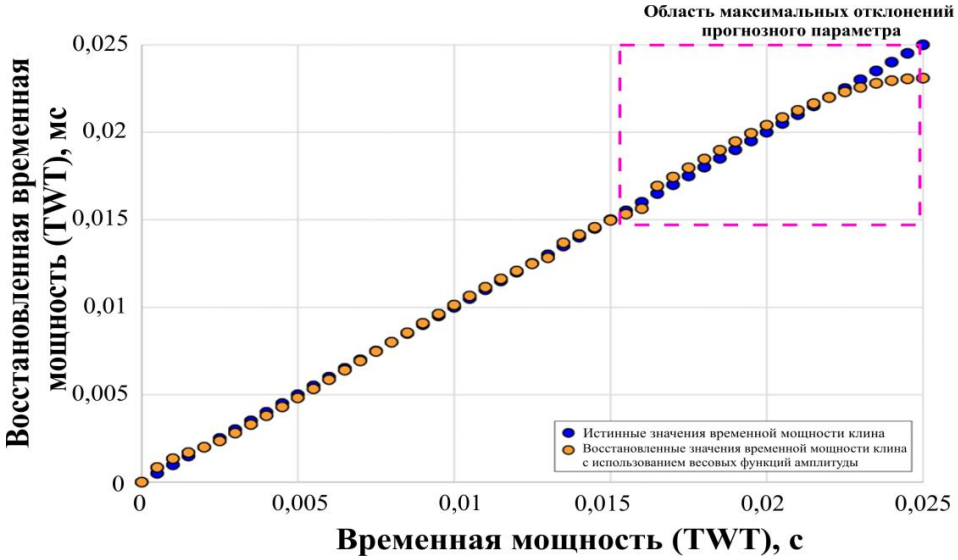


Рис. 11. Расчет эффективной мощности синтетической модели клина с использованием массива анализируемых компонент

Количественная интерпретация результатов

Рассмотренное выше решение прямой и обратной задач основано на предположении однородности литологического состава и петрофизических свойств горных пород. Реальная модель коллектора пласта «АчХ» представлена тонким переслаиванием песчано-глинистых пропластков, что означает неоднородность литологического состава и физических свойств модели.

Исследование данных отложений в масштабе сейсморазведки позволяет рассматривать среду как макроскопически однородную с эффективными свойствами, что ставит задачей количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции прогноз эффективной мощности коллектора.

На первом этапе работы использована робастная методика анализа амплитуд для отбраковки статистических «выбросов», которая позволяет корректно оценить рабочий диапазон значений. Далее задача заключается в необходимости приведения величины амплитуд полевых данных к единому уровню значений амплитуд синтетической модели.

Проблема данной процедуры заключается в отсутствии возможности стандартной нормировки с использованием минимального и максимального значений амплитуды, ввиду отсутствия известного значения амплитуды (максимума) конструктивной интерференции сигнала. Данный факт обусловлен тем, что максимальная эффективная мощность коллектора, вскрытая скважинами, не превышает разрешающей способности низкочастотной составляющей, что позволяет выдвинуть предположение об отсутствии максимума конструктивной интерференции анализируемых амплитуд.

Следовательно, предлагается выполнение нормировки с использованием амплитуд, извлеченных в районе пластопересечений скважин. Согласно скважинной информации, каждому значению эффективной мощности коллектора соответствуют имеющие разный уровень амплитуды синтетической модели и полевых данных. Минимальным значением является нулевая амплитуда, соответствующая нулевой временной мощности коллектора (рис. 12). Посредством построения кроссплота удается выявить надежную линейную зависимость для приведения карты амплитуд полевых данных к уровню амплитуд синтетической модели.

Далее нормированная карта может быть использована при вычислении эффективных толщин песчаника, поскольку соответствует синтетическому амплитудному отклику на частоте 19,4 Гц. Сравнение со скважинными данными представлено в табл. 2. Максимальное отклонение расчетной величины эффективной мощности от скважинных данных составляет порядка 2 мс. Промежуточный результат представлен на рис. 13.

Таблица 2

Сравнение эффективных мощностей песчаника по материалам спектральной декомпозиции и скважинных данных

Скважина	12	16	14	9	17	25	19
Мощность вскрытых песчаных отложений, м	28,1	6,7	21,1	24,5	0	0	0
Временная мощность (TWT) при скорости 4200 м/с, мс	13,4	3,2	10	11,7	0	0	0
Восстановленные временные мощности (TWT), мс	12	4	14	9	1	1	0

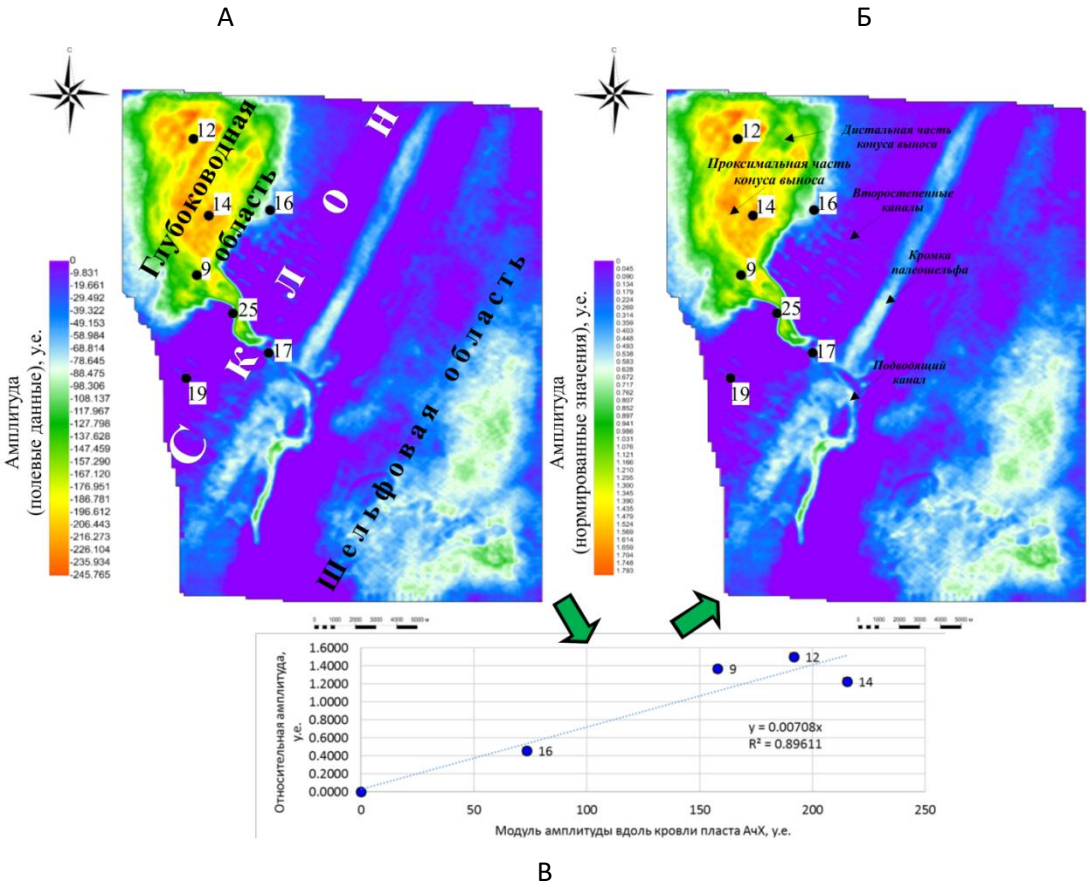


Рис. 12. Пример нормировки амплитуд низкочастотной составляющей (19,4 Гц):
А – исходные значения амплитуды; Б – нормированные значения амплитуды;
В – использованный для преобразования график нормировочной функции

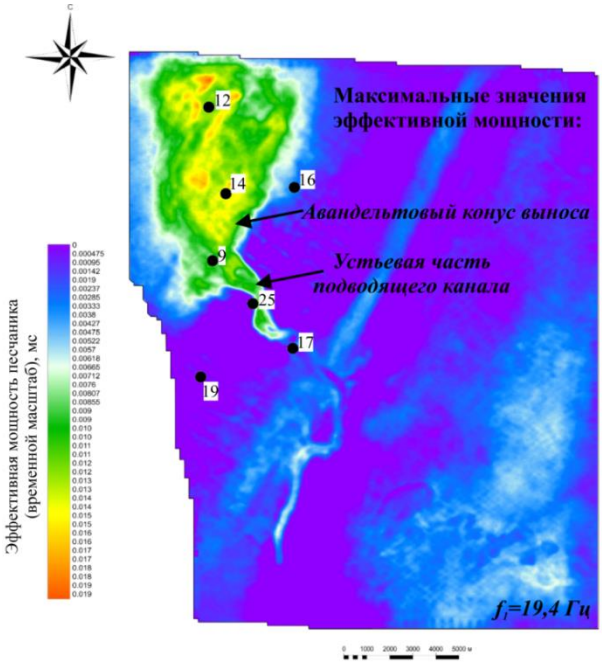


Рис. 13. Карта временных мощностей (TWT) песчаных отложений пласта «АчХ» для частоты 19,4 Гц

Анализ спектральных компонент продолжается для выбранных частот с целью уточнения маломощных участков распространения коллектора по указанному выше алгоритму, при этом нормировка осуществляется на минимальные значения амплитуды и максимальные значения амплитуды при конструктивной интерференции сигнала. Для этого может быть использована полученная карта временных мощностей за исключением зон, эффективная мощность коллектора в которых превышает разрешающую способность частотной составляющей, что позволяет исключить из расчета область неоднозначности при решении обратной задачи (рис. 14).

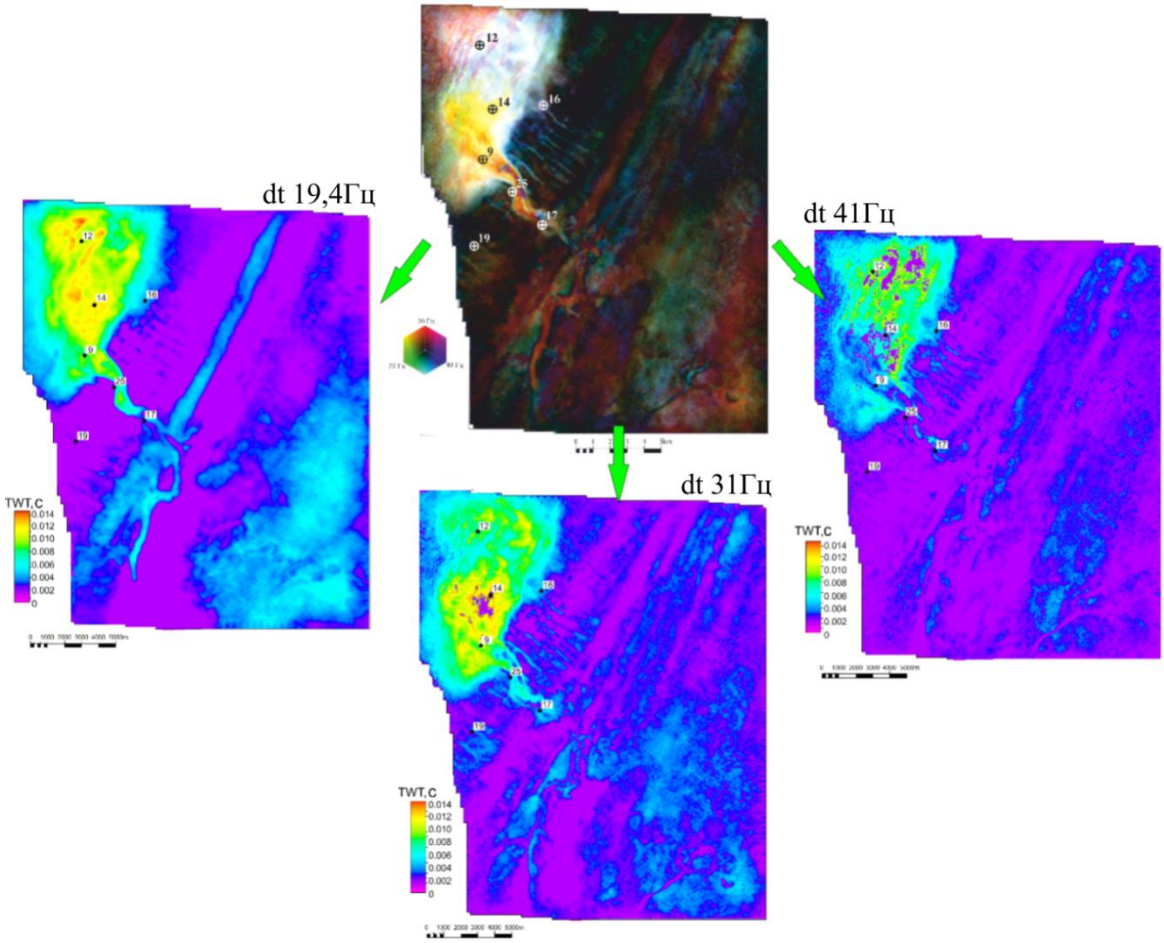


Рис. 14. Карты прогнозируемых мощностей песчаных отложений с использованием карт атрибута спектральной декомпозиции на различных частотах

Полученные карты эффективных мощностей коллектора во временном масштабе для каждой частотной составляющей и соответствующие им карты нормированных амплитуд являются входными данными для выполнения комплексного расчета карты эффективных мощностей песчаника. Поскольку каждый массив данных трех частот вносит соответствующий вклад в формирование амплитудного отклика индивидуальной полосы спектра с определенным весовым коэффициентом, возможно использование для прогноза эффективной мощности коллектора приведенного ранее уравнения (2).

Результатом работы является карта прогнозных мощностей, полученная стандартным способом использования скоростной модели отложений и прогнозной карты временных мощностей песчаника пласта «АчХ» (рис. 15). Итоговая карта надежно согласуется с результатами геолого-геофизической интерпретации: повышенным значениям эффективных толщин соответствуют авандельтовый конус выноса с подводящим каналом, а также более мелкие эрозионные врезы. Контроль качества выполненного прогноза представлен как оценка стандартного отклонения прогнозной мощности песчаника от скважинных данных, величина которого составляет 4,7 м (табл. 3).

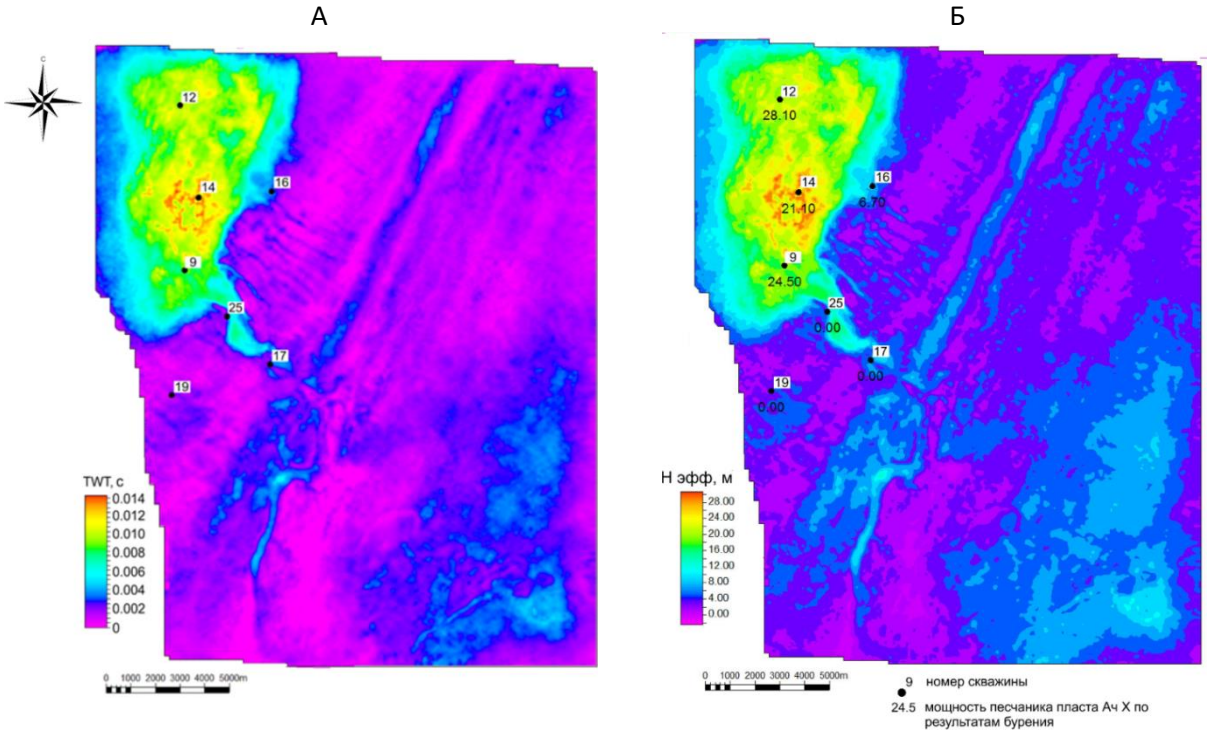


Рис. 15. Карты: А – временных эффективных мощностей коллектора;
Б – прогнозных эффективных мощностей коллектора

Таблица 3

Сопоставление данных эффективных мощностей песчаника

Скважина	Эффективная мощность, м (бурение)	Акустическая инверсия		Спектральная декомпозиция	
		Эффективная мощность, м (прогноз)	Отклонение от результатов бурения, м	Эффективная мощность, м (прогноз)	Отклонение от результатов бурения, м
9	24,5	24,47	0,03	19,85	4,65
12	28,1	20,92	7,18	21,33	6,77
14	21,1	24,07	−2,97	21,93	−0,83
16	6,7	4,76	1,94	7,78	−1,08
17	0	5,57	−5,57	4,64	−4,64
19	0	−5,06*	5,06	2,75	−2,75
25	0	5,67	−5,67	6,14	−6,14
Стандартное отклонение, м		5,1		4,7	

* повышенные значения акустического импеданса в скважине № 19 приводят к отрицательным значениям эффективной мощности коллектора согласно уравнению регрессии (рис. 16)

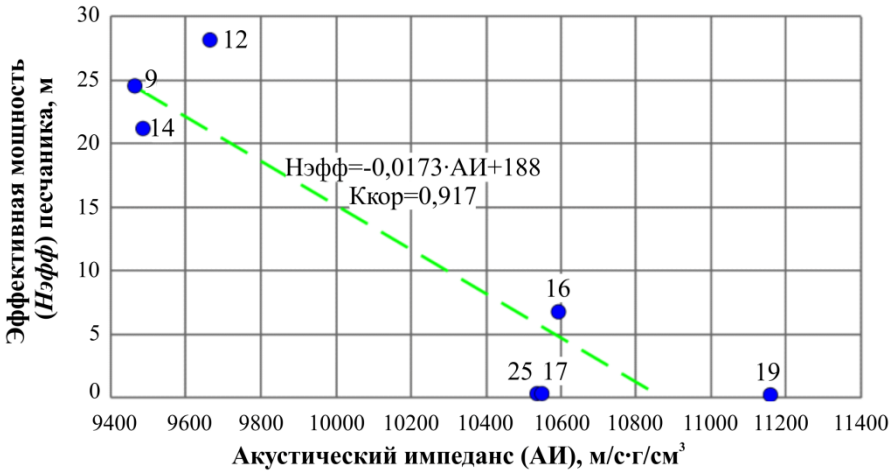


Рис. 16. Регрессионная зависимость эффективных мощностей песчаника от средних значений акустического импеданса пласта «АчХ»[6]

Дополнительно приведено сравнение с результатами прогноза эффективной мощности коллектора по данным акустической инверсии, согласно которым установлена надежная зависимость эффективной мощности песчаника от среднего значения акустического импеданса пласта «АчХ» (см. рис. 16). Ввиду повышенных значений акустического импеданса в скважине № 19 наблюдается прогноз отрицательной величины эффективной мощности коллектора. Для недопущения подобных результатов возможно рассмотрение иных методик прогноза эффективной мощности песчаника (использование других геостатистических приемов, построение регрессионных зависимостей с учетом фациальных зон), но в рамках данной статьи они рассмотрены не будут. Стандартное отклонение прогнозной величины по результатам акустической инверсии составило 5,1 м.

Таким образом, представленные результаты количественной интерпретации спектральной декомпозиции могут быть использованы в качестве дополнительной методики независимой оценки эффективной мощности коллектора. При этом ошибка определения искомого параметра количественно сопоставима с результатами прогноза по материалам акустической инверсии.

Выводы

В данной работе приведен успешный пример применения количественной интерпретации результатов спектральной декомпозиции для прогноза эффективной мощности песчаника авандельтового конуса выноса пласта «АчХ». Предложенный подход может быть использован как независимо, так и в комплексе со стандартными количественными методами динамической интерпретации.

Основные преимущества предложенной методики заключаются в минимальном количестве входных данных и, следовательно, возможности прогноза эффективной мощности коллектора площадей, малоизученных бурением, при наличии сейсмических наблюдений МОГТ-2D/3D высокой плотности. Также необходимо отметить значительное влияние качества входных данных, в частности, качества материалов сейсморазведки и надежности корреляции анализируемого отражающего горизонта.

Автором также рассматриваются возможности усовершенствования методики количественного прогноза результатов спектральной декомпозиции, которые могут касаться усложнения синтетической модели в части неоднородности скоростной модели и различных соотношений акустической жесткости пласта.

Литература

1. *Widess M.B.* How thin is a thin bed // Geophysics. 1973. Vol. 38, No. 6. P. 1176–1180. https://doi.org/10.1190/1.1440403

2. *Partyka G., Gridley J., Lopez J.* Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization // The Leading Edge. 1999. Vol. 18, No. 3. P. 353–360. https://doi.org/10.1190/1.1438295

3. *Partyka G.A.* Seismic thickness estimation: Three approaches, pros and cons // SEG Technical Program Expanded Abstracts. 2001. P. 503–506. https://doi.org/10.1190/1.1816658

4. *Буторин А.В.* Изучение детального строения ачимовского нефтегазоносного комплекса на основе спектральной декомпозиции сейсмического волнового поля: Автореф. … канд. геол.-минерал. наук. СПб., 2018. 19 с.

5. *Букатов М.В., Пескова Д.Н., Ненашева М.Г.* и др. Ключевые проблемы освоения Ачимовских отложений на разных масштабах исследования // PROнефть. Профессионально о нефти. 2018. № 2(8). С. 16–21. https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-16-21

6. *Volkov R.P., Volkov D.S., Kozhevnikov G.S.* From qualitative interpretation to quantitative analysis: Prediction of properties of geological bodies by using the spectral decomposition attribute – Case study of Achimov turbidity system in West-Siberia // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE 202030-MS. 31 p. https://doi.org/10.2118/202030-MS

7. *Chopra S., Marfurt K.J.* Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists, 2007. 481 p. https://doi.org/10.1190/1.9781560801900

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art2 UDC 550.3

Quantitative interpretation capabilities of the spectral decomposition of 3D common depth point seismic data

D.S. Volkov
Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia
E-mail: dmitrij.volkov-msu@yandex.com

Abstract. This paper analyzes the possibility of using the spectral decomposition results for the quantitative prediction of thin layer thickness. The forward wedge-modelling results are considered in order to determine the influence of the thickness of a thin layer on the amplitude response in a band-limited frequency range. A field case of the application of the proposed technique of quantitative spectral decomposition interpretation of the 3D common depth point seismic data is presented.

Keywords: spectral decomposition, quantitative interpretation, tuning effect, amplitude, frequency, 3D common depth point seismic survey.

Citation: *Volkov D.S.* Quantitative capabilities of the spectral decomposition of 3D common depth point seismic data // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 1(36). P. 25–41. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art2 (In Russ.).

References

1. *Widess M.B.* How thin is a thin bed // Geophysics. 1973. Vol. 38, No. 6. P. 1176–1180. https://doi.org/10.1190/1.1440403

2. *Partyka G., Gridley J., Lopez J.* Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization // The Leading Edge. 1999. Vol. 18, No. 3. P. 353–360. https://doi.org/10.1190/1.1438295

3. *Partyka G.A.* Seismic thickness estimation: Three approaches, pros and cons // SEG Technical Program Expanded Abstracts. 2001. P. 503–506. https://doi.org/10.1190/1.1816658

4. *Butorin A.V.* Study of the detailed structure of the Achimov oil and gas complex based on the spectral decomposition of the seismic wave field: Synopsis of Ph.D. thesis. St. Petersburg, 2018. 19 p. (In Russ.).

5. *Bukatov M.V., Peskova D.N., NenashevaM.G.*et al. Key problems of Achimov deposits development on the different scales of studying // PROneft'. Professionals about Oil. 2018. No. 2(8). P. 16–21. https://doi.org/10.24887/2587-7399-2018-2-16-21 (In Russ.).

6. *Volkov R.P., Volkov D.S., Kozhevnikov G.S.* From qualitative interpretation to quantitative analysis: Prediction of properties of geological bodies by using the spectral decomposition attribute – Case study of Achimov turbidity system in West-Siberia // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE 202030-MS. 31 p. https://doi.org/10.2118/202030-MS

7. *Chopra S., Marfurt K.J.* Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists, 2007. 481 p. https://doi.org/10.1190/1.9781560801900

© 2022. D.S. Volkov

This is an open access article under the Creative Commons Attribution 4.0 International License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art3 УДК 622.276

Оценка содержания и состава жидких углеводородов матричной нефти в газовой части продуктивных отложений нефтегазоконденсатных месторождений на примере Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения

Д.В. Сурначёв*, Н.А. Скибицкая, И.М. Индрупский, М.Н. Большаков
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
E-mail: *d_surnachev@ipng.ru

Аннотация. Статья посвящена уточнению флюидального состава нефтегазоконденсатных месторождений, в газонасыщенной части которых в начальном состоянии имеется матричная нефть. Результатом исследований является термодинамическая модель.

Ключевые слова: ресурсная база, карбонатный коллектор, термодинамическое равновесие, компонентный состав, уравнение состояния, газоконденсат, матричная нефть.

Для цитирования: *Сурначёв Д.В., Скибицкая Н.А., Индрупский И.М., Большаков М.Н.* Оценка содержания и состава жидких углеводородов матричной нефти в газовой части продуктивных отложений нефтегазоконденсатных месторождений на примере Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 1(36). С. 42–65. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art3

Задачей, предлагаемой к решению, является уточнение флюидального состава газонасыщенной части Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения (ВНГКМ) с целью оценки содержания и состава запасов жидких углеводородов (ЖУВ) матричной нефти, а также пространственного размещения данных оцененных запасов.

Работа состоит из определения компонентного/фракционного составов и, собственно, термодинамического моделирования с использованием PVT-модуля одного из промышленных гидродинамических симуляторов.

Результатом является подбор флюидальных составов компонентов и фракций (вместе с их характеристиками), соответствующих газо- и нефтенасыщенной частям Вуктыльского НГКМ, которые одновременно удовлетворяли бы ряду лабораторных и промысловых критериев, а паровые и жидкие фазы этих составов находились бы в состоянии термодинамического равновесия при давлениях и температурах выбранных опорных глубин массивной нефтегазоконденсатной залежи.

Нефтегазоматеринские свойства карбонатных пород изучаются на протяжении четырех последних десятилетий [1, 2]. Кроме того, рядом исследований в ИПНГ РАН [3] показана не только нефтегазоматеринская природа карбонатов ряда месторождений, но и доказано наличие ЖУВ и высокомолекулярных компонентов в газонасыщенной части Вуктыльского, Оренбургского, Астраханского, Карачаганакского НГКМ до начала их разработки.

© 2022. Д.В. Сурначёв, Н.А. Скибицкая, И.М. Индрупский, М.Н. Большаков

В соответствии с данной концепцией принимаются последовательные геохимические процессы, сопровождающие формирование залежей углеводородов вышеупомянутых месторождений:

– начальная стадия интенсивной газогенерации в процессе преобразований (конденсации, поликонденсации) органического вещества (ОВ) до керогена в объеме первичных структурных форм породообразующего карбонатно-органического полимера, которая сопровождается сбросом низкомолекулярных углеводородных и неуглеводородных компонентов природного газа, завершается микритизацией первичных структурных форм карбонатно-органической полимерной матрицы и выходом керогена в самостоятельную фазу – фазу рассеянного органического вещества (РОВ) в микритизированной матрице;

– битуминозная (битумоидная) стадия последовательного преобразования керогена в ряду битумоидных компонентов незрелой матричной нефти – асфальтенов, тяжелых смол, легких смол, масел, связывающих и растворяющих в своем объеме компоненты ранее отгенерированного природного газа;

– стадия формирования жидкой фазы в процессе последовательного преобразования осмоленных и маслянистых легких битумоидных компонентов до жидких углеводородов нефтяного ряда (нефти), сопровождающаяся освобождением и выходом ранее связанного битумоидами газа в свободную фазу в появившихся при этом эффективных емкостных объемах, а также образование, на основе части нефтяной фазы и закономерностей термодинамического равновесия, газопаровой фазы, в реальных условиях пластовых температур и давлений.

Иными словами, для уже сформировавшейся газоконденсатной залежи устанавливается термодинамическое равновесие паровой и жидкой фаз (жидкая фаза считается тождественной матричной или собственной нефти газонасыщенной части) пластового флюида, как в PVT-бомбе при условии моделируемых экспериментов, так и в каждой точке нефтегазонасыщенной части нефтегазоматеринской залежи.

Безусловно, такой подход является упрощением реальной ситуации, поскольку процесс преобразования вещества, результатом которого являются углеводороды, зависит также от геологического времени (стратиграфической принадлежности), от палеодинамики (исторического изменения глубин), от минерального состава вещества и типа пластовых вод, от ряда иных, в том числе пока неизвестных, параметров. Явным индикатором процесса преобразования является пористость и структура порового пространства.

Главными термодинамическими факторами, от которых зависят характеристики сформированного пластового флюида в каждой точке нефтегазоконденсатной залежи, являются текущее пластовое давление и пластовая температура (зависящие, по сути, от одного параметра – глубины по вертикали или TVD – True Vertical Depth), что дает основание на данном этапе изучения объекта применять термодинамическое, или PVT-моделирование, научная и практическая ценность результатов которого при оценке запасов не вызывает сомнения.

