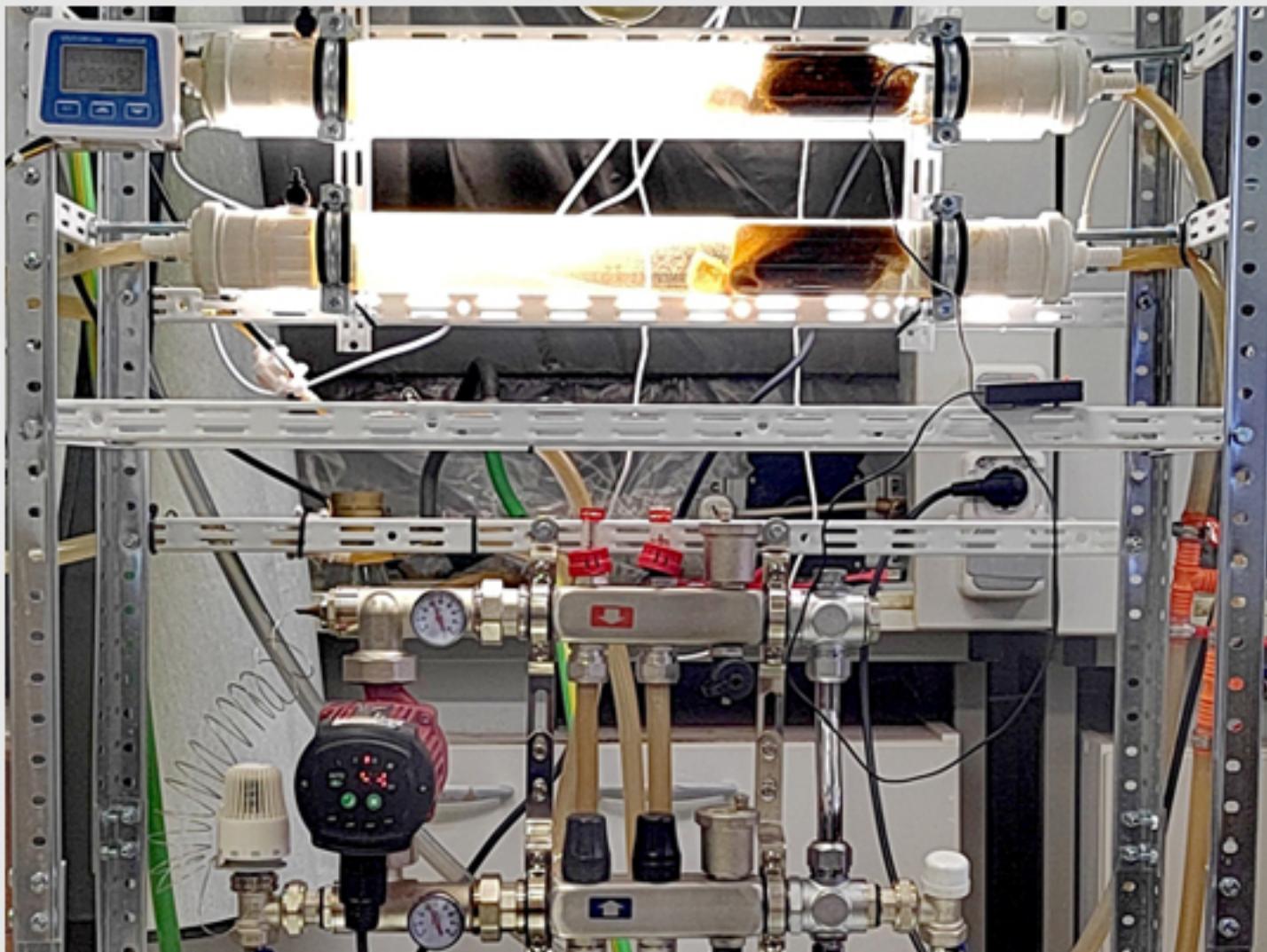


АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

Научное сетевое издание

Институт проблем нефти и газа Российской академии наук



Scientific online journal

Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences

Научное сетевое издание «Актуальные проблемы нефти и газа»* издается с 2010 г.
Учредитель издания – Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт проблем нефти и газа РАН

Главный редактор

Закиров Эрнест Сумбатович, д. т. 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 ИНГСО РАН, Тюмень, Россия

Конторович В.А., чл.-кор. РАН, ИНГСО РАН, Новосибирск, Россия

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

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

Редакционная коллегия

Абукова Л.А., д. г.-м. н., ИПНГ РАН, Москва, Россия

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Редакция

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

Адрес редакции:

119333, РФ, Москва, ул. Губкина, д. 3

Тел. редакции: +7(499)135-71-81,

+7(499)135-60-51

E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

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

Издание открытого доступа.

Все статьи рецензируются и публикуются бесплатно.

Периодичность выпуска издания – 4 раза в год.

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

Издание индексируется в РИНЦ.

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

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

Дизайн обложки: П. Селиверстова
Фото обложки: Д. Каюков

Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов

Рахбари Н.Ю. Роль водорственного газа в формировании зон нефтегазонакопления (на примере газового месторождения Медвежье) 3

Самохвалов Н.И., Коваленко К.В. Теоретическое обоснование и создание петрофизических моделей остаточной водонасыщенности и эффективной пористости тонкослоистого коллектора 12

Новые технологии и подходы к разработке нефтяных и газовых месторождений

Колиенко А.В. Оценка объема защемленного газа и применение зарезки бокового ствола как метод его доизвлечения с использованием гидродинамического моделирования в программном продукте tNavigator 26

Ефимов Н.Н., Ноздря В.И., Ермоляев А.И., Тананыхин Д.С., Кильмаматов А.А., Трипкович М.М. Влияние концентрации смолы в укрепляющем растворе «Полискреп» на эксплуатационные характеристики песконесущих скважин 45

Проблемы стратегического планирования в нефтегазовой отрасли

Чигарев Б.Н. Выявление актуальных тем исследований по вопросам энергетической политики и безопасности в публикациях издательств Elsevier и MDPI за 2021–2023 гг. Часть 1. Кластеризация терминов и реферирование тем с помощью ChatGPT 63

Чигарев Б.Н. Выявление актуальных тем исследований по вопросам энергетической политики и безопасности в публикациях издательств Elsevier и MDPI за 2021–2023 гг. Часть 2. Кластеризация публикаций. Автоматическое экстрактивное (извлекающее) реферирование 84

Обзоры

Аникеев Д.П., Аникеева Э.С. Оценка различных доступных опций в пакетах гидродинамического моделирования для моделирования захоронения углекислого газа в геологические структуры различных типов 108

По материалам XII Международного Форума «Современные методы исследования скважин и пластов для повышения эффективности разработки нефтегазовых месторождений», Москва, Московский институт нефтегазового бизнеса, апрель 2023

Гаврилов А.В., Тогаев Ш.Э., Абидов Х.А., Турсунова А.А., Исмагилов Р.Ф. Опыт проведения импульсного динамического исследования в трещиноватом газовом пласте 124

Зыков А.С., Ридель А.А., Колесников М.В., Гарифуллина Р.А., Перевалова С.А. Комплексный анализ данных гидродинамических исследований скважин, проблемы и решения при интерпретации исследований на нефтяных оторочках 141

Ипатов А.И. О необходимости широкого перехода на высокотехнологичные способы контроля разработки и мониторинга добычи 159

Каюков Д.Ю. Тестирование систем трассерного мониторинга горизонтальных скважин на мультифазном метрологическом стенде 173

Колтунович А.А., Сергомасов Д.С., Клюкин С.С. Инновационный подход к проведению и интерпретации гидродинамических исследований скважин, работающих в периодическом режиме 184

Кунжарикова К.М., Узыканов Ж.С., Бисикенова Л.М. Современная информационная система для автоматизации интерпретации результатов исследования свойств пластовых флюидов 196

Лушпееев В.А., Соколов А.Н., Гальцева О.А., Салимгареева Э.М. Методические основы для обоснования трудноизвлекаемых запасов карбонатного коллектора 201

Марченко А.В., Моисеенков А.В., Парфенов А.М., Хабаров А.В. Особенности программы исследований морских месторождений на примере Пильтун-Астокского нефтегазоконденсатного месторождения проекта «Сахалин-2» 216

Патрикеев П.А., Ахияров А.В. Домезозойские отложения Тунгусского осадочного бассейна, осложненные продуктами интрузивного траппового магматизма: углеводородный потенциал, проблемы освоения и пути их решения 227

Поликарпов М.Ю., Каган К.Г., Левченко В.С., Воронцова И.В. Диагностика газодинамической связи газовых шапок и их влияние на состав продукции эксплуатационных скважин на месторождениях Северного Каспия по данным трассерных исследований 246

Фатихов С.З., Якупов Р.Ф. Мониторинг энергетического состояния залежей нефтяных месторождений с использованием систем непрерывного скважинного контроля 259

Contents

2(41) 2023

Scientific online journal *Actual Problems of Oil and Gas*.*

Published since 2010

Founder: Oil and Gas Research Institute of the Russian Academy of Sciences (OGRI RAS)

Editor-in-Chief

Zakirov Ernest S., D.Sc. (Eng.), OGRI RAS, Moscow, Russia

Editorial Council

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

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

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

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

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

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

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

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

Editorial Board

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Editorial Staff

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

Editorial address:

3, Gubkin Street, Moscow,
Russian Federation, 119333
Phone: +7(499)135-71-81, +7(499)135-60-51

E-mail: oilgasjournal@ipng.ru

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

An open access journal.

No fee for publication and for peer-review.

Publication frequency: 4 issues per year.

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

Indexed in the Russian Science Citation Index.

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

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

Cover design: P. Seliverstova

Cover photo: D. Kayukov

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

Rahbari N.Yu. The role of water-dissolved gas in the formation of oil and gas accumulation zones: Case study of the Medvezhye gas field 3

Samokhvalov N.I., Kovalenko K.V. Theoretical justification and creation of petrophysical models of residual water saturation and effective porosity of a thin-layer reservoir 12

New technologies and approaches to oil and gas field development

Kolienko A.V. Estimation of the volume of trapped gas and the use of sidetracking as a method of its additional recovery using hydrodynamic modeling in the tNavigator software product 26

Efimov N.N., Nozdrya V.I., Ermolaev A.I., Tananykhin D.S., Kilmamatov A.A., Tripković M.M. Effect of organo-siloxane polymer concentration in Polyskrep consolidating compound on the performance of sand-producing wells 45

Strategic planning issues of oil and gas industry

Chigarev B.N. Identification of actual energy policy and security research topics in Elsevier and MDPI publications for 2021–2023. Part 1. Term clustering and topic referencing with ChatGPT 63

Chigarev B.N. Identification of actual energy policy and security research topics in Elsevier and MDPI publications for 2021–2023. Part 2. Clustering of publications. Automatic extractive referencing 84

Reviews

Anikeev D.P., Anikeeva E.S. Evaluation of various available options in hydrodynamic modeling packages for modeling the underground storage of carbon dioxide in geological structures of various types 108

Following the proceedings of the 12th International Forum “Modern Well Test Analysis and Reservoir Testing Methods for Improving the Efficiency of Oil and Gas Field Development”, Moscow, Moscow Petroleum Institute, April 2023

Gavrilov A.V., Togaev Sh.E., Abidov Kh.A., Tursunova A.A., Ismagilov R.F. Experience of interwell interference testing in a fractured gas reservoir 124

Zykov A.S., Ridel A.A., Kolesnikov M.V., Garifullina R.A., Perevalova S.A. Complex analysis and solutions of well testing problems on oil rims 141

Ipatov A.I. Updating the processes of long-term monitoring of production wells 159

Kayukov D.Yu. Testing of tracer monitoring systems of horizontal wells on a multiphase metrological test bench 173

Koltunovich A.A., Sergomasov D.S., Klyukin S.S. A combined approach to conducting and interpreting well tests of wells operating in a periodic mode 184

Kunzharikova K.M., Uzykanov Zh.S., Bissikenova L.M. Modern information system for automation of the interpretation of the results of investigation of formation fluid properties 196

Lushpeev V.A., Sokolov A.N., Galtseva O.A., Salimgareeva E.M. Methodological framework for tight reserve provevement for a carbonate reservoir 201

Marchenko A.V., Moiseenkov A.V., Parfenov A.M., Khabarov A.V. Specifics of the research program for offshore fields: The case of the Piltun-Astokh oil and gas condensate field of the Sakhalin II project 216

Patrikeev P.A., Akhiyarov A.V. Pre-Mesozoic sediments of the Tunguska sedimentary basin complicated by the products of intrusive trap magmatism: Hydrocarbon potential, development issues and their solutions 227

Polikarpov M.Yu., Kagan K.G., Levchenko V.S., Vorontsova I.V. Diagnostics of gas-dynamic connection between gas caps and their influence on the product composition of the North Caspian production wells as per tracer tests 246

Fatikhov S.Z., Yakupov R.F. Monitoring of the energy state of oil fields using permanent well monitoring systems 259

Роль водорастворенного газа в формировании зон нефтегазонакопления (на примере газового месторождения Медвежье)

Н.Ю. Рахбари

Институт проблем нефти и газа РАН, г. Москва, Россия
E-mail: ona1983mail.ru

Аннотация. Участие водорастворенных газов в образовании крупных зон нефтегазонакопления обсуждалось многократно, но, несмотря на это, роль дегазации подземной гидросферы в процессах генерации и аккумуляции углеводородов до конца не ясна. Цель настоящей публикации – детализация представлений о механизмах участия водорастворенного газа в локализации промышленно значимых газовых скоплений. По мнению автора, роль водорастворенного газа в образовании крупных зон нефтегазонакопления и гигантских газовых месторождений состоит в повышении степени изоляции фазообособленных углеводородов за счет формирования своеобразной покрышки. Сопутствующим эффектом является выделение колоссального объема пресных конденсационных вод с повышенной геохимической агрессивностью к породообразующим минералам, что вносит свой вклад в запесочивание эксплуатационных скважин.

Ключевые слова: водорастворенный газ, водонапорная система, апт-сеноманский нефтегазоносный комплекс, Западная Сибирь, газоемкость, предельное газонасыщение, месторождение Медвежье, газогидродинамическая покрышка.

Для цитирования: Рахбари Н.Ю. Роль водорастворенного газа в формировании зон нефтегазонакопления (на примере газового месторождения Медвежье) // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 3–11. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art1>

Введение

Ресурсы углеводородных водорстворенных газов (ВРГ) Земли колоссальны по своим объемам, масштабам пространственного распространения и превышению над суммарным содержанием свободных газов в литосфере. По выполненным оценкам, Тимано-Печорский бассейн ($Mz-Pz_1$) содержит 280 трлн m^3 , Прикаспийский ($Kz-Pz_2$) – 980 трлн m^3 , Урало-Поволжский (Pz_2) – 140 трлн m^3 , Приверхоянско-Вилуйский ($Mz-Pz$) – 355 трлн m^3 , Западно-Сибирский (Mz) – 1000 трлн m^3 ВРГ. Несмотря на это, ресурсы свободного газа в этих бассейнах ниже на 1–2 математических порядка, а истинная геологическая роль ВРГ в формировании газовых месторождений остается не до конца обоснованной.

Вопрос о функциях подземной гидросферы как аккумулятора продуктов флюидогенерации нефтегазоматеринских пород встает со всей полнотой как при обосновании нефтегазоносности осадочного чехла [1], так и при анализе геологопромысловых проблем добычи природного газа под влиянием крупных водонапорных систем [2]. Настоящая статья посвящена результатам изучения роли водорастворенного газа в повышении геофлюидодинамической неоднородности резервуаров крупных и гигантских месторождений нефти и газа, разрабатываемых в условиях предельно газонасыщенных пластовых вод. Хотя в статье используются данные преимущественно по месторождению Медвежье, полученные выводы справедливы для всех газовых гигантов севера Западной Сибири.

Основная часть

Генетическая связь свободных и водорастворенных газов обуславливается единством происхождения, связанного с преобразованием органического вещества нефтегазоматеринских пород и опознается

практически во всех кайназойских и мезозойских осадочных бассейнах и на отдельных месторождениях. Некоторые данные, характеризующие такую связь для сеноманских западно-сибирских газовых месторождений, приведены в табл. 1.

Таблица 1

Сопоставление геохимического состава водорастворенных и свободных газов на ряде промысловых объектов Западной Сибири [3]

Объект	Свободный газ/ВРГ	H ₂ S+CO ₂	CH ₄	C ₂ H ₆ +выш.	N ₂ +ред.
Губкинское	Залежь	0,53	96,95	0,54	1,96
	Контурные воды	0,47	97,6	0,02	1,53
Тазовское	Залежь	0,50	98,6	0,10	0,80
	Контурные воды	0,20	98,8	Сл.	0,90
Березовское	Залежь	0,76	95,04	1,07	3,56
	Контурные воды	0,86	93,3	0,40	5,50
Пунгинское	Залежь	0,75	89,44	5,67	4,14
	Контурные воды	2,79	93,47	0,96	2,16

Помимо геохимической аналогии свободного и водорастворенного газа выявлена количественная зависимость интенсивности обогащения вод

углеводородными газами в зависимости от степени катагенетической превращенности органического вещества нефтегазоматеринских пород [4, 5], что иллюстрирует рис. 1.

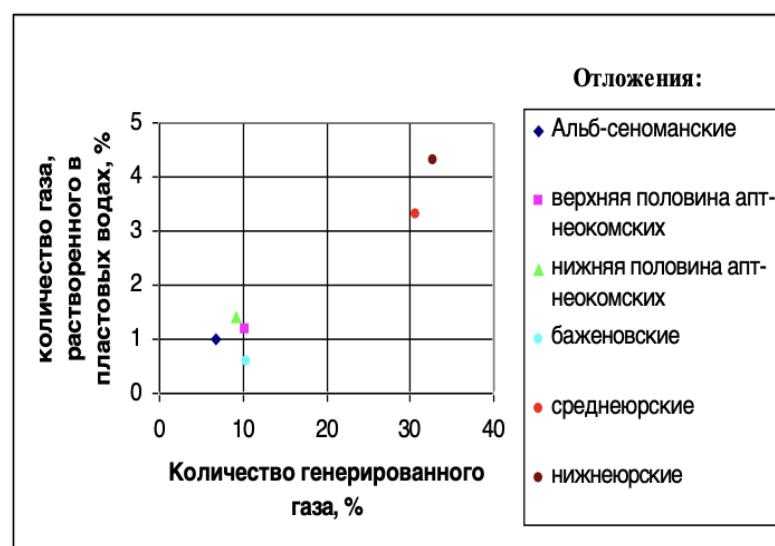


Рис. 1. Корреляция генерированного и растворенного в пластовых водах газа по Уренгойскому и Тазовскому нефтегазоносным регионам [4]

Зависимость состава ВРГ от термобарических условий нефтегазоносных территорий определяется физико-химическими свойствами индивидуальных газов (как углеводородных, так и сопутствующих кислых компонентов) [6, 7]. Для месторождений севера Западной Сибири характерен преимущественно метановый состав газов, растворимость которых в целом возрастает с увеличением температуры,

однако, в определенных ее интервалах может и снижаться. Повышение давления однозначно ведет к повышению объема растворенного газа ([7] и др.). В реальной геологической среде совместное влияние температуры и давления имеет сложный характер и не всегда проявляет однонаправленный характер воздействия на способность вод к растворению углеводородных газов (рис. 2).

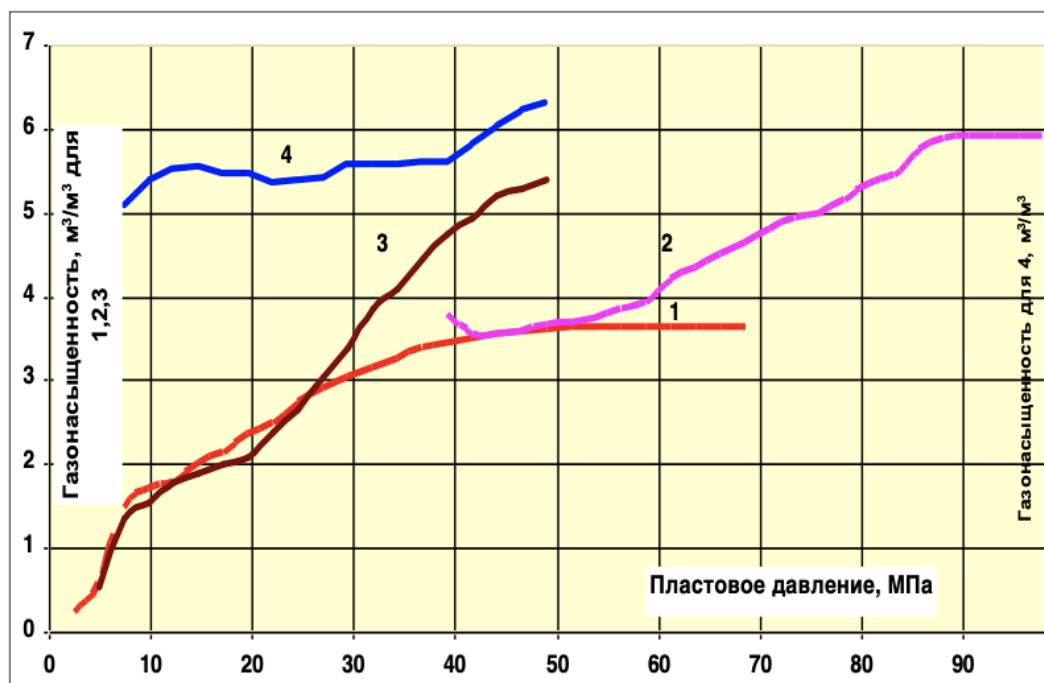


Рис. 2. Характер влияния термобарических параметров на изменение

предельной газонасыщенности подземных вод:

1 – скв. Бойчаровская, 1; 2 – скв. Бойчаровская, 2; 3 – скв. Отказненская, 5;
4 – скв. Каясулинская, 3 [8]

Зависимость состава ВРГ от гидрохимических условий. Повышение минерализации вод резко снижает растворимость газов. В этом плане важно подчеркнуть, что на крупных газовых месторождениях естественная или техногенная активизация сегрегации из газовых смесей водяного пара в виде конденсированной влаги приводит к опреснению вод с нарастающей

быстрой, соответственно повышается способность воды к растворению углеводородных газов [9]. Выделение поровой воды также способствует опреснению подземных вод, хотя и в меньших объемах, чем конденсационной воды. При этом возможны перенос и переотложение минеральных солей, сопровождающиеся солеотложением [10].

Редко учитывается, что при определенных термобарических условиях, свойственных глубокопогруженным отложе-

ниям, газоемкость воды резко повышается, что определяет объемы газа, концентрирующиеся в подземной гидросфере (табл. 2).

Таблица 2

Изменение значений предельной газоемкости подземных вод (см³/см³) в зависимости от значений ряда геологических параметров [11]

Глубина, м	Интервал температур, °C	Содержание NaCl, г/л			
		200		300	
		K=1,5	K=2,0	K=1,5	K=2,0
1000	40–50	10,1–10,2	13,2–13,3	10,3–10,8	14,3–14,4
3000	90–120	18,8–19,4	22,0–22,6	19,6–19,9	21,8–22,1
5000	140–190	24,7–27,2	28,2–31,2	23,5–25,8	27,6–30,3
7000	190–260	30,5–40,7	35,8–45,2	30,0–32,5	32,7–35,6

Примечание: K – коэффициент негидростатичности.

Таким образом, формирование водорастворенных газов происходит под контролем целого ряда факторов, учет которых позволяет выяснить геологическую роль этого типа углеводородных газов в процессах формирования газовых месторождений.

Взаимовлияние водорастворенных и свободных газов осадочного чехла (на примере месторождения Медвежье)

Выше подчеркивалось, что в осадочном чехле ВРГ имеют абсолютное объемное превосходство по сравнению с углеводородными газами, находящимися в свободном и сорбированном состоянии. Оценивается, что ресурсы рассеянных в породах, растворенных в водах и свободных газов залежей соотносятся между собой примерно как 100:10:1 [3]. Вопрос о том, в какой мере активны взаимопереходы между генетически родственными, геохимически близкими и физически обособленными типами углеводородных газов, остается неясным. Однако тот факт, что, несмотря на длительность геологического развития и

влияния техногенеза, указанные соотношения сохраняются, косвенно говорит о том, что взаимодействия между рассеянными, свободными и водорастворенными газами в целом сохраняются.

Важная особенность поведения ВРГ в крупных терригенных слоистых коллекторах касается истинной роли газа, выделившегося из водорастворенного состояния в пористую среду. Как показали проведенные эксперименты, таковые в достаточно большом интервале пластовых давлений и значений проницаемости коллекторской среды остаются неподвижными, формируя так называемую зону «мертвого» газонасыщения, при преодолении которой преодолевается фазовая проницаемость газа по воде [5]. Пороговое значение водонасыщенности, при котором возможно движение газовой фазы, определяется совокупностью термобарических условий и петрофизических характеристик флюидовмещающих отложений; определяется потерями газа, в основном на сорбцию и остаточное газонасыщение, причем последняя составляющая значительно превосходит первую.

Проведенная оценка объемов водорастворенного газа и возможности его дегазации показала, что к плиоценовому времени воды мезозойской водонапорной системы севера Западной Сибири были предельно насыщены газообразными углеводородами (УВ). В это время произошло снижение давления примерно на 6–8 МПа в связи с изменением уровня

моря на 200 м [12] и тектоническим воздыманием территории, особенно в районах развития валообразных структур, амплитуда которых достигала 400–600 м [13, 14]. Такая геологическая обстановка обусловила физическую возможность частичного разгазирования подземных вод. Объемы выделившегося из водорастворенного состояния газа приведены в табл. 3.

Таблица 3

Прогнозная оценка масштабов дегазации подземной гидросферы в пределах Медвежьего вала в течение олигоцен-миоценового времени (в пределах современного газоводяного контакта, для нормальных условий)

Исследуемые горизонты	Удельный объем выделившего газа, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Объемы выделившихся газов, 10^9 м^3	Объем газов в пласте, 10^9 м^3
Апт-сеноманский	0,79	395	3,6
берриас-барремский	0,91	682	5,4
Юрский	2,22	2220	13,5

Эти данные, полученные для нормальных условий при пересчете на пластовые, дают следующие величины объемов водорастворенных газов, выделившихся в пласте: по апт-сеноманскому комплексу – 8 млрд м^3 , берриас-барремскому – 12 млрд м^3 , юрскому – 30 млрд м^3 , что в целом составляет 50 млрд м^3 .

Важно получить соотношение итогового объема дегазации с тем объемом, который необходим для преодоления порогового газонасыщения. Ниже демонстрируются такие расчеты для апт-сеноманского комплекса (табл. 4).

Как видно из сопоставления результатов, приведенных в табл. 3 и 4, несмотря на столь грандиозные оценки, они оказались ниже необходимого количества газа для преодоления порогового газонасыщения слоистой терригенной литологической среды мегарезервуара Медвежьего вала. Это говорит о том, что водорастворенные газы не восполняли запасы дренированного газа, а выполняли иную геологическую роль. Газ, выделившийся из подземной гидросферы на месторождении Медвежье, стал дополнительным (наряду с литологическим) фактором изоляции одной из крупнейших в Западной Сибири зоны нефтегазонакопления от водонапорной системы.

Таблица 4

**Оценка количества газа, необходимого для преодоления порогового газонасыщения
апт-сеноманского комплекса**

Параметры	Литологические условия	
	заглинизованная бортовая часть залежи	центральная песчаная часть залежи
Количество пропластков	300	100
Мощность пропластков, м	1	3
Пористость, %	10	25
Газонасыщенность, д.ед.	0,1	0,3
Количество газа, необходимое для преодоления «мертвого» газонасыщения	$\approx 1,5 \times 10^9$	$\approx 23 \times 10^9$
Всего	$\approx 25 \times 10^9$	

Заключение

В результате проведенных исследований установлено, что водорастворенные газы при снижении давления ниже давления насыщения способны выделяться в свободное состояние, но при этом не обретают подвижность и формируют своеобразную газогидродинамическую покрышку. Последовательность событий ее формирования включает выделение газовых и минеральных компонентов из поровых вод

глинистых отложений и конденсационных вод резервуаров, замещение воды газом в крупных порах с оттеснением воды в более мелкие поры. Формирование изолирующей системы подобного вида, возможно, является важной (если не основной) причиной сохранности колоссальных запасов УВ на газовых гигантах. Последующие исследования правомочности этого вывода позволят более уверенно прогнозировать новый тип экранирования крупных и уникальных газовых месторождений.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (тема «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла», 122022800253-3).

Литература

1. Абукова Л.А., Шустер В.Л. Перспективы развития нефтегазового комплекса России // Экспозиция Нефть Газ. 2016. № 7(53). С. 12–15.
2. Абдрашитова Р.Н. Оценка влияния техногенных факторов на природное гидрогоеохимическое поле нижнеюрских отложений месторождений фроловского нефтегазоносного района // Научная территория: технологии и инновации: Материалы Международной науч.-практ. конференции / Отв. ред. В.А. Чайметова. Тюмень: Изд-во ТИУ, 2022. Т. 1. С. 8–10.

3. Зорькин Л.М., Суббота М.И., Стадник Е.В. Нефтегазопоисковая гидрогеология. М.: Недра, 1982. 216 с.
4. Александров В.М. Оценка масштабов генерации углеводородных газов в связи с формированием залежей в Уренгойском и Тазовском нефтегазоносных районах: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Тюмень, 1996. 23 с.
5. Капченко Л.Н. Гидрогеологические основы теории нефтегазонакопления. Л.: Недра, 1983. 263 с.
6. Гороновский И.Т., Назаренко Ю.П., Некряч Е.Ф. Краткий справочник по химии. 4-е изд. / Под общ. ред. О.Д. Куриленко. Киев: Наукова думка, 1974. 991 с.
7. Корценштейн В.Н., Кирьяшкин В.М., Филин А.С. Новые данные по гидрогеологии мезозойских водоносных комплексов Восточного Предкавказья // Гидрогеология газоносных горизонтов Советского Союза: Сб. ст. / Под ред. В.Н. Корценштейна и С.Е. Верболоза. М.: Гостоптехиздат, 1970. С. 317–506. (Труды ВНИИГаза. Вып. 33/41).
8. Акулинчев Б.П., Соколов А.Ф. Перспективы использования водорастворенных и диспергированных газов в Предкавказье // Мировые ресурсы и запасы газа и перспективные технологии их освоения: Тез. докл. I Международной науч.-практ. конференции (WGRR-2007). М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2007. С. 381–389.
9. Абукова Л.А., Абрамова О.П., Кошелев А.В. и др. Исходный состав пластовых вод как основа гидрохимического контроля за разработкой ачимовских отложений Уренгойского НГКМ // Приоритетные направления развития Уренгойского комплекса: Сб. ст. М.: Недра, 2013. С. 171–180.
10. Абрамова О.П., Абукова Л.А., Попов С.Н. Проблемы повышения достоверности компьютерных моделей природного и техногенного солеотложения в геологической среде // Современные проблемы науки и образования. 2011. № 4. С. 68.
11. Баркан Е.С., Тихомиров В.В., Лебедев Б.А., Астафьев В.П. Новые данные о перспективах поисков водорастворенного газа на больших глубинах // Советская геология. 1984. № 2. С. 11–20.
12. Намиот А.Ю., Скрипка Б.Г., Ашмян К.Д. Влияние растворенной в воде соли на растворимость метана при температурах от 50 до 350 °C // Геохимия. 1979. № 1. С. 147–147.
13. Кругликов Н.М., Нелюбин В.В., Яковлев О.Н. Гидрогеология Западно-Сибирского нефтегазоносного мегабассейна и особенности формирования залежей углеводородов. Л: Недра, 1985. 279 с.
14. Нелюбин В.В. Гидрогеологические условия района Медвежьего и Уренгойского месторождений // Природный газ Сибири: Сб. ст. Вып. 2. Свердловск: Средне-Уральское кн. изд-во, 1971. С. 177–182.
15. Нестеров И.И., Немченко Н.Н., Ровенская А.С., Шпильман К.А. Аргон в природных газах месторождений севера Западной Сибири как показатель времени их формирования // Геология нефти и газа. 1977. № 6. С. 29–31.

The role of water-dissolved gas in the formation of oil and gas accumulation zones: Case study of the Medvezhye gas field

N.Yu. Rahbari

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
E-mail: ona1983mail.ru

Abstract. The participation of water-dissolved gases in the formation of large oil and gas accumulation zones has been discussed many times, but despite this, the role of underground hydrosphere degassing in the processes of generation and accumulation of hydrocarbons is not completely clear. The purpose of this paper is to detail the ideas about the mechanisms of water-dissolved gas participation in the localization of industrially significant gas accumulations. According to the author, the role of water-dissolved gas in the formation of oil and gas accumulation large zones and giant gas fields is to increase the degree of isolation of phase-separated hydrocarbons due to the specific cap formation. A concomitant effect is the release of a colossal volume of fresh condensation water with increased geochemical aggressiveness to rock-forming minerals; this contributes to the sanding of production wells.

Keywords: water-dissolved gas, water drive system, Aptian–Cenomanian oil and gas complex, Western Siberia, gas capacity, limiting gas saturation, Medvezhye gas field, gas-hydrodynamic cap.

Citation: *Rahbari N.Yu. The role of water-dissolved gas in the formation of oil and gas accumulation zones: Case study of the Medvezhye gas field // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 3–11. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art1> (In Russ.).*

References

1. *Abukova L.A., Shuster V.L.* Strategic directions of development oil and gas complex in Russia // *Exposition Oil Gas.* 2016. No. 7(53). P. 12–15. (In Russ.).
2. *Abdrashitova R.N.* Assessment of the impact of anthropogenic factors on the natural hydrogeochemical field of the Lower Jurassic deposits of the Frolovo oil and gas area // *Scientific Territory: Technology and Innovation: Proceedings of the International Scientific and Practical Conference* / Ed. by V.A. Cheimetova. Tyumen: Industrial University of Tyumen, 2022. Vol. 1. P. 8–10. (In Russ.).
3. *Zorkin L.M., Subbotina M.I., Stadnik E.V.* Oil and gas prospecting hydrogeology. Moscow: Nedra, 1982. 216 p. (In Russ.).
4. *Alexandrov V.M.* Assessment of hydrocarbon gas generation scale in connection with formation of deposits in the Urengoy and the Tazov oil and gas areas: Synopsis of Ph.D. thesis. Tyumen, 1996. 23 p. (In Russ.).
5. *Kapchenko L.N.* Hydrogeological foundations of oil and gas accumulation theory. Leningrad: Nedra, 1983. 263 p. (In Russ.).
6. *Goronovsky I.T., Nazarenko Yu.P., Nekryach E.F.* Concise handbook of chemistry. 4th ed. / Ed. by O.D. Kurilenko. Kiev: Naukova Dumka, 1974. 991 p. (In Russ.).
7. *Kortsenshtein V.N., Kiryashkin V.M., Filin A.S.* New data on the hydrogeology of Mesozoic water-bearing complexes of the Eastern Ciscaucasia // *Hydrogeology of gas-bearing horizons of the*

Soviet Union: Collected papers / Ed. by V.N. Kortsenstein and S.E. Verbolez. Moscow: Gostoptekhizdat, 1970. P. 317–506. (VNIIgaz Proceedings. Iss. 33/41). (In Russ.).

8. *Akulinchev B.P., Sokolov A.F.* Prospects for use of water-soluble and dispersed gases in the Ciscaucasia // World Resources and Reserves of Gas and Perspective Technologies of their Development: Abstracts of the 1st International Scientific-Practical Conference (WGRR-2007). Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2007. P. 381–389. (In Russ.).

9. *Abukova L.A., Abramova O.P., Koshelev A.V.* et al. Initial composition of formation water as the basis of hydrogeochemical control over the development of Achimov deposits of the Urengoy oil and gas condensate field // Priority directions of development of the Urengoy complex: Collected papers. Moscow: Nedra, 2013. P. 171–180. (In Russ.).

10. *Abramova O.P., Abukova L.A., Popov S.N.* Problems of increasing reliability of computer models natural and man-made scaling in the geological environment // Modern Problems of Science and Education. 2011. No. 4. P. 68. (In Russ.).

11. *Barkan E.S., Tikhomirov V.V., Lebedev B.A., Astaf'ev V.P.* New data on the prospectivity of natural gas dissolved in brines at great depth // Sovetskaya Geologiya. 1984. No. 2. P. 11–20. (In Russ.).

12. *Namiot A.Yu., Skripka B.G., Ashmyan K.D.* Influence of water-dissolved salt upon methane solubility under the temperatures 50 to 350 °C // Geokhimiya. 1979. No. 1. P. 147–149. (In Russ.).

13. *Kruglikov N.M., Nelyubin V.V., Yakovlev O.N.* Hydrogeology of the West Siberian oil and gas megabasin and features of formation of hydrocarbon deposits. Leningrad: Nedra, 1985. 279 p. (In Russ.).

14. *Nelyubin V.V.* Hydrogeological conditions of the area of Medvezhye and the Urengoy fields // Natural gas of Siberia: Collected papers. Iss. 2. Sverdlovsk: Central Ural Publishing House, 1971. P. 177–182. (In Russ.).

15. *Nesterov I.I., Nemchenko N.N., Rovenskaya A.S., Shpil'man K.A.* Argon in gas fields of northern West Siberia as an indicator of the time of their formation // International Geology Review. 1978. Vol. 20, No. 9. P. 1099–1101. <https://doi.org/10.1080/00206817809471475>

Теоретическое обоснование и создание петрофизических моделей остаточной водонасыщенности и эффективной пористости тонкослоистого коллектора

Н.И. Самохвалов^{1*}, К.В. Коваленко^{1,2}

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

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

E-mail: *hikz1@mail.ru

Аннотация. В работе рассмотрено теоретическое обоснование и математическое построение аналитических петрофизических моделей остаточной водонасыщенности и эффективной пористости гранулярных коллекторов с учетом наличия рассеянной тонкодисперсной фракции цемента (рассеянной глинистости), прослоев глин (слоистой глинистости) и связанной воды матрицы (скелета) породы.

Приведены модели для двух механизмов формирования остаточной водонасыщенности: в случае неизменной водоудерживающей способности скелета породы (объем связанной воды скелета не изменяется при заполнении емкости матрицы цементом) и для случая, при котором увеличение содержания агрегатного цемента приводит к уменьшению объема связанной воды скелета.

Такие модели необходимы для решения системы петрофизических уравнений, описывающих методы геофизических исследований скважин, с целью определения фильтрационно-емкостных свойств непрерывно по разрезу с учетом микрослоистости отложений, что, в свою очередь, повышает информативность результатов интерпретации.

Ключевые слова: петрофизика, эффективная пористость, остаточная (связанная) водонасыщенность, рассеянная и слоистая глинистость.

Для цитирования: Самохвалов Н.И., Коваленко К.В. Теоретическое обоснование и создание петрофизических моделей остаточной водонасыщенности и эффективной пористости тонкослоистого коллектора // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 12–25. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art2>

Введение

Выделение и определение фильтрационно-емкостных свойств неоднородных коллекторов, представленных пачками или тонким переслаиванием пород различного литологического состава, является актуальной задачей.

Петрофизическому моделированию общей пористости коллектора с учетом агрегатной глинистости посвящен ряд работ отечественных и зарубежных исследователей [1–7].

Более надежно характеризовать коллекторские свойства породы позволяет использование эффективной пористости [2], как интерпретационного параметра геофизических исследований скважин (ГИС). Переход к эффективной пористости позволяет повысить надежность выделения интервалов коллектора, определения насыщения, эффективных и фазовых проницаемостей по данным ГИС. Это подчеркивает актуальность петрофизического моделирования эффективной пористости с учетом неоднородности отложений.

Глинистые терригенные коллекторы полиминерального состава, которые широко представлены не только в Западной Сибири, но и в других нефтегазовых провинциях, отличаются высокой неоднородностью, что подтверждается детальными исследованиями кернового материала. Исследования указывают на то, что неоднородность обусловлена как тонкой слоистостью, так и различной степенью цементации (глинизации) гранулярного или межзернового емкостного пространства.

В зарубежной практике под эффективной пористостью понимается пористость за вычетом связанной воды только глин и не учитывается связанная вода матрицы (скелета) породы, что отличается от определения эффективной пористости, принятого в отечественной практике. В работах [5, 6] представлена модель эффективной пористости слоистого коллектора (в зарубежном понимании), учитывающая вклад только связанной воды глин.

В работе [2] показано, что, например, в Западной Сибири связанная вода скелета составляет 5–6% от объема породы. Это указывает на то, что связанной водой матрицы нельзя пренебречь при моделировании и определении эффективной пористости.

Петрофизические модели остаточной водонасыщенности (K_{bo}) и эффективной пористости ($K_{p\text{ эф}}$) являются необходимым элементом составления петрофизических моделей методов геофизических исследований скважин для учета микрослоистости коллектора.

Наличие аналитических петрофизических моделей K_{bo} и $K_{p\text{ эф}}$ позволяет решать систему петрофизических уравнений, описывающих методы ГИС, относительно минимум двух неизвестных (объемных) содержаний рассеянной и слоистой

глинистости) при использовании двух методов ГИС, например, водородосодержания по показаниям нейтрон-нейтронного метода и объемной плотности по данным гамма-гамма плотностного метода.

Авторами обоснованы и построены петрофизические модели остаточной водонасыщенности и эффективной пористости межзерновых (гранулярных) коллекторов с учетом наличия рассеянной тонкодисперсной фракции цемента (рассеянной глинистости), прослоев глин (слоистой глинистости) и связанной воды матрицы (скелета) породы для двух механизмов формирования остаточной водонасыщенности.

Работа является расширенной версией доклада авторов «Петрофизическая модель эффективной пористости тонкослоистого коллектора», представленного на Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН (17–19 октября 2022 года, г. Москва) [8].

Компоненты глинистости, используемые при моделировании пористости и остаточной водонасыщенности коллектора

Рассмотрим различные компоненты глинистости, используемые при моделировании пористости и остаточной (связанной) водонасыщенности межзернового коллектора.

Рассеянная глинистость представляет цемент породы. В общем случае цемент может быть представлен не только глинистыми минералами, поэтому использование термина «цемент» более корректно, чем «рассеянная глинистость». При моделировании пористости и остаточной водонасыщенности коллектора оперируют компонентами глинистости (1)–(3).

Твердая составляющая глинистой фракции – объем твердой составляющей цемента $V_{\text{кл} \text{тв}}$ к объему породы $V_{\text{породы}}$:

$$K_{\text{кл} \text{тв}} = \frac{V_{\text{кл} \text{тв}}}{V_{\text{породы}}}. \quad (1)$$

Агрегатная глинистость представляет собой сумму объемов твердой составляющей и воды цемента $V_{\text{кл} \text{агр}}$ к объему породы по Б.Ю. Венделльштейну [9]:

$$K_{\text{кл} \text{агр}} = \frac{V_{\text{кл} \text{агр}}}{V_{\text{породы}}}. \quad (2)$$

Пористость глин – объем связанной воды цемента $V_{n \text{кл}}$ к объему агрегатной глинистости:

$$K_{n \text{кл}} = \frac{V_{n \text{кл}}}{V_{\text{кл} \text{агр}}}. \quad (3)$$

Агрегатная глинистость может быть выражена через твердую составляющую и пористость глин:

$$K_{\text{кл} \text{агр}} = \frac{K_{\text{кл} \text{тв}}}{1 - K_{n \text{кл}}} = \frac{V_{\text{кл} \text{тв}} V_{\text{кл} \text{агр}}}{V_{\text{породы}} (V_{\text{кл} \text{агр}} - V_{n \text{кл}})} = \frac{V_{\text{кл} \text{агр}}}{V_{\text{породы}}}.$$

Произведение агрегатной глинистости на пористость глин дает пористость глин в объеме породы:

$$K_{\text{кл} \text{агр}} K_{n \text{кл}} = \frac{V_{\text{кл} \text{агр}} V_{n \text{кл}}}{V_{\text{породы}} V_{\text{кл} \text{агр}}} = \frac{V_{n \text{кл}}}{V_{\text{породы}}}. \quad (4)$$

Агрегатная глинистость и пористость глин связаны с твердой составляющей глинистой фракции следующими соотношениями:

$$K_{\text{кл} \text{агр}} (1 - K_{n \text{кл}}) = K_{\text{кл} \text{тв}} = \frac{V_{\text{кл} \text{агр}}}{V_{\text{породы}}} \frac{V_{\text{кл} \text{агр}} - V_{n \text{кл}}}{V_{\text{кл} \text{агр}}} = \frac{V_{\text{кл} \text{тв}}}{V_{\text{породы}}}. \quad (5)$$

При построении петрофизической модели эффективной пористости с учетом слоистости необходимо учитывать наличие и свойства трех основных компонентов породы: рассеянной тонкодисперсной фракции цемента (рассеянной глинистости), прослоев глин (слоистой глинистости) и связанной водой матрицы (скелета) породы.

Модель пористости тонкослоистого коллектора

Объем породы составляют объемы твердой составляющей скелета $V_{m\text{ск}}$, пористости скелета $V_{n\text{ск}}$ и слоистой глинистости $V_{\text{гл агр сл}}$:

$$V_{\text{породы}} = V_{m\text{ск}} + V_{n\text{ск}} + V_{\text{гл агр сл}}.$$

Пористость скелета (или матрица) породы вмещает объем твердой компоненты цемента и емкостное пространство породы (включающая гранулярную пористость коллектора и пористость глинистого цемента) за вычетом емкости глинистых прослоев:

$$V_{n\text{ск}} = V_{\text{гл тв ц}} + V_n - V_{\text{гл сл}}.$$

Коэффициент пористости скелета определяется отношением объема пористости скелета к объему, который не занят прослойями глин (слоистой глинистостью):

$$K_{n\text{ск}} = \frac{V_{n\text{ск}}}{V_{m\text{ск}} + V_{n\text{ск}}} = \frac{V_n + V_{\text{гл тв ц}} - V_{\text{гл сл}}}{V_{\text{породы}} - V_{\text{гл агр сл}}}. \quad (6)$$

Разделив все объемы на объем породы с учетом формул (1) и (4), переходим к коэффициентам:

$$K_{n\text{ск}} = \frac{K_n + K_{\text{гл тв ц}} - K_{\text{гл агр сл}} K_{n\text{гл сл}}}{1 - K_{\text{гл агр сл}}}. \quad (7)$$

Из выражения (7) пористость породы определяется уравнением:

$$K_n = K_{n\text{ск}} (1 - K_{\text{гл агр сл}}) - K_{\text{гл тв ц}} + K_{\text{гл агр сл}} K_{n\text{гл сл}} \quad (8)$$

или, с использованием коэффициентов агрегатной глинистости и пористости глин (5):

$$K_n = K_{n\text{ск}} - K_{\text{гл агр сл}} (K_{n\text{ск}} - K_{n\text{гл сл}}) - K_{\text{гл агр ц}} (1 - K_{n\text{гл ц}}). \quad (9)$$

Обе записи уравнений (8) и (9) эквивалентны записи модели, ранее рассмотренной в работах [1, 5, 6].

Модель остаточной водонасыщенности тонкослоистого коллектора

Параметризация и математическое описание возможных механизмов

формирования остаточной (связанной) водонасыщенности коллектора являются ключевыми моментами при создании модели эффективной пористости.

В работе рассмотрены два возможных механизма формирования остаточной (связанной) водонасыщенности коллектора.

В первом случае полагается, что водоудерживающая способность скелета и, следовательно, объем связанный воды скелета не изменяются при заполнении емкости матрицы цементом.

Объем связанной воды скелета определяется степенью смачиваемости (гидрофильности) поверхности зерен скелета и формой зерен. Объем связанный воды глин определяется степенью их гидрофильности и минералогией. Остаточная (связанная) водонасыщенность представляет собой сумму связанный воды скелета, цемента и глинистых прослоев.

Связанная вода скелета суммируется со связанный водой цемента и слоев глин:

$$V_{\text{во}} = V_{\text{во ск}} + V_{\text{негл}} + V_{\text{негл сл}}. \quad (10)$$

Коэффициент объемной связанный воды скелета определяется соотношением:

$$K_{\text{н ск}} K_{\text{во ск}} = \frac{V_{\text{во ск}}}{V_{\text{породы}} - V_{\text{егл агр сл}}}. \quad (11)$$

Полагая, что глины содержат лишь связанный воду, выразив значение $V_{\text{во ск}}$ из выражения (11), подставив его в формулу (10) и разделив все объемы на объем породы, получаем выражения для коэффициента остаточной водонасыщенности:

$$K_{\text{во}} = \frac{K_{\text{н ск}} K_{\text{во ск}} (1 - K_{\text{егл агр сл}}) + K_{\text{егл агр сл}} K_{\text{негл}} + K_{\text{егл агр сл}} K_{\text{негл сл}}}{K_n}, \quad (12)$$

где $K_{\text{н ск}}$, $K_{\text{во ск}}$ – пористость и связанный водонасыщенность межзерновой матрицы (скелета) породы,

$K_{\text{егл агр сл}}$, $K_{\text{егл агр сл}}$ – агрегатная глинистость (сумма объемов твердой составляющей и воды глин (цемента), отнесенная к объему породы) слоистой и рассеянной глинистости, соответственно.

При отсутствии прослоев глин эта модель представляет собой известную модель, рассмотренную в работе [3].

Очевидно, что возможен и другой механизм формирования связанный водонасыщенности, при котором агрегатный цемент замещает связанный воду скелета породы. Этот механизм реализован

в модели, приведенной в работе [4]. Если цемент отсутствует, то объем связанный воды скелета максимален. По мере увеличения доли агрегатного цемента объем связанный воды скелета уменьшается. Если агрегатный цемент занимает весь объем скелета, то объем связанный воды скелета равен нулю.

Сначала рассмотрим этот механизм без участия слоистой глинистости.

Изменение межзернового емкостного объема $V_{n_{M/3}}$ при изменении $V_{\text{агр}u}$ будет определяться соотношением:

$$V_{n_{M/3}} = V_{n_{СК}} - V_{\text{агр}u}. \quad (13)$$

Коэффициент связанной воды скелета определяется соотношениями:

$$K_{\text{бо}_{СК}} = \frac{V_{\text{бо}_{СК}}}{V_{n_{M/3}}} = \frac{V_{\text{бо}_{СК}}}{V_{n_{СК}} - V_{\text{агр}u}}. \quad (14)$$

Если цемент отсутствует, то объем связанной воды скелета максимален и равен $V_{\text{бо}_{СК}}$. По мере увеличения доли агрегатного цемента объем связанной воды скелета уменьшается. Если агрегатный цемент занимает весь объем скелета, то $V_{\text{бо}_{СК}} = 0$.

Связанная вода скелета суммируется со связанный водой цемента:

$$V_{\text{бо}} = V_{\text{бо}_{СК}} + V_{\text{агр}u}. \quad (15)$$

Выразив значение $V_{\text{бо}_{СК}}$ из выражения (14), подставив его в формулу (15) и разделив все объемы на объем породы, получаем выражения для коэффициента остаточной водонасыщенности:

$$K_{\text{бо}} = \frac{K_{\text{бо}_{СК}}(K_{n_{СК}} - K_{\text{агр}u}) + K_{\text{агр}u}K_{n_{агрu}}}{K_n}.$$

Если агрегатный цемент заполняет всю пористость скелета, то $K_{n_{СК}} = K_{\text{агр}u}$, $K_{\text{бо}} = 1$ и пористость породы равна пористости цемента.

Если в породе присутствуют слои глин, то объем емкости скелета определяется из выражения (6) и изменение емкостного объема при изменении объема агрегатного цемента будет определяться из выражения (13).

Тогда суммарный объем связанной воды будет определяться уравнениями:

$$V_{\text{бо}} = V_{\text{бо}_{СК}} + V_{n_{агрu}} + V_{n_{агрcl}} = K_{\text{бо}_{СК}}[K_{n_{СК}}(V_{\text{породы}} - V_{\text{агр}cl}) - V_{\text{агр}u}] + V_{n_{агрu}} + V_{n_{агрcl}}.$$

Разделив все объемы на объем породы, переходим к коэффициентам:

$$K_{\text{бо}} = \frac{K_{\text{бо}_{СК}}[K_{n_{СК}}(1 - K_{\text{агр}cl}) - K_{\text{агр}u}] + K_{\text{агр}u}K_{n_{агрu}} + K_{\text{агр}cl}K_{n_{агрcl}}}{K_n}. \quad (16)$$

Связанная вода скелета суммируется со связанный водой цемента и в этом случае, если агрегатный цемент заполняет всю пористость скелета, то пористость породы равна пористости цемента.

Вопрос о том, какой именно из рассмотренных механизмов формирования остаточной (связанной) водонасыщенности преобладает в реальных пластовых условиях, требует дополнительного изучения.

Модель эффективной пористости тонкослоистого коллектора

Полученные модели остаточной водонасыщенности тонкослоистого коллектора позволяют получить две модели эффективной пористости, соответствующие двум рассмотренным механизмам формирования остаточной водонасыщенности.

Формула определения эффективной пористости имеет вид:

$$K_{n_{\text{эфф}}} = K_n (1 - K_{eo}). \quad (17)$$

С учетом формулы (17) и выражения (12), модель эффективной пористости в случае неизменной водоудерживающей способности скелета породы (объем связанной воды скелета не изменяется при заполнении емкости матрицы цементом) имеет вид:

$$K_{n_{\text{эфф}}} = (1 - K_{eo_{\text{ск}}})[K_{n_{\text{ск}}} (1 - K_{el_{\text{аер сл}}})] - K_{el_{\text{аер}} u}.$$

Для случая, при котором увеличение доли агрегатного цемента приводит к уменьшению объема связанной воды скелета, с учетом формулы (17) и выражения (16), модель эффективной пористости имеет вид:

$$K_{n_{\text{эфф}}} = (1 - K_{eo_{\text{ск}}})[K_{n_{\text{ск}}} (1 - K_{el_{\text{аер сл}}})] - K_{el_{\text{аер}} u}.$$

Возможно допустить, что при определенных условиях в породе реализуются оба вышеуказанных механизма формирования остаточной (связанной) водонасыщенности. Если ввести долевой фактор P преобладания первого механизма формирования остаточной водонасыщенности коллектора ($P = 1$, если в пласте объем связанной воды скелета не изменяется при заполнении емкости матрицы цементом; $P = 0$, если агрегатный цемент замещает связанную воду скелета породы), то обобщенная петрофизическая модель эффективной пористости тонкослоистого коллектора принимает вид:

$$K_{n_{\text{эфф}}} = [K_{n_{\text{ск}}} (1 - K_{el_{\text{аер сл}}}) - K_{el_{\text{аер}} u}] [1 - K_{eo_{\text{ск}}} (1 - P)] - P K_{eo_{\text{ск}}} K_{n_{\text{ск}}} (1 - K_{el_{\text{аер сл}}}).$$

На рис. 1 показана схема изменения остаточной водонасыщенности K_{eo} от пористости K_n , на рис. 2 – схема изменения эффективной пористости $K_{n_{\text{эфф}}}$ от пористости K_n для случая, при котором агрегатный цемент замещает связанную воду скелета

породы. Для построения схемы принято, что пористости цемента (рассеянной глинистости) и слоистой глинистости совпадают ($K_{n_{\text{гл,ц}}} = K_{n_{\text{гл,сл}}} = 25\%$), пористость скелета $K_{n_{\text{ск}}} = 40\%$, связанная вода скелета $K_{w_{\text{ск}}} = 20\%$.

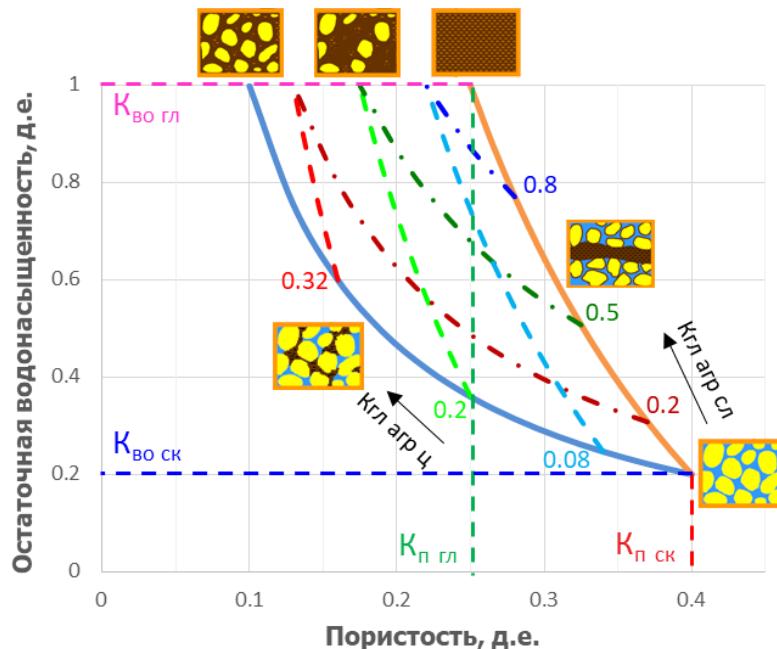


Рис. 1. Схема формирования зависимости остаточной водонасыщенности K_{eo} от пористости K_n , (агрегатный цемент замещает связанную воду скелета породы)

Условные обозначения для рис. 1–4:

сплошные огибающие показывают изменение $K_{eo}(K_n)$ за счет изменения содержания только рассеянной глинистости (синяя) и только слоистой глинистости (оранжевая);

шифр пунктирных кривых – содержание рассеянной глинистости $K_{\text{гл,агр,ц}}$;

шифр штрихпунктирных кривых – содержание слоистой глинистости $K_{\text{гл,агр,сл}}$

Первая сплошная огибающая (синяя кривая) на рис. 1 показывает изменение $K_{eo}(K_n)$ за счет изменения содержания только рассеянной глинистости, $K_{\text{гл,агр,сл}} = 0\%$, то есть изменение пористости и остаточной водонасыщенности при заполнении пор коллектора глинистым цементом порового типа (дополнительно проиллюстрировано рисунком рядом с синей огибающей). В этом

случае при $K_{eo} = 1$ поры коллектора полностью заполнены глинистым цементом.

Вторая сплошная огибающая (оранжевая кривая) на рис. 1 описывает изменение $K_{eo}(K_n)$ при появлении глинистых прослоев в чистом коллекторе, вплоть до полного исчезновения прослоев коллектора, то есть иллюстрирует влияние только слоистой глинистости, $K_{\text{гл,агр,ц}} = 0\%$.

Эта огибающая моделирует случай появления глинистых прослоев в чистом коллекторе (дополнительно проиллюстрировано рисунком рядом с оранжевой огибающей), вплоть до полного исчезновения прослоев межзернового коллектора.

Нижний квадрат справа (см. рис. 1) с изображением зерен породы показывает случай чистого неглинистого коллектора $K_n = K_{n_{CK}} = 40\%$ и $K_{eo} = K_{eo_{CK}} = 20\%$. Три верхних квадрата (слева направо) показывают появление глинистых слоев, вплоть до полного исчезновения зерен матрицы коллектора.

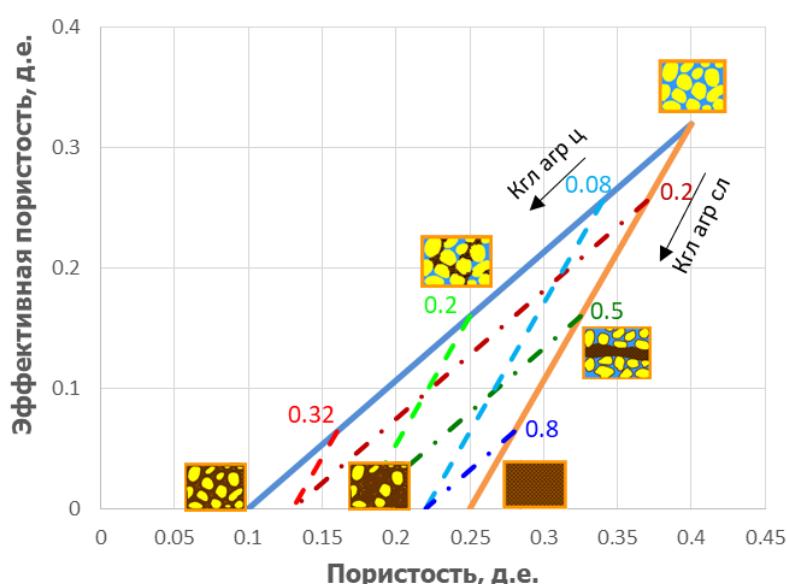


Рис. 2. Схема формирования зависимости эффективной пористости $K_{n_{\text{эф}}}$ от пористости K_n , (агрегатный цемент замещает связанную воду скелета породы)

Одновременное присутствие в пласте рассеянной и слоистой глинистости на рис. 1 и 2 показано пунктирумыми и штрихпунктирными кривыми. Шифр пунктирных кривых – содержание рассеянной глинистости $K_{el_{agp}_u}$, шифр штрихпунктирных кривых – содержание слоистой глинистости $K_{el_{agp}_cl}$.

На рис. 3 показана схема изменения остаточной водонасыщенности K_{eo} от пористости K_n , на рис. 4 – схема

изменения эффективной пористости $K_{n_{\text{эф}}}$ от пористости K_n для случая, при котором объем связанной воды скелета не изменяется при заполнении емкости матрицы цементом. Для построения схемы принято, как и в случае, рассмотренном выше, что пористости цемента (рассеянной глинистости) и слоистой глинистости совпадают ($K_{n_{el_u}} = K_{n_{el_{cl}}}=25\%$), пористость скелета $K_{n_{CK}}=40\%$, связанная вода скелета $K_{eo_{CK}}=20\%$.

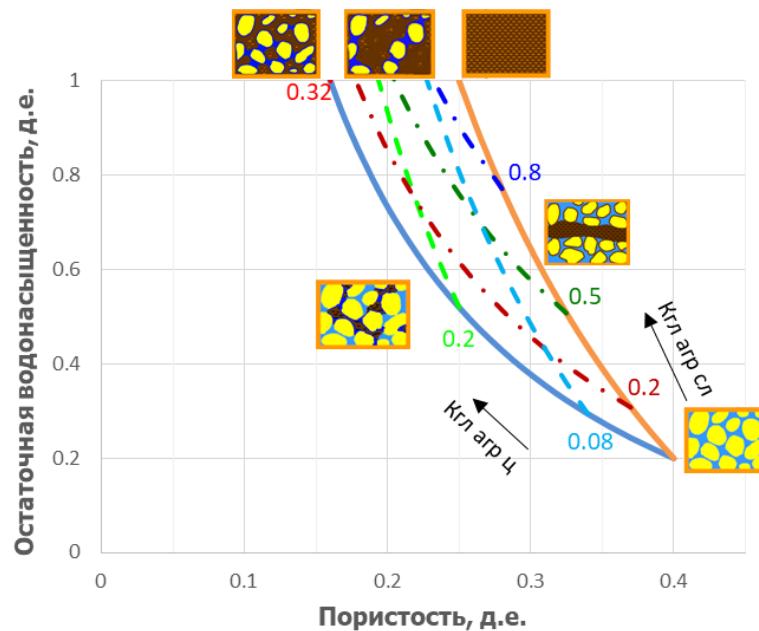


Рис. 3. Схема формирования зависимости остаточной водонасыщенности K_{eo} от пористости K_n , (объем связанной воды скелета не изменяется при заполнении емкости матрицы цементом)

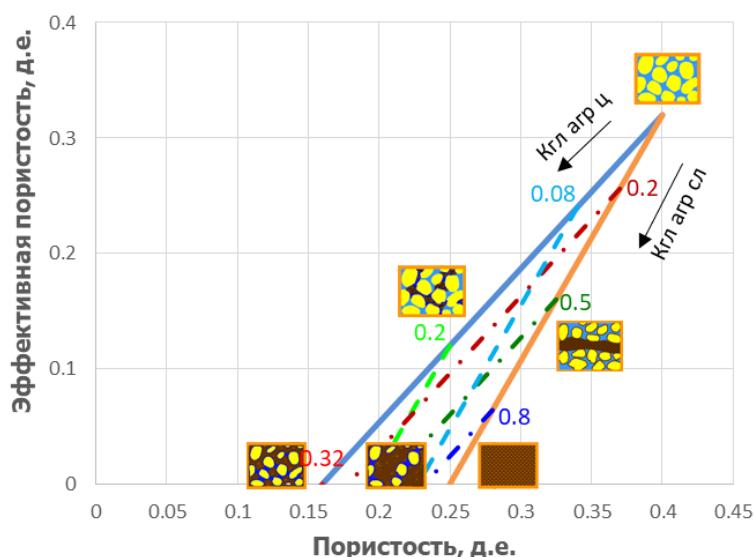


Рис. 4. Схема формирования зависимости эффективной пористости $K_{n,eff}$ от пористости K_n , (объем связанной воды скелета не изменяется при заполнении емкости матрицы цементом)

Квадрат внизу справа (см. рис. 3) с изображением зерен породы показывает случай чистого неглинистого коллектора $K_n = K_{n,ск} = 40\%$ и $K_{eo} = K_{eo,ск} = 20\%$. В отличие от рис. 1, на рис. 3 первые два верхних квадрата (слева направо) показывают не только появление глинистых слоев, но и присутствие

связанной воды скелета. Повторно заметим, что в рамках проведенного математического моделирования вопрос о том, какой именно из рассмотренных механизмов формирования остаточной (связанной) водонасыщенности преобладает в реальных пластовых условиях, требует дополнительного изучения.

Выводы

Теоретически обоснованы и математически созданы аналитические петрофизические модели остаточной водонасыщенности и эффективной пористости гранулярных коллекторов для двух механизмов формирования остаточной водонасыщенности: в случае неизменной водоудерживающей способности скелета породы (объем связанной воды скелета не изменяется при заполнении емкости матрицы цементом) и для случая, при котором увеличение содержания агрегатного цемента приводит к уменьшению объема связанной воды скелета.

На основе этих моделей получены две петрофизические модели эффективной

пористости тонкослоистого коллектора и обобщенная модель, допускающая учет долевого фактора преобладания первого механизма формирования остаточной водонасыщенности коллектора.

Полученные модели остаточной водонасыщенности и эффективной пористости позволяют повысить информативность результатов интерпретации данных ГИС за счет детального учета слоистой и рассеянной глинистости при составлении системы петрофизических моделей с целью определения фильтрационно-емкостных свойств непрерывно по разрезу. Детальное рассмотрение и учет минералогии глин в создании петрофизической модели выходит за рамки данной публикации.

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

Литература

1. Басин Я.Н., Новгородов В.А., Злотников М.Г. и др. Методы радиоактивного и электрического каротажа при определении подсчетных параметров в песчано-глинистых полимиктовых разрезах. М.: ВИЭМС, 1983. 49 с.
2. Кожевников Д.А., Коваленко К.В. Изучение коллекторов нефти и газа по результатам адаптивной интерпретации геофизических исследований скважин. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. 219 с.
3. Леонтьев Е.И. Моделирование в петрофизике. М.: Недра, 1978. 125 с.
4. Элланский М.М. Петрофизические основы комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин: Методическое пособие. М.: ГЕРС, 2001. 229 с.
5. Juhasz I. Assessment of the distribution of shale, porosity and hydrocarbon saturation in shaly sands // SPWLA 10th Annual European Formation Evaluation Symposium, Aberdeen, Scotland, UK, 22–25 April 1986. Paper AA. 16 p.
6. Thomas E.C., Stieber S.J. The distribution of shale in sandstones and its effect upon porosity // SPWLA 16th Annual Logging Symposium, New Orleans, Louisiana, USA, 4–7 June 1975. Paper SPWLA-1975-T. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPWLA-1975-T> (Дата обращения 03.07.2023).
7. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород. М.: Недра, 1975. 343 с.

8. *Коваленко К.В., Самохвалов Н.И.* Петрофизическая модель эффективной пористости тонкослоистого коллектора // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Сб. трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2022. С. 95–98.
9. *Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А.* Петрофизика (физика горных пород): Учебник для вузов. 2-е изд. М.: Нефть и газ, 2004. 368 с.

Theoretical justification and creation of petrophysical models of residual water saturation and effective porosity of a thin-layer reservoir

N.I. Samokhvalov^{1*}, K.V. Kovalenko^{1,2}

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

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

E-mail: *hikz1@mail.ru

Abstract. The paper deals with theoretical justification and mathematical construction of analytical petrophysical models of residual water saturation and effective porosity of granular reservoirs taking into account the presence of fine-dispersed cement fraction (dispersed clay content), clay interlayers (laminated clay content) and bound water of the rock matrix.

Models are given for two mechanisms of residual water saturation formation: in the case of unchanged water-holding capacity of the rock matrix (volume of bound water of the matrix does not change when the matrix vessel is filled with cement) and for the case in which an increase in the aggregate cement content leads to a decrease in the volume of bound water of the matrix.

Such models are necessary for solving the system of petrophysical equations describing the methods of well logging in order to determine the porosity and permeability continuously along the section taking into account the micro-layering of sediments, which, in turn, increases the informativeness of the interpretation results.

Keywords: petrophysics, effective porosity, residual (bound) water saturation, dispersed and laminated clay content.

Citation: Samokhvalov N.I., Kovalenko K.V. Theoretical justification and creation of petrophysical models of residual water saturation and effective porosity of a thin-layer reservoir // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 12–25. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art2> (In Russ.).

References

1. Basin Ya.N., Novgorodov V.A., Zlotnikov M.G. et al. Methods of radioactive and electric logging in determining the counting parameters in sandy-clay polymictic sections. Moscow: VIEMS, 1983. 49 p. (In Russ.).
2. Kozhevnikov D.A., Kovalenko K.V. Evaluation of oil and gas reservoirs with the adaptive well log analysis. Moscow: Gubkin University, 2011. 219 p. (In Russ.).
3. Leontiev E.I. Modelling in petrophysics. Moscow: Nedra, 1978. 125 p. (In Russ.).
4. Ellansky M.M. Petrophysical basis of complex interpretation of well logging data: Guidance manual. Moscow: GERS, 2001. 229 p. (In Russ.).
5. Juhasz I. Assessment of the distribution of shale, porosity and hydrocarbon saturation in shaly sands // SPWLA 10th Annual European Formation Evaluation Symposium, Aberdeen, Scotland, UK, 22–25 April 1986. Paper AA. 16 p.
6. Thomas E.C., Stieber S.J. The distribution of shale in sandstones and its effect upon porosity // SPWLA 16th Annual Logging Symposium, New Orleans, Louisiana, USA, 4–7 June 1975. Paper SPWLA-1975-T. <https://www.onepetro.org/conference-paper/SPWLA-1975-T> (Accessed on 03.07.2023).

7. *Dakhnov V.N.* Geophysical methods of determination of reservoir properties and oil and gas saturation of rocks. Moscow: Nedra, 1975. 343 p. (In Russ.).
8. *Kovalenko K.V., Samokhvalov N.I.* Petrophysical model of the effective porosity of a thin-layer reservoir // Fundamental Basis of Innovative Technologies of Oil and Gas Industry: Proceedings of the All-Russian Scientific Conference with International Participation dedicated to the 35th anniversary of OGRI RAS. Moscow: Oil and Gas Research Institute of the RAS, 2022. P. 95–98. (In Russ.).
9. *Dobrynnin V.M., Vendelshteyn B.Yu., Kozhevnikov D.A.* Petrophysics (physics of rocks): Textbook for universities. 2nd ed. Moscow: Neft i Gaz, 2004. 368 p. (In Russ.).

Оценка объема защемленного газа и применение зарезки бокового ствола как метод его доизвлечения с использованием гидродинамического моделирования в программном продукте tNavigator

А.В. Колиенко

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
E-mail: kolienkoav@mail.ru

Аннотация. Проблема извлечения защемленного газа из обводненных газовых залежей становится все более актуальной на протяжении последних десятилетий. На заключительной стадии разработки газовых месторождений возникает проблема оставшегося в пласте низконапорного газа, который, под влиянием определенных геофизических и геологических факторов, может быть защемлен. Извлечение газа становится трудным и затратным процессом. В статье рассмотрен процесс защемления газа в пласте в результате внедрения подошвенной воды в залежь одного из реальных месторождений Западной Сибири. Описан алгоритм подсчета объемов защемленного газа. Выполнена оценка объема защемленного газа с помощью гидродинамической модели с использованием программного продукта tNavigator. Оценена зависимость объемов защемленного газа от размеров ячеек в модели.

Ключевые слова: защемленный газ, обводнение, подошвенная вода, гидродинамическое моделирование, Западная Сибирь.

Для цитирования: Колиенко А.В. Оценка объема защемленного газа и применение зарезки бокового ствола как метод его доизвлечения с использованием гидродинамического моделирования в программном продукте tNavigator // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 26–44. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art3>

Введение

Проблема извлечения защемленного газа из обводненных газовых залежей становится все более актуальной на протяжении последних десятилетий. В конце разработки газовых месторождений возникает проблема оставшегося в пласте низконапорного газа, который, из-за ряда геофизических и геологических факторов, может быть защемлен. Извлечение защемленного газа становится трудным и затратным процессом. Перед применением методов извлечения защемленного газа необходимо выполнить оценку его объемов и рентабельность проведения мероприятий по его извлечению.

В данной работе рассмотрен подсчет объемов защемленного газа в зоне одной скважины и на всем месторождении с помощью гидродинамического моделирования с использованием программного продукта tNavigator [1].

Объектом исследования является сеноманская залежь одного из реальных газовых месторождений Западной Сибири. Месторождение разрабатывается при водонапорном режиме, что характеризуется активным внедрением подошвенных вод. Это приводит к преждевременному обводнению скважин и защемлению газа, который сложно извлечь без дополнительных мероприятий.

**Анализ исследований
по определению объемов
зашемленного газа и
методов его доизвлечения**

Проблема защемления газа была изучена и описана в работах нескольких авторов, таких как А.А. Ефремов, Т.И. Богданович, Т.Г. Ксёнз и Р.М. Тер-Саркисов. В работе [2] представлена оценка конечных коэффициентов газоотдачи на месторождениях США, разрабатываемых на газовом и водонапорном режимах. Средние значения коэффициентов газоотдачи составляют 0,9–0,95 для месторождений на газовом режиме и 0,8 для месторождений на водонапорном режиме.

А.А. Ефремов рассмотрел защемление газа на двух уровнях: микро и макро. На микроуровне защемление происходит в отдельных порах, где геометрия пор и капиллярное давление играют ключевую роль. На макроуровне защемление происходит в масштабах, соизмеримых с размерами залежи, и основную роль играет макронеоднородность пласта. Зона защемления газа в этом случае называется «целиком».

В работе [2] указано, что первым, кто экспериментально установил защемление значительного объема газа, был Т. Геффен. Изучая относительные проницаемости для газа и жидкости, он получил объемы защемленного газа в пределах 0,15–0,5 от начальных объемов газа при различных начальных условиях моделей пласта.

Также были выполнены промысловые испытания на месторождениях Вест-Бьюмонт (США, Техас) и Лейксайд (США, Луизиана). Результаты испытаний показали, что коэффициенты остаточной газонасыщенности в обводненных участках пласта для данных месторождений составили 0,28–0,4 и 0,22 соответственно.

Исходя из вышеперечисленных исследований, сделаны следующие выводы по вытеснению газа водой из пористых сред:

1. Выявлены зависимости остаточной газонасыщенности и коэффициента вытеснения газа водой от начальной газонасыщенности пористой среды.

2. Определена зависимость коэффициента остаточной газонасыщенности от динамических вязкостей воды и газа, смывающих характеристик и значения поверхностного натяжения.

3. Установлено, что коэффициент остаточной газонасыщенности не зависит от температуры в интервале от 26,6 до 121 °С и от давления в пределах от 50 до 200 кгс/см².

4. Установлена зависимость между объемом защемленного газа и степенью неоднородности порового пространства.

5. По различным исследованиям, коэффициент остаточной газонасыщенности может находиться в диапазоне от 15 до 60% от коэффициента начальной газонасыщенности.

6. Коэффициент вытеснения газа водой не зависит от скорости заводнения.

Согласно работе [2], исследования по защемленному газу в Российской Федерации были проведены на месторождениях Ставропольского края, Поволжья и Республики Коми. Анализ результатов показал, что количество защемленного газа на этих месторождениях составляет от 5,2% до 36,5% от начальных геологических запасов.

Также в работе [2] была рассмотрена сеноманская залежь Ямбургского месторождения. Для определения объемов защемления газа использовались диапазоны параметров данной залежи на насыпных моделях. Характеристики моделей пласта и результаты экспериментов представлены в табл. 1.

Таблица 1

Основные характеристики моделей пласта и результаты проводимых на них экспериментов [2]

Проницаемость, 10^{-15} м^2	Пористость, доли ед.	Давление в модели, МПа	Объем защемленного газа, % объема пор	Темп падения давления, МПа/ч	Режим
15	0,23	3,3	15,6	0	$P=\text{const}$
314	0,29	3,3	15,5	0	$P=\text{const}$
539	0,29	5,1	19,3	0,524	Ступенчатое поддержание давления
578	0,26	5,1	19,6	0	$P=\text{const}$
508	0,28	5,1	21,4	1,14	Частичное поддержание давления

После проведения ряда экспериментов А.А. Ефремов пришел к выводу, что для газовых месторождений севера Западной Сибири, схожих по фильтрационно-емкостным характеристикам, объемы защемленного газа составляют примерно 16–21% от начальных геологических запасов.

В работе [3] описан метод гидродинамического импульсно-волнового воздействия (ГИВВ), который предназначен для извлечения защемленного газа. Этот метод был применен на постоянно действующей геолого-технологической модели с использованием пяти скважин Вуктыльского месторождения.

Метод ГИВВ представляет собой циклическое воздействие на пласт путем закачки газа в пласт, отбора большого количества воды, остановки на протяжении времени, равного времени закачки, и повторения цикла.

В ходе исследования было выполнено 9 вариантов, которые были разделены на 3 группы.

В первом варианте не предусматривалось никакого воздействия и все скважины работали в обычном режиме.

Вторая группа включала 5 вариантов (2а–2е) с постоянной амплитудой импульса (расход газа высокого давления) и различными длительностями воздействия и восстановления. Кроме того, в одном из вариантов (вариант 2е) продолжительность воздействия была переменной величиной (рис. 1).

Группа 3 включала 3 варианта с одинаковым временем воздействия и восстановления, но разными расходами газа.

Режимы работы скважин и характеристики метода воздействия представлены на рис. 1–3, а также подробно описаны в табл. 2–5. В таблицах приведены дебиты газа, жидких углеводородов (ЖУВ) и воды, а также суточный расход газа высокого давления (ГВД) по рассматриваемым скважинам. На схемах режимов работы можно наглядно увидеть временные интервалы между закачкой газа высокого давления и отборами воды с защемленным газом.

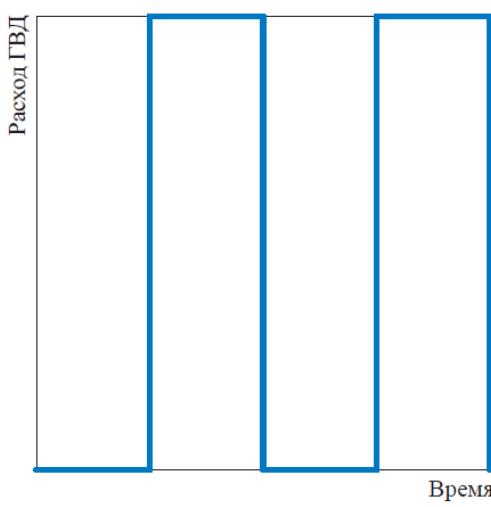


Рис. 1. Схематическое изображение режима работы скважин в четырех вариантах группы 2 (2a–2d) [3]

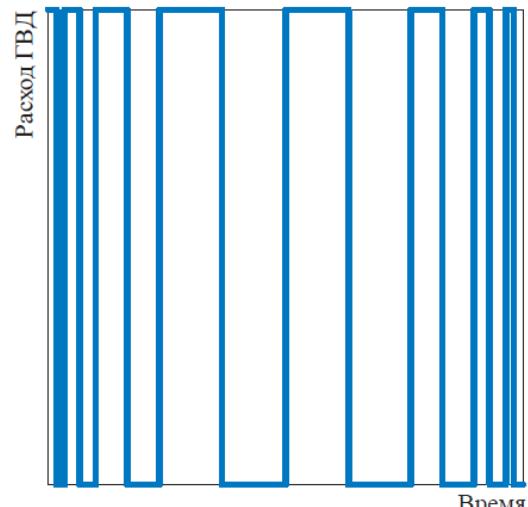


Рис. 2. Схематическое изображение режима работы скважин в варианте 2e [3]

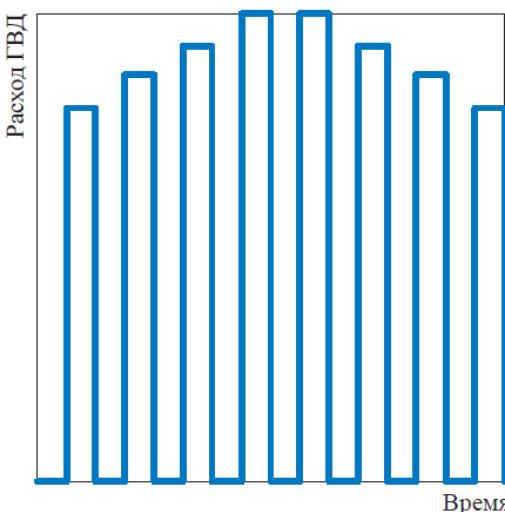


Рис. 3. Схематическое изображение режима работы скважин в вариантах группы 3 (3a–3c) [3]

Таблица 2
Характеристика депрессионного импульсного воздействия в вариантах группы 2 [3]

Вариант	Продолжительность импульсного воздействия (паузы между импульсами), ч
2a	3 (3)
2b	6 (6)
2c	12 (12)
2d	24 (24)
2e	3 (3), 6 (6), 12 (12), 24 (24), 24 (24), 12 (12), 6 (6), 3 (3)

Таблица 3

Режимы работы скважин в вариантах группы 2 [3]

Номер скважины	Дебит			Суточный расход ГВД, тыс. м ³ /сут
	газа, тыс. м ³ /сут	ЖУВ, м ³ /сут	воды, м ³ /сут	
26	1,03	0,24	6,89	20
177	0,96	0,31	2,19	20,5
197	1,04	0,27	18,73	17
199	0,6	1,5	4,75	39
213	3,43	1,03	0,72	18

Таблица 4

Характеристика депрессионного импульсного воздействия в вариантах группы 3 [3]

Вариант	Продолжительность импульсного воздействия (паузы между импульсами), ч
3a	3 (3)
3b	6 (6)
3c	12 (12)

Таблица 5

Режимы работы скважин в вариантах группы 3 [3]

Номер скважины	Дебит			Суточный расход ГВД, тыс. м ³ /сут
	газа, тыс. м ³ /сут	ЖУВ, м ³ /сут	воды, м ³ /сут	
26	0,93	0,22	6,2	16
177	0,88	0,29	2,02	16
197	0,88	0,22	15,78	13,5
199	0,51	1,29	4,06	30
213	1,47	0,44	0,31	12

Результаты исследований представлены на рис. 4.

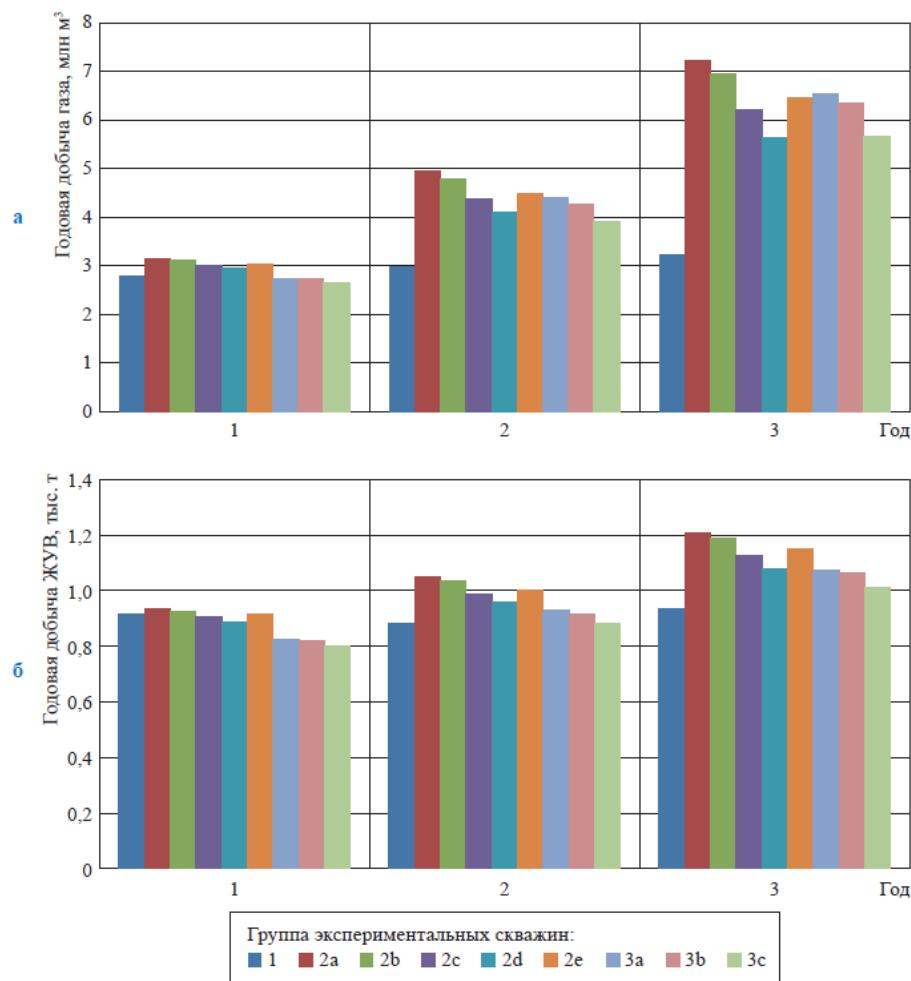


Рис. 4. Сравнительные гистограммы годовой добычи пластового газа (а) и ЖУВ (б) по вариантам [3]

По результатам проведенных исследований, авторы работы [3] утверждают о технологической эффективности данного метода. Однако стоит отметить, что есть одно исключение – скважина № 177, где темпы роста добычи жидкых углеводородов в первом варианте оказались выше, чем в вариантах с применением метода гидродинамического импульсно-волнового воздействия.

В работе [4] описан еще один метод добычи защемленного газа, который осуществляется путем закачки азота в обводнившийся пласт. Эксперименты для данного метода проводились на насыпных моделях при условиях, соответствующих Медвежьему месторождению. Подробные параметры моделей и результаты экспериментов представлены в табл. 6.

Таблица 6

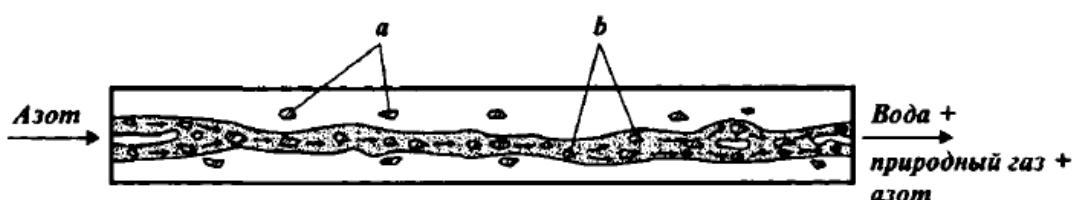
Основные характеристики моделей пласта и выполнявшихся на них экспериментов [4]

Номер модели	Проницаемость, 10^{-15} м^2	Пористость, доли ед.	P_0 , МПа	Объем защемленного газа, % от объема пор	Темп падения давления, МПа/ч	Режим
1	13	0,23	3,3	0,1559	0	$P=\text{const}$
2	308	0,29	3,3	0,1549	0	$P=\text{const}$
3	545	0,29	5,1	0,1926	0,524	Ступенчатое поддержание давления
4	570	0,258	5,1	0,1958	0	$P=\text{const}$
5	521	0,28	5,1	0,2136	1,143	Частичное поддержание давления
6	490	0,275	5,1	0,2637	0,824	Истощение
7	392	0,275	5,5	0,1937	1,225	Частичное поддержание давления

Все эксперименты проводились в два этапа. Первый этап включал моделирование защемления части запасов газа при внедрении воды, изучался процесс защемления газа под воздействием воды.

Второй этап включал моделирование добычи защемленного газа с применением метода закачки азота. Азот был выбран в

качестве закачиваемого агента из-за его специфических физико-химических свойств, благодаря которым азот фильтровался по зонам, где содержалось наибольшее количество защемленного газа, и извлекал его. Схематическое изображение процесса вытеснения азотом защемленного газа представлено на рис. 5.



Защемленный газ: а – в неподвижной зоне, б – в пределах «фильтрационного канала»

Рис. 5. Схема вытеснения азотом защемленного водой природного газа [4]

На рис. 6 представлена динамика состава отбираемого газа во время проведения эксперимента. Эта динамика была получена для модели, в которой проницаемость составляла $521 \times 10^{-15} \text{ м}^2$.

В процессе закачки азота в пласт его доля в отбираемом газе увеличивается, в то время как доля метана снижается. Это объясняется тем, что азот фильтруется в зоны с высокой концентрацией защемленного газа и извлекает его.

Однако при отборе газа в режиме истощения происходит обратный процесс.

Как показано на рис. 6, при объеме отбора, равном объему пор, содержание метана достигает трети от общего объема продукции. Это связано с тем, что в процессе истощения газа в пласте доля метана становится более значительной в отбираемом газе.

Таким образом, динамика состава отбираемого газа варьируется в зависимости от стадии эксперимента и объема отбора, и это позволяет определить оптимальные условия для извлечения защемленного газа.

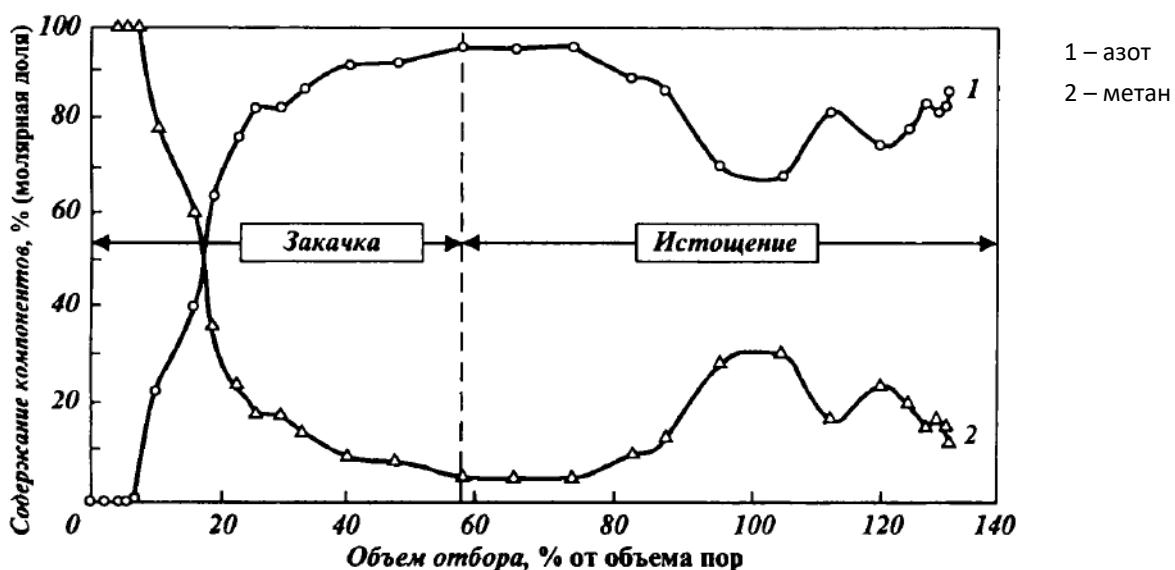


Рис. 6. Состав отбираемого газа при закачке азота [4]

На рис. 7 представлено сравнение коэффициентов извлечения защемленного метана в процессе эксперимента. Авторы исследования сделали вывод, основываясь на полученных результатах, что основная часть защемленного газа извлекается к моменту, когда отобрано примерно 50–60% объема пор продукции модели пласта. Это говорит о том, что дальнейшая эксплуатация целесообразна на режиме истощения.

В целом, данный метод показал свою эффективность в извлечении защемленного газа. Однако, помимо этого, закачка азота также имеет дополнительное преимущество – она поддерживает пластовое давление, что замедляет обводнение скважин и сохраняет их продуктивность. Таким образом, метод закачки азота является эффективным и многогранным средством для оптимизации процесса добычи защемленного газа.

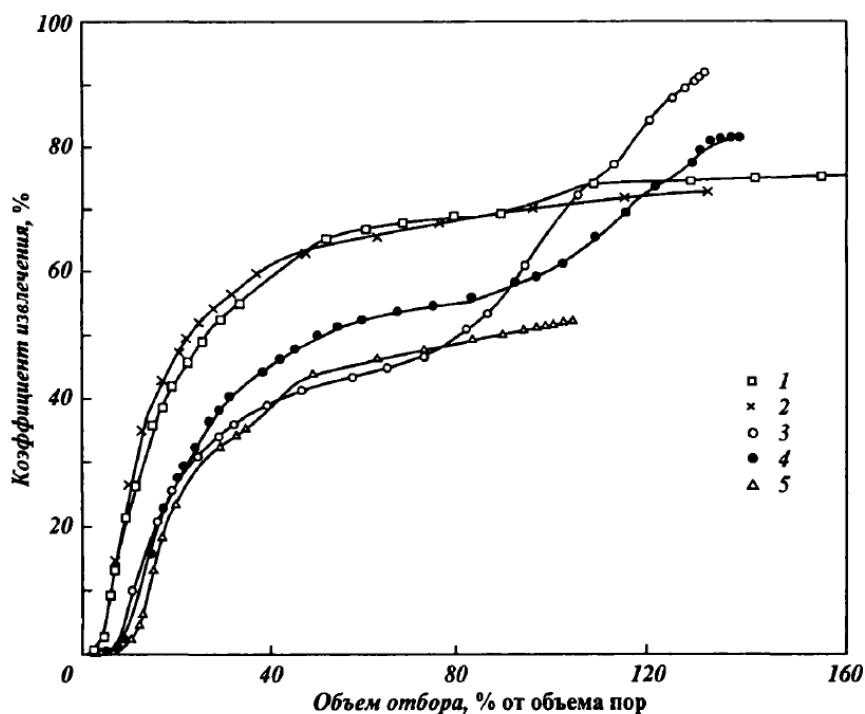


Рис. 7. Коэффициенты извлечения остаточного газа при закачке азота [4]:
 1 – $k = 13 \times 10^{-15} \text{ м}^2$;
 2 – $k = 308 \times 10^{-15} \text{ м}^2$;
 3 – $k = 521 \times 10^{-15} \text{ м}^2$;
 4 – $k = 545 \times 10^{-15} \text{ м}^2$;
 5 – $k = 570 \times 10^{-15} \text{ м}^2$

В работе [4, с. 602] также указывается, что специалистами ВНИИГАЗа и ООО «Надымгазпром» был выполнен технико-экономический расчет применения метода закачки азота на Медвежьем месторождении. Результаты расчета подтвердили эффективность данного метода и его способность повысить эффективность разработки месторождения. Это дополнительно подтверждает применимость и значимость использования метода закачки азота в практике добычи защемленного газа.

Оценка объема защемленного газа

Для прогнозирования объема защемленного газа с помощью гидродинамического моделирования с использованием программного продукта tNavigator необходимо более детально рассмотреть зону одной скважины –

выполнить измельчение ячеек в этой зоне для того, чтобы проанализировать изменение по водо- и газонасыщенности и подвижность газа в ячейках.

Для определения влияния размеров ячеек на изменение насыщенности и объема защемленного газа будут сравниваться два варианта:

первый – околоскважинная зона с изначально заданным размером ячеек;

второй – околоскважинная зона таких же размеров, но с измельченными ячейками.

Первостепенно необходимо определить изменение водонасыщенности по разрезу вдоль скважины. Для анализа данных изменений рассматривалась скважина № 1142 одного из реальных месторождений Западной Сибири. Темпы падения давлений и дебитов по воде и газу представлены на рис. 8 и 9.

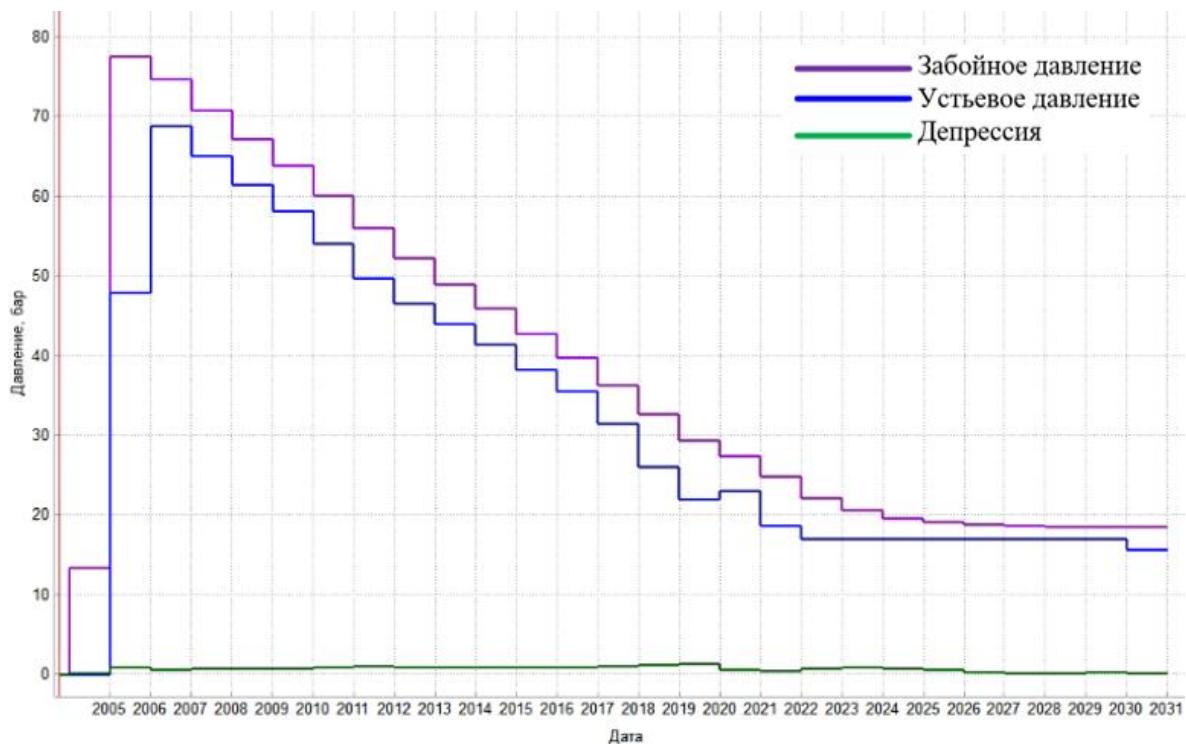


Рис. 8. Темпы падения давлений скважины № 1142

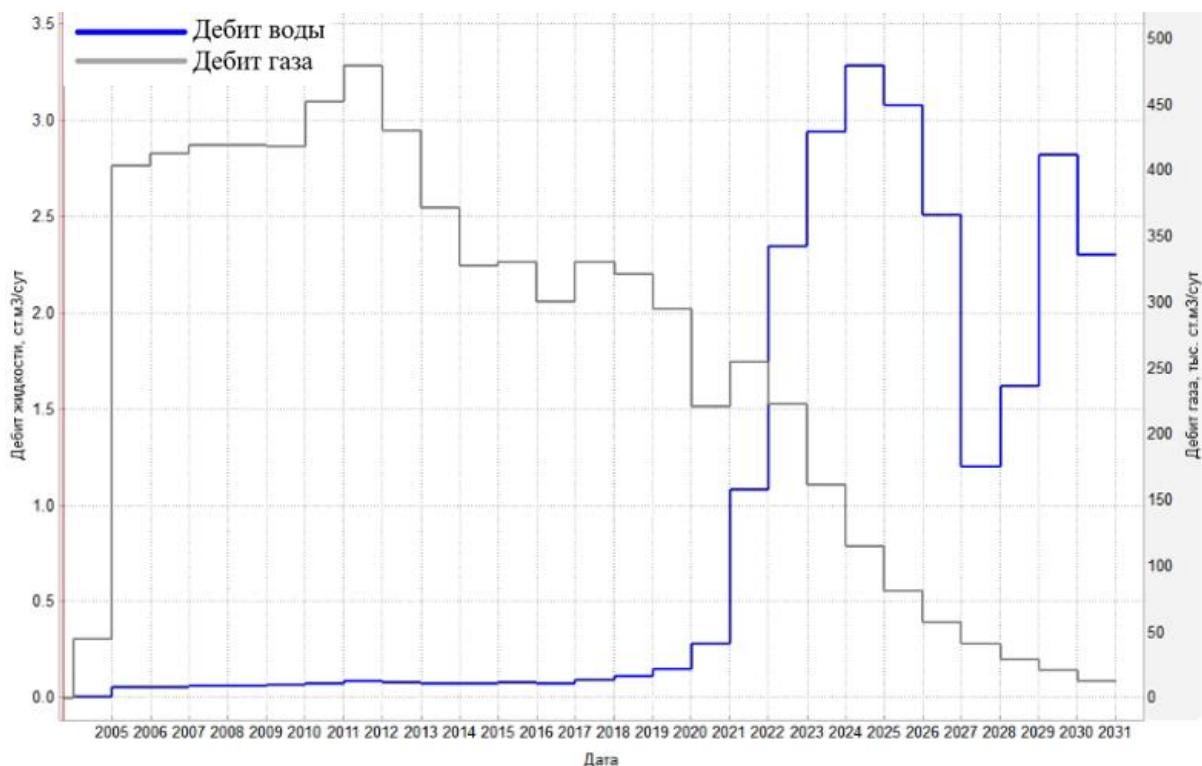


Рис. 9. Дебиты по воде и газу скважины № 1142

Выделим область, в которой отслеживались параметры (рис. 10).

