

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

# ГЕОРЕСУРСЫ

ISSN 1608-5043 (Print)  
ISSN 1608-5078 (Online)

Т. 24. № 4. 2022

[www.geors.ru](http://www.geors.ru)

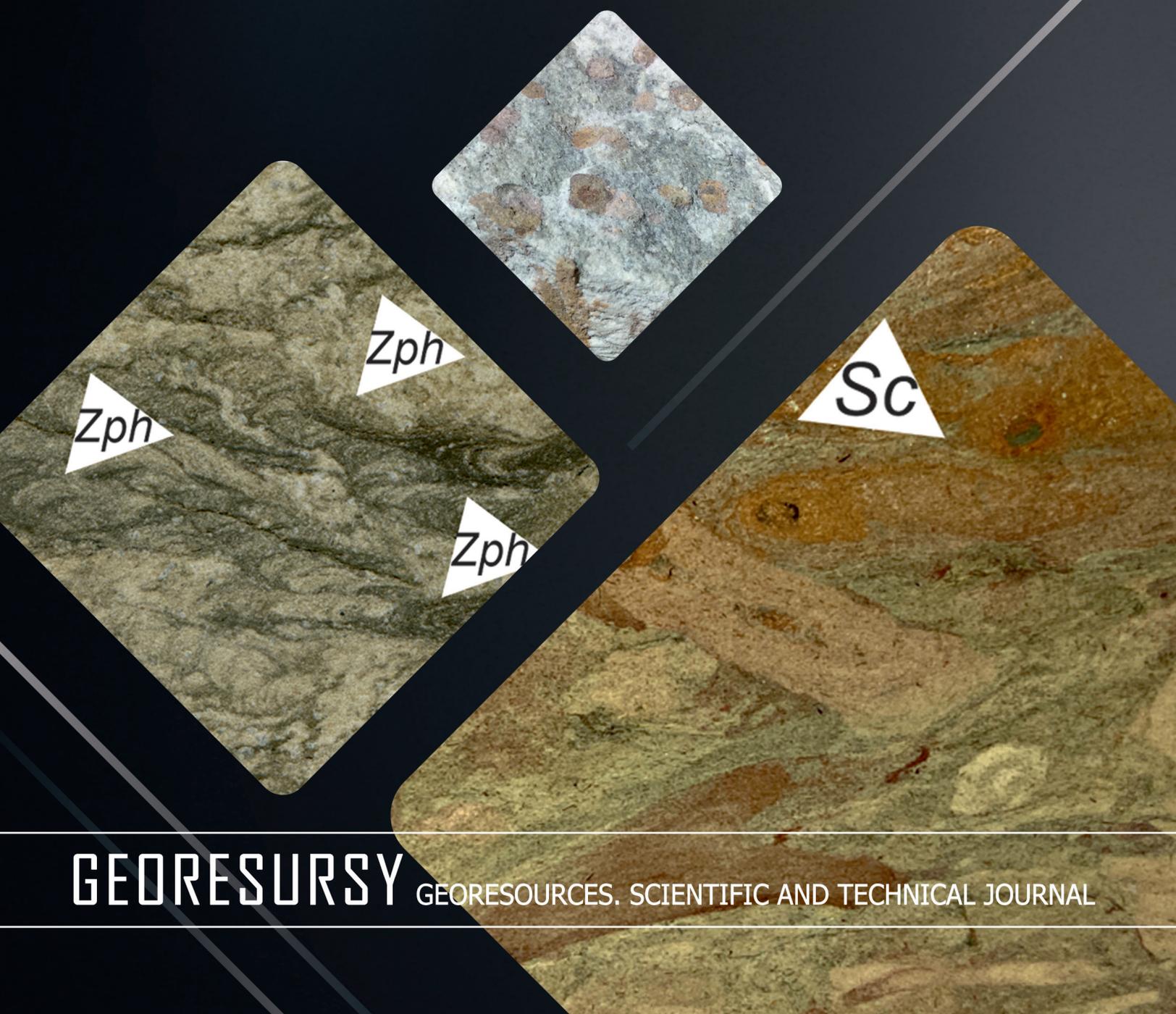
## В НОМЕРЕ:

- Какой классификацией пользоваться при формировании отечественной системы независимой экспертизы ресурсов углеводородного сырья?.....4

*Д.П. Забродин, Е.А. Титков*

- Модель осадконакопления пашийского горизонта (терригенная толща девона) Южно-Татарского свода Волго-Уральской нефтегазоносной провинции.....12

*В.В. Силантьев, М.Ф. Валидов и др.*



**GEORESURSY**

GEORESOURCES. SCIENTIFIC AND TECHNICAL JOURNAL

## Георесурсы России на фоне внешних и внутренних перемен

К удивлению многих, экономика страны продемонстрировала завидную устойчивость к внешним санкционным шокам. Масштабы падения оказались намного меньше ожидаемых, а в каких-то отраслях промышленности результаты даже вышли на прежние уровни, как например нефтедобыча. Отчасти, этот феномен объясняется тем, что многие предприятия двигались «по инерции» на складских запасах материалов и оборудования, а также из-за ажиотажной скупки георесурсов в преддверии тотальных ограничений.

Однако описанные выше факты никак не могут обнадеживать, поскольку прошедшие три месяца четвертого квартала 2022 года в полной мере показали нам окончательное прощание с богатыми, дисциплинированными, многочисленными, но, как оказалось, недружественными европейскими покупателями наших георесурсов, а также полное осознание того, что десятилетиями выстраиваемые взаимные рыночные связи окончательно оборвались и ушли в небытие.

Причем не только по причине санкционных ограничений с их недружественной стороны, но и односторонних действий с нашей стороны. Например, поставок природного газа.

Одновременно увеличились объемы продаж нашего геосырья в Китай, Индию, Турцию и ряд других стран. Особо следует обозначить, что величина их «дружественности» оказалась прямо пропорциональна уровню дисконтирования рыночных цен на наши природные ресурсы.

Теперь уже можно признать, что эмбарго 5 декабря на покупку сырой нефти странами Большой семерки (G7) и согласованный потолок цен на нефть начали работать на сокращение добычи нефти в РФ. Окончательная величина сокращения до конца не ясна, т.к. следующее эмбарго на российские нефтепродукты, как влияющий фактор, начнется 5 февраля следующего года. Но есть ощущение, что профицит добычи окажется еще достаточно болезненным, т.к. еще только будет налаживаться переориентация потоков нефти из недружественных стран на азиатские рынки. Кроме того, какими морскими путями будет доставляться нефть и на чем, а также, кто будет страховать эти перевозки, также еще предстоит выяснить. Первый квартал 2023 года многое прояснит.

Для другой отрасли – российской угледобычи – характерно постшоковое состояние, т.к. ограничения на поставки угля начались в августе, и сейчас ситуация стабилизировалась в том плане, что отрасль переварила эмбарго и приспособилась к новой реальности, и хуже ситуация уже, надеюсь, не будет развиваться.

В качестве решающей ответной меры, позволяющей диверсифицировать поставки своих ресурсов, стала провозглашенная в ранг государственной политики их скорейшая продажа дружественным странам, таким как Китай, Индия и другие. Об этом, в частности, было заявлено на прошедшем в Москве XX форуме «Газ России 2022 – поворот на Восток». Однако в ходе дискуссий на форуме очередной раз подтвердилось, что нам еще только предстоит выяснить, а нужны ли этим странам наши ресурсы и, если – да, то в каких объемах? Наступившая мировая рецессия также не вселяет оптимизма.

### **И уже по традиции, о позитивных новостях.**

На прошедшей в ноябре в г. Ханты-Мансийск XXVI научно-практической конференции «Пути реализации нефтегазового потенциала Западной Сибири» была подтверждена устойчивость нефтедобычи в ХМАО-Югре в 2022 году на уровне 222 млн т (правда в устном виде) и желание сохранять этот уровень добычи последующие года. Что, конечно, не может не радовать. Следует добавить, что уровень добычи напрямую зависит от объемов эксплуатационного бурения, а вот эта информация за 2022 год, к сожалению, пока недоступна, и соответственно, сделать выводы о причинах такого благополучия, пока невозможно.

Уходящий год был аномальным по насыщенности новостями – изменение налогового режима для нефтегазодобывающих предприятий; продолжающаяся на глазах меняющаяся международная экономико-политическая конъюнктура; уплата спецналога Газпромом; курс на технологический суверенитет; закрытие статистики по многим отраслям промышленности и многое другое. Некоторые можно лишь констатировать, т.к. определить их положительные или отрицательные последствия без длительного наблюдения невозможно.

Желаю авторам и читателям журнала «Георесурсы» в 2023 году новых интересных статей.

*Искренне ваш,  
к.г.-м.н., директор по геологоразведке ООО «ПЕТРОГЕКО»,  
Главный редактор научно-технического журнала «Георесурсы»  
Соколов А.В.*

Журнал «Георесурсы» – рецензируемое научно-техническое издание. Издаётся с 1999 года.

Журнал включен/индексируется в:

- Scopus
- Web of Science (ESCI)
- Ядро РИНЦ
- Второй квартал Q2 по данным SCImago (SJR) (в 2021 г. по направлениям «Геология» и «Геофизика»)
- Журнал включен в Перечень ВАК

## Главный редактор

**А.В. Соколов**, ООО «ПЕТРОГЕКО»  
Нижневартовск, Россия

## Редакционная коллегия

**А.В. Лаломов**, Институт геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, Москва, Россия  
**Д.К. Нургалиев**, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия  
**Л.М. Ситдикова**, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия  
**К.О. Соборнов**, ООО «Северо-Запад», Москва, Россия  
**А.В. Ступакова**, Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия  
**М.Г. Храменков**, Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия  
**М.Д. Хуторской**, Геологический институт РАН, Москва, Россия  
**В. Burganov**, Department of Physics, ETH Zurich, Zurich, Switzerland  
**T. Koning**, Independent Consultant, Calgary, Canada  
**N. Vandenberghe**, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

Полнотекстовая электронная версия журнала в открытом доступе: [www.geors.ru](http://www.geors.ru), [elibrary.ru](http://elibrary.ru)

## Редакция

Заместитель Главного редактора – Ответственный секретарь:  
**Д.А. Христофорова**  
Технический редактор: А.В. Николаев; специалист по компьютерной верстке: И.С. Абросимова; специалист по переводу: А.В. Муравьев; веб-редактор: А.П. Сабиров

## Адрес редакции и издателя

Россия, 420087, Казань, ул. Аметьевская магистраль, д. 18, корп. 2, к. 3. Тел: +7 927 0390530. E-mail: mail@geors.ru

Учредитель: Д.А. Христофорова

Издатель: ООО «Георесурсы»

Свидетельство о регистрации СМИ:  
ПИ № ФС77-79665 от 27 ноября 2020 г., выдано Федеральной службой по надзору в сфере связи, информационных технологий и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Периодичность выпуска журнала: 4 раза в год

Дата выхода в свет 20.12.2022. Тираж 1000. Свободная цена.  
Отпечатано в АО «Издательский Дом «Казанская Недвижимость».  
Россия, 420029, Казань, ул. Сибирский тракт, д.34, корп. 4, оф. 324

При цитировании ссылка на журнал «Георесурсы» обязательна

© 2022 Научно-технический журнал «Георесурсы»  
Под изданием ООО «Георесурсы»

Материалы журнала доступны под лицензией  
Creative Commons Attribution 4.0 License  
(<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

## Содержание

**Какой классификацией пользоваться при формировании отечественной системы независимой экспертизы ресурсов углеводородного сырья?..... 4**  
*Д.П. Забродин, Е.А. Титков*

## Геология, поиск и разведка месторождений нефти и газа

**Модель осадконакопления пашийского горизонта (терригенная толща девона) Южно-Татарского свода Волго-Уральской нефтегазоносной провинции ..... 12**  
*В.В. Силантьев, М.Ф. Валидов, Д.Н. Мифтахутдинова, В.П. Морозов, Б.Г. Ганиев, А.А. Лутфуллин, К.Д. Шуматбаев, Р.М. Хабитов, Н.Г. Нургалиева, З.А. Толоконникова, В.А. Судаков, А.В. Смирнова, К.А. Голод, А.А. Леонтьев, Р.Р. Шамсиев, М.В. Нойкин, В.Е. Косарев*

**Геологические предпосылки поиска пород с повышенными коллекторскими свойствами в отложениях доманикового типа на территории Республики Татарстан ..... 40**  
*В.П. Морозов, А.С. Хаюзкин, Э.А. Королев, А.Н. Кольчугин, А.Н. Мухамедьярова, Е.В. Морозова, А.А. Ескин, Н.А. Назимов, Ф.М. Газеева, Н.С. Захарова*

## Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

**Локализация и разработка остаточных запасов нефти с использованием геохимических исследований на основе нейросетевых алгоритмов ..... 50**  
*В.А. Судаков, Р.И. Сафуанов, А.Н. Козлов, Т.М. Порываев, А.А. Заикин, Р.А. Зинюков, А.А. Лутфуллин, И.З. Фархутдинов, И.З. Туляков*

**Геомеханические и литологические характеристики отложений верейского горизонта среднего карбона в связи с прогнозированием применения технологии гидроразрыва пласта, на примере Ивинского месторождения юго-востока Татарстана ..... 65**  
*А.Н. Кольчугин, Э.Р. Зиганишин, В.П. Морозов, Е.С. Быстров, Э.А. Королев, С.И. Гильфанов*

**Факторы, влияющие на применимость и подбор трассера в односкважинном трассерном тесте ..... 75**  
*А.Р. Мухутдинова, А.В. Болотов, О.В. Аникин, М.А. Варфоломеев*



## Информация от Издателя

### «Белый список» научных изданий от Минобрнауки РФ

Межведомственная рабочая группа Министерства науки и высшего образования России, в состав которой вошли представители РАН, Российского центра научной информации (РЦНИ), крупнейших отечественных вузов и научных организаций, провела отбор и утвердила перечень авторитетных научных изданий – «Белый список».

В ноябре 2022 года «Белый список» научных журналов опубликован на сайте РЦНИ: <https://journalrank.rcsi.science/>. В него вошли издания, публикации в которых будут учитываться при оценке результативности научных организаций и отдельных коллективов. В «Белый список» вошло порядка 30040 журналов (из всех стран), индексируемых как в зарубежных базах данных WoS и Scopus, так и в российском Russian Science Citation Index (RSCI).

Журнал Георесурсы включен в Scopus и Web of Science (ESCI) и, соответственно, включен в «Белый список».

Отдельно необходимо уточнить про работу Высшей аттестационной комиссии по ранжированию Перечня ВАК. В Информационном письме ВАК при Минобрнауки России от 6 декабря 2022 № 02-1198 «О категорировании Перечня рецензируемых научных изданий» указано:

«Обращаем внимание, что на основании рекомендации ВАК журналы, входящие в международные базы данных Web of Science, Scopus, MathSciNet, Chemical Abstracts, Springer или GeoRef и перечень журналов RSCI, приравниваются к изданиям категории K1...».

## Содержание

### Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

**Выбор и адаптация комплексных технологий обработки призабойной зоны для условий нагнетательных скважин месторождений Республики Татарстан** ..... 91  
*А.А. Лутфуллин, Э.М. Абусалимов, А.Е. Фоломеев, А.Р. Хатмуллин, А.Р. Шарифуллин, М.Р. Ситдиков*

### Геохимические и геофизические исследования

**Применение компьютерной томографии и ЯМР для рок-типизации сложнопостроенных терригенных резервуаров** ..... 102  
*А.А. Чистяков, Е.В. Швалюк, А.А. Калугин*

**Прогноз распространения зон выщелачивания в карбонатных коллекторах** ..... 117  
*А.А. Чистяков, К.О. Зудина, А.Р. Давлетишина, Е.В. Швалюк, В.Е. Баранов*

**Регулирование процесса выработки запасов углеводородов на основе динамического трассерного мониторинга профиля притока горизонтальных скважин** ..... 126  
*К.Н. Овчинников, Ю.А. Котенёв, Ш.Х. Султанов, А.В. Чибисов, Д.Ю. Чудинова*

**Построение геологической модели повышенного разрешения по данным наземной сейсморазведки** ..... 138  
*А.Э. Шумейко, В.А. Цыганков*

### Персоналии

**Ксения Ивановна Багринцева. Учитель, наставник, учёный** ..... 148  
*Р.С. Сауткин*

### Георесурсы и филателия

**Георесурсы и филателия: уголь** ..... 153  
*В.В. Соколов*

### Дорогому коллеге и другу!

Многие ученые приходят к определенному рубежу своей жизни с большим списком выполненных дел, набором регалий и, конечно же, с законной гордостью по этому поводу и заслуженным уважением окружающих.

У некоторых ученых длинный список дел, которые еще только впереди и его предстоит выполнить.

И лишь немногие ученые могут похвастаться тем, что им уже есть и чем гордиться, и главное, есть понимание, что новых научных задач впереди еще больше!

В этом плане, профессор Ступакова А.В. – тот самый редкий вид счастливого ученого, у которого список предстоящих задач намного длиннее, чем выполненных.

Умение поставить вопросы и организовать исследования, особый дар, который выпадает лишь на долю избранных.

Следует также сказать, что отличие школы профессора Ступаковой А.В. – это не только новые перспективные, молодые, ученые и будущие аспиранты, но и заметная широта поставленных задач, решение которых дает мощный импульс в понимании генезиса нефти и газа, оптимизации процесса поиска и разведки месторождений УВ.

Причем основные прорывы в решении задач Антонина Васильевна видит на стыке разных геодисциплин, в обычной жизни сложно «стыкуемых» между собой в силу разного характера исследований – от микро до макро уровня. И главным «цементом», связующим эти данные, используется цифровизация всего процесса познания. Уверен, что коллектив молодых, дерзких, и в то же время, нежных исследователей, которых ведет за собой профессор Ступакова А.В., обязательно решит сложнейшую задачу комплексирования.

Редакция журнала «Георесурсы» и лично Главный редактор, присоединяется к большому коллективу поздравляющих Антонину Васильевну Ступакову с Юбилеем и благодарит ее за радость дружбы и общения с ней, желает многих лет плодотворной научной работы.

*Главный редактор научно-технического журнала «Георесурсы»  
Соколов А.В.*

### Глубокоуважаемая Антонина Васильевна!

Поздравляем Вас с 60-летним Юбилеем! Всю свою трудовую деятельность Вы посвятили Московскому государственному университету, в котором Вы с ловкостью совмещаете преподавательскую, научную, производственную и административную деятельность.

С 2012 года Вы возглавили кафедру геологии и геохимии горючих ископаемых нефти и газа, которую сами закончили в 1985 году, выбрав профессию геолога по стопам своего отца. Ваша неиссякаемая энергия способствует активному развитию кафедры и всей нефтяной геологии в стенах МГУ, а наш коллектив уверенно укрепляет свои позиции в самых разных и актуальных времени направлениях.

Сегодня на базе Вашей родной кафедры создан Институт Перспективных исследований нефти и газа. Под Вашим руководством активно развиваются фундаментальные идеи, заложенные основателями кафедрами, которые Вы способны быстро адаптировать к постоянным изменениям в сфере экономики. Вы назначены координатором кластера «Геотех» – нового инновационного научно-технического центра МГУ «Воробьевы горы», где развиваются междисциплинарные взаимодействия с ведущими коллективами по математике, кибернетике, физике, химии, биологии, экологии для разработки новых технологий в нефтегазовой индустрии страны.

Опыт и география Вашей деятельности обширна и охватывает как труднодоступные регионы Арктики, так и сухопутные нефтегазоносные регионы России и СНГ. Особое внимание Вы всегда уделяли шельфовым проектам, именно Вы стали крестной матерью научно-исследовательского судна геофизической разведки «Вячеслав Тихонов», которое предназначено для проведения геологоразведочных работ на континентальном шельфе, прежде всего, в сложных климатических условиях Арктических и субарктических морей. Знания и накопленный опыт при решении реальных производственных задач Вы из года в год передаете молодому поколению. Под Вашим руководством защищено 13 кандидатских диссертаций. Ваш девиз: «научить учиться», помочь развить в каждом человеке способность мыслить, не бояться подходить к решению задач творчески и избегать шаблонов. Потребность нефтегазовой отрасли в цифровизации послужило локомотивом для создания нового научно-образовательного центра ПАО «НК «Роснефть» по цифровым технологиям. Это смелое решение в купе с колоссальными усилиями привело к тому, что с 2021 года кафедра помимо подготовки традиционных геологов-нефтяников, выпускает магистров по направлению «Цифровизация в сфере геологии горючих ископаемых».

Стратегические вопросы подготовки региональных кадров активно развиваются Вами в рамках научно-образовательных консорциумов «Вернадский». Вы стали одним из первых координаторов в области энергетического сектора по работе с Красноярским краем, Западно-Сибирскими регионами, Кемерово, развивая идею руководства Университета и Страны, объединяя МГУ, региональные вузы и научно-исследовательские институты с социально-ориентированным бизнесом.

Антонина Васильевна, Вы создали научную школу по подготовке кадров, кафедра под Вашим руководством стремительно развивается, покоряет новые научные вершины и решает сложнейшие фундаментальные и прикладные вопросы в области геологии нефти и газа. Делитесь опытом и энергией со своими сотрудниками и учениками, передавайте свои знания молодому поколению и оставайтесь в геологическом строю ещё много лет.

Мы искренне поздравляем Вас с Юбилеем, желаем новых научных открытий, творческих успехов, удачи, твёрдости духа, счастья и благополучия родным и близким!

*Коллектив кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых  
Геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова*



## Какой классификацией пользоваться при формировании отечественной системы независимой экспертизы ресурсов углеводородного сырья?

Д.П. Забродин\*, Е.А. Титков  
ООО «ФДП Инжиниринг», Москва, Россия

Авторы подчеркивают необходимость при оценке запасов и ресурсов нефти и газа учитывать объективно присущие нефтегазовой промышленности неопределенность, условность и шансы. Отмечается, что действующая в России система подсчета и государственного учета запасов как минимум не учитывает их в полной мере, равно как не удовлетворяет запросам бизнеса и финансовых структур, поскольку заложенные в ней принципы не соответствуют общепринятым мировым стандартам.

Авторы приходят к выводу, что единственным разумным выбором для начинающего формироваться в России института независимой оценки (аудита) запасов углеводородов является применение широко используемой в мире классификации SPE-PRMS.

**Ключевые слова:** оценка запасов и ресурсов, неопределенность, условность, шансы, общепринятая система подсчета и учета ресурсов, классификация SPE-PRMS

**Для цитирования:** Забродин Д.П., Титков Е.А. (2022). Какой классификацией пользоваться при формировании отечественной системы независимой экспертизы ресурсов углеводородного сырья? *Георесурсы*, 24(4), с. 4–11. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.1>

В отличие от большинства других отраслей промышленности, где перспективы производства продукции можно просчитать довольно уверенно, прогнозирование результатов деятельности в области геологоразведки и нефтегазодобычи сталкивается со значительными сложностями. И если предстоящие капитальные, эксплуатационные и прочие издержки, связанные с поисками, разведкой и разработкой месторождения, можно оценить довольно точно, то планируемые объемы добычи углеводородов (УВ), ожидаемые за счет сделанных инвестиций, вовсе не гарантированы. Связано это с рядом объективно существующих обстоятельств, которые рассмотрены ниже.

Главной, имманентно присущей нефтегазодобывающей отрасли неопределенностью является невозможность абсолютно точно посчитать объемы УВ, находящиеся в недрах, и потенциально извлекаемые объемы УВ. Соответственно, всем «игрокам» в отрасли пришлось с течением времени договариваться между собой об общепринятой системе подсчета и учета ресурсов УВ.

Как результат, общепринятым в мире стандартом такого учета и подсчета, равно как и подготовки отчетов по ресурсам нефти и газа для добывающих компаний, регуляторов рынка ценных бумаг, финансовых аналитиков, правительственных агентств и специализированных консультационных фирм является система управления ресурсами углеводородов Petroleum Resources Management

System, обозначаемая как SPE-PRMS (Petroleum Resources Management System. <https://www.spe.org/en/industry/petroleum-resources-management-system-2018>; Система управления ресурсами углеводородов (на русском языке). [https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem\\_V1.01\\_RUS-FINAL.pdf](https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem_V1.01_RUS-FINAL.pdf)). Принципы и подходы оценки ресурсов УВ, реализованные в SPE-PRMS, основаны на учете таких важнейших обстоятельств, как неопределенность, условность и риски (шансы) (Забродин, 2009, 2019).

**Неопределенность.** Следует признать, что на протяжении всего жизненного цикла месторождений от стадии поисков и разведки до завершения их эксплуатации прогнозные оценки извлекаемых количеств УВ неизбежно изменяются в некотором диапазоне (от минимальной до максимальной). Этот диапазон наиболее широк на ранних этапах и сужается по мере освоения месторождения, получения и накопления геолого-технологической и иной сопутствующей информации (рис. 1).

Главные неопределенности, объективно сопутствующие оценке объемов УВ, потенциально извлекаемых из недр, связаны с:

1. геологическим строением залежей (присутствие и свойства пород-коллекторов, неоднородность, наличие и геометрия разломов и т. д.),
2. объемом и качеством имеющейся геологической и инженерной информации (в том числе касающейся ожидаемой эффективности применяемой технологии разработки и геолого-технологических мероприятий),
3. коммерческими условиями разработки (намерение реализовать проект, обеспеченность финансированием, наличие и доступность рынка, цены

\* Ответственный автор: Дмитрий Павлович Забродин  
e-mail: [d\\_zabrodin@fdp.ru](mailto:d_zabrodin@fdp.ru)

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

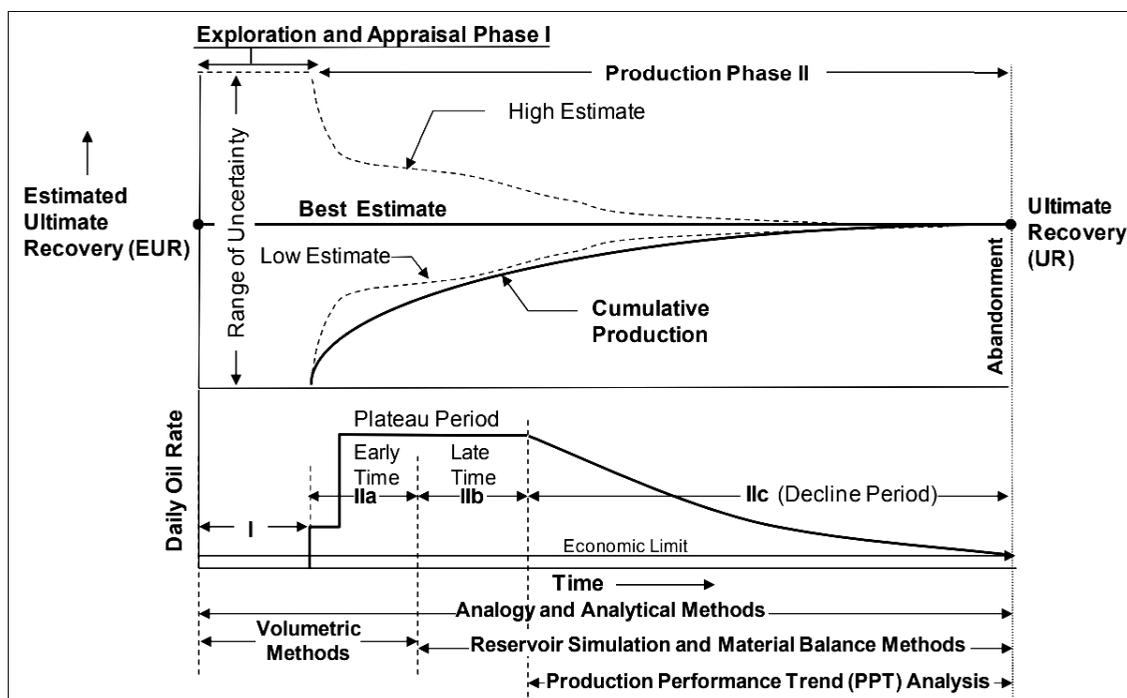


Рис. 1. Изменение диапазона неопределенности в извлекаемых объемах УВ на разных этапах существования месторождения, применяемые методы оценки (Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. [https://www.spe.org/industry/docs/PRMS\\_Guidelines\\_Nov2011.pdf](https://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf))

реализации продукции, налогообложение и т. д.), и наконец,

#### 4. профессионализмом и опытом оценщика.

Подсчет и государственный учет запасов в РФ, проводимые уполномоченными на то органами – Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых (ГКЗ) и Центральной комиссией по разработке месторождений полезных ископаемых (ЦКР) – выполняются в соответствии с поставленными перед ними задачами. Однако эти задачи существенно отличаются от тех, которые обусловлены бизнес-интересами компаний и инвесторов, занимающихся добычей УВ.

Так, значения коэффициентов извлечения и соответствующие им объемы извлекаемых запасов УВ, подлежащие государственному учету, «... рассчитываются и учитываются по каждой залежи в эксплуатационном объекте по рекомендуемому экономически обоснованному варианту разработки, обеспечивающему рациональное извлечение запасов нефти, газа и конденсата при соблюдении требований охраны недр и окружающей среды, правил ведения горных работ»<sup>1</sup>. В проектно-технологических документах на разработку «... предлагаются мероприятия, направленные на достижение максимально возможных рентабельных коэффициентов извлечения УВС, использования попутного газа и прочих попутных полезных ископаемых, извлекаемых при добыче нефти и/или газа»<sup>1</sup>.

В результате рассматриваются и ставятся на Госбаланс определенные однозначно (с единственным детерминированным результатом) значения объемов УВ в пласте, технологически достижимых и «рентабельных» коэффициентов извлечения и извлекаемых запасов каждого открытого

месторождения. Причем эти показатели становятся как бы его «паспортной характеристикой». Тем самым создается риск введения в заблуждение потенциального инвестора, поскольку на самом деле по мере освоения и эксплуатации месторождения они могут претерпевать и претерпевают те или иные изменения. Это, в первую очередь, касается объема извлекаемых запасов. Как показывает практика, зачастую официально утвержденные объемы геологических запасов не подтверждаются, как не достигаются проектные уровни добычи и полнота извлечения УВ. Кроме того, в последнее время компаниям приходится сокращать добычу, что чаще всего выполняется путем остановки менее рентабельных, малодобитных или высоко-обводненных скважин и объектов. Вследствие этого возникает необходимость пересчитать запасы и/или пересмотреть проектно-технологические документы на разработку с целью «приведения их в соответствие» с фактическим положением дел.

Следует признать, что в некоторой степени неопределенность в оценках объемов УВ в пласте учитывается ГКЗ путем назначения категорий запасов (без количественного выражения вероятности их подтверждения). В то же время неопределенность в прогнозной величине коэффициентов извлечения попросту не рассматривается.

О проблемах, сопутствующих государственному учету запасов и регулированию разработки месторождений нефти и газа в России, указывалось во многих публикациях. Глубокое обобщение некоторых из таких публикаций дано в работе (Розман и др., 2020). В частности, отмечается, что при проектировании разработки месторождений «не используются современные методы учета неопределенности исходной геолого-физической и стоимостной информации». И это при том, что возможность оценки запасов углеводородов вероятностным методом была предусмотрена действующими нормативными документами

<sup>1</sup>Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов (2016). Нормативно-методическая документация. М.: ЕСОЭН, 320 с.

Российской Федерации<sup>2</sup>. На основании собственного многолетнего опыта экспертизы проектных документов на разработку месторождений, авторы статьи (Розман и др., 2020) констатируют, что в проектах намеренно, исходя из интересов недропользователя, может как завышаться, так и занижаться величина извлекаемых запасов, а значит, и их экономическая ценность.

Некоторые накопившиеся проблемы в традиционных подходах к проектированию разработки месторождений и обоснованию извлекаемых запасов также рассматриваются в статье А.В. Соколова (Соколов, 2020). В частности, обсуждаются возможные шаги по их пересмотру с целью «обеспечить прозрачность и простоту в отношении действий контрольных и надзорных органов, а также улучшить процессы оценки капитализации компаний, выполняемых на основе международного аудита и стандартов отчетности». Предлагается ввести дополнительную категорию для тех запасов, существование которых возможно ниже принятой отметки запасов B2/C2 по разрезу и за пределами их границы по площади, что отчасти сходно с подходом, реализованным в SPE-PRMS. Отмечается целесообразность при рассмотрении подсчета запасов, когда мнения ГКЗ и компании расходятся, появления третьей стороны – независимой экспертизы, хотя перспективность последней и ставится под сомнение с точки зрения привлечения инвестиций в нефтегазовый сектор.

В противоположность детерминированному, вероятностный подход, лежащий в основе системы SPE-PRMS, позволяет выполнить более реалистичную и объективную рыночную оценку объектов нефтегазовой собственности. Вместо однозначных значений каждого сомножителя, входящего в формулу объемного расчета, и получения соответствующих однозначных величин запасов он предусматривает использование обоснованных вероятных диапазонов подсчетных параметров, благодаря чему рассчитывается диапазон прогнозных оценок запасов. Этот диапазон обычно характеризуют наименьшим (пессимистичным), оптимальным и наибольшим (оптимистичным) значениями в совокупности с вероятностью их реализации. Данные три отсечки обозначаются как P90, P50 и P10, соответственно.

В этом заключено принципиальное отличие ресурсной оценки по SPE-PRMS от той, которая выполняется согласно российской классификации. Оценка по SPE-PRMS имеет целью определить не максимально возможные коэффициенты извлечения и соответствующие им извлекаемые объемы УВ, а дать независимые реалистичные технико-экономические прогнозы по трем вероятным сценариям развития событий, основанным на геологической информации об объекте и учитывающим технико-экономические условия, которые существуют на момент выполнения оценки и прогнозируются на рассматриваемую перспективу.

**Условность.** Еще один важный фактор, который не принимается во внимание в явном виде российской

классификацией. С ним связан отдельный ресурсный класс SPE-PRMS – Условные Ресурсы (см. определения в Приложении). Именно в класс Условных Ресурсов может отходить при оценке по SPE-PRMS некоторая часть тех извлекаемых объемов УВ, которые поставлены на российский Госбаланс как запасы.

Условность проявляется тогда, когда результат известен, но зависит от других условий, которые могут быть или не быть выполнены. Примеры: зависимость рентабельности проекта от изменяющихся цен на добываемую продукцию и налогообложения, отсутствие добычной лицензии или намерения приступить к добыче, зависимость от наличия транспортной инфраструктуры для вывода продукции на рынок и собственно рынка (восточносибирские месторождения до сооружения магистральных нефте- и газопроводов не имели Запасов по SPE-PRMS), сокращение добычи в связи с решениями ОПЕК+ и так далее.

Условные Ресурсы разделяются на экономически эффективные и экономически неэффективные. Важно, что в ситуации, когда устранены ограничения для перемещения оцененных извлекаемых количеств УВ в класс Запасы, а новых технических данных не получено, распределение объемов технически извлекаемых ресурсов и границы между категориями P90, P50 и P10 изменяться не должны.

В действующей российской классификации запасов отсутствует класс извлекаемых УВ, соответствующий Условным Ресурсам SPE-PRMS.

**Шансы (Риски)** предполагают, что существует некоторая вероятность того, что данный результат будет или не будет достигнут (варианты ответа – да/нет). В документе SPE-PRMS указывается, что этот термин не является синонимом понятия Неопределенность, и далее, поскольку Риск обычно предполагает отрицательный результат, при описании вероятности реализации некоторого конкретного события в целом более предпочтительно применять термин Шансы. Согласно SPE-PRMS оцениваются следующие показатели:

- Шансы на геологическое открытие, P<sub>g</sub> – это шансы на то, что в прогнозируемом скоплении произойдет открытие значительного количества УВ;
- Шансы на ввод в разработку, P<sub>d</sub> – это шансы на то, что известная залежь будет введена в коммерческую разработку;
- Шансы на коммерческую реализацию проекта, P<sub>c</sub> – это шансы на то, что проект достигнет стадии коммерческой реализации.

Указывается, что для назначения класса Запасы должна иметься высокая степень уверенности в достижении проектом стадии коммерческой реализации, P<sub>c</sub>. Для класса Условные Ресурсы P<sub>c</sub> = P<sub>d</sub>, а для класса Перспективные Ресурсы P<sub>c</sub> равно произведению P<sub>g</sub> на P<sub>d</sub>.

В российской классификации запасов понятие Шансов отсутствует, тогда как их определение и учет является одним из этапов независимой оценки ресурсов по SPE-PRMS.

Наиболее яркий пример учета Шансов – вероятностная оценка неоткрытых Перспективных ресурсов, которую выполняют как без учета риска P<sub>g</sub>, так и с его учетом. В большинстве случаев вероятностный анализ требует,

<sup>1</sup> Например, приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 28.12.2015 № 564 «Об утверждении требований к составу и правилам оформления представляемых на государственную экспертизу материалов по подсчету запасов нефти и горючих газов».

чтобы были корректно заданы распределения соответствующих параметров и свойств пласта и ожидаемой полноты извлечения УВ, которые вводятся в программу моделирования по методу Монте-Карло (например, в программу Crystal Ball®). Результатом расчетов являются распределения геологических и извлекаемых ресурсов, полученные при заданных переменных и ограничениях.

В отличие от объемных параметров, которые используются в вероятностных расчетах в виде непрерывных распределений, геологический риск вводится в модель Монте-Карло как двоичное распределение вероятности достижения успеха (результат «да» или «нет»). Этот подход можно трактовать следующим образом. В случае, если получается результат «да», бурение скважины будет успешным, то есть она откроет залежь с геологическими свойствами, которые охарактеризованы заданными распределениями объемных параметров. Если получается результат «нет», то бурение скважины неудачно, и она не открывает прогнозируемой залежи.

Одним из вариантов учета риска  $P_g$  является рассмотрение следующих факторов: Риск наличия ловушки, Риск наличия породы-коллектора, Риск наличия нефтематеринских пород, Риск геологической синхронизации и наличия путей миграции. Каждый фактор оценивается экспертно как дробное число в диапазоне от 0 до 1 (чем выше значение, тем выше шансы на успех). Общий геологический риск  $P_g$  вычисляется как произведение этих четырех факторов. Здесь важно обратить внимание на то факт, что в ситуации, когда по каждому фактору ожидается равная вероятность успеха и неуспеха (каждый фактор оценивается в 0,5), общий риск  $P_g$  составит всего 6,25 % ( $0,5 * 0,5 * 0,5 * 0,5 = 0,0625$ ). Соответственно, в данном случае традиционные отсечки P90, P50 и P10 на итоговом вероятностном распределении извлекаемых ресурсов окажутся равными нулю, а первой ненулевой отсечкой будет P6. То есть, в данном случае вероятность успеха составит всего около 6% или, иначе говоря, следует быть готовым к тому, что из ста пробуренных поисковых скважин только шесть попадут в залежь с прогнозируемыми геологическими параметрами. Такое предостережение оказывается нелишним при принятии соответствующих инвестиционных решений.

Следует иметь в виду, что здесь понятие успеха связано исключительно с вероятностью того, что пробуренная скважина откроет прогнозируемую залежь. Но это вовсе не означает, что залежь будет введена в разработку, и будет получен коммерческий или экономический успех. Вероятности этих событий рассматриваются в SPE-PRMS отдельно с помощью шансов  $P_d$  и  $P_c$  и зависят от ряда дополнительных факторов.

Как специалистам, почти 30 лет занимающимся независимой оценкой запасов и ресурсов по международным стандартам, авторам хотелось бы высказать следующий ряд соображений относительно состояния и перспектив формирования отечественной системы независимой экспертизы ресурсов УВ.

1. В настоящее время в Российской Федерации наблюдается наложение двух тенденций в области пользования углеводородными ресурсами – одна общемировая, вторая страновая – своего рода «идеальный шторм». Общемировая тенденция

состоит в ухудшении качества и потенциала извлечения разведываемых ресурсов, их смещения в более труднодоступные географические регионы и геологические горизонты, что обуславливает повышенные требования к технике и технологии добычи и, соответственно, драматически увеличивает себестоимость такой добычи. Страновая тенденция явила себя миру в полной мере в 2022 году, когда страна в результате известных событий почти в полной мере и на неопределенное время лишилась доступа к наилучшим современным техникам и технологиями в нефтегазовой сфере, равно как и к источникам долгосрочного и конкурентного по стоимости финансирования (прежде всего коммерческого).

2. Не будучи в состоянии повлиять каким-либо заметным образом ни на одну из вышеобозначенных тенденций, что должны делать и что могут предложить специалисты в области подсчета и оценки запасов и ресурсов УВ, своего рода скромные счетоводы (или по-английски bean-counters – исходно «счетчики фасолинок») в структуре могущественного нефтегазового комплекса?
3. Как известно, российское государство, в лице соответствующих министерств и ведомств, еще до наступления описанного выше «идеального шторма», уверенно, но мучительно и не с первого раза, перевело национальную систему подсчета запасов УВ на новую «Классификацию запасов и ресурсов нефти и горючих газов», вступившую в силу 01.01.2016. Затем данная Классификация была (по не до конца понятной авторам методологии и, главное, на не совсем ясном уровне качества исполнения) гармонизирована с «Рамочной классификацией Организации Объединенных Наций ископаемых энергетических и минеральных запасов и ресурсов» 2009 года (РК ООН). После этого 03.10.2016 устами в то время главы Минприроды РФ С.Е. Донского было заявлено, что «это первый в мире документ, связавший рамочную классификацию ООН и национальную систему классификации запасов и ресурсов углеводородов» (<https://neftegaz.ru/news/gosreg/216211-s-donskoy-rossiyskaya-klassifikatsiya-zapasov-i-resursov-nefti-i-gaza-garmonizirovana-s-onn/>).
4. По мнению авторов, описанное выше «знаковое» событие обладало всеми признаками «неуловимого Джо» из известного советского анекдота. Свидетельствуем, что за без малого 30 лет работы по независимой международной оценке запасов УВ нам приходилось иметь дело с отчетами по оценке (или аудиту) запасов, выполненными в соответствии с различными страновыми или международными (т.е., признаваемыми экспертным сообществом и инстанциями более чем одной страны) классификациями – от известных всем и каждому системы SPE-PRMS, классификации Комиссии по ценным бумагам и биржам США (SEC) или канадской системы NI 51-101 до изолированного Национального стандарта Китайской Народной Республики по классификации нефтегазовых ресурсов/запасов (China

- Classifications for Petroleum Resources/Reserves (CCPR)) или еще более экзотических Кодекса отчетности Южно-Африканской Республики по нефтяным и газовым ресурсам (SAMOG Code) или Австралазийского Кодекса отчетности по технической оценке и определению стоимости месторождений (VALMIN Code). Отчетов, подготовленных на основе РК ООН, мы не встречали.
5. Однако, как говорит в Новом завете апостол Матфей «Кесарю кесарево, а Божие Богу» (Матф. 22:21). Пусть наши государственные структуры и дальше гармонизирует введенную ими классификацию, служащую в первую очередь удовлетворению нужд и потребностей их самих, с РК ООН. Но что нужно и потребно в этом аспекте прочим участникам процесса изучения и освоения недр, а именно – нефтегазовым компаниям?
  6. Тут хотелось бы вспомнить еще одну древнюю мудрость, приписываемую императору Цинь Шихуанди, объединившему Китай примерно в 200 году до н. э. – «Пусть расцветают сто цветов, пусть соперничают сто школ» – и затем использованную Мао Цзэдуном для своей программы усиления гласности и критики, провозглашенной в 1957 году и, увы, закончившейся совсем не теми результатами, которыми можно было бы гордиться. Но сам принцип Цинь Шихуанди видится нам совершенно замечательным и полностью применимым к предмету нашего анализа.
  7. По нашему мнению, классификация запасов и ресурсов УВ сырья, которая в наибольшей мере была бы полезна и удобна нефтегазовым компаниям Российской Федерации, должна обладать следующими характеристиками:
    - 7.1. Быть наиболее широко применяемой в мире, в той мере, в какой это вообще возможно.
    - 7.2. Быть свободной от привязки к какой-либо одной стране и, значит, не зависимой от регулирующих/контролирующих органов данной страны.
    - 7.3. Иметь максимально длительную историю существования и применения, равно как доказанную историю эффективной и, насколько возможно, быстрой и небюрократичной адаптации/изменения в соответствии с меняющимися внешними условиями и требованиями времени.
    - 7.4. Быть максимально гибкой, позволяющей, с одной стороны, учитывать сложившуюся ныне ситуацию «идеального шторма» и, одновременно, быть способной к масштабированию в зависимости от любых дальнейших вариантов развития.
    - 7.5. Содержать ясные лаконичные формулировки заложенных принципов и четкие определения используемых терминов.
    - 7.6. Иметь качественное профессиональное изложение на русском языке.
  8. Всеми перечисленными выше характеристиками в наибольшей мере обладает система SPE-PRMS, что мы попробуем доказать в следующих пунктах.
    - 8.1. Согласно утверждению Дэна Ди'Лузио (Dan DiLuzio) из компании Chevron (США), который являлся членом Комитета SPE по запасам нефти и газа (Oil and Gas Reserves committee – SPE OGRC) в течение 8 лет, начиная с 2011 года, был председателем этого Комитета в 2014 году и возглавлял работу по последнему обновлению SPE-PRMS в 2018 году: «Система PRMS является международно-признанной и часто используется при подготовке национальной отчетности по запасам и раскрытию информации по запасам для регулирующих инстанций. Большинство запасов и ресурсов на Земле оцениваются, классифицируются и отчетность по ним подготавливается на основе системы PRMS» (<https://www.petroleumjournal.kz/index.php?p=article&aid1=128&aid2=691&id=1605&outlang=3>). Подтверждением общемирового применения системы SPE-PRMS является также прямое указание на необходимость подготовки отчетности по запасам и ресурсам УВ в соответствии с требованиями SPE-PRMS при размещении ценных бумаг компаний на крупнейших фондовых площадках в разных концах света. Мы находим такие требования в документах Гонконгской фондовой биржи, Лондонской фондовой биржи, Австралийской фондовой биржи, Фондовой биржи Осло, Фондовой биржи Малайзии и т. д.
    - 8.2. Необходимо отметить, что до сих пор, к сожалению, появляющееся в ряде публикаций и выступлений утверждение о том, что система SPE-PRMS «привязана» к Соединенным Штатам Америки, является не только нечистоплотной и недостойной аналитиков попыткой, как писалось в советские времена, «половить рыбку в мутном политическом пруду», но и попросту абсолютно неверным умозаключением. Общество инженеров-нефтяников (Society of Petroleum Engineers – SPE) – это международная некоммерческая профессиональная организация. Хотя и основанное в 1957 году в структуре Американского института горных инженеров АИМЕ, Общество с 1985 года существует как самостоятельное, но вовсе не как Общество инженеров-нефтяников США. Следует также отметить, что играющий большую роль в поддержании и развитии системы SPE-PRMS Комитет SPE OGRC является достаточно интернациональным и на декабрь 2022 года состоит из представителей профессиональных сообществ Аргентины, Бразилии, Казахстана, Канады, Нидерландов, России, США и Турции. Никакая другая из признанных в мировом масштабе классификаций не обладает такой степенью интеграции в мировую практику и независимости от законодательства и правоприменительной практики какой-либо одной страны.
    - 8.3. История становления и функционирования тех подходов, что сейчас заложены в систему SPE-PRMS, ведет свой отсчет минимум с 1937 года, когда Американский нефтяной институт

- (American Petroleum Institute – API) сформулировал первое определение «доказанных запасов» (proved reserves) нефти. Запасам природного газа уделялось меньше внимания до того момента, когда в 1946 году Американская газовая ассоциация (American Gas Association – AGA) сформулировала похожее определение «доказанных запасов» газа. С тех пор, и с особенной активностью начиная с 80-х годов XX века, система постоянно развивается, дополняется, уточняется. В ее формировании и обновлении последовательно участвует все большее число авторитетных международных организаций. Без всякого преувеличения можно сказать, что на сегодняшний день это наиболее адекватная, живая, гибкая, имеющая постоянную связь с мировым профессиональным сообществом система независимой оценки запасов УВ, служащая интересам всех участников и игроков данного рынка.
- 8.4. Для авторов одним из самых ярких свидетельств гибкости системы SPE-PRMS является то, что она обладает детально разработанным инструментарием вероятностной оценки, позволяющей адекватно оценивать риски, все в большей и большей мере присущие современному этапу развития мировой нефтегазовой промышленности. Авторы, в частности, недавно представили на суд общественности свое понимание тех возможностей, которые вероятностный инструментарий SPE-PRMS предоставляет для анализа такой важной и актуальной для России темы, как трудноизвлекаемые запасы (ТРИЗ) (Забродин и др., 2022).
  - 8.5. Что касается адекватности и применимости системы SPE-PRMS в рамках нынешней ситуации в российском нефтегазе, то тут в качестве иллюстрации можно привести опыт работы столь высокочтимых сегодня в нашей стране китайских товарищей (наверное, уже надо говорить «старших китайских товарищей»? ). Два уважаемых исследователя, один из которых представляет Исследовательский институт разведки и разработки нефтяных месторождений компании PetroChina (Research Institute of Petroleum Exploration and Development – PetroChina), а второй – Китайскую национальную компанию по разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений (China National Oil and Gas Exploration and Development Company), описывают многовекторную стратегию оценки ресурсной базы китайских компаний. Когда китайские компании оценивают свои запасы УВ для включения в общенациональный учет, то применяется национальная классификация. При деятельности в других странах, равно как при взаимодействии с иностранными компаниями в самом Китае, а также в рамках совместных предприятий запасы оцениваются при помощи SPE-PRMS. Чем не пример для подражания? (Mingjun Xia, Yong Hu, 2022).
  - 8.6. Основной действующий ныне документ по системе SPE-PRMS представляет собой лаконичное изложение требований и подходов, применяемых при оценке ресурсов. Он также включает обширный глоссарий, содержащий определения и толкования используемых специальных терминов. Одновременно имеются и Указания по применению системы SPE-PRMS (Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System), впервые опубликованные в 2011 году (Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. [https://www.spe.org/industry/docs/PRMS\\_Guidelines\\_Nov2011.pdf](https://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf)) и обновленные в конце 2022 года.
  - 8.7. Основной действующий документ SPE-PRMS имеет адекватный перевод на русский язык (Система управления ресурсами углеводородов (на русском языке). [https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem\\_V1.01\\_RUS-FINAL.pdf](https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem_V1.01_RUS-FINAL.pdf)), доступный всем желающим. Он был выполнен одним из авторов данной статьи и, судя по полученным отзывам, был высоко оценен отечественными коллегами.
  9. Подготовленная в 2022 году РГУ нефти и газа им. Губкина, НТО НГ им. И.М. Губкина и АООН «НАЭН» «Система управления углеводородными ресурсами СУУП-PRMS» – результат заявленной ими попытки создать «национальную, суверенную систему, основанную на национальных и международных стандартах и подходах к оценке запасов» ([https://naen.ru/np\\_naen/suur-prms/](https://naen.ru/np_naen/suur-prms/)). По ознакомлению с этим документом нетрудно констатировать, что он являет собой комбинацию вводного собственного авторского текста и более значительной по объему части, прямо заимствованной из русскоязычной версии документа SPE-PRMS. Причем авторский текст содержит многочисленные неточные или ошибочные сведения относительно положений классификации SPE-PRMS и практики её применения. Некоторые заявления авторов, как и графические иллюстрации, часто не соответствуют или прямо противоречат формулировкам и рисункам, содержащимся в той части, которая заимствована из SPE-PRMS. Непонятно, зачем понадобилось, используя международный стандарт SPE-PRMS и опираясь на него, предвзято заимствованный отсюда текст такой, по сути, дискредитирующей авторов вводной частью. В общем, «формально правильно, по сути издевательство» (Ленин В.И., ПСС, 5-е изд. Т. 43, С. 328). Как бы то ни было, сопоставляя документы SPE-PRMS и СУУП-PRMS, мы не видим каких-либо оснований для использования второго вместо первого.

## Выводы

1. Действующая в России система подсчета и государственного учета запасов нефти и газа ориентирована на решение специфических задач, но не удовлетворяет запросам бизнеса и финансовых структур, поскольку заложенные в ней принципы используются лишь локально в нашей стране, не соответствуют

общепринятым мировым стандартам и, в частности, не учитывают ряда таких важных обстоятельств, как объективно сопутствующие нефтегазовому делу неопределенность, условность и шансы.

- Использование широко используемой в мире классификации (системы) SPE-PRMS представляется единственным разумным выбором для начинающего формироваться в России института независимой оценки (аудита) запасов углеводородов.

## Приложение

### Некоторые важные определения из SPE-PRMS

**Запасы** – это количества УВ, которые предполагается коммерчески извлечь в результате реализации проектов разработки известных залежей с заданной даты при определенных условиях. Запасы должны удовлетворять четырем критериям: быть открытыми, извлекаемыми, коммерчески целесообразными и остаточными (на дату оценки) при реализации конкретного проекта (проектов) разработки.

**Доказанные Запасы** – это такие количества УВ, которые на основании анализа геолого-геофизических и технологических данных можно с обоснованной уверенностью оценить как коммерчески извлекаемые из известных залежей при определенных технических и коммерческих условиях. Если применяются детерминированные методы оценки, то термин «обоснованная уверенность» предназначен для выражения высокой степени убежденности в том, что эти количества будут извлечены. Если применяются вероятностные методы оценки, то должна существовать, по крайней мере, 90% вероятность того, что фактически извлеченные количества сравняются с данной оценкой или превысят ее.

**Вероятные Запасы** – это такие дополнительные запасы, которые на основании анализа геолого-геофизических и технологических данных рассматриваются как менее вероятно извлекаемые, чем Доказанные Запасы, но более вероятно извлекаемые, чем Возможные Запасы. В равной степени вероятно, что фактически извлеченные остаточные количества окажутся больше или меньше, чем сумма оцененных запасов категории Доказанные плюс Вероятные (2P). В данном контексте, если применяются вероятностные методы оценки, то должна существовать, по крайней мере, 50% вероятность того, что фактически извлеченные количества сравняются с оценкой 2P или превысят ее.

**Возможные Запасы** – это такие дополнительные запасы, которые на основании анализа геолого-геофизических и технологических данных предполагаются как менее вероятно извлекаемые, чем Вероятные Запасы. Суммарные количества, фактически извлеченные за срок реализации проекта, характеризуются низкой вероятностью того, что они окажутся больше, чем сумма оцененных запасов категории Доказанные плюс Вероятные плюс Возможные (3P), что эквивалентно сценарию максимальной оценки. Если применяются вероятностные методы оценки, то должна существовать, по крайней мере, 10% вероятность того, что фактически извлеченные количества сравняются с оценкой 3P или превысят ее.

**Условные Ресурсы** – это количества УВ, оцениваемые на определенную дату как потенциально извлекаемые из известных залежей при реализации проекта (проектов) разработки, который не считается в настоящее время коммерчески целесообразным из-за наличия одного или нескольких условных ограничений. Условные Ресурсы сопряжены с шансами на ввод в разработку.

**Экономически эффективные Условные Ресурсы** – это количества УВ, связанные с технически реализуемыми проектами, для которых поток денежных средств при обоснованно прогнозируемых условиях положителен, но которые не являются Запасами, так как они не отвечают коммерческим требованиям ...

**Экономически неэффективные Условные Ресурсы** – это количества УВ, связанные с проектами разработки, которые, как ожидается, не будут при обоснованно прогнозируемых условиях давать положительного потока денежных средств.

**Перспективные Ресурсы** – это количества УВ, оцениваемые на определенную дату как потенциально извлекаемые из неоткрытых залежей в результате реализации будущих проектов разработки.

## Литература

Забродин Д.П. (2009). Особенности оценки извлекаемых запасов углеводородов по международным стандартам. *Нефтяное хозяйство*, 5, с. 72–75.

Забродин Д.П. (2019). Обновленная классификация SPE-PRMS. Что нового?. *Недропользование XXI век*, 4, с. 14–21.

Забродин Д.П., Титков Е.А. (2022). Учет ТРИЗ в соответствии с международной классификацией SPE-PRMS: что может быть полезно в российской практике. *Геология и недропользование*, 1(5), с. 4–11. [https://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/news/xx/files/no\\_1-2022\\_geologiya\\_i\\_nedropolzovanie\\_30\\_mb.pdf](https://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/news/xx/files/no_1-2022_geologiya_i_nedropolzovanie_30_mb.pdf)

Розман М.С., Смоляк С.А., Закиров Э.С., Индрупский И.М., Закиров С.Н. (2020). О технико-экономическом обосновании добычи ТРИЗ: как не наступить на старые грабли. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/burenie/527126-o-tekhniko-ekonomicheskom-obosnovanii-dobychi-triz-kak-ne-nastupit-na-starye-grabli>

Система управления ресурсами углеводородов (на русском языке). [https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem\\_V1.01\\_RUS-FINAL.pdf](https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem_V1.01_RUS-FINAL.pdf)

Соколов А.В. (2020). Взаимоотношения в триаде «ГКЗ – Эксперт – Компания». *Недропользование XXI век*, 3(86), с. 96–101.

Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. [https://www.spe.org/industry/docs/PRMS\\_Guidelines\\_Nov2011.pdf](https://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf)

Mingjun Xia, Yong Hu (2022). Analysis of the difference between China Classifications for Petroleum Resources/Reserves 2020, SPE-PRMS 2018 and a China oil company's overseas oil reserves standard. *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.* 983 012053. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/983/1/012053>

Petroleum Resources Management System. <https://www.spe.org/en/industry/petroleum-resources-management-system-2018>

## Сведения об авторах

*Дмитрий Павлович Забродин* – канд. техн. наук, вице-президент, ООО «ФДП Инжиниринг»  
Россия, 129164, Москва, пр-т Мира, д. 124, корп. 15  
e-mail: d\_zabrodin@fdp.ru

*Евгений Александрович Титков* – канд. экон. наук, президент, ООО «ФДП Инжиниринг»  
Россия, 129164, Москва, пр-т Мира, д. 124, корп. 15

Статья поступила в редакцию 01.12.2022;

Принята к публикации 12.12.2022;

Опубликована 20.12.2022

## What classification should be used in order to form the domestic system of independent expertise of hydrocarbon resources?

D.P. Zabrodin\*, E.A. Titkov

FDP Engineering LLP, Moscow, Russian Federation

\*Corresponding author: Dmitry P. Zabrodin, e-mail: d\_zabrodin@fdp.ru

**Abstract.** The authors emphasize the need to take into account the uncertainty, contingency and chances objectively inherent in the oil and gas industry when estimating oil and gas reserves and resources. It is noted that the current system in Russia for calculating and state accounting for reserves at least does not fully take them into account, nor does it meet the needs of business and financial structures, since the principles laid down in it do not correspond to generally accepted international standards.

The authors come to the conclusion that the only reasonable choice for the institution of independent estimation (audit) of hydrocarbon reserves, which is beginning to form in Russia, is the use of the SPE-PRMS classification widely used in the world.

**Keywords:** reserves and resources estimation, uncertainty, contingency, chances, generally accepted resource calculation and accounting system, SPE-PRMS classification

**Recommended citation:** Zabrodin D.P., Titkov E.A. (2022). What classification should be used in order to form the domestic system of independent expertise of hydrocarbon resources? *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 4–11. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.1>

### References

- Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management System. [https://www.spe.org/industry/docs/PRMS\\_Guidelines\\_Nov2011.pdf](https://www.spe.org/industry/docs/PRMS_Guidelines_Nov2011.pdf)
- Mingjun Xia, Yong Hu (2022). Analysis of the difference between China Classifications for Petroleum Resources/Reserves 2020, SPE-PRMS 2018 and a China oil company's overseas oil reserves standard. *IOP Conf. Ser.: Earth Environ. Sci.* 983 012053. <https://iopscience.iop.org/article/10.1088/1755-1315/983/1/012053>

Petroleum Resources Management System. <https://www.spe.org/en/industry/petroleum-resources-management-system-2018>

Petroleum Resources Management System (In Russ.). [https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem\\_V1.01\\_RUS-FINAL.pdf](https://www.spe.org/industry/docs/PRMgmtSystem_V1.01_RUS-FINAL.pdf)

Rozman M.S., Smolyak S.A., Zakirov E.S., Indrupskiy I.M., Zakirov S.N. (2020). On the feasibility study of the extraction of HRD: how not to step on the old rake. (In Russ.) <https://magazine.neftegaz.ru/articles/burenie/527126-o-tekhniko-ekonomicheskom-obosnovanii-dobychi-triz-kak-ne-nastupit-na-starye-grabli>

Sokolov A.V. (2020). Relationships in the triad «State Reserves Committee – Expert – Company». *Nedropolzovanie XXI vek*, 3(86), pp. 96–101. (In Russ.)

Zabrodin D.P. (2009). Estimation of hydrocarbon reserves in accordance with the international standards. Distinctive features. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 5, pp. 72–75. (In Russ.)

Zabrodin D.P. (2019). Updated SPE-PRMS classification. What's new? *Nedropolzovanie XXI vek*, 4, pp. 14–21. (In Russ.)

Zabrodin D.P., Titkov E.A. (2022). Accounting for HRR in Accordance with the International Classification SPE-PRMS: What Can Be Useful in Russian Practice. *Geologiya i nedropolzovanie*, 1(5), pp. 4–11. (In Russ.) [https://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/news/xx/files/no\\_1-2022\\_geologiya\\_i\\_nedropolzovanie\\_30\\_mb.pdf](https://www.gkz-rf.ru/sites/default/files/news/xx/files/no_1-2022_geologiya_i_nedropolzovanie_30_mb.pdf)

### About the Authors

*Dmitry P. Zabrodin* – Cand. Sci. (Engineering), Vice President, FDP Engineering LLP

Prospekt Mira, 124, bld. 15, Moscow, 129164, Russian Federation

*Eugene A. Titkov* – Cand. Sci. (Economy), President, FDP Engineering LLP

Prospekt Mira, 124, bld. 15, Moscow, 129164, Russian Federation

Manuscript received 1 December 2022;

Accepted 12 December 2022; Published 20 December 2022

## Модель осадконакопления пашийского горизонта (терригенная толща девона) Южно-Татарского свода Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

В.В. Силантьев<sup>1,4\*</sup>, М.Ф. Валидов<sup>1</sup>, Д.Н. Мифтахутдинова<sup>1</sup>, В.П. Морозов<sup>1</sup>, Б.Г. Ганиев<sup>2</sup>, А.А. Лутфуллин<sup>2</sup>, К.Д. Шуматбаев<sup>2</sup>, Р.М. Хабипов<sup>2</sup>, Н.Г. Нурғалиева<sup>1</sup>, З.А. Толоконникова<sup>1,3</sup>, Э.А. Королев<sup>1</sup>, В.А. Судаков<sup>1</sup>, А.В. Смирнова<sup>1</sup>, К.А. Голод<sup>1</sup>, А.А. Леонтьев<sup>1</sup>, Р.Р. Шамсиев<sup>1</sup>, М.В. Нойкин<sup>1</sup>, В.Е. Косарев<sup>1</sup>, Д.А. Никонорова<sup>1</sup>, Р.Ф. Ахметов<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

<sup>2</sup>ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

<sup>3</sup>Кубанский государственный университет, Краснодар, Россия

<sup>4</sup>Филиал Казанского (Приволжского) федерального университета в городе Джизаке, Джизак, Узбекистан

В статье впервые представлены карты коэффициента песчаности, коэффициента расчлененности и мощностей пашийского горизонта терригенной толщи девона Южно-Татарского свода, построенные на основе анализа данных геофизических исследований по 25000 скважинам. Карты созданы с помощью метода пространственной интерполяции «Natural Neighbor» и программного продукта ArcGIS Pro.

Модель осадконакопления пашийского горизонта является интерпретацией построенных карт, а также обобщением результатов проведенных детальных исследований ядра (литологических, седиментологических, ихнотекстурных, петрофизических и др.), анализа фондовых и опубликованных материалов.

Основные положения предлагаемой модели следующие. Формирование осадков пашийского горизонта происходило в морском бассейне, в условиях, сравнимых со средним шельфом современных морей – в зоне открытого моря с преобладанием деятельности течений. Дно бассейна представляло собой относительно ровное плато, на котором происходило одновременное накопление песчаного, алевроитового и глинистого материала. Накопление осадков всех типов происходило во время трансгрессии морского бассейна. Регрессия моря приводила к эрозии и разрушению уже сформированных осадков.

Положительные формы рельефа морского дна, сложенные преимущественно песчаным хорошо отсортированным материалом, рассматриваются как автохтонные подводные песчаные валы, сформированные постоянными течениями, параллельными батиметрическому контуру дна. Валы образовывали обширные системы почти по всей территории современного Южно-Татарского свода. Одновременно с подводными песчаными валами, в подводных ложбинах, образованных поперечными течениями (со стороны берега в сторону моря), формировались аллохтонные плохо отсортированные осадки, отличающиеся меньшей зрелостью.

Предлагаемая модель объясняет выдержанность мощности отложений пашийского горизонта, мозаичное распределение песчаности по площади, линзовидную форму песчаных и алевроитовых тел, являющихся породами-коллекторами. Модель может быть экстраполирована на другие стратиграфические интервалы терригенной толщи девона со сходными седиментологическими признаками.

**Ключевые слова:** модель осадконакопления, терригенный девон, пашийский горизонт, Волго-Уральская область, нефтеносность, коллектор

**Для цитирования:** Силантьев В.В., Валидов М.Ф., Мифтахутдинова Д.Н., Морозов В.П., Ганиев Б.Г., Лутфуллин А.А., Шуматбаев К.Д., Хабипов Р.М., Нурғалиева Н.Г., Толоконникова З.А., Королев Э.А., Судаков В.А., Смирнова А.В., Голод К.А., Леонтьев А.А., Шамсиев Р.Р., Нойкин М.В., Косарев В.Е., Никонорова Д.А., Ахметов Р.Ф. (2022). Модель осадконакопления пашийского горизонта (терригенная толща девона) Южно-Татарского свода Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. *Георесурсы*, 24(4), с. 12–39. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.2>

### Введение

Южно-Татарский свод (ЮТС) – самое крупное (300×200 км) положительное тектоническое сооружение Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, расположенное в ее центральной части, отвечающей юго-восточной окраине Восточно-Европейской платформы (ВЕП)

(рис. 1). Терригенные девонские отложения пашийского и тиманского горизонтов Южно-Татарского свода являются основными многопластовыми (до 15-ти пластов) нефтеносными объектами, содержащими основную долю разведанных и потенциальных ресурсов (Муслимов, 2007).

В результате почти вековой истории исследования ЮТС установлены основные продуктивные пласты  $D_0$ ,  $D_1$ ,  $D_{II}$ ,  $D_{III}$ ,  $D_{IV}$ , соответствующие в стратиграфическом аспекте (сверху вниз) *тиманскому*, *пашийскому*, *муллинскому*, *ардатовскому* и *воробьевскому* горизонтам (рис. 2, 3) терригенной толщи девона (ТТД) франско-живетского возраста.

\*Ответственный автор: Владимир Владимирович Силантьев  
e-mail: [Vladimir.Silantiev@kpfu.ru](mailto:Vladimir.Silantiev@kpfu.ru)

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Пласт Д<sub>1</sub>, приуроченный к пашийскому горизонту, включает пять основных (Д<sub>1</sub>-а, Д<sub>1</sub>-б, Д<sub>1</sub>-в, Д<sub>1</sub>-г, Д<sub>1</sub>-д) пропластков. Это высокопродуктивный, экономически эффективный, самый сложный в геологическом отношении и поэтому наиболее изученный объект (Муслимов, 2007; Данилова, 2008).

Нефтеносные песчаники и песчанистые алевролиты пашийского горизонта разделены аргиллитами и глинистыми алевролитами; часто замещаются ими, уменьшаясь в мощности, и иногда полностью выпадают из разреза.

Пространственное изменение геологического разреза объясняется большим фациальным разнообразием ТТД и уже более полувека вызывает у исследователей стремление найти закономерности этого процесса.

Строение, свойства и изменчивость пашийского горизонта и пласта Д<sub>1</sub> рассмотрены во многих публикациях (например, Миропольская и др., 1956; Тихий, 1956, 1969, 1973, 1975; Михайлова, 1973, 1977; Шакиров, 2003; Данилова, 2008).