Остановимся детальнее на первом этапе. В качестве исходной информации при построении первоначальной PVT-модели пластовой газоконденсатной системы были использованы закономерности изменения содержания индивидуальных газовых компонентов по разрезу залежи ВНГКМ, полученные в работах: ОТЧЕТ1985[1], ОТЧЕТ1986[2] на основании анализа и осреднения результатов газоконденсатных исследований (ГКИ).

Подготовка PVT-модели пластовой смеси и расчет составов (газоконденсатной системы, пластовой нефти и суммарного состава углеводородной смеси) в настоящей работе произведены для шести опорных глубин. Первоначальная PVT-модель была основана на принятых ранее в проектно-технической документации (ПТД), см. ОТЧЕТ2014[3], составах и свойствах компонентов и фракций газоконденсатных смесей для четырех опорных глубин (разбиение обосновано большой этажностью залежи – порядка 1400–1500 м [4, 5]) – и настроена на кривую содержания конденсата в пластовом газе (точнее, потенциального содержания компонентов C_5+«высшие» на сухой газ).

Ниже приведена табл. 1 термобарических условий четырех опорных глубин TVD из проектной документации по ВНГКМ (здесь и далее указывается вертикальная положительная глубина TVD, в отличие от отрицательных абсолютных отметок: а.о. = – TVD).

Таблица 1

Термобарические условия для PVT-моделирования флюидальной системы ВНГКМ, принятые в ПТД

Глубина TVD, м	Рпл., бар	Рн.к., бар	Тпл, °С
3350	374	331	67
3000	362	325	61
2500	346	316	52
2000	328	307	42

Значения давлений начала конденсации Рн.к. для различных опорных глубин были получены, исходя из данных ГКИ и лабораторных исследований рекомбинированных проб пластового газа, для ряда скважин, с учетом линейной экстраполяции Рн.к. до глубины 2000 м. Несмотря на регламент проведения ГКИ, сама процедура рекомбинации предполагает наличие неустранимой ошибки определения как начальных составов, так и давлений начала конденсации, особенно вследствие изменения компонентного состава флюида призабойной зоны при выводе скважин на режим и/или вследствие режимов работы с большой депрессией на пласт (что было характерно для первых лет эксплуатации газовой залежи ВНГКМ).

[1] ОТЧЕТ1985 – Комплексные (газоконденсатные и газодинамические) исследования скважин Вуктыльского ГКМ. Проведение контроля за внедрением технологии извлечения выпавшего конденсата методом создания оторочки ШФЛУ: Промежуточный отчет по теме 02.В.05/84-85 за II кв. 1985 г. Ухта: ВНИИГАЗ Коми филиал, 1985.

[2] ОТЧЕТ1986 – Контроль за внедрением технологии извлечения выпавшего конденсата методами обработки скважин обогащенным газом и создание оторочки ШФЛУ (Отчет по результатам исследования скважин и обобщение результатов за 1985 г. и I кв. 1986 г.): Промежуточный отчет по теме 02.В.41/86-87. Ухта: ВНИИГАЗ Коми филиал, 1986.

[3] ОТЧЕТ2014 – Дополнения к проекту разработки Вуктыльского НГКМ. Этап 3 (заключительный): Отчет о научно-исследовательской работе. Ухта: ВНИИГАЗ, 2014.

Данные по вспомогательным и дополнительным глубинам для PVT-моделирования флюидальной системы ВНГКМ, полученные линейной интерполяцией, приведены в табл. 2. В соответствии с ПТД максимальные запасы газа приурочены к окрестности опорной глубины 3025 м, поэтому на эту глубину настроена и так называемая «эталонная кривая» потенциального содержания C_{5+}, а глубина 3316 м – принятая глубина газонефтяного контакта (ГНК).

Таблица 2

Термобарические условия на вспомогательных и дополнительных опорных глубинах

Глубина TVD, м	Рпл., бар	Рн.к., бар	Тпл, °С
3316	372,8	330,4	66,4
3025	362,9	325,4	61,4
2750	354,0	320,5	56,5
2250	337,0	311,5	47,0

Заметим, что согласно с принятыми по лабораторным исследованиям свойствами газов Вуктыльского НГКМ, на каждой из опорных глубин давление начала конденсации (точка росы) существенно (от 21 до 43 бар) ниже начального пластового давления. Это явление, как факт, утверждено в ряде предыдущих исследований пластовой системы и в проектной документации ОТЧЕТ2014.

Поскольку при этом изучались не прямые отборы пластового флюида, как в случае нефтяной залежи, и не прямые замеры его свойств, то данное явление можно воспринимать лишь как некий согласованный лабораторный критерий, которому должны соответствовать моделируемые композиционные составы в части паровой фазы, как это и делалось в предыдущих работах по исследованию Вуктыльского НГКМ.

Опираясь на исследования предыдущих лет, было установлено наличие на каждой глубине газонасыщенной части не только паровой, но и равновесной ей жидкой фазы (жидкая фаза, или жидкие углеводороды, ассоциирована с пластовой нефтью).

Поэтому задачей авторов являлся такой подбор составов пластовых флюидов на опорных глубинах, которые:

а) обеспечивали бы существование двух равновесных фаз (паровой и жидкой) в диапазоне давлений и температур ВНГКМ от кровли залежи до ГНК, то есть наличие некоторого количества ЖУВ в газонасыщенной части залежи;

б) соответственно в этом случае Рн.к. – точка росы – паровой фазы совпадала бы с начальным пластовым давлением и с давлением насыщения (начала дегазации) жидкой фазы на каждой глубине при соответствующей температуре в газонасыщенной части;

в) для состава паровой фазы обеспечивался бы термодинамический фазовый переход по глубине от паровой к жидкой фазе на ГНК;

г) потенциальное содержание показателя «C_5+высшие» на сухой газ (г/м^3) и его динамика при снижении давления для каждой опорной глубины максимально соответствовали бы утвержденным проектным величинам и утвержденным подсчетным параметрам, особенно на последних этапах разработки;

д) расчетные кривые дифференциальной конденсации модельных смесей, при наличии жидкой фазы, были бы близки экспериментальным данным исследований рекомбинированных смесей.

Все эти требования в совокупности достаточно противоречивы, не говоря уже о погрешности экспериментов и промысловых замеров, поэтому потребовалось найти разумный компромисс между данными условиями, скажем, между «полкой» КГФ (конденсато-газового фактора) в интервале от ранее утвержденных Рн.к. до Рпл. и заданием точки росы Рн.к. = Рпл., свойственному для нефтегазоматеринской системы, после чего неизбежно должно следовать падение потенциального содержания C_{5+} вследствие падения давления.

За основу для построения PVT-моделей ВНГКМ в настоящей работе был взят состав (см. [4, 5], ОТЧЕТ2016[4]), характеризующийся тем, что кроме азота N_2 и углекислого газа CO_2, и стандартных компонентов C_1-C_5, включая изомеры iC_4, iC_5, остаток C_{6+} был разбит на 6 фракций C_6P1–C_6P6, из которых последняя – C_6P6 – имеет молекулярный вес 500 и является подгоночной (табл. 3). Молекулярный вес 500 обычно принимается в композиционном моделировании для компонента C_{36} парафинового ряда. Исследования нефти ВНГКМ показали наличие определяемых лабораторно концентраций компонентов не выше C_{43} (что не исключает присутствия в пластовом флюиде и более тяжелых компонентов за порогом точности лабораторных замеров).

[4] ОТЧЕТ2016 – Комплексное изучение керна, структурно-емкостное, геолого-геохимическое, физико-химическое моделирование с целью разработки научных основ добычи жидких углеводородов на завершающей стадии разработки Вуктыльского ГКМ. Этап 4: Отчет о научно-исследовательской работе. М.: ООО «Центр высокомолекулярных технологий», 2016.

Поскольку во всех предыдущих исследованиях было использовано кубическое уравнение состояния Пенга–Робинсона [6], в настоящей работе для сохранения преемственности авторы оставили то же самое уравнение состояния, стартовав с определенных ранее свойств компонентов и фракций.

Таблица 3

Компоненты и фракции исходного флюидального состава (при разбиении C_{6+} на 6 фракций)

Компоненты и фракции	Молекулярный вес, Mw
N_2	28,013
CO_2	44,010
C_1	16,043
C_2	30,070
C_3	44,097
iC_4	58,124
nC_4	58,124
iC_5	72,151
nC_5	72,151
C_6P1	85,019
C_6P2	110,457
C_6P3	157,953
C_6P4	231,218
C_6P5	338,184
C_6P6	**500,000**

Для данного набора компонентов и фракций ранее (см. [5], ОТЧЕТ2016) был выполнен подбор составов газоконденсатной смеси (паровой фазы) по опорным глубинам (табл. 4). Для этих составов величины давления начала конденсации Рн.к. были определены существенно ниже начального пластового давления Рпл. (см. табл. 1, 2).

Таблица 4

Начальный флюидальный состав паровой фазы для опорных глубин, %

Компоненты и фракции	Глубина TVD, м					
	2000	**2250**	**2500**	**2750**	**3000**	**3350**
N_2	4,28	4,43	4,58	4,79	5,01	5,3
CO_2	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04
C_1	78,24	77,36	76,48	75,67	74,85	73,73
C_2	8,44	8,54	8,63	8,6	8,56	8,51
C_3	2,83	2,99	3,15	3,31	3,47	3,7
iC_4	0,43	0,43	0,44	0,44	0,45	0,45
nC_4	0,56	0,62	0,68	0,74	0,8	0,88
iC_5	0,12	0,13	0,14	0,15	0,16	0,17
nC_5	0,11	0,12	0,12	0,13	0,14	0,15
C_6P1	1,59	1,71	1,84	1,96	2,08	2,25
C_6P2	2,03	2,2	2,36	2,51	2,67	2,88
C_6P3	1,05	1,13	1,22	1,3	1,38	1,49
C_6P4	0,26	0,28	0,3	0,32	0,35	0,38
C_6P5	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,05
C_6P6	0	0	0	0	0	0,01

С целью дальнейшего детального PVT-моделирования и приближения давления начала конденсации Рн.к. паровой фазы к значениям пластового давления Рпл., что необходимо для «физического присутствия» в газонасыщенной части жидкой фазы, исходное разбиение C_{6+} (6 фракций от C_6P1 до C_6P6) в настоящей работе было дополнено четырьмя фракциями – от C_6P7 до C_6P10, где самые тяжелые фракции с молекулярными весами в диапазоне примерно 600–1200 отвечают за масла и смолы, присутствующие в качестве высокомолекулярных компонентов, или нефти в газонасыщенной части [3]. Эти фракции должны присутствовать и в составе обычной жидкой нефти ВНГКМ, пусть и в очень небольшом количестве, которое могло бы и не быть обнаружено традиционными исследованиями (как правило, традиционные фракционные исследования нефтей завершаются в районе компонента C_{40}).

Перечень компонентов и фракций «расширенного» флюидального состава (при разбиении C_{6+} на 10 фракций) и соответствующих свойств компонентов/фракций приведены в табл. 5. Свойства добавленных четырех самых тяжелых фракций были выбраны из таблицы свойств компонентов типовых нефтей с ближайшими молекулярными весами, используемой во встроенной библиотеке программного комплекса Tempest-ENABLE компании ROXAR/EMERSON.

В табл. 5: Mw – молекулярный вес (ед.), Tc – критическая температура (^{o} C), Pc – критическое давление (бар), Ac – ацентрический фактор (ед.), Zc – коэффициент сверхсжимаемости в критической точке (отклонение от закона Бойля-Мариотта – пересчетный параметр по уравнению состояния), Vc – критический объем (м^3/кг-моль), Sg – относительная плотность по воде в н.у., Tb – температура кипения (^{o}C), Ωa и Ωb – параметры уравнения состояния, Para – парахор (комплексное физико-химическое свойство вещества, связывающее поверхностное натяжение жидкости с плотностью жидкости и пара), Sv – поправочный объемный коэффициент (шифт-параметр) уравнения состояния. Более детально роль каждого из параметров в кубическом уравнении состояния описана в работах [7–10].

Таблица 5

Свойства компонентов и фракций «расширенного» флюидального состава (при разбиении C_{6+} на 10 фракций)

Компоненты и фракции	Mw	Tc (°C)	Pc (bar)	Acf	**Zc**	Vc (m^3/kg-mole)	Sg (sg(Water=1))	Tb (°C)	Ωa	Ωb	Para	Sv	
N_2	28,0130	−146,8890	33,9912	0,0450	**0,2916**	0,09006	0,4700	−195,778	1	1	41,00	−0,1930	
CO_2	44,0100	31,0556	73,8153	0,2310	**0,2742**	0,09396	0,5072	−78,500	1	1	70,00	−0,0820	
C_1	16,0430	−82,5722	46,0432	0,0115	**0,2884**	0,09925	0,3300	−161,494	1	1	77,00	−0,1590	
C_2	30,0700	32,2722	48,8011	0,0908	**0,2843**	0,14792	0,4500	−88,600	1	1	108,00	−0,1130	
C_3	44,0970	96,6722	42,4924	0,1454	**0,2804**	0,20288	0,5077	−42,039	1	1	150,30	−0,0860	
iC_4	58,1240	134,9890	36,4802	0,1756	**0,2824**	0,26271	0,5631	−11,722	1	1	181,50	−0,0840	
nC_4	58,1240	152,0280	37,9694	0,1928	**0,2736**	0,25472	0,5844	−0,500	1	1	189,90	−0,0670	
iC_5	72,1510	187,2780	33,8119	0,2273	**0,2701**	0,30584	0,6247	27,844	1	1	225,00	−0,0610	
nC_5	72,1510	196,5000	33,6878	0,2510	**0,2623**	0,30404	0,6310	36,067	1	1	231,50	−0,0390	
C_6P1	85,0188	250,9280	26,6887	0,1208	**0,2224**	0,36303	0,6639	65,976	1	1	270,11	−0,0026	**C_6**
C_6P2	110,4570	318,9670	24,7149	0,2351	**0,2424**	0,48277	0,7080	126,024	1	1	341,33	−0,0343	**C_8-C_9**
C_6P3	157,9530	398,0440	20,7256	0,3625	**0,2493**	0,67134	0,7498	201,495	1	1	466,70	0,0261	**C_{11}-C_{12}**
C_6P4	231,2180	488,5170	16,8437	0,5589	**0,2622**	0,98561	0,7865	296,461	1	1	640,62	0,7000	**C_{16}-C_{17}**
C_6P5	338,1840	586,3390	13,5525	0,7602	**0,2717**	1,43279	0,8201	400,639	1	1	852,12	0,8000	**C_{24}-C_{25}**
C_6P6	500,0000	679,6440	10,5933	1,0268	**0,2662**	1,99036	0,8535	509,956	1	1	1076,40	0,9000	**C_{36}**
C_6P7	598,0000	674,6280	7,5153	1,3000	**0,1637**	1,71677	0,9360	540,183	1	1	1156,21	0,2471	**C_{48}**
C_6P8	794,1000	737,6280	5,9157	1,4810	**0,1406**	1,99770	0,9630	613,128	1	1	1189,03	0,2785	**C_{57}**
C_6P9	1004,1000	790,0720	4,8401	1,6270	**0,1217**	2,22244	0,9840	671,906	1	1	1036,57	0,3029	**C_{72}**
C_6P10	1284,2000	845,0720	3,9160	1,7810	**0,1036**	2,46000	1,0060	733,522	1	1	531,19	0,3268	**C_{92}**

В составе остатка C_{6+} ВНКГМ встречается до 15–20% ароматических углеводородов с соотношением бензола и толуола примерно 1:4, а также более тяжелые углеводороды нафтенового ряда, но учет данного типа компонентов не входит в содержание настоящей работы, поэтому принимаем все углеводородные компоненты выше пентана – априори алкановыми. Для компонентов и фракций выше C_5 в правой колонке табл. 5 приведены соответствующие им по молекулярным весам обозначения стандартных углеводородов парафинового ряда.

Для алгоритма подбора концентраций компонентов и тяжелых фракций было использовано свойство гамма-распределения молярных долей тяжелых фракций ряда C_{6+} паровой фазы по молекулярным весам, что активно используется при PVT-моделировании в процедурах сокращения/расширения состава (lumping/delumping). Такие асимметричные гамма-функции появляются, например, в процессе хроматографических исследований экстракта карбонатного керна газоконденсатных месторождений.

В соответствии с описанными выше ожидаемыми особенностями изменения концентраций, путем подбора «гладкого» по молекулярным весам состава тяжелых фракций C_6P1–C_6P10, в модуле PVT были получены составы паровой фазы «расширенного состава» на опорных глубинах, см. табл. 6. Параллельно проводилась проверка на совпадение давления начала конденсации Рн.к и начального пластового давления на опорных глубинах.

Таблица 6

Расширенные составы равновесной паровой фазы на опорных глубинах

	3316	3025	2750	2500	2250	2000
N_2	0,0522	0,0501	0,04793	0,0461	0,04428	0,0426
CO_2	0,00044	0,00041	0,00038	0,00035	0,00032	0,0003
C_1	0,73935	0,74922	0,75817	0,76638	0,77451	0,78233
C_2	0,0871	0,0865	0,0859	0,0854	0,0849	0,08439
C_3	0,03655	0,03474	0,03312	0,03149	0,0299	0,0283
iC_4	0,0045	0,00446	0,00441	0,00438	0,00434	0,0043
nC_4	0,00864	0,00799	0,00739	0,00679	0,0062	0,0056
iC_5	0,00175	0,00162	0,00151	0,0014	0,0013	0,0012
nC_5	0,00136	0,0013	0,00125	0,0012	0,00115	0,0011
C_6P1	1,96E-02	1,85E-02	1,76E-02	1,67E-02	1,58E-02	1,50E-02
C_6P2	2,90E-02	2,69E-02	2,51E-02	2,36E-02	2,20E-02	2,04E-02
C_6P3	1,45E-02	1,38E-02	1,32E-02	1,26E-02	1,20E-02	1,15E-02
C_6P4	3,55E-03	3,29E-03	3,10E-03	2,92E-03	2,78E-03	2,62E-03
C_6P5	1,08E-03	8,90E-04	7,50E-04	6,00E-04	4,50E-04	2,80E-04
C_6P6	2,20E-04	1,60E-04	1,30E-04	1,00E-04	7,00E-05	4,00E-05
C_6P7	1,20E-04	8,00E-05	6,00E-05	4,00E-05	3,00E-05	2,00E-05
C_6P8	3,00E-05	2,00E-05	2,00E-05	1,00E-05	7,80E-06	4,80E-06
C_6P9	1,00E-05	8,00E-06	5,40E-06	4,00E-06	3,10E-06	2,60E-06
C_6P10	4,20E-06	3,00E-06	2,10E-06	1,60E-06	1,34E-06	1,25E-06

Давление Рн.к. рассчитывается в PVT-модуле промышленного симулятора путем моделирования различных экспериментов – дифференциальной конденсации (CVD-test, constant volume depletion), контактной конденсации (CCE-test, constant composition expantion), характера насыщения (SAT-test, saturation) или так называемого градиент-теста (GRD-test, gradient) по глубине (поскольку исследовалась малая окрестность опорных глубин, была использована изотермическая опция GRD-test).

В результате подбора составов отклонение вычисленной точки росы Рн.к. от заданных значений пластового давления Рпл. на всех глубинах минимально, в среднем составляет 0,5 бар (табл. 7).

Таблица 7

Характеристика расширенных составов паровой фазы по «точке росы»

Глубина TVD, м	Рпл, бар	Рн.к., бар	отклонение, бар
2000	328,0	327,6	−0,4
2250	337,0	338,0	1,0
2500	346,0	347,4	1,4
2750	354,0	355,0	1,0
3025	362,9	363,3	0,4
3316	372,8	372,3	−0,5

При вычислении расширенных составов было важно сохранить линейную зависимость потенциального содержания C_{5+} по глубине с максимальным сохранением проектных значений. Решение этой задачи иллюстрирует рис. 1. При этом отклонение от проектных значений C_{5+} на опорных глубинах ничтожно мало и составляет всего 1–2 г/м^3 сухого газа, что видно из данных табл. 8.

Таблица 8

Сравнение потенциального содержания С5+ с проектными данными

Глубина TVD,м	Потенциальное содержание C_{5+}, г/м^3	
	проект	расширенный состав
2000	273	274
2500	319	317
3000/3025	364	363
3350/3316	395	394

Проиллюстрируем свойства найденных составов паровой фазы графически.

Поскольку концентрации самых тяжелых фракций в паровой фазе очень малы, то значения концентраций для большей наглядности нужно выносить на графики, построенные на логарифмической шкале. На рис. 2 на полулогарифмической шкале приведен контрольный график для анализа динамики концентраций по молекулярным весам и согласования составов по опорным глубинам, так называемый «finger-plot».

На двойной логарифмической шкале зависимость десятичного логарифма концентраций от натурального логарифма молекулярного веса для каждой опорной глубины очень хорошо (с коэффициентом корреляции R^2 выше 0,99) аппроксимируется полиномом четвертого порядка. В качестве иллюстрации на рис. 3 приведен соответствующий график для опорной глубины 3025 м.

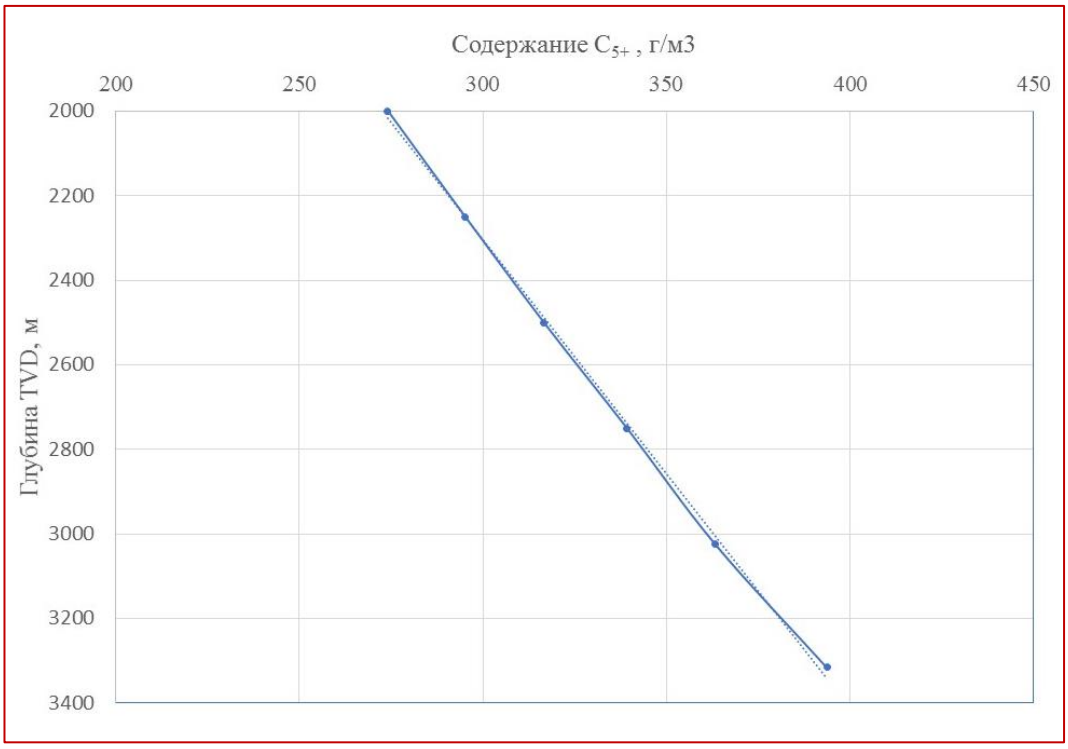


Рис. 1. Зависимость потенциального содержания C_{5+} от глубины для расширенного состава

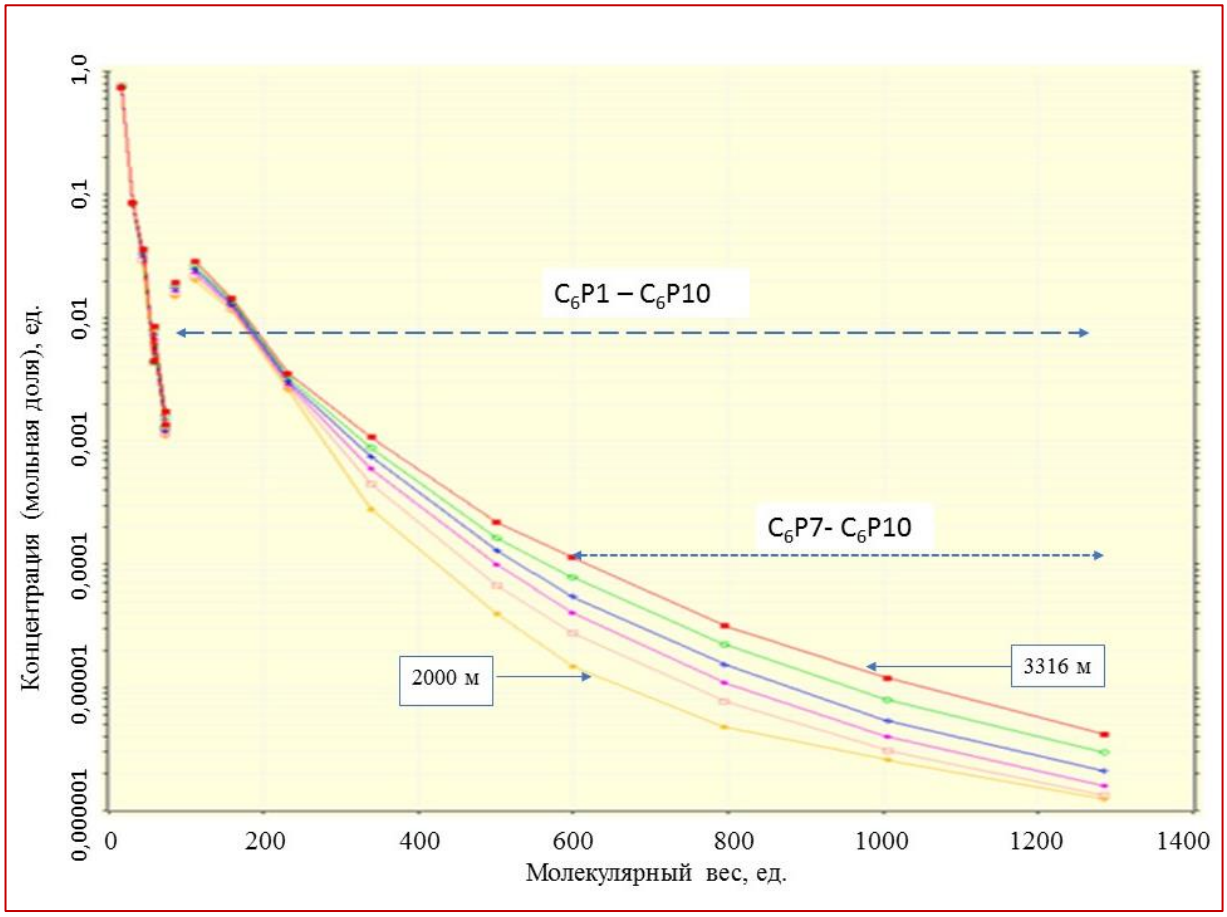


Рис. 2. Контрольный график для анализа составов паровой фазы опорных глубин, полулогарифмическая шкала

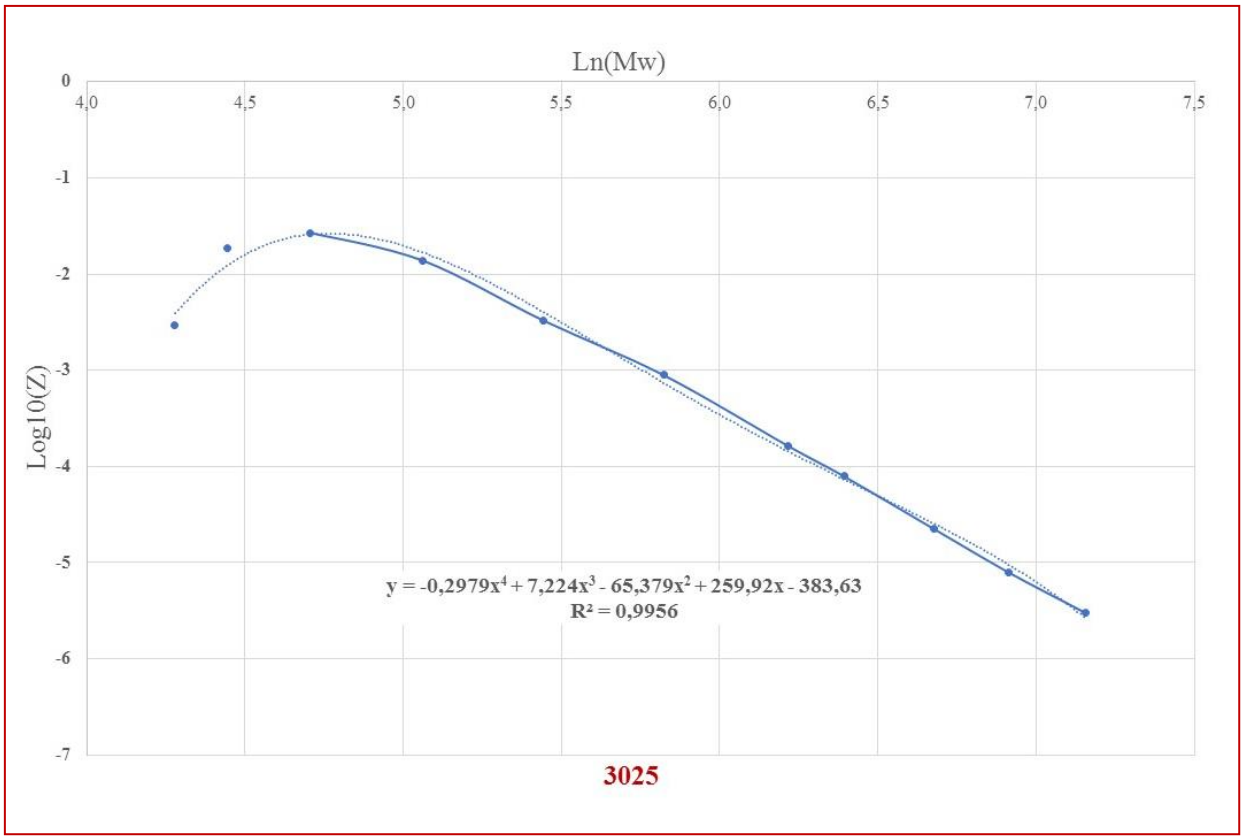


Рис. 3. Пример зависимости концентраций тяжелых компонентов от молекулярных весов, двойная логарифмическая шкала

Традиционный интерес представляет также вид зависимостей найденных концентраций компонентов или фракций от глубины (TVD). Предыдущие исследования и расчеты показывают, что эта зависимость имеет линейный характер для всех углеводородных компонентов вплоть до пентанов и, как показано ранее, для остатка C_{5+}. Линейный закон также справедлив и для уточненных концентраций тяжелых фракций, начиная с C_6P1 и заканчивая C_6P5. Для фракции C_6P6 наблюдается небольшое отклонение от линейной зависимости. Однако для вычисленных в настоящей работе концентраций в паровой фазе самых тяжелых фракций расширенного состава (см. рис. 4), начиная с C_6P7 (рис. 4а), включая C_6P8 (рис. 4б) и C_6P9 (рис. 4с) и заканчивая C_6P10 (рис. 4г), эта зависимость имеет уже нелинейный, параболический характер.