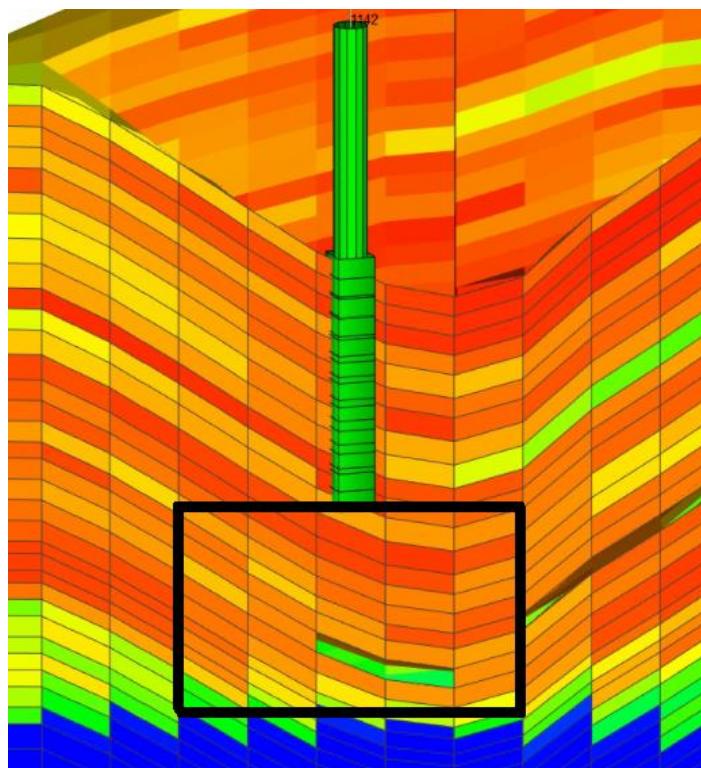


Рис. 10. Область для оценки изменения насыщенности водой

Распределение по насыщенности водой вдоль разреза в период с 01.10.2003 по 01.01.2033 представлено на рис. 11 и 12. Средняя насыщенность

на 01.10.2003 составила 0,23243. Прогнозируемая средняя насыщенность на 01.01.2033 – 0,63873. Изменение – 0,4063 или 174%.

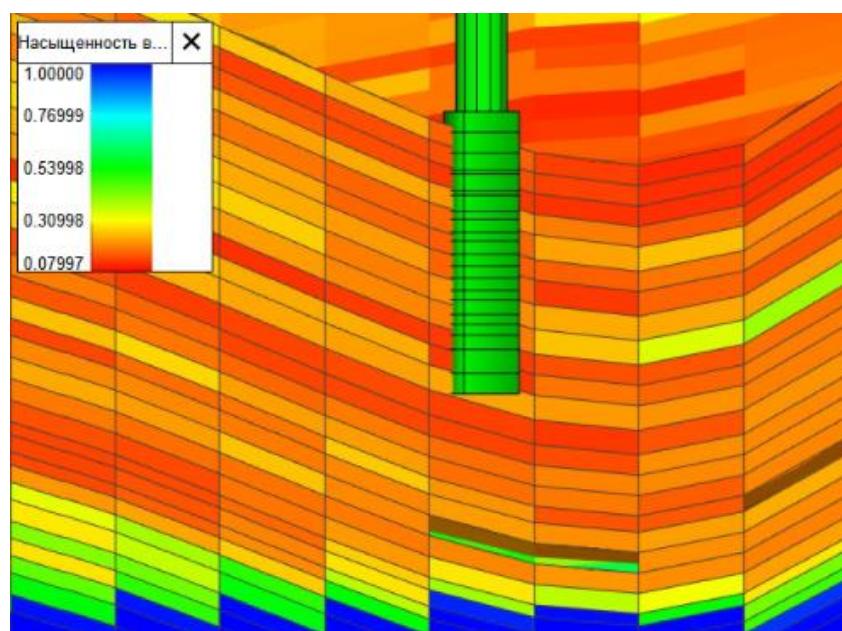


Рис. 11. Распределение насыщенности водой на 01.10.2003

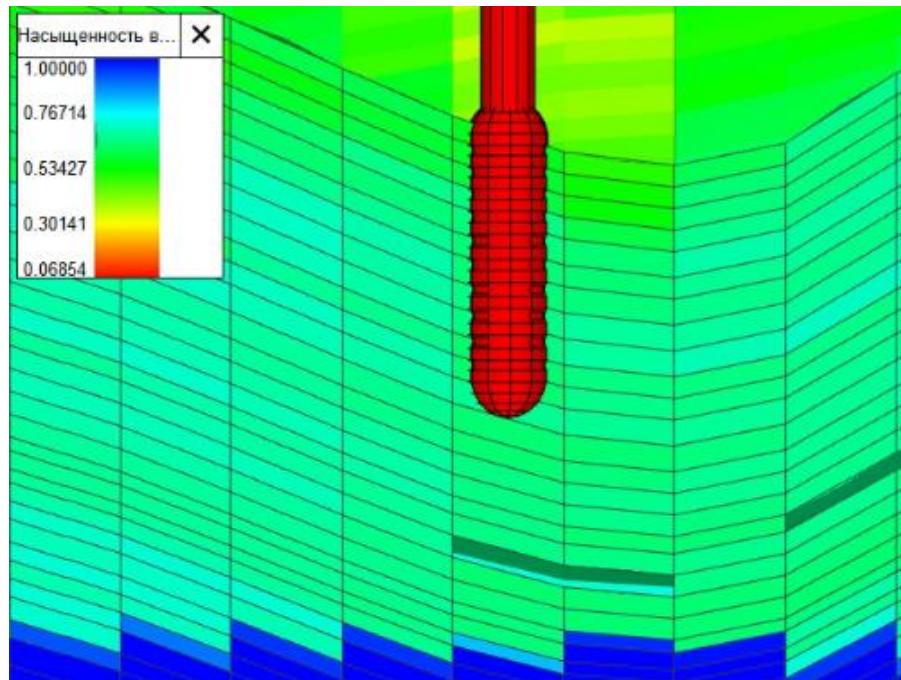


Рис. 12. Прогнозируемое распределение насыщенности водой на 01.01.2033

Объемы накопленных воды и газа для добывающей скважины представлены на рис. 13.

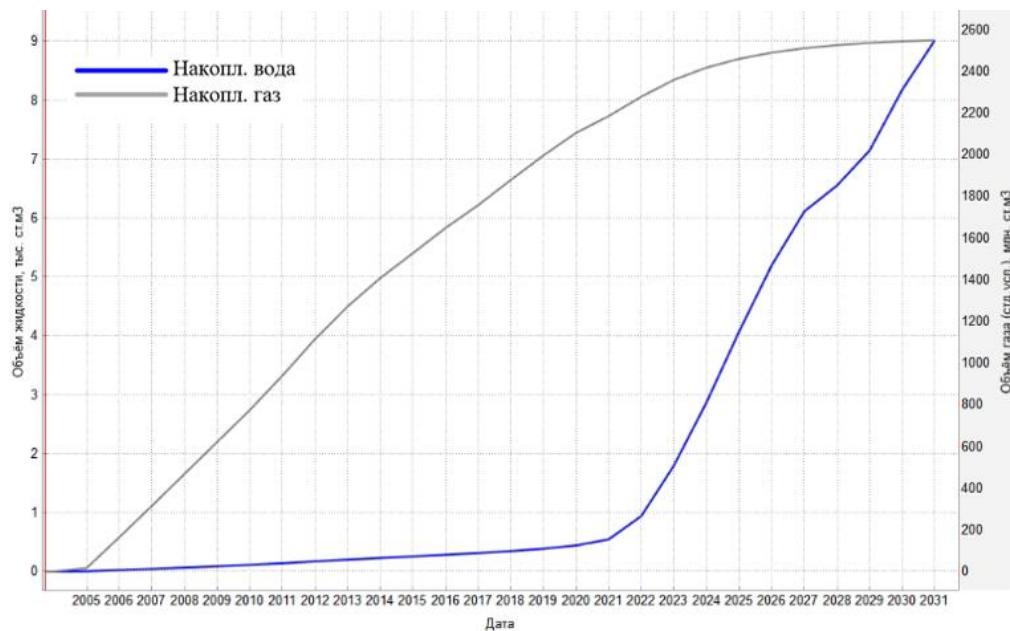


Рис. 13. Объемы накопленных воды и газа скважины № 1142

Для определения объема защемленного газа необходимо определить, при каких значениях насыщенности водой газ перестанет продвигаться к скважине.

Исходя из графика относительных фазовых проницаемостей (ОФП), см. рис. 14, это значение составляет 0,63.

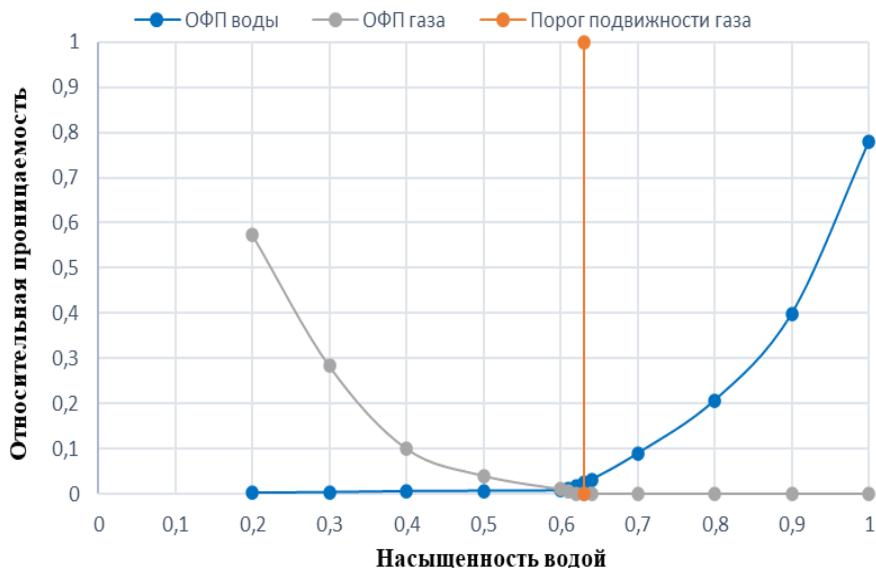


Рис. 14. График ОФП для региона скважины № 1142

Объем защемленного газа в одной ячейке модели можно посчитать как произведение значения пористости в этой ячейке, объема ячейки и насыщенности газом, при которой газ перестает продвигаться к скважине.

Прогнозируемый объем защемленного газа, находящегося в выделенной области при изначально заданных размерах ячейки (рис. 15), составляет 648,906 тыс. м³.

Оценка объема защемленного газа с измельченными ячейками

Рассмотрим второй вариант – с измельчением сетки. Размеры измельченной зоны 500 × 500 м. Размеры обычной ячейки 100 × 100 × 2 м. Размеры измельченной ячейки 50 × 50 × 1 м.

Темпы падения давлений скважины № 1142 в условиях с измельченной сеткой представлены на рис. 16. Дебиты по воде и газу представлены на рис. 17. Объемы накопленных воды и газа представлены на рис. 18.

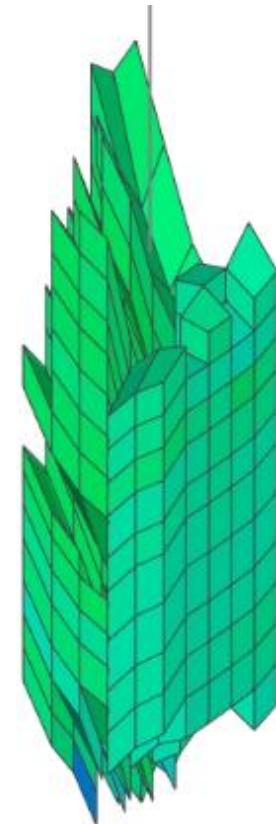


Рис. 15. Ячейки с защемленным газом на 01.01.2033

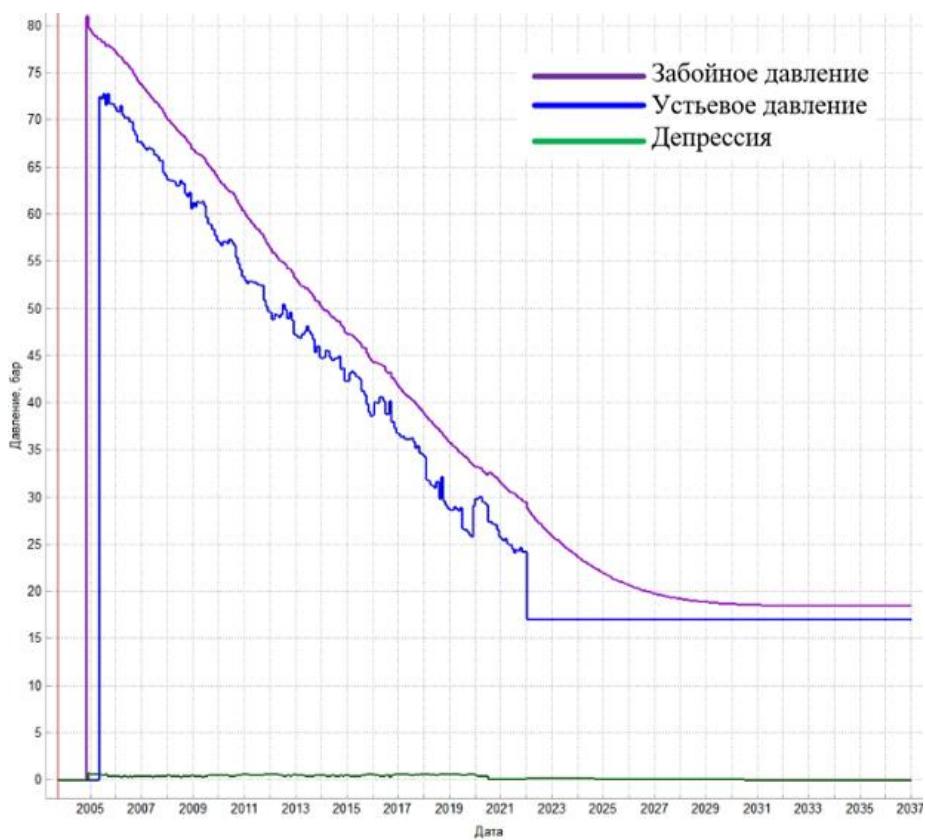


Рис. 16. Темпы падения давлений скважины № 1142 при измельченной сетке

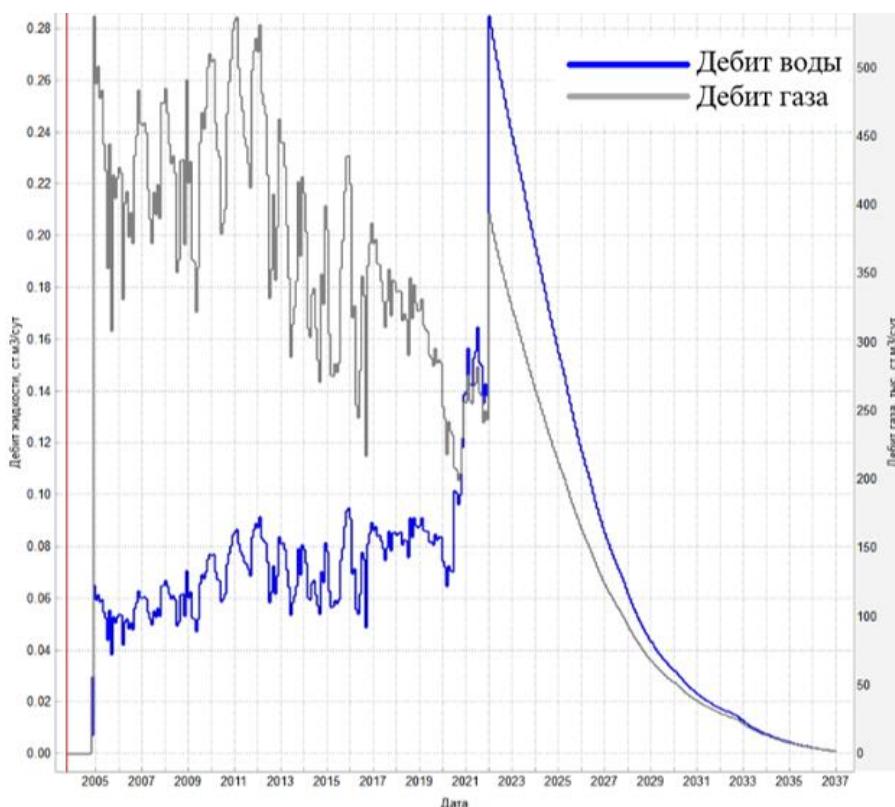


Рис. 17. Дебиты по воде и газу скважины № 1142 при измельченной сетке

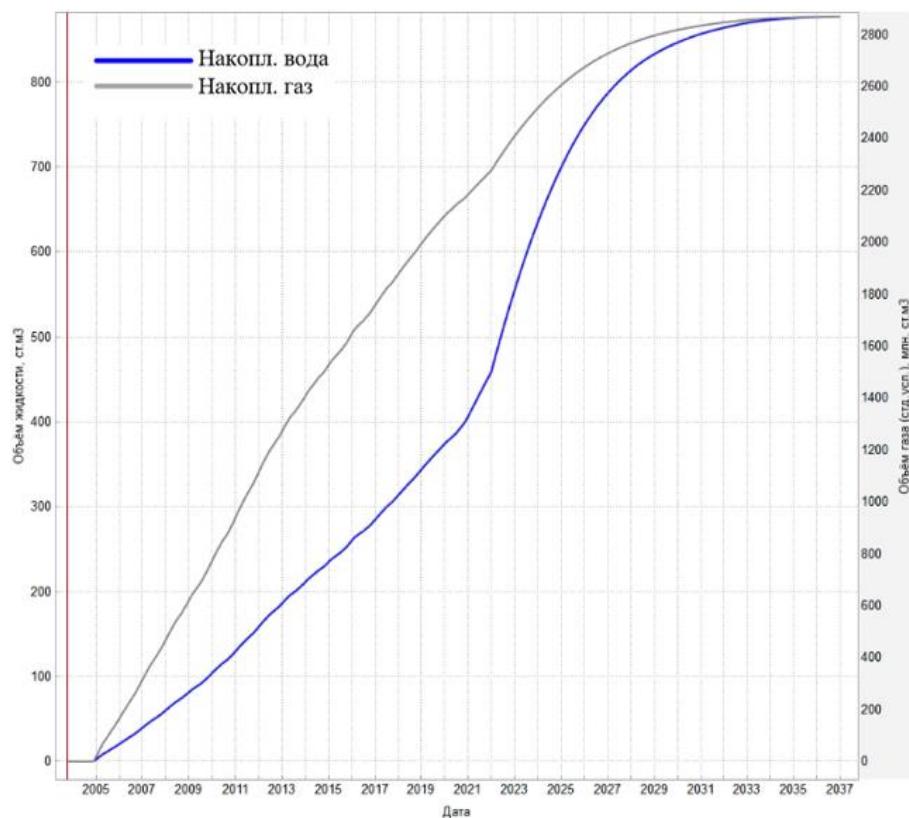


Рис. 18. Объемы накопленных газа и воды скважины №1142 при измельченной сетке

Распределение по насыщенности водой вдоль разреза в период с 01.10.2003 по 01.01.2037 представлено на рис. 19 и 20. Средняя насыщенность на 01.10.2003

составила 0,2123. Прогнозируемая средняя насыщенность на 01.01.2037 – 0,44441. Изменение – 0,23211 или 109%.

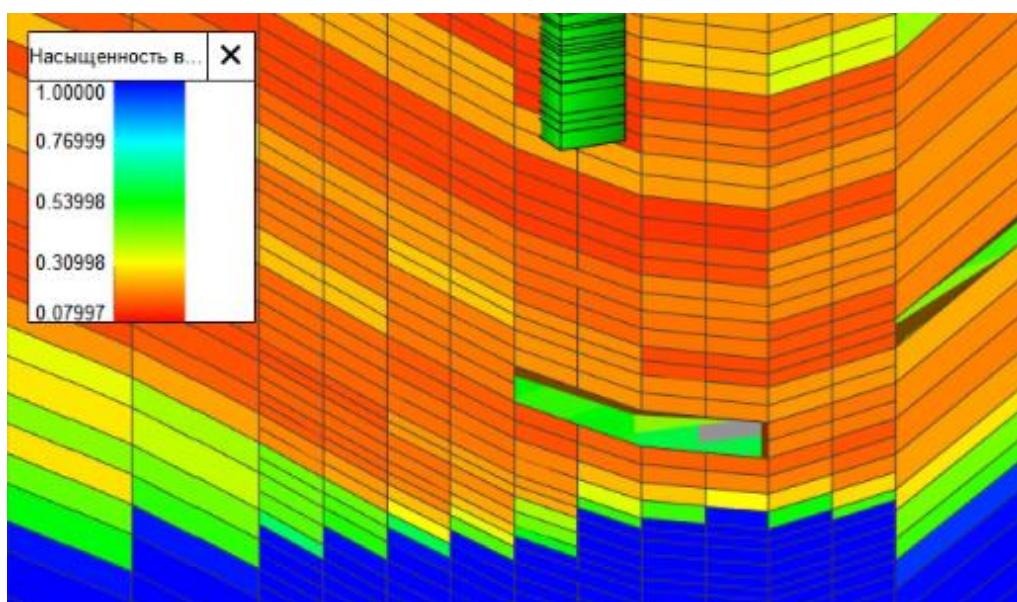


Рис. 19. Распределение насыщенности водой на 01.10.2003

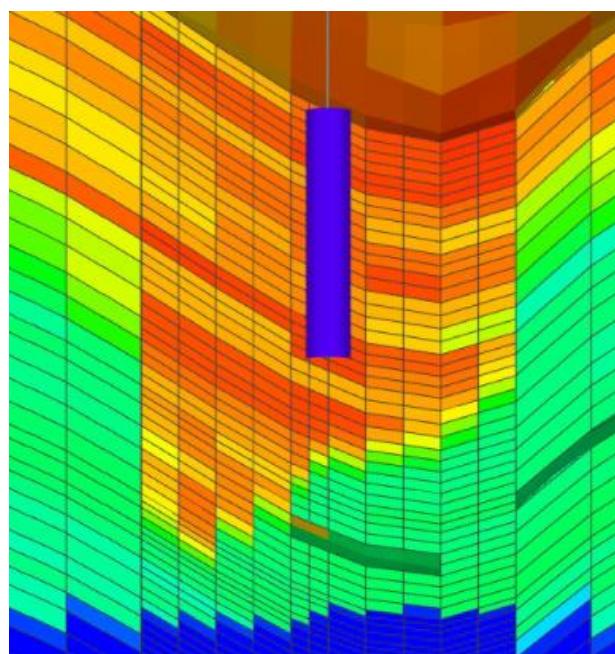


Рис. 20. Прогнозное распределение насыщенности водой на 01.01.2037

Объем защемленного газа в модели с измельченной сеткой необходимо оценивать в тех ячейках, в которых насыщенность водой превышает значение, равное 0,63. По прогнозу на 01.01.2037 объем защемленного газа в выделенной области (рис. 21) с измельченной сеткой составляет 227,844 тыс. м³.

Таким образом, разница в объемах защемленного газа в моделях с крупными и с измельченными ячейками составляет 421,061 тыс. м³ или 184%.

Стоит отметить, что дальнейшее измельчение ячеек не привело к увеличению точности полученных результатов, поэтому за действительный объем необходимо принять величину защемленного газа с измельченными ячейками, так как данная модель отображает более реальную картину.

Определив объем защемленного газа на одной скважине, можно получить объем защемленного газа для всего месторождения в целом. Для этого необходимо выполнить измельчение ячеек на всех скважинах месторождения и произвести аналогичный подсчет (рис. 22).

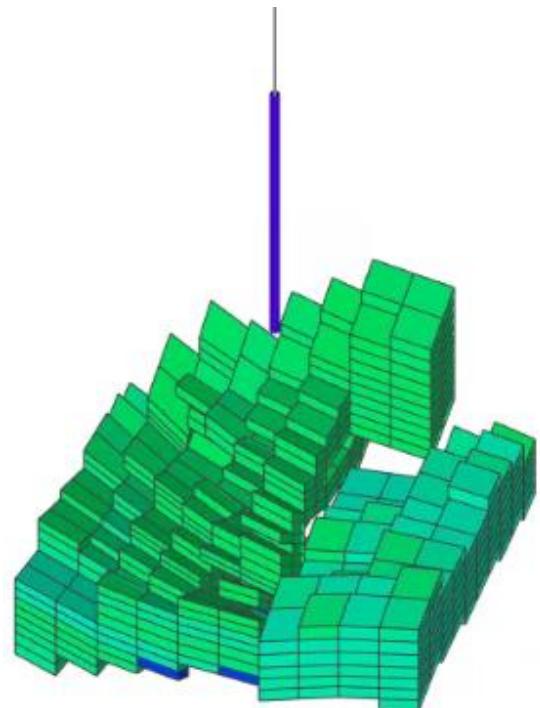


Рис. 21. Ячейки с защемленным газом на 01.01.2037

Объем защемленного газа по зонам всех скважин составил 14% от начальных дренируемых запасов газа в данных зонах. Полученный результат говорит о сходимости с экспериментами по подсчету объемов защемленного газа на насыпных моделях, которые были выполнены другими авторами [2–4].

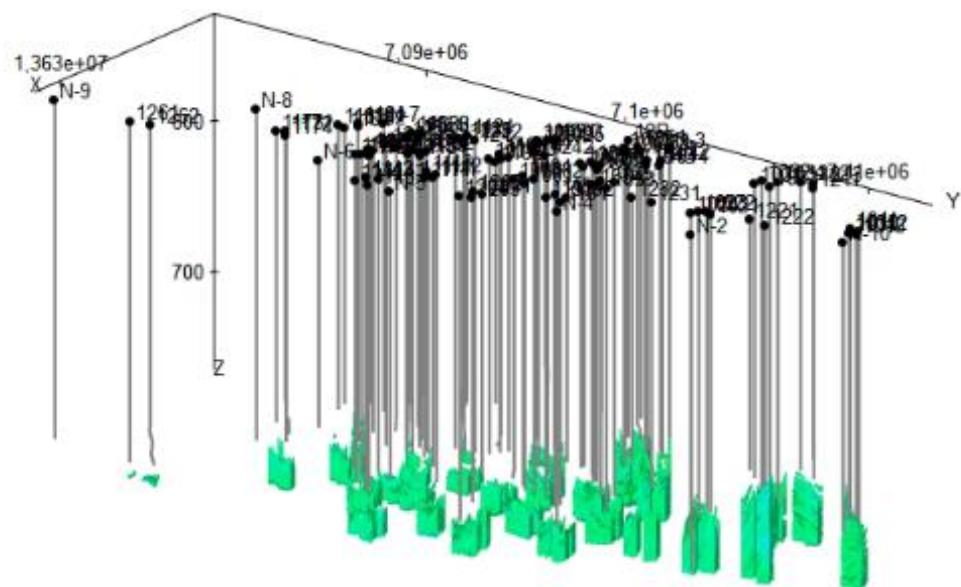


Рис. 22. Ячейки с защемленным газом одного из реальных месторождений

Применение зарезки бокового ствола как метод доизвлечения защемленного газа

Для обоснования конструкции ствола скважины необходимо проанализировать продвижение воды в зону скважины. Из-за ряда геологических факторов вторжение воды происходит неравномерно (рис. 23).

Таким образом, конструкция бокового ствола подобрана, исходя из необходимости выравнивания профиля продвижения воды к скважине. Длина ответвления выбиралась в соответствии с рассматриваемой зоной (зоной измельчения ячеек) и составила 317 м. Перфорирована по всей длине. Дата введения бокового ствола – 01.01.2030 г. Траектория скважины вместе с боковым стволом представлена на рис. 24. Режим работы скважины не изменился.

После проведения расчета можно отметить, что продвижение воды к скважине стало более равномерным (рис. 25).

Согласно прогнозу, скважина проработает до 01.05.2040 г.– на 3,5 года дольше, чем без зарезки бокового ствола (ЗБС).

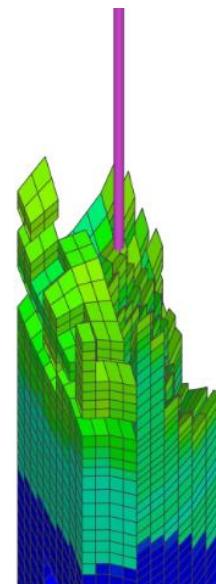


Рис. 23. Ячейки с высокой насыщенностью водой в зоне скважины № 1142

Объем защемленного газа после проведения ЗБС на скважине № 1142 составляет 204,081 тыс. м³. Без проведения ЗБС объем защемленного газа – 227, 844 тыс. м³. Таким образом, изменение объема защемленного газа составляет 23762,6 м³ или 11,6%.

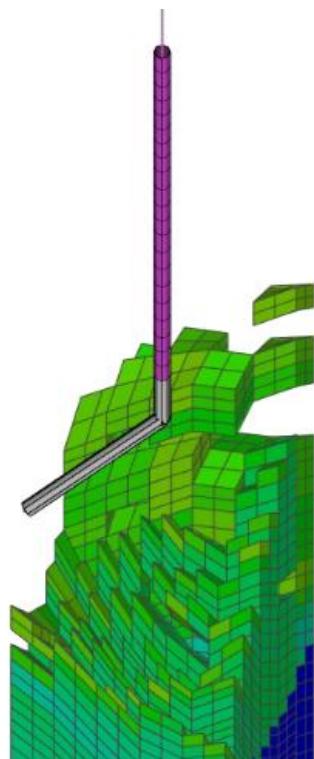


Рис. 24. Траектория скважины № 1142 вместе с боковым стволом

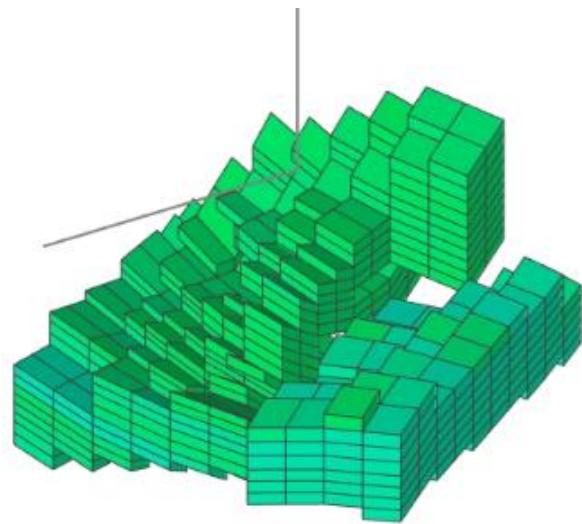


Рис. 25. Ячейки с высокой насыщенностью воды в зоне скважины № 1142

Рассмотрим вариант с расположение бокового ствола ближе к кровле пласта (рис. 26).

Объем защемленного газа с расположением бокового ствола ближе к кровле пласта снизился на 4% по сравнению с вариантом без ЗБС, что показывает отрицательный эффект относительно варианта с расположением бокового ствола ближе к забою вертикальной скважины. Данний результат связан с большим расстоянием до уровня газоводяного контакта и меньшим влиянием на поведение воды.



Рис. 26. Траектория скважины №1142 с расположением бокового ствола ближе к кровле пласта

Выводы

В данной статье представлены результаты гидродинамического моделирования с использованием программного продукта tNavigator для подсчета объемов защемленного газа:

1. Выполнен подсчет объема защемленного газа для зоны скважины одного из реальных месторождений Западной Сибири. Данный подход может быть использован и для подсчета объема защемленного газа для всего месторождения в целом.

2. Определена зависимость объема защемленного газа от размеров ячеек

в модели. Принятие размеров ячеек обосновывается изменением насыщенности водой по разрезу вдоль скважины.

3. Проведены расчеты для варианта при зарезке бокового ствола с целью доизвлечения защемленного газа. При моделировании данное мероприятие показало свою технологическую эффективность и позволило снизить объемы защемленного газа примерно на 11,6%, однако для применения зарезки бокового ствола на месторождении необходимо подтвердить эффективность экономическими расчетами.

Литература

1. тНавигатор 22.2: Техническое руководство. М.: Рок Флоу Динамикс, 2022. 3671 с.
2. Ефремов А.А. Явление защемления пластового газа в обводняющихся газонасыщенных интервалах // Известия вузов. Нефть и газ. 2014. № 1(103). С. 11–20.
3. Богданович Т.И., Ксёнз Т.Г. Исследование возможности применения метода гидродинамического импульсно-волнового воздействия для извлечения защемленного газа из обводнившихся продуктивных отложений Вуктыльского НГКМ // Вести газовой науки. 2020. Спецвыпуск. С. 12–17.
4. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов. М.: Недра, 1999. 659 с.

Estimation of the volume of trapped gas and the use of sidetracking as a method of its additional recovery using hydrodynamic modeling in the tNavigator software product

A.V. Kolienko

National University of Oil and Gas “Gubkin University”, Moscow, Russia
E-mail: kolienkoav@mail.ru

Abstract. The problem of extracting trapped gas from flooded gas deposits has become increasingly important over the past decades. At the end of the development of gas fields, the problem arises of low-pressure gas remaining in the reservoir, which, due to a number of geophysical and geological factors, can be trapped. Removing trapped gas becomes a difficult and costly process. The article considers the process of gas entrapment in the reservoir as a result of the introduction of bottom water into the deposit of one of the real fields in Western Siberia. An algorithm for calculating the volumes of trapped gas is described. The trapped gas volume was estimated using a hydrodynamic model in the tNavigator software product. The dependence of the trapped gas volumes on the cell sizes in the model is estimated.

Keywords: trapped gas, flooding, bottom water, hydrodynamic modeling, Western Siberia.

Citation: Kolienko A.V. Estimation of the volume of trapped gas and the use of sidetracking as a method of its additional recovery using hydrodynamic modeling in the tNavigator software product // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 26–44. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art3> (In Russ.).

References

1. tNavigator 22.2: Technical manual. Moscow: Rock Flow Dynamics, 2022. 3671 p. (In Russ.).
2. Efremov A.A. Phenomenon of reservoir gas pinching in the watered-out gas saturated beds // Oil and Gas Studies. 2014. No. 1(103). P. 11–20. (In Russ.).
3. Bogdanovich T.I., Ksenz T.G. Investigation of the possibility of using the method of hydrodynamic pulse-wave action to extract trapped gas from flooded productive deposits of the Vuktyl oil and gas condensate field // Vesti Gazovoy Nauki. 2020. Special Issue. P. 12–17. (In Russ.).
4. Ter-Sarkisov R.M. The development of natural gas fields. Moscow: Nedra, 1999. 659 p. (In Russ.).

Влияние концентрации смолы в укрепляющем растворе «Полискреп» на эксплуатационные характеристики песконесущих скважин

Н.Н. Ефимов^{1*}, В.И. Ноздря¹, А.И. Ермолаев^{2*}, Д.С. Тананыхин^{3****}, А.А. Кильмаматов^{4****},
М.М. Трипкович⁴**

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

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

3 – Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, г. Санкт-Петербург, Россия

4 – Научно-технический центр «НИС Нафтагас», г. Нови Сад, Сербия

E-mail: *efimov@scsbm.ru, **aier@gubkin.ru, ***Tananykhin_DS@pers.spmi.ru,

**** Kilmamatov.aa@nis.eu

Аннотация. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, вскрывших слабосцементированные коллекторы, сопряжена с осложнениями, связанными с разрушением призабойной зоны пласта и выносом горной породы. Предложена методика определения параметров технологии снижения пескопроявлений в призабойной зоне пласта на основе укрепляющего состава «Полискреп». Методика базируется на фильтрационных и геомеханических экспериментах с насыпными моделями, консолидированными смолой различной концентрации. Приведены результаты лабораторного тестирования, промысловых испытаний и расчетов технологических параметров обработки пескопроявляющих скважин в Республике Сербия.

Ключевые слова: вынос песка, укрепление призабойной зоны пласта, укрепляющий состав «Полискреп», фазовая проницаемость, концентрация смолы, сцепление пород, критическая депрессия.

Для цитирования: Ефимов Н.Н., Ноздря В.И., Ермолаев А.И., Тананыхин Д.С., Кильмаматов А.А., Трипкович М.М. Влияние концентрации смолы в укрепляющем растворе «Полискреп» на эксплуатационные характеристики песконесущих скважин // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 45–62. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art4>

Введение

Разработка нефтяных и газовых месторождений нередко связана с вскрытием слабосцементированных продуктивных интервалов. Проблема эксплуатации таких коллекторов заключается в неизбежном выносе дезинтегрированных частиц породы из разрушающейся призабойной зоны пласта (ПЗП) в процессе добычи [1].

Встречаемые на практике газоносные и нефтеносные коллекторы по своим

прочностным характеристикам настолько разнообразны, что до настоящего времени нет единой экспериментальной методики, позволяющей определять критическую (пределную) депрессию на пласт или критический (пределный) градиент давления, превышение которых приводит к разрушению пласта. Основная сложность заключается в невозможности отбора представительных проб консолидированного керна.

Ниже приведена условная градация предельно допустимых градиентов давления по методике А.А. Шахназарова [2]:

- 1) неустойчивые, при размокании переходящие в состояние текучести, разрушающиеся без приложения внешней нагрузки или при градиентах давления до 0,5 МПа/м;
- 2) слабоустойчивые, разрушающиеся при градиентах давления от 0,5 до 10 МПа/м;
- 3) среднеустойчивые, не разрушающиеся при градиентах давления от 10 до 15 МПа/м;
- 4) устойчивые, не разрушающиеся при градиентах давления выше 15 МПа/м.

Возможность определения максимально допустимой депрессии связана, в основном, с изучением прочностных характеристик пород всех четырех категорий по промысловым данным или путем лабораторных исследований. Если разрушение породы начинается с градиента давления, известного из истории эксплуатации скважины или определенного экспериментальным путем, установление допустимой депрессии не вызывает затруднений. Однако в случае практически нулевого предела прочности определение допустимой депрессии весьма затруднительно.

Одним из способов ограничения выноса песка является химическое укрепление призабойной зоны пласта смолами. Положительной стороной технологии считается повышение прочности и сцепления пород и уменьшение выноса песка, а отрицательной – снижение проницаемости коллектора, приводящее к снижению производительности скважины. В работе [3] авторы подробно представили опыт применения технологии «Полискреп»

для укрепления ПЗП нефтяных и газовых скважин. Основным усовершенствованием, обеспечивающим минимальное снижение проницаемости пласта по сравнению с традиционным подходом, является применение азота на всех стадиях обработки, которое заключается в использовании:

- предварительной продувки пласта азотом для снижения водонасыщенности и гидравлического сопротивления при нагнетании химических реагентов;
- совместной закачки реагентов и азота для снижения вязкости и увеличения глубины и равномерности обработки пласта;
- постпродувки пласта азотом в период полимеризации смолы с целью удаления растворителя и формирования каналов гидродинамической связи пласта со скважиной.

В настоящей работе представлена методика, конечной целью которой является построение зависимости дебита скважины от депрессии на пласт при различных значениях концентрации смолы. Имея такие зависимости, можно перейти к выбору оптимальной концентрации смолы, соответствующей максимальному дебиту скважин, призабойная зона которых обрабатывается укрепляющим составом. По сути дела, речь идет о выборе такой «компромиссной» концентрации смолы, при которой снижение фильтрационно-емкостных свойств ПЗП компенсируется увеличением предельно допустимой депрессии на пласт за счет укрепления призабойной зоны.

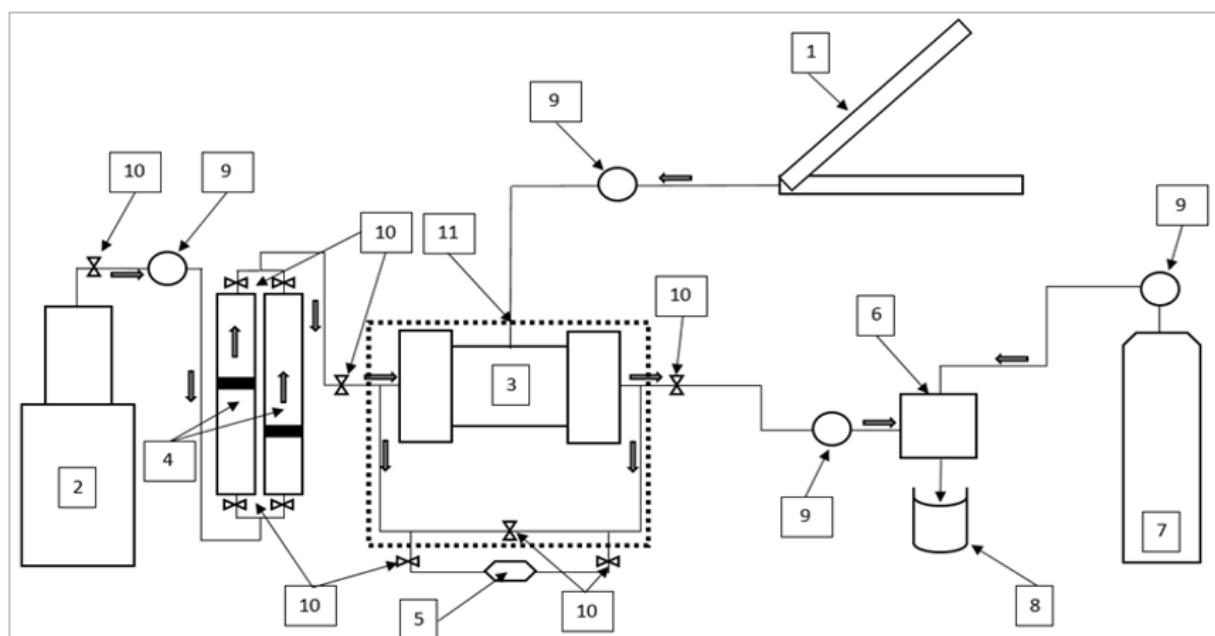
Ниже приведен пример применения предлагаемой методики для скважин нефтяного месторождения Сербии с описанием основных этапов методики.

Лабораторные и численные эксперименты

1. Измерение проницаемости жидкости на насыпных моделях при фильтрационных исследованиях при различной концентрации смолы в составе «Полискреп». Фильтрационные эксперименты проводились в Научно-техническом

центре АО «НИС-Нафтагас» (г. Нови Сад, Республика Сербия).

На рис. 1 представлена технологическая схема фильтрационной установки для исследования влияния технологических жидкостей на изменение проницаемости керна и насыпных моделей.



1 – ручной насос для создания горного давления; 2 – плунжерный насос; 3 – кернодержатель; 4 – емкости для нагнетаемого агента; 5 – сенсор дифференциального давления; 6 – регулятор противодавления; 7 – баллон с газом для создания противодавления; 8 – сосуд для сбора продуктов фильтрации; 9 – манометр; 10 – регулировочный вентиль; 11 – термометр

Рис. 1. Принципиальная схема фильтрационной установки для испытания насыпных моделей

Гранулометрический состав пластового песка приведен на рис. 2, интервал отбора, пористость и проницаемость по газу приведены в табл. 1–3.

Концентрация смолы в исследуемых образцах составляет: 20–40% (табл. 2). Параметры условий для моделирования приведены в табл. 3.

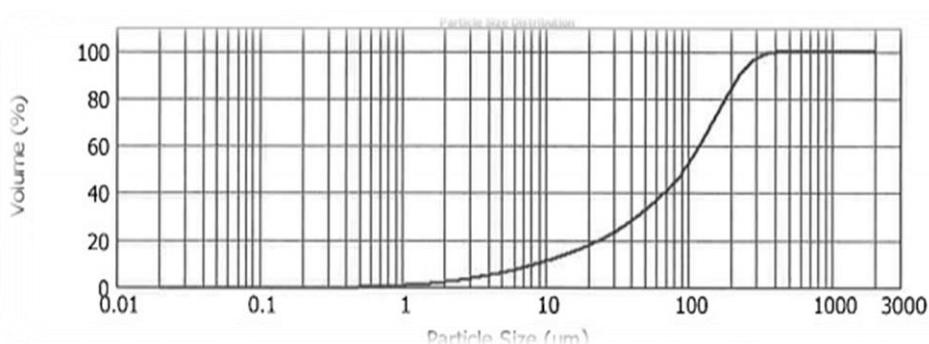


Рис. 2. Интегральная кривая распределения частиц породы по размеру (скважина Ki-106)

Таблица 1

**Результаты замера исходной фазовой проницаемости по газу
образцов пластового песка Ki-106**

Интервал отбора кернового материала, м	Маркировка	Пористость, %	Проницаемость по газу, мкм ²
1617,0–1626,00	P37/22	26,9	1,3
1617,00–1626,00	P38/22	29,7	1,4
1617,00–1626,00	P39/22	27,5	1,3

Таблица 2

Концентрация смолы в составе «Полискреп»

Концентрация ,%	Концентрация,%	Концентрация,%
Анализ P37/22	Анализ P38/22	Анализ P39/22
40,0	30,0	20,0

Таблица 3

Параметры для моделирования пластовых условий

Пластовые условия	Значение
Пластовая температура, °C	71,0
Пластовое давление, МПа	10,0
Давление обжима, МПа	2,0
Вязкость воды в пластовых условиях, мПа·с	0,401
Вязкость керосина в пластовых условиях, мПа·с	0,595

Фильтрационные испытания проводились на образцах пластового песка скважины Ki-106 со средним диаметром частиц $d_{50} = 0,10$ мм (см. рис. 2).

Модели пласта представляли собой ограниченные перфорированными

металлическими шайбами цилиндры из спрессованного песка, заключенные в оболочку из термоусадочной пленки длиной 7,62 см и диаметром 3,81 см, показанные на рис. 3.



Рис. 3. Насыпные модели для исследования

Нагнетание растворов смолы в пласт осуществлялось при постоянном расходе 2 см³/мин в объеме одного порового пространства. Далее проводилась закачка азота при постоянном расходе и давлении

10,5 МПа в течение 8 часов, после чего проводились эксперименты по определению фазовой проницаемости по керосину, воде и газу. Данные представлены в табл. 4–6.

Таблица 4

Сравнение проницаемости по газу до и после обработки

Концентрация смолы в составе «Полискреп», %	Проницаемость по газу до обработки, мкм ²	Проницаемость по газу после обработки, мкм ²	Изменение фазовой проницаемости после обработки, %
40	1,3	0,5	-62
30	1,4	1,1	-19
20	1,3	1,3	-3

Таблица 5

Сравнение проницаемости по керосину до и после обработки

Концентрация смолы в составе «Полискреп», %	Проницаемость по керосину до обработки, мкм ²	Проницаемость по керосину после обработки, мкм ²	Изменение фазовой проницаемости после обработки, %
40	0,2	0,17	-16
30	0,4	0,7	+70
20	0,3	1,0	+240

Таблица 6

Сравнение фазовой проницаемости по воде до и после обработки

Концентрация смолы в составе «Полискреп», %	Проницаемость по воде до обработки, мкм ²	Проницаемость по воде после обработки, мкм ²	Изменение фазовой проницаемости после обработки, %
40	0,5	0,01	-98
30	0,6	0,21	-67
20	0,6	0,30	-49

Из анализа данных табл. 4–6 следует, что с увеличением концентрации смолы в составе «Полискреп» происходит снижение фазовой проницаемости по всем флюидам. Прирост проницаемости по керосину при концентрациях смолы 20 и 30% связан с гидрофобизацией поверхности породы за счет адсорбции кремнийорганической смолы. При более высокой концентрации смолы этот эффект нивелируется за счет увеличения толщины пленки на поверхности частиц и сужения каналов в порах обработанного песчаника.

2. Геомеханические испытания прочностных свойств после фильтрационных исследований при различных концентрациях смолы в составе «Полискреп». Под устойчивостью скважины понимают способность надежно и стабильно выполнять заложенные проектом строительства функции. Это понятие включает широкий спектр природных явлений и технико-технологических решений, главными из которых являются:

– напряженно-деформационные процессы в продуктивных пластах, вызванные сооружением в них горных выработок (скважин) и их последующей эксплуатацией, включая и процессы разрушения горных пород;

– деформационные процессы в системе «горные породы – обсадные колонны» при эксплуатации скважин, включая процессы смятия колонн;

– эрозионно-коррозионные явления в стволе скважины под действием потоков флюида с механическими примесями;

– технологии и технические средства укрепления призабойных зон, удаления с забоя механических примесей и т. п.

Первые две группы процессов являются предметом исследования геомеханики [4–10]. После завершения фильтрационных экспериментов образцы обработанных составом «Полискреп» песчаников были подвержены геомеханическим испытаниям прочности на одноосное сжатие и растяжение [11]. Данные представлены в табл. 7.

Таблица 7

Геомеханические показатели обработанных составом «Полискреп» образцов пластового песка

№ п/п	Наименование параметра	Концентрация смолы, %		
		40	30	20
1	Прочность на одноосное сжатие, $\sigma_{сж}$, МПа	13,2	3,1	0,5
2	Прочность на растяжение, $\sigma_{раст}$, МПа	6,0	1,2	0,1
3	Сцепление породы, C_0 МПа	4,4	0,9	0
4	Угол внутреннего трения, градус	22,5	21,3	20,2

На рис. 4 представлен паспорт образца пластового песка, обработанного составом «Полискреп» при содержании смолы 40% с нанесенным значением угла внутреннего трения. Сцепление породы C_0 определяется

графически по пересечению огибающей к кругам Мора на сжатие и растяжение с осью напряжений. Сцепление – составляющая прочности породы на сдвиг, которая не зависит от трения между частицами.

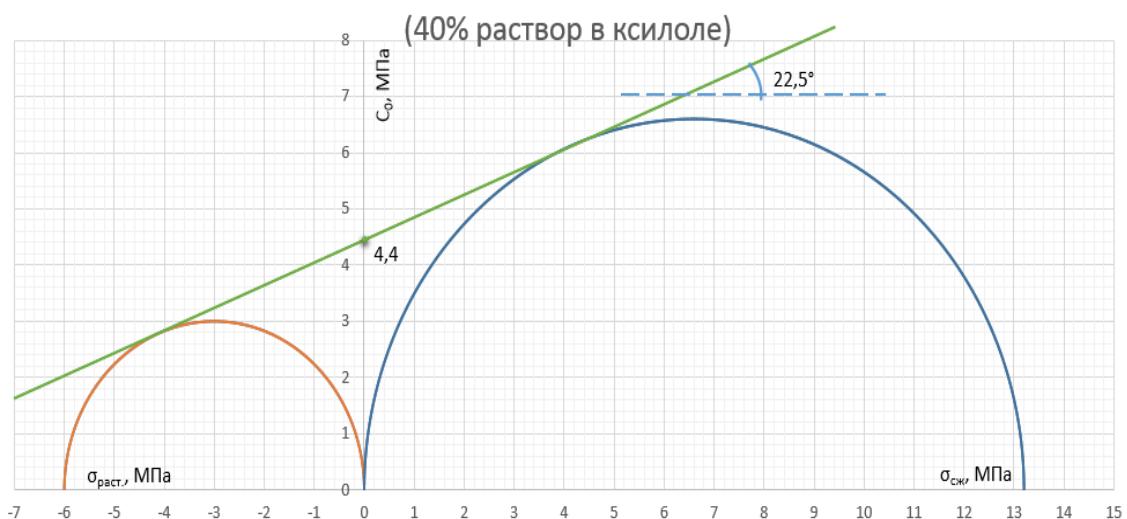


Рис. 4. Паспорт породы после обработки составом «Полискреп»

Исходя из графика рис. 5, при концентрации смолы в растворе 35% прочность на одноосное сжатие составит 7,0 МПа, а сцепление – 2,8 МПа. Ожидаемое снижение фазовой проницаемости

составляет 9–10%. Расчет критического радиуса показывает, что этого достаточно для обеспечения плановой добычи без превышения критической депрессии.

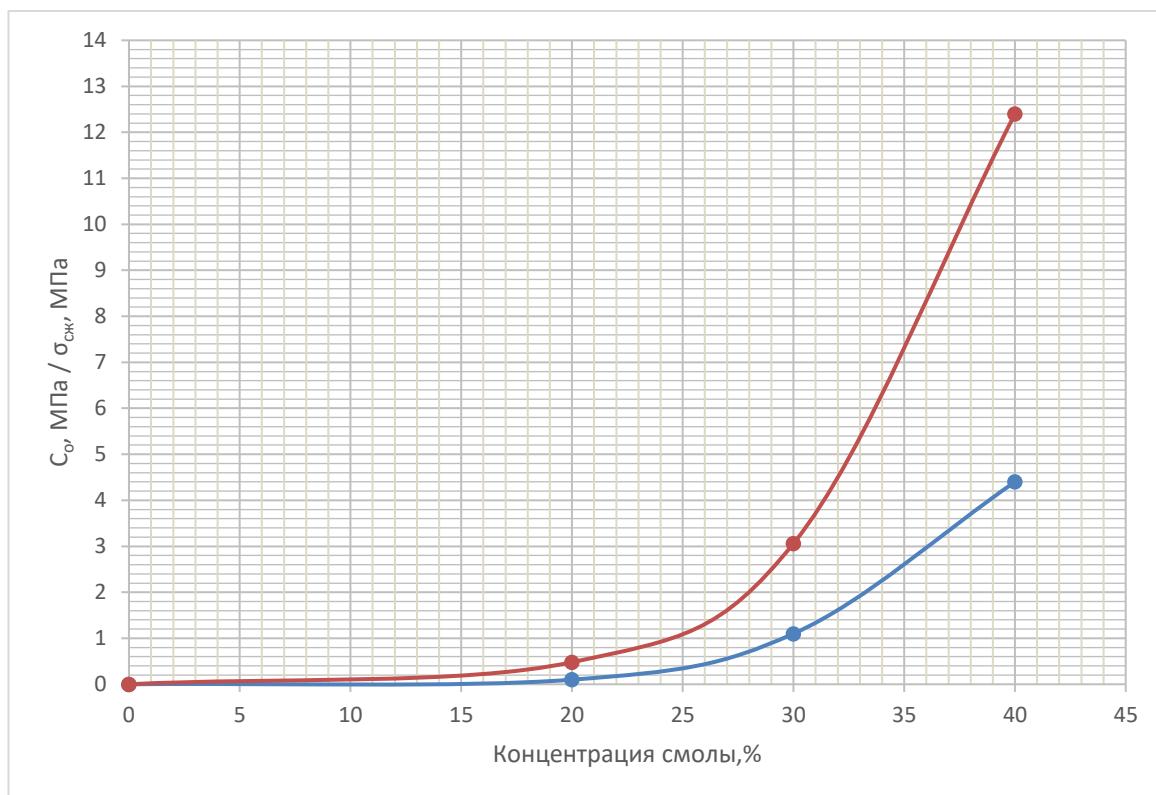


Рис. 5. Зависимость изменения прочности на одноосное сжатие и сцепление породы от концентрации смолы в составе укрепляющего раствора «Полискреп»

В табл. 8 представлены данные работы скважин до и после обработки составом «Полискреп» с содержанием смолы 36%. Видно, что вынос песка сократился на всех скважинах. На скважине Х-383 отмечается снижение дебита по жидкости, но без потери добычи нефти.

При проведении анализа по оценке изменения фильтрационно-емкостных и геомеханических свойств слабосцементи-

рованных пород призабойной зоны пласта после обработки смолами в качестве основных величин, влияющих на результативность ремонтных работ, были выбраны критическое (минимально допустимое) забойное давление (при давлении ниже этого значения происходит разрушение породы и вынос частиц в скважину) и, соответственно, критическая депрессия на пласт.

Таблица 8

Сравнительные данные работы скважин до и после обработки составом «Полискреп»

№ скв.	Параметры работы скважины							
	до ремонта				после ремонта			
	Интервал перфорации, м	Описание породы	КВЧ*, мг/дм ³	Q _ж , м ³	Обв., %	Q _ж , м ³	Обв., %	КВЧ*, мг/дм ³
1	2	3	4	5	6	7	8	9
X-032	749,5–751,5	Слабосвязанные среднезернистые и мелкозернистые песчаники и глинистые песчаники. Содержание карбонатов до 25%	>500	6,8	71	8,3	80	25
X-266	795,5–797,5	Песчаник тонкозернистый, от кварцевого до кварц-слюдяного состава, слабосвязанный. Среднее содержание карбонатов 21,47%	>1000	3,1	85	19,8	74	20
X-271	754,0–755,5	Песчаник мелкозернистый до тонкозернистого, кварцевый, реже кварц-слюдяного состава, слабосвязанный. Содержание карбонатов до 6,33%	>700	7,3	72	11,6	80	40
X-383	861,5–863,5	Средне- и мелкозернистые кварцево-слюдяные песчаники, глинистые мергели и алевролиты. Содержание карбонатов до 5%	>1000	15,6	86	12	78	34

* КВЧ – количество выносимых частиц.

3. Расчет критического радиуса разрушения породы и критической депрессии при обработке слабо консолидированных коллекторов после обработки составом «Полискреп». Авторами работы [12] предложены формулы, связывающие критическую депрессию и предельный градиент давления с радиусом разрушения ПЗП.

$$R_{kp} = \frac{2C_0}{\rho_{г.п.}} + r_c, \quad (1)$$

где C_0 – сцепление породы, МПа;

$\rho_{г.п.}$ – плотность породы, кг/м³;

r_c – радиус скважины, м.

В соответствии с работой [12] условия отсутствия разрушения призабойной зоны определяются неравенством:

$$R_{\text{пз}} < R_{\text{kp}},$$

где $R_{\text{пз}}$ – радиус ПЗП, м.

При линейном законе сопротивления и плоскорадиальной фильтрации ΔP_{max} максимально допустимая (пределная, критическая) депрессия будет иметь вид [12]:

$$\Delta P_{\text{max}} = 2,3R_{\text{kp}} \left(\frac{dP}{dr} \right)_{\text{kp}} \left(\ln R_{\text{kp}}/r_c \right), \quad (2)$$

где $(dP/dr)_{\text{kp}}$ – критический (пределный) градиент давления, МПа/м.

Использование формул (1) и (2) для определения критического радиуса и критической депрессии на пласт некорректно, так как после обработки смолами призабойная зона разделяется на две области: на обработанную смолами и естественную, причем обработанная порода имеет совершенно другие проницаемость, сцепление и фазовую проницаемость, чем необработанная область.

Для расчета критической депрессии были проанализированы три способа, основанные на критериях Моги–Кулона, Мора–Кулона и модифицированном критерии Ладе [13–15]. Расчеты проводились в программном комплексе Mathcad, который позволяет определять критические забойное давление и депрессию для каждого из трех способов. В качестве исходных данных использовались пластовое давление, сцепление горной породы, угол внутреннего трения горной породы,

коэффициент Пуассона, коэффициент Биота, максимальные и минимальные горизонтальные напряжения, а также вертикальные напряжения, действующие на породу в пласте. Согласно данным, приведенным в статье [13], расчетное значение критического забойного давления, наиболее близкое к реальному, соответствует использованию критерия Моги–Кулона. Критерий Мора–Кулона дает, как правило, завышенные значения, а модифицированный Ладе – заниженные.

Для проведения расчета пласт был условно разделен на две области: зону с упругими деформациями, в которой отсутствуют разрушения, а также зону с пластическими деформациями (критическая зона), где могут быть разрушения. Зона с пластическими деформациями должна быть полноценно обработана укрепляющим составом «Полискреп» для предотвращения разрушения породы и выноса ее частиц в скважину.

Радиус зоны пластических деформаций предлагается рассчитать методом Лабаса–Рупенейта. Безразмерный радиус зоны предельного состояния определяется формулой [16]:

$$r_p = \left[\frac{\sigma_V + C_0 \cdot \operatorname{ctg} \varphi}{p + C_0 \cdot \operatorname{ctg} \varphi} (1 - \sin \varphi) \right]^{\frac{1}{a}},$$

где p – отпор крепи (для незакрепленной выработки $p = 0$), Мпа;

σ_V – вертикальное напряжение, Мпа;

φ – угол внутреннего трения, градус;

a – коэффициент, вычисляемый по формуле:

$$a = \frac{2 \sin \varphi}{1 - \sin \varphi}.$$

Радиус зоны пластических деформаций:

$$r_e = r_c \cdot r_p,$$

где r_c – радиус скважины, м;

Расчеты радиуса зоны пластической деформации также выполнены в пакете Mathcad.

Далее был рассчитан потенциальный дебит скважины. Для однородного пласта (до обработки):

$$Q_{\max} = \frac{2\pi k_{\text{before}} h}{\mu_h} \frac{\Delta P_{\max}}{\ln(R_k/r_c)},$$

где k_{before} – проницаемость пласта до обработки (принимаем его однородным), мкм^2 ;

h – толщина пласта, м;

μ_h – вязкость нефти, $\text{м}^2/\text{с}$;

R_k – радиус контура питания, м.

Для пласта с зональной неоднородностью (после обработки):

$$Q_{\max} = \frac{[2\pi h \Delta P_{\max} / \mu_h]}{[\ln(R_k/r_e)]/k_{\text{before}} + [\ln(r_e/r_c)]/k_{\text{after}}},$$

где k_{after} – проницаемость части пласта после обработки, мкм^2 .

Авторами созданы две расчетные модели в программном комплексе Mathcad. Первая из них выполняет расчеты для необработанного пласта. В качестве него использовался образец, обработанный 30%-м раствором, ввиду того, что сцепление породы, обработанной раствором 20%-й концентрации, равняется 0. С применением второй модели выполнены расчеты для пласта, обработанного составом «Полискреп» с концентрацией смолы, равной 40%.

По результатам всех вычислений тремя способами (Моги–Кулона, Мора–Кулона, модифицированного Ладе) были построены графики (рис. 6, 7), характеризующие зависимости критической депрессии от сцепления горной породы и угла внутреннего трения, т. е. от параметров, на которые оказывает влияние концентрация укрепляющей смолы.

При добыче нефти в Сербии на исследуемом месторождении депрессии достигают 3,0–4,0 МПа, поэтому обработка составом «Полискреп» при концентрации смолы, равной 36%, происходит надежное крепление ПЗП; фазовая проницаемость по нефти снижается на 12%. Имея запас прочности коллектора и возможность увеличения депрессии на пласт, можно компенсировать снижение фильтрационно-емкостных свойств ПЗП.

Ниже представлены зависимости радиуса зоны пластических деформаций от сцепления горной породы и при угле внутреннего трения породы, равном $22,5^\circ$ (рис. 8), и от угла внутреннего трения при сцеплении горной породы, равном 2 МПа (рис. 9).

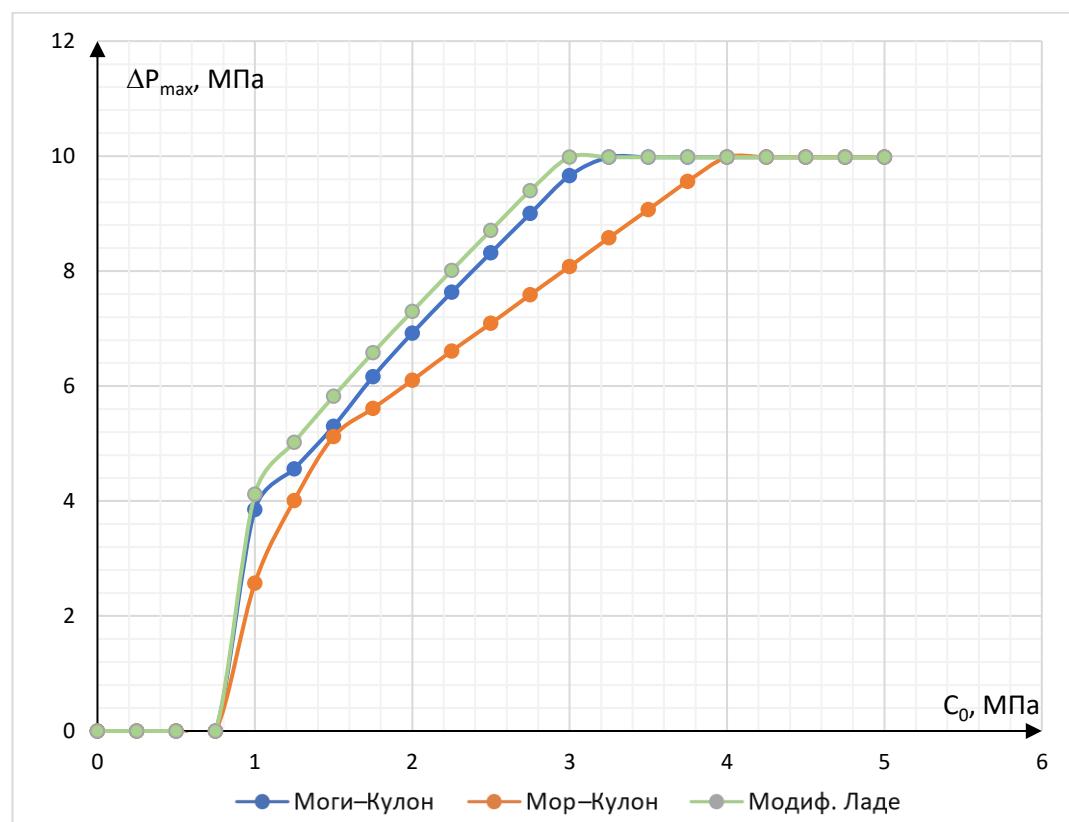


Рис. 6. Зависимость критической депрессии ΔP_{\max} от C_0 – сцепления горной породы ($\varphi = 22,5^\circ$)

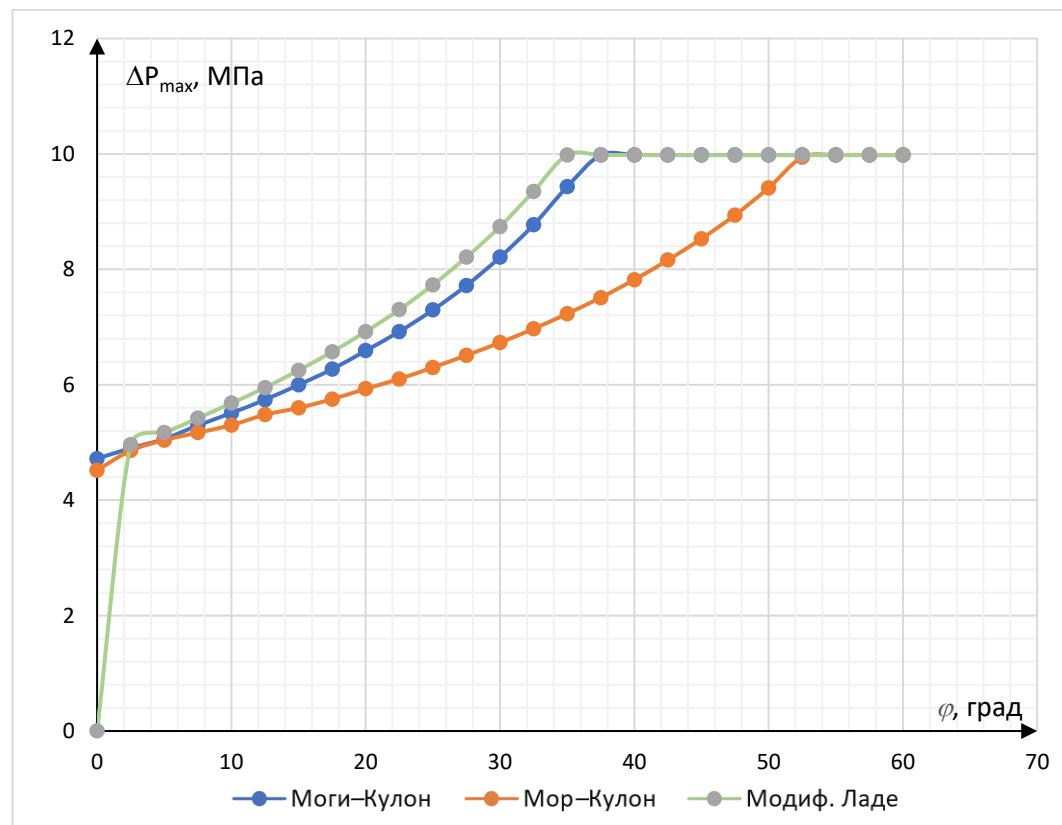


Рис. 7. Зависимость ΔP_{\max} – критической депрессии от φ – угла внутреннего трения горной породы ($C_0 = 2$ МПа)

Приведенные на рис. 6–9 зависимости позволяют перейти к построению итоговой зависимости дебита скважины от депрессии на пласт при различных значениях концентрации укрепляющей смолы (рис. 10). На графиках рис. 10 приведены такие зависимости дебитов скважины от депрессии для образца, обработанного 30%-м раствором (см. выше), и для пласта, обработанного составами с различной концентрацией смолы (данные по сцеплению, углу внутреннего трения и абсолютной проницаемости были получены линейной

интерполяцией). Окончание линий означает достижение предельного значения депрессии на пласт (пластовое давление $P_{\text{пл}} = 9,8$ МПа).

Из полученных зависимостей следует, что за счет применения рассмотренной технологии укрепления призабойной зоны пласта возможно увеличение предельно допустимой депрессии примерно в 2,8–3,3 раза, что соответствует увеличению дебита скважин в 2–2,5 раза в зависимости от концентрации укрепляющей смолы в растворе.

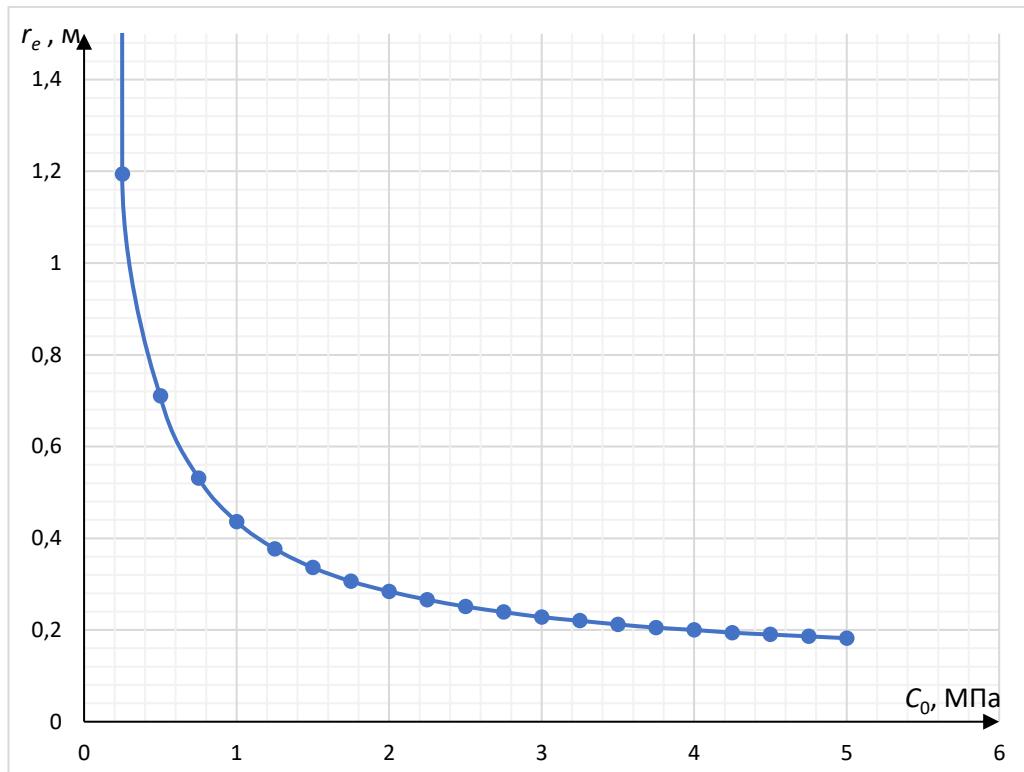


Рис. 8. Зависимость r_e – радиуса зоны пластических деформаций от C_0 – сцепления горной породы ($\varphi = 22,5^\circ$)

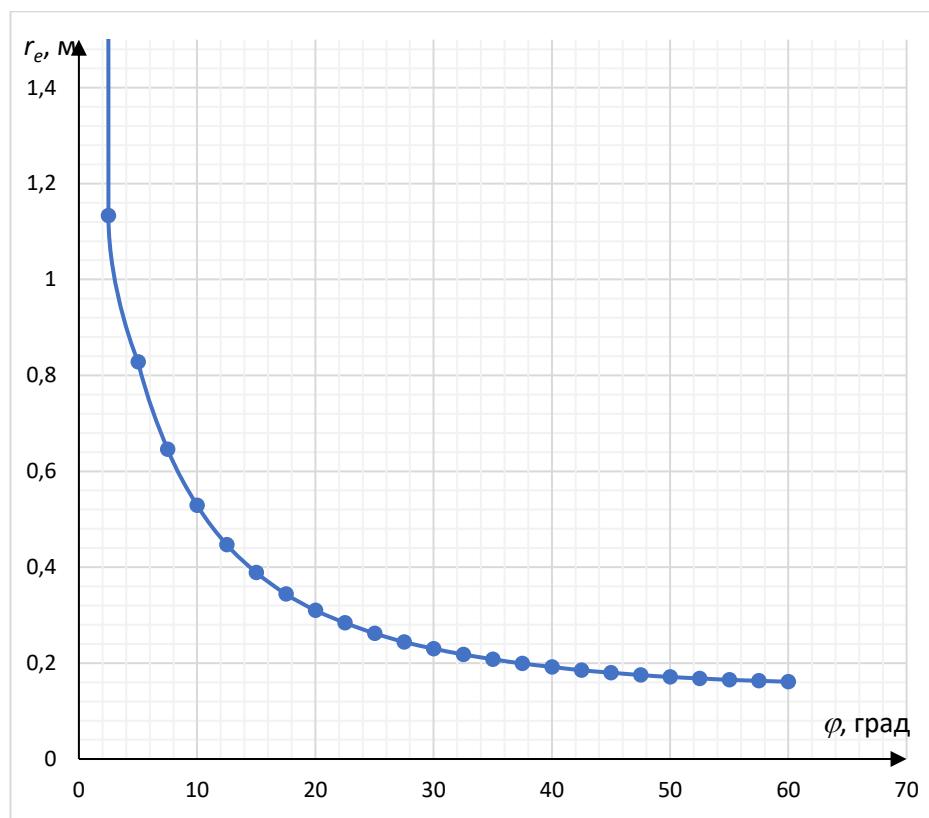
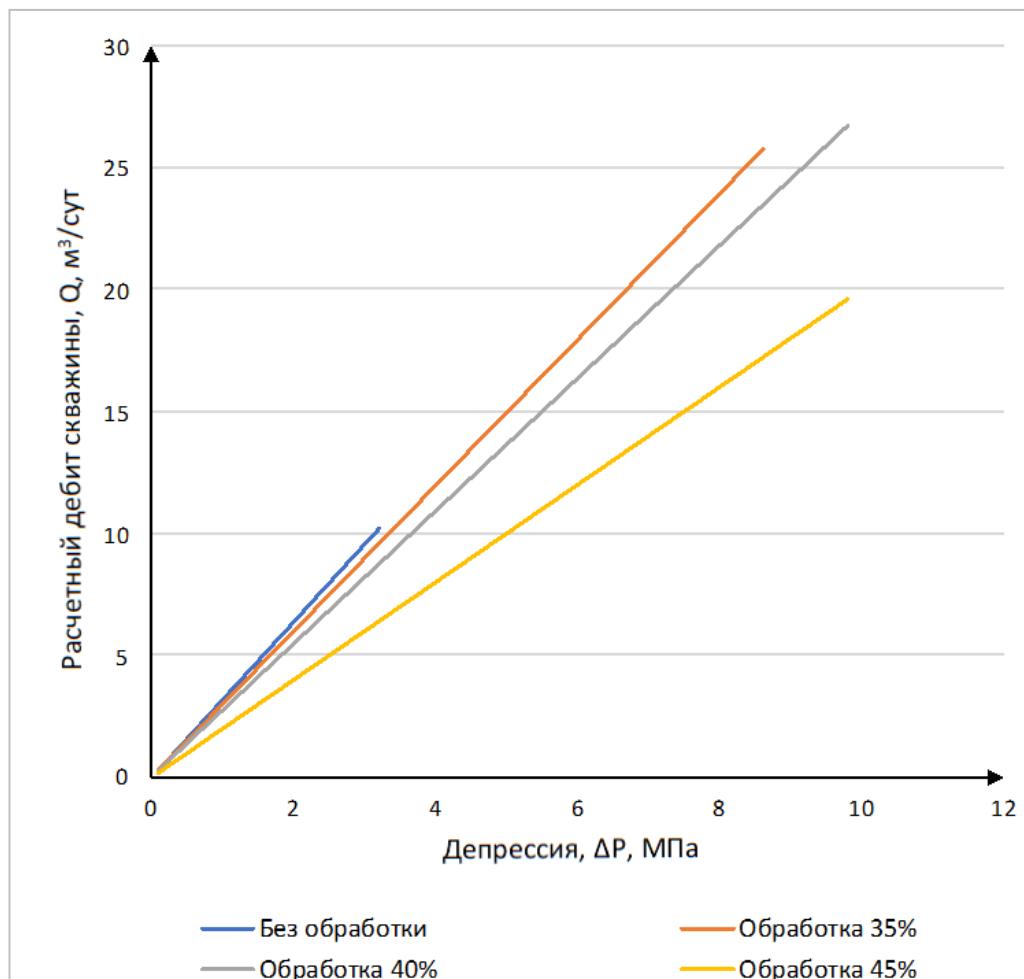


Рис. 9. Зависимость r_e – радиуса зоны пластических деформаций от φ – угла внутреннего трения горной породы ($C_0 = 2 \text{ МПа}$)

Рис. 10. Зависимость Q – расчетного дебита скважины от ΔP – депрессии

Заключение

Полученные в данной работе результаты проведенных лабораторных экспериментов и выполненных расчетов позволяют сформулировать следующие выводы.

1. Для достижения максимальных значений дебита скважины наиболее предпочтительной концентрацией смолы в укрепляющем растворе соответствует диапазон 35–37%.

2. Концентрация укрепляющей смолы, соответствующая наибольшему увеличению дебита, будет зависеть от максимально возможной величины депрессии на пласт, которая будет определяться не только

условиями сохранения ПЗП от разрушения (например, максимально возможной депрессией, превышение которой приводит к недопустимому обводнению скважины).

3. При применении технологии укрепления ПЗП более высокие значения дебита скважины могут достигаться и при меньших значениях критической депрессии.

4. Предложенная в данной работе методика позволяет оценить влияние технологических параметров процесса укрепления призабойной зоны пласта раствором «Полискреп» на эксплуатационные характеристики скважин (депрессию и дебит).

Методика состоит из следующих этапов:

- оценки проницаемостей по газу, керосину и воде при различных концентрациях смолы в составе укрепляющего раствора на насыпных моделях пласта;
- определения сцепления породы по данным геомеханических испытаний образцов на одноосное сжатие и растяжение;
- определения критического радиуса и предельной депрессии на пласт.

В конечном итоге, методика позволяет построить зависимость дебита скважины от депрессии на пласт при различной концентрации смолы в укрепляющем растворе.

5. Применение методики направлено на выявление наиболее эффективных параметров технологии укрепления призабойной зоны пласта с использованием растворов кремнийорганических смол в терригенных слабосцементированных пластах-коллекторах.

Литература

1. Аксенова П.А., Овчинников В.П., Анашкина А.Е. Технология и технические средства заканчивания скважин с неустойчивыми коллекторами. Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2018. 134 с.
2. Шахназаров А.А. Определение допустимой депрессии на пробкообразующие пласти // Нефтяное хозяйство. 1957. № 4. С. 35–37.
3. Ефимов Н.Н., Ноздря В.И., Карапетов Р.В. и др. Опыт применения оптимизированной технологии химического укрепления призабойной зоны пласта // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 3(38). С. 28–38. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art3>
4. Пятахин М.В. Геомеханические проблемы при эксплуатации скважин. М.: Газпром ВНИИГаз, 2011. 266 с.
5. Ефимов С.И. Совершенствование методов обоснования и расчета предельно допустимых депрессий и дебитов при эксплуатации газовых скважин: Автореф. дис. ... канд. техн. наук. М., 2021. 23 с.
6. Каушанский Д.А., Цицорин А.И., Дмитриевский А.Н. и др. Изучение прочностных и фильтрационных свойств образцов кернов, структурированных уретановым предполимером // Нефтяное хозяйство. 2016. № 3. С. 105–107.
7. Жуков В.С. Динамика физико-механических свойств горных пород (динамическая петрофизика) // Горный информационно-аналитический бюллетень. 2002. № 9. С. 59–63.
8. Зотов Г.А., Динков А.В., Черных В.А. Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах. М.: Недра, 1987. 172 с.
9. Макфи К., Рид Дж., Зубизаретта И. Лабораторные исследования керна: гид по лучшим практикам / Пер. с англ. И.Н. Иванова; под ред. М.А. Тугаровой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2018. 924 с.
10. Сантарелли Ф.Ж., Детьян Ж.Л., Зюндель Ж.П. Определение механических свойств глубокозалегающих пластов для оценки вероятности добычи песка // Механика горных пород применительно к проблемам разведки и добычи нефти: Сб. ст. / Под ред. В. Мори, Д. Фурментро; Пер. с фр. и англ. под ред. Н.М. Прокурякова. М.: Мир, 1994. С.166–175.

11. Дементьев А.В. Геомеханика: Методические указания к практическим занятиям. Кемерово: КузГТУ им. Т.Ф. Горбачева, 2021. 44 с.
12. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа: Учебник для вузов. М.: Недра, 1984. 486 с.
13. Al-Shaabi S.K., Al-Ajmi A.M., Al-Wahaibi Y. Three dimensional modeling for predicting sand production // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2013. Vol. 109. P. 348–363. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.04.015>
14. Song R., Zhang P., Tian X. et al. Study on critical drawdown pressure of sanding for wellbore of underground gas storage in a depleted gas reservoir // Energies. 2022. Vol. 15, No. 16. P. 5913. <https://doi.org/10.3390/en15165913>
15. Eshiet K.I.-I.I., Shen Y. Investigating sand production phenomena: An appraisal of past and emerging laboratory experiments and analytical models // Geotechnics. 2021. Vol. 1, No. 2. P. 492–533. <https://doi.org/10.3390/geotechnics1020023>
16. Tananykhin D.S., Tsvetkov P.S., Kamoza V.V. Analysis and recommendations of sand consolidation methods to limit sand production in gas wells // Journal of Physics: Conference Series. 2018. Vol. 1072. P. 012022. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1072/1/012022>

Effect of organo-siloxane polymer concentration in Polyskrep consolidating compound on the performance of sand-producing wells

N.N. Efimov^{1*}, V.I. Nozdrya¹, A.I. Ermolaev^{2**}, D.S. Tananykhin^{3****}, A.A. Kilmamatov^{4*****}, M.M. Tripković⁴

1 – Spetsburmaterialy Research and Production Company LLC, Zhukovsky, Moscow Oblast, Russia

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

3 – Saint Petersburg Mining University, St. Petersburg, Russia

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

E-mail: *efimov@scsbm.ru. **aier@gubkin.ru, ***Tananykhin_DS@pers.spmi.ru,

*****Kilmamatov.aa@nis.eu

Abstract. The operation of oil and gas wells that have opened poorly consolidated reservoirs is associated with complications related to the destruction of the bottomhole zone of the formation and the removal of rock. A method for determining the parameters of the technology for reducing sand occurrences in the bottomhole zone of the formation based on the Polyskrep strengthening compound is proposed. The technique is based on filtration and geomechanical experiments with sand-packed tubes, poorly consolidated reservoirs and organo-siloxane polymer with different concentrations. The results of laboratory testing, field tests and calculations of technological parameters for processing sand wells in the Republic of Serbia are presented.

Keywords: sand production, bottomhole zone consolidation, Polyskrep consolidating compound, relative permeability, organo-siloxane polymer concentration, rock consolidation, critical draw-down pressure.

Citation: Efimov N.N., Nozdrya V.I., Ermolaev A.I., Tananykhin D.S., Kilmamatov A.A., Tripković M.M. Effect of organo-siloxane polymer concentration in Polyskrep consolidating compound on the performance of sand-producing wells // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 45–62. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art4> (In Russ.).

References

1. Aksanova P.A., Ovchinnikov V.P., Anashkina A.E. Technologies for the operation of wells complicated by sand production. Tyumen: Industrial University of Tyumen, 2018. 134 p. (In Russ.).
2. Shakhnazarov A.A. Determination of acceptable draw-down on plug-forming formations // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 1957. No. 4. P. 35–37. (In Russ.).
3. Efimov N.N., Nozdrya V.I., Karapetov R.V. et al. A case study in the use of optimized technology for chemical sand consolidation in the bottomhole zone // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 3(38). P. 28–38. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-38.art3> (In Russ.).
4. Pyatakhin M.V. Geomechanical problems during well operation. Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2011. 266 p. (In Russ.).
5. Efimov S.I. Improvement of methods for justification and calculation of maximum allowable drawdowns and production rates during gas well operation: Synopsis of Ph.D. thesis. Moscow, 2021. 23 p. (In Russ.).

6. *Kaushansky D.A., Tsitsorin A.I., Dmitrievsky A.N.* et al. Study of strength and filtration properties of core samples structured by urethane pre-polymer // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2016. No. 3. P. 105–107. (In Russ.).
7. *Zhukov V.S.* Dynamics of physical and mechanical properties of rocks (dynamic petrophysics) // *Mining Informational and Analytical Bulletin*. 2002. No. 9. P. 59–63. (In Russ.).
8. *Zotov G.A., Dinkov A.V., Chernykh V.A.* Operation of wells in unstable reservoirs. Moscow: Nedra, 1987. 172 p. (In Russ.).
9. *McPhee C., Reed J., Zubizarreta I.* Core analysis: A best practice guide. Amsterdam: Elsevier, 2015. 829 p.
10. *Santarelli F.J., Detienne J.L., Zundel J.P.* Determination of the mechanical properties of deep reservoir sandstones to assess the likelihood of sand production // *ISRM International Symposium, Pau, France, 30 August – 2 September 1989*. Paper ISRM-IS-1989-100. <https://onepetro.org/ISRMIS/proceedings-abstract/IS89/All-IS89/ISRM-IS-1989-100/45862> (Accessed on 17.08.2023).
11. *Dementiev A.V.* Geomechanics: Guidelines for practical classes. Kemerovo: T.F. Gorbachev State Technical University, 2021. 44 p. (In Russ.).
12. *Korotayev Yu.P., Shirkovsky A.I.* Gas production, transport and underground storage: Textbook for universities. Moscow: Nedra, 1984. 486 p. (In Russ.).
13. *Al-Shaaibi S.K., Al-Ajmi A.M., Al-Wahaibi Y.* Three dimensional modeling for predicting sand production // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2013. Vol. 109. P. 348–363. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.04.015>
14. *Song R., Zhang P., Tian X.* et al. Study on critical drawdown pressure of sanding for wellbore of underground gas storage in a depleted gas reservoir // *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 16. P. 5913. <https://doi.org/10.3390/en15165913>
15. *Eshiet K.I.-I.I., Sheng Y.* Investigating sand production phenomena: An appraisal of past and emerging laboratory experiments and analytical models // *Geotechnics*. 2021. Vol. 1, No. 2. P. 492–533. <https://doi.org/10.3390/geotechnics1020023>
16. *Tanaykhin D.S., Tsvetkov P.S., Kamoza V.V.* Analysis and recommendations of sand consolidation methods to limit sand production in gas wells // *Journal of Physics: Conference Series*. 2018. Vol. 1072. P. 012022. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1072/1/012022>

Выявление актуальных тем исследований по вопросам энергетической политики и безопасности в публикациях издательств Elsevier и MDPI за 2021–2023 гг.

Часть 1. Кластеризация терминов и рефериование тем с помощью ChatGPT

Б.Н. Чигарев

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

E-mail: bchigarev@ipng.ru

Аннотация. Данная статья посвящена выявлению актуальных тем исследований в публикациях за 2021–2023 гг. издательств Elsevier и MDPI по вопросам энергетической политики и безопасности. Проводимое исследование основывалось на выявлении ключевых слов/фраз из текстов заголовков и аннотаций, с использованием программы PatternRank, базирующейся на технологии KeyBERT и извлечении именных групп. Данные ключевые слова/фразы рассматривались как возможная альтернатива авторским ключевым словам. Библиометрический анализ таких терминов позволил выявить, используя программу VOSviewer, восемь кластеров, детально описывающих тематику энергетической политики и безопасности. Текстовое описание тематики отдельных кластеров дано с использованием технологии ChatGPT.

Ключевые слова: энергетическая политика, темы исследований, библиометрический анализ, KeyBERT, ChatGPT, VOSviewer.

Для цитирования: Чигарев Б.Н. Выявление актуальных тем исследований по вопросам энергетической политики и безопасности в публикациях издательств Elsevier и MDPI за 2021–2023 гг. Часть 1. Кластеризация терминов и рефериование тем с помощью ChatGPT// Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 63–83. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art5>

Введение

Цели данной публикации:

- Выявление актуальных тем исследований в публикациях за 2021–2023 гг. издательств Elsevier и MDPI по вопросам энергетической политики и безопасности.
- Демонстрация возможности извлечения ключевых слов и ключевых фраз, наиболее близко описывающих документ с использованием векторного представления слов KeyBERT¹ для использования их как альтернативы авторским ключевым словам.

Актуальность

проводимого исследования

Изучение зарубежных научных публикаций способствует более полному пониманию конкретной темы за счет использования различных точек зрения, подходов и интересов разных стран и крупных экономик. Это может способствовать разработке инновационных решений сложных задач энергетической политики и безопасности [1, 2].

¹ <https://maartengr.github.io/KeyBERT/> – домашняя страница проекта KeyBERT.

Вопросы энергетической политики и безопасности имеют решающее значение для стабильности и устойчивости энергетической системы и, в конечном счете, экономики. Они становятся вопросом национальной безопасности и внешней политики, когда происходят значительные изменения в мировой экономике и политике [3, 4].

Выделение ключевых слов в тексте позволяет быстро определить ключевые вопросы и темы в тексте. Использование ключевых слов в качестве поисковых терминов особенно важно в научных исследованиях, где необходимо обрабатывать большие объемы информации. К сожалению, авторские ключевые слова часто бывают недоступны при экспорте библиометрических данных из реферативных баз данных с открытым доступом.

Например, при экспорте данных из базы The Lens по теме «Энергетическая политика» (Year Published = (2020–) Field of Study = (Energy policy), Scholarly Works 4479, актуально на 25.03.2023) из 4479 записей только 220 содержат ключевые слова в поле Keywords.

Актуальность извлечения ключевых фраз и слов из текстов, в том числе из научных публикаций, хорошо представлена в работах [5–7]. Более того, ряд авторов использует лингвистический анализ текстов и векторное представление слов и предложений для выделения коротких предложений, используемых для аннотирования научных статей, примером может служить работа [8].

KeyBERT, метод машинного обучения, был применен в статье [9]

для извлечения ключевых слов из достоверных и ложных новостей. На следующем этапе эти ключевые слова были использованы для получения актуальных поисковых запросов в Google Trends API. Примечание: файлы RSS² являются хорошим примером текстов, содержащих заголовок, тело новости и ссылку на источник, но не содержащих список ключевых слов.

Файлы RSS удобны для сбора информации по политическим и экономическим вопросам с сайтов аналитических агентств.

Однако научных публикаций по использованию KeyBERT для извлечения ключевых фраз/слов и последующего применения VOSviewer, программы для построения и визуализации библиометрических сетей, в частности кластеризации ключевых слов на основе их совместной встречаемости, найти не удалось. Само определение актуальных тем исследований на основе совместной встречаемости ключевых слов широко используется, хорошим примером может служить работа [10].

Вышесказанное определило научную новизну данной статьи, заключающуюся в выявлении актуальных исследовательских тем по вопросам энергетической политики и безопасности по публикациям за 2021–2023 гг. изательств Elsevier и MDPI с использованием технологии KeyBERT для извлечения ключевых фраз/слов из заголовков и аннотаций статей и последующей кластеризации этих терминов для описания актуальных тем исследований.

² <https://ru.wikipedia.org/wiki/RSS> – RSS (англ. Rich Site Summary – обогащенная сводка сайта).

Материалы и методы

Библиометрические данные по вопросам энергетической политики и безопасности за 2021–2023 гг. были собраны из двух источников: ScienceDirect издательства Elsevier и сайта mdpi.com издательства MDPI. Данные актуальны на 14.03.2023. Данные скачивались в формате RIS, далее переводились в формат CSV и объединялись в один файл. Использовалось два запроса: “energy policy” и “energy security”. Запросы не объединялись, что позволило сравнить результаты каждого запроса. Использовались данные только для двух типов материалов: Review articles и Research articles. Для данных ScienceDirect их соотношения составили 111 и 1194 статьи для запроса “energy policy” и 92 и 612 для запроса “energy security”, соответственно. Для данных из издательства MDPI получены 523 результата для “energy policy” и 433 для “energy security”. В обоих случаях поиск проводился по полям: Title, Abstract, Keywords. Указанные цифры не вычислялись по экспортанным библиометрическим данным, а брались непосредственно с используемых платформ. Более детальные характеристики библиометрических данных, собранных по указанным запросам представлены в Прил. 1.

Для работы по извлечению ключевых слов из текстов заголовков и аннотаций все данные объединялись, а дублирующие записи удалялись. Итоговое число записей, которое использовалось в работе, составило 2612 строки.

Существенным преимуществом библиометрических данных ScienceDirect и

MDPI является высокая наполненность поля Author keywords, что позволило провести сравнение сгенерированных ключевых слов и авторских ключевых слов.

Методика выявления ключевых слов/фраз из текстов заголовков и аннотаций базировалась на использовании BERT (Bidirectional Encoder Representations from Transformers) – модели обработки естественного языка, предложенной исследователями из Google Research в 2018 г. [11]. Наиболее часто для этого используется KeyBERT, простая в использовании техника извлечения ключевых слов, основанная на BERT для создания списка ключевых слов и ключевых фраз, наиболее схожих с документом [12].

Однако, как показано в работе [13], KeyBERT позволяет указать диапазон n-грамм³ для определения длины извлекаемых ключевых фраз, но при этом возникают две проблемы: пользователи обычно не знают оптимального диапазона n-грамм, а возвращаемые ключевые фразы иногда грамматически неправильны. Для устранения указанных проблем авторы предлагают предварительно извлекать именные словосочетания и в дальнейшем использовать их в качестве кандидатов для выбора ключевых фраз, наиболее хорошо согласующихся с текстом. Авторы разработали технику PatternRank для извлечения ключевых фраз с помощью KeyphraseVectorizers и KeyBERT.

³ N-грамма – последовательность из n смежных элементов. С семантической точки зрения это может быть последовательность слов, слов или букв.

Именно PatternRank использовался в данном исследовании для извлечения ключевых фраз из текстов заголовков и аннотаций публикаций, относящихся к тематике энергетической политики и безопасности.

Прежде чем была проведена процедура извлечения ключевых фраз из текстов, последние подвергались предобработке. Удалялись сокращения и пояснения, приведенные в скобках, например, Internet of Things (IoT) или methane (CH₄). Удалялись или замещались кавычки, непечатаемые символы и т. д.

В csv-файлах, содержащих собранные библиометрические данные, названия полей заменялись на названия, используемые в файлах, экспортруемых из Scopus. А извлеченные ключевые слова и фразы размещались в поле Index Keywords.

Подготовленные таким образом табличные данные использовались в программе VOSviewer [14] для построения сети ключевых слов и их кластеризации.

Полученные кластеры ключевых слов рассматривались как описание тем публикаций.

По составленным таблицам ключевых слов для каждого кластера с помощью сервиса ChartGPT генерировался текст, относящийся к данному набору ключевых слов. Полученный текст использовался как поясняющий тематику данного кластера.

Примечание: в данной статье термины «ключевые слова» и «ключевые фразы» используются как синонимы, так как и в авторских, и в сгенерированных ключевых терминах они могут встречаться как состоящие из одного слова, так и из нескольких слов.

Пояснение: в разделах «Сгенерированное и переведенное...»

приводится фактически подстрочный перевод с английского сгенерированных текстов с попыткой сохранить баланс читаемости и минимального искажения сгенерированного текста на английском языке. Поэтому текст не подвергался литературному и смысловому редактированию.

Результаты и обсуждения

Результаты извлечения ключевых слов с использованием PatternRank

PatternRank для извлечения ключевых слов был выбран не сразу. Предварительно проверялась возможность использования TextBlob [15], Yake! [16], Sifaka [17] и RaKUn 2.0 [18]. Сравнение носило сугубо оценочный характер и не может претендовать на детальное исследование. По субъективному мнению автора, Yake! и Sifaka показали хорошие результаты, но в данном исследовании ставилась, в том числе, задача использования концепции векторного представления слов, а в указанных двух программах данный подход не используют. Техническая сторона данного исследования проводилась в стиле проверки концепции (proof of concept) и демонстрации практической осуществимости того, что технология использования векторного представления слов целесообразна для применения в библиометрических исследованиях.

Удобство использования PatternRank заключалось также в том, что сразу генерировался список ключевых слов для каждой записи, состоящей из заголовка и аннотации отдельной публикации. В качестве примера приведем списки ключевых слов/фраз для ряда публикаций:

- electricity program effectiveness, electricity program, PV capacity, renewable energy, PV installation;
- renewable electricity, energy development, wind energy development, electricity bills, wind energy;
- energy planning, emission buildings, carbon cities, evaluation methodologies, energy exploitation;
- Ukrainian energy sector, energy efficiency gap, energy efficiency gaps, energy investments, green energy investments;
- municipal waste recycling, municipal waste, CO₂ emissions, sustainable energy policies, sustainable energy;
- urban heat islands effect, urban green resources, green infrastructure, climate, urban areas;
- green energy technologies, green energy deployment, renewable energy development, renewable energy, green technological development;
- local energy system, local energy, energy system, climate change mitigation, decomposition model;
- social distancing policies, strict social distancing policies, energy policies, electricity consumption behaviors, electricity demands;
- German photovoltaic auctions; auction theory modelling, auction theory, optimal bidding strategy, bidding strategies.

Явным преимуществом сгенерированных ключевых слов является то, что выборочная проверка показала их встречаемость в текстах заголовков и аннотаций, в то время как авторские ключевые слова не обязательно встречаются в этих текстах. Например, в статье [19] в списке авторских ключевых слов есть термины “neural networks” и “machine learning” – их нет ни в заголовке, ни в аннотации, но они встречаются в полном

тексте статьи. Как отмечалось во введении, авторские ключевые слова часто отсутствуют в записях открытых реферативных баз и статьи приходится искать по терминам, встречающимся в заголовках и аннотациях.

Сгенерированные ключевые слова, представленные как Index keywords в таблице библиометрических данных в формате Scopus, при использовании их в программе VOSviewer дают визуализацию сети совместной встречаемости ключевых терминов, представленную на рис. 1.

Для сравнения сеть и кластеризация авторских ключевых слов представлена в Прил. 2.

Сравнение некоторых параметров сгенерированных и авторских ключевых слов:

- общее число уникальных терминов: 7832 и 7238;
- число полученных кластеров при одинаковых параметрах VOSviewer: 8 и 9;
- число одинаковых терминов в списках из 5000 с наибольшим числом общих связей: 755;
- число одинаковых терминов в списках из 250 с наибольшим числом общих связей: 95
- число сгенерированных терминов из 250, содержащихся в списке из 5000 авторских ключевых слов: 188.
- показатель в степенном законе распределения терминов, соответственно – 2,495 и 2,493.

Из приведенных данных следует, что, несмотря на некоторое сходство в статистических показателях обоих типов терминов, списки самих терминов существенно различаются.

Список 20 сгенерированных слов, имеющих максимальную общую силу связи, представлен в табл. 1.

