

ISSN 2687-0312

4(43) 2023

АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТИ И ГАЗА

ACTUAL PROBLEMS OF OIL AND GAS

Институт проблем нефти и газа
Российской академии наук

Oil and Gas Research Institute of the
Russian Academy of Sciences

Геология, поиски,
разведка и эксплуатация
нефтяных и газовых
месторождений

Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых
месторождений

Геофизика



Научное сетевое издание
Scientific online journal

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 ИНГГ СО РАН, Тюмень, Россия

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

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

Скоробогатов В.А., д. г.-м. н., 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. н., 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

Башкина Е.М., Сурначёв Д.В., 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: Д. Филиппова

Фундаментальные проблемы геологии, геофизики и геохимии нефти и газа

Пуланова С.А. Связь микроэлементного состава нефтей с составом земной коры как показатель перспективности глубокопогруженных отложений

3

Никонов А.И. Повышение надежности вероятностной оценки прогноза выявления нефтегазоносных локальных структур при геологоразведочных работах на геодинамической основе

17

Новые методы и технологии изучения геологической среды нефтегазоносных бассейнов

Закиров Э.С., Анисеев Д.П., Ибрагимов И.И., Лутфуллин А.А., Кашапов И.Х. Апробация методики определения анизотропии проницаемости в трещиноватых карбонатных пластах по данным 3D гидропрослушивания

31

Химуля В.В. Исследование структурных особенностей порового пространства коллектора углеводородов на основе снимков рентгеновской компьютерной томографии

44

Воробьева Г.Н., Остапчук С.С., Рыбаков Р.А., Космачева М.С. Применение результатов трехмерного гидро-геомеханического моделирования для определения азимутов трещин гидроразрыва пласта

58

Гидротермодинамическое и геомеханическое моделирование процессов в насыщенных геосредах

Сурначёв Д.В., Скибицкая Н.А. О гидродинамическом обосновании технологии повышения компонентоотдачи газоконденсатных и газовой части коллектора углеводородных месторождений на поздних стадиях разработки, при наличии матричной нефти

72

Современные методы нефтегазовой механики и физики пластовых систем

Заночуев С.А., Громова Е.А., Гребенкин А.А., Ахмеров В.О., Мягков Н.М. Использование аналитических моделей для расчета динамической вязкости пластовой нефти при различных термобарических условиях

91

Новые технологии и подходы к разработке нефтяных и газовых месторождений

Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А., Дрозд А.С. Исследование возможностей аддитивных технологий на основе термопластичных материалов в лабораторном эксперименте и при изучении ограничения выноса песка в добывающих скважинах

106

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., Dr. Sci. (Eng.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Editorial Council

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

Abdullaev G.S., Dr. Sci. (Geol.-Min.), IGIRNIGM LLC,
Tashkent, Uzbekistan

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

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

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

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

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

Skorobogatov V.A., Dr. Sci. (Geol.-Min.), Gazprom
VNIIGAZ LLC, Moscow, Russia

Editorial Board

Abukova L.A., Dr. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Baganova M.N., Cand. Sci. (Eng.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Batalin O.Yu., Cand. Sci. (Phys.-Math.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Eremín N.A., Dr. Sci. (Eng.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Kovalenko K.V., Dr. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Kouzin A.M., Cand. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Podnek V.E., Cand. Sci. (Phys.-Math.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Sumin A.M., Cand. Sci. (Law), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Shuster V.L., Dr. Sci. (Geol.-Min.), OGRI RAS,
Moscow, Russia

Editorial Staff

**Bashkina E.M., Surnachev D.V., Chigarev V.B.,
Datsko T.G.**

Editorial address:

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

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

An open access journal.

No fee for publication and for peer-review.

Publication frequency: 4 issues per year.

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

Indexed in the Russian Science Citation Index.

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

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

Cover design: D. Filippova

Fundamental issues of geology, geophysics and geochemistry of oil and gas

Punanova S.A. Correlation of trace element composition of oils to the composition of the
Earth's crust as an indicator of the prospectivity of deep-seated deposits **3**

Nikonov A.I. Increasing the reliability of the probabilistic assessment of the forecast for
identifying oil- and gas-bearing local structures during geological exploration work on a
geodynamic basis **17**

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

Zakirov E.S., Anikeev D.P., Ibragimov I.I., Lutfullin A.A., Kashapov I.Kh. Approbation of the
method for determining the anisotropy of permeability in fractured carbonate formations
according to 3D pressure interference test **31**

Khimulia V.V. Study of structural characteristics of hydrocarbon reservoir pore space based
on X-ray computed tomography images **44**

Vorobyeva G.N., Ostapchuk S.S., Rybakov R.A., Kosmacheva M.S. Application of the
results of three-dimensional hydro-geomechanical modeling to determine the azimuths of
hydraulic fractures **58**

**Hydrothermodynamic and geomechanical modelling of the processes in saturated geological
media**

Surnachev D.V., Skibitskaya N.A. On the hydrodynamic justification of the technology for
increasing the component recovery of gas-condensate and gas part of oil and gas-
condensate fields at the late stages of development, in the presence of matrix oil **72**

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

Zanochuev S.A., Gromova E.A., Grebenkin A.A., Akhmerov V.O., Myagkov N.M.
Application of analytical models for assessment of crude oil dynamic viscosity at different
thermobaric conditions **91**

New technologies and approaches to oil and gas field development

Demyanovskiy V.B., Kaushanskiy D.A., Drozd A.S. Study of the possibilities of additive
technologies based on thermoplastic materials in a laboratory experiment and in studying
the limitation of sand production in production wells **106**

Связь микроэлементного состава нефтей с составом земной коры как показатель перспективности глубокопогруженных отложений

С.А. Пунанова

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

Аннотация. В статье рассмотрены корреляционные связи микроэлементного состава нефтей месторождений Татарстана и Западной Сибири с химическим составом верхней, средней и нижней коры и биоты. Фактологической основой методических приемов корреляционного метода является база данных, скомпилированная по большому числу анализов разных авторов. Результаты такого исследования на количественном уровне подтверждают ранее сделанные выводы о полигенном источнике микроэлементов в нафтидах. Показан характер изменения корреляционных зависимостей микроэлементного состава нафтидов – от исходного органического вещества к нефтям и природным битумам. В ряде нефтегазоносных бассейнов более высокая связь микроэлементного состава нефтей с составами нижней либо средней коры, а не с верхней, может свидетельствовать о вовлеченности в процессы нефтегенерации глубокопогруженных отложений, что повышает прогнозные оценки возможности выявления мегарезервуаров нефти и газа на больших глубинах.

Ключевые слова: микроэлементы, нефть, база данных, корреляционный анализ, биота, состав земной коры, глубокопогруженные отложения

Для цитирования: Пунанова С.А. Связь микроэлементного состава нефтей с составом земной коры как показатель перспективности глубокопогруженных отложений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 4(43). С. 3–16. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art1>

Введение

В настоящее время геохимические исследования состава нефтей и их производных приобретают все большую значимость и актуальность. Это связано с тем, что первичные процессы генерации, происходившие при захоронении исходного для нефтеобразования органического вещества (ОВ), и дальнейшее преобразование углеводородов (УВ) в условиях гипергенного и катагенного их преобразования отражено в особенностях физико-химических свойств нафтидов, их углеводородного состава, и в частности, в дифференцированном содержании и соотношениях отдельных пар микроэлементов (МЭ). По содержанию и характеру распределения МЭ в природных

нафтидах можно реконструировать историю формирования нефтегазоносных бассейнов (НГБ), определять генетические источники нефтей и их дериватов. Выработанный комплекс критериев микроэлементного состава нефтей различной генерации, связанный с первичными процессами нефтеобразования и вторичными процессами преобразования нафтидов, используется при прогнозе физико-химических свойств нефтей, их углеводородного и металлогенического составов, что позволяет получать информацию для решения важных научных и практических задач, выявляя зоны нефтегазонакоплений и проводя оценку перспектив нефтегазоносности территорий.

Анализ и обобщение фактического материала дают возможность предполагать существование нескольких источников МЭ в нефтях. Большая часть микроэлементов нафтидов унаследована от исходного органического вещества пород, о чем свидетельствует определяющая доля среди МЭ нафтидов биогенных элементов (по А.П. Виноградову) и высокая корреляция между содержанием МЭ в нефтях и средним составом живого вещества [1]. V, Ni, Zn, Cu, U, Fe, Co, As, Mo, Ag, I, Br, B унаследованы от живого вещества, часть МЭ заимствована нефтью из окружающих пород и пластовых вод (Si, Al, Ti, K, Na, Ca, Mg, Ba, Sr, U), а As, Hg, Sb, Li, Al, B, лантаноиды и редкоземельные элементы (РЗЭ), вероятно, привнесены по проницаемым зонам, трещиноватым каналам из глубинных нижнекоровых участков земной коры [2]. При этом доминирующим источником, на взгляд автора настоящей работы, является микроэлементный состав исходного для нефти ОВ и тот запас МЭ, который поступает в осадок вместе с продуктами распада и преобразования организмов. Таким образом, автором впервые было высказано положение о полигенном источнике МЭ в нефтях [3].

В представленной работе на основании анализа корреляционных связей МЭ составов нефти, ее производных, биоты (наземные и морские растения и животные) с составами земной коры разного уровня (верхняя, средняя и нижняя кора) подтверждается полигенный характер микроэлементного состава нафтидов, связанный как с ОВ осадочных образований, так и с влиянием глубинных процессов и вмещающих пород. Использование корреляционного анализа позволяет получать количественные оценки вклада различных факторов и изменений их роли в ходе преобразования УВ в разных

геодинамических условиях [4]. Убедительно свидетельствуя в пользу полигенного источника МЭ в нефтях, метод корреляционного анализа не дает, однако, однозначных указаний в пользу существования также и глубинной абиогенной составляющей собственно углеводородной компоненты нефтей; это положение обсуждается в рамках модели полигенеза нефтей А.Н. Дмитриевского и др. [5, 6].

Метод исследования и исходные данные

Используемый в исследованиях метод корреляционного анализа позволяет добиться большой устойчивости результатов сравнения, хотя, возможно, и с определенным уменьшением чувствительности анализа. Наличие значений концентрации большого числа элементов позволяет рассчитывать взаимные корреляции химического состава проб и сравнивать их как между собой, так и с типовым химическим составом различных георезервуаров, при этом результаты таких сопоставлений удовлетворительно стабильны. Коррелируются данные не по отдельным характерным элементам, а по всем элементам, детектируемым в нафтидах (или иных природных образованиях); обычно использовались результаты анализа проб и образцов более чем с 30 МЭ-определениями. Расчет значений коэффициентов корреляции (КК) проводится в логарифмическом масштабе, что позволяет учитывать данные по элементам с очень малой концентрацией. Рассчитывались корреляции микроэлементного состава проб с модельным составом верхней, средней и нижней коры и с четырьмя типами биоты – морскими и наземными животными и растениями [7–9].

Для более полной и однозначной картины была собрана максимально возможная на настоящий момент база данных по микроэлементному составу, включающая до 300 образцов различных природных объектов. Это данные по битумоидам (растворимые в органических растворителях компоненты ОВ пород), сырым нефтям, смолисто-асфальтовыми компонентами нефти и природным битумам (асфальты). Более подробно представлены аналитические данные по микроэлементному составу нефтей Ромашкинского месторождения и его месторождений-сателлитов (Республика Татарстан), а также месторождений Западной Сибири. Аналитический материал почерпнут из литературных источников, подробная информация о базе данных приведена в работах [4, 10].

Результаты анализа. Обсуждение

Микроэлементный состав нафтидов – от исходного органического вещества к нефтям и природным битумам

Исследовался микроэлементный состав битумоидов, нефтей, смолисто-асфальтовых компонент нефти и асфальтов (преобразованных нафтидов). Этот ряд характеризует последовательность изменения от исходных углеродистых веществ осадочных пород к нефтям и далее – к гипергенно и/или термально преобразованным природным битумам.

В обобщенном виде результаты взаимосвязи между составами исследуемых объектов представлены на рис. 1.

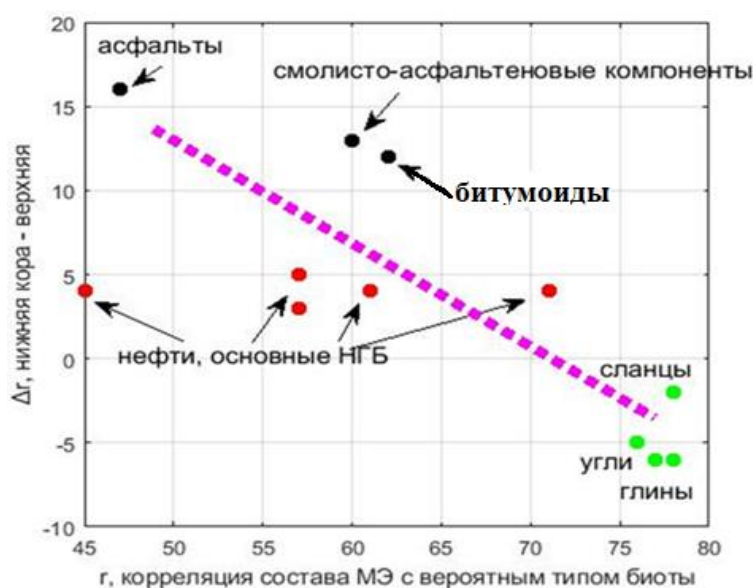


Рис. 1. Модель изменения корреляционных связей микроэлементного состава исследуемых объектов (от углей и сланцев к нефтям и продуктам деградации нефти (асфальты) при гипергенном и термальном преобразовании с составом земной коры и биоты)

По оси абсцисс отложены коэффициенты корреляции (в виде целых величин) между содержанием элементов в пробах и в биоте (взято максимальное значение КК с одним из видов биоты), а по

оси ординат – разность значений коэффициентов корреляции между содержаниями элементов в образцах и составами нижней и верхней коры. При значительном разбросе значений КК проявляется общая тенденция.

В ряду от типично приповерхностных образований (глины, угли, сланцы) к экстрактам из вмещающих пород (битумоиды) – к средним значениям микроэлементного состава смолисто-асфальтовых компонент нефти основных НГБ России и к природным битумам (асфальты) – происходит уменьшение корреляционной связи микроэлементного состава образцов с биотой и рост разницы значений КК между составами нижней и верхней континентальной коры.

Глины, сланцы, угли, экстракты из вмещающих пород (битумоиды) наследуют в большей мере составы верхней коры и биоты, тогда как сильно преобразованные нафтиды (асфальты) имеют максимальную связь микроэлементного состава с нижней корой, теряя связь с биотой. Основная часть нефтей и их смолисто-асфальтовые компоненты имеют промежуточный микроэлементный состав. Такие изменения КК подтверждают полигенность источника МЭ нафтидов, связанного с исходным для нефтеобразования живым веществом (биогенные элементы) и с глубинными флюидами (абиогенные элементы). Учитывая различие вклада микроэлементов по массе, основным источником МЭ для нафтидов является живое вещество, но в процессах нефтеобразования и миграции все большую роль играют глубинные процессы, поставляющие в состав нефтей глубинные элементы. Выявленные корреляционные связи между составом нафтидов, корой и биотой можно использовать как показатель степени преобразования их органического вещества.

Микроэлементный состав Ромашкинской группы месторождений (Республика Татарстан)

Ромашкинское месторождение было открыто 75 лет назад 25 июля 1948 г. (скв. № 3). Геологические запасы – 5 млрд т. «Второе Баку» – высказался И.М. Губкин. Оно является одним из основных месторождений, на котором «Татнефть» осуществляет добычу нефти. На сегодняшний день на месторождении открыто более 400 залежей нефти. Нефтеносность установлена в 22 горизонтах, наиболее значимыми из которых являются залежи пашийского и тиманского, залегающие на гранитогнейсовых породах кристаллического фундамента. В результате большого комплексного исследования (Р.Х. Муслимов, И.Н. Плотнокова, В.А. Трофимов, Р.С. Хисамов, В.Г. Базаревская и др.) на площади огромного поля месторождения выделены так называемые «аномальные» скважины, которые приурочены к залежам, находящимся в начале последнего этапа разработки, и которые характеризуются повышенными концентрациями легких миграционных УВ. Как отмечается (Гаврилов, 2007 г.), на Ромашкинском месторождении в последние годы у ряда старых скважин наблюдается «второе дыхание» – поступление легкой газированной нефти на фоне общего увеличения плотности. При этом некоторые скважины характеризуются пульсирующим режимом нефтедобычи – падение дебитов сменяется долговременным ростом. В отношении этих участков на основании пяти геолого-промысловых признаков высказаны суждения о возможности их дополнительной подпитки глубинными углеводородами [11, 12].

Анализ корреляционных связей микроэлементного состава нефтей Ромашкинского месторождения и его сателлитов (по аналитическим данным [13, 14]) с химическим составом земной коры разного уровня показал следующее. Практически для всех проб наблюдается более высокая корреляционная связь

микроэлементного состава с составом средней и нижней континентальной коры, чем с верхней. При этом вниз по разрезу, от тульских отложений нижнекаменноугольного возраста до пашийских отложений верхнего девона, связь микроэлементного состава нефтей с составом коры имеет тенденцию роста (рис. 2).

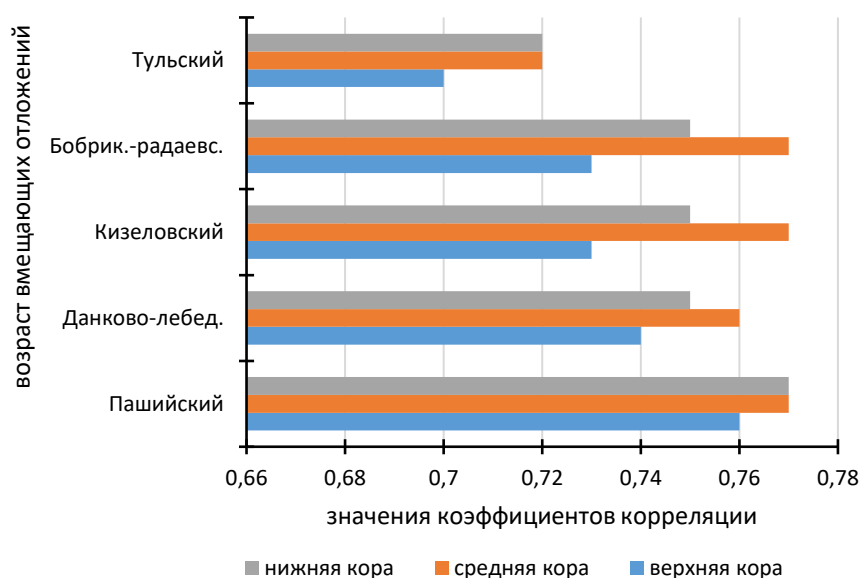


Рис. 2. Изменение коэффициентов корреляции между МЭ составом нефтей и средним составом верхней, средней и нижней коры от возраста вмещающих отложений и приближения к породам фундамента (вниз по оси Y коэффициент корреляции имеет тенденцию роста) [15]

Отмечается высокая связь микроэлементного состава изученных нефтей с составом как морской, так и наземной биоты. Связь микроэлементного состава нефтей с микроэлементным составом биоты наземного происхождения несколько выше ($r = 0,81$), чем с морской, что отвечает данным о смешанном типе исходной органики в этих отложениях – сапропелево-гумусовом ОБ. Важно отметить, что установлена при этом некоррелированность изменения в различных пробах концентрации предположительно биогенных (V, Cr, Co, Ni, Cu, Zn) и глубинных (Li, Be, La, Sm, Eu) элементов (рис. 3), тогда как, напротив, при сравнении характера распределения

содержаний элементов в одной предполагаемой генетической группе, в данном случае на примере биогенной (V и Ni), отмечается довольно тесная связь между концентрациями этих элементов [15]. Некоррелированность содержания в нефтях биогенных и глубинных элементов свидетельствует об их независимом формировании из различных источников. Такая несогласованность в распределении различных генетических типов МЭ не уникальна для Ромашкинской группы месторождений. Аналогичные выводы были получены автором при сравнении содержаний РЗЭ и «биогенных» элементов (V+Ni+Fe) в нефтях месторождений Ханты-Мансийского региона Западной Сибири.

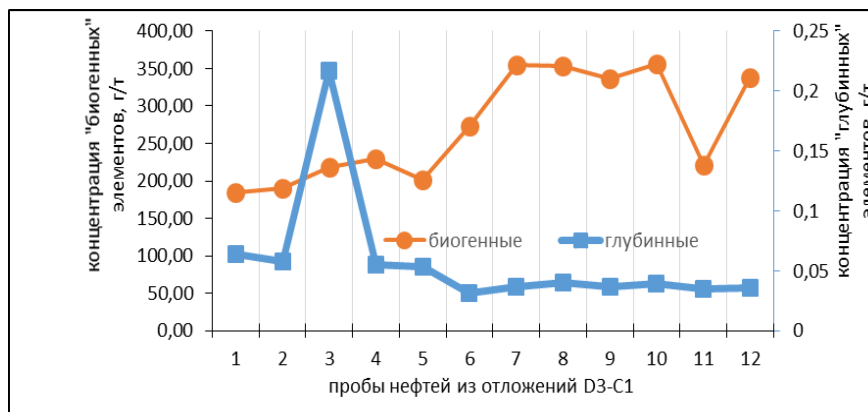


Рис. 3. Модель распределения различных генетических типов МЭ в разновозрастных нефтях Ромашкинской группы месторождений (по аналитическим данным [14, 15])

Сравнение содержаний МЭ в нефтях и битумоидах, извлеченных из пород фундамента и из осадочных отложений на Ромашкинском месторождении, также свидетельствует о возможном привносе МЭ в аномальных зонах из глубинных толщ, что связывается с влиянием микроэлементного состава как исходного органического вещества, так и глубинных толщ. По микроэлементным показателям проявилась связь типов флюидов с зонами разрывных нарушений, что может свидетельствовать о формировании регионально нефтеносных пластов терригенного девона за счет поступления и смешения УВ из разных источников [15].

Данные по составу МЭ нефтей Ромашкинской группы месторождений и выявленные корреляционные зависимости связи МЭ состава нефтей с составом нижней коры, подтверждают факт дополнительного притока УВ из более глубоких горизонтов либо из зон, более прогретых, подверженных значительным гидротермальным и деструктивным процессам в зонах усиления геодинамического влияния, что является важным звеном успешного освоения нефтегазовых месторождений. Здесь, в зонах развития аномальных скважин и возможного подтока глубинных флюидов, формируются нетрадиционные ловушки — как правило, это

неструктурные залежи сложного комбинированного типа с образованием поднадвиговых ловушек выклинивания, литологического замещения и тектонически-экранированных; возможно образование коллекторов-ловушек в разуплотненных массивах древнего фундамента, в трещиноватых гранитных блоках. Можно прогнозировать легкие нефти метанового основания, с высоким газовым фактором. Подобные ловушки заполняются и, возможно, будут заполняться нефтью никелевой специализации с набором МЭ, характерных для высокопреобразованных флюидов зон повышенного катагенного влияния с набором более миграционно способных «глубинных» элементов (As, Hg, Eu, La, Nb) по отношению к биогеогенным (V, Ni, Mo, Co).

Инновационные и актуальные нефтехимические исследования, проводимые в институте органической и физической химии им. А.Е. Арбузова ФИЦ КазНЦ РАН по изучению гидротермальных преобразований органического вещества доманиковых отложений Татарстана в сланцевую нефть, а также преобразований высокомолекулярных компонент тяжелой нефти и керогена в суб- и сверхкритической воде, подтверждают и добавляют сделанные выводы о различных группах металлов, ассоциированных с нефтями различного генезиса [16] и об их возможно эндогенной природе.

На основании значений биомаркерных параметров, характеризующих распределение алканов, арилизопреноидов, стеранов и терпанов в извлекаемых нефтях, и показателей асфальтенов (R^*/V_{4+} , R^* , V/Ni) установлено, что нефти после гидротермальных опытов, как и исходные нефти, дифференцируются на две группы, отражающие различные условия формирования ОВ данных пород. Г.П. Каюковой и др. получено экспериментальное подтверждение внутрипластового разбавления нефти доманиковых отложений легкими углеводородами, генерированными вероятно этой же толщей, что позволяет прогнозировать перспективность внутрипластового преобразования сланцевых толщ Ромашкинского месторождения. На основе изучения 45 микроэлементов в нефтях, экстрактах из пород и нефтяных фракциях показано, что биогенные элементы имеют максимальные содержания в смолах, асфальтенах и керогенах по сравнению с содержаниями радиоактивных и редкоземельных элементов [16].

Микроэлементный состав нефтей Ханты-Мансийского региона (Западная Сибирь)

Проанализированы статистические зависимости корреляционных связей микроэлементного состава нефтей месторождений Шаимского нефтегазоносного района (НГР) и Среднеобской нефтегазоносной области (НГО) Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) с составом земной коры и биоты. База данных включала аналитические данные по 33 пробам, часть из которых содержит информацию по концентрациям 60 и более МЭ [13]. Глубины и возраст продуктивных комплексов отбора проб существенно различаются. Залежи УВ в Шаимском НГР приурочены к трем продуктивным

комплексам – келловей-верхнеюрскому (вогулкинской толще), среднеюрскому (тюменской свите) и доюрскому (трещиноватым породам фундамента и коре выветривания) [17]. Среднеобская НГО характеризуется гигантскими и уникальными по запасам углеводородов мегарезервуарами в нижнемеловых неокотских отложениях (валанжин, готтерив, баррем). Второй по запасам нефтегазоносный комплекс – верхнеюрский (васюганский), третий – среднеюрский. В нижнеюрском комплексе известны пока единичные залежи УВ, однако их перспективность оценивается довольно высоко. Глубины отобранных проб нефтей изменяются от 1500 м практически до 3 км. Регионы Шаимского НГР и Среднеобской НГО существенно различаются [18, 19] тектонической активностью, прогремостью недр и временем консолидации фундамента, соответственно, и условиями формирования месторождений УВ [20].

Для области распространения добайкалит, к которой, в частности, относятся Сургутский и Нижневартовский своды Среднеобской НГО и для которой характерен низкий температурный градиент и медленное нарастание катагенеза органического вещества с глубиной, нижние границы генерации нефти составляют 4200 м, а легкой нефти и конденсатов – 5200 м. Для области распространения герцинит и каледонит, широко развитых на территории региона, глубины генерации нефти – 3650 м, а конденсатов – 4400 м. В областях расположения триасовых рифтов, крупных гранитных массивов или флюидопроводящих разломов в фундаменте, например, в пределах Шаимского свода, где нарастание катагенеза с глубиной происходит наиболее интенсивно, глубины вероятностного обнаружения углеводородных скоплений значительно меньше: для нефти – 3200 м, а для газоконденсатов – 4050 м.

Возможно, с различным возрастом консолидации фундамента и, следовательно, с различной интенсивностью прогрева толщ в бассейне связана трактовка участия собственно палеозойских отложений в процессах нефтегазообразования [21], табл. 1.

Таблица 1

Предполагаемые глубины протекания процессов нефтегазообразования

Цикл консолидации фундамента [18, 19]	Основные области распространения [18, 19]	Температурный градиент	Вероятные нижние границы генерации, м	
			нефти	легкой нефти и газоконденсатов
Добайкальский	Приенисейская, часть Мансийской синеклизы, Сургутский и Нижневартовский своды	низкий	4200	5200
Герцинский, каледонский	Центральная и юго-восточная части Западной Сибири	средний	3650	4400
Триасовые рифты, гранитоидные массивы и флюидопроводящие разломы в фундаменте	Шаимский, Красноленинский и др. своды	интенсивный	3200	4050

Комплекс детектируемых микроэлементов в нефтях Западно-Сибирского НГБ очень разнообразен. Это, согласно геохимической классификации А.Н. Заварицкого (1950 г.), – элементы горных пород; металлические и группы железа; редкие; группы платины; металлоидные; магматических эманаций; радиоактивные. По геохимической классификации В.М. Гольдшмидта (1924 г.) – это сидерофильные, халькофильные и литофильные (сюда входят лантаноиды) элементы.

Результаты статистического исследования представлены на рис. 4, где показано изменение коэффициентов корреляции микроэлементного состава нефтей Шаимского НГР и Среднеобской НГО с дифференциацией по возрасту отложений и глубине отбора пробы (в интервалах от коры выветривания до нижнемеловых комплексов) от состава земной коры.

Наблюдается тенденция уменьшения значений КК с уменьшением возраста (глубины) отложений. В области более прогретого Шаимского НГР, характеризующегося развитием триасовых рифтов и крупных гранитных массивов, значения КК МЭ состава нефтей с составом земной коры, особенно с составом нижней коры, несколько выше, чем это отмечается в Среднеобской НГО. Аналогичная зависимость проявлялась и при анализе КК анализируемых проб нефтей на Ромашкинском месторождении (см. рис. 2).

Абсолютные концентрации суммы биогенных МЭ в нефтях Шаимского НГР и РЗЭ в возрастном диапазоне нефтепродуктивных комплексов от мела до коры выветривания свидетельствуют о намного большей массе биогенных элементов по сравнению с глубинными и о некоррелируемости их содержаний, что может указывать на независимое поступление МЭ в нефть из различных источников, т. е. полигенный их характер.

В частности, свидетельствовать о роли глубинных факторов, о проникновении и влиянии гидротермальных глубинных растворов, поставляющих дополнительные МЭ в состав нефтидов. Именно высокие связи микроэлементного состава нефтей с составами земной коры, особенно с составом нижней, увеличивающиеся в регионе с более активным тектоническим

режимом и более интенсивно прогревом, возрастающие в более глубинных горизонтах и в более древних, могут свидетельствовать о миграции по проницаемым зонам, о дополнительных источниках углеводородов, возможно, из глубокопрогретых палеозойских отложений, залегающих на фундаменте и имеющих с ним непосредственную связь.

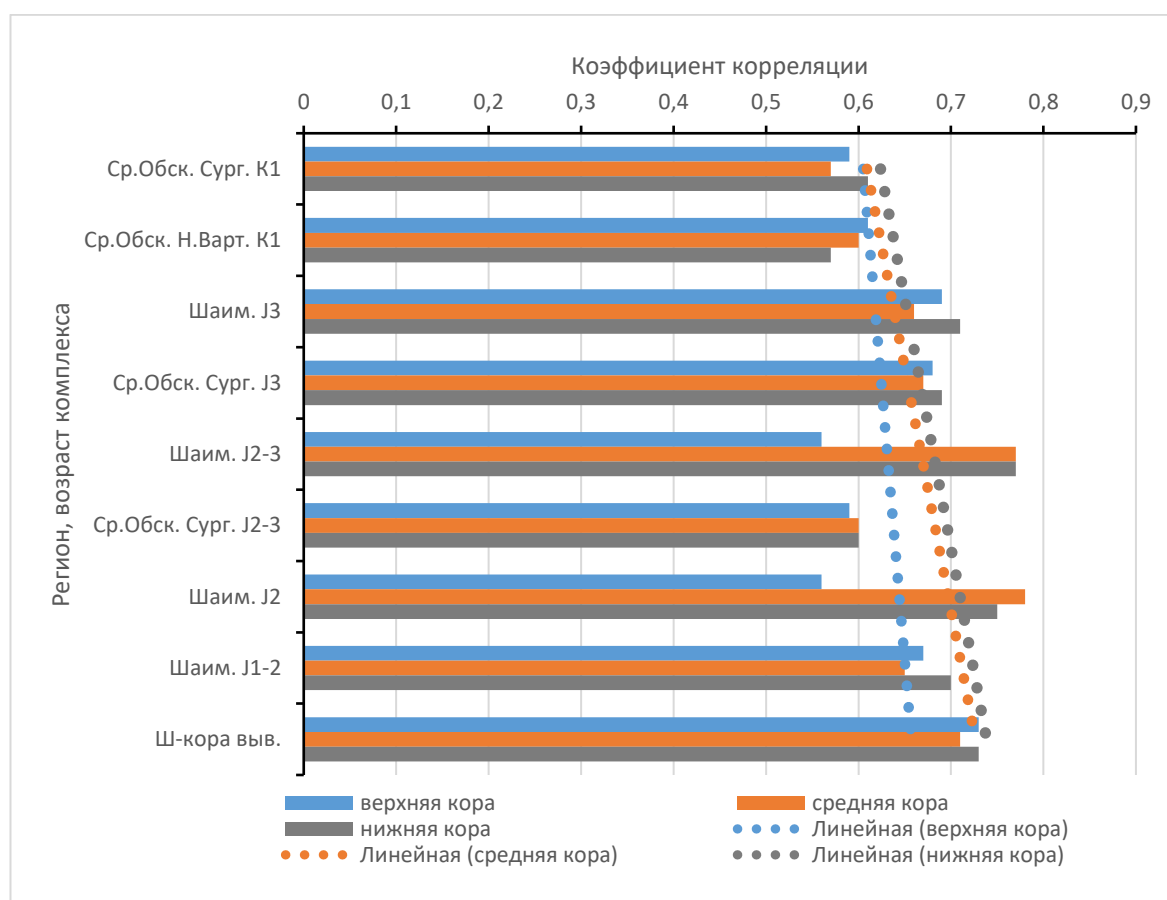


Рис. 4. Изменение корреляционных зависимостей между микроэлементными составами нефтей ХМАО и континентальной коры (пунктиром даны линии регрессии) [17]

В ряде исследований [20, 21] высоко оценивается перспективность юрских и глубокопогруженных доюрских отложений Западно-Сибирского НГБ. К геохимическим аргументам можно отнести: трассируемые зоны высокопреобразованного ОВ в отложениях баженовской свиты (по величинам содержания ванадия и ванадилпорфиринов), свидетельствующие о наличии очагов генерации в нижележащих

осадочных толщах; данные о процессах нефтеобразования *in situ* в палеозойском комплексе (по широкому комплексу биогенных МЭ); благоприятную геохимическую обстановку доюрских отложений, что выражается в относительно высоком содержании $C_{орг}$ и битумоидов, в умеренной и достаточной катагенетической прогретости недр, высоком реализовавшемся генерационном потенциале.

Данные по высокой корреляционной связи микроэлементного состава нефтей изученных регионов с составом нижней коры также можно считать дополнительным аргументом в пользу перспективности отложений доюрского комплекса.

Заключение

В последовательности: рассеянное органическое вещество – битумоиды (растворимые компоненты ОВ пород) – нефти и смолисто-асфальтеновые компоненты нефти – природные битумы и асфальты – разнонаправленно изменяются значения коэффициентов корреляции между содержаниями МЭ нафтидов с составами биоты и с химическим составом земной коры. Корреляционная связь микроэлементного состава нафтидов с составом биоты уменьшается, а разница значений КК между химическими составами нижней и верхней коры растет. Выявленные изменения КК подтверждают полигенность источника МЭ нафтидов, связанного с исходным для нефтеобразования живым веществом (биогенные элементы) и с глубинными флюидами (абиогенные элементы). Учитывая различие вклада МЭ по массе, основным источником МЭ для

нафтидов является живое вещество, но в процессах нефтеобразования и миграции все большую роль играют глубинные процессы, поставляющие в состав нефтей глубинные элементы. Полученные результаты корреляционных связей между составом нафтидов, корой и биотой можно использовать как указатель на степень преобразования исследуемых нафтидов и оценку расположения на шкале вертикальной зональности УВ.

По данным корреляционного анализа МЭ были выявлены свидетельства возможного дополнительного притока УВ на Ромашкинском месторождении, а также перспективности нефтегазоносности глубокопогруженных нефтегазоносных комплексов Западной Сибири – нижнесреднеюрского и палеозойского.

Таким образом, в ряде НГБ более высокая связь микроэлементного состава нефтей с составами нижней либо средней коры (а не верхней) может свидетельствовать о вовлеченности в процессы нефтегенерации глубокопогруженных отложений, что повышает прогнозные оценки возможности выявления мегарезервуаров нефти и газа на больших глубинах.

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. Пуланова С.А. Прикладная металлогения нафтидов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. Вып. 2(17). С. 2. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2017-17.art2>
2. Готтих Р.П., Писоцкий Б.И., Журавлев Д.З. Геохимические особенности нефти различных регионов и возможный источник металлов в ней // Доклады Академии наук. 2008. Т. 422, № 1. С. 88–92.
3. Пуланова С.А. О полигенной природе источника микроэлементов нефтей // Геохимия. 2004. № 8. С. 893–907.

4. Родкин М.В., Пунанова С.А. Корреляционные зависимости микроэлементного состава природных объектов // Геология нефти и газа. 2022. № 4. С. 99–107. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-4-99-107>
5. Дмитриевский А.Н. Полигенез нефти и газа // Доклады Академии наук. 2008. Т. 419, № 3. С. 373–377.
6. Валяев Б.М., Дрёмин И.С. Природа процессов нефтегазообразования и нефтегазоаккумуляции: углеводородные флюиды и первичный гелий // Георесурсы, геозергетика, геополитика. 2014. Вып. 2(10). С. 20. http://oilgasjournal.ru/vol_10/dremin.html (Дата обращения 20.06.2023).
7. Rudnick R.L., Gao S. Composition of the continental crust // Treatise on Geochemistry. 2003. Vol. 3. P. 1–64. <https://doi.org/10.1016/B0-08-043751-6/03016-4>
8. Bowen H.J.M. Trace elements in biochemistry. London; New York: Academic Press, 1966. 241 p.
9. Ковальский В.В. Биогенные элементы // БСЭ. 3-е изд. М.: Советская энциклопедия, 1970. Т. 3. С. 327–328.
10. Родкин М.В., Пунанова С.А. Корреляционный анализ микроэлементного состава нафтидов: метод, результаты, интерпретация // Геофизические процессы и биосфера. 2022. Т. 21, № 4. С. 131–141. <https://doi.org/10.21455/GPB2022.4-9>
11. Муслимов Р.Х., Плотникова И.Н. Учет процессов переформирования нефтяных залежей при длительной эксплуатации и глубинной подпитке при моделировании разработки нефтяных месторождений // Георесурсы. 2018. Т. 20, № 3. С. 186–192. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.186-192>
12. Муслимов Р.Х. Новая классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов – движение вперед или вспять? // Георесурсы. 2016. Т. 18, № 2. С. 80–87. <https://doi.org/10.18599/grs.18.2.1>
13. Ivanov K.S., Erokhin, Yu.V., Kudryavtsev D.A. Inorganic geochemistry of crude oils of Northern Eurasia after ICP-MS data as clear evidence for their deep origin // Energies. 2022. Vol. 15, No. 1. P. 48. <https://doi.org/10.3390/en15010048>
14. Маслов А.В., Ронкин Ю.Л., Лепихина О.П. и др. Микроэлементы в нефтях некоторых месторождений-сателлитов Ромашкинского нефтяного поля (Республика Татарстан) // Литосфера. 2015. № 1. С. 53–64.
15. Пунанова С.А., Родкин М.В. О микроэлементном составе нефтей Ромашкинской группы месторождений // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2019. № 8. С. 75–80. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-8\(332\)-75-80](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-8(332)-75-80)
16. Каюкова Г.П., Михайлова А.Н., Насырова З.Р., Вахин А.В. Гидротермальные преобразования органического вещества пород доманиковых отложений Татарстана в сланцевую нефть. М.: ГЕОС, 2022. 328 с. <https://doi.org/10.34756/GEOS.2021.16.37866>
17. Пунанова С.А., Родкин М.В. Геохимическая характеристика состава нефтей Ханты-Мансийского региона и ее связь с нефтегазоносностью // Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири: Сб. докладов 26-й научно-практической конференции. Ханты-Мансийск: Изд-во НАЦ РН им. В.И. Шпильмана, 2023. С. 127–133.
18. Конторович А.Э., Фомин А.Н., Красавчиков В.О., Истомин А.В. Катагенез органического вещества мезозойских и палеозойских отложений Западной Сибири //

Литологические и геохимические основы прогноза нефтегазоносности: Сб. материалов Международной научно-практической конференции. СПб.: ВНИГРИ, 2008. С. 68–77.

19. *Фомин А.Н.* Катагенез органического вещества и перспективы нефтегазоносности осадочных отложений триаса Западно-Сибирского мегабассейна // Горные ведомости. 2010. № 9(76). С. 6–11.

20. *Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пуланова С.А., Самойлова А.В.* Моделирование геологического строения и механизмов формирования и размещения скоплений нефти и газа в доюрских комплексах Западной Сибири // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2012. Вып. 2(6). С. 5. http://oilgasjournal.ru/vol_6/dmitrievsky.html (Дата обращения 20.06.2023).

21. *Пуланова С.А., Шустер В.Л.* Новый взгляд на перспективы нефтегазоносности глубокозалегающих доюрских отложений Западной Сибири // Георесурсы. 2018. Т. 20, № 2. С. 67–80. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.67-80>

Информация об авторе

Светлана Александровна Пуланова – д.г.-м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, puanova@mail.ru

Поступила в редакцию 29.05.2023

Correlation of trace element composition of oils to the composition of the Earth's crust as an indicator of the prospectivity of deep-seated deposits

S.A. Punanova

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

Abstract. The article considers correlations between the trace element composition of oils from the fields of Tatarstan and Western Siberia and the chemical composition of the Upper, Middle and the Lower crust and biota. The factual basis of the correlation calculations is a database compiled from a large number of analyzes by different authors. The results of the study quantitatively confirm the earlier conclusions about the polygenic source of trace elements in naphthides. The nature of the change in the correlation dependences of the trace element composition of naphthides is shown – from the initial organic matter to oils and natural bitumens. In certain oil and gas basins, a higher correlation of the trace element composition of oils with the compositions of the Lower or Middle crust, but not with the Upper one testifies for the involvement of deep-seated deposits in the oil generation processes, which increases the predictive estimates of the possibility of identifying mega-reservoirs of oil and gas at great depths.

Keywords: trace elements, oil, database, correlation analysis, biota, composition of the Earth's crust, deep-seated deposits

Citation: *Punanova S.A.* Correlation of trace element composition of oils to the composition of the Earth's crust as an indicator of the prospectivity of deep-seated deposits // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 4(43). P. 3–16. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art1> (In Russ.).