Одновременно с подбором состава паровой фазы модуль PVT-моделирования промышленного симулятора позволяет автоматически получить компонентный состав соответствующей равновесной жидкой фазы, при условии, что пластовые давление и температура есть точка росы (начала конденсации), см. табл. 9.

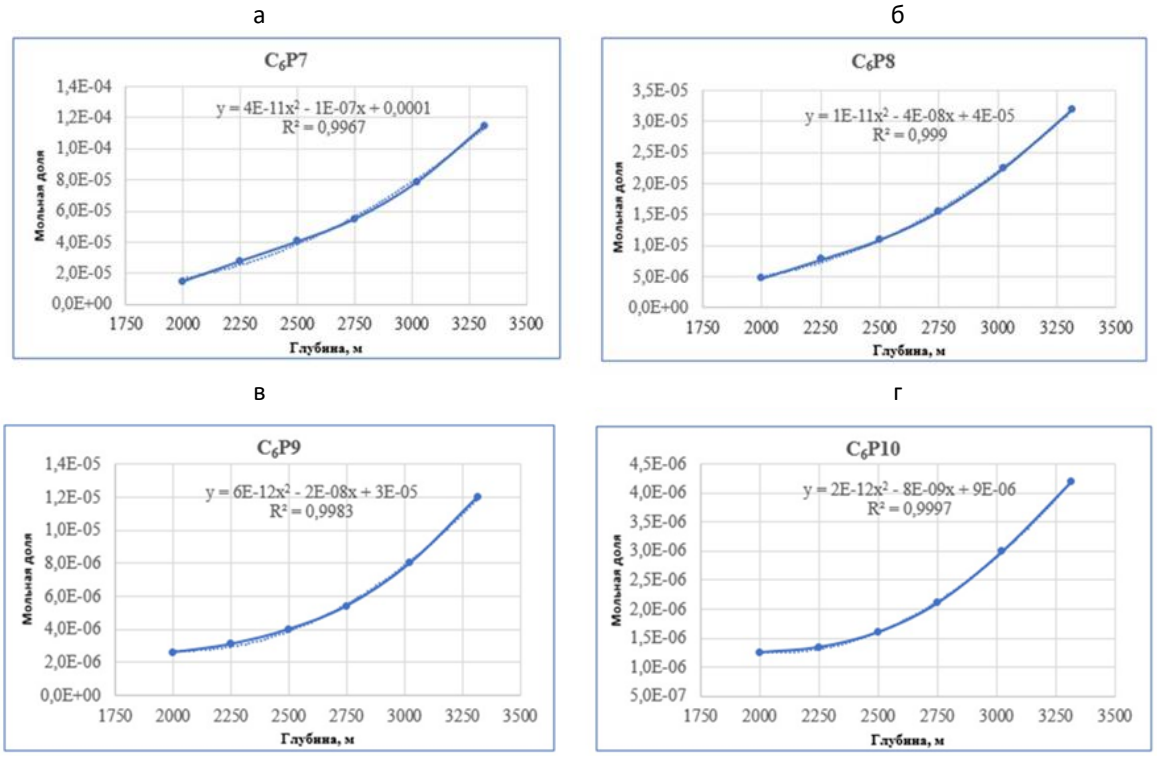


Рис. 4. Закономерности изменения концентраций в паровой фазе по глубине, фракции: а – C_6P7, б – C_6P8, в – C_6P9, г – C_6P10

Таблица 9

Расширенные составы равновесной жидкой фазы на опорных глубинах

	3316	3025	2750	2500	2250	2000
N_2	0,03455	0,03236	0,03029	0,0286	0,02714	0,02647
CO_2	0,00042	0,00039	0,00036	0,00034	0,00032	0,00029
C_1	0,56251	0,56131	0,56101	0,5596	0,55663	0,54128
C_2	0,09331	0,09349	0,09366	0,0939	0,09414	0,09337
C_3	0,04589	0,04449	0,04322	0,04182	0,04036	0,03805
iC_4	0,00623	0,00634	0,00644	0,00654	0,00663	0,00657
nC_4	0,01269	0,01211	0,01153	0,01088	0,01018	0,00915
iC_5	0,00287	0,00276	0,00267	0,00256	0,00245	0,00226
nC_5	0,00232	0,00231	0,00231	0,0023	0,00228	0,00217
C_6P1	3,46E-02	3,41E-02	3,36E-02	3,31E-02	3,24E-02	3,13E-02
C_6P2	6,91E-02	6,84E-02	6,77E-02	6,71E-02	6,59E-02	6,27E-02
C_6P3	5,16E-02	5,40E-02	5,60E-02	5,80E-02	6,02E-02	6,02E-02
C_6P4	2,50E-02	2,69E-02	2,89E-02	3,09E-02	3,36E-02	3,45E-02
C_6P5	1,98E-02	2,03E-02	2,09E-02	2,03E-02	1,86E-02	1,36E-02
C_6P6	1,59E-02	1,66E-02	1,75E-02	1,80E-02	1,67E-02	1,30E-02
C_6P7	1,07E-02	1,06E-02	1,02E-02	1,04E-02	1,07E-02	9,48E-03
C_6P8	6,51E-03	7,04E-03	7,06E-03	7,51E-03	8,85E-03	1,20E-02
C_6P9	4,02E-03	4,33E-03	4,42E-03	5,21E-03	7,50E-03	1,91E-02
C_6P10	1,85E-03	2,22E-03	2,40E-03	3,07E-03	5,47E-03	2,46E-02

Выполнив для набора расширенных составов паровой фазы по глубине вычислительные эксперименты дифференциальной конденсации (CVD-test, воспроизводящий в PVT-бомбе условия работы части залежи на истощение), получаем набор кривых объемного содержания жидкой фазы по давлению. Температура учитывается дискретно, согласно приведенным выше (см. табл. 1 и табл. 2) значениям для опорных глубин.

Этот набор кривых отображен на рис. 5. Кривые объемного содержания жидкой фазы в модельном эксперименте дифференциальной конденсации на графике соответствуют опорным глубинам TVD: 2000, 2250, 2500, 2750, 3025, 3316 м.

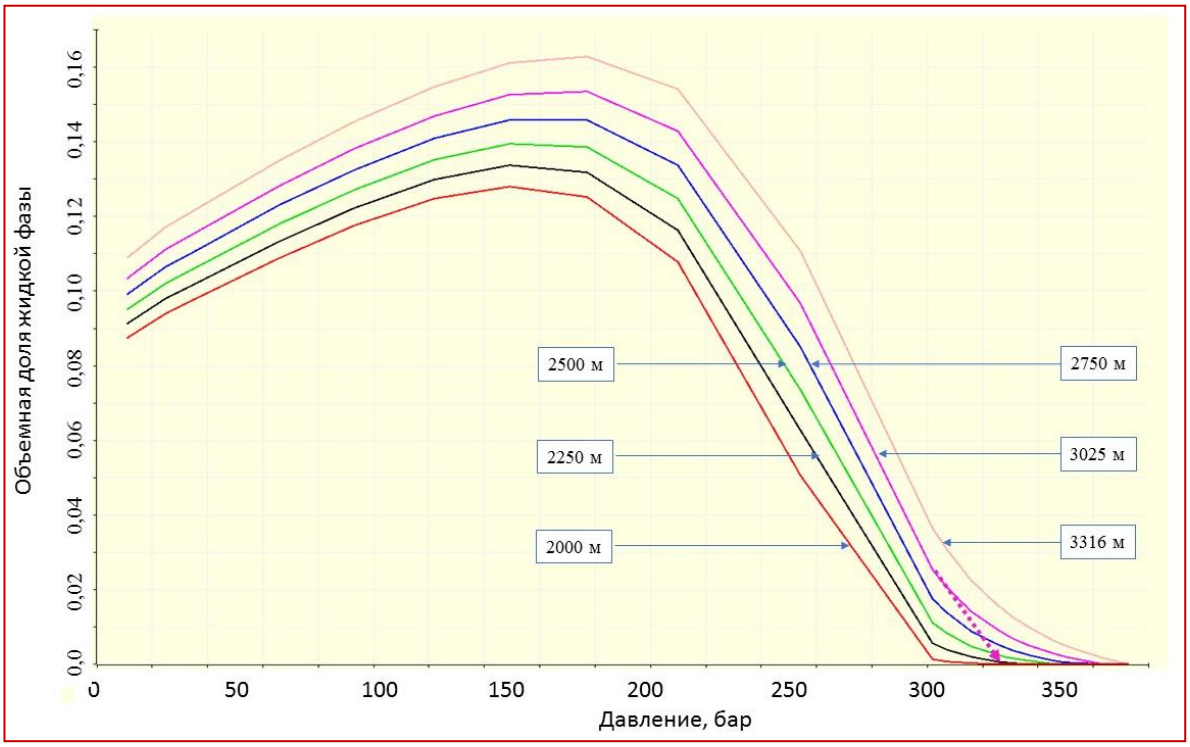


Рис. 5. Кривые дифференциальной конденсации паровой фазы расширенного состава для опорных глубин: 2000, 2250, 2500, 2750, 3025, 3316 м

Ранее отмечалось, что для рассчитанных расширенных составов паровой фазы отклонение вычисленной точки росы Рн.к. от проектных значений Рпл минимально, составляет в среднем 0,5 бар. На рис. 5 видно, что кривые дифференциальной конденсации ведут себя таким образом, что точка пересечения касательной к крутопадающей части кривой с осью абсцисс (которую можно назвать «псевдоточка росы») достаточно близка к проектной точке росы (в соответствии с ПТД отличающейся от Рпл. на величину от 25 до 45 бар). Для опорной глубины 3025 м это соответствует значению примерно 325 бар.

В качестве промежуточного вывода зафиксируем, что был найден компромисс между сохранением принципиального (проектного) характера кривых дифференциальной конденсации составов паровой фазы для опорных глубин и наличием равновесной жидкой фазы в газонасыщенной части (Рн.к. = Рпл.).

Исследуем следующий критерий, а именно, степень совпадения кривой потенциального содержания C_{5+} на сухой газ с так называемой «эталонной» кривой (данные по содержанию C_{5+} для глубины 3025 м и температуры 63 °С взяты из работы [5]), см. табл. 10 и график на рис. 6.

Таблица 10

«Эталонное» потенциальное содержание фракции C_{5+}, для состава ВНГКМ на глубине 3025м

Давление, МПа	Содержание C_{5+}, г/м^3
36,3	360,0
32,4	360,0
30,2	321,0
25,4	236,0
21,0	175,0
17,7	140,0
14,9	114,0
12,2	89,0
9,3	65,0
6,6	47,5
3,4	58,0
2,5	100,0
1,1	200,0

Эти данные соответствуют оранжевой кривой на графике рис. 6. Расчетные же данные эксперимента дифференциальной конденсации с подобранным «расширенным» составом паровой фазы для глубины 3025 м (CVD-test) соответствуют синей кривой на графике рис. 6. Наблюдается достаточно уверенное приближение, за исключением области самых малых давлений.

Сравним теперь полученные кривые потенциального содержания C_{5+} с кривыми из проектной документации, применяемыми в процессе проектирования разработки (ОТЧЕТ1985, ОТЧЕТ1986, ОТЧЕТ2014), см. рис. 7.

На графике рис. 7 видны стандартные «полки» КГФ (потенциального содержания C_{5+} на сухой газ) для каждого этажа – от Рпл. до проектного Рн.к., затем параболическое падение семейства кривых до окрестности давления начала ретроградного испарения в диапазоне 50–70 бар, после чего следует незначительный рост кривых до величин 40–75 г/м^3 в точке 2,5 МПа (25 бар).

Для найденных расширенных составов паровой фазы, как видно из рис. 8, наблюдаются лишь аппроксимация «полок» (см. рис. 7), причем с глубиной и утяжелением состава отклонение от «полки» растет, поскольку выпадение конденсата начинается одновременно со снижением пластового давления при условии Рн.к. = Рпл.

Одной из возможных причин появления «полки» КГФ и данных по Рн.к. < Рпл., по данным лабораторных исследований газа Вуктыльского НГКМ, является несовершенство методики и рекомбинирования проб, не учитывающих выпадения самых тяжелых фракций в период вывода скважин на режим при высокой депрессии на пласт и в начальный период сверхинтенсивных отборов.

Следующим этапом является подбор такой доли равновесной жидкой фазы, которая, в смеси с равновесной ей паровой фазой, давала бы удовлетворительное совпадение с кривыми дифференциальной конденсации рекомбинированных смесей (г/к состав+нефть), полученными в предыдущих исследованиях пластового флюида ВНГКМ, в предположении наличия матричной нефти в газонасыщенной части.

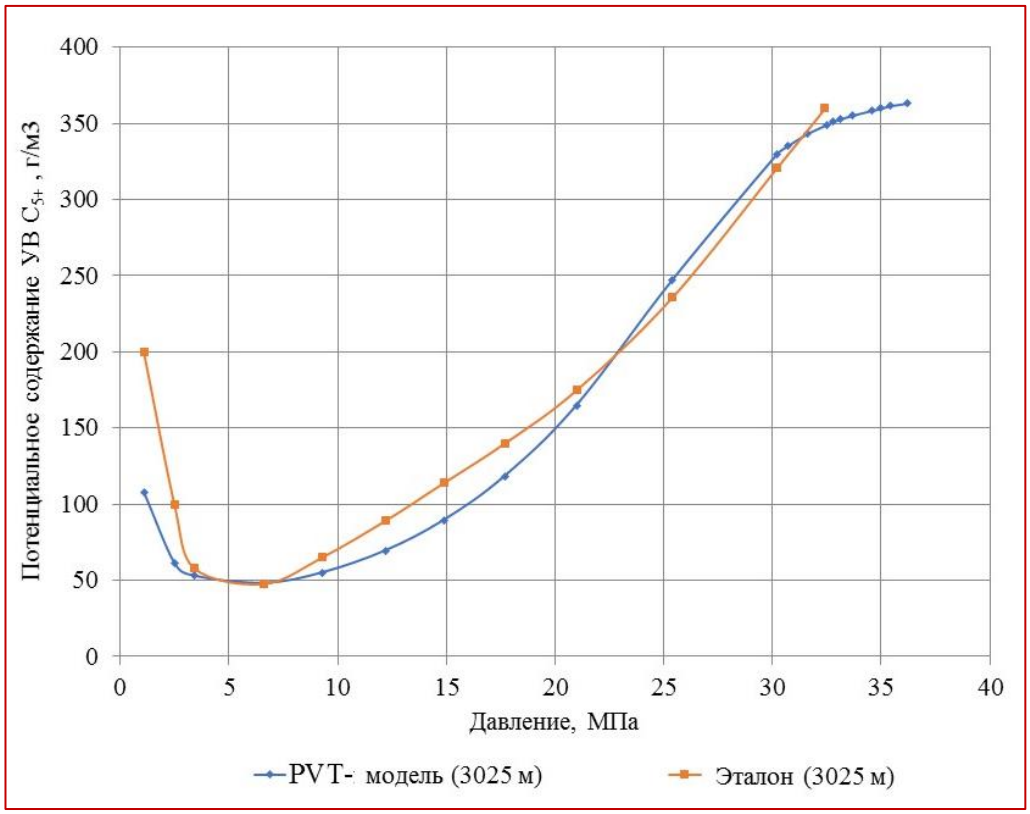


Рис. 6. Сравнение кривых потенциального содержания C_{5+}, PVT-модель и «эталон», для глубины 3025 м

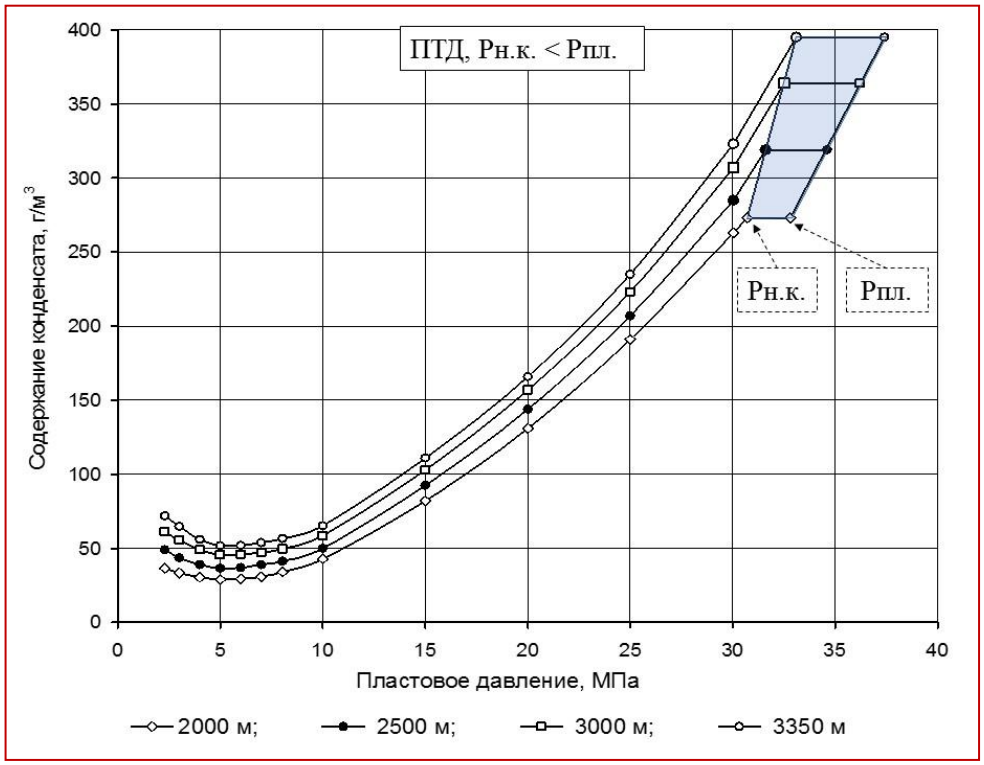


Рис. 7. Проектное распределение потенциального содержания конденсата в пластовом газе Вуктыльского НГКМ по опорным глубинам

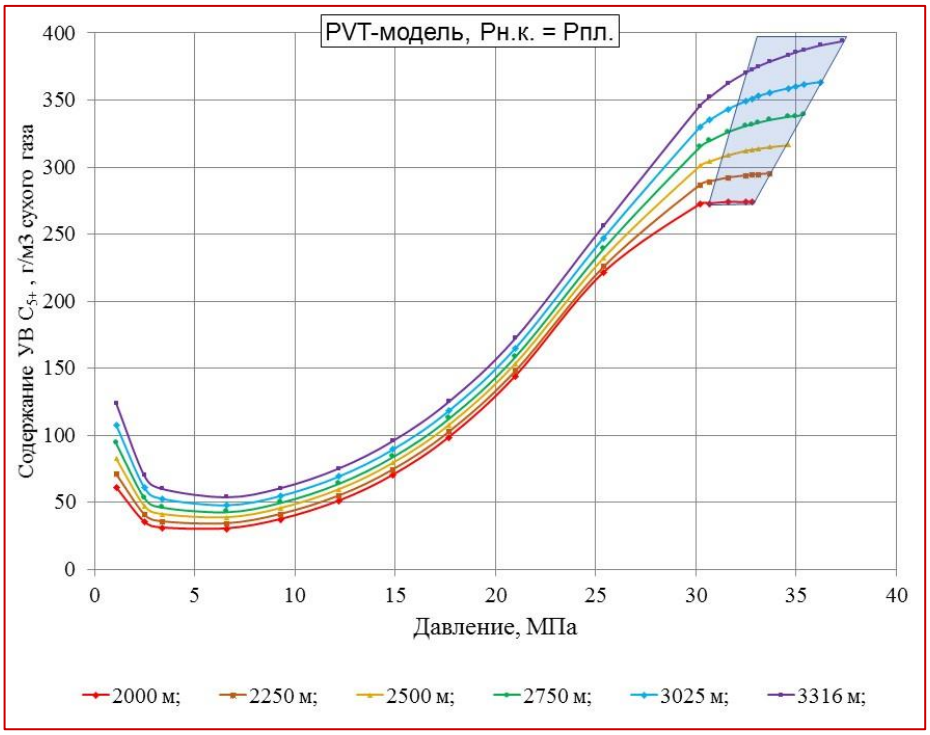


Рис. 8. Расчетное распределение потенциального содержания C_{5+} в пластовом газе Вуктыльского НГКМ по опорным глубинам

Разброс этих данных, приведенных к опорной глубине 3025 м, по разным исследованиям (ОТЧЕТ2014, ОТЧЕТ2016), достаточно велик (табл. 11).

Таблица 11

Сравнительные данные дифференциальной конденсации рекомбинированных смесей Вуктыльского НГКМ (по исследованиям разных лет)

Давление, бар	Жидкая фаза, % объема	
	Исследование 1	Исследование 2
350	14,49	19,90
300	16,25	23,10
240	17,43	26,30
200	18,60	26,50
150	18,52	26,40
100	17,15	24,40
50	15,40	21,90

Критерием выбора служат усредненные исторические данные (см. ОТЧЕТ2014) по плотности дегазированной нефти нефтяной оторочки (скв. 53 Северо-Вуктыльского участка), которые следует соотносить с параметрами модельной смеси на глубине ГНК, то есть 3316 м. Они должны быть очень близки.

Для определения адекватной эксперименту доли жидкой фазы для глубины 3025 м и температуры 61,4 °С строились (при помощи стандартного PVT-модуля промышленного гидродинамического симулятора) кривые дифференциальной конденсации (CVD-test), подмешивая к равновесной паровой фазе молярные доли равновесной жидкой фазы, с шагом 0,5%, и добиваясь лучшего совпадения расчетных данных с данными лабораторных исследований. Результаты вычислительных экспериментов представлены на рис. 9 и 10 (рис. 10 – лучшие приближения).

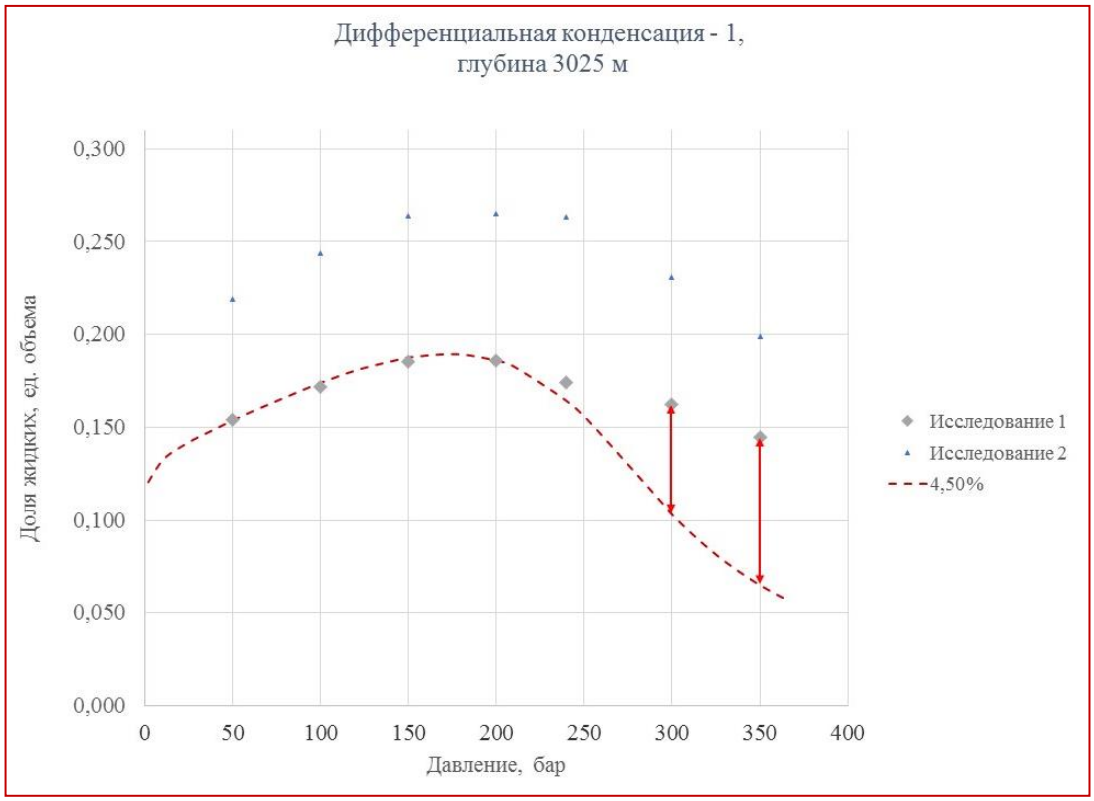


Рис. 9. Сравнение данных (исследование 1) дифференциальной конденсации рекомбинированной смеси (г/к состав+нефть) с расчетными данными (CVD-test)

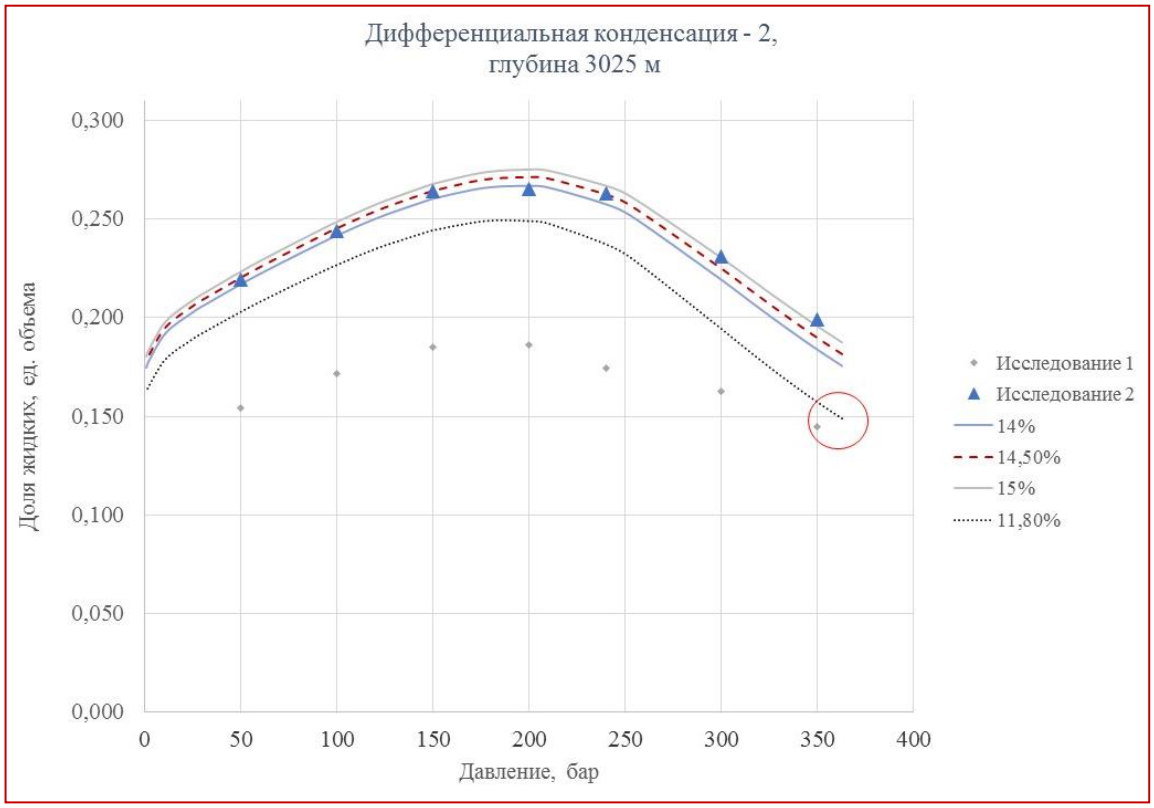


Рис. 10. Сравнение данных (исследование 2) дифференциальной конденсации рекомбинированной смеси (г/к состав+нефть) с расчетными данными (CVD-test)

Напомним, что при смешивании в любой мольной пропорции компонентного состава равновесных паровой и жидкой фаз их составы не изменяются после разделения на фазы. Меняются лишь объемы, занимаемые каждой фазой в зависимости от пропорции. Это следует из самого понятия равновесности, как состояния, характеризующегося равенством фугитивности, то есть «летучести», энергетической характеристики каждой из фаз.

Из представленного на рис. 9 графика следует, что наилучшее совпадение расчетов с данными дифференциальной конденсации рекомбинированной смеси (г/к+нефть) в исследовании 1 достигается лишь частично, только в диапазоне давлений ниже 250 бар, при мольной доле жидкой фазы 4,5%. Этой мольной доле в PVT-расчетах соответствует объемная доля 5,8% (стартовая точка красной пунктирной кривой). При значениях давления выше 250 бар расхождение становится слишком велико для того, чтобы можно было взять исследование 1 в качестве начального приближения расчетов.

По-иному обстоит дело с данными исследования 2 (см. рис. 10).

Из представленного на рис. 10 графика следует, что наилучшее совпадение с данными эксперимента дифференциальной конденсации рекомбинированной смеси г/к+нефть в исследовании 2 достигается при мольной доле жидкой фазы от 14% до 15% (в среднем 14,5%) практически во всем диапазоне давлений. Этой мольной доле 14,5% соответствует объемная доля 18,12% (стартовая точка красной пунктирной кривой). Следовательно, эту найденную долю равновесной жидкой фазы и следует выбрать в качестве начального приближения.