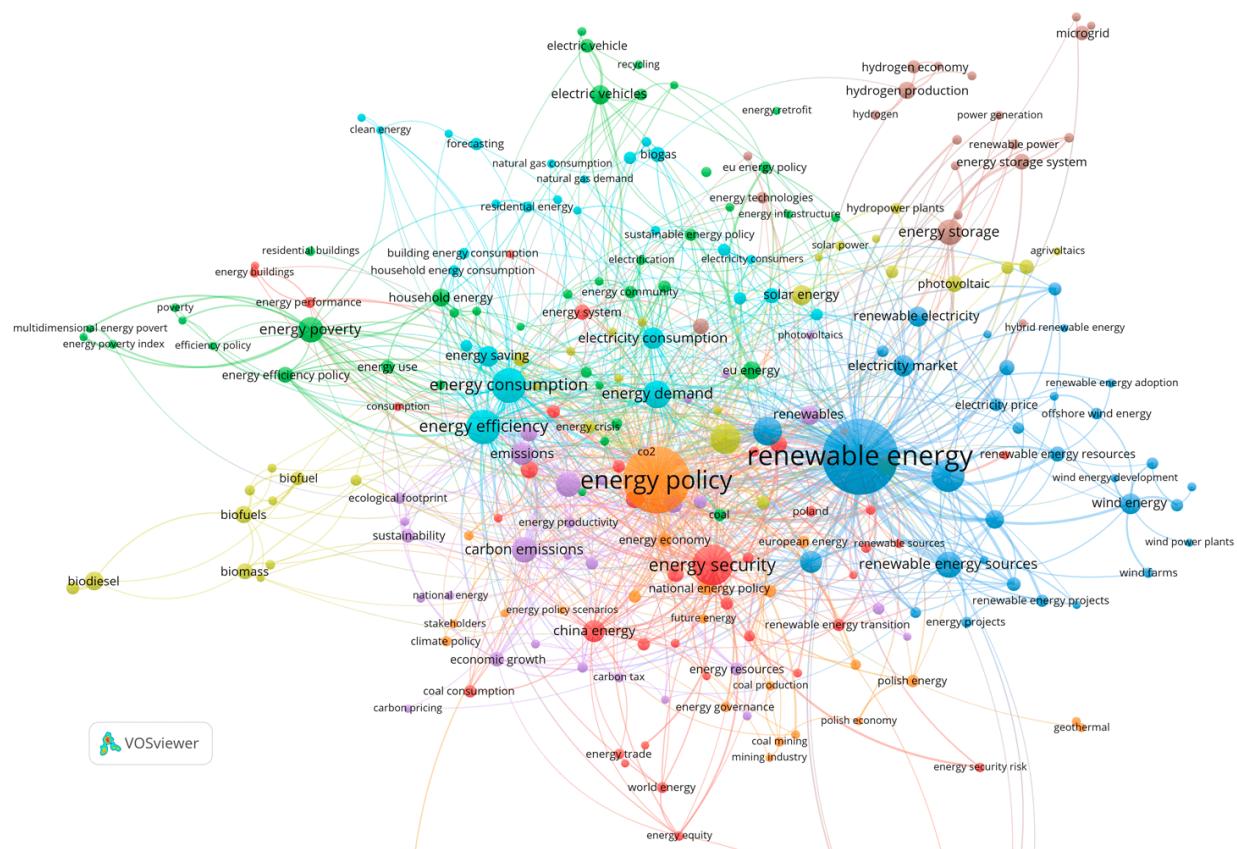


Рис. 1. Сеть и кластеризация сгенерированных ключевых слов

Параметры: общее число уникальных терминов – 7832, из них 250 встречаются 5 или более раз; минимальное число терминов в кластере – 20, число кластеров – 8

Таблица 1

Сгенерированные ключевые слова, имеющие максимальное значение total link strength

KWs	Occur	TLS	KWs	Occur	TLS
renewable energy	412	732	renewable energy consumption	35	81
energy policy	323	470	emissions	39	75
energy consumption	87	167	co2 emissions	46	73
energy security	118	160	energy poverty	48	73
sustainable energy	67	140	carbon emissions	48	65
energy sector	61	129	energy storage	47	65
renewable energy policy	79	128	energy development	25	57
energy efficiency	85	114	renewable energy development	26	57
renewable energy sources	49	112	china energy	35	53
energy demand	55	94	energy production	23	53

Сокращения: KWs – название ключевого термина;
 Occur (occurrences) – частота встречаемости ключевого термина;
 TLS (total link strength) – общая сила связи.

Слова с максимальным значением общей силы связей должны чаще совместно встречаться. Запрос: «“renewable energy” AND “energy policy” AND “energy consumption” AND “energy security” AND “sustainable energy”» к платформе ScienceDirect дает 2941 результатов. Для сравнения – 5 авторских ключевых слов с максимальным значением общей силы связей: «“energy policy” AND “renewable energy” AND “energy security” AND “energy transition” AND “energy efficiency”» при запросе к платформе ScienceDirect дает 1432 результата. Ключевые слова: “energy policy”, “renewable energy” и “energy security” являются общими в двух запросах, значит “energy consumption” и “sustainable energy” из списка сгенерированных ключевых слов лучше сочетаются с общим контекстом, чем авторские ключевые слова: “energy transition” и “energy efficiency”.

Платформа ScienceDirect ограничивает число ключевых фраз в запросе до 8.

По запросу: «“renewable energy” AND “energy policy” AND “energy consumption” AND “energy security” AND “sustainable energy” AND “energy sector” AND “renewable energy policy” AND “energy efficiency”» получено 384 результата, а по запросу из списка авторских ключевых слов: «“energy policy” AND “renewable energy” AND “energy security” AND “energy transition” AND “energy efficiency” AND “energy resources” AND “climate change” AND “sustainability”» – 689 результатов.

Таким образом, однозначного преимущества использования в запросах сгенерированных или авторских ключевых слов не наблюдается. Но тот факт, что 5 и 8 ключевых слов в запросе дают достаточное количество результатов, говорит об их соответствии одной тематике.

Тематика отдельных кластеров из сгенерированных ключевых слов

Примечание: учитывая, что целью данной публикации служит выявление актуальных тем исследований в публикациях за 2021–2023 гг. изательств Elsevier и MDPI по вопросам энергетической политики и безопасности, в данном разделе представлены переводы ключевых терминов, а термины на английском языке, полученные кластеризацией с использованием программы VOSviewer, даны в Прил. 3. После приведения списка ключевых терминов и их встречаемости, дано краткое описание тематики кластера, сгенерированное с использованием ChartGPT и переведенное на русский язык. Данный подход позволяет показать, как тематика кластера отражается в широком социально политическом контексте, на котором обучен ChartGPT. Учитывая быстрое развитие технологии ChartGPT, отметим, что приведенные результаты актуальны на 21.02.2023.

Первый кластер

Ключевые термины и их встречаемость: энергетическая безопасность (118), энергетика Китая (35), рынок энергетики (23), выбросы парниковых газов (22), ядерная энергетика (21), планирование в энергетике (19), энергетическая система (17), энергетика (13), управление в энергетике (12), многокритериальные методы принятия решений (12), потребление угля (11), глобальная энергетика (11), международная энергетика (11), переход к возобновляемым источникам энергии (11), энергетическая промышленность (9), энергетические показатели (9), ядерная энергетика (9), Польша (9), устойчивый энергетический переход (9), мировая энергетика (9),

источники энергии (8), торговля энергией (8), энергетический переход (8), производство электроэнергии (7), энергетика зданий (7), энергетическая справедливость (7), риски энергетической безопасности (7), потребление (6), показатели энергетической безопасности (6), выбросы газа (6), мощности возобновляемой энергетики (6), возобновляемые источники (6), устойчивая энергетическая безопасность (6), критерии принятия решения (5), критериальный анализ принятия решения (5), энергетическая независимость (5), индекс энергетической безопасности (5), энергоснабжение (5), глобальная энергетическая безопасность (5), глобальная торговля энергией (5), атомные электростанции (5), здания с нулевым энергопотреблением (5).

Сгенерированное и переведенное описание тематики первого кластера

Энергетическая безопасность относится к числу важнейших приоритетов для стран всего мира. Китай является крупным мировым игроком на энергетическом рынке и вкладывает значительные средства в строительство атомных электростанций. Однако обеспокоенность по поводу прозрачности и подотчетности в энергетическом секторе Китая порождает вопросы о показателях энергетической безопасности страны. Эффективное планирование и управление энергетикой имеет важное значение для обеспечения устойчивого энергетического перехода и сокращения выбросов парниковых газов. Многокритериальный анализ решений может быть использован для оценки оптимального энергетического баланса для данного региона с учетом таких факторов, как мощность возобновляемых

источников энергии, потребление угля и энергоэффективность зданий. Польша является ярким примером страны, стремящейся к энергетической независимости и работающей над переходом на возобновляемые источники энергии. Здания с нулевым энергопотреблением являются инновационным решением для снижения энергопотребления и обеспечения устойчивой энергетической безопасности.

Второй кластер

Ключевые термины и их встречаемость: энергетическая бедность (48), электромобили (27), бытовая энергетика (24), энергетика Евросоюза (23), политика энергоэффективности (18), электромобиль (14), использование энергии (13), уголь (12), политика устойчивой энергетики (12), энергетическое сообщество (11), зеленая энергетика (11), энергетическая политика ЕС (10), выбросы парниковых газов (10), энергетическая справедливость (9), энергетическая политика (9), энергетические инновации (8), электрификация (7), энергетические инициативы (7), бытовое энергопотребление (7), жилые дома (7), сельская энергетика (7), общинная энергетика (6), модели энергопотребления (6), энергетическая демократия (6), энергетическая инфраструктура (6), индекс энергетической бедности (6), климат ЕС (6), зарядка электромобилей (6), бедность (6), переработка (6), возобновляемая генерация (6), бытовая энергетика (5), эффективная политика (5), сокращение выбросов (5), модернизация энергетики (5), топливная бедность (5), многоплановая энергетическая бедность (5), многоплановый индекс энергетической бедности (5), электрификация сельских районов (5), умная энергетика (5).

Сгенерированное и переведенное описание тематики второго кластера

Энергетическая бедность является серьезной проблемой, затрагивающей миллионы людей во всем мире, особенно в развивающихся странах. Для решения этой проблемы и обеспечения энергетической справедливости необходимы политические меры и инициативы в области устойчивой энергетики. Электрификация транспорта с помощью электромобилей (EV) является важной частью сокращения выбросов парниковых газов и продвижения политики устойчивой энергетики. Политика энергоэффективности может помочь снизить потребление энергии и способствовать сокращению выбросов, особенно в жилых домах. Рециклинг и производство возобновляемой энергии являются важными компонентами устойчивой энергетической инфраструктуры. Многомерный индекс энергетической бедности может помочь измерить и решить проблему энергетической нищеты. Электрификация сельских районов и инициативы в области коммунальной энергетики позволяют развивать низкоуглеродную энергетику в районах с недостаточным уровнем сервиса. Энергетическая демократия способна содействовать расширению участия общественности в разработке энергетической политики и инноваций. Интеллектуальные энергетические решения помогают снизить энергопотребление домохозяйств и способствуют формированию устойчивых энергетических моделей.

Третий кластер

Ключевые термины и их встречаемость: возобновляемая энергетика (412), политика в области возобновляемой энергетики (79), энергетический сектор (61), возобновляемые источники энергии (49), потребление возобновляемой энергии (35), рынок электроэнергии (34), энергия ветра (31), возобновляемая электроэнергия (30), развитие возобновляемой энергетики (26), возобновляемые энергетические ресурсы (17), технологии возобновляемой энергетики (17), сектор возобновляемой энергетики (14), цена электроэнергии (13), производство возобновляемой энергии (13), проекты возобновляемой энергетики (12), энергия ветра (12), морская энергия ветра (10), региональная энергетика (10), системы возобновляемой энергетики (10), ветряная турбина (10), энергетические проекты (9), производство возобновляемой энергии (9), ветряные электростанции (8), морские ветряные электростанции (6), морская ветроэнергетика (6), внедрение возобновляемой энергетики (6), гибридная возобновляемая энергетика (5), рынок возобновляемой энергетики (5), использование возобновляемой энергии (5), устойчивое электроснабжение (5), развитие ветроэнергетики (5), ветряные электростанции (5).

Сгенерированное и переведенное описание тематики третьего кластера

Возобновляемая энергетика быстро развивается во всем мире, что обусловлено необходимостью сокращения выбросов парниковых газов и перехода к более устойчивой энергетической системе.

Многие страны проводят стратегию развития возобновляемой энергетики, направленную на использование возобновляемых источников энергии и стимулирование потребления возобновляемой энергии.

Рынок электроэнергии изменяется, стремясь приспособиться к возобновляемым источникам энергии, включая энергию ветра. Энергия ветра является одной из наиболее распространенных технологий использования возобновляемых источников энергии и применяется как в наземных, так и в морских ветропарках. Региональная энергетическая политика предусматривает развитие возобновляемой энергетики в конкретных районах. Системы возобновляемой энергетики становятся все более сложными, включая гибридные системы, сочетающие различные источники возобновляемой энергии. Рынок возобновляемых источников энергии растет в различных секторах экономики. Проекты по использованию возобновляемых источников энергии разрабатываются по всему миру, включая оффшорные ветряные электростанции.

Четвертый кластер

Ключевые термины и их встречаемость: устойчивая энергетика (67), солнечная энергия (29), биодизель (25), развитие энергетики (25), биотопливо (22), фотоэлектричество (20), биомасса (19), цена на энергию (16), солнечная фотоэлектрическая энергия (16), биотопливо (14), производство биодизеля (13), устойчивое развитие энергетики (13), энергетический кризис (11), гидроэнергетика (11), солнечные фотоэлектростанции (11), энергия биомассы (9), гидроэлектростанции (9), производство биотоплива (8), ресурсы биомассы (7), солнечная энергия (7), альтернативные виды топлива (6),

производство биоэнергии (6), продовольственная безопасность (6), цели устойчивого развития (6), сточные воды (6), агровольтаика (5), газификация биомассы (5), глобальный энергетический кризис (5), фотоэлектрическая энергия (5), устойчивое энергопотребление (5), энергия воды (5), безопасность воды (5).

Сгенерированное и переведенное описание тематики четвертого кластера

Использование чистой энергии необходимо для устойчивого будущего, а солнечная энергия и биодизель являются важными возобновляемыми источниками энергии. Биотопливо, включая биодизель, позволяет снизить выбросы парниковых газов от транспорта. Фотоэлектрические технологии широко используются для производства солнечной энергии и становятся все более доступными. Биомасса является другим важным возобновляемым источником энергии и может быть использована для производства энергии с помощью таких процессов, как газификация биомассы. Гидроэнергетика относится к зрелым технологиям производства возобновляемой энергии с помощью гидроэлектростанций. Устойчивое развитие энергетики необходимо для решения глобального энергетического кризиса и достижения целей устойчивого развития, включая продовольственную и водную безопасность. Агровольтаика — это инновационное решение, сочетающее производство солнечной энергии с сельскохозяйственной деятельностью для обеспечения устойчивого землепользования и повышения устойчивого потребления энергии. Сточные воды могут служить источником возобновляемой энергии благодаря таким процессам, как анаэробное брожение.

Пятый кластер

Ключевые термины и их встречаемость: выбросы углерода (48), выбросы со₂ (46), выбросы (39), возобновляемые источники энергии (27), производство энергии (23), устойчивое развитие (20), экономический рост (15), устойчивость (14), углеродная нейтральность (13), энергетические ресурсы (13), выбросы углекислого газа (12), экологический след (10), инвестиции в энергетику (10), производительность энергии (9), авторегрессия (8), со₂ (8), улавливание углерода (7), налог на углерод (7), изменение климата (6), коинтеграция (6), распределенные энергоресурсы (6), экологическая устойчивость (6), национальная энергетика (6), фотовольтаика (6), переход к устойчивому развитию (6), цены на углерод (5), энергетические субсидии (5), инвестиции в возобновляемые источники энергии (5), стохастический анализ границ (5), потребление воды (5), водные ресурсы (5).

Сгенерированное и переведенное описание тематики пятого кластера

Сокращение выбросов углерода, в том числе выбросов CO₂, имеет решающее значение для достижения устойчивого развития и борьбы с изменением климата. Использование возобновляемых источников энергии может помочь снизить выбросы углерода при производстве энергии, способствуя росту экономики и устойчивому развитию. Углеродная нейтральность, при которой выбросы углерода уравновешиваются поглощением углерода, также является важной целью устойчивого развития. Эффективное и рациональное использование энергии снижает воздействие на окружающую среду и

способствует экологической безопасности. Инвестиции в энергетику, включая инвестиции в возобновляемые источники энергии, способны ускорить переход к стабильному производству энергии.

Улавливание углерода и ценообразование, например, налоги на углерод, позволяют сократить выбросы углерода как в энергетическом секторе, так и в других секторах экономики.

Распределенные энергетические ресурсы, такие как солнечные фотоэлектрические батареи, помогают сократить выбросы углерода и способствуют переходу к устойчивому развитию. Использование воды и водных ресурсов должно учитываться при производстве энергии и реализации мер по достижению устойчивого развития.

Шестой кластер

Ключевые термины и их встречаемость: потребление энергии (87), энергоэффективность (85), спрос на энергию (55), потребление электроэнергии (33), энергосбережение (32), биогаз (17), спрос на электроэнергию (17), производство биогаза (12), производство энергии (12), прогнозирование (12), производство электроэнергии (11), электроэнергетика (10), меры по энергоэффективности (10), потребление энергии в зданиях (9), бытовая энергетика (9), потребление энергии домохозяйствами (8), биогазовые установки (7), бытовая электроэнергия (7), потребители электроэнергии (6), использование энергии (6), потребление природного газа (6), потребление электроэнергии населением (6), чистая энергия (5), прогноз (5), домохозяйства (5), спрос на природный газ (5), потребление электроэнергии населением (5).

Сгенерированное и переведенное описание тематики шестого кластера

Сокращение потребления энергии имеет решающее значение для устойчивого развития, а меры по повышению энергоэффективности снижают спрос на энергию. Потребление электроэнергии, вносящее основной вклад в энергопотребление, может быть снижено за счет мер по энергосбережению и внедрения чистых источников энергии. Производство биогаза позволяет снизить зависимость от потребления природного газа и получать чистую энергию. Прогнозы спроса и производства энергии используются для обоснования энергетической политики и инвестиционных решений. Сектор электроэнергетики, включающий потребителей электроэнергии и домашние хозяйства, необходимо учитывать при работе над снижением энергопотребления и стимулированием производства чистой энергии. Потребление энергии домашними хозяйствами, включая потребление энергии в зданиях, является важной областью для принятия мер по повышению энергоэффективности. Спрос на природный газ и его потребление следует учитывать в рамках усилий по продвижению чистой энергии и сокращению выбросов углерода.

Седьмой кластер

Ключевые термины и их встречаемость: энергетическая политика (323), национальная энергетическая политика (16), экономика энергетики (14), энергетическая устойчивость (12), европейская энергетика (12), энергетическая политика будущего (12),

польская энергетика (12), климатическая политика (8), управление энергетикой (8), формирование энергетической политики (8), добыча угля (7), потребители энергии (7), энергия будущего (7), централизованное теплоснабжение (6), геотермальная (6), геотермальная энергия (6), новая энергетическая политика (6), заинтересованные стороны (6), меры энергетической политики (5), сценарии энергетической политики (5), горнодобывающая промышленность (5), польская экономика (5).

Сгенерированное и переведенное описание тематики седьмого кластера

Энергетическая политика – это набор правил, норм и рекомендаций, определяющих как страна производит, распределяет и использует энергию. Она направлена на обеспечение энергетической безопасности, устойчивости и доступности энергии для всех граждан. Политика, способствующая повышению энергоэффективности и энергосбережению, помогает потребителям экономить деньги на счетах за электроэнергию и одновременно снижает углеродный след. Для эффективной и действенной реализации энергетической политики необходимо надлежащее управление энергетическим сектором. Заинтересованные стороны в энергетическом секторе включают энергетические компании, потребителей, разработчиков политики и экологические группы. Сценарии энергетической политики позволяют разработчикам политики определить потенциальное воздействие различных мер энергетической политики на горнодобывающую промышленность.

Восьмой кластер

Ключевые термины и их встречаемость: хранение энергии (47), производство водорода (22), система хранения энергии (19), политика энергетического перехода (18), микросеть (16), водородная экономика (13), энергетические технологии (10), возобновляемая энергия (8), аккумуляторное хранение энергии (7), водород (7), возобновляемые источники энергии переменной мощности (7), технологии хранения энергии (6), производство электроэнергии (6), внедрение возобновляемых источников энергии (6), возобновляемое использование водорода (6), устойчивые энергетические системы (6), хранение тепловой энергии (6), производство зеленого водорода (5), возобновляемые ресурсы (5), интеллектуальные сети (5).

Сгенерированное и переведенное описание тематики восьмого кластера

Хранение энергии приобретает все большее значение по мере продвижения мира к декарбонизированному и устойчивому будущему. Существует множество технологий хранения энергии, включая аккумуляторы, тепловое хранение энергии и производство водорода. Производство водорода является ключевой технологией для хранения энергии, поскольку водород можно производить из возобновляемых ресурсов, таких как энергия ветра и солнца, и использовать для выработки электроэнергии или в качестве топлива для транспорта. При производстве зеленого водорода используется возобновляемая энергия в процессе электролиза. Интеллектуальные сети и микросети повышают эффективность и надежность системы электроснабжения за счет интеграции возобновляемых источников энергии и технологий хранения энергии.

Политика энергетического перехода увеличивает использование возобновляемых источников энергии, стимулируя технологии возобновляемых источников энергии и системы хранения энергии.

Заключение

Среди актуальных тем исследований в публикациях за 2021–2023 гг. издательств Elsevier и MDPI по вопросам энергетической политики и энергетической безопасности доминируют проблемы, связанные с внедрением возобновляемых источников энергии, изменения климата, устойчивого развития, энергетической бедности, регионального развития энергетики, методов хранения энергии, вырабатываемой возобновляемыми источниками, вопросов интеграции энергетических систем, водородной энергетики, задачи энергосбережения и участия потребителей в выработке энергетической политики. Однако тематика конкретных экономических аспектов энергетической политики и энергетической безопасности отражена слабо как в списках ключевых слов, так и в текстах, сгенерированных с использованием технологии ChartGPT.

Полученные в результате анализа библиометрических данных восемь тематических кластеров хорошо описывают различные аспекты доминирующих проблем энергетической политики и энергетической безопасности, присутствующих в научных исследованиях, опубликованных издательствами Elsevier и MDPI в 2021–2023 гг.

Продемонстрирована возможность применения методов извлечения ключевых слов и ключевых фраз, наиболее близко описывающих документ с использованием векторного представления слов KeyBERT для использования их как альтернативы авторским ключевым словам.

Показано, что такие ключевые слова обладают некоторыми статистическими характеристиками, схожими с аналогичными характеристиками авторских ключевых слов, но список сгенерированных ключевых слов лишь частично пересекается с авторскими ключевыми словами. Использование сгенерированных ключевых слов может быть полезно при проведении библиометрических исследований, основанных на данных, не включающих в себя авторские ключевые слова, но содержащих тексты заголовков и аннотаций.

Показано, что использование технологий типа ChartGPT дает достаточно хорошие результаты, основанные на доминирующих текстовых шаблонах, по которым производилось обучение моделей данных.

Следует отметить и негативную сторону использования данных технологий – это преобладание шаблонных фраз и

предложений в сгенерированных текстах. Векторизация слов и текстов на основе их контекста приводит к доминированию слов и фраз самого контекста. В данных технологиях не просматривается алгоритмов снижения весовой значимости часто употребляемых текстовых шаблонов, что приводит к их доминированию. Для критического анализа текстов и сбора актуальной информации необходимо наличие операторов, исключающих или снижающих значимость доминирующих текстовых шаблонов. В классических запросах присутствует оператор “NOT” – реализовать нечто подобное без дообучения существующих моделей является проблемой, требующей отдельного исследования.

Целесообразно провести аналогичное исследование с использованием методов извлечения ключевых слов из текстов, не использующих векторное представление слов и текстов, например, Yake!.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (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. Sokołowski M.M., Heffron R.J. Defining and conceptualising energy policy failure: The when, where, why, and how // Energy Policy. 2022. Vol. 161. P. 112745. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112745>
2. Gatto A. The energy futures we want: A research and policy agenda for energy transitions // Energy Research & Social Science. 2022. Vol. 89. P. 102639. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102639>
3. Meyer K.E., Fang T., Panibratov A.Yu. et al. International business under sanctions // Journal of World Business. 2023. Vol. 58, No. 2. P. 101426. <https://doi.org/10.1016/j.jwb.2023.101426>
4. Новак А. Российский и мировой ТЭК: вызовы и перспективы // Энергетическая политика. 2022. № 4. С. 6–15. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2022_4170_7

5. *Pascual Espada J., Solís Martínez J., Cid Rico I., Emilio Velasco Sánchez L.* Extracting keywords of educational texts using a novel mechanism based on linguistic approaches and evolutive graphs // *Expert Systems with Applications*. 2023. Vol. 213. P. 118842. <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2022.118842>
6. *Khan O.A., Wasi S., Siddiqui M.S., Karim A.* Keyword extraction for medium-sized documents using corpus-based contextual semantic smoothing // *Complexity*. 2022. Vol. 2022. P. 7015764. <https://doi.org/10.1155/2022/7015764>
7. *Nomoto T.* Keyword extraction: A modern perspective // *SN Computer Science*. 2022. Vol. 4, No. 1. P. 92. <https://doi.org/10.1007/s42979-022-01481-7>
8. *La Quatra M., Cagliero L.* Transformer-based highlights extraction from scientific papers // *Knowledge-Based Systems*. 2022. Vol. 252. P. 109382. <https://doi.org/10.1016/j.knosys.2022.109382>
9. *Kelebercová L., Munk M.* Search queries related to COVID-19 based on keyword extraction // *Procedia Computer Science*. 2022. Vol. 207. P. 2618–2627. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2022.09.320>
10. *Yang K., Lu J., Duan L.* et al. Research hotspots and theme trends in post-traumatic growth: A co-word analysis based on keywords // *International Journal of Nursing Sciences*. 2023. Vol. 10, No. 2. P. 268–275. <https://doi.org/10.1016/j.ijnss.2023.03.001>
11. *Devlin J., Chang M.-W., Lee K., Toutanova K.* BERT: Pre-training of Deep Bidirectional Transformers for language understanding // *Proceedings of the 2019 NAACL Conference: Human Language Technologies*. Stroudsburg, PA: Association for Computational Linguistics, 2019. Vol. 1. P. 4171–4186. <https://doi.org/10.18653/v1/N19-1423>
12. *Grootendorst M.* KeyBERT: BibTeX // Zenodo. 2021. 25 January. <https://doi.org/10.5281/zenodo.4461265>
13. *Schopf T., Klimek S., Matthes F.* PatternRank: Leveraging pretrained language models and part of speech for unsupervised keyphrase extraction: // *Proceedings of the 14th International Joint Conference on Knowledge Discovery, Knowledge Engineering and Knowledge Management*. Valletta: SciTePress, 2022. Vol. 1. P. 243–248. <https://doi.org/10.5220/0011546600003335>
14. *Van Eck N.J., Waltman L.* Software survey: VOSviewer, a computer program for bibliometric mapping // *Scientometrics*. 2010. Vol. 84, No. 2. P. 523–538. <https://doi.org/10.1007/s11192-009-0146-3>
15. *Aljedaani W., Rustam F., Mkaouer M.W.* et al. Sentiment analysis on Twitter data integrating TextBlob and deep learning models: The case of US airline industry // *Knowledge-Based Systems*. 2022. Vol. 255. P. 109780. <https://doi.org/10.1016/j.knosys.2022.109780>
16. *Campos R., Mangaravite V., Pasquali A.* et al. YAKE! Keyword extraction from single documents using multiple local features // *Information Sciences*. 2020. Vol. 509. P. 257–289. <https://doi.org/10.1016/j.ins.2019.09.013>
17. *VandenBerg C., Callan J.* Sifaka: Text mining above a search API // *arXiv*. 2018. 5 October. <https://doi.org/10.48550/ARXIV.1810.02907>
18. *Škrlj B., Koloski B., Pollak S.* Retrieval-efficiency trade-off of unsupervised keyword extraction // *Lecture Notes in Computer Science*. 2022. Vol. 13601. P. 379–393. https://doi.org/10.1007/978-3-031-18840-4_27
19. *Kim S.Y., Ganesan K., Dickens P., Panda S.* Public sentiment toward solar energy – Opinion mining of Twitter using a Transformer-Based Language Model // *Sustainability*. 2021. Vol. 13, No. 5. P. 2673. <https://doi.org/10.3390/su13052673>

ПРИЛОЖЕНИЕ**Приложение 1****Источник: ScienceDirect**

Запрос: «Title, abstract, keywords: “**energy policy**”, 2021–2023»

Наиболее часто встречающиеся предметные области (**Subject areas**) и число публикаций отнесенных к ним: Energy (712); Environmental Science (218); Engineering (197); Social Sciences (170); Economics, Econometrics and Finance (94); Business, Management and Accounting (24); Decision Sciences (23); Agricultural and Biological Sciences (18); Earth and Planetary Sciences (16); Materials Science (16).

Названия изданий (**Publication title**) с наибольшим числом публикаций: Energy Policy (210); Energy (98); iScience (98); Renewable and Sustainable Energy Reviews (88); Energy Research & Social Science (88); Journal of Cleaner Production (68); Renewable Energy (59); Energy Economics (50); Applied Energy (45); Energy Strategy Reviews (31); Energy Reports (31); Energy and Buildings (28); Sustainable Energy Technologies and Assessments (22).

Запрос: «Title, abstract, keywords: “**energy security**”, 2021–2023»

Наиболее часто встречающиеся предметные области (**Subject areas**) и число публикаций отнесенных к ним: Energy (409); Environmental Science (152); Engineering (129); Social Sciences (84); Chemical Engineering (35); Materials Science (34); Agricultural and Biological Sciences (28); Economics, Econometrics and Finance (26); Chemistry (19); Earth and Planetary Sciences (15).

Названия изданий (**Publication title**) с наибольшим числом публикаций: Energy (57); Journal of Cleaner Production (46); Renewable Energy (43); Renewable and Sustainable Energy Reviews (42); Energy Policy (40); Energy Research & Social Science (30); Energy Reports (27); Energy Strategy Reviews (21); Fuel (20); Energy Economics (17); Resources Policy (16).

Источник: MDPI

Запрос: «Title, abstract, keywords: “**energy policy**”, 2021–2023»

Наиболее часто встречающиеся предметные области (**Subjects**) и число публикаций отнесенных к ним: Environmental & Earth Sciences (559); Engineering (370); Chemistry & Materials Science (357); Physical Sciences (350); Business & Economics (188); Social Sciences, Arts and Humanities (181); Computer Science & Mathematics (39); Public Health & Healthcare (25); Biology & Life Sciences (21).

Названия изданий (**Journals**) с наибольшим числом публикаций: Energies (322); Sustainability (173); IJERPH (13); Applied Sciences (8); Water (6).

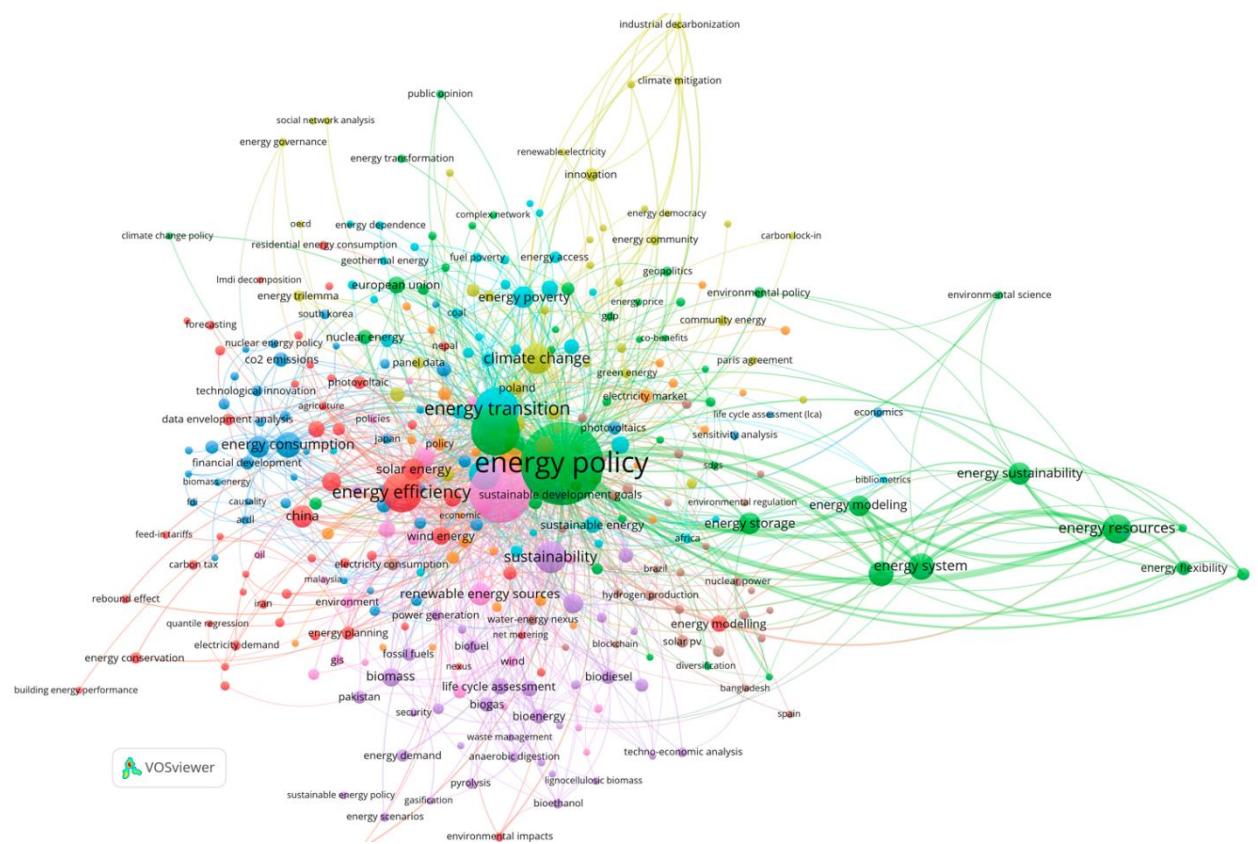
Запрос: «Title, abstract, keywords: “**energy security**”, 2021–2023»

Наиболее часто встречающиеся предметные области (**Subjects**) и число публикаций отнесенных к ним: Environmental & Earth Sciences (380); Engineering (295); Chemistry & Materials Science (283); Physical Sciences (240); Business & Economics (107); Social Sciences, Arts and Humanities (97); Computer Science & Mathematics (44); Biology & Life Sciences (43); Public Health & Healthcare (23).

Названия изданий (**Journals**) с наибольшим числом публикаций: Energies (206); Sustainability (95); Applied Sciences (15); Water (13); Sensors (11); Molecules (8).

Приложение 2

Сеть и кластеризация авторских ключевых слов



keyword	occurrences	total link strength	keyword	occurrences	total link strength
energy policy	590	1245	energy	55	156
renewable			management	55	156
energy	330	732	energy	43	138
energy security	208	373	sustainability	43	138
energy transition	169	340	energy	64	137
energy efficiency	141	284	energy modeling	39	126
energy resources	73	238	energy		
climate change	80	194	consumption	59	102
sustainability	86	182	decarbonization	42	98
sustainable			energy storage	41	98
development	84	182	economic growth	42	91
energy system	60	164	solar energy	41	88
			hydrogen	34	86

Приложение 3**Кластер 1**

energy security (118.0), china energy (35.0), energy market (23.0), greenhouse gas emissions (22.0), nuclear energy (21.0), energy planning (19.0), energy system (17.0), energy (13.0), energy management (12.0), multi criteria decision (12.0), coal consumption (11.0), global energy (11.0), international energy (11.0), renewable energy transition (11.0), energy industry (9.0), energy performance (9.0), nuclear power (9.0), poland (9.0), sustainable energy transition (9.0), world energy (9.0), energy sources (8.0), energy trade (8.0), energy transition (8.0), electricity production (7.0), energy buildings (7.0), energy equity (7.0), energy security risk (7.0), consumption (6.0), energy security performance (6.0), gas emissions (6.0), renewable energy capacity (6.0), renewable sources (6.0), sustainable energy security (6.0), criteria decision (5.0), criteria decision analysis (5.0), energy independence (5.0), energy security index (5.0), energy supply (5.0), global energy security (5.0), global energy trade (5.0), nuclear power plants (5.0), zero energy buildings (5.0)

Кластер 2

energy poverty (48.0), electric vehicles (27.0), household energy (24.0), eu energy (23.0), energy efficiency policy (18.0), electric vehicle (14.0), energy use (13.0), coal (12.0), sustainable energy policy (12.0), energy community (11.0), green energy (11.0), eu energy policy (10.0), ghg emissions (10.0), energy justice (9.0), energy policymaking (9.0), energy innovation (8.0), electrification (7.0), energy initiatives (7.0), household energy use (7.0), residential buildings (7.0), rural energy (7.0), community energy (6.0), energy consumption patterns (6.0), energy democracy (6.0), energy infrastructure (6.0), energy poverty index (6.0), eu climate (6.0), ev charging (6.0), poverty (6.0), recycling (6.0), renewable generation (6.0), domestic energy (5.0), efficiency policy (5.0), emissions reduction (5.0), energy retrofit (5.0), fuel poverty (5.0), multidimensional energy poverty (5.0), multidimensional energy poverty index (5.0), rural electrification (5.0), smart energy (5.0)

Кластер 3

renewable energy (412.0), renewable energy policy (79.0), energy sector (61.0), renewable energy sources (49.0), renewable energy consumption (35.0), electricity market (34.0), wind energy (31.0), renewable electricity (30.0), renewable energy development (26.0), renewable energy resources (17.0), renewable energy technologies (17.0), renewable energy sector (14.0), electricity price (13.0), renewable energy generation (13.0), renewable energy projects (12.0), wind power (12.0), offshore wind energy (10.0), regional energy (10.0), renewable energy systems (10.0), wind turbine (10.0), energy projects (9.0), renewable energy production (9.0), wind farms (8.0), offshore wind farms (6.0), offshore wind power (6.0), renewable energy adoption (6.0), hybrid renewable energy (5.0), renewable energy market (5.0), renewable energy use (5.0), sustainable electricity (5.0), wind energy development (5.0), wind power plants (5.0)

Кластер 4

sustainable energy (67.0), solar energy (29.0), biodiesel (25.0), energy development (25.0), biofuels (22.0), photovoltaic (20.0), biomass (19.0), energy price (16.0), solar photovoltaic (16.0), biofuel (14.0), biodiesel production (13.0), sustainable energy development (13.0), energy crisis (11.0),

hydropower (11.0), solar pv (11.0), biomass energy (9.0), hydropower plants (9.0), biofuel production (8.0), biomass resources (7.0), solar power (7.0), alternative fuels (6.0), bioenergy production (6.0), food security (6.0), sustainable development goals (6.0), wastewater (6.0), agrivoltaics (5.0), biomass gasification (5.0), global energy crisis (5.0), photovoltaic power (5.0), sustainable energy consumption (5.0), water energy (5.0), water security (5.0)

Кластер 5

carbon emissions (48.0), co2 emissions (46.0), emissions (39.0), renewables (27.0), energy production (23.0), sustainable development (20.0), economic growth (15.0), sustainability (14.0), carbon neutrality (13.0), energy resources (13.0), carbon dioxide emissions (12.0), ecological footprint (10.0), energy investments (10.0), energy productivity (9.0), autoregressive (8.0), co2 (8.0), carbon capture (7.0), carbon tax (7.0), climate change (6.0), cointegration (6.0), distributed energy resources (6.0), environmental sustainability (6.0), national energy (6.0), photovoltaics (6.0), sustainability transitions (6.0), carbon pricing (5.0), energy subsidies (5.0), renewable energy investments (5.0), stochastic frontier analysis (5.0), water consumption (5.0), water resources (5.0)

Кластер 6

energy consumption (87.0), energy efficiency (85.0), energy demand (55.0), electricity consumption (33.0), energy saving (32.0), biogas (17.0), electricity demand (17.0), biogas production (12.0), energy generation (12.0), forecasting (12.0), electricity generation (11.0), electricity sector (10.0), energy efficiency measures (10.0), building energy consumption (9.0), residential energy (9.0), household energy consumption (8.0), biogas plants (7.0), residential electricity (7.0), electricity consumers (6.0), energy usage (6.0), natural gas consumption (6.0), residential energy consumption (6.0), clean energy (5.0), forecast (5.0), households (5.0), natural gas demand (5.0), residential electricity consumption (5.0)

Кластер 7

energy policy (323.0), national energy policy (16.0), energy economy (14.0), energy sustainability (12.0), european energy (12.0), future energy policy (12.0), polish energy (12.0), climate policy (8.0), energy governance (8.0), energy policy making (8.0), coal mining (7.0), coal production (7.0), energy consumers (7.0), future energy (7.0), district heating (6.0), geothermal (6.0), geothermal energy (6.0), new energy policy (6.0), stakeholders (6.0), energy policy measures (5.0), energy policy scenarios (5.0), mining industry (5.0), polish economy (5.0)

Кластер 8

energy storage (47.0), hydrogen production (22.0), energy storage system (19.0), energy transition policy (18.0), microgrid (16.0), hydrogen economy (13.0), energy technologies (10.0), renewable power (8.0), battery energy storage (7.0), hydrogen (7.0), variable renewable energy (7.0), energy storage technologies (6.0), power generation (6.0), renewable energy penetration (6.0), renewable hydrogen (6.0), sustainable energy systems (6.0), thermal energy storage (6.0), green hydrogen production (5.0), renewable resources (5.0), smart grid (5.0)

Identification of actual energy policy and security research topics in Elsevier and MDPI publications for 2021–2023.

Part 1. Term clustering and topic referencing with ChatGPT

B.N. Chigarev

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

Abstract. This article aims to identify relevant research topics in Elsevier and MDPI publications for the years 2021–2023 on energy policy and security issues. The research was based on the identification of keywords/phrases from title texts and abstracts using PatternRank software based on KeyBERT technology and name group extraction. These keywords/phrases were considered as a possible alternative to the author keywords. The bibliometric analysis of these terms using VOSviewer identified eight clusters describing energy policy and security issues in detail. Textual descriptions of the topics in each cluster are provided using ChatGPT technology.

Keywords: energy policy, research topics, bibliometric analysis, KeyBERT, ChatGPT, VOSviewer.

Citation: Chigarev B.N. Identification of actual energy policy and security research topics in Elsevier and MDPI publications for 2021–2023. Part 1. Term clustering and topic referencing with ChatGPT // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 63–83. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art5> (In Russ.).

References

1. Sokołowski M.M., Heffron R.J. Defining and conceptualising energy policy failure: The when, where, why, and how // Energy Policy. 2022. Vol. 161. P. 112745. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112745>
2. Gatto A. The energy futures we want: A research and policy agenda for energy transitions // Energy Research & Social Science. 2022. Vol. 89. P. 102639. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2022.102639>
3. Meyer K.E., Fang T., Panibratov A.Yu. et al. International business under sanctions // Journal of World Business. 2023. Vol. 58, No. 2. P. 101426. <https://doi.org/10.1016/j.jwb.2023.101426>
4. Novak A. Russian and global fuel and energy complex: challenges and prospects // Energeticheskaya Politika. 2022. No. 4. P. 6–15. https://doi.org/10.46920/2409-5516_2022_4170_7 (In Russ.).
5. Pascual Espada J., Solís Martínez J., Cid Rico I., Emilio Velasco Sánchez L. Extracting keywords of educational texts using a novel mechanism based on linguistic approaches and evolutive graphs // Expert Systems with Applications. 2023. Vol. 213. P. 118842. <https://doi.org/10.1016/j.eswa.2022.118842>
6. Khan O.A., Wasi S., Siddiqui M.S., Karim A. Keyword extraction for medium-sized documents using corpus-based contextual semantic smoothing // Complexity. 2022. Vol. 2022. P. 7015764. <https://doi.org/10.1155/2022/7015764>
7. Nomoto T. Keyword extraction: A modern perspective // SN Computer Science. 2022. Vol. 4, No. 1. P. 92. <https://doi.org/10.1007/s42979-022-01481-7>

8. *La Quatra M., Cagliero L.* Transformer-based highlights extraction from scientific papers // Knowledge-Based Systems. 2022. Vol. 252. P. 109382. <https://doi.org/10.1016/j.knosys.2022.109382>
9. *Kelebercová L., Munk M.* Search queries related to COVID-19 based on keyword extraction // Procedia Computer Science. 2022. Vol. 207. P. 2618–2627. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2022.09.320>
10. *Yang K., Lu J., Duan L.* et al. Research hotspots and theme trends in post-traumatic growth: A co-word analysis based on keywords // International Journal of Nursing Sciences. 2023. Vol. 10, No. 2. P. 268–275. <https://doi.org/10.1016/j.ijnss.2023.03.001>
11. *Devlin J., Chang M.-W., Lee K., Toutanova K.* BERT: Pre-training of Deep Bidirectional Transformers for language understanding // Proceedings of the 2019 NAACL Conference: Human Language Technologies. Stroudsburg, PA: Association for Computational Linguistics, 2019. Vol. 1. P. 4171–4186. <https://doi.org/10.18653/v1/N19-1423>
12. *Grootendorst M.* KeyBERT: BibTeX // Zenodo. 2021. 25 January. <https://doi.org/10.5281/zenodo.4461265>
13. *Schopf T., Klimek S., Matthes F.* PatternRank: Leveraging pretrained language models and part of speech for unsupervised keyphrase extraction: // Proceedings of the 14th International Joint Conference on Knowledge Discovery, Knowledge Engineering and Knowledge Management. Valletta: SciTePress, 2022. Vol. 1. P. 243–248. <https://doi.org/10.5220/0011546600003335>
14. *Van Eck N.J., Waltman L.* Software survey: VOSviewer, a computer program for bibliometric mapping // Scientometrics. 2010. Vol. 84, No. 2. P. 523–538. <https://doi.org/10.1007/s11192-009-0146-3>
15. *Aljedaani W., Rustam F., Mkaouer M.W.* et al. Sentiment analysis on Twitter data integrating TextBlob and deep learning models: The case of US airline industry // Knowledge-Based Systems. 2022. Vol. 255. P. 109780. <https://doi.org/10.1016/j.knosys.2022.109780>
16. *Campos R., Mangaravite V., Pasquali A.* et al. YAKE! Keyword extraction from single documents using multiple local features // Information Sciences. 2020. Vol. 509. P. 257–289. <https://doi.org/10.1016/j.ins.2019.09.013>
17. *VandenBerg C., Callan J.* Sifaka: Text mining above a search API // arXiv. 2018. 5 October. <https://doi.org/10.48550/ARXIV.1810.02907>
18. *Škrlj B., Koloski B., Pollak S.* Retrieval-efficiency trade-off of unsupervised keyword extraction // Lecture Notes in Computer Science. 2022. Vol. 13601. P. 379–393. https://doi.org/10.1007/978-3-031-18840-4_27
19. *Kim S.Y., Ganesan K., Dickens P., Panda S.* Public sentiment toward solar energy – Opinion mining of Twitter using a Transformer-Based Language Model // Sustainability. 2021. Vol. 13, No. 5. P. 2673. <https://doi.org/10.3390/su13052673>

Выявление актуальных тем исследований по вопросам энергетической политики и безопасности в публикациях издательств Elsevier и MDPI за 2021–2023 гг.

Часть 2. Кластеризация публикаций. Автоматическое экстрактивное (извлекающее) реферирование

Б.Н. Чигарев

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

E-mail: bchigarev@ipng.ru

Аннотация. Данная статья посвящена выявлению актуальных тем исследований в публикациях за 2021–2023 гг. издательств Elsevier и MDPI по вопросам энергетической политики и безопасности на основе кластеризации публикаций.

Показано, что именные группы, извлеченные из заголовков и аннотаций, могут быть использованы для кластеризации публикаций, позволяющей определить актуальные темы исследований. Извлечение именных групп осуществлялось с использованием программного пакета Sifaka. Строилась таблица из 5000 наиболее часто встречаемых именных групп, термины которых оставлялись в текстах заголовков и аннотаций, остальные термины удалялись. Подготовленные таким образом тексты использовались в процессе кластеризации библиометрических записей с использованием демоверсии программы Carrot2 и алгоритма Lingo3G. Тексты аннотаций для каждого кластера подвергались автоматическому экстрактивному реферированию с использованием программы sumy с алгоритмом Text-rank и списка стоп-слов stopwords-en-ISO.txt. Продемонстрирована возможность использования технологии экстрактивного реферирования для описания доминирующей тематики отдельных кластеров публикаций.

Приведен список доминирующих тематик в публикациях по вопросам энергетической политики и безопасности в публикациях издательств Elsevier и MDPI за 2021–2023 гг.

Ключевые слова: энергетическая политика, темы исследований, библиометрический анализ, Sifaka, Carrot2, кластеризация публикаций, экстрактивное реферирование.

Для цитирования: Чигарев Б.Н. Выявление актуальных тем исследований по вопросам энергетической политики и безопасности в публикациях издательств Elsevier и MDPI за 2021–2023 гг. Часть 2. Кластеризация публикаций. Автоматическое экстрактивное (извлекающее) реферирование // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 84–107. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art6>

Введение

Часть 1 данной статьи была посвящена выявлению актуальных тем исследований по вопросам энергетической политики и безопасности в публикациях издательств Elsevier и MDPI за 2021–2023 гг., основываясь на использовании методов кластеризации терминов и

реферирования тем с помощью ChatGPT.

Цели публикации части 2:

– Выявление актуальных тем исследований в публикациях за 2021–2023 гг. издательств Elsevier и MDPI по вопросам энергетической политики и безопасности на основе кластеризации публикаций.

– Демонстрация возможности использования именных групп извлеченных из текстов заголовков и аннотаций для кластеризации публикаций как основы выявления актуальных тем исследований.

– Демонстрация возможности использования технологии экстрактивного реферирования¹ для описания доминирующих тем кластера публикаций.

Актуальность кластеризации публикаций

Кластеризация публикаций – это процесс объединения похожих публикаций в группы на основе их содержания, методологии или других характеристик. Кластеризация публикаций на основе их содержания позволяет исследователям увидеть, какие темы изучаются чаще всего, а какие области остаются без внимания.

Кластеризация публикаций может помочь исследователям более эффективно выявлять актуальные исследования. Группируя публикации на основе их сходства, исследователи могут быстро определить наиболее актуальные исследования и не тратить время на просеивание неактуальных.

Кластеризация публикаций может способствовать сотрудничеству и обмену знаниями между исследователями. Выявляя других исследователей, работающих над схожими темами, исследователи могут более эффективно сотрудничать и обмениваться знаниями и ресурсами.

В целом, кластеризация публикаций является важным инструментом

для исследователей, позволяющим понять тематику большого числа публикаций, определить актуальные исследования, а также облегчить сотрудничество и обмен знаниями. Примерами работ, раскрывающими значимость методов кластеризации документов, могут служить публикации [1–3].

Материалы и методы

Библиометрические данные по вопросам энергетической политики и безопасности за 2021–2023 гг. были собраны из двух источников: ScienceDirect издательства Elsevier и сайта mdpi.com издательства MDPI. Данные актуальны на 14.03.2023. Т. е. использовались те же самые исходные данные, что и в первой части публикации.

Итоговое число записей, которое использовалось в работе, составило 2612 строки.

Методика предварительной обработки текстов заголовков и аннотаций включала следующие стадии:

- объединение текстов заголовков и аннотаций в один абзац;
- удаление текстов, заключенных в скобки, например, Internet of Things (IoT) – Internet of Things, methane (CH₄) – methane;
- замена наиболее часто встречающихся терминов во множественном числе на единственное число;
- удаление кавычек;
- замена или удаление символов, не соответствующих кодировке utf-8.

¹ https://ru.wikipedia.org/wiki/Автоматическое_реферирование – Автоматическое реферирование, аннотирование или суммаризация – создание краткой версии текстового документа с помощью компьютерной программы.

Каждый абзац текста записывался как отдельный файл и индексировался программой sifakaBuildIndex.jar². Индекс включал в себя и именные группы (noun phrases). Используя sifakaTextMiner.jar из программного пакета Sifaka, строилась таблица из 5000 наиболее часто встречающихся именных групп.

В файле, содержащем тексты заголовков и аннотаций и прошедшим предварительную обработку, оставлялись только термины из таблицы 5000 наиболее часто встречающихся именных групп. Преимущество такого подхода, по сравнению с исключением из текста стоп-слов, заключается в том, что выбор списка стоп-слов достаточно субъективен, а в данном случае в тексте остаются лишь термины, входящие в список наиболее часто встречающихся именных групп, а другие термины автоматически исключаются.

Полученные вышеизложенным методом 2612 текстовых записей добавлялись как отдельная колонка к общей таблице библиометрических записей. Кластеризация библиометрических записей проводилась по текстам сформированного автором столбца. Предложенный подход позволяет сохранить значения полей, по которым не проводилась кластеризация, что позволяет, например, использовать поле DOI для определения статей, вошедших в тот или иной кластер.

Учитывая, что данное исследование проводилось как проверка концепции (proof of concept) – т. е. демонстрации того, что предлагаемый автором подход для выявления актуальных тем исследований из библиометрических данных осуществим,

для кластеризации записей использовалась демоверсия системы Carrot2 с алгоритмом Lingo3G³, находящаяся в открытом доступе, простая в работе, позволяющая экспортить полученные результаты и предоставляющая высококачественное графическое представление данных. Как демоверсия, данная система имеет ограничение на объем обрабатываемых данных. Используемая предварительная обработка текстов позволила уложиться в существующие ограничения.

Экспортируемые из Carrot2 результаты кластеризации записей использовались для дальнейшего анализа. Тексты аннотаций для каждого кластера подвергались автоматическому экстрактивному рефериованию. Учитывая ограничения на размер статьи, в результатах исследования представлены лишь три примера полученных текстов рефератов, раскрывающих их тематику для кластеров с наибольшим числом публикаций.

Результаты и обсуждения

Результаты извлечения именных групп с использованием Sifaka

Индексация 2612 текстов записей заголовков и аннотаций производилась при следующих параметрах: удаление стоп-слов и стемминг Кроветца не использовались, так как данные процедуры препятствуют выделению именных групп в тексте. В индекс включались именные группы (Noun Phrases) и биграммы (Bigarms). В дальнейшей работе использовались 5000 наиболее часто встречающихся именных групп, примеры которых представлены в табл. 1.

² <https://www.lemurproject.org/sifaka.php> – Sifaka – приложение для анализа текста, построенное на базе поисковой системы с открытым исходным кодом.

³ <https://search.carrotsearch.com/#/workbench> – Приложение для кластеризации с использованием алгоритма Lingo3G.

Таблица 1

40 наиболее часто встречающихся терминов (именных групп)

Термин	N _d	N _t	Термин	N _d	N _t
energy policy	793	1000	energy technologies	78	108
energy security	565	824	power plants	73	102
energy consumption	267	479	energy development	71	102
energy sources	331	461	electricity consumption	53	100
energy system	268	394	electricity generation	81	98
energy transition	234	386	energy market	66	94
energy efficiency	196	331	wind energy	48	90
climate change	218	260	energy mix	75	90
co ₂ emissions	132	244	power generation	68	89
energy sector	162	225	carbon neutrality	63	88
carbon emissions	121	190	energy generation	65	81
case study	156	170	energy intensity	40	78
energy resources	117	161	eu countries	46	77
energy poverty	59	157	electricity demand	55	73
energy demand	118	157	ghg emissions	37	72
greenhouse gas emissions	127	135	electricity price	45	72
energy use	81	125	development goals	69	72
energy production	95	116	hydrogen production	35	72
power system	77	111	electricity market	46	65
energy supply	84	109	policy implications	62	64

Сокращения: N_d – число записей, в которых встречаются указанные термины, N_t – общая встречаемость термина.

Из табл. 1 видно, что представленные термины хорошо описывают тематику энергетической политики и безопасности и демонстрируют понятную семантику словосочетаний.

В части 1 статьи показано, что число одинаковых терминов в списках из 5000 терминов, выбранных по используемой в этой части исследования процедуре, и авторскими ключевыми словами составляет 755. Сравнение авторских ключевых слов и полученных терминов в данной части исследований составило 842 из общего числа 5000. Численно результаты различаются мало. Сравнение 5000 терминов, полученных в первой и второй частях исследований, дает 938 общих значений, т. е. даже выше, чем

в сравнении с авторскими ключевыми словами.

Результаты подготовки столбца записей, основанной на выявленных именных группах в текстах заголовков и аннотаций

Основной целью данного раздела являлось формирование столбца записей, по которым в дальнейшем осуществлялась их кластеризация.

Процедура формирования такого столбца заключалась в том, что в абзацах текстов, состоящих из заголовков и аннотаций каждой публикации, оставлялись только термины, включенные в список 5000 наиболее часто встречаемых именных групп.

Примеры таких записей представлены в табл. 2.

Таблица 2
Примеры абзацев текстов и строк, составленных из терминов именных групп

Заголовок статьи	Строка, содержащая термины из 5000 именных групп
"My Electricity" Program Effectiveness Supporting the Development of PV Installation in Poland	electricity program effectiveness development pv installation poland studies show legitimacy renewable energy mechanisms problems allocation funds paper situation funds photovoltaic micro-installations poland electricity program article results analyses inequalities use funds electricity program inequalities intensity support terms maximization electricity production electricity program pv micro-installations average power pv capacity financial resources electricity program funds allocation surpluses average income small households potential project selection criteria analysis criteria income households
Can Michigan's Upper Peninsula Achieve Justice in Transitioning to 100% Renewable Electricity? Survey of Public Perceptions in Sociotechnical Change	upper justice renewable electricity survey public perceptions change cost energy western upper northern state united states situation wup residents electricity bills interest renewable electricity region questions factors wup residents transition re support re transition wup research factors residents re transition wup research public perceptions residents' survey regression results show residents' initiative consumption probability support wind energy development re transition support high wup trend project preferences results research roadmap future community-engaged planning re region
The Impact of the Government Policy on the Energy Efficient Gap: The Evidence from Ukraine	impact government policy energy gap evidence paper check impact investment energy efficiency gap findings bibliometric analysis growth research interests core energy efficiency gap central quality institutions increase green investments energy sector relationships investment synergy effects energy efficiency gaps national economy analysis times series world data bank eurostat period methods unit root test data test vec-modelling cointegration analysis findings energy efficiency gaps year increase green energy investments year stability public perception increase public perception points stability points recovery speed energy sector policy energy efficiency gaps government level public perception stability
Addressing the Urban Heat Islands Effect: A Cross-Country Assessment of the Role of Green Infrastructure	urban heat islands effect cross-country assessment green infrastructure urban heat islands effect urban areas temperature increases local heat waves intensity reductions levels life quality paper reviews green infrastructure intensity impact human comfort comprehensive review literature paper reports analysis case studies set cities 13 countries geographical regions climate zones results common green infrastructure urban areas conditions impacts addition study impacts urban challenges city implications paper complex heat waves climate change urban green resources benefits impacts paper need city planners effects new building projects
Decomposition Analysis of the Evolution of the Local Energy System as a Tool to Assess the Effect of Local Actions: Methodology and Example of Malmö, Sweden	decomposition analysis evolution local energy system tool effect local actions methodology paper use decomposition analysis effect local energy-related actions climate change mitigation policy evaluation planning local level assessment impact local actions challenge perspective change factors local energy-related greenhouse gas emissions local authorities methodology decomposition model changes local energy system causes/effects methodology effect local actions case study
Modelling Bidding Behaviour on German Photovoltaic Auctions	modelling bidding behaviour photovoltaic auctions article renewable energy support allocation types auctions framework auction theory rules photovoltaic feed-in auctions work bidding strategies cost electricity methodology set rules price nash-equilibrium bidding strategy function monotone functions monotone functions framework auction theory modelling results pv support allocation auction system cost pricing rule participants valuation auction nash-equilibrium cost perspective application pricing rule policy decision

Подчеркнем, что в правой колонке представлен не полный текст, а перечень слов, по которым осуществлялось установление близости текстов в процессе их кластеризации с использованием демоверсии программы Carrot2.

В Прил. 1 дан авторский перевод текстов из этой таблицы, не претендующий на профессиональный перевод.

В табл. 2 подобраны примеры, содержащие небольшое число терминов в правой колонке. Для того, чтобы грубо оценить объем текстов 2612 записей заголовков, аннотаций и терминов из именных групп, приведем их размер в килобайтах: 274 КБ, 3763 КБ и 1717 КБ, соответственно. Таким образом, применяемый автором метод позволил сократить объем текста в поле, по которому проводилась кластеризация, в 2,35 раза по сравнению с суммой полей заголовков и аннотаций. Это не только позволило проводить кластеризацию по более релевантным терминам, но и использовать демоверсию программы Carrot2 и алгоритма Lingo3G, имеющие ограничения на объем текста, по которому проводится кластеризация.

Результаты кластеризации 2612 библиометрических записей с использованием алгоритма Lingo3G

Преимущество кластеризации библиометрических записей (фактически публикаций) для выявления актуальных задач или тем в рамках заданного направления исследований, по сравнению с кластеризацией ключевых терминов, заключается в том, что конечным источником информации для составления,

например, аналитического обзора являются именно публикации, а не ключевые термины. По терминам, описывающим актуальную задачу или тему, все равно необходимо собирать публикации для составления обзора.

Саму кластеризацию записей можно проводить, используя различные поля или их комбинацию. Например, поля авторов публикации или названий журналов, в которых статья опубликована, могут быть использованы совместно с текстами полей заглавий статей и аннотаций. Библиометрическое сопряжение (Bibliometric coupling) можно рассматривать как частный случай кластеризации публикаций, мерой близости которых выступает пристатейный список литературы.

Общая картина кластеризации библиометрических записей по мере близости терминов, составленных из именных групп, выявленных из полей заголовков и аннотаций, представлена на рис. 1.

Параметры программы, отличные от параметров по умолчанию: minClusterSize – 0,2, minLabelWords – 2:

minClusterSize – определяет минимально допустимый размер кластера по отношению к размеру родительского кластера. Например, значение 0,2 означает, что кластеры не должны содержать менее 20% документов родительского кластера (всех документов в случае кластеров верхнего уровня);

minLabelWords – определяет минимальную длину метки в словах. Метки, состоящие из меньшего количества слов, не будут генерироваться.

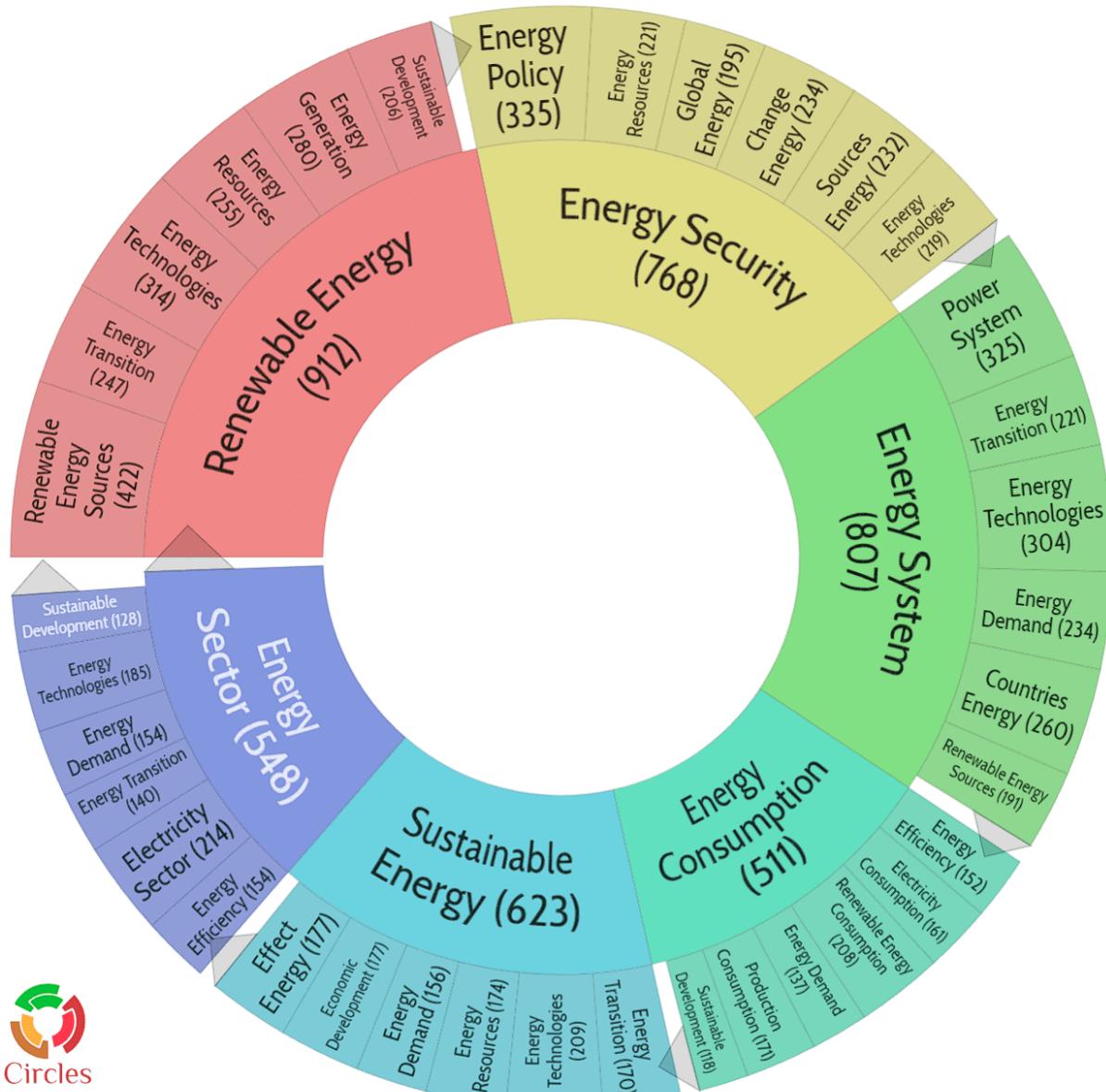


Рис. 1. Тематика кластеров первого и второго уровней, составленная с использованием демоверсии программы Carrot2 и алгоритма Lingo3G.

На графике представлены 6 из 8 кластеров с наибольшим числом публикаций

Представленная на рис. 1 диаграмма хорошо отражает как основную тематику энергетической политики и безопасности, так и подкатегории основных тем.

Пример экспортируемых из демо-версии программы Carrot2 данных представлены в табл. 3.

Данный пример показывает удобство работы с подобными данными: колонки

Cluster Level 1 и Cluster Level 2 указывают на тематику, к которой относится статья, по DOI можно найти не только библиометрические данные, но, нередко, и полные тексты статьи. По заголовку публикации можно более детально оценить тематику рассматриваемой в таблице записи.

Таблица 3

**Пример экспортируемых данных для кластера «возобновляемая энергетика»
(Renewable Energy) и кластера второго уровня «источники возобновляемой энергии»
(Renewable Energy Sources)**

Title	DOI	Cluster Level 1	Cluster Level 2
Green Technological Development and Deployment in the Association of Southeast Asian Economies (ASEAN) – At Crossroads or Roundabout?	10.3390/su13020758	Renewable Energy	Renewable Energy Sources
Expert Views on the Future Development of Biogas Business Branch in Germany, The Netherlands, and Finland until 2030	10.3390/su13031148	Renewable Energy	Renewable Energy Sources
Green Energy in Central and Eastern European (CEE) Countries: New Challenges on the Path to Sustainable Development	10.3390/en14040884	Renewable Energy	Renewable Energy Sources
An Analysis of Renewable Energy Usage by Mobile Data Network Operators	10.3390/su13041886	Renewable Energy	Renewable Energy Sources

Учитывая, что данная работа выполнялась в формате подтверждения концепции (proof of concept) о рациональности использования кластеризации публикаций на основе использования именных групп, выявленных в текстах заголовков и аннотаций, а не в виде всестороннего исследования по выявлению актуальных тем по вопросам энергетической политики и безопасности в публикациях издательств Elsevier и MDPI, далее приведены лишь примеры выявления тем для трех кластеров и, соответственно, кластеров второго уровня на основе автоматического реферирования входящих в них текстов.

Демонстрация примеров организована следующим образом:

– Осуществлялась выборка публикаций, относящихся к трем кластерам второго уровня: источники возобновляемой энергии (renewable energy sources), энергетическая политика (energy policy) и энергетическая система (power system). Это подкластеры с наибольшим числом публикаций, входящие в кластеры также с

наибольшим числом публикаций (renewable energy), (energy security) и (energy system).

– Тексты аннотаций для каждого кластера подвергались автоматическому экстрактивному реферированию с использованием программы sumy⁴ с алгоритмом Text-rank и списка стоп-слов stopwords-en-ISO.txt⁵. Использовалось ограничение на суммирование до 7 предложений.

– Полученные 7 предложений рассматривались как высокорейтинговые, по ним находились публикации, аннотации которых включали данные предложения. Соответственно, найденные публикации отражали тематику рассматриваемого кластера второго уровня.

– Для удобства чтения 7 предложений переводились на русский, а исходные тексты размещались в Прил. 2.

⁴ <https://github.com/miso-belica/sumy> – Модуль для автоматического реферирования/суммирования текстовых документов.

⁵ <https://github.com/stopwords-iso/stopwords-en> – Коллекция стоп-слов английского языка.

Примечание: в проводимом исследовании при использовании программы sumy использовались и другие входящие в нее алгоритмы (edmundson, Isa, Lex-rank), равно как и разное ограничение на число предложений в итоговом реферате. Полученные результаты существенно различались, что вообще характерно для библиометрических исследований и глубокого анализа текстов. Метафорически это можно назвать как субъективный взгляд различных алгоритмов на анализируемые тексты. Но подобное разнообразие имеет и положительную сторону – позволяет снизить предвзятость выбора. Детальное рассмотрение данной проблемы выходит за рамки данной статьи.

Примечание к переводу текстов: алгоритм Text-rank отдает предпочтение длинным предложением. Text-rank, в сравнении с алгоритмом Lex-rank, выбирает предложения примерно в 2,5 раза длиннее (для нашего набора текстов аннотаций). Длинные предложения не только неудобно читать, но их крайне неудобно переводить. Если сделать «нормальный» перевод, состоящий из нескольких предложений и включающий синонимы повторяющихся слов, то станет непонятно, почему алгоритм Text-rank, примененный к английскому тексту, высоко ранжировал именно эти предложения. Длинные предложения, содержащие повторяющиеся термины, являются хорошими кандидатами для Text-rank. Поэтому, при переводе приходилось идти на компромисс – стараться не отдаляться от перевода, близкого к дословному, но при этом сохранить

минимальную их читаемость на русском языке. По английским текстам выбранных предложений находилась содержащая их библиометрическая запись (фактически DOI), что и вносилось в список литературы, который, согласно излагаемой процедуре, хорошо описывает выбранную тематику.

Перевод результатов автоматического рефериования для подкласса «источники возобновляемой энергии»

Рассмотрены: производство первичной энергии из возобновляемых источников, доля энергии из возобновляемых источников в конечном потреблении энергии, структура производства энергии из возобновляемых источников и доля энергии из возобновляемых источников в энергии, используемой транспортным сектором [4].

В качестве цели исследования рассматривался энергетический переход на основе разработки стратегии внедрения политики возобновляемой энергетики во всей энергетической системе с использованием всех возобновляемых источников энергии для прогнозирования будущих энергетических потребностей и потенциала снижения выбросов углерода [5].

Согласно полученным результатам, наиболее значимыми макроуровневыми рисками, с которыми сталкивается генерация возобновляемой энергии в Иране, являются «инфляция и колебания цен», «коррупция», «сложные процедуры лицензирования», «исследования и разработки и потенциал отечественных технологий», «санкции», «колебания обменного курса» и «права собственности и договорные риски» [6].

В существующих исследованиях анализировались региональная диспетчеризация возобновляемых источников энергии и планирование мощностей, однако, в них не полностью изучено влияние технических и экономических характеристик систем хранения энергии на интеграцию возобновляемых источников энергии и энергетический переход, а важность систем хранения энергии для энергетического перехода в настоящее время игнорируется [7].

Кроме того, было сказано, что системы хранения энергии, создание микросетей, сочетание солнечной, ветровой энергии и систем хранения энергии, а также политика в области возобновляемых источников энергии являются одними из способов преодоления экономических и энергетических последствий использования энергии ветра [8].

Были использованы шесть основных критериев (социальный, экономический, качество энергии, политический, технический, экологический) и шестнадцать подкритериев, а также разработана модель оценки для установления приоритетов наиболее подходящих возобновляемых источников энергии для производства электроэнергии в развивающихся странах, в которой рассматриваются четыре основных ресурса (солнечная энергия, энергия ветра, гидроэнергия и энергия биомассы) и их потенциал в производстве электроэнергии [9].

Для перехода на возобновляемые источники энергии очень важны соотношение спроса и предложения возобновляемой энергии, отношение потребления энергии к валовому внутреннему продукту (ВВП), эластичность производства энергии, эластичность

потребления энергии, эффективность преобразования энергии и инвестиции в НИОКР через «зеленое» финансирование [10].

**Перевод результатов
автоматического реферирования
для подкласса
«энергетическая политика»**

Ассоциация государств Юго-Восточной Азии (АСЕАН) сталкивается с огромными проблемами в отношении будущего энергетического ландшафта и того, как энергетический переход будет охватывать новую архитектуру, включая умную политику и технологии для обеспечения доступности энергии для энергетической безопасности и устойчивости [11].

Энергетический ландшафт АСЕАН в перспективе будет зависеть от текущих действий, политики и инвестиций, направленных на преобразование энергетической системы, основанной на ископаемом топливе, в более чистую энергетическую систему, однако все решения и меры энергетической политики, которые будут приняты в ходе энергетического перехода, должны быть взвешены с учетом потенциально более высоких затрат на энергию, проблем доступности и рисков энергетической безопасности [11].

Текущая энергетическая политика Индонезии, которая опирается на дешевое ископаемое топливо и сосредоточена на двух из трех аспектов энергетической трилеммы, а именно энергетической безопасности и энергетической справедливости, может препятствовать ее усилиям по увеличению доли возобновляемых источников энергии [12].

Тематический анализ наиболее цитируемых публикаций выявил четыре взаимосвязанные темы устойчивого энергетического развития: доступ к недорогим современным энергетическим услугам, устойчивое энергоснабжение, устойчивое использование энергии и энергетическая безопасность [13].

Технологический прогресс и энергетические инновации могут помочь повысить энергетическую безопасность Китая путем диверсификации источников/путей энергоснабжения и повышения энергоэффективности, что важно для развития чистой и устойчивой энергетики [14].

Анализ показывает, что хотя возобновляемые источники энергии могут быть перспективным решением для повышения энергетической безопасности, текущий энергетический кризис показал, что нынешний масштаб инвестиций в возобновляемые источники энергии не готов удовлетворить текущие потребности в энергии, что вынуждает страны вновь вводить дополнительные источники углеводородного топлива, такие как уголь, затормаживая глобальный энергетический переход [15].

Межпровинциальный экспорт энергии оказывает перевернутое U-образное воздействие на доступность местной энергии, и поскольку структура экспорта энергии положительно влияет на доступность местной энергии, увеличение доли электроэнергии в общем экспорте энергии на 1% может привести к улучшению доступности местной энергии на 0,05% [16].

Примечание: первые два предложения взяты из одной аннотации, такое не часто встречается, можно предположить, что это

обусловлено частым появлением термина ASEAN в текстах аннотаций статей, посвященных энергетической политике.

**Перевод результатов
автоматического реферирования
для субкластера
«энергетические системы»**

Новизна данного исследования заключается в том, что в нем рассматривается количество и мощность венгерских НМКЕ⁶ в районах различных электроэнергетических компаний за определенный период времени, чтобы изучить возможный способ их эффективной интеграции в систему электроснабжения путем определения номинальной мощности накопителей энергии и энергоемкости предлагаемых систем хранения энергии [17].

Страны АСЕАН предприняли дальновидные шаги по увеличению доли возобновляемых источников энергии в обычных энергосетях, не препятствуя их текущему развитию. В данном исследовании представлены: политика, потенциал, прогресс и проблемы в области солнечной энергетики, существующие в странах АСЕАН; эти страны обладают огромным потенциалом солнечной энергии, поскольку расположены вблизи экватора, поэтому им следует сосредоточиться на использовании солнечной энергии для получения электричества и тепла, но для удовлетворения пикового спроса и обеспечения надежности возобновляемой энергии критически важным вопросом может стать разработка передовых систем хранения энергии [18].

⁶ НМКЕ – малые электростанции для домашних хозяйств.

В данной статье рассматриваются государственная политика и цели, направленные на развитие энергетического потенциала, достижения в области хранения энергии и проблемы внедрения систем возобновляемой энергии в странах АСЕАН; в ней также подробно описаны рекомендуемые политические меры для ускорения использования возобновляемой энергии населением и снижения углеродного следа в течение следующего десятилетия путем внедрения передовых систем хранения энергии [18].

Начиная с первых примитивных ветряных турбин в конце 1800-х годов, мировых войн, энергетического кризиса 1970-х годов и десятилетий растущей обеспокоенности состоянием окружающей среды, этот исторический отчет описывает, как приоритеты политики в Дании постепенно смешались от внимания к диверсификации энергетики, энергоэффективности и энергетической независимости к устойчивому развитию и возобновляемым источникам энергии, при этом ветроэнергетика и ветроэнергетические технологии возглавили список приоритетов [19].

Хотя существующие исследования анализируют региональную диспетчеризацию возобновляемой энергии и планирование мощностей, они не в полной мере изучают влияние технических и экономических характеристик систем хранения энергии на интеграцию возобновляемой энергии и энергетический переход [7].

Авторы статьи отметили, что системы хранения энергии, создание микросетей,

сочетание солнечной, ветровой энергии и систем хранения энергии, а также политика в области возобновляемых источников энергии являются одними из способов борьбы с экономическими и энергетическими недостатками ветровой энергетики [8].

Признавая важность искусственного интеллекта (ИИ), данное исследование было проведено для семи различных энергетических систем и их различных применений, включая: (I) производство электроэнергии; (II) доставку электроэнергии; (III) распределительные сети; (IV) хранение энергии; (V) энергосбережение, новые энергетические материалы и устройства; (VI) энергоэффективность и нанотехнологии; и (VII) энергетическую политику и экономику [20].

Примечание: две статьи [7] и [8], в силу их широкой тематики, отнесены системой Carrot2 как к подкластеру «источники возобновляемой энергии», так и к подкластеру «энергетические системы». Алгоритмы кластеризации текстов, основанные на предположении, что каждый текст относится к нескольким темам, а каждая тема описывается набором ключевых терминов, приводят к вышеннаблюдаемому результату.

Заключение

Выводы по второй части публикации

Проведенные исследования показали, что в публикациях по вопросам энергетической политики и безопасности издательств Elsevier и MDPI за 2021–2023 гг. доминирует следующая тематика:

Возобновляемая энергетика
(912 документов, 7 подклластеров)
Возобновляемые источники
энергии (422)
Энергетический переход (247)
Энергетические технологии (314)
Энергетические ресурсы (255)
Производство энергии (280)
Устойчивое развитие (206)
Потребление возобновляемой
энергии (208)

Энергетическая безопасность
(768 документов, 7 подклластеров)
Энергетическая политика (335)
Энергетические ресурсы (221)
Глобальная энергия (195)
Изменение энергии (234)
Источники энергии (232)
Энергетические технологии (219)
Увеличение энергии (194)

Энергетическая система
(807 документов, 7 подклластеров)
Энергетическая система (325)
Энергетический переход (221)
Энергетические технологии (304)
Спрос на энергию (234)
Энергетика стран (260)
Возобновляемые источники
энергии (191)
Энергия будущего (202)

Потребление энергии
(511 документов, 7 подклластеров)
Энергоэффективность (152)
Потребление электроэнергии (161)
Потребление возобновляемой
энергии (208)
Спрос на энергию (137)
Производственное потребление (171)
Устойчивое развитие (118)
Энергетика Китая (118)

Устойчивая энергетика
(623 документа, 7 подклластеров)
Энергетический переход (170)
Энергетические технологии (209)
Энергетические ресурсы (174)
Спрос на энергию (156)
Экономическое развитие (177)
Эффективная энергетика (177)
Национальная энергетика (159)

Энергетический сектор
(548 документов, 7 подклластеров)
Энергоэффективность (154)
Электроэнергетический сектор (214)
Переход к энергетике (140)
Спрос на энергию (154)
Энергетические технологии (185)
Устойчивое развитие (128)
Эффект энергетики (156).

Показана возможность использования именных групп извлеченных из текстов заголовков и аннотаций для кластеризации публикаций как основы выявления актуальных тем исследований. Именные группы, как термины, имеют даже большее пересечение с авторскими ключевыми словами, чем термины, полученные в первой части публикации. Более подробно об использовании именных групп для кластеризации документов можно ознакомиться в статье [21].

На примере трех подклластеров: «возобновляемые источники энергии», «энергетическая политика» и «энергетические системы», показана рациональность использования технологии экстрактивного реферирования для описания доминирующих тем в подклластере путем выявления публикаций, содержащих тексты (предложения), имеющие высокий ранг согласно алгоритму TextRank.

Общий вывод по двум частям публикаций

Учитывая, что исследование выполнено в формате демонстрации возможности, а не всестороннего исследования тематики публикаций и сравнения метода анализа их текстов, можно дать следующие рекомендации:

При составлении вводной части исследования, чтобы снизить предвзятость в выборе актуальных задач в рамках рассматриваемой темы, целесообразно использовать современные методы, основанные на больших, предварительно обученных языковых моделях, таких как ChatGPT. Сгенерированные с использованием таких моделей тексты носят весьма общий характер, но хорошо отражают широко обсуждаемые вопросы по изучаемой тематике. Фактически большое внимание к той или иной задаче может служить мерой ее актуальности.

Если в основной части исследования ставится задача, например, составления аналитического отчета, то в данном случае целесообразно использовать методы анализа, максимально сохраняющие связь с исходными публикациями, потому что именно по ним и будет составляться отчет.

В этом случае целесообразнее использовать кластеризацию библиометрических записей, а не кластеризацию значимых терминов, например, авторских ключевых слов и т. п. То же касается преимущества использования автоматического экстрактивного реферирования (суммирования) по сравнению с абстрактивным реферированием, так как полученные первым методом высокоранговые предложения сохраняют связь с исходными текстами, к которым всегда можно вернуться.

Общий вывод: современные методы работы с большими объемами текстов могут существенно ускорить составление тематических аналитических отчетов. Снижение предвзятости в выборе актуальных задач в рамках рассматриваемой темы предполагает привлечение экспертов и наличия формальных методов оценки, что весьма затратно. С другой стороны, экспертиза предполагает этап проверки рассматриваемых материалов на минимальное соответствие общим требованиям, в этом случае, применение даже таких, еще мало используемых методов, как ChatGPT, может разгрузить работу экспертов, освободив их от части рутинных действий.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (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. *Behpour S., Mohammadi M., Albert M.V. et al.* Automatic trend detection: Time-biased document clustering // *Knowledge-Based Systems*. 2021. Vol. 220. P. 106907. <https://doi.org/10.1016/j.knosys.2021.106907>
2. *Ibrahim Altmami N., El Bachir Menai M.* Automatic summarization of scientific articles: A survey // *Journal of King Saud University – Computer and Information Sciences*. 2022. Vol. 34, No. 4. P. 1011–1028. <https://doi.org/10.1016/j.jksuci.2020.04.020>
3. *Pawar S., Manjula Gururaj H., Chiplunar N.N.* Text summarization using document and sentence clustering // *Procedia Computer Science*. 2022. Vol. 215. P. 361–369. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2022.12.038>
4. *Milek D., Nowak P., Latosińska J.* The development of renewable energy sources in the European Union in the light of the European Green Deal // *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 15. P. 5576. <https://doi.org/10.3390/en15155576>
5. *Asim M., Qamar A., Kanwal A. et al.* Opportunities and challenges for renewable energy utilization in Pakistan // *Sustainability*. 2022. Vol. 14, No. 17. P. 10947. <https://doi.org/10.3390/su141710947>
6. *Shahnazi R., Alimohammadalou M.* Investigating risks in renewable energy in oil-producing countries through multi-criteria decision-making methods based on interval type-2 fuzzy sets: A case study of Iran // *Renewable Energy*. 2022. Vol. 191. P. 1009–1027. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.04.051>
7. *Huang W.-C., Zhang Q., You F.* Impacts of battery energy storage technologies and renewable integration on the energy transition in the New York State // *Advances in Applied Energy*. 2023. Vol. 9. P. 100126. <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2023.100126>
8. *Msigwa G., Ighalo J.O., Yap P.-S.* Considerations on environmental, economic, and energy impacts of wind energy generation: Projections towards sustainability initiatives // *Science of The Total Environment*. 2022. Vol. 849. P. 157755. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.157755>
9. *Abdul D., Wengi J., Tanveer A.* Prioritization of renewable energy source for electricity generation through AHP-VIKOR integrated methodology // *Renewable Energy*. 2022. Vol. 184. P. 1018–1032. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.10.082>
10. *Wang S., Sun L., Iqbal S.* Green financing role on renewable energy dependence and energy transition in E7 economies // *Renewable Energy*. 2022. Vol. 200. P. 1561–1572. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.10.067>
11. *Phoumin H., Kimura F., Arima J.* ASEAN's energy transition towards cleaner energy system: Energy modelling scenarios and policy implications // *Sustainability*. 2021. Vol. 13, No. 5. P. 2819. <https://doi.org/10.3390/su13052819>
12. *Heffron R.J., Körner M.-F., Sumarno T. et al.* How different electricity pricing systems affect the energy trilemma: Assessing Indonesia's electricity market transition // *Energy Economics*. 2022. Vol. 107. P. 105663. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105663>
13. *Gunnarsdottir I., Davidsdottir B., Worrell E., Sigurgeirs dottir S.* Sustainable energy development: History of the concept and emerging themes // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021. Vol. 141. P. 110770. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110770>

14. *Huang B., Zhang L., Ma L. et al.* Multi-criteria decision analysis of China's energy security from 2008 to 2017 based on Fuzzy BWM-DEA-AR model and Malmquist Productivity Index // Energy. 2021. Vol. 228. P. 120481. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120481>
15. *Belaïd F., Al-Sarihi A., Al-Mestneer R.* Balancing climate mitigation and energy security goals amid converging global energy crises: The role of green investments // Renewable Energy. 2023. Vol. 205. P. 534–542. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.01.083>
16. *Zhang J., Wang Z.* Does inter-provincial energy exportation affect local energy affordability? Evidence from China // Energy Reports. 2022. Vol. 8. P. 13848–13858. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.10.299>
17. *Pintér G., Zsiborács H., Baranyai N.H.* Aspects of determining the energy storage system size linked to household-sized power plants in Hungary in accordance with the regulatory needs of the electric energy system // Sustainability. 2022. Vol. 14, No. 5. P. 2622. <https://doi.org/10.3390/su14052622>
18. *Pandey A.K., Kalidasan B., Reji Kumar R. et al.* Solar energy utilization techniques, policies, potentials, progresses, challenges and recommendations in ASEAN countries // Sustainability. 2022. Vol. 14, No. 18. P. 11193. <https://doi.org/10.3390/su141811193>
19. *Johansen K.* Blowing in the wind: A brief history of wind energy and wind power technologies in Denmark // Energy Policy. 2021. Vol. 152. P. 112139. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112139>
20. *Ahmad T., Zhu H., Zhang D. et al.* Energetics Systems and artificial intelligence: Applications of industry 4.0 // Energy Reports. 2022. Vol. 8. P. 334–361. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.11.256>
21. *Zheng H.-T., Kang B.-Y., Kim H.-G.* Exploiting noun phrases and semantic relationships for text document clustering // Information Sciences. 2009. Vol. 179, No. 13. P. 2249–2262. <https://doi.org/10.1016/j.ins.2009.02.019>

ПРИЛОЖЕНИЕ

Приложение 1

Перевод текстов табл. 2. Примеры абзацев текстов и строк, составленных из терминов именных групп.

Заголовок статьи	Строка, содержащая термины из 5000 именных групп
1	2
Эффективность программы «Мое электричество» в поддержку развития фотоэлектрических установок в Польше	электрическая программа эффективность развитие PV установка Польша исследования показывают легитимность механизмы возобновляемой энергии проблемы распределение средств статья ситуация средства фотоэлектрические микроустановки Польша электрическая программа статья результаты анализ неравенство использование средств электрическая программа неравенство интенсивность поддержка условия максимизация производство электроэнергии электрическая программа PV микроустановки средняя мощность PV мощность финансовые ресурсы электрическая программа средства распределение излишки средний доход малые домохозяйства потенциальный проект критерии выбора анализ критерии доходы домохозяйств
Может ли Верхний полуостров Мичигана добиться справедливости при переходе на 100% возобновляемую электроэнергию? Исследование общественного мнения в области социально-технических изменений	верховная юстиция возобновляемая электроэнергия опрос общественное восприятие изменение стоимость энергии западная верхняя северная часть штата США ситуация ВВП жители счета за электричество интерес возобновляемая электроэнергия регион вопросы факторы ВВП жители переход поддержка переход ввп исследование факторы жители переход ВВП исследование общественное восприятие опрос жителей результаты регрессии показывают инициатива жителей вероятность потребления поддержка развитие ветроэнергетики переход поддержка высокая тенденция ВВП проект предпочтения результаты исследования дорожная карта будущее планирование с участием сообщества регион
Влияние государственной политики на пробелы в энергоэффективности: данные по Украине	влияние государственная политика энергетический разрыв доказательство документ проверка влияние инвестиции энергетическая эффективность разрыв выводы библиометрический анализ рост исследования интересы ядро энергетическая эффективность разрыв центральное качество институты увеличение зеленых инвестиций энергетический сектор отношения инвестиции синергетический эффект энергетическая эффективность разрыв национальная экономика анализ временные ряды мировой банк данных Евростат период методы единичный радикальный признак данных тест вес-моделирование коинтеграционный анализ выводы энергетическая эффективность разрыв год увеличение зеленых инвестиций энергетика год стабильность общественное восприятие увеличение общественного точки восприятия точки стабильности скорость восстановления энергетический сектор политика энергетическая эффективность разрыв государственный уровень общественное восприятие стабильность
Решение проблемы эффекта городских тепловых островов: межстрановая оценка роли зеленой инфраструктуры	городские острова тепла эффект межстрановая оценка зеленая инфраструктура городские острова тепла эффект городские районы повышение температуры локальные тепловые волны интенсивность снижение уровней качество жизни документ отзывы зеленая инфраструктура интенсивность влияние человеческий комфорт всесторонний обзор литературы документ отчеты анализ тематические исследования набор городов 13 стран географические регионы

Продолжение таблицы

1	2
	климатические зоны результаты общая зеленая инфраструктура городские районы условия воздействие дополнение исследование воздействие городские проблемы город последствия документ комплекс тепловые волны изменение климата городские зеленые ресурсы преимущества влияние документ необходимость градостроители эффекты проекты новых зданий
Декомпозиционный анализ эволюции местной энергетической системы как инструмент оценки влияния местных действий: Методология и пример Мальме, Швеция	декомпозиционный анализ эволюция местной энергетической системы инструмент эффект местные действия методология документ использование декомпозиционный анализ эффект местные действия связанные с энергетикой смягчение изменения климата политика оценка планирование местный уровень оценка влияние местные действия вызов перспектива факторы изменения местные выбросы парниковых газов связанные с энергетикой местные органы власти методология декомпозиция модель изменения местная энергетическая система причины/последствия методология эффект местные действия тематическое исследование
Моделирование поведения участников торгов на немецких фотоэлектрических аукционах	моделирование поведения на торгах фотоэлектрические аукционы статья возобновляемая энергия поддержка распределение типы аукционы основы теории аукционы правила фотоэлектрических аукционы работа стратегии торгов стоимость электроэнергии методология набор правил цена неравновесная стратегия торгов функция монотонные функции монотонные функции основы теории аукционы моделирование результаты PV поддержка распределение аукционная система стоимость ценообразование правила участников оценка аукцион неравновесная стоимость перспектива применение ценообразование правила политика решения

Автор еще раз подчеркивает, что в правой колонке представлен не полный текст, а перевод слов, по которым осуществлялось установление близости текстов в процессе их кластеризации с использованием демоверсии программы Cartot2.

Приложение 2

В этом приложении даны исходные тексты на английском языке тех предложений, которые рассматривались как высокорейтинговые, по которым находились публикации аннотаций, включающие данные предложения. Найденные публикации отражали тематику рассматриваемого кластера второго уровня.

The generation of primary energy from renewable sources, the share of energy from renewable sources in the final energy consumption, the structure of energy generation from renewable sources, and the share of energy from renewable sources in the energy used by the transport sector are discussed [4].

The purpose of this study is energy transition by designing a strategy for the adoption of renewable energy policies in the entire energy system by using all renewable energy resources to forecast future energy needs and carbon emission mitigation potential [5].

The results showed that most important macro-level risks facing Iran's renewable energy generation were "inflation and price fluctuations", "corruption", "complex licensing procedures", "research and development and the capacity of domestic technology", "sanctions", "exchange rate fluctuations", and "property rights and contractual risks" [6].

Although existing studies analyze regional dispatch of renewable energy sources and capacity planning, they do not fully explore the impacts of the energy storage system technology's technical and economic characteristics on renewable energy integration and energy transition, and the importance of energy storage systems to the energy transition is currently ignored [7].

In addition, we discussed that energy storage systems, setting up microgrids, combination of solar, wind and energy storage, and renewable energies policies are some of the ways to combat wind energy's economic and energy impacts [8].

Therefore, six main criteria, social, economic, quality of energy, political, technical, environmental, and sixteen sub-criteria have been employed, and an assessment model is developed for prioritizing the most pertinent renewable energy sources for electricity generation in developing countries in which four major resources, solar energy, wind energy, hydropower, and biomass energy, are considered and their electricity generation potential [9].

More specifically, for renewable energy transition, renewable energy demand and supply ratio, energy consumption to GDP ratio, energy production elasticity, energy consumption elasticity, energy conversion efficiency and R & D investment through green financing are very essential [10].

The Association of Southeast Asian Nations (ASEAN) faces tremendous challenges regarding the future energy landscape and how the energy transition will embrace a new architecture—including sound policies and technologies to ensure energy access together with affordability, energy security, and energy sustainability [11].

The future energy landscape of ASEAN will rely on today's actions, policies, and investments to change the fossil fuel-based energy system towards a cleaner energy system, but any decisions and energy policy measures to be rolled out during the energy transition need to be weighed against potentially higher energy costs, affordability issues, and energy security risks [11].

Indonesia's current energy policy, which relies on cheap fossil fuels and focuses on two out of the three horns of the energy trilemma, namely, energy security and energy equity, may impede its efforts to higher shares of renewable energy sources [12].

A thematic analysis of these most cited publications led to the identification of four interrelated themes of sustainable energy development; access to affordable modern energy services, sustainable energy supply, sustainable energy consumption, and energy security [13].

Technological progress and energy innovations can help to improve China's energy security by diversifying the energy supply sources/pathways and improving the energy efficiency, which is of great significance for the development of clean and sustainable energy [14].

The analysis highlights that while renewables could provide a promising solution to enhance energy security, the current energy crisis has revealed that the current scale of renewable energy investments is not ready to address ongoing energy needs, forcing countries to re-unlock further hydrocarbon fuel sources such as coal, putting global energy transition on hold [15].

Meanwhile, inter-provincial energy exportation poses an inverted U-shaped impact on local energy affordability, and because energy exportation structure positively affects local energy affordability, an increase in the share of electricity in total energy exportation by 1% can lead to a 0.05% improvement in local energy affordability [16].

The innovative novelty of this study is that it examines the quantity and power of Hungarian HMKEs in the districts of the various electric companies over time with a view of exploring a possible way of their efficient integration into the electric energy system by determining the nominal energy storage power and energy capacity of the proposed energy storage systems [17].

The ASEAN countries have taken visionary steps towards increasing the renewable energy mix with the conventional grid without hampering the ongoing development; this study presents the solar energy utilization policies, potential, progresses, and challenges adopted in ASEAN countries; furthermore, in these nations there is a huge potential of solar energy being located near the equator, therefore, they should focus on both solar to electrical and solar to thermal energy applications; however, in order to meet the peak demand and ensure the reliability of renewable energy like solar power, the development of advanced energy storage systems could be the key areas, and concrete efforts are required [18].

Therefore, this article is a spotlight on government policies and goals focusing on energy potential, major progress in terms of energy storage and challenges in implementation of renewable energy systems in ASEAN countries; furthermore the recommended highlights on policies to accelerate the exploitation of renewable energy usage among the people are also discussed in detail, besides, the insights on reduction of carbon footprints over the next decade through incorporation of advanced energy storage systems [18].

From the first primitive wind turbines in the late 1800s, to the world wars, through the energy-crisis in the 70s, and into the decades of growing environmental awareness and concern, this historical account describes how policy priorities in Denmark gradually translated from the focus on energy diversification, energy efficiency and energy independence to the focus on sustainability and renewable energy resources, with wind energy and wind power technologies at the top of the priority list [19].

Although existing studies analyze regional dispatch of renewable energy sources and capacity planning, they do not fully explore the impacts of the energy storage system technology's technical and economic characteristics on renewable energy integration and energy transition, and the importance of energy storage systems to the energy transition is currently ignored [7].

In addition, we discussed that energy storage systems, setting up microgrids, combination of solar, wind and energy storage, and renewable energies policies are some of the ways to combat wind energy's economic and energy impacts [8].

Recognizing the importance of AI, this study was conducted on seven different energetics systems and their variety of applications, including: i) electricity production; ii) power delivery; iii) electric distribution networks; iv) energy storage; v) energy saving, new energy materials, and devices; vi) energy efficiency and nanotechnology; and vii) energy policy, and economics [20].

Identification of actual energy policy and security research topics in Elsevier and MDPI publications for 2021–2023.

Part 2. Clustering of publications. Automatic extractive referencing

B.N. Chigarev

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

Abstract. This article focuses on identifying relevant research topics in Elsevier and MDPI publications 2021–2023 on energy policy and security based on publication clustering.

It is shown that name groups extracted from titles and abstracts can be used to cluster publications to identify relevant research topics. The extraction of noun phrases was carried out using the Sifaka software package. A table of the 5,000 most frequent name groups was constructed, the terms of which were retained in the title and abstract texts, and the remaining terms were deleted. The prepared texts were used to cluster the bibliometric records using a demo version of Carrot2 and the Lingo3G algorithm. The annotation texts for each cluster were subjected to automatic extractive referencing using the sumy program with the Text-rank algorithm and the stopwords-en-ISO.txt list. The possibility of using extractive referencing technology to describe the dominant topic of individual publication clusters is demonstrated.

A list of dominant themes in energy policy and security publications in Elsevier and MDPI publications for 2021–2023 is given.

Keywords: energy policy, research topics, bibliometric analysis, Sifaka, Carrot2, publication clustering, extractive referencing.

Citation: Chigarev B.N. Identification of actual energy policy and security research topics in Elsevier and MDPI publications for 2021–2023. Part 2. Clustering of publications. Automatic extractive referencing // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 84–107. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art6> (In Russ.).