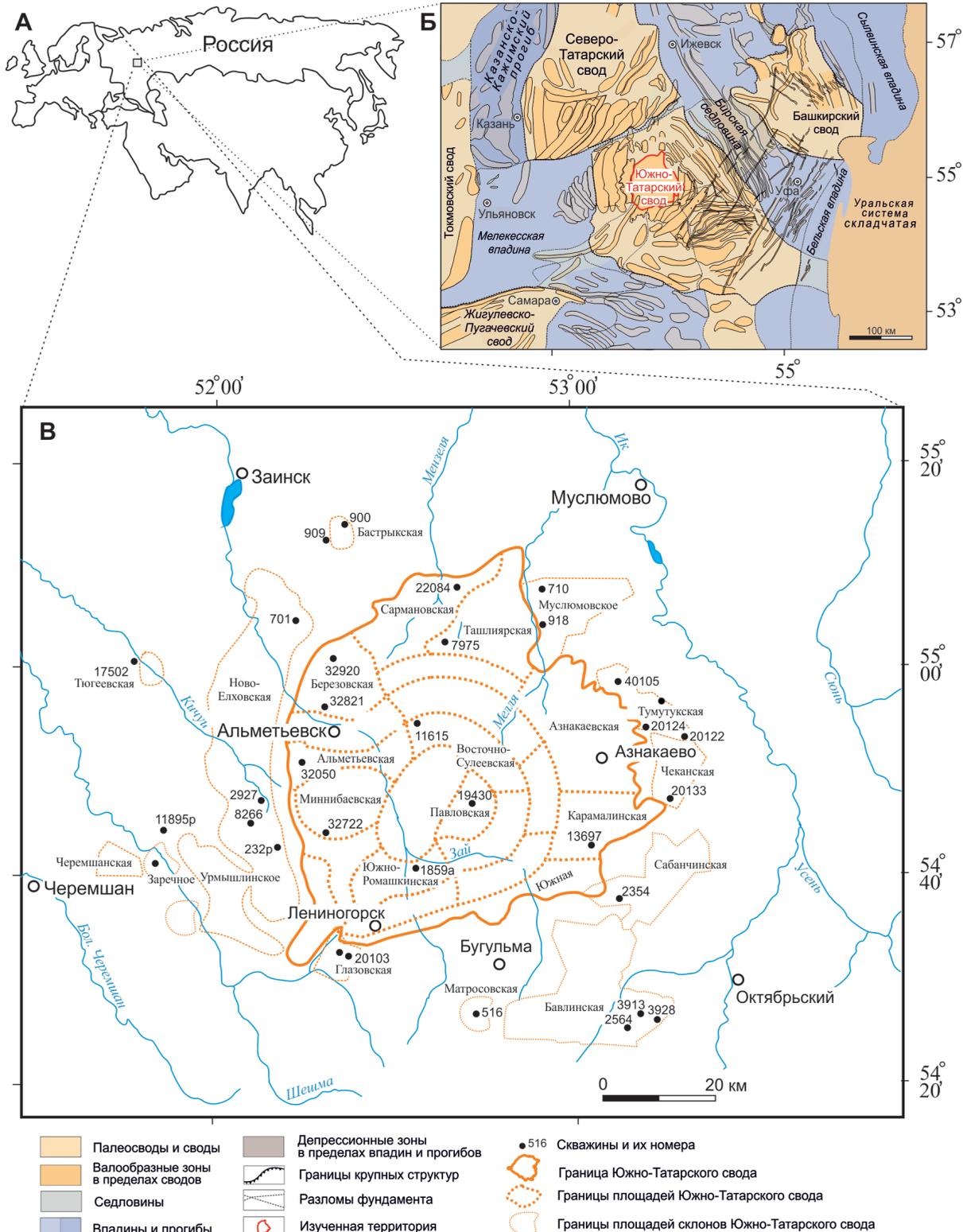


Рис. 1. Местоположение Южно-Татарского свода на обзорной (А) и тектонической (Б) картах; В – расположение изученных скважин; тектоническая карта дана по (Шаргородский и др., 2004)

В этих работах реконструкция условий осадконакопления и выделение фаций основаны на комплексном литологическом анализе, включающем макроописание керна, изучение шлифов, гранулометрию и т.д., на данных геофизических исследований скважин (ГИС) и иных методах.

Цель данной статьи – разработка и обоснование модели осадконакопления пашийского горизонта, объясняющей причины фациальной пестроты пашийских отложений. Достижение цели включало решение следующих задач:

- комплексный анализ ГИС-данных по 25040 скважинам;
- построение карт коэффициентов песчаности, расчлененности и мощностей для нижней и верхней части пашийского горизонта математическим методом пространственной интерполяции «Natural Neighbor» (Sibson, 1981), визуализированного с помощью продукта ArcGIS Pro;
- детальное изучение керна более 40 скважин ПАО «Татнефть», пробуренных как на самом ЮТС, так и на его склонах (рис. 1);
- сравнительный анализ обстановок осадконакопления пашийского горизонта с обстановками современных и древних бассейнов.

### Стратиграфический объем пашийского горизонта: история и современность

Детальная литологическая, палеонтологическая, петрофизическая, фациальная, характеристика пашийского горизонта приведена в многочисленных публикациях (Миропольская и др., 1956, 1960; Мальцев, 1959; Саркисян, Михайлова, 1961; Михайлова, 1973, 1977; Тихий, 1973, 1975; Алиев и др., 1978; Губарева, 2003; Шакиров, 2003; Муслимов и др., 2007a, b; Данилова, 2008; Ларочкина, 2008; Фортунатова и др., 2013; Лощева и др., 2017 и др.). Информация, содержащаяся в этих работах, различается шириной охвата территории, методологией, количеством анализируемого материала.

Пашийские отложения залегают в верхней части ТТД, начиная завершающий (пашийско-тиманский) этап ее накопления. История их формирования неотделима от истории формирования всей ТТД и поэтому рассматривается как часть единого геологического процесса. Термин «пашийский горизонт» (слои, свита) стал использоваться в геологии ВЕП с 1951 г. С этого времени и до 2018 г. включительно его стратиграфическое положение неоднократно уточнялось, а объем постепенно уменьшался.

*История изменения объема пашийского горизонта.* В пределах ЮТС отложения ТТД впервые были вскрыты в 1940 г. на Туймазинской структуре Западной Башкирии, а чуть позже, в 1945–1946 гг., на смежной территории юго-востока Татарии в районе сс. Шугурово и Бавлы.

Первоначальная технологическая схема ТТД ЮТС, включающая песчаные пласты  $D_{IV}$ – $D_{III}$ – $D_{II}$ – $D_I$ , была разработана А.А. Трофимуким (1947) на разрезах Туймазинской структуры. Биостратиграфический вид ей придали М.Ф. Микрюков и К.Р. Тимергазин (Микрюков, Тимергазин, 1948), доработав на основе принципа цикличности, лито- и биостратиграфических данных. Первоначальная схема ТТД оказалась очень удобной для всех видов геологических работ и стала основой всех последующих стратиграфических схем.

В первоначальной схеме ТТД (90–120 м) была выделена в *туймазинскую свиту*, которая состояла из трех «горизонтов» (снизу вверх): *ардатовского*, *нарышевского*, *михайловского*, названных по разрезам скважин, расположенным у сс. Ардатовка, Нарышево и Михайловка Западной Башкирии (Микрюков, Тимергазин, 1948).

*Ардатовский горизонт* включал (снизу вверх): песчаный пласт  $D_{IV}$ , глинистую пачку, песчаный пласт  $D_{III}$ , репер «средний известняк».

*Нарышевский горизонт* включал (снизу вверх): нижнюю глинистую пачку, песчаный пласт  $D_{II}$ , среднюю глинистую пачку, песчаный пласт  $D_I$ , верхнюю глинистую пачку, репер «верхний известняк».

*Михайловский горизонт* включал карбонатно-терригенные отложения, залегающие между «верхним известняком» и *доманиковой свитой*.

Всесоюзное совещание по девонским отложениям Русской платформы и Западного склона Урала, состоявшееся в 1951 г., утвердило первую *Унифицированную стратиграфическую схему девонской системы Волго-Уральской области*, упразднив все стратиграфические подразделения ТТД, выделенные по разрезам Башкирии (Решения..., 1951). Вместо них, предлагалось использовать либо общие стратиграфические подразделения (например, *верхнеживетский подъярус* как аналог *ардатовского горизонта*), либо местные свиты Западного Урала (*пашийская*, *кыновская*, *саргаевская*), которым (административным методом) был придан ранг *региональных слоев*, прослеживаемых от Урала на всю территорию ВЕП.

Так, *пашийские слои*, обозначенные как нижнее подразделение франского яруса, впервые были введены в практику работ геологов Башкирии и Татарии. По Схеме 1951 г. *пашийские слои* включали: пласт  $D_{III}$ , среднюю глинистую пачку, пласт  $D_I$  и верхнюю глинистую пачку. «Верхний известняк» был выделен как базальная часть вышележащих *кыновских слоев*.

Унифицированная схема девона Волго-Уральской нефтегазоносной провинции 1960 г. повысила ранг западноуральских подразделений до *горизонтов* (*пашийский*, *кыновский*) и, наряду с ними, стала использовать горизонты Воронежской антеклизы – *воробьевский* и *старооскольский* (Решения..., 1962). Объем *пашийского горизонта* был уменьшен: теперь он включал только пласт  $D_I$  и верхнюю глинистую пачку первоначальной схемы (Микрюков, Тимергазин, 1948). Нижняя часть пашийских слоев Схемы 1951 г., т.е. пласт  $D_{II}$  и средняя аргиллитовая пачка с репером «черный известняк», была выделена в *муллинский горизонт* со стратотипом в Западной Башкирии (скважина 17 Муллинская, Туймазы).

Таким образом, схемы 1951 и 1960 гг. предлагали расчленять разрезы ТТД ЮТС на подразделения, установленные либо на Западном Урале (в 1000 км восточнее), либо на Воронежской антеклизе (в 1000 км западнее). Стратотипические разрезы этих горизонтов существенно отличаются от разрезов ТТД ЮТС. Проблема решалась выделением для одного и того же горизонта нескольких типов разрезов (например, Алиев и др., 1978).

Унифицированная схема девонской системы Русской платформы 1965 г. оставила без изменений объем и возраст *пашийского горизонта* (Решения..., 1965). Изменения затронули нижележащие отложения ТТД: они были

выделены в *старооскольский горизонт*, включающий *воробьевские*, *ардамовские* (подразделение было восстановлено) и *муллинские* слои.

В 1970–1980-х гг. глобальная стратиграфия девонской системы была существенно уточнена, благодаря использованию фауны конодонтов, позволяющих проводить широкие межрегиональные корреляции. К сожалению, конодонты распространены преимущественно в карбонатных и кремнистых отложениях. В терригенных породах они встречаются редко. Из-за этого, стратиграфия ТТД ВЕП к 1990-м гг. осталась на прежнем уровне и, как и прежде, базировалась на «цикличности разреза» и фациально зависимых группах ископаемых остатков: остракодах, брахиоподах и миоспорах.

Межведомственное стратиграфическое совещание по девону Русской платформы 1988 г. внесло в схему ТТД лишь формальные изменения, повысив ранг подразделений предыдущей схемы. *Старооскольский надгоризонт*, отвечающий всему объему живетского яруса, стал включать в себя три горизонта: *воробьевский*, *ардамовский* и *муллинский* (Решение..., 1990).

*Положение пашийского горизонта в современной стратиграфической шкале* является неопределенным. Это происходит из-за отсутствия в нем руководящих морских ископаемых и прежде всего конодонтов, которые лежат в основе зональной стратиграфии девона. Данные по конодонтам из смежных стратиграфических интервалов (*воробьевский*, *ардамовский*, *тиманский*) позволяют (Халымбаджа, Чернышева, 1970; Аристов, 1988; Ovnatanova, Konoнова, 2008; Назарова, Кононова, 2016, 2020) определять место *пашийского* горизонта в верхней части живетского яруса (Aleksiev et al., 1996; Фортунатова и др., 2013; Унифицированная субрегиональная стратиграфическая схема..., 2018) (рис. 2).

В 2018 г. Межведомственный стратиграфический комитет России утвердил новую Унифицированную стратиграфическую схему верхнего девона отложений Волго-Уральского субрегиона, в которой пашийский горизонт перенесен из франского яруса в живетский, а граница между средним и верхним девонем (живетским и франским ярусами) совмещена с подошвой тиманского горизонта (Унифицированная субрегиональная стратиграфическая схема..., 2018). При этом объем пашийского горизонта снова сокращен: теперь в нем осталась только алевроитово-песчаная толща пласта  $D_1$  с низкими значениями ГК. Верхняя глинистая пачка первоначальной схемы (Микрюков, Тимергазин, 1948), подстилающая репер «верхний известняк», отчленена от пашийского горизонта и присоединена к вышележащему тиманскому горизонту франского яруса. Предполагается, что эта пачка фиксирует трансгрессию, произошедшую в начале тиманского времени (Фортунатова и др., 2013).

В данной статье принята схема расчленения ТТД, используемая ПАО «Татнефть» (Муслимов и др., 2007 а, б; Смелков, Тухватуллин и др., 2007) и основанная на Схеме 1990 г. (Решение..., 1990). Соответственно, используются следующие объемы подразделений: *эйфельский ярус* включает (здесь и далее, снизу вверх) гравийно-песчаный пласт  $D_v$  и карбонатно-аргиллитовую пачку (репер «нижний известняк»); *воробьевский* горизонт включает пласт  $D_{IV}$  и аргиллитово-алевролитовую пачку

(Микрюков, Тимергазин, 1948); *ардамовский* – пласт  $D_{III}$ , «средний известняк» и аргиллитово-алевролитовую пачку; *муллинский* – пласт  $D_{II}$  и аргиллитовую пачку с репером «черный известняк»; *пашийский* горизонт – пласт  $D_I$  и верхнюю аргиллитовую пачку. Граница между живетским и франским ярусами и спорное стратиграфическое положение пашийского горизонта не имеют принципиального значения для тематики данной статьи и здесь специально не обсуждаются.

Изменение объема пашийского горизонта, его не вполне определенное стратиграфическое положение свидетельствуют с одной стороны об условности расчленения всей ТТД ЮТС, а с другой – о внутреннем единстве ТТД и генетической близости всех входящих в нее подразделений.

*Пашийский горизонт в терригенной толще девона.* Характеристика полных разрезов ТТД ЮТС, включающая послойные описания фрагментов скважин и/или их литологические колонки, содержится в фондовых отчетах и ряде публикаций (Антропов, Батанова, 1960; Саркисян, Михайлова, 1961; Алиев и др., 1978 и др.). Обобщенные сведения приведены в сводных работах (Михайлова, 1977; Губарева, 2003; Смелков, Тухватуллин, 2007). Подробная информация о породах-коллекторах пашийского и тиманского горизонта дана Т.Е. Даниловой (Данилова, 2008). Краткие сведения о ТТД, изложенные ниже, основаны на фондовых, опубликованных и собственных материалах и сфокусированы главным образом на литотипах, их особенностях (сортировка, зрелость), их нотекстурах, биотурбации, ископаемых остатках, т.е. на признаках, позволяющих реконструировать условия осадкообразования.

*Эйфельский ярус* начинает стратиграфическую последовательность ТТД, трансгрессивно перекрывая кристаллический фундамент и/или верхнепротерозойские образования платформы. Наиболее полные разрезы расположены на С-В и Ю-В склонах ЮТС.

На Бавлинской площади разрез эйфельского яруса (18 м) включает две пачки: нижнюю – гравийно-песчаную (пласт  $D_v$ ) и верхнюю – карбонатно-аргиллитовую. Нижняя пачка (9 м) представлена неотсортированными разнозернистыми песчаниками, прослоями гравийными, с большим количеством обугленных растительных остатков и стяжениями пирита; отмечаются прослойки сидерит-шамозитовых железных руд. Верхняя пачка (9 м) сложена известняками и доломитами глинистыми битуминозными, участками органогенными (криноидными), включающими прослойки пород доманикоидного облика (репер «нижний известняк»).

На юге ЮТС (Южно-Ромашкинская площадь) эйфельские отложения (32,5 м) залегают на элювии кристаллического фундамента и представлены только терригенными породами с отсутствием сортировки (аналоги пласта  $D_v$ ): аргиллитами песчано-алевроитовыми с углистым детритом и песчаниками кварцевыми средне- и крупнозернистыми с примесью гравийного материала.

Палеонтологические данные позволяют сопоставлять эйфельские отложения ЮТС с *мосоловским* горизонтом эйфельского яруса центральных областей ВЕП (Антропов, Батанова, 1960). Соответственно, длительность перерыва между отложениями эйфеля и живета на ЮТС оценивается в объеме *черноярского* горизонта (рис. 2) (Aleksiev et al., 1996; Губарева, 2003).

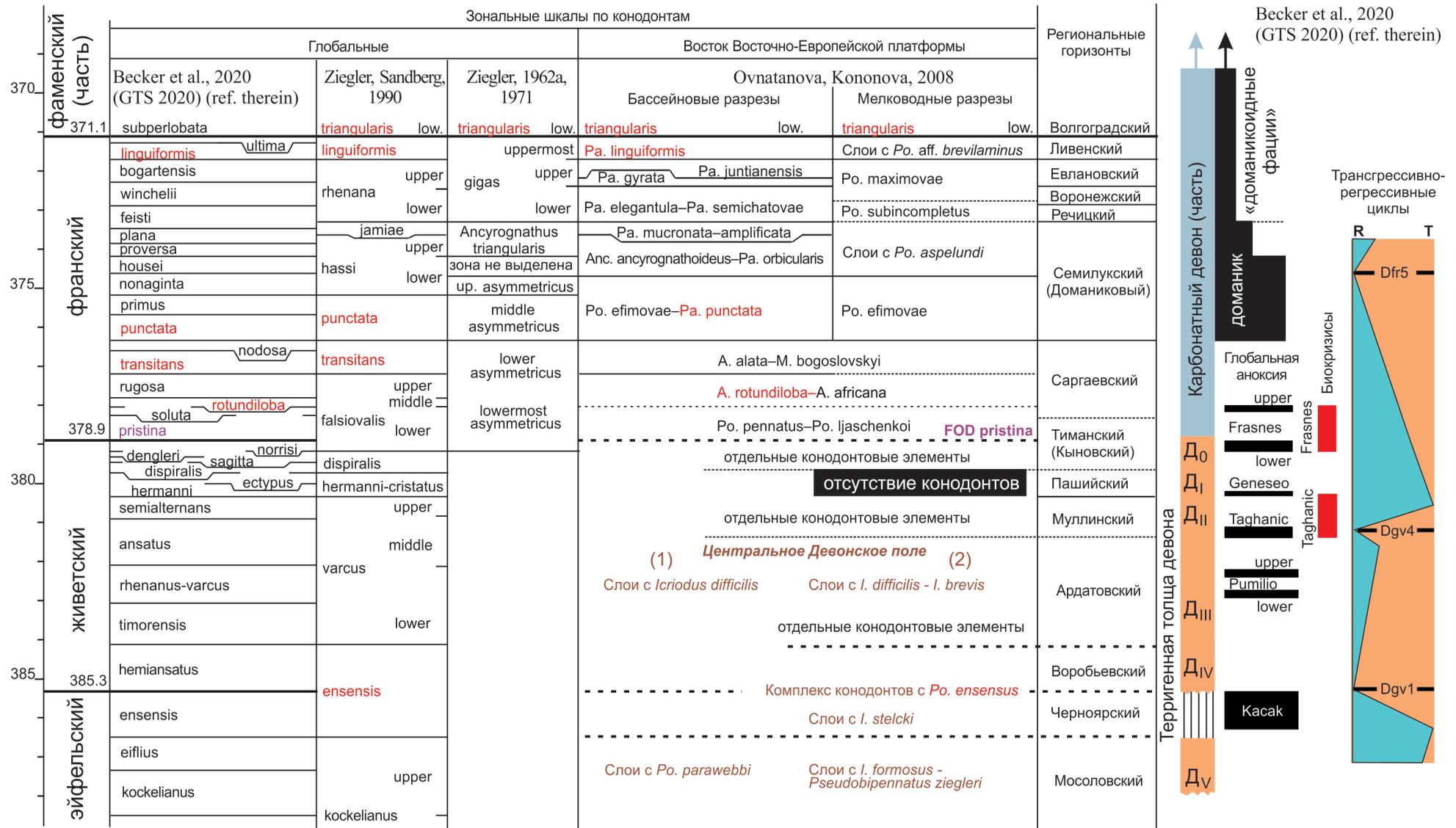


Рис. 2. Положение пашийского горизонта в Международной хроностратиграфической шкале. События глобальной аноксии морских бассейнов (доманикувые и доманикуидные фаши), глобальные биокризисы и эвстатические трансгрессивно-регрессивные циклы даны по (Becker et al., 2020); слои с фауной конодонтов Центрального Девонского поля даны по (1) (Аристов, 1988); (2) (Назарова, Кононова, 2016, 2020); красным цветом выделены конодонтовые зоны, прослеживаемые на Восточно-Европейской платформе; FOD pristina – первое местонахождение вида *Ancyrodella pristina* (Халымбаджа, Чернышева, 1970).

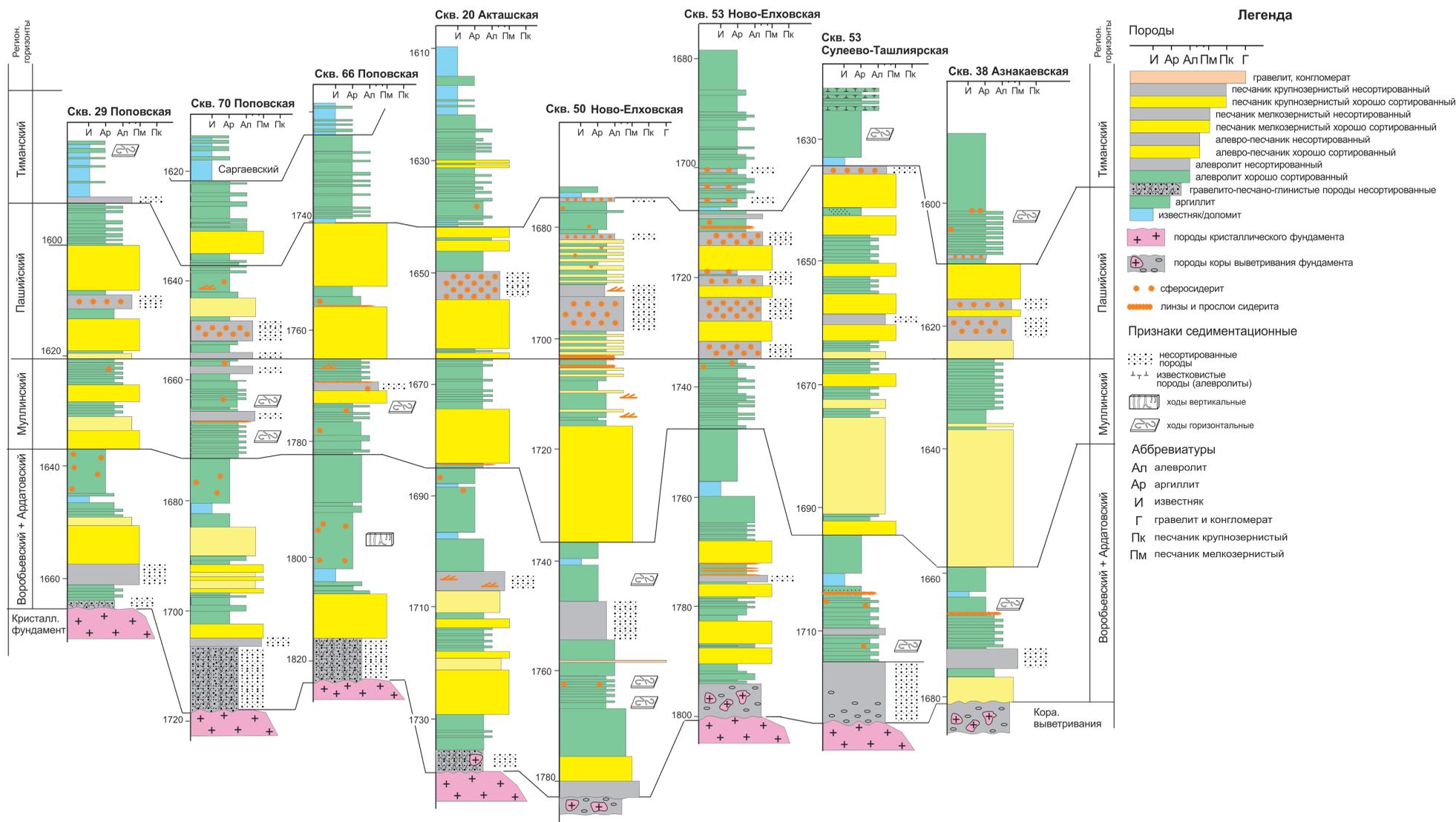


Рис. 3. Некоторые разрезы ТТД ЮТС, иллюстрирующие фациальную изменчивость стратиграфических подразделений и чередование в разрезе сортированных и несортированных пород (по Саркисян, Михайлова, 1961, с изменением)

*Воробьевский* горизонт прослеживается не во всех разрезах и часто бывает не отделен от вышележащего *ардатовского* горизонта. В тех разрезах, где горизонт (5–30 м) выделяется, он обычно сложен в основании крупно- и мелкозернистыми песчаниками пласта  $D_{IV}$ , выше сменяющимися полосчатыми алевролитами и аргиллитами. В верхней части горизонта иногда прослеживается тонкий прослой известняка (репер «фонарик»), представленного разнообразными биокластовыми, остракодовыми и микробально-водорослевыми типами. Порода горизонта часто сильно биотурбирована, в т.ч. многоуровневыми структурами *Zoophycos* и *Spirophyton*.

В ряде разрезов (рис. 3) горизонту соответствует пачка пород с полным отсутствием сортировки: песчаники и гравелиты кварцевые (иногда с примесью полевых шпатов и обломков пород) и высоким содержанием каолинита.

*Ардатовский* горизонт (10–35 м) включает две пачки: нижнюю, алеврито-песчаниковую (пласт  $D_{III}$ ) и верхнюю, глинисто-карбонатную (репер «средний известняк»).

Нижняя пачка (14–20 м) в тех разрезах, где выделяется пласт  $D_{III}$ , сложена отсортированными песчаниками крупно- и разнозернистыми, алевролитами глинистыми крупнозернистыми слоистыми, включающими прослой оолитовых шамозитовых и лептохлорит-сидеритовых руд. В некоторых разрезах песчаники отсутствуют и замещены алевролитами и/или плотными аргиллитами. В этом случае пласт  $D_{III}$  не выделяется.

Верхняя пачка представлена алевролитами глинистыми мелкозернистыми слоистыми, переходящими вверх по разрезу в аргиллиты бурые плитчатые с растительным детритом и/или, при повышенной известковости, с фосфоритовыми конкрециями и обломками раковин головоногих моллюсков (*Agoniatites*), лингулид, конхострак, обломками панцирей рыб. Алевролиты часто сильно биотурбированы (до 100 % переработки осадка организмами), ихнофоссилии представлены *Zoophycos*, *Spirophyton* и *Planolites*.

Репер «средний известняк» залегает в нижней части верхней пачки и представлен, как правило, скрытокристаллическими биокластовыми известняками, часто с примесью алеврито-песчаного материала (до 20–30 %).

*Муллинский* горизонт (8–30 м) содержит две пачки: нижнюю, алеврито-песчаниковую (пласт  $D_{II}$ ) и верхнюю, глинисто-карбонатную (репер «черный известняк»).

Нижняя пачка (7–25 м), в тех разрезах, в которых выделяется пласт  $D_{II}$ , сложена отсортированными песчаниками мелкозернистыми; песчаники представлены либо одним (15–20 м) пластом, либо разделены полосчатыми алевролитами на несколько прослоев (по 2–7 м). В некоторых разрезах песчаники полностью отсутствуют и замещены интенсивно биотурбированными или «червявыми» (Михайлова, 1977, стр. 12) алевролитами, иногда включающими прослой (2–3 м) алевропесчаников.

Ихноразнообразие в горизонте увеличивается: ихнокомплекс *Zoophycos*, *Spirophyton* и *Planolites* дополняется ходами *Teichichnus*. Степень биотурбации слабеет, в среднем, породы переработаны на 60 %.

Верхняя пачка (5–10 м) сложена преимущественно алевролитами и аргиллитами. Алевролиты песчаные мелкозернистые биотурбированные, включают линзы сидерита и лептохлорит-сидерита. Аргиллиты бурые,

почти черные, пиритизированные, иногда битуминозные, с растительным и раковинным детритом, со стяжениями сидерита, конкрециями фосфоритов и остатками головоногих моллюсков (*Orthoceras*), кораллов, замковых брахиопод, лингулид, конхострак. В середине пачки – репер «черный известняк» – известняк биокластовый, в основании песчано-алевролитовый, включающий прослой почти черной доманикоидной породы.

*Пашийский* горизонт (10–60 м) сложен типичными для него хорошо отсортированными мелкозернистыми песчаниками и крупнозернистыми алевролитами (пласт  $D_I$ ), биотурбированными алевролитами и аргиллитами, несортированными глинисто-алевролитовыми породами со сферосидеритом. В некоторых разрезах песчаники составляют 80–90 % от мощности горизонта, в некоторых – полностью отсутствуют (рис. 3).

На ЮТС пласт  $D_I$  технологически разделяется на пять основных и пять дополнительных технологических пропластков, имеющих свою собственную буквенно-численную номенклатуру (рис. 4). Репер «аргиллит» отделяет два нижних пропластка от трех верхних. Его кровля служит поверхностью условного деления горизонта на нижнюю и верхнюю части (Данилова, 2008).

*Тиманский* горизонт (5–40 м). Стратотип – *тиманская* свита, р. Ухта, Южный Тиман; был введен в Стратиграфическую схему девона ВЕП (Решение ..., 1990) взамен *кыновского*, нижняя часть которого в стратотипе на Западном Урале имеет живетский возраст (Artyushkova et al., 2011).

Нижняя граница горизонта совпадает с подошвой репера «верхний известняк». Выше следует пачка шоколадно-бурых и зеленых аргиллитов, постепенно сменяющаяся «ритмитами» – тонким переслаиванием (5–12 мм) аргиллитов и крупнозернистых алевролитов, осложненными многочисленными ходами илоедов. На этом уровне в разрезах северного и западного склонов ЮТС распространены прослой (от 1 до 5) хорошо отсортированных песчаников и алевролитов пласта  $D_0$ . Верхняя половина горизонта слагается «среднекыновским известняком» (репер «аякс») и перекрывающей его пачкой глинисто-алевролитовых пород.

Тиманский горизонт ихнологически разнообразен: к тонкослоистым аргиллитам приурочены ходы *Lingulichnus*, в алевролитах преобладают *Skolithos* и *Planolites* с редкими *Scolicia*. Степень биотурбации увеличивается от 0–10 % в аргиллитах до 100 % в алевролитах.

«Среднекыновский известняк» является типовым стратиграфическим интервалом конодонтов *Ancyrodella pristina* Khalymbadzha and Chernysheva (1970), служащего маркером нижней границы франского яруса Евразии (Liao, Valenzuela-Ríos, 2008; Becker et al., 2020) (рис. 2).

Приведенные материалы по ТТД ЮТС дают возможность отметить следующие особенности: 1) начиная с воробьевского горизонта, каждый стратиграфический интервал характеризуется как песчаным, так и глинисто-алевролитовым типами разреза; 2) мощность интервалов (горизонтов) выдержана независимо от типа разреза; 3) на всех интервалах наблюдается чередование сортированных и несортированных пород; 4) вверх по разрезу сортировка и зрелость песчаников увеличивается; 5) различие пород

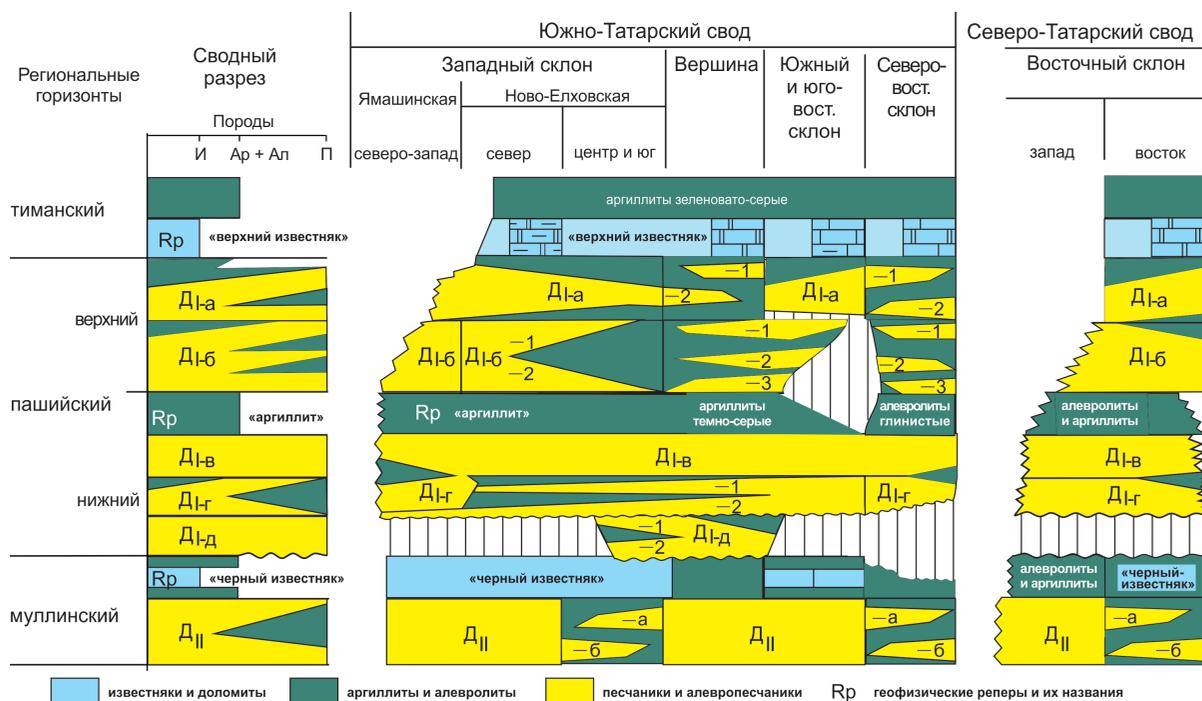


Рис. 4. Схема пласта  $D_1$  пашийского горизонта (вне масштаба); обращает внимание, что во многих разрезах соотношение коллектор/неколлектор составляет примерно равное (50/50) соотношение (по Данилова, 2008, с изменением)

по степени сортировки материала наблюдается в пределах «литотипов»; 6) вверх по разрезу, начиная с воробьевского горизонта, увеличивается биотурбация (особенно заметная в алевролитах) и начинают встречаться ихнотаксоны – индикаторы морских условий; 7) на многих уровнях разреза встречаются тонкие прослои фосфоритовых конкреций, доманикоидных пород, сидеритовых и шамозитовых железных руд; 8) количество песчаных тел в пределах стратиграфических интервалов (горизонтов) достаточно выдержано; 9) грубообломочные породы (гравелиты) имеют подчиненное значение и приурочены к нижней части ТТД.

### Материал

Построение карт основано на выборке данных каротажа, состоящей из более 25000 скважин в пределах сводовой части ЮТС и Ново-Елховской площади. Материал включал в себя комплекс геофизических параметров, необходимый для оценки глинистых и песчаных компонентов в разрезе. Количественная оценка ФЕС проведена по 27000 образцов.

Литологический и ихнологический анализ проведен по керну 30 скважин, хранящихся в кернохранилище ПАО «Татнефть» в г. Бугульма. Дополнительно были изучены и опробованы две скважины, хранящиеся в кернохранилище Казанского федерального университета. Всего описано и опробовано 530 м пород, вскрывших пашийские отложения в интервале пластов  $D_1$ -а,  $D_1$ -б,  $D_1$ -в. Отобрано и изучено 350 образцов керна, описано более 250 шлифов, проведен рентгено-структурный анализ 124 образцов.

### Методы и их задачи

**Литологическое расчленение** разреза скважин на основе комплекса признаков на каротажных кривых является одним из основных результатов интерпретации скважинных данных. Глинистые породы характеризуются

повышенными показаниями на кривой естественной радиоактивности (ГК) и положительными значениями на кривой самопроизвольной поляризации (ПС), а пласты песчаника, напротив, характеризуются пониженными значениями на кривой ГК и отрицательной амплитудой на кривых ПС. Глинистые песчаники и алевролиты занимают промежуточную нишу значений.

**Стратиграфическая разбивка** проводилась согласно схеме, принятой в ПАО «Татнефть». В основу отнесения отдельных выделенных пластов к определенному литотипу было положено уточненное макроскопическое описание. В дальнейшем для каждого выделенного пласта производилось снятие отсчетов с кривых каротажа. При этом применялись традиционные подходы оценки среднего в мощных пластах или экстремальных значений кривой в тонких пластах. В качестве критерия соответствия пласта категории «тонкого» была принята мощность 0,4 м.

**Разделение на литотипы по гранулометрическому составу** проведено с учетом макроописания керна и ГИС-данных по 1500 скважинам на основании процентного содержания псаммитовой фракции. Литотип «песчаник» определялся в случае, если доля псаммитовой фракции составляет более 70 %, в противном случае литотип считался «алевролитом».

Данное разделение подтверждается кросс-плотами распределения грансостава по  $A_{пс} = f(A_{гк})$  (рис. 5, 6). Так, пластам, характеризующимся минимальными значениями  $A_{гк}$  соответствует литотип «песчаник». Пласты, имеющие повышенные показания  $A_{гк}$  по сравнению с песчаниками могут именоваться «алевролитами» или «песчаниками глинистыми» с различными вариациями. Максимальные показания кривой  $A_{гк}$  соответствуют пластам «аргиллитов». В ходе выполнения работы было решено остановиться на выделении по различным признакам на каротажных кривых трех литотипов: «песчаник», «алевролит», «аргиллит». При этом литотип «алевролит»

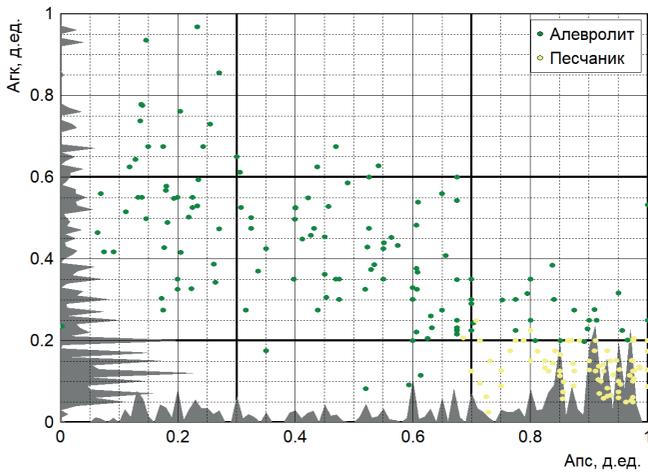


Рис. 5. Кросс-плот разделения на литотипы по гранулометрическому составу для западного склона ЮТС

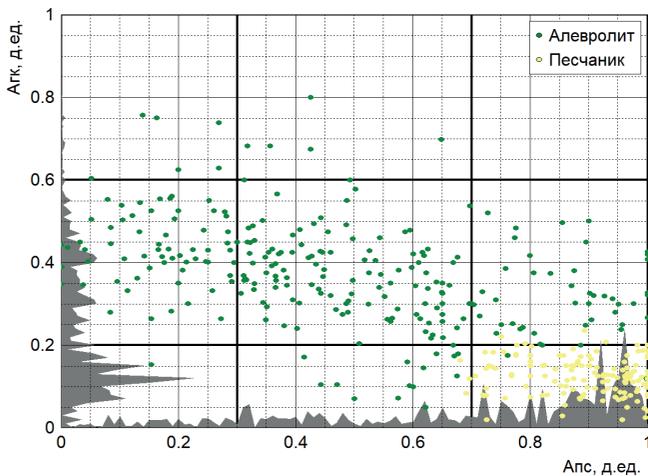


Рис. 6. Кросс-плот разделения на литотипы по гранулометрическому составу для сводовой части ЮТС

может быть назван в более широком понимании «алевролиты и заглинизированные песчаники».

**Построение карт** проводилось с помощью детерминированного метода пространственной интерполяции «Natural Neighbor» (Sibson, 1981) с размером ячейки 50 м. Выбор данного метода обусловлен тем, что он способен обрабатывать до 15 млн входных точек и интерполировать значения с определением веса каждой точки, основываясь на пропорциональных областях («естественных соседях»). Еще одно достоинство метода заключается в том, что он не выводит тренды и не создает пики, ямы или точки минимума, которые не представлены входными данными. Это позволяет получать более гладкую результирующую поверхность.

**Коэффициент песчаности.** Для выявления пластов песчаных тел по данным ГИС были использованы нормированные кривые Агк для нижней и верхней части пашийского горизонта. Значения Агк меньше 0,2 принималась за граничный уровень песчаников, а значения Агк более 0,6 – за граничный уровень аргиллитов. Таким образом, область всех значений кривой делилась на три части. Принималось, что песчаникам соответствует значение  $Агк < 0,2$ , аргиллитам:  $0,2 < Агк \leq 0,6$ , алевролитам:  $Агк > 0,6$ .

Значения глубин, отвечающие точкам пересечения Агк с линиями  $Агк = 0,2$  и  $Агк = 0,6$ , считались границами

интервала, в пределах которого область кривой нужно отнести к песчаникам, алевролитам или аргиллитам.

Минимальная мощность анализируемого интервала принята равной 0,4 м. Интервалы мощностью менее 0,4 м не анализировались и объединялись с соседними более мощными интервалами.

Последовательность интервалов (мощностью 0,4 м и более), определенных в каждой скважине, анализировалась следующим образом: осуществлялся подсчет количества интервалов, отнесенных к песчаникам; рассчитывалось процентное содержание песчаников, т.е. отношение суммарной мощности интервалов с песчаником к общей мощности исследуемого разреза.

Распределение коэффициента песчаности было ранжировано на пять расчетных классов, для каждого из которых в пределах пашийского горизонта было определено среднее количество пластов и мощность (табл. 1).

Каждый из пяти классов отвечает определенному типу разреза пашийского горизонта: *глинистому* (класс 1; коэфф. песч. 0–10 %), *алевроито-глинистому* (класс 2; коэфф. песч. 10–30 %), *переходному* или *песчано-алевроито-глинистому* (класс 3; коэфф. песч. 30–40 %), *алевроито-песчаному* (класс 4; коэфф. песч. 40–60 %) и *песчаному* (класс 5; коэфф. песч. 60–100 %).

Изолинии количества пластов песка учитывали каждый пласт песчаника мощностью 0,4 м. Изопахиты мощности стратиграфических интервалов проводились через 10 м. Визуализация расчетных данных проведена программным продуктом ArcGIS Pro.

**Литологические исследования** керн включали: макроскопическое описание, изучение петрографических шлифов и рентгенографический анализ.

Описание керн проводилось поинтервально снизу-вверх с определением основных характеристик пород: цвет, структура, текстура, минеральный состав, взаимоотношение слоев, состав органических остатков и прочих особенностей. Границы интервалов определялись по литологическим признакам с учетом нефтенасыщения пород. Обращалось внимание на последовательность напластования, литологический состав, структуру и текстуру пород, характер нефтенасыщенности и др. Описание шлифов проводилось с помощью оптического поляризационного микроскопа «Axio Imager A2». Анализ шлифов включал определение минерального состава, выявление микротекстуры и структуры пород. По шлифам также оценивался гранулометрический состав терригенного материала (песок/алевроит/пелит), а для песчаников и

Класс	Песчаность, %	Количество пластов	Мощность, м
1	0–10	0–2	10–20
2	10–30	1–3	10–20, реже до 30
3	30–40	2–3	20–30
4	40–60	3–4, реже 1 или 5	30–40, реже 10
5	60–100	3–4, реже 2 или 5	10–20, реже до 30

Табл. 1. Ранжирование отложений пашийского горизонта по коэффициенту песчаности

алевролитов – сортированность обломочного материала. Количественный минеральный состав пород определялся с помощью рентгенографического анализа на дифрактометре D2 Phaser. Данные этого анализа использовались для оценки степени минералогической зрелости терригенного материала различных литотипов, т.е. отношения содержания кварца к сумме содержаний кварца и других обломков (полевые шпаты, слюды, глинистые минералы).

Задачами литологического изучения керна служили: выявление основных литотипов и их последовательностей, минералого-петрографическая характеристика литотипов, определение их диагностических признаков.

**Ихнологические исследования.** Ихнофациальный и ихнотекстуальный анализы проводились одновременно с послойным описанием керна как непосредственно в кернохранилище, так и в лабораторных условиях. Детальность изучения составила 0,1 м. Одновременно с ихнологическими исследованиями отмечались и определялись остатки скелетной фауны.

Изучение керна и анализ условий осадкообразования проведены по методике, предложенной Е.Ю. Барабошкиным (2007) и В.П. Алексеевым (2014). Определения ихнофоссилий и биотурбации в керне проведено по методике Д. Кнаушта (Knaust, 2017).

**Ихнофациальный анализ** включал определение ихнофоссилий и их группировку в комплексы. **Ихнотекстуальный анализ** включал: 1) определение размещения ихнофоссилий в осадочной толще, 2) определение степени биотурбации (перемешивания осадка жившими в нем организмами) и ее стадийности.

**Результаты**

Результаты литологических исследований терригенных отложений пашийского горизонта позволили разработать их классификацию (табл. 2) и обосновать основные характеристики, полученные при макро- и микроскопическом изучении керна и шлифов (рис. 7).

Минералого-литологический анализ подтверждает присутствие среди терригенных отложений различных литотипов, основными из которых являются песчаники, алевролиты и аргиллиты. Каждый из них в изученных разрезах образует пласты различной мощности.

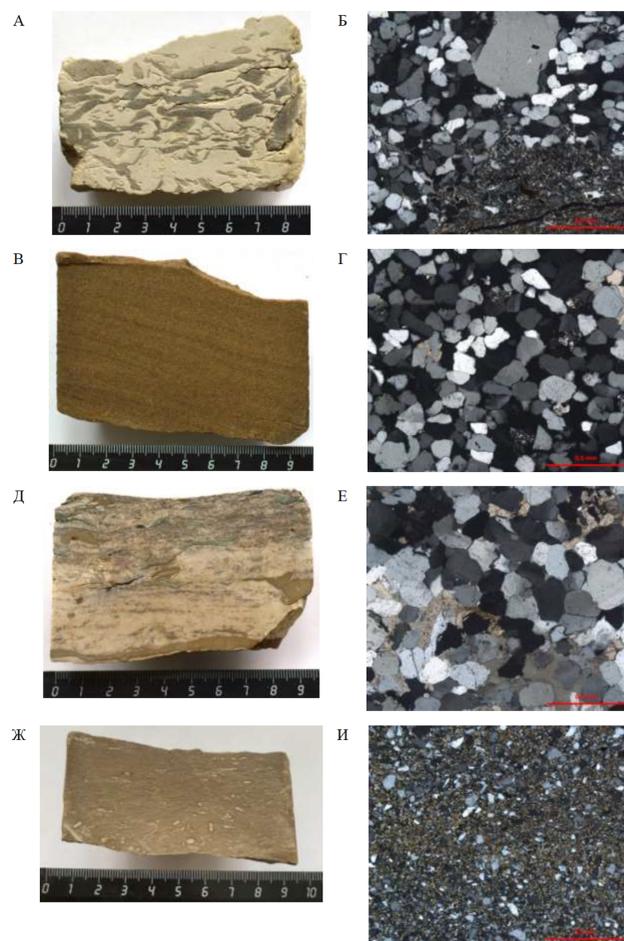


Рис. 7. Основные литотипы терригенных пород пашийского горизонта. Слева – образец, справа – шлиф; А, Б – песчаник пористый нефтенасыщенный. Черемшанская площадь. Скв. 11895, гл. 1767,6 м; В, Г – алевролит пористый слабо нефтенасыщенный. Куакбаишская площадь. Скв. 38273, гл. 1792,9 м; Д, Е – алевролит плотный карбонатный. Ново-Елховское месторождение. Скв. 701, гл. 1819,1 м; Ж, И – аргиллит алевролитистый. Восточно-Сулеевская площадь. Скв. 11615, гл. 1741,2 м.

**Результаты ихнологических исследований**

Ихнофоссилии (следы жизнедеятельности фауны, в том числе и бесскелетной) сохранились в большом количестве и разнообразии, что позволило определить их состав, выявить распределение по типам разреза (классы

Литотипы		Сортировка терригенного материала (песок/алевролит/пелит)	Минералогическая зрелость пород	Окатанность обломков
Литотипы I уровня	Литотипы II уровня			
Песчаники	Песчаники пористые	95–75/5–25/до 1–2 преимущественно хорошая	>0,97	хорошая и средняя
	Песчаники плотные карбонатные	95–75/5–25/до 1–2 преимущественно хорошая		
Алевролиты	Алевролиты пористые	10–25/75–85/5–10 преимущественно хорошая	0,90–0,99	хорошая и средняя
	Алевролиты плотные глинистые	5–25/40–85/10–35 средняя и плохая	0,60–0,95	средняя и плохая
	Алевролиты плотные карбонатные	25/75/0 преимущественно хорошая	0,75–0,95	хорошая и средняя
Аргиллиты	Аргиллиты, в т.ч. алевролитистые и карбонатные	0–10/10–30/70–90 хорошая, средняя или плохая в зависимости от содержания алевролитовой компоненты	0,25–0,70	алевролитовый материал плохой окатанности

Табл. 2. Классификация терригенных пород пашийского горизонта

1–5, табл. 1), увязать типы разреза с активностью водной среды и фаціальными обстановками (рис. 8). Остатки скелетной фауны, напротив, сохранились в малом количестве, часто плохо определимы, что может указывать на неблагоприятные условия fossilization.

Аргиллиты количественно наиболее насыщены окаменелостями. Лингулы и двустворчатые моллюски с сохранившимся раковинным веществом зафиксированы на поверхностях напластования аргиллитов, редко встречаются конхостраки и сколекодонты. Ихнофоссилии в аргиллитах представлены ходами *Lingulichnus* и *Arenicolites*. Биотурбация слабая: поверхности напластования гладкие, тонкая слоистость сохранена. Возможно, результаты биотурбации скрыты в результате уплотнения глинистого осадка при литификации породы.

Алевролиты при максимальной разнообразии и количестве ихнофоссилий, сильной биотурбации, слабо насыщены скелетными остатками. Тонкодисперсный растительный детрит часто покрывает поверхности напластования алевролитов и подчеркивает их слоистость. Глинистые алевролиты включают остатки чешуйки панцирных рыб (очень редко), раковины конхострак и двустворок. Комплекс ихнофоссилий пашийских алевролитов наиболее богат и разнообразен. Ихнофоссилии представлены вертикальными ходами *Arenicolites*, *Skolithos*, *Spirophyton*, *Thalassinoides* и *Zoophycos*, горизонтальными *Palaeophycos* и *Planolites* (рис. 9, 10). Степень биотурбации варьирует от 0–10% в глинистых алевролитах до полной 100% переработки пористых алевролитов с вторичными, наложенными ходами.

Песчаники слабо охарактеризованы палеонтологическими остатками. Очень редко встречаются чешуйки

рыб, чаще тонкий и фрагментарный растительный детрит. Детрит, как и нефтеносность, подчеркивает параллельную слоистость в песчаниках: косую или горизонтальную. Ихнофоссилии встречаются очень редко и представлены хорошо укрепленными вертикальными ходами *Skolithos*.

Карбонатные породы включают большое количество слоевищ известковых водорослей и замковых брахиопод, в том числе захороненных в прижизненном состоянии.

**Карты коэффициента песчаности, коэффициента расчлененности и мощностей пашийских отложений**

*Карта нижней части пашийского горизонта* (пласты Д<sub>1</sub>-в, Д<sub>1</sub>-г, Д<sub>1</sub>-д) отражает пространственное взаимоотношение песчаников и глинистых пород. В целом характерно мозаичное распределение без конкретной закономерности (рис. 11).

Песчаные тела *разрезов песчаного типа* (класс 5; коэфф. песч. 60–100%; табл. 1, рис. 8) условно формируют две неоднородных группы. Одна группа песчаных тел располагается на северо-западе и западе ЮТС, другая – на юго-востоке и юге. Отдельные тела в пределах групп характеризуются изометричной формой от 2,5 до 10,0 км по длинной оси (например, Ново-Елховское месторождение, Карамалинская, Восточно-Ленинградская и Южная площади Ромашкинского месторождения). Большинство тел образует линейно-вытянутые скопления общей протяженностью от 10,4 до 25,2 км. Примечательно, что ориентировка тел различная: на западе они прерывисто протягивают в субмеридиональном направлении, на юго-востоке они постепенно выклиниваются в северо-западном направлении.

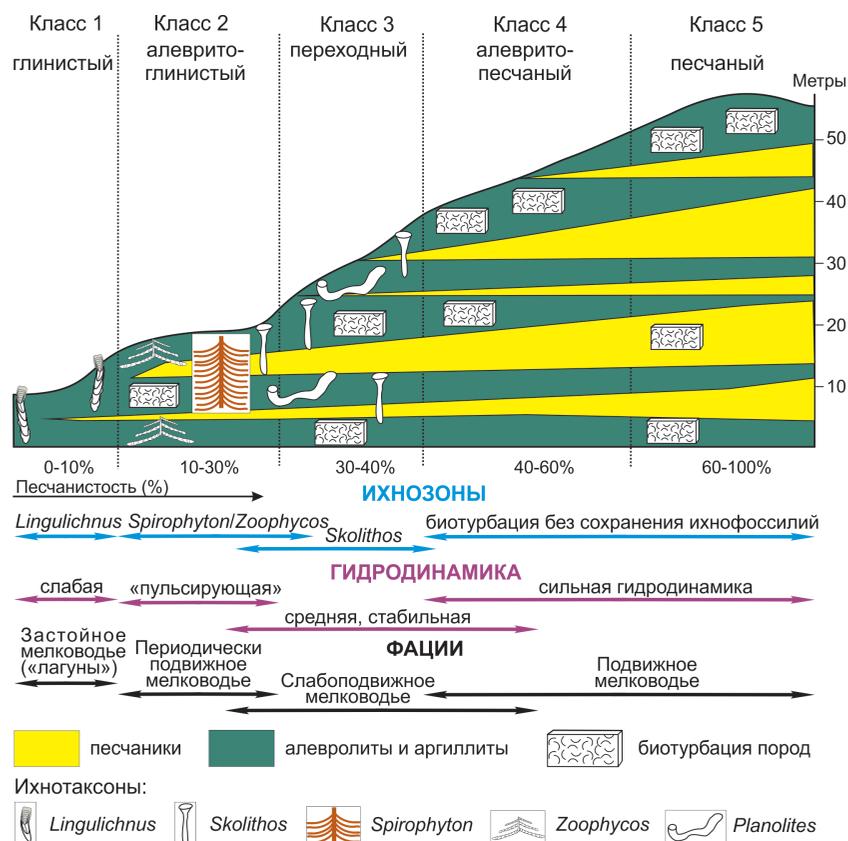


Рис. 8. Распределение ихнофоссилий и биотурбации по пяти литологическим типам (классам) разреза пашийского горизонта (см. табл. 1)

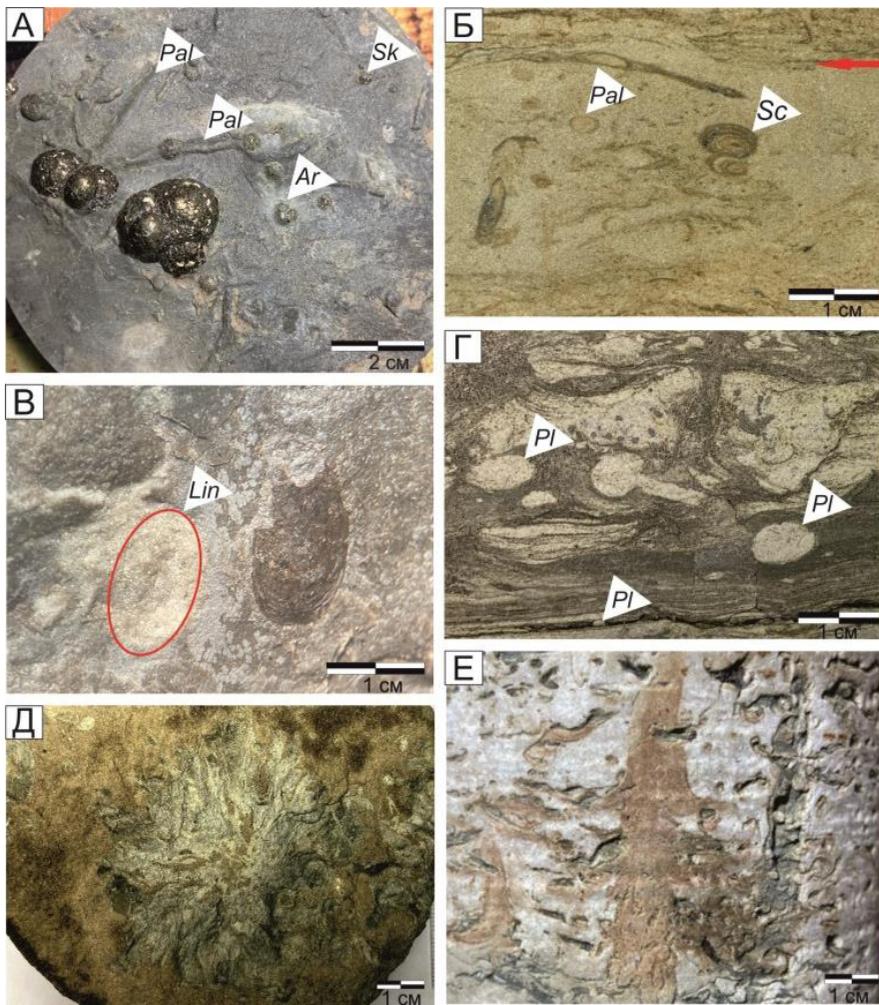


Рис. 9. Ихнофоссилии пашийского горизонта Южно-Татарского свода. А) Ходы *Arenicolites* (Ar), *Skolithos* (Sk), *Palaeorhycos* (Pal) на поверхности напластования алеволита. Сечение вертикальных ходов пиритизировано. Скв. 32821, Березовская, гл. 1738 м. Б) Ходы *Scolicia* (Sc) и *Palaeorhycos* (Pal) в полностью биотурбированном и гомогенизированном алеволите (100 % переработки). Красная стрелка указывает на поверхность внутриформационного перерыва – диаастему. Выше – степень биотурбации снижается. Скв. 22084, Сармановская, гл. 1669,1 м; масштабная линейка 1 см. В) Ходы *Lingulichthus* (красный овал), заполненные алевритистым материалом, на верхней поверхности напластования аргиллита с лингулами. Скв. 20109, Глазовская, гл. 1704,5 м; масштабная линейка 1 мм. Г) Ходы *Planolites* (Pl) в поперечном сечении алеволита. В нижней части – тонкая волнистая слоистость со слабой (30 %) биотурбацией. Вверху степень биотурбации резко увеличивается (до 100 %). Скв. 918, Мусломовская, гл. 1683,4 м; масштабная линейка 1 см. Д) Ходы *Zoerhycos* на поверхности напластования песчаника. Скв. 909, Бастрыкская, гл. 1698 м. Е) Ходы *Spirophyton* в поперечном сечении биотурбированного алеволита. Ход подчеркивается вторичной сидеритизацией. Скв. 8266, Ново-Елховская, гл. 1679,2 м. Масштабная линейка на всех фотографиях – 1 см.

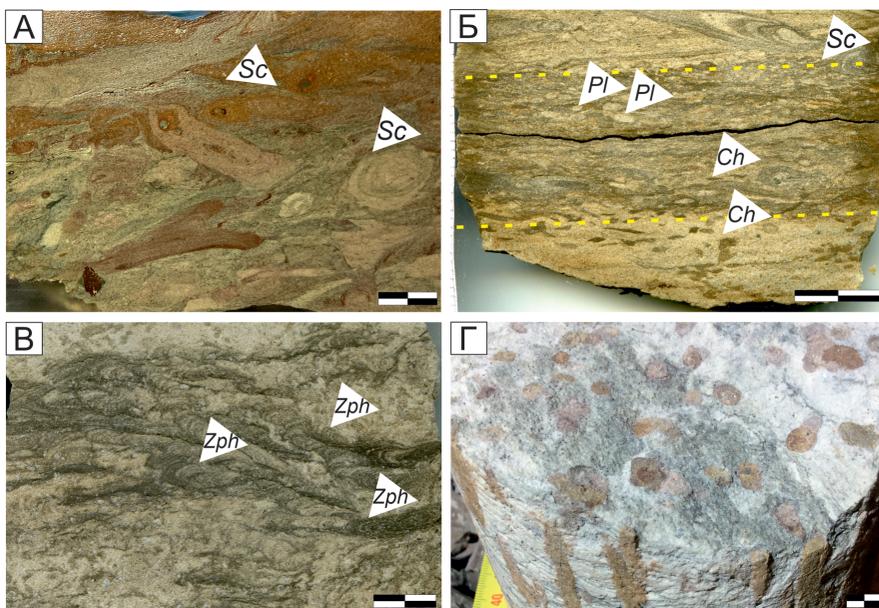


Рис. 10. Основные ихнотаксоны терригенной толщи девона Южно-Татарского свода. А) Ходы *Scolicia* (Sc) в поперечном сечении биотурбированного алеволита (100 % переработки). Биотурбация подчеркнута вторичной сидеритизацией. Ардатовский горизонт, скв. 2354, Сабанчинская, гл. 1814,8 м. Б) Этажная биотурбация в поперечном сечении алеволита (желтые пунктирные линии). Нижний этаж полностью гомогенизирован (100 % переработки) с вторичной биотурбацией и ходами *Chondrites* (Ch). Средний этаж сильно биотурбирован (100% переработки) с сечениями ходов, похожих на *Planolites* (Pl) и *Chondrites* (Ch). Верхний этаж со средней биотурбацией (50 % переработки) и продольным сечением ходов *Scolicia* (Sc) с заполнением в форме вытянутых контрастных менисков. Ардатовский горизонт, скв. 11615, Восточно-Сулеевская, гл. 1745,1 м. В) Ламини ходов *Zoerhycos* (Zph) в поперечном сечении биотурбированного алеволита (100 % переработки). Воробьевский горизонт, скв. 19430, Павловская, гл. 1792,5 м. Г) Ходы *Skolithos* в алеволите с волнистой слоистостью. Ходы подчеркнуты вторичной сидеритизацией. Тиманский горизонт, скв. 900, Бастрыкская, гл. 1759,5 м. Масштабная линейка на всех фотографиях – 1 см.

Песчаные тела располагаются в среднем на расстоянии от 1,5 до 3 км друг от друга. Местами они разделены небольшими участками (1,0–1,5х0,8–2,5 км) песчано-глинистых отложений, типичных для *разрезов алеврито-глинистого типа* (класс 2; коэфф. песч. 10–30 %) (например, Холмовская и Зеленогорская площади). На периферии ЮТС песчаные тела *разрезов песчаного типа* приобретают линейно-вытянутую форму, протягиваясь на 9,0–15,5 км (Ерсубайкинское месторождение на западном склоне и юго-восточный склон ЮТС).

*Разрезы переходного типа* (класс 3; коэфф. песч. 30–40 %) и *разрезы алеврито-песчаного типа* (класс 4; коэфф. песч. 40–60 %) имеют пятнистый, мозаичный характер распределения песчаных тел. Тела различной формы: округлые (диаметр 0,7–1,5 км) (например, Ташлиярская площадь), вытянутые в одном направлении (3,0–12,0 км) (например, Чишминская площадь), сложные (8,0–16,5х5,5–7,5 км) (например, Миннибаевская

площадь). Ориентировка тел хаотичная. В центральной части ЮТС песчаные тела располагаются на расстоянии 0,6–3,0 км друг от друга, на периферии удаленность возрастает до 3,0–9,0 км. Песчаные тела этих типов разделяются участками, представленными в сводовой части ЮТС *разрезами глинистого типа* (класс 1; коэфф. песч. 0–10 %), а на юге ЮТС – *разрезами алеврито-глинистого типа* (класс 2; коэфф. песч. 10–30 %)

На южной, северной и северо-восточной частях карты преобладают глинистые отложения – *разрезы глинистого* (класс 1) и *алевроито-глинистого типа* (класс 2). Глинистые тела имеют разнообразную форму с доминированием сложной. Расстояние между ними меняется от 1,5 до 7,5 км. Тела ориентированы в диагональном направлении (северо-западное–юго-восточное простирание длинных осей).

Карта верхней части *нашийского горизонта* (пласты Д<sub>1</sub>-а, Д<sub>1</sub>-б, Д<sub>1</sub>-в) сохраняет мозаичный рисунок

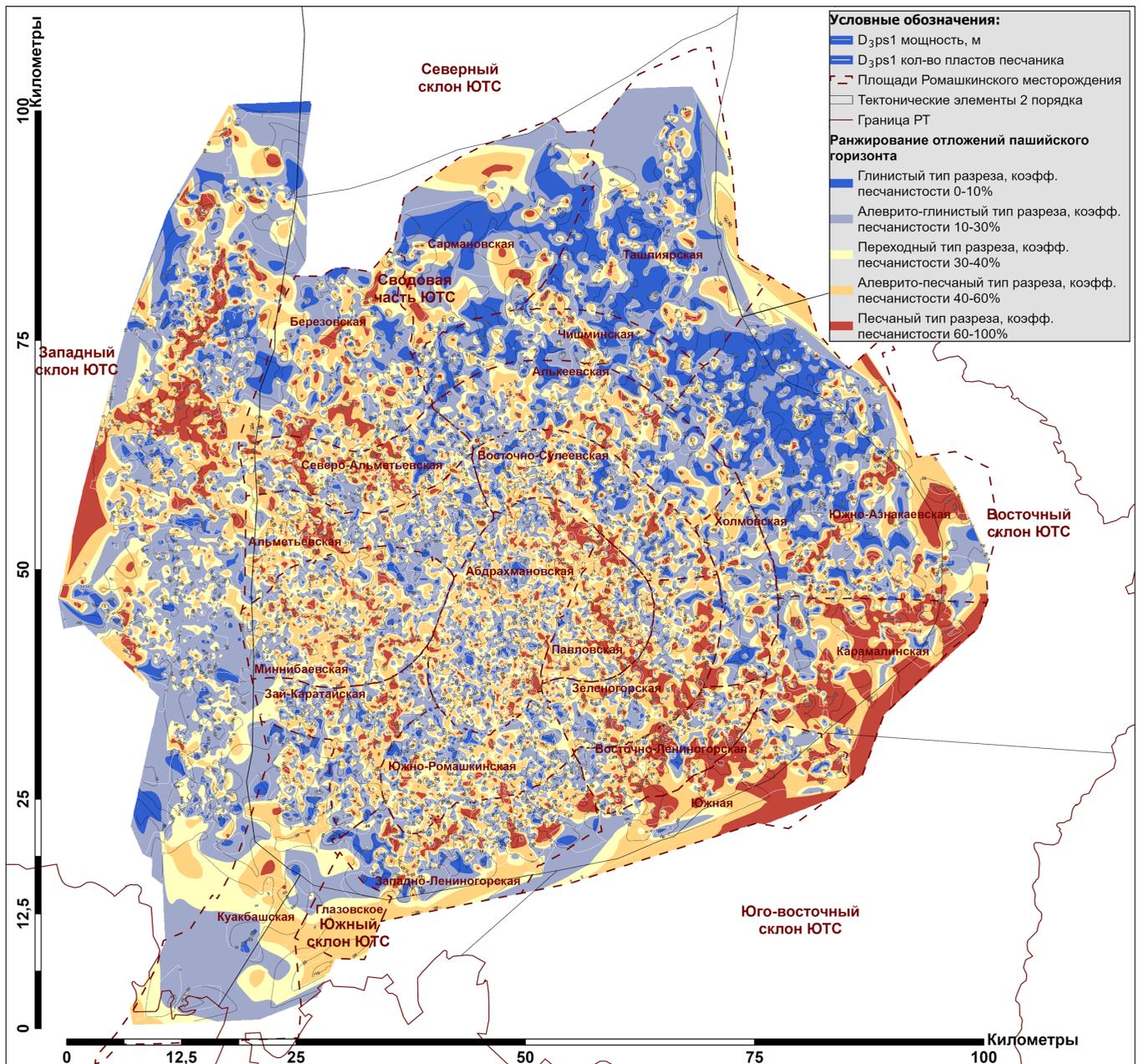


Рис. 11. Карта коэффициента песчаности, коэффициента расчлененности и мощностей для нижней части нашийского горизонта (D<sub>3rs1</sub>; пласты Д<sub>1</sub>-в, Д<sub>1</sub>-г, Д<sub>1</sub>-д)

распределения песчаников и глинистых пород; одновременно меняется характер распределения геологических тел (рис. 12).

Песчаные тела *разрезов песчаного типа* (класс 5) в незначительном количестве остаются на северо-западе и западе. Они представлены двумя линейно-вытянутыми скоплениями размером 1,5–3,2x37,5 км (на северо-западе) и 7,8x18,7 км (в западной части). В пределах этих скоплений тела располагаются в среднем на расстоянии от 1,5 до 4,5 км друг от друга. Местами песчаные тела разделены отложениями *разрезов алеврито-глинистого типа* (класс 2) размером 1,0–1,5x0,8–2,5 км и *разрезов глинистого типа* (класс 1) – размером в среднем 0,9x2,2 км.

Характер распределения песчаных тел *разрезов переходного типа* (класс 3) и *разрезов алеврито-песчаного типа* (класс 4) крайне неравномерный. Повышенная концентрация песчаных тел свойственна западной, северной и восточной частям карты. Разнообразие форм

по сравнению с началом пашийского времени сохраняются. Представлены округлые тела диаметром 0,6–1,5 км, вытянутые в одном направлении и протяженностью 7,0–9,3 км (напр., Абдрахмановская площадь), сложные тела – размером 4,6–14,0x3,5–7,5 км (напр., Чишминская площадь). Ориентировка тел либо субмеридиональная (в центральной и западной частях ЮТС), либо дугообразная (в восточной и северной частях). Песчаные тела располагаются на расстоянии 2,1–7,8 км друг от друга. Глинистые отложения, разделяющие песчаные тела, в центре ЮТС преимущественно представлены *разрезами алеврито-глинистого типа* (класс 2); по периферии ЮТС – *разрезами глинистого типа* (класс 1).