Завершающим этапом является выбор доли жидкой фазы по плотности матричной нефти, точнее, по осредненной по времени плотности нефти ВНГКМ. Информация по динамике параметров нефти в стандартных условиях (см. ОТЧЕТ2014 об исследованиях свойств флюидов ВНГКМ), в частности, по исследованию нефти скв. 53, вскрывшей нефтяную оторочку Северо-Вуктыльского участка, представлена в табл. 12.

Светло-зеленым цветом в таблице выделены минимальные значения плотности дегазированной нефти (824–825–828 кг/м^3), светло-коричневым – максимальные значения плотности дегазированной нефти (847–854–857 кг/м^3). Исторически средним значением плотности является величина 835,5 кг/м^3, причем какой-либо тренд не наблюдается. Таким образом, необходимо подобрать такую долю равновесной жидкой фазы на опорной глубине TVD 3316 м, то есть на ГНК, чтобы сепаратор-тест (SEP-test) PVT-модуля дал плотность дегазированной жидкости данного состава в стандартных условиях, максимально близкую к средней плотности нефти (835,5 кг/м^3).

Выполнив несколько расчетов (в диапазоне мольных долей равновесной жидкой фазы от 11% до 16%), получаем серию вычисленных плотностей модельной дегазированной нефти для модельного пластового флюида на глубине 3316 м. Эти данные позволяют построить график зависимости плотности дегазированной углеводородной жидкости (нефти в ст.у.) от мольной доли пластовой нефти (ЖУВ), см. рис. 11.

Таблица 12

Физико-химические свойства дегазированной нефти Северо-Вуктыльской нефтяной залежи

Номер скважины	Дата исследований	цвет	Плотность при 20°С, г/см³	молекулярная масса	Вязкость при 20 °С, мм²/с	Компонентный состав, масс. %				
						асфальтены	смолы	парафины	масла	бензины
53	01.09.1978	-	**0,854**	242	14,31	0,04	5,21	6,35	71,15	17,25
	01.05.1979	-	**0,831**	200	5,80	0,13	3,80	5,31	57,96	32,80
	25.04.1984	-	**0,816**	174	-	0,50	3,50	4,00	53,02	38,98
	26.04.1992	-	**0,830**	181	-	0,28	1,42	0,73	66,39	31,18
	18.02.1993	-	**0,833**	196	5,44	0,21	4,21	0,48	62,00	33,10
	16.05.1994	-	**0,847**	212	7,47	0,72	3,96	0,52	62,84	31,96
	19.06.1995	-	**0,829**	197	6,40	0,06	1,24	3,90	66,00	28,80
	31.08.1997	-	**0,824**	181	-	-	-	-	-	-
	03.10.1999	-	**0,825**	193	-	0,23	1,94	2,29	61,58	33,96
	21.06.2000	-	**0,829**	197	6,40	0,06	1,24	3,90	66,00	28,80
	22.08.2002	-	**0,828**	197	6,40	0,06	1,24	3,90	66,00	28,80
	26.01.2004	т. корич.	**0,837**	194	6,72	0,08	1,50	5,10	63,50	29,82
	18.01.2008	т. корич.	**0,835**	196	6,98	0,07	1,40	5,40	62,80	30,33
	28.09.2009	т. корич.	**0,837**	195	9,50	0,05	1,60	6,30	63,20	28,85
	25.09.2010	т. корич.	**0,847**	203	11,03	0,10	1,36	6,50	56,04	36,00
	06.10.2011	т. корич.	**0,841**	200	11,00	0,19	2,42	5,8	63,59	28,00
	20.08.2012	т. корич.	**0,839**	200	10,82	0,18	3,73	4,94	63,15	28,00
	13.09.2013	т. корич.	**0,857**	200	14,39	0,10	1,29	3,54	65,07	30,00
Среднее			**0,8355**	197,7	8,76					

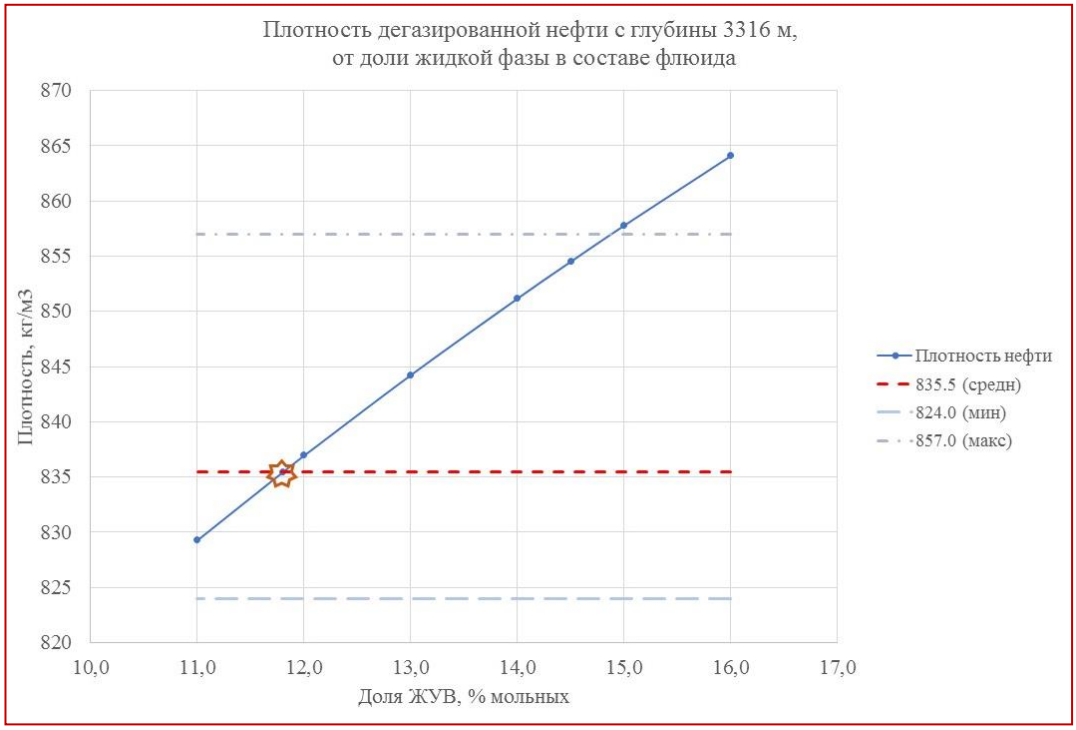


Рис. 11. Сравнение расчетных данных SEP-теста с осредненными данными плотности дегазированной нефти, выбор доли ЖУВ

Анализируя график на рис. 11, с достаточной степенью точности можно утверждать, что средней плотности нефти 835,5 кг/м^3, для модельного пластового флюида на глубине 3316 м, в наибольшей степени соответствует мольная доля равновесной жидкой фазы 11,8%, а этой мольной доле – объемная доля равновесной жидкой фазы 14,69% (стартовая точка черной пунктирной кривой на графике рис. 10), что с достаточно высокой точностью совпадает с начальной точкой исследования 1 (350 бар – 14,49%).

Зафиксируем объемную долю ЖУВ 14,69% для всех опорных глубин. Таким образом, объемная и мольная доли ЖУВ для опорных глубин теперь выглядят так, как в табл. 13. В табл. 13 также приведена расчетная плотность дегазированной нефти газонасыщенной части по опорным глубинам. Плотность нефти возрастает снизу вверх до глубины 2500 м, далее меняется вверх по разрезу уже незначительно.

Примечание. В качестве упрощения можно считать, что эта нефть на поверхности, в стандартных условиях, по сути состояла бы из смеси легкого газового конденсата (жидкость в ст.у. плотностью около 710 кг/м^3) и тяжелой дегазированной нефти газонасыщенной части пласта (жидкость в ст.у. плотностью около 1050 кг/м^3).

Таблица 13

Мольные доли ЖУВ и плотность модельной нефти, по опорным глубинам

Глубина TVD, м	Доля ЖУВ, % объема (фикс.)	Доля ЖУВ, % мольных	Плотность дегазиро-ванной нефти, кг/м^3
2000	14,69	8,83	852,8
2250	14,69	10,46	853,5
2500	14,69	11,32	856,7
2750	14,69	11,58	851,7
3025	14,69	11,66	842,6
3316	**14,69**	**11,80**	**835,5**

Соответствующие табл. 13 составы пластового флюида Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения для опорных глубин приведены в табл. 14.

Таблица 14

Расширенные составы пластового флюида с объемной долей равновесной жидкой фазы 14,69%

	2000	2250	2500	2750	3025	3316
1	2	3	4	5	6	7
N_2	0,041176	0,042486	0,04412	0,045888	0,048032	0,050117
CO_2	0,000299	0,00032	0,000349	0,000378	0,000408	0,000438
C_1	0,761053	0,751709	0,742979	0,735342	0,727313	0,718483
C_2	0,085183	0,085867	0,086362	0,086798	0,087315	0,087833
C_3	0,029161	0,030995	0,032659	0,034289	0,035877	0,037652
iC_4	0,0045	0,00458	0,004624	0,004645	0,004679	0,004704
nC_4	0,005913	0,006616	0,007253	0,007869	0,00847	0,009118
iC_5	0,001294	0,00142	0,001531	0,001644	0,001753	0,001882
nC_5	0,001194	0,001268	0,001324	0,001373	0,001418	0,001473

Продолжение таблицы 14

1	2	3	4	5	6	7
C_6P1	1,65E-02	1,75E-02	1,86E-02	1,95E-02	2,03E-02	2,14E-02
C_6P2	2,42E-02	2,66E-02	2,85E-02	3,01E-02	3,17E-02	3,37E-02
C_6P3	1,58E-02	1,70E-02	1,77E-02	1,81E-02	1,85E-02	1,89E-02
C_6P4	5,43E-03	6,00E-03	6,09E-03	6,08E-03	6,04E-03	6,08E-03
C_6P5	1,45E-03	2,35E-03	2,82E-03	3,08E-03	3,16E-03	3,29E-03
C_6P6	1,19E-03	1,81E-03	2,12E-03	2,14E-03	2,07E-03	2,07E-03
C_6P7	8,55E-04	1,14E-03	1,22E-03	1,23E-03	1,31E-03	1,37E-03
C_6P8	1,06E-03	9,33E-04	8,59E-04	8,35E-04	8,38E-04	7,95E-04
C_6P9	1,69E-03	7,88E-04	5,93E-04	5,17E-04	5,12E-04	4,83E-04
C_6P10	2,17E-03	5,74E-04	3,49E-04	2,80E-04	2,62E-04	2,22E-04
ЖУВ, % мольных	8,83%	10,47%	11,32%	11,58%	11,66%	**11,80%**

В завершение статьи заметим, что для оценки запасов потребуется также ряд вспомогательных параметров, вычисляемых в результате выполнения PVT-тестов для найденных расширенных составов паровой и жидкой фаз (табл. 15).

Таблица 15

Расчетные параметры для оценки запасов свободного и растворенного газа, газового конденсата и нефти в газонасыщенной части ВНГКМ

Опорная глубина TVD	Пластовая температура	Пластовое давление	Коэффициент сверхсжимаемости газа Z в пл.у.	Пересчетный коэффициент FVF для свободного газа в сухой газ в н.у.	Объем 1 м³ в пл.у. свободного газа в н.у., на сухой газ, 1/FVF	Газонефтяное отношение GOR для ЖУВ	Коэффициент объемного расширения (пересчетный коэффициент FVF) для ЖУВ	Коэффициент усадки ЖУВ, 1/FVF	Плотность ЖУВ в ст.у.
м	К	МПа	ед.	пл.у.м³/ н.у.м³	н.у.м³/ пл.у.м³	н.у.м³/ ст.у.м³	пл.у.м³/ ст.у.м³	ст.у.м³/ пл.у.м³	кг/м³
2000	315,2	32,80	0,9557	0,00326	306,748	160,5	1,395	0,717	999,8
2250	320,2	33,70	0,9723	0,00330	303,490	256,2	1,638	0,610	1042,9
2500	325,2	34,60	0,9889	0,00333	300,300	288,4	1,727	0,579	1062,0
2750	329,7	35,40	1,0055	0,00336	297,619	304,0	1,775	0,563	1061,7
3025	334,6	36,29	1,0238	**0,00339**	**294,638**	**313,2**	**1,796**	**0,557**	1049,9
3316	339,6	37,30	1,0431	0,00343	291,545	321,6	1,821	0,549	1042,3

Замечание. При переходе к оценке запасов следует учесть, что объемная доля ЖУВ, определенная в процессе термодинамического моделирования, относится лишь к эффективному поровому пространству, то есть к поровому пространству без учета остаточной воды.

Поскольку петрофизические зависимости Кво-Кп для Вуктыльского НГКМ отличаются для всех 5 выделенных ранее подсчетных объектов (II, III, IV, V, VI), то для экспресс-оценки запасов газа (свободного и растворенного), газового конденсата и нефти в газонасыщенной части требуется заполнить матрицу эффективных поровых объемов размерностью 6 × 5 (здесь 6 – количество интервалов опорных глубин: с минимальным значением TVD – 1900 м, и максимальным значением TVD – 3350 м) и осуществить стандартный табличный пересчет с суммированием. Уточненную оценку запасов углеводородов можно получить, используя для сеточных вычислений и суммирования стандартные опции программного обеспечения 3D моделирования и вертикальную интерполяцию параметров (см. табл. 15).

Результаты

В соответствии с описанной методикой, на этапе PVT-моделирования Вуктыльского НГКМ были найдены 6 пар равновесных составов (газ–жидкость), обеспечивающих наличие ЖУВ в газонасыщенной части ВНГКМ при начальных термобарических условиях.

Построение равновесных составов осуществлялось на основе анализа данных предыдущих исследований флюида Вуктыльского НГКМ и проектно-технической документацией, с разбивкой по 6 опорным этажам газоносности.

В составы были дополнительно введены четыре тяжелых фракции (с молекулярными весами выше, чем C_{40}), ассоциированные с маслами и смолами нефтей ВНГКМ, их концентрации вычислены (подобраны) согласно гипотезе гамма-распределения с модой в районе компонентов C_8-C_9).

Данные составы характеризуются следующим:

а) давление начала конденсации (точка росы) паровой фазы совпадает с давлением насыщения (точка начала кипения) жидкой фазы и практически равно начальному пластовому давлению, при утвержденной температуре на опорных глубинах ВНГКМ;

б) начальное потенциальное содержание C_{5+} на сухой газ паровой фазы на каждой опорной глубине практически совпадает с данными предыдущих исследований флюида ВГНКМ и проектно-технической документации;

в) для каждой из шести опорных глубин «полка» кривой потенциального содержания C_{5+} на сухой газ паровой фазы в диапазоне от Рпл. до Рн.к. (по проектной документации) приближена «псевдополкой»;

г) для базовой глубины 3025 м кривая потенциального содержания C_{5+} на сухой газ паровой фазы для всего диапазона давлений близка к «эталонной» кривой из проектной документации;

д) расчетные кривые дифференциальной конденсации состава для глубины 3025 м, включающего 18,12% объема равновесной жидкой фазы (14,5% мольных) и 81,88% объема равновесной паровой фазы (85,5% мольных), надежно аппроксимируют экспериментальные данные дифференциальной конденсации рекомбинированной смеси (исследование 2) во всем диапазоне давлений. Незначительные расхождения при самых высоких давлениях, возможно, объясняются несовершенством используемой процедуры рекомбинации с частично дегазированной нефтью, либо наличием нафтеновых и ароматических фракций, не учитываемых в данной работе;

е) адаптацией осредненных промысловых данных (по плотности дегазированной нефти) получено объемное содержание (14,69%) и мольная доля пластовой нефти (11,8%) для глубины ГНК 3316 м, при которых численный эксперимент сепарации точно воспроизводит среднюю плотность добываемой нефти нефтяной оторочки. Предполагая эту объемную долю ЖУВ постоянной на всех опорных глубинах, вычислены прогнозные мольные доли равновесной жидкой фазы для всех опорных глубин.

Таким образом, при помощи ряда численных экспериментов термодинамического моделирования (PVT) флюидальной системы ВНГКМ по опорным глубинам подготовлены все необходимые данные для поинтервальной оценки запасов свободного и растворенного газа, газового конденсата и нефти в газонасыщенной части ВНГКМ.

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», № 122022800274-8).

Литература

1. Petroleum geochemistry and source rock potential of carbonate rocks / Ed. by J.G. Palacas. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, 1985. 214 p.

2. *Жузе Т.П.* Миграция углеводородов в осадочных породах. М.: Недра, 1986. 188 с.

3. *Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Зекель Л.А.* и др. Состав и свойства природных высокомолекулярных компонентов газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // Химия твердого топлива. 2010. № 3. С. 67–77.

4. *Князева Т.Н.* Закономерности изменения состава углеводородной продукции на поздней стадии разработки газоконденсатных месторождений с высоким этажом газоносности: Автореф. дис. … канд. техн. наук. М., 1998. 19 с.

5. *Долгушин Н.В.* Методология изучения газоконденсатной характеристики нефтегазоконденсатных месторождений с высоким содержанием конденсата и большим этажом газоносности: Автореф. дис. … докт. техн. наук. Ухта, 2007. 47 с.

6. *Jhavery B.S., Youngren G.K.* Three-parameter modification of the Peng–Robinson equation of state to improve volumetric predictions // SPE Reservoir Engineering. 1988. Vol. 3, No. 3. P. 1033–1040. https://doi.org/10.2118/13118-PA

7. *Lake L.W.* Enhanced oil recovery. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall. 1989. 550 p.

8. *Whitson C.H., Brulé M.R.* Phase behavior. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, 2000. 233 p.

9. *Брусиловский А.И.* Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.

10. *Баталин О.Ю., Брусиловский А.И., Захаров М.Ю.* Фазовые равновесия в системах природных углеводородов. М.: Недра, 1992. 272 с.

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art3 UDC 622.276

Assessment of the content and composition of liquid hydrocarbons of matrix oil in the gas-saturated part of productive deposits of oil and gas condensate fields: the case of the Vuktyl oil and gas condensate field

D.V. Surnachev*, N.A. Skibitskaya, I.M. Indrupskiy, M.N. Bolshakov
Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
E-mail: *d_surnachev@ipng.ru

Abstract. The article is devoted to clarifying the fluid composition of oil and gas condensate fields in the gas-saturated part of which there is matrix oil in the initial state. The research resulted in the creation of a thermodynamic model.

Keywords: resource base, carbonate reservoir, thermodynamic equilibrium, component composition, equation of state, gas condensate, matrix oil.

Citation: *Surnachev D.V., Skibitskaya N.A., Indrupskiy I.M., Bolshakov M.N.* Assessment of the content and composition of liquid hydrocarbons of matrix oil in the gas-saturated part of productive deposits of oil and gas condensate fields: the case of the Vuktyl oil and gas condensate field // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 1(36). P. 42–65. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art3 (In Russ.).

References

1. Petroleum geochemistry and source rock potential of carbonate rocks / Ed. by J.G. Palacas. Tulsa, OK: American Association of Petroleum Geologists, 1985. 214 p.

2. *Zhuze T.P.* Migration of hydrocarbons in sedimentary rocks. Moscow: Nedra, 1986. 186 p. (In Russ.).

3. *Dmitrievskii A.N., Skibitskaya N.A., Zekel' L.A.* et al. Composition and properties of the natural high-molecular-weight components of gas condensate and oil-gas condensate fields // Solid Fuel Chemistry. 2010. Vol. 44, No. 3. P. 203–212. https://doi.org/10.3103/S0361521910030109

4. *Knyazeva T.N.* Regularity of changes in the hydrocarbon products composition at a late stage of development of gas condensate fields with a large level of gas content: Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow, 1998. 18 p. (In Russ.).

5. *Dolgushin N.V.* Methodology for studying the gas condensate characteristics of oil and gas condensate fields with a high condensate content and a large level of gas content: Synopsis of Doctoral thesis. Ukhta, 2007. 47 p. (In Russ.).

6. *Jhavery B.S., Youngren G.K.* Three-parameter modification of the Peng–Robinson equation of state to improve volumetric predictions // SPE Reservoir Engineering. 1988. Vol. 3, No. 3. P. 1033–1040. https://doi.org/10.2118/13118-PA

7. *Lake L.W.* Enhanced oil recovery. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall. 1989. 550 p.

8. *Whitson C.H., Brulé M.R.* Phase behavior. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers; Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, 2000. 233 p.

9. *Brusilovsky A.I.* Phase transformations in the development of oil and gas fields. Moscow: Graal, 2002. 575 p. (In Russ.).

10. *Batalin O.Yu., Brusilovsky A.I., Zakharov M.Yu.* Phase equilibria in natural hydrocarbon systems. Moscow: Nedra, 1992. 272 p. (In Russ.).

© 2022. D.V. Surnachev., N.A. Skibitskaya, I.M. Indrupskiy, M.N. Bolshakov

This is an open access article under the Creative Commons Attribution 4.0 International License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art4 UDC [303.6+303.7]:001.8

Research trends in Petroleum Engineering Field of Study in 2016–2021 by The Lens data

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

Abstract. This article discusses the major trends in Petroleum Engineering research in 2016–2021 based on a bibliometric analysis of metadata of articles indexed by The Lens platform. A comparative analysis of trends in the topics related to Petroleum Engineering is conducted. Major institutes, countries, and funding foundations involved in petroleum engineering research are identified. The leading role of Chinese institutes and foundations in undertaking this research is shown. Links are established between research areas in Petroleum Engineering, Geology and Ecology. Examples of highly cited articles reflecting the main features of publication trends in the field of Petroleum Engineering are given. A cluster analysis of 24,673 titles of articles on the subject of Petroleum Engineering is done, and the names of publications that most reflect the subject matter of each of the 10 identified clusters are presented. A growing interest in the topic of natural gas hydrates over the past four years is noted.

Keywords: Petroleum Engineering, research trends, The Lens, bibliometric analysis, clustering.

Citation: *Chigarev B.N.* Research trends in Petroleum Engineering Field of Study in 2016–2021 by The Lens data // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 1(36). P. 66–89. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art4

Introduction

Publications on the energy transition focus on renewable energy sources. For example, the article [1] explores the technical and economic characteristics of an accelerated energy transition by 2050 using new data on renewable energy sources. The authors argue that renewable energy can provide two-thirds of the world's total energy demand and contribute significantly to the greenhouse gas emission reductions needed between now and 2050 to limit the rise in the Earth's average surface temperature below 2 °C. A significant amount of research has focused on energy storage. The article [2] provides a comprehensive update on energy storage (ES) technologies, briefly discussing their applications, the barriers to their adoption of ES and their economic feasibility.

The role of hydrocarbon energy sources in the energy transition has received less attention and, moreover, little citation. Such publications maintain that the conventional oil industry has already felt the growing pressures and challenges of the historic energy transition to a low-carbon energy future. The low-carbon strategies of the international oil companies can be divided into three categories, which include a shift toward gas production, direct participation in the low-carbon sector and collaboration with peers [3]. There is another standpoint: the authors of the article [4] try to assess the impact of the problems associated with the energy transition and make a forecast of the development of the Russian oil industry, using the most advanced modeling tools. Their calculations show that even under rather negative scenarios, Russia is able to maintain exports of crude oil and petroleum products at a level above 250 million tonnes of oil equivalent in 2040, remaining the second largest supplier of hydrocarbons in the world.

© 2022. B.N. Chigarev

This is an open access article under the Creative Commons Attribution 4.0 International License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

Given the small number of scientific publications on the petroleum industry during the energy transition, I thought it would be worthwhile to review scientific publications on Petroleum Engineering over the past 6 years to see how the changed context has affected current petroleum engineering research.

Why Petroleum Engineering? On The Lens platform, in the Field of Study taxonomy, which includes the term Petroleum in its title, the Petroleum Engineering category ranks first by the number of indexed documents (see Table 1).

Table 1

Number of papers indexed in The Lens for all years related to Field of Study with the term Petroleum in the title

Field of Study	Number of papers
Petroleum engineering	239,716
Petroleum industry	30,636
Petroleum reservoir	18,122
Petroleum product	13,136
Petroleum ether	12,321
Petroleum coke	4,383
Petroleum geology	4,353
Petroleum exploration	2,996
Petroleum seep	2,418
Petroleum system	1,270
Petroleum production	980
Petroleum geochemistry	762
Petroleum pollution	568
Petroleum oil	512
Petroleum processing	488
Petroleum resin	360
Petroleum chemistry	323
Petroleum microbiology	270
Petroleum naphtha	169

The data in Table 1 demonstrate the predominance of Petroleum Engineering among the Fields of Study.

Given the large number of publications on Petroleum Engineering, the number of bibliometric surveys disclosing trends and topics of publications is extremely low.

Thus, the query “Title: bibliometrics; Filters: Field of Study = (Petroleum Engineering)”, without additional restrictions on time and other filters, gives only 4 Scholarly Works.

And on a query close to bibliometrics: “Title: (“research trends”); Filters: Field of Study = (Petroleum Engineering)” The Lens platform gives 6 Scholarly Works.

To find out if The Lens system is used in the above results, I use the query: “Title: (“research trends” OR bibliometrics) AND (Title: (“The Lens”) OR (Abstract: (“The Lens”) OR Full Text: (“The Lens”)); Filters: Field of Study = (Petroleum Engineering)”, which yields zero results. Thus, out of 239,716 publications related to Field of Study = (Petroleum Engineering), there are no publications related to bibliometrics and research trends analysis using metadata of publications indexed in The Lens.

This provides the motivation for the present bibliometric study on Petroleum Engineering topic using The Lens data.

Next, let us briefly analyze the publications indexed in The Lens related to bibliometrics, research trends and Petroleum engineering, 10 in total.

The poor representation of bibliometric topics in the data obtained by the query “Field of Study = (Petroleum Engineering)” is also reflected in the low citation rate of these papers. Out of 10 publications, only one paper was cited once [5]; the paper is in Korean, which I do not speak, so all I can say is that Gas Hydrate Production is a very hot topic and it is a pity this publication is not in English. The article concerns an analysis of research trends.

Another publication on research trends [6], written in Japanese and entitled “A research trend and future aspects for polymer degradation: A role in the circulation system”, deals with the crucial topic “Polymer Degradation” and “Circulation System”.

The article [7] is written in Korean; the topic of flow behavior and performance characteristics in a multilayer reservoir is noteworthy. The article [8] is also written in Korean.

Papers [9] and [10] are proceedings of the same conference, written in Japanese.

Thus, research trends in Petroleum Engineering are represented by publications in Korean and Japanese. These countries are characterized by high pragmatism in research.

As for the bibliometric studies on the subject we are considering, one of the works is written in Portuguese [11]. In this paper, according to the abstract in English, a bibliometric analysis of the Scopus data on the topic “Two-phase flow in submersible electric pumps” is carried out, and the number of publications in this field of research and the most relevant materials are analyzed. The authors conclude that the main problem is related to multiphase flow with heat exchange in submersible equipment, where different flow patterns can occur.

The second article is in Chinese [12] and uses Thomson Data Analyzer and UCINET to search and quantify articles on oil and gas exploration research from the SCIE database. The result shows that global oil and gas exploration research continues to grow with fluctuations, and this growth is very evident, especially since 1996; reservoir modeling and prediction (hydrocarbon and non-hydrocarbon), seismic exploration and well logging techniques are the priority research areas. This paper is very similar in content to the study I am conducting but deals only with the data up to 2011.

The paper [13] deals with a narrower than Petroleum Engineering but relevant issue “bibliometric analysis of studies published on shale oil”, the review of bibliometric indicators on shale oil was made using data from databases: Web of Science Core Collection (WoS), Journal Citation Reports (JCP), Scopus and SCImago. The data were taken on 2 November 2014. This means that the data for the last 6 years were not considered.

The article [14], written in Chinese and published in 2011, focuses on the papers published in relevant Chinese journals from 2009 to June 2010; the data are analyzed using bibliometric research method. The analysis shows that energy conservation in oil and gas exploration and petrochemical production is a hot topic. The topic under consideration is very relevant, especially considering the fact that the analysis is carried out according to the publications in Chinese journals, but the data are given only for 2009–2010.

Thus, there are very few bibliometric studies on the subject of Petroleum Engineering. They are mostly done for an earlier period than the last 6 years. Much of the research is written in Korean, Japanese and Chinese and focuses on specific but important aspects of Petroleum engineering. The energy transition issues strongly promoted and funded in recent years cannot but influence the research works in the field of Petroleum Engineering, which makes it relevant to conduct a bibliometric study of the publications for the last 6 years (2016–2021).

Materials and methods

This study is based on bibliometric data from The Lens platform related to the Petroleum Engineering Field of Study for the period 2016–2021.

The Lens platform provides open access to the metadata of its indexed publications. At the time of this writing, 243 million scholarly papers are indexed in The Lens. The system provides comprehensive bibliometric analysis capabilities, including the ability to export up to 50,000 records per query. By comparison, Scopus makes it possible to export 2,000 records per query.

As noted in the introduction, there are no bibliometric studies on Petroleum Engineering based on data from The Lens platform for the period 2016–2021.

Below is the rationale for choosing the 2016–2021 interval, based on the claim that the energy transition should inevitably affect publication activity in Petroleum Engineering. This assertion is based on requests to The Lens for a broader interval of 2012–2021.

For this purpose, a series of graphs of 10-year changes in the number of publications for various queries, which have a broader nature than Petroleum Engineering.

Fig. 1 shows a graph of the number of scientific papers published over time by Field of Study = Engineering.

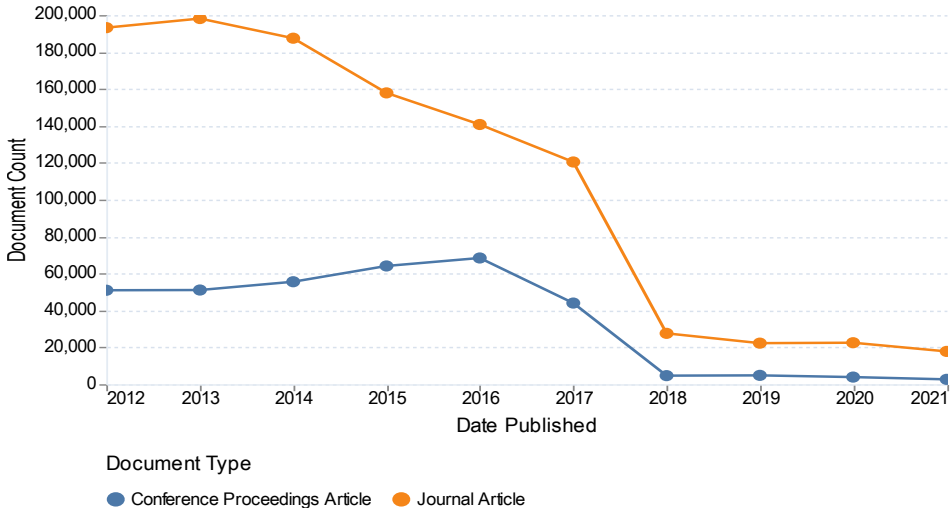


Fig. 1. Scholarly Works over time for Engineering Field of Study for 2012–2021

Fig. 1 shows that the number of conference proceedings decreases sharply in 2016, and the drop in the number of journal articles begins in 2013 and reduces rapidly in 2017.