References

1. Behpour S., Mohammadi M., Albert M.V. et al. Automatic trend detection: Time-biased document clustering // Knowledge-Based Systems. 2021. Vol. 220. P. 106907. <https://doi.org/10.1016/j.knosys.2021.106907>
2. Ibrahim Altmami N., El Bachir Menai M. Automatic summarization of scientific articles: A survey // Journal of King Saud University – Computer and Information Sciences. 2022. Vol. 34, No. 4. P. 1011–1028. <https://doi.org/10.1016/j.jksuci.2020.04.020>
3. Pawar S., Manjula Gururaj H., Chiplunar N.N. Text summarization using document and sentence clustering // Procedia Computer Science. 2022. Vol. 215. P. 361–369. <https://doi.org/10.1016/j.procs.2022.12.038>
4. Milek D., Nowak P., Latosińska J. The development of renewable energy sources in the European Union in the light of the European Green Deal // Energies. 2022. Vol. 15, No. 15. P. 5576. <https://doi.org/10.3390/en15155576>

5. *Asim M., Qamar A., Kanwal A. et al.* Opportunities and challenges for renewable energy utilization in Pakistan // *Sustainability*. 2022. Vol. 14, No. 17. P. 10947. <https://doi.org/10.3390/su141710947>
6. *Shahnazi R., Alimohammadalou M.* Investigating risks in renewable energy in oil-producing countries through multi-criteria decision-making methods based on interval type-2 fuzzy sets: A case study of Iran // *Renewable Energy*. 2022. Vol. 191. P. 1009–1027. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.04.051>
7. *Huang W.-C., Zhang Q., You F.* Impacts of battery energy storage technologies and renewable integration on the energy transition in the New York State // *Advances in Applied Energy*. 2023. Vol. 9. P. 100126. <https://doi.org/10.1016/j.adapen.2023.100126>
8. *Msigwa G., Ighalo J.O., Yap P.-S.* Considerations on environmental, economic, and energy impacts of wind energy generation: Projections towards sustainability initiatives // *Science of The Total Environment*. 2022. Vol. 849. P. 157755. <https://doi.org/10.1016/j.scitotenv.2022.157755>
9. *Abdul D., Wenqi J., Tanveer A.* Prioritization of renewable energy source for electricity generation through AHP-VIKOR integrated methodology // *Renewable Energy*. 2022. Vol. 184. P. 1018–1032. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.10.082>
10. *Wang S., Sun L., Iqbal S.* Green financing role on renewable energy dependence and energy transition in E7 economies // *Renewable Energy*. 2022. Vol. 200. P. 1561–1572. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.10.067>
11. *Phoumin H., Kimura F., Arima J.* ASEAN's energy transition towards cleaner energy system: Energy modelling scenarios and policy implications // *Sustainability*. 2021. Vol. 13, No. 5. P. 2819. <https://doi.org/10.3390/su13052819>
12. *Heffron R.J., Körner M.-F., Sumarno T. et al.* How different electricity pricing systems affect the energy trilemma: Assessing Indonesia's electricity market transition // *Energy Economics*. 2022. Vol. 107. P. 105663. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105663>
13. *Gunnarsdottir I., Davidsdottir B., Worrell E., Sigurgeirsdottir S.* Sustainable energy development: History of the concept and emerging themes // *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2021. Vol. 141. P. 110770. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110770>
14. *Huang B., Zhang L., Ma L. et al.* Multi-criteria decision analysis of China's energy security from 2008 to 2017 based on Fuzzy BWM-DEA-AR model and Malmquist Productivity Index // *Energy*. 2021. Vol. 228. P. 120481. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120481>
15. *Belaïd F., Al-Sarihi A., Al-Mestneer R.* Balancing climate mitigation and energy security goals amid converging global energy crises: The role of green investments // *Renewable Energy*. 2023. Vol. 205. P. 534–542. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2023.01.083>
16. *Zhang J., Wang Z.* Does inter-provincial energy exportation affect local energy affordability? Evidence from China // *Energy Reports*. 2022. Vol. 8. P. 13848–13858. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.10.299>
17. *Pintér G., Zsiborács H., Baranyai N.H.* Aspects of determining the energy storage system size linked to household-sized power plants in Hungary in accordance with the regulatory needs of the electric energy system // *Sustainability*. 2022. Vol. 14, No. 5. P. 2622. <https://doi.org/10.3390/su14052622>

18. *Pandey A.K., Kalidasan B., Reji Kumar R.* et al. Solar energy utilization techniques, policies, potentials, progresses, challenges and recommendations in ASEAN countries // *Sustainability*. 2022. Vol. 14, No. 18. P. 11193. <https://doi.org/10.3390/su141811193>
19. *Johansen K.* Blowing in the wind: A brief history of wind energy and wind power technologies in Denmark // *Energy Policy*. 2021. Vol. 152. P. 112139. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112139>
20. *Ahmad T., Zhu H., Zhang D.* et al. Energetics Systems and artificial intelligence: Applications of industry 4.0 // *Energy Reports*. 2022. Vol. 8. P. 334–361. <https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.11.256>
21. *Zheng H.-T., Kang B.-Y., Kim H.-G.* Exploiting noun phrases and semantic relationships for text document clustering // *Information Sciences*. 2009. Vol. 179, No. 13. P. 2249–2262. <https://doi.org/10.1016/j.ins.2009.02.019>

Оценка различных доступных опций в пакетах гидродинамического моделирования для моделирования захоронения углекислого газа в геологические структуры различных типов

Д.П. Аникеев*, Э.С. Аникеева**

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

E-mail: *anikeev@ogri.ru, **esanikeeva@ogri.ru

Аннотация. В статье представлен обзор нескольких способов захоронения углекислого газа в пластах для уменьшения углеводородного следа. Также кратко описывается математический аппарат, используемый для описания процессов, протекающих при закачке CO₂ в пласти осадочных и магматических горных пород. Приводятся уравнения химических превращений при взаимодействии углекислоты с породой.

Обсуждается возможность учета процессов, происходящих в пласте, в том числе образования новых минералов в цифровых гидродинамических моделях пластов.

Ключевые слова: захоронение CO₂, химические реакции в пласте, гидродинамическое моделирование.

Для цитирования: Аникеев Д.П., Аникеева Э.С. Оценка различных доступных опций в пакетах гидродинамического моделирования для моделирования захоронения углекислого газа в геологические структуры различных типов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 108–123. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art7>

Введение

В данной статье представлен обзор практического опыта закачки CO₂ в пласти для его захоронения и теоретических подходов к моделированию этого процесса. Проведено сопоставление между практическими результатами, моделями, которые их описывают, и доступными средствами для моделирования в гидродинамических пакетах. Оценена доступность математического аппарата в гидродинамических симуляторах для воспроизведения на гидродинамических моделях процесса закачки CO₂ в пласти с параметрами, сходными с находящимися в разработке залежами углеводородов.

На различных стадиях разработки нефтяных месторождений методы

интенсификации добычи нефти, в зависимости от геолого-физической характеристики объектов, имеют свои особенности, которые проявляются при использовании их на практике в условиях конкретных месторождений. Значимость решения задач по интенсификации добычи нефти кратно возрастает с вводом в разработку нефтяных или нефтегазовых месторождений с малопродуктивными пластами.

Закачка в разрабатываемые пласти газов для поддержания пластового давления, интенсификации разработки и повышения коэффициента извлечения нефти и газа активно применяются с 1970-х годов, хотя первые экспериментальные работы начаты значительно ранее.

В пласты закачивают соли, щелочи, полимерные растворы, перегретый пар или просто горячую воду. Эффективность конкретного метода зависит от пластовых условий, фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов и насыщающих их флюидов.

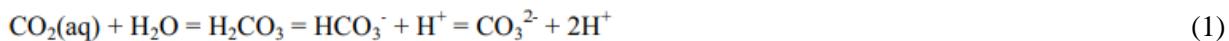
Другим направлением использования CO₂ является его захоронение с целью вывода из обращения в попытке уменьшить углеродный след. Источником CO₂ является связывание и удаление CO₂ из воздуха.

Различные способы захоронения CO₂ в геологических структурах можно разбить на четыре группы:

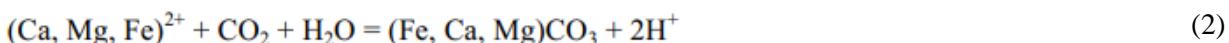
- в виде подвижной фазы в структурной ловушке [1];
- в виде растворенного соединения в рассоле;
- в виде осажденного минерального комплекса, полученного в результате химического взаимодействия с породой;
- путем капиллярного захвата в качестве остаточной фазы [2].

В работе [3] проведена оценка необходимого объема поглощения CO₂ на уровне нескольких гигатонн в год, чтобы играть значительную роль в смягчении последствий изменения климата. Текущий уровень оценивается в мегатоннах CO₂ в год.

После закачки CO₂ в водоносные горизонты он растворяется и подкисляет пластовую воду и диссоциирует на бикарбонат- и карбонат-ионы в результате следующей реакции:



Грунтовые воды в базальтовых и перидотитовых породах обычно содержат повышенные концентрации растворенных двухвалентных катионов, таких как Ca₂₊ и Mg₂₊ [6]. Эти ионы могут вступать в реакцию с растворенным CO₂ с образованием осадка карбонатных минералов в соответствии с реакцией:



При этом отдельные проекты по захоронению в осадочные пласты оцениваются на уровне от 0,3 до 4 мегатонн CO₂ в год. А пилотные проекты закачки газа в базальтовые толщи – от сотен до тысяч тонн CO₂ в год [3–5].

Химические превращения при минерализации CO₂

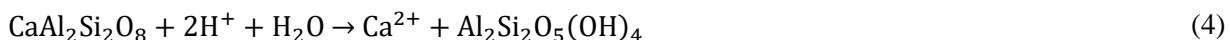
При минерализации CO₂ происходит его преобразование в стабильные карбонатные минералы, такие как кальцит (CaCO₃), доломит (CaMg(CO₃)₂), магнезит (MgCO₃) и сидерит (FeCO₃).

Ограничивающими факторами для карбонизации минералов в пласте являются скорость растворения CO₂ в водной фазе и скорость высвобождения двухвалентных катионов из основных силикатных минералов [4]. Поэтому динамика карбонизации зависит от того, в каком виде CO₂ поставляется в пласт: полностью растворенным в воде или в сверхкритическом состоянии. При закачке в сверхкритическом состоянии CO₂ важно наличие достаточных запасов пластовой воды (или воды водоносного горизонта), поскольку в таком случае вода является средой, в которой происходит взаимодействие CO₂ и минералов.

Карбонизацию минералов можно усилить путем закачки CO_2 в силикатные породы, богатые двухвалентными катионами (Ca_{2+} , Mg_{2+} , Fe_{2+}). Реакции (1) и (2) приводят

к образованию H^+ и не будут двигаться вправо, как написано, если только эти ионы также не потребляются в ходе различных реакций.

Дальнейшие реакции вода–порода, такие как растворение оливинов (форстерита) или плаутиоклаза – реакции (3) и (4), потребляют H^+ , что приводит к осаждению карбонатных минералов:



Растворение CO_2 в пластовых водах будет зависеть не только от температуры, давления и солености, но и от изменения pH в результате реакций флюид–порода. Реакции (3) и (4) снижают pH водной среды, тем самым сдвигая реакцию (1) вправо, что приводит к повышенной растворимости CO_2 и карбонизации минералов, см. реакцию (2).

Реакции (3)–(4) являются некоторым упрощением. В минералах сложной структуры при взаимодействии воды, CO_2 и минерала количество реакций может быть достаточно большим. Так, в работе [7] выделено 5 независимых реакций и еще 44 зависимых. Зависимые реакции описываются константами равновесия, полученными для пяти независимых.

Независимые реакции происходят в результате взаимодействия различных минералов, слагающих породу.

Эксперименты по карбонизации оливинов с образованием магнезита и кварца в $\text{NaCl} + \text{NaHCO}_3$ с использованием насыщенных водных растворов с высоким парциальным давлением (pCO_2) при высоком соотношении объема породы и флюида демонстрируют скорость реакции, которая в 1000 раз превышает скорость растворения оливинов при том же pH , но без высокой

концентрации бикарбоната [8]. Дымовые газы электростанций содержат SO_2 . Присутствие смеси SO_2 и CO_2 может увеличить скорость растворения алюмосиликатов, таких как полевой шпат, за счет образования комплекса Al^{3+} [9]. Кроме того, кристалличность породы также влияет на скорость растворения. Базальтовое стекло выделяет Ca_{2+} в два раза быстрее, чем кристаллический базальт [10]. Таким образом, влияние породы, состава пластовых вод и состава закачиваемого агента может изменить скорость растворения и карбонизации минералов на несколько порядков.

Эффекты, возникающие при захоронении CO_2 в породе

В работах [1; 11] представлено сопоставление численных экспериментов и лабораторных исследований процессов секвестрации сверхкритического CO_2 на карбонатных образцах керна, полученных из истощенных газовых коллекторов.

В работе [12] представлены результаты расчетов на полноразмерной гидродинамической модели с заданными начальными концентрациями ионов и определенным минеральным составом.

В модели присутствовала нагнетательная скважина, в которую производилась закачка CO_2 , и две наблюдательные, на которых рассчитывалась концентрация CO_2 . В табл. 1 представлено начальное распределение состава породы. Результаты расчета с учетом и без учета геохимических реакций показали разное время прорыва CO_2 . По мнению авторов статьи, это происходит из-за растворения кальцита и изменения объема пор.

Таблица 1
Начальное распределение минерального состава [12]

Минерал	Доля в породе, д.ед.
H^+	3,0E-7
Ca^{2+}	1,25E-5
CO_3^{2-}	1,1E-05
HCO_3^-	2,5E-04
OH^-	5,5E-07
Al^{3+}	2,5E-05
SiO_4^{4-}	2,53E-04
CO_3^{2-}	2,2E-03
CH_4	6,0E-03

Одним из эффектов влияния CO_2 является изменение смачиваемости коллектора, что может отражаться на относительных фазовых проницаемостях. Кроме того, выпадение твердых компонентов также меняет степень смачиваемости породы. При этом структура заполнения пор солью в случае гидрофильных и гидрофобных пород выпадающей солью различна [13].

В результате синтетических расчетов обнаружено существенное различие в подвижных запасах CO_2 при учете и неучете изменения смачиваемости.

На рис. 1 представлено изменение запасов CO_2 с разбивкой по его подвижности с учетом изменения смачиваемости и без его учета.

В работе [15] представлен подход, выходящий за рамки опций стандартных гидродинамических симуляторов и объединяющий гидродинамическое моделирование и моделирование движения молекул. Данный подход оказался чрезвычайно ресурсоемким.

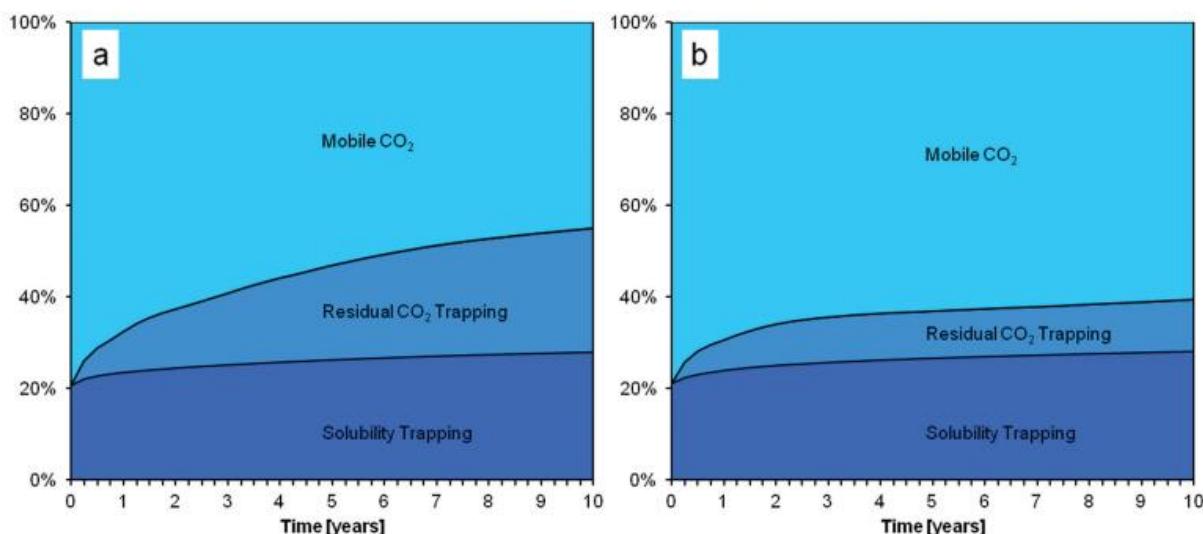


Рис. 1. Запасы CO_2 без учета (а) и с учетом (б) изменения смачиваемости [14]

**Практические результаты
по минерализации CO₂
путем закачки в пласт**

Авторы работ [16–19] рассматривают теоретические и практические аспекты минерализации CO₂ в результате взаимодействия с породами. Объектом исследования являлись отложения ультраосновных пород на территории Омана. Экономические оценки, выполненные авторами работы [16], показывают, что захоронение CO₂ в ультраосновных породах по стоимости конкурирует с захоронением CO₂ в сверхкритическом состоянии в объектах другого гинезиса.

В работе [18] предлагается использовать естественный процесс минерализации углекислого газа в перидотитах при высоких температурах. Как утверждается в работе [16], вода, даже при немного повышенном содержании в ней углекислого газа, способна многократно увеличить скорость реакции растрескивания.

В работе [5] приведен пример закачки в базальтовые толщи CO₂ в сверхкритическом состоянии. Целевые интервалы закачки представляли собой две проницаемые зоны сообщающихся базальтовых коллекторов общей мощностью ~20 м, разделенные между собой базальтовой толщей, не принимающей CO₂ при закачке. Интервалы залегают в слоистой базальтовой толще на глубине 830–890 м от поверхности Земли. Результаты интерпретации геофизического каротажа, проведенного после закачки указывают на наличие свободной фазы CO₂ в верхней части двух зон взаимодействия закачки без вертикальной миграции CO₂ выше горизонтов нагнетания. Анализ кернового материала подтверждает, что закачиваемый CO₂ в сверхкритическом состоянии активно

превращался в стабильный карбонатный минерал в базальтовом коллекторе в течение как минимум 24 месяцев после закачки. Исследование было завершено по истечении двух лет, несмотря на то, что процессы продолжаются.

Пилотный проект CarbFix [4; 20] нацелен на проверку возможности карбонизации в базальтовых породах как способа безопасного захоронения CO₂. Испытание включает улавливание дымовых газов CO₂ с геотермальной электростанции Хеллишейди (Hellisheidi) и закачку 2200 т CO₂, полностью растворенного в воде, в год, на экспериментальную площадку закачки CarbFix на юго-западе Исландии.

Добываемый в процессе работы электростанции геотермальный газ, в основном, состоит из CO₂ и H₂S с незначительным количеством N₂ и H₂. Два основных дымовых газа (CO₂, H₂S) разделяются на установке по очистке газа. Геотермальная электростанция производит в год 60 тыс. т CO₂ (то есть пилотная закачка позволяет утилизировать около 3% годового производства CO₂).

Отделенный H₂S повторно закачивается вместе с отработанной геотермальной водой в глубокий геотермальный пласт, в то время как CO₂ (98% CO₂, 2% H₂S) с установки по очистке газа транспортируется по трубопроводу к нагнетательной скважине (HN-02). Пресные грунтовые воды добываются из скважины HN-01 и повторно закачиваются вместе с CO₂ в HN-02 с целью растворения CO₂. Изотоп ¹⁴C и трассер красного цвета (амидородамин G) добавляются в поток воды, поступающей со скв. HN-01. SF₅CF₃ добавляется в поток газа CO₂. Кроме пресных грунтовых вод также используется пластовая вода, добытая из водозаборной скважины HN-04.

CO₂ при давлении 25 бар и грунтовые воды из HN-01 закачиваются вместе. Газообразный CO₂ закачивается на глубину ~500 м совместно с закачиваемыми грунтовыми водами, где он поступает в целевое хранилище полностью растворенным. При этих условиях pCO₂ составляет 25 бар, а результирующий pH ~ 3,7. Ожидается, что вода, насыщенная CO₂, вступит в реакцию с базальтовыми минералами, что приведет к повышению pH и повышению щелочности. Количество воды, необходимое для полного растворения CO₂, зависит от температуры и парциального давления CO₂. Для полного растворения CO₂ требуется 22 т воды на 1 т CO₂. Расход воды при закачке составил 2 кг/сек.

Поскольку CO₂ полностью растворен в воде, он не определяется стандартными методами геофизического мониторинга. Авторы использовали методы геохимического мониторинга, которые полезны для непосредственного мониторинга перемещения CO₂ в недрах. Пробы жидкости на SF₆, SF₅CF₃ и трассер отбираются в нагнетательных и контрольных скважинах с использованием системы откачки высокого давления в нагнетательной скважине и предварительно установленных погружных насосах в контрольных скважинах. Концентрация трассера и SF₆/SF₅CF₃ определились на хроматографе.

Кроме того, введенный CO₂ (содержит ¹²C и ¹³C) будет помечен изотопом ¹⁴C. Есть две причины для использования ¹⁴C. Во-первых, весь природный углерод в глубоких водоносных горизонтах, как правило, не содержит ¹⁴C из-за длительного пребывания в грунтовых водах и относительно короткого периода полураспада ¹⁴C (5730 лет). Во-вторых, ¹⁴C является активным (или, по

другой терминологии, реактивным) индикатором, что означает, что его соотношение с углеродом в подземных водах изменится в результате растворения и осаждения карбонатных минералов.

В процессе карбонизации минералов твердая фаза будет обогащена более тяжелыми изотопами (¹³C и ¹⁴C), а оставшийся растворенный CO₂ станет изотопно легче. ¹⁴C подвергается лишь минимальному воздействию фракционирования при фазовых переходах относительно точности его измерений.

Таким образом, если после закачки CO₂ происходит карбонизация минералов, это можно отслеживать и верифицировать путем измерения изотопного состава пластового флюида и образцов горных пород с помощью масс-спектрометрии.

Использование подхода с несколькими индикаторами с нереактивными и реактивными индикаторами позволит исследователям разделить физические и геохимические процессы, исследуя изменение соотношения между различными индикаторами. Фракции смешивания будут определяться нереактивными индикаторами (SF₆, SF₅CF₃, трассер), тогда как реакции растворения карбоната или осаждения будут характеризоваться измеренными соотношениями изотопов углерода в грунтовых водах и осажденных карбонатах.

Закачка осуществлялась в несколько этапов: на первом этапе длительностью 45 дней закачано 175 т, на втором этапе за 48 дней – 73. На первом этапе в качестве метки использовался SF₆, а на втором – SF₅CF₃. На первом этапе закачивался чистый CO₂, на втором – смесь 75% CO₂, 24% H₂S, 1 mol% H₂. Состав смеси представлен в мольных процентах.

Результаты мониторинга процесса закачки представлены в статье [20]. Снижение pH и увеличение содержания растворенного неорганического углерода наблюдались в первой контрольной скважине, HN-04, примерно через две недели после начала каждой закачки. На заданной глубине пласта-хранилища эта контрольная скважина находится примерно в 125 м ниже по течению от нагнетательной скважины. Однако значительного увеличения концентрации H_2S после второй закачки не наблюдалось. Отобранные пробы флюидов из скважины HN-04 показывают быстрое увеличение концентрации Ca, Mg и Fe во время закачки с постепенным снижением в

последующие месяцы. Расчеты показывают, что отобранные жидкости насыщаются сидеритом примерно через четыре недели после начала закачки, и эти жидкости достигают насыщения кальцитом примерно через три месяца после каждой закачки.

Построение моделей растворимости

CO_2 может пребывать в нескольких фазовых состояниях. Диаграмма фазового перехода CO_2 представлена на рис. 2 [21].

В реализуемых при разработке месторождений условиях возможны следующие варианты агрегатного состояния: газообразное, сжимаемая жидкость и сверхкритическая жидкость.

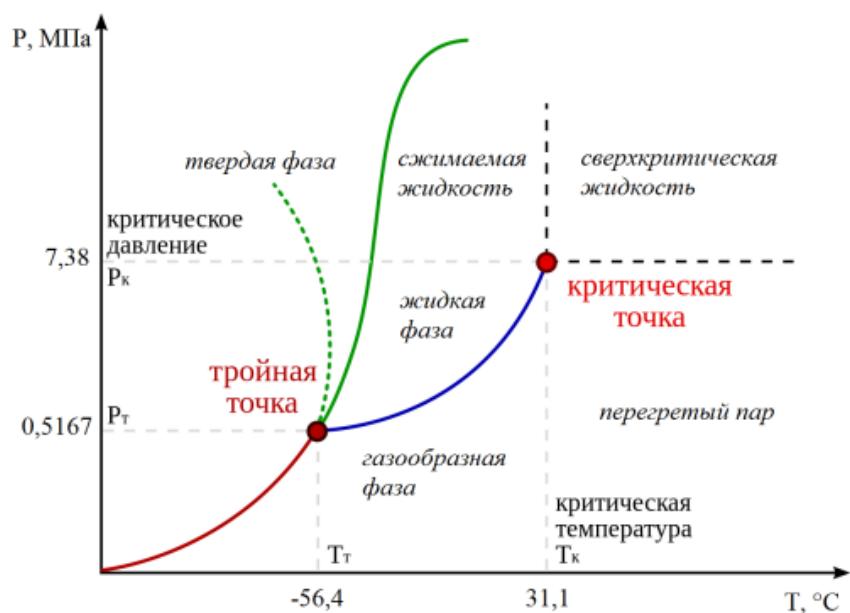


Рис. 2. Диаграмма фазового перехода CO_2 [21]

Исторически первые модели были созданы для описания системы $\text{H}_2\text{O}-\text{CO}_2-\text{NaCl}$ для геотермальных систем с высокими давлениями (более 200 бар) и температурами (более 300 °C) [22]. Дальнейшее усовершенствование этих моделей шло по пути повышения рассматриваемых диапазонов температуры

(до 1000 °C) и давления (до 5000 бар) [23; 24], а также расширения списка поддерживаемых солей. Так в работе [25] уже рассмотрена система $\text{H}_2\text{O}-\text{CO}_2-\text{CH}_4-\text{N}-\text{NaCl}$. Модель не применима на диапазонах с более низкими давлениями и температурами в зонах со сложным поведением CO_2 .

Поэтому понадобились новые модели и новые подходы. Статьи группы авторов: N. Spycher, K. Pruess [26; 27] и другие, написанные в 2005 и 2009 гг., посвящены изучению взаимной растворимости хлоридов натрия (NaCl) и кальция (CaCl_2). В работах приведены модели растворимости (углекислого газа в воде, растворов хлоридов в воде). Используемая корреляционная модель основывалась на вириальном уравнении состояния, усеченном после второго члена, для вычисления коэффициентов летучести.

Полученная модель была сопоставлена с результатами лабораторных измерений растворимости CO_2 в диапазоне от 40 до 160 °C и давлении до 100 бар в растворах NaCl моляльностью 4 и 6 (т. е. моль растворенного вещества в килограмме растворителя). Молярная масса NaCl 58,44277 г/моль. Указанный диапазон соответствует минерализации 230–350 г/л.

Работа [26] сосредоточена, главным образом, на расширении корреляций, представленных в 2003 г., которые описывают взаимную растворимость двух веществ, для включения влияния

хлоридных солей в расчет коэффициентов активности для раствора CO_2 в воде.

Данные для модели получены, в первую очередь, для растворов соляной кислоты.

Наилучшие результаты наблюдаются, если одновременно использовать корреляции для растворимости [28] и представление коэффициента активности [29, 30], которые можно расширить для хлоридных растворов, помимо NaCl . Это позволит вычислять взаимные растворимости неитерационным способом с соответствующей точностью, обычно в пределах экспериментальной неопределенности для растворов концентрацией до 6 моль/кг для NaCl и 4 моль/кг для CaCl_2 .

В работе [27] те же авторы расширили диапазон применимости модели по температуре от 12 до 300 °C, по давлению – от 1 до 600 бар (0,1–60 МПа) и солености – от 0 до 6 моль/кг для NaCl . Формула эффективна с точки зрения вычислений и в первую очередь предназначена для численного моделирования потока CO_2 с водой, при связывании углерода и моделировании геотермальных процессов.

Равновесие между водой и CO_2 описывается двумя переходами:

$$\text{H}_2\text{O}_{(l)} \longleftrightarrow \text{H}_2\text{O}_{(g)}; \quad K_{\text{H}_2\text{O}} = \frac{f_{\text{H}_2\text{O}(g)}}{\alpha_{\text{H}_2\text{O}(l)}} \quad (5)$$

$$\text{CO}_{2(aq)} \longleftrightarrow \text{CO}_{2(g)}; \quad K_{\text{CO}_2} = \frac{f_{\text{CO}_2(l)}}{\alpha_{\text{CO}_2(aq)}} \quad (6)$$

где индекс *l* обозначает жидкую воду;

индекс *g* обозначает богатую CO_2 фазу, которая может быть газовой, жидкой или сверхкритической (см. рис. 5);

индекс *aq* – водонасыщенный CO_2 ;

K – константы равновесия, зависящие только от давления и температуры.

Модель разделения фаз основана на использовании экспериментальных данных, взятых из литературных источников по разделению по фазам рассолов CO_2 и NaCl , и позволяет использовать ранее опубликованные корреляции для более высоких температур. Модель основана на применении коэффициентов активности для водонасыщенной фазы и на коэффициентах летучести для фазы, богатой CO_2 . Коэффициенты активности рассчитываются с использованием выражения Маргулеса для CO_2 в чистой воде и выражения Питцера [31] для эффектов высаливания.

Значения коэффициентов летучести вычисляются с использованием модифицированного уравнения состояния Редлиха–Квонга и правил смешивания, которые включают параметры асимметричного бинарного взаимодействия. Параметры для расчета коэффициентов активности и летучести были приведены в соответствие с опубликованными данными о растворимости в рамках диапазона P – T (давление–температура), представляющего интерес. При этом данные о взаимной растворимости и объеме газовой фазы обычно воспроизводятся в пределах разброса имеющихся данных. В статье [27] приведен пример моделирования многофазного потока, реализующего модель взаимной растворимости, для случая гипотетической усовершенствованной геотермальной системы, где CO_2 используется в качестве жидкости для отвода тепла. В этом эксперименте сухой сверхкритический CO_2 при температуре 20 °C закачивается в емкость с горячей водой ($t = 200$ °C).

Рассматриваемая модель имеет преимущества перед другими

моделями растворимости благодаря своей легковесности и простоте параметризации, а также высокой скорости расчетов. К тому же, многие из них не подходят для одновременного моделирования состава газовой и жидкой фаз.

Существуют и более сложные модели для описания экспериментов – например, в работе [32] уравнение состояния CO_2 в сверхкритическом случае описывается функцией с 13 коэффициентами, определенными из эксперимента.

Результаты показывают, что закачиваемый CO_2 вытесняет пластовую воду относительно быстро, но находящийся в пласте CO_2 содержит значительное количество воды в течение длительного периода времени. Количество воды в CO_2 может влиять на реакционную способность с породами-коллекторами и техническими материалами.

Обзор используемых моделей в пакете tNavigator

Для моделирования процессов взаимодействия CO_2 необходима поддержка следующих механизмов:

1. Растворимость CO_2 , в углеводородной системе, а также взаимная растворимость двух и более веществ;
2. Образование солей, согласно уравнениям (1)–(4);
3. Равновесие между водой и CO_2 , согласно уравнениям (5) и (6);
4. Изменение относительной фазовой проницаемости (ОФП) системы газ–вода из-за влияния CO_2 ;
5. Изменение пористости и проницаемости из-за формирования солей в поровом пространстве.

Существует несколько опций, которые могут быть использованы для моделирования различных аспектов закачки CO_2 , так как они модифицируют схожие элементы модели и их одновременное использование не всегда невозможно.

Опции можно разделить по двум признакам. Во-первых, поведение CO_2 может быть задано таблицами, описано законом Генри, рассчитано по различным уравнениям состояния.

Вторым признаком является список компонент, с которыми может взаимодействовать, в рамках модели, углекислый газ. Так, возможны варианты: CO_2 +солевой раствор, CO_2 +газовые компоненты (без нефти), CO_2 +нефть.

Наиболее простым случаем задания параметров является табличное задание свойства воды с растворенным компонентом (ключевое слово *SOLUBILI*). В воде может растворяться только один компонент (подразумевается, что не углеводородный). Этим газом может быть CO_2 (ключевое слово *CO2SOL*) или H_2S (ключевое слово *CO2H2S*). Для этих двух случаев необходимые зависимости уже определены.

Более сложной является опция хранения CO_2 (*CO2STORE*). Предполагается, что в модели нет нефти, есть только вода и CO_2 – модель расчета свойств флюида с учетом растворения углекислого газа в воде, испарения воды и возможного присутствия солей. Реализации для композиционных и для композиционных термических моделей несколько разные.

В модели используются уравнения, описание которых приводится в работах [26, 27].

Отметим, что наличие солей в воде также учитывается в моделях минерализованной воды (ключевое слово *BRINE*) и модели многокомпонентной соли (*ECLMC*), однако, в них соли влияют только на свойства воды и не учитывают возможное взаимодействие с CO_2 . Модель минерализованной воды учитывает процесс растворения пластовой соли, который, с одной стороны, приводит к изменению пористости коллектора, а с другой стороны, с увеличением концентрации растворенной в воде соли увеличиваются плотность и вязкость воды. Допустимые соли включают: NaCl , KCl , MgCl_2 , CaCl_2 , Na_2SO_4 , K_2SO_4 , MgSO_4 , CaSO_4 , Na_2CO_3 , K_2CO_3 , MgCO_3 , CaCO_3 . Последние две соли малорастворимы в воде, но поддерживаются для общности. Для учета изменения ОФП возможно использование механизма изменения параметров ОФП (ключевое слово *ENPTRCM*, *ENPKTRC*) и параметров зависимости капиллярного давления (ключевые слова *ENPCTRCM*, *ENPCTRC*) от концентрации трассера. Реализуется это в виде таблиц множителей к значению точек на ОФП от концентрации трассера.

Опции *CO2SOL* и *GASSOL* допускают наличие нефтяной фазы в пласте. При этом в первом, более простом случае, в воде растворяется только CO_2 и не учитывается испарение воды в газ. Второй вариант позволяет рассчитать растворимость набора компонент газа в воде и подходит для сложных моделей. Например, закачки дымового газа в истощенную нефтяную залежь.

Также существует возможность определить множитель на проницаемость (ключевое слово *TRMMULTC*) в зависимости от концентрации трассера.

Для активных (реактивных) трассеров на уровне гидродинамического моделирования поддерживаются следующие эффекты, изменяющие его концентрацию: адсорбция на скелете породы, вынос его потоком, диффузия и распад.

Выводы

Для моделирования закачки CO₂ в водоносные пласты (без углеводородов)

при известном минеральном составе скелета и количественной оценке составляющих породу минералов имеется полностью готовый инструментарий, обеспечивающий достаточно большую скорость расчетов.

Для случая закачки CO₂, в истощенные нефтяные залежи с подошвенной водой требуются дополнительная настройка специальной композиционной модели и достижение компромисса между скоростью расчетов и сложностью модели.

Статья написана в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (Аникеев Д.П. – тема «Научное обоснование влияния гидрохимических и микробиологических процессов на развитие коррозионных явлений при соприкосновении водорода и метана в широком диапазоне концентраций в геологических объектах различного типа», № 122022800276-2; Аникеева Э.С. – 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. *Seo J.G., Mamora D.D.* Experimental and simulation studies of sequestration of supercritical carbon dioxide in depleted gas reservoirs // SPE/EPA/DOE Exploration and Production Environmental Conference, San Antonio, Texas, USA, 10–12 March 2003. Paper SPE-81200-MS. <https://doi.org/10.2118/81200-MS>
2. *Bryant S.L., Lakshminarasimhan S., Pope G.A.* Buoyancy-dominated multiphase flow and its impact on geological sequestration of CO₂ // SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, 22–26 April 2006. Paper SPE-99938-MS. <https://doi.org/10.2118/99938-MS>
3. *Kelemen P., Benson S.M., Pilorgé H., Psarras P., Wilcox J.* An overview of the status and challenges of CO₂ storage in minerals and geological formations // Frontiers in Climate. 2019. Vol. 1. P. 9. <https://doi.org/10.3389/fclim.2019.00009>
4. *Matter J.M., Broecker W.S., Gislason S.R. et al.* The Carbfix Pilot Project – Storing carbon dioxide in basalt // Energy Procedia. 2011. Vol. 4. P. 5579–5585. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.546>
5. *McGrail B.P., Schaef H.T., Spane F.A. et al.* Field validation of supercritical CO₂ reactivity with basalts // Environmental Science & Technology Letters. 2016. Vol. 4, No. 1. P. 6–10. <https://doi.org/10.1021/acs.estlett.6b00387>
6. *Kelemen P.B., Matter J.* In situ carbonation of peridotite for CO₂ storage // Proceedings of the National Academy of Sciences. 2008. Vol. 105, No. 45. P. 17295–17300. <https://doi.org/10.1073/pnas.0805794105>
7. *Skippen G.B.* Experimental data for reactions in siliceous marbles // The Journal of Geology. 1971. Vol. 79, No. 4. P. 457–481. <https://doi.org/10.1086/627652>

8. *Chizmeshya A.V.G., McKelvy M.J., Squires K.* et al. A novel approach to mineral carbonation: Enhancing carbonation while avoiding mineral pretreatment process cost: Final Report. Oak Ridge, TN: United States Department of Energy, Office of Scientific and Technical Information, 2007. 163 p. <https://doi.org/10.2172/924162>
9. *Gislason S.R., Wolff-Boenisch D., Stefansson A.* et al. Mineral sequestration of carbon dioxide in basalt: A pre-injection overview of the CarbFix project // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2010. Vol. 4, No. 3. P. 537–545. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.11.013>
10. *Wolff-Boenisch D., Gislason S.R., Oelkers E.H.* The effect of crystallinity on dissolution rates and CO₂ consumption capacity of silicates // Geochimica et Cosmochimica Acta. 2006. Vol. 70, No. 4. P. 858–870. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2005.10.016>
11. *Seo J.G., Mamora D.D.* Experimental and simulation studies of sequestration of supercritical carbon dioxide in depleted gas reservoirs // Journal of Energy Resources Technology. 2005. Vol. 127, No. 1. P. 1–6. <https://doi.org/10.1115/1.1790538>
12. *Soltanian M.R., Hajirezaie S., Hosseini S.A.* et al. Multicomponent reactive transport of carbon dioxide in fluvial heterogeneous aquifers // Journal of Natural Gas Science and Engineering. 2019. Vol. 65. P. 212–223. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.03.011>
13. *Шубин А.В., Рыжков В.И.* Изучение эффекта засолонения порового пространства терригенного коллектора по сейсмическим данным // Геофизика. 2013. № 5. С. 17–25.
14. *Iglauer S., Pentland C.H., Busch A.* CO₂ wettability of seal and reservoir rocks and the implications for carbon geo-sequestration // Water Resources Research. 2015. Vol. 51, No. 1. P. 729–774. <https://doi.org/10.1002/2014WR015553>
15. *Bao K., Yan M., Allen R.* et al. High-performance modeling of carbon dioxide sequestration by coupling reservoir simulation and molecular dynamics // SPE Journal. 2016. Vol. 21, No. 3. P. 853–863. <https://doi.org/10.2118/163621-PA>
16. *Kelemen P.B., Aines R., Bennett E.* et al. *In situ* carbon mineralization in ultramafic rocks: Natural processes and possible engineered methods // Energy Procedia. 2018. Vol. 146. P. 92–102. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.07.013>
17. *Fox D.* Rare mantle rocks in Oman could sequester massive amounts of CO₂ // Scientific American. 2021. Vol. 325, No. 1. P. 44–53.
18. *Rassenfoss S.* Mountains in Oman can store huge amounts of CO₂ if a way can be found into the tight rock // Journal of Petroleum Technology. 2023. Vol. 75, No. 5. P. 28–33. <https://doi.org/10.2118/0523-0028-JPT>
19. *Røyne A., Jamtveit B., Mathiesen J., Malthe-Sørenssen A.* Controls on rock weathering rates by reaction-induced hierarchical fracturing // Earth and Planetary Science Letters. 2008. Vol. 275, No. 3–4. P. 364–369. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2008.08.035>
20. *Snæbjörnsdóttir S.Ó., Oelkers E.H., Mesfin K.* et al. The chemistry and saturation states of subsurface fluids during the *in situ* of CO₂ and H₂S at the CarbFix site in SW-Iceland // International Journal of Greenhouse Gas Control. 2017. Vol. 58. P. 87–102. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.01.007>
21. *Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И.* Физика нефтяного и газового пласта: Учебник для вузов. 3-е изд. М.: Недра, 1982. 311 с.

22. *Bowers T.S., Helgeson H.C.* Calculation of the thermodynamic and geochemical consequences of nonideal mixing in the system $\text{H}_2\text{O}-\text{CO}_2-\text{NaCl}$ on phase relations in geologic systems // American Mineralogist. 1983. Vol. 68, No. 11–12. P. 1059–1075.
23. *Shock E.L., Oelkers E.H., Johnson J.W. et al.* Calculation of the thermodynamic properties of aqueous species at high pressures and temperatures. Effective electrostatic radii, dissociation constants and standard partial molal properties to 1000 °C and 5 kbar // Journal of the Chemical Society, Faraday Transactions. 1992. Vol. 88, No. 6. P. 803–826. <https://doi.org/10.1039/FT9928800803>
24. *Иванов М.В., Бушимин С.А.* Уравнение состояния флюидной системы $\text{H}_2\text{O}-\text{CO}_2-\text{CaCl}_2$ и свойства флюидных фаз при $P-T$ параметрах средней и нижней коры // Петрология. 2019. Т. 27, № 4. С. 431–445. <https://doi.org/10.31857/S0869-5903274431-445>
25. *Bakker R.J.* Adaptation of the Bowers and Helgeson (1983) equation of state to the $\text{H}_2\text{O}-\text{CO}_2-\text{CH}_4-\text{N}-\text{NaCl}$ system // Chemical Geology. 1999. Vol. 154, No. 1–4. P. 225–236. [https://doi.org/10.1016/S0009-2541\(98\)00133-8](https://doi.org/10.1016/S0009-2541(98)00133-8)
26. *Spycher N., Pruess K.* $\text{CO}_2-\text{H}_2\text{O}$ mixtures in the geological sequestration of CO_2 . II. Partitioning in chloride brines at 12–100°C and up to 600 bar // Geochimica et Cosmochimica Acta. 2005. Vol. 69, No. 13. P. 3309–3320. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2005.01.015>
27. *Spycher N., Pruess K.* A phase-partitioning model for CO_2 –brine mixtures at elevated temperatures and pressures: Application to CO_2 -enhanced geothermal systems // Transport in Porous Media. 2009. Vol. 82, No. 1. P. 173–196. <https://doi.org/10.1007/s11242-009-9425-y>
28. *Spycher N., Pruess K., Ennis-King J.* $\text{CO}_2-\text{H}_2\text{O}$ mixtures in the geological sequestration of CO_2 . I. Assessment and calculation of mutual solubilities from 12 to 100°C and up to 600 bar // Geochimica et Cosmochimica Acta. 2003. Vol. 67, No. 16. P. 3015–3031. [https://doi.org/10.1016/S0016-7037\(03\)00273-4](https://doi.org/10.1016/S0016-7037(03)00273-4)
29. *Rumpf B., Nicolaisen H., Ocal C., Maurer G.* Solubility of carbon dioxide in aqueous solutions of sodium chloride: Experimental results and correlation // Journal of Solution Chemistry. 1994. Vol. 23, No. 1. P. 431–448. <https://doi.org/10.1007/BF00973113>
30. *Duan Z., Sun R.* An improved model calculating CO_2 solubility in pure water and aqueous NaCl solutions from 257 to 533 K and from 0 to 2000 bar // Chemical Geology. 2003. Vol. 193, No. 3–4. P. 257–271. [https://doi.org/10.1016/S0009-2541\(02\)00263-2](https://doi.org/10.1016/S0009-2541(02)00263-2)
31. Activity coefficients in electrolyte solutions / Ed. by K.S. Pitzer. 2nd ed. Boca Raton, FL: CRC Press, 1991. 542 p. <https://doi.org/10.1201/9781351069472>
32. *Bastami A., Allahgholi M., Pourafshary P.* Experimental and modelling study of the solubility of CO_2 in various CaCl_2 solutions at different temperatures and pressures // Petroleum Science. 2014. Vol. 11, No. 4. P. 569–577. <https://doi.org/10.1007/s12182-014-0373-1>
33. *Chang Y.-B., Coats B.K., Nolen J.S.* A compositional model for CO_2 floods including CO_2 solubility in water // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 1998. Vol. 1, No. 2. P. 155–160. <https://doi.org/10.2118/35164-PA>

Evaluation of various available options in hydrodynamic modeling packages for modeling the underground storage of carbon dioxide in geological structures of various types

D.P. Anikeev*, E.S. Anikeeva**

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

Abstract. The article provides an overview of several methods of carbon dioxide storage in underground formations, to reduce the hydrocarbon footprint. The mathematical tools used in calculations and modeling of CO₂ injection into sedimentary and magmatic formations are also briefly described. The chemical transformation equations for the interaction of carbon dioxide with the rock are given.

The possibility of taking into account the processes occurring in the formation, including the formation of new minerals, in digital hydrodynamic models of formations are discussed.

Keywords: carbon dioxide storage, chemical reactions in the reservoir, hydrodynamic modeling.

Citation: Anikeev D.P., Anikeeva E.S. Evaluation of various available options in hydrodynamic modeling packages for modeling the underground storage of carbon dioxide in geological structures of various types // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 108–123. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art7> (In Russ.).

References

1. *Seo J.G., Mamora D.D.* Experimental and simulation studies of sequestration of supercritical carbon dioxide in depleted gas reservoirs // SPE/EPA/DOE Exploration and Production Environmental Conference, San Antonio, Texas, USA, 10–12 March 2003. Paper SPE-81200-MS. <https://doi.org/10.2118/81200-MS>
2. *Bryant S.L., Lakshminarasimhan S., Pope G.A.* Buoyancy-dominated multiphase flow and its impact on geological sequestration of CO₂ // SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, 22–26 April 2006. Paper SPE-99938-MS. <https://doi.org/10.2118/99938-MS>
3. *Kelemen P., Benson S.M., Pilorgé H., Psarras P., Wilcox J.* An overview of the status and challenges of CO₂ storage in minerals and geological formations // Frontiers in Climate. 2019. Vol. 1. P. 9. <https://doi.org/10.3389/fclim.2019.00009>
4. *Matter J.M., Broecker W.S., Gislason S.R. et al.* The Carbfix Pilot Project – Storing carbon dioxide in basalt // Energy Procedia. 2011. Vol. 4. P. 5579–5585. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.546>
5. *McGrail B.P., Schaeff H.T., Spane F.A. et al.* Field validation of supercritical CO₂ reactivity with basalts // Environmental Science & Technology Letters. 2016. Vol. 4, No. 1. P. 6–10. <https://doi.org/10.1021/acs.estlett.6b00387>
6. *Kelemen P.B., Matter J.* In situ carbonation of peridotite for CO₂ storage // Proceedings of the National Academy of Sciences. 2008. Vol. 105, No. 45. P. 17295–17300. <https://doi.org/10.1073/pnas.0805794105>

7. *Skippen G.B.* Experimental data for reactions in siliceous marbles // *The Journal of Geology*. 1971. Vol. 79, No. 4. P. 457–481. <https://doi.org/10.1086/627652>
8. *Chizmeshya A.V.G., McKelvy M.J., Squires K.* et al. A novel approach to mineral carbonation: Enhancing carbonation while avoiding mineral pretreatment process cost: Final Report. Oak Ridge, TN: United States Department of Energy, Office of Scientific and Technical Information, 2007. 163 p. <https://doi.org/10.2172/924162>
9. *Gislason S.R., Wolff-Boenisch D., Stefansson A.* et al. Mineral sequestration of carbon dioxide in basalt: A pre-injection overview of the CarbFix project // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2010. Vol. 4, No. 3. P. 537–545. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2009.11.013>
10. *Wolff-Boenisch D., Gislason S.R., Oelkers E.H.* The effect of crystallinity on dissolution rates and CO₂ consumption capacity of silicates // *Geochimica et Cosmochimica Acta*. 2006. Vol. 70, No. 4. P. 858–870. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2005.10.016>
11. *Seo J.G., Mamora D.D.* Experimental and simulation studies of sequestration of supercritical carbon dioxide in depleted gas reservoirs // *Journal of Energy Resources Technology*. 2005. Vol. 127, No. 1. P. 1–6. <https://doi.org/10.1115/1.1790538>
12. *Soltanian M.R., Hajirezaie S., Hosseini S.A.* et al. Multicomponent reactive transport of carbon dioxide in fluvial heterogeneous aquifers // *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2019. Vol. 65. P. 212–223. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2019.03.011>
13. *Shubin A.V., Ryzhkov V.I.* Seismic study of sandstone reservoir salinization // *Geofizika*. 2013. No. 5. P. 17–25. (In Russ.).
14. *Iglauer S., Pentland C.H., Busch A.* CO₂ wettability of seal and reservoir rocks and the implications for carbon geo-sequestration // *Water Resources Research*. 2015. Vol. 51, No. 1. P. 729–774. <https://doi.org/10.1002/2014WR015553>
15. *Bao K., Yan M., Allen R.* et al. High-performance modeling of carbon dioxide sequestration by coupling reservoir simulation and molecular dynamics // *SPE Journal*. 2016. Vol. 21, No. 3. P. 853–863. <https://doi.org/10.2118/163621-PA>
16. *Kelemen P.B., Aines R., Bennett E.* et al. *In situ* carbon mineralization in ultramafic rocks: Natural processes and possible engineered methods // *Energy Procedia*. 2018. Vol. 146. P. 92–102. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.07.013>
17. *Fox D.* Rare mantle rocks in Oman could sequester massive amounts of CO₂ // *Scientific American*. 2021. Vol. 325, No. 1. P. 44–53.
18. *Rassenfoss S.* Mountains in Oman can store huge amounts of CO₂ if a way can be found into the tight rock // *Journal of Petroleum Technology*. Vol. 75, No. 5. P. 28–33. <https://doi.org/10.2118/0523-0028-JPT>
19. *Røyne A., Jamtveit B., Mathiesen J., Malthe-Sørenssen A.* Controls on rock weathering rates by reaction-induced hierarchical fracturing // *Earth and Planetary Science Letters*. 2008. Vol. 275, No. 3–4. P. 364–369. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2008.08.035>
20. *Snæbjörnsdóttir S.Ó., Oelkers E.H., Mesfin K.* et al. The chemistry and saturation states of subsurface fluids during the *in situ* of CO₂ and H₂S at the CarbFix site in SW-Iceland // *International Journal of Greenhouse Gas Control*. 2017. Vol. 58. P. 87–102. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2017.01.007>
21. *Gimatudinov Sh.K., Shirkovsky A.I.* Physics of oil and gas reservoir: Textbook for universities. 3rd ed. Moscow: Nedra, 1982. 311 p. (In Russ.).

22. *Bowers T.S., Helgeson H.C.* Calculation of the thermodynamic and geochemical consequences of nonideal mixing in the system $\text{H}_2\text{O}-\text{CO}_2-\text{NaCl}$ on phase relations in geologic systems // American Mineralogist. 1983. Vol. 68, No. 11–12. P. 1059–1075.
23. *Shock E.L., Oelkers E.H., Johnson J.W. et al.* Calculation of the thermodynamic properties of aqueous species at high pressures and temperatures. Effective electrostatic radii, dissociation constants and standard partial molal properties to 1000 °C and 5 kbar // Journal of the Chemical Society, Faraday Transactions. 1992. Vol. 88, No. 6. P. 803–826. <https://doi.org/10.1039/FT9928800803>
24. *Ivanov M.V., Bushmin S.A.* Equation of state of the $\text{H}_2\text{O}-\text{CO}_2-\text{CaCl}_2$ fluid system and properties of fluid phases at $P-T$ parameters of the middle and lower crust // Petrology. 2019. Vol. 27, No. 4. P. 395–406. <https://doi.org/10.1134/S0869591119040039>
25. *Bakker R.J.* Adaptation of the Bowers and Helgeson (1983) equation of state to the $\text{H}_2\text{O}-\text{CO}_2-\text{CH}_4-\text{N}-\text{NaCl}$ system // Chemical Geology. 1999. Vol. 154, No. 1–4. P. 225–236 [https://doi.org/10.1016/S0009-2541\(98\)00133-8](https://doi.org/10.1016/S0009-2541(98)00133-8)
26. *Spycher N., Pruess K.* $\text{CO}_2-\text{H}_2\text{O}$ mixtures in the geological sequestration of CO_2 . II. Partitioning in chloride brines at 12–100°C and up to 600 bar // Geochimica et Cosmochimica Acta. 2005. Vol. 69, No. 13. P. 3309–3320. <https://doi.org/10.1016/j.gca.2005.01.015>
27. *Spycher N., Pruess K.* A phase-partitioning model for CO_2 -brine mixtures at elevated temperatures and pressures: Application to CO_2 -enhanced geothermal systems // Transport in Porous Media. 2009. Vol. 82, No. 1. P. 173–196. <https://doi.org/10.1007/s11242-009-9425-y>
28. *Spycher N., Pruess K., Ennis-King J.* $\text{CO}_2-\text{H}_2\text{O}$ mixtures in the geological sequestration of CO_2 . I. Assessment and calculation of mutual solubilities from 12 to 100°C and up to 600 bar // Geochimica et Cosmochimica Acta. 2003. Vol. 67, No. 16. P. 3015–3031. [https://doi.org/10.1016/S0016-7037\(03\)00273-4](https://doi.org/10.1016/S0016-7037(03)00273-4)
29. *Rumpf B., Nicolaisen H., Ocal C., Maurer G.* Solubility of carbon dioxide in aqueous solutions of sodium chloride: Experimental results and correlation // Journal of Solution Chemistry. 1994. Vol. 23, No. 1. P. 431–448. <https://doi.org/10.1007/BF00973113>
30. *Duan Z., Sun R.* An improved model calculating CO_2 solubility in pure water and aqueous NaCl solutions from 257 to 533 K and from 0 to 2000 bar // Chemical Geology. 2003. Vol. 193, No. 3–4. P. 257–271. [https://doi.org/10.1016/S0009-2541\(02\)00263-2](https://doi.org/10.1016/S0009-2541(02)00263-2)
31. Activity coefficients in electrolyte solutions / Ed. by K.S. Pitzer. 2nd ed. Boca Raton, FL: CRC Press, 1991. 542 p. <https://doi.org/10.1201/9781351069472>
32. *Bastami A., Allahgholi M., Pourafshary P.* Experimental and modelling study of the solubility of CO_2 in various CaCl_2 solutions at different temperatures and pressures // Petroleum Science. 2014. Vol. 11, No. 4. P. 569–577. <https://doi.org/10.1007/s12182-014-0373-1>
33. *Chang Y.-B., Coats B.K., Nolen J.S.* A compositional model for CO_2 floods including CO_2 solubility in water // SPE Reservoir Evaluation & Engineering. 1998. Vol. 1, No. 2. P. 155–160. <https://doi.org/10.2118/35164-PA>

Опыт проведения импульсного динамического исследования в трещиноватом газовом пласте

А.В. Гаврилов^{1*}, Ш.Э. Тогаев¹, Х.А. Абидов¹, А.А. Турсунова², Р.Ф. Исмагилов³

1 – ООО «Surhan Gas Chemical Operating Company», г. Ташкент, Узбекистан

2 – Ташкентский государственный технический университет имени Ислама Каримова, г. Ташкент, Узбекистан

3 – эксперт по ГДИС, г. Москва, Россия

E-mail: *aleksey.gavrilov@sgc-oc.com

Аннотация. В настоящей работе демонстрируется результат проведения межскважинного импульсного гидропрослушивания на одном из газовых месторождений Сурхандарьинского нефтегазоносного региона Республики Узбекистан, которое находится на стадии дразнедки и подготовки к опытно-промышленной эксплуатации. Цель исследования: получение данных не только о фильтрационных, но и об емкостных свойствах сложнопостроенных коллекторов месторождения динамическими методами для верификации статических данных и корректного проектирования разработки месторождения. В результате проведения исследования решены следующие задачи: оценена плотность начальных дренируемых запасов газа в исследуемой области; определена структура запасов (емкости трещин/матрицы, коэффициент межпорового перетока); определена гидропроводность пласта; исследован малоамплитудный разлом на предмет его экранирующей способности.

Метод межскважинного импульсного гидропрослушивания заключается в интерпретации отклика давления в наблюдательной скважине на подаваемые импульсы давления (приток/остановка) в возмущающей скважине при известном расстоянии между интервалами вскрытия пласта в одной и другой скважинах.

В процессе исследования на месторождении производилась регистрация забойных давлений в скважинах с помощью автономных глубинных манометров разрешающей способностью около 70 Па, производились замеры дебита добывающей (возмущающей) скважины с помощью кориолисового расходомера трехфазного сепаратора.

Интерпретация полученных данных проводилась с использованием программного обеспечения KAPPA Saphir.

Ключевые слова: трещиноватый коллектор, гидродинамические исследования скважин, гидропрослушивание, дренируемые запасы, геофизические исследования скважин, газонасыщенный пласт, гидропроводность, пьезопроводность, фильтрационно-емкостные свойства, кривая восстановления давления, двойная пористость, упругоемкость коллектора, коэффициент межпорового перетока, опытно-промышленная эксплуатация.

Для цитирования: Гаврилов А.В., Тогаев Ш.Э., Абидов Х.А., Турсунова А.А., Исмагилов Р.Ф. Опыт проведения импульсного динамического исследования в трещиноватом газовом пласте // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 124–140. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art8>

Введение

В настоящей статье авторы рассматривают опыт проведения специального газогидродинамического

исследования скважин на одном из месторождений Сурхандарьинского нефтегазоносного региона Республики Узбекистан [1].

Месторождение является крупнейшим из разведанных, но еще не разрабатываемых месторождений республики. Оператором по разработке месторождения является компания ООО «Surhan Gas Chemical Operating Company» (далее – Оператор), которая приступила к работе на месторождении в 2017 г. В настоящее время Оператором ведутся работы по доразведке и подготовке месторождения к опытно-промышленной эксплуатации, включающие: сейсморазведочные работы, бурение и исследования оценочных и эксплуатационных скважин, разработку проектно-технической документации для опытно-промышленной эксплуатации, проектирование и строительство газоперерабатывающего завода и всей необходимой сопутствующей инфраструктуры.

Описание проблемы

Для корректного проектирования разработки месторождения необходимыми исходными данными являются: надежная оценка начальных геологических запасов, соотношение емкостей и проводимостей матрицы/трещин, информация о наличии/отсутствии экранирующих нарушений на газонасыщенной площади, гидропроводность разреза [2, 3].

Известно, что для сложнопостроенных карбонатных коллекторов – с различными типами пустотного пространства: матрица, трещины – на ранних стадиях изученности месторождения оценка геологических запасов объемным методом характеризуется значительной неопределенностью, связанной с объективной сложностью выделения коллекторов и определения их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС).

Необходимы комплексные исследования параметров пласта, включающие: петротипизацию пород разреза, построение петрофизических зависимостей для каждого из петротипов, определение критериев коллектора для каждого из петротипов и т. д. – при этом оценка объемов по результатам этих исследований характеризуется значительной погрешностью, сложенной из погрешностей результатов каждого этапа исследований. Поэтому для сложнопостроенных коллекторов крайне желательным даже на самых ранних стадиях освоения месторождения является проведение «верификации» оценок объемным методом с помощью динамических методов исследования скважин [2, 4].

Среди динамических методов для оценки емкостных свойств коллектора могут быть применены следующие:

1) сопоставление падения пластового давления с накопленными отборами с помощью уравнения материального баланса;

2) межскважинное гидропрослушивание.

Корректное применение метода № 1 «материальный баланс» подразумевает соблюдение следующих условий:

– достижение воронкой депрессии от участвующих в исследовании скважин границ залежи,

– гидродинамическая связность пласта, определяющая дренирование всего искомого объема пласта каждой участвующей в исследовании скважиной.

Необходимость выполнения обоих условий приводит к тому, что в общем случае метод материального баланса не применим на ранних стадиях освоения месторождения.

Однако в случае карбонатных интенсивно трещиноватых пластов имеются предпосылки для выполнения перечисленных условий уже на самых ранних стадиях освоения месторождения [4]. При этом метод № 2 – межскважинное гидропрослушивание, помимо прочего, позволяет оценить применимость метода № 1 «материальный баланс», так как дает возможность определить время достижения границ залежи воронкой депрессии, а также исследовать экранирующую способность потенциальных барьеров на пути дренирования.

В настоящей статье авторы демонстрируют результаты применения метода № 2 – межскважинного импульсного гидропрослушивания в трещиноватом карбонатном пласте с целью снижения неопределенностей статических оценок свойств и объема пласта, обоснования применимости метода № 1 «материальный баланс», а также получения остальной

перечисленной выше информации, необходимой для корректного проектирования разработки месторождения. Метод межскважинного импульсного гидропрослушивания с одновременным участием двух скважин состоит в регистрации и интерпретации отклика давления в наблюдательной скважине на подаваемые импульсы давления (приток/остановка) в возмущающей скважине при известном расстоянии между интервалами вскрытия пласта в одной и другой скважинах.

Объект исследования

Промышленная газоносность рассматриваемого месторождения связана с карбонатными подсолевыми отложениями верхне-среднеюрского возраста (пласти XV, XVa, XVI) в пределах антиклинальной структурно-тектонической залежи [5] (рис. 1).

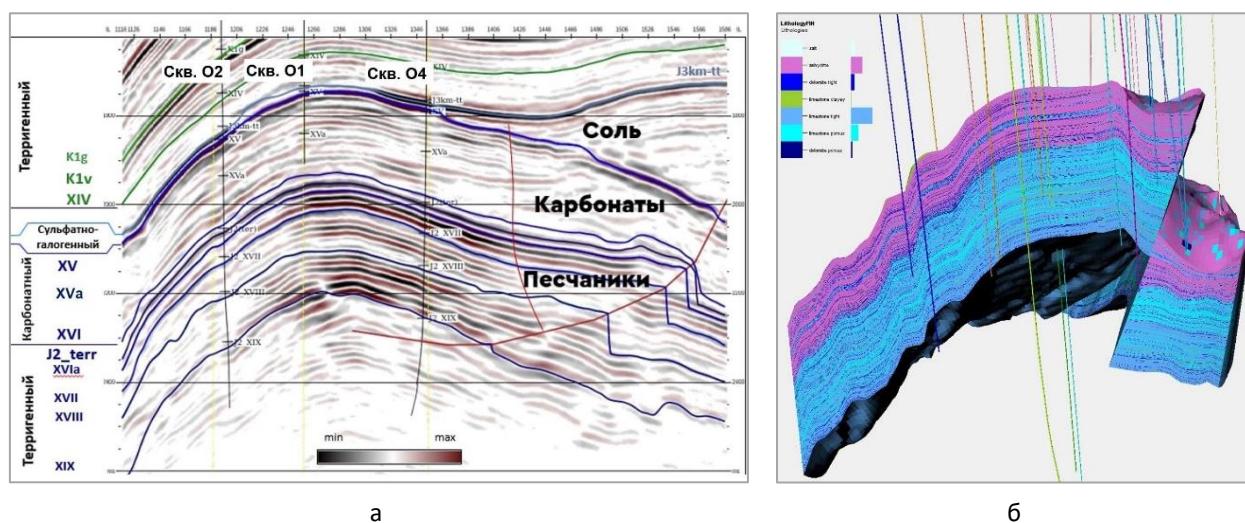


Рис. 1. Месторождение Сурхандарьинского нефтегазоносного региона Республики Узбекистан:
а – сейсмический разрез месторождения по линии ЮЗ – СВ;
б – общий вид продуктивных пластов в разрезе геологической модели

К настоящему моменту Оператором на месторождении выполнены полевые 3D-сейсморазведочные работы, проведена интерпретация сейсмических данных, на целевые пласти месторождения пробурены около 20 скважин (оценочные и эксплуатационные), на значительной части которых проведен специальный комплекс геофизических исследований скважин (ГИС) от одной из ведущих международных сервисных компаний, направленный в том числе на исследование трещиноватости пластов.

По результатам интерпретации данных сейсморазведки в пределах площади газоносности выявлено некоторое количество малоамплитудных протяженных разломов, что подразумевает риск наличия непроницаемых барьеров и необходимости принятия соответствующих решений при проектировании разработки месторождения.

Продуктивные пласти представлены преимущественно низкопористыми трещиноватыми, местами доломитизированными известняками, переслоенными пропластками гипсо-ангибитов. Коллектор является сложнопостроенным – характеризуется трещинно-поровым, порово-трещинным и трещинным типами. Пластовый флюид – сухой газ со значительным содержанием ($>10\%$) неуглеводородных компонентов, в том числе и сероводорода. Процессы отбора и исследований кернового материала для коллекторов таких типов сопряжены с хорошо известными в индустрии трудностями, поэтому получение репрезентативных массивов значений параметров, характеризующих ФЕС коллекторов, по результатам керновых исследований представляет отдельную нетривиальную задачу. Таким образом, на рассматриваемом месторождении

результаты интерпретации ГИС в части ФЕС коллекторов характеризуются значительными диапазонами неопределенности.

В связи с аномально высоким пластовым давлением в продуктивных пластах проведение газогидродинамических исследований скважин (ГГДИС) с применением испытательных компоновок, позволяющих закрывать скважину на забое, представляет значительные технические сложности. Закрытие же скважин для регистрации восстановления давления на устье приводит к тому, что эффект влияния ствола скважины перекрывает отклик двойной среды на диагностических графиках. Кроме этого, для многих проведенных на месторождении ГГДИС характерен эффект разделения фаз в стволе скважин, также смазывающий отклик пласта. Поэтому достоверно оценить параметры двойной среды (матрица/трещины) при ГГДИС отдельных скважин Оператору практически не удавалось.

На месторождении производилось испытание пласта с применением двухпакерного пластииспытателя на кабеле [6]. Пакеры испытательной компоновки разнесены на расстояние всего 1 м, внутренний объем испытательной компоновки минимальный – это позволило получить четкий отклик пласта при восстановлении давления после отбора пластового флюида. Однако малые отборы и короткие периоды восстановления давления, определяемые условиями применения испытателя на месторождении (тяжелые баритовые растворы, ограниченное время нахождения прибора в скважине), приводят к тому, что радиус исследования очень незначительный и не позволяет оценить параметры удаленной от скважины зоны пласта.

Объектом описываемого в настоящей работе исследования является продуктивный

карбонатный газонасыщенный пласт XVa (табл. 1).

Таблица 1

Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта XVa

Показатель	Обозначение	Значение	Ед. изм.
Средняя глубина кровли	Z_{top}	3350	м
Среднее пластовое давление	P_r	645	бар
Средняя пластовая температура	T_r	130	°С
Средняя толщина	H	301	м
Эффективная газонасыщенная толщина	h	50–200	м
Эффективная пористость	ϕ	0,03–0,09	д.ед.
Сжимаемость поровой пустотности	C_m	$4,0 \cdot 10^{-5}$	1/бар
Сжимаемость трещинной пустотности	C_f	–	1/бар
Сжимаемость пластового газа	C_g	$7,8 \cdot 10^{-3}$	1/бар
Вязкость пластового газа	μ	0,038	сП
Относительная плотность газа по воздуху	S.G.	0,7	д.ед.
Коэффициент сверхсжимаемости пластового газа	Z	1,26	д.ед.

Планирование исследования

Для проведения межскважинного импульсного гидропрослушивания необходимо одновременное участие как минимум двух скважин, операции на которых будут проводиться согласно предварительно разработанному дизайну исследования. В распоряжении Оператора на месторождении имелись глубинные манометры – только автономного типа, стационарно устанавливаемые в трубный контейнер нижней части испытательной компоновки. Т. е. возможность получения хотя бы каких-то результатов исследования с целью корректировки дизайна исследования до его полного завершения отсутствовала. Это обстоятельство определяло особую важность корректного выбора скважин – участников исследования, и корректной разработки дизайна исследования [7]. Исследование такого типа на месторождении

проводится впервые и сопряжено с существенными финансовыми затратами. Выбор скважин должен способствовать гарантированному получению осязаемого результата. Поэтому при выборе скважин – участников исследования Оператором учитывались следующие соображения:

1. Расстояние между забоями исследуемых скважин должно быть минимальным из возможных;
2. Азимут межскважинного отрезка должен быть сонаправлен с азимутом преимущественного простириания трещиноватости;
3. Одной из целей исследования является исследование экранирующей способности тектонических нарушений, поэтому интервалы вторичного вскрытия пласта исследуемых скважин должны располагаться по разные стороны от такого типа нарушения на площади газоносности.

С учетом этих факторов для проведения исследования Оператором были выбраны две скважины О1 и Е1 (рис. 2). Расстояние между интервалами вскрытия исследуемого пласта в двух скважинах составило 1250 м. Интервалы вскрытия пласта находятся по разные стороны от малоамплитудного разлома.

Азимут преимущественного распространения трещиноватости по данным электрического микросканирования скважин в исследуемой области составляет 270°–300° (см. рис. 2), а азимут отрезка, соединяющего интервалы вскрытия пласта в выбранных скважинах, – 270°.

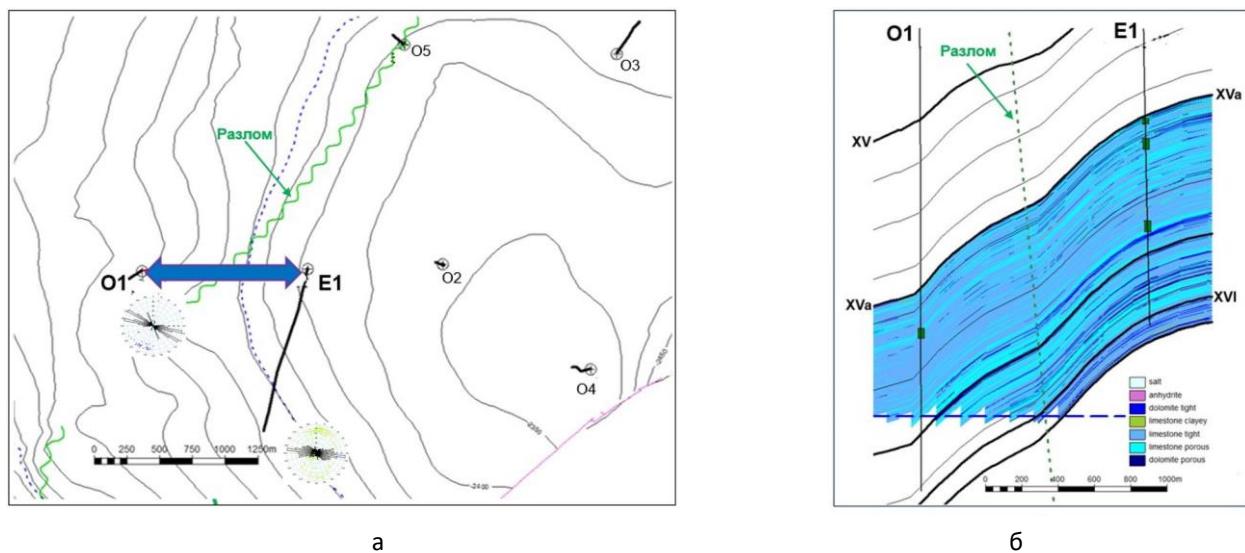


Рис. 2. Расположение исследуемых скважин О1 и Е1: а – на площади; б – в разрезе

На каждой из скважин О1 и Е1 были проведены отдельные ГГДИС, включавшие как исследования при ступенчатом изменении дебита, так и периоды восстановления давления. Как видно из характера поведения производных Бурде [8] на логарифмических графиках (рис. 3, 4), каждое из двух рассматриваемых ГГДИС характеризуется особенностями, препятствующими надежной оценке параметров пласта.

Так, вторичное вскрытие пласта в скважине О1 характеризуется большим перепадом давления в призабойной зоне пласта, т. е. большой величиной скин-

фактора, что явно отражается на поведении производной Бурде на диагностическом графике (см. рис. 3) и маскирует отклик пласта в части определения ФЕС коллектора и свойств двойной среды.

При исследовании скважины Е1 на нестационарном режиме восстановления давления наблюдается так называемое разделения фаз в стволе скважины, когда жидкость, находившаяся в газовом потоке внутри лифтовых труб, после закрытия скважины перемещается на забой. Это явление также приводит к тому, что информативность исследования существенно снижается (см. рис. 4).

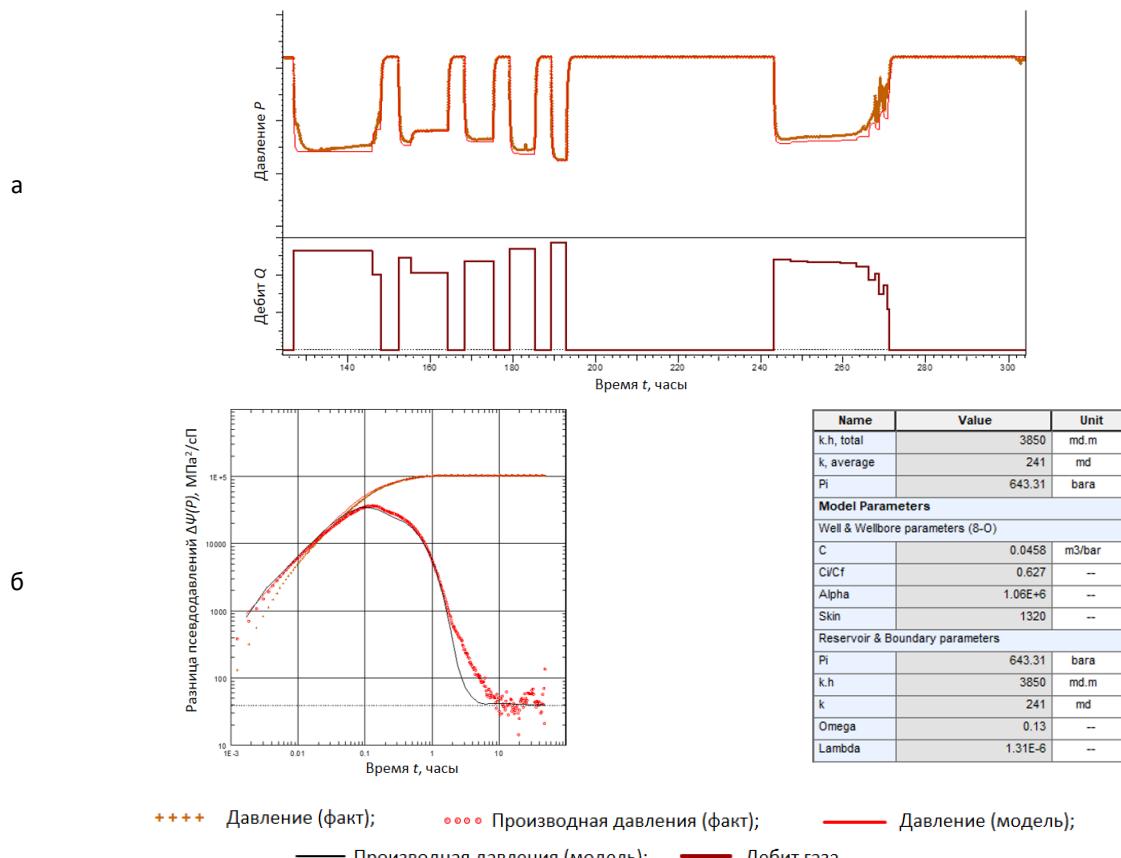


Рис. 3. Результаты интерпретации ГГДИС скважины О1 на графиках: а – «историческом»; б – логарифмическом

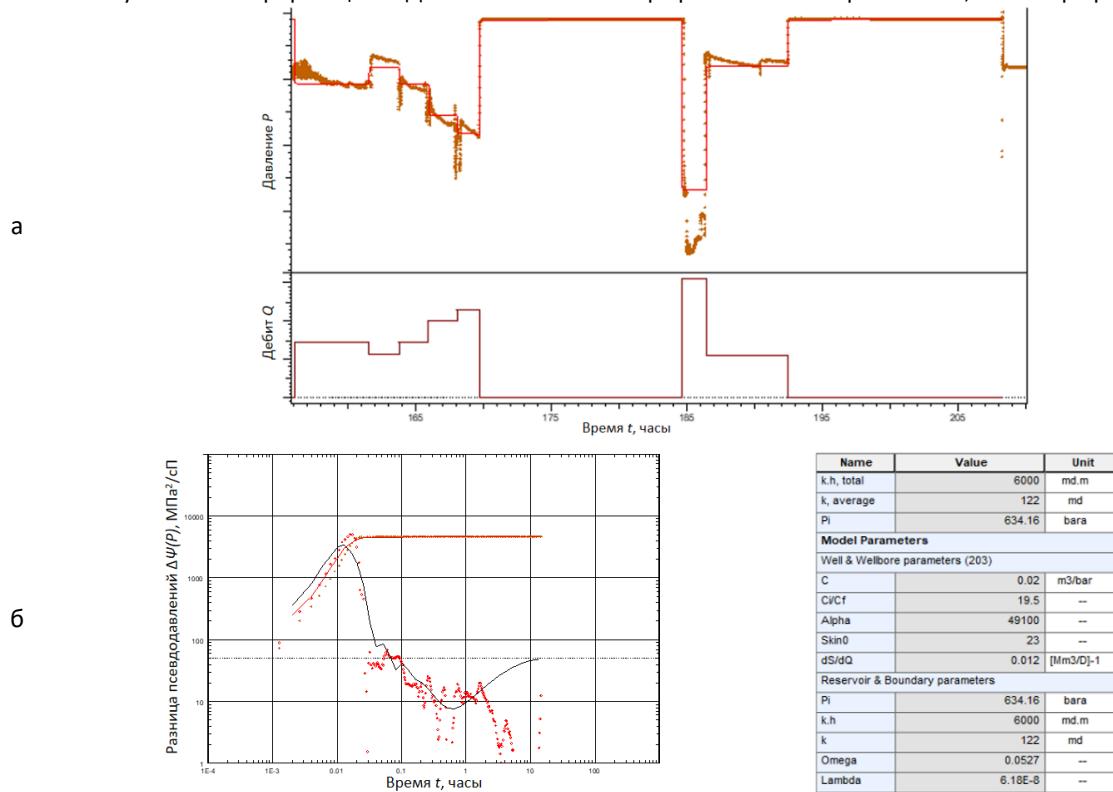


Рис. 4. Результаты интерпретации ГГДИС скважины Е1 на графиках: а – «историческом»; б – логарифмическом (условные обозначения см. на рис. 3)

Таким образом, в результате отдельных ГГДИС по двум скважинам предварительно, в грубом приближении, были определены параметры пласта, на основе которых с использованием программного обеспечения (ПО) KAPPA Saphir был разработан дизайн межскважинного импульсного исследования, определяющий график действий на возмущающей скважине:

- количество периодов притока и остановки,
- длительность периодов притока и остановки,
- дебит скважины на периоде притока.

Разработанный дизайн исследования позволил авторам уверенно прогнозировать получение на реагирующей скважине отклика давления на действия возмущающей скважины с амплитудой, заведомо и существенно превышающей разрешающую способность автономных глубинных манометров. Поэтому, если бы в результате исследования сигнал в реагирующей скважине отсутствовал – это свидетельствовало бы о том, что малоамплитудный межскважинный разлом является экранирующим. Таким образом, любой из возможных результатов исследования предоставил бы Оператору ценную информацию о свойствах пласта.

Согласно дизайну исследования, каждая из двух скважин поочередно выступала в качестве возмущающей (периодическая добыча и остановка на восстановление давления) и наблюдательной (закрыта, давление восстановлено): на этапе № 1 исследования скважина Е1 – возмущающая, скважина О1 – реагирующая; на этапе № 2 скважины меняются ролями. Таким образом, запланировано исследование

распространения сигнала в обоих взаимно противоположных направлениях межскважинного отрезка в исследуемом пласте, что, по мнению авторов, выступавших разработчиками дизайна исследования, должно обеспечить взаимную верификацию и увеличить достоверность полученных результатов.

Проведение исследования

Поскольку месторождение в момент исследования не находилось в эксплуатации, для проведения исследования было несложно целенаправленно создать ситуацию, когда отборы из пласта осуществлялись только из двух участвующих в исследовании скважин. Испытания других скважин были приостановлены, бурение эксплуатационных скважин в вышелегающих пластах не оказывало явного воздействия на исследуемый пласт. Перед началом исследования внутренние хронометры каждого измерительного прибора испытательного комплекса были синхронизированы между собой таким образом, чтобы разница между временами любых двух приборов не превышала 1 секунды.

Оператор провел исследование согласно дизайну – в два этапа, с поправкой на ряд эксплуатационных осложнений, связанных с отложениями твердой фазы на стенках лифтовых труб. На этапе № 1 скважина Е1 выступала в качестве источника, а О1 – приемником (рис. 5). На этапе № 2 скважины поменялись ролями (рис. 6). После завершения программы исследования обе скважины были заглушены, внутрискважинные испытательные компоновки подняты, данные глубинных манометров собраны и обработаны.

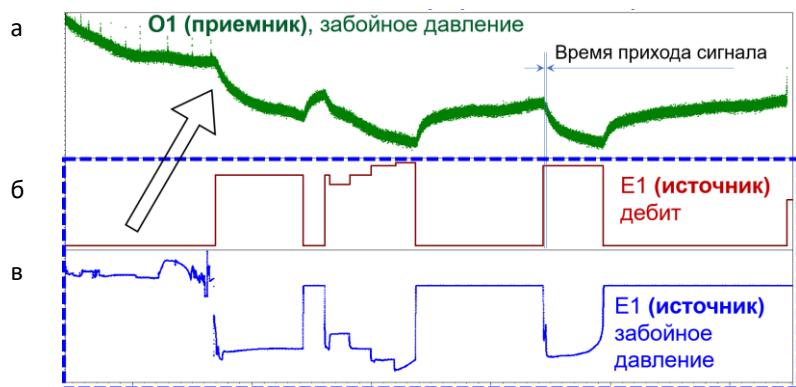


Рис. 5. Этап исследования № 1.
Режимы работы возмущающей скважины E1 и регистрация давления в реагирующей скважине O1:
а – динамика забойного давления в реагирующей скважине O1;
б – динамика дебита в скважине E1;
в – динамика забойного давления в скважине E1

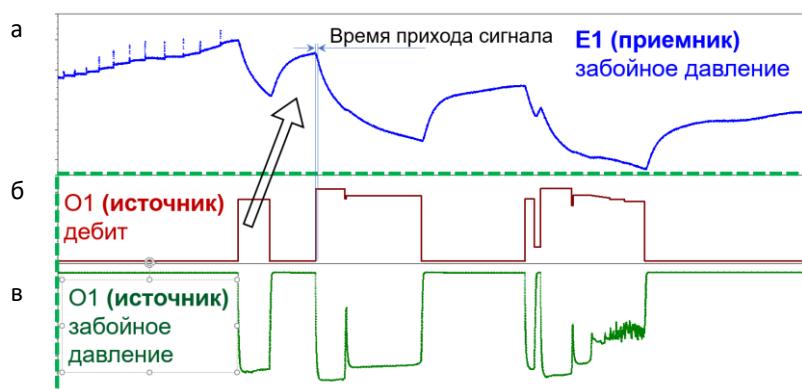


Рис. 6. Этап исследования № 2.
Режимы работы возмущающей скважины O1 и регистрация давления в реагирующей скважине E1:
а – динамика забойного давления в реагирующей скважине E1;
б – динамика дебита в скважине O1;
в – динамика забойного давления в скважине O1

Интерпретация результатов исследования

По результатам проведенного исследования получены два массива динамики изменения забойного давления в остановленной скважине при добыче газа из работающей скважины. Как видно из представленных графиков (см. рис. 5, 6) на каждом этапе в реагирующей скважине получен отчетливый отклик на сигнал возмущающей скважины. Из этого факта следует, что разделяющий исследуемые скважины малоамплитудный разлом

не обладает явной экранирующей способностью. Процесс перераспределения давления в пласте происходит довольно быстро – время прохождения сигналом межскважинного расстояния 1250 м составляет менее 1 часа; величина амплитуды полученного сигнала, как и планировалось, существенно превосходит разрешающие способности использовавшихся манометров – комбинация этих параметров позволяет определить значения пьезопроводности и гидропроводности исследуемого пласта.

Для интерпретации результатов исследования авторами используется методика воспроизведения фактического отклика давления аналитическими решениями уравнения пьезопроводности в пористых средах с использованием инструментов диагностических графиков и производной Бурде [8] в соответствующем ПО [9]. Искомыми параметрами пласта в рассматриваемом случае являлись:

- гидропроводность пласта – $k \cdot h$, где k – фазовая проницаемость по газу, h – эффективная газонасыщенная толщина;
- упругоемкость пласта – $C_t \cdot \phi \cdot h \cdot S_g$, где C_t – суммарная сжимаемость системы пласт-флюид, ϕ – эффективная пористость, S_g – коэффициент газонасыщенности;
- параметры структуры порового пространства: ω – показатель, характеризующий соотношение упруго-емкостей трещин и суммарной пустотности; λ – коэффициент межпорового перетока, характеризующий «возможность/способность матричных блоков отдавать флюид в систему трещин» [9] и определяющий соотношение проницаемостей матрица/трещина и геометрическим коэффициентом.

Следует отметить, что поскольку коллектор исследуемого пласта представляет собой двойную среду, т. е. пустотное пространство коллектора представлено двумя типами: пористостью матрицы и пустотностью трещин, то при определении общей сжимаемости пласта необходимо учитывать сжимаемость каждого из типов пустотности. Сжимаемость матричной пористости определяется в лабораторных экспериментах, а также описывается известными корреляциями – т. е. является известной авторам величиной (см. табл. 1).

Сжимаемость трещинной пустотности не определяется в лабораторных условиях из-за невозможности воспроизведения поведения пластовой трещиноватости на малоразмерных по сравнению с размерами трещин образцах керна, и, согласно экспертным мнениям, именно межскважинное импульсное гидропрослушивание является единственным надежным способом оценки этого параметра при известных прочих параметрах пласта.

В рассматриваемом случае целью исследования является оценка этих «прочих параметров», а именно параметра $\phi \cdot h \cdot S_g$. Авторам удается это сделать, потому что в рассматриваемом случае пластовым флюидом является сухой газ, сжимаемость которого на два порядка превышает сжимаемость скелета горной породы и не менее чем на порядок превышает предполагаемую сжимаемость трещинного пустотного пространства, поэтому в значении суммарной сжимаемости C_t превалирующим компонентом является определенная с высокой точностью сжимаемость газа C_g , а неопределенность сжимаемости трещин нивелируется.

Таким образом, все замеренные данные исследования: дебиты, давления устьевые/забойные – были обработаны и загружены в соответствующее ПО, после чего была проведена интерпретация данных путем адаптации параметров модели двойной среды к динамике давления-отклика реагирующей скважины на сигналы возмущающей скважины с использованием диагностических графиков и производной Бурде. Результаты интерпретации этапа № 1 исследования приведены на рис. 7, этапа № 2 – на рис. 8.

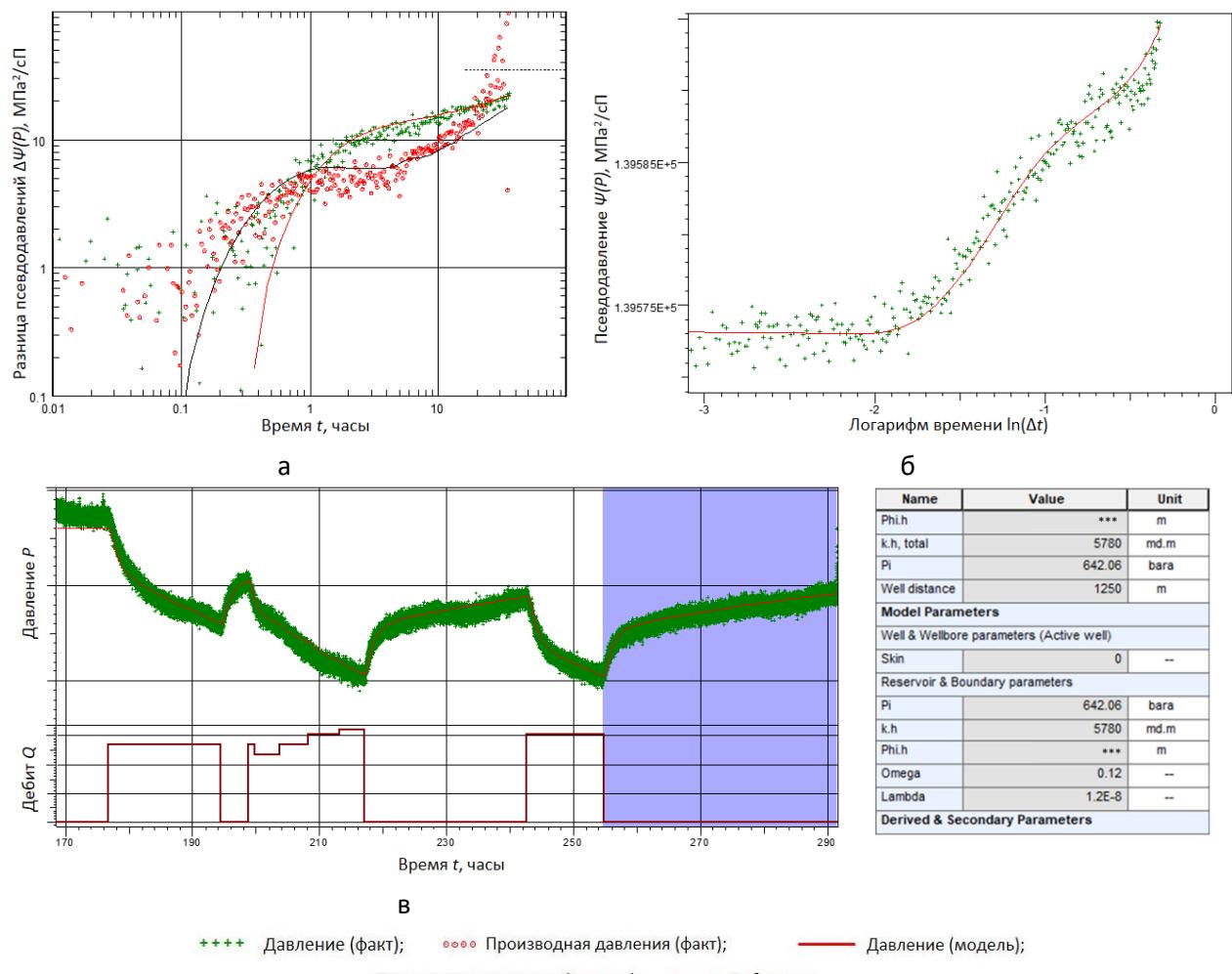


Рис. 7. Результаты интерпретации данных этапа № 1 исследования на графиках:
а – логарифмическом; б – полулогарифмическом; в – «историческом»

Полученные значения параметров пласта оказались одинаковыми для результатов исследования как от одной скважины к другой, так и в обратном направлении. С учетом того, что проницаемость геологических пористых пластов, как правило, инвариантна по отношению к повороту азимута течения на 180° [10], этот факт дополнитель но верифицирует результаты интерпретации.

Авторы отмечают, что информативность поведения производной Бурде на данных межскважинного гидропрослушивания существенно выше, чем информативность вышеописанных ГГДИС одиночных скважин, – в частности, поведение

производной отражает отклик двойной среды и позволяет оценить ее параметры, тогда как на производные, получаемые при проведении ГГДИС одиночных скважин влияют побочные эффекты (скин, влияние ствола скважины, разделение фаз), которые не позволяют диагностировать отклик двойной среды. Надлежащая подготовка реагирующей скважины к исследованию – а именно, достижение восстановления давления перед началом подачи сигналов возмущающей скважиной – позволяет избежать влияния перечисленных побочных эффектов на регистрируемую при гидропрослушивании динамику забойного давления.

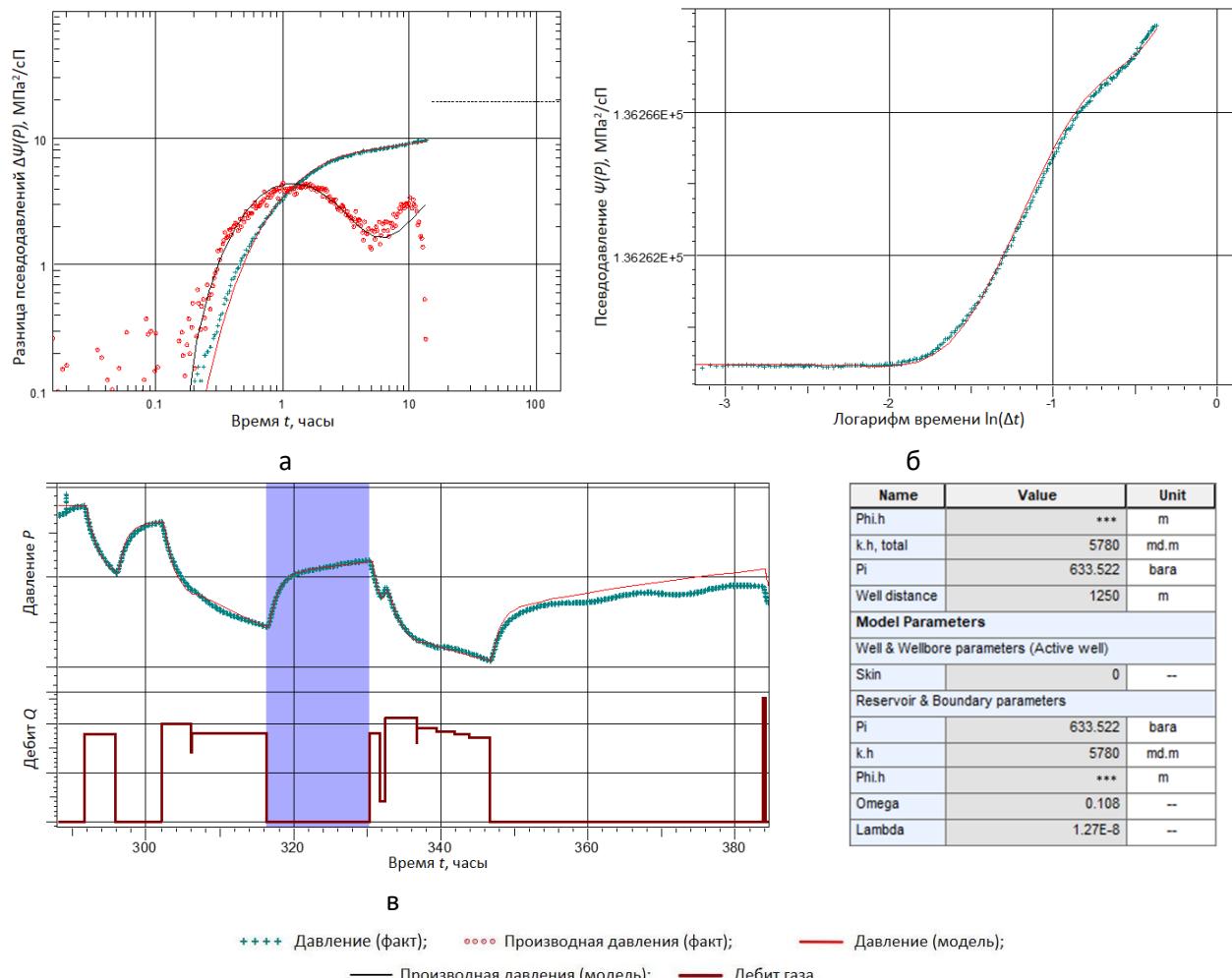


Рис. 8. Результаты интерпретации данных этапа № 2 исследования на графиках:
а – логарифмическом; б – полулогарифмическом; в – «историческом»

По результатам двух ГГДИС отдельных скважин и общего для двух скважин гидропрослушивания получено три значения гидропроводности: два первых характеризуют коллектор в секторах 360° вокруг соответствующих скважин, а последнее – область коллектора вдоль межскважинного отрезка внутри исследуемого пласта.

Скважина Е1 находится в центральной части залежи в зоне выдержаных эффективных газонасыщенных толщин (см. рис. 1), средняя гидропроводность сектора 360° вокруг скважины, определенная по результатам ГГДИС, совпадает с гидропроводностью по азимуту

по направлению к скважине О1, определенной межскважинным исследованием. Отсюда следует вывод, что исследуемый пласт обладает латеральной выдержанностью с «медленной» (относительно межскважинного расстояния) вариацией фильтрационных свойств.

Скважина О1 находится в краевой части залежи – в газоводяной зоне. В противоположном азимуту межскважинного исследования секторе скважины О1 по мере удаления от скважины наблюдается понижение кровли пласта и снижение эффективных газонасыщенных толщин, обусловленное наличием газоводяного контакта (см. рис. 1).

Поэтому пониженное значение гидропроводности пласта согласно ГГДИС скважины О1 по сравнению с гидропроводностью межскважинного исследования соответствует представлению о структуре пласта и распределению ФЕС коллектора.

Таким образом, соотношение значений гидропроводности по результатам трех вышеописанных исследований подтверждает геологическую модель исследуемого участка залежи.

Выводы

По итогу проведения межскважинного импульсного гидропрослушивания Оператором достигнуты следующие результаты:

1. Оценена плотность начальных дренируемых запасов газа ($\phi \cdot h \cdot S_g$) в исследуемой межскважинной области пласта XVa;
2. Оценена гидропроводность ($k \cdot h$) пласта в межскважинной области;
3. Определены параметры двойной среды: соотношение упругоемкостей трещина/матрица и коэффициент межпорового перетока;
4. Обосновано отсутствие экранирующей способности малоамплитудного разлома;
5. Определена пьезопроводность пласта, оценено время достижения границ залежи воронкой депрессии работающей скважины.

Полученная плотность начальных дренируемых запасов газа далее сравнивалась с соответствующими показателями петрофизической модели. По результатам сравнения произведено уточнение методики выделения коллекторов

различных петротипов, а также оценки их ФЕС, что позволило существенно снизить неопределенность оценки начальных запасов газа.

Получена информация о структуре коллекторских свойств пласта: определено, что в матрице находится ~99% подвижных запасов газа, а в трещинах ~1%, проницаемость системы трещин примерно на 6 порядков выше проницаемости матрицы. Т. е. львиная доля запасов сосредоточена в низкопроницаемой матрице, испещренной высокопроницаемыми каналами. Необходимым условием эффективной разработки является качественное (с минимальным скин-фактором) подключение скважин к системе естественной трещиноватости, а также сохранение проницаемости трещин на длительном периоде эксплуатации месторождения.

Результаты 4 и 5 являются обоснованием применимости метода «материальный баланс» оценки дренируемых запасов залежи на самых ранних стадиях опытно-промышленной эксплуатации, так как авторами показано, что потенциальные барьеры для фильтрации в пределах газонасыщенной зоны таковыми не являются, а также определено время достижения границ залежи воронкой депрессии скважины.

Все полученные данные о фильтрационно-емкостных, структурных свойствах коллектора, свойствах субсейсмических нарушений интегрируются Оператором в рамках постояннодействующей геолого-гидродинамической модели и являются основой для проектирования разработки, системы сбора и транспорта, а также прогнозирования добычи.

Авторы считают необходимым еще раз подчеркнуть, что межскважинное импульсное исследование, по сравнению с ГГДИС одиночной скважины, позволяет помимо фильтрационных свойств также оценить и емкостные свойства коллектора. Также неоспоримым преимуществом этого метода перед ГГДИС отдельной одиночной скважины является то, что реагирующая скважина в момент регистрации сигнала находится в восстановленном статичном состоянии, что позволяет устраниить влияния ствола скважины, скин-фактора и разделения фаз в стволе на кривую восстановления давления – эффекты, которые зачастую существенно снижают информативность производной Бурде при исследовании одиночной скважины.

Заключение

Межскважинное импульсное гидропрослушивание позволило Оператору получить уникальную информацию о свойствах продуктивного пласта. Уникальность информации заключается в том, что на текущем этапе освоения месторождения она не могла быть получена никаким другим способом, кроме проведения межскважинного импульсного гидро-

прослушивания. До ввода месторождения в опытно-промышленную эксплуатацию Оператором планируется проведение нескольких следующих межскважинных исследований:

- с большим удалением между скважинами с целью исследования большего участка месторождения;
- с вариацией угла азимута исследования по отношению к азимуту преимущественного распространения трещиноватости с целью исследования анизотропии гидропроводности пласта коллектора.

В результате исследования авторами продемонстрирована ценность забойной информации даже на этапе вовлечения в добычу только двух скважин. Поэтому с целью эффективного мониторинга разработки месторождения при вводе месторождения в опытно-промышленную эксплуатацию Оператором запланировано создание опорной сети мониторинговых скважин, оснащенных стационарными глубинными манометрами с непрерывной передачей замеров в промысловую систему сбора данных, что для газовых скважин рассматриваемого нефтегазового региона является инновацией.

Литература

1. *Tillyabaev M., Abidov Kh., Klevitskiy A. et al. Study of the prospects for gas-containing terrigenous deposits of the Middle and Lower Jurassic on one of the areas within the Afghan-Tajik Depression // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 22–24 October 2019. Paper SPE-196941-MS. <https://doi.org/10.2118/196941-MS>*
2. *Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений: Учебное пособие. М.: Недра, 1974. 376 с.*
3. *Щебетов А.В., Гаврилов А.В., Жукова А.А., Розова А.Р. Анализ рисков разработки газоконденсатной залежи на ранней стадии изученности // Газовая промышленность. 2012. № 3(674). С. 24–28.*
4. *Гутман И.С. Методы подсчета запасов нефти и газа. М.: Недра, 1985. 223 с.*
5. *Тиллябаев М.Р., Абидов Х.А., Клевицкий А.Г. и др. Особенности построения геолого-гидродинамической модели сложнопостроенного карбонатного резервуара в условиях высокой*

геологической неопределенности (на примере одного из месторождений в Сурхан-Вахшской НГО, Республика Узбекистан) // Нефть. Газ. Новации. 2019. № 10(227). С. 12–16.

6. *Ramatullayev S., Blinov V., Tukhtaev R. et al.* The fracture characterization and assessment of gas potential with advanced formation tester in low permeability fractured carbonate reservoir // SPE Annual Caspian Technical Conference, Baku, Azerbaijan, 16–18 October 2019. Paper SPE-198376-MS. <https://doi.org/10.2118/198376-MS>

7. *Кременецкий М.И., Инатов А.И.* Гидродинамические и промыслово-технологические исследования скважин: Учеб. пособие. М.: МАКС Пресс, 2008. 476 с.

8. *Bourdet D.* Well test analysis: The use of advanced interpretation models. Amsterdam: Elsevier, 2002. 426 p.

9. *Houzé O., Viturat D., Fjaere O.S. et al.* Dynamic data analysis – v5.50.01. Paris: KAPPA, 2022. 778 p.