References

1. *Punanova S.A.* Applied metallogeny of naftides // Actual Problems of Oil and Gas. 2017. Iss. 2(17). P. 2. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2017-17.art2> (In Russ.).
2. *Gottikh R.P., Pisotsky B.I., Zhuravlev D.Z.* Geochemical properties of oils in different regions and potential source metals contained in oil // Doklady Earth Sciences. 2008. Vol. 422, No. 1. P. 1084–1088. <https://doi.org/10.1134/S1028334X08070180>
3. *Punanova S.A.* Polygenetic sources of trace elements in oils // Geochemistry International. 2004. Vol. 42, No. 8. P. 781–793.
4. *Rodkin M.V., Punanova S.A.* Trace element composition of natural objects: correlation dependences // Geologiya Nefti i Gaza. 2022. No. 4. P. 99–107. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2022-4-99-107> (In Russ.).
5. *Dmitrievskii A.N.* Polygenesis of oil and gas // Doklady Earth Sciences. 2008. Vol. 419, No. 2. P. 373–377. <https://doi.org/10.1134/S1028334X08030033>
6. *Valyaev B.M., Dremine I.S.* The nature of oil-and-gas generation and accumulation processes: hydrocarbon fluids and mantle helium // Georesources, Geoenergetics, Geopolitics. 2014. Iss. 2(10). P. 20. http://oilgasjournal.ru/vol_10/dremine.html (Accessed on 20.06.2023). (In Russ.).
7. *Rudnick R.L., Gao S.* Composition of the continental crust // Treatise on Geochemistry. 2003. Vol. 3. P. 1–64. <https://doi.org/10.1016/B0-08-043751-6/03016-4>
8. *Bowen H.J.M.* Trace elements in biochemistry. London; New York: Academic Press, 1966. 241 p.

9. *Kovalsky V.V.* Biogenic elements // Great Soviet Encyclopedia. 3rd ed. Moscow: Soviet Encyclopedia, 1970. Vol. 3. P. 327–328. (In Russ.).
10. *Rodkin, M.V., Punanova, S.A.* Correlation analysis of the trace element composition of naphthides: Method, results, and interpretation // *Izvestiya, Atmospheric and Oceanic Physics*. 2022. Vol. 58 (Suppl. 1). P. 159–169. <https://doi.org/10.1134/S0001433822130084>
11. *Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N.* Consideration of the processes of oil deposit reformation during long-term operation and deep feeding in modeling the development of oil fields // *Georesursy*. 2018. Vol. 20, No. 3. P. 186–192. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.3.186-192>
12. *Muslimov R.Kh.* The new classification of reserves and resources of oil and combustible gas – movement onward or backward? // *Georesursy*. 2016. Vol. 18, No. 2. P. 80–87. <https://doi.org/10.18599/grs.18.2.1>
13. *Ivanov K.S., Erokhin Yu.V., Kudryavtsev D.A.* Inorganic geochemistry of crude oils of Northern Eurasia after ICP-MS data as clear evidence for their deep origin // *Energies*. 2022. Vol. 15, No. 1. P. 48. <https://doi.org/10.3390/en15010048>
14. *Maslov A.V., Ronkin Yu.L., Lepikhina O.P.* et al. The microelements in crude oils of Romashkinskoye oil field satellite deposits (Tatarstan Republic) // *Lithosphere*. 2015. No. 1. P. 53–64. (In Russ.).
15. *Punanova S.A., Rodkin M.V.* Trace elements composition of the Romashkinskaya group of oilfields // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2019. No. 8. P. 75–80. [https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-8\(332\)-75-80](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-8(332)-75-80) (In Russ.).
16. *Kayukova G.P., Mikhailova A.N., Nasyrova Z.R., Vakhin A.V.* Hydrothermal transformations of organic matter of the rocks of the Domanik sediments of Tatarstan into shale oil. Moscow: GEOS, 2022. 328 p. <https://doi.org/10.34756/GEOS.2021.16.37866> (In Russ.).
17. *Punanova S.A., Rodkin M.V.* Geochemical characteristics of the oil composition of the Khanty-Mansiysk region and its relationship with oil and gas potential // *Ways to Realize the Oil and Gas Potential of Western Siberia: Proceedings of the 26th Scientific and Practical Conference*. Khanty-Mansiysk: V.I.Shpilman Research and Analytical Centre for the Rational Use of the Subsoil, 2023. P. 127–133. (In Russ.).
18. *Kontorovich A.E., Fomin A.N., Krasavchikov V.O., Istomin A.V.* Catagenesis of organic matter in Mesozoic and Paleozoic deposits of Western Siberia // *Lithological and Geochemical Bases of Oil and Gas Potential Forecast: Proceedings of the Scientific and Practical Conference*. St. Petersburg: VNIGRI, 2008. P. 68–77. (In Russ.).
19. *Fomin A.N.* Catagenesis of organic matter and prospects for the oil and gas potential of Triassic sedimentary deposits of the West Siberian megabasin // *Gornye Vedomosti*. 2010. No. 9(76).P. 6–11. (In Russ.).
20. *Dmitrievsky A.N., Shuster V.L., Punanova S.A., Samoilova A.V.* Modeling of geological structure and mechanism of forming oil and gas pools in pre-Jurassic deposits of West Siberia // *Georesources, Geoenenergetics, Geopolitics*. 2012. Iss. 2(6). P. 5. http://oilgasjournal.ru/vol_6/dmitrievsky.html (Accessed on 20.06.2023). (In Russ.).
21. *Punanova S.A., Shuster V.L.* A new approach to the prospects of the oil and gas bearing of deep-seated Jurassic deposits in the Western Siberia // *Georesursy*. 2018. Vol. 20, No. 2. P. 67–80. <https://doi.org/10.18599/grs.2018.2.67-80>

Information about the author

Svetlana A. Punanova – Dr. Sci. (Geol.-Min.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, punanova@mail.ru

Received 29.05.2023

Повышение надежности вероятностной оценки прогноза выявления нефтегазоносных локальных структур при геологоразведочных работах на геодинамической основе

А.И. Никонов

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
E-mail: nikson59@rambler.ru

Аннотация. В работе на основе тектонофизических моделей регионального и локального уровней дается анализ роли геодинамических факторов, повышающих вероятность оценки выявления нефтегазоносных структур на геологоразведочных стадиях. Предлагается рассмотрение геодинамических критериев в ходе поисковых работ для разработки и обоснования научно-методических подходов возможности накопления и сохранения углеводородных компонентов в структурах осадочного чехла. Полученные результаты позволяют скорректировать геологическую модель предполагаемого месторождения в области структурной неоднородности, выявить наличие связи между продуктивными объектами и другие факторы для успешного открытия экономически рентабельных объектов разработки.

Ключевые слова: тектонофизическое моделирование, геодинамические факторы, зоны разломов, нефтегазоносные структуры, поиск месторождений

Для цитирования: Никонов А.И. Повышение надежности вероятностной оценки прогноза выявления нефтегазоносных локальных структур при геологоразведочных работах на геодинамической основе // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 4(43). С. 17–30. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art2>

Введение

В настоящее время существует множество подходов к оценке риска геологоразведочных проектов [1–4], которые характеризуются факторами, представляющими набор физических параметров в недрах, полученных геофизическими методами с целью их геологической интерпретации на основе данных бурения разведочных скважин.

Задачи повышения эффективности поисков углеводородных ресурсов являются всегда актуальными исследованиями, позволяющими от региональных закономерностей образования осадочных нефтегазоносных бассейнов переходить к реализации параметрических классификаций, отражающих локальный характер истории формирования продуктивных

углеводородных (УВ) систем (месторождений). В современной экономической ситуации оценка геологического риска открытия нефтегазового месторождения является важной задачей при проведении геологоразведочных работ на поиски нефтегазовых ресурсов. Применение сегодня вероятностных оценок открытия экономически рентабельных месторождений, покрывающих затраты на их поиски и последующую оценку объема УВ ресурсов, полученных путем реализации сложных вычислительных алгоритмов на основе современных программных комплексов, например, GeoX, Rose and Associations и других, не в полной мере позволяют дать рекомендации по эффективности и геологическим рискам.

Это связано и с тем, что значения математического ожидания факторов, характеризующих потенциальную возможность образования продуктивной УВ системы, в большей степени относятся к преобладающей концепции органического, а не полигенного (органического и неорганического) характера процессов образования залежей УВ. По этой же причине применение программных пакетов, использующих принципы бассейнового моделирования, часто не приводят к практическим результатам их возможного выявления, так как не рассматриваются глубинные геодинамические процессы, приводящие к образованию локальных нефтегазоносных зон или поднятий, формирующих условия вертикальной миграции флюидов. Данные процессы приводят к изменению термобарических условий в системе «порода–флюид», связанных с внедрением глубинных газонасыщенных растворов, запускающих механизм изменения первичных седиментогенных комплексов пород и образования новых типов их проницаемости. На этапах локальной активизации вертикальных геодинамических движений блоков фундамента осадочные комплексы пород претерпевают вторичные преобразования минералогического состава (метасоматические изменения), а также физических и прочностных свойств, зависящих от длительности деформационного и гидродинамического характера воздействий на них [5].

В связи с этим вопрос об оценке проницаемости покрышек, типах пористости пород коллектора (поровый, порово-трещинный, трещинный) и выявление путей миграции по зонам разломов на разведочной стадии потенциального объекта исследования предлагается дополнительно рассматривать на основе геодинамических условий его формирования.

Научная новизна, представленная в данной статье, отражает синтез тектонофизических представлений о формировании локальных антиклинальных структур в связи с разномасштабными геодинамическими процессами, характеризующимися различным уровнем деформационного воздействия на горные породы и их структурные изменения. К обсуждению предлагается рассмотрение геодинамических критериев для геолого-разведочной стадии «поисково-оценочный этап» [6] – для разработки и обоснования научно-методических подходов возможности накопления и сохранения во времени УВ компонентов в структурах осадочного чехла.

Типы антиклинальных локальных структур и тектонофизические особенности их строения

В работах по оценке вероятности геологического успеха при поисках перспективных месторождений УВ для их открытия и последующей разработки используются факторы, которые считаются наиболее научно обоснованными. К таким факторам в статье [3] относятся: очаг генерации; наличие покрышки; определение коллекторских свойств пород, способных создать пространственно-временной резервуар нахождения в нем УВ; структурные особенности ловушки, характеризующие ее тип замыкания; степень заполнения и сохранность залежи. Все эти факторы изначально характеризуют выявление локальной области поиска объекта (месторождения), в пределах которой геодинамические процессы (движения и деформации) будут являться аномальными по отношению к фоновым геодинамическим условиям, происходящим в системе нефтегазоносного бассейна (НГБ) [5].

Важно подчеркнуть, что процессы миграции (вертикальные или горизонтальные) УВ флюидов в поисково-разведочных задачах в большинстве случаев являются модельными, отражающими современное состояние УВ-систем, что не позволяет на поисково-разведочной стадии дать оценку всему комплексу пространственно-временных геологических и геодинамических процессов формирования месторождения.

Рассмотрим набор вышеперечисленных факторов, с позиции механизмов образования локальных структур, которые могут являться в определенной степени геодинамическими критериями для оценки проницаемости покрышек, типа порового пространства и степени заполнения ловушки.

В работах известных тектонистов конца XX века, таких как В.В. Белоусов (1962), В.Е. Хаин (1964), Г.Д. Ажгирей (1966), Ю.А. Косыгин (1969), Э.У. Спенсер (1981), В. Ярошевский (1981) рассматриваются условия образования антиклинальных платформенных поднятий (дизъюнктивных и пликтивных дислокаций), в основном, с позиции горизонтальных движений (сжатие или растяжение). К процессам образования антиклинальных складок, формирующихся за счет вертикальных движений относят, в основном, инъективные дислокации, связанные с соляной тектоникой, которые впервые ввел в общую классификацию типов складок Ю.А. Косыгин [7]. В указанной монографии [7] при проведении сравнительного анализа этих трех типов дислокаций, имеющих тесные связи друг с другом, автор делает вывод, что «Очевидно, пришла пора пересмотра представлений об истории складчатости (фазы, темп и т. д.), исходя из признания множественности механизмов ее формирования».

Необходимо отметить, что до конца 80-х годов XX века по представлениям

американских авторов считалось, что генезис антиклинальных локальных структур (3–4 порядков) платформенных территорий, образованных на границе фундамента и осадочного чехла, связан с облеканием осадочными породами выступов фундамента. Данные представления длительное время оставались и в учебниках по общей и динамической геологии в СССР [8]. Проведение масштабных поисково-разведочных работ на нефть и газ в начале 60-х годов в таких регионах, как Русская и Западно-Сибирская платформы, показало, что образования локальных структур не связаны с процессами горизонтального сжатия или «облекания» осадками выступов фундамента, а характеризуются локальными процессами вертикального их поднятия. Созданием научных основ тектоно-физического моделирования формирования тектонических структур на основе теории условий подobia и научно обоснованного выбора ряда эквивалентных материалов в нашей стране, начиная с 1965 г., занимался М.В. Гзовский. Разработанные им методики и приборы для физического моделирования тектонофизических (геодинамических) процессов позволили решать задачи по истолкованию структурно-тектонических форм геологических объектов и воссозданию тектонических полей напряжений при их формировании. В работе по тектонофизическому моделированию образования во времени локальных платформенных структур за счет вертикальных движений блоков пород фундамента [9] продемонстрировано, как будут перераспределяться касательные и нормальные напряжения в структуре осадочного чехла, представленного разноплотными слоями моделируемых горных пород, на основе эквивалентных материалов в экспериментах оптико-поляризационного метода (рис. 1).

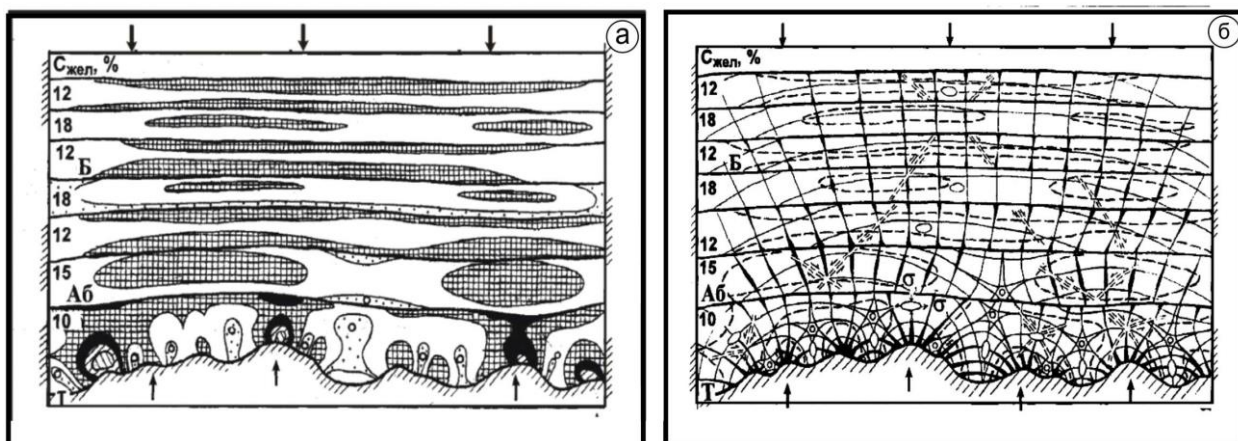


Рис. 1. Конечный результат распределения в оптико-поляризационной модели зон касательных и нормальных напряжений, формирующихся во времени за счет вертикальных движений жестких блоков фундамента при образовании локального поднятия Ем-Еговского месторождения (по данным [9]): а – распределение касательных напряжений; б – траектории касательных (штрихпунктирные линии) и нормальных напряжений (сплошные линии). Пояснения к рисунку в тексте

На данной модели (см. рис. 1) изучалось распределение напряжений в разноплотностных слоях, имитирующих баженовскую (Б) и абалакскую (Аб) свиты, сложенных глинами различной твердости, а также кремнистыми и карбонатными породами, моделируемых разной плотностью желатина, на которые осуществлялось деформационное воздействие за счет вертикального перемещения блоков пород тюменской свиты (Т). Касательные напряжения на рис. 1а показаны областями от темного к более светлому цветотону, где черный цвет – это максимальные значения касательных напряжений, а белый цвет – минимальные. Оптико-поляризационный метод позволяет выявить зоны и их структуру, в которых происходит реализация касательных напряжений и в которых при преодолении прочности пород на сдвиг будут созданы зоны сколовых трещин.

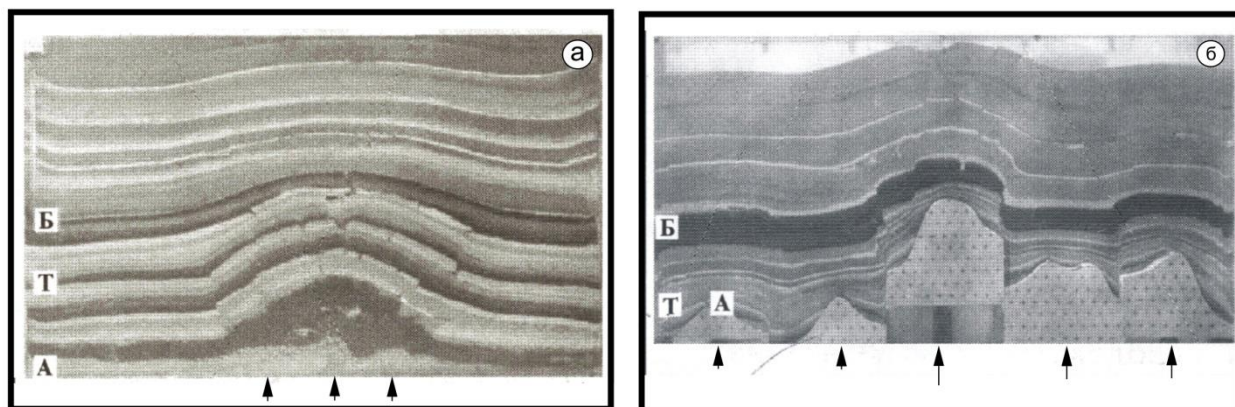
Распределение касательных напряжений в самом нижнем 10-м слое, который имеет минимальную плотность, характеризуется максимальными вариациями их значений. Выше по разрезу значения касательных напряжений в разноплотностных

слоях становятся более однородными, в которых исчезают детали подошвы структурной поверхности по горизонту Т.

Далее рассмотрим траектории нормальных напряжений в виде черных линий на рис. 1б, которые являются зонами отрыва и имеют над поднятиями субвертикальную ориентировку. Над прогибами ориентировка зон отрыва в нижнем 10-м слое становится горизонтальной. Затухание величин нормальных вертикальных напряжений происходит от точки приложения нагрузки (увеличенная толщина линий) к кровле поднятия и к крыльям структуры. Распределение зон отрыва определяется следующими закономерностями: образование зон субвертикальной ориентировки приурочены к центральной части поднятия и имеют наклон к крыльям складок; субвертикальные трещины отрыва могут образовываться как в отдельных слоях, так и пересекать весь осадочный чехол в зависимости от длительности периодов вертикальных движений блоков основания в модели. Данные периоды соответствуют активизации геодинамических процессов.

Эксперименты на седиментационных моделях [9] проводились на эквивалентных материалах, имитирующих породы осадочного чехла в соответствии с данными сейсмических разрезов, имеющих целью выявить структурно-тектонические особенности изменения слоев пород на этапах активизации вертикальных движений блоков фундамента. На рис. 2 представлены разрезы

антиклинальных структур Кальчинского и Пальяновского месторождений на конечном этапе формирования поднятий. В отличие от оптико-поляризационного метода, который позволяет исследовать упругие деформации при формировании антиклинальных поднятий, тектоноседиментационный метод позволяет выявлять на моделях пластические и разрывные деформации.



А – породы фундамента; Т – породы тюменской свиты; Б – породы баженовской свиты

Рис. 2. Конечный результат формирования антиклинальных структур с морфологическими особенностями их тектонического строения в многослойной разноплотностной среде при воздействии на нее вертикальной нагрузки жестких блоков для месторождений: а – Кальчинского; б – Пальяновского (по данным [9])

Из результатов экспериментов (см. рис. 2) видно, что вертикальные движения блоков фундамента приводят к изгибанию слоев вверх (изменению их геометрии), а образование зон разломов характеризует блоковую структуру в пределах самой складки.

Выполненные эксперименты показали, что по ориентации образующиеся зоны отрыва являются субвертикальными в присводовой части поднятия, а по мере удаления от купола к его крыльям сменяются сдвиговыми зонами, постепенно приобретая наклонный характер. Важным результатом модельных экспериментов по изучению роста поднятий является факт образования

над его купольной частью зон просадок или разупрочнения, которые часто отмечаются на сейсмических профилях.

Таким образом, характер развития напряжений в оптико-поляризационных моделях и образование зон трещиноватости на тектоноседиментационных моделях находит подтверждение на многих нефтегазовых месторождениях.

Флуктуация проницаемости разломных зон

При рассмотрении процессов миграции флюидов по зоне разлома существует неопределенность в диагностике такого его свойства, как проницаемость во времени.

Существующие представления об интенсивности миграции растворов и флюидов по разломам в нефтегазовой геологии многими исследователями априорно считаются зонами непрерывного их перетока разной интенсивности в выше- либо нижележащие горизонты осадочного чехла. При этом не учитываются временные изменения вертикальных и горизонтальных напряжений в горных породах по глубине, а также РТ-условий растворов в смене геохимических обстановок. Данные процессы могут значительно изменять степень их проницаемости за счет сжатия и кольтатации вторичными минералами вплоть до прекращения по ним миграции флюидов. Также не делается различий между разломами отрывного и сдвигового типа, где в первом случае зона динамического воздействия (разрушения) горных пород характеризуется областью наибольшей их механической нарушенности по сравнению со вторым типом [10]. Специальных работ по исследованию проницаемости газонасыщенных флюидов по разломам во времени не проводилось, но на основе данных современной геодинамики разломов можно говорить об их перманентной активизации экзогенными или эндогенными процессами за счет параметрических деформаций, проявляющихся в самих разломных зонах [11]. Активизация деформационных процессов в локальной области разломной зоны (по глубине и ширине) определяется вариациями жесткости пород, изменением порового давления, плотностью флюида и др. Этот кратковременный (до одного года) процесс характеризуется разупрочнением пород и может характеризоваться интервалом флюидоперетоков в данной зоне.

Условия региональных особенностей образования разломов в континентальной коре представлен в работе [12], где обсуждаются тектонофизические представления генезиса региональных сейсмических границ, как смены уровней трещиноватости при смене реологической реакции горных пород на возрастающие давление и температуру с глубиной. Данная смена реологии, по мнению авторов этой работы, приводит к тектонической расслоенности земной коры. На рис. 3 приведены результаты реологических исследований, отражающих общую схематическую классификацию неупругости и разрушения горных пород, связанных с ориентацией зон разломов.

При деформационных воздействиях на горные породы в области 1, характеризующейся большим растяжением, чем область 2, будут формироваться зоны разломов отрывного типа. Т. е. преимущественно в этой области разломы будут иметь субвертикальный характер. При больших боковых давлениях (область 2а) борта разломов будут смыкаться и сдвиговая компонента будет возникать уже там, где касательные усилия могут реализоваться в условиях горизонтального сжатия пород, образуя сдвиговые разломы. Причем, на рис. 3 в области 2а можно наблюдать разломы как субвертикальной направленности, так и выполаживающиеся до уровня 35 градусов.

Приведенные данные об ориентации разломных зон в интервалах глубин области 1 можно с определенными ограничениями распространить и на прочносвязанные породы осадочного чехла НГБ, что позволяет говорить об их вертикальном характере в этой области.

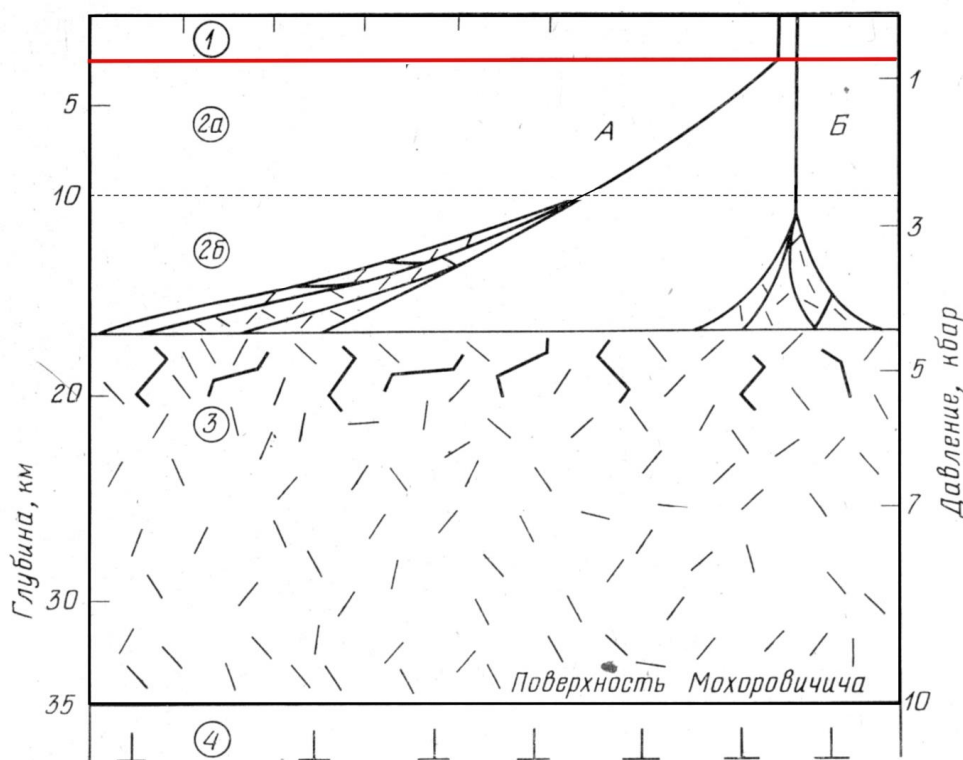


Рис. 3. Схема вертикальной ориентации разломов и развития трещиноватости в континентальной коре (по данным [12]): 1 — область хрупкого разрушения типа отрыва; 2а — область образования сколов (хрупкое разрушение); 2б — область локализованного течения (волновод); 3 — область однородного псевдопластического течения; 4 — область однородного пластического течения. Пояснения к рисунку в тексте

На рис. 3 видно, что до глубины 2–3 км выделяется область 1 с преимущественным развитием хрупких разрывов типа «отрыв». Эта область ограничивается снизу региональной границей, показанной красной линией. Ниже области 1 происходит смена хрупкого разрушения горных пород на хрупкое разрушение сколового типа (область 2), где в верхней ее части (2а) развиваются разрывы сколового типа, имеющие пространственную ориентировку, определяемую направлением главных нормальных напряжений. Основопологающим для углов наклонов разломных зон в области 2а будет иметь случай А, если одно из главных напряжений вертикально. Если главные оси наклонны, то зона разлома может иметь вертикальный характер и выходить на поверхность области 1 ортогонально (случай Б).

Отметим, что проницаемость разломных зон раздвигового типа выше, чем у разломов, образованных сдвигом. При этом процесс «залечивания» разломных зон, образующихся на этапах активизации геодинамических процессов, в условиях сжатия (область 2а) будет идти быстрее, чем в зоне растяжения на этапах отсутствия геодинамических движений.

Обсуждение

Рассмотренные тектонические условия регионального и локального характера происхождения антиклинальных структур и зон разломов в осадочном чехле дает возможность высказать предположения в пользу геодинамической позиции образования месторождений УВ и их поисков.

Важно отметить, что антиклинальные структуры, образованные за счет горизонтального сжатия, рифовых построек и облекания осадочными породами выступов фундамента, могут быть ловушками скопления углеводородов при наличии в их структуре трещинных коллекторов. Обычно эти структуры характеризуются небольшими линейными размерами (15–20 × 20–25 км) и амплитудами до 10–15 м, в которых углы наклона крыльев антиклинальных складок измеряются в пределах до 1,0 градуса.

С позиции авторов монографии [13] для заполнения таких ловушек принцип дифференциального улавливания, а также латеральной миграции углеводородов в растворенном виде не способны создать месторождений. Это связано с тем, что подвижность УВ в виде обособленной фазы может возникнуть, если в породе существуют трещины, так как процесс диффузионной транспортировки вещества по направлению от микрокапель в трещины принципиально возможен, если трещины связаны между собой в единую проводящую структуру. На рис. 1а представлены зоны образования касательных напряжений, которые являются потенциальными зонами сколовых трещин. Если такая система формируется при вертикальных нагрузках (движениях) на породы осадочного чехла, то данные сколовые трещины не будут являться проницаемыми для флюида. Для того, чтобы система представляла связанную проводящую трещиноватую структуру, в нее надо под давлением закачать флюид, т. е. произвести гидроразрыв в пластах. Данный процесс может быть реализован за счет внедрения флюида, поступающего под давлением с больших глубин по вертикальным зонам разломов (см.

рис. 1б), что невозможно осуществить за счет его боковой миграции.

Формирование зон сколовых напряжений в разрезе поднятия на последующих этапах активизации геодинамических процессов определяют формирование зон рассеивания углеводородов, которые характеризуются как «рассеивающие толщи» и являются предварительными ловушками.

Исследованиями генезиса локальных поднятий в пределах Балтийской синиклизы [14] показано, что небольшие структурные ловушки нефти возникли в осадочном чехле в результате подвижек отдельных блоков кристаллического фундамента по разделяющим их разрывам и не относятся к структурам «облекания». Подобные небольшие месторождения на границе со структурами фундамента могут образовываться в области развития максимальных касательных и нормальных напряжений, как показано на рис. 1а и 1б на примере тюменской и абалакской свит. При повторных активизациях вертикальных движений блоков фундамента данные залежи могут быть расформированы, что довольно часто наблюдается для нефтяных месторождениях, залежи которых расположены выше этой области.

Образование многопластовых залежей в осадочном чехле, которые располагаются друг над другом в области 2а и области 1 (см. рис. 3), должны отражать последовательность нескольких этапов активизации геодинамических процессов. При этом, как показано в работе [5], вертикальные движения блоков фундамента способны создавать интервалы аномально высокого пластового давления в разрезе осадочного чехла.

Горизонтальное заполнение флюидами сколово-трещинных коллекторов, сформировавшихся в разрезе антиклинального поднятия и представляющих собой покрывки разного типа, а также существующих водоносных горизонтов, будут осуществляться по вертикальным зонам отрывных трещин (разломов), которые характерны для областей 2а и 1 на рис. 3.

Рассмотрение результатов физического моделирования процесса формирования локальных структур на рис. 2, который осуществлялся ступенчатым нагружением твердых блоков на эквивалентные материалы, моделирующие осадочные породы, показывает, что в процессе эксперимента на начальных его стадиях образовывались разломы отрывного типа, которые при увеличении амплитуды локального поднятия стали разломами сдвигового типа.

Рассмотрение региональных закономерностей смены уровней трещиноватости при смене реологической реакции горных пород на возрастающие давление и температуру с глубиной дает возможность дополнительного обоснования фазового состояния УВ-систем в разрезе многопластовых месторождений и миграционных свойств разломов.

Например, в работе [13] приводятся данные о гидростатических давлениях флюидных систем. Авторы отмечают, что до глубин 2–3 км давление обычно соответствует гидростатическому, закономерно возрастая до 20–30 МПа, а ниже, уже на глубине 4–6 км, превышает его в 1,5–2,0 раза (60–100 МПа). Если рассматривать данную закономерность на основании рис. 3, на котором проведена граница на глубине 2,5 км (красная линия), отделяющая зону растяжения от зоны сжатия, то зона закономерного возрастания гидростатических давлений относится к зоне

растяжения, а резкого увеличения давлений – к зоне сжатия. Такой характер давлений в зоне 2а (см. рис. 3) может быть вызван сменой типа разрушения с «отрыва» на «образования сколов», что может приводить к уменьшению проницаемости в твердых породах. Как отмечают авторы работы [13], при таких высоких давлениях в области 2а газовый поток проявляет свойства, присущие жидкостям.

Тектонофизические условия глубоких осадочных бассейнов позволяют говорить о практической непроницаемости зон разломов в области сжатия (2а), показанной на рис. 3. Для активизации их проницаемости необходимо создать условия, когда в этой области вертикальные напряжения превысят горизонтальные. Такая ситуация возможна, если вертикальные движения жестких блоков фундамента способны оказать деформационное воздействие на породы осадочного чехла.

Если рассмотреть миграционные свойства разломов в области 1 (см. рис. 3), находящейся в условиях растяжения, то по данным Ю.О. Кузьмина [15] она является зоной проявления современной геодинамики разломов, активизация которых возникает за счет процессов параметрического возбуждения в самих зонах в обстановке региональных квазистатических полей напряжений. Отметим фундаментальную закономерность данных процессов, состоящую в том, что активность разломных зон затухает на глубинах 2,0–2,5 км, которая является границей перехода к зоне сжатия. Это означает, что на месторождении или отдельных залежах многопластового месторождения, расположенных в области 1, часть разломной зоны, пересекающей ее, будет характеризоваться кратковременными периодами миграции УВ, если она пересекает флюидонасыщенные пласты.

Очевидно, что при формировании углеводородных структур, наряду с имеющимися факторами по оценке вероятности открытия месторождения, геодинамические условия являются также важными критериями на поисково-разведочных стадиях для успешного открытия экономически рентабельных объектов разработки.

На сегодняшний день методов палеогеодинамического анализа практически не разработано. Часто под геодинамическим анализом понимают палеотектонический, который позволяет в общем оценить разнонаправленные движения, в которые вовлечены локальные поднятия, но не выявляет причин этих изменений и не может дать оценку относительных деформаций в породах исследуемой структуры на предмет выявления зон отрывных разломов и зон разупрочнения пород в разрезе.

Разработка методических подходов палеогеодинамического анализа на основе методов современной геодинамики [16] предложена в работе [17], которая выполнена на примере Касимовской структуры.

Выводы

Анализ факторов риска на этапе геологоразведочных работ представляет собой суммарную оценку наиболее вероятных условий образования месторождений, способных ответить на вопрос – является ли изучаемый объект перспективным для его разработки. В качестве основных методов исследований применяются сейсморазведка разного масштабного уровня, магниторазведка и разведочное бурение, на основе которых и делаются окончательные выводы.

Из проведенного автором данной статьи анализа методов обработки

сейсмических данных оказалось, что данный метод не позволяет выявлять зоны разломов сдвигового типа с амплитудой 5–10 м, а также зоны разломов отрывного типа, проявляющихся в виде зон потери корреляции. Также отметим, что на геологоразведочных стадиях, не имея детальной информации по пространству, применяемые математические методы обработки сейсмогеофизических данных при изменении какого-либо параметра условий подбора могут приводить к множеству различных геологических выводов о строении месторождения. В связи с этим приведенные выше аналитические исследования роли геодинамических факторов, оказывающих влияние на повышение вероятностной оценки при поисковых работах, позволяют скорректировать геологическую модель предполагаемого месторождения в области структурной неоднородности, установить наличие связи между продуктивными объектами, дать оценку ложных покрышек, а также вертикальных перетоков флюидов при его разработке.

В связи с тем, что геодинамические процессы формирования локальной структуры отражают относительный характер изменения вертикальных деформаций в геологическом времени по отношению к примыкающей к ней территории, не подвергавшейся аномальным геодинамическим процессам, поэтому важным условием разработки метода палеогеодинамического анализа должно быть выявление геолого-стратиграфических условий, не связанных с процессами локальной геодинамики. Такой подход позволит определить реперные точки с целью более объективной оценки уровня деформации, которой были подвергнуты породы (пласты) месторождения.

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (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. Галкин С.В. Вероятностный прогноз геологических рисков при поисках месторождений нефти и газа. Пермь: Книжный мир, 2009. 223 с.
2. Георгиевский Б.В., Бочкарев В.А. Оценка вероятности геологического успеха зависимых поисковых объектов при поисках месторождений УВ // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2015. № 11. С. 25–39.
3. Георгиевский Б.В., Бочкарев В.А. Оценка вероятности геологического успеха при поисках месторождений УВ (на примере объектов Западной Африки) // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2014. № 8. С. 4–19.
4. Хитров А.М., Данилова Е.М., Коновалова И.Н., Попова М.Н. О рисках геолого-разведочных работ на приразломные залежи углеводородов // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2023. № 4(220). С. 20–32. [https://doi.org/10.33285/1999-6942-2023-4\(220\)-20-32](https://doi.org/10.33285/1999-6942-2023-4(220)-20-32)
5. Никонов А.И. Геодинамические факторы стратификации многопластовых месторождений углеводородов: образование зон горизонтальной трещиноватости и вертикальной пространственно-временной проницаемости в пределах локальных структур // SOCAR Proceedings. 2022. № S2. С. 9–16. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200720>
6. Временное положение об этапах и стадиях геологоразведочных работ на нефть и газ: Приказ МПР РФ от 7 февраля 2001 г. № 126 «Об утверждении временных положения и классификаций» // Электронный фонд правовых и нормативно-технических документов. <https://docs.cntd.ru/document/901785112>
7. Косыгин Ю.А. Тектоника. М.: Недра, 1969. 616 с.
8. Косыгин Ю.А. Тектоника нефтегазоносных областей: В 2 т. Т. 1. Общая тектоника. М.: Гостоптехиздат, 1958. 513 с.
9. Бондаренко П.М., Зубков М.Ю. Прогноз зон вторичной трещиноватости на основе данных сейсморазведки и тектонофизического моделирования // Геология нефти и газа. 1999. № 11–12. С. 31–40.
10. Кузьмин Ю.О. Современные аномальные деформации земной поверхности в зонах разломов: сдвиг или раздвиг? // Геодинамика и тектонофизика. 2018. Т. 9, № 3. С. 967–987. <https://doi.org/10.5800/GT-2018-9-3-0379>
11. Семинский К.Ж. Внутренняя структура континентальных разломных зон. Тектонофизический аспект. Новосибирск: Изд-во СО РАН, фил. «ГЕО», 2003. 244 с.
12. Николаевский В.Н., Шаров В.И. Разломы и реологическая расслоенность земной коры // Изв. АН СССР. Физика Земли. 1985. № 1. С. 16–28.
13. Баталин О.Ю., Вафина Н.Г. Конденсационная модель образования залежей нефти и газа. М.: Наука, 2008. 248 с.

14. *Отмас А.А., Чегесов В.К., Арутюнов В.А.* Структура осадочного чехла и история тектонического развития региона // Геология, геофизика и разработка нефтегазовых месторождений. 2006. № 8. С. 4–13.

15. *Кузьмин Ю.О.* Индуцированные деформации разломных зон // Физика Земли. 2019. № 5. С. 61–75. <https://doi.org/10.31857/S0002-33372019561-75>

16. *Кузьмин Ю.О.* Идентификация результатов повторных геодезических наблюдений при оценке геодинамической опасности объектов недропользования // Вестник СГУГиТ. 2018. Т. 23, № 4. С. 46–66.

17. *Никонов А.И.* Совершенствование геолого-фильтрационных моделей подземных хранилищ газа на геодинамической основе // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений 2017. № 12. С. 28–35.

Информация об авторе

Александр Иванович Никонов – к.г.-м.н., ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, nikson59@rambler.ru

Поступила в редакцию 01.11.2023

Increasing the reliability of the probabilistic assessment of the forecast for identifying oil- and gas-bearing local structures during geological exploration work on a geodynamic basis

A.I. Nikonov

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia
E-mail: nikson59@rambler.ru

Abstract. On the basis of tectonophysical models at the regional and local levels, the paper provides an analysis of the role of geodynamic factors that increase the likelihood of assessing the detection of oil- and gas-bearing structures at geological exploration stages. It proposes a consideration of geodynamic criteria during prospecting works to develop and substantiate scientific and methodological approaches to the possibility of accumulation and preservation of hydrocarbon components in the sedimentary cover structures. The obtained results allow to correct the geological model of the proposed field in the area of structural heterogeneity, to reveal the connection between productive formations, as well as the other factors, for the successful discovery of economically viable development targets.

Keywords: tectonophysical modeling, geodynamic factors, fault zones, oil- and gas-bearing structures, field prospecting

Citation: Nikonov A.I. Increasing the reliability of the probabilistic assessment of the forecast for identifying oil- and gas-bearing local structures during geological exploration work on a geodynamic basis // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 4(43). P. 17–30. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art2> (In Russ.).

References

1. Galkin S.V. Probabilistic forecast of geologic risks during oil and gas field prospecting. Perm: Knizhnyi Mir, 2009. 223 p. (In Russ.).
2. Georgievskiy B.V., Bochkarev V.A. Assessment of probability of geological success for the interdependent prospects in HC exploration // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2015. No. 11. P. 25–39. (In Russ.).
3. Georgievskiy B.V., Bochkarev V.A. The geological success probability assessment for HC field exploration (on example of West Africa exploration targets) // Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields. 2014. No. 8. P. 4–19. (In Russ.).
4. Khitrov A.M., Danilova E.M., Konovalova I.N., Popova M.N. Geological exploration risks of near-fault hydrocarbon deposits // Problems of Economics and Management of Oil and Gas Complex. 2023. No. 4(220). P. 20–32. [https://doi.org/10.33285/1999-6942-2023-4\(220\)-20-32](https://doi.org/10.33285/1999-6942-2023-4(220)-20-32) (In Russ.).
5. Nikonov A.I. Geodynamic factors of multilayer hydrocarbon fields stratification: formation of horizontal fracture zones and vertical spatio-temporal permeability within local structures // SOCAR Proceedings. 2022. No. S2. P. 9–16. <https://doi.org/10.5510/OGP2022SI200720> (In Russ.).
6. Temporary Regulations on Stages of Geological Exploration for Oil and Gas: Order of the Ministry of Natural Resources of the Russian Federation “On Approval of Temporary Regulations and Classifications” from 7 February 2001 No. 126 // Electronic Fund of Legal and Normative and Technical Documents. <https://docs.cntd.ru/document/901785112> (In Russ.).