The Engineering Field of Study is very large and reflects the general decline in attention to engineering in recent years.

To confirm that the general decline in publication activity also affects narrower topics that may be relevant to Petroleum Engineering, I conducted the analysis, the results of which are presented in Fig. 2–3 for the queries “Geotechnical Engineering” and “Engineering Geology” (these are the terms of The Lens taxonomy in the Engineering section).

The results presented in Fig. 2 and 3 agree with the general graph in Fig. 1. Thus, the trend of the decrease in the publication activity in the field of engineering is quite general. At the same time, the decrease in the number of publications on the Field of Study of Petroleum Engineering is less pronounced than the general trend (see Fig. 4).

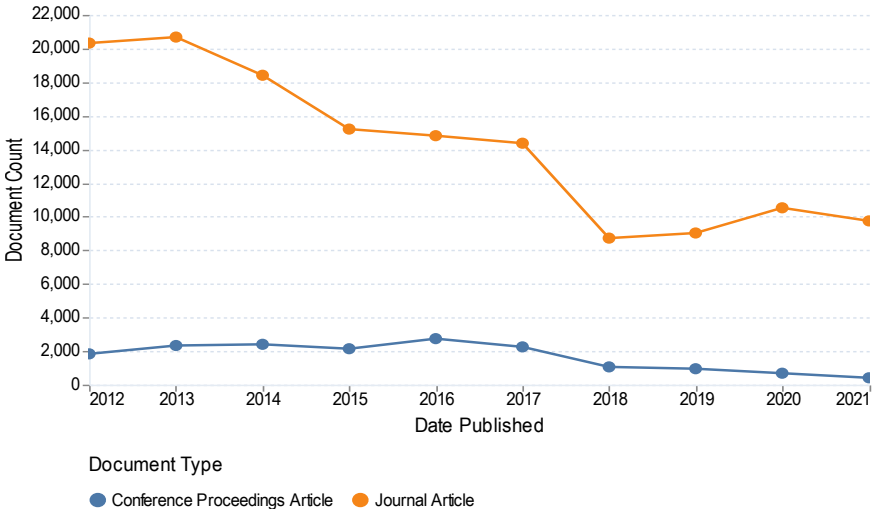


Fig. 2. Scholarly Works over time for Geotechnical Engineering Field of Study

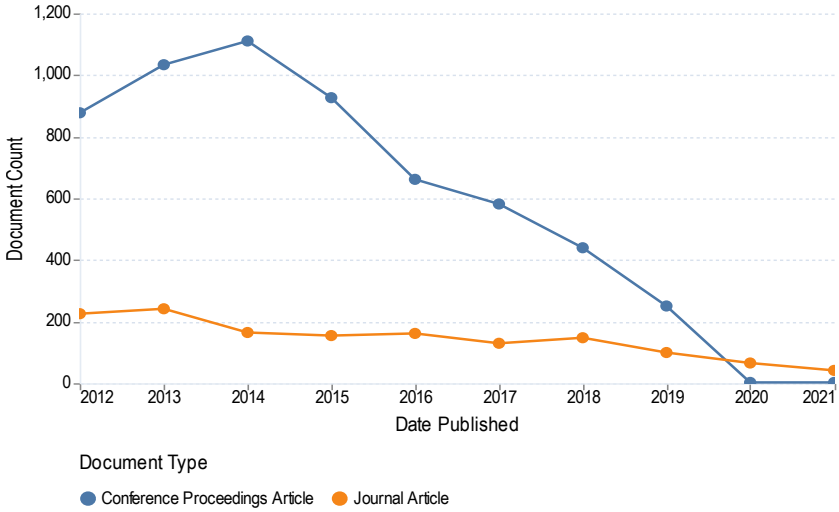


Fig. 3. Scholarly Works over time for Engineering Geology Field of Study

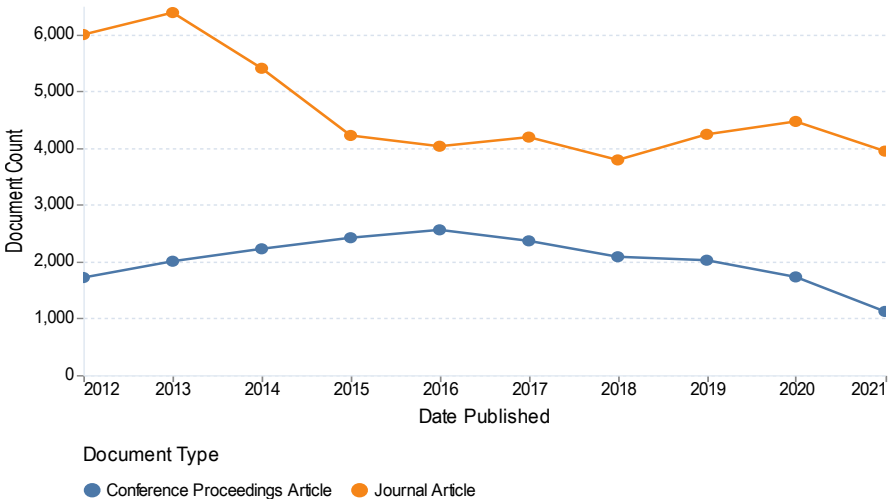


Fig. 4. Scholarly Works over time for Petroleum Engineering Field of Study

Thus, Petroleum Engineering demonstrates not the largest drop compared to preceding Fields of Study.

It should be noted that the change in publication activity around 2016 occurs not only for engineering sciences but also, for example, for the total number of works in economics, as reflected in Fig. 5.

The data given in Fig. 1–5 were the reason to select the period 2016–2021 for further bibliometric analysis of the topic in question.

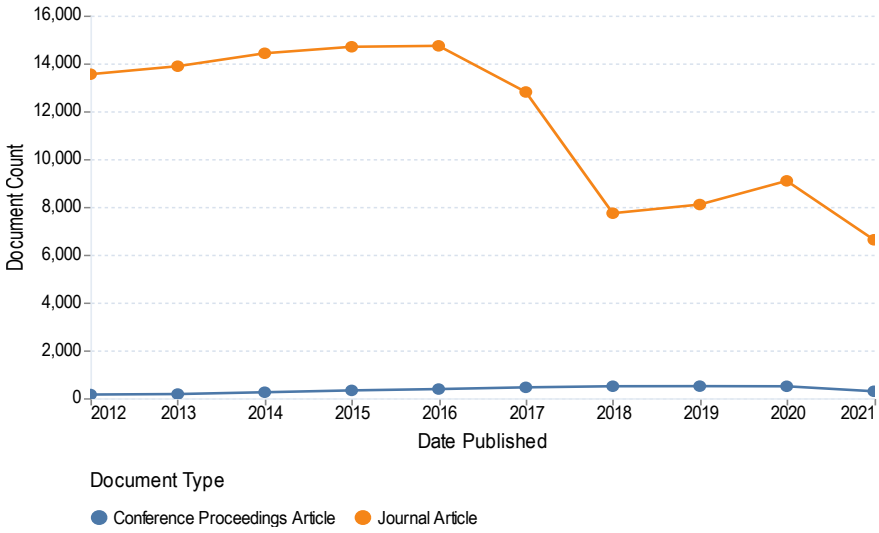


Fig. 5. Scholarly Works over time for Economy Field of Study

But some Fields of Study can grow much faster; for example, if we consider the Digital Economy, then, as Fig. 6 shows, the number of publications on this topic has been growing dramatically over the past 10 years. The same trend is observed for Circular Economy (Fig. 7).

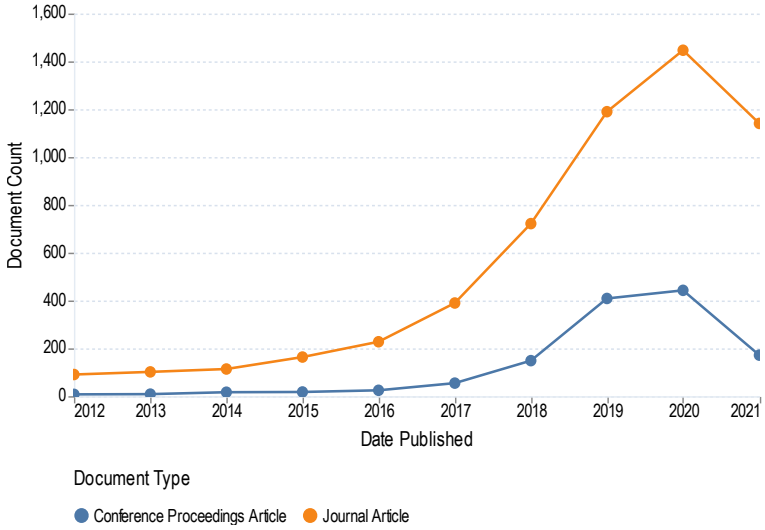


Fig. 6. Scholarly Works over time for Digital Economy Field of Study

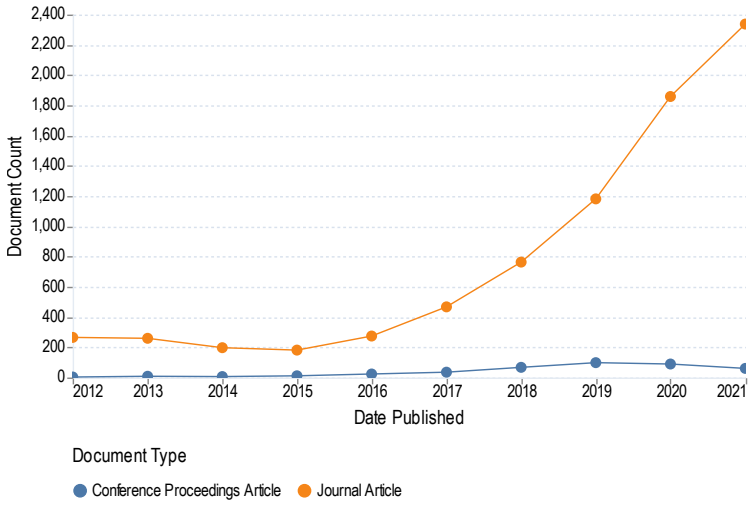


Fig. 7. Scholarly Works over time for Circular Economy Field of Study

Although 2021 is not yet fully indexed, the growth of interest in the topic of Circular Economy is evident. The number of publications has increased almost ten-fold in 10 years, almost as much as on Digital Economy. There have been more conferences on Digital Economy, especially those hosted by businesses.

The Circular Economy is an interesting trend, so more research is needed on how Petroleum Engineering can be incorporated into this process.

The graphs above indicate that over the past 6–7 years there has been a significant shift in the priorities in research areas.

This brief analysis allowed me to formulate a final query to The Lens: Filters: Year Published = (2016–2021); Publication Type = (journal article); Field of Study = (Petroleum Engineering). This query retrieved 24,673 results for Scholarly Works, the metadata for which was exported from The Lens and used for further analysis.

I used the analytical tools of The Lens platform and the Clustering APP that runs on Google Cloud and uses non-negative matrix factorization to perform clustering (Developer: Christoph Mittendorf) [15].

Results of bibliometric analysis of publications in the Petroleum Engineering Field of Study in 2016–2021

In this section, the results of the bibliometric analysis are given as follows: first, the results are presented in the form of a graph or table, followed by brief comments, then examples of several highly cited publications are given with a short summary of their content, which enables a deeper understanding of the results discussed.

Fig. 8 shows the publication activity for 2016–2021 of the 20 universities and organizations with the largest number of publications in the Petroleum Engineering Field of Study.

Petroleum Engineering topics are largely supported by Chinese institutions, including industrial firms PetroChina, Sinopec and CNOOC Limited; North American universities – University of Texas at Austin, Texas A&M University, University of Alberta; Saudi organizations – Islamic Azad University and Saudi Aramco; and the Russian Academy of Sciences. That is, the traditional oil and gas institutions. Yet the dominance of Chinese structures is obvious.

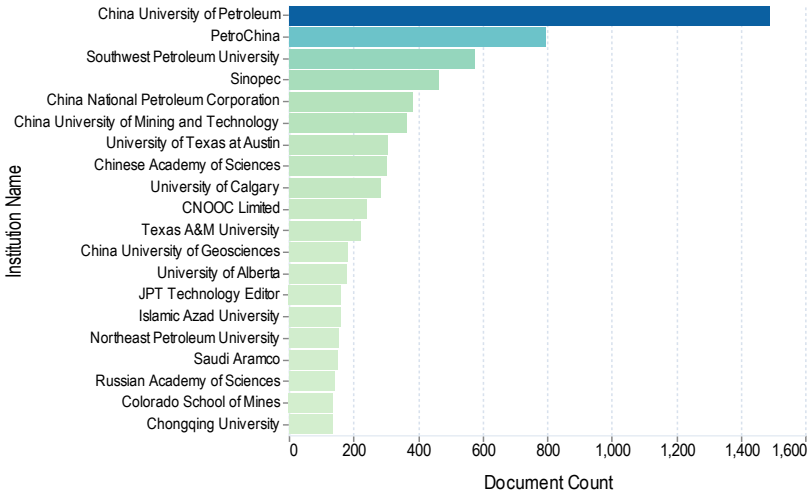


Fig. 8. The Lens Analysis: Top Institution Name by Document Count

The rapid development of the Chinese economy requires an increase in the consumption of energy resources, so China is developing all energy sectors.

Examples of articles with the highest citations for the first two organizations of Fig. 8.

Institution Name: China University of Petroleum

The paper [16] suggests a new model for predicting the thermophysical properties of superheated steam (SHS) in SHS injection wells and for estimating wellbore heat efficiency. The paper presents key recommendations for engineers to optimize injection parameters, as well as estimation of wellbores heat efficiency of SHS injections wells.

In the study [17], the authors propose a new enhanced geothermal system (EGS) with multilateral wells to extract heat from hot dry rock. The results show that the thermal power output, production temperature, heat recovery ratio and stored thermal energy of EGS with multilateral wells are higher than those of conventional EGS with two vertical wells.

Institution Name: PetroChina

Over the past five years, shale gas exploration and development in China has developed in a leap forward way. The article [18] reviews the main achievements in shale gas exploration and development in China and analyzes the development prospects. Offshore shale gas in the Sichuan Basin dominates exploration and development. Commercial production of shale gas from transitional and continental facies is crucial. Low to moderate yield of shale gas wells is the norm in China, so it is very important to develop key exploration and development technologies.

The article [19] estimates recoverable unconventional oil and gas resources worldwide, identifies the main controlling factors and potential regions of rich unconventional oil and gas accumulations, and standardizes the classification of seven resource types (i.e., heavy oil, oil sand, tight oil, oil shale, shale gas, tight gas and coalbed methane). In addition to hot spots in North America, tight oil in the West Siberian Basin and Neuquén Basin and heavy oil in the Arabian Basin will be potential targets for unconventional oil and gas resources in the future.

To show the role of countries in the publication activity on the topic under study, let us present the data as: Institutional country (number of papers) in the Petroleum Engineering Field of Study in 2016–2021 for the top 20 countries: China (5026), United States (2858), Canada (845), Russia (800), Iran (717), United Kingdom (664), Australia (537), India (325), Japan (300), Brazil (286), Germany (285), Netherlands (271), Norway (270), Malaysia (257), Poland (238), Saudi Arabia (210), Republic of Korea (209), Italy (187), Indonesia (167), France (141).

The authors' country affiliation corresponds well with the data in Fig. 8.

For a better understanding of the topics of publications of specific countries, I give examples of the most cited articles for two countries: China and Russia.

China

The article [20] – cited 298 times. In this article, the authors comprehensively analyze research on natural gas hydrates (NGH), which are widespread on the seafloor and in permafrost areas and are considered as an alternative energy to fossil fuels, whose reserves are depleting. Currently, research on NGN exploitation is mainly conducted in three aspects: numerical modeling and analysis, experimental modeling and field testing of various technologies. For commercial NGN operation, risk assessment, economic evaluation and technologies are not sufficiently studied.

The article [21] – cited 249 times. Natural gas hydrates (NGH) are one of the key potential clean energy resources. Its commercial development will help to meet the huge global demand for natural gas and plays a vital role in environmentally sustainable economic growth. Based on nearly two decades of studying reservoir characteristics in the South China Sea (SCS), the China Geological Survey (CGS) conducted its first production test in 2017 at an optimal site selected in the Shenhu area of the SCS. This successful test contributed significantly to the safety control of oil and gas production.

Russia

The article [22] – cited 56 times. The paper presents a mathematical model of gas extraction from a reservoir initially saturated with methane and its hydrate, under conditions of negative (below 0 °C) initial temperature. An algorithm is proposed and a numerical scheme is built to find the main parameters of nonisothermal filtration flow in a water-saturated formation, taking into account the decomposition of hydrate into gas and ice.

The article [23] – cited 54 times. Injection of flue gases or CO_2-N_2 mixtures into gas hydrate reservoirs is considered a promising option for geological storage of CO_2. In this work, a series of experiments were carried out to study the dependence of CO_2 capture efficiency on reservoir conditions. The results showed that more than 60% of the CO_2 in the flue gas was captured and stored as CO_2-hydrate or CO_2-mixed hydrate, producing methane-rich gas. CO_2 capture efficiency depends on reservoir conditions, including temperature, pressure and hydrate saturation.

The cited articles from both countries show a strong interest in research on gas hydrates.

To confirm this, I give the results for the query: (Title: ("gas hydrate") OR (Abstract: ("gas hydrate") OR (Keyword: ("gas hydrate") OR Field of Study: ("gas hydrate")))) Filters: Year Published = (2016–) Publication Type = (journal article) Field of Study = (Petroleum Engineering) according to which there were 63 publications in 2016 and 101 in 2021.

Thus, despite the lack of growth of research in the Petroleum Engineering Field of Study, the interest in research on “gas hydrate” is increasing.

Conducting research requires significant financial investment, so it is useful to consider what funds and how they support research in the Petroleum Engineering Field of Study. Such data are presented in Fig. 9.

This graph shows that Chinese donors actively fund such research and that the number of works supported by them significantly exceeds the number of works funded by the U.S. Department of Energy.

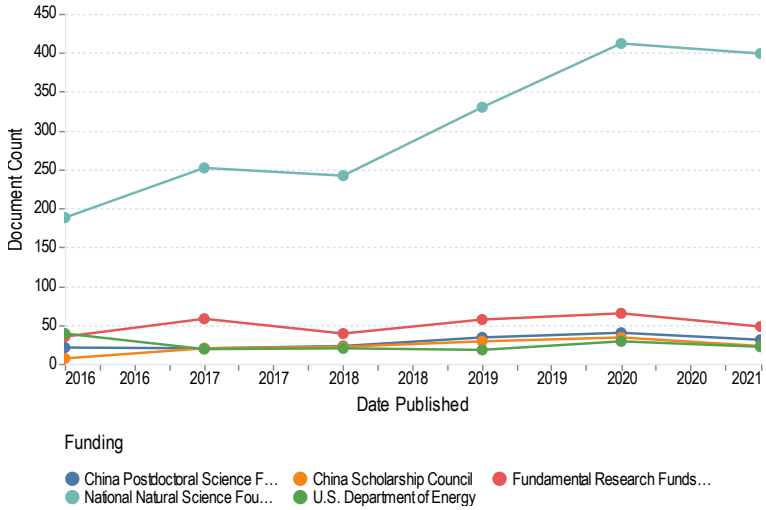


Fig. 9. The Lens Analysis: X—Date Published; Y—Document Count; Colour—Funding

Below are examples of highly cited publications funded by the National Natural Science Foundation of China.

The most cited (298 citations) article has been previously reviewed [20]; the following are:

The article [24] – cited 227 times. Enhanced oil recovery (EOR) techniques have attracted considerable attention worldwide due to the decline in available oil reserves. However, some problems, such as low cleaning efficiency, high cost and potential reservoir damage, still hinder further application of these EOR technologies. This article presents an overview of recent research on the use of nanoparticles for EOR.

The article [25] – cited 222 times. This work performed the first experiments to simulate hydraulic fracturing using supercritical carbon dioxide (SC-CO_2) in shales. Compared to hydraulic fracturing, using SC-CO_2 as the fracturing fluid reduces the pressure required to initiate fractures by more than 50%. This reduction is due to the increased percolation effect and pore pressure with SC-CO_2. The volume of rock fractured by SC-CO_2 is several times greater than hydraulic fracturing, and the fracture surfaces opened by SC-CO_2 are more complex and rugged. SC-CO_2 fracturing is a promising technology for shale gas development because it can effectively solve problems of swelling shale and water scarcity.

Summary of the articles show that the National Natural Science Foundation of China funds innovative research on EOR.

The topics of research are interconnected, so it is reasonable to consider which Fields of Study most often overlap with Petroleum Engineering and which institutes are involved in these studies. The results are given in Fig. 10.

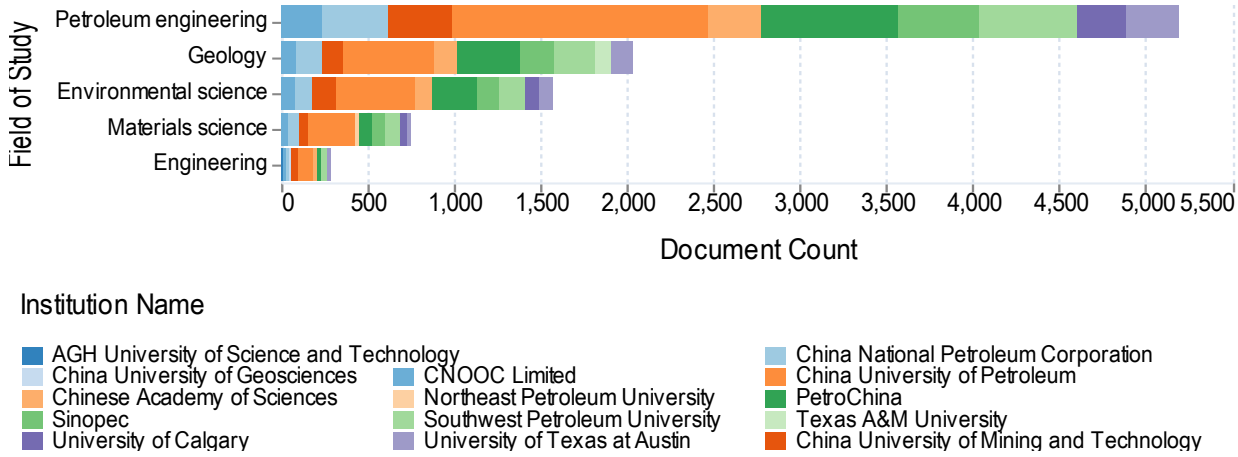


Fig. 10. The Lens Analysis: Fields of Study covered by the most active Institutions

Chinese universities and firms dominate all Fields of Study related to Petroleum Engineering research.

According to Fig. 10, the objectives of Petroleum Engineering are heavily related to Geology, so it is reasonable to give examples of highly cited papers related to both Fields of Study Petroleum Engineering and Geology.

The most cited publication related to Geology [25] has been already mentioned above as funded by the National Natural Science Foundation of China. Such an overlap shows the coherence and sustainability of the reported examples.

The next most cited works are:

The article [26] – cited 209 times. This study presents a detailed review of existing definitions of the brittle index (BI) in rock mechanics, the transition from brittle to ductile and the application of BI to shale fracturing. A combination of laboratory and geophysical methods is recommended for quantifying shale brittleness. Brittleness indices based on elastic moduli and mineral composition are common in field applications and can be obtained both from laboratory studies and from logging data.

The article [27] – cited 175 times. In this article, the authors provided a comprehensive review of the low salinity/engineered water injection techniques (LSWI/EWI) (LSWI/EWI) for both sandstones and carbonates. This article can be used as a guide for starting or implementing LSWI/EWI laboratory and field projects. LSWI/EWI methods have become one of the most important research topics in the oil industry because of their potential benefits for enhanced oil recovery over conventional seawater injection.

As can be seen from the brief description of articles, the most cited works are related to technologies of enhanced oil recovery for different types of reservoirs.

Fig. 10 shows that for the leading institutes the theme “Geology” most often overlaps with the Petroleum Engineering Field of Study, but if we consider the publications of all institutes, such a theme would be “Environmental Science” (see Fig. 11).

One can see here a typical distribution of topics related to Petroleum Engineering. Geothermal gradient seems worth attention to, the topic is not only interesting for traditional energy but also for renewable energy.

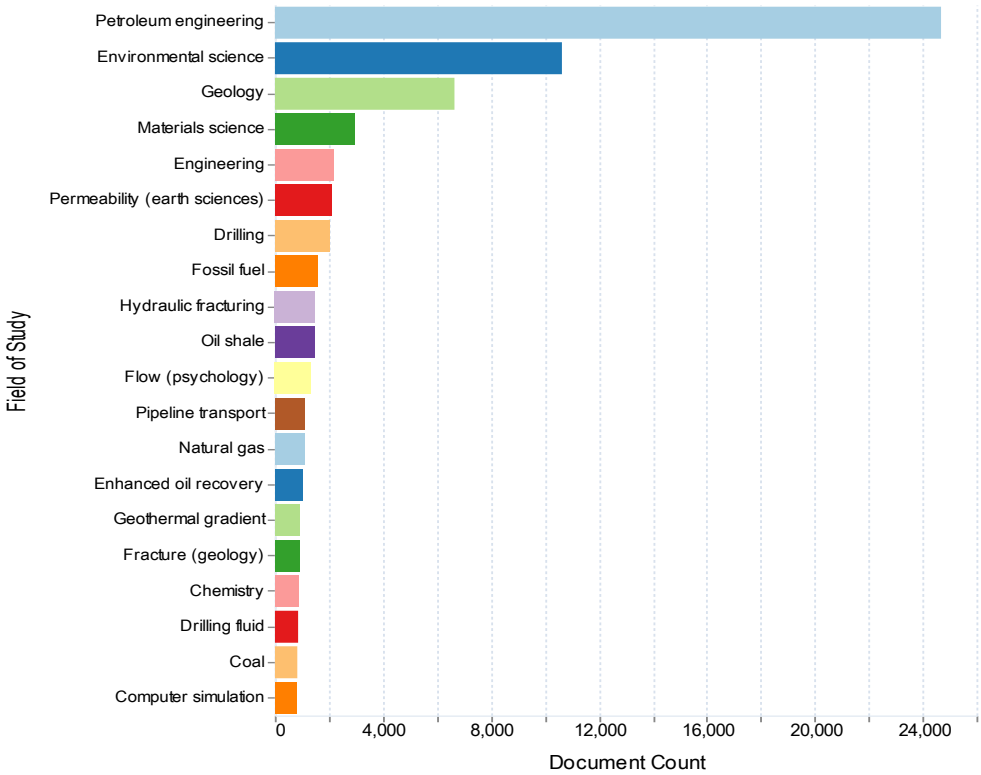


Fig. 11. The Lens Analysis: Top Fields of Study by Document Count

Environmental issues are of significant interest in Petroleum Engineering. Below are the examples of the most cited publications:

The article [28] – cited 224 times. In this paper, the authors conducted a comprehensive review of the literature on enhanced oil recovery (EOR) using CO_2 injection and carbon storage in shale over the past decade. Aspects reviewed include descriptions of major shale oil reservoirs and EOR needs, injection scheme selection, models used to model gas injection, oil recovery mechanisms for different gas types, molecular diffusion and its laboratory measurements, nanopore effects, adsorption effects on carbon storage and transfer, laboratory work on gas injection in shale cores, pilot tests, and economic evaluation. The results of recent pilot tests in the Eagle Ford and Bakken formations were summarized, and finally, economic considerations regarding the feasibility of gas injection into shale oil were presented.

The article [29] – cited 145 times. In this article, the authors first interpret the water return data from a cluster of 18 wells constructed in the Horn River Basin. The authors used numerical modeling to examine the parameters that control water and gas production during formation returns. They concluded that early water and gas production depends on reservoir properties, such as capillary pressure and the complexity of the fracture network created, as well as operational parameters, such as cutoff times. Field data and simulation results show that long cutoff times increase early gas production but reduce load recovery and late gas production, and that only a small fraction of injected water can be recovered during the cleanup phase.

The topics of publications are also well identified by the top keywords, the results are shown in Fig. 12.

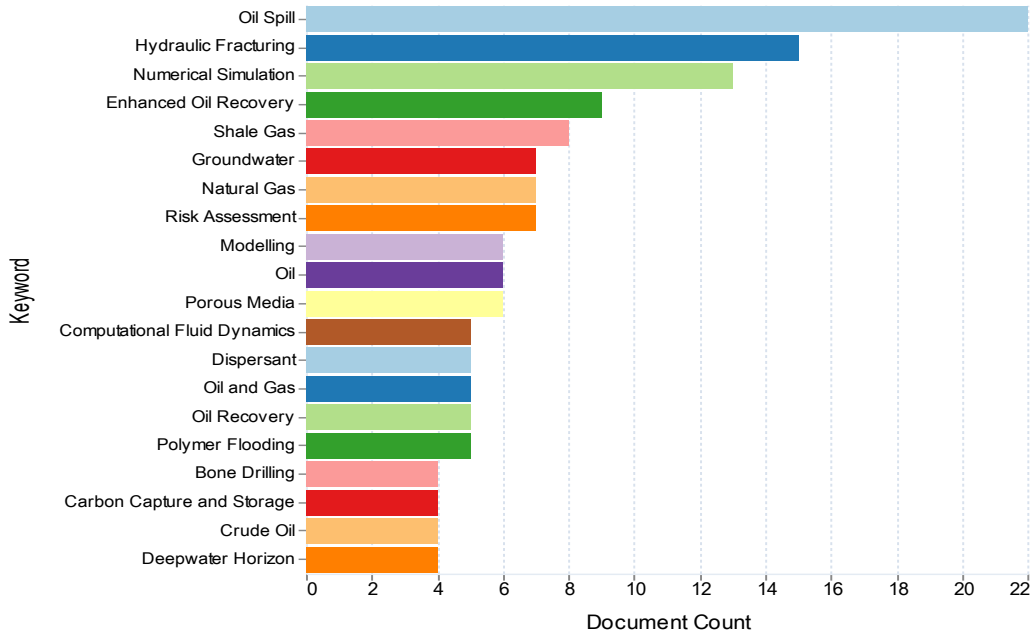


Fig. 12. The Lens Analysis: Top Keyword by Document Count

The increased focus on environmental goals is expressed by the dominance of the keyword “Oil Spill”. Below are examples of the most cited publications:

The article [30] – cited 505 times. In this paper, the authors analyze the problem of increasing the number of accidental oil spills that have a catastrophic impact on the aquatic environment. They suggest that materials with different wettability can be used to remove only one phase from a mixture of oil and water and simultaneously repel the other phase, thus achieving selective separation of oil and water. They show a synergistic effect between surface chemistry and surface architecture that can further promote superwetting, resulting in improved separation efficiency.