Доля глинистых отложений в верхней части пашийского горизонта возрастает. Они образуют *разрезы глинистого* (класс 1) и *алевроито-глинистого* (класс 2) типа. Глинистые тела разнообразной формы с доминированием сложной. Расстояние между ними варьирует от 1,5 до

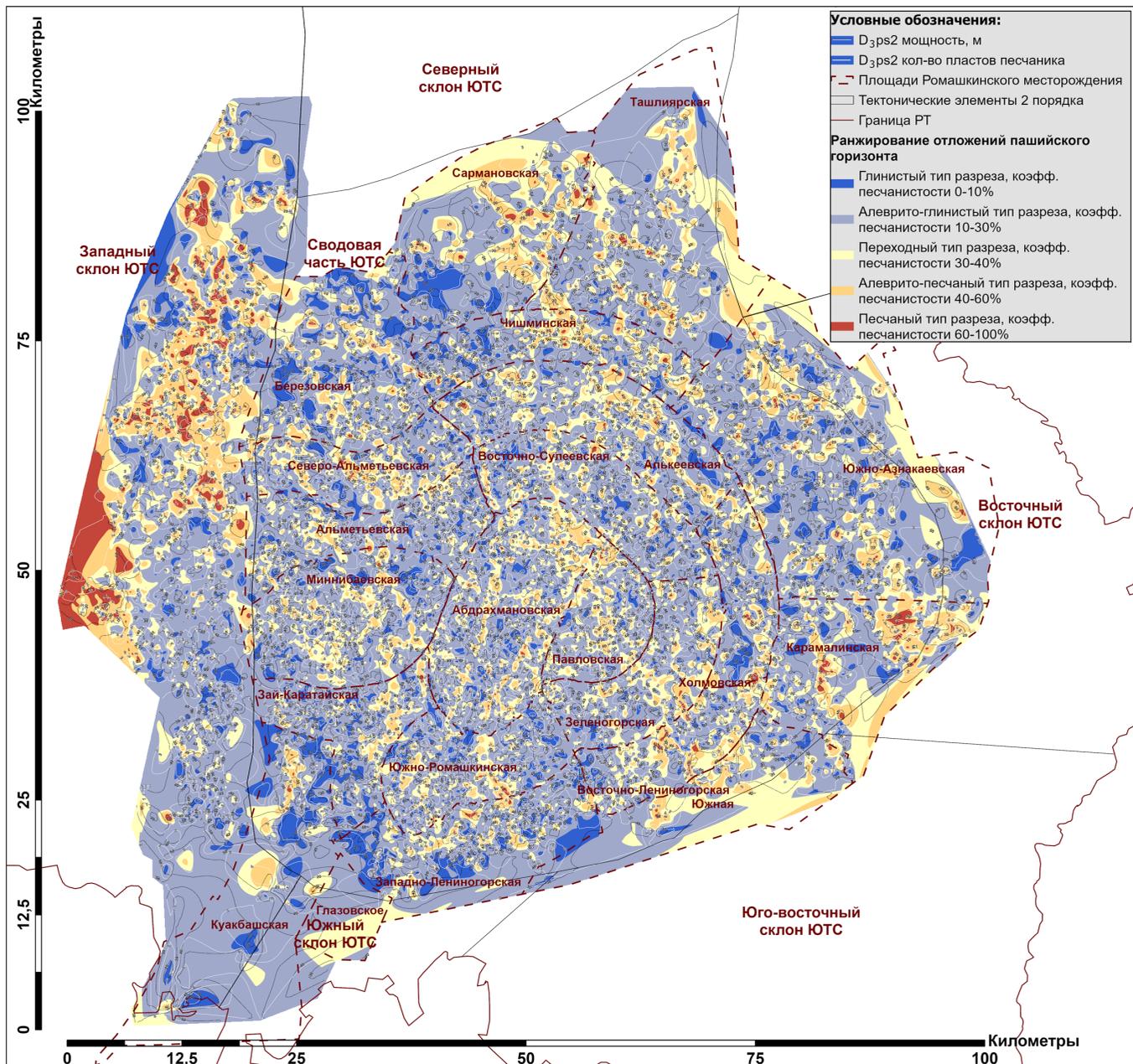


Рис. 12. Карта коэффициента песчаности, коэффициента расчлененности и мощностей для верхней части пашийского горизонта ( $D_{3ps2}$ ; пласты  $D_1-a$ ,  $D_1-b$ )

6,2 км. Тела располагаются по своеобразным концентрическим линиям с выраженным понижением значений коэффициента песчаности к периферии.

**Обсуждение результатов**

*Палеогеографическое положение ЮТС в среднем девоне.* Среднедевонская зона сочленения Уральского палеоокеана и Восточно-Европейской платформы, согласно тектонической классификации (Kingston et al., 1983; Mitchell, Reading, 1986), соответствует крупному сложно построенному (субдукционному) океаническому бассейну, включающему широкую континентальную окраину (Einsele, 2000). В целом, здесь прослеживается нормальный фациальный ряд, протягивающийся от области сноса (суши) и континентально-дельтовых обстановок через мелководный морской бассейн различной солёности к континентальному склону и, далее, к океаническим обстановкам: преддуговому прогибу, островным дугам

и задуговому бассейну Уральского палеоокеана (Пучков, 2010) (рис. 13).

Пассивная континентальная окраина ВЕП представляла собой широкий (500–1000 км в поперечнике) континентальный шельф, полого погружающийся к перегибу континентального склона и обменивающийся водой с открытым океаническим бассейном.

Территория ЮТС, которая ниже обозначена термином *бассейн ЮТС*, представляла в среднем девоне небольшую, относительно приподнятую и мелководную часть континентального шельфа, обозначенную на рис. 13 как морской бассейн с солёностью, близкой к нормальной. Бассейн ЮТС располагался на значительном удалении (около 500–1000 км) как от предполагаемой основной береговой линии суши, так и от границы (бровки) континентального склона (активной окраины). Удаленность ЮТС от основной береговой линии суши должна была повышать значимость локальных областей сноса – Северо-Татарского,

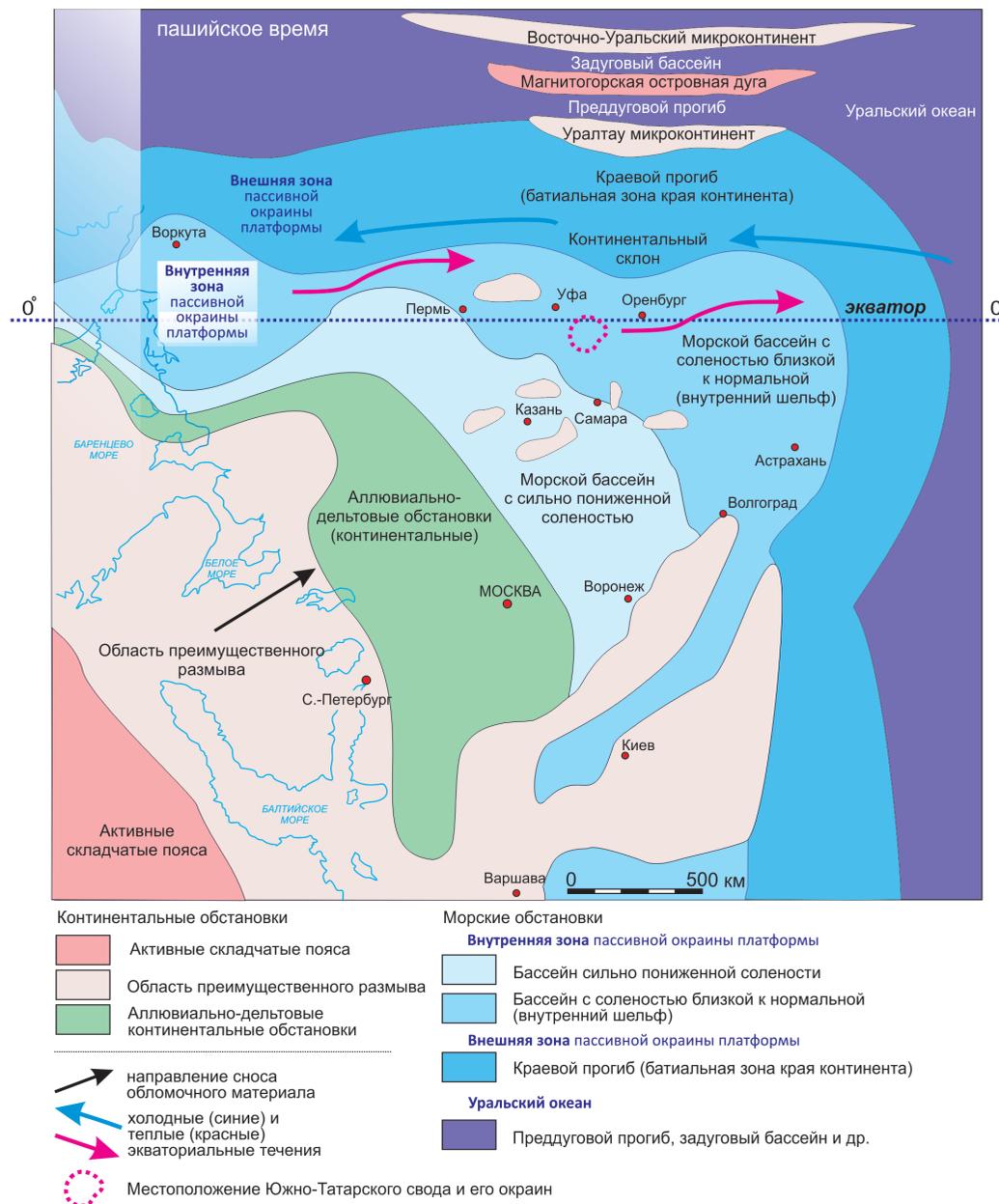


Рис. 13. Палеогеографическая схема пашийского времени Восточно-Европейской платформы и Уральского палеоокеана; составлена по данным (Афанасьева, Амон, 2012; Тихомиров, 1995; Тихий, 1956, 1975; Родионова и др., 1995; Nikishin et al., 1996; Мизенс, Свяжжина, 2007; Пучков, 2010; Шеин и др., 2020)

Башкирского, Жигулевско-Оренбургского сводов (Тихий, 1975; Peterson, Clarke, 1983), и возможность неоднократной переработки ранее накопившихся внутрибассейновых осадков. Удаленность ЮТС от границы континентального склона и относительно большое количество локальных областей сноса («островов») могли являться факторами, снижающими интенсивность волновой деятельности (Долотов, 1989; Einsele, 2000), а также опосредованно влияющими на соленость бассейна: при обильном поступлении пресных вод с суши бассейн мог становиться, хотя бы на недолгое время, солоноватоводным. Большая ширина (1000–2000 км) континентального шельфа предполагает наличие интенсивных приливно-отливных течений (Reynaud, Dalrymple, 2012), которые дополнительно усиливались в пределах бассейна ЮТС его расположением в экваториальной зоне. Приливно-отливные течения приводят, как правило, к активным морским течениям, направленным вдоль береговой линии.

**Основные особенности терригенной толщи девона** – геологические, литологические и ихнологические

признаки, в т.ч. рассмотренные отдельно для пашийского горизонта, приведены в табл. 3. Пространственное распределение основных типов разрезов (*классов*, табл. 1) пашийского горизонта по площади ЮТС показано выше на рис. 11, 12.

Используя эти данные, можно попытаться сравнить среднедевонский бассейн ЮТС с современными и древними бассейнами, имеющими сходные черты, и после этого попробовать реконструировать условия осадконакопления.

Отметим, что современная Земля содержит далеко не все обстановки, существовавшие в геологическом прошлом. В частности, это связано с тем, что континентальные шельфы современной Земли еще не пришли в равновесие с водным режимом и источниками сноса (Emery, 1952; Мурдмаа, 1979; Johnson, Baldwin, 1986; Galloway, Hobday, 1996). В большинстве случаев современные шельфы отражают низкое стояние моря, связанное с четвертичными оледенениями. То есть соответствуют условиям, во время которых уровень океана был ниже

		Воробьевско-муллинский интервал	Пашийский горизонт
Мощность всей толщи, м		30–50	40–60
Песчано-алевролитовые тела	Мощность, м	От 0,5 до 10 (средняя: 4–8)	От 0,5 до 30 (средняя: 0,5–9)
	Состав	кварцевый	
	Сортировка (зрелость)	плохая (низкая)/хорошая (высокая)	хорошая (высокая)
	Размер зерен	разный	мелкий
	Слюда, %	до 3-4	< 1
	Детрит растений	редко	редко, дисперсный
Размеры песчаных тел, км			ширина 0,7–5; длина 2–20; системы тел длиной до 40
Размеры глинистых тел			ширина 0,7–5; длина 2–20
Алевролиты	Мощность, м	5–10	1–5
	Состав	кварцевый	
	Сортировка (зрелость)	Средняя, реже плохая	Хорошая и средняя
	Размер зерен	Разная	крупный
	Слюда, %	До 4–5	До 2
	Детрит растений	редко	редко
Биотурбация	аргиллиты	Слабая. Фиксируется на поверхностях напластования с остатками фауны	
	алевролиты	Сильная. Интервал интенсивно переработан. Слоистость сохранилась в ритмитах	От средней до сильной, в среднем 40–60%, до 100% в верхней части интервала
	песчаники	Преимущественно отсутствует. Редкие прослои с 100% биотурбацией	
Ихно-таксоны	аргиллиты	<i>Lingulichnus</i>	<i>Lingulichnus</i>
	алевролиты	<i>Chondrites, Planolites, Skolithos, Spirophyton, Zoophycos</i>	<i>Arenicolites, Palaeophycos, Planolites, Scolicia, Skolithos, Spirophyton, Zoophycos</i>
	песчаники	нет	<i>Skolithos</i>
Ихнофашии	аргиллиты	<i>Cruziana</i>	
	алевролиты	<i>Zoophycos</i>	От <i>Skolithos</i> до <i>Cruziana</i>
	песчаники	<i>Skolithos</i> (?)	<i>Skolithos</i>
Карбонатные прослои		Есть	
Доманикоидные фашии		Есть, тонкие	–
Фауна (body fossils)		Лингулы в аргиллитах, конхостраки, двустворки, тентакулиты, офиуры	Лингулы в аргиллитах, брахиоподы, рыбы, конхостраки
Флора листовая		в отдельных прослоях	редко
Дополнительные признаки		Фосфориты В аргиллитах и алевролитах – сидеритизация и пиритизация	Пиритизация, в т.ч. в песчаниках Сидеритизация

Табл. 3. Основные признаки терригенных отложений девона Южно-Татарского свода

современного более чем на 100 м (Einsele, 2000). Это ограничивает возможности актуалистического метода.

Поиск аналогов ТТД ЮТС в современных обстановках логично начать с анализа различных зон прибрежной области современных морей и океанов: размеров, формы и состава песчаных тел (рис. 14), особенностей рельефа, гидродинамики и осадков (табл. 4). Сравнение этих данных с признаками ТТД ЮТС (рис. 11, 12, табл. 3) позволяет сделать предположение о наибольшем сходстве среднедевонского бассейна ЮТС со *средним шельфом* или так называемой зоной открытого (offshore<sup>1</sup>) моря (ориентировочные глубины 50–100 м). В этой зоне доминируют течения разной природы (волновые, приливные, постоянные), и образуются связанные с этими течениями формы подводного рельефа. Признаки песчаных тел пашийского горизонта ЮТС имеют сходство с признаками подводных валов (баров) (longshore bars), формирующимися как в зоне открытого моря, так и в смежной прибрежной зоне внутреннего шельфа (табл. 4).

«Мозаичное» распределение в пространстве глинистых и песчаных осадков является, вероятно, наиболее характерным и необычным признаком пашийского горизонта ЮТС (рис. 11, 12). Интересно, что мозаичное или пестрое латеральное чередование терригенных – илистых, алевроитовых и песчаных осадков обычно для современных шельфов.

Шельф современного океана – пример мозаичного распределения осадков. Примерно до середины 1930-х гг. считалось, что осадки континентального шельфа закономерно и постепенно изменяются от крупнозернистых у берега до мелкозернистых на глубине. Океанологические исследования середины XX века показали, что распределение разных по зернистости типов осадков на поверхности шельфа представляет собой сложную мозаику. Мозаика состоит из участков, сложенных различными по составу (в т.ч. зернистости) и возрасту, современными и реликтовыми осадками, в разной степени переработанными

современными процессами переноса, отмучивания и аккумуляции (Emery, 1952; Мурдмаа, 1979).

В настоящее время мозаичное распределение осадков (а также высокая мобильность осадочных тел и быстрая фациальная перестройка дна бассейна) подтверждено детальными картами океанического дна: тектонически стабильного среднего шельфа южного моря Кореи (Park et al., 2003), гидродинамически активного внутреннего и среднего шельфа Ирландского моря (Van Landeghem et al., 2009; Ward et al., 2015, 2020) и Новой Зеландии (Bostock et al., 2019), широкого шельфа северо-восточной Австралии (Lewis et al., 2014); узкого шельфа Иберийского моря (Jouanneau et al., 2002), внутреннего илистого шельфа Атлантического океана у северо-восточного побережья между устьями Амазонки и Ориноко (Anthony et al., 2010, 2014) и у восточного побережья Бразилии (Vieira et al., 2019).

Мозаичное распределение осадков на шельфе зависит главным образом от интенсивности поступления терригенного материала и динамики вод.

Вынос терригенного материала с континентов в океан имеет отчетливый «очаговый» характер (Лисицын, 1974, 1978 и др.): подавляющая часть материала выносится небольшим количеством гигантских рек (Амазонка, Ориноко и др.), тогда как все остальные денудационные процессы (малые реки, абразия берегов, эоловый вынос и т.д.) имеют подчиненное значение. Очаговый характер выноса терригенного материала определяет разнообразие поперечных (по отношению к береговой линии) фациальных рядов, протягивающихся вдоль побережий континентов. То есть, поперечные ряды фаций у устьев крупных рек коренным образом отличаются от рядов фаций тех областей, где вынос терригенного материала ограничен или отсутствует (Мурдмаа, 1979). Обращает на себя внимание закономерность, что большинство крупных рек дренирует гумидные зоны континентов, отражая климатическую зональность планеты.

Таким образом, шельф современных морей (особенно широкий) характеризуется одновременным «пятнистым» сосуществованием в одном и том же диапазоне глубин глинистых, алевроитовых, песчаных (и иногда карбонатных) фаций (Emery, 1952; Vieira et al., 2019 и др.).

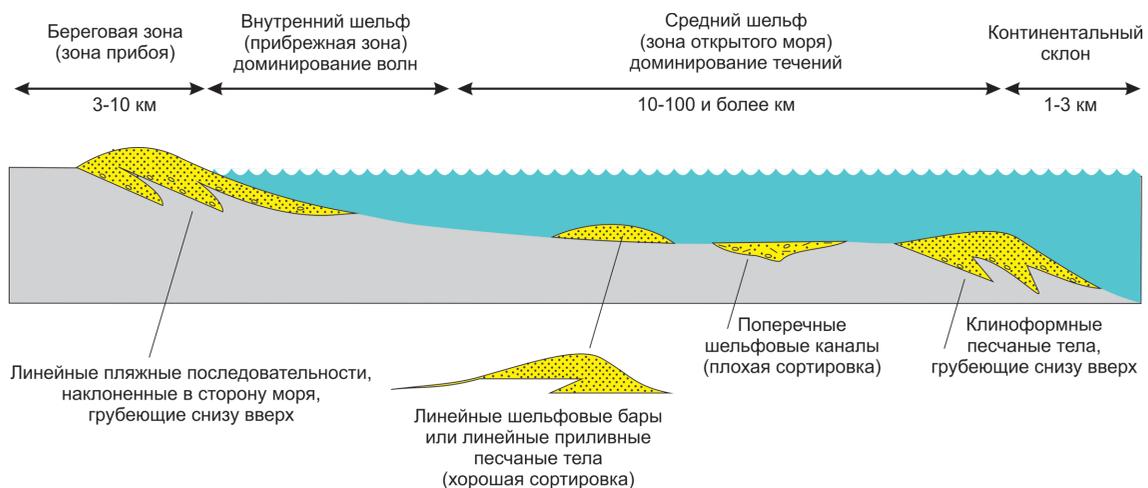


Рис. 14. Схема поперечного разреза от берега до континентального склона, иллюстрирующая профиль, размер и форму песчаных тел (по Pettijohn et al., 1987; Долотов, 1989, с дополнением)

<p><b>Береговая зона (coastal) – зона прибоя</b>  <i>Син.</i>: зона пляжа; зона заплеска волн (swash zone); зона прибойного потока; тыльная часть берега (backshore)</p>	<p><b>Прибрежная зона (nearshore) – зона волн (внутренний шельф, до глубины 50 м)</b>  <i>Син.</i>: зона подводных валов и ложбин; зона разрушения волн (breaker zone); прибрежные мелководья</p>	<p><b>Зона открытого моря (offshore) – зона течений (средний шельф, 50–100 м)</b>  <i>Син.</i>: внешняя зона подводного берегового склона; зона волн мелководья (zone of shoaling waves)</p>
<p><b>Формы рельефа:</b> песчаный пляж с надводной (субаэральной) и подводной (субаквальной) частями</p>	<p><b>Формы рельефа:</b> Один-два или целая система подводных валов и ложбин (bars and troughs, ridges and runnels); каналы разрывных течений, направленные в сторону открытого моря и являющиеся путями оттока нагонных вод от берега</p>	<p><b>Формы рельефа:</b> плащеобразные тела; изолированные удлиненные песчаные тела, перпендикулярные или субпараллельные береговой линии; вблизи каналов разрывных течений – песчаные дюны;</p>
<p><b>Водная толща:</b> сложная структура – часть потоков направлена в сторону суши, между ними часть – в сторону моря; большая скорость и малая глубина потока; имеются зоны спокойной воды</p>	<p><b>Водная толща:</b> разрушение волн – высокая турбулентность, возникновению сильных разнонаправленных волновых течений: у валов – в сторону берега и в сторону моря; в ложбинах – вдольбереговых течений</p>	<p><b>Водная толща:</b> доминирование течений – волновых (в верхней части зоны) или постоянных (в нижней части зоны)</p>
<p><b>Скорость течений:</b> очень высокая</p>	<p><b>Скорость течений:</b> валы – до 1–1,5 м/с; ложбины – до 0,5–0,75 м/с</p>	<p><b>Скорость течений:</b> 0,4 м/с (достаточная для переноса песчаного материала)</p>
<p><b>Форма переноса осадков:</b> доминирование волочения и сальтации; во взвеси</p>	<p><b>Форма переноса осадков:</b> волочение, сальтация (скачками), во взвеси</p>	<p><b>Форма переноса осадков:</b> во взвеси</p>
<p><b>Осадочный материал:</b> в нижней части пляжа – грубый материал (крупный песок, гравий и галька); в средней части – средне- и мелкозернистый хорошо отсортированный песок, в верхней части – мелкий песчаный материал со следами эоловой переработки и максимальным содержанием фракции тяжелых минералов</p>	<p><b>Осадочный материал:</b> валы – мелкий, хорошо сортированный материал; ложбины – плохая сортировка осадков; смесь тонкого и грубозернистого, гравийного и галечного материала; разрывные каналы – крупный и грубозернистый материал</p>	<p><b>Осадочный материал:</b> песчаный, алевритовый, глинистый; однородный и мелкий; сортировка хорошая   С глубиной уменьшается содержание крупного песчаного материала и возрастает содержание илистого материала</p>
<p><b>Биотурбация:</b> нет</p>	<p><b>Биотурбация:</b> нет или не сохраняется</p>	<p><b>Биотурбация</b> интенсивная; возрастает с глубиной; уменьшается при усилении гидродинамики</p>
<p><b>Штормовые волнения:</b> в верхней части – полосы гальки и остатки штормовых валов;</p>	<p><b>Штормовые волнения:</b> не сохраняется</p>	<p><b>Штормовые волнения:</b> эпизодические; линзы грубозернистого материала среди тонкозернистого</p>
<p><b>Слоистость:</b> в нижней части – круто- и пологонаклонная (в сторону моря); в средней части – тонкая параллельная; пологонаклонная (в сторону суши); в верхней части – чередование тонких, извилистых слойков, отличающихся содержанием тяжелой фракции</p>	<p><b>Слоистость:</b> валы – чередование пакетов с горизонтальной и разнонаправленной наклонной слоистостью; ложбины – мелкая слоистость ряби (small-scale ripple lamination); беспорядочная и градиционная (при резком и медленном ослаблении динамики среды); каналы – типичная косая слоистость</p>	<p><b>Слоистость:</b> горизонтальная или пологонаклонная (parallel laminated sheet); градиционная слоистость штормовых событий</p>
<p><b>Знаки ряби:</b> нет</p>	<p><b>Знаки ряби:</b> валы – симметричные, или слабо ассиметричные</p>	<p><b>Знаки ряби:</b> ассиметричные</p>
<p><b>Мобильность форм рельефа:</b> высокая</p>	<p><b>Мобильность форм рельефа:</b> высокая; латеральное перемещение до 50 м/год, скорость накопления осадка – до 1 м/год</p>	
<p><b>Смежные обстановки:</b> эоловые дюны, болота, солончаки (в зависимости от климата), речные и приливные каналы, дамбы и озера</p>	<p><b>Смежные обстановки:</b> пляжи, приливные отмели и дельты, намывные валы, эстуарии, бухты и заливы, морские острова во время разрушения дельты</p>	<p><b>Смежные обстановки:</b> каналы разрывных течений, подводные валы и ложбины прибрежной (nearshore) зоны</p>

Табл. 4. Особенности рельефа, гидродинамики и осадков различных зон прибрежной области шельфа морей и океанов; составлено по данным (Мурдмаа, 1979; Pettijohn et al., 1987; Долотов, 1989)

Это означает, что переход от терригенных отложений к глинистым, и далее к карбонатным, не всегда свидетельствует об изменении глубины шельфа. Зона мозаичных «локутных» смешанных фаций может занимать обширный интервал глубин.

Локализация накопления осадков пашийского горизонта ЮТС в пределах среднего шельфа подтверждается следующими соображениями. На современном шельфе аккумулируется и захороняется лишь незначительная часть поступающего в него с суши терригенного материала. Большая часть проносится через шельф (благодаря высокой подвижности вод) и либо выносится на континентальный склон, либо поступает в общий баланс океана. Таким образом, современные шельфы – это главным образом зона переноса терригенного материала, на которой недолговечные (эфемерные, транзитные) обстановки чередуются либо с участками устойчивого осадконакопления, либо с участками размыва осадков (Мурдмаа, 1979).

Поступление терригенного материала с суши, размыв, перенос и повторная аккумуляция уже существующих осадков позволяет выделять автохтонные и аллохтонные осадки. Автохтонные осадки образуются в результате эрозии осадков, слагающих дно шельфа, эрозии береговой поверхности во время трансгрессии, а также биогенного или химического осаждения *in situ*. Как правило, автохтонные песчаные тела вытянуты параллельно береговой линии. Аллохтонные осадки поступают на шельф в результате штормовых потоков (песок), приливных потоков (ил и песок), выноса фронта дельты (очень мелкий песок и ил) и шлейфов берегового сноса (мелкий песок и ил). Аллохтонные песчаные тела демонстрируют ярко выраженные фациальные закономерности вдоль линии движения формирующего их потока (Galloway, Hobday, 1996).

Устойчивое осадконакопление (часто с большими скоростями) характерно главным образом для *средней части шельфа* (50–100 м), в осадках которого резко возрастает содержание тонких фракций – ила и алеврита (Anthony et al., 2010, 2014 и др.), уменьшается количество слоистых текстур и увеличивается биотурбация (Galloway, Hobday, 1996) Увеличение биотурбации связано с существенными изменениями в составе донной фауны – фильтраторы, доминирующие в прибрежной зоне, сменяются илоедами: извлекать пищу из грунта, обогащенного органикой, становится эволюционно выгоднее (Нейман и др., 1977; Seilacher, 1967, 2007).

Пески и песчаники среднего шельфа (зоны открытого моря) являются, как правило, в высокой или средней степени зрелыми, хорошо отсортированными; могут содержать окаменелости и глауконит (Pettijohn et al., 1987).

*Внешний шельф* (100–200 м), в отличие от среднего шельфа, характеризуется пониженными и даже часто нулевыми скоростями осадконакопления из-за сильных придонных течений и активного воздействия длинных волн (приливных, гравитационных, цунами).

*Внутренний шельф* (прибрежное мелководье) – зона активного волнового воздействия – основная зона механической дифференциации (отмучивания и разделения) грубообломочных, песчаных, алевритовых и илистых частиц. Илистый, алевритовый и песчаный материал частично выносится из внутреннего шельфа на средний шельф и в более глубокие зоны океана, частично накапливается в

виде подвижных (в направлении вдоль берега), хорошо сортированных песчаных тел, алевритовых и илистых банок (Мурдмаа, 1979; Anthony et al., 2010, 2014; Vieira et al., 2019 и др.). Подвижность осадков внутреннего шельфа затрудняет процесс их захоронения и фиксации в геологической летописи.

*Устойчивое осадконакопление пашийского горизонта, сформировавшее хорошо отсортированные и зрелые песчаные тела, отвечает условиям современного среднего шельфа и смежных с ним обстановок.*

*Геометрия, расположение и размеры песчаных тел пашийского горизонта ЮТС* (рис. 11, 12, табл. 3) сопоставимы с песчаными телами современных шельфов.

На современном среднем шельфе песчаные тела образуют как продольные (параллельные береговой линии), так и поперечные (перпендикулярные береговой линии) формы донного рельефа (песчаные бары, гряды, ленты, каналы и борозды). Продольные песчаные тела обычно имеют мощность в несколько метров и протяженность от метров до километров. Поперечные песчаные тела, как правило, крупнее.

Например, на стабильном среднем шельфе южного моря Кореи поперечные песчаные тела обычно имеют мощность до 20 м, ширину до 10 км и протяженность от сотен метров до 60 км (Park et al., 2003). Седиментационные текстуры включают косую слоистость, знаки ряби и биотурбацию.

На активном приливно-отливном внутреннем и среднем шельфе (tidal shelf) современных морей, омывающих Британские острова, где сильные приливные течения существуют на большом расстоянии от берега и переносят, перемалывают и откладывают песчаный материал, распространены группы хорошо выраженных удлиненных песчаных тел мощностью до 15 м, шириной до 2 км и длиной от 10 до 15 км. Длинные оси этих тел располагаются субпараллельно береговой линии (Van Landeghem et al., 2009; Ward et al., 2015, 2020); другие примеры (Reynaud, Dalrymple, 2012).

Как правило, у песчаных тел шельфа подошва и кровля резкие, сортировка хорошая, изменение зернистости по вертикали выражено незначительно; поэтому кривая гамма-каротажа имеет тенденцию к блоковой конфигурации (Pettijohn et al., 1987). Подобная конфигурация кривой гамма-каротажа часто (но не всегда) встречается у песчаников пашийского горизонта.

*Трансгрессивная последовательность осадков пашийского горизонта и всей ТТД ЮТС в целом хорошо согласуется с основными закономерностями трансгрессивных шельфовых образований.*

Поверхность шельфа стремится достигнуть профиля равновесия – уменьшить энергию всех происходящих на нем процессов. Соответственно, глубокие и крутые уступы дна бассейна отражают высокую энергию волн по отношению к количеству поступающего осадочного материала. Мелководное и пологое дно свидетельствует о значительном поступлении осадочного материала и недостаточности энергии волн воспрепятствовать его отложению. Относительное повышение уровня (трансгрессия) моря предсказуемо вызывает эрозию береговой поверхности и осаждение материала на прилегающих участках шельфа. И наоборот, относительное падение

уровня моря вызывает эрозию дна шельфа и смыв шельфовых отложений.

Трансгрессивные шельфовые последовательности возникают, когда аккомодация преобладает над сносом материала. Шельфовые осадки последовательно накладываются на прибрежные образования. Там, где энергия вод достаточна, формируются песчаные бары, располагаясь вдоль внутреннего шельфа; по мере трансгрессии и углубления воды эти тела захороняются.

Основание трансгрессивной серии сложено базальным гравием и крупнозернистыми косослоистыми песками (аналог в ТТД – воробьевский горизонт). Вышележащие образования представлены мелкозернистыми отложениями, сформированными слабыми течениями на более значительных глубинах (аналог в ТТД – ардатовско-муллинский интервал и пашийский горизонт). Например, крупные косослоистые напластования, соответствующие фазе максимальной аккумуляции песчаных тел, могут быть перекрыты постепенно утончающимися пачками песков с широким диапазоном направлений палеотечений. Верхняя поверхность сглаживается течениями, перерабатывается илоедами и перекрывается биотурбированными шельфовыми алевритовыми и иловыми осадками (Galloway, Hobday, 1996).

*Концентрическое (дуговое) расположение некоторых песчаных тел пашийского горизонта* можно объяснить направлениями течений. Шельфовые потоки, как правило, параллельны батиметрическому контуру (Csanady, 1981). Поперечное шельфовое течение возникает значительно реже из-за разделения и отклонения потоков прибрежными мысами и подводными батиметрическими особенностями (Galloway, Hobday, 1996). В целом, дугообразные линии песчаных тел пашийского горизонта повторяют контуры береговой линии и границы континентального склона, т.е. более или менее параллельны батиметрическому контуру (рис. 13).

*Близость глинистых и песчаных тел пашийского горизонта ЮТС* имеет много аналогий на современном шельфе. Известно, что ил может накапливаться в условиях относительно сильных волн или течений при условии, что концентрация взвешенных частиц составляет не менее 100 мг/л. Биологическое осаждение ила, например илоедами, может вызвать оседание илстых частиц при меньших концентрациях. На большинстве шельфов концентрация ила составляет не более 1 мг/л, поэтому ил накапливается в основном в более глубоких или защищенных зонах, где течения не препятствуют его осаждению.

Высокая скорость поступления ила, связанная с дельтовыми системами, и вдольбереговые течения создают грязевые потоки, формирующие иловые покровы (пояса) по всему шельфу: в пределах среднего и даже внешнего шельфа.

Слоистые глинистые отложения, содержащие редкие норы, широко распространенные в верхах пашийского горизонта ЮТС, указывают на быстрое осаждение или частую переработку осадка. Тонкослоистые илы без биотурбации, распространенные в нижней части пашийского горизонта (и ниже по разрезу), указывают на стратификацию водной массы и застойные условия на дне. *Биотурбированные* илы (аргиллиты), указывающие на хорошо перемешанную придонную воду и умеренную

или низкую скорость осаждения, в ТТД ЮТС практически не встречаются.

Рассмотренные закономерности накопления осадков на современном шельфе подтверждают высказанные выше предположения о наибольшем сходстве осадков пашийского горизонта ЮТС с осадками шельфа зоны открытого моря – или средней части шельфа.

### Модель осадконакопления пашийского горизонта

Трансгрессия моря, происходившая в среднем, предполагает наличие морских течений, достаточных для перераспределения поступающих с суши осадков и формирования линейных песчаных тел, протягивавшихся вдоль берега. Известно, что в экваториальной зоне широко распространены разнонаправленные течения широтного направления; можно предположить их наличие и в девонском бассейне ЮТС. Можно также отметить, что в литературе имеются примеры линейных песчаных тел, параллельных и перпендикулярных береговой линии, сформировавшихся в результате деятельности приливных течений (Burnett, Adams, 1977; Pettijohn et al., 1987). Широкий шельф окраины ВЕП способствовал интенсивным приливно-отливным течениям в пашийском бассейне ЮТС.

Удаленность источников сноса и береговой линии, переработка осадков течениями привели к формированию песчаных тел, сложенных зрелым, хорошо сортированным кварцевым материалом. Песчаные тела включали тонкие протяженные глинистые прослои (например, репер «аргиллит», разделяющий нижне- и верхнепашийские отложения). Указанные признаки песчаных тел – зрелость, сортированность, глинистые прослои – характерны для шельфовых песков (Pettijohn et al., 1987).

Приведенные выше факты дали возможность предложить схему геоморфологии дна морского бассейна территории ЮТС во время отложения осадков пашийского горизонта (рис. 15).

Предположительно, дно бассейна представляло собой относительно ровное плато, на котором происходило накопление алеврито-глинистого материала, выделенного в класс 2 или песчано-алеврито-глинистого (переходного) типа разреза, выделенного в класс 3 (коэфф. песч. 10–30 %; табл. 1, рис. 8). Глубина моря была примерно одинаковой в пределах всего бассейна и примерно соответствовала глубине среднего шельфа, составляя 50–100 м. Участки дна, защищенные от действия течений формами рельефа и/или относительными понижениями дна, характеризовались преимущественным накоплением илов (глинистого материала) (коэфф. песч. 0–10 %); такие участки выделены в класс 1 или в глинистый тип разреза. Условно их можно рассматривать как аналоги лагун. От настоящих лагун они отличаются тем, что распространены по всей территории бассейна, а не приурочены только к береговой линии.

Положительные формы рельефа морского дна, сложенные песчано-алеврито-глинистым (коэфф. песч. 30–40 %), алеврито-песчаным (коэфф. песч. 30–40 %) и песчаным материалом (коэфф. песч. 60–100 %) (классы 3–4–5), могут рассматриваться как автохтонные подводные песчаные валы, формировавшие обширные системы (рис. 15, 16).

Одновременно с подводными песчаными валами в подводных ложбинах, образованных поперечными течениями (со стороны берега в сторону моря), формировались плохо отсортированные аллохтонные осадки, принесенные с суши.

Основными процессами, формировавшими подводные песчаные валы и разделяющими их глинистые тела, являлись: 1) переработка, сортировка, перенос и аккумуляция поступавшего с суши материала морскими течениями во время трансгрессии моря; 2) неоднократный латеральный (боковой) перенос песчаного и алевритового материала течениями; 3) эрозия и разрушение уже сформировавшегося осадка во время регрессивных фаз моря.

Подчеркнем, что традиционные представления о формировании песчаных тел во время регрессии, а глинистых – во время трансгрессии, имеют подчиненное значение (а именно «не работают»), так как на широком шельфе девонского моря ЮТС обстановки, в которых накапливались глинистые тела и обстановки, в которых накапливались песчаные тела, сосуществовали одновременно.

Таким образом, фациальный ряд отложений пашийского горизонта целесообразно рассматривать в виде «типов разрезов» (классов) (табл. 1; рис. 8), отражающих песчаность/глинистость разреза. Каждому типу разреза

отвечают определенные типы кривых каротажа, что позволяет выделять их по данным ГИС.

Полученные новые материалы и, прежде всего, составленные карты (рис. 11, 12) позволили уточнить схему обстановок накопления осадков пашийского горизонта (рис. 16).

Основное отличие данной схемы от предыдущих заключается в том, что вся изученная территория ЮТС включена в зону морского мелководья широкого эпиконтинентального шельфа. Прибрежные обстановки (аллювиальные, пляжевые, дельтовые), по-видимому, располагаются за пределами района исследований. Это же можно сказать и о более глубоководных морских обстановках. Мы не исключаем присутствия на данной территории отдельных реликтов прибрежных обстановок, тем более, что они широко упоминаются в литературных источниках (Шакиров, 2003; Лощева и др., 2017 и др.), однако в настоящее время у нас нет прямых керновых данных для их подтверждения.

### Выводы

Формирование пашийских отложений в условиях среднего шельфа морского бассейна подтверждается комплексом литологических, палеонтологических и ихнологических данных.

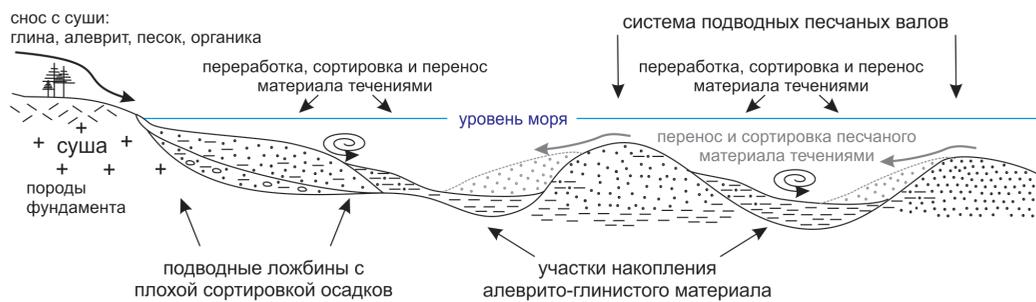


Рис. 15. Гипотетическая схема геоморфологии дна морского бассейна во время формирования осадков пашийского горизонта ЮТС

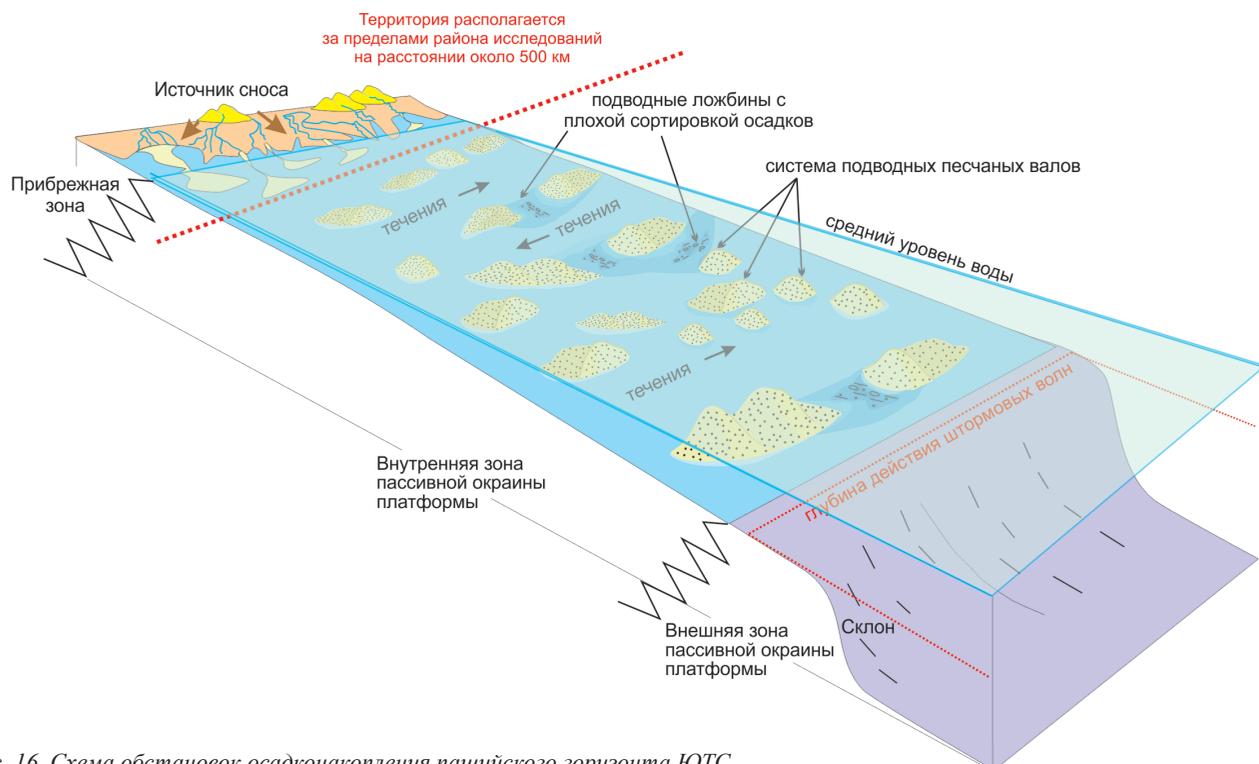


Рис. 16. Схема обстановок осадконакопления пашийского горизонта ЮТС

Пашийские отложения ЮТС содержат многочисленные следы жизнедеятельности организмов. Биотурбация затронула практически весь интервал, достигая максимальной степени в алевролитах.

Минимальная биотурбация зафиксирована в песчаных телах, которые «зажаты» между глинисто-алевритовыми пачками, содержащими морскую фауну и ихнотаксоны морской природы: *Spirophyton*, *Skolithos* и *Thalassinoides*.

Глинисто-алевритовые пачки формировались в условиях ихнофагии *Suziana*, которая приурочена к хорошо сортированным субстратам, между уровнями действия слабых и штормовых волн. Ходы *Spirophyton* и *Zoophycos* в ихноценозе пашийского горизонта ЮТС могли появиться вследствие очень медленного осадконакопления, позволяющего организмам-илоедам заселить нижний ярус осадка (Bromley, 1996).

Песчаные пачки могли сформироваться в условиях ихнофагии *Skolithos*, приуроченной, чаще всего, к хорошо сортированным песчаникам, находящимся в постоянном передвижении и подверженным внезапной эрозии или отложению (Микулаш, Дронов, 2006; Bromley, 1996).

Дно пашийского бассейна представляло собой относительно ровное плато, на котором происходило одновременное накопление песчаного и глинистого материала. Между этими крайними типами осадочных тел накапливались алеврито-глинистые, песчано-алеврито-глинистые или алеврито-песчаные осадки. Накопление всех типов осадков происходило во время трансгрессии морского бассейна. Регрессия моря приводила к эрозии и разрушению уже сформированных осадков.

Положительные формы рельефа морского дна, сложенные песчано-алеврито-глинистым, алеврито-песчаным и песчаным материалом, могут рассматриваться как автохтонные подводные песчаные валы, формировавшие обширные системы. Одновременно с подводными песчаными валами в подводных ложбинах, образованных поперечными течениями (со стороны берега в сторону моря), формировались плохо отсортированные аллохтонные осадки, принесенные с суши.

Модель формирования пашийского горизонта ЮТС может быть экстраполирована на формирование всей ТТД ЮТС.

Основными процессами осадконакопления ТТД ЮТС являлись: 1) переработка, сортировка, перенос и аккумуляция поступавшего с суши материала морскими течениями во время трансгрессии моря; 2) неоднократный латеральный (боковой) перенос песчаного и алевритового материала подводных песчаных валов течениями; 3) эрозия и разрушение уже сформировавшегося осадка во время регрессивных фаз моря. В истории накопления ТТД ЮТС эта последовательность процессов неоднократно повторялась. По крайней мере, все эти три процесса происходили во время формирования отложений каждого горизонта – воробьевского, ардатовского, муллинского, пашийского и тиманского.

### Благодарности/Финансирование

Мы благодарим компанию ПАО «Татнефть» за предоставленные данные и разрешение на их использование в данной публикации.

*Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».*

### Литература

- Алексеев В.П. (2014). Атлас субаквальных фаций нижнемеловых отложений Западной Сибири (ХМАО-Югра). Екатеринбург: УГГУ, 284 с.
- Алиев М.М., Батанова Г.П., Хачатрян Р.О., Ляшенко А.И., Новожилова С.И., Назаренко А.М., Адлер М.Г., Федорова Т.И., Тюрхин А.М., Михайлова Н.А. (1978). Девонские отложения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Москва: Недра, 216 с.
- Антропов И. А., Батанова Г.Н. (1960). Стратиграфия девона востока Татарии. *Нефтеосность девона востока Татарии*. Т. 1. Тр. КФАН СССР, 6, с. 8–88.
- Аристов В.А. (1988). Девонские конодонты Центрального девонского поля (Русская платформа). Москва: Наука, 120 с.
- Афанасьева М.С., Амон Э.О. (2012). Биостратиграфия и палеобиогеография радиоларий девона России. Москва: ПИН РАН, 280 с.
- Барбошкин Е.Ю. (2007). Практическая седиментология (терригенные коллектора). Томск: Центр профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела ТПУ, 154 с.
- Губарева В.С. (2003). Девонская система. *Геология Татарстана: Стратиграфия и тектоника*. Под ред. Б.В. Бурова. Москва: ГЕОС, с. 87–102.
- Данилова Т.Е. (2008). Атлас пород основных нефтеносных горизонтов палеозоя республики Татарстан. Терригенные породы девона и нижнего карбона. Казань: Плутон, 440 с.
- Долотов Ю.С. (1989). Динамические обстановки прибрежно-морского рельефообразования и осадконакопления. Москва: Наука, 269 с.
- Лисицын А.П. (1974). Осадкообразование в океанах. Количественное распределение осадочного материала. Москва: Наука, 438 с.
- Лисицын А.П. (1978). Процессы океанской седиментации. Литология и геохимия. Москва: Наука, 366 с.
- Ларочкина И.А. (2008). Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан. Казань: ООО ПФ «Гарт», 210 с.
- Лошцева З. А., Магдеев М. Ш., Агафонов С. Г., Федотов М. В., Магдеева О. В. (2017). Новый взгляд на геологическое строение пашийского горизонта (D3ps) Азнакаевской площади Ромашкинского месторождения нефти. *Георесурсы*, 19(1), с. 21–26. <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.4>
- Мальцев М.В. (1959). Некоторые особенности строения терригенного девона на Южном куполе Татарского свода. *Ученые записки Казанского университета*, 119(2), с. 112–130.
- Мизенс Г.А., Свяжина И.А. (2007). О палеогеографии Урала в девоне. *Литосфера*, 2, с. 29–44.
- Микрюков М.Ф., Тимергазин К.Р. (1948). Новые данные по стратиграфии и литологии терригенных отложений девона Бавлино-Туймазинского нефтеносного района. *Нефтяное хозяйство*, 9, с. 43–53.
- Микулаш Р., Дронов А.В. (2006). Палеоихнология – введение в изучение ископаемых следов жизнедеятельности. Прага: Геологический институт Академии наук Чешской Республики, 122 с.
- Миропольская Г.Л., Герасимова Е.Т., Ерофеев Н.С. (1956). Литология пашийской свиты юго-востока Татарии. *Нефтегазоносность Урало-Волжской области*. Москва: Изд-во Академ. наук СССР, с. 255–272.
- Миропольская Г.Л., Герасимова Е.Т., Логинова В.Н., Тузава Л.С. (1960). Нефтеосность девона востока Татарии. Т. 2. Литология и фации. Тр. КФАН СССР, 6, 428 с.
- Михайлова Н.А. (1973). Методика составления крупномасштабных литолого-фациальных и палеогеографических карт. Москва: Наука, 54 с.
- Михайлова Н.А. (1977). Зоны выклинивания и неструктурные ловушки (в терригенной толще девона Волго-Уральской провинции). Москва: Наука, 92 с.
- Мурдмаа И.О. (1979). Океанские фации. Приконтинентальные фации. Фации океанских шельфов. *Океанология. Геология океана. Осадкообразование и магматизм океана*. Под ред. П.Л. Безрукова. Москва: Наука, с. 269–285.
- Муслимов Р.Х. (2007). Совершенствование принципов разработки нефтяных месторождений. *Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений*. Т. 1. Под ред. Р.Х. Муслимова. Казань: Фэн, с. 174–197.

- Муслимов Р.Х., Абдулмзитов Р.Г., Хисамов Р.Б., Миронова Л.М. (2007а). Геологическое строение и нефтеносность Ромашкинского месторождения. *Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений*. Т. 1. Казань: Фэн, с. 236–243.
- Муслимов Р.Х., Абдулмзитов Р.Г., Хисамов Р.Б., Миронова Л.М. (2007б). Геологическое строение и нефтеносность Ново-Елховского месторождения. *Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений*. Т. 1. Казань: Фэн, с. 268–289.
- Назарова В.М., Кононова Л.И. (2016). Руководящие виды конodontов среднего девона Воронежской антеклизы. *Материалы совещания: Состояние стратиграфической базы центра и юго-востока Восточно-Европейской платформы*. Москва: ФГБУ «ВНИГНИ», с. 51–55.
- Назарова В.М., Кононова Л.И. (2020). Комплексы конodontов из живецких отложений (средний девон) скважины Щигры-16 (Воронежская антеклиза). *ПАЛЕОСТРАТ–2020. Годичное собрание (научная конференция) секции палеонтологии МОИП и Московского отделения Палеонтологического общества при РАН*. Москва: Палеонтологический ин-т им. А.А. Борисяка РАН, с. 41–42.
- Нейман А.А., Зезина О.Н., Семенов В.Н. (1977). Донная фауна шельфа и материкового склона. *Биология океана*. Т. 1. Под ред. А.С. Моница. Москва: Наука, 415 с.
- Пучков В. Н. (2010). Геология Урала и Приуралья (актуальные вопросы стратиграфии, тектоники, геодинамики и металлогении). Уфа: ООО ДизайнПолиграфСервис, 280 с.
- Решения Всесоюзного совещания по выработке общей унифицированной схемы стратиграфии девонских и додевонских отложений Русской платформы и западного склона Урала (1951). Ленинград: Гостехиздат, 37 с.
- Решение межведомственного регионального стратиграфического совещания по среднему и верхнему палеозою Русской платформы с региональными стратиграфическими схемами. Девонская система (1988). Ленинград, 60 с.
- Решение Межведомственного совещания по разработке унифицированных стратиграфических схем верхнего докембрия и палеозоя Русской платформы (1965). Ленинград, 79 с.
- Решения по уточнению унифицированных стратиграфических схем верхнего протерозоя и палеозоя Волго-Уральской нефтегазоносной провинции (1962). Москва, 48 с.
- Родионова Г.Д., Уминова В.Т., Кононова Л.И., Овнатанова Н.С., Ржонсницкая М.А., Федорова Т.И. (1995). Девон воронежской антеклизы и Московской синеклизы. Москва: Центральный региональный геологический центр, 265 с.
- Саркисян С.Г., Михайлова Н.А. (1961). Палеогеография времени образования терригенной толщи девона Башкирии и Татарии. Москва: Изд-во АН СССР, 262 с.
- Смелков В.М., Тухватуллин Р.К. (2007). Стратиграфия палеозойских отложений. *Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений*. Т. 1. Под ред. Р.Х. Муслимова. Казань: Фэн, с. 52–65.
- Тихий В.Н. (1956). Новые данные по стратиграфии и геологической истории девона Волго-Уральской области. *Труды совещания 10–15 мая 1954 г.: Нефтегазоносность Урало-Волжской области*. Москва: Изд-во Акад. наук СССР, с. 127–134.
- Тихий В.Н. (1969). Девонский период. *Атлас литолого-палеогеографических карт СССР: Т. II. Девонский, каменноугольный и пермский периоды*. Москва: ГУГК, 68 л.
- Тихий В.Н. (1973) Волго-Уральская нефтеносная область. *Стратиграфия СССР. Девонская система*. Кн. 1. Под ред. Б.П. Марковского, Д.В. Наливкина, М.А. Ржонсницкой. Москва: Недра, с. 128–144.
- Тихий В.Н. (1975). Девонский период. Палеогеография. *Палеогеография СССР. Объяснительная записка к Атласу литолого-палеогеографических карт СССР. Т. 2. Девонский, каменноугольный, пермский периоды*. Москва: Недра, с. 12–40.
- Тихомиров С.В. (1995). Этапы осадконакопления девона Русской платформы и общие вопросы развития и строения стратисферы. Москва: Недра, 445 с.
- Трофимук А.А. (1947). Законтурный флудинг в Туймазах. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 13–19.
- Унифицированная субрегиональная стратиграфическая схема верхнедевонских отложений Волго-Уральского субрегиона. Объяснительная записка (2018). Под ред. Н.К. Фортунатовой, Е.Л. Зайцевой, М.А. Бушуевой и др. Москва: ФГБУ «ВНИГНИ», 64 с.
- Фортунатова Н.К., Зайцева Е.Л., Карцева О.А. (2013). Строение девонского терригенного комплекса и положение границы среднего и верхнего девона на западе Татарстана. *Бюллетень МОИП. Отдел геологический*, 88(3), с. 22–41.
- Халымбаджа В.Г., Чернышева Н.Г. (1970). Конодонты рода *Apsuroidella* из отложений востока Русской платформы и Западного Приуралья и их стратиграфическое значение. *Биостратиграфия и палеонтология палеозойских отложений востока Русской платформы западного Приуралья*. Казань: Казан. ун-т, с. 81–103.
- Шакиров А.Н. (2003). Литолого-фациальные исследования продуктивных пластов палеозоя Татарстана в связи с проблемой повышения нефтеотдачи. Дис. д. геол.-мин. н. Санкт-Петербург, 435 с.
- Шаргородский И.Е., Либерман В.Б., Казаков Э.Р., Зинатова М.Ф., Гирин И.Н., Зиганшин А.А. (2004). Составление тектонической схемы центральных районов Приволжского федерального округа. *Георесурсы*, 1(15), с. 12–15.
- Шеин В.С., Алференок А.В., Долматова И.В., Мельникова Н.А. (2020). Геодинамические условия формирования осадочного чехла палеобассейнов Восточно-Европейского палеоконтинента. *Геология нефти и газа*, 1, с. 35–55. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2020-1-35-55>
- Alekseev A.S., Kononova L.I., Nikishin A.M. (1996). The Devonian and Carboniferous of the Moscow Syncline (Russian Platform): Stratigraphy and sea-level changes. *Tectonophysics*, 268(1–4), pp. 149–168. [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(96\)00229-6](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(96)00229-6)
- Anthony E.J., Gardel A., Gratiot N. (2014). Fluvial sediment supply, mud banks, cheniers and the morphodynamics of the coast of South America between the Amazon and Orinoco river mouths. *Geological Society Special Publication*, 388(1), pp. 533–560. <https://doi.org/10.1144/SP388.8>
- Anthony E.J., Gardel A., Gratiot N., Proisy C., Allison M. A., Dolique F., Fromard F. (2010). The Amazon-influenced muddy coast of South America: A review of mud-bank-shoreline interactions. *Earth-Science Reviews*, 103(3–4), pp. 99–121. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2010.09.008>
- Artyushkova O.V., Maslov V.A., Pazukhin V.N. et al. (2011). Devonian and Lower Carboniferous type sections of the western South Urals: Pre-Conference Field Excursion Guidebook. *Int. Conf.: Biostratigraphy, Paleogeography and Events in Devonian and Lower Carboniferous*. Ufa, 92 p.
- Becker R.T., Marshall J.E.A., Da Silva A.-C., Agterberg F.P., Gradstein F.M., Ogg J.G. (2020). The Devonian Period. *The Geological Time Scale V. 2*. Eds. Gradstein F., Ogg J.G., Schmitz M.D., Ogg G.M. Amsterdam: Elsevier, pp. 733–810. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824360-2.00022-X>
- Bostock H., Jenkins C., Mackay K., Carter L., Nodder S., Orpin A., Pallentin A., Wysoczanski R. (2019). Distribution of surficial sediments in the ocean around New Zealand/Aotearoa. Part B: continental shelf. *New Zealand Journal of Geology and Geophysics*, 62(1), pp. 24–45. <https://doi.org/10.1080/00288306.2018.1523199>
- Bromley R.G. (1996). Trace fossils. Biology, taphonomy and applications. London: Chapman and Hall, 361 p. <https://doi.org/10.1007/978-1-4899-2875-7>
- Csanady G.T. (1981). Circulation in the Coastal Ocean. *Advances in Geophysics*, 23, pp. 101–183. [https://doi.org/10.1016/S0065-2687\(08\)60331-3](https://doi.org/10.1016/S0065-2687(08)60331-3)
- Einsle G. (2000). Sedimentary Basins. Evolution, Facies, and Sediment Budget. 2nd ed. Heidelberg: Springer Berlin, 792 p.
- Emery K.O. (1952). Continental shelf sediments of Southern California. *Bulletin of the Geological Society of America*, 63(11), pp. 1105–1108. [https://doi.org/10.1130/0016-7606\(1952\)63\[1105:CSSOSC\]2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0016-7606(1952)63[1105:CSSOSC]2.0.CO;2)
- Galloway W.E., Hobday D.K. (1996). Terrigenous Shelf Systems. *Terrigenous Clastic Depositional Systems*. Heidelberg: Springer Berlin, pp. 159–185. [https://doi.org/10.1007/978-3-642-61018-9\\_7](https://doi.org/10.1007/978-3-642-61018-9_7)
- Johnson H.D., Baldwin C.T. (1986). Shallow siliciclastic seas. *Sedimentary environments and facies*. 2nd ed. Ed. H.G. Reading. Oxford: Blackwell, pp. 229–252.
- Jouanneau J.M., Weber O., Drago T., Rodrigues A., Oliveira A., Dias J.M.A., Garcí, C., Schmidt S., Reyss J. L. (2002). Recent sedimentation and sedimentary budgets on the western Iberian shelf. *Progress in Oceanography*, 52(2–4), pp. 261–275. [https://doi.org/10.1016/S0079-6611\(02\)00010-1](https://doi.org/10.1016/S0079-6611(02)00010-1)
- Kingston D.R., Dishroon C.P., Williams P.A. (1983). Global basin classification system. *Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, 67, pp. 2175–2193. <https://doi.org/10.1306/AD460936-16F7-11D7-8645000102C1865D>
- Knaust D. (2017). Atlas of Trace Fossils in Well Core: Appearance, Taxonomy and Interpretation. Springer, Switzerland, 209 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-49837-9>
- Lewis S.E., Olley J., Furuichi T., Sharma A., Burton J. (2014). Complex sediment deposition history on a wide continental shelf: Implications for the calculation of accumulation rates on the Great Barrier Reef. *Earth and Planetary Science Letters*, 393, pp. 146–158. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2014.02.038>
- Liao J.-C., Valenzuela-Ríos J. I. (2008). Givetian and early Frasnian conodonts from the Compte section (Middle-Upper Devonian, Spanish Central Pyrenees). *Geol. Quart.*, 52(1), pp. 1–18.
- Mitchell A.H.G., Reading H.G. (1986). Sedimentation and tectonics. *Sedimentary environments and facies*. 2nd ed. Ed. H.G. Reading. Oxford: Blackwell, pp. 471–519.

Nikishin A.M., Ziegler P.A., Stephenson R. A., Cloetingh S.A.P.L., Furne A.V., Fokin P.A., et al. (1996). Late Precambrian to Triassic history of the East European Craton: Dynamics of sedimentary basin evolution. *Tectonophysics*, 268(1–4), pp. 23–63. [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(96\)00228-4](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(96)00228-4)

Ovnatanova N.S., Kononova L.I. (2008). Frasnian Conodonts from the Eastern Russian Platform. *Paleontological Journal*, 42(10), pp. 997–1166. <https://doi.org/10.1134/S0031030108100018>

Park S.C., Han H.S., Yoo D.G. (2003). Transgressive sand ridges on the mid-shelf of the southern sea of Korea (Korea Strait): Formation and development in high-energy environments. *Marine Geology*, 193(1–2), pp. 1–18. [https://doi.org/10.1016/S0025-3227\(02\)00611-4](https://doi.org/10.1016/S0025-3227(02)00611-4)

Peterson J.A., Clarke J.W. (1983). Geology of the Volga-Ural Petroleum Province and detailed description of the Romashkino and Arlan oil fields. Reston: United States Department of the Interior Geological Survey, 90 p. <https://doi.org/10.3133/ofr83711>

Pettjohn F., Potter P.E., Siever R. (1987). Sandy Depositional Systems. *Sand and Sandstone*, pp. 341–423. [https://doi.org/10.1007/978-1-4612-1066-5\\_10](https://doi.org/10.1007/978-1-4612-1066-5_10)

Reynaud J.-Y. and Dalrymple R.W. (2012). Shallow-Marine Tidal Deposits. *Principles of Tidal Sedimentology*. Dordrecht: Springer Science+Business Media B.V., pp. 335–369. [https://doi.org/10.1007/978-94-007-0123-6\\_13](https://doi.org/10.1007/978-94-007-0123-6_13)

Seilacher A. (1967). Bathymetry of trace fossils. *Marine Geology*, 5(5–6), pp. 413–428. [https://doi.org/10.1016/0025-3227\(67\)90051-5](https://doi.org/10.1016/0025-3227(67)90051-5)

Seilacher A. (2007). Trace fossil analysis. Berlin: Springer-Verlag, 226 p. <https://doi.org/10.1017/S0016756808004378>

Selley R.C. (1972). Diagnosis of marine and non-marine environments from the Cambro-Ordovician sandstones of Jordan. *Journal of the Geological Society*, 128(2), pp. 135–150. <https://doi.org/10.1144/gsjgs.128.2.0135>

Sibson R. (1981). A brief description of natural neighbor interpolation (Ch. 2). *Interpreting Multivariate Data*. Chichester: John Wiley, pp. 21–36.

Van Landeghem K.J.J., Uehara K., Wheeler A.J., Mitchell N.C., Scourse J.D. (2009). Post-glacial sediment dynamics in the Irish Sea and sediment wave morphology: Data-model comparisons. *Continental Shelf Research*, 29(14), pp. 1723–1736. <https://doi.org/10.1016/j.csr.2009.05.014>

Vieira F.V., Bastos A.C., Quaresma V.S., Leite M.D., Costa A., Oliveira K.S.S., Dalvi C.F., Bahia R.G., Holz V.L., Moura R.L., Amado Filho G.M. (2019). Along-shelf changes in mixed carbonate-siliciclastic sedimentation patterns. *Continental Shelf Research*, 187(September), 103964. <https://doi.org/10.1016/j.csr.2019.103964>

Ward S.L., Neill S.P., Van Landeghem K.J.J., Scourse J.D. (2015). Classifying seabed sediment type using simulated tidal-induced bed shear stress. *Marine Geology*, 367, pp. 94–104. <https://doi.org/10.1016/j.margeo.2015.05.010>

Ward S.L., Scourse J.D., Yokoyama Y., Neill S.P. (2020). The challenges of constraining shelf sea tidal models using seabed sediment grain size as a proxy for tidal currents. *Continental Shelf Research*, 205(December), 104165. <https://doi.org/10.1016/j.csr.2020.104165>

Ziegler W. (1962). Taxonomie und Phylogenie oberdevonischer Conodonten und ihre stratigraphische Bedeutung. *Abh. Hess. L.-Amt Bodenforsch.*, 38, pp. 1–166.

Ziegler W. (1971). Conodont Stratigraphy of the European Devonian. *Geol. Soc. Am. Mem. Bould.*, 127, pp. 227–284. <https://doi.org/10.1130/MEM127-p227>

Ziegler W., Sandberg, C. (1990). The Late Devonian Standard Conodont Zonation. *Cour. Forsch.-Inst. Senckenberg*, 121, pp. 1–115.

## Сведения об авторах

**Владимир Владимирович Силантьев** – доктор геол.-мин. наук, заведующий кафедрой палеонтологии и стратиграфии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет; Филиал Казанского (Приволжского) федерального университета в городе Джизаке, Узбекистан

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18  
e-mail: Vladimir.Silantiev@kpfu.ru

**Марат Фанисович Валидов** – ведущий инженер, начальник петрофизического отдела, Центр превосходства цифровых технологий в нефтегазовой отрасли, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

**Динара Надировна Мифтахутдинова** – ассистент кафедры палеонтологии и стратиграфии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

**Владимир Петрович Морозов** – доктор геол.-мин. наук, профессор, заведующий кафедрой минералогии и литологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

**Булат Галиевич Ганиев** – кандидат техн. наук, начальник департамента, Департамент разработки месторождений, Татнефть-Добыча, ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

**Азат Абузарович Лутфуллин** – кандидат техн. наук, заместитель начальника департамента, Департамент разработки месторождений, Татнефть-Добыча, ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

**Кирилл Дмитриевич Шуматбаев** – кандидат геол.-мин. наук, главный эксперт (по петрофизическим исследованиям), Департамент разработки месторождений, Татнефть-Добыча, ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

**Рушат Минехарисович Хабитов** – начальник отдела мониторинга разработки месторождений и недропользования, Департамент разработки месторождений, Татнефть-Добыча, ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

**Нурия Гавазовна Нургалиева** – доктор геол.-мин. наук, профессор кафедры геологии нефти и газа имени акад. А.А. Трофимука, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

**Зоя Алексеевна Толоконникова** – кандидат геол.-мин. наук, доцент, Кубанский государственный университет

Россия, 353400, Краснодар, ул. Ставропольская, д. 149

**Эдуард Анатольевич Королев** – кандидат геол.-мин. наук, заведующий кафедрой общей геологии и гидрогеологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

**Владислав Анатольевич Судаков** – заместитель директора института по инновационной деятельности, директор НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

**Анастасия Викторовна Смирнова** – инженер-проектировщик, Центр превосходства цифровых технологий в нефтегазовой отрасли, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет

Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

*Ксения Андреевна Голод* – инженер, Центр превосходства цифровых технологий в нефтегазовой отрасли, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

*Алексей Александрович Леонтьев* – ведущий инженер, начальник отдела интерпретации ГИС, Центр превосходства цифровых технологий в нефтегазовой отрасли, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

*Руслан Рамилевич Шамсиев* – лаборант, Центр превосходства цифровых технологий в нефтегазовой отрасли, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

*Михаил Владимирович Нойкин* – инженер, Центр превосходства цифровых технологий в нефтегазовой отрасли, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, 18

*Виктор Евгеньевич Косарев* – старший преподаватель кафедры геофизики и геоинформационных технологий, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

*Дарья Александровна Никонорова* – лаборант, Научный центр международного уровня, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

*Радик Фанусович Ахметов* – лаборант, Научный центр международного уровня, Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) Федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

*Статья поступила в редакцию 09.09.2022;  
Принята к публикации 19.11.2022;  
Опубликована 20.12.2022*

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Sedimentation model of the middle Devonian clastic succession of the South Tatar Arch, Pashyian Regional stage, Volga-Ural Oil and Gas Province, Russia

*V.V. Silantiev<sup>1,4</sup>, M.F. Validov<sup>1</sup>, D.N. Miftakhutdinova<sup>1</sup>, V.P. Morozov<sup>1</sup>, B.G. Ganiev<sup>2</sup>, A.A. Lutfullin<sup>2</sup>, K.D. Shumatbaev<sup>2</sup>, R.M. Khabipov<sup>2</sup>, N.G. Nurgalieva<sup>1</sup>, Z.A. Tolokonnikova<sup>1,3</sup>, E.A. Korolev<sup>1</sup>, V.A. Sudakov<sup>1</sup>, A.V. Smirnova<sup>1</sup>, K.A. Golod<sup>1</sup>, A.A. Leontiev<sup>1</sup>, R.R. Shamsiev<sup>1</sup>, M.V. Noykin<sup>1</sup>, V.E. Kosarev<sup>1</sup>, D.A. Nikonorova<sup>1</sup>, R.F. Akhmetov<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

<sup>2</sup>Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation

<sup>3</sup>Kuban State University, Krasnodar, Russian Federation

<sup>4</sup>Branch of the Kazan (Volga Region) Federal University in the city of Jizzakh, Jizzakh, Republic of Uzbekistan

\*Corresponding author: Vladimir V. Silantiev, e-mail: Vladimir.Silantiev@kpfu.ru

**Abstract.** The Pashyian Regional stage (horizon) is the main productive unit of the middle Devonian clastic succession of the South Tatar arch. This article presents, for the first time, maps of the lower and upper parts of the Pashyian, including data on sand-shale ratio, number of sand layers (reservoirs) and thickness, based on the analysis of logging data from 25,000 wells. The maps were created by spatial interpolation of Natural Neighbor and ArcGIS Pro software.