7. *Kosygin Yu.A.* Tectonics. Moscow: Nedra, 1969. 616 p. (In Russ.).
8. *Kosygin Yu.A.* Tectonics of oil- and gas-bearing areas: In 2 vols. Vol. 1. General tectonics. Moscow: Gostoptekhizdat, 1958. 513 p. (In Russ.).
9. *Zubkov M.Yu., Bondarenko P.M.* Prognosis of zones of secondary fracturing on the basis of seismic data and tectonophysical modelling // *Geologiya Nefti i Gaza*. 1999. No. 11–12. P. 31–40. (In Russ.).
10. *Kuzmin Yu.O.* Recent anomalous deformation of the ground surface in fault zones: shear or tensile faulting? // *Geodynamics & Tectonophysics*. 2018. Vol. 9, No. 3. P. 967–987. <https://doi.org/10.5800/GT-2018-9-3-0379> (In Russ.).
11. *Seminsky K.Zh.* Internal structure of continental fault zones. Tectonophysical aspect. Novosibirsk: Publ. House of SB RAS, GEO Br., 2003. 244 p. (In Russ.).
12. *Nikolaevskii V.N., Sharov V.I.* Faults and rheological layering of the Earth's crust // *Izvestiya AN SSSR. Fizika Zemli*. 1985. No. 1. P. 16–28. (In Russ.).
13. *Batalin O.Yu., Vafina N.G.* Condensation model of oil and gas deposit formation. Moscow: Nauka, 2008. 248 p. (In Russ.).
14. *Otmas A.A., Chegesov V.K., Arutyunov V.A.* Structure of sedimentary cover and tectonic history of the region // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2006. No. 8. P. 4–13. (In Russ.).
15. *Kuzmin Yu.O.* Induced deformations of fault zones // *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*. 2019. Vol. 55, No. 5. P. 753–765. <https://doi.org/10.1134/S1069351319050069>
16. *Kuzmin Yu.O.* Identification of results of repeated geodesic observations at the estimation of the geodynamic hazard of subsurface objects // *Vestnik SSUGiT*. Vol. 23, No. 4. P. 46–66. (In Russ.).
17. *Nikonov A.I.* Improvement of geological-filtration models of gas underground storage facilities on geodynamic basis // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2017. No. 12. P. 28–35. (In Russ.).

Information about the author

Aleksandr I. Nikonov – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, nikson59@rambler.ru

Received 01.11.2023

Апробация методики определения анизотропии проницаемости в трещиноватых карбонатных пластах по данным 3D гидропрослушивания

Э.С. Закиров^{1,2*}, Д.П. Аникеев^{1,2**}, И.И. Ибрагимов¹, А.А. Лутфуллин³, И.Х. Кашапов³

1 – Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

3 – ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

E-mail: *ezakirov@ogri.ru, **anikeev@ipng.ru

Аннотация. Сформулирована методика проведения информативного 3D гидропрослушивания на месторождении с трещиноватым карбонатным коллектором с учетом накопленного практического опыта и существующих технических и технологических ограничений наземного и внутрискважинного оборудования. Результаты подобного промыслового исследования могут использоваться для уточнения анизотропии пласта в 3D гидродинамической модели. Данная методика частично опробована на реальном объекте разработки. Выявленные в процессе проведения практического исследования проблемы и сложности позволили уточнить и расширить представляемую методику.

Ключевые слова: определение анизотропии пласта, 3D гидропрослушивание, промысловые исследования

Для цитирования: Закиров Э.С., Аникеев Д.П., Ибрагимов И.И., Лутфуллин А.А., Кашапов И.Х. Апробация методики определения анизотропии проницаемости в трещиноватых карбонатных пластах по данным 3D гидропрослушивания // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 4(43). С. 31–43. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art3>

Введение

Первичную информацию об абсолютной проницаемости, а также относительных фазовых проницаемостях (ОФП), получают по результатам специализированных исследований кернов. Для определения анизотропии проницаемости требуется проведение серии фильтрационных экспериментов с ориентированным керном по различным направлениям. Проведение подобных исследований не всегда осуществимо в силу технических ограничений и/или состояния крупноразмерного керна. При этом под анизотропией понимается различие свойств среды (в данном случае абсолютной

проницаемости) в различных направлениях внутри самой исследуемой среды – продуктивного коллектора.

Главная проблема керновых экспериментов – точечность исследований: они не позволяют в полной мере описать всю сложность геологического строения исследуемого объекта. В силу наличия масштабного эффекта прямой перенос неаддитивных данных (абсолютной проницаемости, ОФП) с керна на геологическую или гидродинамическую модель выполнить не представляется возможным [1]. Для этого необходимо выполнять процедуру ремасштабирования (upscaling'a).

Для корректного однофазного upscaling'a требуется найти эквивалентный тензор абсолютной проницаемости в каждой точке пласта, а для многофазного – корректировать или не корректировать функции ОФП. При этом даже для многофазного upscaling'a принципиально правильно провести однофазное масштабирование.

Одной из важных проблем является корректное разделение значений максимального значения ОФП по насыщенному порогу флюиду и абсолютной проницаемости. Например, при наличии притока только чистой нефти (что вполне достижимо при кратковременном опробовании) фильтрация в пласте будет контролироваться производением абсолютной проницаемости на ОФП по нефти при остаточной воде. Для соответствующего корректного разделения необходимо привлекать дополнительную информацию. Один из подходов предложен в работе [2].

Часто модификация ОФП считается одним из инструментов для адаптации гидродинамической модели к истории разработки [3, 4]. Иногда такой инструмент применяется без учета физических основ протекающих в пласте процессов. На взгляд авторов, более корректным является учет косвенных данных гидродинамических и геофизических исследований о протекающих в пласте процессах. При этом важнее правильно оценить степень сообщаемости пласта по различным координатным направлениям, что и представляет собой по сути оценку анизотропии проницаемости.

Существует несколько различных подходов к определению анизотропии, характерной для максимального масштаба – масштаба пласта. Они способны оперировать как промысловыми данными, так и результатами интерпретации данных геофизических и гидродинамических

исследований скважин (ГИС и ГДИС). Например, в работах [5, 6] предлагается использовать промысловые данные, данные по обводненности добываемой продукции после прорыва воды, а также время прорыва воды. Оценки выполняются по результатам расчетов на 3D гидродинамической модели. Применение этого подхода требует хорошо адаптированной гидродинамической модели, адекватно воспроизводящей динамику добычи и обводненности продукции.

При практической реализации обсуждаемого в данной статье подхода с 3D гидропрослушиванием авторы столкнулись со сложностью определения уровней непроизводительной закачки в пласт. В такой ситуации опираться на данные по обводненности продукции затруднительно.

Существует ряд различных подходов к определению ОФП по комплексной интерпретации данных ГИС и ГДИС с регистрацией изменений различных физических полей [7, 8]. Существует также патент [9], описывающий подход к определению анизотропии проницаемости по данным исследования с двумя разнесенными по вертикали зонами. Подобные исследования позволяют определять параметры в близкой к исследуемой скважине зоне.

В статьях [10–12] и патенте [9] специалисты лаборатории газонефтеконденсатоотдачи пластов им. С.Н. Закирова Института проблем нефти и газа РАН предложили ряд специализированных технологий исследования скважин и пластов. Их главная цель – определение свойств пласта в условиях естественного залегания. Первая из указанных работ касается определения функций ОФП по результатам комплексной совместной интерпретации данных гидродинамических и геофизических исследований скважин по специализированным технологиям [10].

Альтернативой указанным подходам выступает проведение 3D гидропрослушивания [11, 12] с определением параметров всего пласта по различным координатным направлениям. Определяемая в рамках подобного исследования анизотропия отражает анизотропию на масштабе пласта, а не керна. Суть 3D гидропрослушивания состоит в создании волны давления в пласте за счет форсирования отбора или закачки в одной или нескольких возмущающих скважинах, сопровождающемся наблюдением динамик изменения давления в реагирующих скважинах, всеорасположенных вокруг каждой возбуждающей скважины. Для достоверного определения вертикальной проницаемости требуется разнесение забоев реагирующих и возбуждающей скважин по вертикали.

Опыт предыдущих работ

В работе [11] представлен практический опыт интерпретации результатов 3D гидропрослушивания. На рис. 1 представлена схема размещения скважин при проведении данного исследования с разнесением забоев скважин по площади и вертикали одновременно.

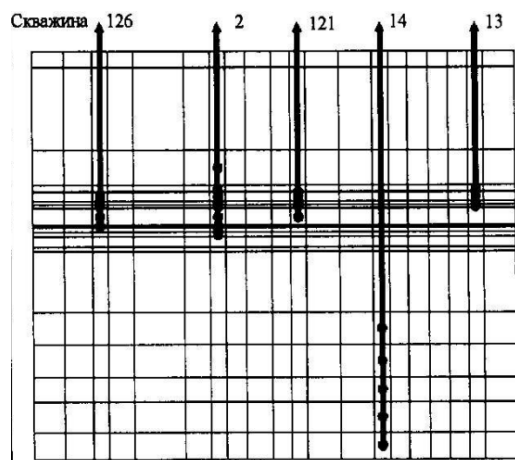


Рис. 1. Схема размещения забоев скважин на Памятно-Сасовском месторождении [11]

В рамках исследования [11] удалось определить пористость и три компонента тензора проницаемости в пяти зонах одновременно (20 уточняемых параметров). В результате была выявлена площадная анизотропия проницаемости пласта с выделенным направлением преимущественной фильтрации. Соответствующие выводы крайне важны для организации системы поддержания давления – располагать нагнетательные скважины по направлению преимущественной фильтрации не рационально.

Еще один положительный пример 3D гидропрослушивания представлен в работе [12]. В указанной статье в исследовании использовались две горизонтальные скважины. Перед проведением гидропрослушивания выполнена отработка добывающей и нагнетательной скважин с записью кривых восстановления давления (КВД) и кривых восстановления уровня (КВУ). По результатам традиционной интерпретации КВД и КВУ оценки проницаемости несколько различаются, но лежат в пределах первых единиц миллидарси. В добывающую скважину была спущена пара автономных манометров. Периодически они поднимались для подзарядки и считывания информации. Одной из проблем, повлиявших на точность данного исследования, оказалось влияние спуско-подъемных операций на показания манометров. Несмотря на минимальное различие в глубине установки (порядка единиц метров), их показания существенно различаются. Тем не менее по результатам обработки данных гидропрослушивания определены проницаемости по латерали и вертикали. Коэффициент анизотропии проницаемости по вертикали (понимаемый как отношение проницаемости вдоль напластования к проницаемости поперек напластования) составил 8,1. Определить подобную неоднородность на масштабе керна невозможно.

Новый объект для апробации методики

В качестве объекта исследования в работе была выбрана часть длительно разрабатываемой нефтяной залежи. Залежь характеризуется карбонатными отложениями. Наличие развитой системы трещин может оказаться одной из причин ухода нагнетаемой при поддержании пластового давления воды из моделируемого сектора.

По скважинам участка имелась определенная история разработки с фиксируемыми дебитамии воды и нефти. Одним из предварительных требований к выбору

участка являлось отсутствие фонда добывающих скважин, совместно дренирующих более одного пласта.

Разными коллективами авторов для исследуемого объекта были независимо построены две альтернативные 3D гидродинамические модели. Обе модели охватывают область проведения исследований, но площади и представления о структуре пласта моделей разные.

Начальные нефтенасыщенности по данным моделям представлены на рис. 2. Средняя проницаемость по модели 1 – 16 мД, по модели 2 – 5,02 мД.

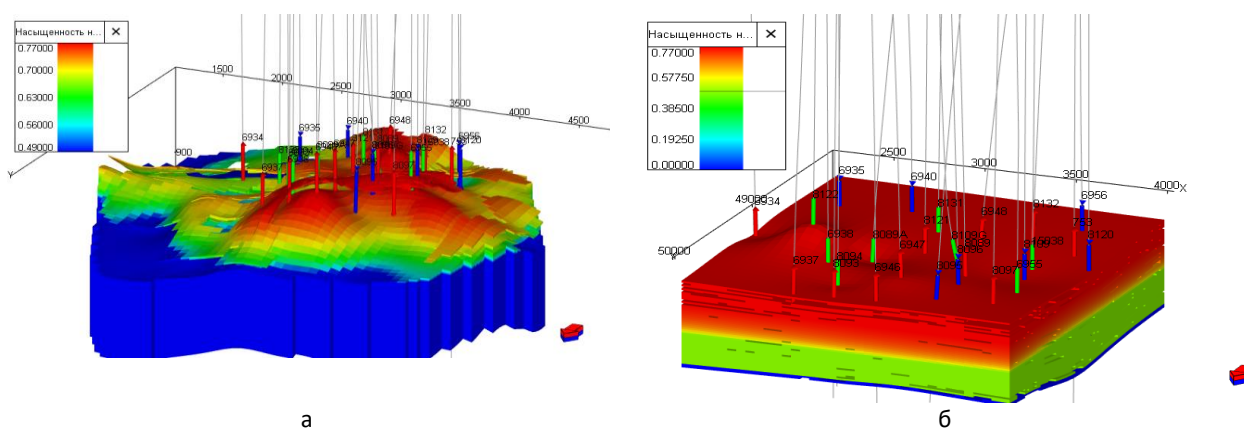


Рис. 2. Вид 3D модели с распределением начальной насыщенности нефтью для моделей 1 (а) и 2 (б)

Для двух существующих моделей независимо выполнена попытка адаптации к истории разработки участка с фактическими данными. На рис. 3 представлены динамики исторического накопленного отбора жидкости, исторической накопленной закачки и рассчитанного на 3D модели давления. Поскольку исторический объем закачки воды превышает объем добычи жидкости, при воспроизведении закачки воды в исторических объемах динамики забойного давления по отдельным скважинам стабилизируются на некотором уровне или демонстрируют небольшой рост. Хотя фактические данные замеров говорят о падении забойного давления с 80–90 Бар до 5–20 Бар.

Расхождение фактических данных с расчетами авторы объясняют наличием неэффективной закачки воды, с точки зрения поддержания пластового давления. Т. е. часть нагнетаемой воды не оказывает влияние на давление в моделируемом секторе. Физически причины могут быть различными. У авторов не было инструментальной оценки объемов произвольной закачки, поэтому полагались на экспертные оценки общей непроизводительной закачки примерно в 60–70% от общей закачки. Высокая неопределенность в данном вопросе не позволила в должной мере адаптировать ни одну из двух построенных 3D гидродинамических моделей к истории разработки.

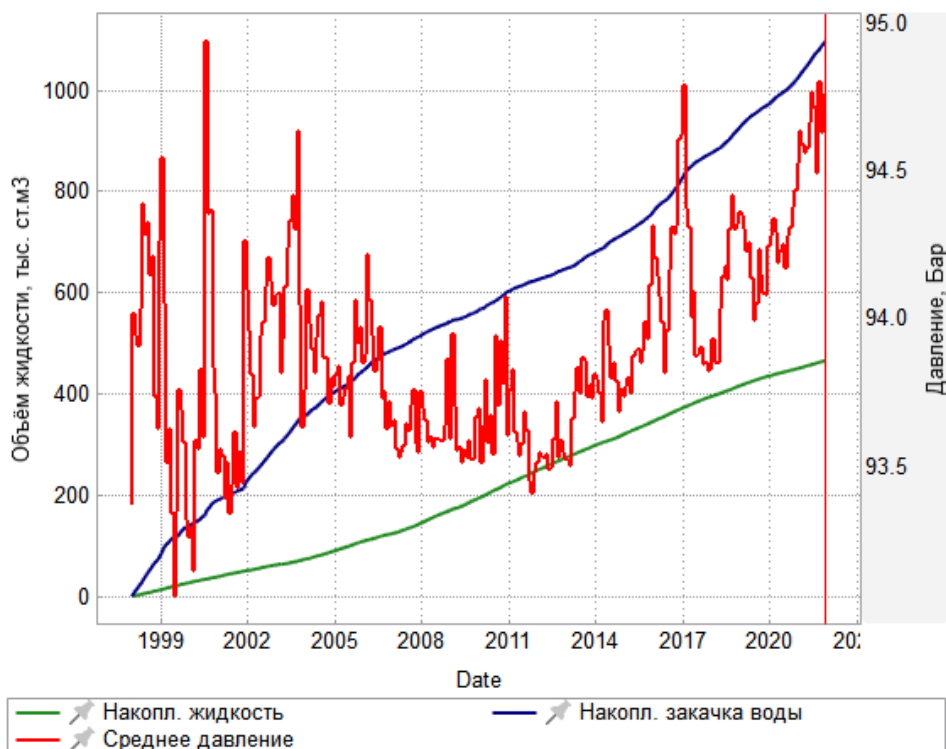


Рис. 3. Изменение объемов добычи жидкости из целевого пласта и закачки воды в пласт

Перед проведением исследования на участке длительное время осуществлялась добыча нефти. Тем не менее, авторами выполнена интеграция в модель замеров забойного давления в наблюдательных скважинах от момента спуска датчиков

давления до начала закачки. Отфильтрованные от шума данные и их аппроксимация показаны на рис. 4. Данная запись осуществлена на фоне восстановления забойного давления в ряде скважин, остановленных для проведения исследования.

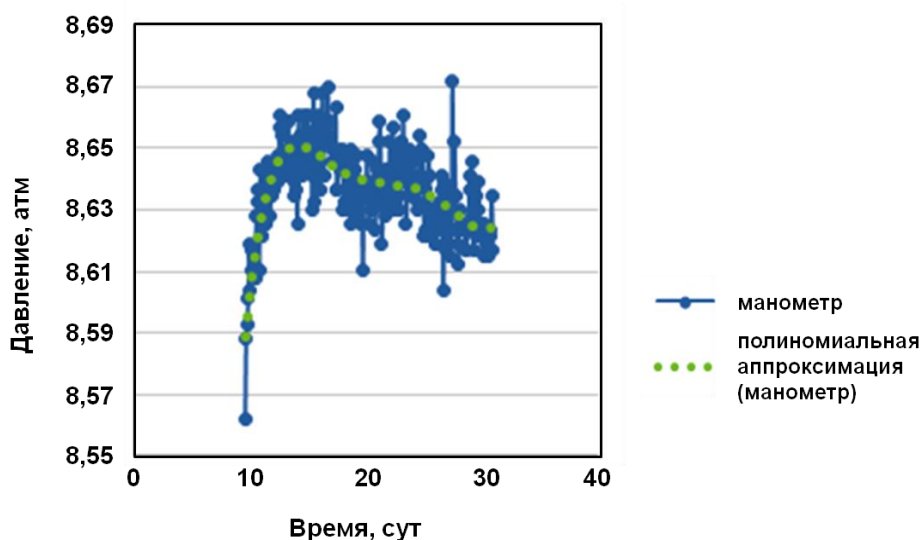


Рис. 4. Динамика изменения давления в остановленной наблюдательной скважине и ее аппроксимация полиномом

Если бы не существовало искажений поля давления от других источников на участке, наблюдалось бы восстановление давления, однако по факту видно падение давления с 8,65 до 8,62 атм по аппроксимирующей зависимости.

Ниже представлена методика проведения исследования, нацеленная на получение количественного и качественного результата. Отдельно отмечены те задачи, которые авторам не удалось реализовать в полной мере, а также представлены

возможные пути решения возникших проблем. Для удобства читателя методика разбита на нумерованные пункты, сгруппированные в 6 этапов. Курсивом в каждом пункте выделена цель каждого пункта.

После проведения исследования авторам были предоставлены данные нескольких КВД/КВУ, записанных до проведения обсуждаемого исследования. Обработка самой последней по времени из кондиционных КВУ представлена на рис. 5.

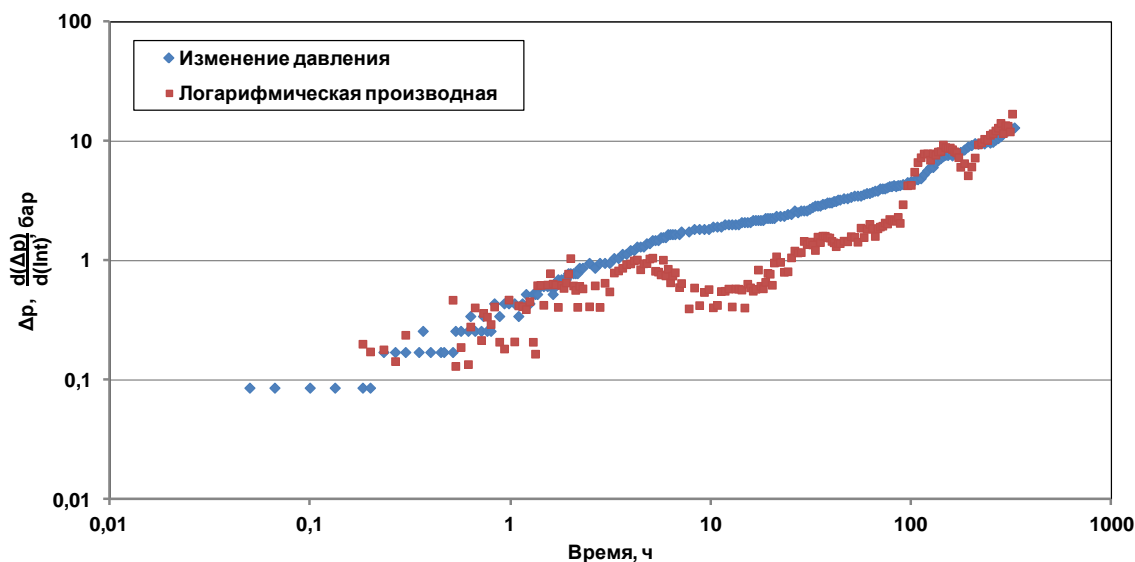


Рис. 5. Результаты обработки КВУ по одной из скважин (исследование проведено до начала гидропрослушивания)

Как видно из рис. 5, за время записи кривой, составляющей около 20 дней, восстановление давления в скважине не произошло. Поэтому можно говорить, что все обсуждаемое исследование осуществлялось на фоне общего восстановления давления по участку.

Одним из вариантов интерпретации динамики давления на рис. 5 может быть предположение о достаточно ограниченном объеме дренирования скважины. Отчасти такое предположение на качественном уровне может объяснять проблемы

с воспроизведением закачки по некоторым нагнетательным скважинам, когда не удавалось воспроизвести исторические показатели. Но в рамках существующей геологической модели сделать обоснованные предположения о физической причине такого явления нельзя. Это может быть косвенным подтверждением тезиса о необходимости построения новой геологической модели и проведения дополнительных исследований для ее уточнения. Указанная ситуация нашла свое отражение в методике.

Сравнение данных из разных источников данных о забойном давлении

СУДОС является торговой маркой компании, производящей бесконтактные уровнемеры. Данная линейка оборудования используется на рассматриваемом объекте для контроля за процессом разработки. В качестве исходной информации авторами используется оценка значений забойного

давления, полученная после обработки замеров скорости звука в затрубном пространстве. Обработка выполнена силами организации, обслуживающей обсуждаемые датчики.

На рис. 6 и 7 представлены динамики забойного давления по показаниям забойных манометров и уровнемерами СУДОС для двух наблюдательных скважин.

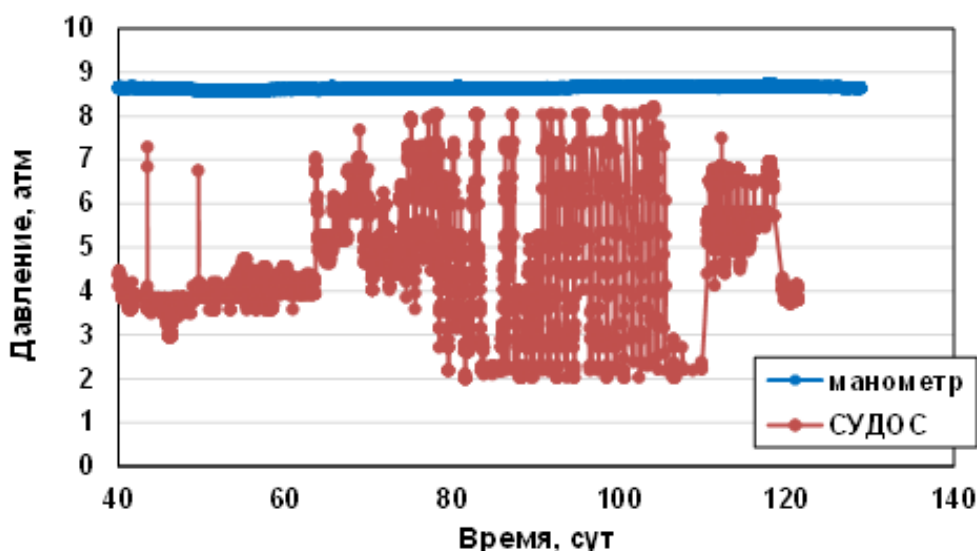


Рис. 6. Динамики забойного давления по первой наблюдательной скважине

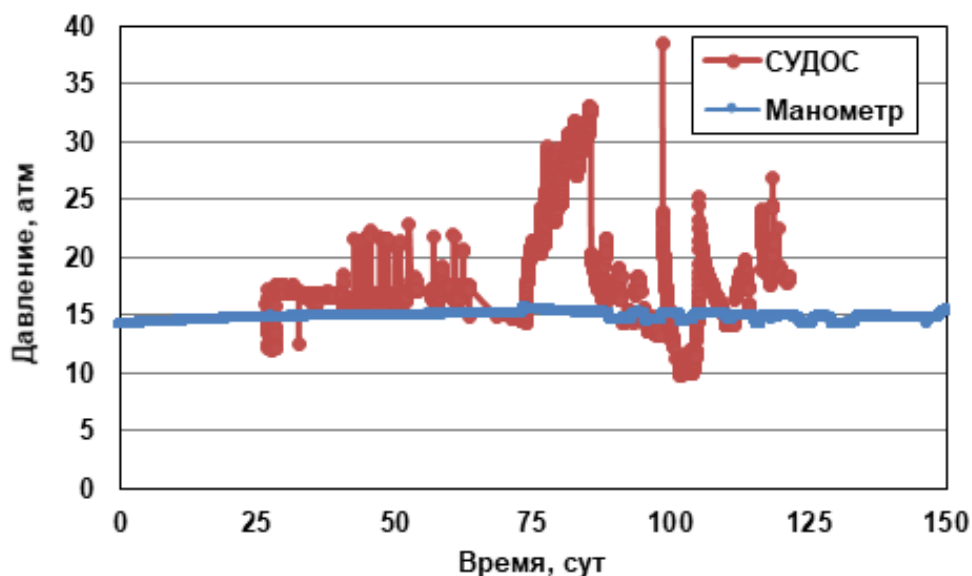


Рис. 7. Динамики забойного давления по второй наблюдательной скважине

Как следует из рис. 6 по первой наблюдательной скважине:

– уровнемер СУДОС и забойный манометр показывают различные динамики забойного давления, при этом показания уровнемера СУДОС систематически *ниже*, чем показания манометра;

– систематическое падение и рост давления, наблюдаемые на уровнемере СУДОС, данными забойного манометра не подтверждаются.

На рис. 7 показаны аналогичные динамики для второй наблюдательной скважины. Для второй скважины уровнемер СУДОС и манометр показывают различные динамики забойного давления, при этом показания уровнемера СУДОС систематически *выше*, чем показания манометра;

На момент проведения исследования авторам были доступны только показания уровнемеров СУДОС. По ним наблюдались рост и последующее падение измеряемого давления, с амплитудой около 4 атм по первой скважине и порядка 10 атм по второй. Это было интерпретировано как отклик на изменение работы нагнетательных скважин, которое имело место за несколько дней до фиксации отклика. На основе этих данных было принято решение об остановке исследования. После подъема датчиков указанные динамики поведения давления не подтвердились по данным глубинных манометров.

Результаты сопоставления фактических данных по скважинам привели к корректировке методики проведения гидропрослушивания. На данный момент, по представлениям авторов, для целей 3D гидродинамического прослушивания

качественной альтернативы забойным датчикам давления не существует. Возможно, такая альтернатива могла бы появиться при привлечении датчиков на основе оптико-волоконных технологий, но без подтверждения полевыми испытаниями в сопоставительных экспериментах рекомендовать данное решение не представляется возможным.

Методика проведения исследования

Этап 1. Подготовка дизайна исследования

1. Построение уточненной 3D геологической модели, учитывающей все последние данные об участке залежи. Квалифицированный upscaling. Адаптация 3D гидродинамической модели к истории разработки. Интеграция в модель данных других выполненных ранее ГДИС. *Получение согласованной с фактическими данными эксплуатации модели.*

2. Оценка параметров работы нагнетательных скважин на созданной гидродинамической модели. *Определение необходимых расходов нагнетательных (возбуждающих) скважин, сроков проведения исследования.*

3. Определение потребности в оборудовании. *Определение необходимого количества датчиков разного типа.*

Практический опыт выполнения

этапа 1. В силу ограниченности времени исследования и малого фонда нагнетательных и наблюдательных скважин ожидалось достаточно низкие (от тысячных долей до десятых долей МПа) отклики в наблюдательных скважинах. Принято решение о требуемой и необходимой точности датчика не менее 0,001 МПа.

Этап 2. Подготовка фонда скважин

4. По нагнетательным скважинам выполняется контроль устьевого оборудования с проверкой возможности обеспечения параметров нагнетания, определенных в пункте 3. *Наличие уверенности в технологической реализуемости заявленных показателей.*

5. По нагнетательным скважинам выполняется термометрия и потокометрия с определением фактических принимающих флюид интервалов. *Определение пригодности нагнетательных скважин для проведения закачки именно в целевые интервалы.*

6. По наблюдательным скважинам выполняется шаблонирование на глубину спуска забойного датчика и фиксация фактической глубины расположения забоя (или точки расположения датчика давления). *Определение технической возможности спуска забойного манометра.*

7. По наблюдательным скважинам выполняется термометрия и потокометрия с определением фактических интервалов поступления флюида из пласта. *Исключение возможных притоков флюида на этапе исследования из не входящих в исследование объектов.*

Практический опыт выполнения этапа 2. Техническое состояние скважин и проблемы с прохождением шаблонов на нужную глубину сильно поменяли дизайн исследования, поскольку наиболее близкие к нагнетательным скважины не удалось использовать в качестве наблюдательных.

Этап 3. Уточнение дизайна исследования

8. Уточнение гидродинамической модели с учетом данных, полученных при выполнении пунктов 4–7. *Учет в модели выявленных особенностей функционирования скважин.*

9. Повторное выполнение пунктов 2 и 3 с учетом результатов выполнения пунктов 4–7. *Получение выполнимых с технической точки зрения параметров исследования.*

Практический опыт выполнения этапа 3. Для частичной компенсации исключенных по техническому состоянию наблюдательных скважин решено использовать для закачки две скважины, чтобы увеличить общий импульс воздействия на пласт.

Этап 4. Метрологическое обеспечение исследования, подготовка оборудования

10. Калибровка и проверка технического состояния датчиков. *Обеспечение надежности и качества информации.*

11. Контроль устьевого и/или затрубного давления. *Фиксация возможных резких скачков давления из-за внешних причин.*

12. Обеспечение оперативной передачи данных о давлении с забоя операторам для анализа. *Обеспечение оперативного контроля за проведением исследования.*

13. Фиксация точного времени остановки скважины для спуска манометров и их режима до остановки. *Получение информации для дальнейшей обработки КВУ до проведения замеров.*

14. Спуск датчиков на забой до начала исследования. Запись КВУ в остановленных скважинах. *Определение фонового состояния пласта.*

Практический опыт выполнения этапа 4. Не была предоставлена возможность получения оперативной информации с забоя скважины о давлении, поэтому пришлось опираться на данные уровнемеров СУДОС, которые недостаточно точно отображали процессы в скважине.

Этап 5. Проведение исследования

15. Оперативный контроль режимов работы нагнетательных скважин. *Обеспечение заданных параметров нагнетания воды.*

16. Оперативный контроль забойного давления в наблюдательных скважинах. *Обеспечение корректировки режимов исследования и определение времени окончания исследования.*

17. Оперативная корректировка гидродинамической модели. *Учет фактических данных исследования.*

Практический опыт выполнения этапа 5. В силу отсутствия передачи данных на устья показания манометров стали доступны только после их подъема, на момент окончания исследования. Необходимо обеспечить своевременную передачу информации в процессе исследования, иначе его информативность кратно снижается.

Этап 6. Обработка результатов исследований

18. Анализ качества данных о забойном давлении. *Подтверждение качества данных, выбраковка некондиционных данных.*

19. Уточнение гидродинамической модели с учетом данных, полученных при выполнении исследования. *Уточнение*

гидродинамической модели с учетом данных, полученных при выполнении исследования.

20. Определение различных вариантов анизотропии пласта по результатам адаптации модели и оценка доверительных интервалов их изменения. *Определение анизотропии пласта на масштабах гидродинамической модели.*

Практический опыт выполнения этапа 6. В силу высокой неопределенности исходных данных результаты интерпретации носят качественный характер. Но даже в ситуации отсутствия надежной гидродинамической модели, результаты исследования позволяют повысить качество гидродинамического моделирования за счет привлечения результатов исследования для ранжирования получаемых в процессе адаптации версий гидродинамических моделей.

Выводы

С учетом практического опыта, существующих технических и технологических ограничений сформулирована методика проведения информативного 3D гидропрослушивания в трещиноватых карбонатных пластах, результаты которого могут использоваться для уточнения анизотропии пласта в 3D гидродинамической модели.

Литература

1. Закиров Э.С. Upscaling в 3D компьютерном моделировании. М.: Книга и бизнес, 2007. 344 с.
2. Закиров С.Н., Индрунский И.М., Закиров Э.С., Аникеев Д.П. Последствия перехода на концепцию эффективного порового пространства // Нефтяное хозяйство. 2008. № 6. С. 105–107.
3. Батенёва Е.А. Выбор варьируемых параметров при адаптации гидродинамической модели на историю разработки // Молодой ученый. 2020. № 24(314). С. 88–90.
4. Боженюк Н.Н., Стрекалов А.В. Некоторые приемы адаптации гидродинамической модели к истории разработки // Нефтегазовое дело. 2016. Т. 14, № 2. С. 42–49.
5. Афлятунов Р.Р., Лутфуллин А.А., Хабинов Р.М. и др. Вероятностно-статистическая оценка ресурсной базы отложений карбонатного девонского комплекса на примере опытного

участка Ромашкинского месторождения // Нефтяное хозяйство. 2023. № 9. С. 6–11. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-9-6-11>

6. *Исказиев К.О., Кибиткин П.П., Меркулов В.П.* Определение анизотропии проницаемости нефтяного пласта на разных стадиях разработки месторождения // Гео-Сибирь. 2006. Т. 5. С. 174–179.

7. *Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Кокурина В.В.* Пат. RU 2482271 С1. Способ определения относительных фазовых проницаемостей пласта. № 2011146996/03; Заявл. 18.11.2011; Оpubл. 20.05.2013 // Изобретения. Полезные модели. 2013. Бюл. № 14. 8 с. <http://www1.fips.ru>

8. *Чарара М., Паршин А.В., Дышлюк Е.Н. и др.* Пат. RU 2414595 С1. Способ определения относительных фазовых проницаемостей пласта. № 2009149026/03; Заявл. 30.12.2009; Оpubл. 20.03.2011 // Изобретения. Полезные модели. 2011. Бюл. № 8. 8 с. <http://www1.fips.ru>

9. *Закиров С.Н., Индрупский И.М., Цаган-Манджиев Т.Н.* Пат. RU 2374442 С2. Способ определения анизотропии проницаемости пласта. № 2009149026/03; Заявл. 2008104318/03 08.02.2008; Оpubл. 27.11.2009 // Изобретения. Полезные модели. 2009. Бюл. № 33. 11 с. <http://www1.fips.ru>

10. *Закиров Э.С., Индрупский И.М., Васильев И.В. и др.* Проведение комплексных исследований по оценке относительных фазовых проницаемостей для нефти и воды и коэффициента вытеснения в условиях аномально низкой проницаемости пласта (часть 2) // Нефтяное хозяйство. 2017. № 10. С. 90–93. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-90-93>

11. *Брадулина О.В.* 3D гидропрослушивание на Памятно-Сасовском месторождении // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 12. С. 42–46.

12. *Индрупский И.М.* Интерпретация результатов 3D гидропрослушивания на основе секторного моделирования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2008. № 11. С. 37–41.

Информация об авторах

Эрнест Сумбатович Закиров – д.т.н., директор, главный научный сотрудник, – Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; ведущий научный сотрудник, Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия, ezakirov@ogri.ru

Даниил Павлович Аникеев – к.т.н., заведующий лабораторией, старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; старший научный сотрудник, Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия, anikeev@ipng.ru

Ильдар Ильясович Ибрагимов – к.т.н., доцент, заведующий лабораторией, Альметьевский государственный нефтяной институт, Альметьевск, Россия, ibragimovii@agni-rt.ru

Азат Абузарович Лутфуллин – к.т.н., заместитель начальника департамента, ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия, lutfullinaa@tatneft.ru

Ильдар Хамитович Кашапов – заместитель начальника отдела, ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

Поступила в редакцию 14.01.2023

Approbation of the method for determining the anisotropy of permeability in fractured carbonate formations according to 3D pressure interference test

E.S. Zakirov^{1,2*}, D.P. Anikeev^{1,2**}, I.I. Ibragimov¹, A.A. Lutfullin³, I.Kh. Kashapov³

1 – Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk, Russia

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

3 – Tatneft PJSC, Almeteyevsk, Russia

E-mail: *ezakirov@ogri.ru, **anikeev@ipng.ru

Abstract. Taking into account the accumulated practical experience and the existing technical and technological limitations of surface and downhole equipment, a method for conducting informative 3D pressure interference test at a field with a fractured carbonate reservoir is formulated. The results of such a field study can be used to refine the reservoir anisotropy in a 3D hydrodynamic model. This method is partially tested on a real development object. The problems and difficulties identified in the process of conducting practical research made it possible to clarify and expand the presented method.

Keywords: reservoir anisotropy determination, 3D pressure interference test, field investigations

Citation: Zakirov E.S., Anikeev D.P., Ibragimov I.I., Lutfullin A.A., Kashapov I.Kh. Approbation of the method for determining the anisotropy of permeability in fractured carbonate formations according to 3D pressure interference test // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 4(43). P. 31–43. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art3> (In Russ.).

References

1. Zakirov E.S. Upscaling in 3D computer modeling. Moscow: Kniga i Biznes, 2007. 344 p. (In Russ.).
2. Zakirov S.N., Indrupsky I.M., Zakirov E.S., Anikeev D.P. Consequences of changing to the effective pore space concept // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2008. No. 6. P. 105–107. (In Russ.).
3. Bateneva E.A. Choosing varying parameters when adapting the hydrodynamic model on the development history // Young Scientist. 2020. No. 24(314). P. 88–90. (In Russ.).
4. Bozhenyuk N.N., Strekalov A.V. Some methods of simulation model history-matching // Neftegazovoe Delo. 2016. Vol. 14, No. 2. P. 42–49. (In Russ.).
5. Aflyatunov R.R., Lutfullin A.A., Khabipov R.M. et al. Probabilistic-statistical resource assessment of Devonian carbonate sediments – a case study of Romashkinskoye field pilot area // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry 2023. No. 9. P. 6–11. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2023-9-6-11> (In Russ.).
6. Iskaziev K.O., Kibitkin P.P., Merkulov V.P. Determination of permeability anisotropy of oil reservoir at different stages of field development // Geo-Siberia. 2006. No. 5. P. 174–179. (In Russ.).
7. Ipatov A.I., Kremenetsky M.I., Kokurina V.V. Pat. RU 2482271 C1. Method for determining relative phase permeabilities of formation. No. 2011146996/03; Appl. 18.11.2011; Publ. 20.05.2013 // Inventions. Utility models. 2013. Bull. No. 14. 8 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

8. *Charara M., Parshin A.V., Dyshljuk E.N.* et al. Pat. RU 2414595 C1. Method to determine relative permeability ratios of formation. No. 2009149026/03; Appl. 30.12.2009; Publ. 20.03.2011 // Inventions. Utility models. 2011. Bull. No. 8. 8 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
9. *Zakirov S.N., Indrupskiy I.M., Tsagan-Mandzhiev T.N.* Pat. RU 2374442 C2. Method for defining stratum permeability anisotropy. No. 2009149026/03; Appl. 2008104318/03 08.02.2008; Publ. 27.11.2009 // Inventions. Utility models. 2009. Bull. No. 33. 11 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
10. *Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Vasiliev I.V.* et al. Complex well test study to evaluate relative permeability functions to oil and water and displacement efficiency in conditions of abnormally low reservoir injectivity (part 2) // *Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry*. 2017. No. 10. P. 90–93. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2017-10-90-93> (In Russ.).
11. *Bradulina O.V.* 3D interference testing at the Pamyatno-Sasovskoye field // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2008. No. 12. P. 42–46. (In Russ.).
12. *Indrupskiy I.M.* Interpretation of 3D interference testing results on the basis of sector modeling // *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2008. No. 11. P. 37–41. (In Russ.).

Information about the authors

Ernest S. Zakirov – Dr. Sci. (Eng.), Director, Chief Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; Leading Researcher, Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk, Russia, ezakirov@ogri.ru

Daniil P. Anikeev – Cand. Sci. (Eng.), Head of the Laboratory, Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; Senior Researcher, Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk, Russia, anikeev@ipng.ru

Ildar I. Ibragimov – Cand. Sci. (Eng.), Head of the Laboratory, Almeteyevsk State Oil Institute, Almeteyevsk, Russia, ibragimovii@agni-rt.ru

Azat A. Lutfullin – Cand. Sci. (Eng.), Deputy Head of Department, Tatneft PJSC, Almeteyevsk, Russia, lutfullinaa@tatneft.ru

Ildar Kh. Kashapov – Deputy Head of Department, Tatneft PJSC, Almeteyevsk, Russia.

Received 14.01.2023

Исследование структурных особенностей порового пространства коллектора углеводородов на основе снимков рентгеновской компьютерной томографии

В.В. Химуля

Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН, Москва, Россия
E-mail: valery.khim@gmail.com

Аннотация. Проведены цифровые исследования порового пространства и внутренней структуры коллектора углеводородов на базе разномасштабных снимков рентгеновской компьютерной томографии; анализа неоднородностей, кавернозности, трещинообразования, напластования в породе.