10. *Gavrilov A.V., Shirko I.V.* The phenomenon of the effective viscosity for the flow in inhomogeneous granular medium // Navier–Stokes equations: Properties, description and applications / Ed. by R. Younci. New York: Nova Science Publishers, 2012. P. 281–306.

Experience of interwell interference testing in a fractured gas reservoir

A.V. Gavrilov^{1*}, Sh.E. Togaev¹, Kh.A. Abidov¹, A.A. Tursunova², R.F. Ismagilov³

1 – Surhan Gas Chemical Operating Company LLC, Tashkent, Uzbekistan

2 – Tashkent State Technical University named after Islam Karimov, Tashkent, Uzbekistan

3 – well-testing expert, Moscow, Russia

E-mail: *aleksey.gavrilov@sgc-oc.com

Abstract. The paper describes the results of interwell interference testing performed at a gas field of Surhandarya oil and gas region of Uzbekistan. The field is currently under appraisal program and being prepared for pilot production. The purpose of the testing: gaining dynamic data for extraction of not only flow capacity but also on a storage capacity of the complex fractured reservoir. The data are of essential need for correct and reliable design of pilot development project. As a result of the preformed test interpretation, the authors estimated: volume of movable reservoir gas at the tested area; structure of reservoir capacity (storativity of fractures/matrix, interporosity flow coefficient); reservoir conductivity; sealing capacity of subseismic-scale faults across the gas-bearing area of the field.

The method of interwell interference consists of interpretation of an observation well pressure response to signal (flow/shut in) emitted from a disturbing well with known distance between completions of each well.

During the test downhole battery gauges with resolution of 70 Pa were used, the rates of a producing (disturbing) well were measured by Coriolis flow meter of three-phase separator at a well site.

The obtained data were interpreted using KAPPA Saphir software.

Keywords: fractured reservoir, well testing, interference testing, drained reserves, well logging, gas-saturated reservoir, transmissibility, pressure conductivity, porosity and permeability, pressure build-up, dual porosity, reservoir storativity, interporosity flow coefficient, pilot production.

Citation: Gavrilov A.V., Togaev Sh.E., Abidov Kh.A., Tursunova A.A., Ismagilov R.F. Experience of interwell interference testing in a fractured gas reservoir // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 124–140. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art8> (In Russ.).

References

1. Tillyabaev M., Abidov Kh., Klevitskiy A. et al. Study of the prospects for gas-containing terrigenous deposits of the Middle and Lower Jurassic on one of the areas within the Afghan-Tajik Depression // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 22–24 October 2019. Paper SPE-196941-MS. <https://doi.org/10.2118/196941-MS>
2. Zakirov S.N., Lapuk B.B. Design and development of gas fields: Textbook. Moscow: Nedra, 1974. 376 p. (In Russ.).
3. Schebetov A.V., Gavrilov A.V., Zhukova A.A., Rozova A.R. Uncertainty assessment and risk-analysis of gas-condensate field development at pilot stage // Gazovaya Promyshlennost. 2012. No. 3(674). P. 24–28. (In Russ.).
4. Gutman I.S. Methods for calculating oil and gas reserves. Moscow: Nedra, 1985. 223 p. (In Russ.).

5. *Tillyabaev M.R., Abidov Kh.A., Klevitskiy A.G.* et al. Geological and hydrodynamic model construction features of a complex carbonate gas-producing reservoir under high geological uncertainty: Field example, Urkhan-Vakhshskaya oil and gas province, Republic of Uzbekistan // *Neft. Gaz. Novatsii.* 2019. No. 10 (227). P. 12–16. (In Russ.).
6. *Ramatullayev S., Blinov V., Tukhtaev R.* et al. The fracture characterization and assessment of gas potential with advanced formation tester in low permeability fractured carbonate reservoir // SPE Annual Caspian Technical Conference, Baku, Azerbaijan, 16–18 October 2019. Paper SPE-198376-MS. <https://doi.org/10.2118/198376-MS>
7. *Kremenetskiy M., Ipatov A.* Well-testing methods: Teaching aid. Moscow: MAKS Press, 2008. 476 p. (In Russ.).
8. *Bourdet D.* Well test analysis: The use of advanced interpretation models. Amsterdam: Elsevier, 2002. 426 p.
9. *Houzé O., Viturat D., Fjaere O.S.* et al. Dynamic data analysis – v5.50.01. Paris: KAPPA, 2022. 778 p.
10. *Gavrilov A.V., Shirko I.V.* The phenomenon of the effective viscosity for the flow in inhomogeneous granular medium // Navier–Stokes equations: Properties, description and applications / Ed. by R. Younci. New York: Nova Science Publishers, 2012. P. 281–306.

Комплексный анализ данных гидродинамических исследований скважин, проблемы и решения при интерпретации исследований на нефтяных оторочках

А.С. Зыков*, А.А. Ридель, М.В. Колесников, Р.А. Гарифуллина, С.А. Перевалова
ООО «Газпромнефть НТЦ», г. Тюмень, Россия
E-mail: *Zykov.ase@gazpromneft-ntc.ru

Аннотация. В статье освещены вопросы исследования и интерпретации данных по скважинам на нефтяных оторочках. В данных условиях получение информации о работе пласта, контроль и управление разработкой является крайне актуальной и в то же время сложной задачей. Показана необходимость комплексирования результатов гидродинамических и промыслового-геофизических исследований с целью получения более широкого представления об объекте, его работе, а также необходимость выполнения комплексного подхода к интерпретации и анализу гидродинамических исследований скважин на сложных объектах разработки. Рассмотрены проблемы и осложнения, возникающие в процессе проведения гидродинамических исследований скважин.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, горизонтальные многоствольные скважины, производная кривой восстановления давления, гидродинамические исследования скважин, промыслового-геофизические исследования скважин, фильтрационные потоки, аномальный рост давления, разломы.

Для цитирования: Зыков А.С., Ридель А.А., Колесников М.В., Гарифуллина Р.А., Перевалова С.А. Комплексный анализ данных гидродинамических исследований скважин, проблемы и решения при интерпретации исследований на нефтяных оторочках // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 141–158. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art9>

Рассматриваемый объект представлен терригенными породами. Структурная модель пласта осложнена многочисленными тектоническими нарушениями с преобладающим юго-восточным направлением. Коллекторы залежи не выдержаны как по площади, так и по разрезу. С позиции фильтрационных характеристик пласт можно охарактеризовать как высокопроницаемый (Кпр ~ 400 мД).

Основная особенность разработки объекта заключается в сложной структуре запасов нефти, которые заключены в сравнительно тонких нефтяных оторочках, перекрываемых газовой шапкой и

подстилающей водой. Нефть – повышенной вязкости. Большая разница в подвижности газа и нефти способствует прорывам газа по пропласткам и конусообразованию.

Разработка залежи ведется преимущественно горизонтальными скважинами (ГС) в составе рядных систем разработки, длины ГС варьируются в диапазоне от 500 до 2000 м. Расстояние между скважинами в ряду изменяется от 100 до 200 м, между рядами – 300–500 м. Выработка запасов газа газовой шапки предполагается через нефтяные (прорывной газ) и газовые скважины с лучевой системой размещения. Разработка ведется на естественном режиме.

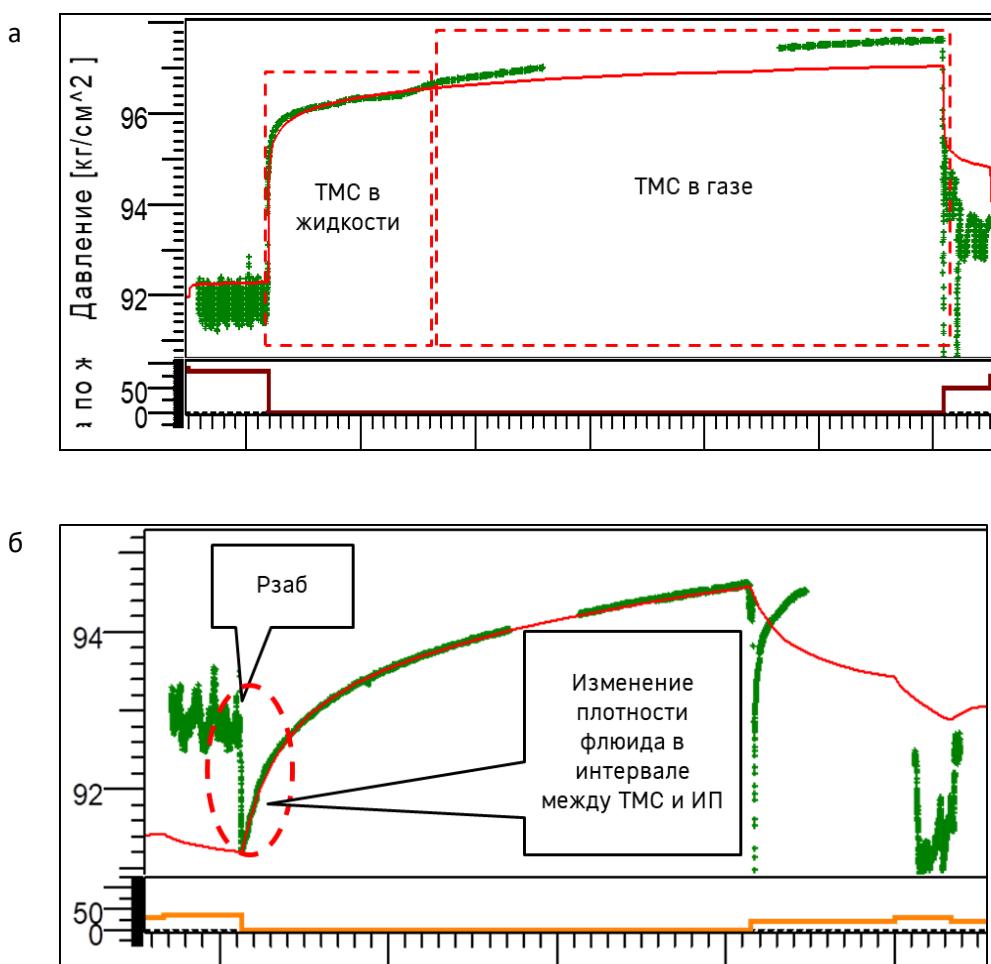
В связи с большим количеством неопределенностей анализ исследований на данном типе месторождений требует более детального подхода к проработке и интерпретации, ввиду сложности строения объекта и различных эффектов, снижающих информативность проводимых исследований.

Искажения при проведении исследований

Охват гидродинамическими исследованиями месторождения достаточно высок. Дополнительно, в текущем году была выполнена полная остановка месторождения,

в связи с чем практически по всему фонду регистрировались кривые восстановления давления (КВД) с помощью датчиков телеметрической системы (ТМС), входящих в компоновку насоса (где-то непрерывно, где-то частями). Длительность остановок составляла 5–7 суток, скважины, по большей части, были остановлены одновременно.

В ряде случаев после остановки скважин наблюдаются эффекты АРД (аномальный рост давления), см. рис. 1а, а также эффект ухода уровня жидкости ниже датчика ТМС при остановке скважины (рис. 1б).



Данная аномалия (АРД) связана с тем, что при снижении давления ниже давления насыщения происходит выделение газа, который при остановке скважины на снятие КВД отдавливает уровень жидкости ниже глубины установки датчика. В ходе остановки окружающая среда манометра меняется от жидкой до газообразной фазы, а дальнейшего погружения манометра в столб жидкости не происходит, даже при продолжительном времени остановки (см. рис. 1а).

Данные эффекты накрывают полезный сигнал и могут искажать истинную систему потоков.

Неопределенности при пересчете давлений

Помимо этого, имеет место неопределенность в пересчете кривой изменения давления на отметку кровли

фильтра или водонефтяного контакта (ВНК), ввиду неоднозначности плотности флюида, заполняющей соответствующий интервал.

Скважины достаточно высоко-продуктивные, в ряде случаев рабочие депрессии очень маленькие (порядка 2 кгс/см²). Датчики ТМС находятся выше ВДП/ВНК (ВДП – верхние дыры перфорации), разница глубин находится в широком диапазоне. Диапазоны неопределенности пересчета могут быть различны.

На рис. 2 представлены: графики возможных поправок давлений ΔP для возможных вариантов плотности: 0,1 г/см³, 0,3 г/см³, и «смеси» в г/см³ (рассчитана через текущую обводненность) при пересчете замеренного давления с ТМС на ВНК по скважинам (рис. 2а), а также график разницы абсолютных глубин ΔH между ТМС и ВНК (рис. 2б).

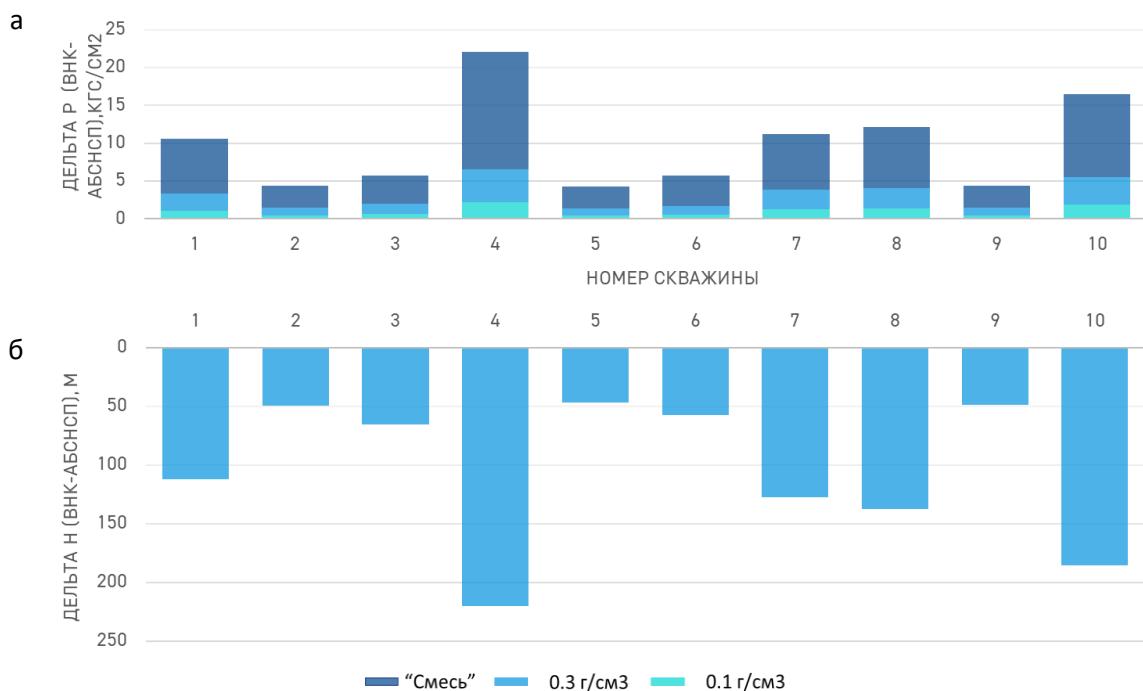


Рис. 2. Графики диапазонов неопределенности пересчета:
а – возможные поправки давлений ΔP ; б – разницы абсолютных глубин ΔH между ТМС и ВНК

Анализируя соответствующие данные, приходим к выводу, что без знания истинной плотности неопределенность пересчета в ряде случаях может быть достаточно высокой, а эффект АРД и отжима уровня может наблюдаться во всем диапазоне разницы в глубинах. Естественно, чем меньше разница в глубинах, тем меньше влияние данной неопределенности на пересчет. Варианты снижения соответствующей неопределенности будут представлены в рекомендациях. При текущих интерпретациях КВД для пересчета Рпл применялась плотность флюида, рассчитанная через текущую обводненность скважины.

Обзор регистрируемых систем потоков

Стоит напомнить: оторочка тонкая, сетка между скважинами достаточно плотная, по сейсмике выделены зоны трещиноватости и разломы, проводимость которых не ясна. Имеет место интерференция от соседних скважин, есть газонефтяной контакт (ГНК) и ВНК.

Рассматривая билогарифмические графики выполненных съемок КВД явной классической системы, потоков к горизонтальному стволу скважины [1] (линейных с выходом на псевдорадиальный режим) в большинстве исследований не наблюдается. Где-то имеет место линейный поток, где-то граничные условия типа Р-Const (интерференция, либо ГНК, либо ВНК), а где-то сразу выложивание производной (при такой системе разработки не является псевдорадиальным режимом). Учитывая вышесказанное, оценка фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) велась лишь на качественном уровне (коллектор высокопроницаемый), расчет выполнялся как по смеси (усредняя вязкость флюида

через долю воды в притоке), так и методом Перина (по каждой из фаз раздельно).

Ввиду текущих неоднозначностей, диагностика поведения производной давления на циклах КВД, в данном случае, может нести в себе не однозначно верное предположение. Так формирующийся к стволу горизонтальной скважины классический линейный поток свойственен и отклику от непроницаемых границ/барьеров (есть предположение о наличие таковых на участке), а граничные условия типа Р-const (снижение производной давления) идентичные как для отклика от ГНК/ВНК, так и от работы соседних скважин (интерференции).

Площадной анализ исследований

Для представления о возможной природе эффектов, связей и закономерностях диагностических признаков на производной циклов КВД, выполнена структуризация отображаемых потоков на текущих исследованиях и дана их ретроспектива (сопоставление с потоками на исследованиях, проведенных ранее). Выделены четыре группы скважин по диагностическим признакам, которые затем нанесены на текущую карту разработки (рис. 3):

1. Скважины с наличием линейного потока;
2. Скважины с наличием граничных условий типа Р-const;
3. Скважины с наличием граничных условий типа Р-const, природа которых наиболее или вероятно связана с интерференцией;
4. Скважины с наличием граничных условий типа Р-const, природа которых может быть связана с ГНК/ВНК или остаточным перераспределением давления на участке после остановки или неодновременных остановок/запусков.

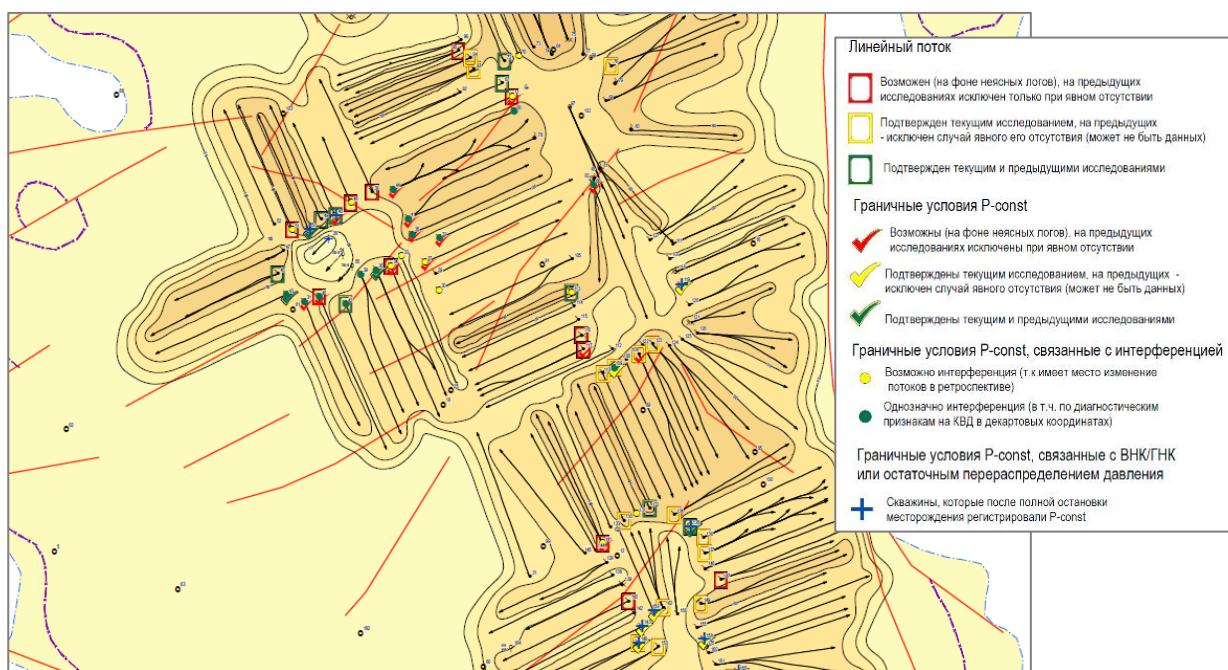


Рис. 3. Карта текущей разработки с классификацией диагностических признаков потоков

Анализ информации с целью выявления возможной связи наличия линейных потоков на билогарифмических графиках КВД с наличием разломов на участках (выделенных по сейсмике) в «классическом представлении» не прослеживается. Линейные потоки диагностируются в широком спектре [2, 3]: и там, где разломов не выявлено рядом, и там, где они есть, и там, где они пересекают скважины.

Стоит отметить, что ситуация, когда выделенные по сейсмике разломы пересекают ствол скважин поперек или под «тупым углом», картографически, в данном случае, преобладает. Как теоретически должна была бы отображаться система на билогарифмическом графике, если бы данные разломы были непроницаемыми, требует доизучения путем решения прямой задачи на гидродинамической модели (ГДМ).

Сопоставление с результатами промыслового-геофизических исследований

Немаловажная информация получена после проведения промыслового-геофизичес-

ких исследований (ПГИ) на скв. №XXX. Исследования проведены при работе электроприводного центробежного насоса (ЭЦН) многодатчиковой онлайн аппаратурой в комплексе со спектральной шумометрией. Доставка приборов на забой осуществлялась на скважинном тракторе. По полученным данным основной приток воды получен в интервалах 2161,5–2184 м и 2338–2362 м (ориентировочно, около 85–90%). По данным спектральной шумометрии, в интервале 2339–2345 м регистрируется акустический сигнал, характерный для высокопроводящего канала (трещина/разлом). В фоновом режиме в указанных интервалах сохраняются аномалии разогрева (0,1–0,15 °C), возможно, связанные с длительной отработкой скважины или притоком более теплой жидкости снизу (возможно, с ВНК). Работа остального ствола оценивается в 10–15%. По методам состава регистрируется скопление углеводородов в стволе скважины. Выше глубины 2362 м проявленный углеводородов в динамике не регистрируется, ввиду увеличения водосодержания (рис. 4).

По данным спектральной шумометрии, в интервале 1352–2157 м регистрируется шум, характерный для движения флюида по пласту; работа пласта выше глубины 2161,5 м по термометрии не оценивается из-за малой величины

температурных аномалий (вследствие слабой депрессии: давление на глубине 2000 м в фоновом режиме – 113,17 ат, при работе ЭЦН – 110,4 ат и 108,1 ат, в остановленной скважине – 111,9 ат).

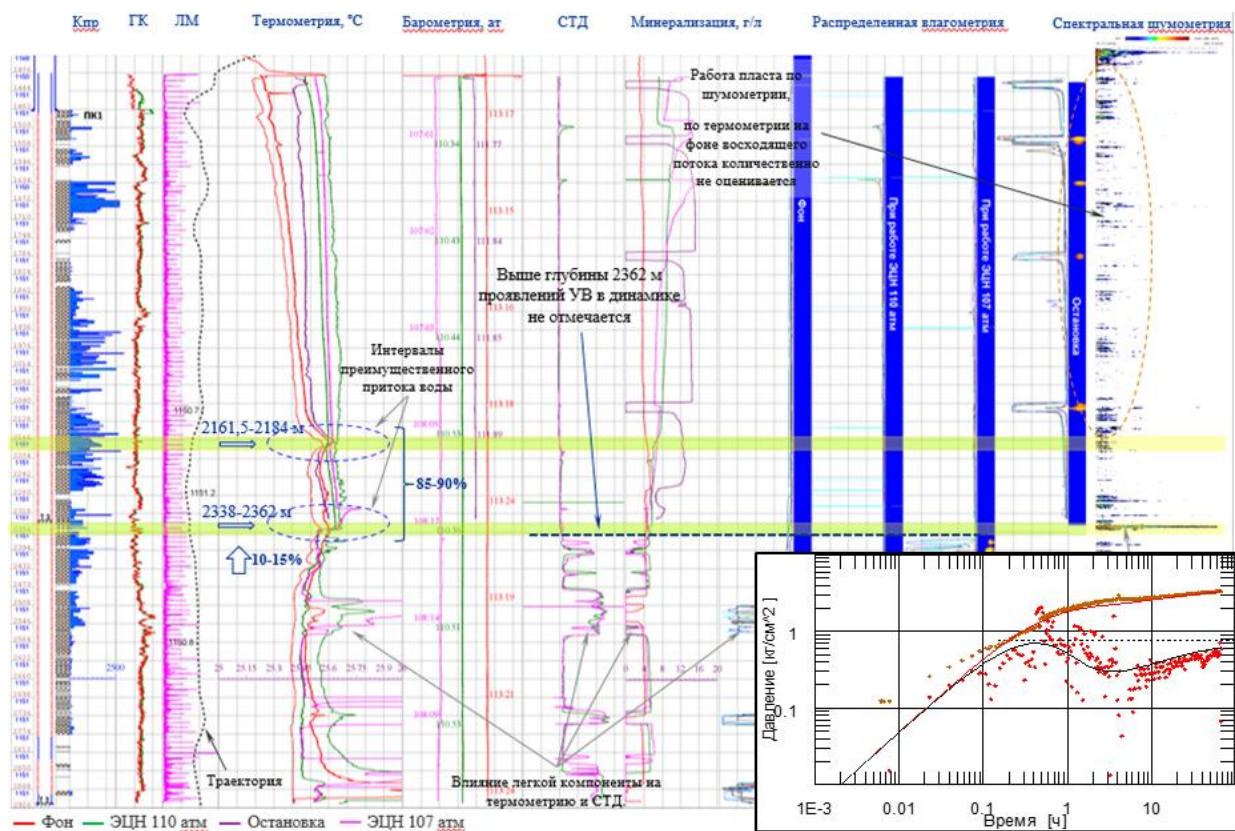


Рис. 4. Биологарифмический график КВД и планшет ПГИ по скв. №XXX

При более детальном рассмотрении района, на котором расположена данная скважина – Сегмент 1 (вариант с пересечением разлома под «тупым углом»), (см. рис. 5), отмечается тот факт, что практически все скважины, пересекающие разлом, диагностически имеют линейные потоки зеленого и красного уровня (условные обозначения см. на рис. 3).

Гипотетически можно предположить, что разлом в данном случае может быть связующим «каналом» между скважинами.

Рассматривая более масштабный аналогичный Сегмент 2 (вариант с пересечением разлома под «тупым углом»), (см. рис. 6), можно отметить, что практически все скважины, пересекающие разлом, диагностически имеют линейные потоки зеленого и желтого уровня, на скважинах, близких к границам соответствующего разлома [4] или не пересекающих его на краях, линейные потоки перестают преобладать. Что также соотносится с вышеизложенной гипотезой.

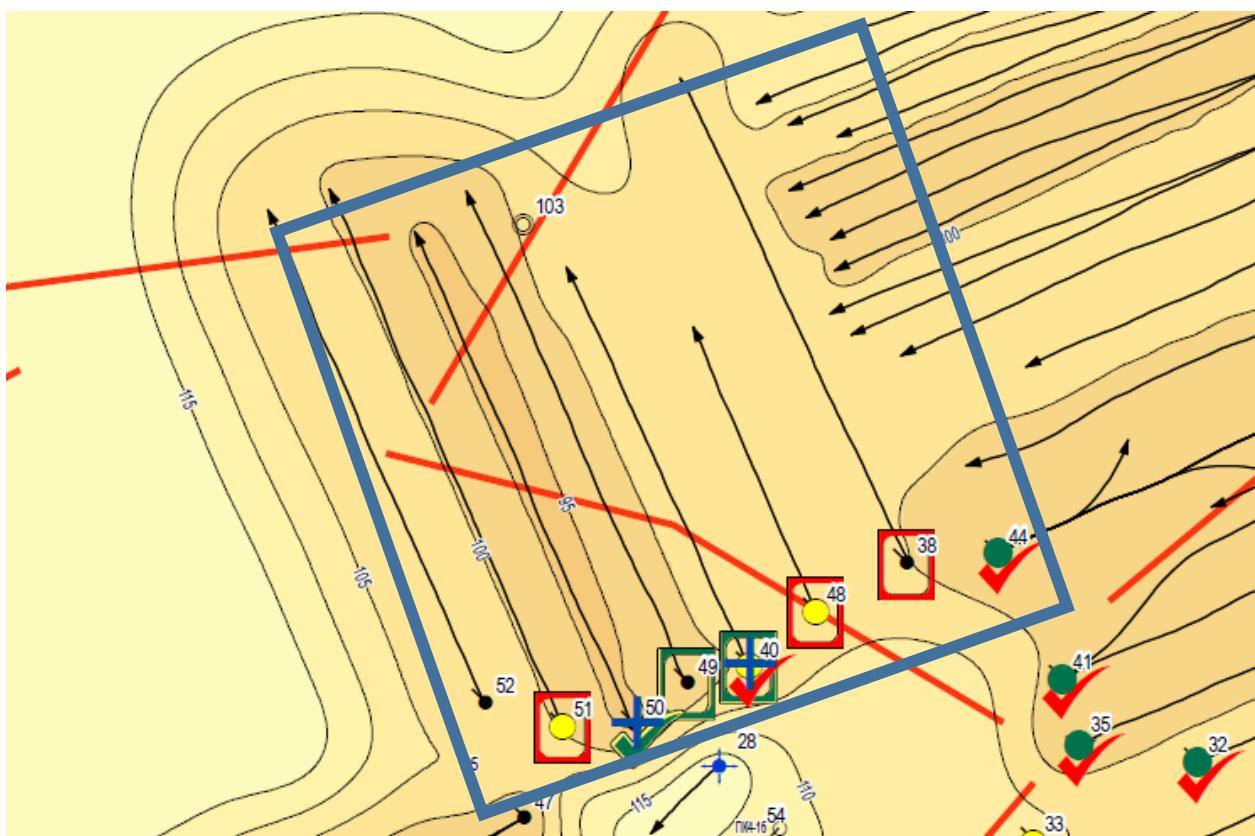


Рис. 5. Сегмент 1 (район скв. №XXX). Вариант с пересечением скважин разломом под тупым углом
(условные обозначения см. на рис. 3)

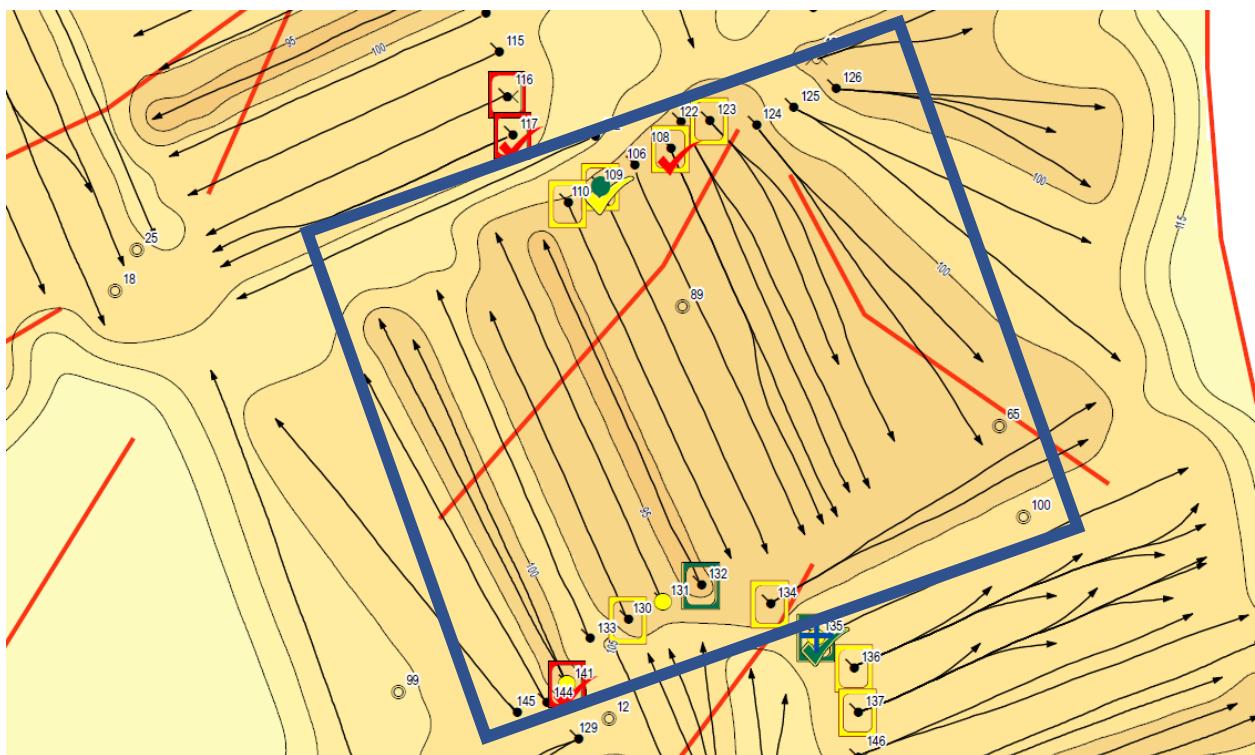


Рис. 6. Сегмент 2 (район скв. №XXX). Вариант с пересечением разлома под тупым углом
(условные обозначения см. на рис. 3)

По проведенному ПГИ на скв. №ZZZ, при давлении на глубине 1800 м в фоновом режиме – 108,58 ат, при работе ЭЦН – 104,84 ат и 104,80 ат, в кратковременно остановленной скважине – 107,56 ат., основной приток получен в интервале 3403–3430 м (ориентировочно 83%). По данным спектральной шумометрии, в интервале 3396–3431 м отмечаются широкополосные низкоамплитудные сигналы, характерные для движения жидкости по пласту. Также наблюдается работа пятничной части ствола в интервалах 1866–1902 м

и 2069–2102 м (суммарно от общего дебита получено до 17%). В фоновом режиме, в указанных выше интервалах, наблюдаются аномалии, связанные с работой коллекторов. По методам состава регистрируется скопление углеводородов, связанное с влиянием траектории ствола скважины, что приводит к скоплению застойной воды в понижениях ствола, газа и нефти – в повышениях.

При этом на билогарифмическом графике КВД (рис. 7) по данной скважине линейный поток не диагностируется.

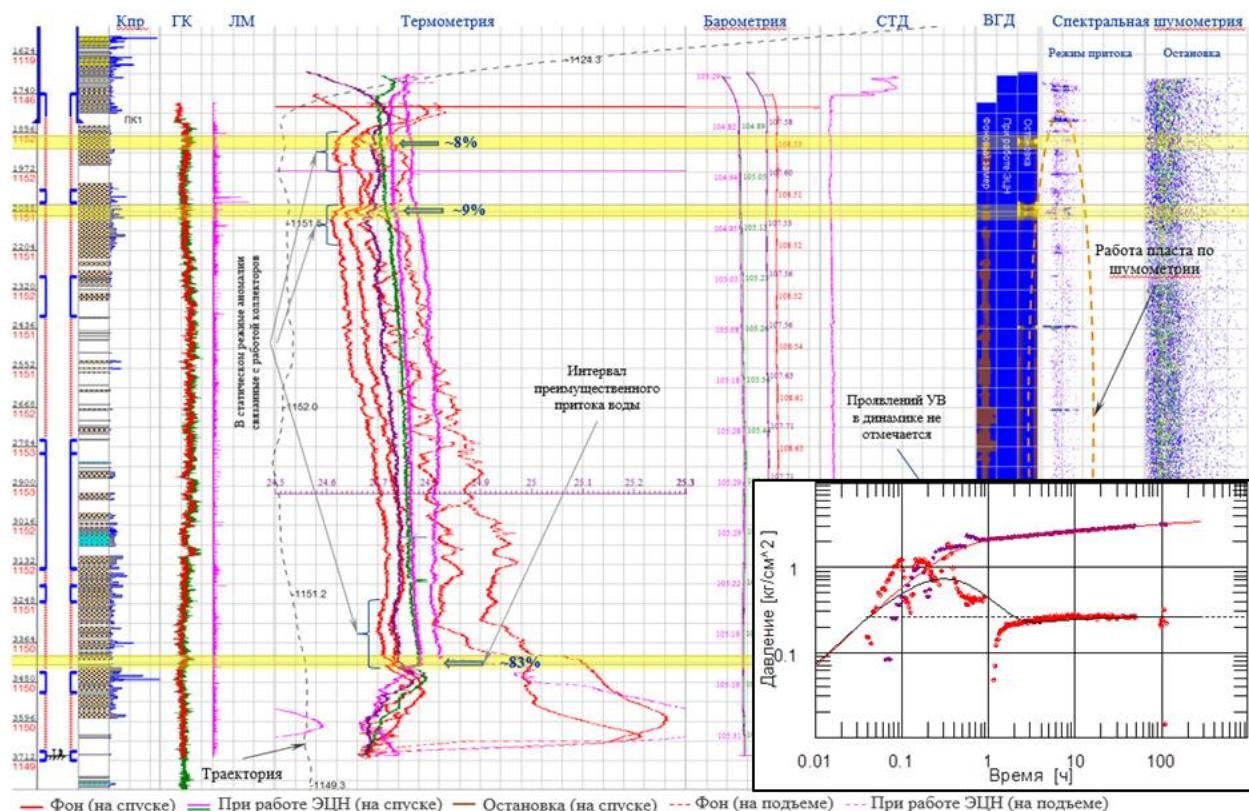
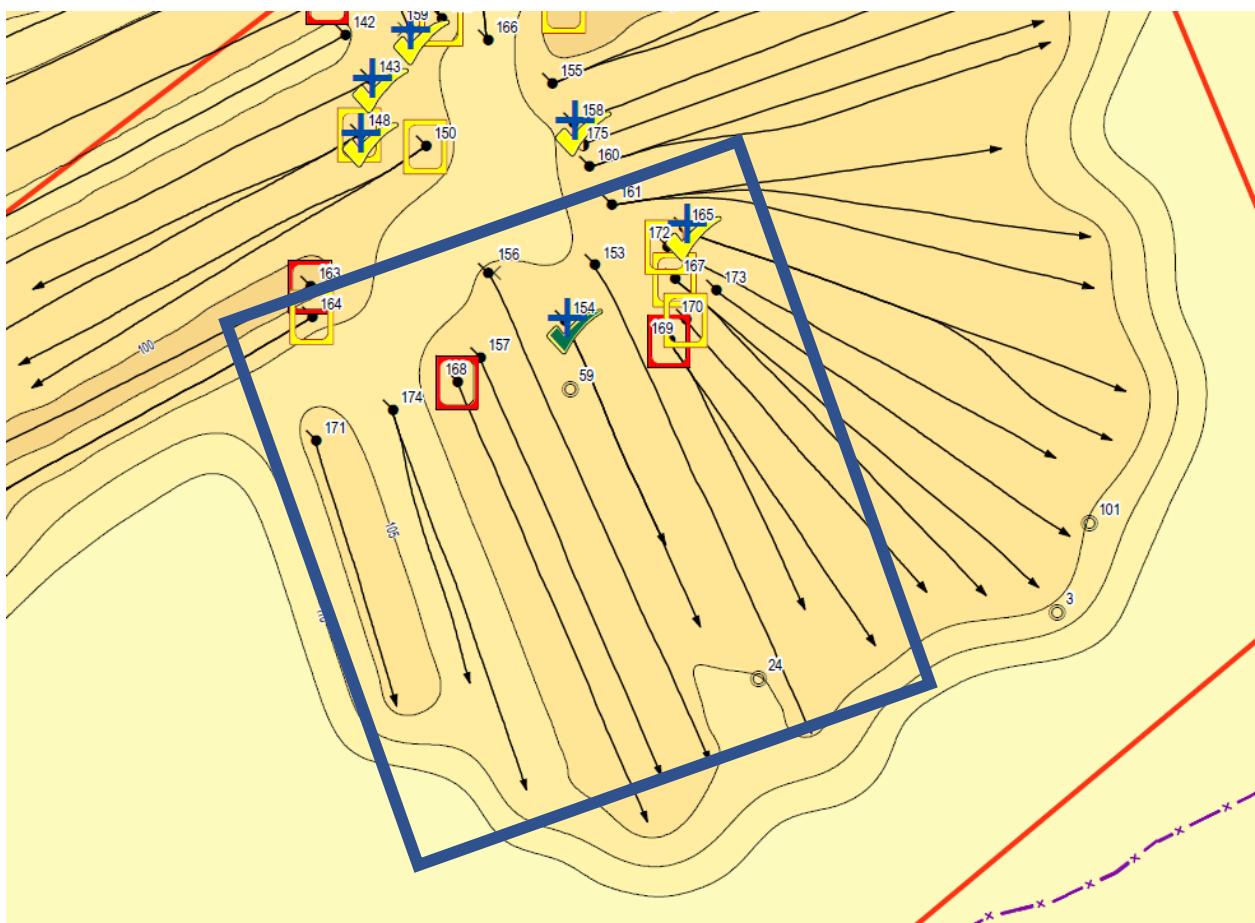
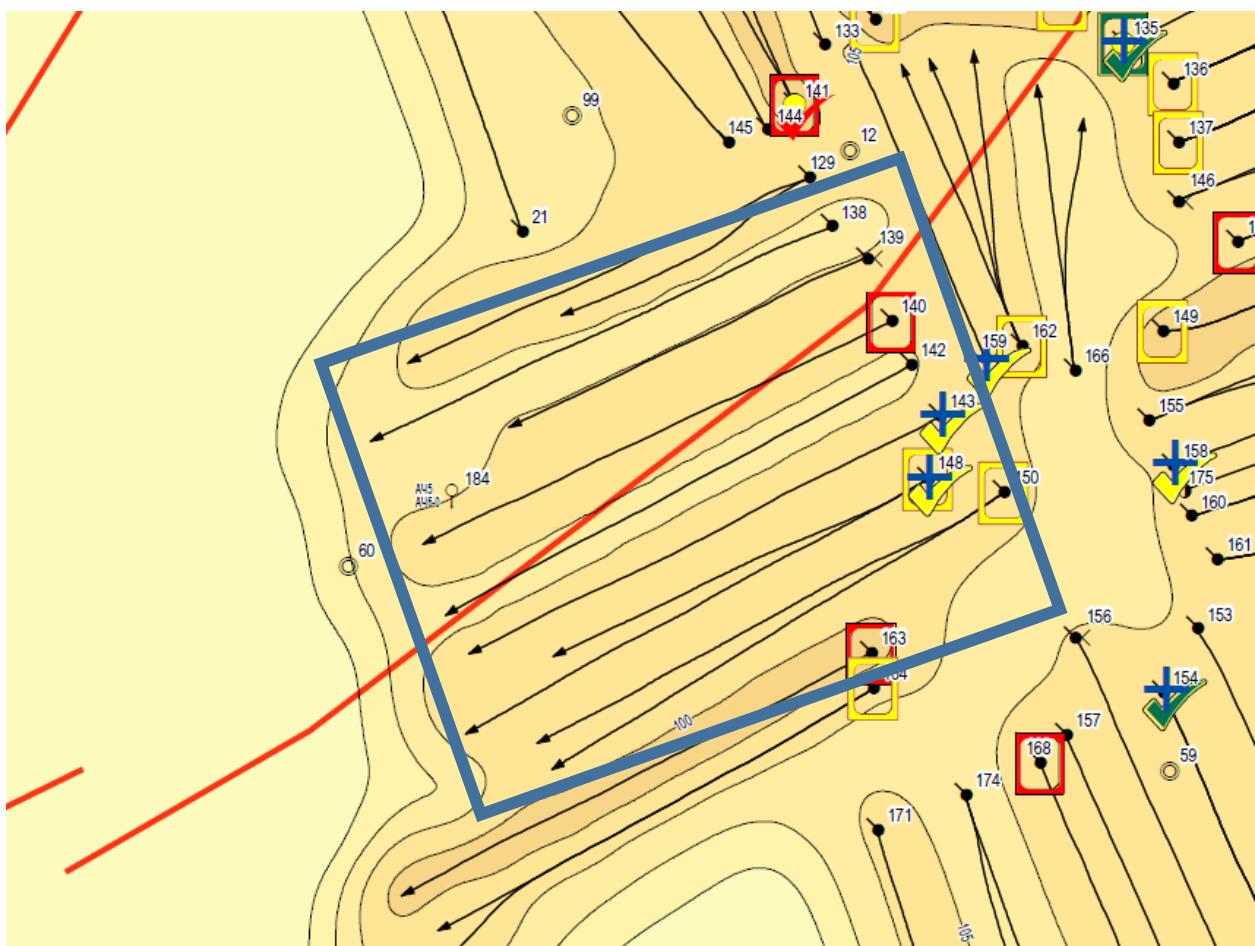


Рис. 7. Билогарифмический график КВД и планшет ПГИ по скв. №ZZZ

Рассматривая положение скважины на карте (Сегмент 3), см. рис. 8, видим, что разломы скважина не пересекает, и более того, они отсутствуют в непосредственной близости от рассматриваемого района.

При этом через ряд линейные потоки прослеживаются на соседних скважинах, также не пересекающих разломы и не находящихся в непосредственной близости от них.





Как видно из рис. 10, тренды изменения давления на разных манометрах не согласуются в ходе отработки скважины. Это связано с тем, что вследствие большого количества газа изменяется фазовый состав флюида в стволе скважины. На основании кривых с нижнего и

верхнего манометров сделан вывод о неинформативности данных, полученных с датчика ТМС (забойное давление на режиме отбора выше, чем в последней точке КВД). Данные, полученные с верхнего манометра, пригодны для интерпретации.

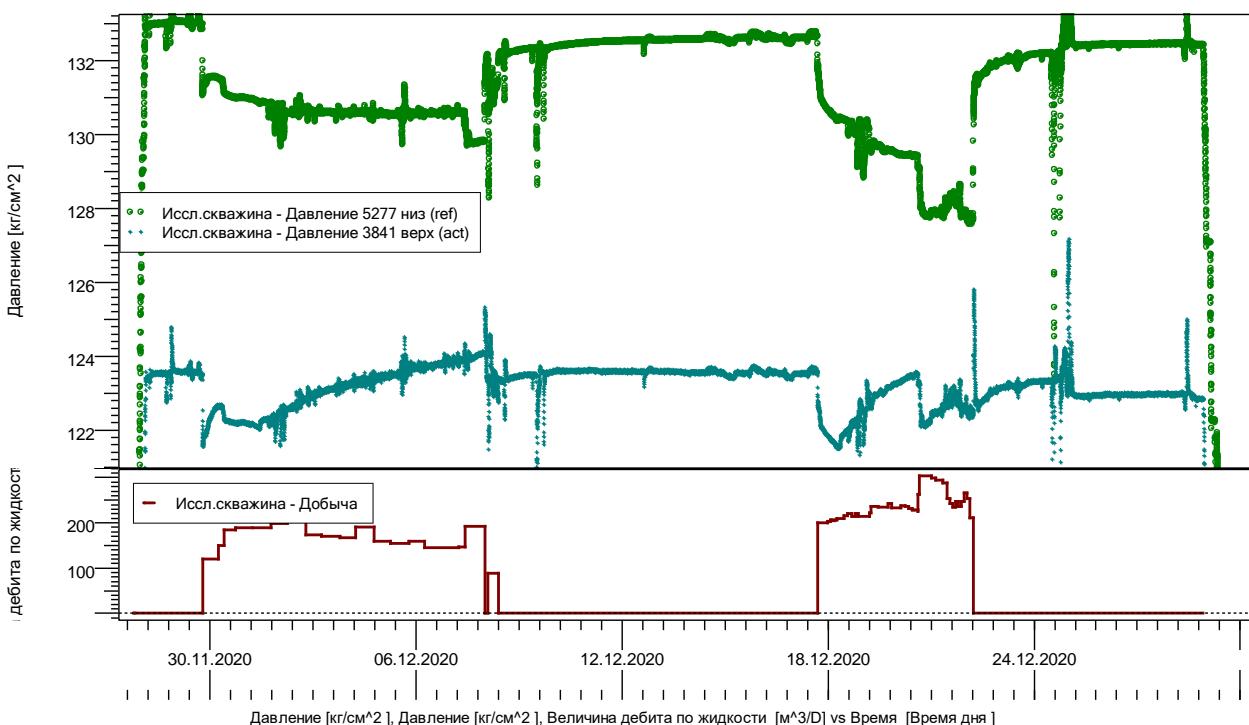


Рис. 10. Данные с датчика ТМС и автономного манометра, установленного ниже ТМС

По разнице давлений между манометрами оценена плотность флюида между манометрами, используемая при пересчете давления на ВДП. В ходе снятия КВД плотность стабильна, и составляет $0,842 \text{ г}/\text{см}^3$. Это говорит о том, что в процессе восстановления давления пена отжимается и на глубине спуска насоса находится нефть. В ходе отработки скважины плотность изменяется в диапазоне от $0,842$ до $0,487 \text{ г}/\text{см}^3$. Плотность снижается в зависимости от газового фактора (рис. 11).

Аналогичен предыдущему примеру компоновки с оптоволоконной системой постоянного мониторинга температуры и давления (МСПСК – многоточечная

система постоянного скважинного контроля), где стационарные датчики давления установлены в носочной и пятой части горизонтального ствола скважины [5, 6].

В скважину для контроля и сравнения с данными, получаемыми системой МСПСК [7], на проволоке спущен автономный манометр. Регистрация остановок автономными манометрами не позволила провести интерпретацию полученного Рзаб с выдачей параметров ФЕС пласта, состояния призабойной зоны пласта, вследствие значительного влияния газовой составляющей в составе притока и невозможности спуска прибора на кровлю пласта.

Согласно прописанным эпюрам, спущенный на проволоке термоманометр регистрирует Рзаб в газовой фазе, что вносит огромную погрешность при пересчете

пластового давления на кровлю/ВНК пласта. По полученным данным при записи КВД проведена лишь крайне грубая оценка Рпл. (рис. 12).

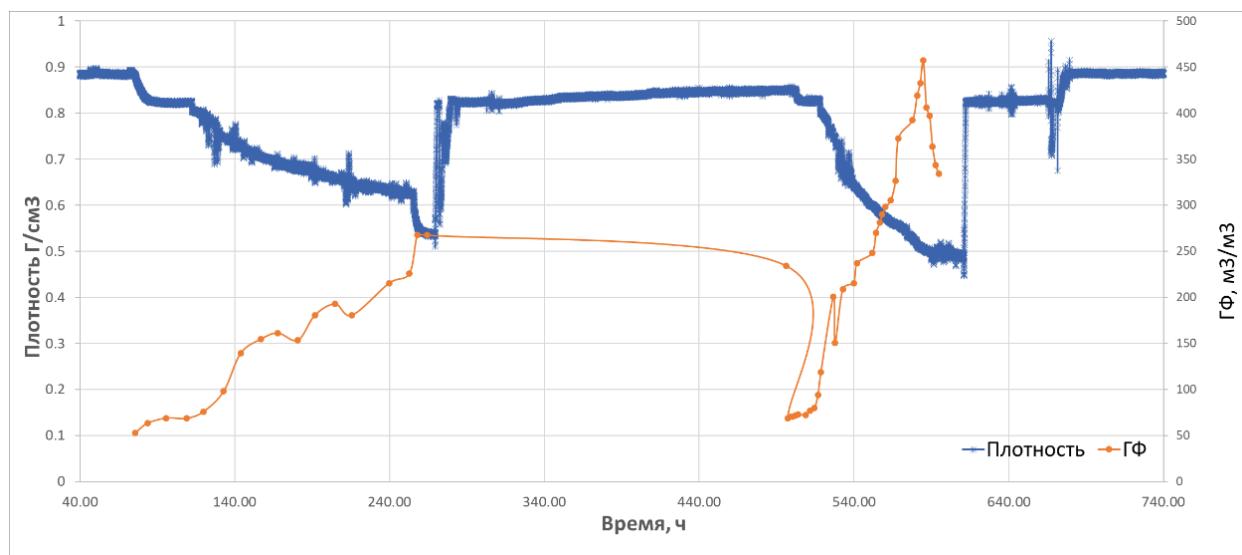


Рис. 11. Изменение плотности флюида между манометрами в процессе работы и после остановки

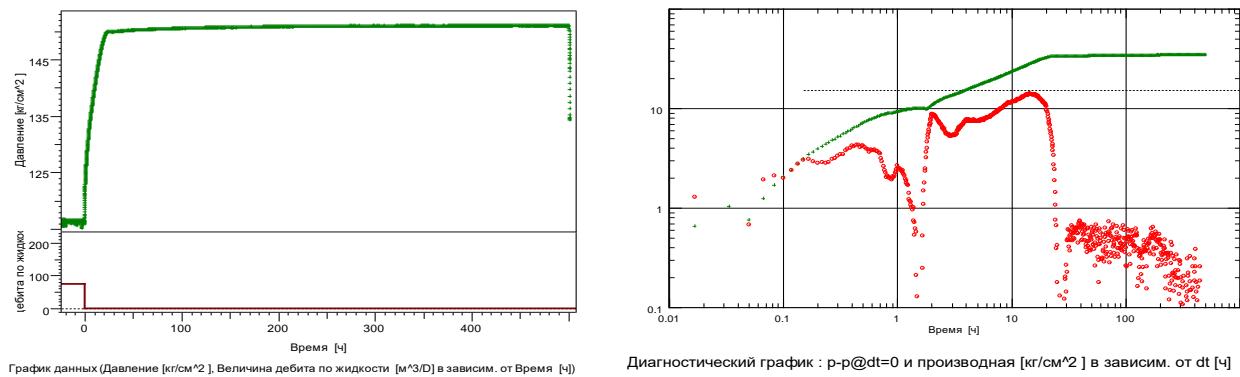


Рис. 12. Кривые давления, полученные с автономного манометра:

а – кривая давления в декартовых координатах;

б – кривая давления и производная в логарифмических координатах

По данным давления, полученным с перманентной системы телеметрии, можно выполнить оценку параметров пласта и однозначно оценить пластовое давление, в отличие от автономного манометра, находящегося выше по стволу.

На диагностическом графике отмечается отсутствие линейных потоков ввиду работы локальных участков ствола скважины, что неплохо согласуется с проведенными на скважине промыслово-геофизическими исследованиями [8] (рис. 13).

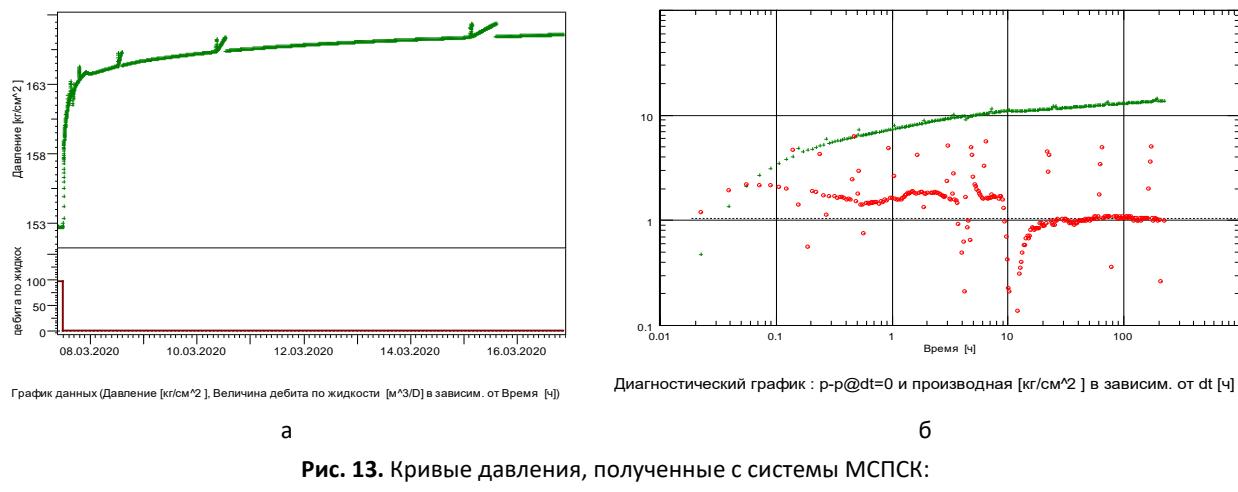


Рис. 13. Кривые давления, полученные с системы МСПСК:

а – кривая давления в декартовых координатах;

б – кривая давления и производная в логарифмических координатах

В данном вопросе ключевую роль, конечно же, играет экономическая целесообразность применения дорогостоящих оптоволоконных систем для длительного мониторинга забойного давления в скважинах.

Оптимальным видится организация мониторинга на месторождении по сети опорных скважин, доля которых в эксплуатационном фонде и размещение по площади должны быть обоснованы при планировании системы контроля разработки конкретного объекта.

Распределение опорных скважин стоит выполнять в зависимости от целей проводимых исследований, например:

- уточнение информации по геологическому строению;
- определение эффективности выбранного закачивания и системы разработки (достоверная оценка продуктивности, работающих длин стволов и т. п.);

- снятие неопределенностей в пересчете пластового давления на отметки ВНК/ГНК по всему объекту (уточнение плотности флюида в стволе скважины).

Также стоит рассматривать возможность проведения данных исследований в период опытно-промышленной разработки ввиду высокой степени влияния получаемой информации на дальнейшие принимаемые решения по проекту.

В процессе сбора статистики по проведенным исследованиям необходимо:

- выполнять анализ исследований с привязкой к площади месторождения, анализировать наличие или отсутствие систем потоков в зависимости от расположения и конструкций скважин;

- накапливать, сравнивать и анализировать данные по давлению, замеренному при помощи глубинных манометров и датчиков перманентных систем, для оценки возможности использования и оценки достоверности получаемой информации с глубинных манометров;

- использовать данные по давлению для составления и формализации методик, и получения зависимостей для возможной корректировки замеров с глубинных манометров и повышения качества пересчета давления на кровлю/ВНК пласта.

Заключение

Выполненный комплекс исследований позволил получить совокупное представление о системах потоков на скважинах в разных районах пласта. По части скважин выполнена оценка ФЕС, по части – ретроспективный анализ, что дает понимание о динамике изменения Рпл на конкретной скважине, относительное представление об изменении Рпл на скважинах участка. Произведена группировка скважин с выявленными типовыми диагностическими признаками и сделаны следующие выводы.

Влияние аквифера и газовой шапки ограничено и не позволяет поддерживать Рнач на участках разработки. Явно отмечается интерференционное взаимовлияние скважин.

На скважинах сохраняется неоднозначность влияния отклика от непроницаемого барьера или работы ствола. В районах, где разломов нет, а линейный поток на КВД есть, он связан с работой горизонтального ствола и позволяет оценить геометрию вскрытия.

На ряде участков с пересечением скважин разломом под тупым углом разлом представляет собой высокопроводящий канал, связывающий скважины.

Проведенный анализ позволяет специалистам смежных специальностей расширить представление о геологическом строении разрабатываемого объекта, получать меньший диапазон неопределенностей при проведении моделирования и принятия решений при разработке месторождения.

Рекомендации

1. Требуется решение прямой задачи на гидродинамической модели

для полного представления возможного влияния неопределенностей (наличие ГНК/ВНК, возможные разломы, каналы, интерференция, высокий газовый фактор и т. д.) на диагностику потоков при исследовании (КВД).

2. Проведение и планирование ПГИ на скважинах одного участка для подтверждения результатов и гипотез, полученных по данным ГДИС.

3. Выполнение специального исследования – Гидропрослушивание (Импульсно-кодовое гидропрослушивание/Мультискважинный ретроспективный тест) для определения наличия/отсутствия связи между скважинами, между которыми имеется разлом.

4. Снижение погрешности при пересчете Рпл с глубины замера на кровлю интервал перфорации/ВНК может быть произведено посредством следующих мероприятий:

- установка датчика давления как можно ближе к интервалу перфорации;

- применение систем долговременного мониторинга Рзаб, установленных на забое;

- при эксплуатации скважины фонтаном, спуск в работающую скважину/подъем приборов в конце снятия КВД выполнять с поинтервальными остановками для оценки границы раздела фаз/расчет плотности;

- в конце цикла снятия КВД выполнять стравливание давления и контролировать уровень флюида в стволе скважины;

- установка двух регистрирующих устройств на различных глубинах, и/или применение соответствующих компоновок;

– сбор и анализ данных по изменению плотности флюида в стволе остановленной скважины по ГДИС и ПГИ.

5. Повышение требований к планированию и проведению ПГИ:

– в обязательном порядке перед проведением исследования необходимо провести нормализацию забоя. При промывке выполняется спуск промывочного оборудования до максимальной глубины с циркуляцией, до полного выноса неоднородной жидкости, так как от подготовки ствола скважины зависит качество данных (порой из-за недобросовестного отношения к данной задаче комплекс работ прекращается на этапе спуско-подъемных операций с оборудованием – проектная глубина

не достигается геофизическими приборами), или происходит искажение фактических данных;

– перед исследованиями крайне желательна отработка скважины для полного выноса задавленной жидкости;

– следует выполнять исследования на установившемся режиме работы скважины и на максимальной депрессии, чтобы выделить интервалы притока;

– для выделения притока жидкости (воды) необходимо выполнить замеры на переходных режимах (статика-динамика).

Соответствующий комплекс мероприятий позволит сузить диапазон получаемых неоднозначностей и повысить качество принимаемых решений по контролю разработки месторождения.

Литература

1. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н. Современные технологии гидродинамических исследований скважин и их возрастающая роль в разработке месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. 2009. № 5. С. 52–57.
2. Kokurina V.V., Kremenetsky M.I., Melnikov S.I. Monitoring technology of co-mingled tight play development with hydraulic fractures // SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 16–18 October 2012. Paper SPE 161970-MS. <https://doi.org/10.2118/161970-MS>
3. Valiullin R., Sharafutdinov R., Ramazanov A. et al. Investigation of temperature field in the formations by hydraulic fracture // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187748-MS. <https://doi.org/10.2118/187748-MS>
4. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслового-геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа: В 2 т. Т. 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.
5. Валиуллин Р.А., Рамазанов А.Ш., Хабиров Т.Р. и др. Опыт использования симуляторов при интерпретации термических и термогидродинамических исследований // PROнефть. Профессионально о нефти. 2022. Т. 7, № 1. С. 99–109. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109>
6. Ipatov A.I., Nemirovitch G.M., Nikolaev M.N. et al. Multiphase inflow quantification for horizontal wells based on high-sensitivity spectral noise logging and temperature modelling // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-181984-MS. <https://doi.org/10.2118/181984-MS>

7. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Каецков И.С.* и др. Мониторинг выработки коллектора в горизонтальных ствалах по результатам нестационарной термометрии распределенными оптоволоконными датчиками // PROнефть. Профессионально о нефти. 2021. Т. 6, № 4. С. 81–91. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-81-91>

8. *Баженов Д.Ю., Артамонов А.А., Шорохов А.Н.* и др. Комплексирование результатов гидродинамических и промыслового-геофизических исследований на примере нефтегазоконденсатного месторождения ПАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. 2016. № 12. С. 52–55.

Complex analysis and solutions of well testing problems on oil rims

A.S. Zykova*, A.A. Ridel, M.V. Kolesnikov, R.A. Garifullina, S.A. Perevalova

Gazpromneft Science & Technology Center LLC, Tyumen, Russia

E-mail: *Zykova.ase@gazpromneft-ntc.ru

Abstract. The article highlights the issues of well testing and interpretation of data on oil and gas rim wells. Under these conditions, obtaining information about the operation of the reservoir, monitoring and managing the development is extremely urgent and at the same time difficult task. The necessity of combining the results of well testing and production logging tests in order to obtain a broader understanding of the object and its work is shown, as well as the need to implement an integrated approach to the interpretation and analysis of well testing data at complex development objects. The problems and complications arising during well testing are considered.

Keywords: horizontal wells, horizontal multihole wells, pressure derivative, well testing, production logging tests, filtration flows, abnormal pressure increase, seismic faults.

Citation: Zykova A.S., Ridel A.A., Kolesnikov M.V., Garifullina R.A., Perevalova S.A. Complex analysis and solutions of well testing problems on oil rims // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 141–158. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art9> (In Russ.).

References

1. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Gulyaev D.N. Modern well-test technologies and rise of their importance for field development // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2009. No. 5. P. 52–57. (In Russ.).
2. Kokurina V.V., Kremenetsky M.I., Melnikov S.I. Monitoring technology of co-mingled tight play development with hydraulic fractures // SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference and Exhibition, Moscow, Russia 16–18 October 2012. Paper SPE 161970-MS. <https://doi.org/10.2118/161970-MS>
3. Valiullin R., Sharafutdinov R., Ramazanov A. et al. Investigation of temperature field in the formations by hydraulic fracture // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187748-MS. <https://doi.org/10.2118/187748-MS>
4. Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. Application of field development surveillance to optimize the development of oil and gas fields: In 2 vols. Vol. 2. The role of well testing and production logging in reservoir development. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2020. 756 p. (In Russ.).
5. Valiullin R.A., Ramazanov A.Sh., Khabirov T.R. et al. Experience in using simulators for interpretation of thermal and thermohydrodynamic studies // PROneft. Professionally about Oil. 2022. Vol. 7, No. 1. P. 99–109. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2022-7-1-99-109> (In Russ.).
6. Ipatov A.I., Nemirovitch G.M., Nikolaev M.N. et al. Multiphase inflow quantification for horizontal wells based on high-sensitivity spectral noise logging and temperature modelling // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-181984-MS. <https://doi.org/10.2118/181984-MS>

7. *Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Kaeshkov I.S.* et al. Horizontal wellbore production profile evaluation by distributed fiber-optic temperature surveillance // PROneft. Professionally about Oil. 2021. Vol. 6, No. 4. P. 81–91. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2021-6-4-81-91> (In Russ.).

8. *Bazhenov D.Yu., Artamonov A.A., Shorohov A.N.* et al. Integration of the results of well test analysis and production log tests studies on the example of an oil-gas-condensate field of Gazprom Neft PJSC // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2016. No. 12. P. 52–55. (In Russ.).

О необходимости широкого перехода на высокотехнологичные способы контроля разработки и мониторинга добычи

А.И. Ипатов

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, г. Москва, Россия
E-mail: ipatov.a@gubkin.ru

Аннотация. Разработка Западно-Сибирских месторождений нефти и газа в условиях тотального горизонтального заканчивания скважин показала, что технологически наша промышленность к этому вызову в достаточной степени не была готова. Быстро строить высокотехнологичные горизонтальные скважины, проводить в них многостадийные гидроразрывы пласта и одновременно эффективно управлять эксплуатацией высокотехнологичных скважин, обеспечивать требуемую степень выработки запасов – к сожалению, далеко не одно и то же...

Несмотря на то, что фактические охваты скважинными гидродинамическими, промысловогеофизическими исследованиями и альтернативным им долговременным распределенным мониторингом на основе стационарных информационно-измерительных систем в России за последние годы были крайне незначительными, совокупный анализ полученных в отрасли данных по ведущим вертикально интегрированным нефтяным компаниям говорит выявленных методами диагностики негативных тенденций:

1) существующие отечественные технологии не позволяют регулировать и управлять профилями притока и приемистости в горизонтальных скважинах, горизонтальных скважинах с многостадийными гидроразрывами пласта, многоствольных скважинах, тем самым изначально обеспечивать равномерную выработку извлекаемых запасов нефти и газа в зонах дренирования скважин с горизонтальным заканчиванием;

2) выявленные средствами скважинной диагностики нежелательные прорывы в ствол горизонтальной скважины воды и газа в итоге так и не были изолированы промысловыми службами, вследствие чего скважины выходили из эксплуатации преждевременно, не обеспечив достижения проектных накопленных показателей добычи углеводородной продукции;

3) по замерам в горизонтальных скважинах обнаружена неполная подтверждаемость дизайнов многостадийных гидроразрывов пласта (как в оценках длин трещин, так и в плане определения мест и формы их инициации в ствалах);

4) наконец, изученные в динамике профили притока и состава притока, как правило, достаточно быстро менялись во времени с момента запуска скважин на отбор продукции, что обычно приводило к непредсказуемым потерям выработки (ухудшение притока, как правило, фиксировалось из носочной и из центральной частей стволов горизонтальных скважин);

5) наиболее типичной причиной снижения продуктивности в горизонтальных скважинах и в горизонтальных скважинах с многостадийными гидроразрывами пласта следует признать засорение стволов выволами песка и проппанта, а также отсутствие у промыслов возможности оперативной очистки горизонтальных стволов без создания репрессии на пласт;

6) все указанные проблемы безусловно усугубляются для объектов категории трудноизвлекаемых начальных извлекаемых запасов углеводородного сырья.

Фиксация и обоснование перечисленных выше выводов в значительной степени получены благодаря постепенному переходу нефтегазодобывающих и сервисных компаний от традиционных разовых комплексных замеров методами промыслового-геофизических и гидродинамических исследований скважин к ведению в эксплуатационных скважинах

перманентного долговременного стационарного мониторинга гидродинамических и промысловогеофизических параметров с помощью различного типа точечных, точечно-распределенных и распределенных модульных средств стационарных информационно-измерительных систем.

Данное прогрессивное высокотехнологичное направление скважинных исследований потенциально может быть в ближайшее время существенно развито и распространено в промышленности (что объективно будет способствовать достижениям более высоких коэффициентов извлечения нефти и газа), если со стороны государственных органов надзора за разработкой углеводородного сырья (Роснедра, Минэнерго России) будут задействованы мероприятия по мотивации более глубокого и детального изучения состояния выработки остаточно-извлекаемых запасов на разрабатываемых месторождениях.

Ключевые слова: начальные и остаточные извлекаемые запасы, коэффициенты извлечения нефти и газа, промысловогеофизический контроль, геолого-технологические мероприятия, система поддержания пластового давления, промысловогеофизические и гидродинамические исследования скважин, геофизические исследования скважин в открытом стволе, горизонтальные скважины, многоствольные скважины, многостадийный гидроразрыв пласта.

Для цитирования: Ипатов А.И. О необходимости широкого перехода на высокотехнологичные способы контроля разработки и мониторинга добычи // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 159–172. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art10>

Введение

В настоящее время в России, особенно в регионах Западной Сибири, по факту сформировался обширный фонд длительно простояющих (фактически полностью вышедших из эксплуатации по причине высокой обводненности продукции) нерентабельных скважин. Чаще всего компании-операторы формально переводят эти объекты в так называемый «пьезометрический» фонд в гипотетической надежде когда-нибудь вернуться к ним с целью «реанимации». И хотя чаще всего диагноз причин обводненности для таких скважин по результатам промысловогеофизических методов исследований хорошо известен (заклонные циркуляции, негерметичности колонн, аварии подземного оборудования и пр.), в реальности же он редко связан с достижением полной выработки начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти в ареоле скважины. Тем не менее, по каким-то причинам

добычающая компания может быть не готова оперативно проводить ремонт нерентабельных объектов, при этом прекрасно понимая, что с каждым годом простая кондиционность технического состояния остановленных «на время» скважин резко падает, равно как и то, что при этом в дальнейшем безусловно уменьшается вероятность их возврата в действующий фонд.

В отдельных компаниях-недропользователях фонд пьезометров уже в разы превышает фонд реально действующих на месторождениях скважин – парадокс, связанный с отсутствием должного контроля и регулирования таких объектов со стороны органов государственного контроля. В настоящее время при формировании новой редакции руководящего документа Минэнерго России по охвату и периодичности диагностическими скважинными исследованиями (РД 153-39.0-109-01 [1])

Государственным комитетом по запасам (ГКЗ) вместе с соавторами документа делается попытка ограничить разрешенный фонд мнимых «пьезометров» до 30% от действующего фонда. Хотя и это явно завышенный и нецелесообразный для промысло-геофизического контроля (ПГК) показатель – в реальности же регулярные (норматив для пьезометров – ежеквартально) измерения пластового давления или статических уровней в таком количестве для остановленных скважин на месторождениях никто никогда не проводит, следовательно, «де-юре» эти скважины вообще не должны признаваться аудитом легитимными в составе пьезометрического фонда, так как в реальности не несут никакого информационного обеспечения для разработки пластов.

Зато, несмотря на огромный «бумажный» фиктивный фонд контрольных пьезометрических скважин, на активах Западной Сибири практически невозможно найти скважины из контрольного наблюдательного фонда (объекты, подготовленные для выполнения регулярных геофизических инструментальных замеров параметров текущей нефтегазонасыщенности). Инженеринг добывающих компаний так уверовал в этом плане в результаты цифрового гидродинамического моделирования (интегрированные модели ГДМ), что практически полностью перестал сверять эти виртуальные прогнозы с данными фактических замеров, из-за чего тут и там в последнее время «с треском» проваливаются инновационные цифровые проекты по довыработке остаточных извлекаемых запасов (ОИЗ) путем целенаправленного бурения горизонтальных

скважин (ГС) и боковых горизонтальных стволов (БГС) в найденные по ГДМ целики нефти.

На эту проблему рабочая группа по обновлению упомянутого выше отраслевого РД [1] также отреагировала, предложив в версии 2023 г. введение нового норматива по проведению на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений обязательных комплексов промысло-геофизических (ПГИ) и геофизических исследований скважин (ГИС) для оценки текущей и остаточной нефтегазонасыщенности. Указанный норматив обозначен в пределах ежегодного охвата не менее 1% от действующего добывающего фонда скважин (в обсаженных ствалах: методами дивергентного электрокаротажа в колонне, волновым акустическим каротажем, модификациями нейтронного импульсного каротажа, включая технологии с предварительной закачкой меченого нейтронно-поглощающего вещества (хлоро- и боропродуктов); в открытых добуруиваемых ствалах – традиционными методами геофизических исследований скважин: электрическими, электромагнитными, ядерно-магнитными и прочими).

К сожалению (и это неоспоримый факт), разработка многих сложно построенных месторождений углеводородного сырья (УВС) не только сталкивается со слабой предсказуемостью в них динамики процессов заводнения и выработка пластов (по ГДМ), но и вследствие этого значительная часть НИЗ нефти (от 10 до 50%) остается как бы «размытой» и по факту окончания разработки актива невыработанной (точнее – даже утраченной для будущей разработки) – рис. 1.

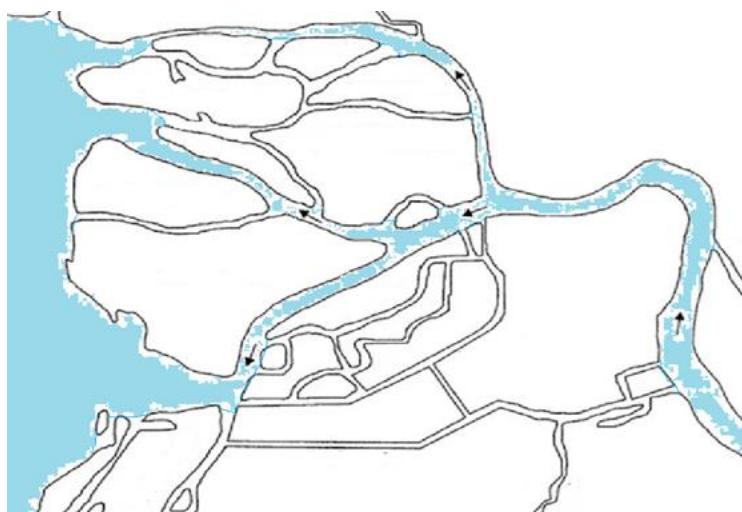


Рис. 1. Иллюстрация характерного выборочного смачивания закачиваемой водой системы крупных каналов и пор при «экстра-интенсивном» заводнении в однородном слое коллектора

Система мелких нефтенасыщенных пор и капилляров при этом остается незатронутой вытеснением даже при последующем изменении режима промывки коллектора (в настоящей схеме отражены результаты петрофизических экспериментов автора конца 90-х годов [2])

В этой связи, как никогда раньше, для нефтяных месторождений, где стали очевидными проблемы с выработкой ОИЗ (например, выработка НИЗ составляет только 30–60% при средней обводненности продукции уже более 90%), должна быть первостепенной важности задача, связанная с проведением инструментальной диагностики текущего распределения в пластах и порах параметра нефтенасыщенности с одновременным детальным контролем энергетического состояния залежи средствами скважинного промыслового и геофизического контроля. К методам такого контроля следует отнести глубинные и устьевые исследования: технологические, физико-химические, гидродинамические, промыслово-геофизические, геофизические и петрофизические в условиях добуривания стволов скважин, межскважинные (например, при ГДП – гидропрослушивании, МРТ – мультискважинном ретроспективном тестировании или при трассировании фильтрационных потоков химическими

индикаторами через нагнетательные скважины).

Несмотря на значительные потенциальные геологические запасы УВС в России и в мире в составе низкопроницаемых отложений трудноизвлекаемых запасов (рис. 2), объективно степень их потенциальной извлекаемости существенно падает по мере ухудшения самих коллекторских свойств пород. По мнению автора, надежды на то, что современные вызовы по ТРИЗам, направленные на их эффективную масштабную выработку, в недалеком времени непременно реализуются в виде появления в отрасли новых уникальных отраслевых технологий (как это было в историческом прошлом с известными всем научно-техническими прорывами после внедрения способа искусственного заводнения с системой поддержания пластового давления (ППД), технического совершенствования насосного парка ЭЦН (электроцентробежных насосов),

появления коммерческих технологий гидроразрыва пласта (ГРП) и многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), а также с возможностью бурения и строительства высокотехнологичных скважин типа ГС, БГС и многоствольных скважин – МСС) – пока явно не оправдываются (несмотря на значи-

тельные финансовые вливания в эти научно-исследовательские изыскания по соответствующим направлениям и на фоне многочисленных «радужных» заявлений от компаний-лидеров, только на словах готовых добывать многие миллионы тонн баженовской и ачимовской нефти уже с начала 2020-х годов).

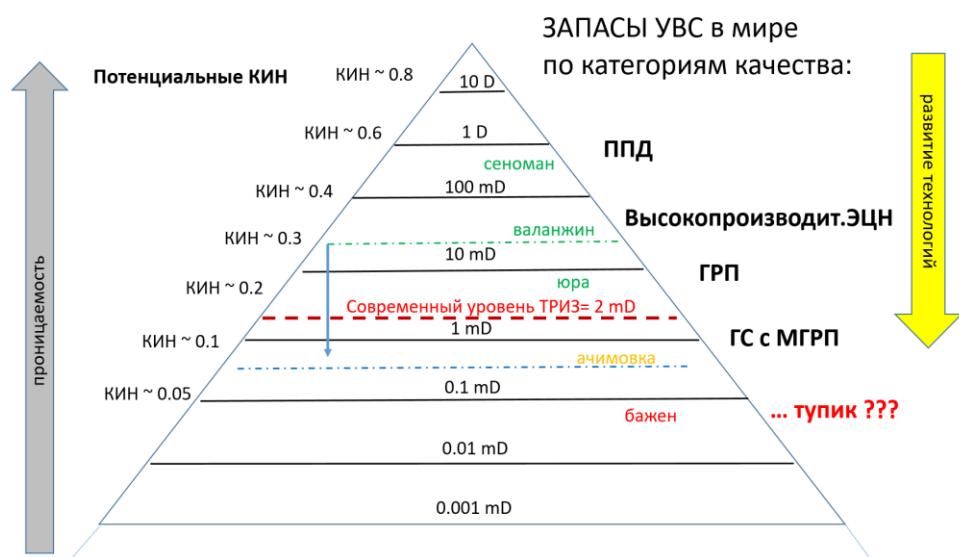


Рис. 2. «Картина мира» по распределению геологических запасов УВС и вероятной степени их извлекаемости (на основе ресурсной пирамиды Stephen A. Holditch)

Методология диагностических исследований при контроле разработки в свете истоков и причин актуальной проблемы низкой извлекаемости запасов нефти

Типовые проблемы «дефицита» прямых скважинных исследований ПГК по диагностике работы скважин и пластов при разработке активов УВС (иногда, к сожалению, связанные с некомпетентным игнорированием промысловыми службами этих результатов):

а) приводят к низким коэффициентам извлечения нефти (КИН) за длительный период разработки месторождений – даже при высокой степени разбуренности

и высокой степени промывки коллектора (компенсации при отборах нефти);

б) снижают успешность по добуриванию выявленных по ГДМ зон с ОИЗ на обводнившихся залежах (условные проекты «реконструкции» ОИЗ);

в) не позволяют достичь проектных показателей на новых активах на основе применения обоснованных инжинирингом и утвержденных ЦКР Роснедра систем, технологий и мероприятий (сетки разбуривания, конструкции скважин, системы поддержания давления ППД, системы заканчивания ГС с МГРП или МСС и т. п.).

Причины этих системных ошибок автором уже не раз анализировались [3] и заявлялись:

1) грубые нарушения при разработке (как в прошлом, так и теперь) вследствие: допущения разгазирования нефти при недопустимом снижении пластового давления, не учета (не доизученности) особенностей коллектора, пропуска высокопроводящих трещиноватых прослоев [4];

2) допущение масштабных гидродинамических взаимодействий с соседними пластами (заколонные циркуляции вод, неуправляемые по длине и высоте гидроразрывные трещины «автоГРП» в нагнетательных скважинах) [5];

3) экстра-интенсивный ввод нагнетательных скважин в систему ППД (вследствие чего инициируется создание недопустимо высоких скоростей фильтрации и как результат избирательное движение линий токов (см. рис. 1) во фронте вытеснения – как в толщинах пластовых систем, так на уровне самой поровой структуры слоя коллектора) [2, 3, 6];

4) низкая эффективность ремонтно-изоляционных работ (РИР) в обводненных и переточных скважинах (слабое технологическое обеспечение РИР, особенно для фонда скважин: ГС, МГС и ГС с МГРП) – поэтому большой фонд простояивающих скважин потенциально не способен выработать свои (предусмотренные сеткой бурения) запасы УВС [6];

5) недостаточные охваты, а также «глубина и детальность» проводимых комплексов ПГИ–ГДИС (гидродинамические исследования скважин) по скважинной диагностике, в частности – полное отсутствие наблюдательных скважин и применения прямых методов оценки текущей нефтегазонасыщенности, реализации для новых

месторождений (даже на этапе опытно-промышленной эксплуатации) систем динамического мониторинга выработки; поэтому в компаниях массово применяются некорректные и инструментально никак не подтвержденные цифровые ГДМ и, как следствие – невозможность расчета по ним не только целевых геолого-технологических мероприятий (ГТМ) в отдельных скважинах, но и обоснования целенаправленных действий по управлению самой системой ППД) [6].

Все вышесказанное ни в коей мере не означает, что перечисленные автором проблемы в итоге не решаются отдельными компаниями, но, как правило, такие успехи все же напрямую связаны с эффективной организацией на месторождениях систем ПГК, с обустройством опорных сетей с системами долговременного мониторинга, с применением контрольных замеров по определению в блоках и в толщинах залежей текущей (остаточной) нефтегазонасыщенности. Широкая и достоверная информационная база инструментального контроля разработки пластов и мониторинга добычи скважин способна обеспечить необходимую степень настройки и адаптации ГДМ, обосновать по ним целевые ГТМ, выборочно подтвердить их эффективность, в целом оперативно управлять разработкой залежей и эксплуатацией скважин даже со сложным технологическим заканчиванием [7].

Автор устал уже приводить подобные примеры в своих текущих публикациях, равно как и разбирать в них случаи грубого непрофессионального нарушения и игнорирования результатов диагностических скважинных исследований – вплоть до рассмотрения «патологоанатомического» опыта ПГК по ряду конкретных нефтяных месторождений [4–6].

Все это, к сожалению, подтверждает лишь фактическое существование глобальных проблем на уровне государственного надзора в Роснедра и отсутствие у Минэнерго «политической воли» навести должный порядок с персонифицированной ответственностью за искусственное образование на месторождениях УВС в РФ (не)извлекаемых ОИЗ [6].

Никто не спорит, что утвержденный в проектах по разработке показатель КИН – динамичный параметр, в значительной степени определяемый текущей экономической ситуацией в стране и в отрасли. При снижении налогового бремени добывающие компании способны его в итоге несколько «приподнимать» за счет увеличения охвата или дополнительных мероприятий, направленных на вытеснение УВС из порового пространства.

Таким образом, параметры НИЗ и ОИЗ – казалось бы потенциально управляемые сверху величины. Однако чистые законы математики здесь не применимы (это, пожалуй, главное заблуждение руководителей-теоретиков из вертикально интегрированных нефтяных компаний (ВИНК) и некоторых институтов) – указанный выше люфт экономических возможностей в управлении показателями ОИЗ далеко не всегда сработает, даже если для отдельных активов государство начисто вдруг отменит все налоги и сборы. К сожалению, всегда есть условные технологические «красные черты», после пересечения которых разработчик-недропользователь «портит» месторождение УВС уже настолько, что потом физически никак не сможет выполнить утвержденные

проектом разработки нормативы и соответственно выработать НИЗ на приемлемом уровне извлечения УВС. Таких примеров немало и большинство ответственных разработчиков в стране их хорошо знают [4, 5, 8, 9]. Никакие инновационные цифровые разработки в сфере «активов будущего», к сожалению, не исправят уже допущенных непрофессиональных ошибок и нарушений, сделанных в ВИНК как вчера и сегодня, так и в будущем...

Актуализация процессов долговременного мониторинга горизонтальных эксплуатационных скважин

Собственно, есть три макропричины, в работе над которыми потенциально может происходить исправление складывающейся в последние годы в стране негативной ситуации с ухудшением выработки запасов нефти (причем, не только уровня ОИЗ, но и в определенной степени – новых НИЗ на только что открытых и вводимых в эксплуатацию месторождениях):

1) Явное ослабление прессинга государственного контроля в плане соблюдения компаниями-недропользователями утвержденных ГКЗ требований по достижению проектных КИН и по соблюдению динамики выработки НИЗ на действующих месторождениях, вследствие чего сами нефтегазодобывающие компании уже не стремятся к полноценной выработке имеющихся у них на балансе запасов УВС, а вместо этого сконцентрированы исключительно на достижении максимальной маржи и гиперокупаемости своих текущих инвестиций в геологию и разработку.

2) Технологическое отставание добывающих компаний в области интеллектуального экономичного заканчивания (обустройства) высокотехнологичных горизонтальных и многоствольных скважин (бурить их по западным технологиям научились, а управлять и следить после этого за их эффективной эксплуатацией и тем более обеспечивать с их помощью полноценную выработку НИЗ и ОИЗ – практически нет!).

3) Слабое информационное обеспечение процессов цифрового сопровождения (моделирования) разрабатываемых резервуаров данными прямых инструментальных геофизических, гидродинамических и прочих скважинных измерений. Виртуальная цифровизация превращается в откровенную фикцию и «фейки», когда она перестает опираться на данные реальных скважинных измерений, но в эти «игры» почему-то играет менеджмент и ПИАР большинства компаний в России и даже в мире, причем с энтузиазмом, явно заслуживающим лучшего применения.

Остановимся в данной работе на иллюстрации последнего тезиса (п. 3). В ряде работ, собранных автором в дайджесте статей от 03.2023 г. [6], приведены актуальные обоснования того, что одной из типовых причин непроектного падения продуктивности в ГС и ГС с МГРП заканчиванием является банальное засорение горизонтальных стволов шламом – песком или проппантом, иногда парафиновыми отложениями (факты, подтверждающие это утверждение, фиксировались, например, специалистами компании Schlumberger в 52% от выполненных ими более чем двум тысячам скважинных исследований). Собственный анализ автора совместно с представителями ряда отечественных

сервисов по мониторингу профилей притока [6] полностью соответствует указанным оценкам. При эффективной очистке стволов ГС и при реализации технической возможности шламоудаления реалистично рассчитывать на текущие приrostы добычи в добывающем фонде как минимум в несколько десятков процентов, но главное – в этом случае бурение протяженных стволов ГС становится не бесполезным, так как профиль притока в ГС или ГС с МГРП может быть выровнен, а отбор НИЗ (ОИЗ) нефти из носочной части (половины) скважины может восстановиться и обеспечить проектный КИН.

Ниже автор приводит результат скважинного эксперимента по одной из нефтегазовых компаний, где изучение профиля притока в динамике (рис. 3) проводилось зарубежным сервисом за период в два года, начиная с момента – сразу после выполнения МГРП в ГС. Мониторинг включал в себя спуск на забой ГС распределенного оптоволоконного кабель-сенсора, количественный анализ профиля и состава притока проводился на основе данных (big-data), полученных с термического канала стационарных информационно-измерительных систем (СИИС-DTS).

Разумеется, что даже два последовательно выполненных (например, с периодичностью в один-два года) комплексных замера методами ПГИ (PLT) не способны были дать недропользователю представлений о детальности временного исследования (да и стоило бы это дороже, плюс высокие риски вообще не обеспечить проводку скважинной аппаратуры с PLT-модулями в носочную часть на движителе tractor или с помощью coil-tubing из-за возможного существенного засорения горизонтального ствола шламом).

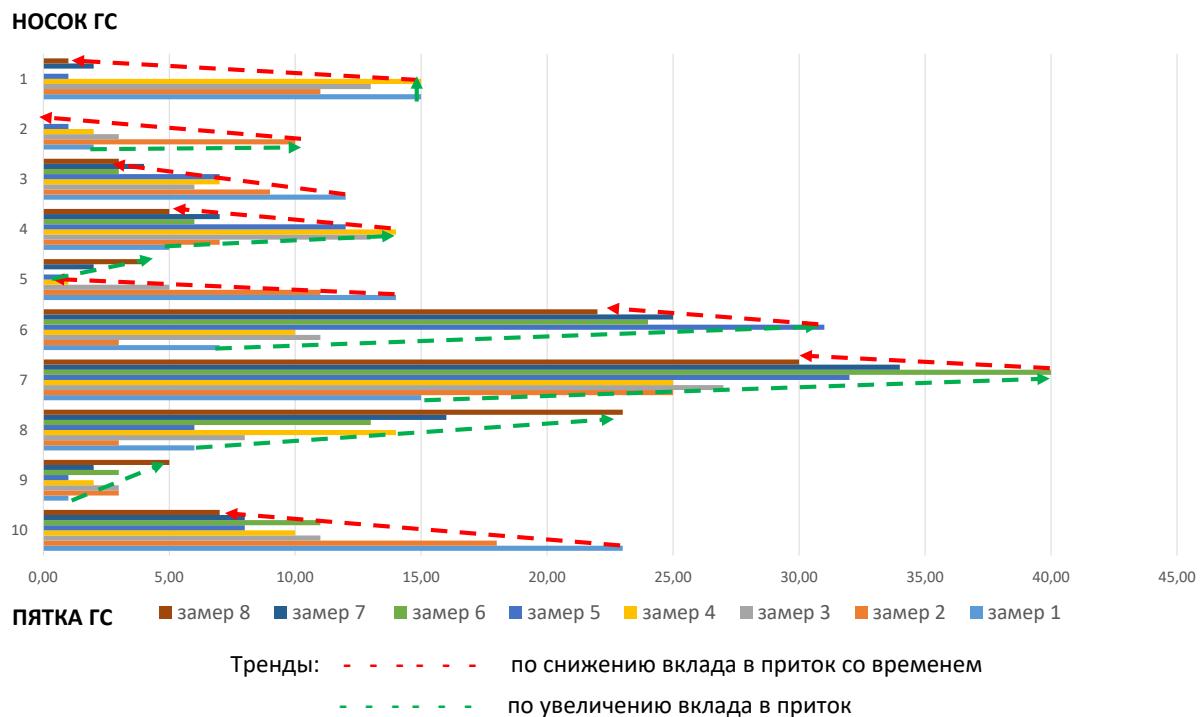


Рис. 3. Динамика изменения вкладов в профиль притока добывающей нефтяной горизонтальной скважины с МГРП заканчиванием:

1–10 – номера портов МГРП, начиная с носка ГС, периодичность замеров от 1 до 8 – в среднем через 3 месяца (общий период мониторинга два года); общее падение суммарного притока жидкости (нефти) в указанной ГС за рассматриваемый период мониторинга составило 5–6 раз

На рис. 4 данные из описанного скважинного эксперимента локализованы до сопоставления только первого, среднего и крайнего по времени измерений. Как можно видеть, часть притоков (из портов № 1, 2, 3, 5, 10) стабильно снижают во времени свой процентный вклад в суммарный дебит ГС. Причем достаточно большие притоки из трех носочных портов (суммарно 29% при запуске) через год начинают резко снижаться и к концу исследования составляют только 4% вклада (а это на уровне точности определения самих притоков). Вторая характерная часть интервалов притоков (из портов № 6, 7, 8) стабильно наращивает свой суммарный вклад (изначально при запуске 28%, через год уже 49%, а к концу мониторинга подавляющие 75%). Наконец, третья группа интервалов

(например, порты № 4 и 5) работает нестабильно: то увеличивая, то уменьшая со временем свой вклад в суммарный дебит.

Общая же картина данного анализа свидетельствует об образовании на всех этапах крайне неравномерного профиля притока вдоль ствола ГС (что крайне плохо для выработки НИЗ и достижения утвержденного показателя КИН) – при том, что согласно исходной ГДМ фильтрационно-емкостные свойства по данным от ГИС-бурения достаточно равномерно распределены вдоль траектории горизонтального ствола. Конечно, надо отдавать отчет, что «данные ГИС», имеющиеся в наличии специалистов по бурению при проводке ствола вдоль плановой траектории ГС, – это преимущественно лишь запись одного гамма-каротажа, а не полноценный комплекс.

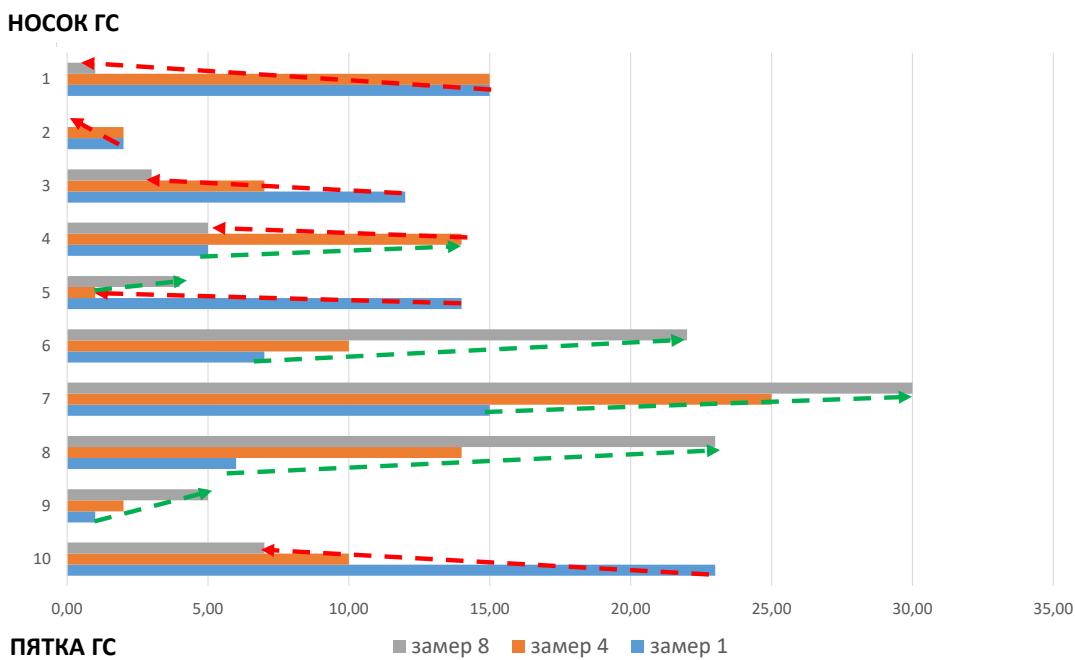


Рис. 4. Динамика изменения вкладов в профиль притока добывающей нефтяной горизонтальной скважины с МГРП заканчиванием:

1–10 – номера портов МГРП, начиная с носка ГС, периодичность замеров (между 1, 4 и 8) – примерно 1 год; тренды (пунктирные линии) – см. условные обозначения на рис. 3

С причинами полной деградации носочных портов, резкого снижения притока из пяточного порта № 10, а также ярко выраженной тенденции активизации притоков из портов № 6, 7, 8 еще предстоит разбираться геологам-промысловикам.

Предварительное моделирование на ГДМ профиля притока по рассматриваемой скважине значительно отличалось от фактических замеров на всех этапах сравнительного анализа (сразу после запуска скважины на отбор, через 0,5; 1,0; 1,5 и 2,0 года отработки ГС) – в среднем с относительной погрешностью от 30 до 70%. При этом деградация (полная потеря продуктивности) носочной части ГС в период 2-го года эксплуатации в цифровой ГДМ вообще никак не прогнозировалась. В отсутствие данных прямого инструментального замера СИИС-DTS модельерами по предварительно созданной ими

на основании данных ГИС-бурение фильтрационно-емкостной модели в гидродинамической модели воспроизвилось долговременное поддержание исключительно стабильного профиля притока вдоль всего ствола ГС (с соответствующей мнимой оптимальной выработкой запасов НИЗ за проектный срок эксплуатации ГС).

Кроме того, даже учета результатов анализа взаимовлияния соседних скважин по данным перманентного мониторинга забойных давлений с интерпретацией ГДИС по стандартным методикам «РТА-РТА» в указанной ГДМ не велось... Вот, собственно и характерная иллюстрация разницы информативности при сопровождении разработки резервуара по двум альтернативным методологиям «цифровизации» (одна – массовая экспертная «виртуальная» и другая – «эмпирическая», пока крайне уникальная в практике).

Автор полагает, что абсолютно любому инженеру на примере данного случая очевидна необходимость синтетического объединения двух указанных выше подходов в единую промышленную методологию с адаптацией ГДМ на результаты выполняемых на скважинах актуальных замеров методами ПГИ-СИИС, ГДИС-ПТИ и др.

Актуальность и методология построения адаптивных ГДМ на текущие исследования ГДИС, ПТИ, ПГИ, СИИС, ГДМ-МРТ неоднократно излагалась автором с коллегами по РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина в соответствующих монографиях, начиная с работы [2] (2005 г.) и заканчивая [7] (2020 г.).

Выводы

В новой версии Методических указаний по этапности и периодичности скважинных диагностических исследований ПГИ, ГДИС и ПТИ [1], в частности, определены следующие способы мотивации добывающих нефтегазовых компаний к широкому переходу на высокотехнологичные способы контроля разработки и мониторинга добычи:

1) Количество и ежегодный охват методами ПГИ в условиях скважин горизонтального заканчивания могут быть снижены до пяти раз (в сравнении с вертикальными и наклонно-направленными скважинами), если нефтегазодобывающая компания обеспечивает современное методическое сопровождение этих комплексных исследований, а также надежный количественный уровень оценки состояния выработки запасов.

2) Кроме того, компания-оператор может рассчитывать на существенное

снижение требований к объемам разовых ПГИ, если организует на месторождении и утвердит в проектном документе на его разработку наблюдательную опорную сеть из скважин долговременного перманентного мониторинга, оборудованных точечными, точечно-распределенными или распределенными средствами СИИС.

3) В случаях выполнения пп. 1–2 текущие экономические затраты ОРЕХ для компании-оператора нефтегазового актива с преимущественной сетью эксплуатационных скважин горизонтального типа практически не увеличиваются, зато информационная эффективность от оперативно получаемой и желательно применяемой информации кратно вырастет, в частности – для решения задач контроля и анализа выработки и оптимизации фактических показателей по ОИЗ нефти.

Таким образом, целенаправленный переход недропользователя с формальных количественных показателей (исчисляемых в «штуках» исследований различными методами ПГК) на показатели качественного типа (решенные геолого-промышленные задачи, детальные анализы выработки запасов, обоснования оперативных мероприятий по доизвлечению ОИЗ и по достижению проектных КИИ), наконец, находит некоторое понимание у контролирующих государственных органов и при экономической стимуляции от лица ГКЗ и ЦКР Роснедра эти решения, несомненно, «подтолкнули бы» нефтегазодобывающие компании к более бережному и ответственному отношению к переданным им государством «в управление и разработку запасов УВС», как по части НИЗ, так и по доизвлечению ОИЗ.

Литература

1. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М.: Минэнерго России, 2002. 75 с.
2. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Геофизический и гидродинамический контроль разработки месторождений углеводородов. М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2005. 780 с.
3. Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Роль диагностики в оптимизации разработки остаточно-извлекаемых запасов нефтяных месторождений // Каротажник. 2023. Вып. 3(323). С. 85–94.
4. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Патологоанатомический опыт контроля разработки на нефтегазовых месторождениях // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. 2022. № 4(130). С. 36–45. [https://doi.org/10.33285/1999-6934-2022-4\(130\)-36-45](https://doi.org/10.33285/1999-6934-2022-4(130)-36-45)
5. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н., Кричевский В.М. Восстановление продуктивности месторождения с высокой обводненностью продукции и низкой выработкой начальных извлекаемых запасов // Нефтяное хозяйство. 2022. № 11. С. 98–102. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-11-98-102>
6. (Не)извлекаемая остаточно-извлекаемая нефть: Сб. ст. / Под ред. А.И. Ипатова. М.: Губкинский НПЦ нефтегазовой геологии и гидродинамики, 2023. 186 с.
7. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Применение промыслового геофизического контроля для оптимизации разработки месторождений нефти и газа: В 2 т. Т. 2. Роль гидродинамико-геофизического мониторинга в управлении разработкой. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2020. 756 с.
8. Петраков А.М., Жданов С.А., Раинов Р.Р. и др. Повышение рентабельности эксплуатации месторождений на основе оптимизации технико-экономических показателей // PROНефть. Профессионально о нефти. 2023. Т. 8, № 1(27). С. 89–97. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-89-97>
9. Щелкачев В.Н. Сравнительный анализ нефтедобычи и разработки нефтяных месторождений по странам мира. М.: ВНИИОЭНГ, 1996. 119 с.