The model of sedimentation of the Pashyian Regional stage reflects the interpretation of the plotted maps as well as the synthesis of the results of detailed core investigations (lithological, sedimentological, ichnotextural, petrophysical, etc.) and analysis of archive and published materials.

The main points of the proposed model are as follows. The Pashyian sediments were formed in a marine basin, in an environment comparable to that of the middle shelf of modern seas – in an offshore zone dominated by current activity. The basin floor was a relatively flat plateau, on which sandy, silty and clay sediments were simultaneously accumulated. Sediments of all types accumulated during sea transgression. Sea regression caused erosion and destruction of the already formed sediments.

Positive landforms of seabed relief, composed predominantly of sandy well-sorted material, comprised autochthonous underwater sand bars, formed by constant currents parallel to the bathymetric contour of the seabed. Underwater sand bars formed extensive systems nearly throughout the entire territory of the modern South Tatar arch. At the same time, allochthonous, poorly sorted, less mature sediments were formed in underwater troughs produced by transversal currents (directed from the shore towards the sea).

The proposed model explains the consistent thickness of the Pashyian Regional stage, the mosaic distribution of sand bodies over the area, and the lens-like shape of the sand and siltstone reservoirs. The model can be extrapolated to other stratigraphic intervals of the Devonian clastic succession with similar sedimentological features.

**Keywords:** sedimentation model, clastic sediments, Devonian, Pashyian Regional stage (horizon), Volga-Ural Oil and Gas Province, oil-bearing capacity, reservoir

### Acknowledgements

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under

agreement No. 075-15-2022-299 within the framework of the development program for a world-class Research Center "Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves".

**Recommended citation:** Silantiev V.V., Validov M.F., Miftakhutdinova D.N., Morozov V.P., Ganiev B.G., Lutfullin A.A., Shumatbaev K.D., Khabipov R.M., Nurgaliev N.G., Tolokonnikova Z.A., Korolev E.A., Sudakov V.A., Smirnova A.V., Golod K.A., Leontiev A.A., Shamsiev R.R., Noykin M.V., Kosarev V.E., Nikonorova D.A., Akhmetov R.F. (2022). Sedimentation model of the middle Devonian clastic succession of the South Tatar Arch, Pashyian Regional stage, Volga-Ural Oil and Gas Province, Russia. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 12–39. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.2>

## References

- Afanasyeva M.S., Amon E.O. (2012). Biostratigraphy and paleobiogeography of the Devonian radiolarians of Russia. Moscow: Paleontological Institute of the RAS, 280 p. (In Russ.)
- Alekseev V.P. (2014). Atlas of subaqueous facies of Lower Cretaceous deposits of Western Siberia (KhMAO–Ugra). Ekaterinburg: Ural State Mining University, 284 p. (In Russ.)
- Alekseev A.S., Kononova L.I., Nikishin A.M. (1996). The Devonian and Carboniferous of the Moscow Syncline (Russian Platform): Stratigraphy and sea-level changes. *Tectonophysics*, 268(1–4), pp. 149–168. [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(96\)00229-6](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(96)00229-6)
- Aliiev M.M., Batanova G.P., Khachatryan R.O., Lyashenko A.I., Novozhilova S.I., Naearenko A.M., Adler M.G., Fedorova T.I., Tyurikhun A.M., Mikhaylova N.A. (1978). Devonian deposits of the Volga-Ural oil and gas province. Moscow: Nedra Publ., 216 p. (In Russ.)
- Anthony E.J., Gardel A., Gratiot N. (2014). Fluvial sediment supply, mud banks, cheniers and the morphodynamics of the coast of South America between the Amazon and Orinoco river mouths. *Geological Society Special Publication*, 388(1), pp. 533–560. <https://doi.org/10.1144/SP388.8>
- Anthony E.J., Gardel A., Gratiot N., Proisy C., Allison M.A., Dolique F., Fromard F. (2010). The Amazon-influenced muddy coast of South America: A review of mud-bank-shoreline interactions. *Earth-Science Reviews*, 103(3–4), pp. 99–121. <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2010.09.008>
- Antropov I.A., Batanova G.N. (1960). The Devonian stratigraphy of Eastern Tataria. Vol. 1. Oil bearing Devonian of Eastern Tataria. *Tr. KFN SSSR*, 6, pp. 8–88 p. (In Russ.)
- Aristov V.A. (1988). Devonian conodonts of the Central Devonian Field (Russian platform). Moscow: Nauka Publ., 120 p. (In Russ.)
- Artyushkova O.V., Maslov V.A., Pazukhin V.N. et al. (2011). Devonian and Lower Carboniferous type sections of the western South Urals: Pre-Conference Field Excursion Guidebook. *Int. Conf.: Biostratigraphy, Paleogeography and Events in Devonian and Lower Carboniferous*. Ufa, 92 p.
- Baraboshkin E.Yu. (2007). Practical sedimentology (terrigenous reservoirs). Tomsk: Tomsk Polytechnic University, 154 p. (In Russ.)
- Becker R.T., Marshall J.E.A., Da Silva A.-C., Agterberg F.P., Gradstein F.M., Ogg J.G. (2020). The Devonian Period. *The Geological Time Scale V. 2*. Eds. Gradstein F., Ogg J.G., Schmitz M.D., Ogg G.M. Amsterdam: Elsevier, pp. 733–810. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-824360-2.00022-X>
- Bostock H., Jenkins C., Mackay K., Carter L., Nodder S., Orpin A., Pallentin A., Wysoczanski R. (2019). Distribution of surficial sediments in the ocean around New Zealand/Aotearoa. Part B: continental shelf. *New Zealand Journal of Geology and Geophysics*, 62(1), pp. 24–45. <https://doi.org/10.1080/00288306.2018.1523199>
- Bromley R.G. (1996). Trace fossils. Biology, taphonomy and applications. London: Chapman and Hall, 361 p. <https://doi.org/10.1007/978-1-4899-2875-7>
- Csanady G.T. (1981). Circulation in the Coastal Ocean. *Advances in Geophysics*, 23, pp. 101–183. [https://doi.org/10.1016/S0065-2687\(08\)60331-3](https://doi.org/10.1016/S0065-2687(08)60331-3)
- Danilova T.E. (2008). Atlas of rocks of the main oil-bearing horizons of the Paleozoic of the Republic of Tatarstan. Terrigenous rocks of Devonian and Lower Carboniferous. Kazan: Pluton, 440 p. (In Russ.)
- Decisions of the All-Union Conference on the Development of a Unified Stratigraphic Scheme for the Devonian and Pre-Devonian Deposits of the Russian Platform and the Western Slope of the Urals (1951). Leningrad, Gostoptekhizdat, 37 p. (In Russ.)
- Decision of the interdepartmental regional stratigraphic meeting on the Middle and Upper Paleozoic of the Russian platform with regional stratigraphic schemes. Devonian system (1990). Leningrad, 60 p. (In Russ.)
- Decisions of the Interdepartmental Meeting on the development of unified stratigraphic schemes of the Upper Precambrian and Paleozoic of the Russian Platform (1965). Leningrad, 79 p. (In Russ.)
- Decisions on the refinement of unified stratigraphic schemes of the Upper Proterozoic and Paleozoic of the Volga-Ural oil and gas province (1962). Moscow, All-Russian Scientific Research Geological Petroleum Institute, 48 p. (In Russ.)
- Dolotov Yu. S. (1989). Dynamic conditions of coastal-marine relief formation and sedimentation. Moscow: Nauka, 269 p. (In Russ.)
- Einsele G. (2000). Sedimentary Basins. Evolution, Facies, and Sediment Budget. 2nd ed. Heidelberg: Springer Berlin, 792 p.
- Emery K.O. (1952). Continental shelf sediments of Southern California. *Bulletin of the Geological Society of America*, 63(11), pp. 1105–1108. [https://doi.org/10.1130/0016-7606\(1952\)63\[1105:CSSOSC\]2.0.CO;2](https://doi.org/10.1130/0016-7606(1952)63[1105:CSSOSC]2.0.CO;2)
- Fortunatova N.K., Zaytseva E.L., Kartseva O.A. (2013). The structure of the Devonian terrigenous complex and the position of the border of the Middle and Upper Devonian in the west of Tatarstan. *Byull. MOIP. Otd. geol. = Bulletin of the Moscow Society of Naturalists. Geological Department*, 88(3), pp. 22–41. (In Russ.)
- Galloway W.E., Hobday D.K. (1996). Terrigenous Shelf Systems. *Terrigenous Clastic Depositional Systems*. Heidelberg: Springer Berlin, pp. 159–185. [https://doi.org/10.1007/978-3-642-61018-9\\_7](https://doi.org/10.1007/978-3-642-61018-9_7)
- Gubareva V.S. (2003). Devonian system. *Geology of Tatarstan: Stratigraphy and tectonics*. Ed. B.V. Burov. Moscow: GEOS, pp. 87–102. (In Russ.)
- Johnson H.D., Baldwin C.T. (1986). Shallow siliciclastic seas. *Sedimentary environments and facies*. 2nd ed. Ed. H.G. Reading. Oxford: Blackwell, pp. 229–252.
- Jouanneau J.M., Weber O., Drago T., Rodrigues A., Oliveira A., Dias J.M.A., Garci, C., Schmidt S., Reyss J.L. (2002). Recent sedimentation and sedimentary budgets on the western Iberian shelf. *Progress in Oceanography*, 52(2–4), pp. 261–275. [https://doi.org/10.1016/S0079-6611\(02\)00010-1](https://doi.org/10.1016/S0079-6611(02)00010-1)
- Khalymbadzha V.G., Chernysheva N.G. (1970). Conodonts of the genus *Ancyrodella* from the deposits of the East of the Russian Platform and the Western Urals and their stratigraphic significance. *Biostratigraphy and paleontology of Paleozoic deposits of the East of the Russian Platform of the Western Urals*. Kazan: Kazan University, pp. 81–103. (In Russ.)
- Kingston D.R., Dishroon C.P., Williams P.A. (1983). Global basin classification system. *Am. Assoc. Petrol. Geol. Bull.*, 67, pp. 2175–2193. <https://doi.org/10.1306/AD460936-16F7-11D7-8645000102C1865D>
- Knaust D. (2017). Atlas of Trace Fossils in Well Core: Appearance, Taxonomy and Interpretation. Springer, Switzerland, 209 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-49837-9>
- Lisitsyn A.P. (1974). Sedimentation in the oceans. Quantitative distribution of sedimentary material. Moscow: Nauka, 438 p. (In Russ.)
- Lisitsyn A.P. (1978). Processes of oceanic sedimentation. Lithology and geochemistry. Moscow: Nauka, 366 p. (In Russ.)
- Larochkina I.A. (2008). Geological bases of prospecting and exploration of oil and gas fields on the territory of the Republic of Tatarstan. Kazan: OOO Gart, 210 p. (In Russ.)
- Lewis S.E., Olley J., Furuichi T., Sharma A., Burton J. (2014). Complex sediment deposition history on a wide continental shelf: Implications for the calculation of accumulation rates on the Great Barrier Reef. *Earth and Planetary Science Letters*, 393, pp. 146–158. <https://doi.org/10.1016/j.epsl.2014.02.038>
- Liao J.-C., Valenzuela-Ríos J. I. (2008). Givetian and early Frasnian conodonts from the Compte section (Middle-Upper Devonian, Spanish Central Pyrenees). *Geol. Quart.*, 52(1), pp. 1–18.
- Loshcheva Z.A., Magdeev M.Sh., Agafonov S.G., Fedotov M.V., Magdeeva O.V. (2017). A new look at the geological structure of the Pashian horizon (D3ps) of the Aznakaevskaya area of the Romashkinskoye oil field. *Georesursy = Georesources*, 19(1), pp. 21–26. (In Russ.) <http://doi.org/10.18599/grs.19.1.4>
- Mal'tsev M.V. (1959). Some features of the structure of the terrigenous Devonian on the Southern dome of the Tatar vault. *Uchenye zapiski Kazanskogo universiteta = Proceedings of Kazan University*, 119(2), pp. 112–130. (In Russ.)
- Mikhaylova N.A. (1973). Methodology of drawing up large-scale lithological-facies and paleogeographic maps. Moscow: Nauka, 54 p. (In Russ.)
- Mikhaylova N.A. (1977). Fringes and non-structural traps (in the terrigenous series of the Devonian of the Volga-Ural province). Moscow: Nauka, 92 p. (In Russ.)

- Mikryukov M.F., Timergazin K.R. (1948). New data on stratigraphy and lithology of terrigenous deposits of the Devonian of the Bavlinsko-Tuymazinsky oil-bearing area. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 9, pp. 43–53. (In Russ.)
- Mikulash R., Dronov A.V. (2006). Paleochronology is an introduction to the study of fossil traces of vital activity. Prague: Geological Institute of the Academy of Sciences of the Czech Republic, 122 p. (In Russ.)
- Miropol'skaya G.L., Gerasimova E.T., Erofeev N.S. (1956). Lithology of the Pashian formation of the south-east of Tatarstan. *Oil-and-gas content of the Ural-Volga region* [Moscow: Academy of Sciences of the USSR, pp. 255–272. (In Russ.)
- Miropolskaya G.L., Gerasimova E.T., Loginova V.N., Tuzava L.S. (1960). Lithology and facies. *Oil bearing Devonian of Eastern Tataria*. Vol. 2. Tr. KFA N SSSR, 6, 428 p. (In Russ.)
- Mitchell A.H.G., Reading H.G. (1986). Sedimentation and tectonics. *Sedimentary environments and facies*. 2nd ed. Ed. H.G. Reading. Oxford: Blackwell, pp. 471–519.
- Mizens G.A., Svyazhina, I.A. (2007). About the paleogeography of the Urals in Devon. *Litosfera = Lithosphere*, 2, pp. 29–44. (In Russ.)
- Murdmaa I.O. (1979). Oceanic facies. Continental facies. Facies of ocean shelves. *Oceanology. Ocean geology. Sedimentation and magmatism of the ocean*. Ed. P.L. Bezrukov. Moscow: Nauka, pp. 269–285. (In Russ.)
- Muslimov R.Kh. (2007). Improving the principles of oil field development. *Oil-and-gas content of the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil fields*. Vol. 1. Ed. R.Kh. Muslimov. Kazan: Fen, pp. 174–197. (In Russ.)
- Muslimov R.Kh., Abdulmazitov R.G., Khisamov R.B., Mironova L.M. (2007a). Geological structure and oil content of the Romashkinskoye field. *Oil-and-gas content of the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil fields*. Vol. 1. Ed. R.Kh. Muslimov. Kazan: Fen, pp. 236–243. (In Russ.)
- Muslimov R.Kh., Abdulmazitov R.G., Khisamov R.B., Mironova L.M. (2007b). Geological structure and oil content of the Novo-Elkhovskiy field. *Oil-and-gas content of the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil fields*. Vol. 1. Ed. R.Kh. Muslimov. Kazan: Fen, pp. 268–289. (In Russ.)
- Nazarova V.M., Kononova L.I. (2016). Markers of conodonts of the Middle Devonian of the Voronezh anticline. *Proc. Meet.: The state of the stratigraphic base of the center and the southeast of the East European Platform*. Moscow: All-Russian Scientific Research Geological Petroleum Institute, pp. 51–55. (In Russ.)
- Nazarova V.M., Kononova L.I. (2020). Conodont complexes from the Zhivet deposits (Middle Devonian) of the Shchigry-16 well (Voronezh anticline). *PALEOSTRATUS 2020. Annual meeting (scientific conference) of the Paleontology Section of the Moscow Society of Naturalists and the Moscow Branch of the Paleontological Society at the Russian Academy of Sciences*. Moscow: Paleontological Institute of the Russian Academy of Sciences, pp. 41–42. (In Russ.)
- Neyman A.A., Zezina O.N., Semenov V.N. (1977). Bottom fauna of the shelf and the continental slope. *Biology of the ocean*. Vol. 1. Ed. A.S. Monin. Moscow: Nauka, 415 p. (In Russ.)
- Nikishin A.M., Ziegler P.A., Stephenson R. A., Cloetingh S.A.P.L., Furne A.V., Fokin P.A., et al. (1996). Late Precambrian to Triassic history of the East European Craton: Dynamics of sedimentary basin evolution. *Tectonophysics*, 268(1–4), pp. 23–63. [https://doi.org/10.1016/S0040-1951\(96\)00228-4](https://doi.org/10.1016/S0040-1951(96)00228-4)
- Ovnatanova N.S., Kononova L.I. (2008). Frasnian Conodonts from the Eastern Russian Platform. *Paleontological Journal*, 42(10), pp. 997–1166. <https://doi.org/10.1134/S0031030108100018>
- Park S.C., Han H.S., Yoo D.G. (2003). Transgressive sand ridges on the mid-shelf of the southern sea of Korea (Korea Strait): Formation and development in high-energy environments. *Marine Geology*, 193(1–2), pp. 1–18. [https://doi.org/10.1016/S0025-3227\(02\)00611-4](https://doi.org/10.1016/S0025-3227(02)00611-4)
- Peterson J.A., Clarke J.W. (1983). Geology of the Volga-Ural Petroleum Province and detailed description of the Romashkino and Arlan oil fields. Reston: United States Department of the Interior Geological Survey, 90 p. <https://doi.org/10.3133/ofr83711>
- Pettijohn F., Potter P.E., Siever R. (1987). Sandy Depositional Systems. *Sand and Sandstone*, pp. 341–423. [https://doi.org/10.1007/978-1-4612-1066-5\\_10](https://doi.org/10.1007/978-1-4612-1066-5_10)
- Puchkov V.N. (2010). Geology of the Urals and Cisurals (topical issues of stratigraphy, tectonics, geodynamics and metallogeny). Ufa: DizaynPoligrafServis, 280 p. (In Russ.)
- Reynaud J-Y and Dalrymple R.W. (2012). Shallow-Marine Tidal Deposits. *Principles of Tidal Sedimentology*. Dordrecht: Springer Science+Business Media B.V., pp. 335–369. [https://doi.org/10.1007/978-94-007-0123-6\\_13](https://doi.org/10.1007/978-94-007-0123-6_13)
- Rodionova G.D., Umnova V.T., Kononova L.I., Ovnatanova N.S., Rzhonsnitskaya M.A., Fedorova T.I. (1995). Devon of Voronezh anticline and Moscow syncline. Moscow: Central Regional Geological Center, 265 p. (In Russ.)
- Sarkisyan S.G., Mikhaylova N.A. (1961). Paleogeography of the time of formation of the terrigenous series of the Devonian Bashkiria and Tartary. Moscow: Academy of Sciences of USSR, 262 p. (In Russ.)
- Seilacher A. (1967). Bathymetry of trace fossils. *Marine Geology*, 5(5–6), pp. 413–428. [https://doi.org/10.1016/0025-3227\(67\)90051-5](https://doi.org/10.1016/0025-3227(67)90051-5)
- Seilacher A. (2007). Trace fossil analysis. Berlin: Springer-Verlag, 226 p. <https://doi.org/10.1017/S0016756808004378>
- Selley R.C. (1972). Diagnosis of marine and non-marine environments from the Cambro-Ordovician sandstones of Jordan. *Journal of the Geological Society*, 128(2), pp. 135–150. <https://doi.org/10.1144/gsjgs.128.2.0135>
- Shakirov A.N. (2003). Lithological and facies studies of productive strata of the Paleozoic of Tatarstan in connection with the problem of enhanced oil recovery. Dr. geol. and min. sci. diss. Saint Petersburg, 435 p. (In Russ.)
- Shargorodsky I.E., Lieberman V.B., Kazakov E.R., Zinatova M.F., Girina I.N., Ziganshin A.A. (2004). Drawing up a new tectonic scheme of the central regions of the Volga Federal District. *Georesursy = Georesources*, 1, pp. 12–15. (In Russ.)
- Shein V.S., Alferenok A.V., Dolmatova I.V., Mel'nikova N.A. (2020). Geodynamic conditions for the formation of the sedimentary cover of the paleobasins of the Eastern European paleocontinent. *Geologiya nefti i gaza = Geology of oil and gas*, 1, pp. 35–55. (In Russ.) DOI: 10.31087/0016-7894-2020-1-35-55
- Sibson R. (1981). A brief description of natural neighbor interpolation (Ch. 2). *Interpreting Multivariate Data*. Chichester: John Wiley, pp. 21–36.
- Smelkov V.M., Tukhvatullin R.K. (2007). Stratigraphy of Paleozoic deposits. *Oil-and-gas content of the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil fields*. Vol. 1. Kazan: Fen, pp. 52–65. (In Russ.)
- Tikhiv V.N. (1956). New data on the stratigraphy and geological history of the Devonian of the Volga-Ural region. *Proc. Meet.: Oil-and-gas content of the Ural-Volga region*. Moscow: Academy of Sciences of USSR, pp. 127–134. (In Russ.)
- Tikhiv V.N. (1969). Devonian period. *Atlas of Lithological and paleogeographic maps of the USSR*. Vol. 2. Devonian, Carboniferous and Permian periods. Moscow: Main Directorate of Geodesy and Cartography, 68 p. (In Russ.)
- Tikhiv V.N. (1973). Volga-Ural oil-bearing region. *Stratigraphy of the USSR. Devonian System*. Book 1. Eds. B.P. Markovskiy, D.V. Nalivkin, M.A. Rzhonsnitskaya. Moscow: Nedra, pp. 128–144. (In Russ.)
- Tikhiv V.N. (1975). Devonian period. Paleogeography. *Paleogeography of the USSR. Explanatory note to the Atlas of Lithological and paleogeographic maps of the USSR*. Vol. 2. Devonian, Carboniferous, Permian periods. Moscow: Nedra, pp. 12–40. (In Russ.)
- Tikhomirov S.V. (1995). Stages of sedimentation of the Devonian of the Russian Platform and general issues of the development and structure of the stratosphere. Moscow: Nedra, 445 p. (In Russ.)
- Trofimuk A.A. (1947). Petroleum flood in Tuimaz. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 4, pp. 13–19. (In Russ.)
- Unified regional stratigraphic scheme of the Upper Devonian sediments of the Volga-Ural subregion (2018). Explanatory note. Eds. N.K. Fortunatova, E.L. Zaytseva, M.A. Bushueva et al. Moscow: All-Russian Scientific Research Geological Petroleum Institute, 64 p. (In Russ.)
- Van Landeghem K.J.J., Uehara K., Wheeler A.J., Mitchell N.C., Scourse J.D. (2009). Post-glacial sediment dynamics in the Irish Sea and sediment wave morphology: Data-model comparisons. *Continental Shelf Research*, 29(14), pp. 1723–1736. <https://doi.org/10.1016/j.csr.2009.05.014>
- Vieira F.V., Bastos A.C., Quaresma V.S., Leite M.D., Costa A., Oliveira K.S.S., Dalvi C.F., Bahia R.G., Holz V.L., Moura R.L., Amado Filho G.M. (2019). Along-shelf changes in mixed carbonate-siliciclastic sedimentation patterns. *Continental Shelf Research*, 187(September), 103964. <https://doi.org/10.1016/j.csr.2019.103964>
- Ward S.L., Neill S.P., Van Landeghem K.J.J., Scourse J.D. (2015). Classifying seabed sediment type using simulated tidal-induced bed shear stress. *Marine Geology*, 367, pp. 94–104. <https://doi.org/10.1016/j.margeo.2015.05.010>
- Ward S.L., Scourse J.D., Yokoyama Y., Neill S.P. (2020). The challenges of constraining shelf sea tidal models using seabed sediment grain size as a proxy for tidal currents. *Continental Shelf Research*, 205(December), 104165. <https://doi.org/10.1016/j.csr.2020.104165>
- Ziegler W. (1962). Taxonomie und Phylogenie oberdevonischer Conodonten und ihre stratigraphische Bedeutung. *Abh. Hess. L.-Amt Bodenforsch*, 38, pp. 1–166.
- Ziegler W. (1971). Conodont Stratigraphy of the European Devonian. *Geol. Soc. Am. Mem. Bould.*, 127, pp. 227–284. <https://doi.org/10.1130/MEM127-p227>
- Ziegler W., Sandberg, C. (1990). The Late Devonian Standard Conodont Zonation. *Cour. Forsch.-Inst. Senckenberg*, 121, pp. 1–115.

**About the Authors**

*Vladimir V. Silantiev* – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of Department of Paleontology and Stratigraphy, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University; Branch of the Kazan Federal University in the city of Jizzakh of Republic of Uzbekistan

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation  
e-mail: Vladimir.Silantiev@kpfu.ru

*Marat F. Validov* – Leading Engineer, Head of Petrophysical Department, Center for Excellence of Digital Technologies in the Oil and Gas Industry, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

*Dinara N. Miftakhutdinova* – Assistant, Department of Paleontology and Stratigraphy, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

*Vladimir P. Morozov* – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of Department of Mineralogy and Lithology, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

*Bulat G. Ganiev* – Cand. Sci. (Engineering), Head of the Department of Field Development, Tatneft-Dobycha, Tatneft PJSC

Lenin str., 75, Almetyevsk, 423450, Russian Federation

*Azat A. Lutfullin* – Cand. Sci. (Engineering), Deputy Head of the Department of Field Development, Tatneft-Dobycha, Tatneft PJSC

Lenin str., 75, Almetyevsk, 423450, Russian Federation

*Kirill D. Shumatbaev* – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Expert (on petrophysical research), Department of Field Development, Tatneft-Dobycha, Tatneft PJSC

Lenin str., 75, Almetyevsk, 423450, Russian Federation

*Rishat M. Khabipov* – Head of the Field Development and Subsoil Use Monitoring Department, Department of Field Development, Tatneft-Dobycha, Tatneft PJSC

Lenin str., 75, Almetyevsk, 423450, Russian Federation

*Nouria G. Nurgalieva* – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Department of Oil and Gas Geology named after Academician A. A. Trofimuk, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

*Zoya A. Tolokonnikova* – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Assistant Professor, Kuban State University

Stavropolskaya str., 149, Krasnodar, 353400, Russian Federation

*Eduard A. Korolev* – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of Department of General Geology and Hydrogeology, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

*Vladislav A. Sudakov* – Deputy Director of the Institute for Innovations, Director of Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Bolshaya Krasnaya str., 4, Kazan, 420111, Russian Federation

*Anastasiya V. Smirnova* – Design Engineer, Center for Excellence of Digital Technologies in the Oil and Gas Industry, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

*Kseniya A. Golod* – Engineer, Center for Excellence of Digital Technologies in the Oil and Gas Industry, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

*Aleksey A. Leontiev* – Leading Engineer, Head of Well Logging Interpretation Department, Center for Excellence of Digital Technologies in the Oil and Gas Industry, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

*Ruslan R. Shamsiev* – Laboratory Assistant, Center for Excellence of Digital Technologies in the Oil and Gas Industry, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

*Mikhail V. Noykin* – Engineer, Center for Excellence of Digital Technologies in the Oil and Gas Industry, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

*Viktor E. Kosarev* – Senior Lecturer, Department of Geophysics and Geoinformation Technologies, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

*Darya A. Nikonorova* – Laboratory Assistant, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

*Radik F. Akhmetov* – Laboratory Assistant, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

Manuscript received 9 September 2022;

Accepted 19 November 2022; Published 20 December 2022

# Геологические предпосылки поиска пород с повышенными коллекторскими свойствами в отложениях доманикового типа на территории Республики Татарстан

В.П. Морозов<sup>1\*</sup>, А.С. Хаюзкин<sup>1</sup>, Э.А. Королев<sup>1</sup>, А.Н. Кольчугин<sup>1</sup>, А.Н. Мухамедьярова<sup>1</sup>, Е.В. Морозова<sup>1</sup>, А.А. Ескин<sup>1</sup>, Н.А. Назимов<sup>2</sup>, Ф.М. Газеева<sup>3</sup>, Н.С. Захарова<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

<sup>2</sup>ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

<sup>3</sup>Институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть», Бузуйма, Россия

Отложения доманикового типа широко распространены на территории Татарстана и за его пределами. Они образованы нефтегазоматеринскими породами (черными сланцами), частично отдавшими углеводородную составляющую. Однако в силу высокого содержания в них углеводородов они рассматриваются в качестве потенциальных нетрадиционных пород-коллекторов, которые могут быть промышленно значимы. Основываясь на российском и зарубежном опыте разработки подобных образований, во многом перспективы их освоения связывают с поиском среди них пластов с повышенными коллекторскими свойствами и миграционно способной нефтью.

В работе проведен анализ стратиграфической распространенности отложений доманикового типа в Камско-Кинельской системе прогибов и за ее пределами. Показано, что такие отложения в прогибах могут достигать мощности в 300 м и охватывать стратиграфический диапазон от семилукского горизонта франского яруса до турнейского яруса. Тогда как вне прогибов стратиграфический интервал их распространенности сужается до семилукского горизонта, что обусловлено высокой расчлененностью дна бассейна осадконакопления в позднефранско-турнейском веке вследствие развития на востоке Русской плиты Камско-Кинельской системы прогибов.

Результаты собственных исследований показывают, что среди отложений доманикового типа наиболее распространены карбонатные и карбонатно-кремнистые, обогащенные органическим веществом, породы. Среди них постоянно встречаются карбонатные брекчии и меньше вторичные доломиты. В двух последних типах пород обнаруживаются повышенные значения пористости, проницаемости и более легкий состав вмещаемых углеводородов. На основании авторских исследований и проведенного литературного обзора доказываем, что максимальное развитие карбонатных брекчий и вторичных доломитов следует ожидать в бортах (на склонах) Камско-Кинельской системы прогибов. Предполагается, что их следует рассматривать в качестве наиболее перспективных объектов для поиска промышленно значимой нефтеносности в отложениях доманикового типа.

**Ключевые слова:** доманик, нефтематеринские породы, черные сланцы, сланцевая нефть, органическое вещество

**Для цитирования:** Морозов В.П., Хаюзкин А.С., Кольчугин А.Н., Мухамедьярова А.Н., Морозова Е.В., Ескин А.А., Назимов Н.А., Газеева Ф.М., Захарова Н.С. (2022). Геологические предпосылки поиска пород с повышенными коллекторскими свойствами в отложениях доманикового типа на территории Республики Татарстан. *Георесурсы*, 24(4), с. 40–49. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.3>

## Введение

Отложения доманикового типа образованы преимущественно переслаивающимися карбонатными и глинисто-карбонатно-кремнистыми породами, обогащенными органическим веществом (Аширов и др., 1990; Страхов и др., 1960). Они широко распространены на территории Республики Татарстан и за ее пределами и рассматриваются в качестве нефтематеринских пород, частично реализовавших свой нефтегенерационный потенциал (Прищепа и др., 2017; Хисамов и др., 2016). В то же время, по мнению ряда исследователей, потенциал таких

отложений в качестве источника углеводородов еще не исчерпан (Галимов и др., 2015).

Такие образования обычно именуются черными сланцами, они рассматриваются как нетрадиционные породы-коллекторы углеводородов, которые при применении определенных технологий добычи могут разрабатываться. В России к такому типу отложений традиционно относятся толщи баженовской свиты Западной Сибири и доманиковые отложения Волго-Уральского региона. В некоторых зарубежных странах, например США, Китае, Бразилии, Конго, ведется их промышленная разработка (Allix et al., 2010; Jianhua Zhao et al., 2018). Основными факторами их промышленного освоения служат: высокое содержание органического вещества, наличие миграционно способных углеводородов, а также наличие слоев пород, обладающих повышенными коллекторскими свойствами. Среди зарубежных черных сланцев ими

\* Ответственный автор: Владимир Петрович Морозов  
e-mail: [Vladimir.Morozov@kpfu.ru](mailto:Vladimir.Morozov@kpfu.ru)

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

являются песчаники и алевролиты, а среди баженигов – радиолариты (Немова, 2021).

Целью работы является выявление мест развития среди отложений доманикового типа пород, отличающихся повышенными коллекторскими свойствами, а вмещаемые нефти которых являются эпигенетическими и отличаются от сингенетических битумоидов более низкой вязкостью и, соответственно, более легким составом вмещаемых углеводородов. Достижение сформулированной цели решалось путем обобщения публикаций по геологическому положению нефтегазоматеринских толщ, развитых на территории Татарстана и в сопредельных регионах, и собственных исследований по выявлению среди изученных отложений доманикового типа различных литотипов, отличающихся друг от друга по коллекторским свойствам и степени подвижности вмещаемого органического вещества. В работе также проведен анализ положения таких отложений в различных тектонических структурах и типизация их разрезов.

### Объекты изучения и результаты собственных исследований

Авторами изучены отложения доманикового типа, развитые на территории Татарстана и за его пределами. Всего изучен керновый материал 24 скважин, положение которых показано на рисунке 1. Проведено макроскопическое описание кернового материала с выявлением основных литотипов, слагающих разрезы. В лабораторных исследованиях образцов использованы оптико-микроскопический анализ шлифов, рентгенографический анализ, электронная микроскопия, пиролитические исследования,

синхронный термический анализ, рентгенофлуоресцентный анализ, SARA-анализ, методы определения пористости, проницаемости и нефте(битумо)насыщенности.

Согласно собственным исследованиям (Kolchugin et al., 2018; Khayuzkin et al., 2020; Ibrahim et al., 2022) и литературным данным (Фортулатова и др., 2019; Ступакова и др., 2017), выявлено, что изученные разрезы отложений доманикового типа сложены тремя основными типами пород. Они выделены на основе изучения минерального состава пород, их структуры, текстуры и содержания органического вещества. При этом в каждом из трех основных литотипов могут обнаруживаться их разновидности, отличающиеся друг от друга структурными характеристиками, количественным минеральным составом, качеством и количеством органического вещества.

Благодаря применению современных методов исследования кернового материала, определено, что в разрезах преобладают два основных литотипа: карбонатные и карбонатно-кремнистые образования, обогащенные органическим веществом, что показано на рисунке 2. И те и другие сложены скрытозернистым материалом. Их мощности различны: от первых миллиметров до первых десятков сантиметров. Третий литотип, также отнесенный к числу основных – карбонатные брекчии – пользуется меньшим распространением, хотя обнаруживается во всех изученных скважинах вне зависимости от их тектонического положения.

Карбонатные породы обычно представлены известняками, которые по структуре обычно отвечают мадстоунам, реже вакстоунам (Dunham, 1962). Образуют плотные породы, окраска обычно белая, весьма редко они слабо

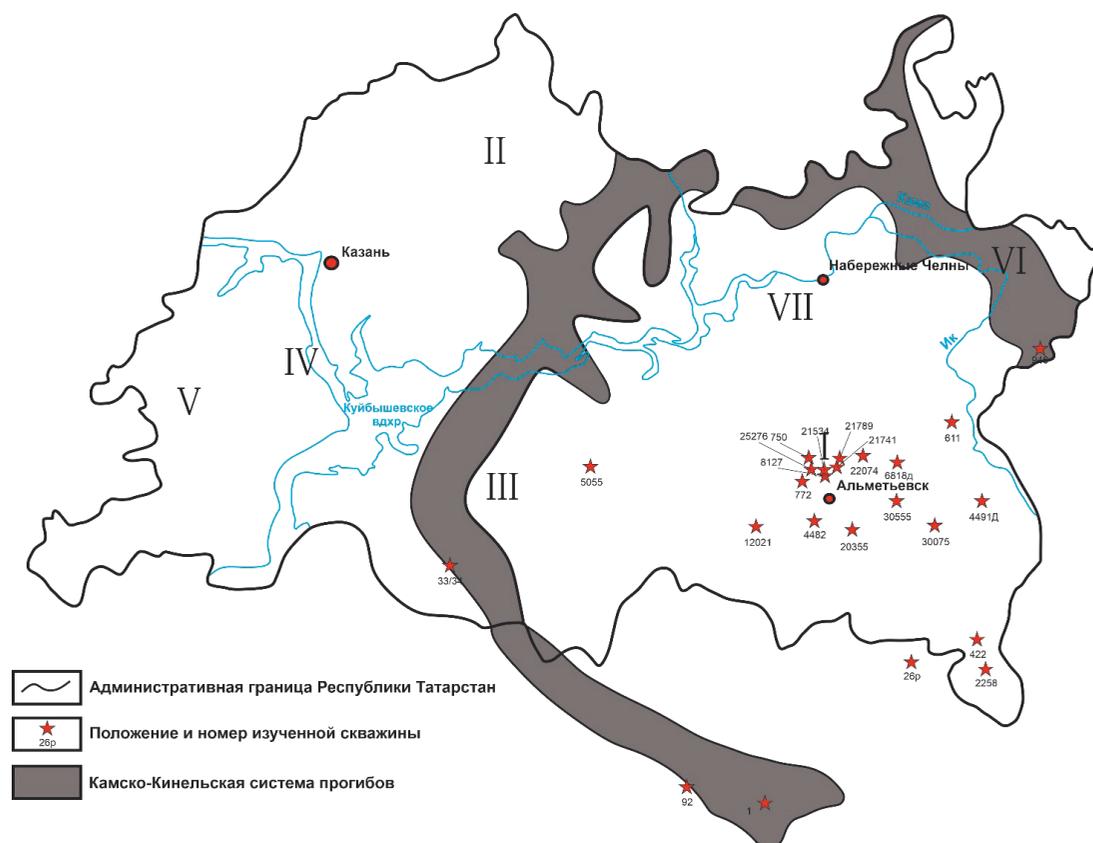


Рис. 1. Карта фактического материала. Показано положение изученных скважин. Тектоническое районирование: I – Южно-Татарский свод, II – Северо-Татарский свод, III – Мелекесская впадина, IV – Казанско-Кировский прогиб, V – Токмовский свод, VI – Бирская седловина.



Рис. 2. Фотография фрагмента ядра. Чередование карбонатных и карбонатно-кремнистых пород с высоким содержанием органического вещества. Скв. 946. Агбязовский участок. Глубина 1638–1641 м.

пятнисто нефтенасыщенные. Практического интереса такие породы, не затронутые вторичными изменениями, не представляют. Однако среди них встречаются вторичные доломиты, которые обнаруживаются в двух разновидностях. Первая разновидность вторичных доломитов – это доломиты, обладающие преимущественно конформной структурой. В них иногда обнаруживается пятнистая нефтенасыщенность в весьма редко встречающихся изолированных порах. В разрезах они встречены в виде вторично доломитизированных известняков над отложениями доманикового типа на Тавельском месторождении (рис. 3).

Вторая разновидность вторичных доломитов, также образованная по известнякам, в отличие от первой образует нефтенасыщенные пористые породы (рис. 4). Они имеют неконформную структуру, образованную гипидиоморфными и идиоморфными зёрнами доломита, между которыми хорошо просматривается межзерновая пористость. Такие образования встречаются достаточно редко, образуют довольно маломощные тела и развиты

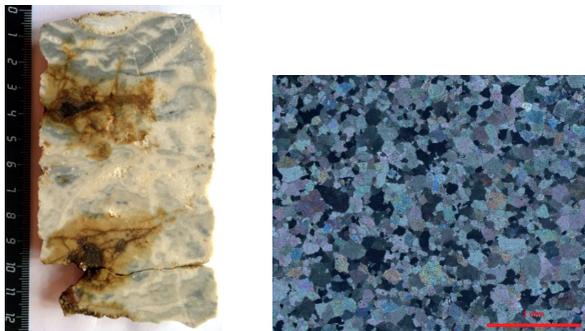


Рис. 3. Вторичный доломит с конформной структурой и весьма редкой пятнистой нефтенасыщенностью. Тавельское месторождение. Скв. 5055. Гл. 1768,7 м. Слева фотография образца, справа его шлифа (николи скрещены).



Рис. 4. Вторичный доломит нефтенасыщенный с неконформной структурой. Березовская площадь. Скв. 25276. Гл. 1681,25 м. Слева фотография образца, справа его шлифа (один николь).

по первичным плотным известнякам, что указывает на флюидомиграцию и эпигенетичную природу нефти в них.

Карбонатно-кремнистые породы всегда содержат органическое вещество сапропелевой природы (Полудеткина и др., 2017; Kayukova et al., 2017). Основные геологические ресурсы нефти сосредоточены в этих породах (Ibrahim et al., 2022). Согласно собственным исследованиям таких отложений, развитых на территории Татарстана, они имеют тонкозернистую структуру, размер слагающих их зёрен с трудом определяется под микроскопом. Сложены преимущественно кварцем и кальцитом в различных соотношениях, нередко с примесью полевых шпатов и слюд. Их пористость, определяемая на цилиндрических образцах стандартного размера по общепринятой методике, составляет первые проценты, проницаемость, как правило, не определима. Нефтенасыщенность, определяемая также по общепринятой в нефтяной геологии методике методом экстракции органическими растворителями, составляет первые проценты. Хотя методом пиролиза содержание органического вещества в них составляет от 5% до 15%, редко достигая величин в 20–30%. Согласно данным тех же пиролитических исследований, вмещающее органическое вещество отвечает тяжелым нефтям ( $S_1 = 0,218\text{--}2,8$  мг УВ/г породы, среднее 1,4 мг УВ/г породы,  $S_2 = 6,8\text{--}98$  мг УВ/г породы, среднее 34,1 мг УВ/г породы), генерационный потенциал оценивается как хороший и очень хороший, содержание органического вещества (ТОС) оценено в 0,99–20,18% (среднее содержание 8,02%), градации катагенеза по показателю  $T_{\max} = 422,6\text{--}436,5^\circ\text{C}$  отвечают ПК<sub>3</sub>–МК<sub>1</sub>. Согласно приведенным данным, характер вмещаемых углеводородов определяется как тяжелые нефти и нефти ранней зрелости, а генерационный потенциал отложений оценивается как хороший и отличный, органическое вещество соответствует керогену II типа.

Результаты проведенного SARA-анализа экстрактов также показывают преобладание в растворимом органическом веществе тяжелых фракций: содержание масел оценивается в 6,1–27,2% (среднее 17,7%), смол – 40–62,3% (среднее 52%), асфальтенов – 10,5–45,3% (среднее 30,3%). На преобладание в составе углеводородов тяжелых фракций указывают и результаты синхронного термического анализа по методике Т.Н. Юсуповой и др. (Юсупова и др., 1999), которые оценивают содержание органического вещества в 0,52–33,34% (среднее 13,67%), относительная доля легких углеводородов составляет 14,1–73,44% (среднее 31,86%), тяжелых – 29,58–77,31% (среднее 60,8%), керогена – 0–30,5% (среднее 7,3%).

Одной из разновидностей карбонатно-кремнистых пород служат аналогичные по минеральному составу образования, в которых обнаруживается повышенное содержание остатков радиолярий (рис. 5). Такие образования, как правило, встречаются при смене снизу вверх обычных карбонатно-кремнистых пород на карбонатные. Содержание радиолярий в этой разновидности карбонатно-кремнистых пород может достигать 20–30%, а мощность таких слоев может составлять первые десятки сантиметров. Как говорилось ранее, интерес к таким образованиям в отложениях доманикового типа определяется тем, что в близких по минеральному составу и петрофизическим свойствам породах баженовской свиты Западной Сибири они служат промышленно значимыми

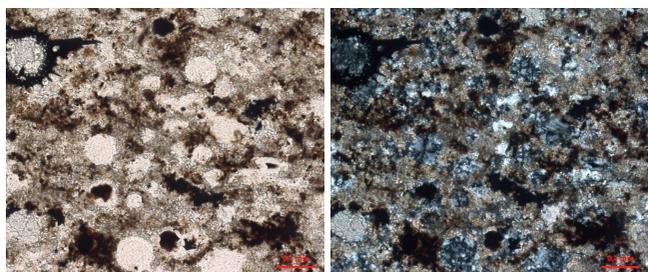


Рис. 5. Фотография шлифа карбонатно-кремнистой породы с многочисленными остатками радиолярий. Кузьминковский участок. Скв. 26Р. Гл. 1772,8 м.

коллекторами нефти (Немова, 2021). Однако среди изученных разрезов карбонатно-кремнистых образований выявить подобные породы с весьма обильным содержанием радиолярий, которые могли бы обладать повышенными коллекторскими свойствами, пока не удалось. Такие образования по петрофизическим свойствам, содержанию органического вещества принципиально не отличались от образцов «типичных» доманикитов с малым содержанием остатков радиолярий, хотя по литературным данным радиоляриты обнаруживаются в отложениях доманикового типа (Фортунова и др., 2019).

Типичные радиоляриты, судя по литературным данным, встречаются в отложениях баженовской свиты. Их структура устроена таким образом, что остатки радиолярий опираются друг на друга, напоминая структуру органогенных карбонатных пород – пакстоунов. Тогда в радиоляритах бажена помимо практически значимых величин пористости и проницаемости наблюдаются и практически значимые залежи нефти. Поэтому поиск мест локализации таких образований в отложениях доманикового типа является важной задачей.

Третий литотип – карбонатные брекчии. Присутствующие в разрезах карбонатные брекчии сложены обычно некотанными и несортированными обломками карбонатов,

размер которых составляет до 2–10 см. Карбонатные обломки опираются друг на друга, формируя неконформную структуру, представлены преимущественно мадстоунами. Цементируются они карбонатно-кремнистым материалом, в составе которого присутствует органическое вещество. Общее его содержание в породах обычно не превышает 2–3%, и оно имеет значительно более легкий состав, чем в карбонатно-кремнистых породах. Примером разрезов, в котором присутствует довольно мощная толща карбонатных брекчий, может служить скважина 2258 Коробковского месторождения. На рисунке 6 представлен разрез, построенный на основании изучения кернового материала названной скважины.

Результаты изучения кернового материала скважины, показанные на рисунке 6, свидетельствуют о меньшем содержании органического вещества в карбонатных брекчиях по сравнению с переслаивающимися карбонатными и карбонатно-кремнистыми образованиями верхней части изученного разреза. Однако, судя по данным синхронного термического анализа, данным пиролитического анализа и SARA-анализа, углеводороды карбонатных брекчий обладают значительно более легким составом и, следовательно, являются более подвижными. Такие образования следует рассматривать в качестве более проницаемых, т.к. в них отчетливо обнаруживаются следы миграции флюида, что проявляется в формировании вторичного доломита и вторичной пористости (рис. 7).

Подтверждением сказанному служит работа А.Д. Коробова (Коробов и др., 2017), в которой вторичный доломит также рассматривается в качестве минерала-индикатора, указывающий на участки пород с более легким составом нефтей и повышенными значениями коллекторских свойств.

Следует сказать, что обломки в изученных брекчиях аналогичны по минеральному составу и структуре карбонатам, выделяемым в качестве одного из основных литотипов, слагающих изученные разрезы. Среди

Глубина, м	Литологическая колонка	Характеристика вмещаемого органического вещества		
		Данные термического анализа, %	Данные пиролитического анализа	Содержание компонент по данным SARA-анализа, %
- 1680 -	Чередование карбонатных и карбонатно-кремнистых пород, обогащенных органическим веществом	ТОС - 5,75; ЛУВ - 1,73; ТУВ - 2,69; Кероген - 1,33	S1 - 2,2 мгУВ/г; S2 - 11,1 мгУВ/г; Тmax - 431°C; ИП (S1+S2) - 18 мгУВ/г; ГП: от хор. до оч. хор. по S1, от удовл. до отл. по S2; СЗ ОВ - незрелое	Масла - 15,3; Смоли - 40,5; Асфальтены - 47,3
- 1682 -	Карбонатные брекчии. Обломки сложены тонко-микрозернистыми известняками с редкими органическими остатками. Цементом для них служит карбонатно-кремнистый материал, обогащенный органическим веществом	ТОС - 0,68; ЛУВ - 0,47; ТУВ - 0,21; Кероген - 0	S1 - 0,49 мгУВ/г; S2 - 0,75 мгУВ/г; Тmax - 429°C; ИП (S1+S2) - 1,2 мгУВ/г; ГП: бедный; СЗ ОВ - незрелое	Масла - 31,1; Смоли - 53,9; Асфальтены - 15,0
- 1684 -				
- 1686 -				
- 1688 -				
- 1690 -				

Рис. 6. Литолого-геохимический разрез. Скв. 2258. Западно-Коробковское месторождение. ТОС – общее содержание органического вещества, ЛУВ – легкие углеводороды, ТУВ – тяжелые углеводороды, ИП – индекс продуктивности, ГП – генерационный потенциал, СЗ ОВ – степень созревания органического вещества.

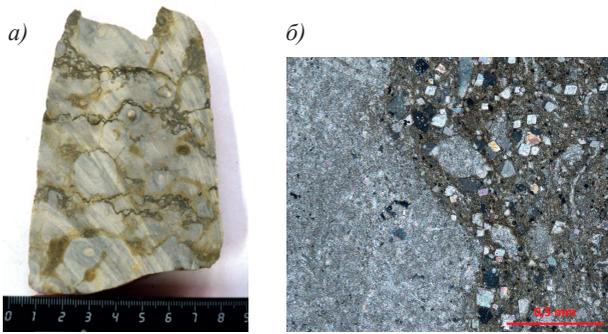


Рис. 7. Фотографии образца (а) и шлифа карбонатной брекчии в скрепленных николях (б). Слева на фотографии шлифа – карбонатный обломок, справа – карбонатно-кремнистый материал, цементирующий карбонатный обломок со вторичным доломитом и вмещающий углеводороды. Западно-Коробковское месторождение. Скв 2258. Гл. 1689,2 м.

обломков не обнаруживаются карбонаты, которые можно было бы отнести к отложениям органогенных построек. Цементирующая же компонента в брекчиях аналогична по минеральному составу и структуре другому основному литотипу – карбонатно-кремнистым породам, обогащенным органическим веществом. Поэтому, исходя из сказанного, авторами принимается, что источником обломков послужили пелитоморфные карбонаты, которые гравитационным путем были перенесены в карбонатно-кремнистые отложения. Гравитационный способ переноса карбонатов может быть обусловлен двумя факторами. Во-первых, их литификация происходит быстрее по сравнению с карбонатно-кремнистыми отложениями, обогащенными органическим веществом, и, во-вторых, они образуют более приподнятые участки морского дна, т.к. скорость их образования выше по сравнению с карбонатно-кремнистыми отложениями.

Авторы располагают лишь керновым материалом собственно отложений доманикового типа: пелитоморфные карбонаты, тонкозернистые карбонатно-кремнистые породы и брекчии с обломками микритовых известняков, которые развиты в пределах сводовых, склоновых и депрессионных зон. Поэтому при разработке геологических предпосылок поиска пород с повышенными коллекторскими свойствами был проанализирован большой объем публикаций, в которых рассматриваются и карбонатные органогенные постройки. Согласно литературным данным, наиболее мощные толщи карбонатных брекчий, в составе которых присутствуют в том числе и обломки биогермных известняков, формируются в переходной зоне от сводов к депрессиям, т.е. склонах. Их, авторы, в соответствии с публикациями, также рассматривают в качестве пород с повышенными коллекторскими свойствами.

Таким образом, среди изученных отложений доманикового типа семилукского горизонта, пользующихся площадным распространением, обнаружены три основных литотипа:

1) Карбонатные породы, представленные известняками – мадстоуны, реже пакстоуны. Породы плотные, не пористые. По разрезу распространены весьма широко. Их вторичные изменения – доломитизация – приводят к появления либо плотных доломитов, развитых над отложениями доманикового типа, либо редко встречающихся

пористых доломитов, развитых среди отложений доманикового типа и обладающих более подвижной нефтью.

2) Карбонатно-кремнистые породы, обогащенные органическим веществом. Относятся к нетрадиционным породам-коллекторам, обладающим высоким генерационным потенциалом. Считается, что такие отложения могут быть перспективными при разработке технологий извлечения из них углеводородов. Разновидностью пород служат не часто встречающиеся аналогичные по минеральному составу породы, в которых обнаруживаются остатки радиолярий.

3) Карбонатные брекчии по распространенности уступают двум первым литотипам. Однако они постоянно обнаруживались во всех изученных разрезах, образуя отложения мощностью в первые десятки сантиметров, реже более одного метра. Эти породы также, как и вторичные доломиты, подверглись миграции флюидов, в силу чего состав углеводородов в них более легкий, выше и коллекторские свойства материала, цементирующего карбонатные обломки.

Изложенное выше свидетельствует, что среди изученных отложений карбонатные брекчии и вторичные доломиты, заключенные в толще отложений доманикового типа, характеризуются повышенными коллекторскими свойствами и более легким составом углеводородов.

### Обсуждение и выводы

По результатам собственных исследований и литературным данным отложения доманикового типа образуют весьма протяженные по латерали тела и распространены в центральной и восточной частях Татарстана, а также на сопредельных территориях. Такие образования, согласно Т.А. Кирюхиной и др. (Кирюхина и др., 2013), Н.К. Фортунатовой и др. (Фортунатова и др., 2019), практически повсеместно распространены в отложениях семилукского (доманикового) горизонта франского яруса верхнего девона (рис. 8А), что обусловлено максимальной трансгрессией морского бассейна в это время. В дальнейшем, в связи с обмелением морского бассейна, осадконакопление отложений доманикового типа сменилось образованием карбонатных, реже карбонатно-глинистых и глинистых осадков.

Однако такое происходило не повсеместно, т.к. начиная с мендымского времени начала закладываться Камско-Кинельская система прогибов, имеющая некомпенсированный характер (Ларочкина, 2013), где вплоть до турнейского века продолжалось накопление доманиковых отложений (рис. 8Б). Причем скорости осадконакопления за пределами впадины были заметно больше, чем в пределах прогибов, в которых формировались, так называемые, конденсированные осадки (Барабошкин, 2009). Поэтому в Камско-Кинельской системе прогибов формировались отложения доманикового типа фран-турнейского времени мощностью в первые сотни метров (Фортунатова и др., 2019; Шакиров и др., 2022), а за ее пределами мощности аналогичных отложений, которые формировались лишь в семилукское время франского века, составляют первые десятки метров. Геоморфологически прогибы представляли собой впадины. Поэтому рельеф морского дна изучаемого региона был довольно расчлененным: в его структуре принимали участие мелководные участки, в

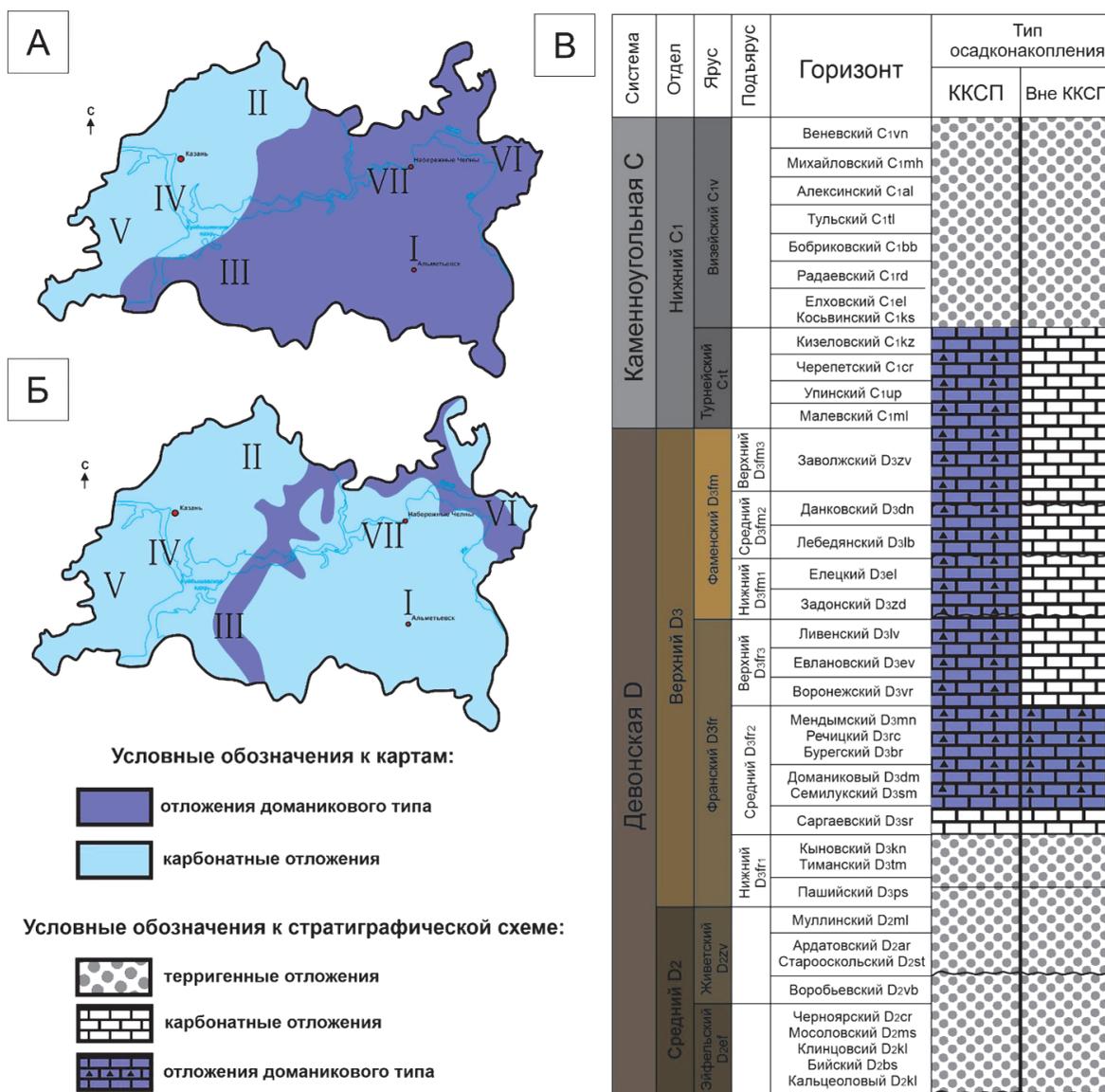


Рис. 8. Схематическая карта распространения отложений доманикового типа и стратиграфическая колонка (по материалам Ступаковой и др., 2017; Фортунатовой и др.; 2019; Gorozhanina et al., 2019 и собственным данным). А – схематичная карта распространения отложений доманикового типа в семилукское время; Б – схематичная карта распространения отложений доманикового типа в постсемилукское время до турне. I – Южно-Татарский свод, II – Северо-Татарский свод, III – Мелекесская впадина, IV – Казанско-Кировский прогиб, V – Токмовский свод, VI – Бирская седловина. В – стратиграфическая схема распространенности отложений доманикового типа.

которых накапливались преимущественно карбонатные осадки, и сами прогибы, в которых накапливались осадки доманикового типа, а также обрамляющие их склоны, в пределах которых формировались и те, и другие осадки (рис. 8).

Исходя из изложенного, отложения доманикового типа на изучаемой территории стратиграфически распространены неравномерно. Подобное неравномерное по стратиграфическим интервалам распределение отложений схематически может быть иллюстрировано рисунком 9. На рисунке показано формирование отложений доманикового типа в семилукское время, продолжение их формирования в пределах Камско-Кинельской системы прогибов вплоть до турнейского века, прекращение их формирования за пределами прогибов в постсемилукское время, где формировались карбонатные отложения, включая органогенные постройки (риффы). Отсюда следует, что значительно более длительное по времени образование отложений

доманикового типа происходило в пределах некомпенсированной Камско-Кинельской системы прогибов. За ее пределами на более приподнятых участках морского дна формировались карбонатные отложения, включающие органогенные постройки. А между ними, в условиях гипсометрических перегибов морского дна, отвечающих бортам Камско-Кинельской системы прогибов, происходило также образование карбонатных брекчий, являющихся по происхождению гравитационными (Шарданова и др., 2017) и образующих клиноформные тела.

Согласно данным, изложенным в предыдущем разделе статьи, объектами с повышенными коллекторскими свойствами и более легким составом нефти служат карбонатные брекчии и вторичные доломиты.

Карбонатные брекчии в небольших объемах постоянно встречаются в отложениях семилукского горизонта, но в значительно больших объемах их следует ожидать в бортовых частях Камско-Кинельской системы прогибов, где

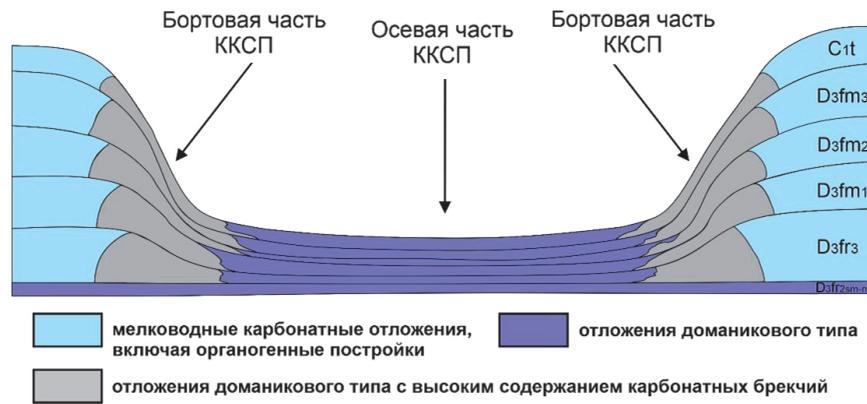


Рис. 9. Схематичный разрез распространности генетически различных осадочных образований через Камско-Кинельскую систему прогибов (с учетом данных Лян и др., 2015; Фортунатова и др., 2019)

они образуются как склоновые (гравитационные) отложения, благодаря поступлению обломков карбонатных пород в накапливающиеся карбонатно-кремнистые отложения. Такой механизм образования брекчий и им подобных образований известен (Фортунатова и др., 2005; Лисицын, 1989) и реализуется вследствие механического разрушения литифицированных карбонатов на гипсометрически высоких участках морского дна и поступления обломков под действием гравитационных сил в пониженные участки дна, где формируются карбонатно-кремнистые осадки, обогащенные органическим веществом.

Сказанное позволяет предположить, что максимально возможная плотность распространения карбонатных брекчий как по латерали, так и по вертикали ожидается на бортах Камско-Кинельской системы прогибов.

Другой перспективный, на наш взгляд, объект сформирован вторичными доломитами, располагающимися в теле распространения отложений доломитового типа. Такие доломиты среди изученных авторами отложений семилукского возраста весьма слабо распространены. Однако по данным, показанным в статье С.П. Лян и др. (Лян и др., 2015), они могут образовывать небольшие по размерам месторождения нефти, а местом их локализации являются бортовые части Камско-Кинельской системы прогибов. Следует предположить, что развитие таких относительно крупных тел вторичных доломитов можно ожидать в пределах бортовых частей прогибов, т.к. в них отмечаются более выдержанные по латерали и вертикали пласты карбонатов, которые переслаиваются с карбонатно-кремнистыми отложениями пород, обогащенных органическим веществом. К тому же, в отложениях бортовых участков прогибов наблюдается значительно большая мощность отложений доломитового типа и, соответственно, больший объем сгенерированной нефти.

В обоих случаях формирование относительно повышенной пористости и проницаемости либо цементирующей части карбонатных брекчий, либо карбонатных слоев (вторичных доломитов), развитых среди доломитовых отложений, фиксируется по минералу-индикатору – вторичному доломиту. Этот минерал по своим признакам является железистым доломитом и образует неконформные вторичные структуры, что показано ранее (Кузнецов и др., 2017).

## Заключение

Изложенный материал позволяет сформулировать следующие выводы:

1. Отложения доломитового типа пользуются широким площадным распространением. Однако их стратиграфическое распространение весьма неравномерно. Такие отложения семилукского возраста образуют весьма протяженные пласты и занимают огромные площади. А начиная с мендымского времени и вплоть до турнейского века область их распространения сужается и ограничивается Камско-Кинельской системой прогибов.

2. В строении разрезов принимают участие преимущественно карбонатные и карбонатно-кремнистые породы. Меньший объем в отложениях доломитового типа занимают карбонатные брекчии. Наибольший объем захороненного органического вещества сосредоточен в карбонатно-кремнистых породах, меньше его в карбонатных брекчиях, и оно не обнаруживается в карбонатных породах, не подверженных вторичной доломитизации.

3. Несмотря на высокую концентрацию органического вещества в карбонатно-кремнистых породах, их коллекторские свойства весьма незначительны и в настоящее время не являются практически значимыми.

4. Однако среди названных типов пород встречаются образования с повышенными коллекторскими свойствами и более легким составом нефтей. К ним относятся карбонатные брекчии, точнее их цементирующая часть, и вторичные доломиты, метасоматически замещающие известняки. И в тех, и в других породах присутствует минерал-индикатор нефтемиграционных процессов – вторичный доломит, а их нефти отличаются большим содержанием легких углеводородов. По результатам собственных исследований и литературным данным более широкое развитие таких пород предполагается в бортовых частях Камско-Кинельской системы прогибов.

## Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты», а также поддержке ПАО Татнефть.

Авторы выражают благодарность рецензенту за важные и объективные замечания.

## Литература

- Аширов К.Б., Беллерова В.А., Вайнбаум С.Я., Голодовкина Г.Е., Зайдельсон М.И., Зинина Е.А., Копрова Н.А., Семенова Е.Г., Сувориков Е.Я., Цлав Л.З. (1990). Формирование и нефтегазоносность доманиковых формаций. Москва: Наука, 69 с.
- Барабошкин Е.Ю. (2009). Конденсированные разрезы: терминология, типы, условия образования. *Вестник Московского университета*, 4(3), с. 13–20.
- Галимов Э.М., Камалева А.И. (2015). Источник углеводородов супергигантского нефтяного месторождения Ромашкино (Татарстан) – приток из кристаллического фундамента или нефтематеринские осадочные отложения? *Геохимия*, 2, с. 103–122. <https://doi.org/10.7868/S001675251502003X>
- Кирохина Т.А., Фадеева Н.П., Ступакова А.В., Полудеткина Е.Н., Сауткин Р.С. (2013). Доманиковые отложения Тимано-Печерского и Волго-Уральского бассейнов. *Геология нефти и газа*, 3, с. 76–87.
- Коробов А.Д., Коробова Л.А., Морозов В.П., Заграновская Д.Е., О.А. Захарова О.А. (2017). Аутигенный доломит высокобитуминозных баженовских отложений – показатель завершающей стадии генерации углеводородов. *Нефтяное хозяйство*, 4, с. 12–17.
- Кузнецов В.Г., Морозов В.П., Ескин А.А., Кольчугин А.Н. (2017). Кристаллохимические и геохимические особенности генетически различных доломитов палеозоя Волго-Уральской области. *Литология и полезные ископаемые*, 3, с. 243–256. <https://doi.org/10.7868/S0024497X1703003X>
- Ларочкина И.А. (2013). Концепция системного геологического анализа при поисках и разведке месторождений нефти на территории Татарстана. Казань: Фэн. 232 с.
- Лисицын А.П. (1989). Лавинная седиментация и перерывы в осадконакоплении в морях и океанах. Москва: Наука, 309 с.
- Лян С.П., Галушин Г.А., Филиппов В.П. Условия формирования доманикитов юго-востока Русской платформы. *Георесурсы*. № 3(62) Т.2. 2015. С. 54–63.
- Немова В.Д. (2021). Литогенетическая классификация пород и тектонорфизм отложений баженовской свиты Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. *Автореф. дис. д. геол.-мин. наук*. Москва, 51 с.
- Полудеткина Е.Н., Смирнов М.Б., Фадеева Н.П., Козлова Е.В. (2017). Доказательство формирования органического вещества карбонатных и карбонатно-кремнистых отложений верхнего девона Южно-Татарского свода в условиях постоянной анокиии в фотическом слое. *Геохимия*, 8, с. 730–740. <https://doi.org/10.7868/S0016752517080076>
- Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю. (2019). Подходы к оценке углеводородного потенциала сланцевых толщ на примере доманиковых отложений Тимано-Печорской провинции. *Нефтяная провинция*, 1(9), с. 19–49.
- Страхов Н.М. (1960). Основы теории литогенеза. Т. II. Москва: АН СССР, 575 с.
- Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И. и др. (2017). Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна – типы разрезов, условия формирования и перспективы нефтегазоносности. *Георесурсы*, спецвыпуск, с. 112–124. <http://doi.org/10.18599/grs.19.12>
- Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г., Бушуева М.А., Канев А.С., Лучина С.А., Авдеева А.А., Володина А.Г., Холмянская Н.Ю. (2019). Методика прогноза структурно-литологических и литологических ловушек нефти и газа в верхнедевон-турнейском и нижнепермском карбонатных нефтегазоносных комплексах востока Волго-Уральской НПП. *Геология нефти и газа*, 3, с. 23–38. <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-3-23-38>
- Фортунатова Н.К., Швец-Тэнэнта-Гурий А.Г., Гумаров Р.К., Екименко В.А., Тарасов Е.А. (2005). Новый тип нетрадиционных поисковых объектов УВ в Западном Татарстане. *Георесурсы*, 1(15), с. 13–14.
- Хисамов Р.С., Базаревская В.Г., Тарасова Т.И., Михайлова О.В., Михайлов С.Н. (2016). Геохимические критерии перспектив нефтегазоносности доманиковых отложений на территории Республики Татарстан. *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 10–13.
- Шакиров В.А., Вилесов А.П., Морозов В.П., Хаюзкин А.С., Андрушкевич О.Ю., Сосновская Е.Б., Немков И.П., Лопатин А.П., Гилаев Г.Г. (2022). Породы-вулканиты в конденсированных доманиковых фациях Муханово-Ероховской внутришельфовой впадины. *Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений*, 2(362), с. 14–26.
- Шарданова Т.А., Фадеева Н.П., Хомяк А.Н., Косоруков В.Л. (2017). Особенности строения и формирования высокоуглеродистых комплексов. *Отечественная геология*, 3, с. 74–84.
- Юсупова Т.Н., Петрова Л.М., Ганеева Ю.М., Лифанова Е.В., Романов Г.В. (1999). Идентификация нефти по данным термического анализа. *Нефтехимия*, 4, с. 254–259.
- Allix, P., Bumham, A., Fowler, T., Herron, M., Kleinberg, R., Symington, B. (2010). Coaxing oil from shale. *Oilfield Review*, 22(4), pp. 4–15.
- Dunham, R.J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture. *American Association of Petroleum Geologists, memorial 1*, pp. 108–121. <https://doi.org/10.1306/M1357>
- Gorozhanina, E., Gorozhanin, V., Zagranovskaya, D., Zakharova, O. (2019). About the structure of the Kama-Kinel trough system. *Proceedings of higher educational establishments. Geology and Exploration*, 3, pp. 9–20. (In Russ.) <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2019-3-9-20>
- Ibrahim, Y., Morozov, V.P., Sudakov, V., Idrisov, I. Kolchugin, A.N. (2022). Sedimentary diagenesis and pore characteristics for the reservoir evaluation of Domanik formations (Semiluksk and Mendymk) in the central part of Volga-Ural petroleum province. *Petroleum Research*, 7(1), pp. 32–46. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.08.002>
- Jianhua Zhao, Zhijun Jin, Qinong Hu, Keyu Liu, Zhenkui Jin, Zongquan Hu, Haikuan Nie, Wei Du, Caina Yan, Ruyue Wang. (2018). Mineral composition and seal condition implicated in pore structure development of organic-rich Longmaxi shales, Sichuan Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 98, pp. 507–522. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.09.009>
- Kayukova G.P., Mikhailova A.M., Feoktistov D. A., Morozov V.P., Vakhin A.V. (2017). Conversion of the Organic Matter of Domanic Shale and Permian bituminous Rocks in Hydrothermal Catalytic processes. *Energy and Fuels*, 31(8), pp. 7789–7799. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b00612>
- Khayuzkin, A.S., Morozov, V.P., Kolchugin, A.N., Eskin, A.A., Eskina, G.M., Korolev, E.A., Zakharova, N.S. (2020). Mineralogical and lithological properties of Domanikites from the south-east of Tatarstan Republic. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 516(1), pp. 1–8. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/516/1/012011>
- Kolchugin A.N., Morozov V.P., Korolev E.A., Eskin A.A., Nurieva E.M. (2018). Depositional environments and diagenesis of Devonian black shales (case study Volga-Ural region, Russia). *18-th Int. Multidis. Sci. Geonf. SGEN*, 18(1.4), pp. 375–380.