Основные результаты. На основе снимков компьютерной томографии путем сегментации созданы 3D модели порового пространства породы. Выполнена оценка пористости на базе цифрового подхода. Показано, что полученные цифровым способом данные находятся в хорошем соответствии с результатами лабораторных измерений. Выполнены анализ и визуализация структуры основных фильтрационных каналов в породе. Получены распределения пор по размерам в образце, показана 3D визуализация пор наибольшего размера.

Выводы. Получаемые на базе томографического подхода характеристики порового пространства являются значимыми данными для наполнения моделей пласта и могут быть использованы при решении проблем снижения проницаемости в ходе разного рода воздействий на пласт. Применение полученных результатов в сочетании с геомеханическими испытаниями горных пород призвано расширить существующие подходы к комплексному анализу кернового материала коллекторов, а также дополнить и уточнить математические и операционные модели изучаемых объектов.

Ключевые слова: пористость, структура порового пространства, цифровой анализ, анализ примесей средствами компьютерной томографии, емкостные свойства коллекторов, распределение пор в горной породе, рентгеновская томография горных пород, внутренняя структура коллектора

Для цитирования: Химуля В.В. Исследование структурных особенностей порового пространства коллектора углеводородов на основе снимков рентгеновской компьютерной томографии // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 4(43). С. 44–57. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art4>

Введение

Знание физических свойств пород-коллекторов имеет огромное значение для разработки моделей месторождения, прогнозирования производительности скважин и создания инновационных стратегий повышения их продуктивности. Для построения точных гидродинамических и

геологических моделей пластов необходимы глубокие и всесторонние исследования, в том числе лабораторный анализ керна. Основными характеристиками пласта, оказывающими существенное влияние на процессы в коллекторе, являются пористость, проницаемость, структура скелета и порового пространства породы [1].

Традиционно для оценки проницаемости и пористости горных пород проводятся лабораторные исследования или каротаж скважин, либо эти характеристики косвенно оцениваются на основе корреляции с другими свойствами горных пород [2]. В настоящее время относительно новым и перспективным подходом к изучению свойств пород в лабораторных условиях является численное моделирование процессов фильтрации на базе 3D моделей, полученных с помощью рентгеновской компьютерной микротомографии.

Рентгеновская компьютерная томография (КТ) является важным неразрушающим методом исследования внутренней структуры горных пород, служащим ценным дополнением к прямым лабораторным исследованиям. Рентгеновская томография неоднородных материалов, включая горные породы, основана на реконструкции пространственного распределения линейного коэффициента ослабления рентгеновского излучения путем компьютерной обработки полученных проекций в процессе сканирования. В результате процедуры томографии создается набор изображений, которые впоследствии объединяются для создания трехмерной картины поглощения рентгеновского излучения в исследуемом материале [3]. Для определения линейных размеров составляющих материала, их количества, сферичности и анизотропии используется специализированное программное обеспечение [4]. Для численного моделирования процессов и проведения количественного анализа материалов ключевым этапом является сегментация (бинаризация) изображений [5]. Сегментация

представляет собой метод анализа изображений, позволяющий перейти от значений поглощения рентгеновского излучения к пространственному распределению составных компонентов образца в материале [6]. Процесс сегментации может быть бинарным (разделение снимка на два вещества) или многофазным [7].

Работы по визуализации внутреннего пространства в сочетании с количественным цифровым анализом являются ценными инструментами, используемыми в промышленности для прогнозирования таких геолого-физических свойств, как пористость и проницаемость [8, 9]. Такие исследования выполняются на сегментированном 3D изображении, полученном, в основном, для порового пространства в высоком разрешении [10].

Последние исследования в сочетании с большим опытом разработки сложных месторождений углеводородов показали существенное влияние неоднородности и анизотропии коллекторских свойств на процессы массопереноса в пластах. Выраженное напластование и локальные уплотнения могут препятствовать притоку жидкости к скважинам [11]. Общеизвестно, что на большинстве месторождений существует различная степень неоднородности структуры коллектора и распределения его фильтрационных свойств [12]. Влияние неоднородности свойств коллектора на процессы в пласте становится особенно выраженным на поздних стадиях разработки месторождения и может приводить к снижению степени охвата пласта, особенно для объектов, оборудованных горизонтальными скважинами [13].

В работе представлены результаты цифрового исследования характеристик порового пространства и скелета породы-коллектора по данным рентгеновской компьютерной томографии. Полученные цифровыми способами результаты сравниваются с физически измеренными величинами. Дается оценка неоднородностей порового пространства, а также исследуется его влияние на транспортные свойства породы.

Испытательное оборудование и методология исследований

Для проведения компьютерной томографии и получения 3D изображений использовался высокоразрешающий рентгеновский микротомограф ProCon X-Ray CT-MINI [14] Института проблем механики РАН. Прибор имеет жесткое основание (монолитная гранитная плита) для практического исключения влияния температурного дрейфа и точной установки рентгенооптических и других компонентов системы внутри прибора, что обеспечивает точность и стабильность измерений во всем диапазоне рабочего пространства. Рентгеновская трубка с высоким разрешением, микрофокусом и замкнутым контуром имеет регулируемый диапазон выходного напряжения от 20 кВ до 90 кВ и регулируемый диапазон тока от 10 мкА до 160 мкА. Максимальная выходная мощность трубки составляет 8 Вт. Высокочувствительный рентгеновский детектор с низким уровнем шума имеет число пикселей 2940 x 2304 и размер пикселя 49,5 мкм. Размер активной (чувствительной) области составляет 146 x 114 мм.

Методика исследования состоит из трех основных этапов:

- сканирование образца породы в камере томографа;
- компьютерная реконструкция снимков и создание 3D проекта;
- обработка данных и цифровой анализ.

На первом этапе образец помещается внутрь камеры между источником и детектором и закрепляется на специальном держателе. В процессе получения данных источник и детектор неподвижны, а образец вращается вокруг своей оси. Результатом этого шага являются двумерные проекции образца, где интенсивность окрашивания каждого пикселя зависит от коэффициента ослабления материала. Полученный массив проекций затем математически обрабатывается (реконструируется) с помощью специализированного программного обеспечения VGSTUDIO. Данные могут быть представлены как в двухмерных проекциях, так и в виде трехмерной модели образца, которая качественно визуализирует весь объем данных.

Реконструированный снимок загружается в специализированное ПО Geodict Math2Market GmbH [15], позволяющее проводить многомасштабную обработку 3D изображений, моделирование, визуализацию и определение свойств материалов.

Исследуемые образцы пород были представлены разными литотипами, в связи с чем результаты исследований будут описаны для конкретного характерного литотипа: описанный в статье образец представлял собой цилиндр из крупнозернистого слабосцементированного песчаника (рис. 1а). Для всех образцов была измерена предварительная пористость по гелию. Для описанного на примере образца измеренная пористость составила 23,3%.

Результаты исследований

С целью детального изучения породы было сделано два снимка томографии с разными параметрами съемки (рис. 1б):

1. Полномасштабный снимок образца, включая торец (размер вокселя 11,231 мкм);
2. Детальный снимок центральной внутренней области в образце (размер вокселя 4,957 мкм).

Чем больший объем образца нужно охватить на снимке, тем меньше деталей на нем видно при томографии. В связи с этим сначала делался снимок крупным планом, чтобы провести анализ крупных пор, дефектов, фильтрационных каналов, напластования и т. д. После него опционально делались снимки конкретных областей образца в лучшем качестве. На них более детально видны границы зерен и пор, точнее можно проводить цифровой анализ.

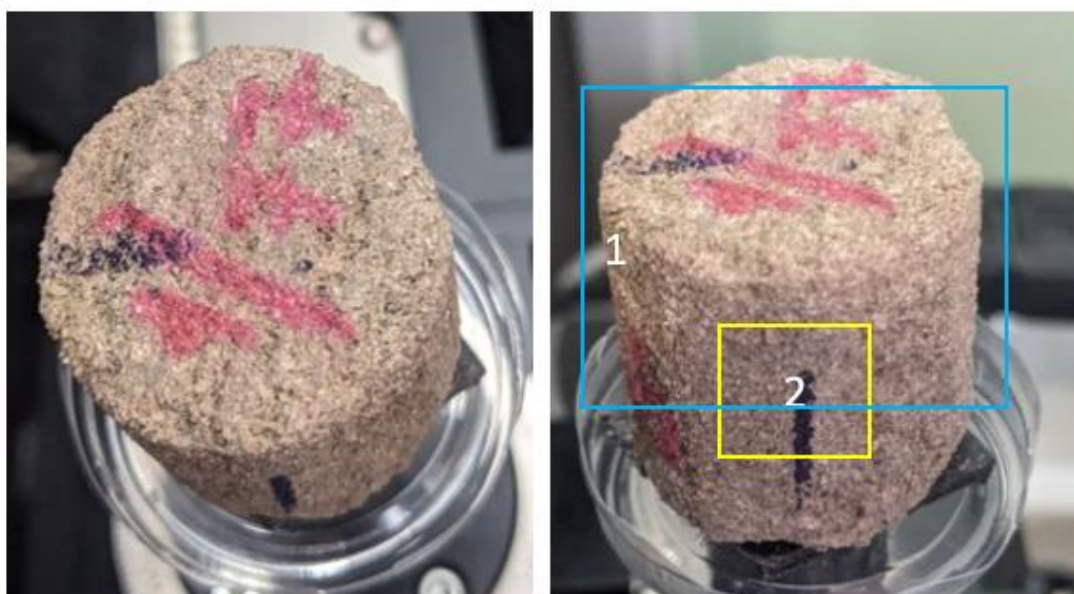


Рис. 1. Исследуемый цилиндрический образец породы: а – общий вид образца; б – области сканирования образца в камере томографа

Качественный анализ структуры породы и неоднородностей. После процедуры реконструкции набора проекций и обработки изображений был проведен качественный анализ состава породы. На рис. 2 для примера представлена одна из проекций полноразмерного снимка. Снимок показал отсутствие крупных каверн и трещин в образце. По проекции сверху, представленной на рис. 2а, видны темные диагональные полосы, свидетельствующие о чередующихся параллельных плоскостях с более высокой пористостью в породе. Наиболее вероятно,

что это – плоскости напластования породы, они же выступают основными фильтрационными каналами в образце. Вдоль этих же плоскостей на других проекциях заметны направленные следы движения флюида в этом направлении, т. е. минералы, оставленные естественным флюидом пласта. Структурно скелет породы неоднородный и состоит минимум из четырех веществ с разной плотностью, включая соединения металлов и глину. Редкие крупные включения плотных веществ и соединений металлов представлены белыми участками на рис. 2а.

После процедур обработки, сглаживания, фильтрации и сегментации становится возможным выделение неоднородностей и их количественный анализ [16]. На рис. 2б показан результат сегментации (бинаризации) изображения для выделения только плотных вкраплений в скелете породы, а также соединений металлов. При

сравнении разных проекций становится видно, что примеси также расположены слоями, что говорит о выраженном напластовании. Несмотря на кажущуюся визуальную высокую плотность распределения таких крупных примесей в объеме породы, их объемная доля составляет около 0,35% (менее 1%).

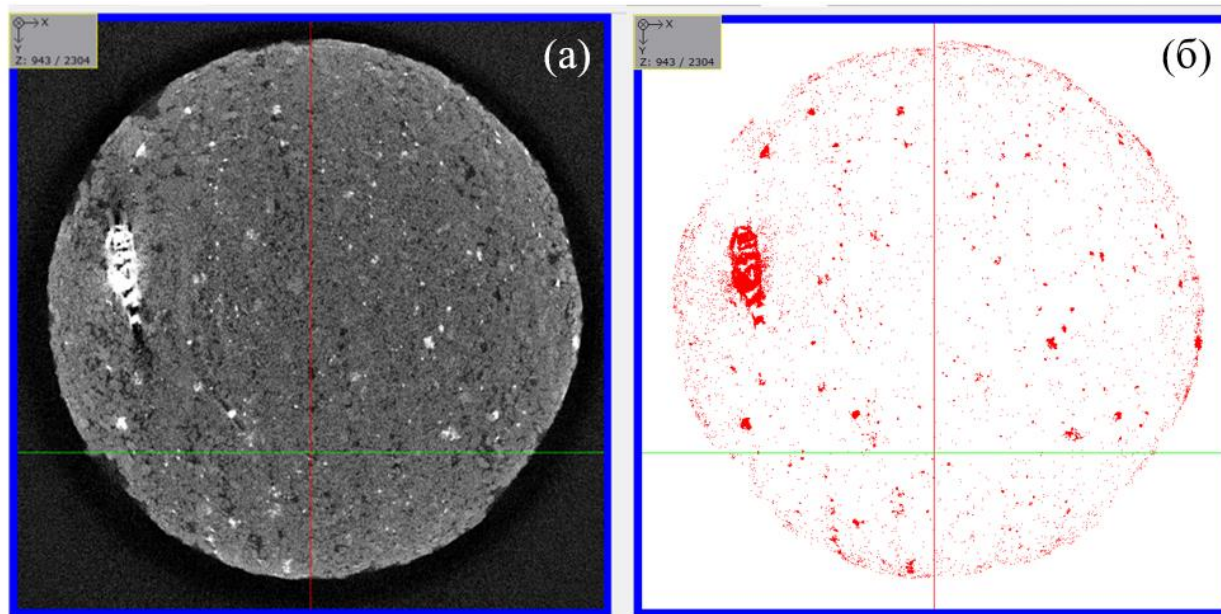


Рис. 2. Пример проекции сверху реконструированного снимка образца: а – общий вид; б – изображение сегментированных неоднородностей состава породы

Дальнейший анализ был проведен для снимков высокого разрешения. На детальных снимках также отчетливо заметно чередование более пористых областей с крупными зернами и более плотных участков с мелкими зернами и меньшей пористостью. На рис. 3 представлены две разные проекции снимков центральной части образца, где более пористые участки выделены желтым пунктиром, а менее пористые и более плотные – красным.

По разнице поглощения излучения в составе породы качественно выделяются как минимум четыре вещества. На рис. 4 они указаны четырьмя цветными стрелками. Под номером 1 выделено основное вещество матрицы, из которого по большей части

сложена порода. Номеру 2 соответствуют более плотные включения, занимающие второе место по распространенности. Зерна данного вещества имеют размеры, в основном, меньшие, чем основные зерна матрицы. Номером 3 выделены включения глины, так как они являются связующими компонентами между другими зернами. Наиболее яркими являются самые плотные включения, среди которых также имеются соединения металлов, которые «подсвечиваются» при взаимодействии с излучением. Для конкретизации вещественного состава на основе снимков [17] необходимо располагать дополнительными данными о типе породы, включая литологический состав, геологические описания и т. д.

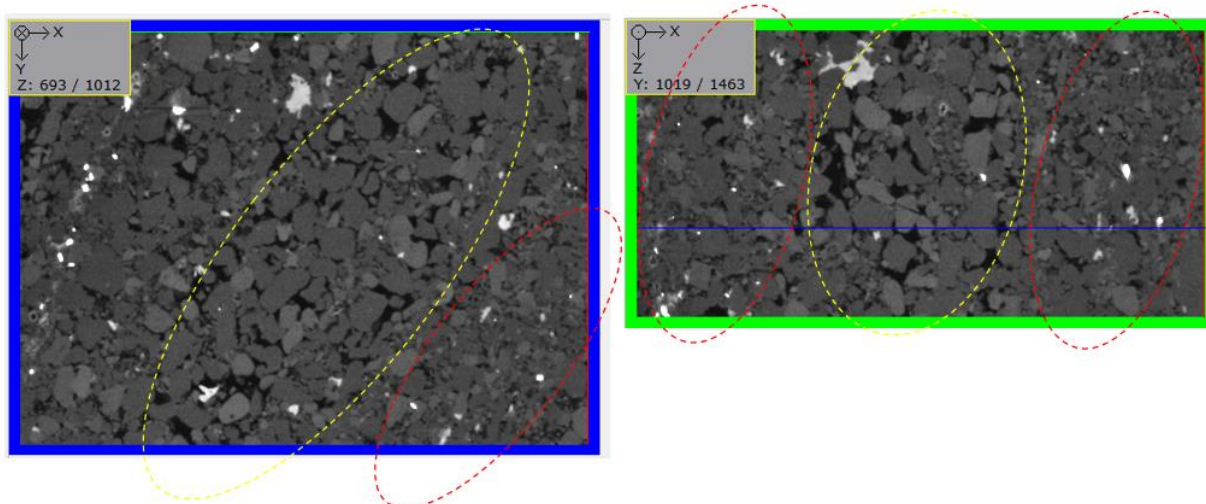


Рис. 3. Примеры проекций реконструированного снимка образца в высоком разрешении с выделением областей разной пористости

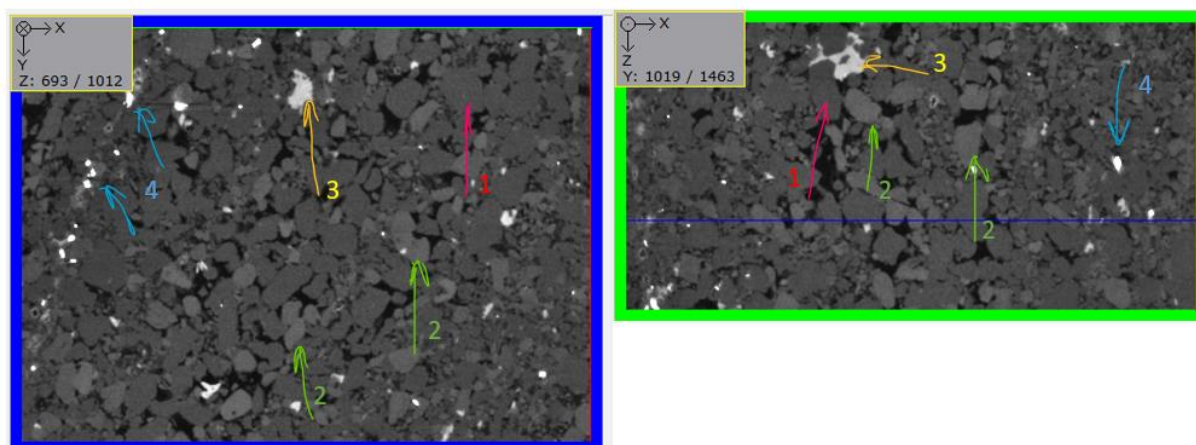


Рис. 4. Примеры проекций реконструированного снимка образца в высоком разрешении с указанием разного типа веществ в составе породы

Исследование порового пространства.
Из полномасштабных снимков были вырезаны кубические области, не содержащие наружного внешнего воздуха вокруг образца. Внутри цилиндра вырезался параллелепипед максимального размера. Была проведена специальная обработка перед разделением пор и матрицы породы [18, 19]. Так как мелкие поры на таком снимке не видны, анализ может производиться только для самых крупных пор и фильтрационных каналов. В результате такой сегментации получается 3D модель порового пространства и

матрицы породы. Для удобства визуализации на рис. 5 оставлено только поровое пространство с определенной долей прозрачности.

На рис. 5а представлено поровое пространство образца по данным полномасштабного снимка в проекции вдоль оси Z (вид сверху на цилиндрический образец). Результат сегментации подтверждает наличие четких следов напластования. На рис. 5б показана та же область в боковой проекции. Пористые участки представляют собой плоские слои и параллельно чередуются вдоль оси цилиндра.

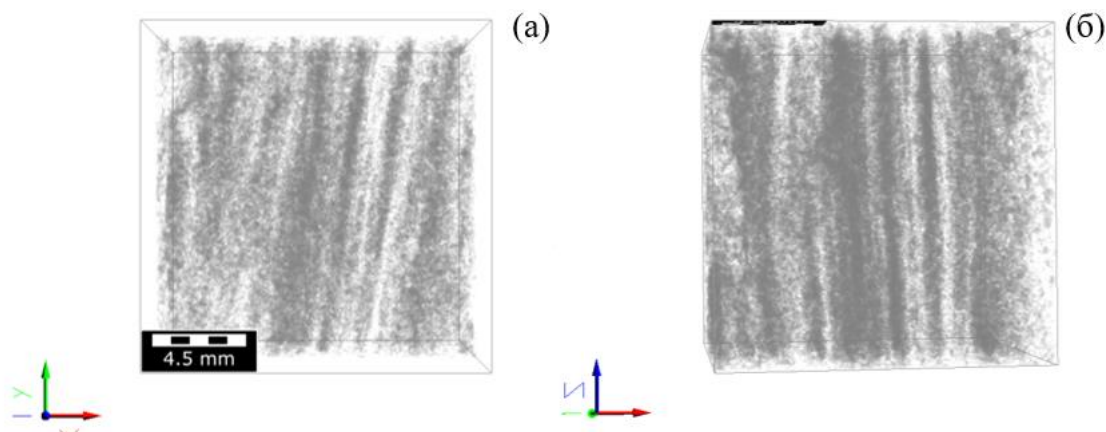


Рис. 5. Проекция вырезанной части порового пространства образца: а – вид сверху; б – вид сбоку

Однако на базе крупномасштабных снимков нет возможности проводить точный количественный анализ пористости, так как границы зерен видны недостаточно четко. С этой целью использовались снимки центральной части образца в высоком разрешении.

Цифровой количественный и статистический анализ матрицы и порового пространства. Области для анализа были выбраны так, чтобы охватывать и высокопроницаемые прослойки, и низкопроницаемые. Таким образом, можно статистически оценивать среднюю пористость по породе,

как это реализуется при физических лабораторных измерениях. Линейные размеры областей для исследования составили 6–7 мм. На рис. 6 показана одна из проекций детального снимка породы после обработки, а также результат проведенной сегментации на две фазы (разделение на поры и зерна). Красным цветом на рис. 6б выделяются зерна и твердые частицы, серым выделено поровое пространство между зернами. Данные сравнения с исходными снимками позволяют оценить точность проводимого разделения на поры–материал и корректность будущих 3D моделей [20].

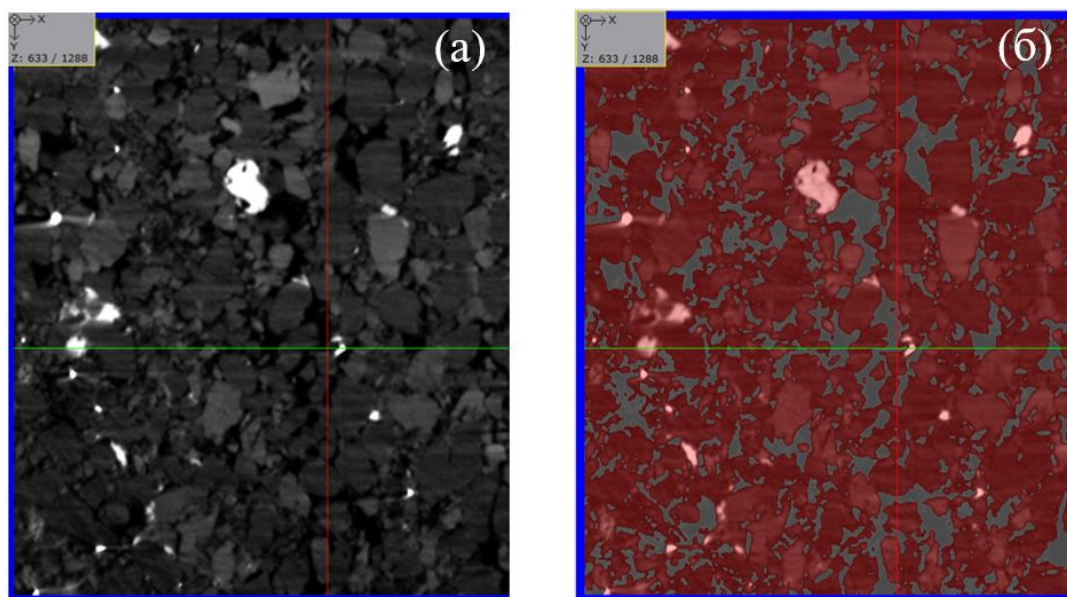


Рис. 6. Пример проекции снимка породы в высоком разрешении после обработки (а) и результат сегментации изображения на поры и зерна (б)

На основе такой сегментации создаются 3D модели, с помощью которых можно проводить математический, статистический, количественный анализы или численное моделирование. Была проведена оценка пористости исследуемой области в образце. Стоит отметить, что томография позволяет оценивать не только открытую пористость, но и полную, закрытую, тупиковую. Исходная открытая пористость центрального участка образца была оценена в 22,23%, что находится в очень хорошем соответствии с физически измеренной величиной. Это говорит о корректности методики, а также о представительности

рассматриваемой области в образце. Закрытая пористость составила всего 0,213%.

В дальнейшем проводился статистический анализ распределения пор по размерам в центральной части образца. При этом анализировался весь объем модели, и строилась диаграмма частоты встречаемости пор от их диаметра. Таким образом, можно изучить, какие поры составляют большую часть порового пространства, узнать их размеры. На рис. 7 представлена гистограмма распределения пор по размерам для центральной части образца. Шаг измерения (ширина столбца) составляет почти 5 мкм.

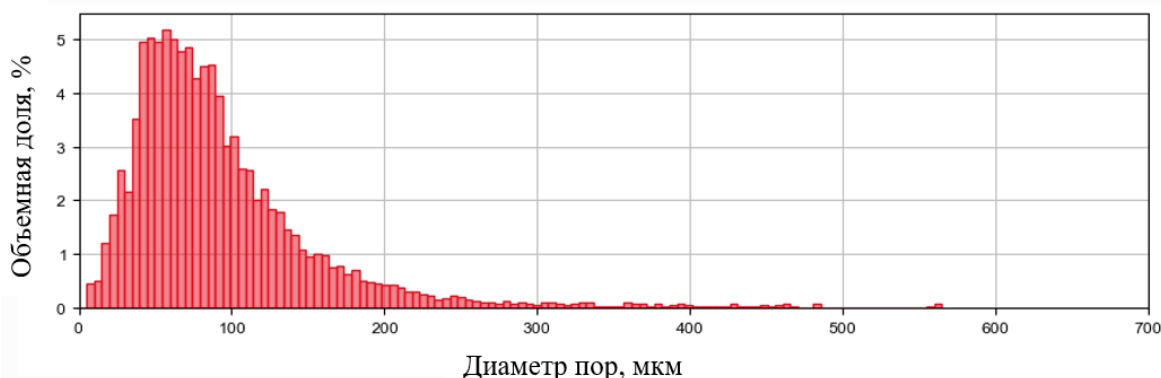


Рис. 7. Гистограмма распределения пор по размерам в образце

Как видно из гистограммы, абсолютное большинство пор имеют размеры до 100 мкм, при этом наибольшая среди них часть пор имеет размеры 50–90 мкм. Суммарно 10% пор имеют размер менее 36,6 мкм, 50% пор имеют размер менее 77,867 мкм, 90% пор имеют размер менее 162,149 мкм. Разброс размеров пор очень большой, как видно из длины хвоста гистограммы: в нем представлены наибольшие по размеру поры, присутствующие в высокопористых слоях образца (вплоть до 700 мкм в диаметре). По объемной доле видно, что поры большого диаметра (более 200 мкм) составляют меньшую объемную часть порового пространства, однако, очевидно, вносят решающий вклад в транспортные свойства породы.

Визуализация порового пространства по размерам. Построение картин распределения пор по размерам позволяет узнать, где сосредоточены поры большого диаметра и как устроено поровое пространство в целом. Алгоритмы цифрового анализа позволяют детально проанализировать каждую пору в образце, включая ее площадь, периметр, сферичность, объем, контакты и т. д. (рис. 8), а также визуализировать все (или отдельные) поры в 3D (рис. 8а). Однако такая визуализация при переносе на бумагу является непоказательной, поры сливаются в единую массу для читателя, поэтому далее будут сравниваться только самые большие поры с определенной степенью прозрачности.

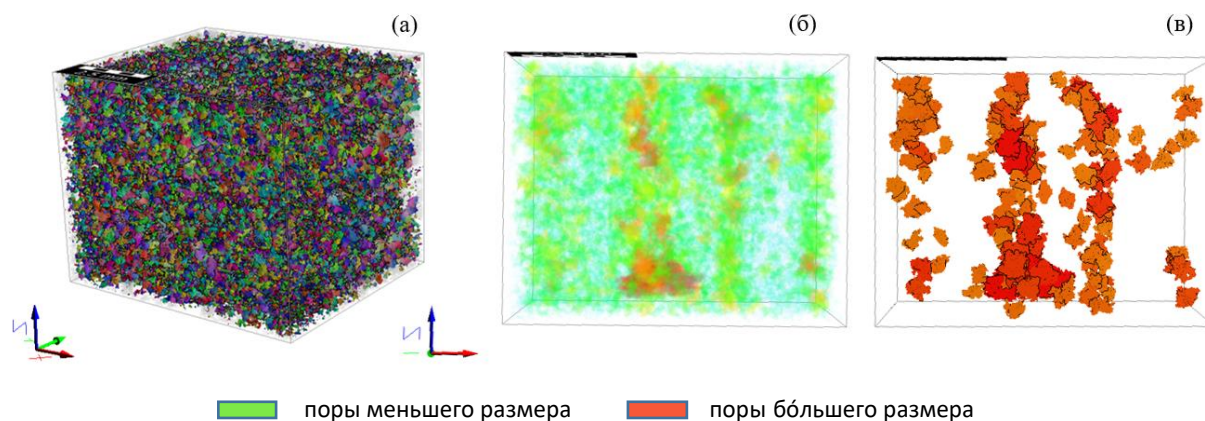


Рис. 8. 3D визуализация центральной части образца: а – с выделением всех пор; б – в боковой проекции с распределением пор по размерам; в – с визуализацией наиболее больших пор

На рис. 8б визуализированы пространственные распределения самых больших пор в исследуемой области образца. Размер пор увеличивается в градации голубой-зеленый-красный. Можно заметить, что в центральных частях образца самые большие поры сосредоточены слоями (красные слои). На рис. 8в оставлены только самые большие поры для визуализации. Таким образом, пути фильтрации в породе составлены, в том числе, крупными единичными порами, однако связь между ними обеспечена порами меньшего размера.

Заключение

В работе проведены цифровые исследования порового пространства и внутренней структуры коллектора углеводородов с использованием разно-масштабных снимков рентгеновской компьютерной томографии. Исследования выполнены на базе высокоразрешающего рентгеновского микротомографа Procon X-Ray CT-MINI Института проблем механики РАН, обработка и анализ снимков проведен в среде GeoDict.

Основные результаты:

- Проведен анализ неоднородностей, кавернозности, трещинообразования, напластования в породе, дана количественная оценка плотных примесей в составе породы.
- На основе снимков компьютерной томографии созданы 3D модели порового пространства породы, с их помощью выполнена оценка пористости. Показано, что полученные данные хорошо соответствуют физически измеренным величинам. Подтверждена существенная пространственная неоднородность пористости в объеме исследуемых пород.
- Описана и визуализирована структура основных фильтрационных каналов в породе.
- Проведен анализ распределения пор по размерам в образце, представлена 3D визуализация пор наибольшего размера.

Вывод. Применение полученных результатов в сочетании с геомеханическими испытаниями горных пород призвано расширить существующие подходы к комплексному анализу ядерного материала коллекторов, а также дополнить и уточнить математические и операционные модели изучаемых объектов.

Работа выполнена в рамках государственного задания, номер госрегистрации 123021700046-4.

Литература

1. Ganat T.A.-A.O. Fundamentals of reservoir rock properties. Cham, Switzerland: Springer, 2020. 156 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-28140-3>
2. Иванов М.К., Бурлин Ю.К., Калмыков Г.А. и др. Петрофизические методы исследования кернового материала. (Терригенные отложения): Учеб. пособие: В 2 кн. Кн. 1. М.: Изд-во Московского университета, 2008. 112 с.
3. Jia L., Chen M., Jin Y. 3D imaging of fractures in carbonate rocks using X-ray computed tomography technology // Carbonates and Evaporites. 2014. Vol. 29, No. 2. P. 147–153. <https://doi.org/10.1007/s13146-013-0179-9>
4. Diaz M., Kim K.Y., Yeom S. et al. Surface roughness characterization of open and closed rock joints in deep cores using X-ray computed tomography // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2017. Vol. 98. P. 10–19. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2017.07.001>
5. Герке К.М., Корост Д.В., Карсанина М.В. и др. Изучение и анализ современных подходов к построению цифровых моделей керна и методов моделирования многофазной фильтрации в масштабах порового пространства // Георесурсы. 2021. Т. 23, № 2. С. 197–213. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.20>
6. Ar Rushood I., Alqahtani N., Wang Y.D. et al. Segmentation of X-ray images of rocks using deep learning // SPE Annual Technical Conference and Exhibition: Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201282-MS. <https://doi.org/10.2118/201282-MS>
7. Blunt M.J. Multiphase flow in permeable media: A pore-scale perspective. Cambridge: Cambridge University Press. 2017. 498 p. <https://doi.org/10.1017/9781316145098>
8. Menke H.P., Gao Y., Linden S., Andrew M.G. Using nano-XRM and high-contrast imaging to inform micro-porosity permeability during stokes–brinkman single and two-phase flow simulations on micro-CT images // Frontiers in Water. 2022. Vol. 4. P. 935035. <https://doi.org/10.3389/frwa.2022.935035>
9. Mostaghimi P., Blunt M.J., Bijeljic B. Computations of absolute permeability on micro-CT images // Mathematical Geosciences. 2013. Vol. 45, No. 1. P. 103–125. <https://doi.org/10.1007/s11004-012-9431-4>
10. Alyafei N., Raeini A.Q., Paluszny A., Blunt M.J. A sensitivity study of the effect of image resolution on predicted petrophysical properties // Transport in Porous Media. 2015. Vol. 110, No. 1. P. 157–169. <https://doi.org/10.1007/s11242-015-0563-0>
11. Vajdova V., Baud P., Wong T. Permeability evolution during localized deformation in Bentheim sandstone // Journal of Geophysical Research: Solid Earth. 2004. Vol. 109, No. B10. P. B10406. <https://doi.org/10.1029/2003JB002942>
12. Алиев З.С., Котлярова Е.М. Приближенный метод создания и эксплуатации ПХГ в неоднородных по толщине пластах с использованием горизонтальных скважин // Экологическая ответственность нефтегазовых предприятий: Материалы научно-практической конференции Саратов: Амирит, 2017. С. 46–55. (Труды РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина. Оренбургский филиал).

13. Максимов В.М., Дмитриев Н.М., Антонец Ю.С. Эффекты тензорного характера относительных фазовых проницаемостей при взаимном вытеснении газа водой в анизотропных пластах // Георесурсы, геоэнергетика, геополитика. 2010. Вып. 1(1). С. 25. <https://oilgasjournal.ru/2009-1/4-rubric/maksimov.html> (Дата обращения 23.10.2023).
14. CT-MINI by ProCon X-Ray GmbH. <https://procon-x-ray.de/en/ct-mini/> (Дата обращения 23.10.2023).
15. GeoDict – The Digital Material Laboratory. <https://www.math2market.de/> (Дата обращения 23.10.2023).
16. Pini R., Madonna C. Moving across scales: a quantitative assessment of X-ray CT to measure the porosity of rocks // Journal of Porous Materials. 2016. Vol. 23, No. 2. P. 325–338. <https://doi.org/10.1007/s10934-015-0085-8>
17. Rydzy M.B., Anger B., Hertel S. et al. Investigation of salt-bearing sediments through digital rock technology together with experimental core analysis // Petrophysics. 2018. Vol. 59, No. 1. P. 62–71.
18. Li Z., Trzasko J.D., Lake D.S. et al. Adaptive nonlocal means filtering based on local noise level for CT denoising // Medical Physics. 2014. Vol. 41, No. 1. P. 011908. <https://doi.org/10.1118/1.4851635>
19. Химуля В.В., Барков С.О. Анализ изменения внутренней структуры низкопроницаемых пород-коллекторов средствами компьютерной томографии при реализации метода направленной разгрузки пласта // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 4(39). С. 27–42. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art3>
20. Abera K.A., Manahiloh K.N., Nejad M.M. The effectiveness of global thresholding techniques in segmenting two-phase porous media // Construction and Building Materials. 2017. Vol. 142. P. 256–267. <https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2017.03.046>

Информация об авторе

Валерий Владимирович Химуля – к.ф.-м.н., младший научный сотрудник, Институт проблем механики им. А.Ю. Ишлинского РАН, Москва, Россия, valery.khim@gmail.com

Поступила в редакцию 03.11.2023

Study of structural characteristics of hydrocarbon reservoir pore space based on X-ray computed tomography images

V.V. Khimulia

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

Abstract. Digital studies of pore space and internal structure of hydrocarbon reservoir were conducted on the basis of multiscale X-ray computed tomography images and the analysis of heterogeneities, cavernosity, fracturing and bedding in the rock.

Main results. 3D models of rock pore space were created on the basis of computed tomography images through segmentation. Porosity estimation based on the digital approach was performed. It was shown that the digitally obtained data are in good agreement with the results of laboratory measurements. Analysis and visualization of the structure of the main filtration channels in the rock were performed. Pore size distributions in the specimen were obtained, and 3D visualization of the largest pore size was shown.

Conclusions. The pore space characteristics obtained on the basis of tomographic approach are valuable data for filling reservoir models and can be used in solving the problems of permeability reduction during different kinds of reservoir impacts. Application of the obtained results in combination with geomechanical tests of rocks is intended to expand existing approaches to complex analysis of core material of reservoirs, as well as to supplement and refine mathematical and operational models of the studied objects.

Keywords: porosity, pore space structure, digital analysis, computed tomography impurity analysis, capacitive properties of reservoirs, pore size distribution in rocks, X-ray tomography of rocks, internal structure of the reservoir

Citation: Khimulia V.V. Study of structural characteristics of hydrocarbon reservoir pore space based on X-ray computed tomography images // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 4(43). P. 44–57. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art4> (In Russ.).

References

1. Ganat T.A.-A.O. Fundamentals of reservoir rock properties. Cham, Switzerland: Springer, 2020. 156 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-030-28140-3>
2. Ivanov M.K., Burlin Yu.K., Kalmykov G.A. et al. Petrophysical methods of core material study. (Terrigenous sediments): Textbook: In 2 books. Book 1. Moscow: Moscow State University, 2008. 112 p. (In Russ.).
3. Jia L., Chen M., Jin Y. 3D imaging of fractures in carbonate rocks using X-ray computed tomography technology // Carbonates and Evaporites. 2014. Vol. 29, No. 2. P. 147–153. <https://doi.org/10.1007/s13146-013-0179-9>
4. Diaz M., Kim K.Y., Yeom S. et al. Surface roughness characterization of open and closed rock joints in deep cores using X-ray computed tomography // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. 2017. Vol. 98. P. 10–19. <https://doi.org/10.1016/j.ijrmms.2017.07.001>
5. Gerke K.M., Korost D.V., Karsanina M.V. et al. Modern approaches to pore space scale digital modeling of core structure and multiphase flow // Georesursy. 2021. Vol. 23, No. 2. P. 197–213. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.2.20> (In Russ.).

6. *Ar Rushood I., Alqahtani N., Wang Y.D. et al.* Segmentation of X-ray images of rocks using deep learning // SPE Annual Technical Conference and Exhibition: Virtual, 26–29 October 2020. Paper SPE-201282-MS. <https://doi.org/10.2118/201282-MS>
7. *Blunt M.J.* Multiphase flow in permeable media: A pore-scale perspective. Cambridge: Cambridge University Press. 2017. 498 p. <https://doi.org/10.1017/9781316145098>
8. *Menke H.P., Gao Y., Linden S., Andrew M.G.* Using nano-XRM and high-contrast imaging to inform micro-porosity permeability during stokes–brinkman single and two-phase flow simulations on micro-CT images // *Frontiers in Water*. 2022. Vol. 4. P. 935035. <https://doi.org/10.3389/frwa.2022.935035>
9. *Mostaghimi P., Blunt M.J., Bijeljic B.* Computations of absolute permeability on micro-CT images // *Mathematical Geosciences*. 2013. Vol. 45, No. 1. P. 103–125. <https://doi.org/10.1007/s11004-012-9431-4>
10. *Alyafei N., Raeini A.Q., Paluszny A., Blunt M.J.* A sensitivity study of the effect of image resolution on predicted petrophysical properties // *Transport in Porous Media*. 2015. Vol. 110, No. 1. P. 157–169. <https://doi.org/10.1007/s11242-015-0563-0>
11. *Vajdova V., Baud P., Wong T.* Permeability evolution during localized deformation in Bentheim sandstone // *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*. 2004. Vol. 109, No. B10. P. B10406. <https://doi.org/10.1029/2003JB002942>
12. *Aliev Z. S., Kotlyarova E.M.* Approximate method of creation and operation of UGSF in heterogeneous in thickness formations using horizontal wells // *Environmental Responsibility of Oil and Gas Enterprises: Proceedings of the Scientific and Practical Conference*. Saratov: Amirit, 2017. P. 46–55. (Proceedings of the Gubkin University. Orenburg Branch). (In Russ.).
13. *Maksimov V. M., Dmitriev N.M., Antonevich Yu.S.* Tensor character effects of the relative phase permeabilities during mutual gas displacement by water through anisotropic porous media // *Georesources, Geoenergetics, Geopolitics*. 2010. Iss. 1(1). P. 25. <https://oilgasjournal.ru/2009-1/4-rubric/maksimov.html> (Accessed on 23.10.2023). (In Russ.).
14. CT-MINI by ProCon X-Ray GmbH. <https://procon-x-ray.de/en/ct-mini> (Accessed on 23.10.2023).
15. GeoDict – The Digital Material Laboratory. <https://www.math2market.de/> (Accessed on 23.10.2023).
16. *Pini R., Madonna C.* Moving across scales: a quantitative assessment of X-ray CT to measure the porosity of rocks // *Journal of Porous Materials*. 2016. Vol. 23, No. 2. P. 325–338. <https://doi.org/10.1007/s10934-015-0085-8>
17. *Rydzy M.B., Anger B., Hertel S. et al.* Investigation of salt-bearing sediments through digital rock technology together with experimental core analysis // *Petrophysics*. 2018. Vol. 59, No. 1. P. 62–71.
18. *Li Z., Trzasko J.D., Lake D.S. et al.* Adaptive nonlocal means filtering based on local noise level for CT denoising // *Medical Physics*. 2014. Vol. 41, No. 1. P. 011908. <https://doi.org/10.1118/1.4851635>
19. *Khimulia V.V., Barkov S.O.* Analysis of changes in the internal structure of low-permeability reservoir rocks by means of computed tomography after implementation of the directional unloading method // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022. Iss. 4(39). P. 27–42. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-39.art3> (In Russ.).