Updating the processes of long-term monitoring of production wells

A.I. Ipatov

National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia
E-mail: ipatov.a@gubkin.ru

Abstract. The development of West Siberian oil and gas fields in conditions of total horizontal completion of wells showed that technologically our industry was not sufficiently ready for this challenge. To quickly build high-tech horizontal wells, to carry out multistage hydraulic fracturing in them and at the same time effectively manage the operation of high-tech horizontal wells, to ensure the required degree of reserves development, unfortunately, is not the same thing...

Despite the fact that the actual coverage of well-testing, production logging and alternative long-term distributed monitoring based on stationary information and measurement systems in Russia in recent years has been extremely insignificant, a cumulative analysis of the data obtained in the industry on the leading vertically integrated oil companies speaks about the following negative trends identified by diagnostic methods:

1) the existing domestic technologies do not allow to regulate and manage the inflow and intake profiles in horizontal wells, horizontal wells with multistage hydraulic fracturing, multibarrel wells, thereby initially ensuring uniform production of recoverable oil and gas reserves in the drainage zones of wells with horizontal completion;

2) the undesirable breakthroughs into the borehole of a horizontal well of water and gas detected by means of borehole diagnostics were eventually not isolated by field services, as a result of which the wells were decommissioned prematurely, without ensuring the achievement of the project accumulated indicators of hydrocarbon production;

3) according to measurements in the horizontal wells, incomplete confirmability of multistage hydraulic fracturing designs was found (both in estimates of crack lengths and in terms of determining the places and forms of their initiation in holes);

4) finally, the profiles of the inflow and the composition of the inflow studied in dynamics, as a rule, changed quite quickly in time from the moment the wells were launched for the selection of products, which usually led to unpredictable production losses (flow deterioration was usually recorded from the toe and the central parts of the boreholes of horizontal wells);

5) the most typical reason for the decrease in productivity in horizontal wells and horizontal wells with multistage hydraulic fracturing should be recognized as the clogging of boreholes with sand and proppant, as well as the lack of the ability of producers to promptly clean the boreholes without creating repressure on the formation;

6) all these problems are certainly aggravated for objects of the category of hard-to-recover initial-recoverable reserves of hydrocarbon raw materials.

The fixation and justification of the above conclusions were largely obtained due to the gradual transition of oil and gas producing and service companies from traditional one-time complex measurements by production logging and well testing to permanent long-term stationary monitoring of well testing and production logging parameters in production wells using various types of point-distributed and distributed modular means of stationary information and measurement systems.

This progressive high-tech direction of borehole research can potentially be significantly developed and spread in the industry in the near future (which will objectively contribute to the achievement of higher oil and gas recovery coefficients), provided that the state bodies supervising the development of hydrocarbon raw materials (Rosnedra, Ministry of Energy of the Russian Federation) will

involve measures to motivate a deeper and more detailed study of the state of development of residual recoverable reserves at the developed fields.

Keywords: initial and residual recoverable reserves, oil and gas extraction coefficients, field geophysical control, geological and technological measures, reservoir pressure maintenance system, production logging and well testing, open-hole logging, horizontal wells, multibarrel wells, multistage hydraulic fracturing.

Citation: *Ipatov A.I. Updating the processes of long-term monitoring of production wells // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 159–172. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art10> (In Russ.).*

References

1. RD 153-39.0-109-01. Guidelines for the integration and phasing of implementation of geophysical, hydrodynamic and geochemical studies of oil and gas fields. Moscow: Ministry of Energy of the Russian Federation, 2002. 75 p. (In Russ.).
2. *Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. Geophysical and hydrodynamic control of development of hydrocarbon deposits. Moscow; Izhevsk: R&C Dynamics, 2005. 780 p. (In Russ.).*
3. *Ipatov A.I., Gulyaev D.N. The role of diagnostics in optimization of the development of remaining recoverable reserves in oil fields // 2023. Karotazhnik. Iss. 3(323). P. 85–94. (In Russ.).*
4. *Ipatov A.I., Kremenetsky M.I. Pathologic-anatomic experience of oil and gas fields development // Equipment and Technologies for Oil and Gas Complex. 2022. No. 4(130). P. 36–45. [https://doi.org/10.33285/1999-6934-2022-4\(130\)-36-45](https://doi.org/10.33285/1999-6934-2022-4(130)-36-45) (In Russ.).*
5. *Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Gulyaev D.N., Krichevsky V.M. Improving oil recovery of a field with high water cut and low recovery of initial recoverable reserves // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2022. No. 11. P. 98–102. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-11-98-102> (In Russ.).*
6. (Non-)recoverable residual-recoverable oil: Collected papers / Ed. by A.I. Ipatov. Moscow: Gubkin Scientific Research Center of Oil and Gas Geology and Hydrodynamics, 2023. 186 p. (In Russ.).
7. *Kremenetsky M.I., Ipatov A.I. Application of field development surveillance to optimize the development of oil and gas fields: In 2 vols. Vol. 2. The role of well testing and production logging in reservoir development. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2020. 756 p. (In Russ.).*
8. *Petrakov A.M., Zhdanov S.A., Rayanov R.R. et al. Increasing the profitability of field operation based on optimization of technical and economic indicators // PROneft. Professionally about Oil. 2023. Vol. 8, No. 1(27). P. 89–97. <https://doi.org/10.51890/2587-7399-2023-8-1-89-97> (In Russ.).*
9. *Shchelkachev V.N. Comparative analysis of oil production and development of oil fields in the countries of the world. Moscow: VNIIIOENG, 1996. 119 p. (In Russ.).*

Тестирование систем трассерного мониторинга горизонтальных скважин на мультифазном метрологическом стенде

Д.Ю. Каюков^{1,2}

1 – ООО «ПНП-Сервис», г. Самара, Россия

2 – ООО «НПО Спектр», г. Самара, Россия

E-mail: dk@nprospectr.com

Аннотация. В 2021–2022 гг. впервые в России и мировой практике были выполнены работы по стендовому тестированию технологий трассирования потоков жидкости в горизонтальных скважинах методом имитации порта гидравлического разрыва пласта для оценки метрологической точности технологии.

Ключевые слова: трассерные исследования, определение характера притока, трассерный мониторинг, маркерная диагностика, профиль притока горизонтальной скважины.

Для цитирования: Каюков Д.Ю. Тестирование систем трассерного мониторинга горизонтальных скважин на мультифазном метрологическом стенде // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 173–183. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art11>

Многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП) в нефтяных скважинах на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами широко применяется в настоящее время как у нас в стране, так и за рубежом. Это одна из немногих технологий, позволяющая с экономической выгодой разрабатывать месторождения с трудноизвлекаемыми запасами (ТРИЗ).

Диагностика производительности горизонтальных стволов и оценка геометрии трещин призабойной зоны скважин имеют важное значение для повышения эффективности использования технологии МГРП.

Несколько российских и зарубежных компаний предоставляют услуги по трассерным исследованиям горизонтальных скважин, называемым также трассерным мониторингом, маркерной диагностикой или мониторингом профиля притока трассирующими индикаторами.

Трассерный метод является прямым методом регистрации количества трассирующего вещества, поступающего из скважины, которое было предварительно размещено в пласте или на стенке скважины в процессе ее строительства, и результаты измерений не зависят от режима течения жидкости и геометрии скважин, которые оказывают существенное влияние на механические скважинные расходомеры различных конструкций (рис. 1).

В настоящее время существует несколько технических решений, позволяющих поместить трассирующее вещество в скважине или призабойной зоне скважины (ПЗС) таким образом, чтобы поток жидкости из скважины выносил его продолжительное время. Таким образом, можно отметить трассерами потоки разных участков горизонтального ствола и получить представление об их интенсивности и составе.

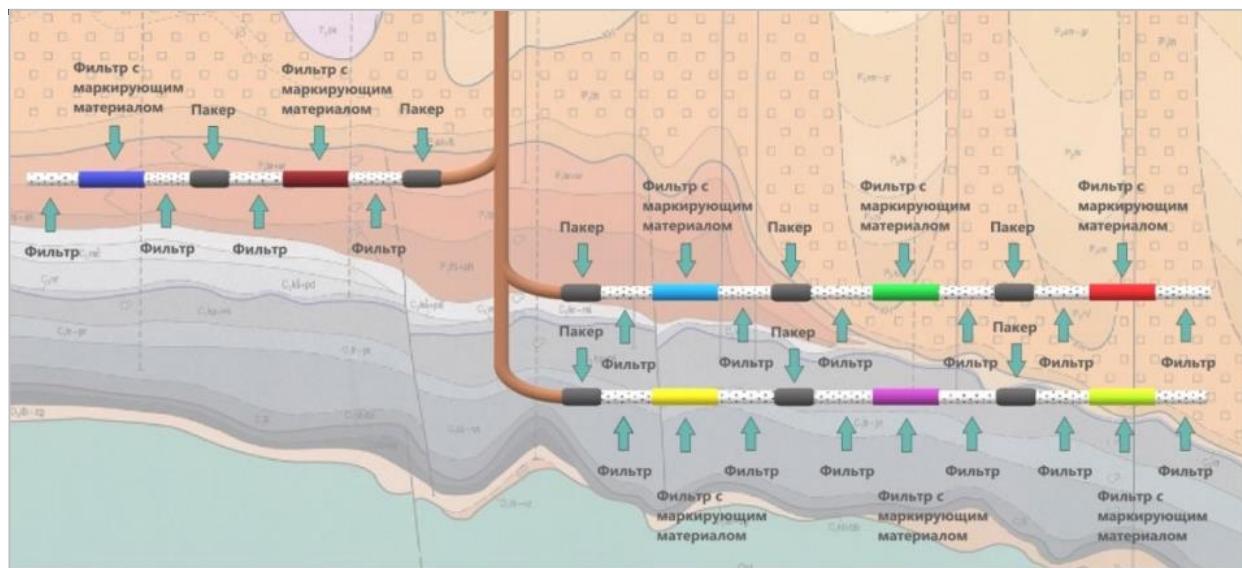


Рис. 1. Пример размещения источника трассера в многоствольной скважине

Существует три основных способа доставки трассеров в призабойную зону скважины скважины:

- Подача трассера в гель при выполнении операций гидравлического разрыва пласта (ГРП);
- Нанесение трассера на пропант;

– Установка в компоновке хвостовика контейнера с трассирующим составом.

Также существует несколько методов интерпретации полученных данных о количестве вынесенного трассера в количественные значения дебитов участков горизонтальных скважин (рис. 2).

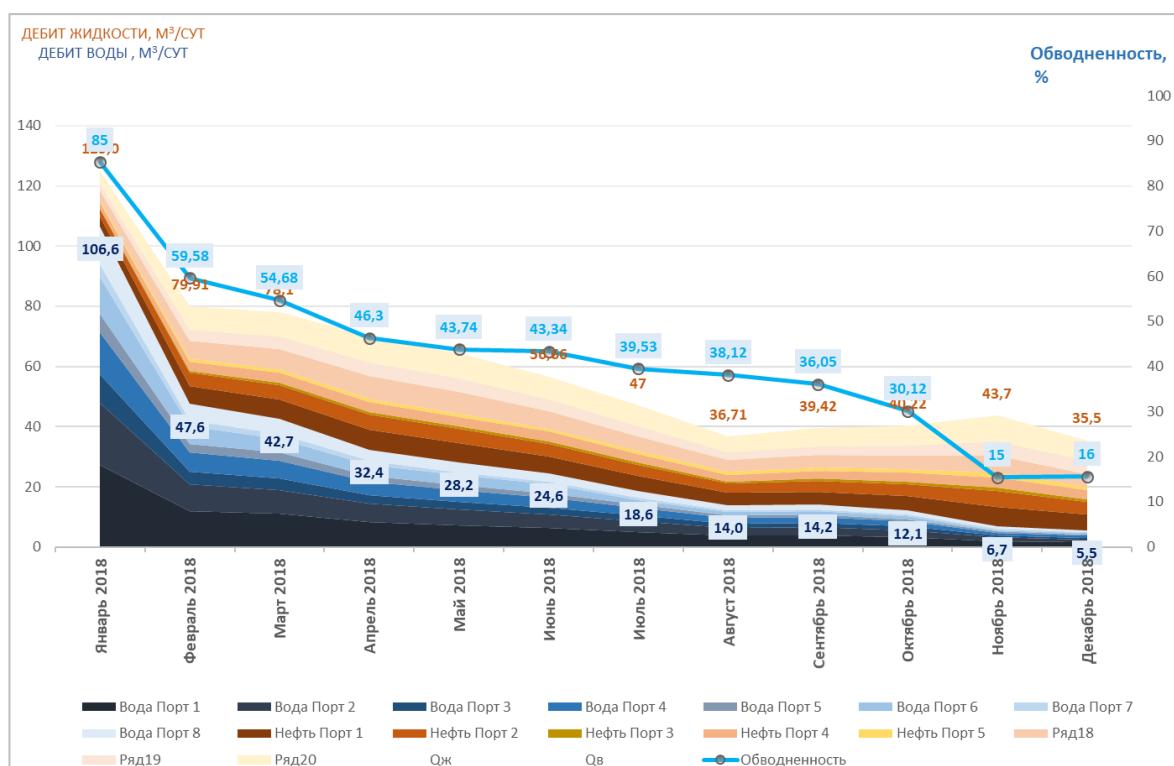


Рис. 2. Графики дебита нефти и воды по каждому порту и суммарно для скважины с МГРП

Трассирующий материал и технология его идентификации

В лаборатории ООО «НПО Спектр» дочернего общества ООО «ПНП-Сервис» были созданы растворимые композитные основы (матрицы) с различной скоростью растворения. Растворимая основа позволяет решать задачи создания источника трассера в скважине со сроком жизни более 5 лет. В качестве трассера используются

микрогранулы пластика (размером 1–5 мкм), окрашенные флуоресцентными цветами различных оттенков. Данные микрогранулы смешиваются с растворимой основой. Помещенные в растворимые матрицы микрогранулы трассера поступают в омывающий трассирующий материал поток жидкости пропорционально скорости растворения удерживающей их матрицы (рис. 3).

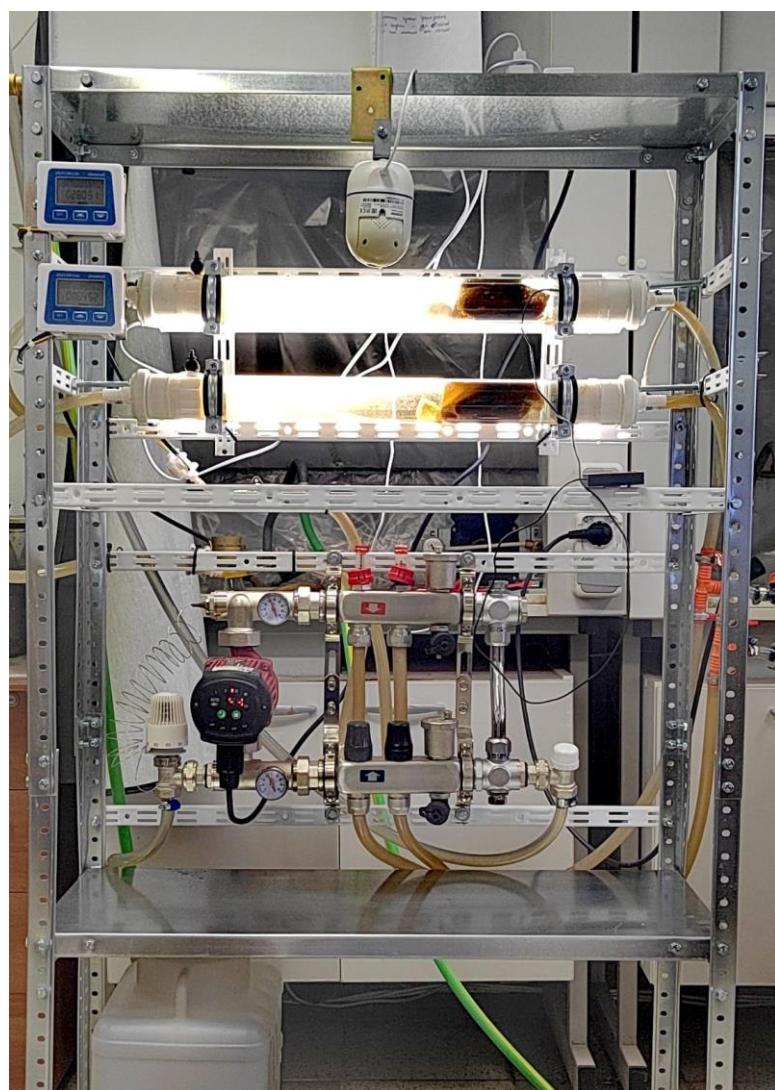


Рис. 3. Фильтрационная установка для подбора скорости растворения основы трассирующего материала (фото автора)

Если отобрать пробу жидкости, которая имела контакт с трассирующим материалом, то по содержанию трассера и его цвету (оттенку или сигнатуре) можно определить, с каким материалом был контакт и какой интенсивности поток омывал данный материал.

Анализ образцов жидкости производится с помощью микроскопа с ультрафиолетовой подсветкой

с программным обеспечением JMicrovision. В программе настраиваются параметры «свечения» частиц трассера каждого оттенка (сигнтуры), происходит автоматическое выделение частиц трассера на изображении с микроскопа и их «распознавание», т. е. отнесение к той или иной сигнатуре. Подсчитывается число частиц каждой сигнтуры (рис. 4).

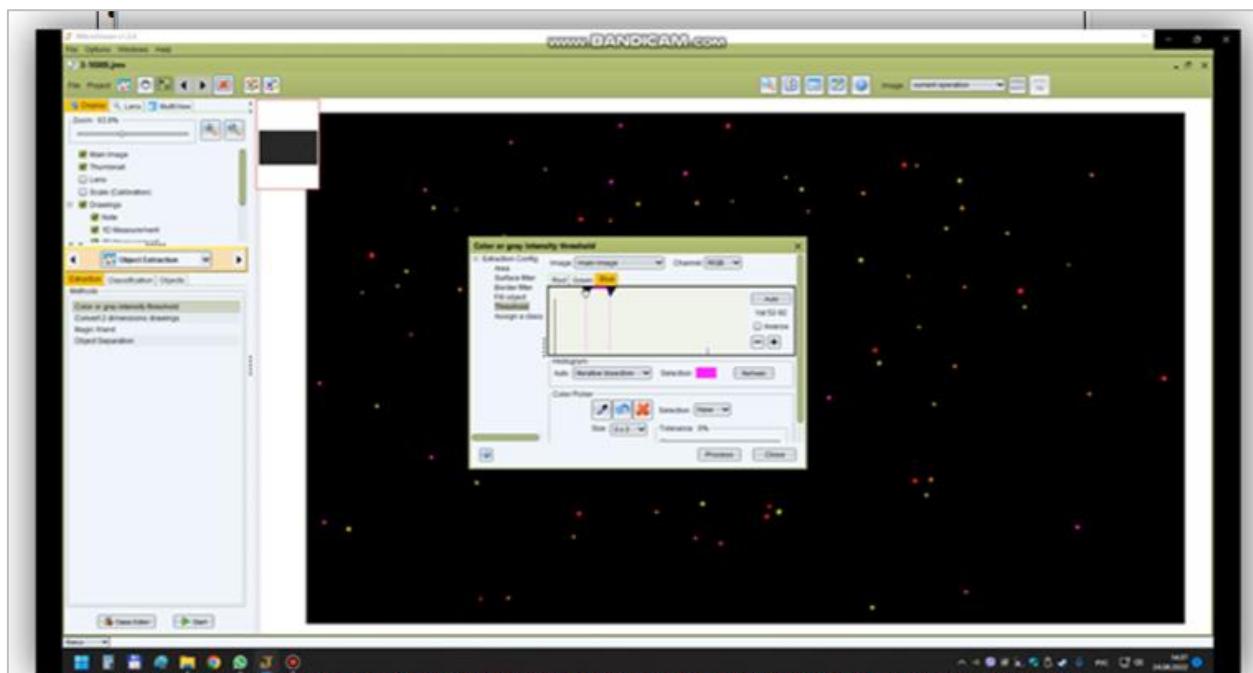


Рис. 4. Идентификация трассера программным методом

В результате научно-исследовательской работы для целей промышленного применения были подготовлены маркерные системы на основе флуоресцентных микроскопических частиц трассера. Трассерные системы, как правило, изготавливаются с учетом особенностей физико-химической среды, в которой предстоит их использовать, и могут различаться по своим техническим характеристикам, но всегда имеют свойство отдавать в поток омывающего флюида микрочастицы

трассера под действием воды, углеводородсодержащей жидкости (например, трансформаторного масла) или газа (рис. 5).



Рис. 5. Образец трассера и композитной трубы для измерения скоростей омывающего потока (фото автора)

Тестирование на метрологическом стенде

По предложению компании ООО «Газпромнефть НТЦ» с 03.10.2022 по 17.10.2022 на стенде «УМФИ» ООО «НГИТ» в г. Щелково выполнено тестирование трассеров компании ООО «ПНП-Сервис» для систем мониторинга интервалов дренирования в скважинах с многостадийным ГРП.



Рис. 6. Мультифазный испытательный стенд (фото автора)



Рис. 7. Установка трассерной системы (нефть + вода + газ) в исследовательские вставки стенда (фото автора)

Представителем ООО «ПНП-Сервис» для проведения испытаний были подготовлены 8 исследовательских вставок, снаряженных кассетами с трассерными системами (трассер + композитный

Мультифазный стенд «УМФИ» представляет собой гидравлическую систему, позволяющую подавать различные сочетания фаз (масло + вода + газ) независимо на две линии мониторинга. Данные о расходе, обводненности, температуре флюида фиксируются автоматически и непрерывно в системе Автоматизированного рабочего места (АРМ) стенда независимо по каждой отдельной линии (рис. 6).



контейнер). Вставки содержали матрицы с индикаторами на воду, углеводороды и газ. В ходе испытаний на выходе стенда отбирались пробы флюида для дальнейшего анализа в лаборатории ООО «ПНП-Сервис» (рис. 7).

I этап испытаний (тестирование водо- и углеводородреагирующих трассеров)

Первый этап испытаний состоял из 5 циклов, в течение которых в испытательные линии подавались смеси из воды и трансформаторного масла различных сочетаний с двукратным отбором проб на выходе стенда (через 4 часа и через 2 часа непрерывной промывки смесью воды и масла). Данные об общем расходе смеси через стенд и общей обводненности смеси приведены в табл. 1.

Таблица 1

Исходные данные смесей 1-го этапа

№ п/п	Параметр	I этап испытаний				
		1	2	3	4	5
1	Номер миницикла	1	2	3	4	5
2	Дата	03.10.2022	04.10.2022	05.10.2022	06.10.2022	07.10.2022
3	Средняя обводненность смеси, %	66,75	79,39	79,55	29,81	29,76
4	Средний объемный расход смеси, м ³ /ч	0,1507	0,2020	0,2013	0,2019	0,2007

Во время первого этапа испытаний было отобрано 10 проб.

Анализ проб микроскопическим методом показал присутствие трассера в количестве, достаточном для качественного и количественного расчета соотношения (вода/масло) жидкостей, прошедших через каждую линию стенда.

В результате интерпретации проведенных лабораторных исследований получены данные об использованных в каждом миницикле вставках и распределении состава притока по каждой вставке.

Результаты интерпретации 1-го этапа испытаний (цикл 3), см. рис. 8.

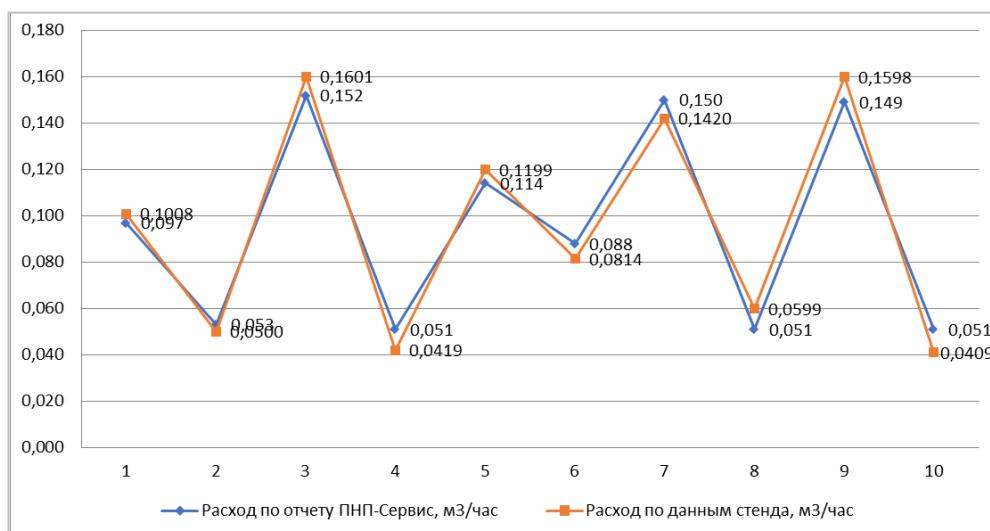


Рис. 8. Сравнение данных трассерного исследования и показаний стенда по расходу жидкости (I этап испытаний)

Полученные данные по количеству жидкости, прокачанной через трассирующие вставки, были сопоставлены с показаниями метрологических приборов стенда, был выполнен анализ погрешности (рис. 9). Аналогичным образом были выполнены работы по расчету

обводненности (цикл 3) и сопоставлению результатов трассерного измерения и показаний метрологических приборов (рис. 10).

Была рассчитана погрешность измерений в сравнении с «приборным» методом измерения (рис. 11).

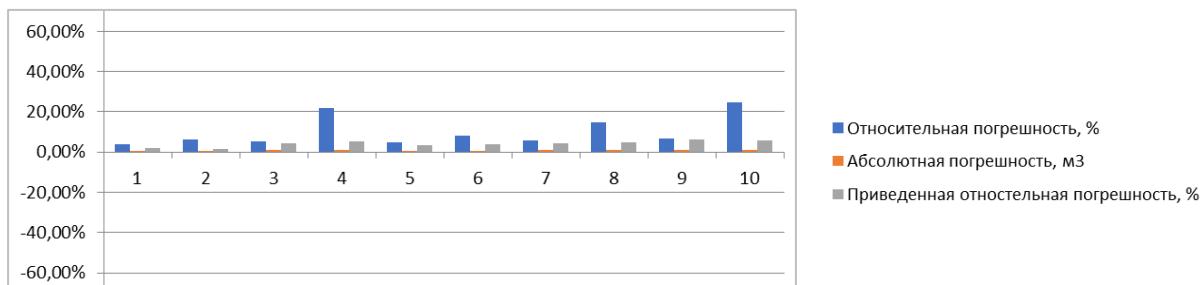


Рис. 9. Анализ погрешности данных трассерного исследования и показаний стенда по расходу жидкости (I этап испытаний)

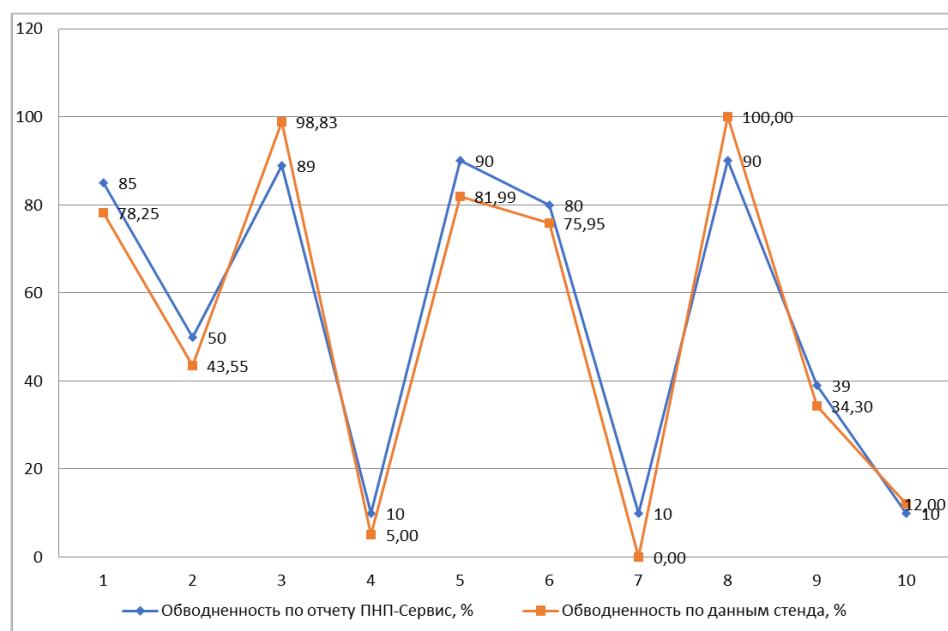


Рис. 10. Сравнение данных трассерного исследования и показаний стенда по обводненности (I этап испытаний)

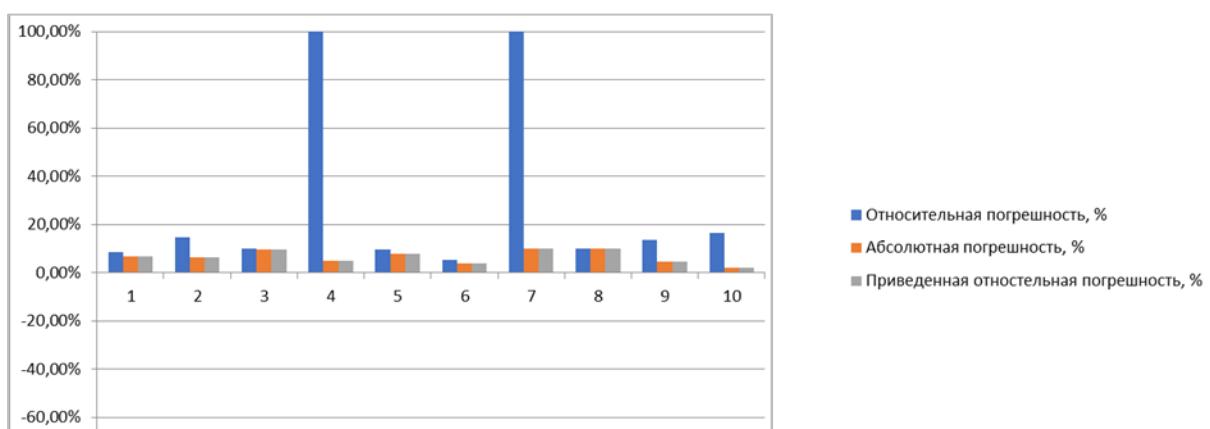


Рис. 11. Анализ погрешности данных трассерного исследования и показаний стенда по обводненности (I этап испытаний)

Высокая, 100%-ная, погрешность образовалась в результате того, что при определении обводненности в миницикле № 4 (цикл 3) была допущена относительно небольшая ошибка в распределении воды между вставками. Вместо 0% была показана обводненность в 10%, что привело к констатации факта о 100%-ной относительной погрешности. Также в миницикле № 2 (цикл 3) вместо обводненности в 5% была определена обводненность в 10%, что тоже по математическому правилу определения относительной погрешности привело к констатации факта о 100%-ной погрешности.

Особенность исчисления относительной погрешности при истинных значениях, близких к 0, такова, что дает погрешности в десятки процентов даже при незначительных абсолютных отклонениях, а при нулевом истинном значении любая погрешность оценивается в 100%. Например, в данном случае в миницикле № 4: если во вставку подать хотя бы один миллилитр масла, то относительная погрешность изменится со 100% на 9,9999%, т. е. уменьшится фактически в 10 раз. Более того, при нулевом значении обводненности любое, даже самое небольшое, отклонение от 0 приводит к 100% относительной погрешности.

Таким образом, для объективной оценки погрешности измерений была принята приведенная относительная погрешность.

Приведенная погрешность нормируется к диапазону шкалы (абсолютная погрешность/максимальный диапазон значений) и показывает объективную величину отклонения. Именно на основании приведенной погрешности устанавливается класс точности приборов и поэтому по приведенной погрешности была дана оценка точности технологии.

II этап испытаний (тестирование газореагирующих трассеров)

Второй этап испытаний состоял также из 5 минициклов, в течение которых на протяжении 4 часов в испытательные линии подавалась вода. Затем дополнительно в течение 2 часов в одну из испытательных линий подавался воздух (расход воздуха изменялся в процессе эксперимента). Данные об общем расходе смеси и воздуха для подачи через стенд и общей обводненности смеси приведены в табл. 2.

Во время второго этапа испытаний было отобрано 10 проб.

Таблица 2

Исходные данные смесей 2-го этапа

№ п/п	Параметр	II этап испытаний				
		1	2	3	4	5
1	Номер миницикла					
2	Дата	11.10.2022	12.10.2022	13.10.2022	14.10.2022	17.10.2022
3	Средняя обводненность смеси, %	100,00	100,00	100,00	100,00	100,00
4	Средний объемный расход смеси, м ³ /ч (4 часа)	0,1904	0,1913	0,1755	0,2005	0,1900

Анализ проб микроскопическим методом показал присутствие трассера в количестве, достаточном для качественного и коли-

чественного расчета соотношения (вода/газ), в жидкостях, прошедших через каждую линию стенда (рис. 12, 13; табл. 3; рис. 14).

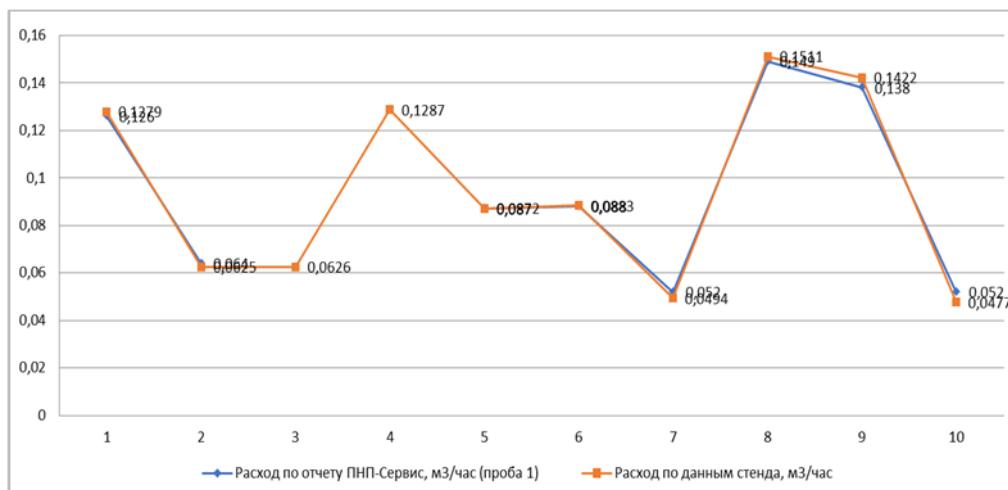


Рис. 12. Сравнение данных расхода жидкости трассерного исследования и показаний стенда по расходу жидкости (II этап испытаний)

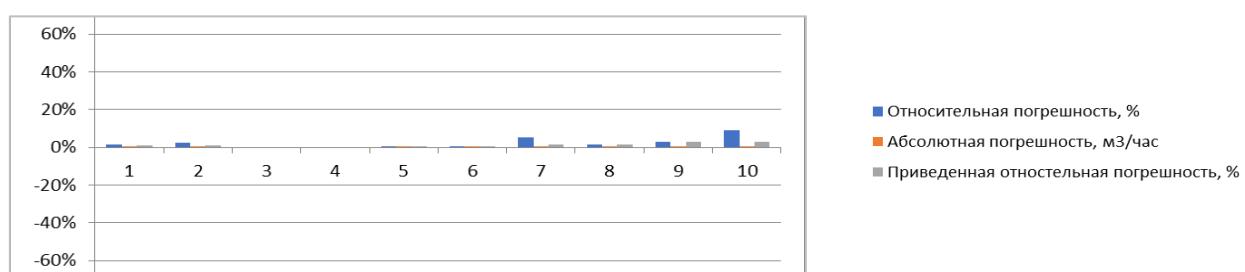


Рис. 13. Анализ погрешности данных расхода жидкости трассерного исследования и показаний стенда (II этап испытаний)

Таблица 3
Сравнение данных расхода газа трассерного исследования и показаний стенда

Миницикл	Номер по порядку	Номер вставки в испытательной линии с газом	Количество газового трассера, ед.	Объем газа в стендовой установке (СУ) по данным стенда, м ³ /час
1	1	3	6	2,28
	2		0	0
2	3	3	1	2,0186
	4		0	0
3	5	2	18	4,963
	6		0	0
4	7	7	33	11,9958
	8		0	0
5	9	1	600	25,1103
	10		0	0

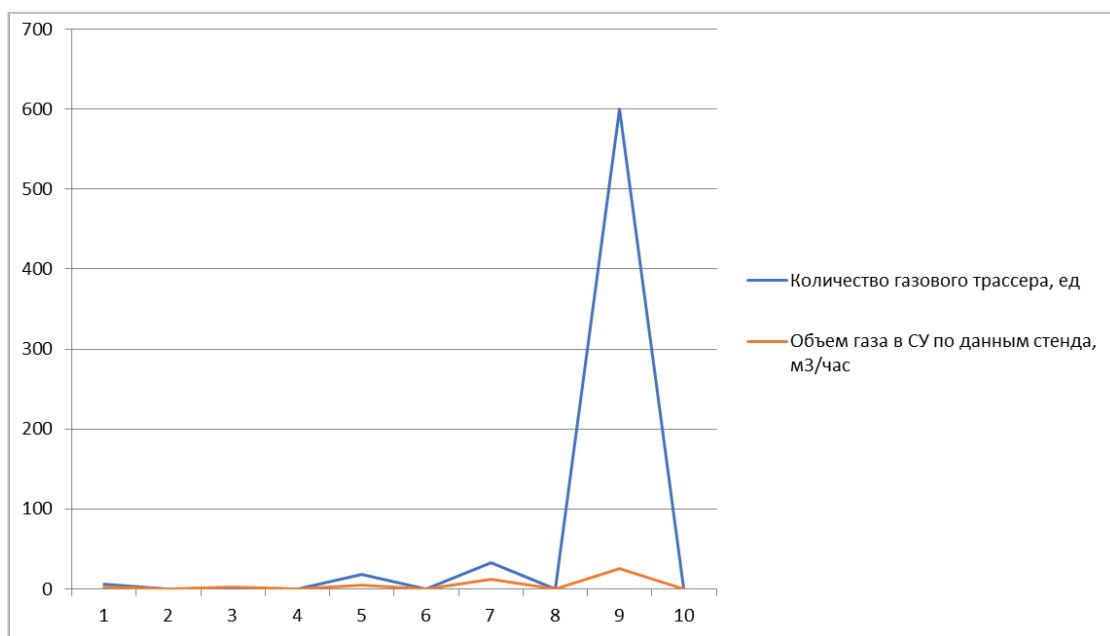


Рис. 14. Сравнение данных расхода газа трассерного исследования и показаний стенда (II этап испытаний)

Отдельно необходимо отметить, что в миницикле № 2 использовались вставки № 3 и № 5, но достоверно определить количественное распределение состава притока в этом миницикле не представляется возможным, так как загрязнение проб сторонними маркерами создало значительные помехи при анализе и распознавании маркеров.

Результаты

1. В 2021–2022 гг. впервые в России и мировой практике были выполнены работы по стендовому тестированию технологий

трассирования потоков жидкости в горизонтальных скважинах методом имитации порта ГРП для оценки метрологической достоверности;

2. Результаты тестирования технологии компании «ПНП-Сервис» показали, что измерение соотношения скоростей потоков и определение компонентного состава жидкостей трассерным методом может быть выполнено в скважинных условиях с точностью, соизмеримой с получаемой в поверхностных условиях с помощью расходомеров и массометров.

Testing of tracer monitoring systems of horizontal wells on a multiphase metrological test bench

D.Yu. Kayukov^{1,2}

1 – PNP-Servis LLC, Samara, Russia

2 – Spektr Scientific Production Association LLC, Samara, Russia

E-mail: dk@npositr.com

Abstract. In 2021–2022, for the first time in Russia and world practice, work was carried out on bench testing of technologies for tracing fluid flows in horizontal wells by simulating a hydraulic fracturing port to assess the metrological accuracy of the technology.

Keywords: tracer studies, determination of the nature of the inflow, tracer monitoring, marker diagnostics, horizontal well inflow profile.

Citation: *Kayukov D.Yu. Testing of tracer monitoring systems of horizontal wells on a multiphase metrological test bench // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 173–183. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art11> (In Russ.).*

Иновационный подход к проведению и интерпретации гидродинамических исследований скважин, работающих в периодическом режиме

А.А. Колтунович*, Д.С. Сергомасов, С.С. Клюкин

СургутНИПИнефть ПАО «Сургутнефтегаз», г. Сургут, Россия
E-mail: *anyakoltunovich98@mail.ru

Аннотация. Целью данной работы является разработка эффективных алгоритмов интерпретации исследований скважин, работающих в периодическом режиме. Для достижения поставленной цели был предложен комбинированный подход, включающий в себя следующие методы проведения и интерпретации: фильтрационные волны давления, «кривой реакции» и численное моделирование. Особенностью данного подхода является возможность сохранить темп добычи, при этом определить фильтрационно-емкостные параметры и пластовое давление. Предлагаемый способ был рассмотрен на примере исследований скважин разрабатываемого месторождения ПАО «Сургутнефтегаз».

В данной работе был предложен подход к интерпретации гидродинамических исследований, не требующий остановки скважин, работающих в периодическом режиме, который является дополнительным источником информации о фильтрационных параметрах и энергетическом состоянии пласта. Для определения достоверности полученных результатов предлагаемого подхода был проведен сравнительный анализ с результатами классических методов интерпретации, показавший удовлетворительную сходимость.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, фильтрационно-емкостные свойства пласта, периодический фонд скважин, гармонические колебания, фильтрационные волны давления.

Для цитирования: Колтунович А.А., Сергомасов Д.С., Клюкин С.С. Инновационный подход к проведению и интерпретации гидродинамических исследований скважин, работающих в периодическом режиме // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 184–195.
<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art12>

На сегодняшний день, в условиях активной разработки низкопроницаемых коллекторов, фонд скважин, работающих в периодическом режиме, составляет около четверти от общего фонда нефтяных скважин ПАО «Сургутнефтегаз». Решение проблемы проведения гидродинамических исследований скважин (ГДИС) периодического фонда классическими методами, например, методом кривой восстановления давления (КВД), являющимся самым информативным, требует длительных остановок скважин, что не всегда

представляется. Исходя из этого, в настоящее время является актуальной проблема поиска альтернативных технологических и методологических способов исследования скважин периодического фонда, при которых потери добычи могут быть сокращены.

Для решения этой проблемы предлагается подход, заключающийся в комбинировании следующих методов проведения и интерпретации ГДИС: фильтрационных волн давления (далее – ФВД), «кривой реакции» и численного моделирования.

Под первым этапом подразумевается применение метода ФВД для определения фильтрационно-емкостных параметров пласта [1]. Он заключается в том, что повторяющиеся циклы изменяющегося дебита, зарегистрированные

на периодической скважине, принимаются за фильтрационные волны (рис. 1), и производится расчет по приведенным формулам для определения значений таких параметров, как гидропроводность, проницаемость и пьезопроводность.

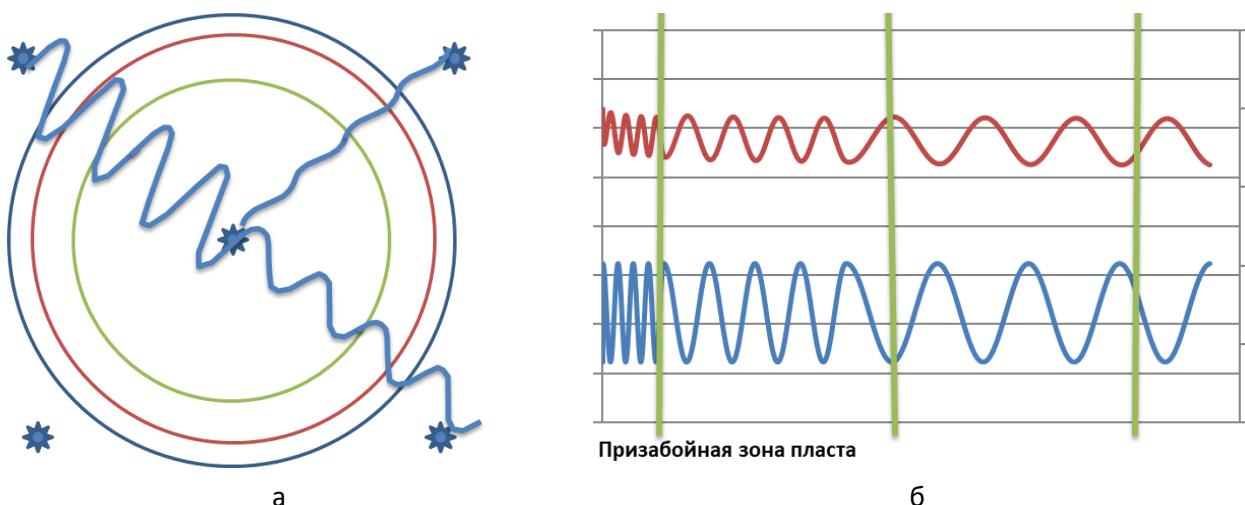


Рис. 1. Графическое изображение метода ФВД:
а – схематическое изображение прослушивания импульса на окружающих скважинах;
б – график «самопрослушивания» скважины

Реализация этапа не требует длительной остановки скважины и позволяет построить картину изменений гидропроводности пласта по мере удаления от скважины. Математическая

обработка полученных гармонических колебаний давления (рис. 2) осуществляется проведением расчетов [2] по приведенным ниже формулам (1)–(4).

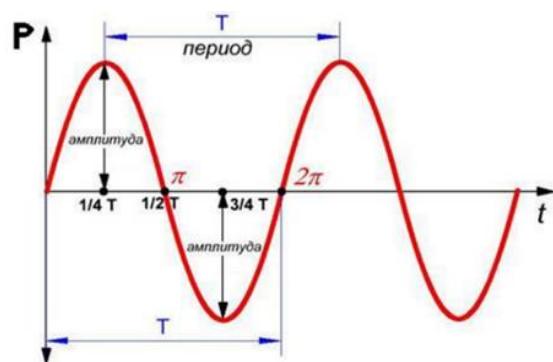


Рис. 2. График гармонических колебаний

$$\varepsilon = \frac{Q(\omega)}{8P(\omega) |\sin(\sigma_p - \sigma_q)|}, \quad (1)$$

$$\frac{\chi}{r_c^2} = \frac{\gamma^2}{4} \omega \exp\left(\frac{\pi}{2 \tan(\sigma_q - \sigma_p)}\right), \quad (2)$$

$$k = \frac{\varepsilon \mu}{h}, \quad (3)$$

$$\chi = \frac{k}{\mu \beta^* m}. \quad (4)$$

где ε – гидропроводность, $\text{мкм}^2 \cdot \text{м}/(\text{мПа} \cdot \text{с})$;

$Q(\omega)$ – амплитудное значение дебита, $\text{м}^2/\text{сут}$;

$P(\omega)$ – амплитудное значение давления, Па;

σ_q, σ_q – сдвиги фаз по дебиту и давлению соответственно, ед.;

k – проницаемость, м^2 ;

χ – пьезопроводность, $\text{м}^2/\text{с}$;

r_c – (приведенный) радиус скважины, м;

$\gamma = 1,781$ – постоянная Эйлера;

ω – циклическая частота воздействия, Гц;

β^* – сжимаемость системы, $1/\text{Па}$;

h – средняя эффективная мощность, м;

m – пористость, доли ед.;

μ – вязкость водонефтяной эмульсии, $\text{мПа} \cdot \text{с}$.

Второй этап представляет собой применение метода «кривой реакции», позволяющего в комбинировании с результатами, полученными на первом этапе, определить параметры, необходимые

для дальнейшей интерпретации. Этот метод, используемый как подход к исследованию без остановки скважины, позволяет учитывать изменение дебита во время проведения ГДИС [3]:

$$P_w = P_i - \frac{6,215 B \mu}{\sqrt{x_f} k h \sqrt{c_{fD}}} \sqrt{\frac{k}{m \mu c_t}} \sum_{j=1}^N \left[-(q_j - q_{j-1}) \sqrt[4]{t - t_{j-1}} \right] - c_1 q_N,$$

где P_w – прогнозное давление, Па;

P_i – начальное давление ($t = 0$), Па;

B – объемный коэффициент флюида, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

x_f – полудлина трещины, м;

c_{fD} – безразмерная проводимость трещины;

c_t – суммарная сжимаемость пласта и жидкости, $1/\text{Па}$;

N – количество режимов;

j – номер режима;

q_j – дебит режима j ;

f – конечный режим;

t – время с момента запуска скважины, ч;

c_1 – константа, $\text{Па} \cdot \text{сут}/\text{м}^3$

Методической особенностью применяемого метода является то, что при наличии кривой изменения давления на двух или более режимах проводится интерпретация не самой кривой изменения давления, а кривой разности между фактическими значениями давления на этом режиме и прогнозными значениями, полученными путем аппроксимации (в полулогарифмических координатах) кривой давления на предыдущем режиме. Интерпретация производится с учетом разности дебитов на этих режимах.

Метод «кривой реакции» дает возможность учесть изменение давления как

реакцию на изменение дебита. Он был применен при исследовании скважины № 1.

Из-за смены режима работы скважины (рис. 3) во время регистрации кривой стабилизации давления (КСД) не был достигнут радиальный режим фильтрации (далее – РРФ). Длительность регистрации КСД до изменения режима оказалась недостаточной для достижения требуемого уровня информативности результатов интерпретации ГДИС. Вследствие этого полученные результаты интерпретации КСД значительно отличаются от результатов обработки КВД этой скважины (табл. 1), где диагностируется выход на РРФ.

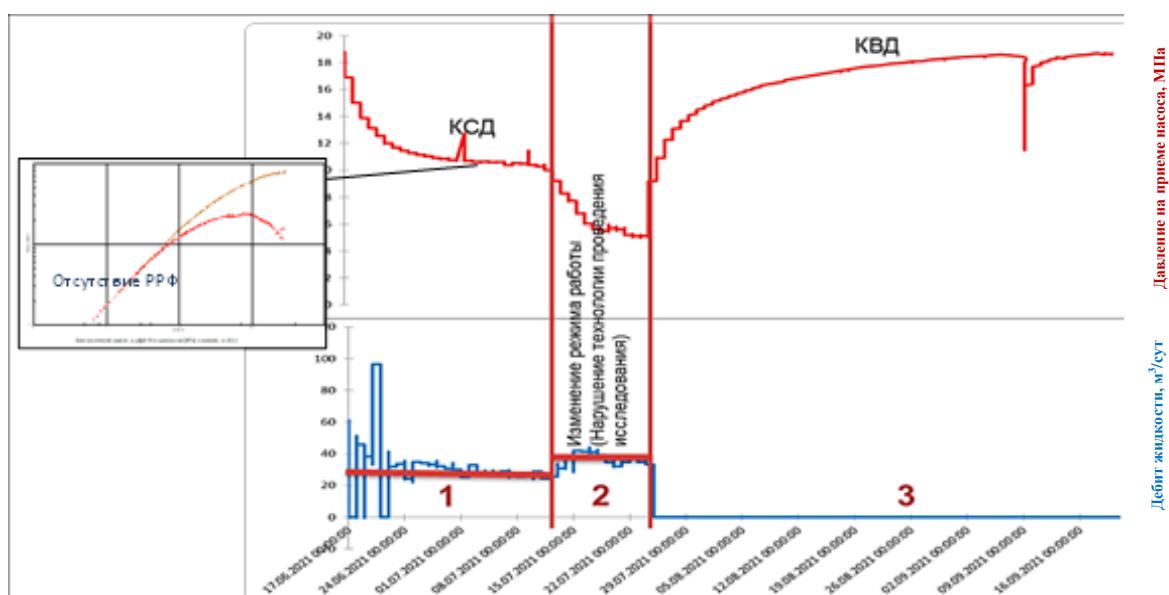


Рис. 3. Кривая восстановления давления скважины №1

Таблица 1

Результаты обработки и интерпретации КСД, КВД скважины № 1

Параметр, ед. изм.	КСД (режим 1)*	КВД (режим 3)** – эталонное исследование	Относительная разница, %
Проницаемость k , мД	11,5	4,01	187,8
Гидропроводность ε , мД·м/(мПа·с)	73,6	25,6	187,5
Полудлина трещины X_f , м	80,6	87,5	8,6
Скин-фактор S	-2,03	-5,81	65

* в ходе исследования РРФ не достигнут;

** исследование с выходом на РРФ.

В данном случае одним из альтернативных методов, решающих проблему низкого уровня информативности недостаточной длительности

зарегистрированной КСД [4], является метод «кривой реакции», в котором учитывается изменение режима работы скважины во время проведения исследования (рис. 4).

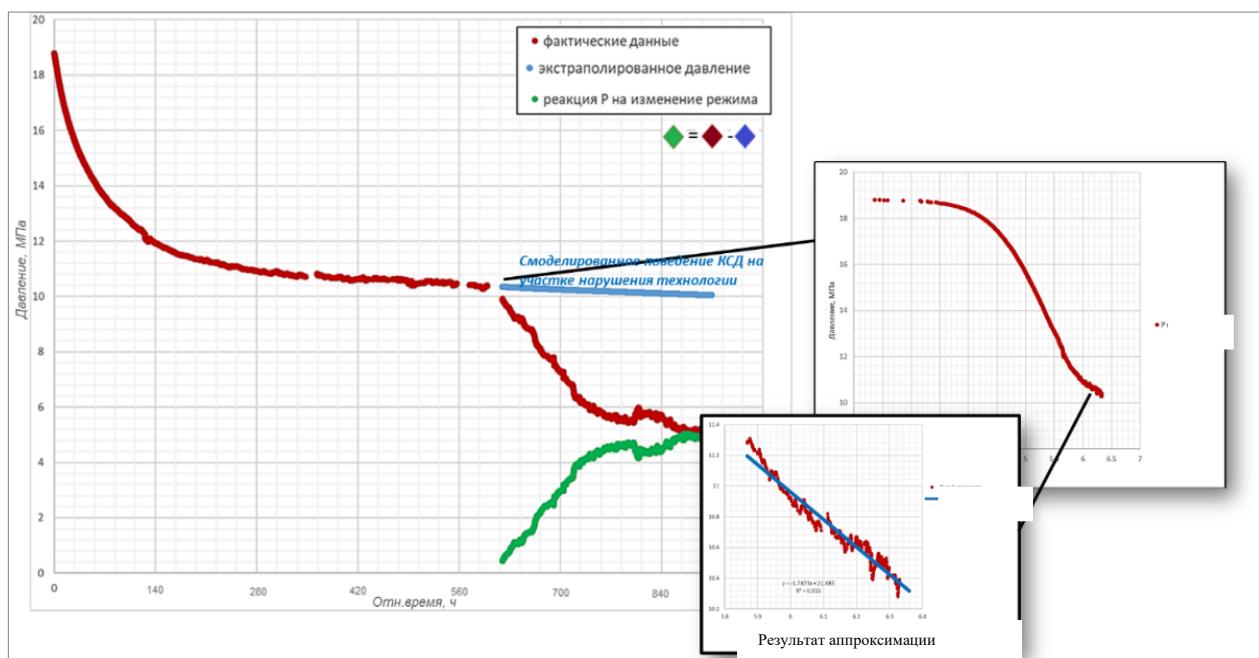


Рис. 4. Определение реакции на изменение режима во время проведения исследования скважины № 1 с помощью кривой реакции (путем аппроксимации конечного участка фактического давления на 1 режиме)

Поскольку эта «кривая реакции» должна иметь «падающий» характер, была рассчитана разность между произвольной константой и каждой точкой зеленой кривой. Затем, преобразованная кривая была обработана с учетом разности дебитов на первом и втором режимах [5] методом наилучшего совмещения в программном модуле (ПМ) «Saphir» программного

комплекса (ПК) «Ecrin» как кривая, полученная при пуске скважины. В ходе обработки была применена модель вертикальной скважины с трещиной гидроразрыва пласта (ГРП) в однородном пласте.

При сравнении с результатами интерпретации длительной КВД относительная разница составила не более 7% (табл. 2).

Таблица 2

Результаты обработки и интерпретации «кривой реакции» и КВД

Параметр, ед. изм.	Метод реакции (режимы 1–2)	КВД (режим 3)** – эталонное исследование	Относительная разница, %
Проницаемость k , мД	4,27	4,01	6,1
Гидропроводность ε , мД·м/(мПа·с)	27,3	25,6	6,2
Полудлина трещины X_f , м	89,0	87,5	1,7
Скин-фактор S	-5,05	-5,81	1,5

Таким образом, принимая изменение дебита во время остановки/запуска периодической скважины за изменение режима во время проведения исследования, данный метод с использованием рассчитанных фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) позволяет определить такие параметры, как модель скважины, скин-фактор, полудлину трещины ГРП посредством применения наилучшего совмещения модельной кривой с фактической в ПМ «Saphir» ПК «Ecrin» [6].

Третий этап заключается в определении пластового давления с помощью численного моделирования, выполненного в ПМ «Saphir» с использованием исходных данных, полученных на предыдущих этапах:

– фильтрационно-емкостных параметров, определенных по методу ФВД,

– модели скважины, значения скин-фактора и полудлины трещины ГРП – по методу «кривой реакции».

При построении модели используются петрофизические свойства пласта, история работы окружающих скважин и расстояние между ними, что позволяет учесть возможную интерференцию (взаимовлияние) между скважинами.

Согласно разработанного авторами алгоритма (рис. 5), заключительным шагом является реконструкция коротких отрезков кривых давления, полученных при режимных остановках.

Метод ФВД

- Применение формул квазистационарного волнового режима для самопрослушивания скважины

расчет гидро- и пьезопроводности

Метод «кривой реакции»

- Математический расчет прогнозных давлений;
- Определение реакции давления на изменение режима – разности фактических и прогнозных значений;
- Интерпретация кривой реакции в ПМ «Saphir» с применением значений гидро- и пьезопроводности

определение модели скважины, значения полудлины трещины и скин-фактора

Численное моделирование

- Построение модели длительной остановки скважины в ПМ «Saphir» с применением полученных ранее параметров: гидро- и пьезопроводности, модели скважины, значения полудлины трещины и значения скин-фактора

определение пластового давления

Рис. 5. Алгоритм применения методов комбинированного подхода и определяемые параметры

В результате этого появляется возможность диагностирования необходимых режимов фильтрации для

достоверного определения фильтрационных параметров и энергетического состояния пласта (рис. 6).

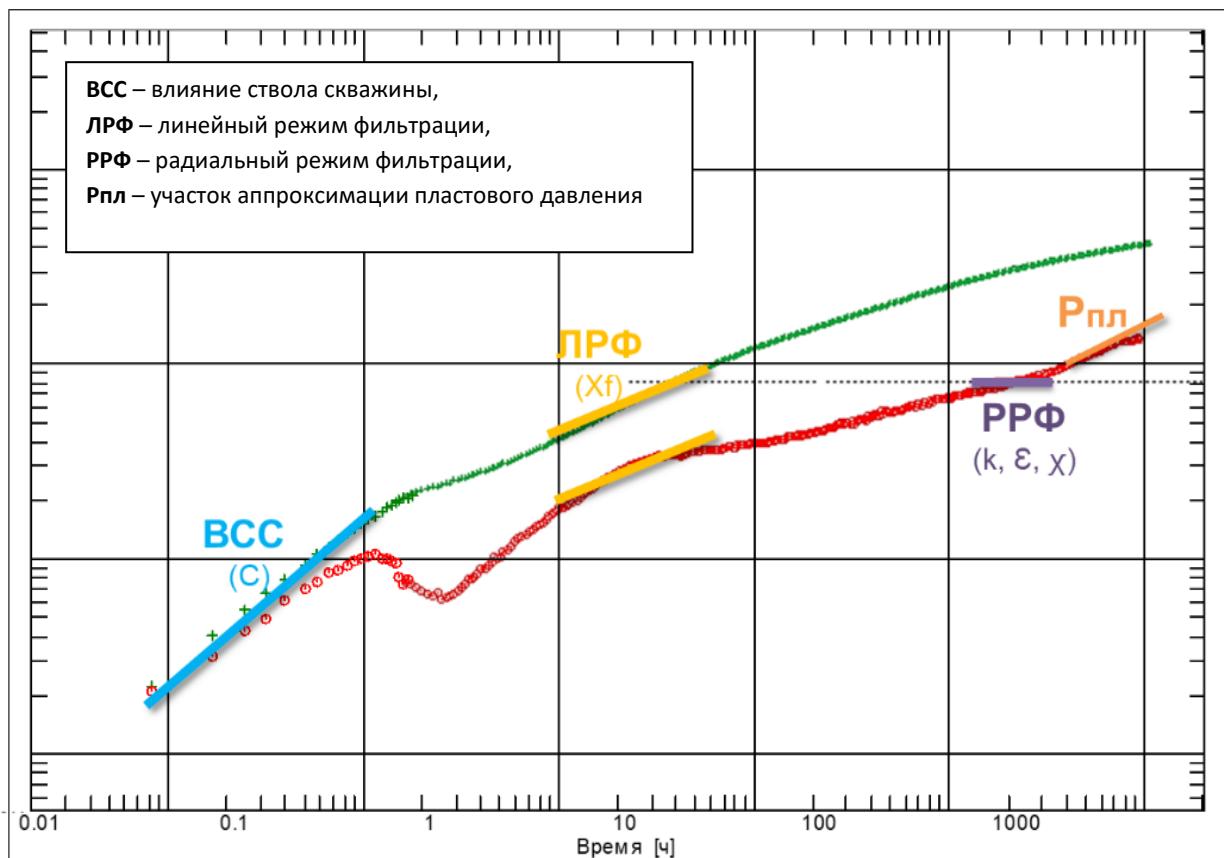


Рис. 6. Диагностический график численной модели с фильтрационными режимами и определяемыми параметрами

Пример применения комбинированного подхода. Скважина № 2 работает в периодическом режиме.

Разрабатываемый пласт – ИОС2. Исходные данные приведены в табл. 3.

Таблица 3

Исходные параметры пласта скважины №2

№ п/п	Параметры пласта, ед. изм.	Значение
1	Эффективная толщина, м	11,1
2	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	3,23
3	Сжимаемость нефти, $(1/\text{МПа}) \cdot 10^{-4}$	10,9
4	Сжимаемость пласта, $(1/\text{МПа}) \cdot 10^{-4}$	4
5	Пористость, доли ед.	0,165

Первый этап – определение гидропроводности и пьезопроводности, используя приведенные ранее

уравнения (см. формулы 1–4), по методу фильтрационных волн давления (рис. 7):

$$\varepsilon = \frac{11,3}{8 \cdot 0,46 \cdot |\sin 0,32|} = 9,71 \text{ (мД} \cdot \text{м/(мПа} \cdot \text{с}),$$

$$\frac{\chi}{r_c^2} = \frac{\gamma^2}{4} \omega \exp\left(\frac{\pi}{2 \operatorname{tg}(\sigma_q - \sigma_p)}\right),$$

$$k = \frac{9,71 \cdot 3,23}{11,1} = 2,6 \text{ (мД),}$$

$$\chi = \frac{2,6}{3,23 \cdot (0,165 \cdot 10,9 + 4)} = 0,139 \left(\frac{\text{м}^2}{\text{с}}\right).$$

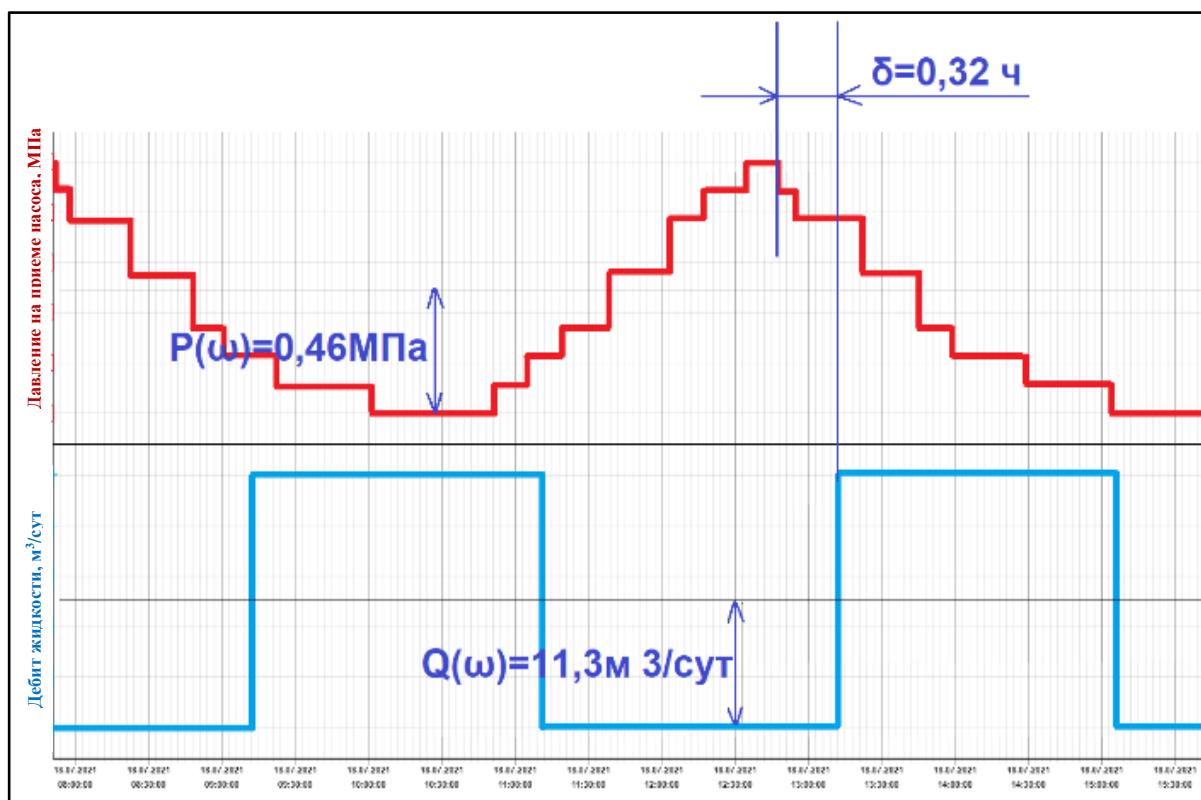


Рис. 7. График гармонических колебаний скважины №2

Второй этап: определение реакции давления вычислением разностей между экстраполированными давлениями (получаются путем аппроксимации конечного участка давления перед сменой режима, в данном случае – пуском, в полулогарифмических координатах)

и фактическими давлениями (рис. 8). Построенная кривая интерпретируется в ПМ «Saphir» с использованием рассчитанных значений ФЕС для определения параметров, необходимых для дальнейшей интерпретации (рис. 9).

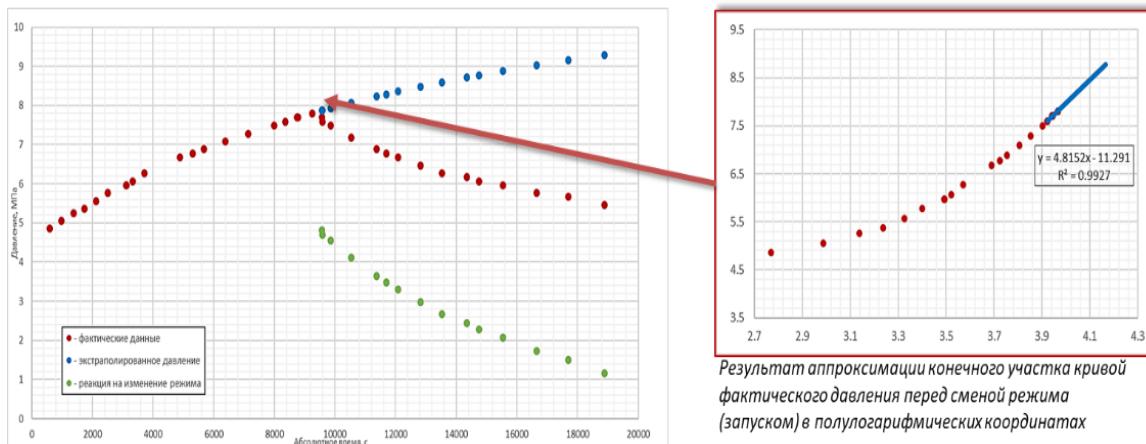


Рис. 8. Фактические и экстраполированные давления и их разность

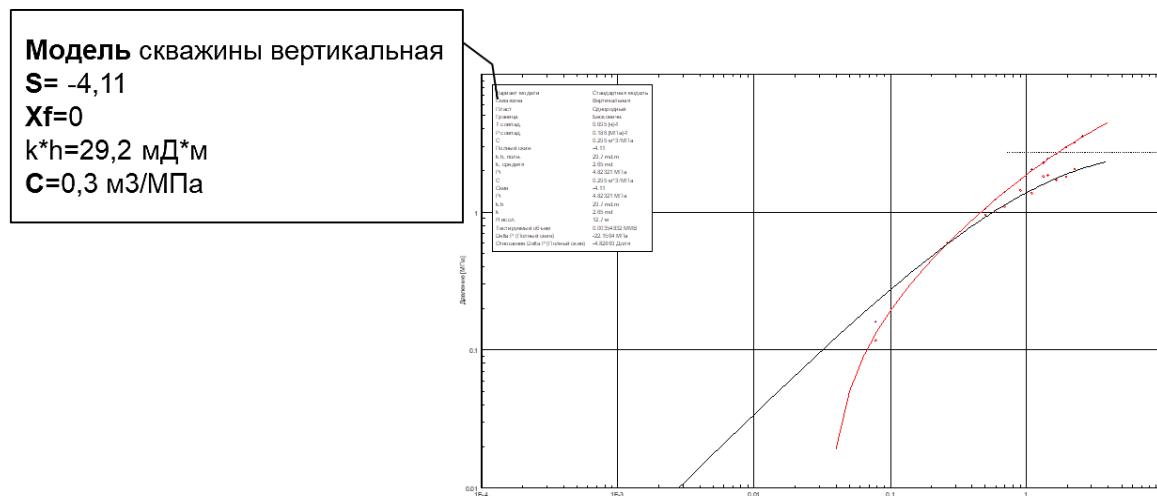
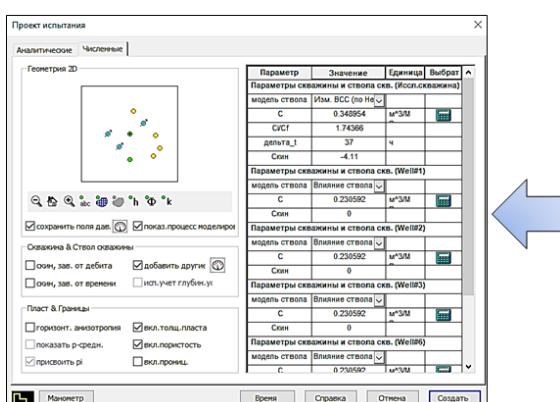


Рис. 9. Результат интерпретации «кривой реакции» в ПМ «Saphir»

Для применения численного моделирования за исходные данные принимаются параметры, полученные на предыдущих этапах: модель скважины, скин-фактор,

гидропроводность, коэффициент влияния ствола скважины, полудлина трещины ГРП (рис. 10 и 11). Также учитывается физический процесс взаимовлияния скважин.



За исходные данные принимаются полученные ранее параметры:

Параметр	Значение
Модель скважины	вертикальная
S	-4,11
k^*h , мД*м	29,2
C, м3/МПа	0,3
Xf, м	0

Рис. 10. Исходные параметры для построения численной модели

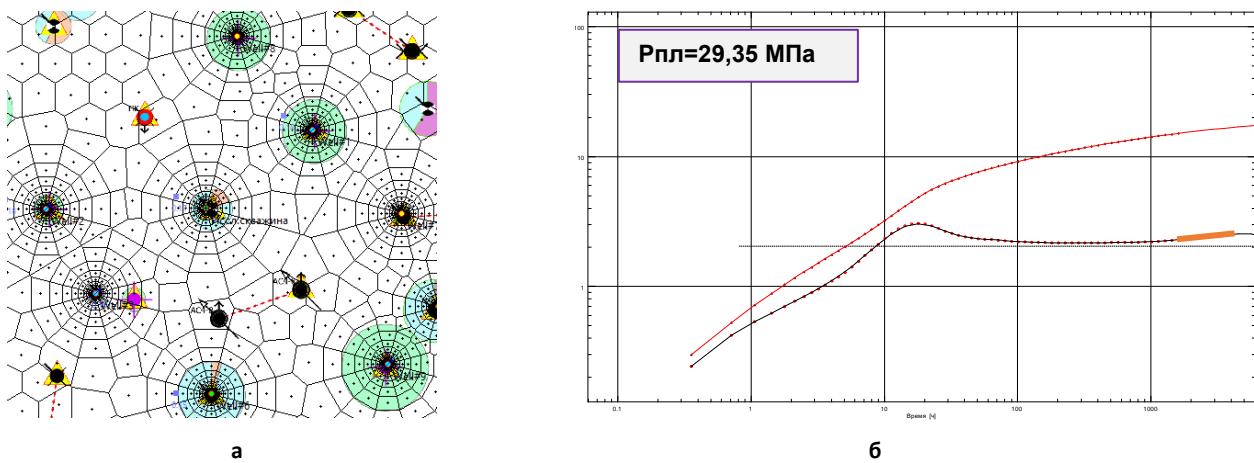


Рис. 11. Моделирование процесса ГДИС:

а – расстановка скважин на расчетной сетке; б – диагностический график численной модели скважины № 2

Для сравнительного анализа результатов комбинированного подхода к исследованию скважины № 2 была произведена интерпретация длительной КВД

этой скважины. В результате были получены значения по параметрам ФЕС пласта и пластового давления с расходностью не более 5% (табл. 4).

Таблица 4

Результаты интерпретации исследования скважины № 2

Полученный параметр, ед. изм.	Комбинированный метод	КВД	Относительная разница, %
Пластовое давление $P_{пл}$, МПа	29,35	29,92	1,90
Проницаемость k , мД	2,60	2,48	4,84
Скин-фактор S	-4,11	-3,82	7,59
Проводимость $k \cdot h$, мД·м	29,2	27,7	5,42
Пьезопроводность χ , м ² /с	0,139	0,133	4,51
Модель скважины	вертикальная	вертикальная	–

В ходе работы был выявлен ряд условий и ограничений для применения комбинированного подхода к исследованию скважин, работающих в режиме автоматического пуска-включения:

- наличие исправного датчика термоманометрической системы (ТМС);
- чувствительность ТМС не более 0,01 МПа;
- программа, длительностью не менее 2-х часов на один режим (пуск/остановка);
- наличие в истории результатов проведенных гидродинамических

исследований окружающих скважин для верификации и калибровки численной модели;

– наличие специализированного ПО.

Также были выделены следующие преимущества предлагаемого подхода:

- отсутствие затрат на проведение промысловых работ;
- отсутствие необходимости дополнительных остановок периодических скважин при проведении гидродинамических исследований, что дает возможность сохранить темп добычи.

Результаты исследований задач геолого-гидродинамического с использованием комбинированного моделирования, контроля, управления и анализа разработки подхода могут являться дополнительным для решения месторождений. источником информации

Литература

1. *Овчинников М.Н.* Интерпретация результатов исследований пластов методом фильтрационных волн давления. Казань: Новое знание, 2003. 84 с.
2. *Овчинников М.Н., Куштanova Г.Г., Гаврилов А.Г.* Любопытные факты и особенности исследований пластов методом фильтрационных волн давления. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. 120 с.
3. *Крыганов П.В., Афанаскин И.В., Вольгин С.Г., Чен-лен-сон Ю.Б.* Интерпретация гидродинамических исследований скважин без остановки на примере сложной модели пласта и скважины // Нефтепромысловое дело. 2019. № 8(608). С. 45–50. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-8\(608\)-45-50](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-8(608)-45-50)
4. *Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б.* Подземная гидравлика: Учеб. пособие. М.; Ижевск: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2001. 736 с.
5. *Афанаскин И.В., Вольгин С.Г., Ломакина О.В., Штейнберг Ю.М.* Гидродинамические исследования вертикальных скважин в пластах с двумя границами методом двух режимов // Вестник кибернетики. 2017. № 4(28). С. 45–55.
6. *Афанаскин И.В., Вольгин С.Г., Штейнберг Ю.М., Ломакина О.В.* Гидродинамические исследования горизонтальных скважин методом двух режимов // Вестник кибернетики. 2017. № 2(26). С. 66–72.

A combined approach to conducting and interpreting well tests of wells operating in a periodic mode

A.A. Koltunovich*, D.S. Sergomasov, S.S. Klyukin
SurgutNIPIneft, Surgutneftegaz PJSC, Surgut, Russia
E-mail: *anyakoltunovich98@mail.ru

Abstract. The purpose of this work is to develop effective algorithms for interpreting well tests of wells operating in a periodic mode. To achieve this goal, a combined approach was proposed, including the following methods of conducting and interpreting: filtration pressure waves, “reaction curve” and numerical simulation. A feature of this approach is the ability to maintain the production rate, while determining reservoir porosity and permeability and reservoir pressure. The proposed method was considered on the example of well tests at a field under development by Surgutneftegaz PJSC.

In this work, an approach to the interpretation of well tests was proposed that does not require the shutdown of wells operating in a periodic mode, which is an additional source of information about the porosity and permeability and the energy state of the reservoir. To determine the reliability of the results obtained of the proposed approach, a comparative analysis was carried out with the results of the classical interpretation methods, which showed satisfactory convergence.

Keywords: well tests, reservoir porosity and permeability, periodic well stock, harmonic oscillations, filtration pressure waves.

Citation: Koltunovich A.A., Sergomasov D.S., Klyukin S.S. A combined approach to conducting and interpreting well tests of wells operating in a periodic mode // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 184–195. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art12> (In Russ.).

References

1. Ovchinnikoy M.N. Interpretation of the results of reservoir studies by the method of filtration pressure waves. Kazan: Novoe Znaniye, 2003. 84 p. (In Russ.).
2. Kryganov P.V., Afanaskin I.V., Volpin S.G., Chen-len-son Yu.B. Well test without shutoff interpretation in the context of complex well and reservoir model // Oilfield Engineering. 2019. No. 8(608). P. 45–50. [https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-8\(608\)-45-50](https://doi.org/10.30713/0207-2351-2019-8(608)-45-50) (In Russ.).
3. Ovchinnikov M.N., Kushtanova G.G., Gavrilov A.G. Curios facts and features of reservoir studies by the method of filtration pressure waves. Moscow; Izhevsk: Institute of Computer Science, 2015. 120 p. (In Russ.).
4. Shchelkachev V.N., Lapuk B.B. Underground hydraulics: Textbook. Moscow; Izhevsk: R&C Dynamics, 2001. 736 p. (In Russ.).
5. Afanaskin I.V., Volpin S.G., Lomakina O.V., Shtenberg Yu.M. Pressure transient analysis of vertical wells in reservoirs with two boundaries by two rates method // Proceedings in Cybernetics. 2017. No. 4(28). P. 45–55. (In Russ.).
6. Afanaskin I.V., Volpin S.G., Shtenberg Yu.M., Lomakina O.V. A two-mode hydrodynamic survey of horizontal wells // Proceedings in Cybernetics. 2017. No. 2(26). P. 66–72. (In Russ.).

Современная информационная система для автоматизации интерпретации результатов исследования свойств пластовых флюидов

К.М. Кунжарикова*, Ж.С. Узыканов, Л.М. Бисикенова

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Астана, Казахстан

E-mail: *K.kunzharikova@niikmg.kz

Аннотация. Актуальность автоматизации процессов сбора данных, поиска, аналитической обработки и интерпретации свойств пластового флюида, необходимость формирования полноценной базы данных результатов лабораторных исследований привели авторов к поиску решений. Для выполнения указанных задач в ТОО «КМГ Инжиниринг» отделом моделирования PVT разработан модуль «Пластовые флюиды» в рамках информационной системы АВАІ. Рассмотрены функционал модуля и основные преимущества.

Ключевые слова: база данных, свойства и состав пластовых флюидов, оценка качества PVT-данных.

Для цитирования: Кунжарикова К.М., Узыканов Ж.С., Бисикенова Л.М. Современная информационная система для автоматизации интерпретации результатов исследования свойств пластовых флюидов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 196–200. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art13>

Изучение свойств пластовых флюидов в процессе разработки месторождения и количественная оценка изменения их параметров играют огромную роль при проектировании разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Точное знание этих свойств позволяет провести достоверный подсчет запасов, построить более качественный прогноз добычи, осуществлять наиболее корректный подбор скважинного оборудования. Несмотря на это, данные о физико-химических свойствах разрознены и часто противоречивы. Их сбор и анализ может занимать длительное время, что не способствует быстрому принятию решения. Большой объем исследований выдвигает на первый план вопросы обработки и корректной интерпретации данных эксперимента.

Количество отобранных проб и лабораторных PVT-исследований пластовой

нефти, как правило, велико и зависит от размера продуктивного горизонта и длительности истории разработки. В среднем количество проб измеряется десятками, а в некоторых случаях – для гигантских месторождений – и сотнями проб.

Отсутствие единой полноценной базы данных результатов лабораторных исследований пластовых флюидов и корпоративного решения по автоматизации процессов сбора данных, поиска, аналитической обработки свойств пластового флюида, визуализации и представления данных в различных форматах, послужили предпосылками для разработки модуля «Пластовые флюиды» с функционалом по автоматизации процессов интерпретации и обоснования свойств пластового флюида на основе современных методик оценки качества данных, обработки информации и подготовки входных данных для математической модели пластового флюида.

Модуль «Пластовые флюиды» был разработан авторами в рамках информационной системы ABAI (Advanced Base Artificial Intelligence). Система ABAI консолидирует данные блока разведки и добычи нефти в едином информационном пространстве с применением технологии Big Data, которая позволяет анализировать большой массив данных, применять искусственный интеллект для решения комплексных задач и представлять результаты анализа в удобном виде [1].

В рамках выполнения работы авторами было принято решение об организации модульной структуры. Для решения этой задачи были начаты разработка и внедрение базы данных (БД) результатов исследований состава и свойств пластовых флюидов, содержащей информацию из различных источников (проектно-технической документации, PVT-отчетов, данных технологических режимов и др.) и блока аналитики и интерпретации данных. С помощью автоматизированной системы управления базами данных пользователь может проводить с БД различные действия: структурировать данные, вносить актуальную информацию или удалять неактуальную, настраивать фильтры, осуществлять поиск данных или выводить их на монитор и т. д.

Аналитический блок осуществляет обработку данных, отбраковку некорректных проб, идентификацию свойств углеводородных флюидов, необходимых для гидродинамического моделирования разработки залежей, проведение автоматизированного корреляционного анализа и расчета свойств флюидов

при отсутствии или малом объеме экспериментальных данных и в условиях высокой неопределенности. В функционал модуля входит отображение имеющихся данных, расчет статистики по отобранным глубинным, рекомбинированным и поверхностным пробам (рис. 1), сравнение данных из различных источников и проверка их целостности, визуализация взаимосвязи параметров, выявление закономерностей, получение свойств в заданной точке пространства залежи (по площади и по разрезу), описываемой давлением и температурой (рис. 2), выявление PVT-регионов.

В условиях отсутствия данных по неразведанным месторождениям авторами реализован функционал поиска флюидов со схожими свойствами [2]. Назначением данного функционала является выявление объектов оценки свойств со схожими физико-химическими свойствами (ФХС) – аналогов – на основе утвержденных PVT-свойств, результатов лабораторных экспериментов. Таким образом, при недостатке экспериментальных данных появляется возможность использовать ФХС для оценки параметров при заданной глубине и термобарических условиях.

В модуле «Пластовые флюиды» предусмотрен функционал загрузки данных из разных форматов с проверкой качества входных параметров с целью исключения ошибок, связанных с человеческим фактором. Разработанный функционал выгрузки данных позволяет осуществлять операции экспорта данных как в утвержденные форматы, так и в произвольные (создаваемые пользователем).



Рис. 1. Начальная страница модуля с отображением статистики по отобранным программам



Рис. 2. Выявление закономерностей и взаимосвязей параметров пластового флюида

Преимуществами разработанного авторами модуля являются быстрый доступ к данным о физико-химических свойствах пластовых флюидов, разная степень детализации

выгружаемой информации (по пробе, по объекту, по месторождению), извлечение актуальной информации по утвержденным параметрам пластового флюида.

Модульная структура позволяет интегрировать данный проект с другими разрабатываемыми информационной системы АВАИ. Информация, хранящаяся в единой централизованной базе, будет применяться и в других модулях, корпоративных решениях, что позволит выстроить единую информационную цепочку по обработке данных – от отбора проб до моделирования. Внедрение модуля «Пластовые флюиды» обеспечивает использование в группе компаний АО НК «КазМунайГаз» единых значений основных физико-химических свойств пластовых флюидов при подсчете запасов, составлении проектно-технической документации, разработке месторождений и учете добычи углеводородов, а также обеспечение своевременности выполнения проектных работ и повышение их качества. Автоматизация процесса сбора данных, загрузки, выгрузки и обработки информации по пластовым флюидам от лаборатории к цифровой базе данных, с осуществлением контроля качества параметров, сокращает время на сбор и систематизацию первичных данных, позволяет автоматически формировать отчетность, выгружать готовые графики и

таблицы, необходимые для проектно-технической документации.

Унификация и стандартизация подходов к обоснованию свойств пластовых флюидов повышает качество интерпретации данных. Благодаря возможности проведения оперативного мониторинга изученности месторождения, горизонтов и пластов авторами оптимизируются программы лабораторных исследований пластовых флюидов и обосновывается необходимое количество отборов проб. Анализ имеющихся данных по свойствам и составу глубинных проб нефти в совокупности с условиями их отбора сокращает время подготовки входных данных для разработки математических моделей пластового флюида и улучшает качество РВТ-моделей.

Разработанный авторами модуль «Пластовые флюиды» является частью единой системы, направленной на централизацию, стандартизацию и унификацию данных. На сегодняшний день модуль успешно прошел опытно-промышленное испытание и внедрен на одном из дочерних предприятий АО НК «КазМунайгаз». Работы по тиражированию и внедрению модуля «Пластовые флюиды» в другие дочерние предприятия АО НК «КазМунайгаз» продолжаются.

Литература

1. Абдрахманова Г.С., Данабаев Н.С., Утемисова Л.Г. Реализация автоматизированного подбора глубинно-насосного оборудования в информационной системе АВАИ // Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана. 2022. Т. 4, № 3. С. 92–105. <https://doi.org/10.54859/kjogj108578>
2. Ященко И.Г. База данных физико-химических свойств трудноизвлекаемых нефей и информационно-вычислительная система по нефтехимической геологии // Экспозиция Нефть Газ. 2011. № 5(17). С. 16–19.

Modern information system for automation of the interpretation of the results of investigation of formation fluid properties

K.M. Kunzharikova*, Zh.S. Uzykanov, L.M. Bissikenova
KMG Engineering LLP, Astana, Kazakhstan
E-mail: *K.kunzharikova@niikmg.kz

Abstract. The relevance of automating the processes of data collection, search, analytical processing and interpretation of reservoir fluid properties and the need for a complete database of laboratory research results led the authors to search for solutions. To accomplish these tasks, the PVT Competence Center of KMG Engineering LLP is developing the Formation Fluids module within the ABAI information system. The functionality of the module and its main advantages are considered.

Keywords: database, formation fluid properties and composition, PVT data quality assessment.

Citation: *Kunzharikova K.M., Uzykanov Zh.S., Bissikenova L.M. Modern information system for automation of the interpretation of the results of investigation of formation fluid properties // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 196–200. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art13> (In Russ.).*

References

1. *Abdrakhmanova G.S., Danabaev N.S., Utemisova L.G. Implementation of automated selection of downhole pumping equipment in the ABAI information system // Kazakhstan Journal for Oil & Gas Industry.2022. Vol. 4, No. 3. P. 92–105. <https://doi.org/10.54859/kjogi108578> (In Russ.).*
2. *Yashchenko I.G. Database of physicochemical properties of difficult-to-recover oils and information-computing system on petrochemical geology // Exposition Oil Gas. 2011. No. 5(17). P. 17–19. (In Russ.).*

Методические основы для обоснования трудноизвлекаемых запасов карбонатного коллектора

В.А. Лушпев¹, А.Н. Соколов¹, О.А. Гальцева², Э.М. Салимгареева^{2*}

1 – Санкт-Петербургский государственный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

2 – ООО «Уфимский научно-технический центр», г. Уфа, Россия

E-mail: *salimgareevaem@ufntc.ru

Аннотация. На текущий момент из общепринятой отечественной классификации запасов в качестве трудноизвлекаемых выпадают карбонатные коллекторы с низкопроводящей матрицей, удовлетворяющей критерию проницаемости менее 2 мД, осложненные наличием естественной трещиноватости и кавернозностью и характеризующиеся высокими запускными дебитами скважин. Однако, как показывает практика разработки таких коллекторов, высокие начальные дебиты быстро снижаются до значений, характерных для матричной среды, что связано с незначительными запасами, приходящимися на вторичную среду. В настоящей работе обсуждаются разработанные авторами методические основы обоснования трудноизвлекаемых запасов для карбонатного коллектора на основании оценки запасов во вторичной среде и темпов падения дебитов скважин.

Ключевые слова: трудноизвлекаемые запасы, карбонатный коллектор, естественная трещиноватость, низкопроницаемый коллектор, гидродинамические исследования скважин, обоснование трудноизвлекаемых запасов для карбонатного коллектора, запасы во вторичной среде, методы оценки запасов во вторичной среде.

Для цитирования: Лушпев В.А., Соколов А.Н., Гальцева О.А., Салимгареева Э.М. Методические основы для обоснования трудноизвлекаемых запасов карбонатного коллектора // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 201–215. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art14>

Представление о трудноизвлекаемых запасах в отечественной практике с точки зрения государственного регулирования

Определение трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в отечественной практике разработки нефтяных и газовых месторождений звучит следующим образом – это запасы залежей, отличающихся сравнительно неблагоприятными для изучения геологическими условиями и физическими ее свойствами, разработка которых существующими технологиями в условиях действующей налоговой системы экономически неэффективна. С точки зрения государственного регулирования ТРИЗ –

это способ стимулирования технологических решений. С такой позиции критерии определения трудноизвлекаемых запасов всегда зависят от текущего уровня развития технологий и подлежат регулярному пересмотру. Действительно, первая классификация ТРИЗ, предложенная Лисовским Н.Н. и Халимовым Э.М. в 1994 г. по параметру проницаемости, граничным ее значением считала 30 мД, а на текущий момент принята величина 2 мД. Развитие технологий заканчивания скважин – возможность бурения длинных горизонтальных стволов и проведение множественных гидроразрывов пласта – сдвинуло это значение в меньшую сторону.

При этом история отношений отечественной нормативно-правовой базы и трудноизвлекаемых запасов, а также нетрадиционных источников углеводородов, не может быть названа последовательной и прозрачной – беглый анализ российской нормативно-правовой базы (НПБ) позволяет проследить, как менялось представление о трудноизвлекаемых запасах с течением времени.

В 1998 г. Приказом Минприроды № 41 был введен ряд временных критериев (преимущественно качественных) отнесения запасов к категории трудноизвлекаемых, в соответствии с которыми к ТРИЗ относились, в частности, запасы, предполагающие использование термических методов разработки или закачки реагентов для смещающегося вытеснения, приуроченные к тонким нефтяным оторочкам или периферийным частям залежей.

В 2012 г. Распоряжение Правительства № 700-р ввело и ряд количественных критериев отнесения к ТРИЗ, которые после творческой переработки стали основой для критериев, описанных в ст. 342.2 Налогового кодекса РФ: от трех предложенных вариантов проницаемости в измененном виде сохранился один (2 мД), а категория сверхвязкой нефти (вязкость в пластовых условиях более 10000 сП) вошла в группу нефей с вязкостью более 200 сП.

Последним на сегодняшний день нормативно-правовым актом, уточняющим границы государственного понимания трудноизвлекаемых запасов, является Постановление Правительства № 1499, содержащее перечень видов трудноизвлекаемых запасов полезных ископаемых, для которых может быть получена лицензия нового типа: лицензия на разработку технологий геологического

изучения, разведки и добычи. В 2022 г. перечень был дополнен ачимовскими отложениями с показателем проницаемости не более 2 мД.

В зависимости от конкретного вида ТРИЗ механизмы государственного стимулирования их разработки различаются. Различны и цели стимулирования. Так, например, для низкопроницаемых коллекторов предусмотрена льгота по уплате налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ). Данный механизм нацелен на создание основы для инвестиций недропользователя в освоение ТРИЗ, а также повышение эффективности существующих технологий добычи. Для части низкопроницаемых объектов: баженовских, абалакских, хадумских и доманиковых отложений (а с недавнего времени и ачимовских отложений) также предусмотрена льгота по НДПИ.

Таким образом, государственная поддержка добычи трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченной преимущественно к терригенным коллекторам, существует. Вместе с тем, назвать ее целиком адекватной текущим геологическим и технологическим вызовам, которые стоят перед недропользователем, решившим начать освоение ТРИЗ, не приходится.

Это замечание представляется очень важным, так как ни ТРИЗ газа, ни ТРИЗ, приуроченные к карбонатным коллекторам, как отдельные самостоятельные категории в НПБ не рассматриваются, что, на взгляд авторов настоящей статьи, не совсем корректно. Так, например, сравнивая терригенные и карбонатные коллекторы, можно увидеть больше различий в их характеристических особенностях, нежели сходств.

Строение карбонатных коллекторов, обычно, значительно сложнее терригенных: помимо порового пространства в карбонатных породах часто встречаются каверны, возникающие в результате природных воздействий, вертикальные макро- и микротрешины. Сложный характер пустотного пространства вкупе с химической активностью основных пород, слагающих карбонатные коллекторы (кальцит, магнезит, доломит), которая является причиной возникновения вторичных процессов и неоднородного изменения фильтрационно-емкостных свойств пласта по площади, приводят к появлению зон с аномально высоким пластовым давлением и зон с высокими фильтрационными сопротивлениями. Кроме того, помимо высокой степени неоднородности по пористости и проницаемости, вязкость нефти, приуроченных к карбонатным породам, как правило, выше по сравнению с нефтями терригенных коллекторов. Дополнительным осложняющим фактором при разработке карбонатных коллекторов могут стать и значительные глубины залегания продуктивных горизонтов, поскольку, в отличие от терригенных, карбонатные породы способны проявлять коллекторские свойства как на предельных глубинах осадочного чехла, так и в фундаменте. Карбонатные коллекторы, удовлетворяющие критерию значения средневзвешенной проницаемости матрицы – менее 2 мД, могут выпадать из поля зрения как органов государственной власти, так и недропользователей, поскольку развитая вторичная пустотность (а именно, хорошо проницаемая трещиноватость и кавернозность) может являться причиной высоких запускных

дебитов скважин, нехарактерных для матричной среды и связанных с высокопроницаемой вторичной средой. Нетипичное поведение подобной системы ставит под сомнение возможность классификации запасов в качестве ТРИЗ в рамках существующей НПБ.

В конечно итоге, несмотря на принятую в Государственной комиссии по запасам полезных ископаемых на текущий момент классификацию ТРИЗ по группам:

- 1) высоковязкие нефти (более 200 сПз);
- 2) низкопроницаемые коллекторы (менее 2 мД);
- 3) подгазовая зона и нефтяные оторочки;
- 4) истощенные запасы;
- 5) нетрадиционные коллекторы;
- 6) месторождения с удаленной инфраструктурой,

карбонатные коллекторы из этой схемы выпадают, на взгляд авторов, совершенно незаслуженно, что делает задачу разработки методики обоснования ТРИЗ для карбонатных коллекторов крайне актуальной.

В настоящей работе на примере месторождений нефти с карбонатным коллектором палеозойских отложений рассматриваются и обсуждаются предлагаемые авторами методические основы обоснования ТРИЗ карбонатных коллекторов.

Геологические особенности палеозойских отложений Западной Сибири в свете ТРИЗ

Палеозойские отложения Западно-Сибирской плиты являются одним из наименее изученных объектов.

Связано это, в первую очередь, с высоким потенциалом осадочного чехла провинции и, соответственно, повышенным вниманием именно к этому объекту. В связи с истощением легких запасов углеводородов в настоящее время все выше проявляется интерес к новым, слабоизученным объектам, в том числе трудноизвлекаемым запасам.

Ранее не относящийся к нефтегазоперспективным доюрский комплекс (по причине причисления его частью научного геологического сообщества к структуре фундамента молодой плиты), благодаря открытым, в основном случайно, нефтегазоносным месторождениям в его отложениях, на текущий момент представляет интерес для нефтяных компаний, наметивших цели и задачи по изучению, разведке и разработке ресурсного потенциала доюрского комплекса Западно-Сибирской плиты.

В отличие от хорошо изученного и понятного для разработки мезозойского комплекса, палеозойский (промежуточный между кристаллическим фундаментом и осадочным чехлом этап) является специфичным, неоднозначным, требующим значительных финансовых и человеческих ресурсов, и в отличие от осадочного, в большей степени, терригенного чехла, сложен карбонатными породами, характеризующимися сложной структурой пустотного пространства.

В свою очередь, карбонатные коллекторы Западно-Сибирского бассейна осложнены, в силу своей приуроченности к промежуточной структуре, претерпевшей герцинскую складчатость и раннетриасовый рифтогенез, плотной сетью тектонических нарушений, макро- и микротрецин, вторичными преобразованиями

(доломитизация, кальцитизация, выщелачивание и пр.), как улучшающими коллекторские свойства, так и ухудшающими (вплоть до абсолютной несообщаемости пустотного пространства).

Важно отметить, что специфичная геология палеозоя региона затрудняет в технологическом смысле и, зачастую, делает нерентабельным эксплуатационное и разведочное бурение. Так, нередкими являются прихваты, обвалы стенок скважин, поглощение бурового раствора, высокая обводненность, непредсказуемость (на сегодняшний момент) в получении промышленного притока углеводородного сырья, когда через 500 м от высокодебитной скважины появляются скважины с результатами испытания «сухо».

Изучение объекта, поиск и разведка «тормозятся» ввиду вышеуказанной специфики, требующей дорогостоящих технологий и индивидуального подхода. Качественный отбор керна из таких сложных, рассыпающихся коллекторов возможен специальными керноприемниками, обеспечивающими сохранность образцов в целом и фильтрационно-емкостных и физических свойств. Необходимы качественные лабораторные исследования отобранных образцов и тщательный их анализ. Также особенности данных отложений существенно повышают требования к проводимому в скважинах комплексу геофизических исследований (ГИС) как на качественном уровне, так и на количественном. Так, радиоактивность палеозойских карбонатов, зачастую, связана не с их глинизацией, а с повышенным содержанием урана, привнесенного метеорными водами в процессе седиментации.

Подобные нюансы «отлавливает» спектрометрический гамма-каротаж, записанный и обработанный согласно соответствующим регламентам. Для того чтобы иметь возможность оценить трещинную составляющую, что является крайне важной задачей при подсчете запасов и дальнейшей их разработке, необходимо проводить исследования, подобные FMI (Schlumberger), либо КАРСАР (российский аналог). Огромную роль в изучении и картировании перспективных объектов, особенно ввиду сложностей при бурении скважин, играет 3D-сейсморазведка. Устаревшая съемка 2D-профилями располагает нежелательно высокой погрешностью и даже ошибочностью в структурно-тектоническом строении пластов.

Эти и другие важные аспекты делают особенно актуальным вопрос об отнесении запасов углеводородного сырья доюрского комплекса Западной Сибири к категории трудноизвлекаемых.

Помимо сложного геологического строения и трудностей изучения палеозойского фундамента в процессе разработки продуктивного пласта на ряде месторождений отмечаются нехарактерные для низкопроницаемой матричной среды высокие запускные дебиты скважин с последующим быстрым их падением. Однако сочетание этих особенностей вызывает противоречие при отнесении запасов к ТРИЗ: средняя матричная проницаемость, составляющая менее 2 мД, однозначно причисляет запасы пласта к ТРИЗ, однако, высокие запускные дебиты ставят под сомнение такое решение. Описанная проблема наглядно проявилась при изучении и оперативном подсчете

запасов месторождения А, поисковая скважина которого вскрыла отложения палеозоя.

Опыт обоснования запасов месторождения А. палеозойского фундамента в качестве ТРИЗ

Месторождение А., административно расположеннное на территории Парабельского района Томской области (в тектоническом отношении – в центральной части Нюрольского погруженного блока Межовского срединного массива), промышленная нефтегазоносность которого связана с карбонатными отложениями палеозоя (пласт М1), является ярким примером описанного выше противоречия.