## Сведения об авторах

**Владимир Петрович Морозов** – доктор геол.-мин. наук, профессор, зав. кафедры минералогии и литологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18 e-mail: Vladimir.Morozov@kpfu.ru

**Алексей Сергеевич Хаюзкин** – магистр, инженер кафедры минералогии и литологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

**Эдуард Анатольевич Королёв** – кандидат геол.-мин. наук, доцент, зав. кафедрой общей геологии и гидрогеологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

**Антон Николаевич Кольчугин** – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры минералогии и литологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

**Алия Наильевна Мухамедьярова** – инженер-исследователь, Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

**Евгения Васильевна Морозова** – инженер-исследователь, Институт геологии и нефтегазовых технологий Казанский (Приволжский) федеральный университет Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

*Алексей Александрович Ескин* – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры минералогии и литологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

*Нафис Анасович Назимов* – кандидат тех. наук, начальник службы геологии и опытно-промышленных работ по трудноизвлекаемым запасам

ПАО «Татнефть»  
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

*Флера Мугаллимовна Газеева* – научный сотрудник отдела экспериментальных лабораторных исследований Институт ТатНИПИнефть ПАО «Татнефть»  
Россия, 423236, Бугульма, ул. Мусы Джалиля, д. 32

*Надежда Сергеевна Захарова* – инженер, Институт геологии и нефтегазовых технологий  
Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Статья поступила в редакцию 16.09.2022;  
Принята к публикации 10.11.2022; Опубликована 20.12.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Geological prerequisites for the search for rocks with increased reservoir properties in domanic type sediments on the territory of the Republic of Tatarstan

*V.P. Morozov<sup>1</sup>, A.S. Khayuzkin<sup>1</sup>, E.A. Korolev<sup>1</sup>, A.N. Kolchugin<sup>1</sup>, A.N. Mukhamediyarova<sup>1</sup>, E.V. Morozova<sup>1</sup>, A.A. Eskin<sup>1</sup>, N.A. Nazimov<sup>2</sup>, F.M. Gazeeva<sup>3</sup>, N.S. Zakharova<sup>1</sup>*

<sup>1</sup>Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

<sup>2</sup>Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation

<sup>3</sup>Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC, Bugulma, Russian Federation

\*Corresponding author: Vladimir P. Morozov, e-mail: Vladimir.Morozov@kpfu.ru

**Abstract.** Domanic type deposits generally is abundant in Tatarstan Republic and other territories. They are feature with oil-source rocks (black shales), which partly generated hydrocarbons. However, due to their high hydrocarbon contain, domanic type deposits construing as unconventional reservoir rocks, that may be commercial significant. Based on Russian and foreign experience in the development of such deposits, the prospects for their exploitation are associated with the searching for formations with increased reservoir properties and light oil.

In this work we are analyzed the stratigraphic distribution of domanic type deposits in the Kama-Kinel system of depressions and beyond them. It is shown that such deposits in the Kama-Kinel system of depressions have a thickness about 300 m and cover the stratigraphic range from semiluk horizon of the Frasnian stage to Tournaisian stage. But out of depressions these rocks occurred only in semiluk horizon. The reason of it is high dissection of the bottom of the Domanic sedimentation basin in the Late Frasnian-Tournaisian ages due to the evolution of the Kama-Kinel system of depressions in the east of the Russian Plate.

The results of our own research show that carbonate and carbonate-siliceous rocks enriched in organic matter are the most common lithotypes in the Domanic type deposits. Also, we constantly found carbonate breccias and less secondary dolomites in the studied geological columns. In the last two types of rocks, we found higher values of porosity, openness, and a lighter composition of hydrocarbons. Based on the results of the author's research and the literature observation, it follows that the development of carbonate breccias and secondary dolomites will be in the sides of the Kama-Kinel system of depressions. We consider that they are as the most promising objects for the search for industrial profit in the Domanic type deposits.

**Keywords:** domanic type deposits, lithotypes, organic matter, reservoir properties, prospects

### Acknowledgements

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-299 within the framework of the development program for a world-class Research Center “Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves”, as well as by the Tatneft PJSC.

The authors are grateful to the reviewer for important and objective comments.

**Recommended citation:** Morozov V.P., Khayuzkin A.S., Korolev E.A., Kolchugin A.N., A.N. Mukhamediyarova, Morozova E.V., Eskin A.A., Nazimov N.A., Gazeeva F.M., Zakharova N.S. (2022). Geological prerequisites for the search for rocks with increased reservoir properties in domanic type sediments on the territory of the Republic of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 40–49. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.3>

### References

- Allix, P., Bumham, A., Fowler, T., Herron, M., Kleinberg, R., Symington, B. (2010). Coaxing oil from shale. *Oilfield Review*, 22(4), pp. 4–15.
- Ashirov K.B., Bellerova V.A., Vainbaum S.Ya., Golodovkina G.E., Zaidel'son M.I., Zinina E.A., Koprova N.A., Semenova E.G., Surovikov E.Ya., Tslav L.Z. (1990). Formation and oil and gas potential of Domanik deposits. Moscow: Nauka, 69 p. (In Russ.)
- Baraboshkin E.Yu. (2009). Condensed sections: terminology, types, formation conditions. *Vestnik Moskovskogo universiteta = Moscow University Bulletin*, 4(3), p. 13–20. (In Russ.)
- Dunham, R.J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture. *American Association of Petroleum Geologists, memorial 1*, pp. 108–121. <https://doi.org/10.1306/M1357>
- Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Bushueva M.A., Kanev A.S., Luchina S.A., Avdeeva A.A., Volodina A.G., Kholmyanskaya N.Yu. (2019). Methodology for predicting structural-lithological and lithological oil and gas traps in the Upper Devonian-Tournaisian and Lower Permian carbonate oil and gas complexes in the east of the Volga-Ural oil and gas field. *Geologiya nefii i gaza = Geology of oil and gas*, 3, pp. 23–38. (In Russ.) <https://doi.org/10.31087/0016-7894-2019-3-23-38>
- Fortunatova N.K., Shvets-Teneta-Gurii A.G., Gumarov R.K., Ekimenko V.A., Tarasov E.A. (2005). Domanik deposits of the Volga-Ural basin – types

of section, conditions of formation and prospects for oil and gas potential. *Georesursy = Georesources*, 1(15), pp. 13–14. (In Russ.)

Galimov E.M., Kamaleeva A.I. (2015). Is the hydrocarbon source of the supergiant Romashkino oil field (Tatarstan) an inflow from the crystalline basement or source sedimentary deposits? *Geokhimiya = Geochemistry*, 2, pp. 103–122. (In Russ.) <https://doi.org/10.7868/S001675251502003X>

Gorozhanina, E., Gorozhanin, V., Zagranovskaya, D., Zakharova, O. (2019). About the structure of the Kama-Kinel trough system. Proceedings of higher educational establishments. *Geology and Exploration*, 3, pp. 9–20. <https://doi.org/10.32454/0016-7762-2019-3-9-20>

Ibrahim, Y., Morozov, V.P., Sudakov, V., Idrisov, I., Kolchugin, A.N. (2022). Sedimentary diagenesis and pore characteristics for the reservoir evaluation of Domanik formations (Semiluksk and Mendymysk) in the central part of Volga-Ural petroleum province. *Petroleum Research*, 7(1), pp. 32–46. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2021.08.002>

Jianhua Zhao, Zhijun Jin, Qinhong Hu, Keyu Liu, Zhenkui Jin, Zongquan Hu, Haikuan Nie, Wei Du, Caina Yan, Ruyue Wang. (2018). Mineral composition and seal condition implicated in pore structure development of organic-rich Longmaxi shales, Sichuan Basin, China. *Marine and Petroleum Geology*, 98, pp. 507–522. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2018.09.009>

Kayukova G.P., Mikhailova A.M., Feoktistov D. A., Morozov V.P., Vakhin A.V. (2017). Conversion of the Organic Matter of Domanic Shale and Permian bituminous Rocks in Hydrothermal Catalytic processes. *Energy and Fuels*, 31(8), pp. 7789–7799. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b00612>

Khayuzkin, A.S., Morozov, V.P., Kolchugin, A.N., Eskin, A.A., Eskina, G.M., Korolev, E.A., Zakharova, N.S. (2020). Mineralogical and lithological properties of Domanikites from the south-east of Tatarstan Republic. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 516(1), pp. 1–8. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/516/1/012011>

Khisamov R.S., Bazarevskaya V.G., Tarasova T.I., Mikhailova O.V., Mikhailov S.N. (2016). Geochemical criteria for the prospects for oil and gas potential of Domanik deposits on the territory of the Republic of Tatarstan. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 7, p. 10–13. (In Russ.)

Kiryukhina T.A., Fadeeva N.P., Stupakova A.V., Poludetkina E.N., Sautkin R.S. (2013). Domanik deposits of the Timan-Pechersk and Volga-Ural basins. *Geologiya nefii i gaza = Geology of oil and gas*, 3, p. 76–87. (In Russ.)

Kolchugin A.N., Morozov V.P., Korolev E.A., Eskin A.A., Nuriyeva E.M. (2018). Depositional environments and diagenesis of Devonian black shales (case study Volga-Ural region, Russia). *18-th Int. Multidis. Sci. Geoconf. SGEM*, 18(1.4), pp. 375–380.

Korobov A.D., Korobova L.A., Morozov V.P., Zagranovskaya D.E., O.A. Zakharova O.A. (2017). The authigenic dolomite of the highly bituminous Bazhenov deposits is an indicator of the final stage of hydrocarbon generation. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 4, p. 12–17. (In Russ.)

Kuznetsov V.G., Morozov V.P., Eskin A.A., Kolchugin A.N. (2017). Crystal-chemical and geochemical features of genetically different Paleozoic dolomites of the Volga-Ural region. *Litologiya i poleznye iskopaemye = Lithology and mineral resources*, 3, pp. 243–256. (In Russ.) <https://doi.org/10.7868/S0024497X1703003X>

Larochkina I.A. (2013). The concept of systemic geological analysis in prospecting and exploration of oil fields in the territory of Tatarstan. *Kazan: Fen*. 232 p. (In Russ.)

Liang X.P., Galushyn G.A., Filippov V.P. (2015). Conditions of Domanicites Formation in the South-Eastern Part of the Russian Platform. *Georesursy = Georesources*, 3(62), pp. 54–63. (In Russ.) <https://doi.org/10.18599/grs.62.3.22>

Lisitsyn A.P. (1989). Avalanche sedimentation and breaks in sedimentation in the seas and oceans. Moscow: Nauka, 309 p. (In Russ.)

Nemova V.D. (2021). Lithogenetic classification of rocks and technomorphism of the deposits of the Bazhenov formation of the West Siberian oil and gas province. Abstract Dr. geol.-min. sci. diss. Moscow, 51 p. (In Russ.)

Poludetkina E.N., Smirnov M.B., Fadeeva N.P., Kozlova E.V. (2017). Evidence of the formation of organic matter in carbonate and carbonate-siliceous deposits of the Upper Devonian of the South Tatar arch under conditions of constant anoxia in the photic layer. *Geokhimiya = Geochemistry*, 8, pp. 730–740. (In Russ.) <https://doi.org/10.7868/S0016752517080076>

Prishchepa O.M., Aver'yanova O.Yu. (2019). Approaches to assessing the hydrocarbon potential of shale strata on the example of Domanik deposits of the Timan-Pechora province. *Neftyanaya provintsiya*, 1(9), pp. 19–49. (In Russ.)

Shakirov V.A., Vilesov A.P., Morozov V.P., Khayuzkin A.S., Andrushevich O.Yu., Sosnovskaya E.B., Nemkov I.P., Lopatin A.P., Gilaev G.G. (2022). Volcanic rocks in the condensed Domanic facies of the Mukhanovo-Erokhovskaya intrashelf basin. *Geologiya, geofizika i razrabotka*

*neftnyaykh i gazovykh mestorozhdenii = Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2(362), pp. 14–26. (In Russ.)

Shardanova T.A., Fadeeva N.P., Khomyak A.N., Kosorukov V.L. (2017). Features of the structure and formation of high-carbon complexes. *Otechestvennaya geologiya*, 3, pp. 74–84. (In Russ.)

Stoupakova A.V., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Fadeeva N.P., Gatovskii Yu.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Pronina N.V., Bolshakova M.A., Zavyalova A.P., Chupakhina V.V., Petrakova N.N., Miftakhova A.A. (2017). Oil-Domanic deposits of the Volga-Ural basin – types of section, formation conditions and prospects of oil and gas potential. *Georesursy = Georesources*, Sp. Is., pp. 112–124. <http://doi.org/10.18599/grs.19.12>

Strakhov N.M. (1960). Fundamentals of the theory of lithogenesis. V. II. Moscow: AN SSSR, 575 p. (In Russ.)

Yusupova T.N., Petrova L.M., Ganeeva Yu.M., Lifanova E.V., Romanov G.V. (1999). Identification of oil according to thermal analysis. *Neftkhimiya = Petrochemistry*, 4, pp. 254–259. (In Russ.)

### About the Authors

**Vladimir P. Morozov** – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of Department of Mineralogy and Lithology, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation  
e-mail: Vladimir.Morozov@kpfu.ru

**Aleksey S. Khayuzkin** – Master, Engineer, Department of Mineralogy and Lithology, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

**Eduard A. Korolev** – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Department of General Geology and Hydrogeology, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

**Anton N. Kolchugin** – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Department of Mineralogy and Lithology, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

**Aliya N. Mukhamediyarova** – Research Engineer, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

**Evgenia V. Morozova** – Research Engineer, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

**Aleksey A. Eskin** – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Department of Mineralogy and Lithology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

**Nafis A. Nazimov** – Cand. Sci. (Engineering), Head of the Department for Geology and Pilot Works on Hard-to-Recover Reserves, Tatneft PJSC

Lenin str., 75, Almetyevsk, 423450, Russian Federation

**Flera M. Gazeeva** – Researcher, Department of Experimental Laboratory Research, Institute TatNIPIneft Tatneft PJSC

Musa Dgalil str., 32, Bugulma, 423236, Russian Federation

**Nadezhda S. Zakharova** – Engineer, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

Manuscript received 16 September 2022;

Accepted 10 November 2022; Published 20 December 2022

# Локализация и разработка остаточных запасов нефти с использованием геохимических исследований на основе нейросетевых алгоритмов

В.А. Судаков<sup>1</sup>, Р.И. Сафуанов<sup>1</sup>, А.Н. Козлов<sup>1\*</sup>, Т.М. Порываев<sup>1</sup>, А.А. Заикин<sup>1</sup>,  
Р.А. Зинюков<sup>1</sup>, А.А. Лутфуллин<sup>2</sup>, И.З. Фархутдинов<sup>2</sup>, И.З. Туляков<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

<sup>2</sup>ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

На поздней стадии разработки месторождений остаточные запасы нефти претерпевают существенное изменение от подвижных до малоподвижных и неподвижных. Эти запасы в основном находятся в техногенно измененных, промытых в процессе эксплуатации, пластах и участках залежей.

Поиск, локализация и разработка таких источников углеводородов является эффективным методом увеличения конечного коэффициента извлечения нефти на зрелых месторождениях, ввиду наличия готовой развитой инфраструктуры добычи, транспортировки и переработки, а также концентрации высококвалифицированных кадров.

В статье рассмотрен подход, позволяющий на основе нейросетевых алгоритмов оценить объемы и локализовать остаточные запасы нефти на многопластовых месторождениях в комплексе с анализом геохимических исследований пластовых флюидов. Использование алгоритмов машинного обучения позволяет адресно подходить к разработке остаточных запасов путем автоматизированного подбора геолого-технических мероприятий. Такой подход значительно сокращает ручной труд специалистов на обработку данных и время принятия решений.

**Ключевые слова:** программный комплекс, сверточная нейронная сеть, нейросетевые алгоритмы, нефтяное месторождение, локализация запасов нефти, геохимические исследования, подбор геолого-технических мероприятий

**Для цитирования:** Судаков В.А., Сафуанов Р.И., Козлов А.Н., Порываев Т.М., Заикин А.А., Зинюков Р.А., Лутфуллин А.А., Фархутдинов И.З., Туляков И.З. (2022). Локализация и разработка остаточных запасов нефти с использованием геохимических исследований на основе нейросетевых алгоритмов. *Георесурсы*, 24(4), с. 50–64. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.4>

## Введение

Из-за неоднородности пластов охваченная реальной выработкой толщина пласта в большинстве случаев меньше, чем мощность заводняемого пласта в целом. Пласт, охваченный воздействием заводнения, промывается частично, и после достижения скважиной предельной обводненности заводняемый пласт обычно отключается из разработки. В отключенном из эксплуатации пласте остаются совершенно незатронутые заводнением пропластки, куда еще не проникла вода. В зависимости от неоднородности пласта и технологии разработки в отключенном пласте остается до 50% не вовлеченных в процесс нефтевытеснения пропластков и часть нефти в частично промытых объемах пласта (Муслимов, 2014).

Локализация остаточных запасов на отработанных участках требует полноценного промыслово-геофизического контроля за разработкой залежей, долговременный мониторинг технологических параметров режима работы и постоянное уточнение добычных возможностей скважин. В основе уточненной геологической модели должна быть качественная детальная корреляция в

многопластовых системах, максимально выверенные петрофизические зависимости, что не всегда достижимо по разным причинам. В основном из-за отсутствия исторической информации, недостоверных данных и т.д.

В гидродинамических же моделях не всегда используются косвенные признаки наличия целиков нефти в межскважинном пространстве на основе геохимии, наземной геофизики (tNavigator, Eclipse, Tempest и другие). При этом построение и расчет моделей занимает значительное время.

Как следствие, получаемые результаты распределения остаточных запасов характеризуются неопределенностью (Закревский, 2009).

Таким образом, для получения интегральной картины распределения остаточных запасов логично использовать алгоритмы машинного обучения, искусственные нейронные сети с использованием автоматизированного анализа геолого-промысловых данных и результатов широкого спектра специальных исследований (геохимических, геофизических и т.д.) в единой программной среде.

Также необходимы алгоритмы, которые на основе интерпретации взаимовлияния скважин, будут выдавать точные рекомендации по объему закачки воды в те или иные нагнетательные скважины, подбирать геолого-технические мероприятия на самих скважинах.

Проблема оценки взаимовлияния скважин может быть решена и решается с помощью гидродинамических

\* Ответственный автор: Алексей Николаевич Козлов  
e-mail: [ankozlov.oil@gmail.com](mailto:ankozlov.oil@gmail.com)

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

моделей (Степанов и др., 2018). В данной работе рассматривается альтернативный подход, основанный на методах машинного обучения. Разрабатывается стохастический аналог гидродинамической модели, цель которого состоит в вычислении межскважинной проводимости. Такие модели уже используются на практике, например в работах (Aanonsen et al., 2009; Wen, Wen, 2006). Кроме того, настоящая работа развивает более раннюю модель (Zaikin, Salimov, 2019).

Основной причиной использования стохастических методов является то, что гидродинамические модели сильно зависят от качества данных по межскважинной проницаемости (Гладков, Гладкова, 2008), т.е. необходим аутентичный метод их нахождения на основе данных по добыче жидкости. Цель настоящего исследования состоит не в полном физически правдоподобном моделировании потоков жидкости, а лишь в выяснении того, как взаимосвязаны скважины.

Область применения нейронных сетей в нефтяной промышленности обширна: от разведки, бурения до моделирования и разработки месторождений. Например, нейронные сети используются для прогноза кровли пласта во время бурения (Al-Abduljabbar et al., 2018), а при закачке  $\text{CO}_2$  в пласты нейросеть используется как инструмент скрининга (Hamam, Ertekin, 2018).

В статье рассматривается способ автоматической интерпретации результатов геохимических исследований, геолого-промысловых данных для динамической оценки остаточных запасов, основанный на применении нейронных сетей.

Для подбора эффективных методов разработки реализован стохастический аналог гидродинамического симулятора с помощью обобщенного фильтра Калмана (Einicke, 2012).

## Материалы и методы

### Объект

Разработка методик велась на одной из площадей Ромашкинского месторождения.

Основным эксплуатационным объектом площади являются продуктивные отложения кыновского ( $D_0$ ) и пашийского ( $D_1$ ) горизонтов нижнефранского подъяруса верхнего девона. Пашийский горизонт является многопластовым объектом. Всего на рассматриваемом объекте 9 пластов (Багманова и др., 2019).

### Предварительная обработка данных

Подготовка данных – важный и критичный шаг в нейросетевом моделировании. От того, насколько хорошо подготовлены данные, во многом может зависеть результат использования нейронной сети. Правильная подготовка данных позволяет нейронной сети быстрее и качественнее обучаться и функционировать. Неправильная подготовка данных может сделать анализ сложным или даже невозможным (Костиков и др., 2007).

Исходные данные для нейронной сети представляют собой сетку и кубы начальных свойств из геологической модели, а также геолого-промысловую информацию: месячный эксплуатационный рапорт (МЭР) добывающих и нагнетательных скважин, параметры пробуренных пластов и многое другое. Всего более 100 параметров.

Подготовку данных условно можно разделить на три части:

- обработка и масштабирование исходных свойств кубов геологической модели;
- обработка ошибок записи в геолого-промысловых данных;
- нормализация данных для нейронной сети.

Расчет карт локализации запасов с помощью нейросетевого алгоритма основан прежде всего на данных по добыче и закачке, поэтому по вертикали минимальной единицей нарезки должен служить пласт, для которого эти данные существуют. В нашем конкретном случае это многопластовая залежь, состоящая из 9 пластов (рис. 1).

Для подбора оптимального способа масштабирования исходной геологической сетки по вертикали для расчетов применен опыт моделирования, при котором при вертикальном масштабировании сетки расчет ведется с помощью алгоритма среднего арифметического взвешенного по объему активных ячеек (Кайгородов, 2022).

По латерали размер ячеек обычно ограничивается минимальным расстоянием между скважинами, но поскольку для расчетов передаются данные готовых геологических моделей, настроенных под плотность сетки скважин, программный комплекс оставляет этот параметр без изменения.

Качество рассчитанных результатов напрямую зависит от качества обработки ошибок записей в геолого-промысловых данных (Игнатенко, 2019). Выделяются основные процедуры подготовки данных:

- удаление повторяющихся или недопустимых значений;
- исправление структурных ошибок;
- фильтрация нежелательных отклонений;
- анализ недостающих данных.

Поскольку качество расчетов значительно зависит от характеристик добычи флюида, выполняется автоматический анализ корректности добычи нефти и воды в зависимости от состояния пласта (открыт или закрыт пласт), оценки объемов отбора и закачки по каждому пласту и анализа остаточных запасов не только по площади, но и по разрезу.

Преимущества метода следующие:

- учет архива перфораций, МЭР при сопоставлении с коэффициентом распределения добычи/закачки из производственных баз с автоматическим устранением нестыковок;
- автоматическое использование параметра  $Kh$  (проницаемость, умноженная на толщину коллектора), если нет данных о распределении добычи/закачки из производственных баз.

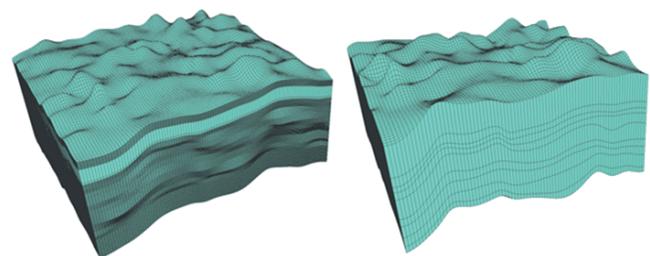


Рис. 1. Вертикальное масштабирование исходной сетки по продуктивным пластам (9 слоев)

Нормализация данных в машинном обучении – это метод предварительной обработки, при котором данные преобразуются для обеспечения равного вклада каждого показателя. Результат обучения зависит от точности описания данных для получения обобщенной прогнозной модели проблемы классификации. Важность нормализации данных для улучшения описания и повышения точности алгоритмов машинного обучения отмечена многими исследователями. Для применения алгоритмов, использующих некую метрику или сравнение данных разных типов, предварительно требуется представление данных в одной шкале измерения (Старовойтов, 2021).

Чаще всего нормализованные данные имеют значения в диапазоне [0;+1]. Если количественные данные описаны в одной шкале с разными интервалами, после нормализации их можно сравнивать и оценивать математически. Фактически нормализация данных – это их преобразование в шкалу частей (Старовойтов, 2021).

Часть исходных данных, например нефтенасыщенность, уже нормализованы, в них автоматически проверяется наличие ошибок. Такие количественные данные, как накопленная добыча нефти и закачка воды, обрабатываются с помощью формулы нормализации min-max (рис. 2).

### Нейросетевой прогноз запасов в межскважинном пространстве

Методика предназначена для определения расположения и объема остаточных запасов нефти с помощью машинного обучения. Структура методики состоит из этапов, показанных на рис. 3.

Принцип работы основывается на способности моделей машинного обучения к аппроксимации нелинейных зависимостей с огромным количеством параметров, базирующейся на теореме Цыбенко (Cybenko, 1989). Исходя из этого предполагается, что существует некоторая функция

$P$ , описывающая текущее состояние остаточных запасов в некоторой точке, которая определена и непрерывна на двумерной поверхности заданной территорией месторождения. Из этого следует, что данная функция может быть представлена в виде  $P_{x,y} = f(x,y,M)$ , где  $x,y$  – координаты некоторой точки,  $M$  – набор параметров в некоторой точке.

Таким образом, основной задачей локализации остаточных запасов является изучение поведения вышеуказанной функции и установление набора параметров, максимально близко соответствующего тому набору, который в действительности определяет состояние остаточных запасов.

Для решения этой задачи выдвигается гипотеза, что поведение некоторой произвольной точки  $A$  может быть определено путем анализа поведения соседних к ней точек с известными характеристиками – скважин (рис. 4).

Понятие «соседства» должно интерпретироваться как «влияние». В данном случае соседними скважинами являются те скважины, которые оказывают максимальное влияние на указанную точку. Обычно, степень влияния обратно пропорциональна расстоянию, поэтому в первом приближении могут быть рассмотрены скважины, геометрически наиболее близкие к рассматриваемой точке, тогда возникает некоторая область с радиусом  $R$ .

Исходя из данной схемы, можно предположить, что значение функции  $P$  в точке  $A$  может быть вычислено на основании анализа доступных данных окружающих её скважин. Если предположить, что вокруг точки  $A$  существует  $m$  скважин с  $n$  характеристиками, то набор  $M$  можно установить, как матрицу размера  $m \times n$ , следовательно, функция  $P$  должна осуществлять ряд матричных операций с результирующим значением в виде скаляра (рис. 5). Для этой задачи отлично подходят нейронные сети прямого распространения (Bebis, Georgiopoulos, 1994).

Однако данный подход имеет ряд недостатков. Первый и главный недостаток заключается в необходимости

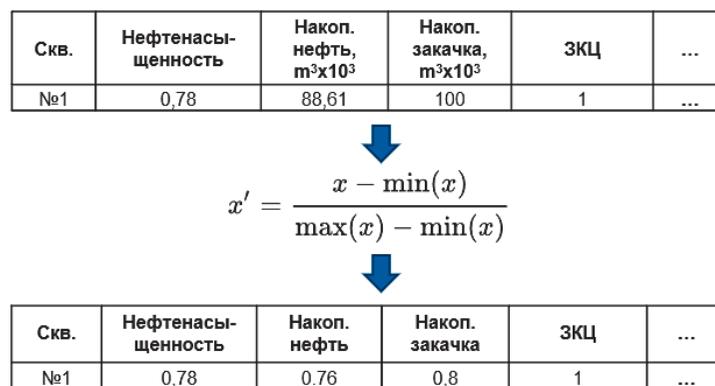


Рис. 2. Масштабирование (нормализация min-max)



Рис. 3. Структура методики нейросетевого прогноза запасов

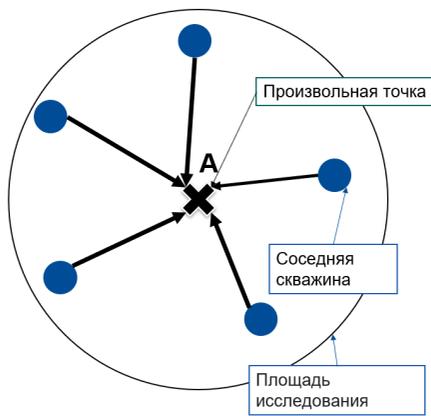


Рис. 4. Графическое представление гипотезы

фиксирования числа рассматриваемых соседних скважин, что приводит к потере данных в случае высокой плотности скважин и недостатка данных в случае низкой плотности. Второй недостаток заключается в необходимости неявного вычисления зависимости параметров от положения относительно точки А, т.к. в силу анизотропии пласта различные направления не эквивалентны по своим характеристикам (Семячков, 2009). В большинстве случаев эти зависимости не являются непрерывными и в целом могут не существовать вообще. Визуализация недостатков представлена на рис. 6.

Решить указанные недостатки можно путем перевода задачи из одномерной в двумерную. Так, первоначальную область радиуса R необходимо вписать в квадрат, полученный квадрат необходимо превратить в двумерную сетку путем деления квадрата на множество мелких квадратов. Полученная сетка может быть представлена в виде матрицы, где каждый элемент соответствует ячейке полученной сетки. Далее, в каждый элемент матрицы необходимо записать одно из значений скважины, которая

попадает в соответствующую элементу матрицы ячейку сетки. Таким образом, полученная матрица будет иметь ненулевые элементы в местах включения скважин и нулевые в местах их отсутствия. Данная матрица может быть интерпретирована как изображение в градациях серого, которое может быть проанализировано с помощью сверточной нейронной сети (O’Shea, Nash, 2015). Для каждого параметра необходимо сгенерировать подобную матрицу (рис. 7).

Сверточная нейронная сеть не содержит проблем нейронной сети прямого распространения, т.к. каждая матрица представляет значение и пространственное распределение признака (Rifai et al., 2020; Tan et al., 2019; Liu et al., 2019).

Поведение скважин описывается набором параметров: накопленная добыча нефти, воды и закачка за весь период разработки, пористость, проводимость, нефтенасыщенность прискважинной зоны, забойное давление, а также результатами интерпретации геофизических, геохимических и трассерных исследований.

Недостатком этих параметров является их наличие только в отдельных точках по площади месторождения, то есть при заполнении матрицы она получается разреженной. Несмотря на то, что такой подход все равно работает, он сильно увеличивает время обучения нейросети. Для решения этой задачи необходимо заполнить матрицу в соответствии с некоторыми законами.

Самый простой метод – линейная интерполяция данных. Тем не менее, данный подход не решает первоначальную проблему – неоднородность данных не позволяет проводить корректную линейную интерполяцию (Kidner, 2003).

Другой подход был обнаружен в результате анализа исходных данных – продуктивные параметры в основном распределяются экспоненциально, тогда как фильтрационно-емкостные в основном нормально. Данная закономерность может быть использована для заполнения матрицы

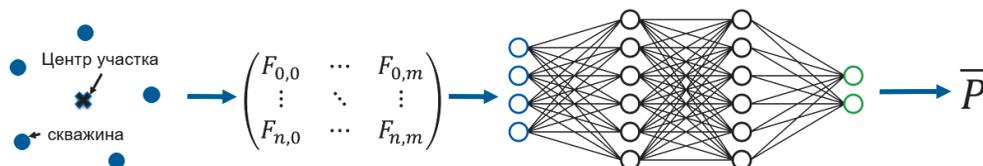


Рис. 5. Нейронная сеть прямого распространения



Рис. 6. Ограничения нейронной сети прямого распространения

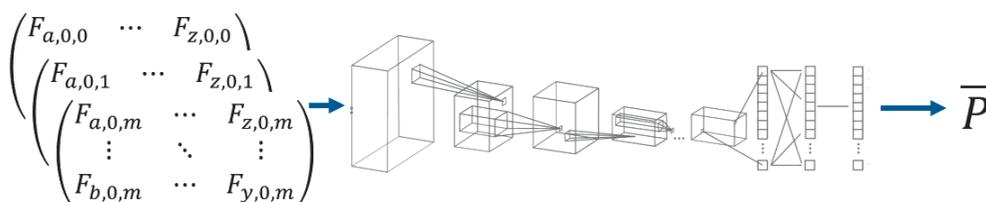


Рис. 7. Сверточная нейронная сеть

– каждая матрица заполняется одним из распределений, тем не менее, в силу случайности распределения, результат двух одинаковых расчетов будет совершенно разным. Отсутствие воспроизводимости в данном случае является серьезным недостатком.

Метод, который показал наилучшие результаты – метод интерполяции на основании данных соседних элементов матрицы. В данном случае не создается никаких новых данных, а производится копирование существующих, исходя из концепции, что ячейки вокруг скважины эквивалентны ячейкам самой скважины (Rukundo, 2021).

Полученная матрица, само собой, не отражает реальное состояние пласта, но позволяет значительно ускорить как скорость обучения нейросети, так и минимизировать количество артефактов, возникающих в случае отсутствия данных (рис. 8).

Совокупность полученных матриц представляет собой каналы одного многоканального изображения, которое и

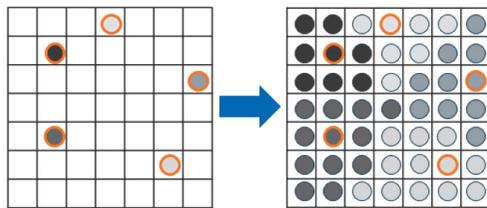


Рис. 8. Способ заполнения разреженной матрицы

анализируется с помощью сверточной нейронной сети (рис. 9).

Рассмотрим распределение признаков на примере участка из 10 скважин, 6 из которых добывающие, 2 нагнетательные, 2 нагнетательные без перфорации на рассматриваемый пласт (рис. 10).

Полученный по вышеуказанной методике тензор был разбит на каналы и окрашен для рассмотрения участка; результат был сглажен для лучшего визуального восприятия. Изображения отражают пространственное распределение признаков. Так, можно видеть, что распространения фронта закачки за период в 1 год происходило не изотропно, а распространялось преимущественно в направлениях Север, Юг, Север-Восток. В свою очередь, добыча нефти как коррелирует с фронтом, так и в меньшей степени зависит от него (рис. 11).

На основании этого можно выдвинуть гипотезу, что между каналами тензора возникает корреляция, которая может быть аппроксимирована путем анализа влияния пространственного распределения признаков друг на друга. Подобная задача может быть решена с применением сверточных нейронных сетей (Li et al., 2019; Zhou et al., 2018; Li et al., 2020).

В качестве обучающего набора данных используется вектор, содержащий накопленные показатели за всю историю разработки: добычу нефти, воды, закачку воды, которые наиболее точно описывают текущее состояние

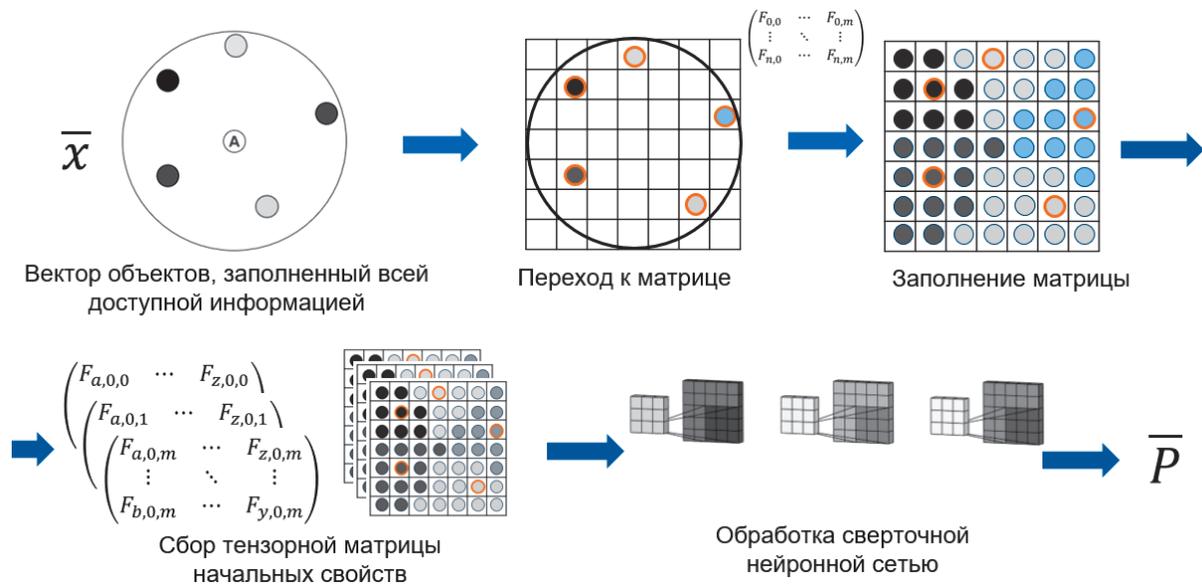


Рис. 9. Получение элемента пласта (матрица) и обработка в сверточной нейронной сети

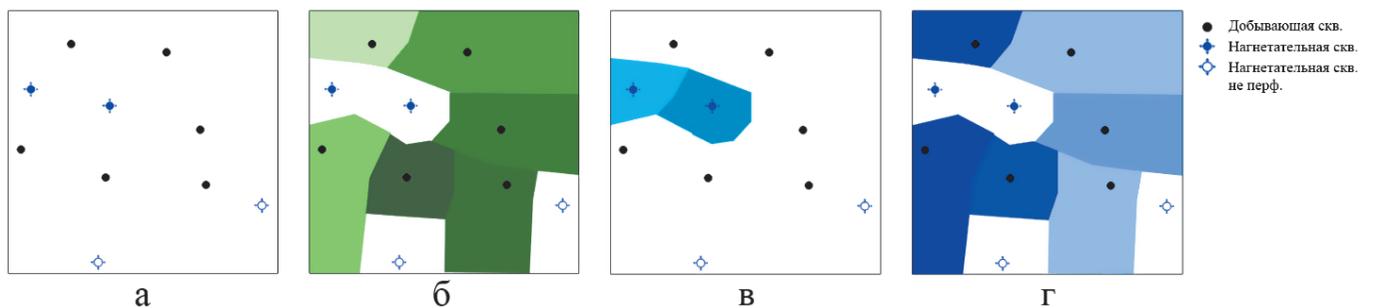


Рис. 10. Визуализация распределения признака на примере участка из 10 скважин. а – геометрическое расположение скважин, б – визуализация признака – «Добытая нефть за 1 год», в – визуализация признака «Закачанная вода за 1 год», г – визуализация признака «Добытая вода за 1 год». Насыщенность цвета отражает размерность признака – чем насыщеннее цвет, тем больше значение.

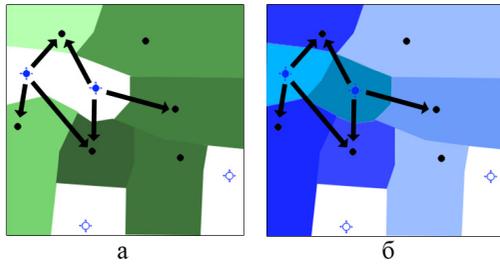


Рис. 11. Визуализация примерного влияния нагнетательных скважин на добывающие на основании распределения признаков. а – признак «Добыча нефти за 1 год», б – наложение признаков «Добыча воды за 1 год» и «Закачанная вода за 1 год»

пласта. Выбор обусловлен тем, что эти параметры являются непрерывными по времени величинами, варьируются в узком диапазоне от 0 до нескольких тысяч тонн за месяц и имеют корреляцию практически со всеми параметрами скважины. Альтернативным параметром может быть дебит нефти и воды как за текущий, так и за определённый период (Ермолина, Соловьева, 2017).

В качестве функции ошибки используется средне-квадратичная ошибка (MSE), которая применяется для регрессионных задач. Эти потери рассчитываются путем вычисления среднего квадрата разности между фактическими (целевыми) и прогнозируемыми значениями (Toro-Vizcarrondo, Wallace, 1968).

В качестве алгоритма оптимизации используется AdaGrad (Lydia, Francis, 2019), который является разновидностью семейства алгоритмов SGD, использующий адаптивное изменение гиперпараметров модели под каждый признак (рис. 12).

Выходные данные нейронной сети представляют собой вектор длины  $3n$  ( $n$  – количество слоев), содержащий накопленные показатели: добычу нефти, воды, закачку воды – ( $P$ ) в каждой ячейке.

Выбор обусловлен тем, что данные по добыче являются наиболее простыми и «естественными» параметрами. Получаемые данные, тем не менее, являются вторичными по отношению к остаточным запасам и лишь косвенно свидетельствуют об их наличии/отсутствии. Мы предполагаем, что, поскольку полученные значения являются количеством жидкости, прошедшей через некоторый объем за фиксированное количество времени, при достаточной длине периода времени и постоянстве объема отношение  $\frac{\text{добытая нефть}}{\text{добытая жидкость}}$  будет линейно убывать, из

чего следует, что объем потенциально возможной добычи нефти некоторой ячейки  $P$  будет находиться в диапазоне

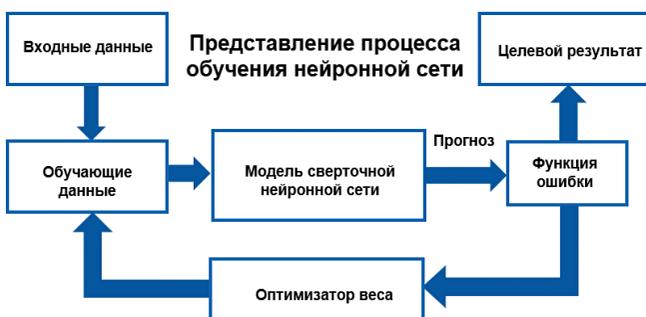


Рис. 12. Процесс обучения

$const * \left( \frac{\text{добытая нефть}}{\text{добытая жидкость}}; 0 \right]$ , где константа является

максимальным объемом жидкости, который переместится через данную ячейку за выбранный период. В силу малой линейной скорости фильтрации флюида (Зиновьев и др., 2013; Рыжов и др., 2013; Зайцев и др., 2021), мы предполагаем, что за период времени с момента расчета до конца эксплуатации рассматриваемой области объем фильтрации не превысит поровой объем самой ячейки. Из этого следует, что данное отношение может быть интерпретировано как «нефтенасыщенность». Таким образом, с помощью формулы запасов, используя отношение в каждой ячейке, результат нейросети преобразуется в текущие запасы нефти или воды в ячейке (рис. 13).

$$\begin{aligned} & \begin{pmatrix} \text{Layer } N P_{Cum.oil} \\ \dots \\ \text{Layer } N P_{Cum.water} \\ \dots \end{pmatrix} \\ & \downarrow \\ & \frac{\text{Layer } N P_{oil}}{\text{Layer } N P_{water} + \text{Layer } N P_{oil}} * \text{Porosity Volume} \\ & \downarrow \\ & \begin{pmatrix} \text{Layer } N RES_{oil} \\ \dots \\ \text{Layer } N RES_{water} \\ \dots \end{pmatrix} \end{aligned}$$

Рис. 13. Процесс расчета карты запасов

### Методика оптимизации разработки

Программное обеспечение для оптимизации разработки с использованием искусственного интеллекта предназначено для расчета взаимовлияний скважин и автоматического подбора геолого-технических мероприятий (ГТМ).

Для оценки состояния скважин в каждый момент времени реализован стохастический аналог гидродинамического симулятора с использованием обобщенного фильтра Калмана (Ribeiro, 2004). Для прогноза эффективности ГТМ дополнительно используются регрессионные модели.

Структура методики включает следующие этапы (рис. 14):

- оценивается проводимость нефти и воды в межскважинном пространстве, определяются коэффициенты влияния между скважинами;
- на основе локализованных запасов нефти выполняется подбор ГТМ;
- на основе автоматического анализа эффективности ранее выполненных ГТМ определяются потенциальные дебиты нефти планируемых ГТМ.

Преимуществами методики являются самообучаемость, ослабленные требования к адаптации, сокращенное время исполнения алгоритма.

Используются результаты разделения добычи и закачки по пластам. Выполняется разделение каждого пласта на равномерную сетку гексагональных ячеек одинаковой высоты (рис. 15). Каждая ячейка описывается набором переменных (случайных величин) в каждый момент времени. В нашем случае эти переменные представляют



Рис. 14. Структура методики оптимизации разработки

собой количество жидкости и нефтенасыщенность в каждый момент времени (шаг – месяц). Эти величины неизвестны.

Каждая скважина (добывающая или нагнетательная) привязана не к одной ячейке, а к нескольким ближайшим. Несмотря на то, что это предположение не является физическим, оно, тем не менее, заставляет количество жидкости в соседних ячейках быть в некотором смысле зависимым от наблюдаемой добычи. Привязка к ячейкам производится пропорционально расстоянию до их центров от скважины (от точки перфорации).

Добыча нефти  $v_m^o(t)$  в момент времени  $t$  для скважины  $m$  определяется следующим уравнением:

$$v_m^o(t) = \eta_m^o p_m(t) \sum_{n \in so(m)} h_n(t) s_n(t) q_m(n) + \varepsilon_m(t), \quad (1)$$

где  $h_n(t)$  и  $s_n(t)$  – количество жидкости и нефтенасыщенность для ячейки  $n$  в момент времени  $t$ ,  $p_m(t)$  – время работы скважины в момент времени  $t$ ,  $\eta_m^o$  – неизвестный параметр, связанный только со скважиной,  $q_m(n)$  – доля пропорциональности для скважины  $m$  относительно ячейки  $n$ ,  $so(m)$  – множество ячеек, связанных со скважиной,  $\varepsilon_m(t)$  – неизвестный нормально распределённый белый шум.

Разработка месторождения связана с фильтрационными потоками жидкости в пластах. В описываемом случае из каждой ячейки жидкость перетекает в соседние, и различные жидкости (вода, нефть) имеют различные пропорции перетекания. Значения нефти  $o_n(t+1)$  и воды  $w_n(t+1)$  в ячейке  $n$  определяются следующими уравнениями:

$$o_n(t+1) = h_n(t) s_n(t) + \sum_{n' \in ne(n)} \theta_{n-n'}^o s_n(t) \kappa_o(s_n(t)) (h_{n'}(t) - h_n(t)) - \sum_{m: n \in so(m)} \eta_m^o s_n(t) p_m(t) h_n(t) q_m(n), \quad (2)$$

$$w_n(t+1) = h_n(t) (1 - s_n(t)) + \sum_{n' \in ne(n)} \theta_{n-n'}^w (1 - s_n(t)) \kappa_w(1 - s_n(t)) (h_{n'}(t) - h_n(t)) - \sum_{m: n \in so(m)} \eta_m^w (1 - s_n(t)) p_m(t) h_n(t) q_m(n) + \sum_{l: n \in so(l)} q_l(n) u_l(t) \quad (3)$$

где  $ne(n)$  – множество ячеек, соседних к  $n$ ,  $\theta_{n-n'}^w$  и  $\theta_{n-n'}^o$  – неизвестные коэффициенты проводимости между ячейками  $n$  и  $n'$  для воды и нефти, соответственно,  $\kappa_w(\cdot)$  и  $\kappa_o(\cdot)$  – заранее заданные функции, которые определяют относительную проницаемость соответствующих флюидов при известной насыщенности.

Обновление для скрытых переменных определяется формулами:

$$h_n(t+1) = \text{softplus}(o_n(t+1) + w_n(t+1) + \varepsilon_n^h(t+1))$$

$$s_n(t+1) = \text{sigmoid}\left(\frac{w_n(t+1)}{h_n(t+1)} - \frac{1}{2}\right) \quad (4)$$

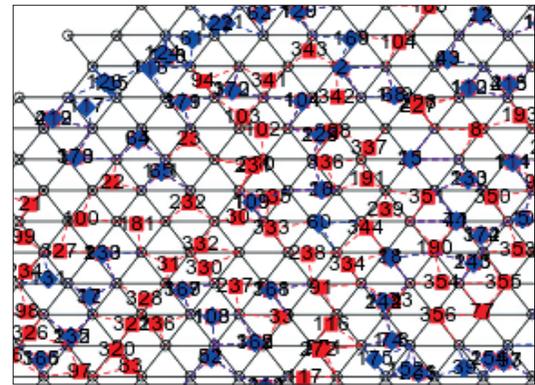


Рис. 15. Гексагональное представление сетки

где  $\varepsilon_n^h(t+1)$  – нормально распределённый белый шум.

Эта модель аналогична гидродинамической модели с использованием закона Дарси (например, построения в статье (Чарный, 1963)). С учётом простоты сетки и не привязанности к физическим законам напрямую, она является упрощённой гидродинамической моделью. Эта модель представляет собой частный случай обобщённого фильтра Калмана (Ribeiro, 2004), поскольку нелинейные зависимости в модели представляются в виде, представленном на (рис. 16).

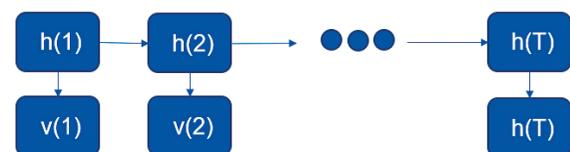
Обучение модели заключается в нахождении такого значения параметров, при которых история разработки лучше всего согласуется с состоянием пласта.

Поскольку в модели присутствуют скрытые переменные, оценка её параметров происходит на основе EM-алгоритма (Barber, 2012).

Алгоритм заключается в чередовании E-шага и M-шага:

- E-шаг заключается в том, что при известных проводимостях жидкости вычисляются объёмы жидкости и нефтенасыщенности в каждый момент времени в каждой ячейке;
- На M-шаге при известном состоянии пласта подбираются проводимости нефти и воды.

Чтобы рассчитать E-шаг, используется ансамблевый фильтр Калмана (Evensen, 1994). Для этого необходимо задание начального распределения жидкости и



- $h(t)$  – состояние пластов в момент времени  $t$
- $v(t)$  – добыча в момент времени  $t$
- $T$  – количество месяцев

Рис. 16. Графическое описание зависимостей в модели

нефтенасыщенности в пласте  $h(0), s(0)$ . Это производится за счёт данных начального распределения нефтенасыщенности из геологической модели. При расчёте М-шага используется обычный градиентный спуск.

То есть, алгоритм оценивания старается подобрать параметры так, чтобы поведение жидкости в пласте соответствовало истории дебита воды/нефти в каждой скважине (рис. 17). Обучение производится для каждого пласта в отдельности.

Коэффициент влияния вычисляется по следующей формуле:

$$Y(m, l) = (\eta_m^w + \eta_m^o) \sum_{n_1 \in \text{Iso}(l)} \sum_{n_2 \in \text{Iso}(m)} \sum_{y \in \text{ways}(n_1, n_2)} q_l(n_1) q_m(n_2) \prod_{a \in y} (\theta_a^w + \theta_a^o) \quad (5)$$

где  $\text{ways}(n_1, n_2)$  – множество путей кратчайшей длины из ячейки  $n_1$  до ячейки  $n_2$ .

Суть формулы заключается в том, что влияние между двумя скважинами вычисляется как произведение проводимости (в условных единицах) на добычу в период времени и на закачку в этот же период времени. Такая величина характеризует средний объём перекачанной жидкости через пласт.

В случае вычисления по всем пластам итоговый коэффициент влияния получается путём суммирования коэффициентов влияния по каждому пласту. Доля задействованного пласта уже учитывается в силу умножения на объёмы добычи и закачки.

По умолчанию, используется суммарная проводимость нефти и воды  $\theta_{n-n'}^o + \theta_{n-n'}^w$ . Однако, для оценки эффективности вытеснения нефти и заводнения можно применять эти коэффициенты по отдельности, таким образом вычисляя коэффициенты взаимовлияния по нефти или воде.

Для удобства работы с результатами происходит нормировка так, чтобы коэффициенты влияния для каждой нагнетательной скважины были равны единице по всем реагирующим добывающим скважинам:

$$Y^*(m, l) = \frac{Y(m, l)}{\sum_m Y(m, l)} \quad (6)$$

Нормировка может проводиться как по направлению от нагнетательных к добывающим скважинам, так и в обратную сторону (рис. 18). Это можно производить как для коэффициентов влияния по проводимости, так и для коэффициентов влияния по жидкости.

Вывод проводимости осуществляется интерполяцией соответствующих величин с гексагональной сетки на

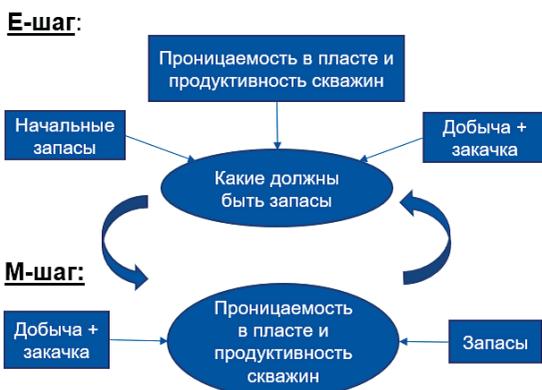


Рис. 17. Графическое представление обучения

квадратную сетку заданной ширины. Например, в точке  $\chi$  задаётся формулой (7):

$$s(x, t) = \sum_n \frac{1}{A(x)} \exp(-\alpha \|x(n) - x\|^2) s_n(t) \quad (7)$$

где  $x(n)$  – координаты ячейки  $n$ ,  $A(x) = \sum_n \exp(-\alpha \|x(n) - x\|^2)$ , а параметр  $\alpha > 0$ .

Таким образом, интерполяция является гауссовым сглаживанием с шириной ядра  $\alpha^{-1}$ . Ширина ядра по умолчанию равна половине квадрата расстояния между ячейками сетки.

В качестве координат для выгрузки проводимости  $\theta_{n-n'}$  берётся середина границы между соответствующими ячейками, а формула остаётся аналогичной (рис. 19).

Инструмент «Анализ ГТМ» направлен на расчет эффективности ранее проведенных ГТМ и подбор рекомендуемых мероприятий. На основе эффективности ранее проведенных ГТМ (ретроспективный анализ) и текущего состояния разработки с помощью машинного обучения определяется прогнозная дополнительная добыча нефти планируемых ГТМ для конкретных условий любого участка.

Алгоритм ретроспективного анализа использует информацию о выполненных ГТМ, эксплуатационные карточки добывающих и нагнетательных скважин и определяет эффективность каждого ГТМ, проведенного на добывающем и нагнетательном фонде.

Для добывающих скважин расчет эффективности ГТМ выполняется следующим образом (рис. 20):

1. Определяется средний дебит за три месяца до начала ГТМ;
2. Анализируется продолжительность эффекта от ГТМ (до второго пересечения линии  $m$  или до планового срока эффекта);
3. Рассчитывается дополнительная добыча нефти как положительная добыча нефти от среднего дебита до ГТМ (сумма добытой нефти выше линии  $m$ );
4. Информация о дополнительной добыче от ГТМ формируется в таблицу (табл. 1).

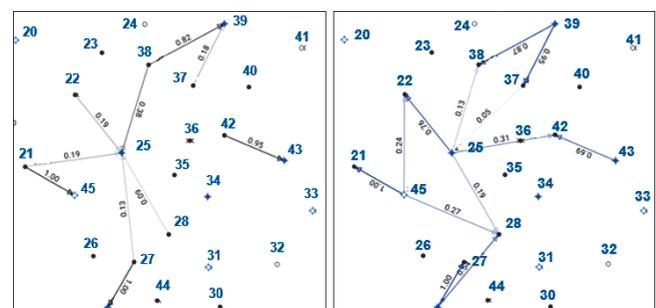


Рис. 18. Пример расчета коэффициентов влияния по жидкости

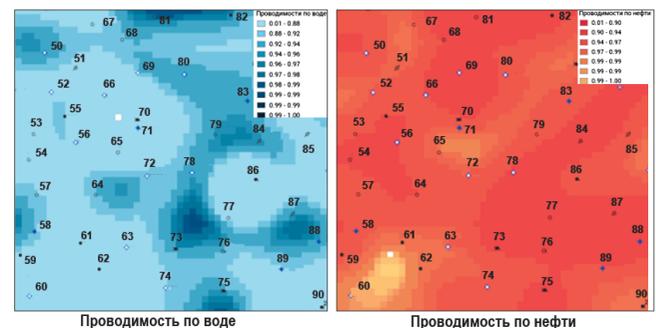


Рис. 19. Пример расчета проводимости по нефти и воде

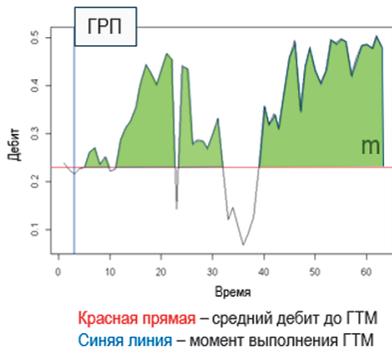


Рис. 20. Пример расчета для добывающих скважин

Для нагнетательных скважин эффект от ГТМ анализируется следующим образом (рис. 21):

1. Рассчитывается период аппроксимации базовой кривой падения добычи нефти до выполнения ГТМ;
2. Анализируется продолжительность эффекта;
3. Дополнительная добыча считается как положительная добыча нефти от базовой кривой падения добычи нефти. Алгоритм также учитывает разницу между эффектами от ГТМ нагнетательной скважины и реагирующими добывающими скважинами;
4. Информация о дополнительной добычи формируется в таблицу (табл. 2).

Подбор геолого-технических мероприятий производится следующим образом.

Для каждого вида ГТМ на основе заданных критериев выполняется подбор скважин-кандидатов и проектные точки (для бурения новых скважин и боковых стволов). Для скважин-кандидатов вычисляются эксплуатационные характеристики и выводятся в виде аналитических таблиц (рис. 22).

Все критерии автоматизированы и сконфигурированы таким образом, чтобы специалист с минимальным вмешательством имел возможность формировать ГТМ на рассматриваемом участке.

Для подбора точек бурения и забуривания боковых стволов по всей площади равномерно распределяется большое количество точек. Для каждой точки вычисляются запасы и нефтенасыщенность в ячейке Вороного, построенной по множеству скважин и этой проектной точке, и пересечённой с кругом заданного радиуса. После вычисления всех характеристик точки фильтруются согласно критериям. Среди отфильтрованных точек последовательно отбираются точки с наибольшими суммарными запасами по всем пластам так, чтобы точки находились не ближе, чем на определённом расстоянии друг от друга (рис. 23).

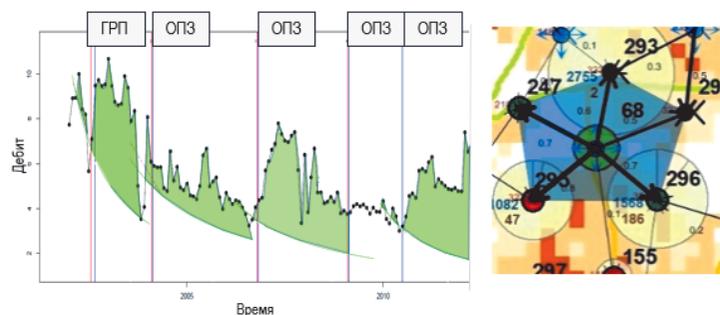


Рис. 21. Пример расчета для нагнетательных скважин

N скв.	Катег скв после ГТМ	ГТМ укруп.	Наимен ГТМ	Дата начала ГТМ	Дата окончания ГТМ	Среднее 3 мес до ГТМ			Среднее 3 мес сразу после ГТМ			Период действия, мес	Накопленная добыча, тонн	
						Ож, т/сут	% обв	Ож, т/сут	Ож, т/сут	% обв	Ож, т/сут			
70	НЕФ	Физико-химические методы ОПЗ	Акустико-химическое возд. (АХВ)	22.01.2001	22.01.2001	0,57	2,63	0,06	0,76	4,52	0,22	9,42	5	46,49
40	НЕФ	Водо-изоляционные работы и ремонтно-изоляционные работы	Биополимер	12.05.1997	12.05.1997	0,25	87,46	2,44	0,53	92,38	3,24	94,07	10	15,42
64	НЕФ	Водо-изоляционные работы и ремонтно-изоляционные работы	Водные эмульсионно-суспензионные системы (ВЭСС)	29.09.2002	01.10.2002	3,2	95,53	68,4	6,15	92,4	59,8	90,21	13	1264,67

Табл. 1. Пример расчетов для добывающих скважин

Нагн.скв.	Пласты	Q <sub>3</sub> мес. ср. до, м3/сут	Q <sub>3</sub> мес. ср. после, м3/сут	ГТМ укрупн.	Тип анализа	Дата оконч ГТМ	Дата пуска нагн.скв	Дата начала расчета ДДН нагн.скв	Период эффекта расч, мес	Накоп. добыча, тонн	Окруж.Д обыв кв	Квл	Пласт	Qн_ф до, т/сут	Qж_ф до, м3/сут	Обв_ф до	Qн_ф после, т/сут	Qж_ф после, м3/сут	Обв_ф после
XXXXXX	Д1Г1, Д1Г2+3, Д1Д	0,2	0,2	МУН (потокоотклоняющие)	по дебиту	2010-08-17	09.2010	2010-10-01	27	10452	XXXXXX	0,91	Д1Г2+3, Д1Д	1,1	1,3	15	10,9	21,7	50
XXXXXX	Д1А, Д1Б3, Д кынов.	0	0	Гидроразрыв пласта	по дебиту	2014-12-10	12.2014	2015-01-01	87	553	XXXXXX	0,19	Д1Д	0,2	8,5	97	0,2	8,6	97
XXXXXX	Д кынов.	0,1	0,1	Водо-изоляционные работы и ремонтно-МУН	по дебиту	2011-11-26	01.2012	2012-02-01	9	69	XXXXXX	0,95	Д кынов.	4,4	5,2	15	4,2	5	16
XXXXXX	Д1Б3, Д кынов.	3,5	2,8	МУН (потокоотклоняющие)	по дебиту	2021-03-18	04.2021	2021-05-01	16	2231	XXXXXX	0,93	Д1А, Д1Б2, Д кынов.	4,2	5,1	18	3,1	3,8	19
XXXXXX	Д1А	0	0	Переводы на другой объект	по дебиту	2010-02-28	08.2012	2012-09-01	23	3664	XXXXXX	0,78	Д1А, Д1Б1	0,4	0,7	49	0,4	0,5	31
XXXXXX	Д1Б1, Д кынов.	0	0,4	Физико-химические методы ОПЗ	по дебиту	2018-07-25	08.2018	2018-09-01	1	99	XXXXXX	0,09	Д1А, Д1В, Д кынов.	0,2	0,5	58	0,2	0,5	53
XXXXXX											XXXXXX	0,91	Д1Г1, Д кынов.	3,5	13,2	73	4,8	62	92

Табл. 2. Пример расчетов для наметательных скважин

В аналитических таблицах для скважин-кандидатов представлены наиболее востребованные данные для принятия решений: ФЕС, запасы нефти, объемы закаченной воды, доля воды в пласте, режим работы скважин и т.п.

Прогноз эффективности ГТМ (прирост дебита нефти и жидкости, продолжительность эффекта) выполняется различным образом для разных типов ГТМ.

Для бурения новых скважин и забуривания боковых стволов прогнозируемый дебит нефти и жидкости вычисляется нейросетевым алгоритмом.

Для остальных видов ГТМ разрабатывается регрессионная модель для нахождения суммарной дополнительной добычи, периода эффекта и вероятности успеха ГТМ. Под успехом ГТМ понимается факт положительности дополнительной добычи нефти. В качестве входных данных для этой регрессионной модели используются параметры и характеристики обученной модели (фильтр Калмана), геолого-промысловые данные за период, предшествующий планируемому ГТМ.

## Результаты и обсуждение

Методика подтверждения наличия локализованных запасов нефти из программного комплекса основана на изучении естественных маркеров процесса биодegradации углеводородов в залежах (рис. 24), интенсивно протекающего в зонах контакта нефти и нагнетаемой воды, но не затрагивающего невыработанные зоны, что приводит к появлению различий в составе флюида в промытой и застойной зонах (Minmin Cai et al., 2015). Методология предусматривает создание системы мониторинга изменения компонентного состава углеводородов с целью локализации участков, характеризующихся меньшей величиной биодegradации. Такие участки могут быть рассмотрены в качестве зон наиболее вероятного нахождения остаточных запасов (Novikova et al., 2020).

Общеизвестно, что одним из первых признаков биодegradации является уменьшение содержания и исчезновение лёгких n-алканов. В процессе разработки отношение тяжелых компонентов к легким увеличивается в ходе интенсивной биодegradации углеводородов в залежах. Поскольку бактерии обитают на границе воды и нефти, в зонах, откуда добывается нефть, здесь это отношение очень быстро растет за счет все большего увеличения площади контакта воды и нефти (Nurgaliev, 2006). В части залежи, не затронутой процессом заводнения, это отношение остается на первичном уровне, таким образом формируется неоднородное распределение этого отношения внутри залежи. Это явление может быть использовано для оценки наличия застойных не дренируемых зон, их объемов и степени вовлечения их в разработку (Nurgaliev et al., 2021).

В качестве исходных данных могут быть рассмотрены результаты анализа компонентного состава попутного газа. В ходе регистрации изменения компонентного состава в моменты геодинамических возмущений может быть локализовано местоположение невыработанной зоны, находящейся в пределах радиуса дренирования скважины, в которой была отобрана «аномальная» проба.