20. *Abera K.A., Manahiloh K.N., Nejad M.M.* The effectiveness of global thresholding techniques in segmenting two-phase porous media // *Construction and Building Materials*. 2017. Vol. 142. P. 256–267. <https://doi.org/10.1016/j.conbuildmat.2017.03.046>

Information about the author

Valerii V. Khimulia – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Junior Researcher, Ishlinsky Institute for Problems in Mechanics, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, valery.khim@gmail.com

Received 03.11.2023

Применение результатов трехмерного гидро-геомеханического моделирования для определения азимутов трещин гидроразрыва пласта

Г.Н. Воробьева^{1*}, С.С. Остапчук², Р.А. Рыбаков¹, М.С. Космачева¹

1 – Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия

2 – Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

E-mail: *Vorobyeva.GN@gazpromneft-ntc.ru

Аннотация. Рассматривается вопрос определения пространственной ориентации трещины гидравлического разрыва пласта при гидродинамическом моделировании. Цель работы – расчет влияния величины пластового давления и его изменения на азимут трещины гидроразрыва пласта и возможного влияния на показатели разработки месторождения путем построения совмещенной гидро-геомеханической модели, которая в дальнейшем может быть применена для выбора оптимальной стратегии выработки запасов.

Изменение напряженного состояния пласта, вызванное увеличением или уменьшением пластового давления, рассмотрено на примере одного из месторождений, расположенных в Оренбургской области. Для выбранного сектора построена геомеханическая модель, включающая в себя кубы пластовых напряжений на дату, выбранную в качестве начальной точки расчета, механические свойства породы и разломов продуктивного пласта. Оценена зависимость значений угла от величины пластового давления и на гидродинамической модели проведены прогнозные расчеты, оценка достоверности расчета направления выполняется путем сопоставления с фактическими данными микроимиджеров.

Для выбранного сектора месторождения построена гидро-геомеханическая модель, позволяющая получить прогноз развития трещины ГРП в процессе разработки месторождения.

Ключевые слова: трещина ГРП, геомеханическое моделирование, гидродинамическое моделирование, азимут распространения трещин ГРП

Для цитирования: Воробьева Г.Н., Остапчук С.С., Рыбаков Р.А., Космачева М.С. Применение результатов трехмерного гидро-геомеханического моделирования для определения азимутов трещин гидроразрыва пласта // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 4(43). С. 58–71. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art5>

Для месторождений, характеризующихся низкими фильтрационно-емкостными свойствами, одним из широко используемых в отрасли методов интенсификации добычи является операция гидравлического разрыва пласта (ГРП) [1–4]. Применимость данной технологии зависит от ряда факторов, в числе которых – направление создаваемой трещины. Одним из основных параметров ГРП является давление разрыва, которое зависит как от горного давления, так и от прочности

горных пород. Прочность горных пород даже одного объекта разработки может изменяться в значительных пределах в зависимости от типа породы, ее пористости, структуры порового пространства, минералогического состава, а также от наличия глинистых разностей. При этом в процессе разработки происходят изменения в напряженном состоянии пласта, вследствие чего возможны расхождения ожидаемого и фактического направления создаваемой трещины.

Говоря о процессе образования трещины, из механики сплошной среды известно, что в упругой среде трещина образуется в плоскости наибольшего нормального напряжения, т. е. в плоскости по направлению горного напряжения. Поэтому трещина вертикальна. Распространяется же она в направлении минимального нормального напряжения, т. е. в радиальном от скважины направлении. Раскрытость трещины происходит в направлении, перпендикулярном радиусу скважины [5].

В данной работе при создании 3D/4D гидро-геомеханической модели рассматривался продуктивный пласт Дкт, приуроченный к терригенным отложениям колганской толщи франского яруса верхнего девона, расположенного в Оренбургской области. Система разработки месторождения представляет собой рядное расположение горизонтальных скважин с многостадийным ГРП с поддержанием пластового давления. Целью работы является оценка влияния пластового давления на азимут трещины ГРП и, соответственно, на показатели разработки месторождения путем построения совмещенной гидро-геомеханической модели, которая в дальнейшем может быть применена для выбора оптимальной стратегии выработки запасов.

В целом задачи геомеханического моделирования довольно широки, с точки зрения разработки наиболее интересными являются прогнозирование необратимых деформаций пласта, выбор оптимальных режимов эксплуатации с целью предотвращения разрушения призабойной зоны и повреждений обсадной колонны, прогнозирование ухудшения фильтрационно-емкостных свойств коллектора, а также отмеченное ранее прогнозирование возможного направления образования трещин ГРП и авто-ГРП. Данной тематике посвящен ряд

работ как отечественных, так и зарубежных авторов [6–11].

Для анализа взят сектор месторождения и в программном обеспечении (ПО) VISAGE (Schlumberger) по стандартному алгоритму построена геомеханическая модель продуктивного горизонта [6]. В данном программном обеспечении для расчета механического поведения резервуара реализована конечно-элементная модель. Т. е. используется известный численный «метод конечных элементов» – метод вычислительной математики, который применяется для решения дифференциальных уравнений с частными производными и интегральных уравнений и уже нашел широкое прикладное применение не только в нефтегазовой, но и других отраслях промышленности. Реализуется упругая постановка задачи с односторонней связкой в гидродинамической модели (ГДМ), для каждого временного куба порового давления проводится расчет напряженно-деформационных состояний. Сходимость модели определяется изначально на однородных свойствах пласта, далее для определения напряженно-деформационных состояний используются реальные свойства. Граничными условиями нагружения являются заданные значения напряжений или деформаций на границах модели. Соотношение напряжения и деформации в элементах модели определяется законом Гука – основополагающим законом для линейной упругости. Таким образом, задача нагружения всей модели преобразуется в дискретизированную задачу конечных элементов с искомыми значениями смещений, деформаций и напряжений в узлах этой модели. В основе расчета используется принцип минимума общей потенциальной энергии.

Итак, модель состоит из кубов механических свойств породы и разломов, пластовых напряжений. Для определения свойств породы использовались результаты исследований на образцах керна, отобранного из продуктивного пласта: для образцов на 16 скважинах проведены акустические и механические тесты на одноосное сжатие/растяжение, псевдо-трехосное сжатие, многостадийное нагружение. Восстановлены корреляционные зависимости между динамическим и статическим упругим модулем Юнга; статический коэффициент Пуассона принят равным динамическому вследствие отсутствия хорошей зависимости. Прочность на одноосное сжатие коррелирует со статическим модулем Юнга; угол внутреннего трения получен из паспортов прочности и рассчитан по зависимости от гамма-каротажа; прочность на разрыв составляет 7% от прочности на одноосное сжатие. Далее на базе геологической модели построена сетка для геомеханического моделирования, включающая в себя поверхности разломов, обладающих определенными механическими свойствами, которые были откалиброваны на данные о скважинах, проходящих через разлом: буровые события (наличие затяжек и посадок инструмента) и результаты интерпретации пластовых микроимиджеров (изменение ориентации полученных вывалов). После задания граничных условий методом конечных элементов рассчитан тензор напряжений, который включает в себя амплитуды и направления всех элементов тензора.

Для гидродинамической модели процедура переноса и ремасштабирования геологических кубов в сетку геомеханической модели была выполнена в ПО Petrel (Schlumberger).

На рис. 1 показаны результаты геомеханического моделирования: визуализация

куба азимутов максимального горизонтального напряжения в плане и сопоставление профилей напряжений из 3D и 1D геомеханических моделей опорных скважин. Добиться полного совпадения невозможно из-за разных масштабов, но сходимости по магнитудам и тренду кривых хорошая. По площади сектора наблюдается изменение угла, увеличивающееся в районе разломов, в пределах 10 градусов.

Далее в гидродинамическом симуляторе TNavigator (RFD) проведена адаптация интегральных показателей и энергетического состояния пласта. Основным инструментом в адаптации гидродинамической модели была использована настройка куба проницаемости на данные проницаемости по методам гидродинамических исследований скважин (ГДИС). По результатам ГДИС построена карта проницаемости, которая легла в основу проницаемости пласта Дкт месторождения. Переход от карты проницаемости к кубу получен отношением карт $K_{пр\text{ керн}}/K_{пр\text{ ГДИС}}$ и $K_{пр}$ от $K_{пор}$. Степень уверенности повышалась тем фактом, что 99% скважин пласта охвачены гидродинамическими исследованиями при малом проценте воды. Процесс перехода к итоговому кубу проницаемости представлен на рис. 2. Адаптация ГДМ удовлетворяет требованиям экспертизы (регламентных документов), временной шаг истории – месяц.

Гидро-геомеханическое моделирование реализовывалось следующим образом: на рассматриваемую дату из гидродинамической модели выгружается куб пластового давления, при этом в интервалах отсутствия коллектора сохраняется значение начального гидростатического давления; пересчитывается тензор напряжений, магнитуды и направление главных напряжений [7].

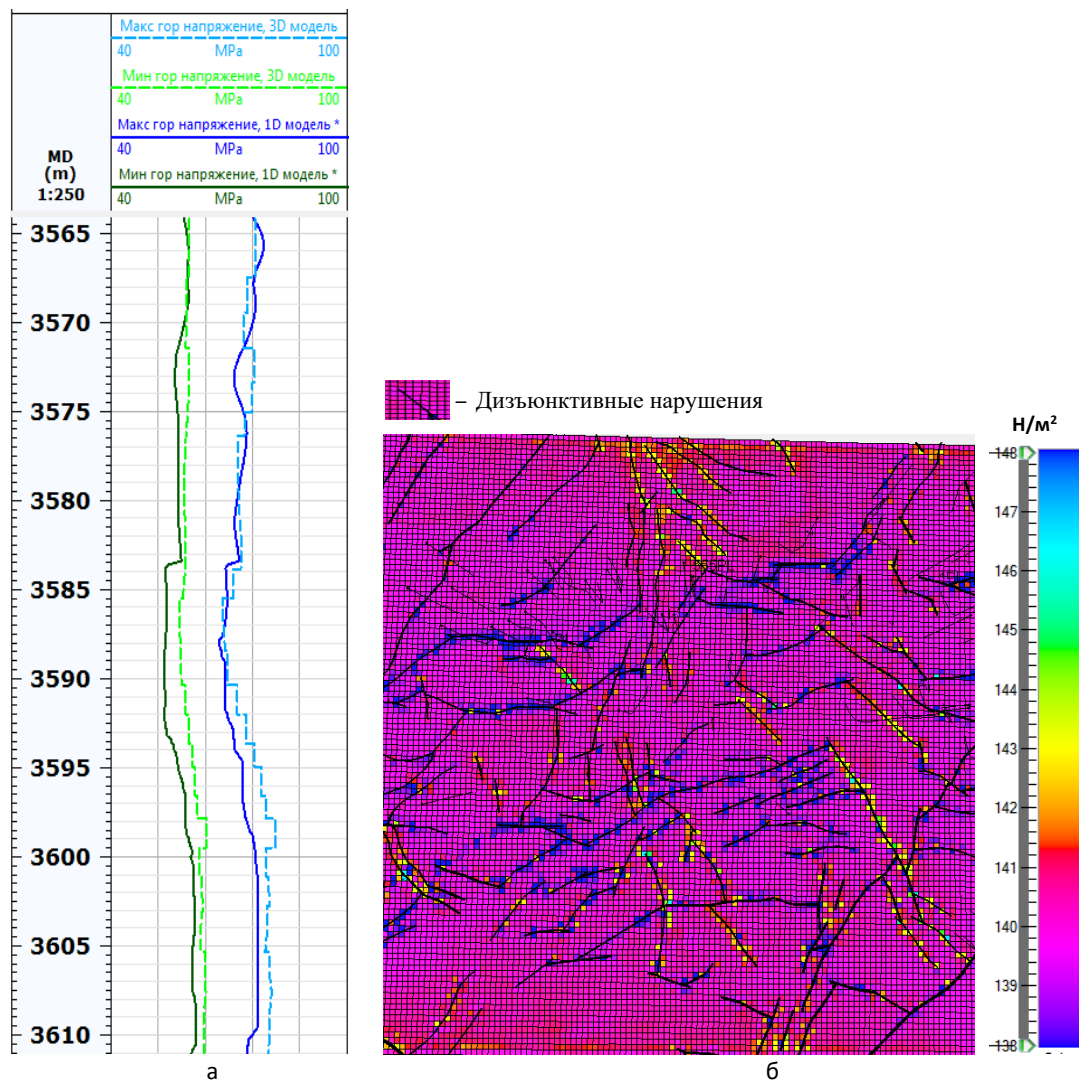


Рис. 1. Результаты 3D геомеханического моделирования: а – сопоставление кривых горизонтальных напряжений из 1D и 3D модели; б – карта максимального горизонтального напряжения с поверхностями разломов

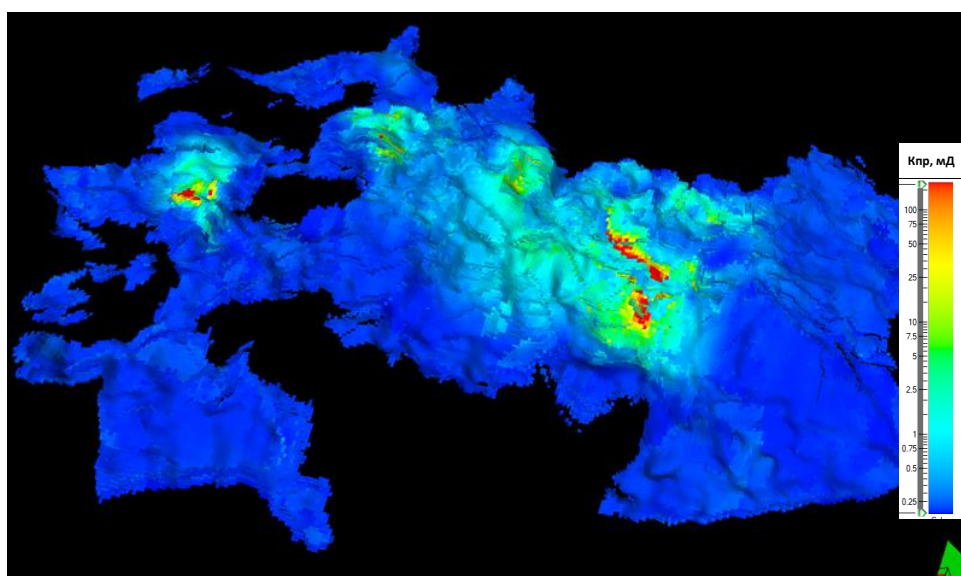


Рис. 2. Полученный куб проницаемости по ГДИС

Оценка полученных результатов проведена путем сопоставления прогнозного направления развития трещины ГРП и фактического, определенного по результатам интерпретации кросс-дипольного акустического каротажа. Пример такой оценки

на основе данных для одной из скважин участка представлен на рис. 3, при этом продолжая исходить из утверждения, что направление разрыва в основном соосно направлению максимального горизонтального напряжения.

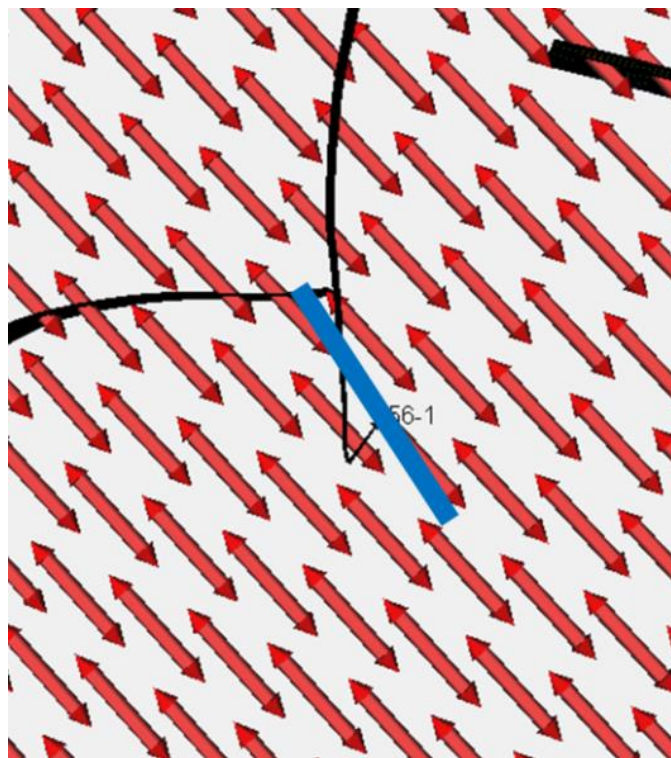


Рис. 3. Скважина с известным азимутом трещины ГРП (обозначен синим цветом) на фоне поля направлений максимального горизонтального напряжения в геомеханической модели (обозначены красным цветом)

Также проведено два типа расчетов при адаптации для фактических скважин, расположенных в секторе модели и на которых было проведено ГРП: стандартный (с закрепленным азимутом трещин) и с подключением опции геомеханики (азимут трещин авто-ГРП рассчитывается с учетом изменения напряжений). При сопоставлении азимутов трещин ГРП получена хорошая сходимость (рис. 4).

Далее гидродинамическая модель была рассчитана еще на несколько контрольных дат (расчет в течение 10 лет с шагом в 2 года) для выгрузки кубов пластового давления и оценки изменения направления

напряжений в геомеханической модели. Для фактических скважин, расположенных в секторе модели и на которых было проведено ГРП, построены графики изменения азимута максимального горизонтального напряжения в зависимости от увеличения или снижения пластового давления относительно начального (рис. 5). Изменение в диапазоне возможного прогнозного изменения пластовых давлений фиксируется незначительным и, по мнению авторов, не оказывает существенного влияния на траекторию трещины ГРП и, как следствие, не имеет значимого влияния на результаты расчетов данной гидродинамической модели.

Кровля пласта Dkt, направления азимутов анизотропии

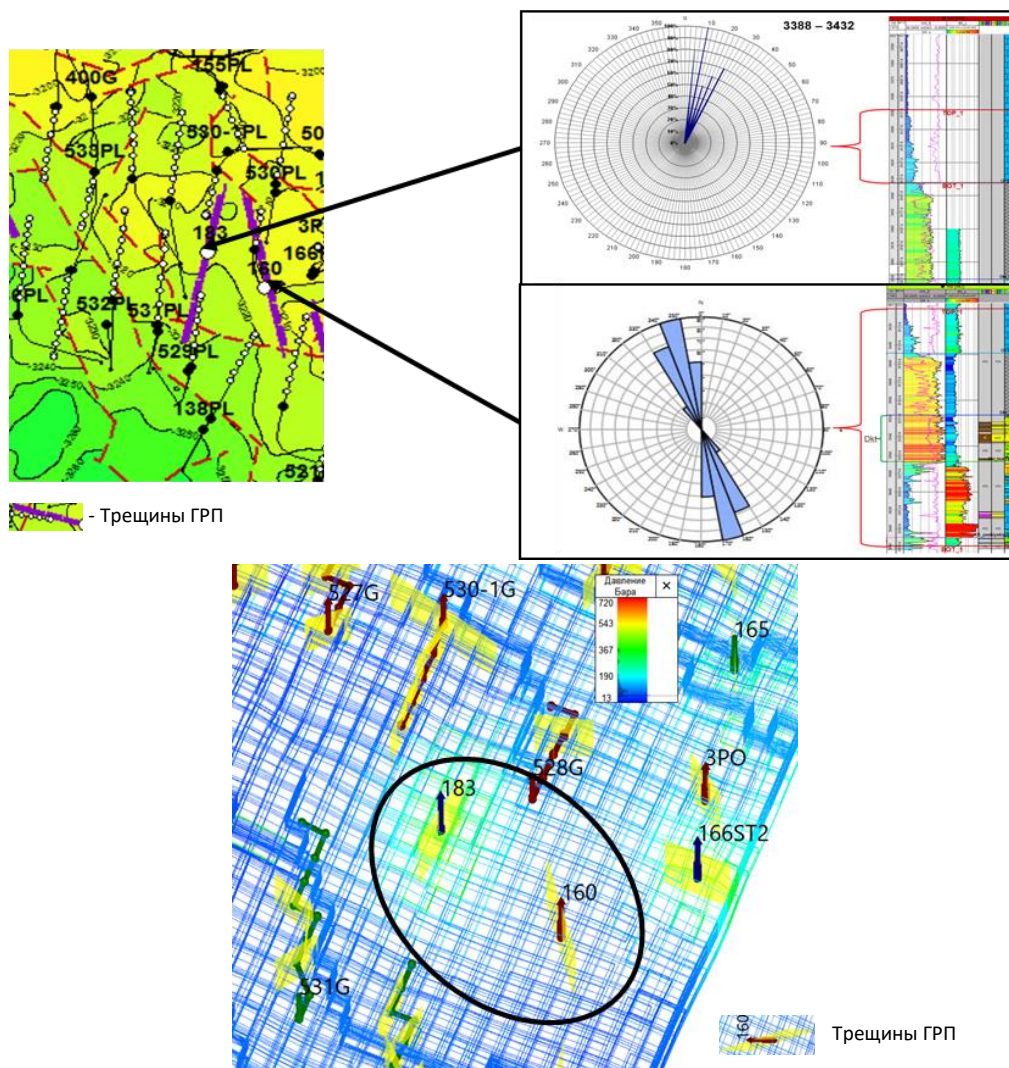


Рис. 4. Сопоставление азимутов трещин ГРП на ГДМ для фактических скважин с данными исследований

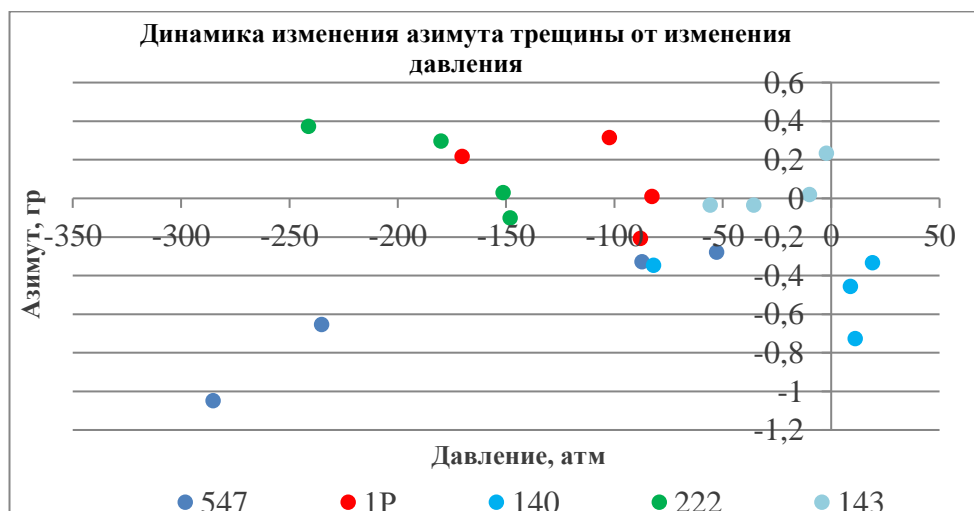


Рис. 5. График зависимости азимута максимального горизонтального напряжения от величины снижения/увеличения пластового давления

Таким образом, реализована гидро-геомеханическая секторная модель месторождения, показывающая отсутствие влияния изменения пластового давления в прогнозируемом диапазоне на азимут распространения трещин ГРП.

При этом стоит отметить, что результаты расчета гидро-геомеханических моделей существенно зависят от входных данных и условий нагружения. Так, например, влияние оказывают: направление регионального стресса и анизотропия стрессов; поровое давление; механические свойства среды, а также назначенные модели поведения (упругое, пластичное, критерии разрушения); разломы и трещины (соответственно их механические свойства); геометрия сетки модели, ее детализация (плотность), т. е. качество построения сетки. Результаты выполненных геомеханических исследований показали перспективность использования опции геомеханики при прогнозировании основных показателей разработки.

Основным фактором, определяющим необходимость проведения ГРП в скважинах, является отсутствие на них ожидаемого дебита нефти или получение экономически нерентабельных прогнозируемых показателей при оценке перспективности того или иного объекта без применения технологий увеличения и интенсификации нефтеотдачи. Такая продуктивность скважин может быть связана с низкими коллекторскими свойствами пласта, также возможно снижение проницаемости в призабойной зоне пласта (ПЗП) за счет деформации коллекторов, имеющих высокую глинистость и подверженных высоким перепадам давления в ПЗП. Низкая продуктивность

скважин также бывает обусловлена повреждением призабойной зоны под действием промывочной жидкости при бурении, закупоркой пор пород во время эксплуатации, глушением скважин при подземных и капитальных ремонтах.

Методология проектирования операций ГРП часто ограничивается рассмотрением лишь простых идеальных моделей притока флюида, поступающего из дальней зоны пласта по трещинам в ствол скважины. При этом не учитываются реальные горно-геологические условия, которые не соответствуют условиям, при которых «рассчитаны» модели фильтрации для проектирования процессов ГРП. Так, когда процедуру ГРП проводят в вертикальных скважинах, предполагается, что основную роль при этом играют горизонтальные напряжения. Физически процесс достаточно прост и часто воспроизводится в лабораторных условиях. Как отмечено выше, согласно лабораторным исследованиям [12], в случае, когда поле напряжений сильно неоднородно, трещина будет прямой, строго ориентированной в направлении максимального главного напряжения. Когда поле напряжений приближается к однородному состоянию, трещина развивается в направлении максимального главного напряжения, но уже не остается прямой, она проявляет тенденцию разветвляться на границах зерен пород. При более низких соотношениях напряжений направление трещины уже не определяется максимальным главным напряжением, развивается сразу множество трещин под разными углами по отношению к главным напряжениям.

Последнее время все больше исследований посвящено оценке влияния направления трещин ГРП на показатели разработки. Так, согласно [13, 14], знание направления распространения трещины позволяет оптимально ориентировать ствол горизонтальных скважин, а также определить места заложения вертикальных скважин для оптимизации площади дренирования. В статьях отмечено, что при разработке залежей нефти системами рядов скважин с массовым применением большеобъемных ГРП, а именно такая система все чаще рассматривается в качестве базовой, например, на залежах с низкими значениями проницаемостей, важную роль играет размещение рядов относительно регионального направления техногенных трещин гидроразрыва (трещин авто-ГРП). Также показано, что время от начала закачки воды в нагнетательные скважины до появления воды в соседних скважинах, расположенных параллельно и перпендикулярно направлению трещин ГРП, составляет 4,3 и 31,8 месяцев соответственно, а скорости продвижения фронтов нагнетаемой воды (приведенные к единице депрессии) различаются приблизительно в 6 раз. Таким образом, за счет анализа и оптимального размещения скважин с учетом трещин ГРП удастся обеспечить удовлетворительную и прогнозируемую характеристику обводнения.

Соответственно в то же время в неоднородных и низкопроницаемых пластах результаты применения ГРП не всегда однозначны: имеются примеры как положительного эффекта после проведения ГРП в скважинах, приближенных к нагнетательным, так и множество отрицательных. В однородных продуктивных пластах существенные значения длин трещин или их приближение к нагнетательным скважинам может привести

к отрицательному результату, связанному с быстрым ростом объема воды в получаемой продукции. В целом, наряду с успешными повсеместно встречается множество неудачных операций, связанных также, в основном, с преждевременным обводнением скважин. Известны и работы, заканчивающиеся прямым ущербом, когда после ГРП не только не повышалась продуктивность скважин, но и достигалась 100%-ная обводненность с проблематичным осуществлением работ по водоизоляции притоков.

В работе [15] в ходе выполненного анализа установлено, что в пределах турнейско-фаменской залежи нефти рассматриваемого месторождения в результате гидравлического разрыва в пласте образуются трещины, ориентированные в зону с максимальным для участка пластовым давлением. Данный вывод позволит более эффективно планировать ГРП, снижать экономические и технологические риски. Следует отметить, что полученный в работе вывод о преимущественном направлении воздействия в область повышенных пластовых давлений в некоторой степени противоречит известным геомеханическим представлениям. Так, в работах [16–18] на основе аналитических решений авторами сделаны выводы о распространении трещин гидроразрыва в область пониженных давлений. Безусловно, данный вопрос является дискуссионным и требует дальнейшего изучения. В частности, вывод о распространении трещины в зону пониженного давления противоречит законам течения флюида: известно, что жидкость перемещается от большего давления к меньшему, и непонятно, каким образом распространение трещины в зону пониженного давления обеспечит приток дополнительных объемов флюида.

Кроме того, гидроразрыв пласта иногда оказывает сильное стимулирующее действие на режим работы окружающих скважин, есть множество примеров, когда доля вклада окружающих скважин в получение дополнительной добычи нефти превышала 30%. Наблюдался рост стимулирующего воздействия в расчлененных пластах, в застойных или не дренируемых зонах пласта.

В любом случае вопрос о пространственной ориентации трещин ГРП и ее влиянии на процессы разработки не является решенным.

Заключение

Построена гидро-геомеханическая модель, позволяющая получить прогноз развития трещин ГРП в процессе разработки месторождения. Рассмотрены результаты геомеханических исследований, которые

показали перспективность использования опций геомеханики при прогнозировании основных показателей разработки. Для скважин, расположенных в секторе модели и на которых было проведено ГРП, построены графики изменения азимута максимального горизонтального напряжения в зависимости от увеличения или снижения пластового давления относительно начального. Величины возможных изменений пластовых давлений в скважинах прогнозируются значительными, однако, по мнению авторов, не окажут существенного влияния на траекторию трещин ГРП. В настоящее время вопрос о пространственной ориентации трещин ГРП и их влиянии на процессы разработки месторождений требует дальнейшего исследования с учетом конкретных условий.

Статья подготовлена в рамках выполнения государственного задания ИПНГ РАН (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. Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю. и др. Нефтегазовый комплекс России – 2017: В 3 ч. Ч. 1. Нефтяная промышленность – 2017: Долгосрочные тенденции и современное состояние / Под ред. А.Э. Конторовича. Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2018. 86 с.
2. Овчарова Л.П. Анализ опыта применения горизонтальных скважин с многостадийным ГРП для разработки низкопроницаемых коллекторов нефтяных залежей // Молодой ученый. 2020. № 8(298). С. 44–48.
3. Чусовитин А.А., Гнилицкий Р.А., Смирнов Д.С. и др. Эволюция проектных решений по разработке отложений тюменской свиты на примере месторождений Краснотенинского свода // Нефтяное хозяйство. 2016. № 5. С. 54–58.
4. Шлеин Г.А., Глуценко А.А. Сущность и этапы процесса гидроразрыва пласта // Молодой ученый. 2019. № 2(240). С. 40–42.
5. Коротенко В.А., Кряквин А.Б., Грачев С.И. и др. Физические основы разработки нефтяных месторождений и методов повышения нефтеотдачи: Учеб. пособие. Тюмень: ТюмГНГУ, 2013. 159 с.

6. *Ovcharenko Yu., Lukin S., Tatur O. et al.* Experience in 3D geomechanical modeling, based on one of the West Siberia oilfield // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182031-MS. <https://doi.org/10.2118/182031-MS>
7. *Stone T.W., Xian C., Fang Z. et al.* Coupled geomechanical simulation of stress dependent reservoirs // SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, USA, 3–5 February 2003. Paper SPE-79697-MS. <https://doi.org/10.2118/79697-MS>
8. *Понов С.Н.* Совместное геомеханическое и гидродинамическое моделирование участка ачимовских отложений одного из месторождений Крайнего Севера с учетом вариаций фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов от изменения эффективных напряжений // Актуальные проблемы нефти и газа. 2019. Вып. 2(25). С. 4. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art4>
9. *Лукин С.В., Дубиня Н.В.* Совмещенное геомеханическое и гидродинамическое моделирование поведения нефтенасыщенного пласта в SIMULIA ABAQUS. 7 с. https://tesis.com.ru/infocenter/downloads/abaqus/abaqus_es15_5.pdf (Дата обращения: 17.11.2023).
10. *Bazyrov I., Glazyrina A., Lukin S. et al.* Time-dependend hydro-geomechanical reservoir simulation of field production // Procedia Structural Integrity. 2017. Vol. 6. P. 228–235. <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2017.11.035>
11. *Dubinya N., Lukin S., Chebyshev I.* Two-way coupled geomechanical analysis of naturally fractured oil reservoir's behavior using finite element method // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. Paper SPE-176631-MS. <https://doi.org/10.2118/176631-MS>
12. *Doe T.W., Boyce G.* Orientation of hydraulic fractures in salt under hydrostatic and non-hydrostatic stresses // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. 1989. Vol. 26, No. 6. P. 605–611. [https://doi.org/10.1016/0148-9062\(89\)91441-1](https://doi.org/10.1016/0148-9062(89)91441-1)
13. *Янин А.Н., Черевко С.А.* Влияние направления трещин гидроразрыва пласта на показатели эксплуатации скважин // Территория Нефтегаз. 2016. № 12. С. 76–81.
14. *Зятиков П.Н., Синябрюхов К.В., Березовский Ю.С., Трушко А.С.* Влияние направления трещин многостадийного гидравлического разрыва пласта на коэффициент извлечения нефти // Вестник Томского государственного университета. Математика и механика. 2019. № 58. С. 84–98. <https://doi.org/10.17223/19988621/58/7>
15. *Филиппов Е.В., Захаров Л.А., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н.* Воспроизведение пластового давления методами машинного обучения и исследование его влияния на процесс образования трещин при гидравлическом разрыве пласта // Записки Горного института. 2022. Т. 258. С. 924–932. <https://doi.org/10.31897/PMI.2022.103>
16. *Wei D., Gao Z., Fan T. et al.* Experimental hydraulic fracture propagation on naturally tight intra-platform shoal carbonate // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2017. Vol. 157. P. 980–989. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.08.016>
17. *Luo Z., Zhang N., Zhao L. et al.* An extended finite element method for the prediction of acid-etched fracture propagation behavior in fractured-vuggy carbonate // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2020. Vol. 191. P. 107170. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107170>

18. Zhang B., Tian X., Ji B. et al. Study on microseismic mechanism of hydro-fracture propagation in shale // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 178. P. 711–722. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.085>

Информация об авторах

Гузель Нурханифовна Воробьева – руководитель по разработке продукта, Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия, Vorobyeva.GN@gazpromneft-ntc.ru

Софья Сергеевна Остапчук – младший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия.

Роман Александрович Рыбаков – руководитель проекта по разработке продуктов, Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия, rybakov.ra@gmail.com

Мария Сергеевна Космачева – главный специалист, Группа компаний «Газпром нефть», Санкт-Петербург, Россия, m.kosma4eva@yandex.ru

Поступила в редакцию 30.08.2023

Application of the results of three-dimensional hydro-geomechanical modeling to determine the azimuths of hydraulic fractures

G.N. Vorobyeva^{1*}, S.S. Ostapchuk², R.A. Rybakov¹, M.S. Kosmacheva¹

1 – Gazprom Neft Group of Companies, St. Petersburg, Russia

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

E-mail: *Vorobyeva.GN@gazpromneft-ntc.ru

Abstract. The article is devoted to the problem of determining the spatial orientation of the hydraulic fracture for hydrodynamic modeling. As a rule, the choice of the fracture strike azimuth is based on data obtained from the interpretation results of cross-dipole acoustic logging recorded for monitoring the fracturing operation. Due to changes in reservoir pressure, the expected and actual directions of the created fracture may differ, which must be taken into account when adapting and predicting the field development indices on the hydrodynamic model. The purpose of the paper is to calculate the influence of reservoir pressure on the fracture azimuth and, accordingly, on the field development indicators by constructing a combined hydro-geomechanical model that can later be used to select the optimal strategy for producing reserves.

The reservoirs stressed state change, caused by the increase or decrease in reservoir pressure, is considered by the case of an oil reservoir located in the Orenburg region. Constructed geomechanical model of the selected sector includes the cubes of reservoir stresses at the initial date, the mechanical properties of the rock and faults in the productive formation. The dependence of the values of the angle on the formation pressure is constructed and the prediction calculations are carried out on the hydrodynamic model. The validity of the direction calculation is assessed by comparison with actual microimager data.

As a result of work for the selected sector of the field, a hydro-geomechanical model is constructed, which makes it possible to obtain a forecast for the development of the hydraulic fracturing during the reservoir development.

Keywords: hydraulic fracture, geomechanical modeling, hydrodynamic modeling, azimuths of hydraulic fractures

Citation: Vorobyeva G.N., Ostapchuk S.S., Rybakov R.A., Kosmacheva M.S. Application of the results of three-dimensional hydro-geomechanical modeling to determine the azimuths of hydraulic fractures // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 4(43). P. 58–71. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art5> (In Russ.).

References

1. Eder L.V., Filimonova I.V., Nemov V.Yu. et al. Oil and gas complex of Russia – 2017: In 3 parts. Part 1. Oil industry – 2017: Long-term trends and current state / Ed. by A.E. Kontorovich. Novosibirsk: IPGG SB RAS, 2018. 86 p. (In Russ.).
2. Ovcharova L.P. Analysis of the experience of using horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing for the development of low-permeability reservoirs of oil deposits // Young Scientist. 2020. No. 8 (298). P. 44–48. (In Russ.).
3. Chusovitin A.A., Gnilitkiy R.A., Smirnov D.S. et al. Evolution of engineering solutions on the development of Tyumen suite oil reserves on an example of Krasnoleninskoye oilfield // Neftyanoe Khozyaystvo – Oil Industry. 2016. No. 5. P. 54–58. (In Russ.).

4. *Shlein G.A.* The essence and stages of the process of hydraulic fracturing // *Young Scientist*. 2019. No. 2(240). P. 40–42. (In Russ.).
5. *Korotenko V.A., Kryakvin A.B., Grachev S.I.* et al. Physical bases of development of oil fields and methods of enhanced oil recovery: Textbook. Tyumen: TyumSOGU, 2013. 159 p. (In Russ.).
6. *Ovcharenko Yu., Lukin S., Tatur O.* et al. Experience in 3D geomechanical modeling, based on one of the West Siberia oilfield // SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition, Moscow, Russia, 24–26 October 2016. Paper SPE-182031-MS. <https://doi.org/10.2118/182031-MS>
7. *Stone T.W., Xian C., Fang Z.* et al. Coupled geomechanical simulation of stress dependent reservoirs // SPE Reservoir Simulation Symposium, Houston, Texas, USA, 3–5 February 2003. Paper SPE-79697-MS. <https://doi.org/10.2118/79697-MS>
8. *Popov S.N.* Coupled geomechanical and hydrodynamic modeling of the site of the Achimov deposits of one of the fields of the Far North, taking into account variations of the porosity and permeability changes by influence of the effective stresses // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2019. Iss. 2. P. 4. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2019-25.art4> (In Russ.).
9. *Lukin S.V., Dubinya N.V.* Combined geomechanical and hydrodynamic modeling the behavior of an oil-saturated reservoir in SIMULIA ABAQUS. 7 p. https://tesis.com.ru/infocenter/downloads/abaqus/abaqus_es15_5.pdf (Accessed on 17.11.2023). (In Russ.).
10. *Bazyrov I., Glazyrina A., Lukin S.* et al. Time-dependend hydro-geomechanical reservoir simulation of field production // *Procedia Structural Integrity*. 2017. Vol. 6. P. 228–235. <https://doi.org/10.1016/j.prostr.2017.11.035>
11. *Dubinya N., Lukin S., Chebyshev I.* Two-way coupled geomechanical analysis of naturally fractured oil reservoir's behavior using finite element method // SPE Russian Petroleum Technology Conference, Moscow, Russia, 26–28 October 2015. Paper SPE-176631-MS. <https://doi.org/10.2118/176631-MS>
12. *Doe T.W., Boyce G.* Orientation of hydraulic fractures in salt under hydrostatic and non-hydrostatic stresses // *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*. 1989. Vol. 26, No. 6. P. 605–611. [https://doi.org/10.1016/0148-9062\(89\)91441-1](https://doi.org/10.1016/0148-9062(89)91441-1)
13. *Yanin A.N., Cherevko S.A.* The influence of the hydrofracturing cracks direction on the performance indicators of wells // *Territorija Neftegaz*. 2016. No. 12. P. 76–81. (In Russ.).
14. *Zyatikov P.N., Sinebryukhov K.V., Berezovsky Yu.S., Trushko A.S.* Impact of the crack direction in a multistage hydraulic fracturing on the oil recovery factor // *Tomsk State University Journal of Mathematics and Mechanics*. No. 58. P. 84–98. <https://doi.org/10.17223/19988621/58/7> (In Russ.).
15. *Filippov E. V., Zakharov L. A., Martyushev D.A.* et al. Reproduction of reservoir pressure by machine learning methods and study of its influence on the cracks formation process in hydraulic fracturing. // *Journal of Mining Institute*. 2022. Vol. 258. P. 924–932.
16. *Wei D., Gao Z., Fan T.* et al. Experimental hydraulic fracture propagation on naturally tight intra-platform shoal carbonate // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2017. Vol. 157. P. 980–989. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.08.016>
17. *Luo Z., Zhang N., Zhao L.* et al. An extended finite element method for the prediction of acid-etched fracture propagation behavior in fractured-vuggy carbonate // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020. Vol. 191. P. 107170. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107170>

18. Zhang B., Tian X., Ji B. et al. Study on microseismic mechanism of hydro-fracture propagation in shale // Journal of Petroleum Science and Engineering. 2019. Vol. 178. P. 711–722. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2019.03.085>

Information about the authors

Guzel N. Vorobyeva – Product Development Manager, Gazprom Neft Group of Companies, St. Petersburg, Russia, Vorobyeva.GN@gazpromneft-ntc.ru

Sofya S. Ostapchuk – Junior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia.