Локальное поднятие Б., приуроченное к месторождению А., откартировано в 2015 г., по данным обработки и интерпретации сейсмической съемки, как перспективное. Продуктивность палеозойских отложений рассматриваемой структуры подтвердилась бурением в 2021 г. поисково-оценочной скважиной № 1, в которой в результате проведенных испытаний получен промышленный приток нефти. Залежь массивная, приурочена к эрозионно-тектоническому выступу, осложненному тектоническими нарушениями, в основном, субширотного направления.

В литологическом отношении отложения пласта М1 в районе залежи представлены плотными доломитами и известняками, осложненными вторичными процессами (доломитизация, перекристаллизация, выщелачивание, пиритизация и пр.) и разнонаправленными трещинами (как открытыми, так и залеченными).

Исследования кернового материала, равномерно отобранного по площади и по разрезу из пласта М1 месторождения А., достаточны для построения зависимости проницаемости от пористости (приказ

№ 218). Согласно полученной зависимости (рис. 1), пласт является низкопроницаемым (1,6 мД), порядка 84% образцов имеют проницаемость до 2 мД.

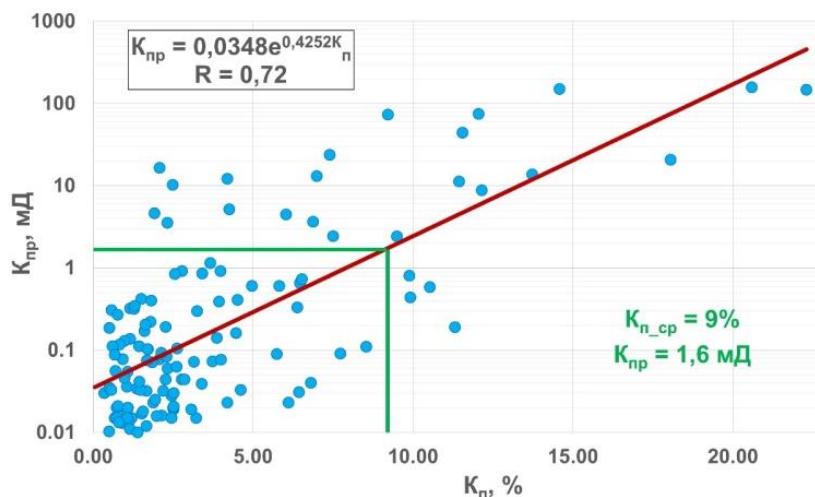


Рис. 1. Зависимость коэффициента проницаемости от пористости (пласт М1, месторождение А.)

В период освоения скважины и ее работы на фонтанном режиме был получен приток нефти 217 м³/сут, что нехарактерно для матричной среды с проницаемостью в 2 мД, и поставило под сомнение возможность отнесения запасов к ТРИЗ. Дальнейшая пробная эксплуатация скважины в механизированном режиме, однако, показала, что в течение полугода начальный дебит скважины в 217 м³/сут упал до 20 м³/сут (33 м³/сут в месяц, что характеризуется как высокий темп падения).

Сопоставительный анализ данных ГИС, промыслового-геофизических исследований (ПГИ), бурения и кернового материала (рис. 2) показал наличие и работу трещиноватой среды: на интервал отсутствия выноса керна приходится наибольший приток, а на кровлю этого интервала приходится поглощение при бурении. Согласно описанию керна отмечается

наличие кавернозности и открытой трещиноватости.

Анализ проведенных гидродинамических исследований методами КВД (кривой восстановления давления) и КСД (кривой стабилизации давления) на карбонатном объекте палеозоя (пласт М1) скважины № 1 локального поднятия Б. показал существование двух сред с разными проницаемостями: величина 440 мД, оцененная по КВД, характеризует трещинную составляющую, а значение 0,3 мД, полученное по данным обработки длительной КСД, характеризует матричную составляющую. Грубая оценка доли запасов во вторичной среде, полученная при обработке и интерпретации КСД по модели двух сред с разными фильтрационно-емкостными свойствами, составила 0,03, т. е. 3% запасов содержится во вторичной среде, в то время как 97% приурочено к матрице.

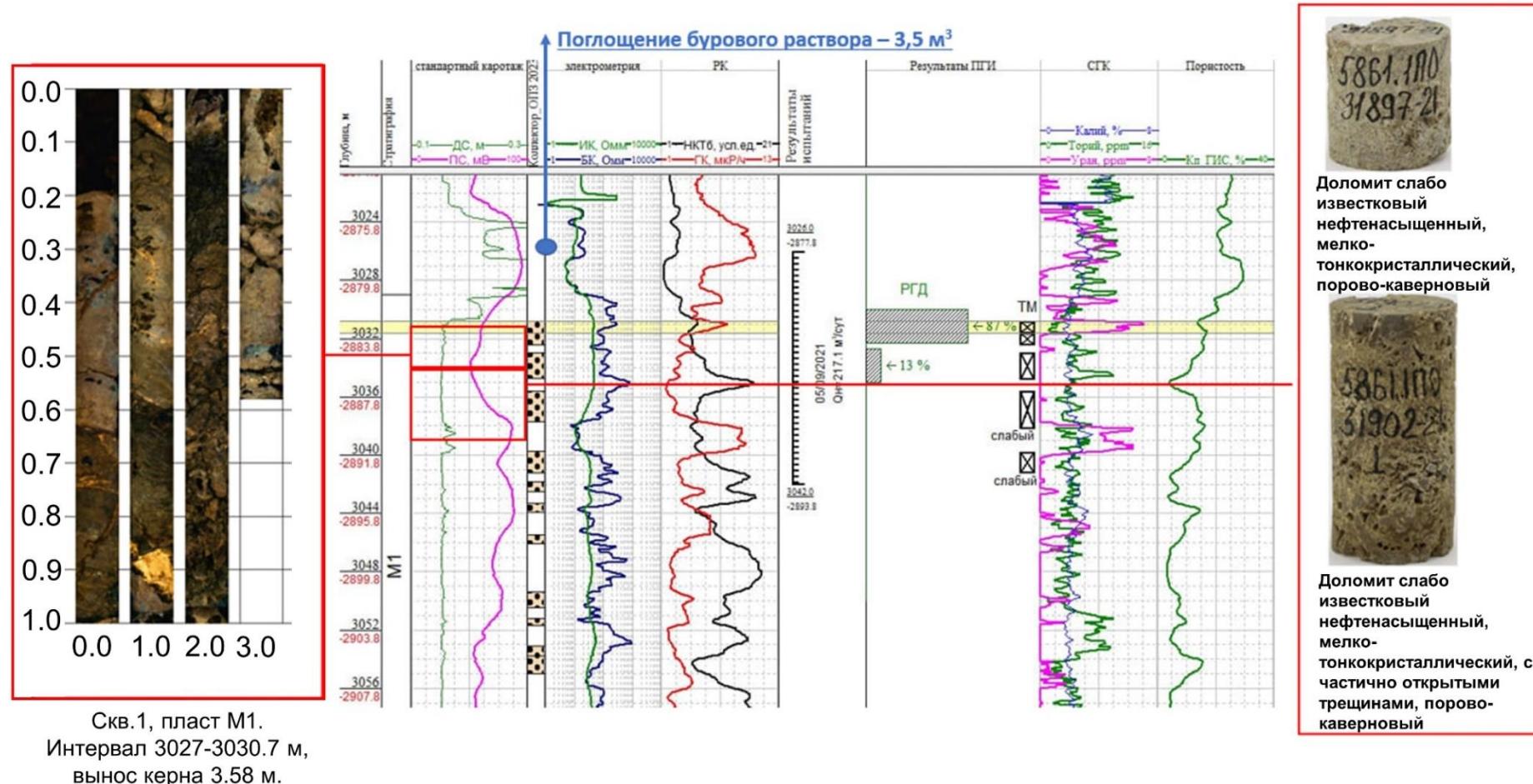


Рис. 2. Планшет скв. № 1

Высокий начальный запускной дебит обусловлен существованием высоко-проницаемой вторичной среды, а значительное его падение в период пробной эксплуатации скважины обусловлено небольшими запасами, приходящимися на эту среду. Следовательно, скважина № 1 вырабатывает матричные запасы в условиях работы вторичной среды в качестве проводника флюида из первичной среды (вторичная среда также хранит запасы, но они быстро вырабатываются на начальном этапе). Ограниченност запасов во вторичной среде и фактические темпы падения дебита являются признаками для обоснования запасов месторождения в качестве ТРИЗ.

Методические основы обоснования ТРИЗ карбонатного коллектора

Таким образом, для карбонатного, трещиноватого коллектора высоко-проницаемая вторичная среда обуславливает высокие запускные дебиты скважины, но в случае небольших запасов, к ней приуроченных, скважина не способна

работать долго с хорошим дебитом (при работе в циклическом режиме, когда за время остановки скважины запасы в трещинно-каверновой среде восполняются за счет матричной подпитки, скважина запускается в работу снова с высоким дебитом). В конечном итоге, дебит скважинной продукции довольно быстро снижается до характерных для низкопроницаемой матрицы значений. Окупаемость такого месторождения будет зависеть от содержащихся во вторичной среде запасов, которые часто неравномерно распределены в объеме всего месторождения, когда пласт в отдельных участках залежи характеризуется высокой интенсивностью трещиноватости и развитой кавернозностью, и вскрывающие его скважины работают стablyно с хорошими дебитами, а в ряде других участков залежи скважины вскрывают низкопроницаемую матрицу и работают с невысокими дебитами, не окупаемыми даже затраты на их строительство (рис. 3).

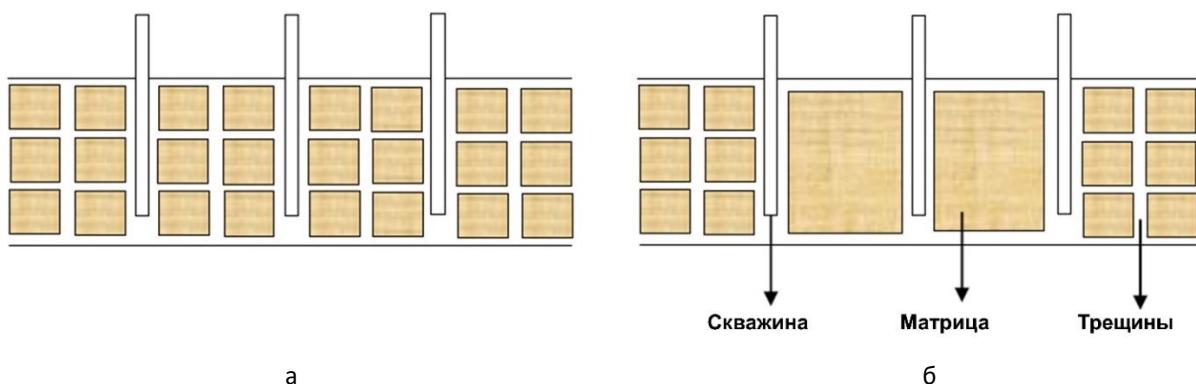


Рис. 3. Концептуальное представление коллектора:
а – равномерно развитая трещиноватость; б – неравномерно развитая трещиноватость

Так, на рис. 4 приведен пример карбонатной платформы, для которой характерна интенсивная

трещиноватость в районе склоновой части и незначительная трещиноватость в центральной части платформы.

Данные о поглощениях бурового раствора подтверждают это представление – наибольшие поглощения приходятся на интенсивно трещиноватые зоны

с высокими фильтрационными свойствами, в этой части находятся и самые продуктивные скважины [1].

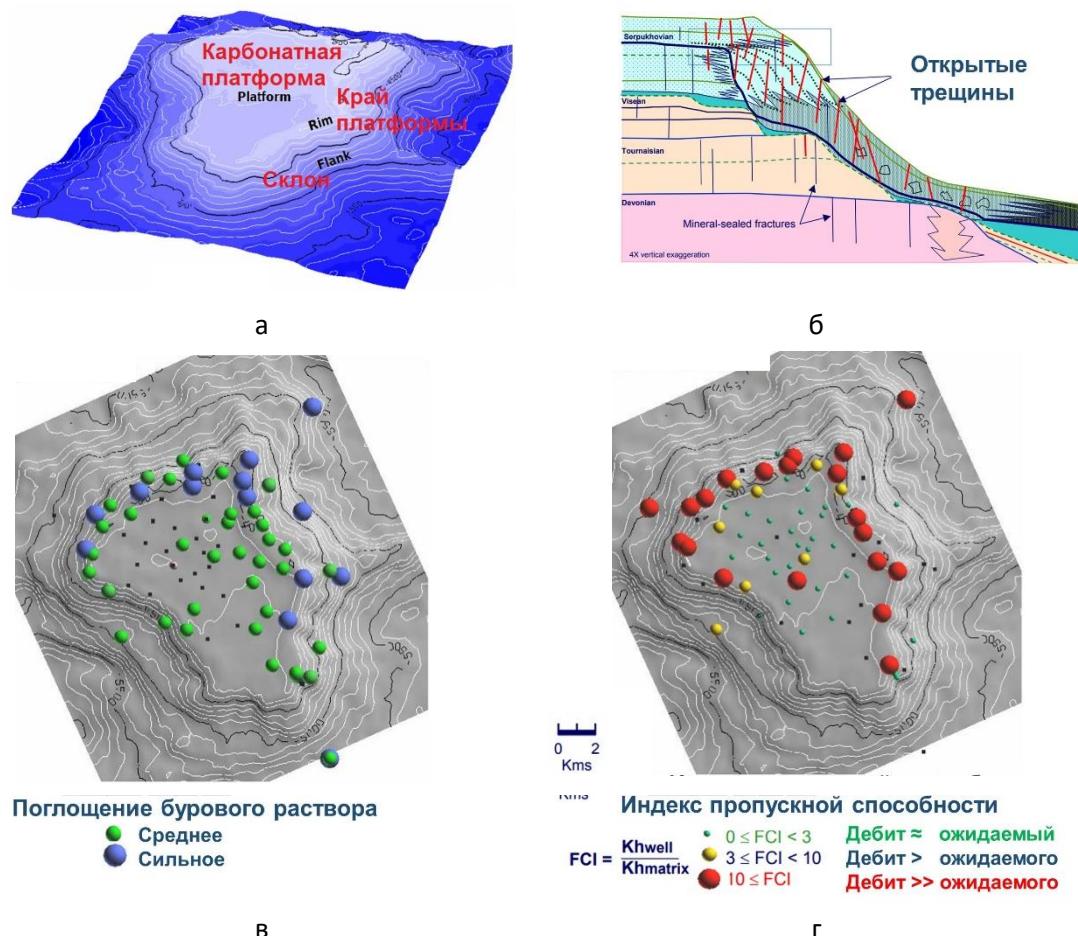


Рис. 4. Пример карбонатного месторождения с неравномерно развитой трещиноватостью [2]:
а – обзорная карта района исследования; б – фрагмент геологического разреза;
в – карта поглощений бурового раствора; г – карта индексов пропускной способности

Следовательно, в качестве критерия обоснования ТРИЗ для карбонатного коллектора следовало бы рассматривать удельные запасы скважины, приходящиеся на вторичную среду, и возможность окупаемости ими скважины.

Показатель доли запасов может быть оценен разными методами: от лабораторных исследований на керне (компьютерная томография, например), геофизических методов (ГИС) специального

комплекса (по нему дается оценка коэффициента пористости вторичной среды) до методов гидродинамических исследований скважин (ГДИС) на нестационарных режимах. Основным недостатком керновых исследований при изучении вторичной среды является непредставительность сложной пластовой системы карбонатного коллектора в рамках отдельного, маленького образца керна, извлекаемого из скважины.

Керновый образец хорошо характеризует матричную среду и каверны небольшого размера, в то время как в области крупных трещин и каверн вынос керна отсутствует и их учет невозможен. В связи с этим ограничением метода в методологии обоснования запасов в качестве ТРИЗ, за лабораторными исследованиями керна должна остаться роль обоснования запасов матричной среды – как правило, составляющих большую часть, в качестве ТРИЗ по критерию проницаемости.

К недостаткам метода специального комплекса ГИС по оценке коэффициента пористости вторичной среды относится малый радиус исследования (сантиметры) и сильная зависимость в результативности метода от качества ствола скважины, нередко подверженного вывалам и разрушению из-за образования трещиноватости пород при бурении (проблема усиливается в естественно трещиноватых интервалах).

Гидродинамические исследования скважин характеризуют всю систему в целом и в условиях ее реальной работы, поэтому предлагается оценивать долю запасов во вторичной среде именно этим методом, но по обоснованной технологии и с соблюдением требований к характеристикам измерительных приборов (точность и разрешающая способность манометров, частота записи данных и др.). Так, для продуктивных трещиноватых горизонтов с высокой интенсивностью трещиноватости, т. е. с маленьким размером блока матрицы, обоснованной

технологией является редко применяемое в отечественной практике исследование системы скважина–пласт на нестационарных режимах путем регистрации кривой восстановления давления с отсечением трубного и затрубного пространства, позволяющего минимизировать так называемое искажающее влияние ствола скважины для обнаружения полезных диагностических признаков, по которым возможно выполнить оценку запасов, приходящихся на вторичную среду [2].

Ключевым недостатком метода гидродинамических исследований является вариативность получаемого решения и сильная зависимость от ошибок во входных параметрах, откуда и возникает необходимость применения обоснованной технологии и высокие требования к измерительному оборудованию, как для измерения давления, так и дебита. Пример вариативности получаемого решения приведен на рисунках 5 и 6. В карбонатном трещиноватом коллекторе Г. в фонтанирующей скважине с отсеченным затрубным пространством произведено закрытие скважины после ее отработки на три дня с регистрацией КВД. По проявленным диагностическим признакам и априорной информации было рассмотрено два варианта интерпретации:

- 1) двойная пористость, бесконечный пласт;
- 2) однопоровый коллектор с влиянием трещиноватости и разломов, выявленных вблизи скважины по сейсмическим данным.

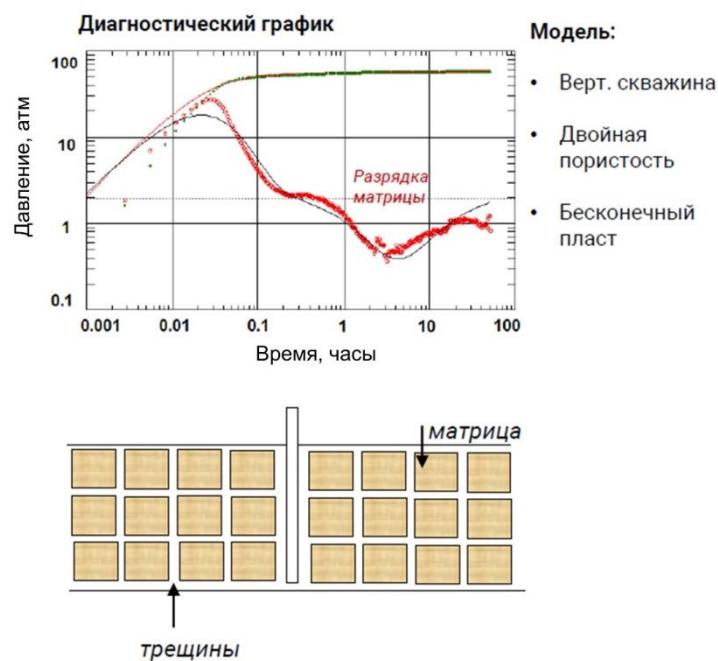


Рис. 5. Модель пластовой фильтрационной системы «Двойная пористость, бесконечный пласт»: концептуальное представление и сопоставление модельных и фактических данных

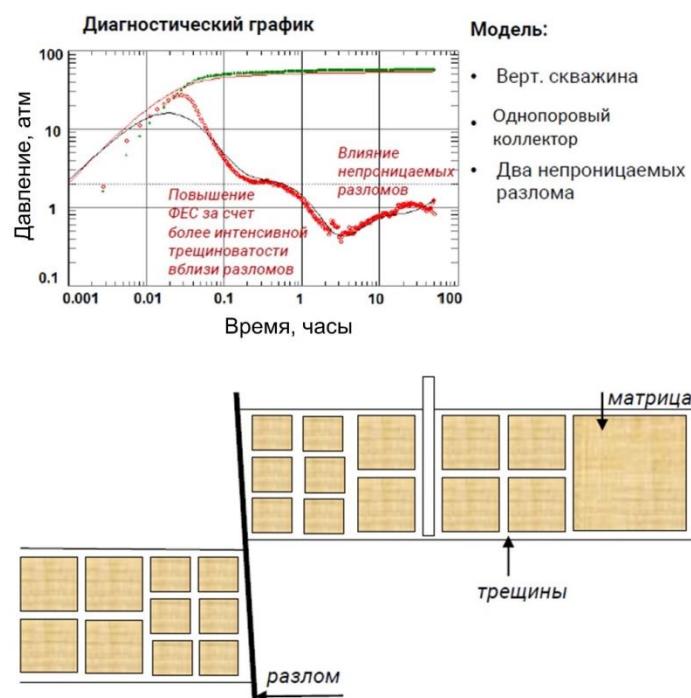


Рис. 6. Модель пластовой фильтрационной системы «Однопоровый коллектор с влиянием трещиноватости и разломов»: концептуальное представление и сопоставление модельных и фактических данных

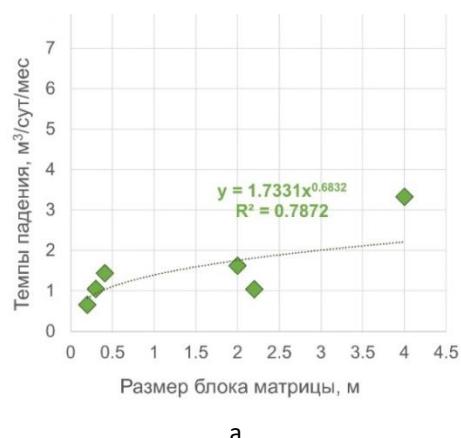
Для обоих вариантов наблюдается хорошая сходимость фактических и модельных данных, однако, в качестве финального варианта была выбрана последняя модель в силу учета априорной информации о разломах, а также статистических данных с других скважин месторождения, исследованных пластоиспытателем (технология, позволяющая минимизировать искажающее влияние процессов в стволе скважины), согласно которым эффект разрядки матрицы происходит гораздо раньше (в первые минуты исследования).

Характерный для любого из методов оценки доли вторичной пустотности недостаток, связанный с образованием техногенных трещин на этапе первичного вскрытия, приводит к завышенной оценке доли вторичной пустотности, так как при оценке объемов приходится учитывать и техногенную трещиноватость наряду с естественной. Но даже, если такая оценка запасов во вторичной среде не позволяет окупить затраты на строительство скважины, то запасы залежи должны определяться как трудноизвлекаемые.

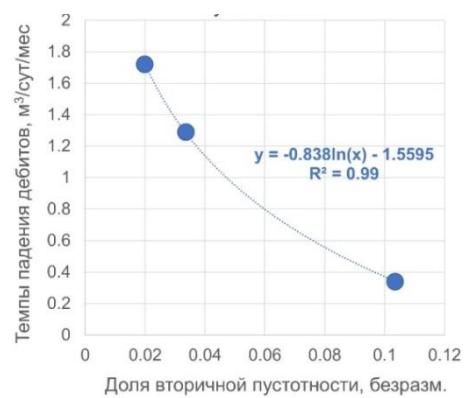
Для новых месторождений на геологоразведочном этапе в условиях

невозмущенного пласта проведение целевых гидродинамических исследований не вызывает проблем (для технологии с закрытием на забое это, например, технология применения комплекта испытательных инструментов (КИИ), освоение скважины с МГДИ-54 и пр.) в отличие от случая уже разрабатываемого месторождения с отсутствием необходимых исследований и сложности их организации в условиях двухфазного или трехфазного потока, сниженного пластового давления. Методология обоснования запасов карбонатного коллектора в качестве ТРИЗ должна быть прописана и для разведочного этапа на базе оценки запасов во вторичной среде, и для периода эксплуатации месторождения, но с опорой на иной, довольно доступный для изучения показатель.

Статистический анализ показывает связь между запасами флюида во вторичной среде и темпами падения дебитов скважин – чем больше запасов во вторичной среде (рис. 7), тем длительнее во времени работает скважина с высокими дебитами, нехарактерными для матричной среды.



а



б

Рис. 7. Зависимости темпов падения дебита от параметров вторичной среды для карбонатного аналога месторождения В. (палеозойский горизонт):
а – от размера блока матрицы; б – от доли вторичной пустотности

Показатель темпа падения дебитов скважин для уже введенных в работу залежей с накопленной

историей представляет богатый статистический материал для анализа (рис. 8).

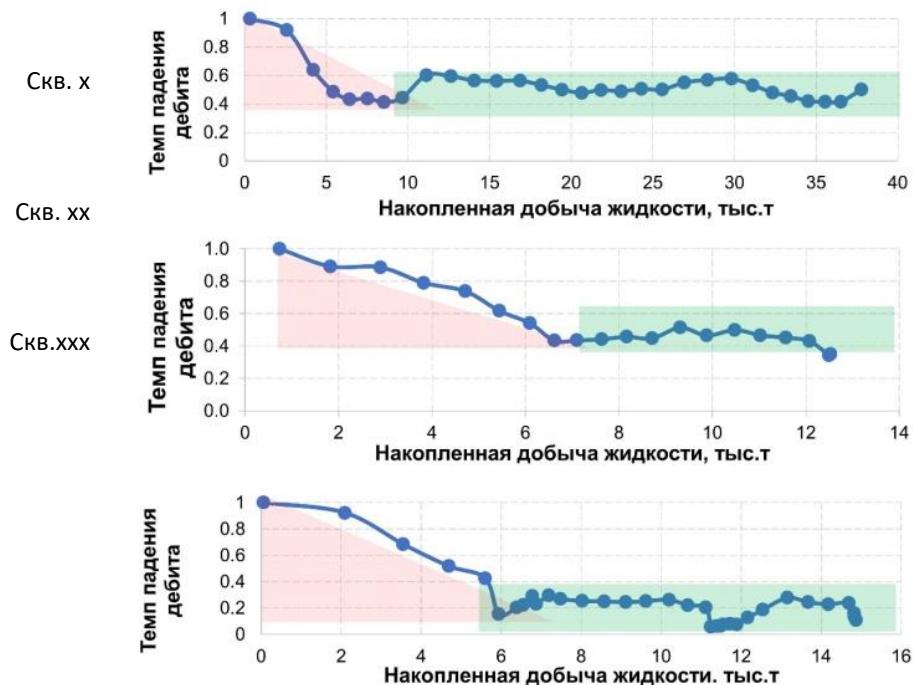


Рис. 8. Характерное поведение скважин карбонатного месторождения В. (палеозойский горизонт)

При этом возникают два методических вопроса, над решениями которых необходимо работать, – это длительность периода работы скважины, достаточного для уверенного понимания темпа падения, и сама его величина, которая позволяла бы причислять запасы в коллекторе к ТРИЗ. Последний вопрос необходимо решать в комплексе с экономической оценкой окупаемости работы скважины – если удельные запасы, приходящиеся на скважину, невозможно рентабельно вырабатывать при использовании текущего комплекса технологий разработки месторождения, то запасы такого коллектора месторождения необходимо относить к ТРИЗ.

Следовательно, методические основы обоснования запасов карбонатного

коллектора, предлагаемые авторами, базируются на следующих принципах:

1. Обоснование запасов матричной среды в качестве ТРИЗ в соответствии с критерием значения средней проницаемости матрицы, определенной по данным лабораторных исследований керна, – менее 2 мД.

2. Для новых, вводимых в разработку месторождений, где нет возможности оценить фактическую работу скважин:

а) изучение роли вторичной среды рассматриваемого месторождения с оценкой доли запасов, приходящихся на нее, по данным специальных исследований ГДИС на нестационарных режимах с отсечением трубного и затрубного пространств;

б) прогнозирование характера работы скважин, а именно величин темпов падения дебитов, связанных с выработкой вторичной среды;

в) расчет окупаемости бурения скважин и разработки месторождения, исходя из прогнозных темпов падения дебитов скважин.

3. Для уже разрабатываемых месторождений:

а) статистический анализ фактических величин темпов падения скважин и обоснование связи падения дебитов с выработкой ограниченных запасов во вторичной среде;

б) расчет окупаемости бурения и разработки месторождения, исходя из фактических темпов падения дебитов скважин.

Таким образом, методика обоснования ТРИЗ для запасов карбонатного коллектора, как сложно построенной, быстро меняющейся во времени системы с несколькими компонентами, должна базироваться не только на статических показателях единой среды – таких, как

проницаемость или вязкость, но детально рассматривать компоненты системы, характер их взаимодействия и поведение в динамике, что также определяет изменения в традиционном комплексе исследований скважин, особенно на этапе разработки, как с точки зрения состава исследования, так и требований к их технологии.

Выводы

Обоснование запасов карбонатного коллектора в качестве трудноизвлекаемых запасов должно базироваться на изучении матричной среды с доказательством ее низкой проницаемости (менее 2 мД) и одновременным изучением влияния вторичной среды: при незначительных запасах, в ней содержащихся, повышенные значения запускных дебитов скважин, ставящих под сомнение необходимость характеризовать запасы как ТРИЗ, не позволяют рентабельно разрабатывать месторождение, и поэтому дают основание относить запасы такого карбонатного коллектора к трудноизвлекаемым.

Литература

1. Narr W., Tankersly T., King G. et al. Reservoir modeling to characterize dual porosity, Tengiz Field, Republic of Kazakhstan // Frontiers of Unconventional Thinking: Abstracts of the AAPG International Convention and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada, 12–15 September 2010. https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/abstracts/pdf/2010/intl/abstracts/ndx_narr.pdf.html (Дата обращения 05.07.2023).
2. Федоров А.И., Набиуллин Р.М., Федоров В.Н. и др. Определение типа фильтрационной пластовой системы месторождения им. Р. Требса методами гидродинамических исследований скважин // Нефтяное хозяйство. 2016. № 5. С. 60–63.

Methodological framework for tight reserve provevement for a carbonate reservoir

V.A. Lushpeev¹, A.N. Sokolov¹, O.A. Galtseva², E.M. Salimgareeva^{2*}

1 – St. Petersburg University, St. Petersburg, Russia

2 – Ufa Scientific and Technical Center LLC, Ufa, Russia

E-mail: *salimgareevaem@ufntc.ru

Abstract. Currently, there is a gap between standard national classification of tight reserves and existence of naturally fractured cavernous carbonate reservoirs with low permeable matrix (less than 2 mD), but rather high and not typical initial fluid rate. However, according to development practice for such reservoirs, high rates tend to rapidly decrease to typical for matrix low values because of the small volume of the reserves of fractures and vuggs. This article discusses the methodological framework developed by the authors for tight reserve provevement for a carbonate reservoir based on the estimation of the reserves of fractures and vuggs and the well decline rate.

Keywords: tight reserves, carbonate reservoir, naturally fractured reservoirs, reservoir with low permeability, well tests, tight reserve provevement for carbonate reservoir, reserves in fractures and vuggs, reserve estimation methods in fractures and vuggs.

Citation: *Lushpeev V.A., Sokolov A.N., Galtseva O.A., Salimgareeva E.M. Methodological framework for tight reserve provevement for a carbonate reservoir // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 201–215. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art14> (In Russ.).*

References

1. *Narr W., Tankersly T., King G. et al. Reservoir modeling to characterize dual porosity, Tengiz Field, Republic of Kazakhstan // Frontiers of Unconventional Thinking: Abstracts of the AAPG International Convention and Exhibition, Calgary, Alberta, Canada, 12–15 September 2010. https://www.searchanddiscovery.com/pdfz/abstracts/pdf/2010/intl/abstracts/ndx_narr.pdf.html (Accessed on 05.07.2023).*
2. *Fedorov A.I., Nabiullin R.M., Fedorov V.N. et al. Determination of reservoir filtration system model of R. Trebs field using dynamic well tests // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2016. No. 5. P. 60–63. (In Russ.).*

Особенности программы исследований морских месторождений на примере Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения проекта «Сахалин-2»

А.В. Марченко*, А.В. Моисеенков, А.М. Парфенов, А.В. Хабаров
ООО «Сахалинская Энергия», г. Южно-Сахалинск, Россия
E-mail: *Alexey.Marchenko@sakhalin2.ru

Аннотация. Данная работа посвящена описанию особенностей программы исследований морских месторождений в разрезе сопоставления с месторождением-аналогом на суше. Результаты работы основаны на опыте реализации системы контроля за разработкой месторождения и проведения программы геолого-технических мероприятий, применяемой на Пильтун-Астохском нефтегазоконденсатном месторождении проекта «Сахалин-2». В работе приводится общее описание системы контроля за разработкой и текущее представление о программе исследований и сбора данных Пильтун-Астохского месторождения. В дополнение описаны особенности планирования программы исследований и анализа состояния объектов, отмечена важность интегрированного анализа данных.

Ключевые слова: контроль за разработкой, морские месторождения углеводородов, программа исследований, проект «Сахалин-2».

Для цитирования: Марченко А.В., Моисеенков А.В., Парфенов А.М., Хабаров А.В. Особенности программы исследований морских месторождений на примере Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения проекта «Сахалин-2» // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 216–226. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art15>

Введение

Общество с ограниченной ответственностью «Сахалинская Энергия» (Общество) является оператором проекта «Сахалин-2» и ведет разработку Пильтун-Астохского и Лунского шельфовых месторождений. В задачи Общества входят разработка, добыча, подготовка к дальнейшей транспортировке и маркетинг нефти, газового конденсата и сжиженного природного газа.

В статье идет речь о Пильтун-Астохском нефтегазоконденсатном месторождении, разработка которого ведется в соответствии с утвержденным проектом, включающим в себя принципиальные решения по режиму эксплуатации пластов, расположению добывающих и нагнетатель-

ных скважин, ожидаемые коэффициенты извлечения углеводородов и т. д.

Пильтун-Астохское месторождение открыто в 1986 г., южная часть месторождения (Астохский участок) введена в эксплуатацию в 1999 г. с установкой морской стационарной платформы «Пильтун-Астохская-А» (ПА-А), северная часть месторождения (Пильтунский участок) введена в эксплуатацию в 2008 г. с установкой морской стационарной платформы «Пильтун-Астохская-Б» (ПА-Б). Данное месторождение относится к крупным по категории запасов и очень сложным по геологическому строению. На рис. 1 представлено схематическое описание месторождения, показано размещение морских платформ.

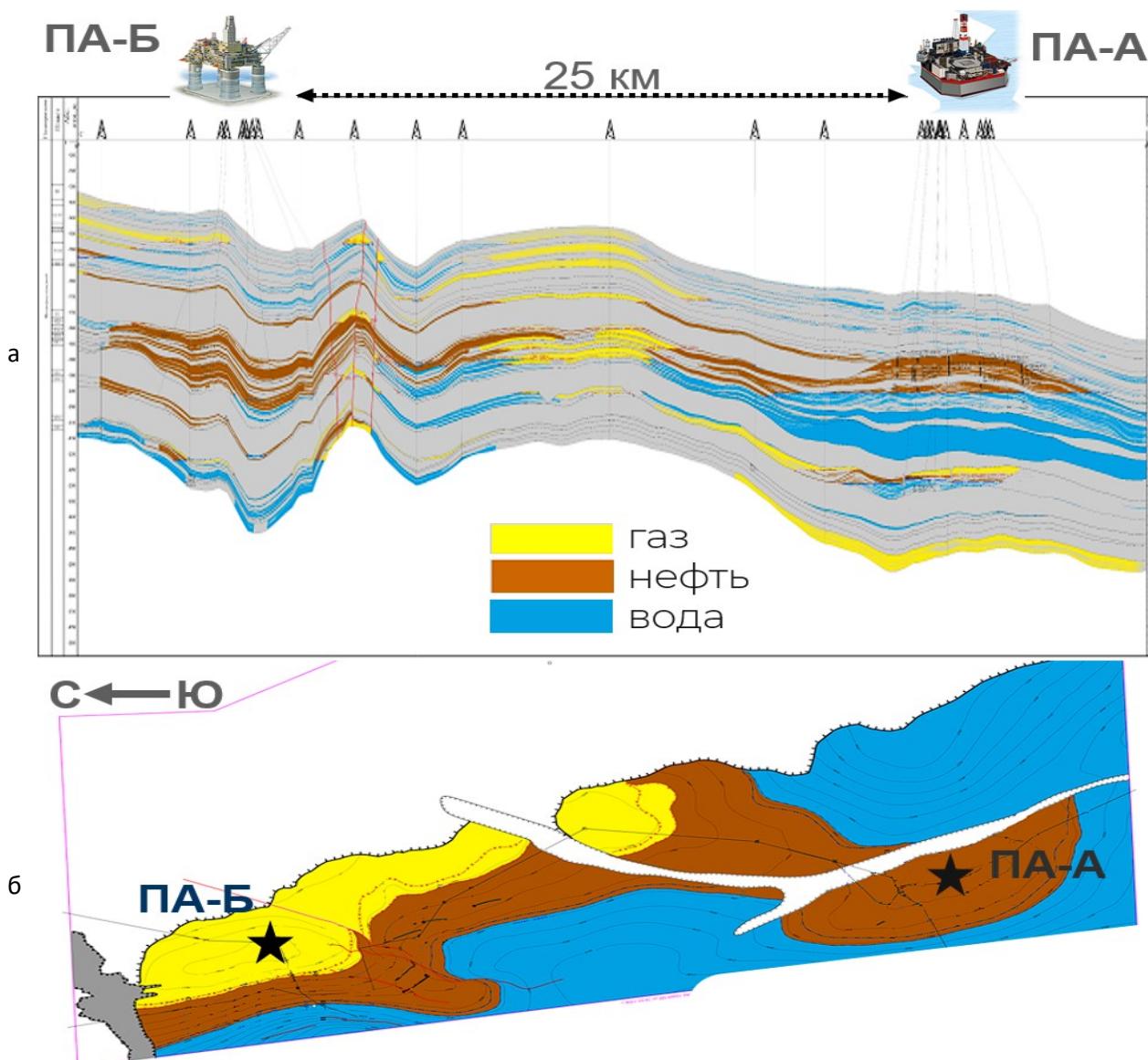


Рис. 1. Общая информация о Пильтун-Астохском месторождении:
а – геологический разрез; б – фрагмент структурной карты

Реализация системы разработки данного месторождения с морских платформ выявила следующие особенности по сравнению с его аналогом на суше:

- малая плотность сетки скважин, связанная с ограниченным количеством буровых окон на платформе;
- необходимость объединения залежей/пластов в более укрупненные эксплуатационные объекты (ЭО);

- высокие капитальные и операционные затраты на скважину;
- высокие требования к продуктивности скважин для обеспечения их рентабельности;
- ввиду требований по обеспечению рентабельности разработки ЭО использование сложных элементов конструкции и заканчивания скважин, которые увеличивают риски проведения внутрискважинных исследований;

- сложные геометрии и траектории скважин для обеспечения охвата дренирования большой площади с морской платформы;
- технические, временные или логистические ограничения по возможности проведения внутристкважинных работ. В частности, ограничения по одновременному выполнению внутристкважинных работ с работами по строительству скважин и ограничения по количеству персонала на морской платформе;
- высокие требования к обеспечению целостности скважины;
- взаимное влияние эксплуатации объектов разработки и платформ проекта «Сахалин-2», ввиду интегрированной производственной инфраструктуры;

Особенности реализации системы разработки непосредственно повлияли на программу исследований, поскольку она является подзадачей системы контроля за разработкой, которая, в свою очередь, происходит от общей задачи разработки месторождения. Необходимо отметить важность обеспечения эффективной программы исследований, так как ее результаты и полученная новая информация о состоянии объекта могут оказать воздействие на систему контроля за разработкой и, как следствие, – на план разработки месторождения.

Основная часть

Эффективность разработки месторождения и реализации проектных решений зависит от эффективности системы контроля за разработкой [1]. На Пильтун-Астохском месторождении внедрен структурированный комплексный подход по решению данной задачи с учетом специфики оффшорных

месторождений и бизнес-циклов Общества. Внедренная в Обществе методика согласована с лучшими отечественными [2] и международными практиками [3–7]. При этом предложенный подход в целом или его отдельные элементы могут быть адаптированы на предприятиях со схожими условиями.

Одной из базовых предпосылок системы контроля за разработкой является интегральное рассмотрение системы объектов «пласт – скважина – поверхностное оборудование». С одной стороны, оно требует кросс-дисциплинарного подхода, вовлеченности смежных дисциплин при решении задач, но при этом повышает эффективность системы контроля за разработкой в целом. Ключевыми процессами системы контроля за разработкой Пильтун-Астохского месторождения являются:

- 1) контроль целостности скважин,
- 2) анализ состояния объектов,
- 3) планирование и прогнозирование добычи и закачки,
- 4) проектирование и выполнение программы геолого-технических мероприятий (ГТМ),
- 5) выполнение комплекса промысловых исследований.

Данная система итеративна и предусматривает некоторую цикличность в течение года. При этом первый год является условно подготовительным, а в течение второго года происходит реализация программы ГТМ. В дополнение также существует более частая цикличность процессов на квартальном, месячном и дневном уровнях. В целом все указанные процессы взаимосвязаны, согласованы и дополняют друг друга, общая схема их взаимосвязи представлена на рис. 2.

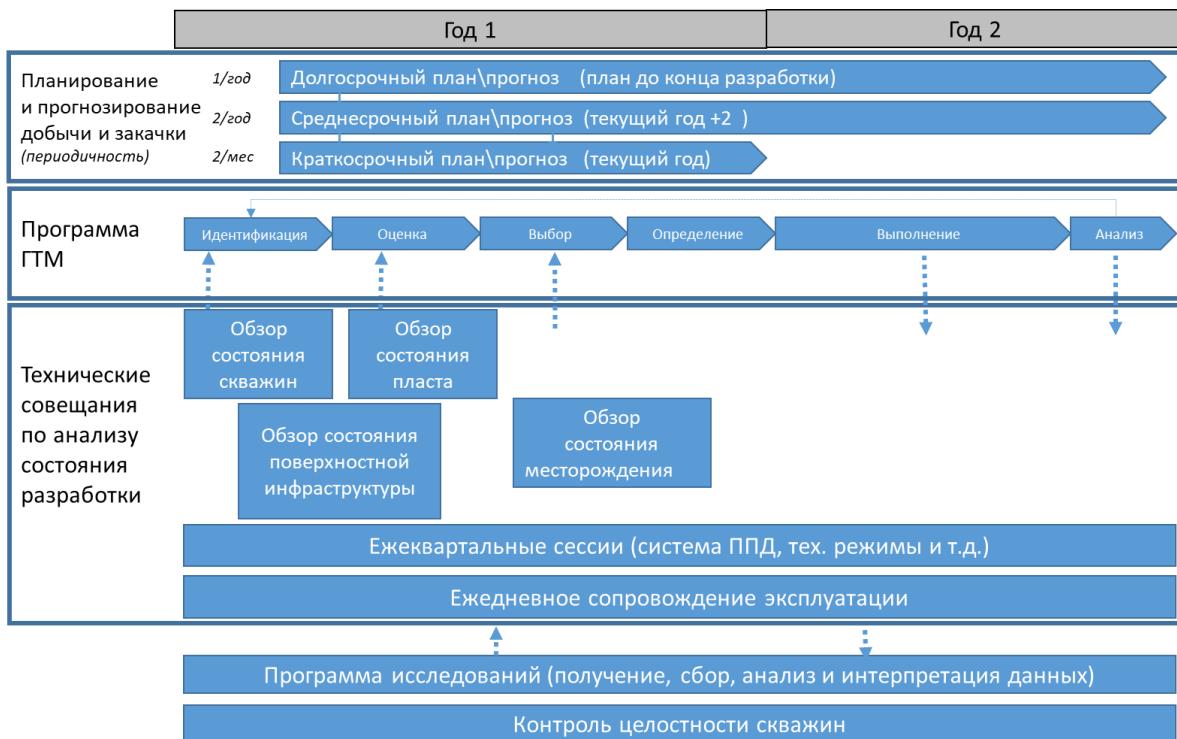


Рис. 2. Система контроля за разработкой Пильтун-Астохского месторождения

Программа исследований является ключевым звеном в системе контроля за разработкой, так как непосредственно влияет на принимаемые решения о дальнейшей оптимизации разработки месторождения. Цикл внедрения изменений по оптимизации начинается со сбора данных о состоянии элемента системы «пласт – скважина – поверхностное оборудование» и последующей

интерпретации. Посредством новых данных и цифровой модели формируется улучшенное понимание о состоянии объекта, которое в свою очередь используется для оценки эффективности принятых решений и их оптимизации. В зависимости от существующих задач или актуальных неопределенностей формируется новая программа исследований. Данный цикл схематически отображает рис. 3.

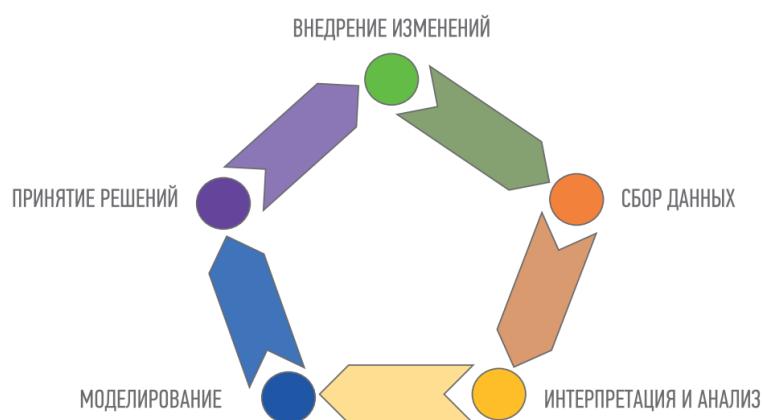


Рис. 3. Цикл программы исследований

Программа исследований Пильтун-Астохского месторождения условно может быть разделена на категории по уровню частоты сбора данных и отражает условный

уровень сбора информации: скважины, разреза и всего месторождения в целом. Данное разделение схематично отображено на рис. 4.

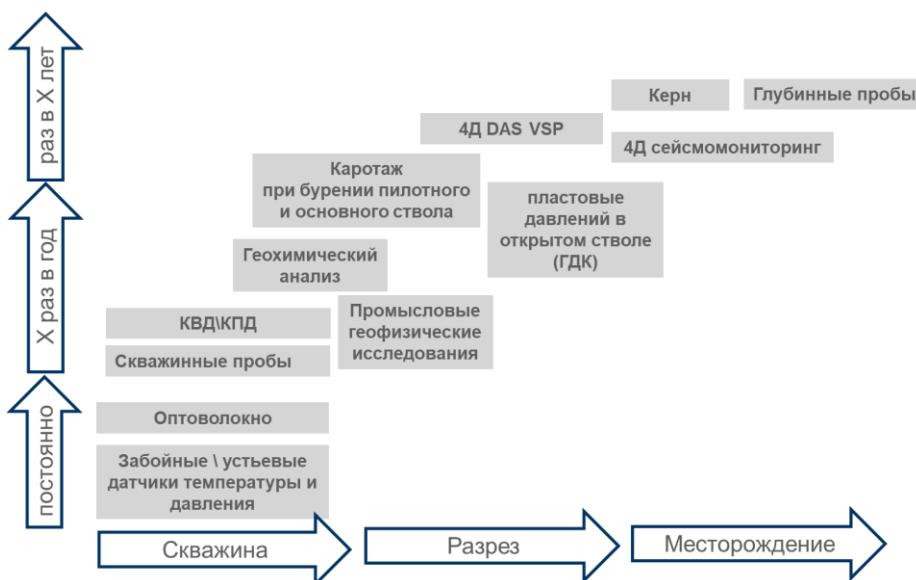


Рис. 4. Программа исследований Пильтун-Астохского месторождения

Уровень скважины включает данные постоянно работающих устьевых и забойных датчиков давления и температуры, а также показания оптоволоконной системы, позволяющей получить информацию о профиле температуры вдоль ствола скважины. С меньшей частотой (от нескольких раз в неделю до одного раза в несколько месяцев) предусмотрено получение информации о дебите, газовом факторе и обводненности из конкретной скважины замерами тестового сепаратора, отбором проб флюида для физико-химического анализа и гидродинамические исследования.

На уровне разреза месторождения предусмотрен комплекс геофизических исследований как в существующих скважинах, так и при бурении новых скважин. При этом программа бурения предусматривает замер пластовых давлений в открытом стволе (гидродинамический

каротаж – ГДК). Данный подход позволяет увеличить объем информации при существующих ограничениях в возможном объеме выполнения промысловых геофизических исследований с учетом одной буровой на платформе. В дополнение к исследованиям на уровне разреза месторождения условно относится геохимический анализ нефти, позволяющий определять профили притока в многопластовой скважине [8].

Для получения данных о состоянии всего месторождения проводятся 4D-сейсмомониторинг, а также отбор и анализ глубинных проб и керна. Для данных исследований характерна частота – один раз в несколько лет, что позволяет сформировать общее представление о строении залежи, фильтрационно-емкостных свойствах, флюиде, а также отследить динамические изменения по всей площади разработки.

Одной из особенностей программы исследований является необходимость интегрированного планирования и подготовки ресурсов, бюджета и логистики для обеспечения эффективного проведения работ. Данная особенность связана с наличием одной буровой на платформе (ограничением по одновременному бурению и проведению ГТМ), ограничением количества персонала на платформе, более высокой стоимостью работ относительно схожего объема работ на суше, большим вкладом отдельной скважины в общую добычу, климатическими и географическими условиями, а также взаимовлиянием эксплуатации объектов проекта. Для решения задачи интегрированного планирования процесс подготовки и выполнения программы исследований включает кросс-дисциплинарное и кросс-функциональное взаимодействие наряду с проектным подходом по реализации программы. Кроме того, процесс подготовки программы исследований в условиях описанных ограничений требует ранжирования элементов программы исследования согласно актуальным приоритетам системы контроля за разработкой. Так, например, в случае возникновения проблем с целостностью скважин приоритет будет отдан корректирующим работам по восстановлению

целостности, а не промысловым геофизическим исследованиям, уточняющим профиль насыщенности.

Технические ограничения реализуемых решений по разработке Пильтун-Астохского месторождения создают вопросы о рациональности проведения определенных исследований. В этом случае под рациональностью подразумевается, что ценность полученных данных в результате проведения исследования значительно выше потенциального ущерба от последнего. Например, для скважин со сложным закачиванием, сложной траекторией и (или) большим отходом от вертикали существуют операционные риски потери скважины при проведении промысловых геофизических исследований. Для решения дилеммы в процессе подготовки программы исследований применяется подход, предусматривающий оценку ценности полученной информации с помощью дерева решений. Суть метода предполагает анализ влияния новой информации на последующие решения и их практическую значимость. На рис. 5 представлено упрощенное дерево решений задачи по оценке ценности информации, потенциально полученной после отбора керна на одном из пластов Пильтун-Астохского месторождения.

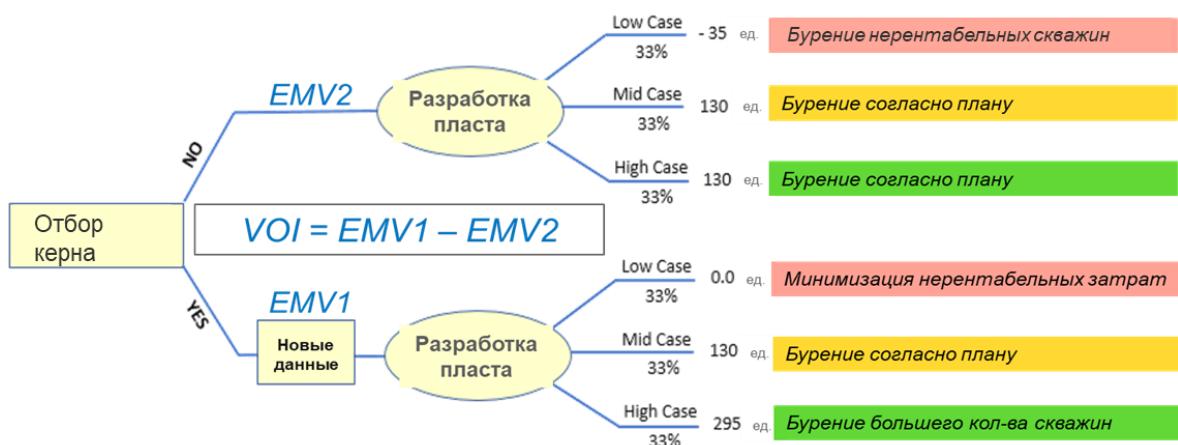


Рис. 5. Пример дерева решений по отбору керна

Дерево решений включает оценку того, как программа эксплуатационного бурения изменится с учетом новой информации, полученной при отборе и анализе керна. Расчеты на модели и анализ неопределенностей показал, что в случае снижения неопределенностей по петрофизической модели возникает возможность избежать нерентабельных затрат при бурении согласно плану, в случае реализации консервативной оценки – наоборот: заранее учесть оптимистическую оценку в сетке скважин и повысить эффективность разработки залежи. Взвешенная по вероятности разница чисто дисконтированного дохода (EMV – Expected Monetary Value или ожидаемый денежный результат) между двумя ветками решений является оценкой ценности информации (VOI – value of information) программы по отбору керна.

Существующие ограничения при разработке морского месторождения приводят к отсутствию технической возможности выполнения некоторого типа исследований, доступных для месторождений на суше. Например, ограничение по буровым окнам на платформе приводит к необходимости сокращения количества или к отказу от наблюдательных и пьезометрических скважин. Для решения подобных проблем программа исследований Пильтун-Астохского месторождения включает комплекс исследований и анализа данных, позволяющий компенсировать пробел информации. Так, внедрение и развитие технологии 4D-сейсмомониторинга позволяет оценить изменение фронта

насыщенности в процессе эксплуатации по всему объему залежи без плотной сетки наблюдательных скважин. Кроме того, применение расширенного комплекса геофизических исследований в открытом стволе при бурении, в случае прохождения траектории через эксплуатируемый объект, позволяет получить более полную информацию об изменении динамики насыщенности и давлении объекта в процессе разработки при ограниченном объеме промысловых геофизических исследований. Обязательным условием эффективного внедрения компенсирующих мероприятий является интегрированный анализ данных и кросс-дисциплинарный подход с общей вовлеченностью смежных дисциплин при интерпретации данных.

Для обеспечения эффективности контроля за разработкой с течением времени также необходимо последовательное развитие внедряемых технологий по исследованию месторождения с учетом актуальных задач по разработке. Как результат, программа исследований и применяемые технологии развиваются по мере получения опыта в процессе разработки месторождения. Так, с учетом ограничений на буровой на начальных этапах разработки месторождения стал применяться комплекс геофизических исследований в процессе бурения для оптимизации времени получения информации. Для снижения геологических неопределенностей комплекс исследований во время бурения был расширен ГДК и широкополосным акустическим каротажем (АКШ), также был применен ядерно-магнитный каротаж (ЯМК).

В наиболее активной фазе доизучения месторождения в процессе разработки использовались приборы диэлектрического каротажа и опробователь пластов на кабеле (ОПК) – MDT «Saturn» для низкопроницаемого коллектора, что дало углубленное понимание коллекторских свойств месторождения.

В дальнейшем, при переходе месторождения на более зрелую стадию разработки, для решения задач по контролю насыщенности, профиля притока и положению трещины нагнетательных скважин были внедрены такие приборы, как импульсный нейтронный гамма

спектрометрический каротаж (ИНГКС или СО-каротаж) PNX и RST, каротаж профиля и состава притока FSI и стационарные температурные измерения (DTS – Distributed Temperature Sensing). Отдельно хотелось бы отметить опыт внедрения и развития технологии 4D-сейсмомониторинга на протяжении всей истории разработки месторождения. Дальнейшим развитием данного направления стало внедрение технологии использования оптико-волоконных систем в скважинах (DAS – Distributed Acoustic Sensing) при проведении скважинных сейсмических наблюдений (DAS VSP) [9–11], см. рис. 6.



Рис. 6. Развитие методики контроля за разработкой месторождения и скважин проекта «Сахалин-2»

Заключение

В силу особенностей разработки месторождений на шельфе, таких как малая плотность сетки скважин; высокие капитальные и операционные затраты; сложные траектории и конструкции скважин; логистические ограничения; ограничения по количеству персонала на морской платформе; высокие требования

к обеспечению целостности скважины; наличие одного бурового станка на платформе; влияние интегрированной системы эксплуатации объектов, системы сбора и подготовки углеводородов и многих других ограничений, требуется применение неординарных подходов при планировании и подборе методов и методик контроля за разработкой.

В ООО «Сахалинская Энергия» реализовано комплексное планирование и реализация программы исследований, а также интегрированный анализ данных на базе новейших технологий, что позволяет снизить геологические и технические неопределенности, оперативно

реагировать на возникающие вызовы в динамично меняющихся условиях морской добычи, чем, в свою очередь, и достигается эффективность реализации проектных решений по разработке Пильтун-Астохского месторождения.

Литература

1. *Yambayev M.F., Foreste K., Jones M.K. et al.* Significant production improvement through effective well and reservoir management on Sakhalin Energy's Astokh Area // SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 18–20 October 2011. Paper SPE-149724-MS. <https://doi.org/10.2118/149724-MS>
2. *Грайфер В.И., Галустянц В.А., Виницкий М.М., Шейнбаум В.С.* Управление разработкой нефтяных и газовых месторождений. Инновационная деятельность: Учеб. пособие для вузов. М.: Недра-Бизнесцентр, 2008. 299 с.
3. *Satter A., Varnon J.E., Hoang M.T.* Integrated reservoir management // Journal of Petroleum Technology. 1994. Vol. 46, No. 12. P. 1057–1064. <https://doi.org/10.2118/22350-PA>
4. *Wiggins M.L., Startzman R.A.* An approach to reservoir management // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 23–26 September 1990. Paper SPE-20747-MS. <https://doi.org/10.2118/20747-MS>
5. *Thakur G.C.* Implementation of a reservoir management program // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 23–26 September 1990. Paper SPE-20748-MS. <https://doi.org/10.2118/20748-MS>
6. *Raza S.H.* Data acquisition and analysis for efficient reservoir management // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 23–26 September 1990. Paper SPE-20749-MS. <https://doi.org/10.2118/20749-MS>
7. *Vliet J.P., Male P.T.* Well, reservoir and facility management – Process, practice and impact // SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition, Paris, France, 12–15 June 2017. Paper SPE-185880-MS. <https://doi.org/10.2118/185880-MS>
8. *Pavlov D., Vasiliev A.* Oil fingerprinting technology for well and reservoir management // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187781-MS. <https://doi.org/10.2118/187781-MS>
9. *Дашков Р.Ю., Гафаров Т.Н., Облеков Р.Г. и др.* Эффективный визуальный менеджмент и цифровизация как элементы современной системы разработки шельфовых месторождений // Газовая промышленность. 2022. № 10(839). С. 16–22.
10. *Гафаров Т.Н., Облеков Р.Г., Хабаров А.В. и др.* Примеры комплексного моделирования для решения различных задач в области геологии и разработки шельфовых месторождений // Газовая промышленность. 2022. № 11(840). С. 14–23.
11. *Дашков Р.Ю., Гафаров Т.Н., Сингуров А.А. и др.* Особенности контроля разработки месторождений с морских платформ // Газовая промышленность. 2022. № 7(835). С. 28–38.

Specifics of the research program for offshore fields: The case of the Piltun-Astokh oil and gas condensate field of the Sakhalin II project

A.V. Marchenko*, A.V. Moiseenkov, A.M. Parfenov, A.V. Khabarov

Sakhalin Energy LLC, Yuzhno-Sakhalinsk, Russia

E-mail: *Alexey.Marchenko@sakhalin2.ru

Abstract. This paper describes some features of data gathering program for offshore field with comparison to onshore field-analogue. The findings are based on well and reservoir management experience that was gained during the Piltun-Astokh field development operated under the Sakhalin II project. The paper describes general elements of well and reservoir management system and current snapshot of data gathering and research activities on the Piltun-Astokh offshore field. Additionally, data gathering and analysis life cycle is described, and the importance of integrated data analysis is noted.

Keywords: well and reservoir management, offshore hydrocarbon fields, research program, Sakhalin II project.

Citation: *Marchenko A.V., Moiseenkov A.V., Parfenov A.M., Khabarov A.V. Specifics of the research program for offshore fields: The case of the Piltun-Astokh oil and gas condensate field of the Sakhalin II project // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 216–226. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art15> (In Russ.).*

References

1. *Yambayev M.F., Foreste K., Jones M.K. et al. Significant production improvement through effective well and reservoir management on Sakhalin Energy's Astokh Area // SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 18–20 October 2011. Paper SPE-149724-MS. <https://doi.org/10.2118/149724-MS>*
2. *Grayfer V.I., Galustyan V.A., Vinitsky M.M., Sheinbaum V.S. Management of oil and gas field development. Innovation activity: Textbook for universities. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2008. 299 p. (In Russ.).*
3. *Satter A., Varnon J.E., Hoang M.T. Integrated reservoir management // Journal of Petroleum Technology. 1994. Vol. 46, No. 12. P. 1057–1064. <https://doi.org/10.2118/22350-PA>*
4. *Wiggins M.L., Startzman R.A. An approach to reservoir management // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 23–26 September 1990. Paper SPE-20747-MS. <https://doi.org/10.2118/20747-MS>*
5. *Thakur G.C. Implementation of a reservoir management program // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 23–26 September 1990. Paper SPE-20748-MS. <https://doi.org/10.2118/20748-MS>*
6. *Raza S.H. Data acquisition and analysis for efficient reservoir management // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Louisiana, USA, 23–26 September 1990. Paper SPE-20749-MS. <https://doi.org/10.2118/20749-MS>*

7. *Vliet J.P., Male P.T.* Well, reservoir and facility management – Process, practice and impact // SPE Europec featured at 79th EAGE Conference and Exhibition, Paris, France, 12–15 June 2017. Paper SPE-185880-MS. <https://doi.org/10.2118/185880-MS>
8. *Pavlov D., Vasiliev A.* Oil fingerprinting technology for well and reservoir management // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 16–18 October 2017. Paper SPE-187781-MS. <https://doi.org/10.2118/187781-MS>
9. *Dashkov R.Yu., Gafarov T.N., Oblekov R.G.* et al. Effective visual management and digitalization as elements of a modern offshore development system // *Gazovaya Promyshlennost*. 2022. No. 10(839). P. 16–22. (In Russ.).
10. *Gafarov T.N., Oblekov R.G., Khabarov A.V.* et al. Examples of integrated modeling for different tasks in geology and offshore development // *Gazovaya Promyshlennost*. 2022. No. 11(840). P. 14–23. (In Russ.).
11. *Dashkov R.Yu., Gafarov T.N., Singurov A.A.* et al. Specific features of field development monitoring from offshore platforms // *Gazovaya Promyshlennost*. 2022. No. 7(835). P. 28–38. (In Russ.).

Домезозойские отложения Тунгусского осадочного бассейна, осложненные продуктами интрузивного трапового магматизма: углеводородный потенциал, проблемы освоения и пути их решения

П.А. Патрикеев, А.В. Ахияров*

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт, г. Москва, Россия
E-mail: *akhiyarov@vnigni.ru

Аннотация. Рассмотренный в представленной работе осадочный бассейн по величине своей территории возглавляет тройку основных осадочных бассейнов Сибирской платформы: Тунгусский ($S > 1,2$ млн км 2), Иркутский ($S = 825$ тыс. км 2) и Предверхояно-Вилюйский (согласно различным оценкам – от 280 до 350 тыс. км 2). При этом, в ареале Тунгусского осадочного бассейна (по состоянию на 01.01.2023) открыто только семь весьма незначительных по величине запасов месторождений углеводородов, что представляется весьма скромным результатом на фоне двух других вышеназванных осадочных бассейнов (значительно меньших по площади) и не может быть объяснено одним только фактом низкой степени изученности Тунгусского осадочного бассейна в аспекте поисковых критериев нефтегазовой геологии.

Несмотря на значительный объем накопленной информации по геологическому строению Тунгусского осадочного бассейна, полученной при геологосъемочных, поисковых и тематических работах, специальных исследований, посвященных детальному структурно-фациональному анализу и истории формирования пермо-триасовой интрузивной толщи, – всего вышеперечисленного явно недостаточно. Недостаточно разработана и корреляция северных и южных типов разрезов названной толщи, с учетом роли фациальных замещений туфов южной части Тунгусского осадочного бассейна лавами его северных территорий. В недостаточном количестве представлены региональные исследования, касающиеся выделения центров магматической активности и определения основных типов действовавших природных механизмов, инициировавших начало глобального процесса трапового магматизма. Появление в последние годы новых данных по малоизученным пространствам плато Пutorана на севере осадочного бассейна позволили воссоздать более целостную картину и приступить к изучению истории формирования вулканогенной толщи всего названного осадочного бассейна.

Таким образом, несмотря на относительно слабую геологическую изученность Тунгусского осадочного бассейна и наличие в разрезе траппов (пластовых и секущих интрузий), нефтегазоносный потенциал этого осадочного бассейна можно оценить достаточно оптимистически. Основная часть прогнозных и потенциальных ресурсов углеводородов связана с вендско-нижнекембрийским и рифейским комплексами.

Ключевые слова: Тунгусский осадочный бассейн, трапповый магматизм, пластовые и секущие интрузии, рифейский и вендско-нижнекембрийский нефтегазоносные комплексы, Бахтинский мегавыступ, Таначи-Моктаконская зона нефтегазонакопления, метод прогноза погребенных палеозойских поднятий, технология сейсмогравимагнитного моделирования.

Для цитирования: Патрикеев П.А., Ахияров А.В. Домезозойские отложения Тунгусского осадочного бассейна, осложненные продуктами интрузивного трапового магматизма: углеводородный потенциал, проблемы освоения и пути их решения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 227–245. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art16>

Введение

Тунгусский осадочный бассейн (ОБ) занимает центральную, северную (на севере граничит с Енисей-Хатангским прогибом) и западную части Сибирской платформы. На западе его граница совпадает с границей Сибирской платформы, вдоль которой расположены крупные валообразные поднятия северо-северо-восточного простирания – Курейско-Бакланихинский и Хантайско-Рыбининский мегавалы, на востоке – склон Анабарской антеклизы, на юго-востоке – Непско-Ботуобинская антеклиза, на юге – Ангаро-Ленская ступень и на юго-западе – Байкитская антеклиза. Площадь ОБ составляет около 1 млн км², объем осадочного выполнения – не менее 4,5 млн км³. В его пределах наблюдается почти полный разрез верхнепротерозойских, палеозойских и нижнемезозойских отложений, мощность которых колеблется от 3,5 до 8,5 км. [1]. В тектоническом аспекте территория Тунгусского ОБ приурочена к Тунгусской синеклизе, площадью более 1,2 млн км².

Тунгусская синеклиза является самым крупным тектоническим элементом Сибирской платформы и занимает не менее четверти ее территории. В современном плане она представляет сложную асимметричную полузамкнутую структуру, открытую к северу в сторону Енисей-Хатангского юрско-мелового прогиба [2].

Площадь Сибирской платформы в современном эрозионном срезе составляет свыше 4 млн км² [3].

Тунгусская синеклиза, как единая структура, выражена в верхнепалеозойских (Рз3) и нижнетриасовых (Т1) отложениях. Северная ее часть полностью перекрывает Курейскую синеклизу (площадью 670 тыс. км²); а в южной оконечности – отдельные

элементы Байкитской и Непско-Ботуобинской антеклизы, Катангской седловины и Присаяно-Енисейской синеклизы. В структурном отношении Курейская синеклиза, как единая депрессия, четко выражена лишь по нижне- (Рз1) и среднепалеозойским (Рз2) горизонтам. Доминируют на большей ее части венд-ордовикские отложения [4], суммарная мощность которых изменяется от 3,0 км на юге до 5,0 км на северо-западе [5, 6].

В аспекте *петрологии* (раздел геологии, изучающий генезис и условия происхождения магматических и метаморфических горных пород), Тунгусский ОБ территориально приурочен к Сибирской трапповой провинции (согласно международной классификации, The Siberian LIP – Large Igneous Province).

В разрезе осадочного чехла изучаемой территории выделяют шесть нефтегазоносных комплексов (НГК): рифейский, вендский, венд-нижнекембрийский, кембрийский, ордовикско-девонский и каменноугольно-пермский [7]. Особенностью рассмотренных НГК является насыщенность интрузиями триасовых долерит-базальтов [8, 9]. Характерно, что толщина контактовых ореолов изменения пород прямо зависит от мощности внедрившихся интрузий; в связи с этим, такой показатель как траппонасыщенность (%-ная доля интрузий в разрезе) является важным показателем, который необходимо учитывать при прогнозе нефтегазоносности (НГН) и проектировании геологоразведочных работ (ГРР) [10].

Продукты траппового магматизма внесли существенный вклад в геологическое строение исследуемого ОБ. Огромные массы внедрившейся магмы и поверхностные излияния базальтов оказали влияние на нефтегазоносность вмещающих толщ.

Это выражалось, прежде всего, в увеличении контрастности структур – потенциальных ловушек углеводородов (УВ), насыщенных пластовыми интрузиями, в значительном усложнении локального структурного плана, в формировании новых путей миграции флюидов, а также в термодинамическом воздействии на вмещающие породы [11].

Резко неоднородное пространственное размещение многочисленных трапповых интрузий как по разрезу, так и по латерали, в пределах Тунгусского ОБ, во многом предопределяет большое разнообразие соотношений структурных планов по верхним и глубоко залегающим горизонтам осадочного чехла. На площадях глубокого бурения, наряду с прямым соответствием, очень часто наблюдаются смещения с глубиной апикальных частей положительных структур, а иногда – и обратное соотношение структурных планов по верхнепалеозойским и нижнекембрийским, а также рифейским потенциально нефтегазоносным уровням [12]. Изменения количества и мощностей интрузивных траппов (особенно в верхних частях разреза) совместно с другими геологическими факторами создают приповерхностные скоростные неоднородности, значительно снижая разрешающие возможности сейсморазведки – основного метода поисков и подготовки к бурению нефтегазоперспективных структур. Кроме того, интрузии при внедрении в осадочный чехол оказывают отрицательное воздействие на нефтегазоносность вмещающих осадочных пород через экзоконтактовые ореолы траппов, представленные породами контактowego метаморфизма и мета-соматизма [13, 14]. Поэтому,

изучение литологического состава траппов, их корреляция и выяснение степени изменения вмещающих пород, выявление характерных для определенных нефтегазоносных областей (НГО) особенностей размещения интрузивных тел существенно повышают надежность составления тектонических схем, структурных карт и профильных разрезов локальных поисковых участков, что, в конечном итоге, повышает эффективность проведения ГРР на УВ.

Актуальность исследований

Выводы большинства исследователей, осуществлявших в 60–80-е годы минувшего века прогнозные оценки углеводородного потенциала Сибирской платформы, сводятся к тому, что трапповый магматизм необходимо рассматривать в качестве неблагоприятного или, по крайней мере, осложняющего фактора. Подробный ретроспективный обзор итогов работ названных исследователей изложен в работе [15]. Однако некоторые известные геологи считают, что эта оценка справедлива по отношению только к региональным критериям, в отношении зональных и локальных факторов трапповые интрузии могут играть двоякую роль.

Таким образом, в теоретическом аспекте Тунгусский ОБ является эталоном, на примере которого можно оценить критические значения геологических параметров влияния интенсивного траппового магматизма на нефтегазоносность. В практическом плане подобные исследования будут способствовать снижению геологических и технологических рисков при проведении ГРР на территории исследуемого ОБ.

Необходимо отметить следующее: практически все известные отечественные геологи, занимающиеся вопросами нефтегазоносности Сибирской платформы, в той или иной степени охватывали своим вниманием проблемы Тунгусского ОБ, осложненного продуктами траппового магматизма. Наиболее подробно это изложено в двух монографиях В.С. Старосельцева [4, 16]. Однако изучение названных проблем и возможных путей их решения выполнялось, в основном, дифференцированно – для отдельных нефтегазоносных комплексов и в рамках индивидуальной специализации того или иного исследователя – тектоника, геодинамика, петрология, гидрогеохимия и пр. (петрология и условия формирования долеритовых силлов, положение трапповых формаций в тектонических структурах Сибирской платформы, закономерности распространения силлов и лавовых покровов в областях развития трапповых формаций, очаговые зоны внедрения и излияния трапповой магмы, дискретность извержения больших объемов толеитового расплава, механизм внедрения трапповой магмы при формировании крупных силлов [17]; особенности строения разрезов базальтовых комплексов, латеральная выдержанность их поверхностей и особенности картирования [4]; поиски структурных ловушек в условиях широкого развития магматогенно-инъективных поднятий [18]; палеомагнетизм крупных магматических провинций Северной Евразии и его геодинамические следствия [19]; прогнозирование нефтегазоносности рифей-нижнекембрийских отложений с широким распространением в разрезе пластовых интрузий на основе изучения водно-газовых равновесий [20, 21]; геолого-геохимические критерии сохран-

ности скоплений УВ [22] и пр.), либо – отдельно для разных стадий ГРР: грави/магниторазведка и сейсморазведка, параметрическое и поисковое бурение (сейсмогравимагнитное структурное моделирование) [23, 24]; размещение интрузивных траппов в осадочном чехле и их корреляция на площадях глубокого бурения [12]. Вышеназванные исследования выполнялись для отдельных территорий, приуроченных к тектоническим элементам и зонам нефтегазонакопления (ЗНГН) Тунгусского ОБ: нефтегазоносность подстилающих базальтовые плато отложений на севере Тунгусской синеклизы [4]; перспективы НГН Северо-Тунгусской НГО [25]; критерии прогноза НГН Южно-Тунгусской НГО [26]; геологическое строение, горизонты-коллекторы нижнего/среднего кембрия и НГН Бахтинского мегавыступа [27–29]; Северо-Тунгусская НГО, (включая ареал Путоранского свода с охватом сопредельных территорий на северо-востоке Курейской синеклизы), – приоритетный объект регионального изучения нефтегазоносности недр Восточной Сибири [30–32]; Таначи-Моктаконская ЗНГН (Бахтинский мегавыступ) – потенциальный объект совмещения добычи и переработки [33]. «Сквозного» изучения проблемы – от научного осмысления глобальных космогеологических процессов планетарного масштаба, инициирующих трапповый магматизм, до создания общепризнанной методики поиска месторождений УВ в районах названного магматизма (т. е. на всей территории Тунгусского ОБ и для всех НГК) на зональном и локальном иерархических уровнях до настоящего времени не выполнялось.

Следовательно, необходимо отдельные проблемы и возможные пути их решения свести в логическую цепочку событий, гарантирующих успешный поиск месторождений УВ.

Модели нефтегазовых систем должны строиться с учетом этих особенностей.

Цели и задачи исследований

В связи с этим, возникла необходимость в реализации системного подхода к оценке перспектив нефтегазоносности Тунгусского ОБ. При оценке территории с такой сложной геологической историей необходимо комплексное рассмотрение всей совокупности геолого-geoхимических и историко-геологических (палеогеографических и палеотектонических) критериев прогноза нефтегазоносности. При этом, наряду с типовыми критериями, обычно применяемыми при оценке перспектив нефтегазоносности, необходимо учитывать специфические критерии, обусловленные воздействием на осадочный чехол траппового магматизма. Теоретические основы такого подхода были заложены в работах Ю.И. Дараган-Сущова, С.А. Кащенко, А.Э. Конторовича, Ф.Ю. Левинсон-Лессинга, В.Л. Масайтиса, Н.В. Мельникова, С.В. Обручева, П.Е. Оффмана, В.В. Ревердатто, А.Л. Павлова, В.С. Соболева, В.С. Старосельцева, Н.Н. Урванцева, Г.Д. Феоктистова, Ю.А. Филиппова, А.В. Хоменко, Ю.М. Шейнмана и др. Для выделения стратиграфических комплексов и зон, углеводородный потенциал которых подвергся наименьшему разрушительному воздействию траппового магматизма, необходимо интегрировать эти критерии и результаты выполняемой на их основе

комплексной оценки в четырехмерном геологическом пространстве (трехмерное пространство → его трансформация в геологическое время), т. е. в *пространственно-временном континууме* домезозойских отложений Тунгусского осадочного бассейна.

Ход исследований и полученные результаты

Прежде, чем приступить к результирующей части работы, в преамбуле к обобщающим выводам необходимо обратить внимание на следующий общеизвестный геологический факт.

Как показали в своих исследованиях А.Э. Конторович, Н.В. Мельников, В.С. Старосельцев и А.В. Хоменко [34], при оценке перспектив нефтегазоносности бассейнов с интенсивным развитием траппового магматизма следует различать две ситуации. Первая – когда главная фаза генерации и миграции нефти в бассейне завершилась до начала эпохи траппового магматизма. Вторая – когда генерация нефти и газа в бассейне происходила за счет изменения температурного режима в результате внедрения интрузий. В первом случае, при оценке перспектив нефтегазоносности следует восстановить модель бассейна до внедрения интрузий, оценить перспективы его нефтегазоносности по схеме, принятой для обычных бассейнов, и затем внести в эту оценку поправки за счет разрушения и переформирования залежей. Под переформированием авторы понимают не только перестройку ловушек и новый этап миграции УВ, но и взаимодействие нефти и газа в уже сформировавшихся залежах с вмещающими породами при созданных теплом интрузий высоких температурах.

Сравнительный анализ результатов математического моделирования температурного режима осадочного чехла Южно-Тунгусской НГО в эпоху максимального развития магматических процессов и биминеральной термометрии для определения максимальных температур нагревания базитовой магмой пород осадочного чехла названной НГО [35] подтверждает гипотезу о многоактности внедрения базитовой магмы в осадочный чехол с такими перерывами между отдельными актами, что вмещающие осадочные породы оставали до фоновых температур. С учетом этих результатов, а также на базе ранее полученных в ИГ СО РАН [36–39], были выполнены реконструкции палеотемператур в осадочном чехле изучаемой территории. [26]. О том, что достаточно эффективными методами палеотемпературных реконструкций являются оценка по биминеральным (кальцит-доломитовым) геотермометрам и теплофизическое математическое моделирование, было показано еще в работах [36, 40, 41]. В названных работах для определения температурных условий kontaktового метаморфизма была реализована вычислительная модель охлаждения и затвердевания пластовых тел базальтовой магмы в случае одновременного и разновременного внедрения, при реальных теплофизических параметрах магмы и вмещающих пород [42].

Выполненные расчеты и лабораторные определения палеотемператур [35] показывают, что в изученном разрезе скв. Биробачанская-3, так же как и в разрезе скв. Зап.-Марковская-4, рассмотренном в работе [41], магматизм был дискретным, многоактным и трапповые тела внедрялись в разное время.

К началу эпохи интенсивного магматизма формирование первичных залежей УВ уже завершилось. Главными их резервуарами

были карбонатные отложения венда и кембрия и терригенно-карбонатные породы рифея. Поэтому, интрузии трапповой магмы и связанное с этим существенное увеличение температур осадочного чехла привело к деструкции нефти и взаимодействиям в системе «осадочные породы–УВ–вода» в зонах высоких температур и давлений. Крайне важным в этих условиях является реконструкция температурного поля в эпоху интенсивного внедрения траппов. В результате внедрения многочисленных трапповых интрузий в осадочный чехол резко изменился температурный режим вмещающих толщ: поле температур меняется в пространстве, не имея постоянного градиента увеличения в область больших глубин; значительная часть осадочных пород, расположенных близ магматических контактов, оказывается нагретой до температур 300–700 °C.

Зоны, нагретые до 400 °C и выше, располагаются на контактах с интрузивами, охватывая интервалы, соизмеримые с 1/3 их мощности. В них органическое вещество в значительной степени или полностью потеряло свой нефтегазогенерационный потенциал. Зоны, в которых нафтиды не подверглись тепловому влиянию интрузий траппов (менее 100 °C), располагаются за пределами интервалов, соизмеримых с 3,0–3,5 мощностями интрузий и находятся в нижней части чехла (моктаконская свита нижнего кембрия и венда). Взаимодействие сульфатно-карбонатных пород и УВ при высоких температурах приводит к образованию в составе нефти серосодержащих органических соединений – меркаптанов и специфических по составу газов с высоким содержанием CO₂, H₂S. Такой состав флюидов установлен в Южно-Тунгусской НГО [39].

Согласно данным специалистов ВостСибНИИГГиМС [43], размеры зоны теплового влияния интрузий траппов сохраняются и на сопредельной (на юге) территории Приленского НГР: «Масштабы температурного воздействия на битуминозность вмещающих пород ограничены в разрезе и не превышают тройной мощности траппового тела».

Выводы

Таким образом, весь комплекс геолого-геохимических данных, полученных многими отечественными исследователями различными методами в разные годы, показывает, что основные нефтепроизводящие толщи рифея и венда пережили главную фазу нефтеобразования до начала перми, т. е. до начала процесса внедрения интрузий траппов.

По итогам ретроспективного обзора и анализа геолого-геофизических данных и результатов их комплексной интерпретации (как типовых, стандартных методов совместного анализа сейсмических атрибутов и результатов бурения – керна и геофизических исследований скважин, так и альтернативных направлений интегрированного анализа названных данных на основе нестандартных, инновационных технологий – метода прогноза погребенных палеозойских поднятий, перекрытых туфогенно-эффузивной толщей триаса, по результатам статистического анализа протяженности и ориентировки разрывных нарушений осадочного чехла [4, 44]), в комплексе с поверхностными гидрогазогеохимическими исследованиями, позволяющими прогнозировать нефтегазоносность названных структур [10, 45], и технологией сейсмогравимагнитного моделирования (СГММ) [23, 24, 46–48], которая позволяет на строгом

количественном уровне (с использованием магнитного поля Земли) существенно ослабить негативное воздействие траппового магматизма на данные грави- и сейсморазведки (разработанными и внедренными, соответственно, специалистами СНИИГГиМС и ОАО «Таймыргеофизика»); а также, согласно результирующим выводам из фундаментальной работы [4], можно прогнозировать следующие предпосылки к снижению перспектив нефтегазоносности конкретных территорий в пределах Тунгусского ОБ (Тунгусской синеклизы):

- незначительные величины максимального погружения и суммарных мощностей нефтегазоперспективных комплексов и большая продолжительность перерывов в их накоплении;
- чрезмерная (более 1000 м) насыщенность осадочной толщи пластовыми трапповыми интрузиями (силлами);
- отсутствие крупных депрессий вблизи тектонически благоприятных для аккумуляции значительных объемов углеводородных зон или вероятное экранирование миграции УВ в сторону этих зон секущими трапповыми интрузиями (дайками);
- малые размеры, незначительная контрастность и небольшое количество антиклинальных ловушек (тектонической или рифогенной природы), осложняющие возможные зоны нефтегазонакопления; или малая вероятность улавливания УВ совокупностью секущих и пластовых трапповых интрузий;
- существование дизъюнктивов, обусловливающих вертикальную миграцию УВ из зон накопления к дневной поверхности;
- резкое несоответствие структурных планов крупных поднятий по подошве и кровле венд-палеозойской толщи.

Проявление каждого из выше-перечисленных факторов может существенно снизить перспективы нефтегазоносности. Тем более, уменьшается вероятность обнаружения крупных скоплений УВ на участках, характеризующихся не одним, а несколькими отрицательными тектономагматическими признаками.

При этом, наибольшими перспективами для концентрации УВ будут обладать участки:

- испытавшие устойчивое высокоамплитудное погружение;
- окруженные глубокими отрицательными структурами и не отделенные от последних тектономагматическими экранами;
- сочетающие в себе наибольшую мощность нефтегазоперспективных комплексов с малой насыщенностью трапповыми интрузиями;
- осложненные крупными контрастными антиклинальными ловушками или сетью пластовых и секущих трапповых интрузий с благоприятными для улавливания УВ «ячейками»;
- не нарушенные благоприятными для выхода УВ на дневную поверхность дизъюнктивами и характеризующиеся выдержанностью структурного плана по разрезу.

Анализируя материалы специализированной тектонической карты СНИИГГиМС с рассмотренных позиций [49], нетрудно заметить, что максимально благоприятные для УВ-перспектив условия наблюдаются в северной половине Тунгусского ОБ. Именно здесь подошва нефтегазоперспективных комплексов, суммарная мощность которых превышает 4 км, на значительных площадях залегает в настоящее время глубже 4 км (местами – глубже 6 км), а в период

завершения триасового траппового магматизма опускалась ниже 8 км [16]. Столь глубокое погружение должно было обеспечить максимально полную реализацию углеводородного потенциала не только рифейских, венских и нижнепалеозойских, но и всех вышезалегающих осадочных комплексов. Кратковременное воздействие чрезмерно высоких температур, вызванное магматическими процессами раннего триаса, не должно было привести к массовой деструкции УВ, так как в это же время значительно увеличились потенциальные возможности для их естественного перемещения в более благоприятные термодинамические условия [4].

При этом нельзя не принимать во внимание тот факт, что специалисты ИНГГ СО РАН не менее позитивно оценивают УВ-перспективы и южной половины Тунгусского ОБ – Южно-Тунгусской НГО. В результирующей части работы [26] (со ссылкой на [36]) указано, что «...в настоящее время в осадочном чехле Южно-Тунгусской НГО каждое стратиграфическое подразделение имеет свои нефтегазоносные комплексы и природные резервуары (ПР). Из них региональное самостоятельное значение имеют моктаконский, абакунский и дельтулино-таначинский ПР в кембрийском НГК, а также чалбышевский и дьявольский ПР в силурийском НГК. Остальные резервуары имеют подчиненное значение и проводить нефтегазопоисковые работы только на них не имеет смысла, хотя опробование таких резервуаров при бурении скважин до более глубоко залегающих ПР необходимо. Предполагаемое наличие рифея и нижнего венда на западе и востоке Южно-Тунгусской НГО значительно расширяет диапазон распространения нефтегазоносных комплексов и резервуаров.

Вполне вероятно, что правильно ориентированные сейсмические работы и увеличение глубин бурения до 5000 м на первый план выведут именно терригенный комплекс венда и природные резервуары рифея».

Следует также отметить, что по результатам глубокого бурения и сейсморазведки в Южно-Тунгусской НГО выделяются следующие зоны нефтегазонакопления: Таначи-Моктаконская, Кондроминская, Фатьяниховская [50] и Тынепская [6], а также предварительно намечается Хурингдинско-Светлинская ЗНГН [26]. Согласно точке зрения последней из перечисленных исследователей, наиболее перспективными зонами для поисков УВ в ареале Южно-Тунгусской НГО являются Таначи-Моктаконская зона (моктаконский риф и структуры облекания абакунского уровня) и Тынепская зона (таначи-дельтулинский краевой риф). В пределах Южно-Тунгусской НГО выделяют 4 основных типа ловушек УВ: антиклинальные, рифового типа, структурные (структуры облекания) и нетрадиционные [4]. Полная характеристика их дается непосредственно в работе [26].

Анализ результатов ГРР (стратиграфическая приуроченность геологических открытий) на сопредельной юго-юго-восточной территории Байкитской и Непско-Ботуобинской НГО, выполненный специалистами ИНГГ СО РАН, показал, что при наличии соответствующего литологического наполнения стратиграфических интервалов вероятность обнаружения залежей УВ в Южно-Тунгусской НГО уменьшается снизу вверх: сначала УВ заполняли ловушки в эрозионной поверхности рифея, затем в терригенном и карбонатном венде и только после –

вертикально мигрируют в зонах «литологических окон» и дизьюнктивных нарушений в кембрийские горизонты [51]. Однако нельзя не принимать во внимание тот факт, что специалисты СНИИГГиМС В.С. Старосельцев, Т.А. Дивина [52, 53] сосредоточили внимание на северо-западе Сибирской платформы (Северо-Тунгусская НГО), где А.А. Трофимук связывал перспективы нефтегазоносности Тунгусского ОБ с силурийско-девонскими отложениями [54]. В своей работе вышеназванные авторы сообщают, что «в последнее время появились достаточно интересные новые геолого-геофизические материалы, подтверждающие научную прозорливость ученого». В работе [53] были проанализированы новые (на момент публикации) геолого-геофизические материалы, подтверждающие высокую оценку перспектив нефтегазоносности силурийско-девонских отложений северо-запада Сибирской платформы, сделанную А.А. Трофимуком в 1960 г. минувшего века, и обоснованы объекты для постановки геологоразведочных работ (Верхнехугдякитское куполовидное погребенное поднятие и Хантайский структурный мыс), нацеленных на проверку его научных прогнозов.

Заключение

В заключение, следует отметить, что к настоящему времени единой эффективной методики ведения ГРР на УВ на территориях с широким развитием траппового магматизма не существует. *Первая проблема*, которая возникает при изучении нефтегазоносности района исследований, – это оценка воздействия траппового магматизма на нефтегазоносность, на сохранность ресурсов углеводородов.

Вторая проблема – это низкая информативность сейсморазведки. Она связана с плохой прослеживаемостью отражающих горизонтов, латеральной скоростной неоднородностью разреза, которая влияет на точность структурных построений. Поэтому в будущие проекты региональных и зональных ГРР необходимо закладывать комплексирование сейсморазведки с электроразведкой, геохимической съемкой и высокоточной гравиразведкой.

Третья проблема – трудности в выполнении проектных показателей технологии глубокого бурения и высокая аварийность при бурении, связанные с катастрофическими поглощениями бурового раствора в процессе бурения. Вышенназванные трудности и аварийные ситуации возникают из-за трещиноватости траппов (что объясняется, по всей видимости, растрескиванием магматических пород при уменьшении объема магмы при застывании), а также, кавернозности на границах траппов и карбонатных пород (ввиду широкого развития пост-трапповой гидротермальной минерализации). При этом, в процессе бурения глубоких скважин часто имеют место катастрофические поглощения бурового раствора.

Таким образом, задачи региональных и поисковых сейсморазведочных работ в ареале Тунгусского ОБ требуют не только сгущения сети профилей, но и решения более детальных геологических задач, направленных на изучение сейсмофациальных особенностей возможно нефтегазоносных отложений, при подготовке объектов к глубокому поисковому бурению.

Дальнейшие поиски новых месторождений УВ будут продуктивны

лишь на основе научно обоснованных прогнозов, которые разрабатываются на базе обобщения всей ранее накопленной информации о геологическом строении осадочного бассейна, с учетом интенсивного насыщения осадочного чехла поздне-пермско-раннетриасовыми трапповыми интрузиями. Важное значение влияния магматических факторов на структурные и литологические составляющие при геоформировании целого ряда пост-трапповых потенциально нефтегазоносных формаций, тесно связанных в пространственно-временной континуум с трапповыми интрузиями, отмечалось большинством исследователей Сибирской платформы. Таким образом, очевидна определяющая роль палеоструктурных построений при проектировании ГРР. Помимо практических задач, изучение вулканогенной толщи Тунгусского ОБ представляет значительный научный интерес для решения теоретических проблем современной геологии. Разрешение проблем глубинного строения Земли, взаимосвязь тектоники и магматизма и целый ряд других глобальных вопросов непосредственно связан с изучением гигантских по масштабам проявлений траппового магматизма. Согласно мнению [2], по современному (на дату публикации) состоянию изученности, пермо-триасовая вулканогенная толща Восточной Сибири изучена относительно лучше других, так называемых крупных изверженных провинций, поэтому Тунгусский осадочный бассейн является благодатным объектом для исследования такого геологического явления, как трапповый магматизм.

Литература

1. Конторович А.Э., Старосельцев В.С., Сурков В.С. и др. Тунгусский бассейн. Новосибирск: ОИГМ СО РАН : СНИИГГИМС, 1994. 91 с. (Серия «Нефтегазоносные бассейны и регионы Сибири». Вып. 5).
2. Дараган-Суцков Ю.И. История формирования вулканогенной толщи Тунгусской синеклизы: Автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук. Л., 1984. 19 с.
3. Сибирская платформа // Горная энциклопедия: В 5 т. Т. 4. Ортин–Социосфера / Гл. ред. Е.А. Козловский. М.: Советская энциклопедия, 1989. С. 533–534.
4. Старосельцев В.С. Тектоника базальтовых плато и нефтегазоносность подстилающих отложений. М.: Недра, 1989. 259 с.
5. Старосельцев В.С., Хоменко А.В. Деформации пород при обширных внедрениях трапповой магмы // Актуальные вопросы тектоники нефтегазоносных территорий Сибирской платформы: Сб. науч. тр. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1989. С. 112–119.
6. Филиппов Ю.А., Старосельцев В.С. Рифейские прогибы – основные источники нефти и газа в западной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа. 2009. № 6. С. 40–56.
7. Мельников Н.В. Нефтегазоносные комплексы Лено-Тунгусской провинции // Геология и геофизика. 1996. Т. 37, № 8. С. 196–205.
8. Головешкин А.Е., Афанасьева Т.В., Зинченко В.Н. Учет влияния траппового магматизма при зональном прогнозе нефтегазоносности на западе Сибирской платформы // Прогноз зон нефтегазонакопления и локальных объектов на Сибирской платформе: Сб. науч. тр. Л.: ВНИГРИ, 1988. С. 116–128.
9. Хоменко А.В. Влияние трапповых силлов на структуры осадочного чехла Тунгусской синеклизы // Тектоника платформенных областей: Сб. ст. / Отв. ред. О.А. Вотах, В.А. Соловьев. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1988. С. 66–71. (Труды Института геологии и геофизики. Вып. 728).
10. Литвинова И.В., Ларионова Т.И. Прогноз нефтегазоперспективных объектов в бассейне реки Виви (Сибирская платформа) по комплексу геолого-гидрогохимических методов // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых. 2019. Т. 42, № 1. С. 15–26. <https://doi.org/10.21285/2541-9455-2019-42-1-15-26>
11. Анциферов А.С., Бакин В.Е., Варламов И.П. и др. Геология нефти и газа Сибирской платформы / Под ред. А.Э. Конторовича, В.С. Суркова, А.А. Трофимука. М.: Недра, 1981. 552 с.
12. Васильев Г.А. Размещение интрузивных траппов в осадочном чехле Запада Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции и их корреляция на площадях глубокого бурения: Автореф. дис. канд. геол.-минерал. наук. Новосибирск, 1992. 18 с.
13. Роднова Е.Н. Характер изменения коллекторских свойств осадочных пород, попавших в зону контактовых ореолов интрузивных траппов Тунгусской синеклизы // Вопросы геологии и нефтегазоносности Тунгусской синеклизы: Сб. ст. Л.: ВНИГРИ, 1972. С. 118–133. (Труды ВНИГРИ. Вып. 308).
14. Роднова Е.Н. Коллекторские свойства карбонатных пород в контактовых ореолах интрузивных траппов Тунгусской синеклизы // Литологическое изучение коллекторов нефти и газа: Сб. ст. Л.: ВНИГРИ, 1973. С. 133 –142. (Труды ВНИГРИ. Вып. 326).

15. *Витязь В.И.* Влияние дизъюнктивной тектоники и трапповых интрузий на нефтегазоносность Катангской седловины: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Красноярск, 1984. 22 с.
16. *Старосельцев В.С.* Актуальные проблемы тектоники нефтегазоперспективных регионов. Новосибирск: Наука, 2008. 211 с.
17. *Феоктистов Г.Д.* Петрология и условия формирования долеритовых силлов: Автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. Иркутск, 1983. 34 с.
18. *Кучеров В.Е.* Типы локальных поднятий Курейской синеклизы в связи с оценкой их нефтегазоносности: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Красноярск, 1985. 17 с.
19. *Веселовский Р.В.* Палеомагнетизм крупных магматических провинций Северной Евразии: геодинамические следствия: Автореф. дис. ... д-ра геол.-минерал. наук. М., 2016. 42 с.
20. *Букаты М.Б.* Прогнозирование нефтегазоносности рифей-нижнекембрийских отложений западной части Сибирской платформы на основе изучения водно-газовых равновесий // Геология нефти и газа. 1997. № 11. С. 18–24.
21. *Букаты М.Б.* Гидрологическое строение западной части Сибирской платформы (в связи с поисками, разведкой и разработкой месторождений нефти и газа) // Геология и геофизика. 2009. Т. 50, № 11. С. 1201–1217.
22. *Старобинец И.С., Обухова М.В.* Геолого-geoхимические критерии сохранности скоплений углеводородов в западной части Сибирской платформы // Геология и геофизика. 1996. Т. 37, № 8. С. 213–219.
23. *Казаис В.И.* Сейсмогравимагнитное моделирование платформенных структур на северной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа. 1997. № 11. С. 30–37.
24. *Казаис В.И.* Новая тектоническая модель северо-западной части Сибирской платформы по данным геофизического моделирования (технология СГММ) // Геология нефти и газа. 2006. № 5. С. 52–61.
25. *Старосельцев В.С., Дивина Т.А., Кроль Л.А., Шишкин Б.Б.* Геологические предпосылки высоких перспектив нефтегазоносности севера Сибирской платформы // Геология и геофизика. 2017. Т. 58, № 3–4. С. 565–571. <https://doi.org/10.15372/GiG20170319>
26. *Гордеева А.О.* Критерии прогноза нефтегазоносности Южно-Тунгусской области с высоким развитием траппового магматизма (Лено-Тунгусская провинция): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. Новосибирск: 2011. 18 с.
27. *Кринин В.А., Распутин С.Н., Лодин С.В.* Горизонты коллекторы нижнего-среднего кембрия Бахтинского мегавыступа. // Нефтегазоносные комплексы перспективных земель Красноярского края: Тез. докл. VI Региональной науч.-практ. конференции. Красноярск, 1984. С. 121–123.
28. *Кринин В.А., Кащенко С.А., Распутин С.П.* Геологическое строение и нефтегазоносность юго-западной части Бахтинского мегавыступа // Геология и геофизика. 1989. № 11. С. 90–95.
29. *Кринин В.А., Порозов И.И.* Зональность распределения углеводородов и нефтегазоносность осадочного чехла западной части Сибирской платформы // Геология нефти и газа. 2020. № 4. С. 29–44. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2020-4-29-44>

30. Кринин В.А., Порозов И.И., Шеходанова Ю.В. Северо-Тунгусская нефтегазоносная область – приоритетный объект регионального изучения нефтегазоносности недр Восточной Сибири // Геология нефти и газа. 2022. № 3. С. 29–38. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-3-29-38>
31. Кринин В.А. Перспективы нефтегазоносности и оценка прогнозных ресурсов палеозоя территории плато Пutorана // Минеральные ресурсы Таймырского автономного округа и перспективы их освоения: Материалы науч.-практ. конференции. СПб.: ВСЕГЕИ, 2004. С. 125–131.
32. Кринин В.А., Порозов И.И. Нефтегазоносность Пutorанского свода и сопредельных территорий на северо-востоке Курейской синеклизы // Геология нефти и газа. 2018. № 5. С. 5–14. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-5-5-14>
33. Битнер А.К., Безбородов Ю.Н., Прокатень Е.В., Орловская Н.Ф. Таначи-Моктаконская зона нефтегазонакопления – потенциальный объект совмещения добычи и переработки // Известия Томского политехнического университета. Инженеринг георесурсов. 2019. Т. 330, № 10. С. 197–208. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2316>
34. Конторович А.Э., Мельников Н.В., Старосельцев В.С., Хоменко А.В. Влияние интрузивных траппов на нефтегазоносность палеозойских отложений Сибирской платформы // Геология и геофизика. 1987. № 5. С. 14–20.
35. Гордеева А.О., Жидкова Л.В., Хоменко А.В. Влияние интрузий долеритов на нефтегазоносность Южно-Тунгусской нефтегазоносной области // Геология нефти и газа. 1999. № 5–6. С. 34–39.
36. Конторович А.Э., Лиханов И.И., Лепетюха В.В. и др. Применение геотермометров для оценки температур метаморфизма в осадочных бассейнах с трапповым магматизмом // Доклады Академии наук.. 1995. Т. 345, № 6. С. 793–797.
37. Ревердатто В.В., Хоменко А.В., Лиханов И.И. и др. Методы определения и модели максимальных температур нагревания осадочных пород интрузиями траппов некоторых регионов Сибирской платформы // Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1992–1993 гг. Ч. 1. Новосибирск: ОИГМ СО РАН, 1995. С. 153–154.
38. Конторович А.Э., Хоменко А.В., Бурштейн Л.М. и др. Влияние траппового магматизма на нефтегазоносность древних платформ // Геология и проблемы поисков новых крупных месторождений нефти и газа в Сибири: Результаты работ по Межведомственной региональной научной программе «Поиск» за 1994 г. Ч. 2. Новосибирск: СНИИГГиМС, 1996. С. 42–44.
39. Конторович А.Э., Филиппов Ю.А., Битнер А.К. и др. Кембрийские газы, нефти и конденсаты на Сибирской платформе в районах интенсивного развития траппового магматизма // Геохимия. 1996. № 9. С. 875–883.
40. Конторович А.Э., Хоменко А.В., Павлов А.Л. и др. Нефтегазовые системы в условиях аномально высоких температур // Проблемы геологии континентов и океанов: Доклады российских ученых – участников 31-го МГК (Шк.-семинар на НИС «Акад. Иоффе») / Отв. ред. В.И. Гончаров, Ю.В. Миронов. Магадан: Кортис, 2001. С. 237–246.
41. Лиханов И.И., Тен А.А. Определение одновременности–разновременности внедрения трапповых силлов на основании температур контактового метаморфизма // Доклады АН СССР. 1991. Т. 321, № 5. С. 1044–1048.