Сравнение карты запасов нефти и результатов мониторинга ПНГ показало (рис. 25) следующее:

№	Скважина	X	Y	Пласт	Толщина, м	Пористость, %	Глинистость, ед	Доля воды в пласте в R-200 м, д.ед	Запасы нефти в пласте в R-200, т	Общие запасы нефти в R-200, т	Прогнозный дебит нефти, т/сут	Прогнозный дебит жидкости, т/сут	Прогнозная обводненность, %	
1				Д1А	1.02	18,77	4,32	0,52	1959,15	326341,35	0,84	1,66	50	
				Д1Б1	3.89	20,4	4,99	0,18	28,54		12,05	21,39	44	
				Д1Б2	Не коллектор									
				Д1Б3	Не коллектор									
				Д1В	3.09	24	0,46	0,43	56392,33		1,02	1,98	48	
				Д1Г1	3.23	21,94	0,2	0,45	74077,72		0,78	1,47	47	
				Д1Г2+3	11.67	22,69	1,01	0,42	94065,5		0,91	1,7	47	
				Д1Д	5.79	22,47	1,68	0,81	25449,93		2,88	18,12	84	
			Д кынов.	2.08	20,39	2,79	0,12	53579,98	38,81	40,85	5			
2				Д1А	Не коллектор					280571,21				
				Д1Б1	2.87	20,9	2,31	0,13	3219,06		1409,75	1617,02	13	
				Д1Б2	0.94	21,06	1,16	0,51	18631,4		38,67	54,55	29	
				Д1Б3	Не коллектор									
				Д1В	4.47	21,52	0,46	0,46	44092,69		670,85	1066,01	37	
				Д1Г1	7.09	21,46	0,18	0,42	66912,46		2,28	3,88	41	
				Д1Г2+3	10.54	21,14	0,41	0,43	74810,26		7	13,27	47	
				Д1Д	7.89	20,4	0,67	0,75	27479,04		10,17	43,32	77	
			Д кынов.	4.28	18,59	1,69	0,14	42282,06	27,47	30,73	11			

Рис. 22. Пример представления расчетных данных для точек бурения скважин и БС

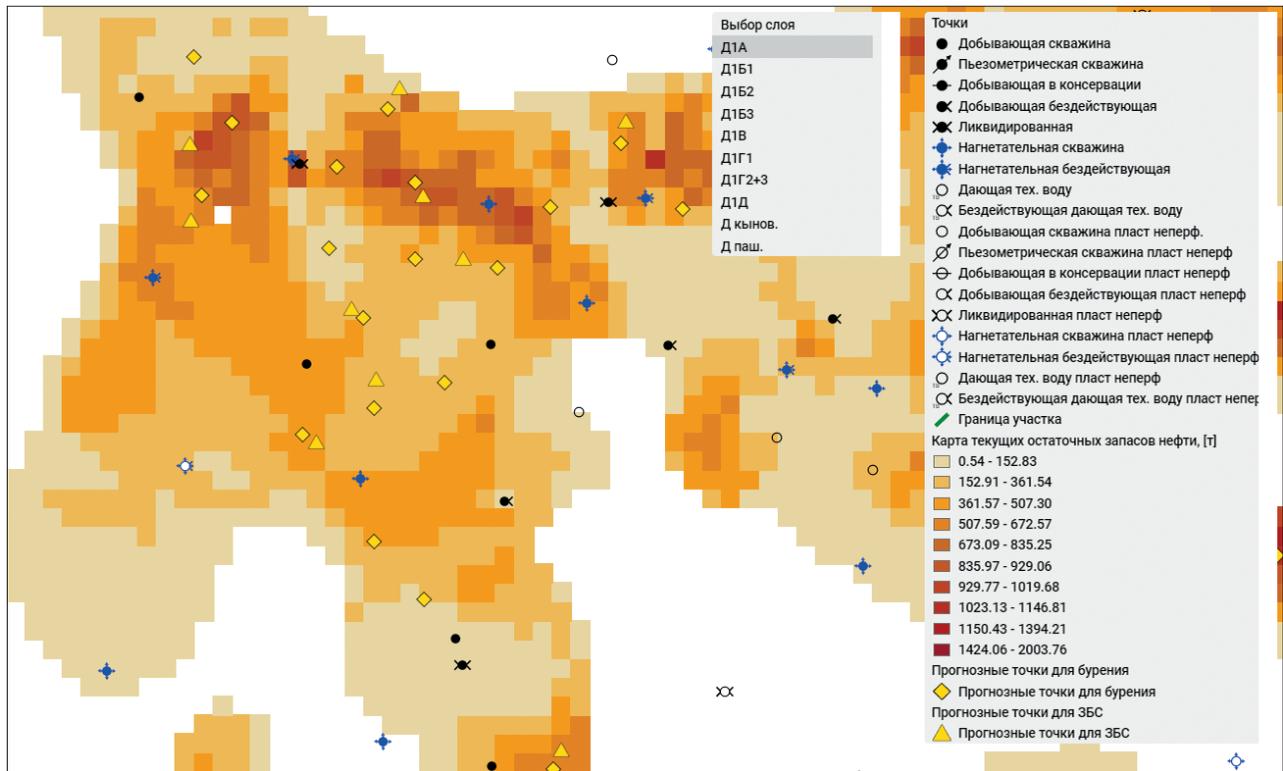


Рис. 23. Пример подбора точки бурения (ромб) и боковых стволов (треугольник) по данным локализованных запасов и текущему состоянию разработки участка

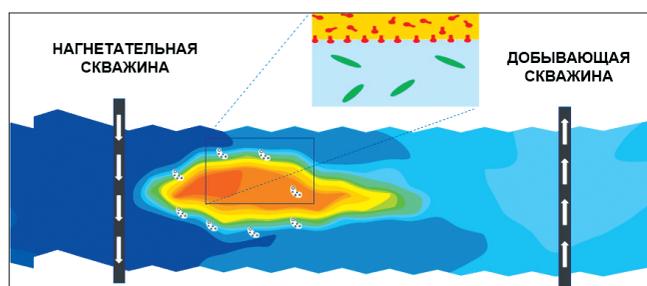


Рис. 24. Графическое представление процесса биодegradации углеводородов

- Зоны с локализованными запасами расположены в зоне аномалий, полученных в результате геохимических исследований;
- Аномалии указывают на наличие зон с высокой плотностью запасов, соответственно, в областях без аномалий алгоритм нейросети локализует запасы в небольших объемах.

### Заключение

В статье рассмотрен подход, позволяющий на основе нейросетевых алгоритмов оценить объемы и локализовать

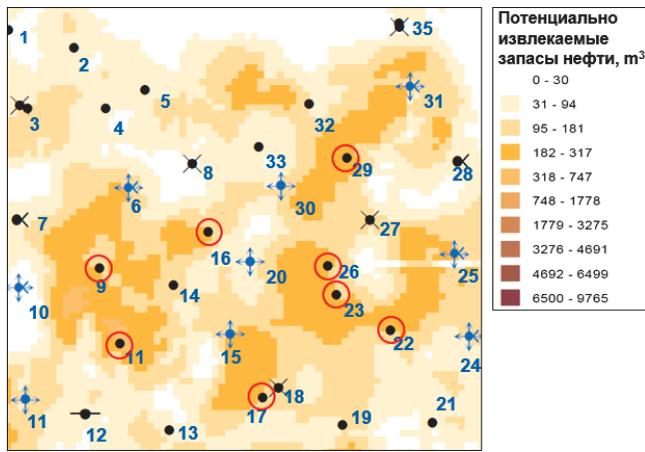


Рис. 25. Сравнение расчетов с результатами геохимического анализа

остаточные запасы нефти на многопластовых месторождениях, наличие которых подтверждается с помощью анализа изменения компонентного состава попутного газа.

Для оптимизации процесса разработки представлена методика, по которой оценивается аналог проводимости нефти и воды в межскважинном пространстве, определяются коэффициенты влияния между скважинами. Затем на основе ФЭС скважин и локализованных запасов нефти выполняется подбор ГТМ. Благодаря автоматическому анализу эффективности ранее выполненных ГТМ определяются потенциальные дебиты нефти планируемых ГТМ.

Автоматизация процесса отбраковки данных, анализа взаимовлияния скважин, подбора ГТМ дает возможность оптимизировать ручной труд специалистов и снизить время на обработку данных.

На сегодняшний день совместно с ПАО «Татнефть» определен потенциальный фонд скважин-кандидатов, на которых планируется выполнить ГТМ за счет внедрения технологии.

## Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при поддержке Минобрнауки России в рамках соглашения № 075-15-2022-299 о предоставлении гранта в форме субсидий из федерального бюджета на осуществление государственной поддержки создания и развития научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты»

Авторы выражают благодарность рецензентам за проделанную работу, высказанные замечания и рекомендации, которые позволили улучшить статью.

## Литература

- Багманова С.В. и др. (2019). Геология Волго-Уральской нефтегазовой провинции. Оренбург: ОГУ, 127 с.
- Гладков Е.А., Гладкова Е.Е. (2008). Неоднозначность геолого-технологической информации в процессе адаптации гидродинамической модели. *Бурение и нефть*, 10, с. 40–41.
- Ермолина А.В., Соловьева А.В. (2017). Характеристика факторов, влияющих на нефтеотдачу пласта. *Геология, география и глобальная энергия*, 4, с. 43–48.
- Зайцев М.В., Михайлов Н.Н., Туманова Е.С. (2021). Модели нелинейной фильтрации и влияние параметров нелинейности на дебит скважин в низкопроницаемых коллекторах. *Георесурсы*, 23(4), с. 44–50. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.5>

Закревский К.Е. (2009). Геологическое 3D моделирование. Москва: ООО ИПЦ Маска, 376 с.

Зиновьев А.М. и др. (2013). Исследование реологических свойств и особенностей фильтрации высоковязких нефтей месторождений Самарской области. *Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Технические науки*, 2, с. 197–205.

Игнатенко А.М., Макарова И.Л., Копырин А.С. (2019). Методы подготовки данных к анализу слабоструктурированных временных рядов. *Программные системы и вычислительные методы*, 4, с. 87–94. <https://doi.org/10.7256/2454-0714.2019.4.31797>

Кайгородов С.В. (2022). Типичные ошибки при создании гидродинамических моделей. Часть I. Ремасштабирование геологической модели. *ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти*, 2, с. 52–58.

Костиков Д.В., Петров А.Н., Лялин В.Е. (2007). Подготовка исходных данных для задачи интерпретации геофизических исследований скважин с помощью многослойной нейронной сети. *Труды Международного симпозиума «Надежность и качество»*, т. 1, с. 123–128.

Муслимов Р.Х. (2012). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее. Казань: Фэн, 663 с.

Рыжов А.Е. и др. (2013). Физическое и математическое моделирование многофазной фильтрации при проектировании разработки нефтяной оторочки Ен-Яхинского НГКМ. *Вести газовой науки*, 1(12), с. 126–137.

Семячков А.И. (2009). Фильтрационная неоднородность трещиноватых пород. Москва: Горная книга, 151 с.

Старовойтов В.В., Голуб Ю.И. (2021). Нормализация данных в машинном обучении. *Информатика*, 18(3), с. 83–96. <https://doi.org/10.37661/1816-0301-2021-18-3-83-96>

Степанов С.В., Соколов С.В., Ручкин А.А., Степанов А.В., Князев А.В., Корытов А.В. (2018). Проблематика оценки взаимовлияния добывающих и нагнетательных скважин на основе математического моделирования. *Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика*, 4(3), с. 146–164. <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164>

Чарный И.А. (1963). Подземная гидрогазодинамика. Москва: Гостоптехиздат, 397 с.

Aanonsen, Sigurd I., Geir Nævdal, Dean S. Oliver, Albert C. Reynolds, and Brice Vallès (2009). The ensemble Kalman filter in reservoir engineering – a review. *SPE J*, 14(3), pp. 393–412. <https://doi.org/10.2118/117274-PA>

Al-AbdulJabbar A. et al. (2018). Predicting formation tops while drilling using artificial intelligence. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/192345-MS>

Barber D. (2012). Bayesian reasoning and machine learning. Cambridge University Press, p. 610. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511804779>

Bebis G., Georgiopoulos M. (1994). Feed-forward neural networks. *IEEE Potentials*, 13(4), pp. 27–31. <https://doi.org/10.1109/45.329294>

Cybenko, G. (1989). Approximation by superpositions of a sigmoidal function. *Mathematics of control, signals and systems*, 2(4), pp. 303–314. <https://doi.org/10.1007/BF02551274>

Einicke G.A. (2012). Smoothing, Filtering and Prediction: Estimating the Past, Present and Future. Rijeka, Croatia: Intech, 286 p.

Evensen G. (1994). Sequential data assimilation with a non-linear quasi-geostrophic model using Monte Carlo methods to forecast error statistics. *J Geophys Res*, 99(C5), pp. 10143–10162. <https://doi.org/10.1029/94JC00572>

Hamam H., Ertekin T.A. (2018). Generalized varying oil compositions and relative permeability screening tool for continuous carbon dioxide injection in naturally fractured reservoirs. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/192194-MS>

Kidner D.B. (2003). Higher-order interpolation of regular grid digital elevation models. *International Journal of Remote Sensing*, 24(14), pp. 2981–2987. <https://doi.org/10.1080/0143116031000086835>

Li S., Chen J., Xiang J. (2020). Applications of deep convolutional neural networks in prospecting prediction based on two-dimensional geological big data. *Neural computing and applications*, 32(7), pp. 2037–2053. <https://doi.org/10.1007/s00521-019-04341-3>

Liu B., Li Y., Li G., & Liu A. (2019). A spectral feature based convolutional neural network for classification of sea surface oil spill. *ISPRS International Journal of Geo-Information*, 8(4), p. 160. <https://doi.org/10.3390/ijgi8040160>

Lydia A., Francis S. (2019). Adagrad – an optimizer for stochastic gradient descent. *Int. J. Inf. Comput. Sci.*, 6(5), pp. 566–568.

Minmin Cai, Nùria Jiméne, Martin Krüger, Huan Guo, Yao Jun, Nontje Straaten, Hans H. Richnow (2015). Potential for aerobic and methanogenic oil biodegradation in a water flooded oil field (Dagang oil field). *Fuel*, 141, pp. 143–153. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.10.035>

Novikova S., Rizvanova Z., Ziniukov R., Usmanov S. (2020). Prospects of geochemical monitoring on the basis of borehole oil samples at bypassed

oil reserves localization. *Int. Multidis. Sci. GeoConf. SGEM*, pp. 739–744. <https://doi.org/10.5593/sgem2020/1.2/s06.094>

Nurgaliev D., Ziniukov R., Sudakov V., Fakhriev, N., Averyanov A. (2021). Evaluation of the applicability of biodegradation markers for identification of the bypassed oil zones. *21st Int. Multidis. Sci. GeoConf. SGEM*, pp. 935–941. <https://doi.org/10.5593/sgem2021/1.1/s06.113>

Nurgaliev et al. (2006). Variation of i-butane/n-butane ratio in oils of the Romashkino oil field for the period of 1982–2000: Probable influence of the global seismicity on the fluid migration. *Journal of Geochemical Exploration*, 89(1–3), pp. 293–296. <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2005.12.022>

O'Shea K., Nash R. (2015). An introduction to convolutional neural networks. arXiv preprint arXiv:1511.08458.

Ribeiro M.I. (2004). Kalman and extended kalman filters: Concept, derivation and properties. Institute for Systems and Robotics, 46 p.

Rifai A.P., Aoyama H., Tho N.H., Dawal S.Z.M., Masruroh N.A. (2020). Evaluation of turned and milled surfaces roughness using convolutional neural network. *Measurement*, 161, 107860. <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2020.107860>

Rukundo O. (2021). Evaluation of Rounding Functions in Nearest Neighbor Interpolation. *International Journal of Computational Methods*, 18(08), 2150024. <https://doi.org/10.1142/S0219876221500249>

Ta, J., Li S., Chen J., Liu C., Wang Y. (2021). Mineral prospectivity prediction via convolutional neural networks based on geological big data. *Journal of Earth Science*, 32(2), pp. 327–347. <https://doi.org/10.1007/s12583-020-1365-z>

Tan J., NourEldeen N., Mao K., Shi J., Li Z., Xu T., Yuan Z. (2019). Deep learning convolutional neural network for the retrieval of land surface temperature from AMSR2 data in China. *Sensors*, 19(13), 2987. <https://doi.org/10.3390/s19132987>

Toro-Vizcarrondo C., Wallace T.D. (1968). A test of the mean square error criterion for restrictions in linear regression. *Journal of the American Statistical Association*, 63(322), pp. 558–572. <https://doi.org/10.1080/01621459.1968.11009275>

Wen Xian-Huan, and Wen H. Chen (2006). Real-time reservoir model updating using ensemble Kalman filter with confirming option. *SPE J.*, 11(04), pp. 431–442. <https://doi.org/10.2118/92991-PA>

Zaikin A., Salimov R. (2019). An application of Kalman filter model to reservoir pressure maintenance. *Int. Multidis. Sci. GeoConf. SGEM*, (1.2), pp. 627–634. <https://doi.org/10.5593/sgem2019/1.2/S06.079>

Zhou, Zhuang, Shengyang Li, and Yuyang Shao (2018). Crops classification from sentinel-2A multi-spectral remote sensing images based on convolutional neural networks. *IGARSS 2018-2018 IEEE International Geoscience and Remote Sensing Symposium*. <https://doi.org/10.1109/IGARSS.2018.8518860>

### Сведения об авторах

**Владислав Анатольевич Судаков** – заместитель директора института по инновационной деятельности, директор НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

**Ринат Иолдузович Сафуанов** – научный сотрудник НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

**Алексей Николаевич Козлов** – младший научный сотрудник НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

**Тимур Маратович Порываев** – инженер НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

**Артем Александрович Заикин** – научный сотрудник НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

**Рустам Анверович Зинюков** – младший научный сотрудник НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет

Россия, 420111, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

**Азат Абузарович Лутфуллин** – заместитель начальника департамента разработки месторождений СП «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть»

Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

**Ильдар Зуфарович Фархутдинов** – начальник отдела разработки нефтяных и газовых месторождений и геологоразведочных работ Центра технологического развития, ПАО «Татнефть»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Тельмана, д. 88

**Ильгиз Зуфарович Туляков** – ведущий эксперт отдела разработки нефтяных и газовых месторождений и геологоразведочных работ Центра технологического развития, ПАО «Татнефть»

Россия, 423462, Альметьевск, ул. Тельмана, д. 88

Статья поступила в редакцию 20.09.2022;

Принята к публикации 10.11.2022;

Опубликована 20.12.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Localization and development of residual oil reserves using geochemical studies based on neural network algorithms

V.A. Sudakov<sup>1</sup>, R.I. Safuanov<sup>1</sup>, A.N. Kozlov<sup>1</sup>, T.M. Poryvaev<sup>1</sup>, A.A. Zaikin<sup>1</sup>, R.A. Zinyukov<sup>1</sup>,  
A.A. Lutfullin<sup>2</sup>, I.Z. Farkhutdinov<sup>2</sup>, I.Z. Tylyakov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

<sup>2</sup>Tatneft PJSC, Almet'yevsk, Russian Federation

\*Corresponding author: Aleksey N. Kozlov, e-mail: ankozlov.oil@gmail.com

**Abstract.** At the late stage of field development, residual oil reserves undergo a significant change from mobile to sedentary and stationary. These reserves are mainly located in technogenically and production altered, watered layers and areas of deposits.

Localization and development of such sources of hydrocarbons is an effective method of increasing the final oil recovery factor in mature fields, due to the presence of a ready-made developed infrastructure for production, transportation and refining, as well as the availability of highly qualified personnel.

This article considers an approach that allows, based on neural network algorithms, the estimation the volumes and localization of residual oil reserves in multi-layer deposits in combination with the analysis of geochemical studies of reservoir fluids. The use of machine learning algorithms allows a targeted approach to the development of residual reserves by automated selection of wellwork. This approach significantly reduces the manual labor of specialists for data processing and decision-making time.

**Keywords:** software package, convolutional neural network, neural network algorithms, oil field, localization of oil reserves, geochemical studies, selection of geological and technical measures

#### Acknowledgements

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-299 within the framework of the development program for a world-class Research Center “Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves”.

The authors are grateful to the reviewers for the comments and recommendations that made it possible to improve the article.

**Recommended citation:** Судakov V.A., Safuanov R.I., Kozlov A.N., Poryvaev T.M., Zaikin A.A., Zinyukov R.A., Lutfullin A.A., Farkhutdinov I.Z., Tylyakov I.Z. (2022). Localization and development of residual oil reserves using geochemical studies based on neural network algorithms. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 50–64. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.4>

#### References

- Aanonsen, Sigurd I., Geir Nævdal, Dean S. Oliver, Albert C. Reynolds, and Brice Vallès (2009). The ensemble Kalman filter in reservoir engineering – a review. *SPE J*, 14(3), pp. 393–412. <https://doi.org/10.2118/117274-PA>
- Al-AbdulJabbar A. et al. (2018). Predicting formation tops while drilling using artificial intelligence. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/192345-MS>
- Bagmanova S.V. et al. (2019). Geology of the Volga-Ural oil and gas province. Orenburg: OGU, 127 p. (In Russ.)
- Barber D. (2012). Bayesian reasoning and machine learning. Cambridge University Press, p. 610. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511804779>
- Bebis G., Georgiopoulos M. (1994). Feed-forward neural networks. *IEEE Potentials*, 13(4), pp. 27–31. <https://doi.org/10.1109/45.329294>
- Charnyi I.A. (1963). Underground hydrodynamics. Moscow: Gostoptekhizdat, 397 p. (In Russ.)
- Cybenko, G. (1989). Approximation by superpositions of a sigmoidal function. *Mathematics of control, signals and systems*, 2(4), pp. 303–314. <https://doi.org/10.1007/BF02551274>
- Einicke G.A. (2012). Smoothing, Filtering and Prediction: Estimating the Past, Present and Future. Rijeka, Croatia: Intech, 286 p.
- Ermolina A.V., Solovieva A.V. (2017). Characterization of the factors influencing the oil recovery of the formation. *Geologiya, geografiya i global'naya energiya = Geology, geography and global energy*, 4, pp. 43–48. (In Russ.)

- Evensen G. (1994). Sequential data assimilation with a non-linear quasi-geostrophic model using Monte Carlo methods to forecast error statistics. *J Geophys Res*, 99(C5), pp. 10143–10162. <https://doi.org/10.1029/94JC00572>
- Gladkov E.A., Gladkova E.E. (2008). Ambiguity of geological and technological information in the process of adaptation of the hydrodynamic model. *Burenie i nefi*, 10, pp. 40–41. (In Russ.)
- Hamam H., Ertekin T.A. (2018). Generalized varying oil compositions and relative permeability screening tool for continuous carbon dioxide injection in naturally fractured reservoirs. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/192194-MS>
- Ignatenko A.M., Makarova I.L., Kopyrin A.S. (2019). Methods for preparing data for the analysis of semi-structured time series. *Programmnye sistemy i vychislitel'nye metody*, 4, pp. 87–94. (In Russ.) <https://doi.org/10.7256/2454-0714.2019.4.31797>
- Kaigorodov S.V. (2022). Typical mistakes when creating hydrodynamic models. Part I. Geological model upscaling. *Proneft*, 2, pp. 52–58. (In Russ.)
- Kidner D.B. (2003). Higher-order interpolation of regular grid digital elevation models. *International Journal of Remote Sensing*, 24(14), pp. 2981–2987. <https://doi.org/10.1080/0143116031000086835>
- Kostikov D.V., Petrov A.N., Lyalin V.E. (2007). Preparation of initial data for the problem of interpreting geophysical well surveys using a multilayer neural network. *Proc. Int. Symp. Reliability and Quality*, v. 1, pp. 123–128. (In Russ.)
- Li S., Chen J., Xiang J. (2020). Applications of deep convolutional neural networks in prospecting prediction based on two-dimensional geological big data. *Neural computing and applications*, 32(7), pp. 2037–2053. <https://doi.org/10.1007/s00521-019-04341-3>
- Liu B., Li Y., Li G., & Liu A. (2019). A spectral feature based convolutional neural network for classification of sea surface oil spill. *ISPRS International Journal of Geo-Information*, 8(4), p. 160. <https://doi.org/10.3390/ijgi8040160>
- Lydia A., Francis S. (2019). Adagrad – an optimizer for stochastic gradient descent. *Int. J. Inf. Comput. Sci.*, 6(5), pp. 566–568.
- Minmin Cai, Núria Jiménez, Martin Krüger, Huan Guo, Yao Jun, Nontje Straaten, Hans H. Richnow (2015). Potential for aerobic and methanogenic oil biodegradation in a water flooded oil field (Dagang oil field). *Fuel*, 141, pp. 143–153. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.10.035>
- Muslimov R.Kh. (2012). Oil recovery: past, present, future. Kazan: Fen, 663 p. (In Russ.)
- Novikova S., Rizvanova Z., Ziniukov R., Usmanov S. (2020). Prospects of geochemical monitoring on the basis of borehole oil samples at bypassed oil reserves localization. *Int. Multidis. Sci. GeoConf. SGEM*, pp. 739–744. <https://doi.org/10.5593/sgem2020/1.2/s06.094>
- Nurgaliev D., Ziniukov R., Sudakov V., Fakhriev, N., Averyanov A. (2021). Evaluation of the applicability of biodegradationMarkers for identification of the bypassed oil zones. *21st Int. Multidis. Sci. GeoConf. SGEM*, pp. 935–941. <https://doi.org/10.5593/sgem2021/1.1/s06.113>
- Nurgaliev et al. (2006). Variation of i-butane/n-butane ratio in oils of the Romashkino oil field for the period of 1982–2000: Probable influence of the global seismicity on the fluid migration. *Journal of Geochemical Exploration*, 89(1–3), pp. 293–296. <https://doi.org/10.1016/j.gexplo.2005.12.022>
- O'Shea K., Nash R. (2015). An introduction to convolutional neural networks. arXiv preprint arXiv:1511.08458.
- Ribeiro M.I. (2004). Kalman and extended kalman filters: Concept, derivation and properties. Institute for Systems and Robotics, 46 p.
- Rifai A.P., Aoyama H., Tho N.H., Dawal S.Z.M., Masruroh N.A. (2020). Evaluation of turned and milled surfaces roughness using convolutional neural network. *Measurement*, 161, 107860. <https://doi.org/10.1016/j.measurement.2020.107860>
- Rukundo O. (2021). Evaluation of Rounding Functions in Nearest Neighbor Interpolation. *International Journal of Computational Methods*, 18(08), 2150024. <https://doi.org/10.1142/S0219876221500249>
- Ryzhov A.E. et al. (2013). Physical and mathematical modeling of multiphase filtration in the design of the development of the oil rim of the Yen-Yakhinskoye oil and gas condensate field. *Vesti gazovoi nauki*, 1(12), pp. 126–137. (In Russ.)
- Semyachkov A.I. (2009). Filtration heterogeneity of fractured rocks. Moscow: Gornaya kniga, 151 p. (In Russ.)
- Starovoitov V.V., Golub Yu.I. (2021). Data normalization in machine learning. *Informatics*, 18(3), pp. 83–96. (In Russ.) <https://doi.org/10.37661/1816-0301-2021-18-3-83-96>
- Stepanov S.V., Sokolov S.V., Ruchkin A.A., Stepanov A.V., Knyazev A.V., Korytov A.V. (2018). The problems of assessing the mutual influence of production and injection wells based on mathematical modeling. *Vestnik Tyumenskogo gosudarstvennogo universiteta. Fiziko-matematicheskoe modelirovanie. Neft, gaz, energetika*, 4(3), pp. 146–164. (In Russ.) <https://doi.org/10.21684/2411-7978-2018-4-3-146-164>

Ta, J., Li S., Chen J., Liu C., Wang Y. (2021). Mineral prospectivity prediction via convolutional neural networks based on geological big data. *Journal of Earth Science*, 32(2), pp. 327–347. <https://doi.org/10.1007/s12583-020-1365-z>

Tan J., NourEldeen N., Mao K., Shi J., Li Z., Xu T., Yuan Z. (2019). Deep learning convolutional neural network for the retrieval of land surface temperature from AMSR2 data in China. *Sensors*, 19(13), 2987. <https://doi.org/10.3390/s19132987>

Toro-Vizcarrondo C., Wallace T.D. (1968). A test of the mean square error criterion for restrictions in linear regression. *Journal of the American Statistical Association*, 63(322), pp. 558–572. <https://doi.org/10.1080/01621459.1968.11009275>

Wen Xian-Huan, and Wen H. Chen (2006). Real-time reservoir model updating using ensemble Kalman filter with confirming option. *SPE J.*, 11(04), pp. 431–442. <https://doi.org/10.2118/92991-PA>

Zaikin A., Salimov R. (2019). An application of Kalman filter model to reservoir pressure maintenance. *Int. Multidis. Sci. GeoConf. SGEM*, (1.2), pp. 627–634. <https://doi.org/10.5593/sgem2019/1.2/S06.079>

Zaitsev M.V., Mikhailov N.N., Tumanova E.S. (2021). Non-linear filtration models and the effect of nonlinearity parameters on flow rates in low-permeability reservoirs. *Georesury = Georesources*, 23(4), pp. 44–50. <https://doi.org/10.18599/grs.2021.4.5>

Zakrevskii K.E. (2009). *Geological 3D modeling*. Moscow: Maska, 376 p. (In Russ.)

Zhou, Zhuang, Shengyang Li, and Yuyang Shao (2018). Crops classification from sentinel-2A multi-spectral remote sensing images based on convolutional neural networks. *IGARSS 2018-2018 IEEE Int. Geoscience and Remote Sensing Symposium*. <https://doi.org/10.1109/IGARSS.2018.8518860>

Zinoviev A.M. et al. (2013). Investigation of rheological properties and filtration features of high-viscosity oils from the fields of the Samara region. *Vestnik Samarskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta. Seriya: Tekhnicheskie nauki*, 2, pp. 197–205. (In Russ.)

#### About the Authors

*Vladislav A. Sudakov* – Deputy Director of the Institute for Innovations, Director of Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University  
Bolshaya Krasnaya str., 4, Kazan, 420111, Russian Federation

*Rinat I. Safuanov* – Researcher, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University  
Bolshaya Krasnaya str., 4, Kazan, 420111, Russian Federation

*Aleksey N. Kozlov* – Junior Researcher, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Bolshaya Krasnaya str., 4, Kazan, 420111, Russian Federation  
e-mail: [ankozlov.oil@gmail.com](mailto:ankozlov.oil@gmail.com)

*Timur M. Porivaev* – Engineer, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University  
Bolshaya Krasnaya str., 4, Kazan, 420111, Russian Federation

*Artem A. Zaikin* – Researcher, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University  
Bolshaya Krasnaya str., 4, Kazan, 420111, Russian Federation

*Rustam A. Zinykov* – Junior Researcher, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Bolshaya Krasnaya str., 4, Kazan, 420111, Russian Federation

*Azat A. Lutfullin* – Cand. Sci. (Engineering), Deputy Head of the Department of Field Development, Tatneft-Dobycha, Tatneft PJSC

Lenin str., 75, Almetyevsk, 423450, Russian Federation

*Ildar Z. Farhutdinov* – Head of Oil and Gas Fields Development Department, Tatneft PJSC

Telman str., 88, Almetyevsk, 423462, Russian Federation

*Ilgiz Z. Tylyakov* – Leading Specialist, Oil and Gas Fields Development Department, Tatneft PJSC

Telman str., 88, Almetyevsk, 423462, Russian Federation

*Manuscript received 20 September 2022;*

*Accepted 9 November 2022; Published 20 December 2022*

# Геомеханические и литологические характеристики отложений верейского горизонта среднего карбона в связи с прогнозированием применения технологии гидроразрыва пласта, на примере Ивинского месторождения юго-востока Татарстана

А.Н. Кольчугин\*, Э.Р. Зиганшин, В.П. Морозов, Е.С. Быстров, Э.А. Королев, С.И. Гильфанов  
Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Для отложений верейского горизонта московского яруса юго-востока Татарстана в последние годы активно применяется метод кислотного гидроразрыва пласта. Разработка дизайна и, собственно, применение гидроразрыва пласта, включая прогноз распространения формирующихся трещин, требуют полноценных исследований геомеханических характеристик пород. На примере исследования полифациальных отложений верейского горизонта Ивинского месторождения рассмотрены основные геомеханические характеристики для пород-коллекторов и плотных пород, участвующих в строении разрезов. Выявлено, что наименьшими прочностными свойствами и большей подверженностью к трещинообразованию обладают карбонатные породы-коллекторы средней и верхней частей верейского горизонта (пласты-коллекторы  $C_2vr3$  и  $C_2vr5$ ). Несколько более прочными оказались песчаные породы верхней части горизонта, мергели и аргиллиты средней и верхней части горизонта, а также известняки-мадстоуны и плотные известняки-пакстоуны, характерные для нижней части верейского горизонта. Приведенные в статье данные могут быть справедливы для большей части разрезов верейского горизонта юго-востока Татарстана и использованы для подбора оптимальных решений при применении технологии гидроразрыва пласта.

**Ключевые слова:** Верейский горизонт, геомеханические свойства, литологические типы, породы-коллекторы, трещиностойкость

**Для цитирования:** Кольчугин А.Н., Зиганшин Э.Р., Морозов В.П., Быстров Е.С., Королев Э.А., Гильфанов С.И. (2022). Геомеханические и литологические характеристики отложений верейского горизонта среднего карбона в связи с прогнозированием применения технологии гидроразрыва пласта, на примере Ивинского месторождения юго-востока Татарстана. *Георесурсы*, 24(4), с. 65–74. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.5>

## Введение

Истощённость запасов терригенных отложений девона и перспективы дальнейшей нефтедобычи в Республике Татарстан в значительной степени связаны с вовлечением в разработку коллекторов вышележащих горизонтов каменноугольных и пермских отложений (Ларочкина, 2011).

Одним из перспективных объектов настоящей и будущей нефтедобычи в республике являются отложения среднего карбона, главным образом, в составе башкирского и московского ярусов (Кольчугин и др., 2020). В настоящем исследовании в качестве объектов были выбраны разрезы регионально нефтеносного верейского горизонта московского яруса. Названный горизонт в юго-восточной части Татарстана практически повсеместно обладает промышленной нефтеносностью, а наиболее продуктивные разрезы в структурно-тектоническом отношении характерны для восточного борта Мелекесской впадины (МВ), чуть в меньшей степени для западного склона Южно-Татарского свода (ЮТС) (Хисамов и др., 2010).

Особенностями строения разрезов верейского горизонта московского яруса Татарстана являются: полифациальность отложений, выражающаяся в высокой неоднородности разрезов по вертикали, трудность прослеживания и корреляции горизонтов-коллекторов по площади, неоднородность строения пустотно-порового пространства, различная степень глинистости коллекторов (Королев и др., 2014). Сложность строения таких объектов часто предопределяет необходимость применения различных методов увеличения нефтеотдачи пластов для эффективной разработки залежей. Так, в практику разработки отложений верейского горизонта вовлечен метод многостадийного кислотного и кислотного-пропантового гидроразрыва пласта (ГРП) (Салимов и др., 2013). Построение геомеханических моделей, которые бы описывали свойства карбонатов с достаточной точностью, невозможно без проведения комплексных лабораторных исследований (Зиганшин, 2021). Применение ГРП трудно представить без анализа геомеханических и петрофизических характеристик пород, структуры пустотного пространства, минерального состава, моделирования нагрузок на пласт и прогнозов развития вторичных трещин. Это справедливо не только для пластов-коллекторов, но и для пород, слагающих плотные разделы между ними, которые изолируют коллекторы друг относительно друга

\* Ответственный автор: Антон Николаевич Кольчугин  
e-mail: [anton.kolchugin@gmail.com](mailto:anton.kolchugin@gmail.com)

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

и обеспечивают отсутствие гидродинамической связи между ними (Zoback, 2009).

В качестве модельного объекта было выбрано Ивинское месторождение нефти, административно расположенное на территории Новошешминского района. В тектоническом отношении месторождение расположено на границе западного склона ЮТС и восточного борта МВ (рис. 1). Изучен керн нескольких скважин, наиболее полно характеризующих отложения верейского горизонта московского яруса. По составу отложения верейского горизонта представлены переслаиванием карбонатных, карбонатно-глинистых и глинистых пород, а в верхней части горизонта наблюдается появление прослоев песчаных и алевритовых пород. Нижняя граница верейского горизонта надежно определялась как по керну, так и по данным ГИС. Граница отбивается по смене карбонатных отложений башкирского яруса глинистыми и карбонатно-глинистыми породами верейского горизонта. Верхняя граница отложений горизонта также отбивается по данным ГИС, а по керну обычно характеризуется сменой известняково-терригенных отложений мелкозернистыми доломитами каширского горизонта. Средняя мощность отложений верейского горизонта составляет 40 м (Геология Татарстана..., 2003).

Целью настоящей работы является обобщение различных данных по исследованиям керна для получения представлений о геомеханических свойствах карбонатных пород верейского горизонта.

**Методика исследований**

Выделение литологических типов отложений осуществлялось на основе подробного послойного макроописания керна и изучения петрографических шлифов под оптическим микроскопом. Для характеристики литотипов,

представленных карбонатными отложениями, использовалась классификация Данхема (Dunham, 1962). Далее по материалам описания керна строился разрез скважин, и в совокупности с анализом данных ГИС выделялись основные пласты-коллекторы верейского горизонта. Построение разрезов на основе выделенных литотипов позволило: 1) выявить основные закономерности строения разрезов; 2) установить по керну интервалы развития перспективных для освоения пород-коллекторов; 3) определить интервалы развития пород-флюидоупоров и плотных пород, в том числе, оценить их экранирующие свойства между пластами-коллекторами; 4) выявить основные закономерности горизонтальной изменчивости отложений в пределах месторождения.

Общие закономерности осадконакопления в верейское время можно проследить на основе разработанной авторами модели осадконакопления верейских отложений юго-востока Татарстана (рис. 2).

Комплекс лабораторных геомеханических исследований включал в себя определение динамических упругих параметров и статических упруго-прочностных характеристик. Из полноразмерного керна изготавливались цилиндрические образцы диаметром 30 мм и полудиски с надрезом. Определение объемного веса (плотности породы) образцов проводилось весовым методом при помощи лабораторных весов АН-220СЕ (ООО «Вибра Рус»). Лабораторные исследования упругих свойств выполнялись на установке «ПИК-УЗ-ЭП» (АО «Геологика», Новосибирск).

Определение упругих, деформационных и прочностных свойств в условиях трехосного сжатия выполняются согласно требованиям (ASTM D7012-14, ГОСТ 21153.7-75, ГОСТ 21153.2-84, ГОСТ 21153.8-88, ГОСТ 28985-91, ГОСТ 21153.3-85). Испытания проводились в состоянии

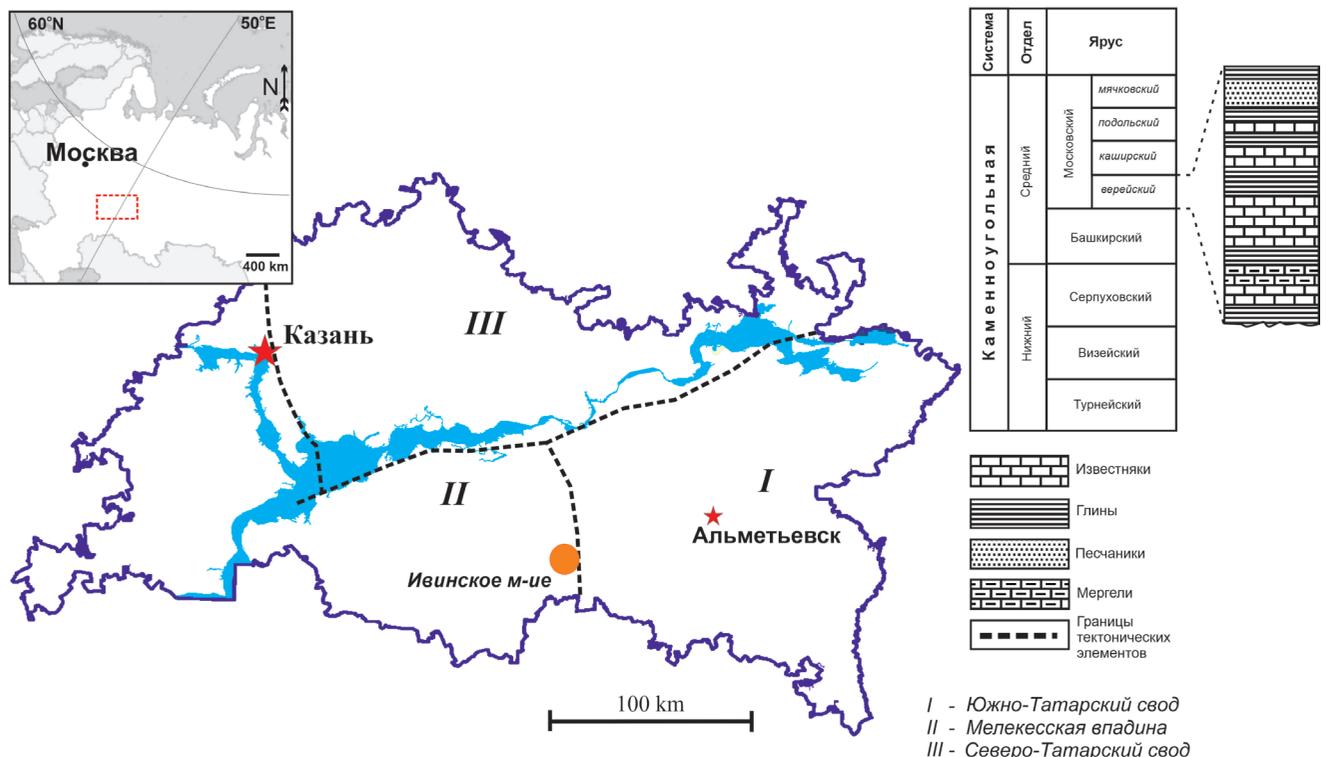


Рис. 1. Схема расположения Ивинского месторождения нефти, основные тектонические элементы региона и краткая литолого-стратиграфическая характеристика каменноугольной системы

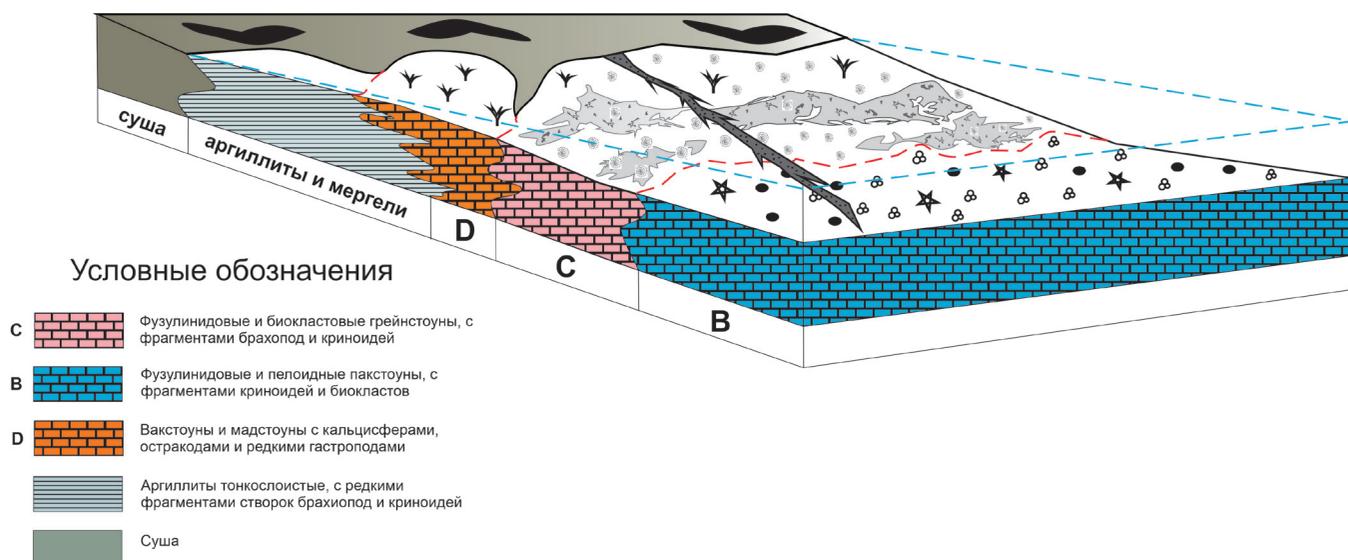


Рис. 2. Седиментационно-фациальная модель формирования основных типов отложений верейского горизонта московского яруса

естественного насыщения при эффективном давлении 5, 10, 15, 20 МПа для трехосных испытаний. Измерение упругих и прочностных свойств осуществлялись в камере трехосного осесимметричного сжатия при помощи осевых и радиальных датчиков линейного перемещения (рис. 3).

По кривым напряжения-деформации фиксировалась пиковая нагрузка, на которой происходило разрушение образца, что соответствует пределу прочности на сжатие. Упругие модули (модуль Юнга, коэффициент Пуассона) определялись по кривым напряжения-деформации в интервале 25–50% от предела прочности согласно методикам (ASTM D7012-14, ГОСТ 28985-91).

Определение предела прочности на растяжение при раскалывании методом приложения сжимающей нагрузки вдоль диаметра образца выполнялось согласно требованиям (ASTM D3967-08). Испытания проводились на образцах в форме диска с отношением толщины к диаметру ( $t/D$ ) от 0,2 до 0,75. Образец помещался в приспособление одноосного растяжения установки ГТЯН.441179.050 и зажимался в радиальном направлении. Нагрузка увеличивалась с заданной скоростью деформации до разрушения образца (например, 0,1 МПа/с). Предел прочности на разрыв определялся из предельной нагрузки по методике (ASTM D3967, ГОСТ 21153.3-85).

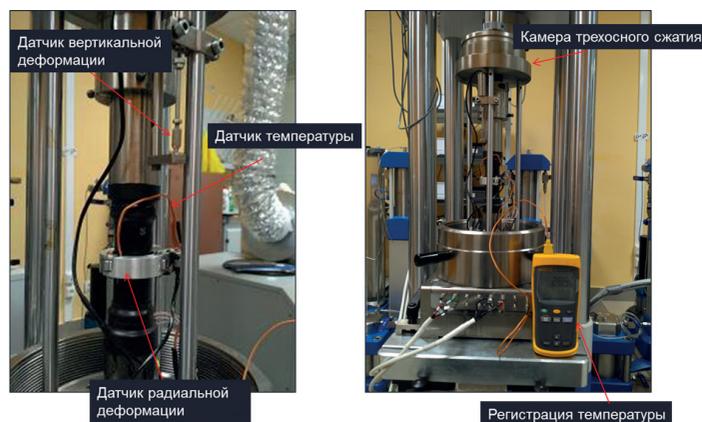


Рис. 3. Обязка датчиков при многостадийных трехосных испытаниях

Значения коэффициента трещиностойкости  $K_{IC}$  определялись на образцах-полудисках с диаметром 62 мм. Процедура пробоподготовки образца к испытаниям подробно описана в методике (ISRM). Суть метода заключается в измерении пиковой нагрузки, при которой разрушается полудиск с надрезом – инициатором трещины. Диаметр образца ( $D = 2R$ ) должен иметь размеры не менее 10:1 или не менее 76 мм, минимальная толщина образца должна быть больше 0,4 D или 30 мм. В данном случае толщина образца принята 25 мм. Надрез-инициатор трещины выполнен поперек слоистости отрезным алмазным диском толщиной 1 мм, на глубину 15 мм.

## Результаты

В составе изученных отложений верейского горизонта выделяются карбонатные, терригенные и смешанные карбонатно-терригенные породы (рис. 2). Основными типами карбонатных отложений верейского горизонта являются пакстоуны, грейнстоуны и мадстоуны, основными типами терригенных отложений – аргиллиты, песчаники, редко алевролиты, карбонатно-терригенных – мергели (рис. 4).

Пакстоуны в разрезах верейского горизонта макроскопически обычно представляют собой в различной степени нефтенасыщенные известняки, чаще однородные по текстуре, в меньшей степени обладающие пятнисто-полосчатой текстурой, обусловленной неравномерной нефтенасыщенностью. По данным оптико-микроскопического изучения, породы представляют собой пелоидные и пелоидно-фораминиферовые известняки, где форменные компоненты (фораминиферы, пелоиды, биокласты) составляют до 80%, находятся в состоянии соприкосновения и скреплены поровым типом цемента, по структуре отвечающего спариту, реже микриту. Структурная особенность пакстоунов предопределила их относительно высокую пористость (до 16%), где межзерновые породы являются результатом постседиментационного выщелачивания пород. Значения пористости в интервалах представленных пакстоунами варьируют в пределах 8–16%, средние значения составляют 12%.

Грейнстоуны в разрезах верейского горизонта макроскопически представлены равномерно нефтенасыщенными,

однородными по текстуре, пористыми известняками. По данным оптико-микроскопических исследований грейнстоуны представлены хорошо отсортированными ооидно-пелоидными, пелоидно-фузулиновыми, биокластовыми и брахиоподово-фузулиновыми известняками. Форменные элементы (пелоиды, раковины и их обломки) составляют до 90–95% объема пород и скреплены цементом соприкосновения, реже поровым по типу цемента, по структуре отвечающим спариту. Структурная особенность грейнстоунов заключается в их первично высокой пористости (до 24%). Так, грейнстоуны еще на стадии осадконакопления представляли собой хорошо отсортированные карбонатные пески, с первично высокой пористостью, которая в значительной степени была унаследована в постседиментационных условиях, нередко дополнительно увеличенная за счет процессов вторичного выщелачивания. Значения пористости для грейнстоунов варьируют в пределах 11–24%, средние значения составляют 16%.

Мадстоуны по сравнению с вышеперечисленными литотипами в разрезах представлены плотными, чаще однородными по текстуре породами, как правило, без признаков нефтенасыщения. По данным оптико-микроскопических исследований, породы представляют собой мелкозернистые известняки с редкими фрагментами флоры и фауны (фораминиферы, обломки раковин брахиопод, кальциферы, фрагменты водорослей и др.). Структура пород плотная, отмечаются лишь единичные каналы выщелачивания, редкие несвязанные поры. Пористость мадстоунов варьирует в пределах 1–5%, средние значения пористости составляют 3%.

Песчаные и алевропесчаные отложения в разрезах встречаются не повсеместно и характерны преимущественно для верхней части горизонта. Макроскопически такие отложения представлены в различной степени нефтенасыщенными породами, от полного отсутствия признаков нефтенасыщенности до равномерно нефтенасыщенных пород. По данным оптико-микроскопических исследований нефтеносные алевропесчаники и песчаники характеризуются преимущественно мелкозернистой структурой и неяснослоистой текстурой за счет наличия глинистых слоев и слабо выраженной дифференциации обломочного материала по размерам. Породы на 80–85% сложены зернами, на 15–20% – цементом. Обломочная часть размером 0,05–0,25 мм (преобладают 0,1–0,25 мм) представлена преимущественно угловатыми и полуокатанными зернами кварца изометричного и удлиненного облика (75%), раковинным и водорослевым детритом (15%), угловатыми зернами полевых шпатов (10%), редкими пластинками мусковита и хлорита. Зерна сцементированы карбонатно-глинистым цементом. Карбонатный, кальцитовый по составу цемент имеет тонко-мелкозернистую структуру за счет неравномерной перекристаллизации цемента. Глинистый цемент по составу хлорит-иллитовый, по структуре пелитовый, по типу чаще поровый, реже прожилковый. Пустотно-поровое пространство представлено межзерновыми порами и поровыми каналами, размером до 0,1 мм. Пористость варьирует в пределах 4–20%, в среднем составляет 15%.

Мергели и аргиллиты в разрезах встречаются повсеместно и обычно выполняют плотные разделы между пластами-коллекторами. Макроскопически представлены

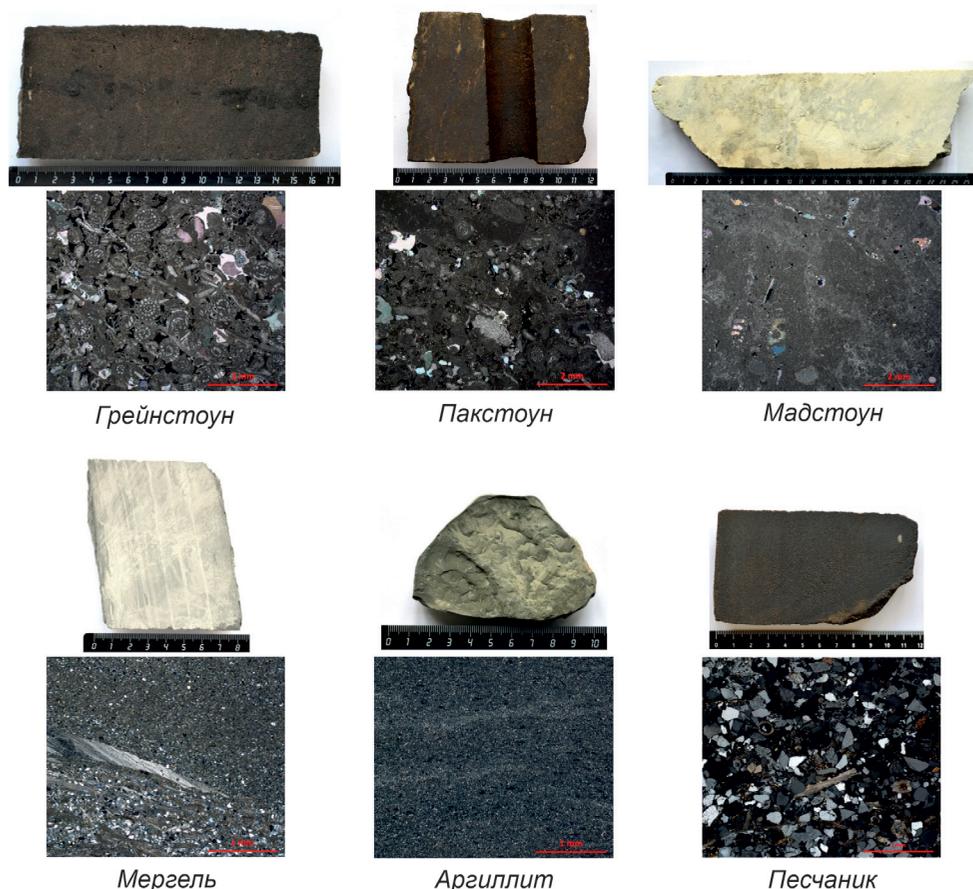


Рис. 4. Фотографии образцов и шлифов основных литотипов верейского горизонта московского яруса, слагающих разрез Ивинского месторождения

плотными серыми и зелено-серыми породами, с характерной горизонтальной слоистостью. По данным оптико-микроскопического изучения представляют собой плотные породы, пустотное пространство в которых визуалью не различимо.

Естественная трещинная пустотность для отложений верейского горизонта не характерна. Наблюдаются лишь локальные трещины растворения пород, встречающиеся как в плотных, так и пористых типах известняков. Тектоническая трещиноватость по керну надежно не установлена.

Таким образом, коллекторами в разрезах выступают карбонатные отложения в составе грейнстоунов, несколько реже пакстоунов, а также песчаники и алевропесчаники, развитые в верхней части разреза горизонта. К плотным породам относятся мергели, аргиллиты и известняки-мадстоуны, залегающие в разном соотношении между пластами-коллекторами.

В составе отложений верейского горизонта снизу-вверх выделяют 6 пластов карбонатных коллекторов  $C_2vr1-6$  и один пласт-коллектор, маркирующий врезовые отложения, чаще всего представленный песчаниками –  $C_2vr0$ . Пример разрезов двух скважин представлен на рис. 5. Отсутствие керна материала верхней части верейского горизонта для скв. 4993 не позволило построить полный разрез. На разрезе этой скважины отображена лишь нижняя карбонатная часть, являющаяся наиболее перспективной для освоения (рис. 5). На литологическом разрезе скв. 4935 горизонт охарактеризован керном практически на всю свою мощность.

**Нижний верей ( $C_2vr1-2$ ).** На практике оказалось довольно трудным различить отложения пластов  $C_2vr1$  и  $C_2vr2$ , так как участками пласт-коллектор  $C_2vr1$  полностью отсутствует, где-то образует единый пласт с пластом-коллектором  $C_2vr2$ . Предложено рассматривать их совместно, так как они практически не различимы по литологическому строению. Особенностью строения коллекторов является чередование в разрезе в различной степени нефтенасыщенных пакстоунов и грейнстоунов, часто перемежающихся с аргиллитами и плотными мадстоунами и пактоунами. Плохая выдержанность нижневерейских пластов-коллекторов по мощности и площади не всегда позволяет рассматривать их в качестве перспективных для поисков и разработки объектов.

**Средний верей ( $C_2vr3$ ).** Отложения пласта-коллектора  $C_2vr3$  в разрезах Ивинского месторождения представлены равномерно нефтенасыщенными грейнстоунами мощностью от 4 до 5,5 м. Пористость по интервалу варьируется от 15 до 22%. Хорошая выдержанность горизонта по площади не только в пределах месторождения, но и на соседних площадях; относительно высокая однородность по петрофизическим свойствам определяет пласт-коллектор в качестве наиболее перспективного для освоения.

**Верхний верей (вр-4,5,6).** Пласты-коллекторы  $C_2vr4$ , 5, 6 относятся к верхней части верейского горизонта. Пласты  $C_2vr4$  и  $C_2vr6$  малоперспективны из-за малой мощности, неоднородности и низких коллекторских характеристик. Отложения пласта-коллектора  $C_2vr5$  представлены грейнстоунами, в нижней части пакстоунами. Высокие коллекторские характеристики, выдержанность по мощности и однородность строения позволяют

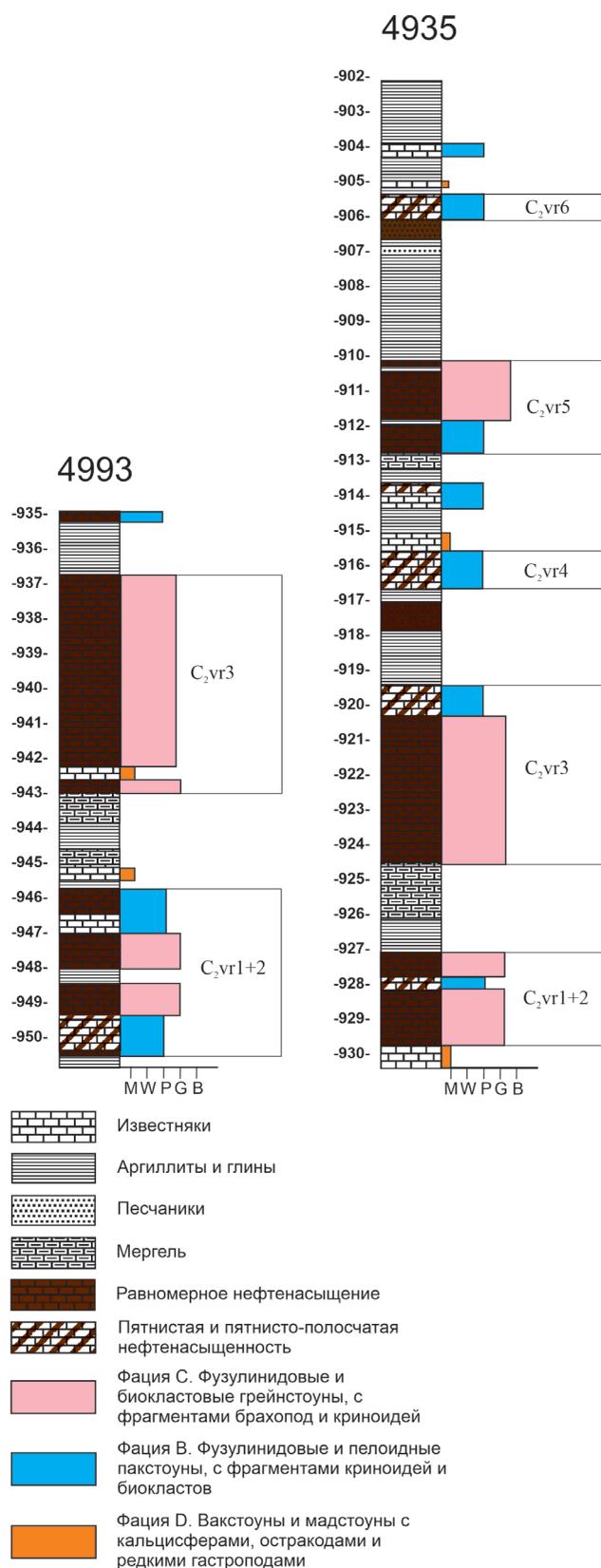


Рис. 5. Литологические разрезы скважины 4993 и скважины 4935 Ивинского месторождения нефти

рассматривать пласт-коллектор  $C_2vr5$  в качестве перспективного для освоения.

По результатам лабораторных геомеханических исследований Ивинского месторождения собрана база данных по упруго-прочностным свойствам пород верейского горизонта. Данные характеристики получены благодаря

измерениям геомеханических параметров кернового материала трёх скважин. Всего свойств было измерено в 65 образцах керна различными методами. Обобщенный планшет с результатами представлен на рисунке 6, где точками отмечены результаты керновых исследований, а линиями – средние значения параметров для отдельных пластов.

Так, по своим упругим свойствам относительно низкими значениями обладают породы горизонтов  $C_2vr4$  и  $C_2vr6$ . Средние значения скоростей продольной и поперечной волны равны соответственно 3300 м/с и 2100 м/с. Упругие свойства также относительно низкие. Модуль Юнга равен в среднем 10,5 ГПа, коэффициент Пуассона 0,24 д.ед. Несколько более высокими упругими параметрами обладают горизонты  $C_2vr3$ ,  $C_2vr5$ , плотные породы между горизонтами  $C_2vr3$  и  $C_2vr4$ , а также терригенные отложения верхней части верейского горизонта. Скорость продольной волны в среднем составляет 4300 м/с, а поперечной 2500 м/с. По модулю Юнга явных различий указанных слоёв с горизонтами  $C_2vr4$  и  $C_2vr6$  не наблюдается (12,7 ГПа). Коэффициент Пуассона также не отличается и равен 0,25 д. ед. Из представленного разреза самыми высокими значениями упругих свойств обладает пласт, залегающий между горизонтами  $C_2vr5$  и  $C_2vr6$ , а также пласт  $C_2vr2$  (неколлектор). Скорость продольной волны в среднем равна 5300 м/с, поперечной – 3050 м/с. Модуль Юнга равен 18,4–26 ГПа, коэффициент Пуассона 0,2–0,23 д.ед.

Помимо упругих свойств, в геомеханике также важны прочностные параметры. В результате лабораторных испытаний были определены значения предела прочности на сжатие, растяжение и параметр трещиностойкости. Самыми низкими прочностными свойствами в верейском горизонте обладают интервалы слоев  $C_2vr3$ – $C_2vr5$  и пласт  $C_2vr6$ . Средние значения предела прочности на сжатие равны 80 МПа, предела прочности на растяжение – 3 МПа. Параметр трещиностойкости в среднем равен 470  $KPa \cdot m^{0.5}$ . Высокими прочностными характеристиками

обладает слой между горизонтами  $C_2vr5$  и  $C_2vr6$ , а также терригенная часть верейского горизонта. Средние значения предела прочности на сжатие равны 150 МПа, предел прочности на растяжение – 6 МПа, параметр трещиностойкости в среднем равен 730  $KPa \cdot m^{0.5}$ . К этой группе можно отнести и горизонт  $C_2vr2$  (неколлектор), предел прочности на сжатие которого в среднем составляет 100 МПа.

Для изученных интервалов построены корреляционные графики зависимости геомеханических параметров от скорости прохождения продольной волны (рис. 7). Полученные уравнения могут быть весьма востребованными при построении геомеханической модели или дизайна гидроразрыва пласта. Чтобы создать непрерывную модель механических свойств горных пород вдоль ствола скважины, используют данные акустического каротажа, позволяющие построить синтетические кривые упругих модулей и параметров прочности (Mavko et al., 2009).

Резюмируя вышесказанное следует отметить, что пласты-коллекторы и плотные слои между ними в интервале  $C_2vr3$ – $C_2vr5$ , а также пласт  $C_2vr6$  обладают самыми низкими упругими и прочностными характеристиками. Относительно высокими прочностными свойствами обладают интервалы между  $C_2vr5$  и  $C_2vr6$ , а также терригенные породы верейского горизонта, представленные песчаниками и алевропесчаниками.

## Дискуссия

Согласно данным геомеханических исследований, следует отметить, что породы-коллекторы и неколлекторы верейского горизонта обладают относительно низкими упруго-прочностными параметрами. Предел прочности на сжатие известняков и доломитов, согласно литературным данным, варьирует от 10 до 300 МПа (Zoback, 2009). Изученные отложения обладают прочностью в среднем не выше 150 МПа.

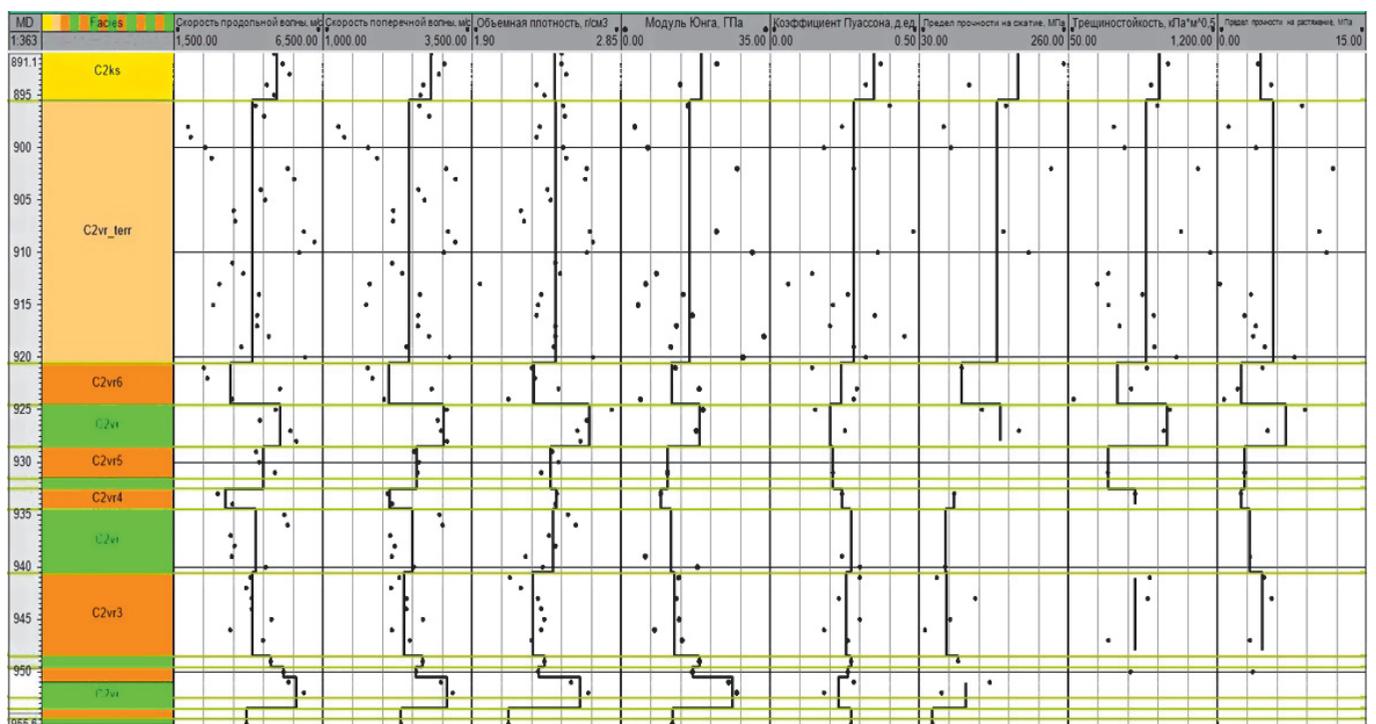


Рис. 6. Результаты геомеханических исследований керна Ивинского месторождения нефти

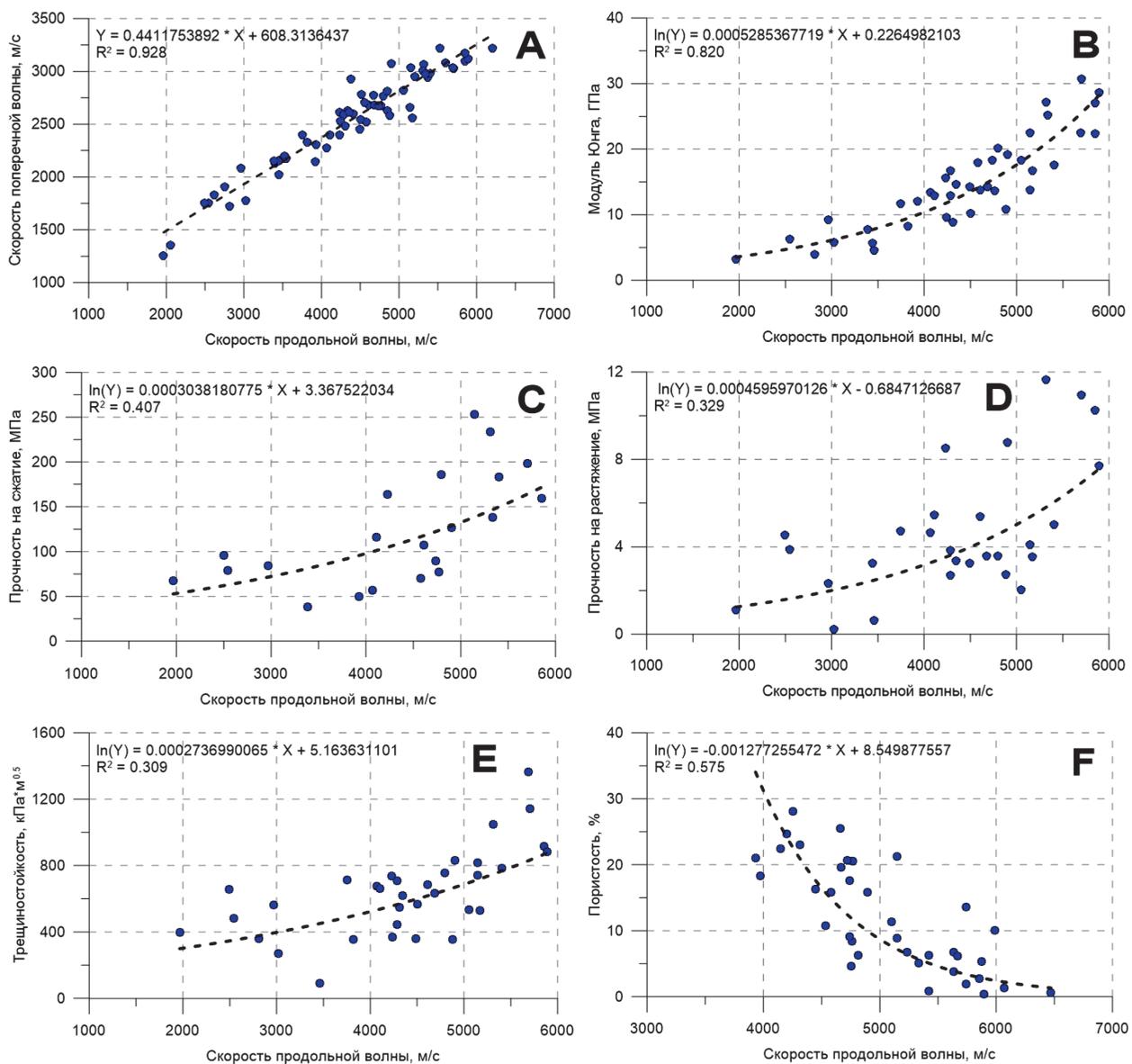


Рис. 7. Графики зависимости основных геомеханических характеристик изученных отложений. А – Зависимость скорости продольной и поперечной волны; В – зависимость модуля Юнга и скорости продольной волны; С – зависимость прочности на сжатие и скорости продольной волны; D – зависимость прочности на растяжение и скорости продольной волны; E – зависимость трещиностойкости и скорости продольной волны; F – зависимость пористости и скорости продольной волны.