The article [31] – cited 122 times. The authors, inspired by the behavior of crossflow filtration in fish gills, propose a crossflow approach through a hydrophilic, sloped gradient membrane to collect spilled oil. In cross-flow, as oil/water flows parallel to the surface of the hydrophilic membrane, the water is gradually filtered through the pores and the oil is repelled, transported, and finally collected for storage. Due to the selective behavior of the water-gated gradient membrane, the large pores in the lower part with high water flow promote rapid water filtration, while the small pores in the upper part with strong oil repulsion allow easy oil transport. In addition, the gradient membrane exhibits excellent antifouling properties due to the protection of the water layer.

In order to explain the trends in the topics of scientific publications, it is useful to present how the number of publications on the main topics evolves over time. Such data are presented in Fig. 13.

Considering research trends by individual Fields of Study, it is noticeable that since 2017 the attention to engineering tasks is decreasing, while the attention to environmental science tasks is increasing. There are no significant changes in other areas of research.

Fig. 14 shows the dynamics of publications as Institution Name by Document Count.

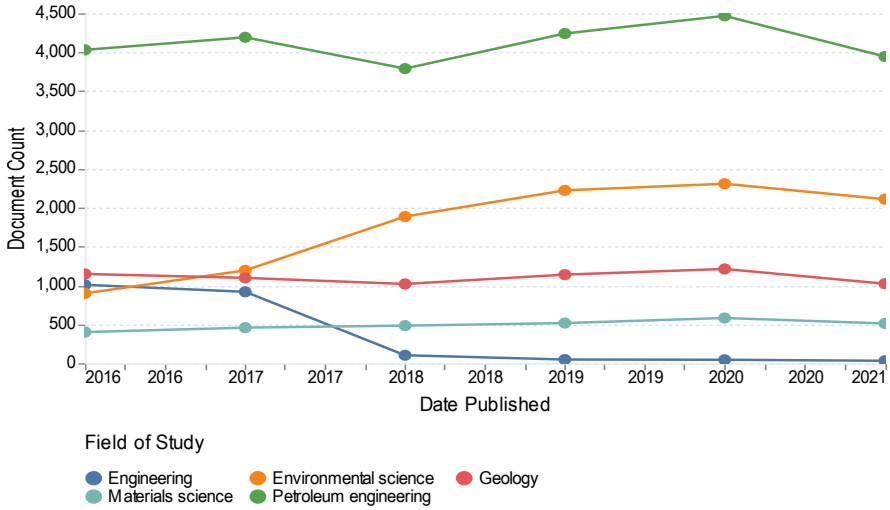


Fig. 13. The Lens Analysis: X—Date Published; Y—Document Count; Colour—Field of Study

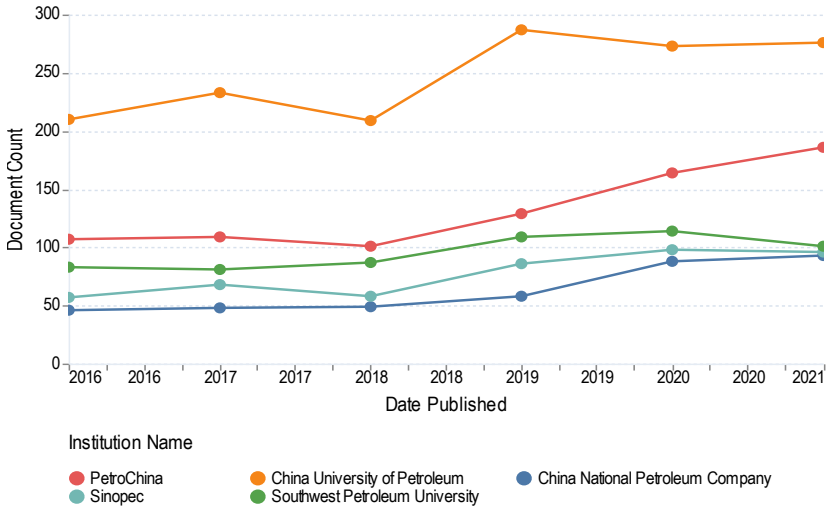


Fig. 14. The Lens Analysis: X—Date Published; Y—Document Count; Colour—Institution Name

Since 2018, China's leading oil and gas companies have been increasing their participation in scientific research. This is not typical for other countries, but the inclusion of industrial firms in scientific research is an advantage for China.

Research topics can be identified by the names of journals and conferences where publications on Petroleum Engineering are posted. Such data are given in Fig. 15.

Conference proceedings play an essential role. Many articles are published in the journal *Neftyanoye Khozyaystvo – Oil Industry*.

The *Journal of Petroleum Science and Engineering* is ranked Q1 in the Engineering, Petroleum category by the JCR, so let's review a few highly cited publications in this journal on the topic discussed in this article.

The most cited articles [26] and [27] published in *Journal of Petroleum Science and Engineering* have been discussed above, so I refer to the following publications as examples:

The article [32] – cited 163 times. The authors review the application of polymer flooding in heavy oil reservoirs.

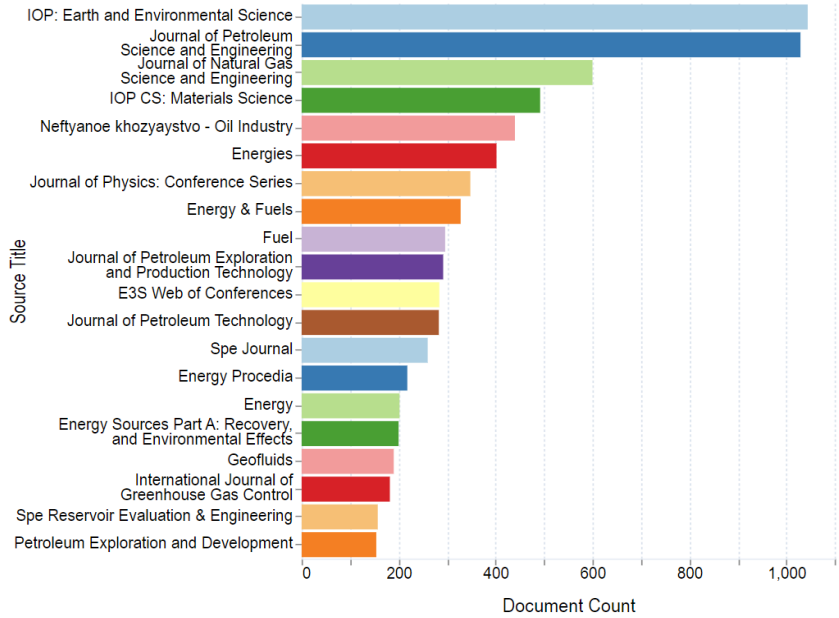


Fig. 15. The Lens Analysis: Source Title by Document Count

The main reasons of its wide use for heavy oil reservoirs in the last two decades were rising oil prices, the extensive use of horizontal wells and advances in polymer technology. This article is a survey of advances and technological trends in polymer flooding in heavy oil reservoirs since the 1960s. The summary results in complete databases of laboratory work, pilot tests and field applications. The database contains qualitative descriptions and quantitative statistics for both research and practical applications. Suitable ranges of crucial reservoir properties and polymer characteristics for successful field applications are suggested.

The article [33] – cited 115 times. The authors performed the first comprehensive review of the current state of experimental studies of foam stabilized by nanoparticles for use in enhanced oil recovery systems. The influence of various critical parameters on foam characteristics was considered. The authors conducted experiments to complement some of the results obtained in the literature. Literature review and experimental results showed that the presence of nanoparticles in appropriate concentration with favorable hydrophobicity improves the static and dynamic stability of foam in porous media. A review of experimental methods showed that the mechanisms of formation, stability, propagation and mobilization of residual oil in porous media are not yet clear on a pore scale due to the limited number of studies. Foams stabilized by nanoparticles for enhanced oil recovery have not found practical application due to limited understanding of the influence of control parameters on foam efficiency and insufficient experimental and modeling studies.

Examples of the most cited articles in *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry* journal:

The article [34] – cited 18 times. The authors reviewed the technology of formation of the inverse oil cone below the level of water-oil contact. They propose an analytical method for estimating the time of formation of the inverse oil cone depending on reservoir and fluids properties. On the basis of hydrodynamic modeling, a method of accounting for relative phase permeabilities is proposed. In order to account for the anisotropy coefficient, the hydrodynamic model is used to construct the dependences of oil cone formation time on the anisotropy coefficient for different viscosity ratios of water and oil.

The article [35] – cited 16. The authors proposed a new bottom water shut-off method. It provides for automatic injection of the solution of paraffin in diesel fuel into excess water production zone as water cut increases. This results in the formation of a water barrier (or elimination of water breakthrough problems in the existing barrier) and thus reduction of water cut.

Water-oil contact, hydrodynamic modeling, bottom water shut-off method are the main topics in *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry* journal publications.

Clustering of 24,673 article titles on Petroleum Engineering Field of Study

The Lens platform provides significant bibliometric metadata export capabilities, up to 50,000 records. Our query resulted in the export of 24,673 journal article metadata for the 2016–2021 on the Petroleum Engineering Field of Study. Both titles, abstracts and Fields of Study can be used for bibliometric analysis. The advantage of using titles, in my opinion, is that they most expressively reflect the key problem of the article and carry information about the content of the article as a whole; titles often contain some of the key words.

By reading the systematized titles of publications, a specialist can not only get an idea of the dominant topics of publications, but also search both the articles themselves and the similar publications by content. Thus, the clustering of 24,673 article titles on the Petroleum Engineering topic can give a solid reflection of the overall picture of research topics in this field.

To implement this, I use the APP for application developed by Christoph Mittendorf to perform clustering based on non-negative matrix factorization and running on Google Cloud [15].

The results are presented in Table 2, which lists the 10 clusters and the 5 most typical publication titles for each cluster, disclosing its subject matter. Each cluster is described by the 4 terms to which the clustering system assigned the maximum rank.

Table 2

Results of the clustering of 24,673 article titles on Petroleum Engineering Field of Study using the non-negative matrix factorization method

Cluster, keywords	Article titles
1	2
Cluster 1: gas, natural, shale, hydrate	“Investigation into gas production from natural gas hydrate: A review” “Natural gas reservoirs on the oil-gas field Petišovci” “Monkey-wrenching natural gas pipelines” “The role of natural gas hydrate during natural gas transportation” “A prediction method of natural gas hydrate formation in deepwater gas well and its application”
Cluster 2: oil, recovery, enhanced, heavy	“Enhanced oil recovery using biotransformation technique on heavy crude oil” “Performance evaluation of in situ combustion enhanced oil recovery methods for heavy oil recovery” “Study on the oil pipeline design of R oil field” “Simulating the strategies of oil field development for enhanced oil recovery” “A comprehensive review of enhanced oil recovery technologies for shale oil”

Table 2 continued

1	2
Cluster 3: water, flow, injection, high	"From fire to water" "Drilling slowdown sparks water trading" "Physical simulation for water invasion and water control optimization in water drive gas reservoirs" "Optimal operation of the water lifting unit in determining the water flow in the water source" "Hydraulic performance analysis of water supply distribution network using water GEM v8i"
Cluster 4: drilling, fluid, based, fluids	"Drilling with curiosity" "Development of microcalcite-based drilling fluid" "Drilling slowdown sparks water trading" "Drilling-fluid behavior during reservoir-formation drilling and completion" "Data on shale water-based drilling fluid interaction for drilling operation"
Cluster 5: fracturing, hydraulic, shale, fracture	"Should hydraulic fracturing continue" "A review of hydraulic fracturing simulation" "An experimental investigation into the characteristics of hydraulic fracturing and fracture permeability after hydraulic fracturing in granite" "Optimization on fracturing fluid flowback model after hydraulic fracturing in oil well" "Temperature of rock formation and fracturing fluid during the hydraulic fracturing process"
Cluster 6: geothermal, heat, analysis, energy	"Simulation analysis on the heat performance of deep borehole heat exchangers in medium depth geothermal heat pump systems" "Heat transfer analysis of U-type deep borehole heat exchangers of geothermal energy" "Numerical analysis of heat extraction performance of a deep coaxial borehole heat exchanger geothermal system" "Cooling performance of geothermal heat pump using surface water heat exchanger" "Quantification of exploitable shallow geothermal energy by using Borehole Heat Exchanger coupled Ground Source Heat Pump systems"
Cluster 7: reservoirs, permeability, fractured, low	"Evaluation of permeability in fractured carbonate reservoirs by production logging tools (PLT) " "Performance analysis of chemical flooding in fractured shale and tight reservoirs" "Classification evaluation method and its application in low permeability reservoirs" "A new dual-permeability model for naturally fractured reservoirs" "Evaluation of permeability damage caused by drilling and fracturing fluids in tight low permeability sandstone reservoirs"
Cluster 8: wells, horizontal, production, fractured	"Improvement of the efficiency of horizontal wells" "Evolution of production logging in low permeability reservoirs at horizontal wells, multiple-fractured horizontal wells and multilateral wells. Gazprom Neft experience (in Russian)" "Application of combined production logging technology in horizontal wells production composition model of fractured horizontal wells in shale gas reservoirs the problem of a horizontal part cementing of operational horizontal wells"
Cluster 9: reservoir, study, simulation, numerical	"Study on horizontal well fracturing numerical simulation of tight oil reservoir" "Study on the value of a medium reservoir storage capacity (Case study: Karalloe Reservoir)" "Study on the couple of 3D geological model and reservoir numerical simulation results" "Simulation of reservoir operation in a multi reservoir system" "Reservoir simulation study on the permeability jails effect during tight gas production"
Cluster 10: CO_2, storage, injection, recovery	"CO_2 storage potential during CO_2 enhanced oil recovery in sandstone reservoirs" "Water saturated CO_2 injection to improve oil recovery and CO_2 storage" "Prediction of CO_2 saturation by using well logging data in the process of CO_2 EOR and Geological Storage of CO_2" "Compositional modeling of impure CO_2 injection for enhanced oil recovery and CO_2 storage" "Application of CO_2 injection monitoring techniques for CO_2 EOR and associated geologic storage"

It should be emphasized that the presented publication titles most accurately reflect the general subject matter of the cluster according to the terms included in the titles of the 24,673 articles indexed by The Lens platform and related to the Petroleum Engineering Field of Study, these are not the titles of the most cited articles, not the titles of articles in ranking journals. The main sources for The Lens platform until 31 December 2021 were academic.microsoft.com and crossref.org. (Microsoft Academic Website: No longer accessible after 31 December 2021; https://www.microsoft.com/en-us/research/project/academic/articles/microsoft-academic-to-expand-horizons-with-community-driven-approach/).

The results presented above are easily interpreted and require no further discussion, in my opinion.

I believe that the topic of “Natural Gas Hydrate” deserves special attention, both in view of the growing interest in the subject and its multifaceted nature.

Number of journal articles on “Natural Gas Hydrate” in 2016–2021 indexed by The Lens platform in format: Publication Year (Document Count): 2016 (74); 2017 (70); 2018 (103); 2019 (150); 2020 (153); 2021 (202).

Conclusions

The number of Engineering conference papers declines sharply in 2016; the decline in the number of articles begins in 2013 and declines rapidly in 2017.

The Petroleum Engineering category ranks first among the Fields of Study on The Lens platform by the number of indexed papers with the term Petroleum in the title.

Petroleum Engineering does not show the greatest decline compared to other Petroleum studies.

Petroleum engineering topics are mainly supported by Chinese institutions, including industrial companies PetroChina, Sinopec and CNOOC Limited, as well as North American universities – Texas A&M University, University of Alberta; Saudi organizations – Islamic Azad University and Saudi Aramco; and the Russian Academy of Sciences.

Chinese donors actively fund research in Petroleum engineering, and the amount of work they support far exceeds that funded by the U.S. Department of Energy.

Petroleum engineering is strongly linked to geology and environmental research.

Considering research trends in specific areas of Petroleum research, one can notice that since 2017 the attention to engineering tasks is decreasing, and the attention to environmental tasks is increasing. There are no significant changes in other areas of research.

The topic “Natural Gas Hydrate” deserves special attention, both due to the growing interest in it as measured by the number of journal articles in 2016–2021, and due to its multifaceted nature.

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).

References

1. *Gielen D., Boshell F., Saygin D.* et al. The role of renewable energy in the global energy transformation // Energy Strategy Reviews. 2019. Vol. 24. P. 38–50. https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.01.006

2. *Gallo A.B., Simões-Moreira J.R., Costa H.K.M.* et al. Energy storage in the energy transition context: A technology review // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016. Vol. 65. P. 800–822. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.028

3. *Peng Y., Li J., Yi J.* International oil companies' low-carbon strategies: confronting the challenges and opportunities of global energy transition // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2019. Vol. 237, No. 4. P. 042038. https://doi.org/10.1088/1755-1315/237/4/042038

4. *Kapustin N.O., Grushevenko D.A.* A long-term outlook on Russian oil industry facing internal and external challenges // Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles. 2019. Vol. 74. P. 72. https://doi.org/10.2516/ogst/2019044

5. *Lee J.Y., Lee J., Kim S.* Experimental research trends on gas hydrate production // Korean Society for New and Renewable Energy. 2011. P. 147.2–147.2. https://www.koreascience.kr/article/CFKO201108048136249.page (Accessed on 06.04.2022).

6. *Osawa Z.* A research trend and future aspects for polymer degradation: A role in the circulation system society // Journal of the Japan Society of Colour Material. 2000. Vol. 73, No. 10. P. 504–511. https://doi.org/10.4011/shikizai1937.73.504

7. *Nam S.-G., Park C., Jung S.* Research trends of cross-flow behaviors and production characteristics in a multi-layered reservoir // Journal of the Korean Society of Mineral and Energy Resources Engineers. 2013. Vol. 50, No. 2. P. 306–317. https://doi.org/10.12972/ksmer.2013.50.2.306

8. *Lee S.I., Kang Y.J., Kim D.H.* et al. Basic research trends on labyrinth seal of gas turbine // The KSFM Journal of Fluid Machinery. 2020. Vol. 23, No. 1. P. 32–39. https://doi.org/10.5293/kfma.2020.23.1.032

9. *Tanaka Y.* Research trend of fluid power in JSME Annual Conference 2012 // Journal of the Japan Fluid Power System Society. 2013. Vol. 44, No. 1. P. 34–36. https://ci.nii.ac.jp/naid/10031143387 (Accessed on 06.04.2022).

10. *Ueno S.* Research trends of fluid power in ROBOMEC2013 // Journal of the Japan Fluid Power System Society. 2013. Vol. 44, No. 5. P. 296–297. https://ci.nii.ac.jp/naid/10031194211 (Accessed on 06.04.2022).

11. *de Oliveira F.C., dos Reis M.C., Romero O.J.* et al. Escoamento bifásico em bombas elétricas submersíveis: uma análise bibliométrica // Brazilian Journal of Production Engineering – BJPE. 2021. Vol. 7, No. 3. P. 13–20. https://doi.org/10.47456/bjpe.v7i3.34960

12. *Jidong Z., Junwei Z.* A bibliometrical analysis of oil and gas exploration research // Science Focus. 2013. No. 1. P. 1–7. https://ss.cqvip.com/Qikan/Article/Detail?id=44926402 (Accessed on 06.04.2022).

13. *Lauk K.* Bibliometrical analysis of research published in oil shale // Oil Shale. 2016. Vol. 33, No. 3. P. 290. https://doi.org/10.3176/oil.2016.3.07

14. *Xue Y., Shan N.* A bibliometric research on energy conservation technology theory in petroleum industry // Journal of Southwest Petroleum University (Social Sciences Edition). 2011. No. 05. http://en.cnki.com.cn/Article_en/CJFDTotal-PXSY201105006.htm (Accessed on 06.04.2022).

15. *Mittendorf C.* The Clustering APP — an application that identifies clusters by running topic modelling over your CSV file. https://ml-clustering.ew.r.appspot.com (Accessed on 06.04.2022).

16. *Sun F., Yao Y., Chen M.* et al. Performance analysis of superheated steam injection for heavy oil recovery and modeling of wellbore heat efficiency // Energy. 2017. Vol. 125. P. 795–804. https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.02.114

17. *Song X., Shi Y., Li G.* et al. Numerical simulation of heat extraction performance in enhanced geothermal system with multilateral wells // Applied Energy. 2018. Vol. 218. P. 325–337. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.172

18. *Dong D., Wang Y., Li X.* et al. Breakthrough and prospect of shale gas exploration and development in China // Natural Gas Industry B. 2016. Vol. 3, No. 1. P. 12–26. https://doi.org/10.1016/j.ngib.2016.02.002

19. *Wang H., Ma F., Tong X.* et al. Assessment of global unconventional oil and gas resources // Petroleum Exploration and Development. 2016. Vol. 43, No. 6. P. 925–940. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(16)30111-2

20. *Li X.-S., Xu C.-G., Zhang Y.* et al. Investigation into gas production from natural gas hydrate: A review // Applied Energy. 2016. Vol. 172. P. 286–322. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.101

21. *Li J., Ye J., Qin X.* et al. The first offshore natural gas hydrate production test in South China Sea // China Geology. 2018. Vol. 1, No. 1. P. 5–16. https://doi.org/10.31035/cg2018003

22. *Musakaev N.G., Khasanov M.K., Borodin S.L.* The mathematical model of the gas hydrate deposit development in permafrost // International Journal of Heat and Mass Transfer. 2018. Vol. 118. P. 455–461. https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2017.10.127

23. *Hassanpouryouzband A., Yang J., Tohidi B.* et al. CO_2 capture by injection of flue gas or CO_2–N_2 mixtures into hydrate reservoirs: Dependence of CO_2 capture efficiency on gas hydrate Reservoir Conditions // Environmental Science and Technology. 2018. Vol. 52, No. 7. P. 4324–4330. https://doi.org/10.1021/acs.est.7b05784

24. *Sun X., Zhang Y., Chen G.* et al. Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: A critical review of recent progress // Energies. 2017. Vol. 10, No 3. P. 345. https://doi.org/10.3390/en10030345

25. *Zhang X., Lu Y., Tang J.* et al. Experimental study on fracture initiation and propagation in shale using supercritical carbon dioxide fracturing // Fuel. 2017. Vol. 190. P. 370–378. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.10.120

26. *Zhang D., Ranjith P.G., Perera M.S.A.* The brittleness indices used in rock mechanics and their application in shale hydraulic fracturing: A review // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 143. P. 158–170. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.02.011

27. *Al-Shalabi E.W., Sepehrnoori K.* A comprehensive review of low salinity/engineered water injections and their applications in sandstone and carbonate rocks // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 139. P. 137–161. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.11.027

28. *Jia B., Tsau J.-S., Barati R.* A review of the current progress of CO_2 injection EOR and carbon storage in shale oil reservoirs // Fuel. 2019. Vol. 236. P. 404–427. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.08.103

29. *Ghanbari E., Dehghanpour H.* The fate of fracturing water: A field and simulation study // Fuel. 2016. Vol. 163. P. 282–294. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.09.040

30. *Ma Q., Cheng H., Fane A.G.* et al. Recent development of advanced materials with special wettability for selective oil/water separation // Small. 2016. Vol. 12, No. 16. P. 2186–2202. https://doi.org/10.1002/smll.201503685

31. *Dou Y., Tian D., Sun Z.* et al. Fish gill inspired crossflow for efficient and continuous collection of spilled oil // ACS Nano. 2017. Vol. 11, No. 3. P. 2477–2485. https://doi.org/10.1021/acsnano.6b07918

32. *Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z.* Heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications: Half-century studies // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 142. P. 85–100. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.01.023

33. *Yekeen N., Manan M.A., Idris A.K.* et al. A comprehensive review of experimental studies of nanoparticles-stabilized foam for enhanced oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. Vol. 164. P. 43–74. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.01.035

34. *Yakupov R.F., Gimazov A.A., Mukhametshin V.Sh., Makaev R.I.* Analytical method for estimating efficiency of oil recovery technology in case of bottom water-drive reservoir, verified on the hydrodynamic model // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2018. No. 6. P. 66–69. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-66-69 (In Russ.).

35. *Khisamov R.S., Abdrakhmanov G.S., Kadyrov R.R.* New technology of bottom water shut-off // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2017. No. 11. P. 126–128. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-11-126-128 (In Russ.).

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art4 УДК [303.6+303.7]:001.8

Исследовательские тренды в области нефтяной инженерии в 2016–2021 гг. по данным реферативной базы The Lens

Б.Н. Чигарев
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
E-mail: bchigarev@ipng.ru

Аннотация. В данной статье рассматриваются основные тенденции исследований в области нефтяной инженерии в 2016–2021 гг., выявленные с помощью библиометрического анализа метаданных статей, индексируемых платформой The Lens. Проведен сравнительный анализ тенденций в темах, связанных с нефтяной инженерией. Определены основные институты, страны и финансирующие фонды, участвующие в исследованиях в области нефтяной инженерии. Показана ведущая роль китайских институтов и фондов в проведении таких исследований. Установлена связь между направлениями исследований в области нефтяной инженерии, геологии и экологии. Приведены примеры высокоцитируемых статей, отражающие основные особенности тематик публикаций в области нефтяной инженерии. Проведен кластерный анализ 24673 названий статей по теме «Нефтяная инженерия», представлены названия публикаций, наиболее полно отражающих тематику каждого из 10 выявленных кластеров. Отмечается рост интереса к теме гидратов природного газа за последние четыре года.

Ключевые слова: нефтяная инженерия, исследовательские тренды, The Lens, библиометрический анализ, кластеризация.

Для цитирования: *Чигарев Б.Н.* Исследовательские тренды в области нефтяной инженерии в 2016–2021 гг. по данным реферативной базы The Lens // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 1(36). С. 66–89. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art4

Литература

1. *Gielen D.*, *Boshell F.*, *Saygin D.* et al. The role of renewable energy in the global energy transformation // Energy Strategy Reviews. 2019. Vol. 24. P. 38–50. https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.01.006

2. *Gallo A.B.*, *Simões-Moreira J.R.*, *Costa H.K.M.* et al. Energy storage in the energy transition context: A technology review // Renewable and Sustainable Energy Reviews. 2016. Vol. 65. P. 800–822. https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.07.028

3. *Peng Y.*, *Li J.*, *Yi J.* International oil companies' low-carbon strategies: confronting the challenges and opportunities of global energy transition // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2019. Vol. 237, No. 4. P. 042038. https://doi.org/10.1088/1755-1315/237/4/042038

4. *Kapustin N.O.*, *Grushevenko D.A.* A long-term outlook on Russian oil industry facing internal and external challenges // Oil & Gas Science and Technology – Revue d'IFP Energies nouvelles. 2019. Vol. 74. P. 72. https://doi.org/10.2516/ogst/2019044

5. *Lee J.Y.*, *Lee J.*, *Kim S.* Experimental research trends on gas hydrate production // Korean Society for New and Renewable Energy. 2011. P. 147.2–147.2. https://www.koreascience.kr/article/CFKO201108048136249.page (Дата обращения 06.04.2022).

6. *Osawa Z.* A research trend and future aspects for polymer degradation: A role in the circulation system society // Journal of the Japan Society of Colour Material. 2000. Vol. 73, No. 10. P. 504–511.

© 2022. Б.Н. Чигарев

https://doi.org/10.4011/shikizai1937.73.504

7. *Nam S.-G., Park C., Jung S.* Research trends of cross-flow behaviors and production characteristics in a multi-layered reservoir // Journal of the Korean Society of Mineral and Energy Resources Engineers. 2013. Vol. 50, No. 2. P. 306–317. https://doi.org/10.12972/ksmer.2013.50.2.306

8. *Lee S.I., Kang Y.J., Kim D.H.* et al. Basic research trends on labyrinth seal of gas turbine // The KSFM Journal of Fluid Machinery. 2020. Vol. 23, No. 1. P. 32–39. https://doi.org/10.5293/kfma.2020.23.1.032

9. *Tanaka Y.* Research trend of fluid power in JSME Annual Conference 2012 // Journal of the Japan Fluid Power System Society. 2013. Vol. 44, No. 1. P. 34–36. https://ci.nii.ac.jp/naid/10031143387 (Дата обращения 06.04.2022).

10. *Ueno S.* Research trends of fluid power in ROBOMEC2013 // Journal of the Japan Fluid Power System Society. 2013. Vol. 44, No. 5. P. 296–297. https://ci.nii.ac.jp/naid/10031194211 (Дата обращения 06.04.2022).

11. *de Oliveira F.C., dos Reis M.C., Romero O.J.* et al. Escoamento bifásico em bombas elétricas submersíveis: uma análise bibliométrica // Brazilian Journal of Production Engineering – BJPE. 2021. Vol. 7, No. 3. P. 13–20. https://doi.org/10.47456/bjpe.v7i3.34960

12. *Jidong Z., Junwei Z.* A bibliometrical analysis of oil and gas exploration research // Science Focus. 2013. No. 1. P. 1–7. https://ss.cqvip.com/Qikan/Article/Detail?id=44926402 (Дата обращения 06.04.2022).