Roman A. Rybakov – Product Development Manager, Gazprom Neft Group of Companies, St. Petersburg, Russia, rybakov.ra@gmail.com

Maria S. Kosmacheva – Chief Specialist, Gazprom Neft Group of Companies, St. Petersburg, Russia, m.kosma4eva@yandex.ru

Received 30.08.2023

О гидродинамическом обосновании технологии повышения компонентоотдачи газоконденсатных и газовой части нефтегазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки при наличии матричной нефти

Д.В. Сурначёв*, Н.А. Скибицкая**

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия
E-mail: *d_surnachev@mail.ru, **skibitchka@mail.ru

Аннотация. Присутствие матричной нефти в концентрации ниже порога фильтрации в залежах крупных газоконденсатных и в газовой части нефтегазоконденсатных месторождений диктует необходимость поиска новых способов увеличения компонентоотдачи. Исследование выполнено в рамках работ по гидродинамическому обоснованию технологии извлечения матричной нефти и ретроградного конденсата из газонасыщенных нефтегазоматеринских отложений на поздних стадиях разработки. На основе тестовой многокомпонентной модели, использующей ключевые параметры Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения, выбран рациональный вариант применения технологии повышения компонентоотдачи, включая не только объемы и темпы закачки флюидов, но и конструкцию скважин.

Ключевые слова: нефтегазоконденсатное месторождение, трудноизвлекаемые запасы, ресурсный потенциал, повышение компонентоотдачи, поздняя стадия разработки, матричная нефть газонасыщенной части месторождения, композиционное гидродинамическое моделирование, многозабойные скважины, радиальное вскрытие, бензиновая фракция газоконденсата, закачка углекислого газа

Для цитирования: Сурначёв Д.В., Скибицкая Н.А. О гидродинамическом обосновании технологии повышения компонентоотдачи газоконденсатных и газовой части нефтегазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки, при наличии матричной нефти // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 4(43). С. 72–90. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art6>

Введение

Статья посвящена исследованию технологий увеличения компонентоотдачи газоконденсатных и газовой части нефтегазоконденсатных месторождений – за счет дополнительной добычи жидких углеводородов (ЖУВ) на поздних стадиях разработки, при низком пластовом давлении. Исследуется случай, когда данные ЖУВ состоят из собственной нефти месторождения, так называемой «матричной» нефти, и выпавшего

в пласте ретроградного конденсата, в концентрации ниже порога фильтрации.

Объемы ЖУВ для крупных и гигантских нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) оцениваются от первых сотен миллионов (Вуктыльское НГКМ) до полутора миллиардов (Оренбургское НГКМ) тонн. Поиск технологий рационального извлечения ЖУВ на поздней стадии разработки является актуальной задачей.

Особенностью изучаемой технологии является попеременная циклическая закачка в объекты разработки жидкого, легко испаряемого в условиях пласта органического растворителя (газолиновой части бензиновых фракций газоконденсата или ароматических фракций бензол-толуольного концентрата для не битуминозных или высоко битуминозных пластовых ЖУВ, соответственно) и так называемого «сухого газа» (газа низкой температурной сепарации преимущественно метанового состава) с заключительной прокачкой через обрабатываемый интервал «сухого» газа (для доизвлечения закачанного ранее растворителя и пластовых ЖУВ).

При наличии технической возможности на финальной стадии технологии во все ранее обработанные растворителем и «сухим» газом интервалы осуществляется интенсивная закачка углекислого газа CO_2 , для его «захоронения» и доизвлечения закачанного ранее в пласт «сухого» газа – через его замещение на CO_2 . Попутным эффектом такого технического решения должно являться некоторое увеличение возвращаемого в рецикл растворителя и доизвлечение оставшихся в пласте ЖУВ.

Инструментом исследования является тестовая композиционная гидродинамическая модель (ГДМ) месторождения, построенная с использованием основных параметров Вуктыльского НГКМ и настроенная на результаты стендового (физического) моделирования на керновой модели, с учетом эффекта масштабирования. При этом переменный по глубине состав модельного флюида, наряду с термическим градиентом, обеспечивает до начала разработки состояние термодинамического равновесия в пласте между содержащей газоконденсат газовой фазой, и ЖУВ

«матричной» нефти в концентрациях ниже порога фильтрации.

Краткие результаты предшествующих исследований

Настоящая работа имеет в своей основе геологическую парадигму о нефтегазоматеринских свойствах продуктивных карбонатных отложений, слагающих (крупные) газоконденсатные и нефтегазоконденсатные месторождения, в частности, такие как Вуктыльское НГКМ и Оренбургское НГКМ [1].

В результате предшествующих исследований доказано наличие в эффективном поровом пространстве карбонатных пород газовой части продуктивных отложений собственной (матричной) нефти этих месторождений, преобразованной до жидких углеводородов нефтяного ряда (до ЖУВ) [2, 3]. В связи с установленными нефтегазоматеринскими свойствами и ранними стадиями нефтегенерации продуктивных отложений этих месторождений авторы вправе утверждать, что еще до начала разработки в их газовой части ЖУВ находятся в состоянии термодинамического равновесия с газопаровой фазой, но еще в концентрациях ниже порога фильтрации [4].

В процессе разработки, по мере снижения пластового давления, газовый конденсат (преимущественно фракции C_{5+}) из паровой фазы выпадает (возвращается) в жидкую фазу, а матричная нефть обогащается возвращенными в нее легкими жидкими компонентами и частично дегазируется. Получаемая при этом композитная жидкая фаза по завершении этапа истощения и составляет ЖУВ, извлечение которых является весьма актуальной проблемой разработки, в силу их значительных объемов.

Отметим, что запасы ЖУВ в продуктивных нефтегазоматеринских отложениях газоконденсатных месторождений (ГКМ) и газовой части НГКМ по своей природе следует классифицировать как *трудноизвлекаемые запасы*.

Схематично процесс разработки газоконденсатного (газовой части нефтегазоконденсатного) месторождения при наличии матричной нефти можно представить следующим образом (рис. 1).

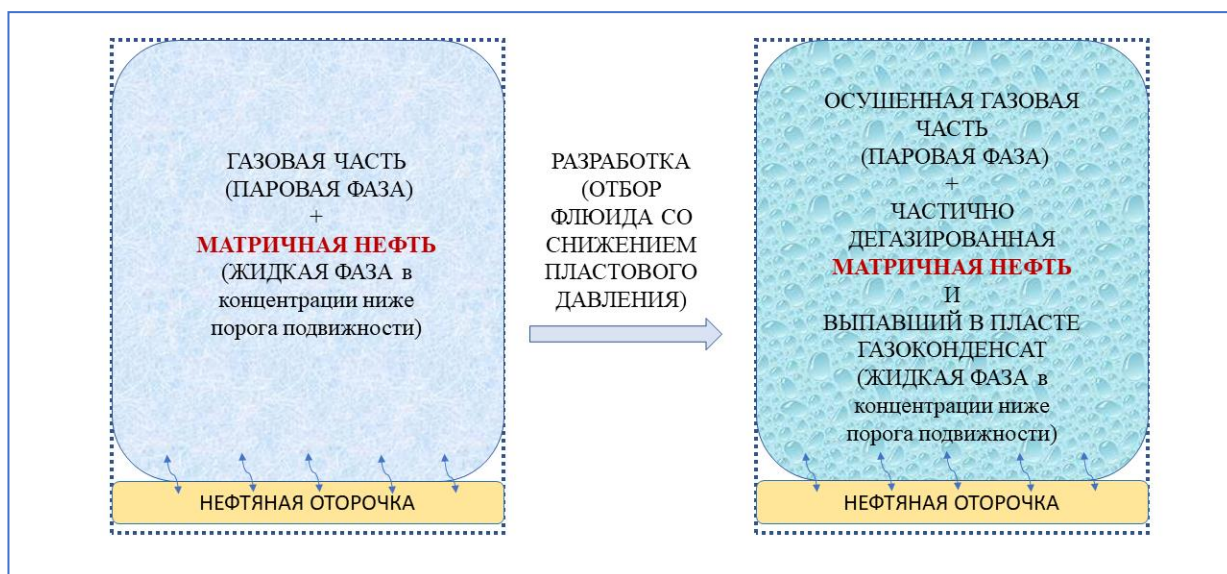


Рис. 1. Принципиальное представление (нефте-) газоконденсатного месторождения с «матричной» нефтью в газовой части в процессе разработки

Изучение свойств пород и флюидов, слагающих подобные ГКМ/НГКМ, на протяжении последних, как минимум, трех десятков лет проводилось учеными ИПНГ РАН с привлечением широкого комплекса геохимических, литолого-геохимических, петрофизических, физико-химических, электронно-микроскопических, структурно-емкостных, капилляриметрических исследований. Также в кооперации с Ухтинским филиалом ООО «Газпром-ВНИИГАЗ» был реализован цикл работ по стендовому моделированию технологий добычи ЖУВ на моделях из образцов пород ВНГКМ [4], что дало возможность перейти к следующим этапам работ, включая композиционное гидродинамическое моделирование технологических процессов, протекающих в пласте [5–8].

Как балансовые поэтапные расчеты, так и стендовое моделирование являются необходимыми этапами в рамках работ по последовательному усложнению моделей для исследования предлагаемой технологии увеличения компонентоотдачи (рис. 2).

Перечислим основные требования, предъявляемые к используемым ГДМ:

- многокомпонентная модель должна быть равновесной по всему разрезу, включая переход через газонефтяной контакт (ГНК), и содержать до начала разработки в газовой части жидкую фазу (матричную нефть) в концентрациях ниже порога фильтрации [9–11];

- модель должна учитывать температурный фон по разрезу (базовые значения на опорных глубинах или градиент) [12, 13];

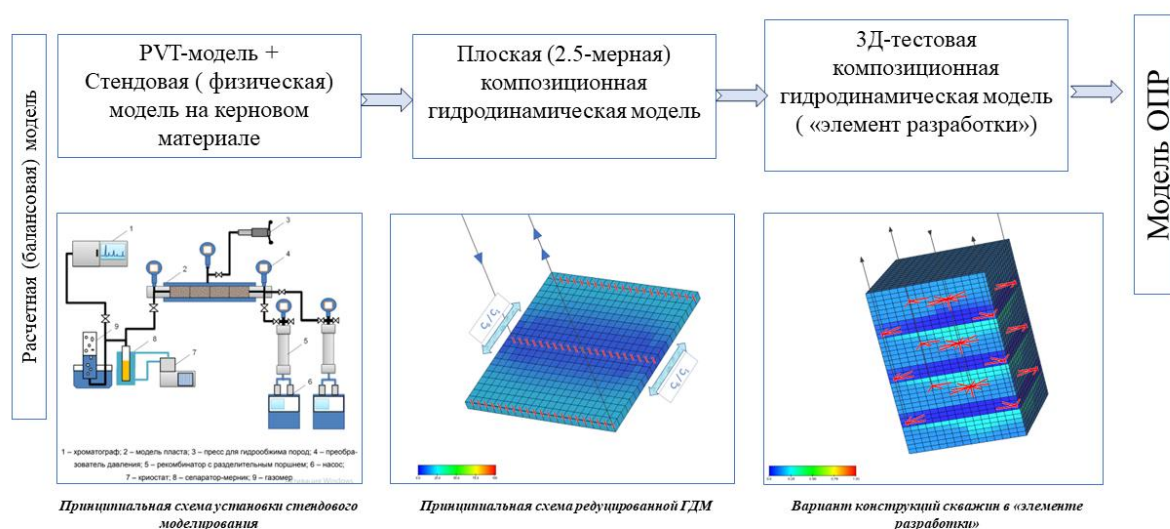


Рис. 2. Принцип последовательного упрощения моделей от расчетной(балансовой) до модели участка опытно-промышленной разработки (ОПР), для исследования технологии увеличения компонентоотдачи

– плотность и вязкость в стандартных условиях ЖУВ, изначально содержащихся в пласте близ ГНК, после сепарации должны быть близки аналогичным характеристикам нефти нефтяной оторочки НГКМ;

– величина конденсатогазового фактора (КГФ) на опорных глубинах в модели должна быть близка к аналогичным значениям из проектно-технической документации (ПТД);

– в силу равновесности модели, давление начала конденсации, так называемая «точка росы», должно на всех опорных глубинах совпадать с начальным пластовым давлением на этой глубине [11]. Тем не менее, кривая потенциального содержания C_{5+} на сухой газ, в зависимости от Рпл., на каждой опорной глубине должна быть близка к аналогичной кривой из ПТД;

– молярные доли тяжелых компонентов, начиная с C_5 и выше, должны удовлетворять закону гамма-распределения, наблюдаемому в исследованиях ядра и пластовых флюидов;

– по мере снижения пластового давления до уровня 10–15% от начального Рпл. жидкая фаза углеводородов должна все еще находиться в пласте преимущественно в концентрациях ниже порога фильтрации, не допуская перетоков ЖУВ в коллекторе по разрезу сверху вниз;

– модель (при воздействии растворителем) должна быть адаптирована к результатам стендового (физического) моделирования технологии увеличения компонентоотдачи;

– модель при воздействии растворителем должна подчиняться традиционным закономерностям изменения ряда параметров, типа закона Тодда–Лонгстаффа (изменение вязкости и плотности флюида) [14];

– модель должна учитывать изменение коэффициента поверхностного натяжения пластового флюида с целью модификации кривых относительных фазовых проницаемостей – ОФП (к примеру, в проведенном цикле расчетов была использована корреляция Маклеода–Сугдена [15]);

– модель должна учитывать характерные капиллярные силы в системе газ–нефть, а не только в системе нефть–вода, имея в виду, что нефтегазоматеринские породы бывают как дифильны, так и дифобны;

– модель должна учитывать диффузию растворителя через аномально низкопроницаемые интервалы – так называемые «разделы»;

– модель должна учитывать технологические риски неполного пакерования скважин (включая транзитные);

– модель должна быть создана с использованием одного из традиционных, широко распространенных гидродинамических симуляторов (например, в настоящей работе применялся симулятор Tempest-Enable компании Roxar/AspenTech).

Состав матричной нефти и битумоидов, а также концентрация битумоидов в продуктивных отложениях НГКМ определяют применяемый тип растворителя: для ВНКМ – нормальный (алкановый – газолиновая фракция газоконденсата), для ОНКМ – ароматический (бензол-толуольный) концентрат – БТК [4]. Причиной этому являются аномально низкие концентрации битумоидов, отсутствие или следовые количества асфальтенов в составе битумоидов продуктивных отложений ВНКМ, высокие концентрации битумоидов и смоло-асфальтеновых компонентов в их составе в продуктивных отложениях ОНКМ. И тот и другой растворитель извлекается из бензиновых фракций собственного газоконденсата НГКМ (так, концентрация бензол-толуольной части в бензиновых фракциях газоконденсата ОНКМ составляет 20–25%).

На предшествующем вспомогательном этапе PVT-моделирования фракция C_{6+}

флюидального состава ВНКМ была разбита на 10 псевдокомпонентов. Самый легкий из них – C_{6+1} представляет собой газолиновую часть бензиновой фракции газоконденсата (с молекулярным весом 85 ед. и $T_{кип.}$ 66 °C), а самый тяжелый – C_{6+10} соответствует маслам/легким смолам (с молекулярным весом 1284 ед. и $T_{кип.}$ 734 °C), далее по тексту жидкий органический растворитель в случае ВНКМ отождествляется именно с C_{6+1} .

Для того чтобы использовать данные по линейному вытеснению ЖУВ из композитной керновой модели ВНКМ для последующей настройки 3D модели, на этапе адаптации гидродинамической модели к эксперименту модель вначале была упрощена (редуцирована), то есть фактическая размерность модели была искусственно понижена. Горизонтальные участки добывающих (ДС) и нагнетательной (НС) скважин были размещены в редуцированной модели в пределах единственного однородного и изотропного слоя параллельно друг другу (рис. 3). Таким образом, в формально трехмерном (точнее, в 2,5-мерном) пространстве воспроизводился по сути одномерный, линейный характер вытеснения на опорной глубине порядка 3025 м (глубина TVD 3025 м была выбрана вследствие того, что на ее окрестности приходится порядка трети всех запасов ВНКМ). Границы данного элемента были установлены непротекаемыми, воздействие транзитных скважин на элемент разработки было исключено, давление на этапе работы «на истощение» снижалось за счет отборов добывающими горизонтальными скважинами. Исследовалось поведение двух критериев – коэффициента извлечения ЖУВ: (КИжув), и коэффициента извлечения, или возврата, растворителя (КИравт).

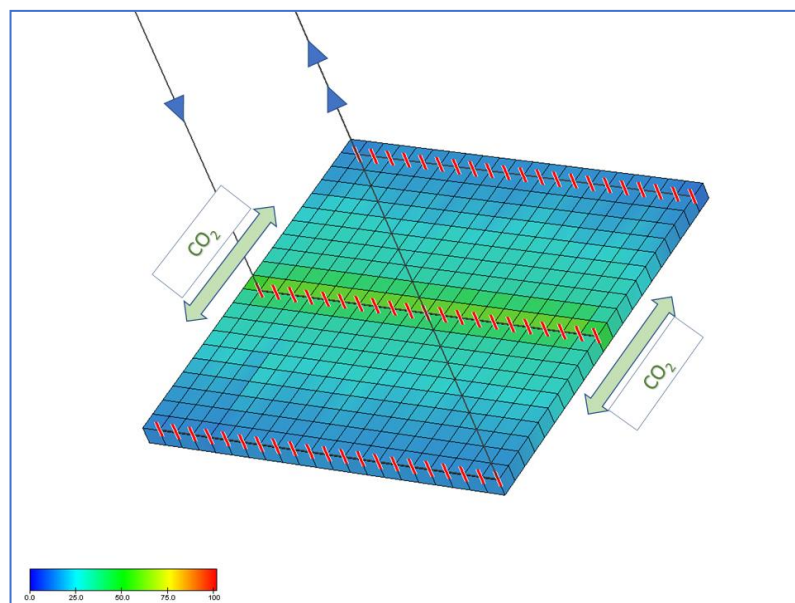


Рис. 3. Коэффициент поверхностного натяжения, дин/см, в слое тестовой модели при завершающей прокачке углекислого газа CO_2 . Элемент разработки включает 3 ГС (НГС+2ДГС) [8]

Перечислим основные итоги адаптации редуцированной ГДМ:

- максимальная степень извлечения ЖУВ – до 95–99%, достигнута как результат циклической попеременной закачки растворителя и сухого газа в количестве двух объемов ЖУВ в пластовых условиях каждого закачиваемого флюида, после последующей прокачки сухого газа, при соблюдении баланса отбора–закачки и стабильного уровня пластового давления, основное количество ЖУВ с плотностью не менее 700 кг/м^3 выносится на этапе закачки первых 50% объема растворителя;

- достигнута 95%-я степень возврата закачиваемого растворителя, при этом собственно газолиновой части бензиновой фракции C_{6+1} после начала воздействия добывается более 100% от объема ее закачки, за счет естественного содержания этой фракции в составе пластового флюида;

- достигнута полная (100%) степень замещения ранее закачанного метана C_1 на углекислый газ CO_2 , то есть коэффициент извлечения технологического «сухого»

метанового газа остаточного пластового газа стремится к 1.

Выбор рационального варианта технологии повышения компонентоотдачи на основе 3D модели

Напомним, что целью описываемых в статье работ (по повышению компонентоотдачи) является гидродинамическое обоснование лучшего (по совокупности критериев) метода воздействия на выбранный *слабо- или необводненный* опытный участок газонасыщенной части НГКМ, на поздней стадии разработки. Кроме традиционных описанных выше двух критериев КИжув и КИраств иногда применяется третий (по сути, производный от первых двух) критерий – количество дополнительно извлеченных ЖУВ на единицу потерь растворителя (оставшегося в пласте). Также обязательно должен учитываться такой не до конца формализованный четвертый критерий, как сложность строительства скважин той или иной конструкции (для упрощения его иногда заменяют стоимостью строительства скважин).

Строгая постановка многокритериальной задачи и поиск (аппроксимация) множества (Парето) ее решений не рассматриваются в данной статье, однако полученные результаты исследований позволяют отсеять заведомо проигрышные варианты.

Поскольку опытный участок для интенсивного воздействия должен содержать нагнетательную и добывающую скважину/скважины, то в терминологии разработки нефтяных пластов его естественно назвать «элементом разработки». Располагая нагнетательную скважину по центру элемента разработки, получим элемент либо инвертированной рядной системы, либо элемент пятиточечной инвертированной системы разработки, в зависимости от выбранного варианта конструкций скважин. В дальнейшем в статье рассматривается соотношение НС:ДС, равное 1:1, при этом легко регулировать баланс закачки–отбора. *Далее изучается выбор рационального варианта данной технологии лишь с точки зрения показателей тестовой модели типового «элемента разработки».*

Воздействие на каждый интервал осуществляется в три этапа:

1. Первый этап: ряд последовательных (циклических) закачек в нагнетательную скважину легко испаряемого растворителя и «сухого» газа низкотемпературной сепарации (в одинаковых, в пластовых условиях, объемах) с периодами выдержки после закачки каждого объема для увеличения степени охвата пласта растворителем. Каждый цикл включает: закачку растворителя – период выдержки – закачку «сухого» газа – период выдержки.

2. Второй этап: последующая (возможно, также циклическая, с периодами выдержки) закачка объемов «сухого» газа,

с целью максимального доизвлечения растворителя.

3. Третий (общий) этап: в случае минимального содержания тяжелых битумоидов заключительная интенсивная закачка углекислого газа, с целью доизвлечения всего закачанного на первом и втором этапах «сухого» газа, через замещение его на CO_2 .

При этом на первом и втором этапах нагнетательная и добывающие скважины опытного участка работают в режиме поддержания стабильного пластового давления, для предотвращения прорывов газа.

Суммарный объем закачиваемого растворителя в каждый обрабатываемый интервал (в пластовых условиях), в соответствии с априорными балансовыми расчетами должен составлять порядка 1–2 текущих объемов ЖУВ данного интервала в границах «элемента разработки» (например, для ВНКМ – это порядка 20–40% эффективного порового объема интервала).

В рамках создания полноразмерной 3D тестовой ГДМ было проведено усложнение модели, для приближения ее к реальности, а именно:

- увеличена этажность элемента разработки (до диапазона 1900–3350 м), с привнесением в геологическую основу модели элементов геологической неоднородности, рассмотрены разные варианты конструкций скважин;

- условие непротекания кровли и подошвы интервалов обработки опытного участка (отсутствие вертикальных перетоков через «разделы») было заменено на условие низкой проницаемости «разделов» с коэффициентом вертикальной анизотропии 0,005, для повсеместного снижения Рпл. вследствие (газо)гидродинамической связности интервалов по всему объему залежи;

– задана значимая диффузия растворителя, в том числе в периоды выдержки в промежутках циклов попеременной закачки, которая обеспечивает прямой и обратный массообмен растворителя между обрабатываемым интервалом и окружающими его сверху и снизу «разделами»;

– учтена возможность технологического риска перетоков, вследствие несовершенного пакерования соответствующих сегментов транзитных скважин, либо нарушения целостности цементного камня.

Для последовательной обработки в тестовой модели «элемента разработки» были назначены три интервала, мощностью порядка 100 м каждый, достаточно равномерно распределенных по разрезу, и обособленных от остального гидродинамически связного объема низкопроницаемыми разделами. Суммарная мощность (как общая, так и эффективная) трех обрабатываемых интервалов составляет порядка 25% мощности газонасыщенной части ГДМ. Вертикальная проницаемость разделов составляет 1% (или 0,01) вертикальной проницаемости вмещающих коллекторов. Коллектор тестовой ГДМ поровый, Кп порядка 8%, однако низкопроницаемый – латеральная проницаемость составляет первые единицы мД, вертикальная анизотропия карбонатного коллектора составляет 0,5. Коэффициент песчанистости (доля коллектора) составляет 50%.

В полном «элементе разработки» максимальное расстояние между вертикальными скважинами (или материнскими стволами скважин более сложных конструкций) составляет 400 м. Эта дистанция выбрана в результате вариограммного статистического анализа геологической модели ВНКМ, поддерживаемой в ИПНГ РАН. В ней

вычисляемый статистический параметр – ранг вариограммы – составляет величину порядка 400 м, то есть две любые скважины, разнесенные на дистанцию не менее 400 м, как правило, статистически независимы по ГИС/РИГИС. Поэтому сохранение максимальной дистанции между скважинами в 400 м в некоторой степени может гарантировать связность выделяемых по ГИС интервалов и их характеристик по РИГИС, что, в свою очередь, должно обеспечивать равномерный охват элемента пласта циклической обработкой.

Объем попеременной суточной закачки растворителя и сухого газа в центральную нагнетательную скважину составляет порядка 200 рез. м³ в пластовых условиях. Цикл непрерывной закачки каждого флюида продолжается 6 суток, с выдержкой между циклами минимум 1 сутки. Календарный месяц включает четыре цикла – по два цикла закачки каждого типа флюида, всего 20 месяцев. Итого для обработки каждого из трех интервалов тестовой модели требуется примерно по 50 тыс. м³ растворителя (в ¼ модели – по 12,5 тыс. м³ соответственно), что соответствует почти точно 100% объема ЖУВ в пл.у., находящихся в каждом из обрабатываемых интервалов пласта к моменту начала обработки. Пластовое давление к началу обработки первого из назначенных интервалов составляет 12–15% от начального Рпл. (32,8–37,3 МПа).

Цикл расчетов с многозабойными скважинами с боковыми горизонтальными стволами (БГС) показал:

– надежное сохранение принципиальных результатов, полученных при адаптации редуцированной ГДМ к результатам стендового моделирования, при этом основная масса ЖУВ плотностью (700–820 кг/м³) выносится в первой половине циклического воздействия, по мере замещения ЖУВ растворителем;

– целесообразность разнесения по разрезу тестовой модели нагнетательных БГС в прикровельную зону и параллельных им добывающих БГС в приподошвенную зону каждого обрабатываемого связного интервала – для эффективного использования гравитационного эффекта «орошения»;

– необходимость использования достаточно плотной сетки скважин с характерным межскважинным расстоянием между нагнетательной и добывающими скважинами порядка 150 м, а также необходимость комплексного учета эффекта воздействия нагнетаемых агентов по всему разрезу, вследствие геологических и промысловых эффектов – фильтрации через «разделы» и диффузии закачиваемых агентов, внутрискважинных перетоков в транзитных скважинах, при последовательной обработке интервалов.

Таким образом, на тестовой модели элемента разработки с выделенными тремя интервалами обработки, отделенными от остальной залежи низкопроницаемыми барьерами и имеющими низкую степень обводнения к началу воздействия, была показана принципиальная возможность достаточно успешного применения технологии увеличения компонентоотдачи (при наличии в газовой части матричной нефти), протестированной ранее в ходе стендового (физического) моделирования и апробированной на 2,5-мерной редуцированной модели.

Безусловно, результаты, полученные на 3D модели, отличаются от результатов, полученных на редуцированной 2,5-мерной модели, вследствие неполноты охвата пласта закачиваемым агентом, процессов гравитационной сегрегации жидкого растворителя и паровой фазы, а также эффекта диффузии закачиваемого растворителя вначале в окружающие обрабатываемые интервалы низкопроницаемые разделы, а затем – обратно (в зависимости от разницы концентраций).

В настоящей статье авторы более подробно останавливаются на обосновании конструкций нагнетательной и добывающей скважин, с использованием предварительно настроенной тестовой ГДМ элемента разработки.

В рамках исследования по оптимизации технологии увеличения компонентоотдачи был проведен анализ принципиальных конструкций (дизайна) скважин, с точки зрения увеличения коэффициента извлечения ЖУВ – КИжув, и коэффициента извлечения/возврата закачанного в пласт растворителя – КИраств. Оба этих показателя напрямую влияют на показатели экономической эффективности разрабатываемой технологии.

Для анализа были выбраны *три принципиальных конструкции добывающих и нагнетательных скважин*, а именно:

– вертикальные скважины со стандартным вскрытием пласта перфорацией (сокращенно V-V);

– вертикальные скважины с многоэтажным радиальным вскрытием пласта (т. е. с удлинённой гидроперфорацией с контролируемым отходом по латерали на 50 м открытыми отверстиями (стволами) диаметром 1 дюйм – сокращенно VR-VR);

– многозабойные скважины с поэтажной резкой боковых горизонтальных стволов небольшой (до 300 м) протяженности (сокращенно Н-Н).

Ясно, что первый, стандартный вариант – самый дешевый и технологически наиболее просто реализуемый. Однако потенциально он не может быстро обеспечить необходимую степень охвата обрабатываемого интервала закачкой растворителя и допускает быстрые прорывы закачиваемого сухого газа от нагнетательной скважины к соседним добывающим скважинам.

Второй и третий варианты потенциально обеспечивают необходимую степень охвата, меньший риск прорывов сухого газа, однако каждый из них имеет свои недостатки. В частности, бурение БГС требует наличия мобильного грузоподъемного станка для зарезки БГС на глубинах порядка 3000 м и геологического сопровождения бурения горизонтального участка в условиях низких пластовых давлений. Кроме того, использование скважин с БГС под закачку флюидов может вызвать промысловые осложнения. Поэтому, кроме трех вышеупомянутых вариантов был также

рассмотрен один комбинированный, а именно:

– нагнетательная вертикальная скважина с многоэтажным радиальным вскрытием и многозабойная добывающая скважина с поэтажной зарезкой боковых горизонтальных стволов (сокращенно VR-H).

Приведенные ниже рис. 4 (А–В) иллюстрируют принципиальный дизайн второго, третьего и четвертого вариантов на $\frac{1}{4}$ части элемента разработки. На рисунке визуализирована лишь нижняя треть тестовой сеточной модели, включающая первый из обрабатываемых снизу вверх интервалов «элемента разработки».

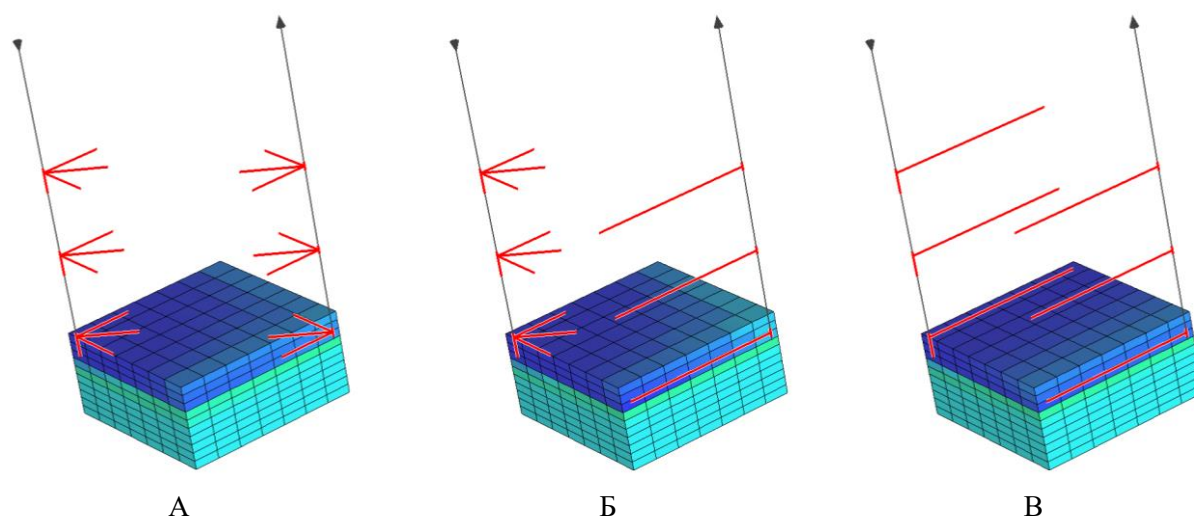


Рис. 4. Принципиальный дизайн вариантов: А – VR-VR; Б – VR-H; В– Н-Н (в $\frac{1}{4}$ элемента разработки)

Цикл проведенных расчетов показал, что при межскважинном расстоянии между нагнетательной и добывающей скважинами (материнскими вертикальными стволами) около 150–200 м и общей мощности обрабатываемого интервала около 100 м целесообразно размещать не только боковые горизонтальные, но и радиальные стволы нагнетательной скважины в прикровельную часть интервала, а добывающей скважины –

в его подошвенную часть, для максимального использования эффекта «гравитационного орошения» растворителем и углекислым газом. При этом закачку и отбор флюида в каждом интервале необходимо вести, максимально соблюдая баланс отбора/закачки в пластовых условиях, для предотвращения преждевременного прорыва сухого закачиваемого газа к забою добывающих скважин.

Специально отметим, что при осуществлении воздействия на обрабатываемый интервал в той части пласта, которая не охвачена циклическим воздействием закачкой растворителя и сухого газа, *продолжается плановый отбор флюида*, то есть традиционная разработка «на истощение», вплоть до момента остановки скважин вследствие предельно низкого пластового давления (в описываемой модели за этот процесс отвечает вспомогательная технологическая скважина, продолжающая отбор газа после ее последовательного пакерования – из части разреза, расположенной выше обрабатываемого интервала/интервалов).

Перейдем к анализу показателей разработки с использованием вышеописанных четырех вариантов конструкций (дизайна) скважин, при одинаковых входных условиях (рис. 5).

Несколько неожиданным на графике рис. 5В) является то, что на этапе финальной прокачки CO_2 тяжелые ЖУВ плотностью до 820 кг/м^3 выносятся при варианте VR-H (серый пунктир), хоть и в незначительных количествах. При этом плотность добываемых ЖУВ на основных этапах циклической обработки не превышает $800\text{--}810 \text{ кг/м}^3$ в максимуме пиков, быстро снижаясь затем по мере отработки интервала практически до плотности растворителя, величиной 670 кг/м^3 .

Сравнивая графики рис. 5Б, нетрудно заметить, что наихудший показатель накопленного отбора ЖУВ (с отставанием примерно на 25–27%) имеет вариант V-V с вертикальными нагнетательной и добывающей скважинами, далее по возрастанию следуют два практически идентичных варианта с вертикальной НС

с многоэтажным радиальным вскрытием (VR-VR и VR-H), а наилучшим по накопленному отбору ЖУВ является многозабойный вариант с БГС (Н-Н), опережающий варианты с VR примерно на 8–10%.

Проанализируем баланс в тестовой модели газолиновой фракции конденсата C_{6+1} , используемой в качестве растворителя (рис. 6).

Сразу заметим, что в рамках тестовой модели закачивается в каждом цикле в обрабатываемый интервал растворителя примерно столько, сколько его извлекается из продукции (вспомогательной скважины) на этапе работы на истощение (то есть растворитель не появляется «ниоткуда», его можно накопить, используя продукцию соседних скважин).

Проиллюстрируем возможность запуска рецикла с начала обработки интервалов графиком рис. 7, на котором представлена мольная доля компонента C_{6+1} в продукции ЖУВ добывающей скважины.

Из данного графика видно, что в первичном вале ЖУВ, приходящих на забой добывающей скважины, текущая мольная доля растворителя лежит в диапазоне 15–25% в зависимости от варианта конструкций скважин, а динамика выноса растворителя зависит от глубины интервала (т. е. от состава флюида и термобарических условий). Накопленная мольная доля растворителя на этапе циклической обработки интервалов лежит, в среднем, в диапазоне 6–8%, следовательно, растворитель может накапливаться для возврата в рецикл (после его выделения из продукции и очистки от битуминозных фракций) достаточно интенсивно.

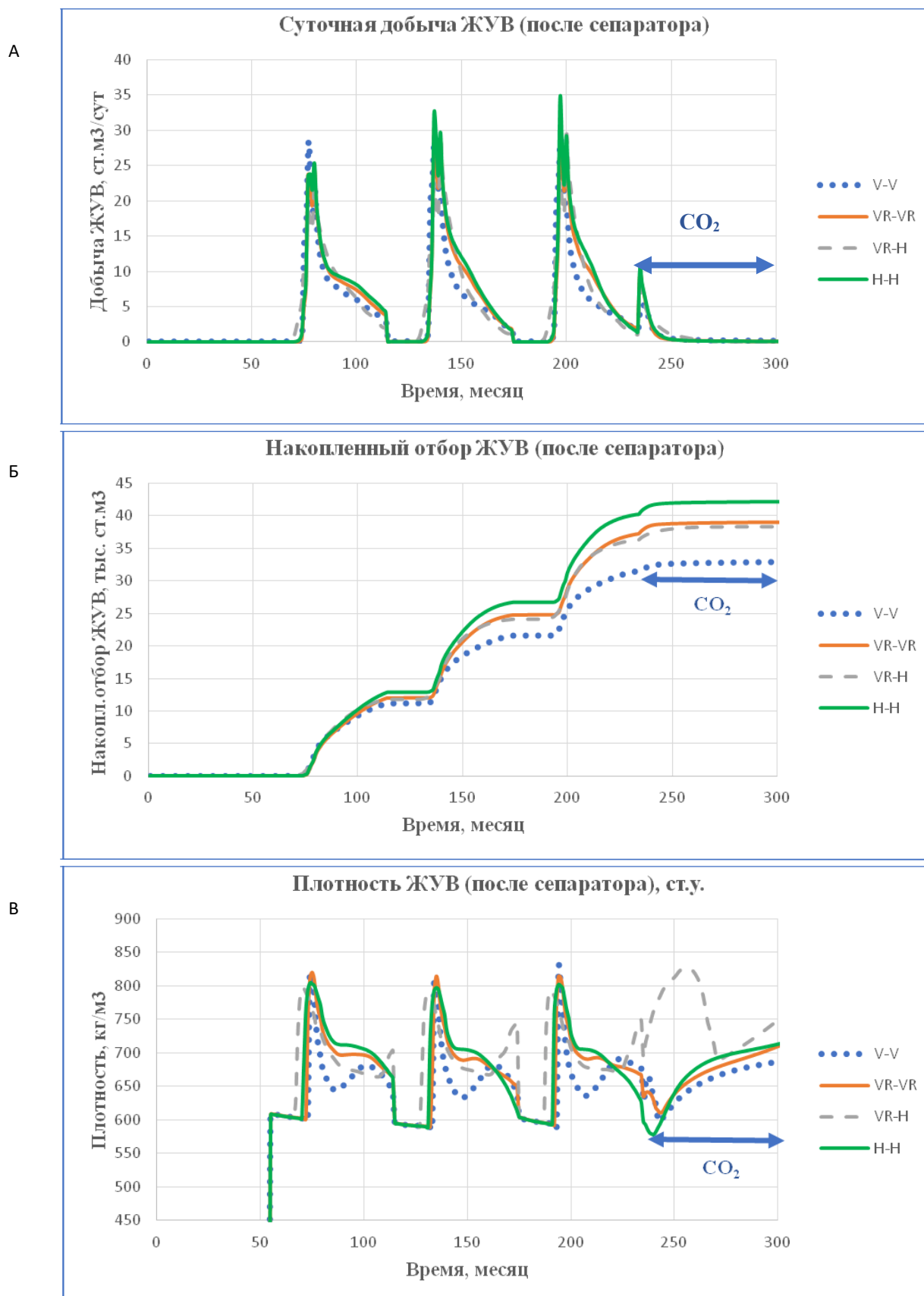


Рис. 5. Сравнение суточной добычи (А), накопленного отбора (Б), плотности ЖУВ (В) после сепаратора, по вариантам конструкции скважин

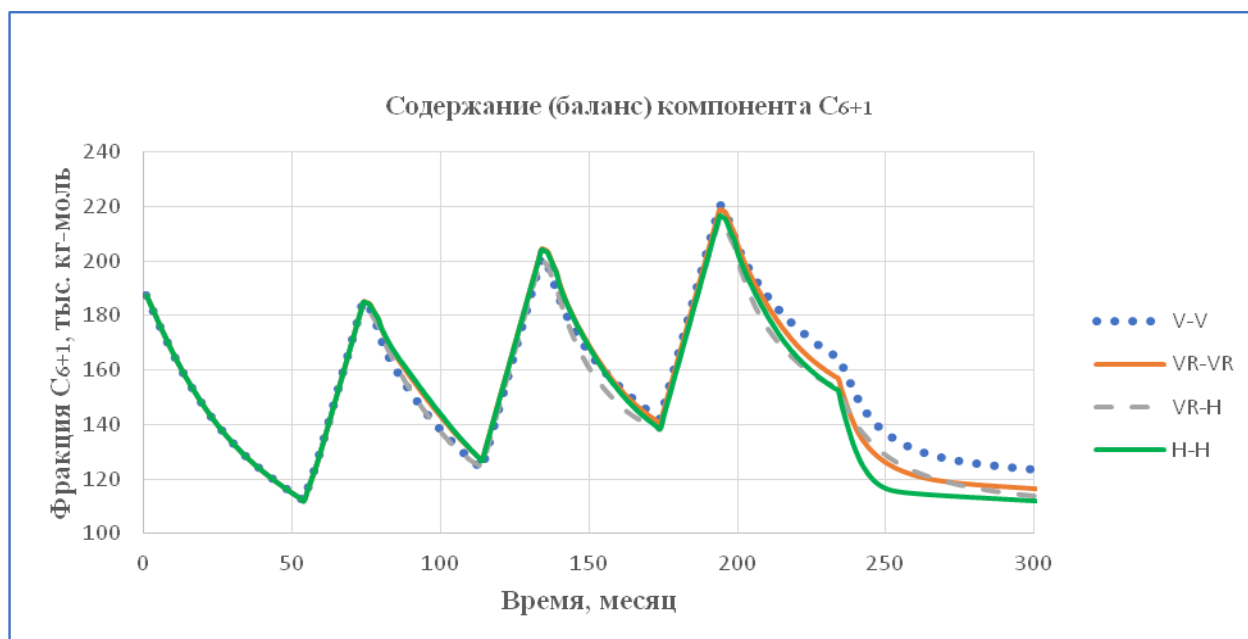


Рис. 6. Баланс газолиновой фракции газоконденсата (компонента C₆₊₁) в модели ¼ элемента разработки

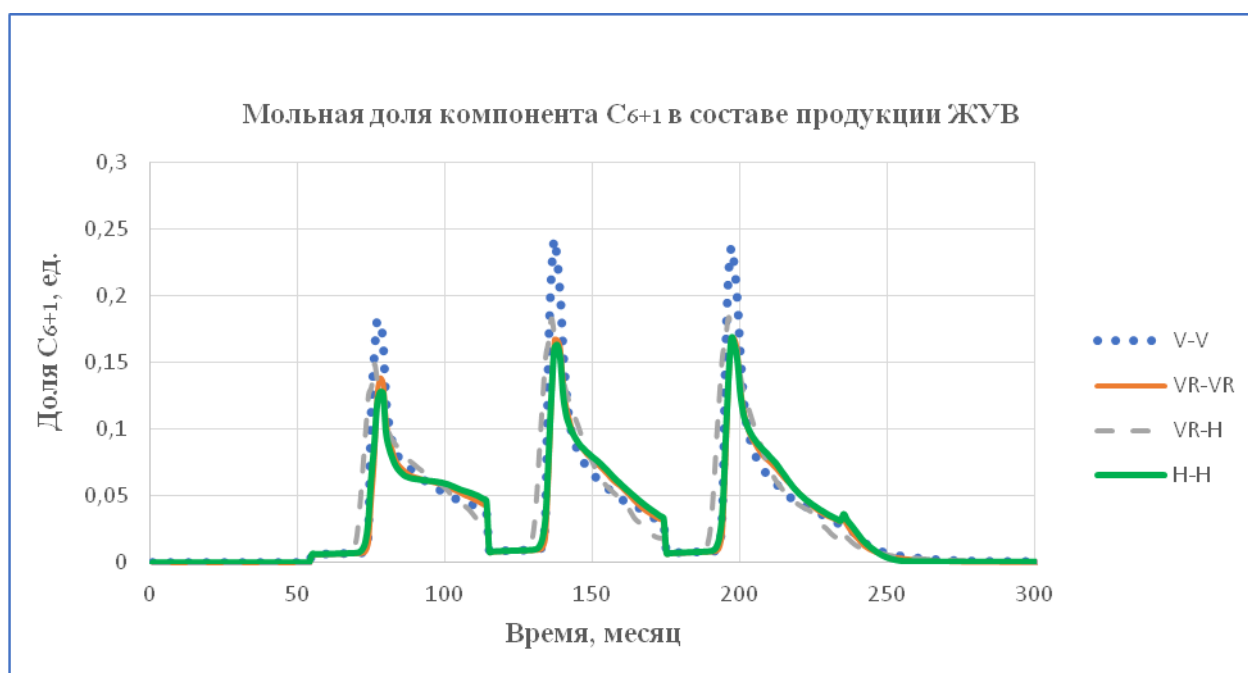


Рис. 7. Мольная доля газолиновой части бензиновой фракции газоконденсата (компонента C₆₊₁) в продукции ЖУВ в модели ¼ элемента разработки

Таким образом, опираясь на результаты тестового 3D моделирования, можно утверждать, что финальная закачка/прокачка углекислого газа CO₂ может гарантировать в лучших вариантах 95%–100% возврата в рецикл газолиновой части бензиновой фракции

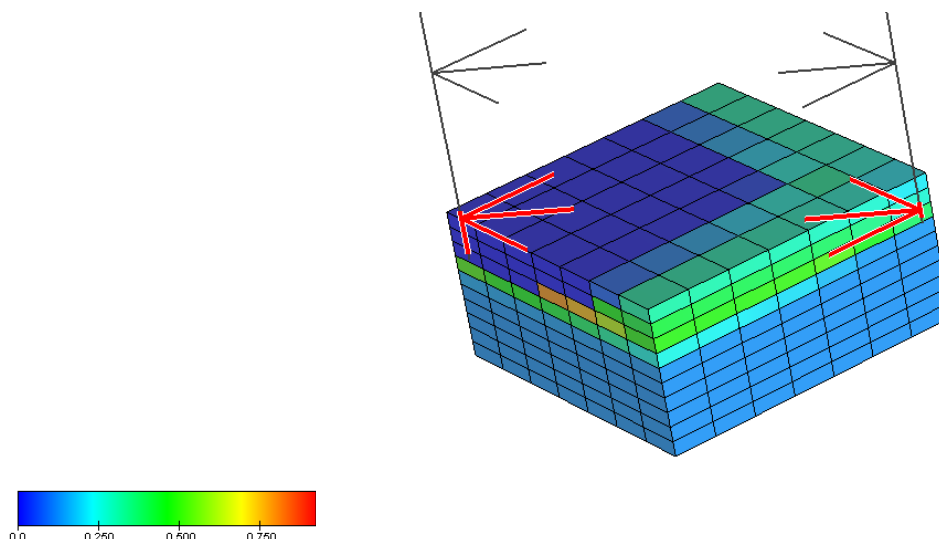
газоконденсата, используемой далее после ее подготовки в качестве растворителя.