При выполнении работы выявлена определенная закономерность изменчивости геомеханических свойств в зависимости от литологических типов отложений, слагающих верейский горизонт.

В настоящем исследовании впервые для карбонатных пород среднего карбона в составе верейского горизонта представлены результаты специальных геомеханических исследований параметра трещиностойкости. Выявлено, что параметр трещиностойкости пород в целом хорошо коррелирует с упругими и прочностными свойствами исследуемых пород. В частности, параметр трещиностойкости нижневерейских отложений, где коллекторы образуют лишь маломощные прослои, незначительно отличается от продуктивных и выдержанных по мощности пород-коллекторов средней части горизонта.

Самыми высокими прочностными свойствами обладает пласт между  $C_2vг5$  и  $C_2vг6$ . Согласно данным изучения керн, рассматриваемый интервал практически нацело представлен глинистыми породами (аргиллитами

и уплотненными глинами), иногда с прослоями песчаных и песчано-алевритовых пород. Высокая прочность песчаных и песчано-алевритовых пород может объясняться их плотной структурой и низкой пористостью. Пористость развита неравномерно и обусловлена единичными, часто несвязанными между собой порами. Также к плотным и прочным породам можно отнести породы нижней части верейского горизонта в интервале между пластами-коллекторами  $C_2vг2$  и  $C_2vг3$ . Здесь породы представлены аргиллитами и мергелями, с содержанием глинистых минералов в мергелях до 60%. По мнению авторов, глинистость пород для отложений верейского горизонта может оказывать влияние на параметр трещиностойкости за счет приобретения породами большей пластичности и устойчивости к разрыву, а повышенные прочностные характеристики определяются их значительно меньшей пористостью, по сравнению с выше и ниже лежащими карбонатными породами-коллекторами. Пластичность глинистых пород наблюдалась на кривых «напряжение-деформация»:

во-первых, наблюдался явный переход от упругого деформирования к пластичному, во-вторых, на некоторых образцах не наблюдалось явного разрушения со «срывом» графика вниз, а происходило постепенное уплотнение образца с сильным его расширением.

Наименьшими прочностными характеристиками обладают породы интервалов-коллекторов в составе горизонтов  $C_2vt3$  и  $C_2vt5$ . Как уже отмечалось выше, данные пласты представлены известняками-грейнстоунами, которые обладают высокими коллекторскими характеристиками. Особенностью грейнстоунов является их структурная упаковка, где зерна, представленные оолитами, пелоидами, фораминиферами, в меньшей степени биокластами, формируют каркас породы, соприкасаясь между собой краями. Цемент в таких породах контактовый, соприкосновения, реже поровый, по времени образования – ранне-диагенетический. Низкие прочностные свойства породы определяются особенностями структуры грейнстоунов, где поры, образованные еще на стадии седиментогенеза карбонатных осадков, были унаследованы и практически не залечены процессами вторичной цементации в условиях постседиментационной истории пород. Данная структурная особенность пород и предопределила их в качестве наименее устойчивых к нагрузкам. Изменение упругих и прочностных свойств пород с увеличением пористости можно наблюдать на графике «F» рисунка 7. Кроме того, наблюдения показывают: чем выше однородность пород по мощности и выдержанность состава отложений, тем выше их способность подвергаться трещинообразованию. В частности, подобное характерно для интервалов среднебашкирских отложений, когда практически повсеместно на территории юго-востока Татарстана мощные (до 15 м) и хорошо выдержанные нефтеносные пакстоуны подвержены тектонической трещиноватости, в то время как вышележащие полифациальные отложения верхнего башкира практически не содержат тектонических трещин.

Анализируя состав литологических типов отложений, можно отметить, что наименее устойчивыми к нагрузкам оказались породы-коллекторы, представленные грейнстоунами, в меньшей степени пакстоунами. Несколько большей устойчивостью обладают в различной степени заглинизированные мадстоуны и плотные пакстоуны. Наиболее устойчивыми к трещинообразованию являются песчаники, мергели и аргиллиты. Следует отметить, что явного контраста геомеханических свойств среди изученных пород не наблюдается, особенно для отложений средней и нижней части верейского горизонта. Сказанное указывает на то, что плотные породы нижних интервалов верейского горизонта не могут в полной мере выполнять роль «барьеров», способных удержать трещину гидро-разрыва пласта. Это следует учитывать при построении дизайна ГРП, для избежания эффекта неконтролируемого роста высоты трещин, вплоть до их вхождения в водоносную часть залежи.

В качестве примера, доказывающего вероятность неконтролируемого роста трещины в высоту, можно использовать зависимость между существующей длиной трещины, и давлением, необходимым для дальнейшего её развития (Barry et al., 1992). Чем выше длина трещины, тем меньше требуется усилий, чтобы она распространялась далее. Данную зависимость можно выразить уравнением:

$$P_b = \frac{K_{IC} - g(a/R_w)\sqrt{\pi a}(\sigma_H - \sigma_h) \cos 2\beta}{\sqrt{\pi a}f(a/R_w)} + \sigma_H (\cos \beta)^2 + \sigma_h (\sin \beta)^2, \quad (1)$$

где  $P_b$  – градиент давления разрыва,  $K_{IC}$  – трещиностойкость,  $a$  – изначальная длина трещины,  $R_w$  – радиус скважины,  $\sigma_H$ ,  $\sigma_h$  – соответственно максимальное и минимальное горизонтальное напряжение,  $\beta$  – угол между осью трещины и максимальным горизонтальным напряжением,  $g(a/R_w)$  и  $f(a/R_w)$  – коэффициенты, значения которых указаны в таблице 1.

Если сопоставить между собой два интервала пород, с самым высоким и самым низким значениями трещиностойкости из всех полученных в данной работе ( $K_{IC1} = 0,09 \text{ МПа}\cdot\text{м}^{1/2}$ ,  $K_{IC2} = 1,4 \text{ МПа}\cdot\text{м}^{1/2}$ ), и построить график зависимости между длиной трещины и давлением, необходимым для дальнейшего её развития, то получится следующее (рис. 8).

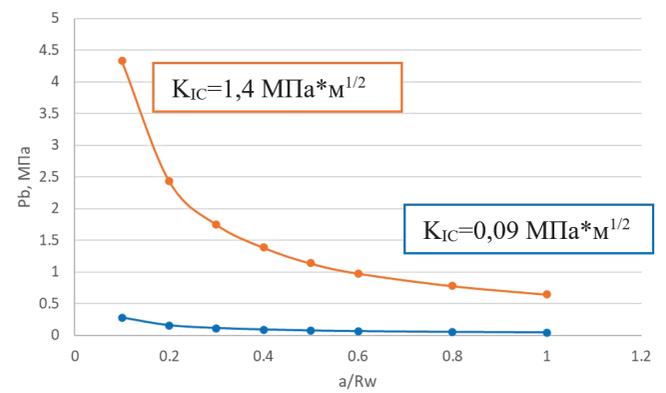


Рис. 8. График зависимости между отношением длины трещины к радиусу скважины ( $a/R_w$ ) и давлением, необходимым для дальнейшего её развития ( $P_b$ )

Как видно из графика на рисунке 8, если длина трещины не превышает 0,1 от радиуса скважины, то давление распространения трещины отличается значительно (около 4 МПа). Однако, если отношение длины трещины к радиусу скважины приближается к 1, то разница давлений распространения трещины становится минимальной (около 0,08 МПа), а значит, риск неконтролируемого роста трещины увеличивается. Следует также учитывать, что в данном конкретном случае было сделано допущение, что трещина распространяется по направлению максимального горизонтального напряжения ( $\beta = 0$ ), горизонтальные напряжения равны между собой ( $\sigma_H = \sigma_h$ ). Очевидно, что при наличии контраста горизонтальных напряжений, эти значения будут отличаться.

## Выводы

Проведенные исследования позволили авторскому коллективу сделать следующие выводы.

Геомеханические свойства пород верейского горизонта зависят от их литологического типа и структуры, в том числе способа упаковки зерен, а также степени глинистости пород.

Наиболее устойчивыми к трещинообразованию являются песчаные и алевропесчаные породы, аргиллиты и мергели, в различной степени глинистые известняки-мадстоуны. Наименьшими прочностными характеристиками,

включая большую способность к трещинообразованию, обладают известняки-грейнстоуны, слагающие в разрезах горизонта породы-коллекторы.

Отсутствие значимого различия геомеханических свойств в целом по разрезу верейского горизонта требует более тщательного подхода к выбору оптимальных нагрузок при проведении ГРП, особенно в условиях близости водоносной части залежи, нередко расположенной в отложениях нижележащего башкирского, реже серпуховского ярусов.

Опыт анализа литологических и геомеханических данных на разрезах Ивинского месторождения, может быть использован и на других месторождениях юго-востока Татарстана, так как в целом отложения верейского горизонта в пределах региона близки по своему литологическому строению и параметрам геомеханических свойств. Подобные исследования могут стать примером составления атласа геомеханических свойств для отдельного месторождения, а в перспективе всего юго-востока Татарстана.

### Финансирование/Благодарности

Авторы выражают признательность и благодарят руководство ЗАО «Татнефтепром» за возможность изучения кернового материала в рамках текущего исследования. Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты». Статья выполнена частично по материалам Отчета о НИР «Экспериментальные геомеханические исследования карбонатных массивов горных пород для выбора оптимальной технологии разработки трудноизвлекаемых запасов высоковязкой нефти» по договору № С50-17 от 06 июля 2017 года (тема 063100027 БиПи Эксплорэйшн).

Авторы выражают благодарность рецензентам за критический анализ рукописи, ценные комментарии и замечания.

### Литература

- Геология Татарстана: стратиграфия и тектоника (2003). Под ред. Б.В. Бурова. М.: ГЕОС, 402 с.
- Зиганшин Э.Р. (2021). Взаимосвязь упругих и емкостных свойств карбонатных коллекторов (на примере каменноугольных отложений Республики Татарстан). Дис. канд. геол.-мин. наук. Казань, 192 с.
- Кольчугин А.Н., Делла Порта Дж., Морозов В.П., Королев Э.А., Темная Н.В., Гареев Б.И. (2020). Особенности фациальной изменчивости нефтеносных карбонатных коллекторов среднего карбона (на примере башкирского яруса юго-востока Татарстана). *Георесурсы*, 22(2), с. 29–36. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.29-36>
- Королев Э.А., Кольчугин А.Н., Морозов В.П., Низамутдинов Н.М., Пронин Н.В. (2014). Причины низкой нефтеотдачи верейского горизонта Аканского месторождения. *Нефтяное хозяйство*, 10, с. 57–59.

Ларочкина И.А. (2011). Перспективы развития нефтедобычи в Республике Татарстан. *Георесурсы*, 4(40), с. 2–6.

Салимов В.Г., Ибрагимов Н.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. (2013). Гидравлический разрыв карбонатных пластов. М.: ЗАО «Нефтяное хозяйство», 472 с.

Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. (2010). Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. Казань: Фэн, 283 с.

Barry N., Whittaker N.R., Singh S.G. (1992). *Rock fracture mechanics principles design and applications*. Elsevier, Amsterdam-London-New York-Tokyo.

Dunham R.J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture. Classification of carbonate rocks. *Simp. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Mem.* Ed. W.E. Ham. V.1, pp. 108–121.

Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. (2009). *The rock physics handbook*. 2nd ed. Cambridge University Press, 511 p.

Zoback M.D. (2007). *Reservoir Geomechanics*. Cambridge: Cambridge University Press, 449 p.

### Сведения об авторах

Антон Николаевич Кольчугин – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры минералогии и литологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18  
e-mail: anton.kolchugin@gmail.com

Эдуард Ришадович Зиганшин – инженер, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Владимир Петрович Морозов – доктор геол.-мин. наук, профессор, зав. кафедры минералогии и литологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Егор Сергеевич Быстров – магистрант, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Эдуард Анатольевич Королёв – кандидат геол.-мин. наук, доцент, заведующий кафедрой общей геологии и гидрогеологии, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Салават Ильдусович Гильфанов – инженер-проектировщик, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

Статья поступила в редакцию 06.09.2022;

Принята к публикации 07.11.2022; Опубликована 20.12.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Geomechanical and lithological characteristics of the Vereysky horizon in the Middle Carboniferous for prediction of hydraulic fracturing technology, on the example of the Ivinskoye field in the South-East of Tatarstan

A.N. Kolchugin\*, E.R. Ziganshin, V.P. Morozov, E.S. Bystrov, E.A. Korolev, S.I. Gilfanov

Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

\*Corresponding author: Anton N. Kolchugin, e-mail: anton.kolchugin@gmail.com

**Abstract.** The method of acid hydraulic fracturing has been actively used in recent years, for the deposits of the Vereysky horizon of the Moscowian strata in the south-east of Tatarstan. Design development and the use of hydraulic fracturing requires full-fledged studies of the geomechanical characteristics of rocks, including the prediction of the propagation of emerging fractures. It is considered the main geomechanical characteristics for reservoir rocks and dense rocks involved in the structure of the sections, on the example of the study of polyfacial reservoirs of the Vereysky horizon of the Ivinskoye oil field. It was revealed that the carbonate reservoir rocks of the middle and upper parts of the Vereysky horizon ( $C_2vr3$  and  $C_2vr5$ ) have the least strength properties and a greater susceptibility to fracturing. More durable were sandstones of the upper part of the horizon, marls and mudstones of the middle and upper parts of the horizon, as well as mudstone and dense packstone, typical for the lower part of the Vereysky horizon. The presented data can be valid for most of the sections of the Vereysky horizon of the southeast of Tatarstan and are used for the choice of optimal solutions when applying the hydraulic fracturing technology.

**Keywords:** Vereysky horizon, geomechanical properties, lithological types, reservoir rocks, fracture toughness

#### Acknowledgements

The authors thank to the Tatneftprom management for the opportunity to study the core material in the framework of the current study. The work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-299 within the framework of the development program for a world-class Research Center “Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves”.

The article is partly based on the materials of the Research Report “Experimental geomechanical studies of carbonate rock masses to select the optimal technology for the development of hard-to-recover high-viscosity oil reserves” under contract No. C50-17, July 06, 2017 (topic 06310027 BP Exploration).

The authors are grateful to the reviewers for critical analysis of the manuscript, valuable comments and remarks.

**Recommended citation:** Kolchugin A.N., Ziganshin E.R., Morozov V.P., Bystrov E.S., Korolev E.A., Gilfanov S.I. (2022). Geomechanical and lithological characteristics of the Vereysky horizon in the Middle Carboniferous for prediction of hydraulic fracturing technology, on the example of the Ivinskoye field in the South-East of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 65–74. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.5>

#### References

Barry N., Whittaker N.R., Singh S.G. (1992). Rock fracture mechanics principles design and applications. Elsevier, Amsterdam-London-New York-Tokyo.

Dunham R.J. (1962). Classification of carbonate rocks according to depositional texture. Classification of carbonate rocks. *Simp. Amer. Assoc. Petrol. Geol. Mem.* Ed. W.E. Ham. V.1, pp. 108–121.

Geology of Tatarstan: stratigraphy and tectonics (2003). Ed. B.V. Burova. Moscow: GEOS, 402 p. (In Russ.)

Khisamov R.S., Gubaidullin A.A., Bazarevskaya V.G., Yuditsev E.A. (2010). Geology of complexly constructed carbonate reservoirs of the Devonian and Carboniferous of Tatarstan. Kazan: Fen, 283 p. (In Russ.)

Kolchugin A.N., Della Porta G., Morozov V.P., Korolev E.A., Temaya N.V., Gareev B.I. (2020). Facies variability of pennsylvanian oil-saturated carbonate rocks (constraints on Bashkirian reservoirs of the south-east Tatarstan). *Georesursy = Georesources*, 22(2), pp. 29–36. <https://doi.org/10.18599/grs.2020.2.29-36>

Korolev E.A., Kolchugin A.N., Morozov V.P., Nizamutdinov N.M., Pronin N.V. (2014). Causes of low oil recovery of the Vereisk horizon of the Akanskoye field. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 10, pp. 57–59. (In Russ.)

Larochkina I.A. (2011). Perspectives of oil output development in the Republic of Tatarstan. *Georesursy = Georesources*, 40(4), pp. 2–6. (In Russ.)

Mavko G., Mukerji T., Dvorkin J. (2009). The rock physics handbook. 2nd ed. Cambridge University Press, 511 p.

Salimov V.G., Ibragimov N.G., Nasybullin A.V., Salimov O.V. (2013). Hydraulic fracturing of carbonate formations. Moscow: Neftyanoe khozyaistvo, 472 p. (In Russ.)

Ziganshin E.R. (2021). Relationship between elastic and capacitive properties of carbonate reservoirs (on the example of the Carboniferous deposits of the Republic of Tatarstan). Cand. geol.-min. sci. diss. Kazan, 192 p. (In Russ.)

Zoback M.D. (2007). Reservoir Geomechanics. Cambridge: Cambridge University Press, 449 p.

#### About the Authors

*Anton N. Kolchugin* – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Department of Mineralogy and Lithology, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation  
e-mail: anton.kolchugin@gmail.com

*Eduard R. Ziganshin* – Engineer, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

*Vladimir P. Morozov* – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Head of Department of Mineralogy and Lithology, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

*Egor S. Bystrov* – Graduate Student, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

*Eduard A. Korolev* – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Department of General Geology and Hydrogeology, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

*Salavat I. Gilfanov* – Engineer, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 18, Kazan, 420008, Russian Federation

Manuscript received 6 September 2022;

Accepted 7 November 2022; Published 20 December 2022

## Алгоритм оценки рабочего интервала распределяющегося трассера для применения в однокважинном трассерном тесте

А.Р. Мухутдинова, А.В. Болотов\*, О.В. Аникин, М.А. Варфоломеев  
Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

Важным инструментом в определении остаточной нефтенасыщенности на сегодняшний день является проведение однокважинного трассерного теста, как преимущественного метода оценки потенциала применения методов увеличения нефтеотдачи и разработки пилотных проектов. Успешность выполненного теста напрямую зависит от оптимального выбора трассерной композиции, что способствует качественному определению параметров, необходимых в расчете остаточной нефтенасыщенности пласта. Для оценки граничных условий применимости трассера в полевых условиях рассмотрены кинетические и термодинамические свойства трассеров при различных пластовых условиях месторождения. По результатам данной работы представлен алгоритм оценки применимости трассера для резервуаров в широком интервале минерализаций и температур.

**Ключевые слова:** однокважинный трассерный тест, коэффициент распределения, гидролиз, остаточная нефтенасыщенность

**Для цитирования:** Мухутдинова А.Р., Болотов А.В., Аникин О.В., Варфоломеев М.А. (2022). Алгоритм оценки рабочего интервала распределяющегося трассера для применения в однокважинном трассерном тесте. *Георесурсы*, 24(4), с. 75–81. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.6>

### Введение

Перед применением методов увеличения нефтеотдачи (МУН) важно оценить эффективность применяемых технологий, что особенно актуально для месторождений поздней стадии разработки (Babadagli, 2007). Для этого требуется измерение и сравнение значений остаточной нефтенасыщенности  $S_{or}$  до и после применения МУН. Разница между этими значениями служит критерием эффективности технологий повышения нефтеотдачи. На практике нефтенасыщенность пласта обычно определяется по данным геофизических исследований скважин (ГИС), а также на основе ядерных исследований. Анализ ядра и каротажа скважины имеют ряд ограничений. Одним из основных общих недостатков является то, что оба метода имеют небольшую глубину исследования (глубина проникновения ~ 60 см). В таблице 1 перечислены преимущества и недостатки этих методов.

В сравнении с дорогостоящими операциями ГИС или комплексом ядерных исследований альтернативным способом определения нефтенасыщенности являются однокважинные трассерные исследования (Single Well Chemical Tracer Tests – SWCTT), которые имеют ряд преимуществ. Во-первых, SWCTT отражает насыщенность в большем объеме (средний радиус исследования ~ 3–7 м) (Deans, 1980; Chang et al., 1988; Doorwar et al., 2020), чем анализ ядра или каротажа скважин (Tomich et al., 1973), обеспечивает более прямое измерение

нефтенасыщенности, чем каротаж, и не способствует дальнейшему повреждению пласта, что означает, что после испытания пласт вернется к своему исходному состоянию (Bu et al., 2014).

Технология SWCTT, используемая для оценки эффективности МУН, позволяет измерить нефтенасыщенность посредством закачивания в пласт через добывающую скважину первичного трассера (обычно, сложный эфир), распределяющегося между фазами (нефть-вода). Первичный трассер гидролизует при взаимодействии с пластовой водой с образованием вторичного водорастворимого трассера (спирта) и кислоты в период технологической остановки скважины (Deans, 1980; Mechergui et al., 2013; Chang et al., 1988; Doorwar et al., 2020). Продолжительность остановки скважины после закачки первичного трассера зависит от его реакционной способности в пластовых условиях. По истечении срока способности скважина вновь возвращается в эксплуатацию. В ходе освоения (обратной добычи флюидов) образцы жидкости отбираются через трубоотборник на устье, при необходимости консервируются и затем анализируются. В среднем интервал отбора устьевых проб продукции составляет 10–20 минут (Al Abbad et al., 2016). Частота отбора проб определяет точность интерпретации данных при нахождении экстремума кривой профиля добычи трассеров.

В связи с тем, что вторичный трассер (спирт) не растворяется в нефти, он извлекается раньше эфира, находящегося преимущественно в нефти. По разнице времени прибытия к устью скважины между двумя трассерами и значению коэффициента распределения рассчитывается значение остаточной нефтенасыщенности  $S_{or}$  (Deans, 1980; Mechergui et al., 2013; Chang et al., 1988; Doorwar et al., 2020):

\* Ответственный автор: Александр Владимирович Болотов  
e-mail: [highpress@gmail.com](mailto:highpress@gmail.com)

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

$$S_{or} = \frac{\beta}{\beta + K}, \quad (1)$$

где  $K$  – коэффициент распределения первичного трассера,  $S_{or}$  – остаточная нефтенасыщенность пласта,  $\beta$  – временная задержка выхода трассеров при освоении скважины, которая определяется уравнением:

$$\beta = \frac{V_{1T} - V_{2T}}{V_{2T}}, \quad (2)$$

где  $V_{1T}$ ,  $V_{2T}$  – накопленные объемы добычи флюида, содержащие максимальное значение концентрации первичного и вторичного трассера.

Коэффициент распределения первичного трассера рассчитывается по формуле:

$$K = \frac{C_n}{C_b}, \quad (3)$$

где  $C_n$ ,  $C_b$  – концентрация первичного трассера в нефтяной и водной фазах, соответственно.

Метод	Глубина исследования	Преимущества	Недостатки
<b>Бурение с отбором керна</b>			
Традиционный	25 см	Широкая доступность	Трудность определения пластового значения $S_{or}$
Отбор керна с сохранением давления	25 см	Высокая точность	Необходимо бурение новой скважины Невысокий (от низкого до удовлетворительного) процент выноса керна
Отбор керна с сохранением нефтенасыщения (Sponge coring)	25 см	Хорошая точность, не дорого	Трудно получить газонасыщение
<b>Однокважинный трассерный тест</b>			
Single Well Chemical Tracer Test	7.5–12 м	Точность от удовлетворительной до высокой Измерение в большем объеме пласта Измеряемый объем можно регулировать	Необходимо программное обеспечение для хорошей интерпретации Требуется относительно однородный пласт Только среднее значение $S_{or}$
<b>Каротаж</b>			
<b>Каротаж сопротивления</b>			
Традиционный	0.6–15 м	Широкая доступность, большой радиус исследования	Низкая точность
Метод исследования скважин с помощью индикаторных жидкостей по схеме каротаж-воздействие-каротаж	0.6–15 м	Высокая точность	-
<b>Ядерно-магнитный каротаж</b>			
Традиционный	0.6 м	-	Только для тяжелой нефти
Метод исследования скважин с помощью индикаторных жидкостей по схеме каротаж-воздействие-каротаж	0.6 м	Прямое измерение $S_{or}$	-
<b>Электромагнитный каротаж</b>			
Традиционный	5 см	Может работать при различной минерализации Хорошее вертикальное разрешение	Небольшая глубинность исследования
<b>Импульсный-нейтронный каротаж</b>			
Традиционный	17.5–60 см	-	Низкая точность
Каротаж-воздействие-каротаж, вода	17.5–60 см	Высокая точность	-
Каротаж-воздействие-каротаж, химический	17.5–60 см	Не требуется знание пористости	Требуется три закачки
Каротаж-воздействие-каротаж, хлорированная нефть	17.5–60 см	Можно измерить подвижную нефтенасыщенность	Требуется четыре закачки
<b>Материальный баланс</b>	Весь пласт	Простой расчет $ROS$	Нужны точные данные о пласте/добыче Низкая точность
<b>Гидродинамическое моделирование</b>	Весь пласт	Предоставление зональной $ROS$	Низкая точность

Табл. 1. Преимущества и недостатки методов определения нефтенасыщенности, согласно данным (Chang et al., 1988).  $S_{or}$  – остаточная нефтенасыщенность,  $ROS$  – текущая нефтенасыщенность.

Историю химических трассеров SWCTT условно можно разделить на два периода развития: 1) начальный (с 1970-х гг.) был направлен на разработку, апробацию и масштабирование технологии SWCTT; 2) эра новых химических трассеров (начиная с 2010-х гг.) – на поиск и разработку новых трассерных композиций с более низким порогом детектирования. За последние годы метод SWCTT получил широкое распространение. Некоторые эксперты (Chang et al., 1988; Doorwar et al., 2020) отдают предпочтение исследованию SWCTT из-за его точности и большего радиуса исследования. К настоящему времени проведено более 600 испытаний по определению остаточной нефтенасыщенности методом SWCTT в США, Канаде, на Ближнем Востоке, в Европе, странах Южной Америки и регионе Южной Азии (Al Muraygi et al., 2019; Zoshchenko et al., 2019; Zecheru, Goran, 2013; Karimi, 2018). Метод широко применялся для оценки влияния полимерного, ПАВ и ASP-заводнения, а также для исследования влияния заводнения «Smart Water» (Al Muraygi et al., 2019; Hernandez et al., 2001; Oyemade et al., 2010; Callegaro et al., 2014).

Отметим, что универсальных и эффективных трассеров SWCTT для работы в обширном диапазоне пластовых температур (от 20–150°C) и минерализаций пластовой воды (от 0–250 г/л) практически не существует, поэтому необходимо учитывать физико-химические свойства трассеров и подбирать трассеры-кандидаты для заданных пластовых условий. Целью данной работы является разработка алгоритма подбора трассера для резервуаров в широком интервале минерализаций и температур.

## 2 Материалы и методы

Для исследований использовалась подготовленная (обезвоженная, без механических примесей) нефть месторождения Западной Сибири. Для приготовления модели воды использовались соли – хлорид натрия, хлорид кальция, хлорид магния (Sigma-Aldrich, 99%), растворенные в дистиллированной воде.

Для получения калибровочных графиков готовили раствор с различной известной концентрацией первичного трассера в модельной воде в диапазоне от 0.5–2.5% масс. Калибровочные растворы были приготовлены в виалах с одноразовыми фторопластовыми завинчивающимися крышками. Для определения концентрации использовался газохроматографический анализ. Измерения проводились на газовом хроматографе Agilent 7820 А с пламенно-ионизационным детектором (FID), оснащенный хроматографической колонкой, предназначенной для количественного определения трассеров в водной фазе. Соединения идентифицировались путем индивидуального закола чистых веществ. Для обработки результатов использовалось программное обеспечение OpenLAB CDS ChemStation Edition версии C.01.07 SR3.

Образцы для определения коэффициента распределения и степени гидролиза (отношение концентрации первичного трассера, подвергнувшегося гидролизу, к его исходной концентрации) готовились согласно методике (Galeev et al., 2021). В герметичные поршневые ячейки из нержавеющей стали добавляли первичный трассер с концентрацией 1% масс. в модельной воде и нефть в соотношении 1:1. Образцы помещали в печь, температуру

устанавливали с точностью  $\pm 1^\circ\text{C}$  и поддерживали в течение времени, необходимого для распределения первичного трассера в водно-органической фазах и протекания реакции гидролиза. Пластовое давление поддерживалось плунжерным насосом. Пробы водной фазы отбирали и анализировали на газовом хроматографе для количественного определения содержания трассеров в водной фазе.

Константы скорости реакции однофазного гидролиза эфиров А (этилформиат) и В (этилацетат) были изучены экспериментально методом, указанным в работе (Galeev et al., 2021).

## 3. Результаты и обсуждение

Для химического трассера сформулируем вначале критерии, по которым изначально определяется его пригодность для технологии SWCTT. Для приготовления водных растворов на устье скважины растворимость первичных трассеров (сложных эфиров) должна составлять не менее 1% (Bursaux et al., 2016; Deans, Ghosh, 1994), период полураспада (время за которое гидролизуется 50% эфира) в нейтральной среде должен составлять более 1 суток (время технологической остановки скважины), а высокое давление паров в устьевых условиях при освоении не должно привести к резкому снижению концентрации в исследуемой пробе. Образующий вторичный трассер должен обладать высокой степенью растворимости в воде и отсутствием растворимости в органической фазе.

Первичный трассер гидролизуется до кислоты и спирта исключительно в водной фазе, при этом скорость протекающих процессов обусловлена в первую очередь температурой пласта (коллектора), а полнота зависит от времени остановки скважины. Оптимальное время остановки скважины (обычно 1–10 дней) определяется скоростью гидролиза выбранного трассера при известной пластовой температуре и давлении. Для возможности обнаружения трассеров (первичных и вторичных) и интерпретации полученных данных на следующих этапах исследования на устье скважины при обратной добыче гидролизу должно подвергнуться от 10 до 50% первичного трассера – эфира (Deans, 1980; Doorwar et al., 2020; Mechergui et al., 2013).

Для оценки возможной применимости отдельного трассера в SWCTT при различных пластовых температурах первоначально рассмотрим гидролиз в однофазной системе ( $K = 0$ ). На основании рассчитанных периодов полураспада для реакции псевдопервого порядка (вода рассматривается как растворитель, в избытке) по общему уравнению Аррениуса (Espenson, 1995), отметим значительный вклад функциональной группы в кислотном остатке сложного эфира, что резко сказывается на времени гидролиза эфира (рис. 1, 2). С увеличением углеводородного заместителя в спиртовом остатке эфира время гидролиза изменяется в меньшей степени.

Степень гидролиза распределяющегося трассера при рассмотрении его в двухфазной системе (вода/нефть) контролируется двумя конкурирующими процессами – межфазным распределением сложного эфира в органической фазе и его гидролизом в водной фазе. В процессе закачки эфира в водной фазе в пласт одновременно с реакцией гидролиза происходит распределение эфира между двумя несмешивающимися фазами (вода, нефть),

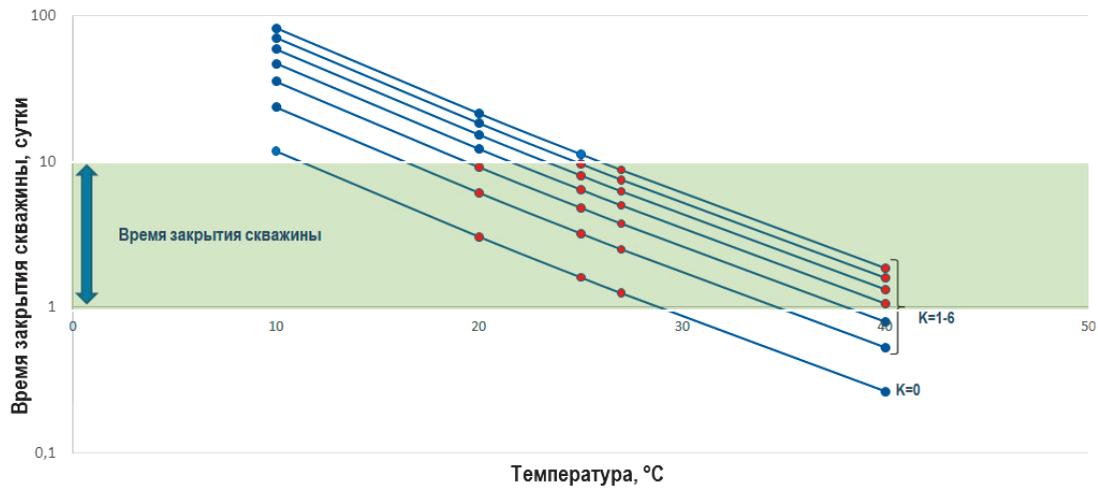


Рис. 1. Время закрытия скважины для реакции гидролиза первичного трассера А в диапазоне температур при различных значениях К. Рабочий интервал  $t_{з.с.}$  (1–10 дней) выделен зеленым цветом, допустимые значения пластовых температур при заданных величинах К выделены красным цветом.

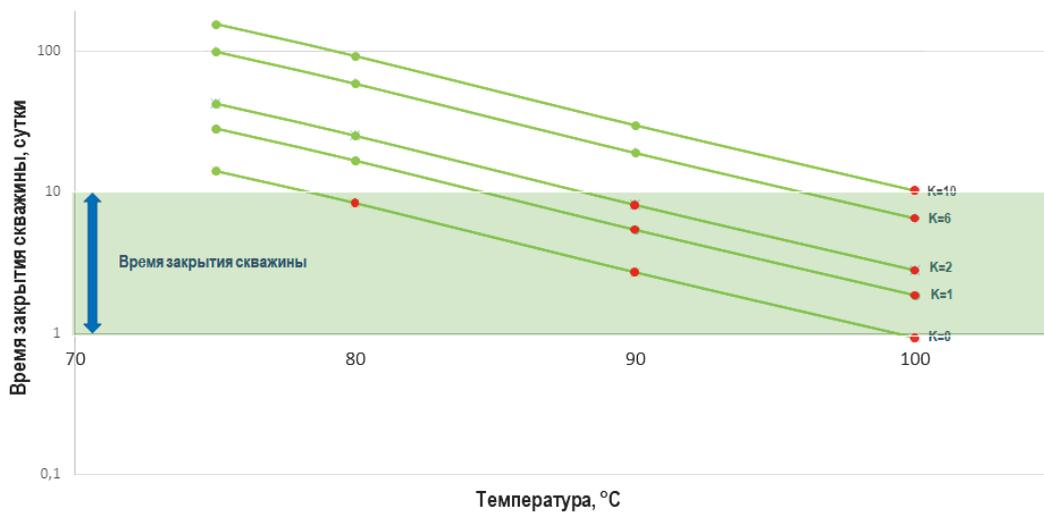


Рис. 2. Время закрытия скважины для реакции гидролиза первичного трассера В в диапазоне температур при различных значениях К. Рабочий интервал  $t_{з.с.}$  (1–10 дней) выделен зеленым цветом, допустимые значения пластовых температур при заданных величинах К выделены красным цветом.

при этом чем выше значение К, тем больше верхний порог допустимых пластовых температур. Кинетика гидролиза эфира в двухфазной системе считается аналогично по реакции псевдо-первого порядка с константой скорости  $k_{(2ф)}$ , которая меньше константы скорости реакции в однофазной системе  $k_{(1ф)}$  в  $(1 + \beta)$  раз, где  $\beta = K \cdot (S_{ор} / (1 - S_{ор}))$  (Tang, Harker, 1990):

$$\frac{k_{(1ф)}}{k_{(2ф)}} = 1 + \beta. \tag{4}$$

Таким образом, из уравнения (4) следует, что период закрытия скважины для достижения 50% степени гидролиза трассера с учетом периода полураспада эфира в двухфазной системе по кинетике первого порядка будет равен:

$$t_{з.с.} = \frac{\ln 2 \cdot (1 + \beta)}{k_{(1ф)}}, \tag{5}$$

где  $t_{з.с.}$  – время закрытия скважины;  $k_{(1ф)}$  – константа скорости гидролиза трассера в однофазной системе;  $\beta$  – временная задержка.

На рисунках 1–2 построены кривые изменения периода полураспада трассеров А и В при различной временной задержке  $\beta$ . Области удовлетворяющие применимости первичного трассера в зависимости от температуры пласта

отмечены красными точками, которые соответствуют времени остановки скважины 1–10 суток для технологической выдержки. Для расчета времени закрытия скважины  $t_{з.с.}$  использовались значения константы скорости гидролиза эфиров в нейтральных условиях с учетом временной задержки при различных значениях К ( $S_{ор} = 0.5$ ).

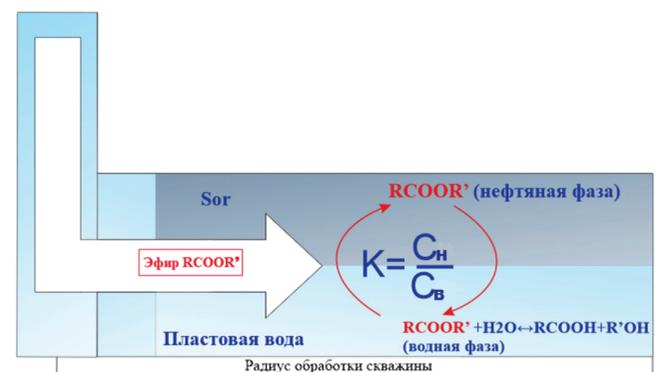


Рис. 3. Схематическое изображение процесса экстракции первичного трассера.  $C_n$  – концентрация трассера в нефтяной фазе;  $C_в$  – концентрация трассера в водной фазе.

При закачке трассера в водном растворе в пласт, содержащий остаточную нефть, как показано на рисунке 3, он экстрагируется из подвижной водной фазы в неподвижную нефтяную фазу. Отметим, что при этом концентрация первичного трассера в водном растворе будет уменьшаться пропорционально количеству остаточной нефти до достижения фазового равновесия (распределение трассера). Межфазное равновесие первичного трассера в данном случае определяется коэффициентом его распределения  $K$ .

Низкие значения  $K$  приводят к недостаточному разделению кривых добычи первичного и вторичного трассера, увеличивая погрешность в определении  $S_{or}$  или иногда делая его невозможным. С другой стороны, большие величины  $K$  приводят к увеличению времени выхода первичного трассера (выполживание кривой добычи) с возможным осложнением определения его концентрации (снижение концентрации ниже порога детектирования). Оптимальный диапазон значений  $K$  для заданного месторождения зависит от предполагаемой нефтенасыщенности и определяется согласно (Deans, 1980):

$$\frac{0.5(1-S_{or})}{S_{or}} \leq K \leq \frac{1.5(1-S_{or})}{S_{or}}, \quad (6)$$

где 0.5 и 1.5 – коэффициенты, показывающие диапазон значений  $K$  с учетом остаточной нефтенасыщенности пласта.

Отметим, что в зависимости от типа нефти, минерализации воды и температуры пласта можно получить набор величин  $K$ , необходимый для понимания потенциала применимости трассера в SWCTT. С этой целью в данной работе были определены коэффициенты распределения низкотемпературного трассера А и высокотемпературного трассера В в двухфазной системе нефть-вода (1:1) при температурах и минерализациях, указанных в таблице 2. При этом получен интервал значений коэффициента распределения трассеров для установления минимального и максимального порога величины  $K$ . С использованием уравнения (5) с учетом константы скорости гидролиза при заданной температуре и минерализации рассчитано время закрытия скважины для различной остаточной нефтенасыщенности.

В качестве примера, на рисунке 4 представлены гистограммы распределения величин  $K$  при различных значениях остаточной нефтенасыщенности для низкотемпературного А и высокотемпературного В трассеров.

Трассер	Т	K			
		S=0	S=100	S=150	S=200
Трассер А	25	1	1.9	2.6	3.2
	35	1.1	2	2.8	3.4
	40	1.3	2.2	3	3.6
	45	2.2	3	3.7	4.5
Трассер В	60	3.8	6.4	8.1	9.8
	70	4	6.5	9.1	10.4
	80	4.1	7	9.8	10.8
	90	4.6	8	11	13.3

Табл. 2. Коэффициенты распределения  $K$  низкотемпературного трассера А и высокотемпературного трассера В в двухфазной системе нефть-вода (1:1) при различных температурах Т, °С и минерализациях воды S, г/л

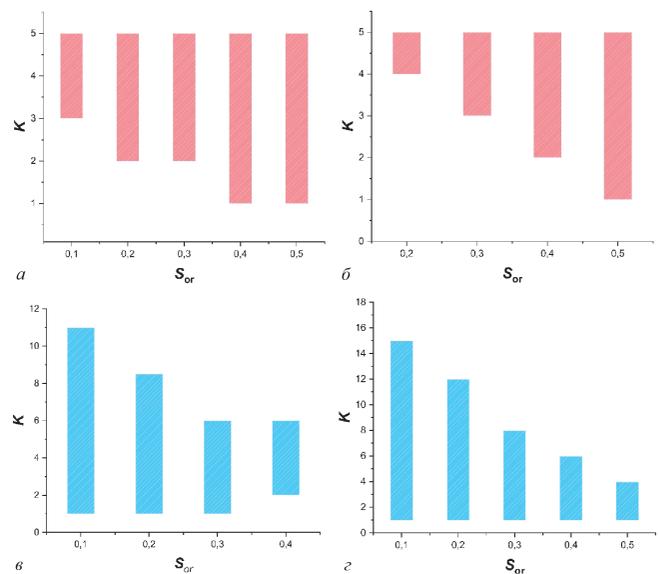


Рис. 4. Диапазон значений коэффициента распределения  $K$  при различных значениях остаточной нефтенасыщенности  $S_{or}$  для первичных трассеров А и В: а)  $T = 35^\circ\text{C}$ ,  $S = 200$  г/л; б)  $T = 45^\circ\text{C}$ ,  $S = 150$  г/л; в)  $T = 80^\circ\text{C}$ ,  $S = 100$  г/л; з)  $T = 90^\circ\text{C}$ ,  $S = 0$  г/л

Цветом обозначен диапазон, удовлетворяющий условию 50% гидролиза первичного трассера, который удовлетворяет интервалу оптимального времени закрытия скважины (1–10 суток).

#### 4. Заключение

Ввиду больших капитальных затрат для проведения одного полевого теста, знание о поведении распределяющегося трассера в условиях конкретного месторождения имеет важную роль для рациональной закачки, выдерживании в зоне пласта и конечного результата теста. В данной работе проведено сопоставление кинетических и термодинамических свойств химических трассеров для односкважинного трассерного теста. Разработан алгоритм аналитического решения выбора оптимальных трассеров с оценкой граничных условий их применимости – требуемый минимальный и максимальный порог значений коэффициентов распределения  $K$  при различных значениях остаточной нефтенасыщенности, температуры и минерализации воды с учетом оптимального времени закрытия скважины для оценки эффективности МУН на месторождениях по всему миру.

#### Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Авторы выражают благодарность рецензентам за проделанную работу, высказанные замечания и рекомендации, которые позволили улучшить статью.

#### Литература

Al Abbad M., Balasubramanian S., Sanni M., Kokal S., Zefzafy I., Adam F., AlHajji A. (2016). Single-Well Chemical Tracer Test for Residual Oil Measurement: Field Trial and Case Study. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. Dammam, Saudi Arabia. <https://doi.org/10.2118/182811-MS>

- Al Murayri M.T., Hassan A.A., Rahim A.A., Decroux B., Negre A., Salaun M. (2019). Surfactant-polymer flooding: Single well chemical tracer test design and implementation in a major sandstone Kuwaiti reservoir. *SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference*. <https://doi.org/10.2118/197995-MS>
- Babadagli T. (2007). Development of mature oil fields. A review. *J. Pet. Sci. Eng.*, 57, pp. 221–246. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.10.006>
- Bu P.X., AlSofi A.M., Liu J. (2015). Simulation of single well tracer tests for surfactant–polymer flooding. *J. Petrol. Explor. Prod.*, 5, pp. 339–351. <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0143-9>
- Bursaux R., Peltier S., Nguyen M., Romero C., Danielle Morel D. (2016). Single Well Tracer Test Results in a High Temperature, High Salinity Offshore Carbonate Reservoir for Chemical EOR Pilot Evaluation. *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, Oklahoma, USA. <https://doi.org/10.2118/179579-MS>
- Callegaro C., Masserano F., Bartosek M., Buscaglia R., Visintin R., Hartvig, S.K., Huseby, O.K. (2014). Single Well Chemical Tracer Tests to Assess Low Salinity Water and Surfactant EOR Processes in West Africa. *International Petroleum Technology Conference*. Kuala Lumpur, Malaysia. <https://doi.org/10.2523/IPTC-17951-MS>
- Chang M.M., Maerefat N.L., Tomutsa L., Honarpour M.M. (1988). Evaluation and Comparison of Residual Oil Saturation Determination Techniques. *SPE Form Eval.*, 3(01), pp. 251–262. <https://doi.org/10.2118/14887-PA>
- Deans H.A. (1980). The single-well chemical tracer method for measuring residual oil saturation. Final Report, Contract No. US DOE/BC/20006-18.
- Deans H.A., Ghosh R. (1994). pH and Reaction Rate Changes During Single-Well Chemical Tracer Tests. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, pp. 203–212. <https://doi.org/10.2118/27801-MS>
- Doorwar S., Tagavifar M., Dwarakanath V. (2020). A 1D Analytical Solution to Determine Residual Oil Saturations from Single-well Chemical Tracer Test Copyright. Chevron ETC. <https://doi.org/10.2118/200420-MS>
- Espenson J.H. (1995) Chemical Kinetics and Reaction Mechanisms. McGraw-Hill, p. 281.
- Galeev R.I., Bolotov A.B., Varfolomeev M.A., Mukhutdinova A.R., Smirnov A.E., Kornilov A.V., Zhirov A.V., Sansiev G.V., Fedorchenko G.D. (2021). New and simple methods of determination partition coefficient and degree hydrolysis of tracer for estimating residual oil saturation by SWCTT technologies. *Pet. Sci. and Technol.*, 39(23–24), pp. 1043–1059. <https://doi.org/10.1080/10916466.2021.1970181>
- Hernandez C., Chacon L., Anselmi L., Angulo R., Manrique E., Romero E., de Audemard N., Carlisle C. (2001). Single Well Chemical Tracer Test to Determine ASP Injection Efficiency at Lagomar VLA-6/9/21 Area, C4 Member, Lake Maracaibo, Venezuela. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma. <https://doi.org/10.2118/75122-MS>
- Karimi M. (2018). Single well tracer test for residual oil estimation. The Technical University of Crete. School of Mineral Resources Engineering, Petroleum Engineering, MSc Course.
- Mechergui A., Agenet N., Romero C., Nguyen, M., Batias, J. (2013). Design, Operation, and Laboratory Work for Single-Well Tracer Test Campaign in Handil Field Indonesia. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. Malaysia. <https://doi.org/10.2118/165227-MS>
- Oyemade S., Al Harthy S.A., Jaspers H.F., Van Wunnik J., de Kruijf A., Stoll M. (2010). Alkaline-surfactant polymer flood: Single well chemical tracer tests - design, implementation and performance. *SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia*. Muscat, Oman. <https://doi.org/10.2118/130042-MS>
- Tang, J.S., Harker, B. (1990). Mass Balance Method To Determine Residual Oil Saturation From Single Well Tracer Test Data. *J. Can. Pet. Technol.*, 29(02), pp. 115–124. <https://doi.org/10.2118/90-02-08>
- Tomich J.F., Dalton R.L., Jr., Deans, H.A., Shallenberger, L.K. (1973). Single-Well Tracer Method To Measure Residual Oil Saturation. *J. Pet. Technol.*, 25(02), pp. 211–218. <https://doi.org/10.2118/3792-PA>
- Zecheru M., Goran N. (2013). The use of chemical tracers in water injection processes applied on Romanian Reservoirs. *EPJ Web of Conferences*, EDP Sciences. Campina, 50, (02005). <https://doi.org/10.1051/epjconf/20135002005>
- Zoshchenko O., Aleshchenko A., Trushin Y. (2019). Assessment of the potential of low salinity water injection technology to increase the oil recovery of the carbonate reservoir of the kharyaga field. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/196764-MS>

## Сведения об авторах

*Альфия Равильевна Мухутдинова* – аспирант, младший научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

*Александр Владимирович Болотов* – кандидат хим. наук, старший научный сотрудник, Химический институт имени А.М. Бутлерова

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 29  
e-mail: highpress@gmail.com

*Олег Викторович Аникин* – кандидат хим. наук, младший научный сотрудник, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

*Михаил Алексеевич Варфоломеев* – кандидат хим. наук, доцент, заведующий кафедрой разработки эксплуатационных месторождений трудноизвлекаемых углеводородов, Институт геологии и нефтегазовых технологий

Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420111, Казань, ул. Кремлевская, д. 4/5

Статья поступила в редакцию 06.09.2022;

Принята к публикации 03.11.2022; Опубликовано 20.12.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Algorithm for estimating boundary conditions of a distributed tracer for application in a single-well tracer test

*A.R. Mukhutdinova, A.V. Bolotov\*, O.V. Anikin, M.A. Varfolomeev*

*Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation*

*\*Corresponding author: Alexander V. Bolotov, e-mail: highpress@gmail.com*

**Abstract.** An important tool in determining residual oil saturation today is the single-well tracer test, as the preferred method for assessing the potential for using enhanced oil recovery methods (EOR) and developing pilot projects. The success of the test performed directly depends on the optimal choice of the tracer composition, which will contribute to the qualitative determination of the parameters required in the

calculation of the residual oil saturation of the formation. To assess the boundary conditions for the applicability of the tracer in the field, the kinetic and thermodynamic properties of tracers are considered under various reservoir conditions of the field. Based on the results of this work, an algorithm for assessing the applicability of the tracer for reservoirs in a wide range of salinity and temperatures is presented.

**Keywords:** single well tracer test; partition coefficient; hydrolysis; residual oil saturation

### Acknowledgements

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-299 within the framework of the development program for a world-class Research Center “Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves”.

The authors are grateful to the reviewers for the work done, the comments and recommendations that made it possible to improve the article.

**Recommended citation:** Mukhutdinova A.R., Bolotov A.V., Anikin O.V., Varfolomeev M.A. (2022). Algorithm for estimating boundary conditions of a distributed tracer for application in a single-well tracer test. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 75–81. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.6>

### References

- Al Abbad M., Balasubramanian S., Sanni M., Kokal S., Zefzafy I., Adam F., AlHajji A. (2016). Single-Well Chemical Tracer Test for Residual Oil Measurement: Field Trial and Case Study. *SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition*. Dammam, Saudi Arabia. <https://doi.org/10.2118/182811-MS>
- Al Murayri M.T., Hassan A.A., Rahim A.A., Decroux B., Negre A., Salaun M. (2019). Surfactant-polymer flooding: Single well chemical tracer test design and implementation in a major sandstone Kuwaiti reservoir. *SPE Kuwait Oil & Gas Show and Conference*. <https://doi.org/10.2118/197995-MS>
- Babadagli T. (2007). Development of mature oil fields. A review. *J. Pet. Sci. Eng.*, 57, pp. 221–246. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2006.10.006>
- Bu P.X., AlSofi A.M., Liu J. (2015). Simulation of single well tracer tests for surfactant–polymer flooding. *J. Petrol. Explor. Prod.*, 5, pp. 339–351. <https://doi.org/10.1007/s13202-014-0143-9>
- Bursaux R., Peltier S., Nguyen M., Romero C., Danielle Morel D. (2016). Single Well Tracer Test Results in a High Temperature, High Salinity Offshore Carbonate Reservoir for Chemical EOR Pilot Evaluation. *SPE Improved Oil Recovery Conference*. Tulsa, Oklahoma, USA. <https://doi.org/10.2118/179579-MS>
- Callegaro C., Masserano F., Bartosek M., Buscaglia R., Visintin R., Hartvig, S.K., Huseby, O.K. (2014). Single Well Chemical Tracer Tests to Assess Low Salinity Water and Surfactant EOR Processes in West Africa. *International Petroleum Technology Conference*. Kuala Lumpur, Malaysia. <https://doi.org/10.2523/IPTC-17951-MS>
- Chang M.M., Maerefat N.L., Tomutsa L., Honarpour M.M. (1988). Evaluation and Comparison of Residual Oil Saturation Determination Techniques. *SPE Form Eval.*, 3(01), pp. 251–262. <https://doi.org/10.2118/14887-PA>
- Deans H.A. (1980). The single-well chemical tracer method for measuring residual oil saturation. Final Report, Contract No. US DOE/BC/20006-18.
- Deans H.A., Ghosh R. (1994). pH and Reaction Rate Changes During Single-Well Chemical Tracer Tests. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, pp. 203–212. <https://doi.org/10.2118/27801-MS>
- Doorwar S., Tagavifar M., Dwarakanath V. (2020). A 1D Analytical Solution to Determine Residual Oil Saturations from Single-well Chemical Tracer Test Copyright. Chevron ETC. <https://doi.org/10.2118/200420-MS>
- Espenson J.H. (1995) Chemical Kinetics and Reaction Mechanisms. McGraw-Hill, p. 281.

Galeev R.I., Bolotov A.B., Varfolomeev M.A., Mukhutdinova A.R., Smirnov A.E., Kornilov A.V., Kruglov D.S., Zhirov A.V., Sansiev G.V., Fedorchenko G.D. (2021). New and simple methods of determination partition coefficient and degree hydrolysis of tracer for estimating residual oil saturation by SWCTT technologies. *Pet. Sci. and Technol.*, 39(23–24), pp. 1043–1059. <https://doi.org/10.1080/10916466.2021.1970181>

Hernandez C., Chacon L., Anselmi L., Angulo R., Manrique E., Romero E., de Audemard N., Carlisle C. (2001). Single Well Chemical Tracer Test to Determine ASP Injection Efficiency at Lagomar VLA-6/9/21 Area, C4 Member, Lake Maracaibo, Venezuela. *SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma. <https://doi.org/10.2118/75122-MS>

Karimi M. (2018). Single well tracer test for residual oil estimation. The Technical University of Crete. School of Mineral Resources Engineering, Petroleum Engineering, MSc Course.

Mechergui A., Agenet N., Romero C., Nguyen, M., Batias, J. (2013). Design, Operation, and Laboratory Work for Single-Well Tracer Test Campaign in Handil Field Indonesia. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference*. Malaysia. <https://doi.org/10.2118/165227-MS>

Oyemade S., Al Harthy S.A., Jaspers H.F., Van Wunnik J., de Kruijff A., Stoll M. (2010). Alkaline-surfactant polymer flood: Single well chemical tracer tests - design, implementation and performance. *SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia*. Muscat, Oman. <https://doi.org/10.2118/130042-MS>

Tang, J.S., Harker, B. (1990). Mass Balance Method To Determine Residual Oil Saturation From Single Well Tracer Test Data. *J. Can. Pet. Technol.*, 29(02), pp. 115–124. <https://doi.org/10.2118/90-02-08>

Tomich J.F., Dalton R.L., Jr., Deans, H.A., Shallenberger, L.K. (1973). Single-Well Tracer Method To Measure Residual Oil Saturation. *J. Pet. Technol.*, 25(02), pp. 211–218. <https://doi.org/10.2118/3792-PA>

Zecheru M., Goran N. (2013). The use of chemical tracers in water injection processes applied on Romanian Reservoirs. *EPJ Web of Conferences, EDP Sciences*. Campina, 50, (02005). <https://doi.org/10.1051/epjconf/20135002005>

Zoshchenko O., Aleshchenko A., Trushin Y. (2019). Assessment of the potential of low salinity water injection technology to increase the oil recovery of the carbonate reservoir of the kharyaga field. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/196764-MS>

### About the Authors

*Alfiya R. Mukhutdinova* – Postgraduate Student, Junior Researcher, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 4/5, Kazan, 420111, Russian Federation

*Alexander V. Bolotov* – Cand. Sci. (Chemistry), Senior Researcher, A.M. Butlerov Chemical Institute, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 29, Kazan, 420111, Russian Federation  
e-mail: [highpress@gmail.com](mailto:highpress@gmail.com)

*Oleg V. Anikin* – Cand. Sci. (Chemistry), Junior Researcher, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 4/5, Kazan, 420111, Russian Federation

*Mikhail A. Varfolomeev* – Cand. Sci. (Chemistry), Associate Professor, Head of the Department of Petroleum Engineering, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University

Kremlevskaya str., 4/5, Kazan, 420111, Russian Federation

Manuscript received 6 September 2022;

Accepted 3 November 2022; Published 20 December 2022

# Потенциал повышения эффективности заводнения на залежах нефти в терригенных отложениях на месторождениях Республики Татарстан на основе низкоминерализованной воды

З.Р. Саптарова<sup>1\*</sup>, А.А. Мамонов<sup>2</sup>, С.А. Усманов<sup>1</sup>, А.А. Лутфуллин<sup>3</sup>,  
В.А. Судаков<sup>1</sup>, М.С. Шипаева<sup>1,4</sup>, А.А. Шакиров<sup>1,4</sup>

<sup>1</sup>Казанский (Приволжский) федеральный университет, Казань, Россия

<sup>2</sup>Университет Ставангера, Ставангер, Норвегия

<sup>3</sup>ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

<sup>4</sup>ООО «Геоиндикатор», Казань, Россия

Данная статья содержит обзор одного из актуальных в настоящее время методов повышения нефтеотдачи пластов – низкоминерализованного (НМ) заводнения – с целью оценки его применимости на терригенных отложениях Республики Татарстан.

Обзор начинается с рассмотрения ключевых процессов, лежащих в основе данного метода, таких как набухание и миграция глинистых частиц и изменение смачиваемости, а также механизмов, объясняющих эти процессы, в число которых входят катионный обмен, многокомпонентный ионный обмен, расширение двойного электрического слоя и т.д. Их понимание, в свою очередь, способствует выявлению главных факторов, наличие или отсутствие которых на месторождении позволяет дать предварительную оценку успешности применения НМ заводнения. Главными факторами являются: наличие глинистых частиц, значительное содержание ионов  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$ , а также многовалентных ионов в пластовой воде, невысокая проницаемость пласта, пониженная вязкость нефти, повышенное содержание кислотных и особенно основных компонентов в нефти и, как следствие, гидрофобный тип начальной смачиваемости пород.

Приводятся примеры использования метода на других месторождениях и кратко освещаются результаты лабораторных исследований, включающих измерение краевого угла смачивания, фильтрационные эксперименты.

Проводится предварительный скрининг на примере терригенных коллекторов тульского, бобриковского и девонского возрастов на основе геолого-промысловых данных нескольких месторождений Республики Татарстан, выделяются месторождения-кандидаты, и дается предварительное заключение об использовании НМ воды в данном регионе. К положительным факторам для рассматриваемых отложений, выявленных на этапе предварительного скрининга, относятся низкая температура пласта, высокая минерализация пластовой воды со значительным содержанием двухвалентных катионов и потенциалом к смещению уровня рН с текущего слабкокислого уровня в сторону повышенной щелочности, повышенное содержание полярных компонентов нефти. Дополнительно, для отложений тульского, бобриковского горизонтов характерно наличие глинистых частиц, а для девонских отложений – пониженная вязкость нефти в совокупности с повышенным щелочным числом.

**Ключевые слова:** низкоминерализованное заводнение, смачиваемость, тульский горизонт, бобриковский горизонт, девонский период

**Для цитирования:** Саптарова З.Р., Мамонов А.А., Усманов С.А., Лутфуллин А.А., Судаков В.А., Шипаева М.С., Шакиров А.А. (2022). Потенциал повышения эффективности заводнения на залежах нефти в терригенных отложениях на месторождениях Республики Татарстан на основе низкоминерализованной воды. *Георесурсы*, 24(4), с. 82–90. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.7>

## Введение

В настоящее время в России разрабатываются сотни нефтяных залежей и месторождений, причем наиболее крупные в значительной мере уже выработаны, в связи с чем требуется применение дополнительных технологий для увеличения объемов добываемой нефти. Месторождения Республики Татарстан, как одного из

старейших нефтегазодобывающих регионов России, в этом смысле могут стать полигоном для испытания новых технологий по повышению нефтеотдачи пластов, ввиду продолжительной истории их разработки.

Важную роль при эксплуатации месторождений играет тип смачиваемости системы вода-нефть-горная порода особенно при заводнении, поскольку напрямую оказывает влияние на величину коэффициента вытеснения нефти. Смачиваемость – это предрасположенность поверхности породы к контактированию с одной жидкой фазой в присутствии другой (Abdallah et al., 2007). Отмечается, что гидрофобная характеристика пластов переводит находящиеся в них запасы в разряд трудноизвлекаемых (Михайлов

\* Ответственный автор: Залина Ринатовна Саптарова  
e-mail: [saptarovazalina@yandex.ru](mailto:saptarovazalina@yandex.ru)

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0  
License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

и др., 2016), ввиду стремления воды к прохождению по пластам с лучшими фильтрационными характеристиками при использовании традиционной технологии заводнения и, как следствие, их обводнения (Игдавлетова и др., 2015). Основная причина изменения смачиваемости – это содержание в нефти полярных органических компонентов. Их адсорбция приводит к гидрофобизации поверхности пор, в том числе изначально (до миграции нефти в пласт) гидрофильных песчаников (Abdallah et al., 2007, Piñerez Torrijos et al., 2020). Так, одни из рассматриваемых в настоящей статье терригенных пластов бобриковского и тульского горизонтов по результатам измерения краевого угла смачивания относят к категории гидрофобных. В результате чего появляется потенциал изменения смачиваемости в сторону гидрофилизации для возможности разработки низкопроницаемых пластов и пропластков.

За последние несколько лет в сфере технологий повышения нефтеотдачи набирает популярность низкоминерализованное (НМ) заводнение (low salinity waterflooding). В зарубежной литературе можно встретить также альтернативные названия метода – LoSalTM (British Petroleum), Smart WaterFlood (Saudi Aramco), Smart water (Университет Ставангера, Норвегия), Designer Waterflood (Shell) и Advanced Ion Management (AIMSM, ExxonMobil) (Al-Shalabi et al., 2015). Возросший рост числа публикаций (Bartels et al., 2019; Chavan et al., 2019; Morgow et al., 2011; Snosy et al., 2020) (рис. 1) связан не только с отмеченной эффективностью низкоминерализованной воды (НМВ) в вопросе вытеснения нефти, но и с основными преимуществами данной технологии – экологичностью по сравнению с использованием поверхностно-активных веществ (ПАВ), щелочным заводнением (Антониади и др., 2014), более низкими капитальными и операционными затратами по сравнению с другими методами увеличения нефтеотдачи (МУН) при наличии источников пресной воды (Al-Shalabi et al., 2015, Suijkerbuijk et al., 2014). В основе эффективности НМВ по повышению нефтевытеснения лежит способность изменять смачиваемость горных пород за счет изменения химического равновесия в среде горная порода-нефть-вода и запуска цепочки химических реакций, приводящих к десорбции полярных компонентов нефти с поверхности породы.

Целью данной работы является проведение предварительного скрининга применимости технологии НМ

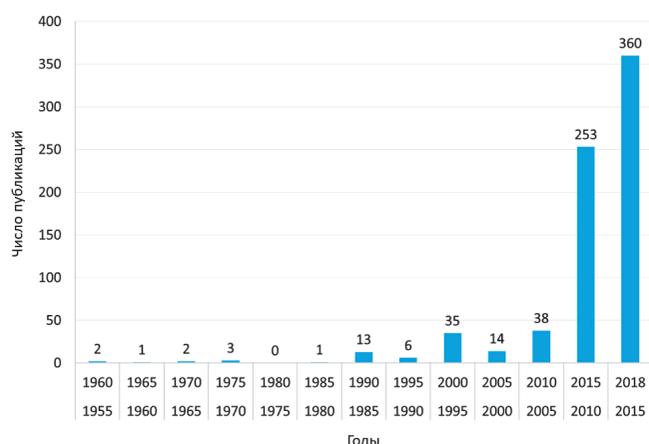


Рис. 1. Рост числа публикаций с середины 50-х годов по низкоминерализованному заводнению (Bartels et al., 2019)

заводнения на терригенных девонских, тульских и бобриковских отложениях Республики Татарстан. Это сопровождается решением таких задач, как обзор механизмов действия НМ на равновесную систему нефть-пластовая вода-порода для понимания основ метода, ознакомление с опытом применения данной технологии на отложениях других месторождений и выделение критериев, позволяющих оценить применимость НМВ на месторождении.

### Концепция технологии закачки низкоминерализованной воды

В свете обширных исследований были предложены различные механизмы, лежащие в основе процесса НМ заводнения на терригенных коллекторах, однако ни один из предложенных механизмов не был принят в качестве основного, что связано со сложной природой взаимодействия между нефтью, пластовой водой и породой, а также с рядом противоречивых наблюдений от одного предложенного механизма к другому (Al-Shalabi et al., 2015). Однако обзор литературы (Al-Shalabi et al., 2015, Jackson et al., 2016, Strand et al., 2016) показывает, что можно выделить 2 основных процесса, сопровождающих НМ заводнение, – набухание и миграция глинистых частиц, а также изменение смачиваемости, о котором упоминалось ранее. Оба процесса, так или иначе, объясняются механизмами катионного обмена, сопровождающегося изменением pH среды, многокомпонентного ионного обмена (Multicomponent Ionic Exchange – MIE), эффекта всаливания (salting-in), расширением двойного электрического слоя (double layer expansion – DLE), о которых пойдет речь далее.

Наличие в пласте глинистых частиц несет двойной эффект. С одной стороны, снижение минерализации закачиваемой воды влечет за собой снижение проницаемости пласта и приемистости нагнетательных скважин из-за набухания глинистого цемента. С другой, способствует дополнительному вытеснению нефти в результате сокращения объема порового пространства для нахождения там нефти и воды. Кроме того, непосредственно сама миграция глинистых частиц приводит к закупориванию изначально появившихся в процессе разработки поровых каналов, вследствие чего формируются новые каналы фильтрации, и коэффициент вытеснения нефти также повышается (Ахметгареев, 2016; Игдавлетова и др., 2015). Факт наличия миграции глинистых частиц обычно может быть зафиксирован по увеличению перепада давления.

Стоит также отметить, что различные глины в различной степени подвергаются набуханию. Так, для каолиновых глин характерно практически полное отсутствие увеличения объема, в то время как смектиты (монтмориллонитовые глины) набухают значительно. При доле глинистых минералов в общем объеме скелета породы (глинистости) более 15–20% коллектор практически непроницаем. Для терригенных коллекторов крупных месторождений Республики Татарстан проведенные исследования (специалистами Казанского федерального университета) показали преобладание не набухающих глин таких, как каолиниты (Ахметгареев, 2016).

Ввиду потенциальной опасности разрушения пласта в результате набухания глин встает вопрос о пороговом (допустимом) значении минерализации НМВ. Кроме того,

снижение минерализации способно привести к сероводородному заражению пласта из-за создания благоприятных условий для сульфатовосстанавливающих бактерий и образованию гипсовых отложений в оборудовании (Антониади и др., 2014). В статьях (Chavan et al., 2019; Jackson et al., 2016; Moggow et al., 2011) отмечается, что верхний предел для эффективной закачки НМВ наблюдается при минерализации не выше 5000 ppm, нижний предел – 1000 ppm (Chavan et al., 2019, Suijkerbuijk et al., 2014).