13. *Lauk K.* Bibliometrical analysis of research published in oil shale // Oil Shale. 2016. Vol. 33, No. 3. P. 290. https://doi.org/10.3176/oil.2016.3.07

14. *Xue Y., Shan N.* A bibliometric research on energy conservation technology theory in petroleum industry // Journal of Southwest Petroleum University (Social Sciences Edition). 2011. No. 05. http://en.cnki.com.cn/Article_en/CJFDTotal-PXSY201105006.htm (Дата обращения 06.04.2022).

15. *Mittendorf C.* The Clustering APP — an application that identifies clusters by running topic modelling over your CSV file. https://ml-clustering.ew.r.appspot.com (Дата обращения 06.04.2022).

16. *Sun F., Yao Y., Chen M.* et al. Performance analysis of superheated steam injection for heavy oil recovery and modeling of wellbore heat efficiency // Energy. 2017. Vol. 125. P. 795–804. https://doi.org/10.1016/j.energy.2017.02.114

17. *Song X., Shi Y., Li G.* et al. Numerical simulation of heat extraction performance in enhanced geothermal system with multilateral wells // Applied Energy. 2018. Vol. 218. P. 325–337. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2018.02.172

18. *Dong D., Wang Y., Li X.* et al. Breakthrough and prospect of shale gas exploration and development in China // Natural Gas Industry B. 2016. Vol. 3, No. 1. P. 12–26. https://doi.org/10.1016/j.ngib.2016.02.002

19. *Wang H., Ma F., Tong X.* et al. Assessment of global unconventional oil and gas resources // Petroleum Exploration and Development. 2016. Vol. 43, No. 6. P. 925–940. https://doi.org/10.1016/S1876-3804(16)30111-2

20. *Li X.-S., Xu C.-G., Zhang Y.* et al. Investigation into gas production from natural gas hydrate: A review // Applied Energy. 2016. Vol. 172. P. 286–322. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.03.101

21. *Li J., Ye J., Qin X.* et al. The first offshore natural gas hydrate production test in South China Sea // China Geology. 2018. Vol. 1, No. 1. P. 5–16. https://doi.org/10.31035/cg2018003

22. *Musakaev N.G., Khasanov M.K., Borodin S.L.* The mathematical model of the gas hydrate deposit development in permafrost // International Journal of Heat and Mass Transfer. 2018. Vol. 118. P. 455–461. https://doi.org/10.1016/j.ijheatmasstransfer.2017.10.127

23. *Hassanpouryouzband A., Yang J., Tohidi B.* et al. CO_2 capture by injection of flue gas or CO_2–N_2 mixtures into hydrate reservoirs: Dependence of CO_2 capture efficiency on gas hydrate Reservoir Conditions // Environmental Science and Technology. 2018. Vol. 52, No. 7. P. 4324–4330. https://doi.org/10.1021/acs.est.7b05784

24. *Sun X., Zhang Y., Chen G.* et al. Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: A critical review of recent progress // Energies. 2017. Vol. 10, No. 3. P. 345. https://doi.org/10.3390/en10030345

25. *Zhang X., Lu Y., Tang J.* et al. Experimental study on fracture initiation and propagation in shale using supercritical carbon dioxide fracturing // Fuel. 2017. Vol. 190. P. 370–378. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.10.120

26. *Zhang D., Ranjith P.G., Perera M.S.A.* The brittleness indices used in rock mechanics and their application in shale hydraulic fracturing: A review // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 143. P. 158–170. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.02.011

27. *Al-Shalabi E.W., Sepehrnoori K.* A comprehensive review of low salinity/engineered water injections and their applications in sandstone and carbonate rocks // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 139. P. 137–161. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.11.027

28. *Jia B., Tsau J.-S., Barati R.* A review of the current progress of CO_2 injection EOR and carbon storage in shale oil reservoirs // Fuel. 2019. Vol. 236. P. 404–427. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.08.103

29. *Ghanbari E., Dehghanpour H.* The fate of fracturing water: A field and simulation study // Fuel. 2016. Vol. 163. P. 282–294. https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.09.040

30. *Ma Q., Cheng H., Fane A.G.* et al. Recent development of advanced materials with special wettability for selective oil/water separation // Small. 2016. Vol. 12, No. 16. P. 2186–2202. https://doi.org/10.1002/smll.201503685

31. *Dou Y., Tian D., Sun Z.* et al. Fish gill inspired crossflow for efficient and continuous collection of spilled oil // ACS Nano. 2017. Vol. 11, No. 3. P. 2477–2485. https://doi.org/10.1021/acsnano.6b07918

32. *Saboorian-Jooybari H., Dejam M., Chen Z.* Heavy oil polymer flooding from laboratory core floods to pilot tests and field applications: Half-century studies // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2016. Vol. 142. P. 85–100. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.01.023

33. *Yekeen N., Manan M.A., Idris A.K.* et al. A comprehensive review of experimental studies of nanoparticles-stabilized foam for enhanced oil recovery // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2018. Vol. 164. P. 43–74. https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.01.035

34. *Якупов Р.Ф., Гимазов А.А., Мухаметшин В.Ш., Макаев Р.И.* Аналитическая методика оценки эффективности технологии отбора прикровельной нефти из водоплавающих залежей, верифицированная на гидродинамической модели // Нефтяное хозяйство. 2018. № 6. С. 66–69. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2018-6-66-69

35. *Хисамов Р.С., Абдрахманов Г.С., Кадыров Р.Р., Мухаметшин В.В.* Технология ограничения притока подошвенных вод в скважинах // Нефтяное хозяйство. 2017. № 11. С. 126–128. https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-11-126-128

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art5 УДК 622.279

Особенности определения деформационных характеристик горных пород пластов продуктивных залежей

М.К. Тупысев
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
E-mail: m.tupysev@mail.ru

Аннотация. Показаны нагрузки, действующие на образцы горных пород в пластовых условиях. Приведены схемы основных видов экспериментальных установок для исследования керна и методы моделирования пластовых условий на них. Дана оценка динамики развития области нарушения первоначального геодинамического равновесия над разрабатываемой залежью.

Ключевые слова: исследование кернового материала, деформационные характеристики горных пород, разработка месторождений углеводородов, контроль техногенных деформационных процессов.

Для цитирования: *Тупысев М.К.* Особенности определения деформационных характеристик горных пород пластов продуктивных залежей // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 1(36). С. 90–97. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art5

Результаты исследования кернового материала являются главным прямым источником информации о фильтрационно-емкостных, физических, прочностных свойствах горных пород исследуемых пластов, их вещественного состава и пр. При проведении исследований, данные которых могут быть использованы для прогнозирования поведения продуктивных пластов нефтегазовых залежей в процессе их разработки, в том числе при рассмотрении деформационных процессов, возникает потребность в моделировании пластовых условий.

На рис. 1 представлена схема, показывающая направления сил, действующих на образец керна, смоделированы пластовые условия продуктивного пласта. При исследовании вертикального столбика керна, изготовленного таким образом, чтобы направление его оси было перпендикулярно плоскости продуктивного пласта (см. рис. 1а), сжимающей нагрузкой, действующей на торцы керна, является горное давление ($P_г$) на глубине отбора образца горных пород. Горное давление уравновешивается пластовым давлением в поровом пространстве керна ($P_{пл}$) и реакцией горных пород (R) на действующее горное давление:

$$P_г = P_{пл} + R. \quad (1)$$

По всей окружности керна действует сжимающее давление, называемое давлением бокового распора ($P_б$), которое зависит от упругих свойств горных пород [1, 2] и является функцией горного давления:

$$P_б = K_б \, P_г ,$$

где $K_б$ – коэффициент бокового распора, рассчитываемый по формуле:

$$K_б = \mu / (1 - \mu),$$

где μ – модуль поперечной деформации или коэффициент Пуассона.

© 2022. М.К. Тупысев

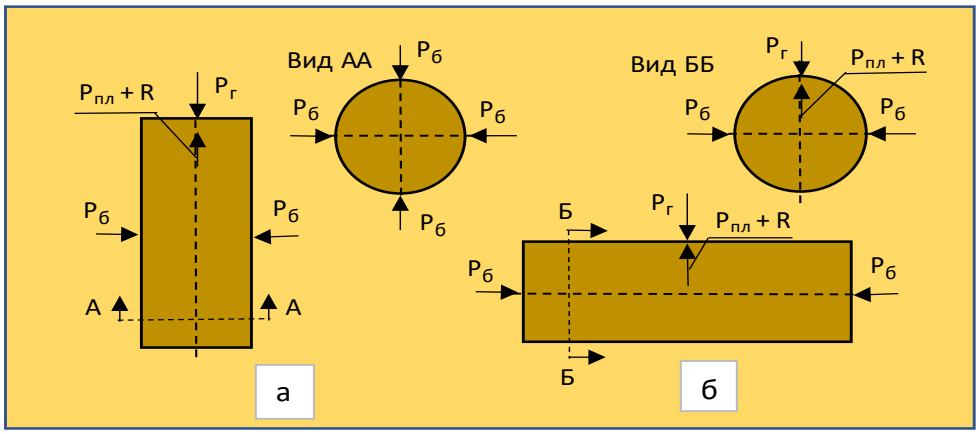


Рис. 1. Схема сил, действующих на образец горных пород в условиях продуктивной залежи: а – вертикальный образец, б – горизонтальный образец

Порядок определения коэффициента Пуассона определен ГОСТ 28985-91 [3].

Для горизонтального столбика керна, изготовляемого из образца горных пород в плоскости залегания продуктивного пласта (см. рис. 1б), горное давление ($P_г$) действует на верхнюю плоскость керна, оно в этом направлении уравновешивается пластовым (поровым) давлением ($P_{пл}$) и реакцией горных пород пласта (R). На торцы керна и на его боковые поверхности в плоскости залегания действует давление бокового распора ($P_б$).

Таким образом, при моделировании пластовых условий (при использовании вертикального керна) с целью определения деформационных характеристик горных пород рассматриваемого продуктивного пласта необходимо в процессе доведения пластового давления флюида в поровом пространстве керна и горного давления, направленного на торцы керна, до условий исследуемого пласта создавать сжимающее давление (давление обжима), действующее по всей боковой поверхности и уравновешивающее давление бокового распора.

Поскольку коэффициент Пуассона для горных пород значительно меньше единицы (для песчаников μ = 0,13, $K_б$ = 0,14 [1]), то и создаваемое боковое сжимающее давление должно быть меньше горного (для нашего примера – для песчаников – $P_б = 0{,}14\ P_г$).

Перед исследованием керн первоначально находится в атмосферных условиях, важным условием является синхронное доведение действующих на керн нагрузок (пластового давления флюида, горного давления и сжимающего бокового давления) до пластовых значений. Для такой синхронизации предлагается следующая последовательность действий:

– для заданной точки продуктивного пласта (глубины отбора керна) определяется коэффициент превышения горного давления над пластовым ($K_{гп} = P_г / P_{пл}$) и коэффициент бокового распора ($K_б$);

– при каждом шаге повышения пластового давления $\Delta P_{пл}$ горное давление увеличивают на величину $\Delta Pг = K_{гп}\ \Delta P_{пл}$;

– сжимающее боковое давление увеличивают на величину $\Delta P_б = K_б\ \Delta P_г$.

Далее при моделировании дренирования продуктивного пласта пластовое давление снижается при отборе пластового флюида из порового пространства керна.

Согласно формуле (1) при снижении пластового давления увеличивается реакция пласта на действующее горное давление. Это увеличение нагрузки называется эффективным давлением, оно сравнимо для исследуемых горных пород с погружением на дополнительную глубину с соответствующим увеличением горного давления [4]. На каждом шаге снижения пластового давления в поровом пространстве керна необходимо увеличивать давление обжима (дополнительно к созданному в конце процесса приведения керна к начальным пластовым условиям) на величину $\Delta P_б = K_б\ \Delta P_{пл}$.

На рис. 2 приведена типовая схема установки для исследования керна, позволяющая создавать необходимые осевые нагрузки (имитация горного давления) и давление обжима [5].

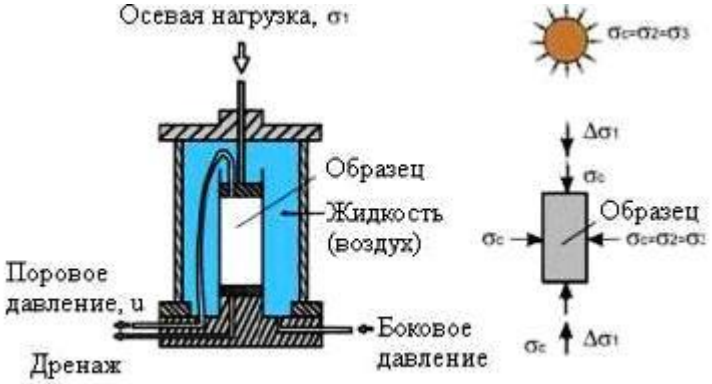
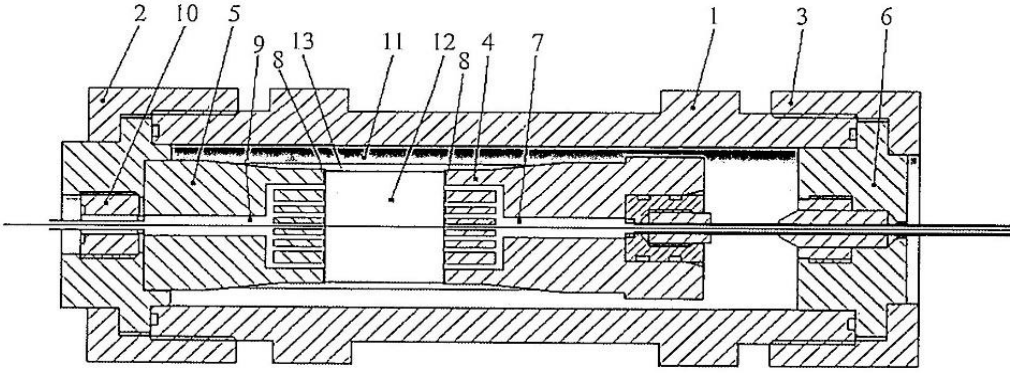


Рис. 2. Схема установки для исследования керна с возможностью создания заданных осевой нагрузки и бокового давления [5]

Известны установки, в которых керн помещается в резиновую манжету, при проведении исследований создается его всестороннее обжатие, в том числе и на торцы с одинаковым усилием, под которым понимается моделирование пластовых условий. На рис. 3 приведена схема одного из вариантов изготовления кернодержателя такой установки – ПУМА-650 [6]. Определение фильтрационно-емкостных свойств горных пород на этих установках вполне допустимо, однако исследования их деформационных характеристик (например, сжимаемости) при моделировании эффективных нагрузок за счет снижения пластового давления в поровом пространстве керна дают искаженные результаты. Как показано выше, давление бокового обжима зависит от горного давления и величины снижения пластового давления, по значению оно составляет некоторую часть этих величин, определяемую коэффициентом бокового распора (в примере $K_б$ = 0,14). При создании величин бокового обжима, равными горному давлению, искусственно завышается устойчивость керна к продольной деформации, в результате определяемый, например, коэффициент сжимаемости горных пород занижается.



1 – корпус кернодержателя; 2, 3 – крышки кернодержателя; 4, 5 – измерительные поршни; 6 – шток кернодержателя; 7 – трубка для подвода порового давления в образец; 8 – сетка подачи порового давления; 9 – трубка выхода порового давления; 10 – уплотнение; 11 – вода, создающая обжим; 12 – испытуемый образец; 13 – резиновая манжета

Рис. 3. Схема кернодержателя второго типа установки ПУМА-650 [6]

При использовании таких данных для оценочных расчетов деформации горных пород пластов разрабатываемых залежей получаются заниженные результаты оседания земной поверхности, дополнительных осевых нагрузок, действующих на обсадные колонны скважин и пр.

Все рассуждения по экспериментальному исследованию деформационных характеристик горных пород, приведенные выше, относятся к вертикальным образцам керна (см. рис. 1а).

При использовании горизонтальных образцов керна, как показано на рис. 1б, распределение сил, действующих на рассматриваемый образец горных пород, таково, что в экспериментальной установке привести керн к пластовым условиям начала и процесса разработки продуктивной залежи невозможно. Такой вариант изготовления образцов горных пород продуктивных пластов может быть использован для определения фильтрационно-емкостных свойств и, преимущественно, для исследования горизонтальной (плоско-параллельной) фильтрации пластовых флюидов, так как это происходит в условиях реальных продуктивных пластов.

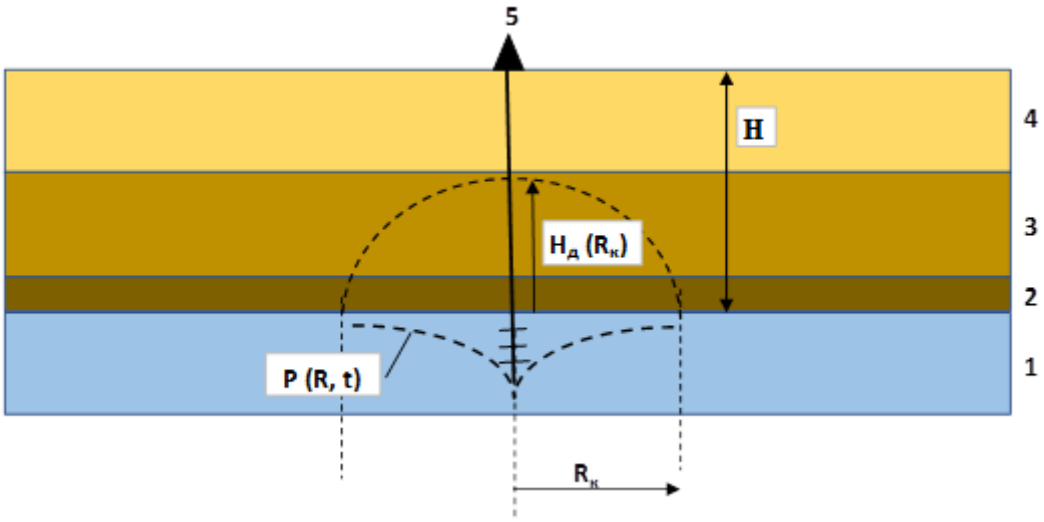
Определяемые деформационные характеристики горных пород продуктивной залежи в лабораторных условиях по керновому материалу являются точечными характеристиками разреза скважины. Для определения рассматриваемой характеристики горных пород всего разреза продуктивной залежи необходим полный вынос кернового материала в процессе бурения скважины и соответствующий комплекс лабораторных исследований. В работе [7] показана возможность определения средней сжимаемости горных пород коллекторов всего разреза продуктивной залежи в процессе ее разработки по результатам фиксации оседания земной поверхности около рассматриваемой скважины по формуле:

$$\beta_{сж} = \Delta H / \Delta P \; H_п,$$

где $\beta_{сж}$ – средняя сжимаемость горных пород продуктивных пластов; ΔH – величина оседания земной поверхности, приравненная к величине деформации дренируемых пластов; ΔP – величина снижения пластового давления; $H_п$ – толщина продуктивных пластов.

Такой способ определения деформационный характеристики продуктивных пластов возможен при наличии на месторождении углеводородов специального геодинамического полигона, позволяющего получать информацию об изменении высотного положения земной поверхности в процессе разработки залежи по сравнению с начальным уровнем (до разработки). При таких наблюдениях деформационных процессов, происходящих в дренируемых пластах продуктивной залежи и фиксируемых на земной поверхности, допускается синхронность опускания кровли залежи и земной поверхности.

Для уточнения деталей этого процесса на рис. 4 показана схема изменения пластового давления около скважины во время ее работы и влияния его динамики на первоначальное геодинамическое равновесие в горных породах выше залежи.



1 – продуктивная залежь, 2 – покрышка залежи,
3, 4 – горные породы от покрышки до дневной поверхности,
5 – эксплуатационная скважина

Рис. 4. Схема изменения пластового давления в призабойной зоне работающей скважины и области нарушения первоначального геодинамического равновесия в горных породах выше дренируемой залежи

Пластовое давление в призабойной зоне работающей скважины (5) изменяется от забойного до пластового на некотором расстоянии от забоя скважины – P (R, t), образуя, так называемую, «депрессионную воронку». Радиус влияния скважины (радиус контура питания – $R_к$) пропорционален времени работы скважины. По мере изменения пластового давления нарушается первоначальное геодинамическое равновесие в горных породах продуктивной залежи (1), описываемое уравнением (1). Горные породы покрышки залежи (2) и вышележащие (3, 4) также реагируют на это нарушение, начинается деформация дренируемых продуктивных пластов под действием возникающего эффективного давления. Деформация продуктивных пластов не сразу приводит к оседанию вышележащих горных пород до земной поверхности, поскольку они имеют некоторую несущую способность, зависящую от их прочностных свойств.

Над забоем работающей скважины возникает область нарушения первоначального геодинамического равновесия с растущим радиусом, равным $R_к$, и высотой $H_д$, соизмеримой с $R_к$. При достижении радиуса контура питания скважины некоторого критического значения высота области нарушения геодинамического равновесия достигает значения глубины залежи H, после этого возникает возможность фиксации деформации пластов разрабатываемой залежи на поверхности.

В реальных условиях разработка месторождений углеводородов ведется определенным фондом эксплуатационных скважин, расположенных на площади месторождения. При работе скважин их контуры питания соединяются, поэтому зоны нарушения первоначального геодинамического равновесия с некритическими радиусами в отдельных скважинах преобразуются в единую область развития деформационных процессов дренируемых пластов, которые могут быть зафиксированы на поверхности и служить материалом для оценки деформационных процессов, происходящих в залежи (месторождении).

Выводы

1. Деформационные характеристики горных пород, определяемые на керновом материале с использованием установок, на которых пластовые условия моделируются всесторонним обжатием, имеют заниженные значения.

2. При моделировании на керновом материале деформационных процессов, происходящих в продуктивной залежи при ее разработке, давление бокового обжатия керна должно определяться по значению горного и эффективного давлений с учетом упругих свойств горных пород (коэффициента Пуассона).

3. Результаты контроля за деформационными процессами в разрабатываемой залежи по данным замера изменения высотного положения земной поверхности описывают пластовые условия при достижении размеров области нарушения первоначального геодинамического равновесия (изменения начального пластового давления) в залежи, соизмеримых с глубиной залегания рассматриваемой залежи.

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. *Гиматудинов Ш.К.* Физика нефтяного и газового пласта: Учебник для вузов. М.: Недра, 1971. 312 с.

2. *Попов А.Н., Головкина Н.Н., Исмаков Р.А.* Определение коэффициента бокового распора пористых горных пород по промысловым данным // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2005. № 2. С. 12. http://www.ogbus.ru/files/ogbus/authors/Popov/Popov_1.pdf (Дата обращения 11.04.2022).

3. ГОСТ 28985-91. Породы горные. Метод определения деформационных характеристик при одноосном сжатии. М.: ИПК Издательство стандартов, 2004. 11 с.

4. *Петренко В.И., Ильченко Л.И., Канашук В.Ф.* О механизме просадки земной поверхности при добыче жидких и газообразных полезных ископаемых // Советская геология. 1983. № 7. С. 109–117.

5. Методическое пособие по учебной геологической практике. М.: Московский государственный строительный университет, 2014. 306 с.

6. *Жуков В.С., Люгай Д.В.* Определение фильтрационно-емкостных и упругих свойств и электрических параметров образцов горных пород при моделировании пластовых условий. М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2016. 56 с.

7. *Тупысев М.К.* Особенности контроля за разработкой газовых месторождений на поздней стадии // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2016. Вып. 1(13). С. 14. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art14

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art5 UDC 622.279

Determination of deformation characteristics of rocks of productive reservoirs

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

Abstract. The loads acting on rock samples under reservoir conditions are shown. The schemes of the main types of experimental installations for core research and methods for modeling reservoir conditions on them are given. An assessment of the dynamics of the development of the area of violation of the initial geodynamic equilibrium over the developed deposit is given.

Keywords: study of core material, deformation characteristics of rocks, development of hydrocarbon deposits, control of technogenic deformation processes.

Citation: *Tupysev M.K.* Determination of deformation characteristics of rocks of productive reservoirs // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 1(36). P. 90–97. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art5 (In Russ.).

References

1. *Gimatudinov Sh.K.* Physics of oil and gas reservoir: Textbook for universities. Moscow: Nedra, 1971. 312 p. (In Russ.).
2. *Popov A.N., Golovkina N.N., Ismakov R.A.* Determination of the coefficient of lateral dissection of porous rocks according to field data // Electronic Scientific Journal Oil and Gas Business. 2005. No. 2. P. 15. http://www.ogbus.ru/files/ogbus/authors/Popov/Popov_1.pdf (Accessed on 11.04.2022).
3. GOST 28985-91. Rocks. Method for determination of deformation characteristics under uniaxial compression. Moscow: Standards Publishing House, 2004. 11 p. (In Russ.).
4. *Petrenko V.I., Ilchenko L.I., Kanashuk V.F.* On the mechanism of subsidence of the Earth's surface during the extraction of liquid and gaseous mineral resources // Sovetskaya Geologiya. 1983. No. 7. P. 109–117. (In Russ.).
5. Handbook on geological training practice. Moscow: Moscow State University of Civil Engineering, 2014. 306 p: (In Russ.).
6. *Zhukov V.S., Lyugai D.V.* Determination of filtration-capacitive and elastic properties and electrical parameters of rock samples in the modeling of reservoir conditions. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2016. 56 p. (In Russ.).
7. *Tupysev M.K.* Aspects of gas field development control on late stages // Georesources, Geoenergetics, Geopolitics. 2016. Iss. 1(13). P. 14. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2016-13.art14 (In Russ.).

© 2022. M.K. Tupysev

This is an open access article under the Creative Commons Attribution 4.0 International License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art6 УДК 551.594.6

Уточнение модели связей летучих газов почвенного воздуха, радона и атмосферного электрического поля

В.Н. Шулейкин
Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
E-mail: shvn1947@yandex.ru

Аннотация. Задачей исследования является уточнение связей летучих газов, радона грунта и радона атмосферы с учетом результатов экспериментов. Представлено физическое объяснение наличия и отсутствия корреляционных связей углекислого газа и радона грунта, аномального выброса радона грунта и радона атмосферы при предгрозовом падении атмосферного давления. Отмечено, что комплекс связей водорода, метана, радона грунта и радона атмосферы с учетом условий наблюдений и падения атмосферного давления никогда не рассматривался. Рассмотрены условия отбора проб почвенного воздуха и участие углекислого газа в переносе радона в приповерхностных слоях грунта.

Ключевые слова: водород, метан, углекислый газ, радон, перенос, атмосферное давление, грунтовые воды.

Для цитирования: *Шулейкин В.Н.* Уточнение модели связей летучих газов почвенного воздуха, радона и атмосферного электрического поля // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 1(36). С. 98–109. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art6

Введение

Впервые комплекс работ по атмосферно-электрическому мониторингу углеводородных скоплений был проведен в 1999 г. на территории Щелковского подземного хранилища газа (ПХГ). В ходе мобильных измерений атмосферного электрического поля (АЭП) на наблюдательных профилях бесконтактно был обрисован контур пласта-коллектора [1–3]. Работы были продолжены на Калужской кольцевой структуре, Калужском, Касимовском и Северо-Ставропольском ПХГ и включали комплекс наблюдений за содержанием радона, почвенного и атмосферного воздуха, водорода почвенного воздуха и отбор образцов почвенного воздуха для последующего лабораторного анализа на содержание летучих газов. Полученные результаты позволили связать контролируемые характеристики Земли и атмосферы: пузырьковые образования водорода и метана выносят почвенный радон с глубины 4–6 м в приповерхностную атмосферу, где он становится единственным естественным ионизатором воздуха [1–6]. Выявленные связи газовых и атмосферно-электрических полей Земли и атмосферы (модель связей H_2CH_4Rn) более 20 лет успешно используются для интерпретации результатов измерений при мониторинге объектов нефтегазовой отрасли [1–3].

На сегодняшний день в научной литературе появились результаты измерений, доказывающие перенос радона в грунте углекислым газом [7], что противоречит данным работы [1], где корреляция этих газов не наблюдается. Более того, в ходе полевых наблюдений на Касимовском ПХГ был зафиксирован ~ 15-кратный рост объемной активности радона в приповерхностных слоях грунта и приземной атмосфере при предгрозовом падении давления [3], что теоретически никак не объясняется в рамках модели связей H_2CH_4Rn.

© 2022. В.Н. Шулейкин

Задача работы – физическое объяснение очевидных противоречий данных полевых наблюдений путем подробного рассмотрения условий получения результатов и особенностей динамики водоносных пластов, вызванных предгрозовым падением атмосферного давления.

Примеры противоречий данных полевых наблюдений

В целях уточнения связей летучих газов, радона грунта и радона атмосферы был рассмотрен и проанализирован ряд работ, иллюстрирующих различные условия проведения исследований и показывающие противоречия с моделью связей H_2CH_4Rn при трактовке результатов.

Первый пример – анализ исследований, проведенных на станции непрерывного контроля объемной активности радона и содержания углекислого газа, открытой для наблюдений за газовыми предвестниками землетрясений в северной части разлома Продольная Долина (LVF) на востоке о. Тайвань. Отбор почвенных газов осуществлялся с глубины 2,5 м из приямка, заполненного гравием и перекрытого сверху брезентом, в приемные камеры датчиков радона (относительная ошибка ~ 10%) и углекислого газа (относительная ошибка ~ 1%). Регистрация велась с интервалами 15 мин и 1 час. На рис. 1 представлены характерные записи вариаций контролируемых параметров (радона и углекислого газа), которые связывались с динамикой метеорологической ситуации и сейсмической активности [7].