Необходимость интенсивной финальной закачки во все ранее обработанные интервалы углекислого (или же «сухого» газа) для максимального доизвлечения в рецикл растворителя иллюстрирует рис. 8А.

На этом рисунке представлено характерное распределение в обрабатываемом интервале концентрации компонента C_{6+1} в ЖУВ в пластовых условиях, на момент окончания обработки интервала, по варианту VR-VR. В последующий период (переключения на обработку оставшихся интервалов)

благодаря диффузионным процессам происходит перераспределение (частичное выравнивание) в обрабатываемом интервале и окружающих его «разделах» концентрации компонента C_{6+1} , после чего упрощается процесс его финального доизвлечения (рис. 8Б).

А



Б

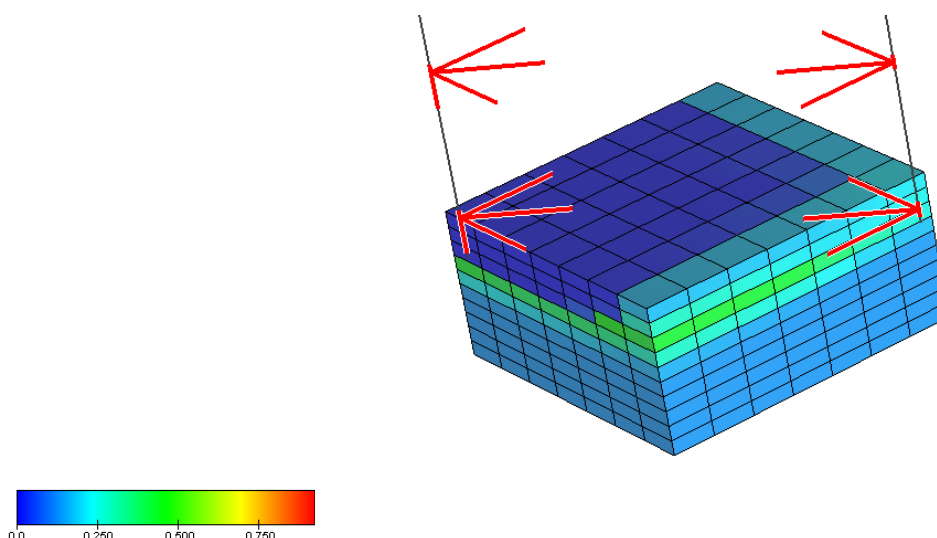


Рис. 8. Концентрация компонента C_{6+1} в интервале тестовой модели $\frac{1}{4}$ элемента разработки:
А – перед переходом на обработку вышележащих интервалов; Б – в ходе финальной прокачки CO_2
(вариант VR-VR)

Используя выгруженные из симулятора расчетные векторы балансового содержания компонентов, начиная с пентанов, и их молекулярные веса, для трех обработанных интервалов тестовой модели были

вычислены (табл. 1) усредненные по разрезу массовые коэффициенты извлечения (КИ) фракции C_{5+} , которая и составляет основную часть извлеченных ЖУВ, дегазированных на поверхности.

Таблица 1

Коэффициент извлечения C_{5+} (массовый), по вариантам конструкций скважин

Варианты конструкций скважин*		КИ C_{5+} (газ+ЖУВ) за период работы на истощение, %	КИ C_{5+} к концу периода обработки интервалов, %	КИ C_{5+} к концу финальной прокачки CO_2 , %
НС	ДС			
V	V	15,2	35,7	53,4
VR	VR	15,2	50,5	67,6
VR	H	15,2	47,2	65,4
H	H	15,2	58,1	74,3

* V - вертикальная скважина,
 VR - вертикальная скважина с многоэтажным радиальным вскрытием,
 H - многозабойная скважина с боковыми горизонтальными стволами

Под дегазацией авторы здесь понимают выделение и удаление в процессе сепарации как легких неуглеводородных компонентов (например, N_2 , CO_2), так и легких углеводородных компонентов C_1 – C_4 (которые в пластовых условиях, тем не менее, входят в состав пластовых ЖУВ).

С точки зрения доизвлечения фракции C_{5+} в составе ЖУВ наилучшим показателем КИ 74,3% обладает самый сложный в реализации (и самый дорогостоящий) вариант H-H с многозабойными нагнетательной и добывающими скважинами с БГС, далее (с КИ 67,6%) следует вариант VR-VR с вертикальными скважинами с многоэтажным радиальным вскрытием, совсем немного (с КИ 65,4%) уступает ему комбинированный вариант VR-H, и наихудшими показателями (с КИ 53,4%) обладает вариант со стандартными вертикальными скважинами – с наименьшей степенью охвата пласта воздействием растворителя.

Заключение

Изучение на элементе пласта комплексной технологии увеличения компонентоотдачи газоконденсатных и газовой части нефтегазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки с использованием тестовой 3D гидродинамической модели:

- доказало работоспособность предлагаемой технологии, на примере данных Вуктыльского ВНКМ, с достижением приемлемых коэффициентов извлечения компонентов C_{5+} , входящих в состав пластовых ЖУВ, и коэффициента возврата в рецикл растворителя;
- показало, что предпочтительным вариантом конструкций скважин (с существенным упрощением их строительства, а также с учетом незначительных отклонений в итоговых КИ компонентов C_{5+} и коэффициента возврата растворителя) для «элемента разработки» в рамках данной технологии являются вертикальные скважины с многоэтажным радиальным вскрытием (диаметр отверстий радиального вскрытия рекомендуется 1 дюйм, их глубина – не менее 50 м);

— показало, что оптимальным объемом закачки растворителя (и равного ему объема сухого газа при циклической закачке) для варианта скважин с многоэтажным радиальным вскрытием является один объем ЖУВ в пластовых условиях (к концу этапа разработки на истощение), однако увеличение приемистости закачки в два раза приводит не только к некоторому (на 9–11 процентных пунктов) росту коэффициента извлечения

C_{5+} , но и к сопоставимым потерям растворителя;

— определило размеры рекомендуемых пятиточечных инвертированных «элементов разработки» – не более 400 м по диагонали, между самыми удаленными друг от друга скважинами, с рекомендуемым вскрытием добывающими скважинами приподошвенной части обрабатываемых интервалов, а нагнетательными скважинами – прикровельной части.

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. Навроцкий О.К., Скибицкая Н.А. Генерация жидких углеводородов в карбонатных формациях на низких стадиях катагенеза // Геология, география и глобальная энергия. 2009. № 4(35). С. 6–8.
2. Дмитриевский А.Н., Ефимов А.Г., Гутман И.С. и др. Матричная нефть, остаточные запасы газа Оренбургского НГКМ и перспективы их освоения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2018. № 4(23). С. 22. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art22>
3. Задымова Н.М., Скворцова З.Н., Траскин В.Ю. и др. Тяжелая нефть как эмульсия: состав, структура и реологические свойства // Коллоидный журнал. 2016. Т. 78, № 6. С. 675–687. <https://doi.org/10.7868/S0023291216060227>
4. Скибицкая Н.А., Данилов В.Н., Латышев А.А. и др. Стендовое моделирование технологии добычи жидких углеводородов при насыщенности ниже порога фильтрации из газонасыщенных отложений газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений // Экспозиция Нефть Газ. 2019. № 4(71). С. 46–54. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10039>
5. Долгушин Н.В. Терминология и основные положения технологии газоконденсатных исследований. М.: Недра-Бизнесцентр, 2004. 140 с.
6. Сурначёв Д.В., Скибицкая Н.А., Индрупский И.М., Большаков М.Н. Оценка содержания и состава жидких углеводородов матричной нефти в газовой части продуктивных отложений нефтегазоконденсатных месторождений на примере Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 1(36). С. 42–65. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art3>
7. Kusochkova E.V., Indrupskiy I.M., Kuryakov V.N. Distribution of the initial fluid composition in an oil-gas-condensate reservoir with incomplete gravity segregation // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021. Vol. 931. P. 012012. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/931/1/012012>

8. *Сурначёв Д.В., Скибицкая Н.А., Большаков М.Н., Богданович Т.И.* Гидродинамическое обоснование технологии извлечения нефти и ретроградного конденсата в концентрациях ниже порога фильтрации из газонасыщенных нефтегазоматеринских карбонатных отложений нефтегазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки на примере Вуктыльского НГКМ // *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. 73–77.*
9. *Lake L.W.* Enhanced oil recovery. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1989. 550 p.
10. *Whitson C.H., Brulé M.R.* Phase behavior. Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME: Society of Petroleum Engineers, 2000. 235 p.
11. *Брусиловский А.И.* Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. М.: Грааль, 2002. 575 с.
12. *Попов С.Б.* Композиционное профилирование по глубине в газонефтяных месторождениях // *Препринты Института прикладной математики им. М.В. Келдыша РАН. 2017. № 61. С. 1–30. <http://doi.org/10.20948/prepr-2017-61>*
13. *Whitson C.H., Belery P.* Compositional gradients in petroleum reservoirs // *University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 29–31 August 1994. Paper SPE-28000-MS. <https://doi.org/10.2118/28000-MS>*
14. *Michaels A.S.* Fundamentals of surface chemistry and physics // *ASTM Special Technical Publication. 1962. No. 340. P. 3–23. <https://doi.org/10.1520/STP45675S>*
15. *Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т.* Свойства газов и жидкостей: Справочное пособие / Пер. с англ. под ред. Б. И. Соколова. Л.: Химия, 1982. 592 с.

Информация об авторах

Дмитрий Владимирович Сурначёв – к.ф.-м.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, d_surnachev@mail.ru

Наталья Александровна Скибицкая – к.г.-м.н., заведующий лабораторией, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, skibitchka@mail.ru

Поступила в редакцию 29.11.2023

On the hydrodynamic justification of the technology for increasing the component recovery of gas-condensate and gas part of oil and gas-condensate fields at the late stages of development, in the presence of matrix oil

D.V. Surnachev*, N.A. Skibitskaya**

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

E-mail: *d_surnachev@mail.ru, **skibitchka@mail.ru

Abstract. The presence of matrix oil at a concentration below the filtration threshold in the deposits of large gas-condensate fields and in the gas part of oil and gas-condensate fields necessitates the search for new ways to increase component recovery. The research was carried out within the framework of works on hydrodynamic substantiation of the technology of extraction of matrix oil and retrograde condensate from gas-saturated source deposits at late stages of development. In the paper, on the basis of a test multicomponent model using key parameters of the Vuktyl oil and gas-condensate field, a rational variant of application of the technology for increasing component recovery is selected, including not only the volume and rate of fluid injection, but also the design of wells.

Keywords: oil and gas-condensate field, hard-to-recover reserves, resource potential, enhanced component recovery, late stage of development, matrix oil of the gas-saturated part of the field, composite hydrodynamic modeling, multilateral wells, radial drilling, gasoline fraction of gas condensate, carbon dioxide injection

Citation: Surnachev D.V., Skibitskaya N.A. On the hydrodynamic justification of the technology for increasing the component recovery of gas-condensate and gas part of oil and gas-condensate fields at the late stages of development, in the presence of matrix oil // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 4(43). P. 72–90. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art6> (In Russ.).

References

1. Navrotsky O.K., Skibitskaya N.A. Generation of liquid hydrocarbons in carbonate formations at low stages of catagenesis // *Geology, Geography and Global Energy*. 2009. No. 4(35). P. 6–8. (In Russ.).
2. Dmitrievsky A.N., Efimov A.G., Gutman I.S. et al. Matrix oil and residual gas reserves of Orenburg oil-gas condensate field and prospects of their development // *Actual Problems of Oil and Gas*. 2018. Iss. 4(23). P. 22. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art22> (In Russ.).
3. Zadykova N.M., Skvortsova Z.N., Traskin V.Yu. et al. Heavy oil as an emulsion: composition, structure and rheological properties // *Colloid Journal*. 2016. Vol. 78, No. 6. P. 675–687.
4. Skibitskaya N.A., Danilov V.N., Latyshev A.A. et al. Experimental modelling of a recovery technique for liquid hydrocarbons at saturations lower than the flow threshold from gas-saturated deposits of gas-condensate and oil-gas-condensate fields // *Exposition Oil Gas*. 2019. No. 4(71). P. 46–54. <https://doi.org/10.24411/2076-6785-2019-10039> (In Russ.).
5. Dolgushin N.V. Terminology and basic principles of technique for gas condensate research. Moscow: Nedra-Biznestsentr, 2004. 140 p. (In Russ.).

6. *Surnachev D.V., Skibitskaya N.A., Indrupskiy I.M., Bolshakov M.N.* Assessment of the content and composition of liquid hydrocarbons of matrix oil in the gas-saturated part of productive deposits of oil and gas condensate fields: the case of the Vuktyl oil and gas condensate field // Actual Problems of Oil and Gas. 2022. Iss. 1(36). P. 42–65. <http://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-36.art3> (In Russ.).
7. *Kusochkova E.V., Indrupskiy I.M., Kuryakov V.N.* Distribution of the initial fluid composition in an oil-gas-condensate reservoir with incomplete gravity segregation // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. 2021. Vol. 931. P. 012012. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/931/1/012012>
8. *Surnachev D.V., Skibitskaya N.A., Bolshakov M.N., Bogdanovich T.I.* Hydrodynamic substantiation of the technology for extracting oil and retrograde condensate at concentrations below the filtration threshold from gas-saturated oil source rocks and carbonate deposits of oil and gas-condensate fields at the late stages of development: the case of the Vuktyl oil and gas-condensate field // 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. 73–77. (In Russ.).
9. *Lake L.W.* Enhanced oil recovery. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1989. 550 p.
10. *Whitson C.H., Brulé M.R.* Phase behavior. Richardson, TX: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME: Society of Petroleum Engineers, 2000. 235 p.
11. *Brusilovsky A.I.* Phase transformations in the development of oil and gas fields. Moscow: Graal, 2002. 575 p. (In Russ.).
12. *Popov S.B.* Compositional grading with a depth in gas-oil reservoirs // Keldysh Institute Preprints. 2017. No. 61. P. 1–30. <https://doi.org/10.20948/prepr-2017-61> (In Russ.).
13. *Whitson C.H., Belery P.* Compositional gradients in petroleum reservoirs // University of Tulsa Centennial Petroleum Engineering Symposium, Tulsa, Oklahoma, USA, 29–31 August 1994. Paper SPE-28000-MS. <https://doi.org/10.2118/28000-MS>
14. *Michaels A.S.* Fundamentals of surface chemistry and physics // ASTM Special Technical Publication. 1962. No. 340. P. 3–23. <https://doi.org/10.1520/STP45675S>
15. *Reid R.D., Prausnitz J.M., Sherwood T.K.* The properties of gases and liquids. New York: McGraw Hill, 1977. 688 p.

Information about the authors

Dmitry V. Surnachev – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, d_surnachev@mail.ru

Natalia A. Skibitskaya – Cand. Sci. (Geol.-Min.), Head of the Laboratory, Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, skibitchka@mail.ru

Received 29.11.2023

Использование аналитических моделей для расчета динамической вязкости пластовой нефти при различных термобарических условиях

С.А. Заночуев*, Е.А. Громова, А.А. Гребенкин, В.О. Ахмеров, Н.М. Мягков
ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия
E-mail: *sazanochuev@tnnc.rosneft.ru

Аннотация. В статье обсуждается авторский способ использования аппроксимационной модели, основанной на экспериментальных данных, позволяющей пользователю, владея лишь информацией о термобарических условиях, производить расчет динамической вязкости пластовой нефти. Приведен практический пример использования предложенного подхода для расчета изменения динамической вязкости реальной нефти в ходе разработки одного из месторождений Ванкорской группы. В приведенном примере представлены реальные экспериментальные данные для образца высоковязкой нефти и построенная на их основе двухпараметрическая математическая модель динамической вязкости в зависимости от газосодержания при различных термобарических условиях.

Преимуществом предложенного в статье способа представления данных является возможность его прямого внедрения в гидродинамические симуляторы для корректного расчета значений динамической вязкости пластовой нефти.

Ключевые слова: пластовая нефть, динамическая вязкость, газосодержание, эксперимент дифференциального разгазирования, давление насыщения

Для цитирования: Заночуев С.А., Громова Е.А., Гребенкин А.А., Ахмеров В.О., Мягков Н.М. Использование аналитических моделей для расчета динамической вязкости пластовой нефти при различных термобарических условиях // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 4(43). С. 91–105. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art7>

Динамическая вязкость – важнейший показатель, характеризующий реологические свойства жидких сред при различных термобарических условиях. Качество определения этого параметра приобретает особое значение в нефтепромысловых расчетах, основанных на фундаментальных законах движения неразрывных сред. Корректное задание исходной информации о вязкостных характеристиках значительно повышает точность прикладных расчетов, связанных с процессами фильтрации, добычи, подготовки и транспорта нефтегазовых систем. На той или иной стадии перечисленных выше

технологических процессов происходят изменения не только давления и температуры, но и фазового состояния исходного пластового флюида. Более того, могут происходить процессы, связанные с образованием твердых асфальтено-смолистых или парафиновых (АСП) структур, оказывающие влияние на реологические свойства движущегося флюида. В этом случае наиболее ценными становятся экспериментальные данные, полученные при заданных термобарических условиях с помощью специализированных средств измерения.

Из числа стандартных характеристик пластовой нефти, таких как плотность, вязкость, газосодержание, объемный коэффициент, наиболее сложным для корректных расчетов представляется параметр динамической вязкости, который значительно зависит от изменения как внешних условий (давления и температуры), так и внутренней структуры флюида (условия сдвига, образования АСП-структур).

Измерения значений динамической вязкости пластовой нефти осуществляют при исследованиях глубинных и рекомбинированных проб, характеризующих углеводородную систему изучаемой залежи. Глубинные пробы отбирают непосредственно в скважинах при условиях, обеспечивающих их представительность. Рекомбинированные пробы создают в лабораториях из проб, отобранных из сепаратора, опираясь на промысловые данные о соотношении проходящих через сепаратор равновесных газовой и жидкой фаз.

Стандартный комплекс исследований, как правило, включает в себя измерения динамической вязкости нефти при трех температурах и давлениях, превышающих давление насыщения [1]. Дополнительно к стандартному комплексу измерений

зачастую проводят измерения вязкости нефти на ступенях дифференциального разгазирования. В ходе этого эксперимента при температуре, равной пластовой, ступенчато, вплоть до атмосферного, снижают давление, отводя выделившуюся газовую фазу с замером ее объема и состава. Для жидкой фазы проводят измерение основных параметров: плотности, вязкости, газосодержания, объемного коэффициента. Этот ступенчатый процесс моделирует снижение давления в залежи в ходе ее эксплуатации и обеспечивает инженеров данными для проведения соответствующих расчетов на длительный период разработки месторождения. Недостатком дифференциального разгазирования является длительность и трудоемкость выполнения измерений, но его значимость для получения информации о составе и свойствах нефти при давлениях ниже давления насыщения неоспорима.

На рис. 1 в качестве примера представлены экспериментальные данные о динамической вязкости нефти, полученные в ходе выполнения стандартного комплекса лабораторных исследований глубинной пробы пласта Дл-3 Ванкорской группы месторождений.

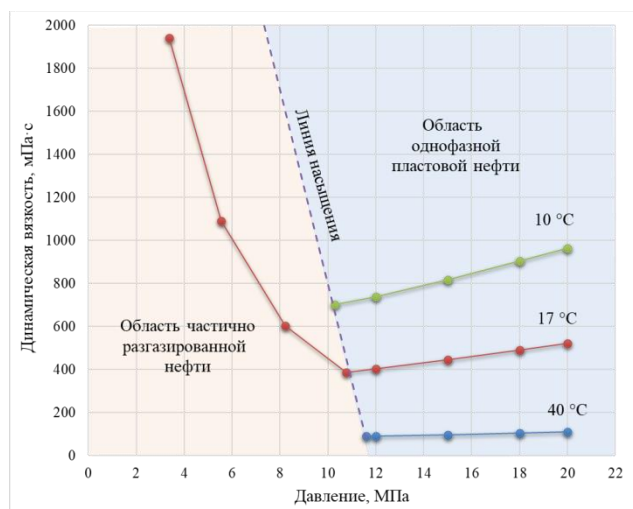


Рис. 1. Результаты измерений динамической вязкости пластовой нефти при проведении стандартных исследований глубинной пробы (на примере образца пластовой нефти Дл-3 Ванкорской группы месторождений)

Стоит отметить, что в области частичного разгазирования при снижении давления наблюдается кратное повышение вязкости, которое в первую очередь характерно именно для высоковязкой нефти. Согласно сложившейся практике, результаты подобных измерений могут использоваться в последующем для решения задач моделирования и контроля за разработкой залежей, а также в расчетах движения нефти по стволу скважины и технологическим линиям. Однако при таком подходе отсутствуют замеры в большей части двухфазной области при температурах, отличных от пластовой, и давлениях ниже давления на линии насыщения (см. рис. 1). Знание величины вязкости в не охарактеризованной данными области является не менее важным, так как при движении нефти от забоя скважины по технологическим линиям (ствол скважины, шлейфы, трубопроводы и т. д.) дегазация нефти происходит уже не при пластовой температуре, а значит, наблюдается иная динамика изменения ее состава и физических свойств.

Распространенным методом для описания изменения вязкости углеводородных флюидов являются модели, основанные на корреляционных связях параметров пластовой нефти с динамической вязкостью. Наиболее известная модель, используемая для описания изменения вязкости при различных термобарических условиях, предложена в 1964 г. в работе Лоренца, Брея и Кларка (модель LBC) [2]. Результативность и корректность расчетов на основе этой модели напрямую зависят от информации о свойствах нефти (компонентный состав, плотность), а также наличия экспериментальных данных о ее

вязкости в некотором диапазоне давлений и температур. Процесс адаптации модели заключается в подборе пяти коэффициентов, которые затем используются в гидродинамических моделях для оценки динамической вязкости в том диапазоне термобарических условий, в котором проводятся соответствующие расчеты.

Еще одна модель, основанная на принципе соответственных состояний (CSP – corresponding states principle), предложенная К. Петерсон и Фреденслундом [3] и заложенная в ряд гидродинамических симуляторов, также требует предварительной адаптации на экспериментальные данные, отсутствие которых приводит к значительным отклонениям как от фактических значений, так и от значений, рассчитанных по модели LBC.

Существенным недостатком моделей LBC и CSP является невозможность в ряде случаев воспроизвести с их помощью изменение динамической вязкости пластовой нефти в процессе ее разгазирования во всем диапазоне давлений – от начального пластового до атмосферного. Кроме того, при подготовке моделей на основе LBC необходимо в обязательном порядке контролировать корректность расчета вязкости газа, экспериментальные данные о которой, как правило, отсутствуют. Причина заключается в том, что подбираемые корреляционные коэффициенты в последующем используются для расчета вязкости как жидкой, так и газовой фазы, в результате чего при достаточно успешной адаптации на известные значения вязкости нефти очень часто наблюдается явно нефизичное поведение расчетных значений вязкости газа.

В случаях, когда отсутствует возможность качественно настроить корреляционную зависимость на экспериментальные данные во всем диапазоне давлений, для выполнения гидродинамических расчетов инженеры используют модели, которые показывают наилучшую сходимость в области высоких давлений, пренебрегая качеством адаптации в области более низких. Такой подход допустим, если большая часть гидродинамических расчетов выполняется для диапазона давлений, в котором достигается приемлемый уровень сходимости расчетных и экспериментальных данных, но и это условие выполнить удается не всегда.

Значительный интерес к развитию корреляционных связей, позволяющих оперативно и с высокой точностью определять значения динамической вязкости, связан, прежде всего, со сложностью измерений этого параметра для газонасыщенной нефти, особенно при высоких давлениях и температурах. В своей работе Ф. Хадавимогаддам с соавторами [4] приводят обзор наиболее известных корреляций и показывают, что большинство опубликованных работ основано на данных конкретных месторождений и без должного объема достоверной экспериментальной информации не могут быть экстраполированы с удовлетворительной точностью для прогнозирования вязкости новых залежей. Авторы указанной работы предлагают подход к оценке вязкости сырой нефти, основанный на методах машинного обучения, и демонстрируют высокую точность разработанных моделей.

В ранее опубликованной авторами данной статьи работе [5] была предложена эмпирическая модель динамической вязкости газонасыщенной нефти одной из залежей

Восточной Сибири в зависимости от газосодержания, давления и температуры. В работе были использованы экспериментальные данные, полученные с помощью капиллярного вискозиметра, на основе которых предложены зависимости, позволяющие рассчитать вязкость нефти в условиях низких пластовых температур (5–20 °C).

Для вывода зависимостей, лежащих в основе описанных выше типов моделей, необходимо накопить достаточный объем экспериментальной информации. Как уже было отмечено ранее, если свойства изучаемого объекта значительно отличаются от тех, что были использованы при установлении модельной зависимости, использование ее «базовых» коэффициентов может приводить к значительным ошибкам в расчетах, а зачастую и к невозможности адаптации модели на имеющиеся экспериментальные данные. По указанной причине в случаях, когда имеется возможность выполнить измерения вязкости нефти на основе собственного представительного образца, целесообразнее пользоваться аналитико-аппроксимационными моделями.

В настоящее время для измерений динамической вязкости нефти под давлением используются вискозиметры различного типа: электромагнитный, шариковый, капиллярный и другие, обладающие разными метрологическими характеристиками. Например, электромагнитный вискозиметр, используемый для измерения динамической вязкости авторами работы, основан на принципе измерения силы тока, необходимой для движения калиброванного поршня в измеряемой среде с постоянной скоростью. Заявленная в рамках аттестованной методики расширенная относительная неопределенность измерений составляет 2% [6].

Повышенный контроль достоверности определения динамической вязкости пластовой нефти также связан с возможными льготами при разработке залежей высоковязкой нефти [7, 8]. Предусмотренное статьей 343 Налогового кодекса Российской Федерации с 2017 по 2020 гг. снижение налога на добычу полезных ископаемых при разработке залежей сверхвязкой нефти в настоящее время отменено, но регулярно поднимается вопрос о возвращении соответствующих льгот. Более того, период возможного льготирования может наступить не на начальной стадии разработки месторождения, а уже после его введения в эксплуатацию, вследствие увеличения вязкости нефти в результате ее частичного разгазирования. Поэтому важно создать простой и корректный экспериментально-аналитический подход, позволяющий прогнозировать значения вязкости на любом жизненном цикле месторождения, особенно в условиях добычи высоковязкой нефти.

В рамках данной работы решается задача создания нового аналитико-аппроксимационного подхода представления экспериментальных данных, основанного исключительно на фактических замерах динамической вязкости пластовой нефти изучаемого объекта. В основу разработки и тестирования технологии положены экспериментальные измерения динамической вязкости высоковязкой газонасыщенной нефти пласта Дл-3 Ванкорской группы месторождений. Первоначально в лабораторных условиях на основе безводной нефти и попутного нефтяного газа была создана рекомбинированная модель пластовой нефти, которая была предельно насыщена газом на термобарические условия залегания пласта Дл-3 (17 °C

и 10,9 МПа). Исследования проводились в аккредитованной лаборатории с использованием электромагнитного вискозиметра Cambridge с широким диапазоном измерений динамической вязкости 0,2–10000 мПа·с.

Подготовка зависимости изменения вязкости в области однофазной пластовой нефти

Были проведены измерения вязкости при пластовой температуре (17 °C) и двух других температурах (10 и 40 °C) в области однофазной пластовой нефти (табл. 1, рис. 1). Пластовая нефть при термобарических условиях залегания характеризуется вязкостью свыше 200 мПа·с, что, потенциально позволяет отнести ее к категории, на которую могут распространяться налоговые льготы.

Таблица 1

Динамика изменения динамической вязкости нефти от давления и температуры

Давление, МПа	Динамическая вязкость, мПа·с
при T=40 °C	
20,00	109,8
18,00	105,0
15,00	97,9
12,00	92,5
11,30	91,7
при T=17 °C	
20,00	521,2
18,00	490,8
15,00	445,2
12,00	403,2
10,77	388,5
при T=10 °C	
20,00	963,5
18,00	905,9
15,00	819,5
12,00	740,7
10,29	701,8

Аппроксимационную модель, позволяющую пользователям производить расчеты в диапазоне измерений, предлагается использовать в следующем виде [9]:

$$\mu(P, T) = \sum_{i, j=-1}^1 k_{ij} P^{(i)} T^{(j)}, \quad (1)$$

где P – давление (избыточное), Па; T – температура, °C; k_{ij} – эмпирические коэффициенты для расчета динамической вязкости в однофазной области.

Данная модель может с приемлемой степенью точности воспроизводить изменения динамической вязкости пластовой нефти в зависимости от давления и температуры.

Большое количество степеней свободы модели позволяет использовать ее даже в случае нелинейного изменения динамической вязкости от термобарических условий.

Задача поиска эмпирических коэффициентов k_{ij} решается классически – методом наименьших квадратов в общем виде в следующей постановке:

$$\Omega = \sum_n \left(\mu_n^{\text{изм}}(P_n, T_n) - \mu_n^{\text{расч}}(P_n, T_n) \right)^2 \rightarrow \min \quad (2)$$

где n – индекс имеющихся замеренных данных; $\mu_n^{\text{изм}}$ – измеренное значение динамической вязкости, Па·с; $\mu_n^{\text{расч}}$ – рассчитанное по (1) значение динамической вязкости, Па·с.

Условия экстремума ищутся исходя из равенства нулю частных производных по искомым параметрам, в рассматриваемом случае – это эмпирические коэффициенты:

$$\frac{\partial \Omega}{\partial k_{ij}} = 0.$$

Частные производные по каждому искомому коэффициенту составляют систему из девяти линейных уравнений, решая которую определяют коэффициенты модели. Определенные для нефти пласта Дл-3 коэффициенты (табл. 2) позволяют пользователю рассчитывать значение динамической вязкости в интересующем диапазоне давлений и температур.

Таблица 2

Значения коэффициентов k_{ij} для расчета вязкости пластовой нефти в однофазной области согласно рассмотренному примеру 1

$\begin{matrix} i \\ j \end{matrix}$	1	2	3
1	10353,4	2841,9	355,4
2	993,8	-147,9	2,9
3	-25,0	2,7	-0,2

Рассчитанные по формуле (1) данные с учетом найденных эмпирических коэффициентов, а также результаты сравнения расчетных значений динамической вязкости с замеренными для пробы пластовой нефти в однофазной области, приведены в табл. 3.

Показано, что расчетная модель достоверно описывает замеренные значения во всем интересующем диапазоне давлений и темпе-

ратур. Максимальное отклонение экспериментальных и рассчитанных по модели (1) данных друг от друга не превышает 0,5%.

Таблица 3

**Сравнение замеренных и расчетных данных о вязкости пластовой нефти
в однофазной области согласно рассмотренному примеру 1**

Давление, МПа	Динамическая вязкость, мПа·с		Сходимость расчета и замера, %
	замер	расчет по модели (1)	
При T=40 °C			
20,00	109,8	109,9	0,1%
18,00	105,0	104,8	0,2%
15,00	97,9	97,9	0,0%
12,00	92,5	92,4	0,1%
10,29	91,7	91,8	0,1%
При T=17 °C			
20,00	521,2	523,8	0,5%
18,00	490,8	490,3	0,1%
15,00	445,2	443,3	0,4%
12,00	403,2	402,8	0,1%
10,77	388,5	389,3	0,2%
При T=10 °C			
20,00	963,5	967,4	0,4%
18,00	905,9	905,4	0,1%
15,00	819,5	817,4	0,3%
12,00	740,7	739,1	0,2%
11,61	701,8	702,3	0,1%

**Подготовка зависимости
изменения вязкости в области
частично разгазированной нефти**

При проведении технологических расчетов необходимо иметь достоверную модель реологического поведения пластовой нефти с учетом изменчивости ее состава и свойств на всем производственном цикле «пласт–скважина–сборный пункт» не только для текущих пластовых условий, но и в длительной перспективе.

Предложенный выше подход может быть также использован и для описания реологических свойств нефти при давлениях ниже давления насыщения, т. е. когда ее свойства зависят не только от давления и температуры, но и от газосодержания. Однако в этом случае потребуется

привлечение дополнительной экспериментальной информации, так как в рассматриваемой области обычно имеются данные только о значениях вязкости на линии насыщения, замеренные в ходе стандартного эксперимента дифференциального разгазирования при одной температуре (см. рис. 1).

Для обеспеченности предложенной модели фактическими данными возникает необходимость проведения дополнительных экспериментов. На первом этапе по результатам измерений PV-соотношений получают зависимость давления насыщения от температуры при различной степени разгазирования пластовой нефти. Пример такой зависимости для нефти пласта Дл-3 представлен на рис. 2.

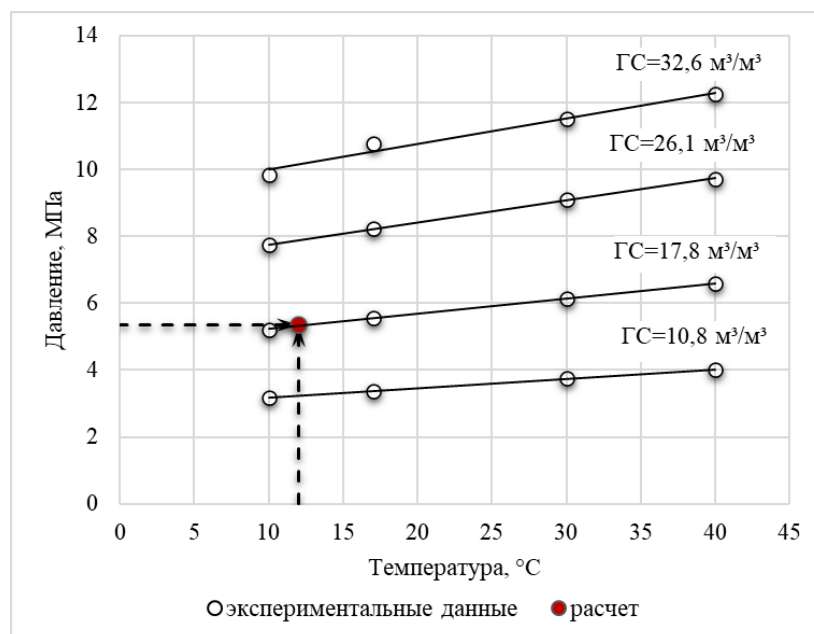


Рис. 2. Зависимость давления насыщения от температуры и степени разгазирования нефти

Используя эти данные, пользователь, имея только информацию о давлении и температуре, может оценивать степень насыщенности пластовой нефти при движении ее в технологическом

оборудовании. Так, например, при устьевом давлении 5,35 МПа и устьевой температуре 12 °С в нефти пласта Дл-3 будет растворено 17,8 м³ попутного нефтяного газа из расчета на 1 м³ дегазированной нефти.

По аналогии с (1) предложена модель для определения газосодержания нефти в зависимости от давления и температуры в следующем виде:

$$\Gamma(P, T) = \sum_{i, j=-1}^1 k'_{ij} P^{(i)} T^{(j)} \quad (3)$$

где P – давление (избыточное), Па; T – температура, °С; k'_{ij} – эмпирические коэффициенты для расчета газосодержания.

Условия экстремума также ищутся исходя из (2), заменяя в формуле параметр вязкости на газосодержание. Коэффициенты k'_{ij} , необходимые для расчета газосодержания рассматриваемой в качестве примера высоковязкой нефти представлены в табл. 4.

На следующем экспериментальном этапе проводятся замеры динамической вязкости пластовой нефти на различных степенях ее разгазирования.

Таблица 4

Значения коэффициентов k'_{ij} для расчета газосодержания пластовой нефти при различных давлениях и температурах

$i \backslash j$	1	2	3
1	2,738	-27,985	7,025
2	-0,453	4,256	2,597
3	0,008	-0,081	-0,003

Важно отметить, что некорректно проводить измерение вязкости двухфазной системы (частично дегазированной нефти и выделившегося из нее газа). Поэтому, для каждой величины газосодержания вязкость измеряется при нескольких давлениях выше давления насыщения (3–4 точки), а непосредственно

при давлении насыщения определяется методом экстраполяции полученной зависимости. Основанная на экспериментальных данных зависимость динамической вязкости от давления и температуры в условиях предельного насыщения для нефти пласта Дл-3 представлена на рис. 3.

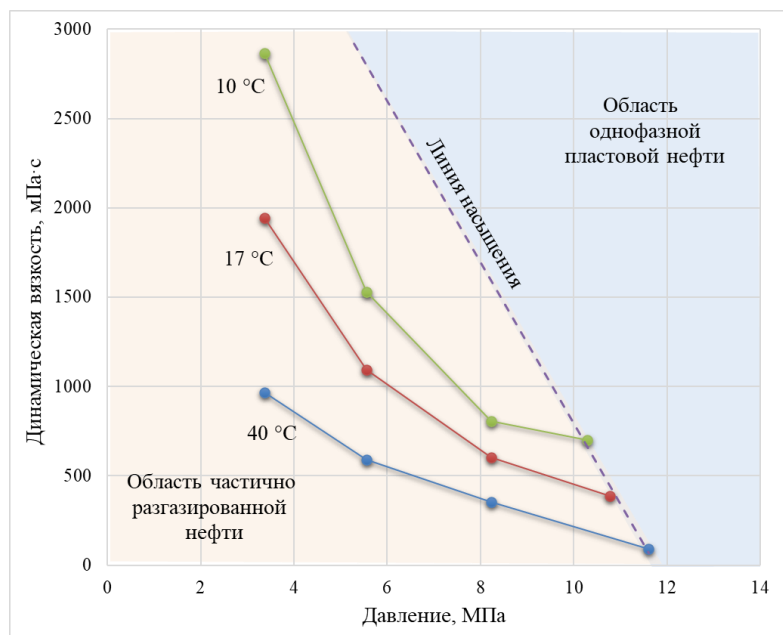


Рис. 3. Зависимость динамической вязкости нефти в области частичного разгазирования от давления и температуры

Модель для расчета динамической вязкости в условиях предельного насыщения со своими коэффициентами запишем в следующем виде:

$$\mu_{\text{чд}}(P, T) = \sum_{i,j=-1}^1 k''_{ij} P^{(i)} T^{(j)} \quad (4)$$

где P – давление (избыточное), Па; T – температура, °C; k''_{ij} – эмпирические коэффициенты для расчета динамической вязкости частично дегазированной нефти.