42. *Reverdatto V.V., Sharapov V.N., Melamed V.G.* The controls and selected peculiarities of the origin of contact metamorphic zonation // Contributions to Mineralogy and Petrology. 1970. Vol. 29, No. 4. P. 310–337. <https://doi.org/10.1007/BF00371278>
43. *Одинцова Т.В., Дробот Д.И.* Трапповый магматизм и нефтегазоносность вендинского терригенного комплекса Приленского нефтегазоносного района // Геология нефти и газа. 1983. № 7. С. 6–11.
44. *Старосельцев В.С.* О выделении погребенных поднятий Тунгусской синеклизы на основе анализа разрывов базальтовых покровов // Проблемные вопросы тектоники нефтегазоносных областей Сибири: Сб. избр. тр., посвященных 50-летию СНИИГГиМСа. Новосибирск: СНИИГГиМС, 2006. С. 25–28.
45. *Старосельцев В.С., Вожсов В.И., Дивина Т.А.* Прогноз нефтегазоперспективных объектов на севере Эвенкийского автономного округа по комплексу геолого-гидрогохимических методов // Проблемы недропользования на территории Эвенкийского автономного округа: Сб. докл. II Региональной конференции. Красноярск, 1999. С. 17–24.
46. *Казаис В.И.* Методика и основные результаты сейсмогравиметрического моделирования (СГММ) при изучении глубинной тектоники трапповых областей Сибирской платформы // Минеральные ресурсы Таймырского автономного округа и перспективы их освоения: Материалы науч.-практ. конференции. СПб.: ВСЕГЕИ, 2004. С. 97–106.
47. *Казаис В.И.* Стратегия ускоренной геологоразведки Арктики и Антарктики // Деловой журнал Neftegaz.RU. 2017. № 1(61). С. 76–82.
48. *Казаис В.И.* Арктика и Антарктика: геологоразведка «на кончике пера» // Инженер и промышленник сегодня. 2022. № 5–6(59–60). С. 18–22.
49. *Старосельцев В.С.* Тектоника базальтовых плато (в связи с оценкой нефтегазоносности древних платформ) // Нефтегазоносность Сибири и Дальнего Востока: Сб. ст. / Отв. ред. В.С. Сурков. Новосибирск: Наука, Сиб. отд-ние, 1981. С. 55–63. (Труды Института геологии и геофизики. Вып. 513).
50. *Старосельцев В.С., Мельников Н.В., Шиганова О.В.* и др. Обобщить результаты геологических исследований, выполненных в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции в 1994–2004 гг., осуществить прогноз зон нефтегазонакопления и локализации объектов недропользования на нераспределенном фонде недр: Отчет о НИР по объекту 2Н1-15 (Госконтракт № АТ-03-13/194). Новосибирск: СНИИГГиМС, 2007. 921 с.
51. *Гордеева А.О., Губин И.А., Константинова Л.Н., Кузнецова Е.Н.* Направления геологоразведочных работ на территориях с широким развитием траппового магматизма на примере Южно-Тунгусской НГО // Интерэкспо ГЕО-Сибирь. 2016. Т. 2, № 1. С. 73–77.
52. *Старосельцев В.С., Дивина Т.А.* Сравнительный анализ перспектив формирования крупных скоплений УВ на севере Тунгусской синеклизы // Геология и геофизика. 2001. Т. 42, № 11–12. С. 1918–1926.
53. *Старосельцев В.С., Дивина Т.А.* Нефтегазоносность ордовикско-девонских отложений севера Курейской синеклизы // Геология и геофизика. 2011. Т. 52, № 8. С. 1165–1171.
54. *Трофимук А.А.* Нефтегазоносность Сибирской платформы // Геология и геофизика. 1960. № 7. С. 3–11.

Pre-Mesozoic sediments of the Tunguska sedimentary basin complicated by the products of intrusive trap magmatism: Hydrocarbon potential, development issues and their solutions

P.A. Patrikeev, A.V. Akhiyarov*

All-Russian Research Geological Oil Institute, Moscow, Russia
E-mail: *akhiyarov@vnigni.ru

Abstract. The sedimentary basin examined in this paper is the largest of the three main basins of the Siberian Platform: the Tunguska ($S > 1.2$ million km^2), the Irkutsk ($S = 825$ thousand km^2) and the Pre-Verkhoyansk-Vilyui (according to various estimates, from 280 to 350 thousand km^2). Meanwhile, in the Tunguska sedimentary basin area (as of 01.01.2023), only seven hydrocarbon fields have been discovered (quite insignificant in terms of reserves), which is a fairly modest result in comparison to the other two above-mentioned sedimentary basins (much smaller in area) and cannot be explained by the fact that the Tunguska sedimentary basin is poorly studied in terms of oil and gas geology prospecting criteria.

Despite the considerable amount of information on the geological structure of the Tunguska sedimentary basin obtained during geological surveying, prospecting and thematic works; special studies devoted to detailed structural and facies analysis and the history of formation of the Permian–Triassic intrusive stratum, all of the above is clearly insufficient. The correlation of the northern and southern types of sections of this stratum is also insufficiently developed, considering the role of facies substitution of the tuffs from the southern part of the Tunguska sedimentary basin by the lavas of its northern territories. Regional studies concerning the identification of magmatic activity centers and determination of the main types of natural mechanisms that initiated the global process of trap magmatism are insufficiently presented. The appearance in recent years of the new data on the little-studied areas of the Putorana Plateau in the north of the sedimentary basin made it possible to create a more comprehensive picture and begin to study the history of the formation of the volcanic strata of the entire sedimentary basin.

Thus, despite the relatively poor geological study of the Tunguska sedimentary basin and the presence of traps (reservoir and transgressive intrusions) in the section, the oil and gas prospects of this sedimentary basin can be assessed rather optimistically. Most of the predicted and potential hydrocarbon resources are associated with the Vendian–Lower Cambrian and Riphean complexes.

Keywords: Tunguska sedimentary basin, trap magmatism, reservoir and transgressive intrusions, Riphean and Vendian–Lower Cambrian oil and gas complexes, Bakhta megauplift, Tanachi-Moktakon oil and gas accumulation zone, method of forecasting buried Paleozoic uplifts, seismic gravimagnetic modeling technology.

Citation: Patrikeev P.A., Akhiyarov A.V. Pre-Mesozoic sediments of the Tunguska sedimentary basin complicated by the products of intrusive trap magmatism: Hydrocarbon potential, development issues and their solutions // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 227–245. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art16> (In Russ.).

References

1. Kontorovich A.E., Staroseltsev V.S., Surkov V.S. et al. Tunguska basin. Novosibirsk: OIGGM SB RAS : SNIIGGIMS, 1994. 91 p. (Oil and Gas Basins and Regions of Siberia. Iss. 5). (In Russ.).

2. *Daragan-Sushchov Yu.I.* History of formation of the volcanogenic strata of the Tunguska syneclyse: Synopsis of Ph.D. thesis. Leningrad, 1984. 19 p. (In Russ.).
3. Siberian Platform // Mining Encyclopaedia: In 5 vols. Vol. 4. Ortin–Sociosphere / Ed. by E.A. Kozlovsky. Moscow: Soviet Encyclopaedia, 1989. P. 533–534. (In Russ.).
4. *Staroseltsev V.S.* Tectonics of basalt plateaus and oil and gas potential of underlying sediments. Moscow: Nedra, 1989. 259 p. (In Russ.).
5. *Staroseltsev V.S., Khomenko A.V.* Rock deformations during extensive intrusions of trap magma // Actual issues of tectonics of oil and gas bearing territories of the Siberian Platform: Collected papers. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 1989. P. 112–119. (In Russ.).
6. *Filipsov Yu.A., Staroseltsov V.S.* Riphean troughs – the major oil and gas sources in western part of Siberian platform // Geologiya Nefti i Gaza. 2009. No. 6. P. 40–56. (In Russ.).
7. *Mel'nikov N.V.* Oil and gas bearing complexes of the Lena-Tunguska province // Geologiya i Geofizika. 1996. Vol. 37, No. 8. P. 196–205. (In Russ.).
8. *Goloveshkin A.E., Afanasyeva T.V., Zinchenko V.N.* Consideration of the influence of trap magmatism in the zonal forecast of oil and gas accumulation in the west of the Siberian Platform // Forecast of oil and gas accumulation zones and local objects on the Siberian Platform: Collected papers. Leningrad: VNIGRI, 1988. P. 116–128. (In Russ.).
9. *Khomenko A.V.* Influence of trap sills on the sedimentary cover structures of the Tunguska syneclyse // Tectonics of platform regions: Collected papers / Ed. by O.A. Votakh, V.A. Soloviev. Novosibirsk: Nauka, Sib. Br., 1988. P. 66–71. (Transactions of the Institute of Geology and Geophysics. Iss. 728). (In Russ.).
10. *Litvinova I.V., Larionova T.I.* Forecasting the oil and gas potential of the sites in the Vivi river basin (Siberian platform) using a complex of geological and hydrogeochemical methods // Proceedings of the Siberian Department of the Section of Earth Sciences of the Russian Academy of Natural Sciences. Geology, Exploration and Development of Mineral Deposits. 2019. Vol. 42, No. 1. P. 15–26. <https://doi.org/10.21285/2541-9455-2019-42-1-15-26> (In Russ.).
11. *Antsiferov A.S., Bakin V.E., Varlamov I.P.* et al. Oil and gas geology of the Siberian Platform / Ed. by A.E. Kontorovich, B.C. Surkov, A.A. Trofimuk. Moscow: Nedra, 1981. 552 p. (In Russ.).
12. *Vasiliev G.A.* Location of intrusive traps in the sedimentary cover of the western Lena-Tunguska oil and gas province and their correlation on the areas of deep drilling: Synopsis of Ph.D. thesis. Novosibirsk, 1992. 18 p. (In Russ.).
13. *Rodnova E.N.* The nature of changes in the reservoir properties of sedimentary rocks that fell into the zone of contact halos of intrusive traps of the Tunguska syneclyse // Issues of geology and oil and gas bearing capacity of the Tunguska syneclyse: Collected papers. Leningrad: VNIGRI, 1972. P. 118–133. (VNIGRI Transactions. Iss. 308). (In Russ.).
14. *Rodnova E.N.* Reservoir characteristics of carbonate rocks in contact halos of intrusive traps of the Tunguska syneclyse // Lithologic study of oil and gas reservoirs: Collected papers. Leningrad: VNIGRI, 1973. P. 133–142. (VNIGRI Transactions. Iss. 326). (In Russ.).
15. *Vityaz V.I.* Influence of disjunctive tectonics and trap intrusions on oil and gas potential of the Katanga saddle: Synopsis of Ph.D. thesis. Krasnoyarsk, 1984. 22 p. (In Russ.).
16. *Staroseltsev V.S.* Actual problems of tectonics of oil and gas prospective regions. Novosibirsk: Nauka, 2008. 211 p. (In Russ.).

17. *Feoktistov G.D.* Petrology and conditions of the formation of dolerite sills: Synopsis of Doctoral thesis. Irkutsk, 1983. 34 p. (In Russ.).
18. *Kucherov V.E.* Types of local rises of the Kureyskaya syneclyse in connection with estimation of their oil and gas potential: Synopsis of Ph.D. thesis. Krasnoyarsk, 1985. 17 p. (In Russ.).
19. *Veselovsky R.V.* Paleomagnetism of large magmatic provinces of Northern Eurasia: geodynamic implications: Synopsis of Doctoral thesis. Moscow, 2016. 42 p. (In Russ.).
20. *Bukaty M.B.* Forecasting of oil and gas potential of Riphean–Lower Cambrian deposits of western Siberian Platform on the basis of study of water-gas equilibrium // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1997. No. 11. P. 18–24. (In Russ.).
21. *Bukaty M.B.* Groundwater geology of the western Siberian craton (implications for petroleum exploration) // *Russian Geology and Geophysics*. 2009. Vol. 50, No. 11. P. 930–942. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2009.10.00>
22. *Starobinets I.S., Obukhova M.V.* Geological and geochemical criteria of preservation of hydrocarbon accumulations in the western part of the Siberian Platform // *Geologiya i Geofizika*. 1996. Vol. 37, No. 8. P. 213–219. (In Russ.).
23. *Kazais V.I.* Seismogravimagnetic modelling of platform structures on the northern part of the Siberian Platform // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1997. No. 11. P. 30–37. (In Russ.).
24. *Kazais V.I.* New tectonic model of north-western part of Siberian Platform by geophysical simulation data (technology of seismogravimagnetic simulation) // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2006. No. 5. P. 52–61. (In Russ.).
25. *Starosel'tsev V.S., Divina T.A., Krol' L.A., Shishkin B.B.* Geologic prerequisites for high petroleum potential of the northern Siberian Platform // *Russian Geology and Geophysics*. 2017. Vol. 58, No. 3–4. P. 461–466. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2016.09.022>
26. *Gordeeva A.O.* Criteria for predicting the oil and gas potential of the South Tunguska area with high development of trap magmatism (Lena-Tunguska province): Synopsis of Ph.D. thesis. Novosibirsk, 2011. 18 p. (In Russ.).
27. *Krinin V.A., Rasputin S.N., Lordin S.V.* Reservoir horizons of the Lower-Middle Cambrian of the Bakhtinskiy megathrust // *Oil and Gas Complexes of Prospective Lands of the Krasnoyarsk Region: Abstracts of the 6th Regional Scientific and Practical Conference*. Krasnoyarsk, 1984. P. 121–123. (In Russ.).
28. *Krinin V.A., Kashchenko S.A., Rasputin S.N.* Geological structure and hydrocarbon potential of the south-western part of the Bakhtinsky mega-uplift // *Geologiya i Geofizika*. 1989. No. 11. P. 90–95. (In Russ.).
29. *Krinin V.A., Porozov I.I.* Zonation of hydrocarbon distribution and oil and gas occurrence within sedimentary cover in the western part of the Siberian Platform // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2020. No. 4. P. 29–44. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2020-4-29-44> (In Russ.).
30. *Krinin V.A., Porozov I.I., Shekhodanova Yu.V.* North Tungusky Petroleum Area: object of priority in regional studies of oil and gas occurrence in East Siberian subsurface // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2022. No. 3. P. 29–38. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-3-29-38> (In Russ.).
31. *Krinin V.A.* Oil and gas prospects and evaluation of prospective resources of the Paleozoic of the Putorana Plateau // *Mineral Resources of the Taimyr Autonomous District and Prospects of Their*

Development: Proceedings of the Scientific and Practical Conference. St. Petersburg: VSEGEI, 2004. P. 125–131. (In Russ.).

32. *Krinin V.A., Porozov I.I.* Oil and gas potential of the Putorana anticline and neighbouring lands in the north east of the Kureya syneclyse // *Geologiya Nefti i Gaza*. 2018. No. 5. P. 5–14. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2018-5-5-14> (In Russ.).

33. *Bitner A.K., Bezborodov Yu.N., Prokaten E.V., Orlovskaya N.F.* Tanachi-Moktakonsky oil and gas accumulation zone – potential object of combination of production and processing // *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*. 2019. Vol. 330, No. 10. P. 197–208. <https://doi.org/10.18799/24131830/2019/10/2316> (In Russ.).

34. *Kontorovich A.E., Mel'nikov N.V., Starosel'tsev V.S., Khomenko N.V.* Effect of intrusive traps on petroleum resource potential of Paleozoic rocks in the Siberian Platform // *Geologiya i Geofizika*. 1987. No. 5. P. 14–20. (In Russ.).

35. *Gordyeyeva A.O., Zhydkova L.V., Khomenko A.V.* Effect of dolerite intrusions on oil and gas potential of South-Tungus oil and gas area // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1999. No. 5–6. P. 34–39. (In Russ.).

36. *Kontorovich A.E., Likhanov I.I., Lepetyukha V.V.* et al. Application of geothermometers for the estimation of metamorphic temperatures in sedimentary basins with trap magmatism // *Doklady Akademii Nauk*. 1995. Vol. 345, No. 6. P. 793–797. (In Russ.).

37. *Reverdatto V.V., Khomenko A.V., Likhanov I.I.*, et al. Methods of determination and the maximum temperature models of heating of sedimentary rocks by trap intrusions of some regions of the Siberian Platform: Results of works on the “Search” Interdepartmental Regional Scientific Program for 1992–1993. Part 1. Novosibirsk: UIGGM SB RAS, 1995. P. 153–154. (In Russ.).

38. *Kontorovich A.E., Khomenko A.V., Burstein L.M.* et al. Influence of trap magmatism on oil and gas potential of ancient platforms // *Geology and prospecting issues of new large oil and gas fields in Siberia: Results of works on the “Search” Interdepartmental Regional Scientific Program for 1994. Part 2*. Novosibirsk: SNIIGGiIMS, 1996. P. 42–44. (In Russ.).

39. *Kontorovich A. E., Filiptsov Yu.A., Bitner A.K.* et al. Cambrian gases, oils, and condensates in the areas of intense flood-basalt magmatism within the Siberian Platform // *Geochemistry International*. 1996. Vol. 34, No. 9. P. 790–797.

40. *Kontorovich A.E., Khomenko A.V., Pavlov A.L.* et al. Oil and gas systems in conditions of anomalously high temperatures // *Problems of Geology of Continents and Oceans: Reports of Russian scientists – participants of the 31st IGC (Workshop on the Academician Ioffe Research Vessel)* / Ed. by: V.I. Goncharov, Yu.V. Mironov. Magadan: Kortis, 2001. P. 237–246. (In Russ.).

41. *Likhanov I.I., Ten A.A.* Determination of synchronous–asynchronous intrusions of trapp sills on the basis of contact metamorphism temperatures // *Doklady AN SSSR*. 1991. Vol. 321, No. 5. P. 1044–1048. (In Russ.).

42. *Reverdatto V.V., Sharapov V.N., Melamed V.G.* The controls and selected peculiarities of the origin of contact metamorphic zonation // *Contributions to Mineralogy and Petrology*. 1970. Vol. 29, No. 4. P. 310–337. <https://doi.org/10.1007/BF00371278>

43. *Odintsova T.V., Drobot D.I.* Trap magnetism and petroleum potential of terrigenous Vendian in Lena Region // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1983. No. 7. P. 6–11. (In Russ.).

44. *Staroseltsev V.S.* On delineation of buried uplifts of the Tunguska syneclyse on the basis of analysis of basalt cover ruptures // *Topical issues in tectonics of oil and gas areas of Siberia: Collected*

papers in honor of the 50th anniversary of SNIIGGiMS. Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2006. P. 25–28. (In Russ.).

45. *Staroseltsev V.S., Vozhov V.I., Divina T.A.* Forecast of oil and gas prospective objects in the north of Evenk Autonomous District by a set of geological and hydrogeochemical methods // Problems of Subsoil use in the Evenk Autonomous District: Proceedings of the 2nd Regional Conference. Krasnoyarsk, 1999. P. 17–24. (In Russ.).

46. *Kazais V.I.* Methodology and main results of seismic gravimetric modeling (SGMM) in the study of deep tectonics of trap areas of the Siberian Platform // Mineral Resources of the Taimyr Autonomous District and Prospects of Their Development: Proceedings of the Scientific Conference. St. Petersburg: VSEGEI, 2004. P. 97–106. (In Russ.).

47. *Kazais V.I.* The strategy of accelerated geological exploration of the Arctic and Antarctic // Business Magazine Neftegaz.RU. 2017. No. 1(61). P. 76–82. (In Russ.).

48. *Kazais V.I.* Arctic and Antarctic: geologic exploration “on the pen-point” // Engineer and Industrialist Today. 2022. No. 5–6(59–60). P. 18–22. (In Russ.).

49. *Staroseltsev V.S.* Tectonics of basalt plateaus (in connection with the assessment of oil and gas content of ancient platforms) // Oil and gas content of Siberia and the Far East: Collected papers / Ed. by V.S. Surkov. Novosibirsk: Nauka, Sib. Br., 1981. P. 55–63. (Transactions of the Institute of Geology and Geophysics. Iss. 513). (In Russ.).

50. *Staroseltsev V.S., Melnikov N.V., Shiganova O.V.* et al. To generalise the results of geological research carried out within the Lena-Tunguska oil and gas province in 1994–2004, to forecast oil and gas accumulation zones and localisation of subsoil use objects on the unallocated subsoil fund: Research report on the object 2N1-15 (State Contract No. AT-03-13/194). Novosibirsk: SNIIGGiMS, 2007. 921 p. (In Russ.).

51. *Gordeeva A.O., Gubin I.A., Konstantinova L.N., Kuznetsova E.N.* The direction of exploration in the territories with a wide development of magmatism trappean on the example of the South-Tunguska OGR // Interexpo Geo-Siberia. 2016. Vol. 2, No. 1. P. 73–77. (In Russ.).

52. *Starosel'tsev V.S., Divina T.A.* Comparative analysis of prospects for formation of large hydrocarbon accumulations in the north of the Tunguska syneclyse // Russian Geology and Geophysics. 2001. Vol. 42, No. 11–12. P. 1827–1836.

53. *Starosel'tsev V.S., Divina T.A.* Petroleum potential of the Ordovician–Devonian sediments in the northern Kureika basin // Russian Geology and Geophysics. 2011. Vol. 52, No. 8. P. 917–922. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2011.07.013>

54. *Trofimuk A.A.* Petroleum potential of the Siberian Platform // Geologiya i Geofizika. 1960. No. 7. P. 3–11. (In Russ.).

Диагностика газодинамической связи газовых шапок и их влияние на состав продукции эксплуатационных скважин на месторождениях Северного Каспия по данным трассерных исследований

М.Ю. Поликарпов^{1*}, К.Г. Каган¹, В.С. Левченко, И.В. Воронцова²

1 – Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми, г. Волгоград, Россия

2 – ООО «РуНедра», г. Волгоград, Россия

E-mail: *Mikhail.Polikarpov@lukoil.com

Аннотация. В условиях интенсивного отбора флюида из залежи возникает потребность эффективного поддержания пластового давления. Зачастую на месторождениях нашей страны применяют водонапорный режим поддержания пластового давления. В данной работе рассматривается пример смещивания газонапорного и водонапорного режимов разработки залежи, когда возникает необходимость идентификации распределения всех потоков закачиваемых агентов. Решить данную проблему позволяют трассерные исследования с применением меченого вещества. На месторождениях в акватории Каспийского моря впервые был успешно опробован метод трассирования фильтрационных потоков закачиваемого газа индикатором газообразного состояния. Используемый метод позволил, по аналогии с применением классических водорастворимых индикаторов, выявить приоритетные направления закачиваемого агента-газа, определить интенсивность распространения фильтрационных потоков, рассчитать фильтрационно-емкостные параметры и выявить газодинамическую связь газовых шапок в пределах залежи. Данный метод позволил получить информацию о степени латеральной и вертикальной газодинамической связи между газонагнетательными и эксплуатационными скважинами, и, в комплексе со смежными дисциплинами, уточнить геологическое строение залежи.

Ключевые слова: трассер, индикатор, пласт, скважина, флюид, проницаемость, фильтрация, газодинамическая связь, закачка газа.

Для цитирования: Поликарпов М.Ю., Каган К.Г., Левченко В.С., Воронцова И.В. Диагностика газодинамической связи газовых шапок и их влияние на состав продукции эксплуатационных скважин на месторождениях Северного Каспия по данным трассерных исследований // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 246–258. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art17>

Разрабатываемые нефтегазоконденсатные месторождения № 1 и № 2 в акватории Российского сектора Каспийского моря представляют собой сводово-пластовые залежи с газовыми шапками и нефтяной оторочкой, подстилающей пластовой водой, в значительной степени осложненные разрывными нарушениями, связанными с глубинной тектоникой. Эксплуатационный фонд составляют наклонно-направленные скважины

с горизонтальным окончанием. Система поддержания пластового давления (ППД) осуществляется обратной закачкой воды и газа. Применение системы ППД с обратной закачкой пластовых вод и газа при разработке месторождений приводит к значительному перераспределению пластовых давлений в продуктивных пластах, изменению направленности и скоростей движения пластовых флюидов.

При этом наблюдается рост как горизонтальных, так и вертикальных градиентов напора, вызывающих миграцию флюидов между водо-нефтегазоносными комплексами через гидрологические каналы литолого-фациального, тектонического и техногенного происхождения. Это, в конечном итоге, может привести к преждевременному прорыву закачиваемой воды или газа к добывающим скважинам, росту обводненности и газового фактора добываемой продукции.

В качестве прямого и наиболее доступного метода изучения фильтрационной неоднородности межскважинного пространства использовался индикаторный (трассерный) метод – метод изучения фильтрационных потоков с помощью меченых веществ. Применение данного метода дает возможность получения информации о строении целевого пласта и его фильтрационных характеристиках, что позволяет контролировать процесс вытеснения нефти нагнетаемым агентом, оценивать эффективность различных геолого-технологических мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти и повышение нефтеотдачи пластов, определять истинную скорость и направление движения закачиваемого агента, распределение потоков по пластам, между отдельными скважинами, выявлять «промытые» и не затронутые заводнением участки залежей, исследовать анизотропию коллекторов и т. д. [1].

Индикаторный (трассерный) метод основан на инжекции в нагнетательную скважину заданного объема меченой жидкости/газа. После инжекции из устья добывающих скважин начинают производить отбор проб флюида. Отобранные пробы

анализируются в лабораторных условиях для определения наличия индикатора и его количественной оценки. По результатам анализа строятся кривые зависимости изменения концентрации индикатора в пробах от времени, прошедшего с начала закачки меченой жидкости/газа, для каждой контрольной добывающей скважины. Вид этих кривых характеризует фильтрационную неоднородность исследуемого участка пласта. Интерпретируя полученные результаты индикаторных исследований, можно качественно и количественно оценивать распределение, характер и поведение реальных фильтрационных потоков в естественных условиях залегания объекта разработки и определить характер продвижения закачиваемого индикатора в межскважинном пространстве, составить представление о фильтрационной неоднородности исследуемого объекта [2].

В 2021–2022 гг. в рамках проведения опытно-промышленных работ на морских месторождениях ПАО «ЛУКОЙЛ» была реализована технология по трассированию фильтрационных потоков от газонагнетательных скважин с использованием газообразных индикаторов силами авторов, недропользователя и сервисной организации ООО «Планима трассерс» (г. Самара).

Методика выполнения работ аналогична закачке трассеров в водонагнетательные скважины [3]. Меченный газ подавался в трубное пространство остановленной газонагнетательной скважины и продавливался в пласт путем запуска скважины в работу и закачкой компрессорного газа.

На устье добывающих скважин по графику проводился отбор газожидкостной смеси (ГЖС) в герметичные пробоотборные контейнеры. В промысловой лаборатории ГЖС подвергалась сепарации и выделившийся газ анализировался на портативном хроматографе «ПИА» с целью определения содержания трассера. В качестве трассера использовался газовый индикатор PNM-IWG-1, созданный в ООО «Планима трассерс».

На морском месторождении № 1 были осуществлены промысловые эксперименты по разновременной закачке индикатора в каждую из трех газонагнетательных

скважин, вскрывающих газовую шапку центрального купола залежи неокомского надьяруса наклонно-направленными (скважины Н1, Н2) и горизонтальным (скважина Н3) стволами. Количество реагирующих (эксплуатационных) скважин изменялось по экспериментам от 6 до 11. В число скважин окружения, по которым отбирались и анализировались пробы ГЖС, вошли все краевые скважины залежи, включая расположенные на восточном куполе (рис. 1), а также скважины, дренирующие нижезалегающие отложения волжского регионаряуса.

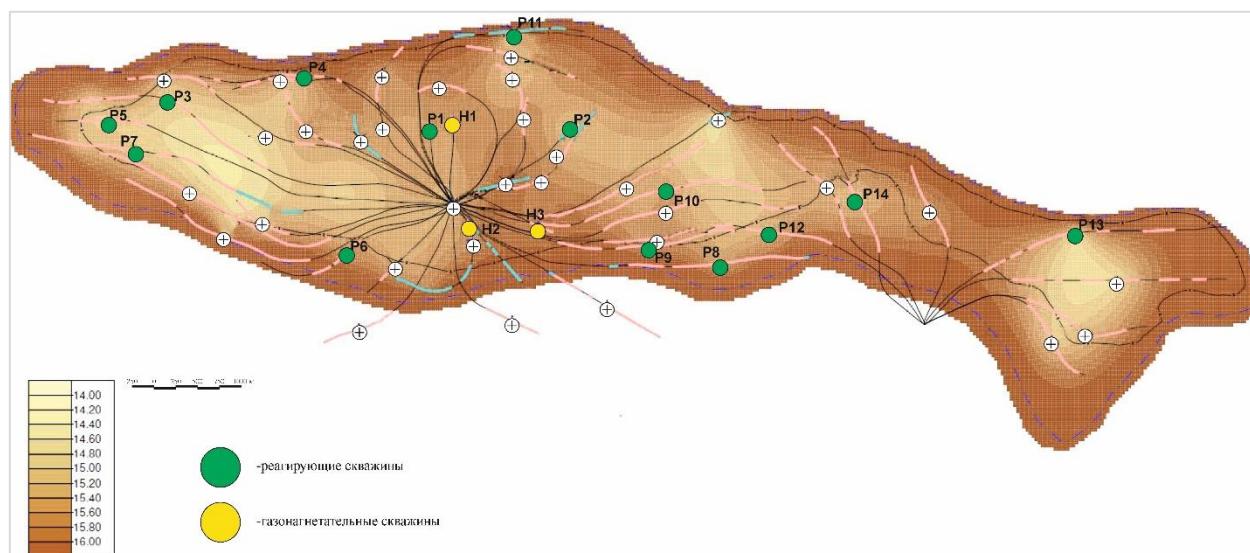


Рис. 1. Схема расположения возмущающих и реагирующих скважин на месторождении № 1 (картографическая основа – карта изобар)

Выход индикатора регистрировался во всех участвующих в исследованиях скважинах, соответствующих парам скважин «газонагнетательная-добывающая». Данный факт позволил установить газодинамическую связь между газовыми шапками центрального и восточного куполов залежи неокомского надьяруса и отложениями

нижезалегающего волжского регионаряуса месторождения № 1 (рис. 2).

Характер выноса индикатора различается по зонам расположения скважин и условиям проводки горизонтальных участков стволов, что подтверждает неоднородность межскважинного пространства резервуара (рис. 3–5).

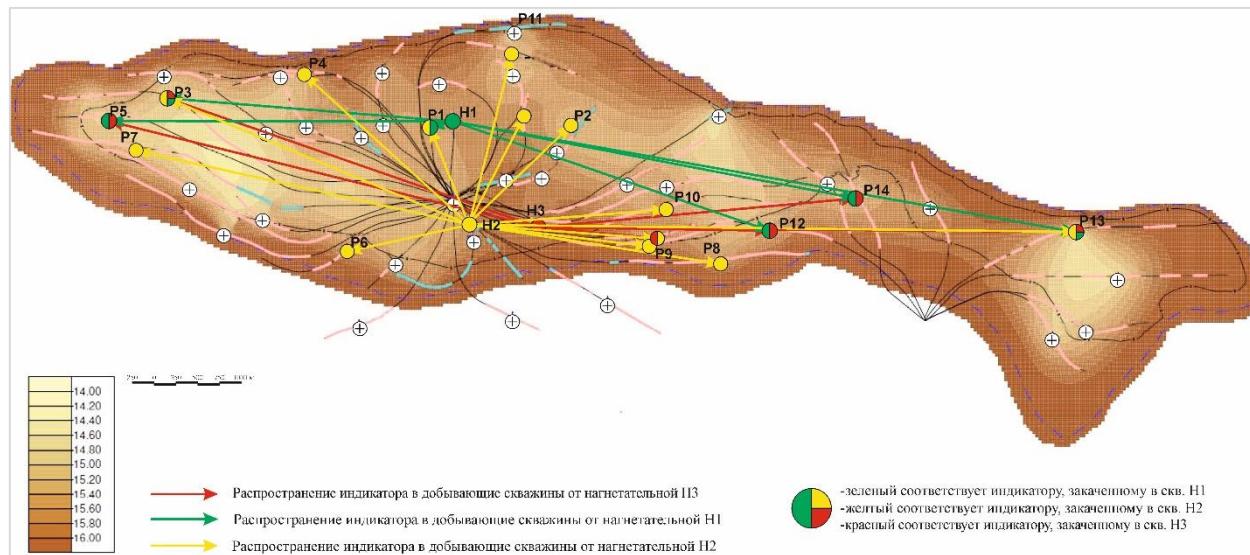


Рис. 2. Схема распространения фильтрационных потоков от газонагнетательных скважин к добывающим скважинам на месторождении № 1 (картографическая основа – карта изобар)

Движение трассера в межскважинном пространстве и выход его к добывающим скважинам осуществлялся как единичными сигналами по трещиноватым каналам, приуроченным к зонам разуплотнения с низким фильтрационным сопротивлением, так и порционно (в течение

нескольких суток) по каналам с более высокими емкостными свойствами. Разница максимальной и средневзвешенной скоростей движения меченого газа (см. рис. 3–5) иллюстрирует неоднородность и разнообразие каналов фильтрации [4].

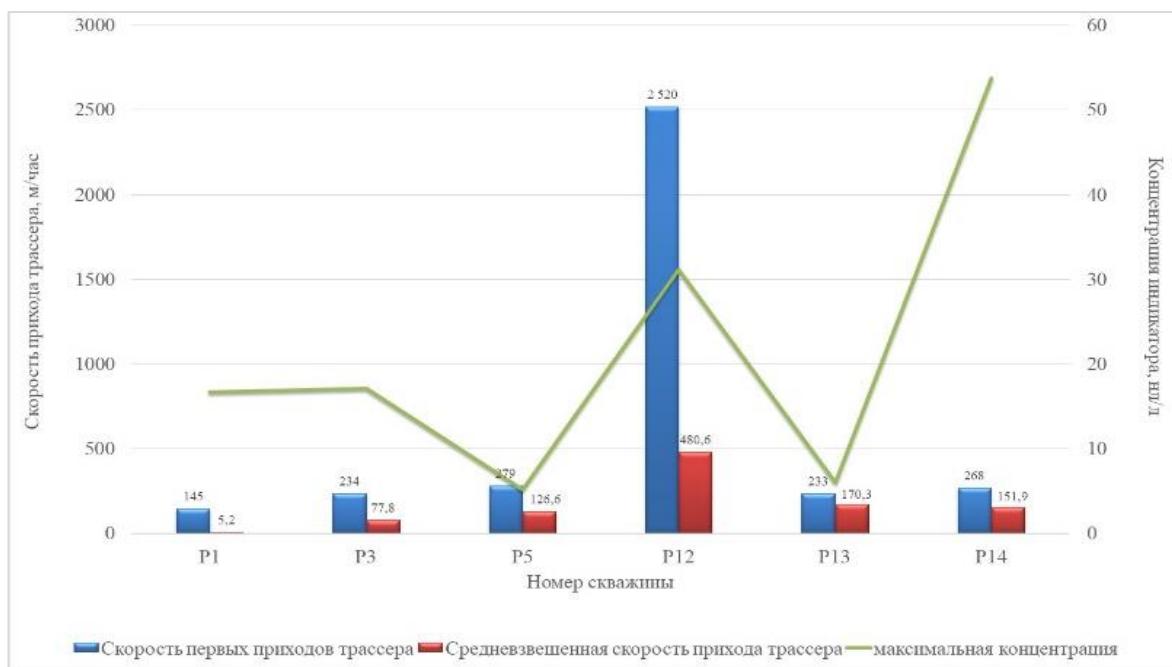


Рис. 3. Скорости продвижения индикатора к добывающим скважинам месторождения № 1 от газонагнетательной скважины H1

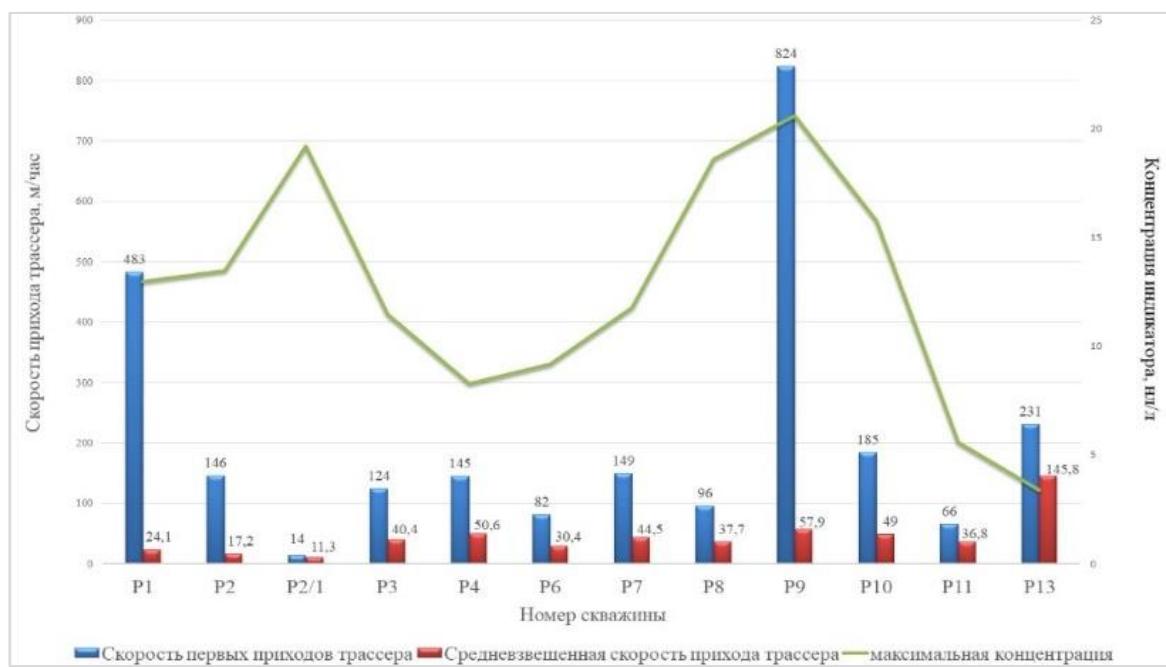


Рис. 4. Скорости продвижения индикатора к добывающим скважинам месторождения № 1 от газонагнетательной скважины Н2

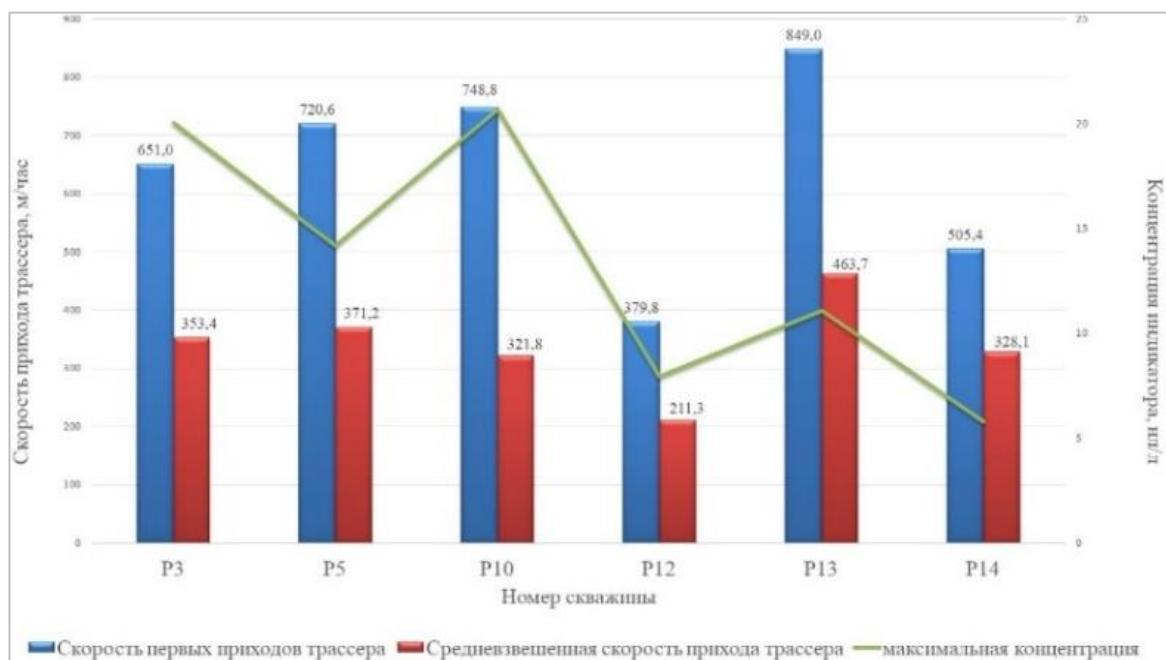


Рис. 5. Скорости продвижения индикатора к добывающим скважинам месторождения № 1 от газонагнетательной скважины Н3

Кривая «концентрация индикатора – время» реагирует на любой вид неоднородности пласта (рис. 6). По характеру изменения графика выделяются различные каналы фильтрации (пропластки). Сопоставление имеющегося набора

геолого-геофизического материала, результатов исследования керна, пластовых флюидов, предыдущих закачек индикаторов [5] позволяет определить характер выявленных неоднородностей резервуара.

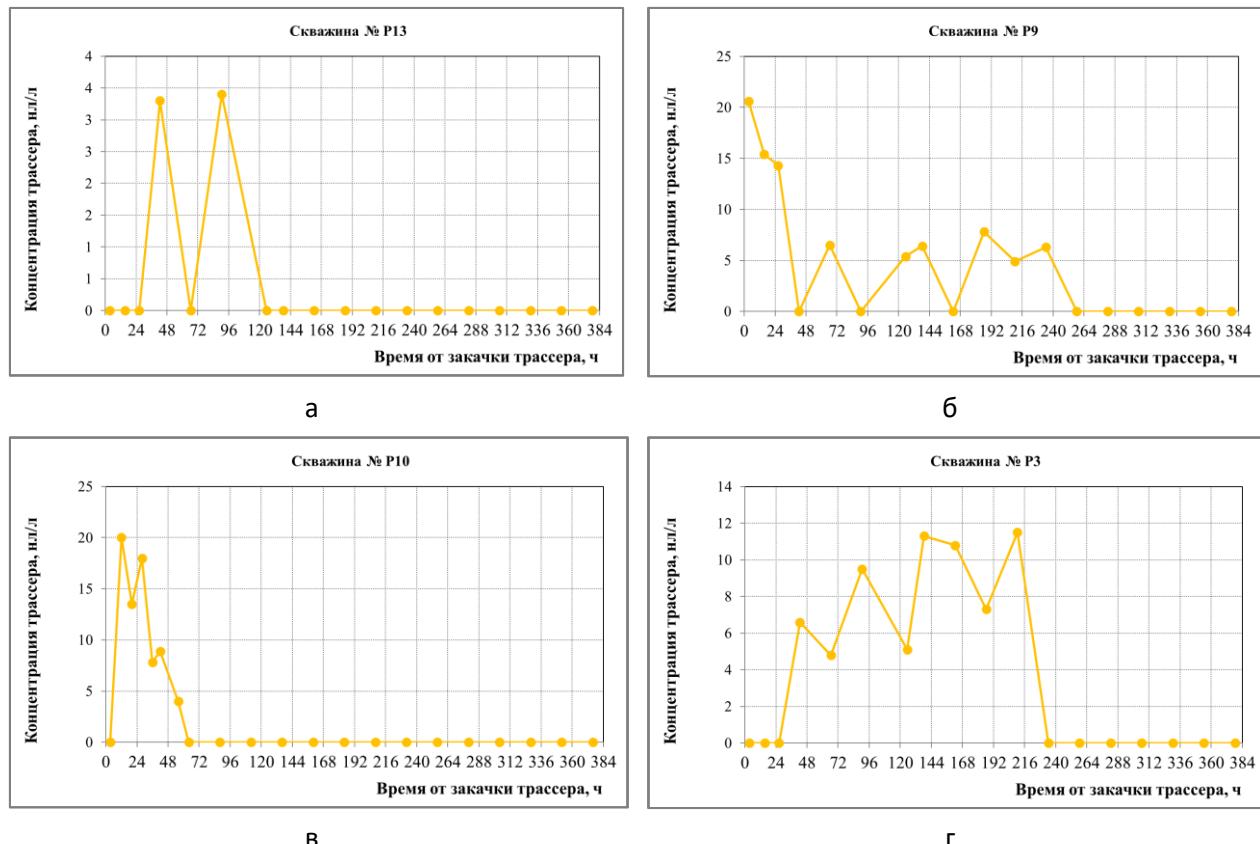


Рис. 6. Разновидности характера выноса газового индикатора от газонагнетательной скважины Н2 к добывающим скважинам месторождения № 1: а – № P13; б – № P9; в – № P10; г – № P3

Учитывая взаимное расположение стволов газонагнетательных и добывающих скважин, определяются направления развития высокоскоростных каналов, в том числе трещиноватые зоны вертикальной сообщаемости, а также направления движения закачиваемого газа по матричной составляющей породы-коллектора. Дискретные выходы индикатора по высокоскоростным каналам с низкой емкостью свидетельствуют о прорыве закачиваемого газа по зонам разуплотнений. Продолжительность выноса порции и более высокий эффективный объем канала указывают на фильтрацию газа через поровое пространство терригенного коллектора.

По результатам проведенных комплексных исследований на месторождении № 1 были рассчитаны

фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) трассируемых зон: проницаемость, эффективный объем и производительность выявленных каналов фильтрации (КФ). Параметры фильтрационных каналов рассчитывались индивидуально по каждой паре скважин с учетом данных РВТ-анализа свойств пластовых флюидов (пластовой нефти и свободного газа) по каждой добывающей скважине и компрессорного газа.

В табл. 1 приводятся значения коэффициентов проницаемости каналов фильтрации месторождения № 1, имеющих удовлетворительную (иногда хорошую) сходимость со значениями ФЕС по данным геофизических исследований (ГИС) и анализа керна разреза продуктивных неокомских отложений.

Таблица 1

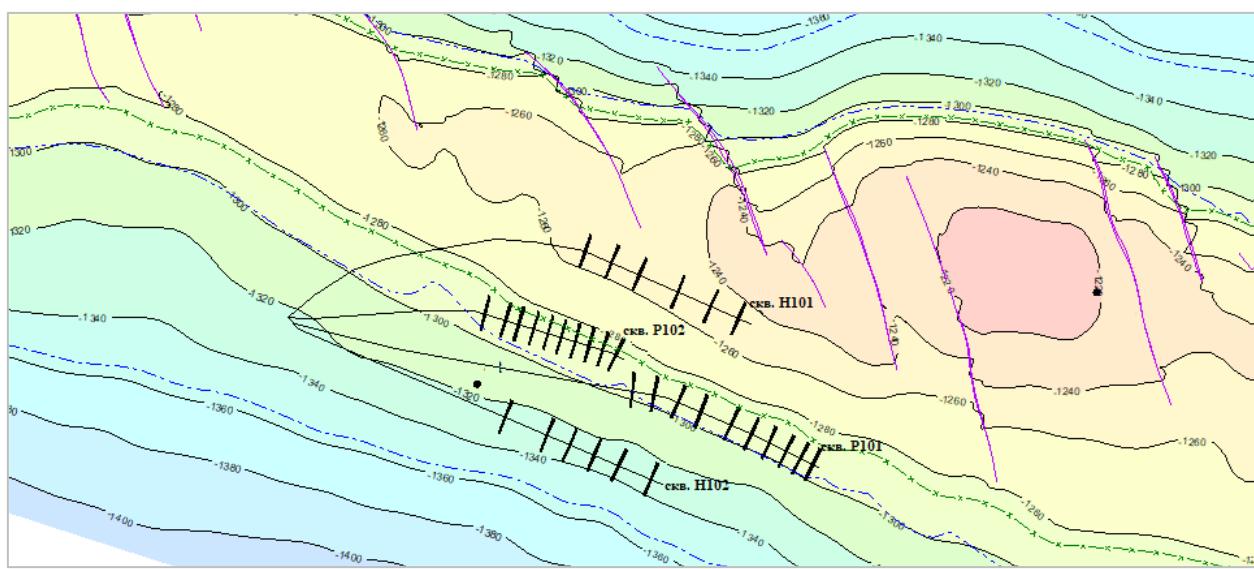
**Сопоставление значений проницаемости каналов фильтрации с данными ГИС
и анализа керна из скважин месторождения № 1 (терригенный коллектор)**

Номер скважины	Максимальная проницаемость по ГИС и керну, мкм^2	Расчетная проницаемость КФ по результатам закачки индикаторов, мкм^2	
		макс.	мин.
P1	0,3	7,9	0,7
P2	1,4	0,7	0,5
P3	11,4	23,6	2,9
P4	0,6	8,0	2,5
P5	1,0	26,5	0,6
P6	0,4	3,0	1,0
P7	25,6	3,6	3,6
P8	0,6	1,6	0,6
P9	0,8	2,1	0,2
P10	5,7	6,9	1,5
P11	1,7	2,2	0,8
P12	31,6	33,0	0,7
P13	0,6	47,7	2,6
P14	2,3	16,9	2,3

Рассчитанные емкостные свойства и производительность выявленных фильтрационных каналов, несмотря на высокую скорость фильтрации, позволили определить минимальное воздействие закачиваемого агента на газовый фактор продукции добывающих реагирующих скважин и определить приоритетные направления распространения компрессорного газа.

На морском месторождении № 2 в опытно-промышленных работах участвовала одна газонагнетательная скважина Н101 и две эксплуатационные скважины Р101 и Р102, вскрывшие газовую и нефтяную составляющие аптской залежи горизонтальными стволами с трещинами от проведения многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП), см. рис. 7. Значения полудлины трещин по расчетным данным и данным моделирования не превышают 80 метров по латерали.

Задача промыслового эксперимента состояла в выявлении газодинамической связи между газонагнетательной и добывающими скважинами, оценке интенсивности и степени влияния закачиваемого газообразного агента. По результатам продолжительного (45 суток) мониторинга промысловых работ и отбора проб вынос трассера имел синхронный характер, отличие заключалось только в концентрациях – в одной скважине (Р102) концентрация трассера была меньше, чем в другой. Это вызвано более интенсивным притоком газа из газовой шапки, в результате чего закачиваемый трассер сильнее разбавляется при движении к горизонтальному участку скважины, что подтверждается, в том числе, и повышенным промысловым газовым фактором (319 и 460 $\text{м}^3/\text{м}^3$, соответственно, в скважинах Р101 и Р102).



В пользу слабопроницаемого барьера также указывают результаты площадного гидропрослушивания: при создании импульса возмущения от газо-

и водонагнетательных скважин H101 и H102 отклик был установлен исключительно в скважине P101 (рис. 9).

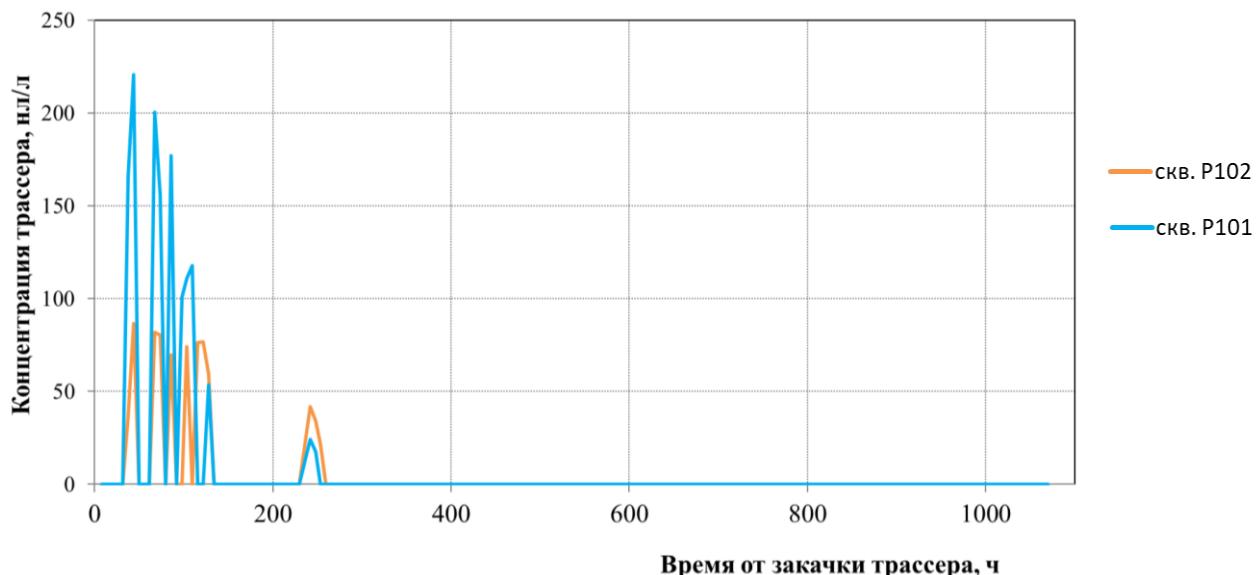


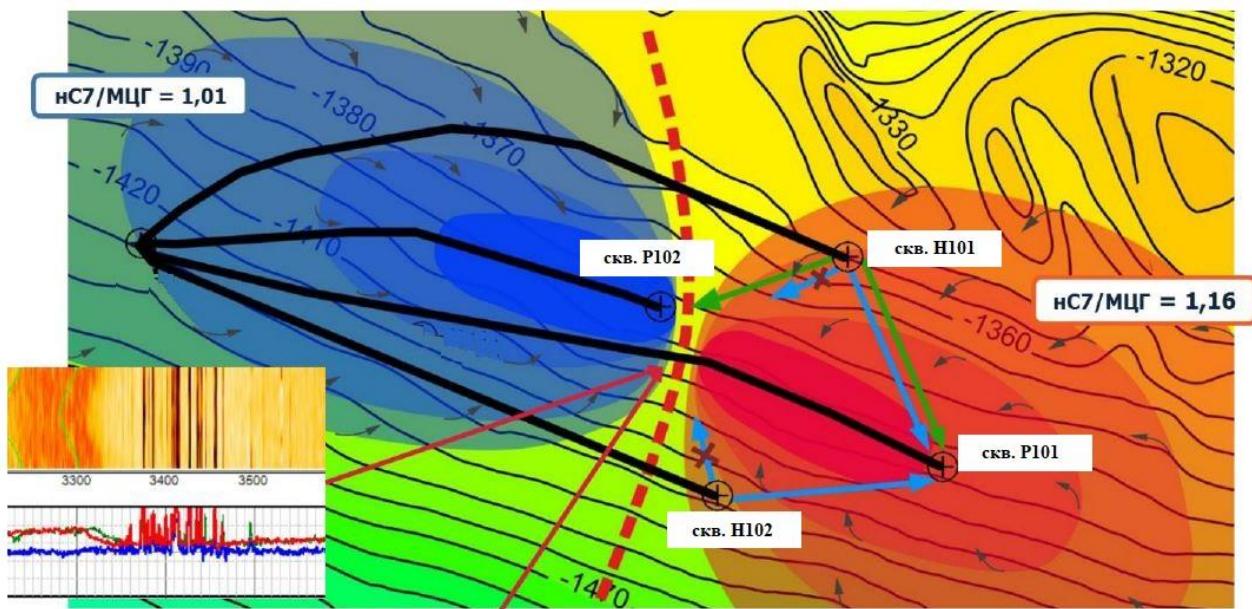
Рис. 9. Характер выноса газового индикатора к реагирующим скважинам P101 и P102 месторождения № 2

Тем не менее, имея подтвержденный несколькими косвенными и прямыми методами вывод о неоднородности строения межскважинного пространства пласта аптского яруса, после закачки газового трассера в нагнетательную скважину H101 был получен синхронный его вынос к обеим добывающим скважинам (см. рис. 9).

С учетом доказанной анизотропии коллектора данный характер распространения фильтрационных потоков от нагнетательной скважины можно интерпретировать только как движение закачиваемого агента по техногенным, а не естественным каналам фильтрации.

На основании емкостных свойств каналов фильтрации, полученных по результатам трассерных исследований, был сделан вывод о продвижении трассера по вторичным микротрещинам коллектора, созданным при проведении МГРП.

Представленная схема флюидодинамической связи залежи (рис. 10) не позволяет закачиваемому газу при текущей репрессионной воронке распространяться по поровому пространству коллектора до фильтров добывающих скважин. В данных условиях фильтрация газа может осуществляться только по искусственно созданным трещинам с минимальной емкостью и производительностью.



На глубине 3400 м по стволу скв. Р101 обнаружен интервал с резким увеличением плотности пород, что может быть обусловлено наличием залеченных трещин, представляющих собой изолирующий или слабопроницаемый геологический барьер, разделяющий аптскую залежь

— гидропрослушивание — трассер

Рис. 10. Схема флюидодинамических связей в аптских отложениях месторождения № 2 с учетом результатов гидропрослушивания, трассерных и геохимических исследований (по результатам геохимического мониторинга нефти на месторождениях Северного Каспия [6])

Выводы

1. Впервые в России и на месторождениях группы компаний ЛУКОЙЛ успешно опробован метод трассирования фильтрационных потоков закачиваемого газа индикатором газообразного состояния. Используемый метод позволил, по аналогии с классическими водорастворимыми индикаторами, выявить приоритетные направления закачиваемого агента-газа, определить интенсивность распространения фильтрационных потоков, рассчитать фильтрационно-емкостные параметры и производительность выявленных каналов фильтрации.

2. Технология межскважинного трассирования газовыми индикаторами позволила получить информацию о степени латеральной и вертикальной газодинамической связи между газонагнетательными и эксплуатационными скважинами и переведена в промышленную эксплуатацию.

3. Интерпретация результатов трассерных, в комплексе с другими методами исследований позволяет уточнить геологическое строение залежей, выявить и охарактеризовать особенности межскважинного строения пласта-коллектора.

Литература

- 1 РД 39-014-7428-235-89. Методическое руководство по технологии проведения индикаторных исследований и интерпретации их результатов для регулирования и контроля процесса заводнения нефтяных залежей. Грозный: СевКавНИПИнефть, 1989. 79 с.

2 *Соколовский Э.В., Соловьев Г.Б., Тренчиков Ю.И.* Индикаторные методы изучения нефтегазоносных пластов. М.: Недра, 1986. 157 с.

3 Методическое руководство по приемке, анализу и систематизации результатов трассерных исследований на месторождениях организаций Группы «ЛУКОЙЛ». Редакция 1.0. М.: ОАО «ЛУКОЙЛ», 2012. 69 с.

4 *Анисимов Л.А., Воронцова И.В., Левченко В.С.* и др. Анализ результатов гидродинамических и трассерных исследований на месторождении им. Ю. Корчагина в Северном Каспии // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 12(336). С. 48–55. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-12\(336\)-48-55](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-12(336)-48-55)

5 *Анисимов Л.А., Воронцова И.В., Левченко В.С.* и др. Результаты трассерных исследований на месторождении им. Ю. Корчагина // Вопросы геологии и обустройства месторождений нефти и газа: Сб. ст. Волгоград: Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде, 2013. Вып. 72. С. 102–114.

6 *Куклинский А.Я., Штунь С.Ю., Морошкин А.Н.* и др. Уточнение геологической модели месторождения по данным геохимического мониторинга молекулярного состава нефти // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 12(360). С. 31–36. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-12\(360\)-31-36](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-12(360)-31-36)

Diagnostics of gas-dynamic connection between gas caps and their influence on the product composition of the North Caspian production wells as per tracer tests

M.Yu. Polikarpov^{1*}, K.G. Kagan¹, V.S. Levchenko, I.V. Vorontsova²

1 – PermNIPIneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm, Volgograd, Russia

2 – RuNedra LLC, Volgograd, Russia

E-mail: *Mikhail.Polikarpov@lukoil.com

Abstract. In the condition of intensive fluid recovery from a pool, there is a problem of effective reservoir pressure maintenance. In Russia, the water-drive reservoir pressure maintenance is often used. The present article considers the example of simultaneous use of gas- and water-drive reservoir pressure maintenance methods. In such a case, it is difficult to identify the flow spreading of all injected agents. Tracer tests with application of a labeled substance can solve this problem. The method of routing the filtration flows of injected gas with a gas tracer was successfully tested for the first time in the Caspian Sea offshore fields. Similarly to the classic water-soluble tracers, this method allowed determination of the priority routes of injected gas-agent, estimation of reservoir properties and revealing of gas-dynamic connection of gas caps within a pool. Also, this method made it possible to obtain the data on the degree of lateral and vertical gas-dynamic connection between gas-injection and production wells and, in conjunction with related disciplines, to specify the geologic structure of the pool.

Keywords: tracer, indicator, bed, well, fluid, permeability, filtration, gas-dynamic connection, gas injection.

Citation: Polikarpov M.Yu., Kagan K.G., Levchenko V.S., Vorontsova I.V. Diagnostics of gas-dynamic connection between gas caps and their influence on the product composition of the North Caspian production wells as per tracer tests // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 246–258. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art17> (In Russ.).

References

- 1 RD 39-014-7428-235-89. Guidelines on the technology of conducting indicator studies and interpreting their results for the regulation and control of the process of waterflooding of oil deposits. Grozny: SevKavNIPIneft, 1989. 79 p. (In Russ.).
- 2 Sokolovsky E.V., Soloviev G.B., Trenchikov Yu.I. Indicator methods for studying oil-bearing reservoirs. Moscow: Nedra, 1986. 157 p. (In Russ.).
- 3 Guidelines on acceptance, analysis and systematization of the results of tracer tests in the fields of LUKOIL Group of Companies. Revision 1.0. Moscow: LUKOIL JSC, 2012. 69 p (In Russ.).
- 4 Anisimov L.A., Vorontsova I.V., Levchenko V.S. et al. Analysis of the results of hydrodynamic and tracer studies of the Yu. Korchagin oilfield in the Northern Caspian Sea // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2019. No. 12(336). P. 48–55. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-12\(336\)-48-55](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-12(336)-48-55) (In Russ.).
- 5 Anisimov L.A., Vorontsova I.V., Levchenko V.S. et al. Results of tracer studies in Yu. Korchagin field: Collected papers. Volgograd: VolgogradNIPInorneft Branch of LUKOIL-Engineering LLC in Volgograd, 2013. Iss. 72. P. 102–114. (In Russ.).

6 *Kuklinskiy A.Ya., Shtun' S.Yu., Moroshkin A.N. et al. Refinement of reservoir geological model according to the data of geochemical monitoring of oil molecular composition // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2021. No. 12(360). P. 31–36.*
é[https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-12\(360\)-31-36](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-12(360)-31-36) (In Russ.).

Мониторинг энергетического состояния залежей нефтяных месторождений с использованием систем непрерывного скважинного контроля

С.З. Фатихов^{1*}, Р.Ф. Якупов^{2,3}

1 – ООО «Башнефть-ПЕТРОТЕСТ», г. Уфа, Россия

2 – ООО «Башнефть-Добыча», г. Уфа, Россия

3 – Институт нефти и газа Уфимского государственного нефтяного технического университета (филиал в г. Октябрьском), г. Октябрьский, Россия

E-mail: *FatikhovSZ@bn.rosneft.ru

Аннотация. В работе показаны необходимость и особенности гидродинамических исследований скважин для контроля разработки нефтяных месторождений. Рассмотрены подходы к контролю работы скважин с использованием непрерывного замера параметров датчиками давления телеметрических систем и непрерывных замеров затрубного давления и уровня жидкости стационарными уровнемерами. Проведенный анализ показал, что определение пластовых давлений методом замеров статического уровня имеет степень достоверности, сопоставимую с достоверностью гидродинамических исследований скважин методами кривой восстановления или падения давления. Показаны критерии применения, достоинства и ограничения предлагаемых и реализованных подходов, выполнена экономическая оценка.

Ключевые слова: гидродинамические исследования скважин, системы непрерывного мониторинга скважин, телеметрические системы, анализ динамических данных, замер уровня, пластовое давление.

Для цитирования: Фатихов С.З., Якупов Р.Ф. Мониторинг энергетического состояния залежей нефтяных месторождений с использованием систем непрерывного скважинного контроля // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 2(41). С. 259–271. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art18>

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) используются для решения различных задач при разработке месторождений нефти и газа: определения энергетического состояния залежей месторождения, оценки потенциала добычи; оценки фильтрационных свойств пласта, которые позволяют рассчитать параметры продуктивности; оценки степени совершенства вскрытия пласта скважины; диагностики межскважинного взаимодействия и др.

Для решения этих задач могут применяться различные виды ГДИС как по типу – установившиеся либо

неустановившиеся, так и по применяемым технологиям [1–3].

Целью работы является анализ подходов и методов проведения ГДИС для получения наиболее достоверных результатов с наименьшими затратами или технологическими потерями в добыче нефти. В рамках исследования авторами поставлены следующие задачи: проанализировать достоинства и недостатки существующих методов ГДИС в условиях разработки нефтяных месторождений, выявить закономерности и факторы, влияющие на успешность, технологичность ГДИС и затраты на проведение исследований.

В настоящее время в направлении проведения ГДИС основные проблемные вопросы заключаются в следующем: каков оптимальный и минимально необходимый объем исследований для разработки месторождений и каковы критерии выбора этого объема [4].

Рассматриваемые месторождения относятся к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Особенности данного региона – крупные месторождения на поздней стадии разработки, «этажность» объектов разработки, множество мелких месторождений. На сегодняшний день разработка месторождений характеризуется поддержанием пластового давления, механизированным способом добычи, преимущественно со штанговым глубинным насосом ($\approx 71\%$ добывающего фонда). Большая текущая обводненность скважин (более 90%) указывает на поздний этап разработки месторождений, вместе с этим отмечается, что распределение по обводненности скважин равномерное. Это говорит о том, что, несмотря на выработку активной части основных запасов, эксплуатационное и разведочное бурение, бурение боковых стволов, переходы на другой горизонт позволяют вводить в разработку новые залежи нефти. Для повышения эффективности разработки месторождений на любом этапе необходима актуальная информация о состоянии пластового давления [5–14]. Следует отметить, что вновь вводимые залежи имеют более низкую проницаемость. Косвенным подтверждением такого утверждения является соотношение количества исследований в нагнетательных и добывающих скважинах на пластах с проницаемостью менее 10 мД. Это утверждение следует из того, что

зачастую добыча нефти на залежах с малой проницаемостью осуществляется горизонтальными скважинами и для проведения успешного исследования требуется останавливать скважину на длительный срок. С экономической точки зрения такая длительность исследования в добывающих скважинах существенно снижает рентабельность добычи нефти. Напротив, в высокопроницаемых и обводненных пластах требуемая длительность остановки на порядок меньше. Таким образом, для проведения исследований на месторождениях с низкой проницаемостью предпочтение отдается остановке нагнетательных скважин.

Актуальность

Анализируя охват гидродинамическими исследованиями скважин, рассмотрим вопрос о необходимости и достаточности их проведения. Разные авторы в своих работах на этот вопрос отвечают достаточно широко, приводя различные аргументы. В данном вопросе необходимо акцентировать внимание на возможности оптимизации проведения исследований при сохранении актуальности информации об энергетике и фильтрационных свойствах пласта. Результаты ГДИС используются при решении широкого круга задач разработки месторождений: проектирование разработки, гидродинамическое моделирование, оценка эффективности и планирование геолого-технических мероприятий (ГТМ), технологические расчеты глушения скважин перед проведением ремонта, оценка рисков проявлений при бурении новых скважин, анализ эффективности закачки, подбор технологических режимов работы скважин, их оптимизация и др.

При этом необходимость проведения нового ГДИС определяется рисками технологических потерь в добыче, экономических потерь при негативном сценарии проведения мероприятия в случае отсутствия актуальной информации по энергетике пласта [15].

В качестве примера проанализируем возможную ситуацию подбора режима работы скважины. Если считать, что коэффициент продуктивности ($K_{\text{прод}}$) скважины известен и имеется целевое значение забойного давления ($P_{\text{заб}}$), тогда в зависимости от актуальности и достоверности значения пластового давления ($P_{\text{пл}}$) могут быть следующие последствия:

1) Если известное значение $P_{\text{пл}}$ завышено, то будет завышен ожидаемый дебит жидкости и типоразмер насоса при меньшем фактическом дебите скважины, что приведет к срыву подачи и к необходимости либо замены насоса, либо к его работе в режиме автоматического повторного включения (АПВ). Оба варианта приводят к дополнительным расходам – либо к проведению спускоподъемных операций, либо к сокращению времени работы насоса и преждевременному его отказу.

2) Если известное значение $P_{\text{пл}}$ занижено, то никаких дополнительных расходов это не несет, но при этом имеющийся потенциал скважины не будет использован в полную меру, что приведет к дополнительным расходам на увеличение типоразмера насоса. Если рассмотреть процесс целиком, то необходимо отметить, что вследствие заниженной оценки $P_{\text{пл}}$ в данном случае есть риск аварии на скважине (газонефтеводопроявление) из-за неверного расчета плотности и объема глушения при проведении ремонта скважины (спуска насоса).

Обобщая приведенный пример, можно сказать, что актуальность ГДИС проявляется при возникновении какого-либо критического события на одном из этапов процесса разработки месторождения. Например, падение дебита нефти и жидкости по скважине, перебои в работе насосной установки, недостижение запланированных параметров дебита жидкости в результате проведения ГТМ и др. Критическое событие инициирует поиск причин, влияющих факторов и определяет необходимость выполнения дополнительных исследований для оценки актуального пластового давления и принятия обоснованного решения для восстановления дебита нефти. Таким образом, происходят дополнительные затраты времени и ресурсов на устранение возникшего инцидента, возникают потери в добыче нефти. В случае же наличия актуальной информации по пластовому давлению указанное критическое событие может быть предотвращено заранее без потерь в добыче нефти, либо оперативно устранено без лишних затрат. Стоит отметить, что чем больше дебит нефти у скважины, тем значимее становится информация по ГДИС и одновременно больше времени на остановку такой скважины требуется для исследования. Без специальных исследований и анализа затруднительно прогнозировать, на какой скважине может возникнуть подобная критическая ситуация. Современный уровень технологий может решить и такую задачу: контролировать энергетические и фильтрационные параметры пласта в режиме реального времени без дополнительной остановки скважины на исследование, основной вопрос лишь в экономическом обосновании применения этих технологий.

Речь идет о непрерывном замере забойного давления в скважине стационарными приборами и его совместном анализе с замерами дебита скважин. Прежде чем рассмотреть один из возможных подходов такого анализа для понимания предлагаемой альтернативы, рассмотрим пример реального критического события

на скважине. Скважина изначально работала с дебитом 12 т/сут. В 2019 г. на ней был проведен гидроразрыв пласта (ГРП) и получен дебит 30 т/сут. В 2020 г. скважина была остановлена. После запуска скважины в работу дебит скважины резко снизился до 3 т/сут. (рис. 1).

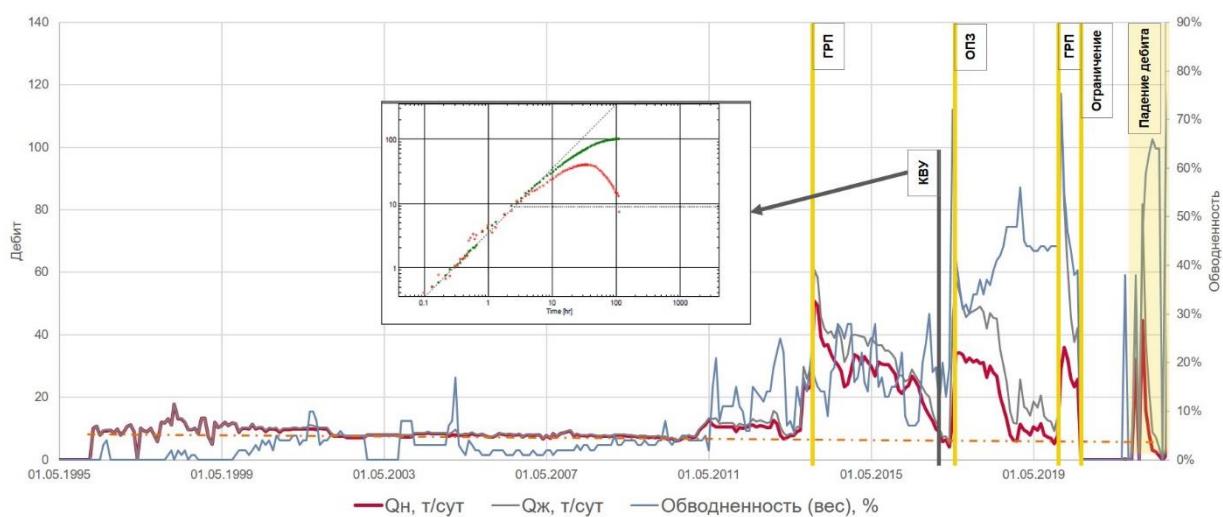


Рис. 1. Анализ динамики добычи

Поскольку в период остановки скважины и в момент запуска в работу скважина не исследовалась, было принято решение об остановке скважины на ГДИС методом кривой восстановления уровня (КВУ) для выяснения причин столь кардинального снижения дебита. В итоге исследования длительностью 3 месяца (простой скважины) были уточнены причины снижения дебита (уменьшение дренируемой толщины), проведены ГТМ и восстановлен дебит нефти на уровне 15 т/сут. Альтернативой такому исследованию можно предложить проведение КВУ в период остановки скважины и анализ динамических данных (АДД), анализ замеров давления и дебита после запуска скважины в добывчу, что позволило бы избежать потерь нефти 250 т из расчета дебита скважины 3 т/сут.

Рассматривая данный пример, необходимо ответить на следующие вопросы: какие будут потери нефти при дебите 15 т/сут; что экономически эффективнее: стоимость проведения на скважине КВУ и АДД или потери 250 т нефти? Очевидно, что стоимость исследований КВУ в период остановки и анализа АДД – как минимум, на порядок меньше. Однако при экономической оценке рассматриваемых способов получения информации о работе скважины необходимо учитывать количество критических событий, порождающих дополнительные потери или расходы, и сопоставить их со стоимостью непрерывных замеров всех скважин, их интерпретации. Опишем технологию контроля параметров пласта, которая покажет ценность проведения таких замеров.

Использование систем непрерывного контроля

В основе предлагаемого подхода лежит ГДИС методом АДД:

– по непрерывным замерам давления и дебита проводится интерпретация данных методом АДД – создается модель фильтрации для скважины и границ пласта (рис. 2);

- по мере появления новых замеров модель актуализируется;
- на основе модели периодически оцениваются $R_{пл}$, $K_{прод}$ (и др. параметры);
- проводится процесс мониторинга, включающий анализ изменения параметров модели (рис. 3) [16, 17].

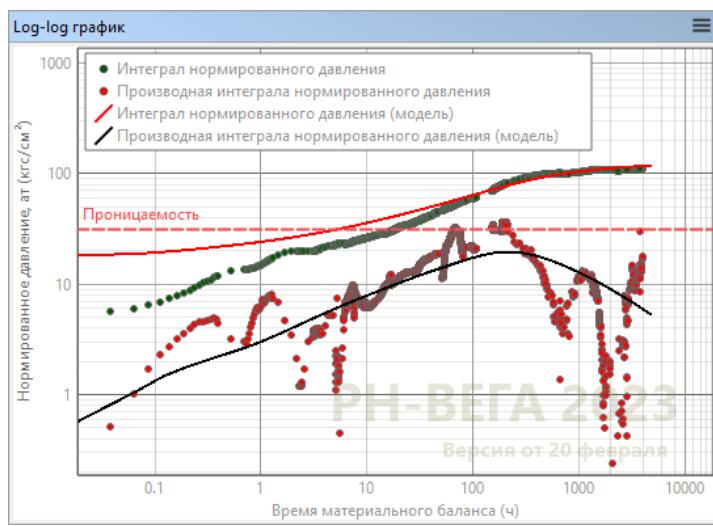


Рис. 2. Модель АДД

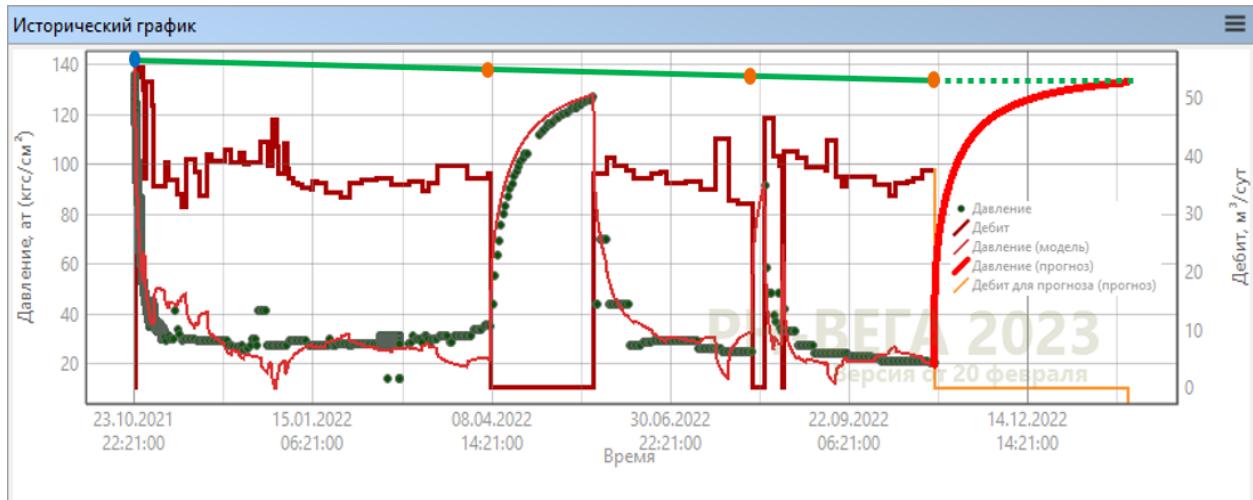


Рис. 3. Мониторинг добычи по модели АДД

Таким образом, параметры модели в любой момент времени остаются актуальными, что позволяет принимать

более обоснованные решения по проведению ГТМ в процессе разработки месторождения.

Ограничениями для использования методики являются требования, предъявляемые к АДД: наличие достоверных непрерывных замеров дебита и забойного давления с определенной дискретностью, корректная информация о пластовом давлении на момент начала анализа, условно стабильная работа скважины (не АПВ и без шумов).

Добыча на рассматриваемых в работе месторождениях ведется механизированным способом, преимущественно с глубинными насосами шлангового типа (ШГН). Доля скважин с электроцентробежными насосами (ЭЦН) составляет 25% добывающего фонда. Для организации непрерывных замеров забойного давления на таком фонде доступны несколько технологий:

- замер $P_{заб}$ с использованием телеметрических систем (ТМС), устанавливаемых под ЭЦН;
- замер $P_{заб}$ с использованием ТМС, устанавливаемых с ШГН;
- расчет $P_{заб}$ по замеру динамического или статического уровня ($H_{дин}$, $H_{ст}$) и затрубного давления ($P_{затр}$).

Скважины с ЭЦН, как правило, уже оборудуются телеметрическими системами, поскольку есть необходимость контроля работы глубинного оборудования. Поэтому для таких скважин неукоснительна организация сбора и хранения данных непрерывных замеров $P_{заб}$ для потребностей непрерывного мониторинга. В рамках цифровизации месторождений на рассматриваемых месторождениях разработана и внедрена специальная информационная система (ИС) для сбора данных ТМС и их анализа в период остановок скважин. ИС позволяет контролировать внеплановые остановки

скважин, по которым выдается рекомендация системы о целесообразности проведения и продолжения ГДИС; делать экспресс анализ ГДИС по данным ТМС, принимать решения о продолжении или прекращении ГДИС; автоматически передавать в другие ИС замеры $P_{заб}$ и $P_{пл}$ (при невозможности обработки методом кривой восстановления давления – КВД). Такой функционал позволяет сокращать расходы и потери нефти на проведение ГДИС. За время работы проекта на пилотном месторождении с фондом около 60 скв. был собран статистический объем информации по 25 КВД, что соответствует проведению 6 КВД в год. Экономия в данном случае выражается в совмещении плановых и вынужденных остановок и сокращении потерь добычи. Следует учесть, что использование ТМС во время вынужденных остановок может иметь ограничения, на качество ГДИС могут повлиять такие осложнения, как обесточивание скважины, неисправность ТМС и др.

Скважины добывающего фонда, оборудованные ШГН, для обеспечения возможности контроля должны дополнительно оборудоваться измерительными приборами. Оборудование скважин с ШГН глубинными ТМС для целей технологического контроля работы оборудования в отличие от ЭЦН экономически нецелесообразно, поскольку имеется более дешевый способ контроля работы насоса – снятие динамограмм. Рассмотрим более подробно вариант непрерывных замеров $P_{заб}$ стационарными уровнемерами, тем более что основным видом контроля $P_{пл}$ на месторождениях является замер статического уровня жидкости в остановленной скважине.

Причиной преобладания замеров $H_{ст}$ при контроле $P_{пл}$ является то, что замеры уровней отличаются технологической простотой и дешевизной: достаточно подключить уровнемер (эхолот) к затрубному пространству и измерить уровень и затрубное давление. Далее при наличии информации о плотности жидкости в стволе скважины и скорости звука в газе, легко рассчитывается забойное (пластовое) давление.

Стоит отметить, что более информативным видом исследования с замером уровней является метод КВУ, который отличается от замера статического уровня тем, что в остановленной скважине отслеживается изменение уровня жидкости в затрубном пространстве во времени после остановки насоса работающей скважины. Поскольку проведение КВУ технологически незначительно отличается от замера $H_{ст}$, возникает вопрос: почему же вместо $H_{ст}$ не проводится КВУ, ведь для $H_{ст}$

все равно скважина должна быть остановлена? Может быть, при $H_{ст}$ длительность остановки меньше и не достигается требуемая степень восстановления давления в скважине? Для ответа на эти вопросы были рассмотрены некоторые промысловые характеристики при исследовании методом $H_{ст}$ и другими видами ГДИС, которые обеспечивают более высокую степень достоверности.

Первая рассматриваемая характеристика – это *среднее пластовое давление*.

Результаты анализа средних пластовых давлений показали, что при достаточном охвате замерами сложными видами ГДИС (КВД, КВУ, кривая падения давления – КПД) средние значения отличаются на величину не более 5–10%. В качестве примера на рис. 4 приведено распределение замеров $P_{пл}$ методами КВД, КВУ, $H_{ст}$ по добывающим скважинам на одном из крупных месторождений.

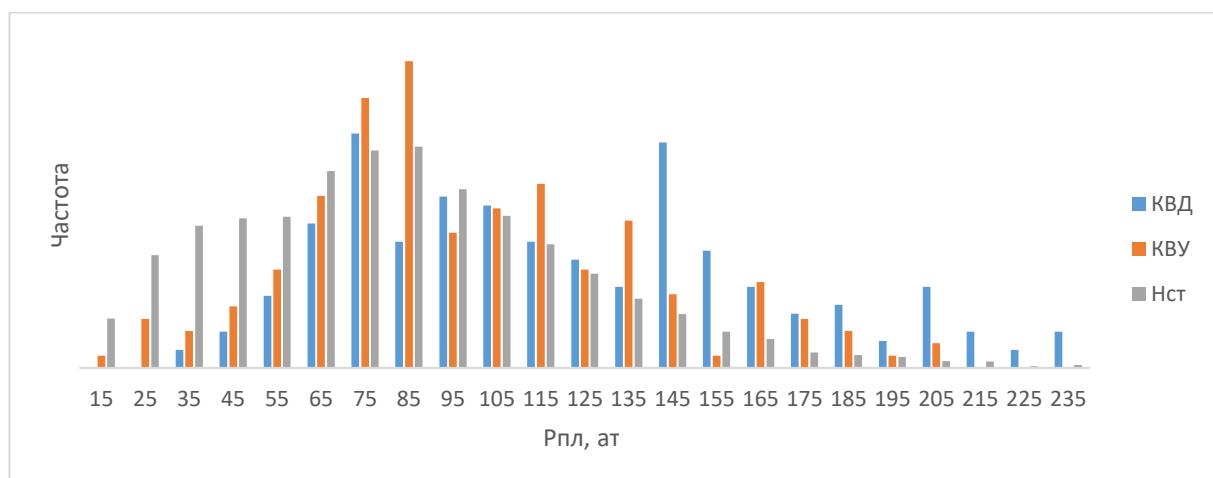


Рис. 4. Распределение замеров $P_{пл}$ в добывающих скважинах по одному из крупных месторождений

Рассмотрим другую характеристику: длительность остановки скважины при исследовании. Важными моментами распределения длительности по времени являются: схожесть распределений по длительности остановок по всем

видам ГДИС и наличие превышения относительного количества замеров $H_{ст}$ в области до 50 ч, что указывает на причину большей величины дисперсии в распределении $P_{пл}$ методом $H_{ст}$.

Еще одна характеристика оценки достоверности – *степень восстановления на последнюю точку в сложных ГДИС* (где $P_{пл}$ определяется экстраполяцией замеренной кривой восстановления), см. рис. 5. Такое распределение показывает, что в более чем 50% случаях давление восстановлено, в 90% случаях

погрешность определения $P_{пл}$ не превышает 10%, и в 95% случаях не превышает ошибки 20%. Таким образом, рассмотренные сравнительные характеристики указывают на достаточную степень достоверности определения $P_{пл}$ методом $H_{ст}$.

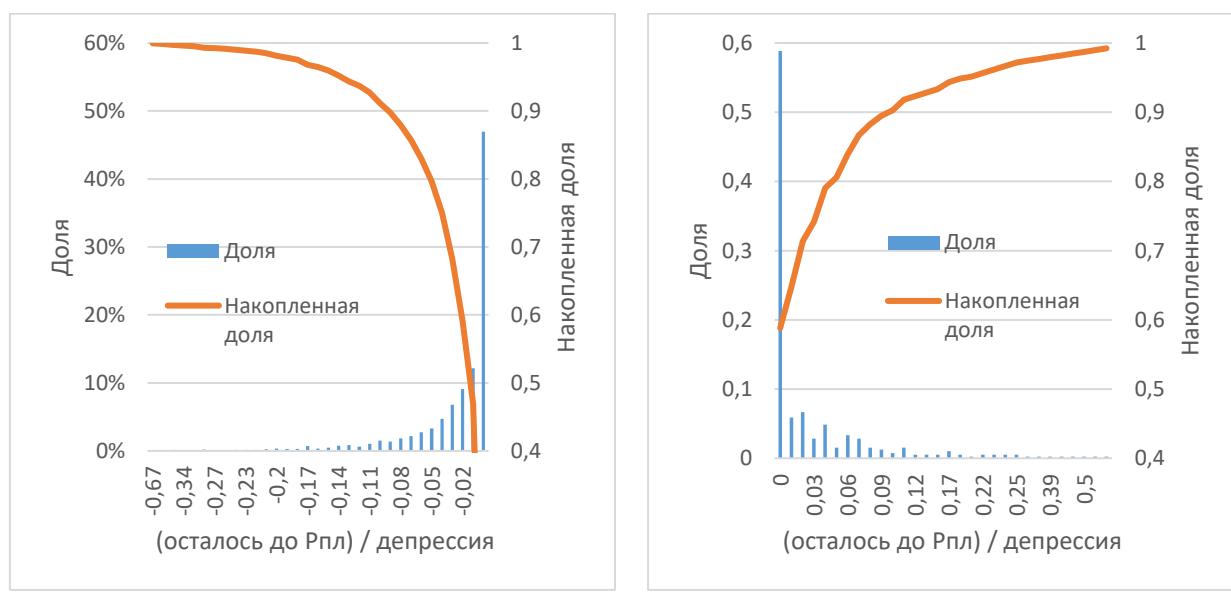


Рис. 5. Анализ степени восстановления $P_{пл}$ по ГДИС:
а – в нагнетательных скважинах; б – в добывающих скважинах

Анализируя данные, можно сделать вывод, что длительность остановки скважины при замере $H_{ст}$ сопоставима с длительностью при проведении замера методом КВУ. Это говорит о том, что выбор вида исследования не определяется потерями в добыче нефти из-за длительности простоя.

Проанализирована экономическая эффективность проведения КВУ и замера $H_{ст}$. Для замера КВУ требуется один уровнемер на несколько суток, в то время как при замере $H_{ст}$ один уровнемер за 1 рабочий день можно использовать для снятия множества замеров на разных скважинах. Для замера КВУ требуется обеспечивать

наличие парка приборов и обслуживание на порядок большего количества уровнемеров. При этом требуется увеличить и количество полевых партий в два раза (что вычисляется из анализа количества исследований). Необходимо отметить, что в момент остановки уровнемер может отсутствовать на скважине, если, например, остановка была незапланированная и принято решение измерить $H_{ст}$.

Альтернативой замеру $H_{ст}$ может стать установка на скважине стационарного уровнемера с передачей данных замеров по каналам связи на сервер данных.

В таком случае количество требуемых уровнемеров увеличивается на 2 порядка (из расчета 10 замеров $H_{ст}$ одним уровнемером и длительности КВУ – 10 суток) и дополнительно требуется оборудование для передачи данных. Помимо этого, увеличение количества КВУ требует увеличения количества специалистов-интерпретаторов. Из перечисленных требований очевидно, что переход от единичных замеров согласно программе исследований, на непрерывные замеры $H_{дин}/H_{ст}$ предопределяет необходимость увеличения затрат. Если рассматривать ситуацию в разрезе одной скважины и не учитывать неявные выгоды от непрерывных замеров, то переход на стационарный уровнемер может рассматриваться как перенаправление финансирования проведения ГДИС на этой скважине на расходы по покупке и обслуживанию стационарного прибора. Это означает, что стоимость измерительной системы должна быть не больше стоимости ГДИС, проводимых на этой скважине, и при этом сама измерительная система должна обеспечивать данные сопоставимого качества.

Для рассматриваемых месторождений такая оценка показывает, что средние расходы на ГДИС оцениваются в 2,5 раза меньше, чем покупка и содержание стационарных уровнемеров.

Необходимо отметить, что есть определенный список скважин, на которых рассматриваемые стоимости примерно равны. Это скважины, на которых делаются замеры $H_{ст}$ с периодичностью не реже 2 раз в месяц, – они могут быть оснащены стационарными уровнемерами без дополнительных затрат со стороны недропользователя и иметь возможность непрерывного контроля $P_{пл}$ и K_{prod} по методикам, описанным выше.

Оснащение небольшого пилотного фонда скважин позволит оценить возможности и экономический эффект от предлагаемого подхода и критерии его применения на месторождениях Урало-Поволжья.

Выводы

1. Экономическая целесообразность и особенности структуры фонда скважин месторождений Урало-Поволжского региона обуславливают использование метода $H_{ст}$ для контроля пластового давления на большей части территории республики. Любое критическое событие может быть оперативно устранено или предотвращено без потерь в добыче нефти и с минимальными финансовыми затратами при наличии актуальной информации о пластовом давлении.

2. Анализ степени восстановления давления на последнюю точку в сложных ГДИС, где пластовое давление $P_{пл}$ определяется экстраполяцией замеренной кривой восстановления, показывает, что в 90% случаях погрешность определения $P_{пл}$ не превышает 10%. Отмечено, что определение $P_{пл}$ методом замеров $H_{ст}$ имеет степень достоверности, сопоставимую с достоверностью ГДИС методами КВД, КВУ, КПД.

3. На примере рассмотренного месторождения показаны возможности развития и совершенствования применения ГДИС, связанные с переходом на непрерывные замеры давления и дебита, которые при существующем объеме финансирования позволят увеличить охват и информативность ГДИС за счет изменения типа исследования с метода $H_{ст}$ на КВУ и дополнительного анализа методом АДД, т. е. созданием фильтрационной модели скважины.

4. Проведение пилотных работ на фонде скважин рассматриваемого месторождения позволит оценить возможности и экономический эффект от предлагаемого подхода и критерии его применения на месторождениях Урало-Поволжья.

Литература

1. РД 153-39.0-109-01. Методические указания по комплексированию и этапности выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений. М.: Минэнерго России, 2002. 75 с.
2. Грищенко В.А., Харисов М.Н., Якупов Р.Ф. и др. Анализ результатов косвенного определения пластового давления по изменению режимов работы скважин с использованием генетического алгоритма // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2021. № 8(356). С. 36–41. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-8\(356\)-36-41](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-8(356)-36-41)
3. Бухмастова С.В., Фахреева Р.Р., Питюк Ю.А. и др. Апробация методов MLR и CRMPR при исследовании взаимовлияния скважин // Нефтяное хозяйство. 2020. № 8. С. 58–62. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-8-58-62>
4. Афанаскин И.В., Вольгин С.Г., Еникеев Б.Н. и др. Современное состояние исследований скважин и пластов нефтегазовых месторождений в России // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 45–86. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art5>
5. Чиглинцева А.С., Сорокин И.А., Уразов Р.Р. и др. Результаты апробации моделей многофазного потока для пересчета давления в ПК «РН-ВЕГА» // Нефтяное хозяйство. 2023. № 5. С. 106–110. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-5-106-110>
6. Якупов Р.Ф., Мухаметшин В.Ш. Вопросы эффективности разработки низкопродуктивных карбонатных коллекторов на примере турнейского яруса Туймазинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2013. № 12. С. 106–110
7. Мухаметшин В.Ш., Якупов Р.Ф., Гимаев А.Ф., Якупов М.Р. Особенности проведения гидродинамических исследований скважин для повышения геологической изученности залежей углеводородного сырья // SOCAR Proceedings. 2023. № 1. С. 59–67. <https://doi.org/10.5510/OGP20230100805>
8. Ахметова О.В., Уразов Р.Р., Давлетбаев А.Я. и др. Графический метод определения параметров скин-зоны по данным температуры и давления в РН-ВЕГА // Экспозиция Нефть Газ. 2023. № 3(96). С. 74–79. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-3-74-79>
9. Якупов Р.Ф., Велиев Э.Ф., Мухаметшин В.Ш. и др. Обоснование использования различных типов агента для повышения эффективности разработки // Нефтегазовое дело. 2021. Т. 19, № 6. С. 81–91. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-81-91>
10. Грищенко В.А., Якупов Р.Ф., Велиев Э.Ф. и др. Формирование подходов к выработке запасов с учетом фациальной геологической модели осадконакопления на примере бобриковско-радаевского горизонта Туймазинского нефтяного месторождения // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 5(90). С. 16–20. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-5-16-20>
11. Гареев А.Т., Нуров С.Р., Фаизов И.А. и др. Особенности и концепция дальнейшей разработки уникального Арланского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2023. № 4. С. 40–45. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-4-40-45>

12. Грищенко В.А., Мухаметшин В.В., Бахтизин Р.Н. и др. Методический подход к обоснованию стратегии выработки остаточных запасов нефти на завершающей стадии разработки с учетом фациального анализа // SOCAR Proceedings. 2022. № 3. С. 66–75. <https://doi.org/10.5510/OGP20220300710>
13. Якупов Р.Ф. Особенности выработки запасов нефти в контактных зонах пласта D2ml Туймазинского нефтяного месторождения // Нефтепромысловое дело. 2017. № 3. С. 15–21.
14. Шайдуллин В.А., Камалетдинова Р.М., Якупов Р.Ф. и др. Подбор технологии ограничения водопритока в терригенных пластах с монолитным строением // Нефть. Газ. Новации. 2021. № 7(248). С. 34–38.
15. Иктисанов В.А. Определение оптимального количества исследований скважин и пластов для повышения успешности применяемых методов воздействия на пласт и призабойную зону // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 100–111. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art7>
16. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Долговременный мониторинг промысловых параметров как знаковое направление современных ГДИС // Инженерная практика. 2012. № 9. С. 4–8.
17. Асалхузина Г.Ф., Давлетбаев А.Я., Салахов Т.Р. и др. Апробация подхода к оценке текущего пластового давления при анализе динамических данных эксплуатации скважин // Нефтяное хозяйство. 2022, № 10. С. 30–33. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-10-30-33>

Monitoring of the energy state of oil fields using permanent well monitoring systems

S.Z. Fatikhov^{1*}, R.F. Yakupov^{2,3}

1 – Bashneft-PETROTEST LLC, Ufa, Russia

2 – Bashneft-Dobycha LLC, Ufa, Russia

3 – Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University (Branch in Oktyabrsky), Oktyabrsky, Russia

E-mail: *FatikhovSZ@bn.rosneft.ru

Abstract. The paper shows the necessity and specific features of well tests for controlling the development of oil fields. The approaches to monitoring the operation of wells using continuous measurement of parameters by pressure sensors of telemetry systems and continuous measurements of annular pressure and fluid level by stationary level gauges are considered. The analysis showed that the determination of reservoir pressures by measuring the static level has a degree of reliability comparable to the reliability of buildup or drawdown well test methods. The application criteria, advantages and limitations of the proposed and implemented approaches are shown. An economic assessment of the proposed approaches is carried out.

Keywords: well tests, permanent downhole gauges, telemetry systems, dynamic data analysis, level measurement, reservoir pressure.

Citation: *Fatikhov S.Z., Yakupov R.F. Monitoring of the energy state of oil fields using permanent well monitoring systems // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 2(41). P. 259–271. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-41.art18> (In Russ.).*

References

1. RD 153-39.0-109-01. Guidelines for the integration and phasing of implementation of geophysical, hydrodynamic and geochemical studies of oil and gas fields. Moscow: Ministry of Energy of the Russian Federation, 2002. 75 p. (In Russ.).
2. Grishchenko V.A., Kharisov M.N., Yakupov R.F. et al. Analysis of the results of formation pressure indirect determination according to the wells operational mode change using the genetic algorithm // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2021. No. 8(356). P. 36–41. [https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-8\(356\)-36-41](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2021-8(356)-36-41) (In Russ.).
3. Bakhmastova S.V., Fakhreeva R.R., Pityuk Yu.A. et al. Approbation of MLR and CRMIP methods in research of well interference // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2020. No. 8. P. 58–62. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2020-8-58-62> (In Russ.).
4. Afanaskin I.V., Volpin S.G., Enikeev B.N. et al. The current state of well test analysis and reservoir testing in Russian oil and gas fields // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 45–86. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art5> (In Russ.).
5. Chiglntseva A.S., Sorokin I.A., Urazov R.R. et al. Results of approbation of multi-phase flow models for pressure calculation in the RN-VEGA software // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2023. No. 5. P. 106–110. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-5-106-110> (In Russ.).

6. *Yakupov R.F., Mukhametshin V.Sh.* Problem of efficiency of low-productivity carbonate reservoir development on example of Turnaisian stage of Tuymazinskoye field // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2013. No. 12. P. 106–110. (In Russ.).
7. *Mukhametshin V.Sh., Yakupov R.F., Gimayev A.F., Yakupov M.R.* Features of well hydrodynamic studies to increase the geological exploration status of hydrocarbon deposits // SOCAR Proceedings. 2023. No. 1. P. 59–67. <https://doi.org/10.5510/OGP20230100805> (In Russ.).
8. *Akhmetova O.V., Urazov R.R., Davletbaev A.Ya.* et al. Graphical method for determining the parameters of the skin zone based on transient temperature and pressure data in RN-VEGA // Exposition Oil Gas. 2023. No. 3(96). P. 74–79. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2023-3-74-79> (In Russ.).
9. *Yakupov R.F., Veliyev E.F., Mukhametshin V.Sh.* et al. Rationale for different types of agent using to improve development efficiency // Neftegazovoe Delo. 2021. Vol. 19, No. 6. P. 81–91. <https://doi.org/10.17122/ngdelo-2021-6-81-91> (In Russ.).
10. *Grishchenko V.A., Yakupov R.F., Veliyev E.F.* et al. Formation of approaches to the development of reserves, taking into account the facial geological model of sedimentation on the example of the Bobrikovsko-Radevsky horizon of the Tuymazinsky oil field // Exposition Oil Gas. 2022. No. 5(90). P. 16–20. <https://doi.org/10.24412/2076-6785-2022-5-16-20> (In Russ.).
11. *Gareev A.T., Nurov S.R., Faizov I.A.* et al. Production features and concept of further development of the unique Arlanskoye field // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2023. No. 4. P. 40–45. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-4-40-45> (In Russ.).
12. *Grishchenko V.A., Mukhametshin V.V., Bakhtizin R.N.* et al. Methodical approach to substantiation of the strategy for the development of residual oil reserves at the final stage of development, taking into account facies analysis // SOCAR Proceedings. 2022. No. 3. P. 66–75. <https://doi.org/10.5510/OGP20220300710> (In Russ.).
13. *Yakupov R.F.* Specific features of oil reserves recovery in D2ml formation contact zones of Tuimazy oil field // Oilfield Engineering. 2017. No. 3. P. 15–21. (In Russ.).
14. *Shaidullin V.A., Kamaletdinova R.M., Yakupov R.F.* et al. Electing the water shut-off technology for monolithic terrigenous formations // Neft. Gaz. Novatsii. 2021. No. 7(248). P. 34–38. (In Russ.).
15. *Iktissanov V.A.* Determining the optimum number of well tests to improve the success of the applied methods of reservoir and bottomhole treatment // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 2(37). P. 100–111. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art7> (In Russ.).
16. *Ipatov A.I., Kremenetsky M.I.* Long-term monitoring of fishery parameters as a landmark direction of modern well tests // Inzhenernaya Praktika. 2012. No. 9. P. 4–8. (In Russ.).
17. *Asalkhuzina G.F., Davletbaev A.Ya., Salakhov T.R.* et al. Applying decline analysis for reservoir pressure determination // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2022. No. 10. P. 30–33. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-10-30-33> (In Russ.).