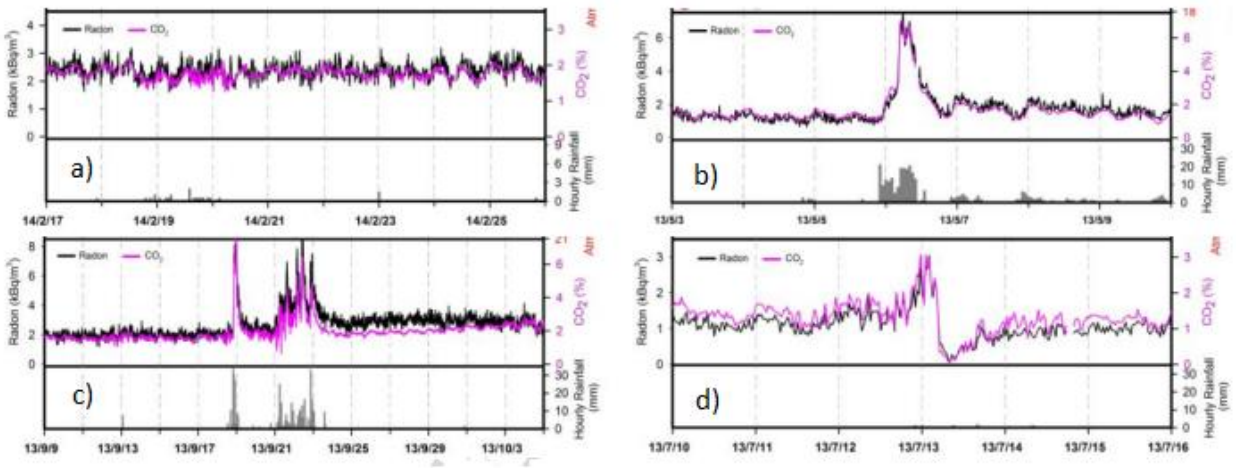


Рис. 1. Вариации объемной активности радона и концентрации двуокиси углерода в северной части разлома Продольная Долина (LVF) на востоке о. Тайвань: a – фоновые; b, c – при наличии осадков; d – при прохождении тайфуна «Соулик» [7]

Согласно модели связей H_2CH_4Rn [1] транспорт ионизатора в приповерхностные слои грунта и атмосферу осуществляется с глубины 4–6 м водородом и метаном.

При отборе проб на станции непрерывного контроля [7] в северной части разлома Продольная Долина (LVF) на востоке о. Тайвань в заборный приямок (см. рис. 1), расположенный на глубине 2,5 м, попадает почвенный радон, переносимый водородом и метаном. При анализе записей, представленных на рис. 1, будем считать, что в переносе радона участвуют все три газа-носителя – водород, метан и углекислый газ.

На рис. 1a представлены вариации объемной активности радона и содержания углекислого газа. Визуально записи коррелируют между собой, разброс превышает ошибки измерений, составляя величину ΔRn ~ 0,5 Бк/л и величину ΔCO_2 ~ 0,5%, что позволяет говорить о явной связи между контролируемыми параметрами и синфазными с ними вариациями почвенного водорода и метана.

На записи вариаций (см. рис. 1b) корреляция сохраняется, хотя амплитуда разброса колебаний уменьшается в 3–4 раза. В период дождей зарегистрирован всплеск CO_2 и Rn, в среднем, в 3 раза превышающий фоновый уровень. Причина всплеска связана с выпадением осадков, которые тампонируют приповерхностное поровое пространство, направив тем самым субвертикальный поток водорода и метана, углекислого газа и радона в область засыпанного гравием приямка, имеющего через заборную трубу выход в атмосферу. При этом участие водорода, метана и углекислого газа синфазно.

График, представленный на рис. 1d, позволяет говорить о наличии связей между радоном и тремя газами-носителями только с середины дня 11.07.13 до 12.07.13. В этот период пункт наблюдений попал в зону действия тайфуна «Соулик», и, скорее всего, вызванными им вариациями атмосферного давления.

Атмосферно-электрический мониторинг геологических неоднородностей и зон геодинамических процессов всегда проводился в условиях хорошей погоды [8–10] – в отсутствие осадков, тумана, низкой облачности и при скорости ветра до 6 м/с. Представленные на рис. 1 записи проанализированы исключительно для демонстрации участия водорода и метана в переносе радона в грунте.

На втором этапе анализа работы [7] рассмотрены вариации радона и углекислого газа на более длинных, 15-месячных массивах (рис. 2).

Визуальный анализ рисунков 2a и 2b, на первый взгляд, позволяет говорить о наличии корреляции углекислого газа и радона. На графиках видно, что «сигнал» по углекислому газу и по радону с начала апреля до середины августа сравнительно стабилен, после чего начинается плавный рост углекислого газа на величину ΔCO_2 ~ 1–2%, радона – на величину ΔRn ~ 1–1,5 Бк/л. Рост объемной активности радона заканчивается к декабрю 2013 г. (см. рис. 2a); максимум концентрации углекислого газа достигается приблизительно в середине октября 2013 г. (см. рис. 2b).

На рис. 2c представлены нормированные средние значения зарегистрированных вариаций углекислого газа и радона, рассчитанные по следующим формулам:

CO_2(норм) = CO_2(t)/CO_2(сред) – 1,
Rn(норм) = Rn(t)/Rn(сред) – 1,
где t – время отсчета.

Анализ записи (см. рис. 2c) показывает, что синфазный ход газов-носителей и радона наблюдается в относительно короткие промежутки времени, когда содержание контролируемых газов сравнимо со средними значениями, – нулевые значения кривых. Предположительно, это временные интервалы, когда метеорологическая ситуация и процессы в земной коре минимально влияют на динамику переноса газов в грунте. На остальных, существенно более длинных отрезках записей, в силу различных геодинамических процессов в транспорте ионизатора могут доминировать как водород и метан, так и углекислый газ.

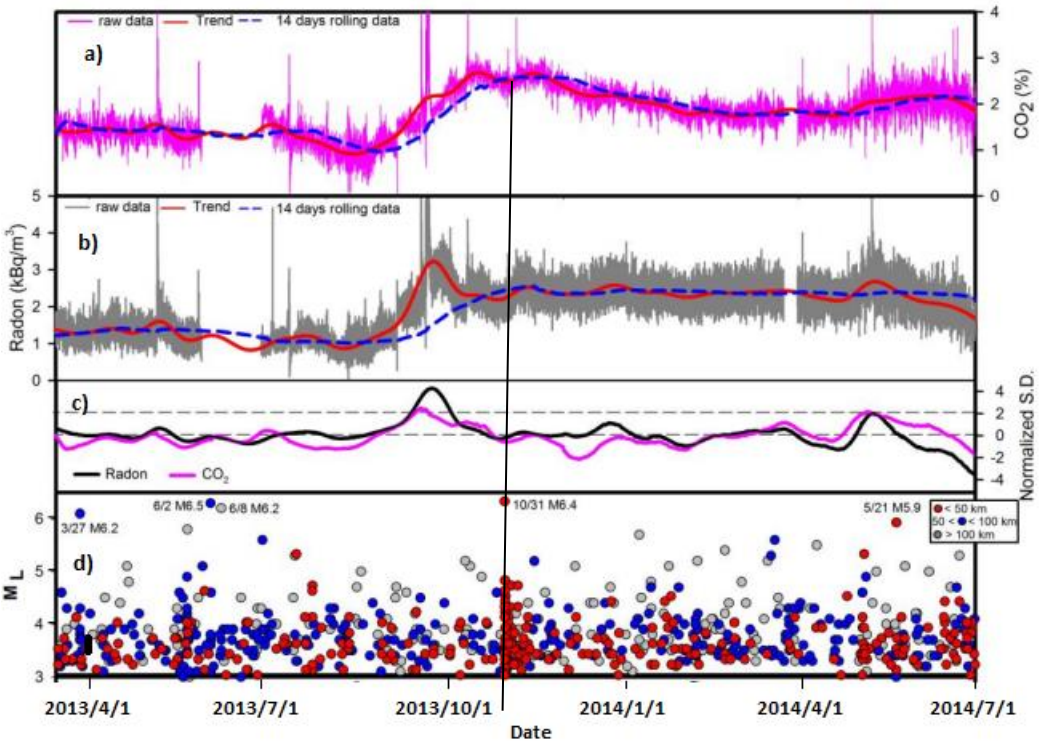


Рис. 2. Вариации объемной активности радона и концентрации двуокиси углерода и режим сейсмичности в северной части разлома Продольная Долина (LVF) на востоке о. Тайвань:
a – концентрация углекислого газа; b – объемная активность радона; c – нормированные значения концентрации углекислого газа и объемной активности радона; d – магнитуда землетрясения [7]

За период наблюдений станция мониторинга в северной части разлома Продольная Долина (LVF) на востоке о. Тайвань сотни раз попадала в эпицентральную зону землетрясений [7, 11]. В частности, в середине ноября 2013 г. был зарегистрирован рой землетрясений на удалении до 50 км от пункта наблюдений (см. рис. 2d). Это позволяет предположить, что деформационные процессы в преддверии роя землетрясений перевели геологическую среду в состояние растяжения, о чем говорит рост концентраций контролируемых газов. Рой землетрясений в ноябре 2013 г. вызвал разрядку этих напряжений, привел к стабилизации уровня CO_2 и Rn.

Проанализированные результаты мониторинга китайских авторов доказывают, что в противоречие с моделью связей H_2CH_4Rn перенос ионизатора в приповерхностных слоях грунта осуществляется, в том числе, и пузырьковыми образованиями углекислого газа – «нулевые» значения (см. рис. 2c) означают корреляцию CO_2, H_2 и CH_4; в остальных случаях корреляция теряется – в транспорте радона доминируют углекислый газ или водород и метан.

Остановимся на явном противоречии данных, представленных на рис. 1 и 2 [7], и результатами измерений на Калужской кольцевой структуре (следующий пример) [3].

Здесь, помимо оперативных измерений АЭП и радона, выборочно отбирались пробы почвенного воздуха для лабораторного анализа на содержание водорода, метана и углекислого газа по трассам, расходящимся под прямым углом от центра Калужской кольцевой структуры (рис. 3).

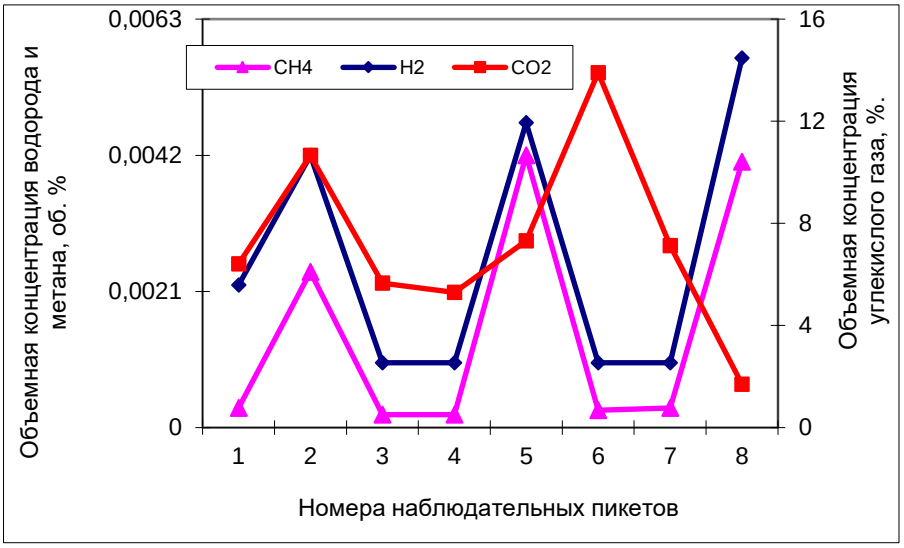


Рис. 3. Концентрации летучих газов почвенного воздуха (лабораторный анализ 8 проб) и результаты оперативного анализа объемной активности радона грунта (Калужская кольцевая структура) [3]

Коэффициенты корреляции (по 8 пикетам), см. рис. 3, между концентрацией водорода и метана очень высок:

$k_{H2,CH4} = 0,97$;

а для водорода и углекислого газа – мал:

$k_{H2,CO2} = 0,29$.

Коэффициенты корреляции между концентрациями водорода, метана и объемной активностью радона на рассматриваемых пикетах тоже достаточно велики:

$k_{Rn,H2} = 0,84$;

$k_{Rn,CH4} = 0,90$.

Рассмотрим еще один пример, физическое объяснение которого не укладывается в рамки модели связей H_2CH_4Rn и элементов приземного атмосферного электричества.

В мае 1987 г. при выполнении работ на полигоне «Узнож» в Белоруссии при прохождении кучево-дождевого облака, до выпадения осадков, были получены крайне интересные записи АЭП и уровня воды в наблюдательной скважине z, вскрывающей водонапорный горизонт на глубине 125 м. На рис. 4 представлена запись измеренных и расчетных значений АЭП – E(t) и E(z) в зависимости от вариаций уровня воды в наблюдательной скважине z при падении атмосферного давления перед грозой [1].

Подъем уровня воды при прохождении кучево-дождевого облака составил величину ~ 3 мм.

Коэффициент корреляции между измеренными и расчетными значениями:

$k_{E(t),E(z)} = 0,91$.

Образование кучево-дождевого облака сопровождается падением атмосферного давления. В стабильном состоянии вес столба атмосферного воздуха удерживает уровень водоносных горизонтов на определенном значении. Падение атмосферного давления приводит к подъему уровней. Чувствительность грунтовых вод и верховодки к падению атмосферного давления (барометрическая эффективность) составляет ~ 8 мм/гПа; в водонапорных пластах, изолированных от атмосферы, она существенно меньше ~ 2 мм/гПа [12, 13].

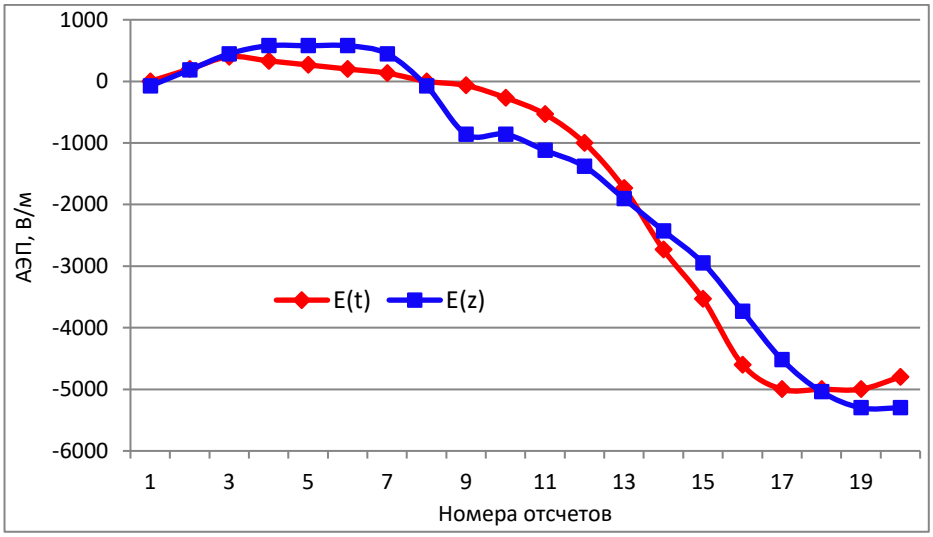


Рис. 4. Графики зависимостей измеренных по временным отсчетам значений АЭП – E(t) и расчетных значений АЭП от вариации уровня воды в наблюдательной скважине z – E(z) на полигоне Узнож, Белоруссия [1]

В рассмотренном примере динамика воздухообмена почва–атмосфера связана с динамикой уровня верховодки и грунтовых вод (начальный уровень ~ 0,8 м). Если в ходе наблюдений их уровень поднялся примерно на 12 мм, это составляет всего 1,5% от начального уровня грунтовых вод. Связующим звеном между уменьшением объема порового пространства и АЭП является почвенный радон. В рассматриваемом примере при уменьшении объема порового пространства на 1,5% значение АЭП (по модулю) увеличилось в 9 раз, что никак не объясняется моделью связей H_2CH_4Rn.

Аналогичное увеличение объемной активности радона при предгрозовом падении давления удалось наблюдать в июле 2003 г. на Касимовском ПХГ [1, 3]. Анализ пробы воздуха в сцинтилляционном датчике радона проходит в режиме накопления и занимает 10–15 минут [1]. Поэтому для получения синхронных данных об объемной активности радона грунта и атмосферы измерения проводились с использованием двух одинаковых датчиков радона, прошедших предварительную проверку на идентичность. Работы проводились на базе геофизиков Касимовского газохранилища на подушке насыпного грунта (песка) толщиной 0,6–0,8 м на заболоченной территории. В цикле единого пробозабора почвенный воздух прокачивался через рабочий объем датчика водорода в рабочий объем датчика радона. Измерения проводились за 43 мин, 23 мин и 3 мин перед началом грозы. Результаты измерений представлены в табл. 1, в последней строке таблицы даны отношения контролируемых параметров за 3 мин и 43 мин перед выпадением осадков [3].

Рост объемной активности радона грунта и атмосферы за 40 мин в 16,3 раза никак нельзя объяснить в рамках модели связей H_2CH_4Rn – уменьшение порового пространства за счет подъема уровня грунтовых вод на 1,5% не объясняет столь сильное увеличение объемной активности радона грунта и атмосферы.

Таблица 1

Результаты изменений объемной активности радона грунта, атмосферы, водорода и АЭП при падении атмосферного давления в предгрозовой период на Касимовском ПХГ [3]

Время перед грозой (время падения давления)	Rn, Бк/л	Rn(a), Бк/л	H_2, $\times 10^{-4}$ об.%	АЭП, В/м
43 мин	0,67	0,32	4,2	312
23 мин	4,73	1,75	10,5	−1180
3 мин	11,59	4,9	35,2	−7500
Рост содержания радона и водорода за 40 мин	17,3 раза	15,3 раза	8,3 раза	24 раза по мод.

Обсуждение результатов

По модели связей H_2CH_4Rn транспорт ионизатора в приповерхностные слои грунта и атмосферу осуществляется пузырьковыми образованиями водорода и метана почвенного воздуха. Результаты измерений в работе [7] (см. рис. 1 и 2) доказывают, что перенос радона в грунте осуществляют, в том числе, и пузырьковые образования углекислого газа. В то же время из результатов наблюдений на Калужской кольцевой структуре следует, что корреляция между концентрацией CO_2 и объемной активностью радона практически отсутствует – коэффициент корреляции равен 0,29.

Для объяснения этого противоречия следует обратить внимание на условия отбора газовых проб для последующего лабораторного анализа. Измерения проводились вдоль нагруженных транспортом трасс, расходящихся из центра Калужской кольцевой структуры. Практически непрерывный техногенный сейсмический шум, генерируемый движущимся транспортом, естественно интенсифицировал воздухообмен почва–атмосфера [1–3]. Из приведенных на рис. 1b и 1c записей следует, что при выпадении осадков основной сброс почвенных газов проходил через засыпанный гравием приямок в заборную трубу; приземное поровое пространство было тампонировано водой и резко сокращало воздухообмен почва–атмосфера. Кроме того, активный воздухообмен усугублен техногенным сейсмическим воздействием и снижает содержание углекислого газа в зоне отчуждения, так как проходит через песчано-гравийную подушку, заложенную в основу шоссейных дорог.

Выхлопные газы дизельных и бензиновых двигателей содержат от 10% до 16% CO_2, что практически на порядок превышает содержание углекислого газа в приповерхностных слоях грунта, даже в необедненной концентрации углекислого газа в зоне отчуждения. Как результат, в зоне отчуждения CO_2 происходит «вдох» горячих выхлопных газов в приповерхностные слои грунта. Среднее содержание углекислого газа в пробах – 7,2%, что в 2–3 раза больше, чем в данных измерений, приведенных на рис. 1 и 2. Отсюда и наблюдается практически отсутствие корреляции с водородом, метаном и радоном почвенного воздуха.

Можно допустить, что в местах отбора первых 4 проб почвенного воздуха из 8 (см. рис. 3) доминировал углекислый газ почвенного воздуха, что обеспечило корреляцию водорода с углекислым газом на этих участках ($k_{H2,CO2}$ = 0,98).

Таким образом, во избежание погрешности, забор образцов почвенного воздуха следует производить за пределами зоны отчуждения нагруженных транспортом трасс.

Транспорт радона пузырьковыми образованиями газов атмосферного воздуха имеет наглядное экспериментальное подтверждение. При создании в лабораторных условиях табулированной объемной активности радона в замкнутом объеме в сосуд с растворенной солью радия закачиваются пузырьковые образования атмосферного воздуха. Обогащенный радоном воздух из сосуда поступает в замкнутый объем, где создается табулированная концентрация ионизатора.

Результаты измерений, проведенных на станции непрерывного контроля объемной активности радона и содержания углекислого газа в северной части разлома Продольная Долина (LVF) на востоке о. Тайвань, представленные на рис. 1 и 2, указывают на участие CO_2 в транспорте почвенного радона. Содержание углекислого газа в почве может доходить до 15%, тогда как в атмосфере эта величина оценивается сотыми долями процента. Перенос углекислого газа, и, соответственно, ионизатора направлен к поверхности Земли. Однако удельный вес атмосферного воздуха на треть меньше удельного веса газа-носителя – переносимый пузырьковыми образованиями углекислого газа радон будет оставаться в приповерхностных слоях грунта и минимально участвовать в ионизации приземного воздуха.

И, наконец, вернемся к увеличению содержания радона грунта и атмосферы (см. табл. 1) при резком падении атмосферного давления. Сравним концентрации азота, кислорода и углекислого газа (табл. 2).

Таблица 2

Результаты сравнения концентраций азота, кислорода и углекислого газа в почвенном и атмосферном воздухе[1]

Газы-носители радона	Концент-рация газа в грунте, %	Соотно-шение концент-раций	Концент-рация газа в атмосфере, %
N_2	68–73	<	79,1
O_2	5–21	<	21,9
CO_2	0,1–15	>	0,03

Согласно лабораторным экспериментам азот и кислород переносят радон, но при принудительной прокачке воздуха. В природе газы перетекают от бóльшей концентрации к меньшей. При этом углекислый газ будет увеличивать содержание радона в приповерхностных слоях грунта. Из табл. 1 следует, что вторым газом-носителем радона, не только в приповерхностные слои грунта, но и в атмосферу, активно работает водород. Измерения ставились на заболоченной территории, где, по определению, присутствует повышенная концентрация метана – третьего газа-носителя радона в атмосферу.

Грунтовые условия и метеорологическая ситуация наблюдений на полигоне Узнож / на базе геофизиков Касимовского ПХГ очень близки друг другу: уровень водоносного пласта ~ 0,8 м / 0,8 м; время роста уровня – 36 мин. / 40 мин.

Для проведения оценки с учетом барометрической эффективности использовался подъем уровня воды 12 мм.

[1] https://cf.ppt-online.org/files/slide/0/0QmNI4ithqXfHkRvbFeTzlxA9B5ujJSCK26Oyo/slide-13.jpg

С учетом временного интервала падения давления, равного 40 мин, скорость подъема уровня составила ~ 0,3–0,33 мм/мин, то есть была очень велика. В результате интенсифицировалось выделение растворенных в воде водорода, метана, углекислого газа и радона. Как следствие, все три газа-носителя резко повысили объемную активность радона грунта, а два из них – водород и метан – привели к многократному росту эксхаляции почвенного радона.

Заключение

Модель связей H_2CH_4Rn и элементов приземного атмосферного электричества, более 20 лет использующаяся при интерпретации результатов полевых наблюдений в нефтегазовой отрасли, была пересмотрена и уточнена.

Эксперименты, проведенные на станции непрерывного контроля объемной активности радона и содержания углекислого газа в северной части разлома Продольная Долина (LVF) на востоке о. Тайвань, доказывают, что в приповерхностных слоях грунта перенос ионизатора осуществляется не только водородом и метаном, но еще и углекислым газом; из-за бóльшего, по сравнению с воздухом, удельного веса, углекислый газ в транспорте радона в атмосфере не участвует.

В ряде случаев, особенно тогда, когда концентрации углекислого газа и радона близки к средним значениям, все три газа-носителя в грунте работают синфазно, что видно по устойчивой корреляции углекислого газа и радона. В большинстве геодинамических и метеорологических ситуаций эта синфазность нарушается, что видно по потере корреляции газов-носителей – водород и метан выносят на глубину 2,5 м или бóльшее, или меньшее количество ионизатора.

Особые условия возникают при падении атмосферного давления, когда из-за быстрого подъема уровня верховодки и грунтовых вод интенсифицируется выделение растворенных в воде водорода, метана, углекислого газа и радона.

Как следствие, все три летучих газа-носителя увеличивают объемную активность ионизатора в приповерхностных слоях грунта, а два из них – водород и метан – пропорционально интенсифицируют эксхаляцию радона.

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. *Шулейкин В.Н., Щукин Г.Г., Куповых Г.В.* Развитие методов и средств прикладной геофизики – атмосферно-электрический мониторинг геологических неоднородностей и зон геодинамических процессов. СПб.: Изд-во РГГМУ, 2015. 206 с.

2. *Shuleikin V.N.* Geology, geodynamics, and atmospheric electricity. Newcastle upon Tyne: Cambridge Scholars Publishing, 2020. 167 p.

3. *Shuleikin V.N.* The Earth and atmospheric electricity. New York: Nova Science Publishers, 2018. 159 p.

4. *Кашлева Л.В.* Атмосферное электричество. СПб.: Изд-во РГГМУ, 2008. 115 с.

5. *Тверской П.Н.* Курс метеорологии. Л.: Гидрометиздат, 1962. 700 с.

6. *Френкель Я.И.* Теория явлений атмосферного электричества. Л.; М.: Гос. изд-во техн.-теорет. лит., 1949. 155 с.

7. *Fu C.C., Yang T.F., Tsai M.C.* et al. Exploring the relationship between soil degassing and seismic activity by continuous radon monitoring in the Longitudinal Valley of eastern Taiwan // Chemical Geology. 2017. Vol. 469. P. 163–175. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2016.12.042

8. Руководство по наземным наблюдениям за элементами атмосферного электричества // Л.: Изд-во ГГО им. А.И. Воейкова, 1960. 95 с.

9. *Имянитов И.М., Шифрин К.С.* Современное состояние исследований атмосферного электричества // Успехи физических наук. 1962. Т. 76, Вып. 4. С. 593–642. https://doi.org/10.3367/UFNr.0076.196204a.0593

10. *Семенов К.А.* Хорошая погода и элементы атмосферного электричества // Труды ГГО им. А.И. Воейкова. 1982. Вып. 455. С. 112–119.

11. *Добровольский И.П.* Математическая теория подготовки и прогноза тектонического землетрясения. М.: Физматлит, 2009. 240 с.

12. *Багмет А.Л., Багмет М.И., Барабанов В.Л.* и др. Исследование земноприливных колебаний уровня подземных вод на скважине «Обнинск» // Известия АН СССР. Физика Земли. 1989. № 11. С. 84–95.

13. *Барабанов В.Л., Гриневский А.О., Калачев А.А., Савин И.В.* Частотная характеристика системы скважина–водоносный горизонт по данным наблюдений за уровнем подземных вод // Известия АН СССР. Физика Земли. 1988. № 3. С. 41–50.

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art6 UDC 551.594.6

Refinement of the model of relations between volatile gases of soil air, radon and atmospheric electric field

V.N. Shuleikin
Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
E-mail: shvn1947@yandex.ru

Abstract. The task of the research is to clarify the relationship between volatile gases, soil radon and atmospheric radon, taking into account the results of experiments. A physical explanation is presented for the presence and absence of correlations between carbon dioxide and soil radon, anomalous release of soil radon and atmospheric radon during a pre-thunderstorm drop in atmospheric pressure. It is noted that the complex of bonds between hydrogen, methane, soil radon and atmospheric radon, taking into account the observation conditions and atmospheric pressure drop, has never been considered. The conditions for sampling soil air and the participation of carbon dioxide in the transfer of radon in the near-surface soil layers are considered.

Keywords: hydrogen, methane, carbon dioxide, radon, transfer, atmospheric pressure, groundwater.

Citation: *Shuleikin V.N.* Refinement of the model of relations between volatile gases of soil air, radon and atmospheric electric field // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 1(36). P. 98–109. https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art6 (In Russ.).

References

1. *Shuleikin V.N., Shchukin G.G., Kupovyh G.V.* Development of methods and instruments of applied geophysics: atmospheric-electrical monitoring of geological faults and zones of geodynamic processes. St. Petersburg: Russian State Hydrometeorological University, 2015. 206 p. (In Russ.).
2. *Shuleikin V.N.* Geology, geodynamics, and atmospheric electricity. Newcastle upon Tyne: Cambridge Scholars Publishing, 2020. 167 p.
3. *Shuleikin V.N.* The Earth and atmospheric electricity. New York: Nova Science Publishers, 2018. 159 p.
4. *Kashleva L.V.* Atmospheric electricity. St. Petersburg: State Meteorological University, 2008. 115 p. (In Russ.).
5. *Tverskoy P.N.* Meteorology course. Leningrad: Gidrometizdat, 1962. 700 p. (In Russ.).
6. *Frenkel Ya.I.* Theory of the phenomena of atmospheric electricity. Leningrad; Moscow: State Publishing House of Technical and Theoretical Literature, 1949. 155 p. (In Russ.).
7. *Fu C.C., Yang T.F., Tsai M.C.* et al. Exploring the relationship between soil degassing and seismic activity by continuous radon monitoring in the Longitudinal Valley of eastern Taiwan // Chemical Geology. 2017. Vol. 469. P. 163–175. https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2016.12.042
8. Guidelines for ground-based observations of the elements of atmospheric electricity. Leningrad: Voeikov Main Geophysical Observatory, 1960. 95 p. (In Russ.).
9. *Imyanitov I.M., Shifrin K.S.* Present state of research on atmospheric electricity // Soviet Physics Uspekhi. 1962. Vol. 5, No. 2. P. 272–291. https://doi.org/10.1070/PU1962v005n02ABEH003413

© 2022. V.N. Shuleikin

This is an open access article under the Creative Commons Attribution 4.0 International License (https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/)

10. *Semenov K.A.* Good weather and elements of atmospheric electricity // Proceedings of Voeikov Main Geophysical Observatory. 1982. Iss. 455. P. 112–119. (In Russ.).

11. *Dobrovolsky I.P.* Mathematical theory of preparation and forecast of tectonic earthquake // Moscow: Fizmatlit, 2009. 240 p. (In Russ.).

12. *Bagmet A.L., Bagmet M.I., Barabanov V.L.* et al. Study of terrestrial tidal fluctuations in the level of groundwater at the Obninsk well // Izvestiya AN SSSR. Fizika Zemli. 1989. No. 11. P. 84–95. (In Russ.).

13. *Barabanov V.L., Grinevsky A.O., Kalachev A.A., Savin I.V.* Frequency response of the well–aquifer system according to groundwater level observations // Izvestiya AN SSSR. Fizika Zemli. 1988. No. 3. P. 41–50. (In Russ.).