Значения коэффициентов для расчета вязкости предельно насыщенной нефти в двухфазной области в рассмотренном примере представлены в табл. 5. Можно видеть, что математическая модель с подобранными коэффициентами позволяет

производить расчеты с удовлетворительной точностью. Отметим, что нефть пласта Дл-3 характеризуется как тяжелая, сверхвязкая, при этом значение динамической вязкости при низких температурах превышает 1000 мПа·с.

Это значительно повышает возможные неопределенности при экспериментальных измерениях. Тем не менее при использовании полученной двухпараметрической зависимости отклонение рассчитанных и замеренных данных друг от друга в рассмотренном диапазоне температур и давлений не превышает 8%, а при пластовой температуре – 6% (табл. 6).

Таблица 5

Матрица коэффициентов k'_{ij} для расчета вязкости пластовой нефти в области частичного разгазирования согласно рассмотренному примеру 2

$\begin{matrix} i \\ j \end{matrix}$	1	2	3
1	61103,7	-2030,5	-293,4
2	6991,6	-578,4	37,615
3	-175,0	19,726	-1,074

Таблица 6

Сравнение замеренных и расчетных данных о вязкости пластовой нефти в области частичного разгазирования согласно рассмотренному примеру 2

№ замера	Газосодержание, $\text{м}^3/\text{м}^3$	Р, МПа	Т, °С	Динамическая вязкость, мПа·с		Сходимость расчета и замера, %
				замер	расчет по модели (4)	
1	32,6	9,84	10	552	545	1,2
2		10,77	17	389	367	5,7
3		11,50	30	213	224	4,8
4		12,27	40	138	128	7,6
5	26,1	7,74	10	837	863	3,1
6		8,23	17	558	580	3,7
7		9,10	30	303	321	5,6
8		9,73	40	191	193	0,9
9	17,8	5,22	10	1591	1580	0,7
10		5,55	17	1060	1020	3,9
11		6,15	30	522	533	2,1
12		6,59	40	315	307	2,7
13	10,8	3,17	10	2984	2994	0,3
14		3,37	17	1921	1903	1,0
15		3,74	30	892	939	5,0
16		4,01	40	515	488	5,6

Для сравнения точности предложенного подхода и наиболее распространенной модели Лоренца–Брея–Кларка была выполнена адаптация корреляционной зависимости LBC на экспериментально установленные для образца пласта Дл-3 значения вязкости при пластовой температуре

(17 °С). Наилучший вариант сходимости достигнут при варьировании всех пяти коэффициентов модели (см. табл. 7 и рис. 4). Можно видеть, что в рассмотренном диапазоне давлений точность воспроизведения экспериментальных данных в однофазной области составляет 1,2–24,7%, а в двухфазной – 4,8–69,5%.

Дополнительно с использованием модели LBC был произведен расчет динамической вязкости для исследованного образца нефти, основываясь только на данных о его составе (с использованием значений базовых коэффициентов). Результаты расчета также приведены в

табл. 7 и на рис. 4. Видно, что в случае отсутствия экспериментальных данных использование модели LBC действительно может приводить к значительным ошибкам в оценке величины динамической вязкости (в рассмотренном примере погрешность составляет 93–98%).

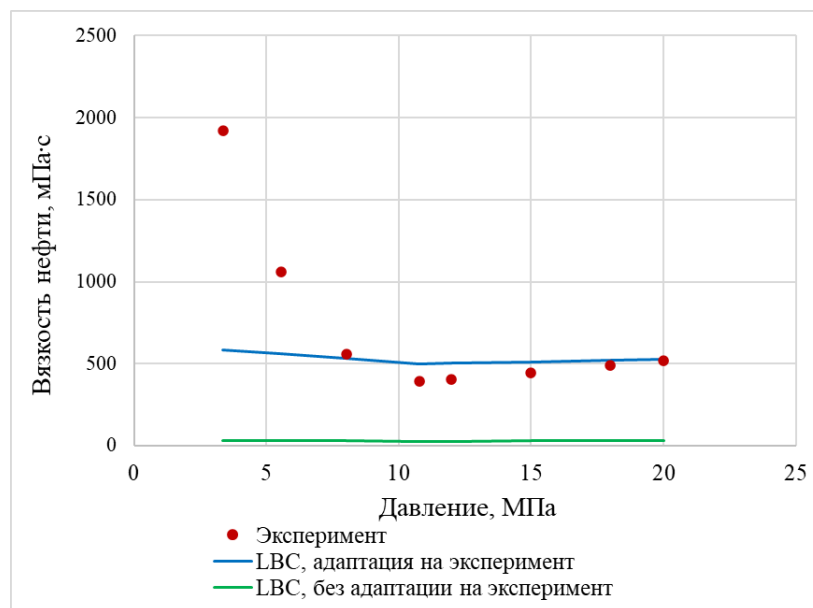


Рис. 4. Сравнение экспериментальных данных о динамической вязкости нефти при пластовой температуре и рассчитанных по модели LBC

Таблица 7

Сравнение замеренной и рассчитанной с использованием модели LBC динамической вязкости пластовой нефти

Область измерений	P, МПа	Замеренная динамическая вязкость, мПа·с	Рассчитанная динамическая вязкость без адаптации, мПа·с	Сходимость с замером, %	Рассчитанная динамическая вязкость после адаптации, мПа·с	Сходимость с замером, %
однофазная пластовая нефть	20,00	521,2	29,6	94,3	527,7	1,2
	18,00	490,8	29,2	94,1	521,7	6,3
	15,00	445,2	28,6	93,6	512,4	15,1
	12,00	403,2	27,9	93,1	503,0	24,7
частично разгазированная нефть	10,77	388,5	27,8	92,9	500,6	28,9
	8,02	558,0	29,9	94,6	531,4	4,8
	5,55	1060,0	32,0	97,0	560,7	47,1
	3,37	1921,0	33,9	98,2	586,3	69,5

В заключение необходимо отметить, что использование моделей (2)–(4) позволяет с высокой степенью достоверности производить расчеты динамической вязкости нефти при различных термобарических условиях и с учетом степени ее разгазирования. Если при подготовке предложенных аналитико-аппроксимационных зависимостей исследования проведены в области температур выше пластовой, они

могут быть успешно использованы при планировании тепловых методов снижения вязкости нефти при ее добыче и транспортировке. Кроме того, подобные параметрические зависимости в ряде случаев целесообразно получить и для других характеристик пластовой нефти, зависящих от термобарических условий и степени насыщения (например, плотности).

Литература

1. ОСТ 153-39.2-048-2003. Нефть. Типовое исследование пластовых флюидов и сепарирование нефтей. М.: ВНИИнефть, 2003. 89 с.
2. Lohrenz J., Bray B.C., Clark C.R. Calculating viscosities of reservoir fluids from their compositions // Journal of Petroleum Technology. 1964. Vol. 16, No. 10. P. 1171–1176. <https://doi.org/10.2118/915-PA>
3. Pedersen K.S., Fredenslund Aa. An improved corresponding states model for the prediction of oil and gas viscosities and thermal conductivities // Chemical Engineering Science. 1987. Vol. 42, No. 1. P. 182–186. [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(87\)80225-7](https://doi.org/10.1016/0009-2509(87)80225-7)
4. Хадавигоадам Ф., Чебышев И.С., Чапанова И.В., Хао Ю. Новый подход к оценке вязкости сырой нефти на основе метода машинного обучения // Территория Нефтегаз. 2020. № 9–10. С. 12–18.
5. Заночуев С.А., Тимшин Е.Н., Громова Е.А. Реологические характеристики газонасыщенных нефтей хамакинского горизонта Чаяндынского месторождения // Территория Нефтегаз. 2013. № 11. С. 18–21.
6. М 5.2-0029-2019 ГСИ. Пластовые флюиды. Методика измерений термодинамических характеристик пластовых флюидов на установках фазового равновесия. Тюмень, 2019.
7. Шарф И.В., Борзенкова Д.Н. Трудноизвлекаемые запасы нефти: понятие, классификационные подходы и стимулирование разработки // Фундаментальные исследования. 2015. № 2. Ч. 16. С. 3593–3597.
8. Трайзе В.В., Ткаченко Е.И., Масловских П.С., Грандов Д.В. К вопросу оценки рентабельных извлекаемых запасов залежей высоковязкой нефти // Недропользование XXI век. 2022. № 1(93). С. 50–55.
9. Громова Е.А., Заночуев С.А. Лабораторно-аналитическое сопровождение многофазной расходомерии на газоконденсатных объектах // Вести газовой науки. 2021. № 1(46). С. 53–60.

Информация об авторах

Сергей Анатольевич Заночуев – к.т.н., начальник отдела, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, sazanochuev@tnnc.rosneft.ru

Евгения Александровна Громова – к.т.н., эксперт, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия, eaгромova@tnnc.rosneft.ru

Алексей Алексеевич Гребенкин – главный специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия.

Владислав Олегович Ахмеров – специалист, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия.

Николай Михайлович Мягков – заведующий лабораторией, ООО «Тюменский нефтяной научный центр», Тюмень, Россия.

Поступила в редакцию 02.08.2023

Application of analytical models for assessment of crude oil dynamic viscosity at different thermobaric conditions

S.A. Zanochev*, E.A. Gromova, A.A. Grebenkin, V.O. Akhmerov, N.M. Myagkov

Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia

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

Abstract. The article describes author approach to application of approximating model based on experimental evidences. This model allows a user to realize assessment of crude oil dynamic viscosity applying only thermobaric conditions. The authors conduct a case study of suggested approach for the purpose of analysis of dynamic viscosity during oil production in an actual field of the Vankorskaya group. The given example presents real experimental data for viscous oil sample, on the basis of which a two-parameter numerical model of dynamic viscosity as function of gas content at different thermobaric conditions is simulated.

The benefit of suggested data display mode is the possibility of its direct incorporation in hydro-dynamic simulation for correct assessment of crude oil dynamic viscosity.

Keywords: crude oil, dynamic viscosity, gas content, differential liberation test, saturation pressure

Citation: Zanochev S.A., Gromova E.A., Grebenkin A.A., Akhmerov V.O., Myagkov N.M. Application of analytical models for assessment of crude oil dynamic viscosity at different thermobaric conditions // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 4(43). P. 91–105. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art7> (In Russ.).

References

1. OST 15-39.2-043-2003. Oil. Routine testing of the properties of reservoir oil. Moscow: VNIIneft, 2003. 89 p. (In Russ.).
2. Lohrenz J., Bray B.C., Clark C.R. Calculating viscosities of reservoir fluids from their compositions // Journal of Petroleum Technology. 1964. Vol. 16, No. 10. P. 1171–1176. <https://doi.org/10.2118/915-PA>
3. Pedersen K.S., Fredenslund Aa. An improved corresponding states model for the prediction of oil and gas viscosities and thermal conductivities // Chemical Engineering Science. 1987. Vol. 42, No. 1. P. 182–186. [https://doi.org/10.1016/0009-2509\(87\)80225-7](https://doi.org/10.1016/0009-2509(87)80225-7)
4. Hadavimogaddam F., Chebyshav I.S., Chapanova I.V., Hao Yu. A new approach to estimating crude oil viscosity based on machine learning method // Territorija Neftegaz. 2020. No. 9–10. P. 12–18. (In Russ.).
5. Zanochev S.A., Timshin E.N., Gromova E.A. Rheological characteristics of saturated oils Hamakinskiy reservoir Chayanda field // Territorija Neftegaz. 2013. No. 11. P. 18–21. (In Russ.).
6. М 5.2-0029-2019 GSI. Reservoir fluids. Technique of measurement of reservoir fluid thermodynamic properties on phase equilibrium installation. Tyumen, 2019. (In Russ.).

7. *Sharf I.V., Borzenkova L.N.* Unconventional oil: definition, classification approaches and development stimulation // *Fundamental Research*. 2015. No. 2. Part 16. P. 3593–3597. (In Russ.).
8. *Traize V.V., Tkachenko E. I., Maslovskikh P.S., Grandov L.V.* Revisiting the issue of estimating commercial reserves of highly-viscous oil // *Subsoil Use XXI Century*. 2022. No. 1(93). P. 50–55. (In Russ.).
9. *Gromova E.A., Zanochev S.A.* Laboratory-analytical provision for multiphase flow measurements at gas-condensate facilities // *Vesti Gazovoy Nauki*. 2021. No. 1(46). P. 53–60. (In Russ.).

Information about the authors

Sergey A. Zanochev – Cand. Sci. (Eng.), Head of Department, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia, sazanochev@tnnc.rosneft.ru

Evgeniya A. Gromova – Cand. Sci. (Eng.), Expert, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia, eagromova@tnnc.rosneft.ru

Aleksey A. Grebenkin – Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia.

Vladislav O. Akhmerov – Specialist, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia.

Nikolay M. Myagkov – Head of Laboratory, Tyumen Petroleum Research Center LLC, Tyumen, Russia.

Received 02.08.2023

Исследование возможностей аддитивных технологий на основе термопластичных материалов в лабораторном эксперименте и при изучении ограничения выноса песка в добывающих скважинах

В.Б. Демьяновский*, Д.А. Каушанский, А.С. Дрозд**

Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия

E-mail: *demian20@yandex.ru, **idrozd1999@gmail.com

Аннотация. В данной работе представлена возможность проектирования противопесочных фильтров в системе автоматизированного проектирования Компас-3D российской компании АСКОН, а также создание внутрипластового фильтра на основе радиационно-сшитого полиэтилена. Экспериментально исследованы фильтрационные свойства фильтров и возможность удержания песка данными моделями.

Ключевые слова: противопесочный фильтр, полиэтилен, Компас-3D, 3D-печать, вынос песка, модель, спекание

Для цитирования: Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А., Дрозд А.С. Исследование возможностей аддитивных технологий на основе термопластичных материалов в лабораторном эксперименте и при изучении ограничения выноса песка в добывающих скважинах // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 4(43). С. 106–116. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art8>

Введение

В настоящее время существует проблема выноса песка из скважины, которая обуславливается добычей из слабосцементированных коллекторов, высокой депрессией, а также загрязненностью призабойной зоны [1]. В свою очередь песок негативно влияет на темпы отбора пластового флюида и износу подземного и наземного оборудования, что ведет за собой увеличение операционных затрат [2, 3]. Для решения данной проблемы применяют фильтры различных конструкций, их можно разделить на классы: щелевые, перфорированные, каркасно-стержневые, проволочные, сетчатые и фильтр с опорным элементом [1]. Во всем этом разнообразии нет стандартного и многофункционального фильтра, поэтому их конструкции постоянно дорабатываются и появляются новые.

В данной статье речь пойдет о возможности создания внутрипластового фильтра, сформированного по аддитивной технологии из полимерных гранул, – за счет термического спекания происходит формирование проницаемого для пластовых флюидов полимерного фильтра, препятствующего поступлению песка в скважину [4].

Под аддитивной технологией, в большинстве случаев, понимается процесс изготовления деталей, который основан на создании физического объекта по электронной модели путем добавления материала, как правило, слой за слоем. Термины и определения, базовые принципы, общие требования к материалам для аддитивных технологических процессов закреплены в национальном и международных стандартах [5, 6].

Этими документами установлено требование к созданию электронной модели перед собственно процессом создания физического объекта и по этой причине термин «аддитивная технология» и 3D-печать становятся синонимами. Однако появилось устройство, названное 3D-ручкой, которое использует те же материалы, что и для 3D-печати, имеет встроенный экструдер (агрегат для формования пластичных материалов, *прим. ред.*) для подогрева филамента (термопластичной полимерной нити) как у 3D-принтера и создает объемный физический объект путем добавления материала слой за слоем, но при этом не считается 3D-принтером и для него не нужно создание электронной модели. С формальной позиции указанных стандартов 3D-ручка не использует аддитивную технологию, что выглядит нелогично. Можно привести и другие примеры, когда технологию изготовления детали формально не относят к аддитивной, но в ней физический объект создается путем добавления материала порциями. При обобщенном толковании термина «аддитивные технологии» можно расширить возможности реализации и компонентную базу для изготовления физических объектов, а не ограничиваться только специально сформированным полупродуктом для 3D-принтеров – филаментом [7].

Практика применения аддитивных технологий в лаборатории

В работе использованы 3D-принтер «Picaso», система автоматизированного проектирования 3D-моделей Компас-3D и Freecad, а также термопластичные материалы: полипропилен, фракция 0,2–0,8 мм гранулированного полиэтилена марки PE-X (сшитый ионизирующим излучением с

дозой 60 и 90 кГр), PETG, термошкаф с регулируемой температурой.

В настоящем исследовании рассмотрены возможности расширенных вариантов аддитивных технологий изготовления из термопластичных материалов изделий, которые необходимы для практического применения в лабораторной практике, а также при добыче газа.

Совместное рассмотрение лабораторного и промышленного экспериментов основывается на общем исходном материале исследований – термопластичных полимерах. Несомненно, что среди аддитивных технологий 3D-печать по цифровой модели предоставляет наибольшие возможности для лабораторного эксперимента. Теоретически в лаборатории экспериментатор может изготовить методом 3D-печати многое из применяемого в настоящее время оборудования, включая приборы для исследования, колбы, стаканы и т. п., которые традиционно приобретались от сторонних производителей. С этой точки зрения 3D-печать может возродить существовавшую ранее практику изготовления лабораторного оборудования самими экспериментаторами, т. е. «своими руками». Существенным аргументом в выборе вариантов путей приобретения оборудования являются его стоимость, доступность и ряд специфических свойств используемого термопластичного полимера. Анализ используемого оборудования в лаборатории, технике, строительстве и быту позволил сделать вывод о том, что особое положение в этих областях занимают продукты большой химии – полиэтилен и полипропилен, отличающиеся низкой стоимостью, химической инертностью, экологичностью и возможностью вторичной переработки.

Особенности применения полиэтилена и полипропилена при 3D-печати. Несмотря на схожесть химического состава, печать полиэтиленом не используется, так как печать обычным полиэтиленом не позволяет получить качественное изделие. Иначе обстоит дело с полипропиленом, который выпускается также в виде расходных материалов для 3D-принтеров, хотя и уступает по популярности таким полимерам как PLA, PETG, ABS. В свою очередь, популярные пластики не обладают такой химической инертностью, какой обладают изделия из полипропилена. По этой причине изделие, полученное в лабораторных условиях, может быть использовано также в промышленных условиях.

В лабораторных условиях возможна реализации «полимерной экосистемы», в которой реализуется кругооборот пластика и расширяется база компонентов для аддитивных технологий, включающих не только 3D-печать. Одна из таких технологий, рассматриваемая ниже, – это создание внутрислоевого фильтра. Также перспективно использовать в лаборатории совмещенные технологии, предполагающие совмещение в одном изделии элементов, полученных по разным аддитивным технологиям. Примером этого могут быть фрагменты лабораторной установки для гидродинамических исследований, изготовленные из стандартных фитингов и кранов из полипропилена и переходников, изготовленных по технологии 3D-печати тоже из полипропилена и скрепленных методом термической сварки. Лабораторное применение полипропилена в данном случае позволяет повысить надежность герметизации трубопроводных коммуникаций за счет отказа от традиционных резьбовых соединений из металла.

Изготовление противопесочных фильтров из термопластичных материалов в лаборатории и на газовой скважине

На многих газовых месторождениях существует проблема выноса песка в скважину. Существует два подхода к ее решению. Первый состоит в установке в скважину противопесочного фильтра. Наиболее эффективными устройствами для решения проблем с выносом песка считаются гравийные фильтры, но их недостатком являются высокие затраты на установку и эксплуатацию. Кроме того, установка фильтров в скважине не позволяет проводить стандартные геофизические исследования скважины без его демонтажа.

Второй подход к ограничению выноса песка состоит в укреплении породы в призабойной зоне скважины скрепляющими химическими реагентами при сохранении проницаемости породы для газа и создание, таким образом, внутрислоевого фильтра. Одним из достоинств этого подхода является сохранение пространства скважины для ее исследования.

Возможности 3D-проектирования и 3D-печати позволяют спроектировать и изготовить геометрические аналоги гравийных фильтров из термопластичных материалов по технологии FDM FFF.

Однако, создание фильтров за пределами скважины – в призабойной зоне нельзя выполнить методом 3D-печати. При этом следует отметить, что существует возможность заполнения призабойной зоны или ее части проницаемой структурой из термопластичного материала, выполняющей функции внутрислоевого фильтра. Эти структуры можно рассматривать одновременно и аналогом технологии укрепления призабойной зоны, в которой создается искусственный коллектор с более высокими механическими свойствами, чем у пластовой породы.

Указанная возможность реализована в технологии ИПНГ РАН, разработанной по аддитивной технологии в расширенной интерпретации с применением термопластичных полимеров. Технология имеет много общих черт с технологией 3D-печати, так как использует одни и те же материалы, и температурный профиль формования фильтров в обоих случаях имеет близкие значения температуры. Предполагается, что технологическая схема создания внутрипластового фильтра будет включать стадию приготовления суспензии полимера в жидкости-носителе для транспортировки гранул полимера с поверхности на забой скважины и в пласт [4]. В простом случае предполагается в качестве носителя использовать воду, но при этом необходимо учитывать всплытие гранул полимера в воде и образование суспензии с большой концентрацией полимера.

Исследование структуры лабораторных образцов фильтрующих материалов, изготовленных методом 3D-печати по цифровой модели фиктивного грунта из массива сферических элементов миллиметрового диапазона, и образца фильтрующего материала, полученного спеканием гранул термопластичного материала, показало принципиальную возможность получения фильтрующего материала методом спекания из полимерных гранул. В процессе работы установлено, что при спекании полимерных гранул имеется риск полного расплавления гранул и образования сплошного массива полимера, который не является фильтром. Для снижения отмеченного риска было решено использовать опыт, полученный в производстве сшитого гранулированного полимера под маркой «Темпоскрин», в котором сшитая структура макромолекул обеспечивается обработкой гранул полимера ионизирующим излучением [8].

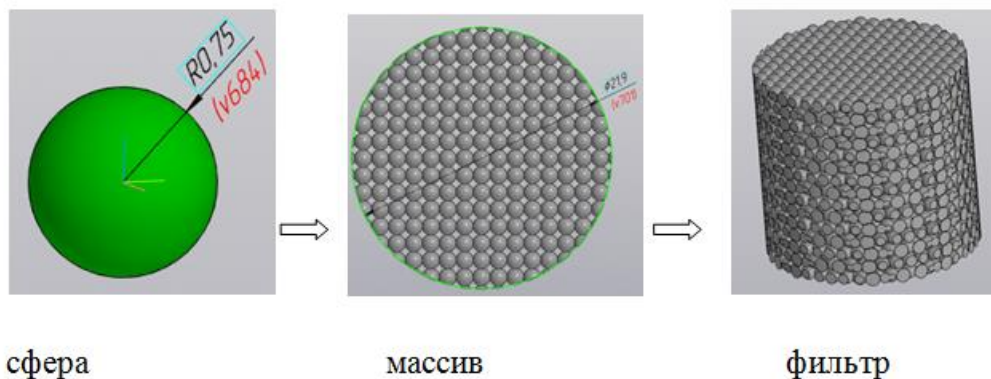
Среди разных типов термопластичных материалов выбор был остановлен на полиэтилене, так как он наиболее эффективно поддается сшиванию под действие ионизирующего излучения, но может быть приготовлен и другим способом, и в товарном виде выпускается в виде гранул различного размера. Сшитый полиэтилен обладает повышенной термической стабильностью и по этой причине находит достаточно широкое применение в других областях и маркируется индексом PE-X [9].

Исследования по приготовлению фильтров из термопластичных материалов были проведены в двух направлениях. Первое направление предполагало изготовление материала фильтра по технологии 3D-печати полимерной нитью. Второе направление исследовало возможность приготовления фильтра из термопластичного материала методом спекания при температурах, близких к температурам экструзии полимера в 3D-принтере. В качестве цифровой модели материала фильтра была использована модель фиктивного грунта, спроектированная в системе автоматизированного проектирования Компас-3D. Сама модель представляла собой массив шаров диаметром 1,5 мм, упакованный в кубическую решетку с зацеплением между шарами на 0,1 мм, материал печати – пластик PETG, температура экструдера 3D-принтера – 220 °C.

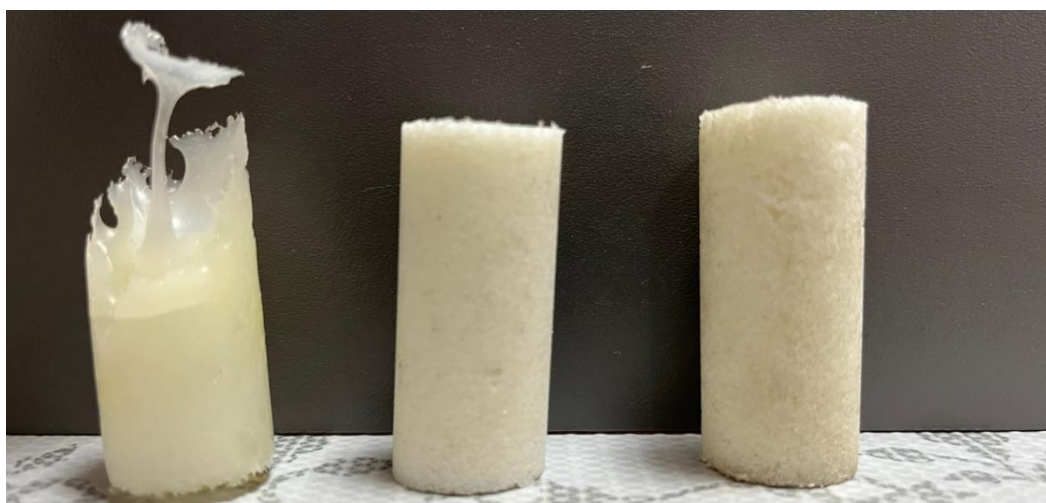
По второму направлению приготовление фильтров произведено методом спекания гранул сшитого полиэтилена диаметром 0,2–0,8 мм спеканием в цилиндрическом контейнере диаметром 22 мм в термическом шкафу с регулируемой температурой при 120–140 °C в течение 2-х часов.

Кроме сшитого полимера в качестве контрольного образца исследован фильтр из гранул несшитого полиэтилена.

Результаты исследований и образцов полученных фильтров представлены на рис. 1.



а



б

Рис. 1. Создание и вид образцов фильтров, изготовленных по технологии 3D-печати: а – проектирование в системе Компас-3D; б – методом спекания гранул полиэтилена, несшитого и сшитого дозой 60 и 90 кГр

Проницаемость и пескоудерживающие свойства материалов фильтров испытывали на установке, представленной на рис. 2. Установка представляет собой гидродинамическую цепь в виде U-образной трубки из прозрачного материала с включением в одно из ее колен испытуемого образца цилиндрической формы диаметром 25 мм. Трубка заполнялась водой до середины высоты. В колена трубки вставлены входной и выходной

патрубки циркуляционного перистальтического насоса с регулируемой скоростью. В процессе циркуляции воды измеряли скорость циркуляции и перепад уровней воды в коленах трубки. Эти данные использовались для расчета проницаемости по уравнению Дарси. Определение пескоудержания проводилось на той же установке на фильтре с добавлением слоя стандартного песка [10].

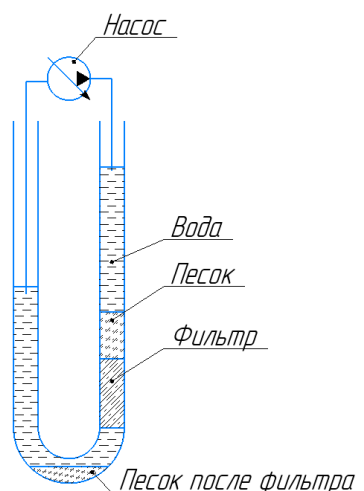


Рис. 2. Лабораторная установка для изучения фильтрационных и фильтрующих свойств фильтров

Результаты лабораторных испытаний образцов фильтров, полученных методом 3D-печати и методом спекания гранул полимера, проведенные на установке рис. 2, сведены в табл. 1. Из таблицы видно, что обе технологии позволяют получить фильтры со сходными параметрами как по проницаемости, так и по удержанию песка при фильтрации флюида.

Дополнительная информация была получена при микроскопическом исследовании структуры фильтров, полученных по рассмотренным технологиям (рис. 3).

Таблица 1

Свойства фильтров, изготовленных по технологии 3D-печати и спекания гранул полимера

Размер гранул, мм	Проницаемость, Д	Технология	Материал	Удержание песка, %
1	35,3	3D-печать	PETG	100
1,5	130,9	3D-печать	PETG	98
2	202,8	3D-печать	PETG	86
0,2–0,8	97,6	Спекание гранул	PE-X (60 кГр)	100
0,2–0,8	92,7	Спекание гранул	PE-X (60 кГр)	100
0,2–0,8	89,5	Спекание гранул	PE-X (90 кГр)	100
0,2–0,8	95,1	Спекание гранул	PE-X (90 кГр)	100

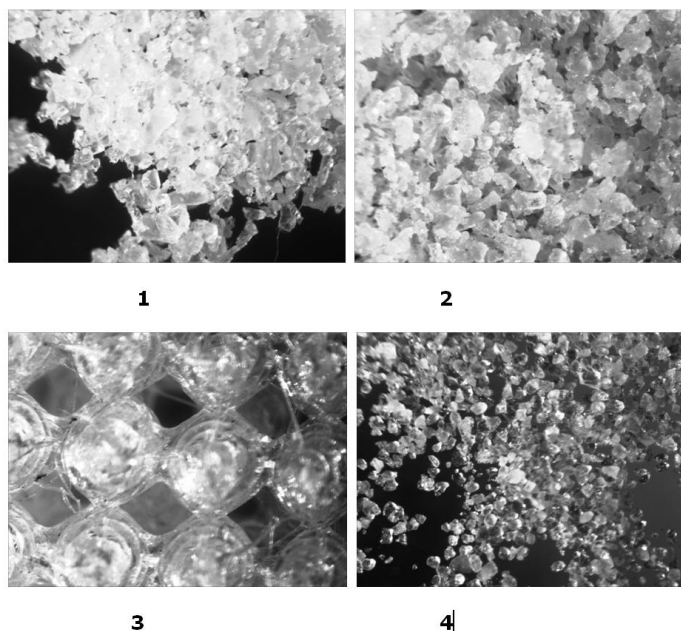


Рис. 3. Микрофотографии в формате 7×4 мм структур: 1 – фильтра из гранул полиэтилена, 2 – массива гранул полиэтилена, 3 – фильтра, изготовленного методом 3D-печати по модели фиктивного грунта из сфер диаметром 1,5 мм, 4 – кварцевого песка фракции 0,2–0,4

По микрофотографиям установлено, что при использовании метода 3D-печати модели фиктивного грунта на стандартном принтере минимальный размер структурных сферических элементов ограничивается 1 мм. Структура фильтра, полученного методом спекания, сохраняет форму исходных гранул полимера. Размер пор близок к размеру частиц кварцевого песка размером 0,2–0,4 мм.

Оценка технической возможности реализации технологии создания внутрипластового фильтра

Полученные лабораторные результаты позволили подобрать материалы для фильтров и температурные режимы их применения. При реализации технологии на реальной скважине, кроме проведенных лабораторных исследований, необходимо выполнить следующие условия:

1. Обосновать выбор скважин и объемы закачки гранул на основе геолого-технического анализа работы скважины;
2. Приготовить сшитый полиэтилен в гранулах;

3. Подобрать жидкость–носитель для гранул полиэтилена;

4. Выбрать технологическое оборудование для приготовления и закачки суспензии в скважину;

5. Выбрать оборудование для временной термической обработки массива гранул в пластовых условиях.

Технология предполагает наличие в призабойной зоне скважины свободного пространства (каверн) и заполнение его полностью или частично искусственным фильтром. Признаком наличия свободного пространства является отрицательный скин-фактор, определяемый при гидродинамических испытаниях [11].

В качестве исходных материалов можно выбрать промышленные гранулы стандартных размеров 3–4 мм и порошкообразный полиэтилен, используемый в технологии ротационного формования с размером гранул 0,2–0,8 мм. Принципиальная схема создания внутрипластового фильтра представлена на рис. 4.

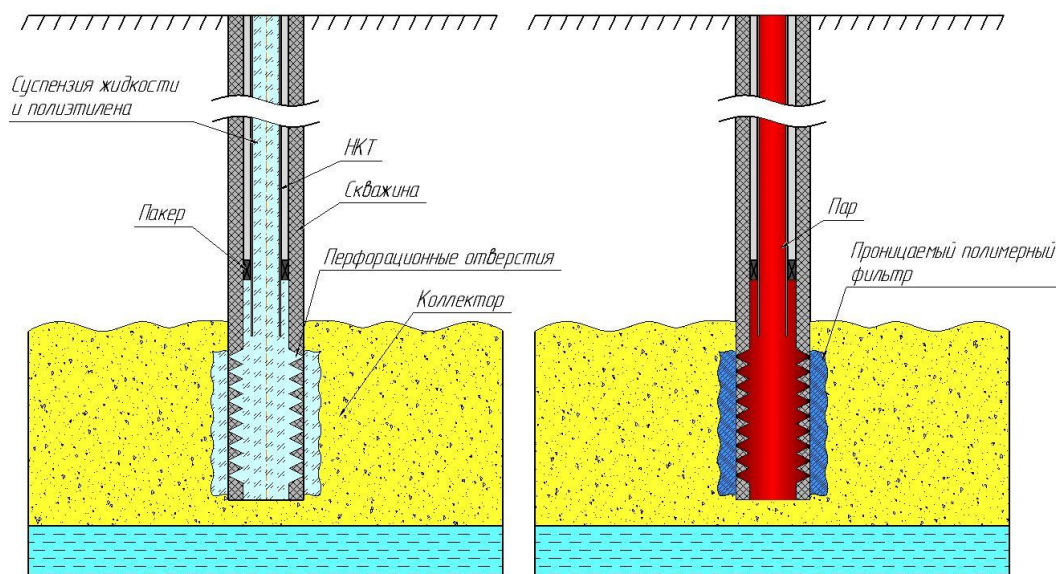


Рис. 4. Схема создания внутрипластового фильтра

Указанную схему предлагается реализовать по следующим этапам:

1. Доставка оборудования (ЦА-320 м, ППУ, технологических емкостей) и обвязка этого оборудования со скважиной.
2. Приготовление суспензии полимера и закачка полимера в призабойную зону.
3. Обработка гранул полимера в призабойной зоне до температур 140–150 °С
4. Охлаждение полимера водой до пластовой температуры.

5. Пуск скважины в эксплуатацию.

Выводы

Исследована возможность применения аддитивных технологий для лабораторных исследований и создания внутрискважинного фильтра из сшитого полиэтилена. Предложена вероятная технологическая схема реализации технологии с привязкой к стандартному промышленному оборудованию.

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. Малуков В.П., Старовойтова Ю.И. Совершенствование технологий ограничения выноса частиц породы при разработке месторождений углеводородов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). 2018. №3. С. 61–68. <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2018-3-0-61-68>
2. Емельянов Д.В. Проблемы с выносом механических примесей и пути решения при эксплуатации на месторождениях ОАО «Удмуртнефть» // Инженерная практика. 2010. № 2. С. 49–55.
3. Камалетдинов Р.С., Лазарев А.Б. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями // Инженерная практика. 2010. № 2. С. 6–13.
4. Демьяновский В.Б., Каушанский Д.А. Пат. RU 2784877 С1. Способ ограничения выноса песка в добывающие скважины. № 2022105377; Заявл. 01.03.2022; Опубл. 30.11.2022 // Изобретения. Полезные модели. 2022. Бюл. № 34. 6 с. <http://www1.fips.ru>
5. ГОСТ Р 57558-2017/ISO/ASTM 52900:2015. Аддитивные технологические процессы. Базовые принципы. Часть 1. Термины и определения. М.: Стандартинформ, 2017. 12 с.
6. ГОСТ Р 57558-2017/ISO/ASTM 52900:2015. Аддитивные технологические процессы. Базовые принципы. Часть 2. Материалы для аддитивных технологических процессов. Общие требования. М.: Стандартинформ, 2017. 8 с.
7. ГОСТ Р 59100-2020. Пластмассы. Филаменты для аддитивных технологий. Общие технические требования. М.: Стандартинформ, 2020. 8 с.

8. *Каушанский Д.А., Демьяновский В.Б.* А.с. SU 1669404 А3. Добавка к закачиваемой в пласт воде «Темпоскрин» и способ получения добавки. № 4713456/03; Заявл. 03.04.1989; Опубл. 10.06.1999 // Изобретения. Полезные модели. 1999. Бюл. № 16. <http://www1.fips.ru>
9. ГОСТ Р 59112-2020 (ИСО 10147:2011). Трубы и фитинги из сшитого полиэтилена (РЕ-Х). Оценка степени сшивки по содержанию гель-фракции. М.: Стандартиформ, 2020. 6 с.
10. ГОСТ 22551-77. Песок кварцевый. Молотые песчаник, кварцит и жильный кварц для стекольной промышленности. Технические условия. М.: Издательство стандартов, 1979. 14 с.
11. *Dusseault M.B., Waterloo A.S., Tronvoll J.* et al. Skin self-cleaning in high-rate oil wells using sand management // SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 23–24 February 2000. Paper SPE-58786-MS. <https://doi.org/10.2118/58786-MS>

Информация об авторах

Владимир Борисович Демьяновский – к.х.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, demian20@yandex.ru

Давид Аронович Каушанский – к.т.н., заведующий лабораторией, ведущий научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, dak@ipng

Александр Сергеевич Дрозд – ведущий инженер, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия, idrozd1999@gmail.com

Поступила в редакцию 01.12.2023

Study of the possibilities of additive technologies based on thermoplastic materials in a laboratory experiment and in studying the limitation of sand production in production wells

V.B. Demyanovskiy*, D.A. Kaushanskiy, A.S. Drozd**

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

E-mail: *demian20@yandex.ru, **idrozd1999@gmail.com

Abstract. This paper presents the possibility of designing sand filters using the Compass-3D computer-aided design system of the Russian company ASCON, as well as creating an in-situ filter based on radiation cross-linked polyethylene. The filtration properties of filters and the possibility of sand retention by these models are experimentally studied.

Keywords: sand filter, polyethylene, Kompas-3D, 3D printing, sand removal, model, sintering

Citation: Demyanovskiy V.B., Kaushanskiy D.A., Drozd A.S. Study of the possibilities of additive technologies based on thermoplastic materials in a laboratory experiment and in studying the limitation of sand production in production wells // Actual Problems of Oil and Gas. 2023. Iss. 4(43). P. 106–116. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-43.art8> (In Russ.).

References

1. Malyukov V.P., Starovoitova Yu.I. Improving technologies that limit production of solids in hydrocarbon recovery // Mining Information and Analytical Bulletin. 2018. No. 3. P. 61–68. <https://doi.org/10.25018/0236-1493-2018-3-0-61-68> (In Russ.).
2. Emelyanov D.V. Problems with the removal of mechanical impurities and solutions during operation at the fields of Udmurtneft OJSC // Engineering Practice. 2010. No. 2. P. 49–55. (In Russ.).
3. Kamaletdinov R.S., Lazarev A.B. Review of existing methods for combating mechanical impurities // Engineering Practice. 2010. No. 2. P. 6–13. (In Russ.).
4. Demyanovskiy V.B., Kaushanskiy D.A. Pat. RU 2784877 C1. Method for limiting sand production in production wells. No. 2022105377; Appl. 01.03.2022; Publ. 30.11.2022 // Inventions. Utility models. 2022. Bull. No. 34. 6 p. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).
5. GOST R 57558-2017/ISO/ASTM 52900:2015. Additive manufacturing processes. General principles. Part 1. Terms and definitions. Moscow: Standardinform, 2017. 12 p. (In Russ.).
6. GOST R 57558-2017/ISO/ASTM 52900:2015. Additive processes. Basic principles. Part 2. Materials for additive manufacturing processes. General requirements. Moscow: Standartinform, 2017. 8 p. (In Russ.).
7. GOST R 59100-2020. Plastics. Filaments for additive technologies. General technical requirements. Moscow: Standartinform, 2020. 8 p. (In Russ.).
8. Kaushanskiy D.A., Demyanovskiy V.B. A.c. SU 1669404 A3. Additive to the water injected into the formation Temposcreen and a method for obtaining an additive. No. 4713456/03; Appl. 03.04.1989; Publ. 10.06.1999 // Inventions. Utility models. 1999. Bull. No. 16. <http://www1.fips.ru> (In Russ.).

9. GOST R 59112-2020 (ISO 10147:2011). Pipes and fittings made of crosslinked polyethylene (PE-X). Estimation of the degree of crosslinking by determination of the gel content. Moscow: Standartinform, 2020. 6 p. (In Russ.).
10. GOST 22551-77. Quartz sand. Ground sandstone, quartzite and veiny quartz for glass industry. Specifications. Moscow: Standards Publishing House, 1979. 14 p. (In Russ.).
11. *Dusseault M.B., Waterloo A.S., Tronvoll J.* et al. Skin self-cleaning in high-rate oil wells using sand management // SPE International Symposium on Formation Damage Control, Lafayette, Louisiana, USA, 23–24 February 2000. Paper SPE-58786-MS. <https://doi.org/10.2118/58786-MS>

Information about the authors

Vladimir B. Demyanovskiy – Cand. Sci. (Chem.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, d_surnachev@mail.ru

David A. Kaushanskiy – Cand. Sci. (Eng.), Head of the Laboratory, Leading Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, dak@ipng

Aleksandr S. Drozd – Leading Engineer, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia, idrozd1999@gmail.com

Received 01.12.2023