Согласно второму процессу при формировании смачиваемости терригенных пород главную роль также играют глинистые частицы, несмотря на то, что в их составе в основном преобладают минералы кварца (Mamonov et al., 2017). Дело в том, что глины характеризуются высокой площадью поверхности и обладают высокой катионообменной емкостью (КОЕ) по сравнению с минералами кварца и полевого шпата (табл. 1). Более того, глины обладают отрицательным зарядом поверхности. Все это приводит к тому, что изначально на поверхности глинистых частиц адсорбируются компоненты нефти, обеспечивающие гидрофобизацию пород. При этом физические свойства нефти (вязкость, плотность) напрямую не влияют на эффективность НМ заводнения, большее значение играет компонентный состав нефти (Chavan et al., 2019). Однако, как показали результаты численного моделирования, с увеличением вязкости с 1 до 300 мПа\*с коэффициент вытеснения нефти снижается. В целом, отмечается, что НМВ может привести к дополнительному выходу нефти и в случае более высоких значений вязкости, но эффективность будет выше со снижением значения этого параметра. Также стоит отметить, что большинство лабораторных экспериментов связаны с подготовкой керн – восстановлением смачивающих свойств породы путем выдерживания образцов при пластовых условиях в нефти, поскольку при проведении экстракции по стандартной методике (ГОСТ 26450 0 85) образцы зачастую гидрофилизуются. Основная цель подготовки керн – это максимальное воспроизведение условий в пласте. Необходимость ее обусловлена тем, что в процессе извлечения порода претерпевает воздействия промывочной жидкости при бурении, прохождении через долото в керноприемную трубу (Кузнецов и др., 2011). В связи с этим, рекомендованное время состаривания составляет от двух до шести недель (McMillan et al., 2016).

Отмечается (Piñerez Torrijos et al., 2020), что для повышения степени гидрофобизации породы и, как следствие, потенциала НМВ, нефть должна содержать полярные органические компоненты (polar organic compounds – ПОС) – смолисто-асфальтеновые компоненты (resins, asphaltens); при этом для характеристики нефти пользуются такими параметрами, как кислотное (acid number – AN)

и основное число (basic number – BN). Кислотное число определяется карбоксильной группой нефти (RCOOH) и несет большее значение в случае карбонатных пород, а основное определяется компонентами на основе азота ( $R_3NH^+$ ) и играет большую роль для песчаников. Однако кислотное и основное число не являются исчерпывающим фактором, и успешное применение НМВ отмечается и в случаях с низким значением данных параметров (Lager et al., 2008). В процессе подготовки керн важно восстановить адсорбцию полярных органических компонентов на поверхности породы. В статье (McMillan et al., 2016) отмечается, что полярные компоненты нефти (асфальтены) не растворяются при фильтрации гептана через керн, тогда как смолы растворимы, что в некоторых случаях используется при подготовке кернового материала.

Отмечено также, что с увеличением температуры кислотное число снижается (Chavan et al., 2019), и это может повлечь за собой снижение степени гидрофобизации породы. В целом, в случае терригенных пород низкая температура пласта является положительным фактором, так как начальная смачиваемость пласта будет более гидрофобной по сравнению с терригенными пластами с высокой температурой при прочих равных условиях. Кроме того, при низких температурах снижается активность ионов кальция  $Ca^{2+}$ , что приводит к более активной адсорбции полярных компонентов нефти и гидрофобизации породы.

В результате прокачки воды со сниженной минерализацией согласно механизму всаливания происходит увеличение растворимости органического материала, которому изначально препятствуют двухвалентные ионы  $Ca^{2+}$  и  $Mg^{2+}$ , присутствующие в пластовой воде (Al-Shalabi et al., 2015, McMillan et al., 2016).

Кроме увеличения выхода нефти за счет ее отделения от породы закачка НМВ во многих случаях сопровождается повышением pH. По механизму катионного обмена помимо полярных компонентов нефти отрицательный заряд поверхности глинистых частиц притягивает неорганические катионы  $Ca^{2+}$  и  $Mg^{2+}$  из пластовой воды (Strand et al., 2016). Снижение минерализации воды приводит к нарушению установленного химического равновесия и отсоединению указанных ионов от породы. Их место занимают протоны  $H^+$ , что, в свою очередь, и влечет за собой повышение щелочности среды по механизму катионного обмена (Lager et al., 2008, Mamonov et al., 2017). Кроме того, повышению щелочности среды способствует растворение минералов кальцита или доломита, присутствующих в породе (Lager et al., 2008). В условиях высокого уровня pH (около 8–9) кислотные компоненты нефти диссоциируют с образованием молекулы  $RCOO^-$  с отрицательным зарядом, а основные депротонируются и переходят в нейтральную форму  $R_3N$  (Austad et al., 2013,

Минерал	КОЕ, мэкв/100 г	БЭТ площадь поверхности, м <sup>2</sup> /г
Кварц	0.01-1	0.1-0.2 (мелкозернистый, средний размер зерен 30 мкм)
Полевые шпаты (например, альбит)	0.2-2	2-3 (средний размер зерен 20 мкм)
Каолинит	1-15	10-12
Иллит	20-30	20-25
Монтмориллонит	70-100	25-30

Табл. 1. Измеренная площадь поверхности методом Брунауэром-Эмметом-Теллером (БЭТ) для типичных минералов песчаника и средние значения КОЕ (Mamonov et al., 2017)

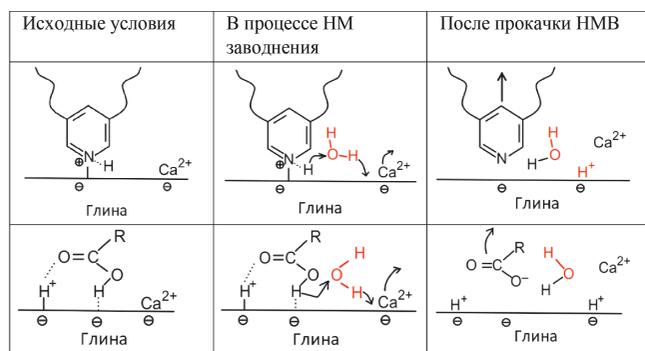


Рис. 2. Предлагаемый механизм действия НМВ. Верхний рисунок – десорбция основных компонентов нефти. Нижний рисунок – десорбция кислотных компонентов нефти (Austad et al., 2013).

McMillan et al., 2016), и в результате теряют средство с отрицательно заряженной поверхностью глин (рис. 2) (Mamonov et al., 2017).

По механизму многокомпонентного ионного обмена на изменение смачиваемости также влияет образование лигандов (органо-металлических комплексов) по типу RCOO-M (где M – мультивалентный катион, например,  $\text{Cu}^+$ - $\text{Cu}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$ - $\text{Fe}^{3+}$  и т.д.). Так, показано, что удаление из системы многовалентных ионов путем фильтрации воды, содержащей только NaCl, до процесса восстановления смачиваемости, привело к увеличению коэффициента вытеснения нефти в фильтрационных экспериментах на пластовой воде по сравнению с ее закачкой в керн с неудаленными многовалентными ионами (Lager et al., 2008).

При подходе с точки зрения двойного электрического слоя первичным считается десорбция полярных органических компонентов, ввиду расширения диффузного слоя при снижении минерализации воды. Кроме того, эффективность НМВ сводится к значению ионной силы, которая, в свою очередь, определяется (прямо пропорционально) не только количественным содержанием солей в воде (концентрацией), но и валентностью ионов, и чем меньше она, тем лучше условия для десорбции (Jackson et al., 2016).

Таким образом, при обращении к различным механизмам изменения смачиваемости важную роль играет не просто снижение общей минерализации, но и удаление двухвалентных ионов ( $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$ ) в НМВ, поскольку, с одной стороны, это приводит к нарушению равновесия среды и десорбции этих катионов с поверхности глин, с другой, снижает ионную силу взаимодействия. В то же время, важно их присутствие в пластовой воде для возможности адсорбции полярных органических компонентов на поверхность минералов.

Подводя итог по концепции технологии закачки НМВ, можно выделить следующие факторы, способствующие эффективному применению НМ заводнения в терригенных коллекторах:

- Присутствие глинистых частиц;
- Значительное содержание ионов  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$ , а также многовалентных ионов в пластовой воде;
- Невысокая проницаемость пласта;
- Минерализация НМВ до 5000 ppm, но выше 1000 ppm, а также отсутствие ионов  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$ ;

- Предпочтительно более низкое значение вязкости нефти;
- Повышенное содержание кислотных и особенно основных компонентов в нефти;
- Гидрофобный тип начальной смачиваемости.

Также необходимо уделять повышенное внимание к восстановлению смачиваемости при проведении лабораторных исследований.

### Примеры опробования технологии

Эффективность НМВ зачастую подтверждается по результатам фильтрационных экспериментов на керне. К примеру, в работе (Suijkerbuijk et al., 2014) на образцах месторождения Западного Салыма за время прокачки пластовой воды коэффициент вытеснения установился на значении 61% (причем увеличение скорости прокачки с 0.03 мл/мин до 1 мл/мин не привело к вытеснению дополнительного объема нефти). Смена на прокачку НМВ дала прирост коэффициента вытеснения 6% (аналогично пластовой воде увеличение скорости прокачки не дало никакого эффекта). Перенесение результатов исследования на керне в масштаб месторождения при помощи моделирования показало дополнительную добычу в объеме 1.7% от начальных геологических запасов в третичном режиме, во вторичном – 4%.

Факт миграции глинистых частиц, о котором говорилось ранее, отчетливо зафиксирован в работе (Тургазинов, 2018), в которой приводится анализ эффективности НМВ на разработку месторождений в Казахстане. Фильтрационные эксперименты проводились на речном гидрофильном песке, гидрофобном песке с месторождения Карабулак, в котором согласно рентгенфазовому анализу (РФА) в количестве 17% присутствует каолинит, а также на образцах песчаника с месторождения Ащысай, в котором содержание каолинита составляет 5%. Прокачка НМВ (0.3–0.5 г/л) в гидрофильный образец привела к дополнительному вытеснению нефти до 4% и не сопровождалась ростом перепада давления из-за миграции частиц, тогда как в гидрофобный песок был зафиксирован более значительный коэффициент довытеснения, который достигал 19%, сопровождался ростом перепада давления и видимым помутнением воды на выходе из керна (рис. 3, 4). Однако несмотря на то, что для песчаника с месторождения Ащысай довытеснение составило существенные 10%, и на наличие роста перепада давления, визуально факт миграции глинистых частиц не наблюдался.

Стоит отметить, что вязкость нефти с месторождения Каражанбас, задействованная в экспериментах на песке, высока – 346 мПа\*с, а на Ащысай – 7мПа\*с, что указывает на потенциальную эффективность НМВ и в случае высоковязких нефтей.

Однако результаты фильтрационных экспериментов на керне терригенных и карбонатных коллекторов Гремихинского, Мишкинского и Боровского месторождений с высокой вязкостью нефти, характеризующейся низким значением кислотного числа, показали небольшой прирост вытесненной нефти – до 1%, что предположительно может являться следствием особенностей подготовки керна (старения), при которой по стандартной методике не формируются мостиковые связи между породой и полярными компонентами нефти (Игдавлетова

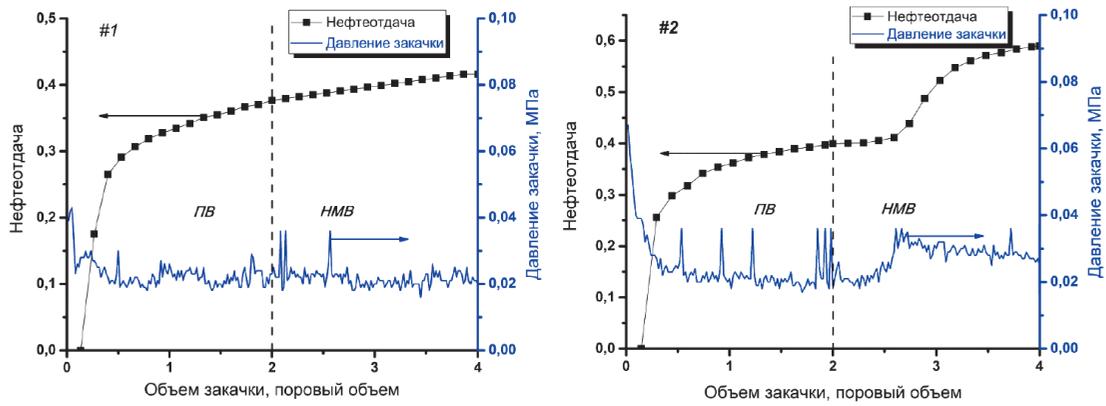


Рис. 3. Изменение давления и нефтеотдачи во время эксперимента на речном песке (слева) и гидрофобном песке (справа) (Тургазинов, 2018)

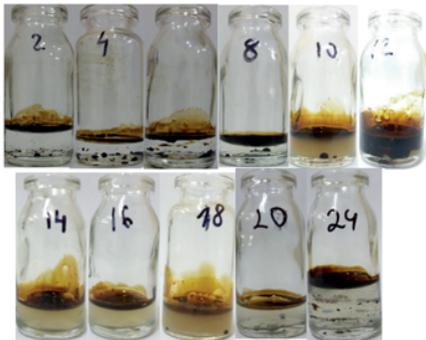


Рис. 4. Образцы вышедших вод после заводнения гидрофобного песка низкоминерализованной водой (0.3 г/л) (Тургазинов, 2018)

и др., 2015). Как отмечают авторы, подготовка керна в случае отнесения нефти к категории высоковязких требует особой методики перед проведением фильтрационных экспериментов, обеспечивающей сохранение адсорбированными полярными компонентами нефти, для получения более достоверных результатов. Например, как отмечалось ранее, использование гептана может решить проблему сохранения асфальтенов на поверхности породы.

При анализе эффективности НМ заводнения вторым важным процессом является изучение смачиваемости. Одним из распространенных способов такого анализа является измерение краевого угла смачивания (КУС). В статье (Nasralla et al., 2013) измерение КУС проводилось на образцах слюды (мусковите и биотите), выступающих в качестве альтернативы песчанику для исключения эффекта гистерезиса угла смачивания, ввиду шероховатости поверхности образцов реальных пород с месторождений. Замеры проводились методом плененного пузырька (capillary bubble method) – капля нефти подается на породу, помещенную в среду воды через иглу снизу и всплывает, при пластовых давлении и температуре в среде слюда-нефть-вода (пластовая – 174 г/л, морская – 55 г/л, вода водонапорного горизонта – 5 г/л, разбавленная вода водонапорного горизонта – 0.5 г/л и дистиллированная вода) после выдерживания образца в течение часа в воде. Результаты показали, что, действительно, снижение общей минерализации воды ведет к снижению угла растекания капли нефти по поверхности образца, т.е. к его гидрофилизации (рис. 5). Стоит отметить, что в данной работе рассматривалось общее снижение солей в воде (без сокращения числа двухвалентных катионов), и в морской воде КУС получился несколько выше, чем в пластовой

воде, что, как утверждают авторы, объясняется тем, что морская вода также отличается высокой минерализацией, выше, чем рекомендовано при НМВ – свыше 5000 ppm.

Согласно другой статье (Kakati et al., 2018), КУС определялся на гладких кварцевых пластинах при использовании модельной воды с варьирующим составом катионов, модельной нефти с различным содержанием полярных органических компонентов. В результате проведенных замеров сделан следующий вывод – высокое содержание катионов в воде способствует гидрофобизации образцов при значительном содержании в нефти полярных органических компонентов (кислотных и основных), тогда как снижение катионов, особенно двухвалентных, напротив, способствует десорбции этих компонентов и повышению степени гидрофилизации образцов.

Начальный тип смачиваемости играет большую роль в вопросах эффективности НМ заводнения. Так, в статье (Skrettingland et al., 2010) представлены результаты фильтрационных экспериментов на керне шельфового месторождения Snogge (Норвегия). По многим факторам, таким как содержание глинистых частиц (каолинит, порядка 10–15%), повышенное щелочное число нефти (1.1 мг КОН/г), но низкое кислотное число – 0.02 мг КОН/г, низкая вязкость нефти (1.2 сП), значительное содержание ионов кальция и магния в пластовой воде и их отсутствие в НМВ, месторождение вполне можно было отнести к потенциальным по использованию НМВ, однако результаты фильтрационных исследований показали незначительный

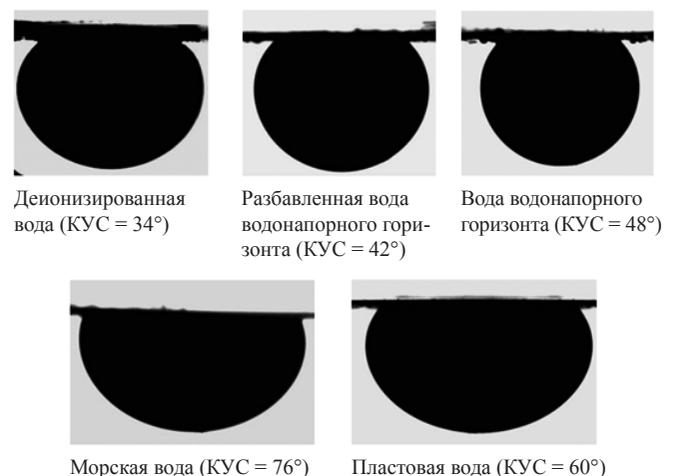


Рис. 5. Результаты замера КУС на образцах мусковита (Nasralla et al., 2013)

прирост по довытеснению нефти (до 2%) при закачке НМВ. Кроме того, использовались различные подходы к составлению керна: с использованием сильных растворителей – толуола, метанола, и мягкая очистка с керосином и пластовой водой, однако результат во всех случаях схожий. Причина низкой эффективности объясняется значительной степенью гидрофильности исходных образцов. Действительно, для образцов формации Statfjord с индексом Аммота в диапазоне 0.2–0.3 (промежуточная смачиваемость) наблюдался незначительный эффект от НМВ, а для формации Lunde с индексом 0–0.4 (преимущественно гидрофильный тип смачиваемости) эффект вовсе не наблюдался. Возможное объяснение снижения степени гидрофобности – это высокая температура пласта (90°C), из-за которой снижается кислотное число и, как результат, адсорбционная способность нефти.

Проведение односкважинных трассерных исследований на одиночной скважине Р-07 данного месторождения (SWCTT – single well chemical tracer test) также показало отсутствие снижения величины остаточной нефтенасыщенности после закачки в третичном режиме НМВ, полученной путем добавления 1% морской воды к пресной с итоговой концентрацией солей, составляющей 500 ppm.

Как видно из примеров, несмотря на кажущуюся простоту идеи НМ заводнения, в его основе залегает череда процессов, и окончательный вывод о потенциале НМВ на конкретном месторождении будет зависеть не столько от отдельных выделенных ранее факторов, сколько от их комбинации.

### **Предварительный скрининг применимости НМВ для месторождений Республики Татарстан**

Анализ применимости технологии НМ заводнения проводился на основании геолого-промысловых данных месторождений и ряда исследований на керне, пластовых флюидах, проводимых на отложениях девонского возраста, а также тульского и бобриковского горизонтов, выполненных в лабораториях Университета Ставангера и Казанского федерального университета.

Для этапа прескрининга использовались общие данные, такие как температура пласта, начальное и текущее пластовое давление, доступные источники воды для закачки, наличие инфраструктуры по подготовке воды, расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами и данные по составу и свойствам породы, пластовой воды, нефти. Кроме того, анализировалась история закачки пластовой воды для поддержания пластового давления. Исследования проводились на нескольких месторождениях Республики Татарстан.

Из положительных моментов для всех рассмотренных месторождений характерна низкая температура пласта (в диапазоне 20–25°C для тульских и бобриковских отложений и 30°C для девонских), что может способствовать повышению степени гидрофобности породы, а значит, и повышению потенциала НМВ к изменению смачиваемости в сторону гидрофильного состояния. Кроме того, оптимистичный прогноз применения НМВ связан с высокой минерализацией пластовой и добываемой воды в большинстве случаев (порядка 200–300 г/л). Значения pH пластовой воды соответствует слабокислой среде (5–6.8),

что также раскрывает потенциал НМВ, с точки зрения повышения щелочности среды в результате нарушения ионного равновесия системы.

К негативным факторам на этапе прескрининга, снижающим потенциал применимости НМВ на тульских и бобриковских отложениях, можно отнести высокую проницаемость коллектора, достигающую 1500–2300 мД, повышенную обводненность и высокий текущий коэффициент извлечения нефти (КИН), поэтому большим потенциалом по эффективности применения НМВ будут обладать месторождения с непродолжительной историей разработки и относительно сниженными значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) по сравнению с характерными для данных отложений. Кроме того, негативным фактором может стать повышенная вязкость нефти, которая характерна для данных отложений и составляет свыше 100 сП для большинства рассмотренных месторождений с известным значением вязкости нефти.

Для дальнейших исследований подобраны Татсуksинское и Соколкинское месторождения с наличием перечисленных выше положительных факторов. Для Татсуksинского месторождения (тульские отложения) характерна также непродолжительная история разработки (с 2015 года), низкая степень обводненности, а Соколкинскому месторождению (бобриковские отложения) соответствуют более низкие значения вязкости нефти (61 сП) и проницаемости (650 мД).

Положительный фактор для девонских отложений – низкая вязкость нефти (менее 10 сП) по сравнению с характерной для тульского и бобриковского возраста, а также более низкие значения проницаемости (порядка 500 мД). Потенциал применения НМВ может быть снижен из-за продолжительной истории разработки и, как следствие, высокой степени обводненности. Для лабораторных исследований подобрана площадь с минимизацией отрицательных факторов – Миннибаевская.

Стоит отметить, что на этапе прескрининга имелись очень ограниченные данные по минералогическому составу пород, которые важны в случае терригенных пород. Для повышения достоверности этапа прескрининга проведен ряд исследований на пластовой нефти, воде и образцах горных пород со скважин обозначенных выше месторождений, которые включали рентгенфазовый анализ для определения минералогического состава пород, SARA-анализ (Saturate, Aromatic, Resin, Asphaltene) для определения количественного содержания смол и асфальтенов и определение кислотного и основного чисел.

По результатам анализа девонские отложения представляют собой чистый кварц с незначительным содержанием других элементов, таких как кальцит, доломит, пирит и галит, в то время как тульские и бобриковские отложения характеризуется присутствием каолинита (0–2% на тульских, 1–4% на бобриковских), что повышает их потенциал к изменению смачиваемости при закачке НМВ по сравнению с отложениями девона.

Анализ пластовой нефти показал, что все рассматриваемые отложения характеризуются значительным содержанием смол и асфальтенов (27% в сумме). Данный факт может указывать на возможность наличия значительной степени гидрофобности пород до применения НМВ и существенный потенциал к ее изменению в сторону

гидрофильности после закачки НМВ. Вместе с тем, проведенный на образце девонской нефти анализ по определению AN и BN показал, что довольно высокое значение AN (0.15 мг КОН/г) и еще более высокое BN (2.03 мг КОН/г), что, как отмечалось ранее, важно в случае терригенных пород и также может указывать на значительную степень гидрофильности породы.

Значения рН пластовых вод находятся в диапазоне от 5.5 до 6.9, общая минерализация высока (более 250 г/л для тульских и бобриковских, 90 г/л на девонских отложениях), отмечается также значительное содержание ионов  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$  (табл. 2).

Параметры	Ед. измерения	Тульский	Бобриковский	Девон
$\text{HCO}_3^-$		31	220	134
$\text{SO}_4^{2-}$		157	591	40
Cl		173 754	161 343	56 736
$\text{Ca}^{2+}$	мг/л	9 018	6 012	7 014
$\text{Mg}^{2+}$		6 384	4 560	3 648
$(\text{Na}+\text{K})^+$		90 393	89 520	21 930
Минерализация		279 737	262 246	89 503
Плотность	г/см <sup>3</sup>	1.18	1.17	1.04
рН (при 23°C)		5.5	6.5	6.9

Табл. 2. Компонентный состав пластовых вод

## Заключение

Проведенный обзор концепции низкоминерализованного заводнения и изучение опыта коллег по данной теме в области лабораторных исследований показал, что в его основе лежат два основных процесса – набухание и миграция глинистых частиц и изменение смачиваемости, являющееся следствием различных физико-химических процессов, протекающих в системе порода-флюиды. Выделены следующие основные критерии для предварительной оценки применимости НМВ на месторождении:

- Присутствие глинистых частиц;
- Значительное содержание ионов  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$ , а также многовалентных ионов в пластовой воде;
- Невысокая проницаемость пласта;
- Минерализация НМВ до 5000 ppm, но выше 1000 ppm, а также отсутствие ионов  $\text{Ca}^{2+}$  и  $\text{Mg}^{2+}$ ;
- Предпочтительно более низкое значение вязкости нефти;
- Повышенное содержание кислотных и особенно основных компонентов в нефти;
- Гидрофобный тип начальной смачиваемости.

Также, на этапе лабораторных исследований необходимо уделять повышенное внимание к восстановлению смачиваемости образцов, особенно в случае повышенной вязкости нефти.

По результатам предварительного скрининга на примере месторождений Республики Татарстан в пользу потенциальной эффективности от использования НМВ на тульских, бобриковских и девонских отложениях указывает низкая температура пласта, высокая минерализация пластовой воды со значительным содержанием двухвалентных катионов и потенциалом к смещению

уровня рН с текущего слабокислого (5–6.8) в сторону повышенной щелочности и характеристики нефти, обеспечивающие начальную гидрофобность поверхности породы. Кроме того, для отложений тульского и бобриковского горизонтов дополнительным положительным моментом является наличие глинистых частиц, а для девонского возраста – пониженная вязкость нефти. Для дальнейших исследований подобраны Татсукинское месторождение (тульские отложения) с непродолжительной историей разработки и низкой степенью обводненности, Соколкинское месторождение (бобриковские отложения) с относительно менее низкими значениями вязкости и проницаемости относительно характерных для данного возраста и Миннибаевская площадь Ромашкинского месторождения для отложений девонского периода с минимизацией негативных факторов.

Ввиду большого количества факторов, влияющих на эффективность закачки низкоминерализованной воды, на выбранных в результате предварительного скрининга объектах будут запланированы лабораторные исследования. Сформированная программа лабораторных исследований с целью оценки потенциала применимости закачки низкоминерализованной воды включает определение КУС и фильтрационные эксперименты, и позволит определить влияние факторов относительно низкой температуры, повышенной проницаемости и вязкости нефти, минерального состава (наличие и отсутствие глинистых частиц), и количественно оценить потенциальный эффект от внедрения закачки НМВ.

## Финансирование/Благодарности

*Работа выполнена при поддержке Минобрнауки России в рамках соглашения № 075-15-2022-299 о предоставлении гранта в форме субсидий из федерального бюджета на осуществление государственной поддержки создания и развития научного центра мирового уровня «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».*

## Литература

- Антииади Д.Г., Савенок О.В., Буков Н.Н., Ганоцкая Е.Д., Панюшкин В.Т. (2014). О возможности использования низкоминерализованной воды для повышения нефтеотдачи месторождений Краснодарского края. *Горный информационно-аналитический бюллетень*, 8, с. 331–339.
- Ахметгареев В.В. (2016). Исследование процессов разработки нефтяных коллекторов низкоминерализованным заводнением на основе моделирования (на примере месторождений Республики Татарстан). Бугульма, 135 с.
- Игдавлетова М., Исмагилов Т., Ганиев И., Телин А. (2015). Влияние минерализации закачиваемой воды на проницаемость и нефтеотдачу коллекторов. <https://neftegaz.ru/science/development/331660-vliyanie-mineralizatsii-zakachivaemoy-vody-na-pronitsaemost-i-nefteotdachu-kollektorov>
- Кузнецов А.М., Кузнецов В.В., Богданович Н.Н. (2011). О сохранении естественной смачиваемости отбираемого из скважин керна. *Нефтяное хозяйство*, 1.
- Михайлов Н.Н., Моторова К.А., Сечина Л.С. (2016). Геологические факторы смачиваемости пород-коллекторов нефти и газа. <https://magazine.neftegaz.ru/articles/prikladnaya-nauka/626760-geologicheskie-factory-smachivaemosti-porod-kollektorov-nefti-i-gaza>
- Тургазинов И.К. (2018). Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений находящихся на поздних стадиях эксплуатации с применением низкоминерализованного заводнения (на примере месторождения южного Тургаа). Дисс. доктора наук.
- Abdallah, W. et al. (2007). Fundamentals of Wettability. Schlumberger, Oilfield Review, pp. 44–61. <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/p44-61-english>
- Al-Shalabi P.E., Emad. (2015). A Comprehensive Review of Low Salinity/Engineered Water Injections and their Applications in Sandstone and Carbonate

Rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 139. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.11.027>

Austad, Tor. (2013). Water-Based EOR in Carbonates and Sandstones: New Chemical Understanding of the EOR Potential Using «Smart Waters». *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies*, pp. 301–335. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00013-0>

Bartels W.-B., Mahani H., Berg S., Hassanizadeh S.M. (2019). Literature Review of Low Salinity Waterflooding from a Length and Time Scale Perspective. *Fuel*, 236, pp. 338–353. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.09.018>

Chavan, M., Dandekar, A., Patil, S. et al. (2019). Low-salinity-based enhanced oil recovery literature review and associated screening criteria. *Pet. Sci.*, 16, pp. 1344–1360. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-0325-7>

Jackson M.D., Vinogradov Jan, Hamon Gerald, Chamerois Manuel (2016). Evidence, mechanisms and improved understanding of controlled salinity waterflooding part 1: Sandstones. *Fuel*, 185, pp. 772–793. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.07.075>

Kakati Abhijit & Sangwai Jitendra (2018). Wettability Alteration of Mineral Surface during Low Salinity Water Flooding: Role of Salt Type, Pure Alkanes and Model Oils Containing Polar Components. *Energy Fuels*, 32(3), pp. 3127–3137. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b03727>

Lager A., Webb K.J., Black C.J.J., Singleton M., Sorbie K.S. (2008). Low Salinity Oil Recovery – An Experimental Investigation. *Petrophysics*, 49.

Mamonov Aleksandr, Puntervold Tina & Skule Strand (2017). EOR by Smart Water Flooding in Sandstone Reservoirs – Effect of Sandstone Mineralogy on Initial Wetting and Oil Recovery. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/187839-MS>

McMillan Marcia, Rahnama Hamid, Romiluy Johnson, Kitty Fitzgerald (2016). Effect of exposure time and crude oil composition on low-salinity water flooding. *Fuel*, 185, pp. 263–272. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.07.090>

Morrow, Norman, Buckley, Jill. (2011). Improved Oil Recovery by Low-Salinity Waterflooding. *J Pet Technol*, 63, pp. 106–112. <https://doi.org/10.2118/129421-JPT>

Nasralla, Ramez A., Bataweel, Mohammed A., Hisham A. Nasr-El-Din (2013). Investigation of Wettability Alteration and Oil-Recovery Improvement by Low-Salinity Water in Sandstone Rock. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 52, pp. 144–154. <https://doi.org/10.2118/146322-PA>

Piñerez Torrijos I. D., Mamonov A., Strand S., Puntervold T. (2020). The role of polar organic components in dynamic crude oil adsorption on sandstones and carbonates. *CT&F – Ciencia, Tecnología y Futuro*, 10(2), pp. 5–16. <https://doi.org/10.29047/01225383.251>

Skrettingland, K., Holt, T., Tweheyo, M.T., Skjevraak I. (2010). Snorre Low Salinity Water Injection - Core Flooding Experiments and Single Well Field Pilot. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, USA. <https://doi.org/10.2118/129877-MS>

Snosy, M.F., Abu El Ela, M., El-Banbi, A. et al. (2020). Comprehensive investigation of low-salinity waterflooding in sandstone reservoirs. *J Petrol Explor Prod Technol*, 10, pp. 2019–2034. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00862-z>

Strand Skule, Puntervold Tina, Austad Tor (2016). Water based EOR from Clastic Oil Reservoirs by Wettability Alteration: A Review of Chemical Aspects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146, pp. 1079–1091. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.08.012>

Suijkerbuijk, B.M., Sorop, T.G., Parker, A.R., Masalmeh, S.K., Chmuzh, I.V., Karpan, V.M., Volokitin, Y.E., and A.G. Skripkin (2014). Low Salinity Waterflooding at West Salym: Laboratory Experiments and Field Forecasts. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Muscat, Oman. <https://doi.org/10.2118/169691-MS>

## Сведения об авторах

**Залина Ринатовна Саптарова** – инженер, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4  
e-mail: [saptarovazalina@yandex.ru](mailto:saptarovazalina@yandex.ru)

**Александр Артурович Мамонов** – научный сотрудник, Университет Ставангера  
Норвегия, Ставангер, 4033

**Сергей Анатольевич Усманов** – заместитель директора, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

**Азат Абузарович Лутфуллин** – кандидат техн. наук, заместитель начальника департамента разработки месторождений, Татнефть-Добыча, ПАО «Татнефть»  
Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

**Владислав Анатольевич Судakov** – заместитель директора института по инновационной деятельности, директор НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Институт геологии и нефтегазовых технологий, Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Кремлевская, д. 18

**Мария Сергеевна Шипаева** – технический директор, ООО «Геоиндикатор»; инженер, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

**Артур Альбертович Шакиров** – генеральный директор, ООО «Геоиндикатор»; заместитель директора, НОЦ «Моделирование ТРИЗ», Казанский (Приволжский) федеральный университет  
Россия, 420008, Казань, ул. Большая Красная, д. 4

Статья поступила в редакцию 31.07.2022;

Принята к публикации 23.10.2022; Опубликована 20.12.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

# Potential for improving the efficiency of terrigenous oil deposits waterflooding with the use of low salinity technology at fields of the Tatarstan Republic

Z.R. Saptarova<sup>1\*</sup>, A.A. Mamonov<sup>2</sup>, S.A. Usmanov<sup>1</sup>, A.A. Lutfullin<sup>3</sup>, V.A. Sudakov<sup>1</sup>,  
M.S. Shipaeva<sup>1,4</sup>, A.A. Shakirov<sup>1,4</sup>

<sup>1</sup>Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

<sup>2</sup>University of Stavanger, Stavanger, Norway

<sup>3</sup>Tatneft PJSC, Almet'yevsk, Russian Federation

<sup>4</sup>Geoindikator JSC, Kazan, Russian Federation

\*Corresponding author: Zalina R. Saptarova, e-mail: [saptarovazalina@yandex.ru](mailto:saptarovazalina@yandex.ru)

**Abstract.** This article is devoted to the review of one of the currently relevant methods of enhanced oil recovery – low-salinity waterflooding (LSW) – on the example of terrigenous Tularian, Bobrikovian and Devonian reservoirs of the Tatarstan Republic fields.

The first part of review contains information about the key processes underlying this method, such as swelling and migration of clay particles and wettability alteration, as well as the mechanisms that explain these processes, which include cation exchange, multicomponent ion exchange, electric double layer expansion, etc. Their understanding, in turn, contributes to the identification of the

main factors, the presence or absence of which at the field allows us to give a preliminary assessment of LSW application. There are main factors: the presence of clay particles, a significant content of Ca<sup>2+</sup> and Mg<sup>2+</sup> ions, as well as multivalent ions in formation water, low formation permeability, reduced oil viscosity, an increased content of acidic and especially basic components in oil and, as a result, a hydrophobic type of initial rock wettability.

Then, examples of using the method in other fields are given and the results of laboratory studies, including the measurement of the contact angle, core flooding experiments, are briefly highlighted.

A preliminary screening is carried out on the basis of geological and field data from several fields of Tatarstan Republic, candidate fields are identified and a preliminary conclusion about LSW application in this region is made. The positive factors for the reservoirs under consideration, identified at the preliminary screening stage, include low formation temperature, high salinity of formation water with a significant content of divalent cations and the potential to shift the pH level from the current slightly acidic level towards increased alkalinity, and an increased content of polar oil components. In addition, the reservoirs of the Tulian and Bobrikovian horizons are characterized by the presence of clay particles, and the Devonian reservoir are characterized by a reduced oil viscosity coupled with an increased oil base number.

**Keywords:** low-salinity waterflooding, wettability, Tulian horizon, Bobrikovian horizon, Devonian period

#### Acknowledgements

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-299 within the framework of the development program for a world-class Research Center “Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves”.

**Recommended citation:** Saptarova Z.R., Mamonov A.A., Usmanov S.A., Lutfullin A.A., Sudakov V.A., Shipaeva M.S., Shakirov A.A. (2022). Potential for improving the efficiency of terrigenous oil deposits waterflooding with the use of low salinity technology at fields of the Tatarstan Republic. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 82–90. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.7>

#### References

- Abdallah, W. et al. (2007). Fundamentals of Wettability. Schlumberger, Oilfield Review, pp. 44–61. <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/p44-61-english>
- Akhmetgareev V.V. (2016). Investigation of the processes of oil reservoirs development by low-salinity waterflooding based on modeling (on the example of fields in the Republic of Tatarstan). Bugulma, 135 p. (In Russ.)
- Al-Shalabi P.E., Emad. (2015). A Comprehensive Review of Low Salinity/Engineered Water Injections and their Applications in Sandstone and Carbonate Rocks. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 139. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2015.11.027>
- Antoniadi D.G., Savenok O.V., Bukov N.N. et al. (2014). The possibility of using low-salinity water for increasing oil fields in Krasnodar region, *Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten*, 8, pp. 331–339. (In Russ.)
- Austad, Tor. (2013). Water-Based EOR in Carbonates and Sandstones: New Chemical Understanding of the EOR Potential Using «Smart Water». *Enhanced Oil Recovery Field Case Studies*, pp. 301–335. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-386545-8.00013-0>
- Bartels W.-B., Mahani H., Berg S., Hassanizadeh S.M. (2019). Literature Review of Low Salinity Waterflooding from a Length and Time Scale Perspective. *Fuel*, 236, pp. 338–353. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.09.018>
- Chavan, M., Dandekar, A., Patil, S. et al. (2019). Low-salinity-based enhanced oil recovery literature review and associated screening criteria. *Pet. Sci.*, 16, pp. 1344–1360. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-0325-7>
- Jackson M.D., Vinogradov Jan, Hamon Gerald, Chamerois Manuel (2016). Evidence, mechanisms and improved understanding of controlled salinity waterflooding part 1: Sandstones. *Fuel*, 185, pp. 772–793. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.07.075>
- Igdavletova M., Ismagilov T., Ganiev I., Telin A. (2015). Influence of salinity of injected water on permeability and oil recovery of reservoirs. (In Russ.) <https://neftegaz.ru/science/development/331660-vliyanie-mineralizatsii-zakachivaemoy-vody-na-pronitsaemost-i-nefteotdachu-kollektorov>
- Kakati Abhijit & Sangwai Jitendra (2018). Wettability Alteration of Mineral Surface during Low Salinity Water Flooding: Role of Salt Type, Pure Alkanes and Model Oils Containing Polar Components. *Energy Fuels*, 32(3), pp. 3127–3137. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b03727>
- Kuznetsov A.M., Kuznetsov V.V., Bogdanovich N.N. (2011). On the question of preserving natural wettability of a core taken from wells. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil industry*, 1. (In Russ.)
- Lager A., Webb K.J., Black C.J.J., Singleton M., Sorbie K.S. (2008). Low Salinity Oil Recovery – An Experimental Investigation. *Petrophysics*, 49.
- Mamonov Aleksandr, Puntervold Tina & Skule Strand (2017). EOR by Smart Water Flooding in Sandstone Reservoirs – Effect of Sandstone Mineralogy on Initial Wetting and Oil Recovery. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/187839-MS>

- McMillan Marcia, Rahnema Hamid, Romiluy Johnson, Kitty Fitzgerald (2016). Effect of exposure time and crude oil composition on low-salinity water flooding. *Fuel*, 185, pp. 263–272. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2016.07.090>
- Mikhailov N.N., Motorova K.A., Sechina L.S. (2016). Geological factors of wettability of oil and gas reservoir rocks. (In Russ.) <https://magazine.neftegaz.ru/articles/prikladnaya-nauka/626760-geologicheskie-factory-smachivaemosti-porod-kollektorov-nefti-i-gaza>
- Morrow, Norman, Buckley, Jill. (2011). Improved Oil Recovery by Low-Salinity Waterflooding. *J Pet Technol*, 63, pp. 106–112. <https://doi.org/10.2118/129421-JPT>
- Nasralla, Ramez A., Bataweel, Mohammed A., Hisham A. Nasr-El-Din (2013). Investigation of Wettability Alteration and Oil-Recovery Improvement by Low-Salinity Water in Sandstone Rock. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 52, pp. 144–154. <https://doi.org/10.2118/146322-PA>
- Piñerez Torrijos I. D., Mamonov A., Strand S., Puntervold T. (2020). The role of polar organic components in dynamic crude oil adsorption on sandstones and carbonates. *CT&F – Ciencia, Tecnologia y Futuro*, 10(2), pp. 5–16. <https://doi.org/10.29047/01225383.251>
- Skrettingland, K., Holt, T., Tweheyo, M.T., Skjevraak I. (2010). Snorre Low Salinity Water Injection - Core Flooding Experiments and Single Well Field Pilot. *SPE Improved Oil Recovery Symposium*. Tulsa, Oklahoma, USA. <https://doi.org/10.2118/129877-MS>
- Snosy, M.F., Abu El Ela, M., El-Banbi, A. et al. (2020). Comprehensive investigation of low-salinity waterflooding in sandstone reservoirs. *J Petrol Explor Prod Technol*, 10, pp. 2019–2034. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00862-z>
- Strand Skule, Puntervold Tina, Austad Tor (2016). Water based EOR from Clastic Oil Reservoirs by Wettability Alteration: A Review of Chemical Aspects. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 146, pp. 1079–1091. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2016.08.012>
- Suijkerbuijk, B.M., Sorop, T.G., Parker, A.R., Masalmeh, S.K., Chmuzh, I.V., Karpan, V.M., Volokitin, Y.E., and A.G. Skripkin (2014). Low Salinity Waterflooding at West Salym: Laboratory Experiments and Field Forecasts. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*. Muscat, Oman. <https://doi.org/10.2118/169691-MS>
- Turgazinov I.K. (2018). Improving the efficiency of the development of oil fields in the late stages of operation using low-salinity waterflooding (on the example of the South Turgay field). Dr. sci. diss. (In Russ.)

#### About the Authors

- Zalina R. Saptarova** – Engineer, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University  
Bolshaya Krasnaya str., 4, Kazan, 420111, Russian Federation
- Alexander A. Mamonov** – Researcher, University of Stavanger, Stavanger, Norway  
Norway, Stavanger, 4033
- Sergey A. Usmanov** – Deputy Director, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University  
Bolshaya Krasnaya str., 4, Kazan, 420111, Russian Federation
- Azat A. Lutfullin** – Cand. Sci. (Engineering), Deputy Head of the Department of Field Development, Tatneft-Dobycha, Tatneft PJSC  
Lenin str., 75, Almetyevsk, 423450, Russian Federation
- Vladislav A. Sudakov** – Deputy Director of the Institute for Innovations, Director of Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University  
Bolshaya Krasnaya str., 4, Kazan, 420111, Russian Federation
- Maria S. Shipaeva** – Technical Director, Geoindikator JSC; Engineer, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University  
Bolshaya Krasnaya str., 4, Kazan, 420111, Russian Federation
- Artur A. Shakirov** – General Director, Geoindikator JSC; Deputy Director, Hard-to-Recover Reserves Simulation Research and Educational Center, Institute of Geology and Petroleum Technology, Kazan Federal University  
Bolshaya Krasnaya str., 4, Kazan, 420111, Russian Federation

Manuscript received 31 July 2022;  
Accepted 23 October 2022; Published 20 December 2022

# Выбор и адаптация комплексных технологий обработки призабойной зоны для условий нагнетательных скважин месторождений Республики Татарстан

А.А. Лутфуллин<sup>1</sup>, Э.М. Абусалимов<sup>1</sup>, А.Е. Фоломеев<sup>2</sup>, А.Р. Хатмуллин<sup>2</sup>, А.Р. Шарифуллин<sup>3\*</sup>,  
М.Р. Ситдииков<sup>3</sup>

<sup>1</sup>ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

<sup>2</sup>Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

<sup>3</sup>ООО «Тетакон», Уфа, Россия

В настоящее время месторождения на территории Республики Татарстан разрабатываются с применением систем поддержания пластового давления, предполагающих закачку в пласт больших объемов воды. Эффективность реализации заводнения напрямую зависит от качества нагнетаемого агента, и, несмотря на применение различных технологий подготовки и очистки закачиваемых вод, со временем неизбежно происходит ухудшение фильтрационно-емкостных свойств пород. В данной работе рассмотрены основные источники кольматации призабойной зоны нагнетательных скважин: механические примеси, нефтепродукты и образование солей, а также приведены результаты исследования компонентного состава отложений с кустовых насосных станций. С использованием методики Оддо-Томсона выявлено, что закачиваемая вода склонна к отложению кальцита и/или арагонита, а также барита в забойных условиях. Проведены физико-химические и фильтрационные исследования ряда реагентов для удаления кольматантов: кислотных составов, углеводородных растворителей и комплексообразователей, определены их оптимальные рецептуры. Обоснована технология обработки, включающая последовательную закачку составов на основе соляной и грязевой кислот. Разработан алгоритм расчета оптимального объема реагента на основе данных исследования минералогического состава механических примесей и ионного состава нагнетаемых вод. Для условий нагнетательных скважин кыновско-пашийского объекта Ромашкинского месторождения с учетом состава кольматанта определено четыре типа технологии обработки призабойной зоны, и разработаны дизайны кислотного воздействия.

**Ключевые слова:** кислотная обработка, нагнетательные скважины, обработка призабойной зоны пласта, кислотный состав, растворитель, высокомолекулярные компоненты нефти, солеотложения, механические примеси

**Для цитирования:** Лутфуллин А.А., Абусалимов Э.М., Фоломеев А.Е., Хатмуллин А.Р., Шарифуллин А.Р., Ситдииков М.Р. (2022). Выбор и адаптация комплексных технологий обработки призабойной зоны для условий нагнетательных скважин месторождений Республики Татарстан. *Георесурсы*, 24(4), с. 91–101. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.8>

## Введение

На территории Республики Татарстан расположено второе по величине месторождение в России и одно из крупнейших мире – Ромашкинское, незначительная часть которого заходит на территорию Самарской области. На месторождении открыто 18 продуктивных горизонтов и 620 залежей, основная доля запасов сосредоточена в верхнедевонских горизонтах и в терригенной толще нижнего карбона. В тектоническом отношении месторождение приурочено к вершине Южно-Татарского свода, представляющего собой крупное поднятие изометричной формы, ограниченное с запада Алтунино-Шунакским, с востока Уральским прогибами, и структурными уступами – Сакловским на севере и Бугульминским на юге.

Разработка кыновско-пашийского объекта Ромашкинского месторождения начата в 1953 году. Площади разбурены по неравномерным квадратным сеткам с расстоянием

между скважинами 300–600 м. Залежи нефти пластово-сводового типа, их размеры изменяются от 45 до 115 км по длине, от 37,5 до 75 км по ширине, высота – около 60 м. Объект разрабатывается с поддержанием пластового давления с 1954 года, система заводнения – комбинированная (сочетание линейной с поперечным разрезанием и очагами). Пластовое давление в зоне отбора – 16,8 МПа, что на 0,7 МПа (4 %) ниже начального (17,5 МПа). Забойное давление – 10,1 МПа при давлении насыщения 9,0 МПа.

Целью данной работы являлись поиск и оценка эффективности применения комбинированных технологий кислотного воздействия для условий нагнетательных скважин кыновско-пашийского объекта Ромашкинского месторождения путем проведения аналитических и научно-экспериментальных исследований. Алгоритм проведения исследований представлен на рис. 1.

## Геолого-физические характеристики объекта исследований

По данным гранулометрического анализа породы пашийского D<sub>3ps</sub> и кыновского D<sub>3f</sub> горизонтов представлены преимущественно мелкозернистым песчаником и

\* Ответственный автор: Андрей Ришадович Шарифуллин  
e-mail: [cto@tetacom.pro](mailto:cto@tetacom.pro)

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

крупнозернистым алевролитом с низким содержанием глин, в основном каолинита и иллита. Данные минералы обладают незначительной ёмкостью катионного обмена и практически не склонны к набуханию (van Gijtenbeek et al., 2006). Нефти горизонтов относятся к группе средних, маловязких, сернистых, парафинистых, высокосмолистых.

Основные характеристики пластов и нефти представлены в табл. 1.

Водоносные горизонты приурочены к песчано-алевролитовым отложениям воробьёвского, ардатовского, муллинского, пашийского и кыновского горизонтов девона, образующих единую гидродинамическую систему



Рис. 1. Алгоритм выполнения работ по выбору технологий ОПЗ для нагнетательных скважин

Параметр	Горизонт	
	Пашийский	Кыновский
Средняя глубина залегания, м	1750	1730
Тип залежи	Пластово-сводовый	
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	9,5	2,6
Пористость, %	19,9	18,8
Средняя нефтенасыщенность, доли ед.	0,829	0,791
Проницаемость, мД	374	292
Расчлененность, ед	3,3	1,9
Начальная пластовая температура, °С	40	40
Начальное пластовое давление, МПа	17,5	17,5
Давление насыщения нефти газом, МПа	9,0	8,7
Газосодержание нефти (стандартная сепарация), м <sup>3</sup> /т	62,9	47,2
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м <sup>3</sup>	803,0	813,0
Вязкость нефти в условиях пласта, МПа·с	3,3	3,5
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,138	1,135
Плотность дегазированной нефти по поверхностным пробам, кг/м <sup>3</sup>	863	848
Вязкость дегазированной нефти по поверхностным пробам, МПа·с:		
- при 20 °С	19,3	23,5
- при 50 °С	7,4	8,4
Массовое содержание, %:		
- серы	1,6	1,4
- смол силикагелевых	10,6	12,9
- асфальтенов	4,8	4,3
- парафинов	3,6	4,3
- ванадия	76	70
- никеля	37	35

Табл. 1. Основные характеристики пластов и нефти

с региональным водоупором, представленным кыновско-саргаевскими аргиллитами и глинистыми известняками. По химическому составу подземные воды относятся к хлоркальциевому типу с общей минерализацией 224–284 г/л, плотностью 1180,0–1190,0 кг/м<sup>3</sup>, с низким содержанием сульфат-ионов (10–12 мг/л). Содержание различных компонентов колеблется в следующих пределах (в мг/л): брома – от 600 до 1400, йода – от 8 до 10, бора – от 12 до 13, бария – до 100, стронция – от 370 до 440. Газонасыщенность вод составляет 0,3–0,7 м<sup>3</sup>/т при общем количестве углеводородных газов 60–75 %, из них этана и высших – от 4 до 38 %. Тип газа – азотно-метановый.

### Источники кольматации призабойной зоны нагнетательных скважин

Кислотные обработки скважин, эксплуатирующих терригенные объекты, отличаются от воздействия на карбонатные коллектора тем, что чаще всего подразумевается растворение кольматанта, который закупоривает поровые каналы призабойной зоны пласта (ПЗП) и блокирует приток. Воздействие кислотными составами (КС) на кристаллическую структуру кольматанта и пород пласта может привести к образованию многочисленных продуктов реакции, в том числе плохо растворимых. В связи с этим, для успешного восстановления проницаемости требуется значительно более глубокое изучение химических особенностей процесса, чем в случае воздействия на карбонатные коллекторы (Магадова и др., 2015).

При выборе реагента воздействия необходимо принимать во внимание минералогический состав пород объекта, пластовую температуру, проницаемость и степень неоднородности коллектора и, самое главное, тип кольматанта. Применительно к объекту исследований выделено три основных типа кольматанта: грубодисперсные примеси, которые принято обозначать понятием «количество взвешенных частиц (КВЧ), остаточные нефтепродукты (ОНП) и неорганические соли, выпадающие из нагнетаемой воды.

К неорганическим солям относят следующие соединения: ангидрит (CaSO<sub>4</sub>), бассанит (CaSO<sub>4</sub>·0,5H<sub>2</sub>O), гипс (CaSO<sub>4</sub>·2H<sub>2</sub>O), кальцит и арагонит (CaCO<sub>3</sub>), магнезит (MgCO<sub>3</sub>), барит (BaSO<sub>4</sub>), целестин (SrSO<sub>4</sub>), галит (NaCl). Процесс отложения солей происходит вследствие пересыщения водных растворов слаборастворимыми соединениями, которые в значительных количествах содержатся в пластовых и попутно-добываемых водах. Выделяют различные факторы, способствующие образованию отложений солей, основными среди которых являются: изменение термобарических условий и pH растворов, дегазация пластовых вод, растворение и выщелачивание отдельных минералов породы коллекторов, смешение несовместимых пластовых вод между собой, а также с водносолевыми технологическими жидкостями. Как правило, отложения солей являются полиминеральными, а также содержат в себе органические соединения. Выпадение этих солей может спровоцировать как изменение термобарических условий, так и смешение с различными технологическими жидкостями. При наличии данных об ионном составе пластовых вод и технологических жидкостей эти риски возможно оценить расчетными методами. Достоверность результатов прогнозирования в значительной степени

зависит от корректного выбора методики, что связано с различиями в условиях их применимости. К основным факторам, ограничивающим применение тех или иных методик, относятся: минерализация воды, температура и давление, наличие или отсутствие контакта с углеводородными жидкостями и газовой фазой. В этом отношении методика, разработанная Дж.Е. Оддо и М.В. Томсоном (Oddo et al., 1998), выгодно отличается от остальных, как с точки зрения детальной проработанности для условий нефтедобывающих скважин (учитывается содержание растворенных в нефти газов и наличие/отсутствие свободной газовой фазы), так и широты диапазона применимости (минерализация от 0 до 300 г/л, температура от 0 до 175°C, давление от 1 до 950 атм). Кроме того, она достаточно проста для реализации в компьютерном алгоритме и последующего проведения массовых расчетов. Суть методики заключается в проверке термодинамического равновесия:

$$a_{cat} \cdot a_{An} = K_{sp},$$

где  $a_{cat}$ ,  $a_{An}$  – активности катионов и анионов малорастворимой соли,  $K_{sp}$  – произведение растворимости этой соли.

Для прогнозирования рисков выпадения неорганических солей в ПЗП нагнетательных скважин был рассчитан индекс насыщения проб попутно-добываемых вод солеобразующими ионами (SI) и масса осадка. Для расчета были приняты средние значения забойных температуры и давления на момент отбора проб, и задано значение концентрации CO<sub>2</sub> в пластовом флюиде. По результатам моделирования выпадения неорганических солей сделан вывод – закачиваемая вода, применяемая в системе поддержания пластового давления, преимущественно склонна к отложению кальцита/арагонита (до 0,48 г/л) в забойных условиях, а также незначительного количества барита (до 0,10 г/л).

В соответствии с отраслевым стандартом «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству», для поровых коллекторов с абсолютной проницаемостью более 100 мД допустимое содержание в воде КВЧ и ОНП составляет, соответственно, не более 5 мг/л и 10 мг/л (ОСТ 39-225-88. Вода для заводнения нефтяных пластов 1988). Для оценки соответствия качества воды данным требованиям выполнен анализ результатов исследований содержания нефтепродуктов и механических примесей в пробах за период с 2004 по 2021 год (рис. 2, 3).

На основе этих данных сделан вывод о том, что качество воды по показателю «Содержание нефтепродуктов» за последние три года повысилось относительно предыдущего периода. Тем не менее, увеличилось количество проб, содержащих более 100 мг/л нефтепродуктов, что свидетельствует о повышенных рисках кольматации ПЗП и снижения приёмности нагнетательных скважин. По показателю «Содержания КВЧ» отмечается значительное улучшение качества закачиваемой воды, значение которого практически не превышает максимально допустимых значений. Ранними исследованиями также было установлено, что кольматация ПЗП происходит конгломератом загрязнений, содержащим прежде всего углеводороды (Давлетшина, 2021).

Применительно к процессам кислотного воздействия, основные кольматанты можно разделить на шесть групп по их химическому составу и растворимости в различных реагентах:

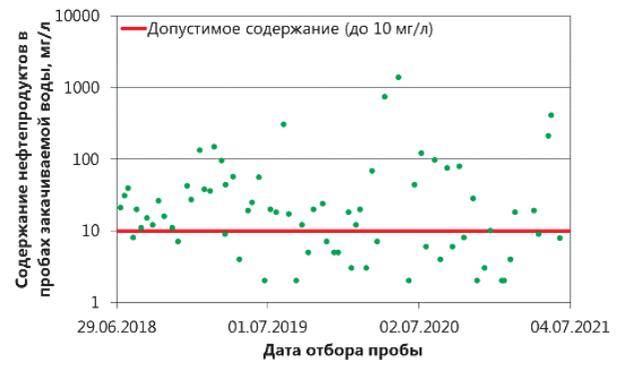
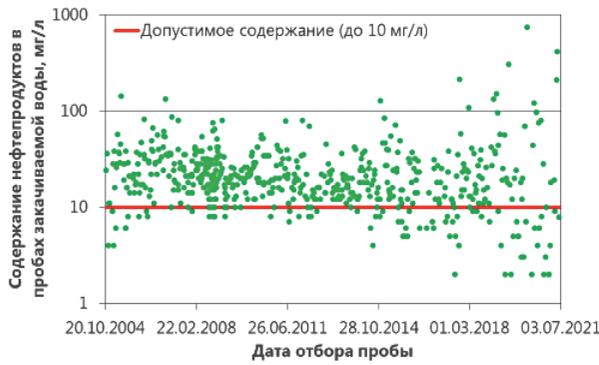


Рис. 2. Содержание нефтепродуктов в пробах закачиваемой воды за последние 17 лет и 3 года

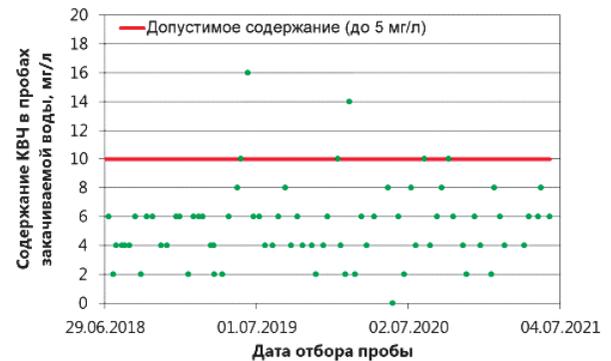
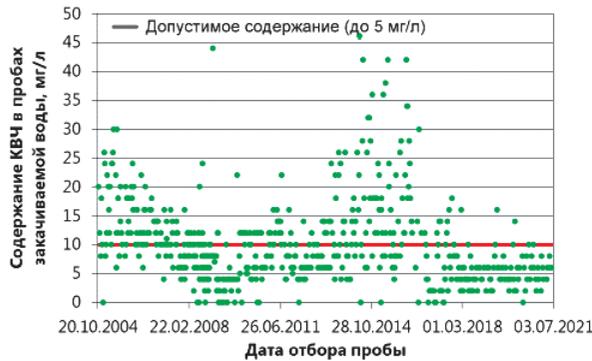


Рис. 3. Содержание КВЧ в пробах закачиваемой воды за последние 17 лет и 3 года

- оксиды, гидроксиды железа (растворимы в соляной кислоте);
- терригенный материал (растворимы в смеси соляной и плавиковой кислот);
- углекислые соли (растворимы в соляной кислоте);
- сернокислые соли (растворимы в щелочах (с последующим растворением продуктов реакции в соляной кислоте) и растворах хелатных соединений);
- сульфиды (растворимы в соляной кислоте);
- нефтепродукты (растворимы в органических растворителях).

Для проб, отобранных с кустовых насосных станций (КНС), характерно содержание соединений железа (продуктов коррозии), карбоната кальция и терригенной составляющей. Процентное содержание компонентов в пробе представлено на рис. 4.

Учитывая данный факт, в нагнетательных скважинах,



Рис. 4. Состав проб отложений, отобранных с КНС

получающих воду с КНС 1 и 2, в целях восстановления приемистости, возможно проведение глинокислотных обработок (ГКО) с обязательной предоторочкой КС на основе соляной кислоты. Присутствие сульфатов предполагает дополнительное введение в КС хелатных соединений. В нагнетательных скважинах, получающих воду от КНС 1, достаточно проведения простой солянокислотной обработки (СКО).

В соответствии с типами кольматантов, для исследования был выбран ряд реагентов класса растворителей асфальтосмолопарафиновых отложений (РАСПО), кислот и хелатных соединений. Наименование и описание представлено в табл. 2.

КС-1, ГКС-1, ГКС-3 и ГКС-4 являются промышленно применяемыми КС на месторождениях ПАО «Татнефть». Дополнительно исследованы составы ГКС-2 и КС-2 с оптимальными концентрациями кислот, подобранными с учётом минералогического состава пород и проницаемости объекта исследований (McLeod et al., 1983; McLeod, 1984), а также КС-1Х на основе соляной кислоты с комплексообразующими агентами для растворения сернокислых солей из ПЗП.

Далее проведены физико-химические исследования реагентов для технологий стимуляции, включающие определение коррозионной активности КС, тестирование их стабильности, совместимости с нефтью и пластовой водой. Дополнительно исследована совместимость углеводородного растворителя с КС, а также с КС в среде закачиваемой воды и непосредственно водой. Исследования проводились согласно локальным нормативным документам ПАО «Татнефть» и (API RP 42. API Recommended Practices for Laboratory Testing of Surface Active Agents for Well Stimulation. American Petroleum Institute, Production Dept. 1977).

Шифр	Основные реагенты в составе	Вспомогательные реагенты	Объект воздействия
РАСПО	Углеродородный растворитель	-	Остаточные нефтепродукты
КС-1Х	15% HCl	Модификаторы, нитрилотриметилфосфоновая (НТФ) и оксиэтилидендифосфоновая (ОЭДФ) кислоты	Сернокислые соли
КС-1	15% HCl	Модификаторы КС	Механические примеси, углекислые соли
КС-2	10% HCl		
ГКС-1	12% HCl + 3% HF	Модификаторы КС	Механические примеси
ГКС-2	12% HCl + 2% HF		
ГКС-3	12% HCl + 6% HF		
ГКС-4	18% HCl + 6% HF		

Табл. 2. Описание выбранных для исследований реагентов

### Физико-химические исследования реагентов для технологий стимуляции

Стабильность КС оценивали в отсутствии и присутствии ионов трехвалентного железа в количестве 5000 ppm и 2000 ppm в течение 30 минут при пластовой температуре. Через 30 минут термостатирования при пластовой температуре проверяли пробы на предмет разделения фаз, помутнения, изменения цвета и/или выпадения содержимого проб в осадок. Затем пробы фильтровали через сита для подтверждения отсутствия осадка. По аналогичной методике проводили тестирование нейтрализованных КС. Нейтрализацию проводили путём добавления 10 М раствора гидроксида натрия до остаточной концентрации соляной кислоты в КС, равной 3 % по массе. По результатам тестирования установлено, что исходные и нейтрализованные КС стабильны в присутствии и отсутствии ионов трёхвалентного железа.

Физико-химическую совместимость КС с нефтью определяли путём их смешения в объёмных соотношениях 25:75, 50:50, 75:25 с предварительным подогревом проб в течение 30 минут до пластовой температуры. Затем пробы перемешивали в течение 30 секунд. Расслоение смеси контролировали в течение 30 минут при пластовой температуре. После термостатирования пробы фильтровали через сито 100 меш и фиксировали наличие взвеси, эмульсии и осадка. Совместимость нейтрализованного КС определяли путём его смешения с нефтью в соотношении 50:50. Перед смешением с нефтью, в КС добавляли навеску мраморной крошки, необходимой для снижения концентрации HCl в КС до 3 % по массе. Пробу фильтровали через сито 100 меш, затем добавляли нефть и термостатировали в течение 4 часов. На завершающем этапе пробу снова фильтровали через сито 100 меш и фиксировали наличие взвеси, эмульсии и осадка.

Совместимость углеводородного растворителя с закачиваемой водой определяли путём их смешения в соотношении 50:50 с предварительным подогревом пробы воды в течение 30 минут до пластовой температуры. Затем пробы перемешивали в течение 30 секунд. После термостатирования в течение двух часов, пробы фильтровали через сито 100 меш и фиксировали наличие взвеси, эмульсии и осадка. Аналогичным образом испытывали совместимость растворителя с КС, а испытание в среде закачиваемой воды проводили путём их смешения в соотношении 1:1:1.

По результатам тестов, смешение исходных и отработанных КС с нефтью и водой не привело к образованию

взвеси, эмульсии и осадка. При фильтровании смесей через сито выпадения осадков и образования эмульсии также не выявлено. Протестированный КС совместим с пластовой нефтью и закачиваемой водой. Углеводородный растворитель также совместим с закачиваемой водой.

При фильтровании смеси углеводородного растворителя с КС выявлены следы выпадения высокомолекулярных компонентов нефти, отмечена необходимость применения буферных пачек для разделения стадий КС и растворителя.

Тест на скорость распространения коррозии проводили с использованием купонов, изготовленных из стали марки Ст3. В каждом купоне сверлили отверстия одинакового диаметра для подвешивания внутри ёмкости с исследуемым КС. Купоны взвешивали и определяли массу и площадь поверхности до эксперимента. Затем погружали в исследуемый КС и термостатировали при пластовой температуре в течение 6 часов. По истечении эксперимента образцы извлекали из раствора, промывали дистиллированной водой, спиртом, ацетоном и высушивали до постоянной массы. По результатам тестирования установлено, что КС обладают низкой коррозионной агрессивностью.

На следующем этапе были проведены фильтрационные исследования для определения эффективности различных реагентов воздействия и выбора оптимального варианта закачки для проведения опытно-промышленных испытаний.

### Физическое моделирование процессов кольматации и кислотного воздействия

Физическое моделирование является неотъемлемой частью исследований по выбору оптимальных технологий кислотного воздействия не только для карбонатных коллекторов, но и для терригенных (Trushin et al., 2019; Лутфуллин и др., 2022). Для проведения экспериментов в работе использована коллекция керн, отобранного с целевых продуктивных горизонтов. Эксперименты проводили на водонасыщенных моделях.

На этапе подготовки кернового материала к экспериментам, в первую очередь, производилась их экстракция от нефтепродуктов и отмыв от солей с последующим высушиванием в сушильном шкафу при температуре 105 °С в соответствии с отраслевым стандартом (ОСТ 39-195-86. Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях. 1987). Далее проводилось определение их фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). Из коллекции производили выбор

образцов-кандидатов для подготовки составной модели (три стандартных образца) пористой среды с учетом геолого-физических характеристик (ГФХ) объекта, со схожими ФЕС таким образом, чтобы модели в сравнительных экспериментах имели минимальные различия по пористости и проницаемости. Для насыщения образцов использовали модель закачиваемой воды (МЗВ).

Эксперименты проводили на фильтрационной установке в кислотостойком исполнении СМП – ФЕС2А. Система в процессе проведения исследований обеспечивает высокоточное измерение объемов жидкости в основной системе и поддержание постоянных значений температуры, горного и пластового давлений, расхода, а также измерение перепада давления на образце керна при фильтрации жидкости.

Существуют различные подходы к фильтрационному моделированию кольматации (Borisov et al., 2018a, b). В ходе данного исследования моделировали различные виды кольматации модели путём закачки пробы нагнетаемой воды, а также пластовых вод, склонных к образованию углекислых и сернокислых солей. На следующем этапе моделировали различные технологии кислотного

воздействия – с применением соляной и грязевой кислот, растворителей, а также хелатных соединений.

По результатам комплекса экспериментов определяли коэффициент восстановления проницаемости на каждой ступени по формулам  $K_{ВП1} = K_{ПР2}/K_{ПР1}$  и  $K_{ВП2} = K_{ПР3}/K_{ПР1}$ .

Общая схема проведения экспериментов представлена в табл. 3.

Далее, проводили ранжирование технологий и осуществляли выбор наиболее оптимального варианта устранения кольматации.

По результатам серии фильтрационных экспериментов по кислотному воздействию на образцы керна Ромашкинского месторождения установлено следующее (рис. 5).

Применение в условиях кольматации механическими примесями и остаточными нефтепродуктами композиций только на основе соляной кислоты (КС-1) не позволяет достичь полного восстановления проницаемости модели и необходимо применение технологий ОПЗ, включающих последовательную закачку солянокислотного состава и смеси соляной и плавиковой кислот.

Среди протестированных технологий ОПЗ с применением смеси кислот, наибольшее восстановление

№	Этап	Тип кольматации			
		КВЧ + ОНП		Углекислые соли	Сернокислые соли
		КС на основе HCl	КС на основе HCl ГКС на основе HCl+HF		
1	Подготовка	Насыщение образцов по вакуумом			
2	фильтрационной	Сборка модели в кернодержатель			
3	установки и модели	Создание пластовых термобарических условий			
4	Определение проницаемости модели $K_{ПР1}$ до кольматации	Фильтрация МЗВ в прямом направлении			
5	Кольматация	Фильтрация реальной воды с КВЧ 6 мг/л в прямом направлении	Фильтрация реальной воды с ОНП 50 мг/л и КВЧ 6 мг/л в прямом направлении	Фильтрация модели воды склонной к отложению карбоната кальция	Фильтрация модели воды склонной к отложению сульфата кальция
6	Определение проницаемости модели $K_{ПР2}$ после кольматации	Фильтрация МЗВ в прямом направлении			
7	Глушение	Фильтрация жидкости глушения в прямом направлении			
8	Обработка призабойной зоны	Закачка 3Vпор КС	Закачка 1Vпор КС Закачка 2Vпор ГКС	Закачка 3Vпор растворителя Экспозиция 1 час Закачка 1Vпор КС Закачка 2Vпор ГКС	Закачка 5Vпор КС с добавлением хелатов
			Экспозиция 1 час		Экспозиция 6 часов
9	Продавка	Фильтрация жидкости глушения в прямом направлении			
10	Определение проницаемости модели $K_{ПР3}$ после ОПЗ	Фильтрация МЗВ в прямом направлении			

Табл. 3. Схема проведения фильтрационных экспериментов

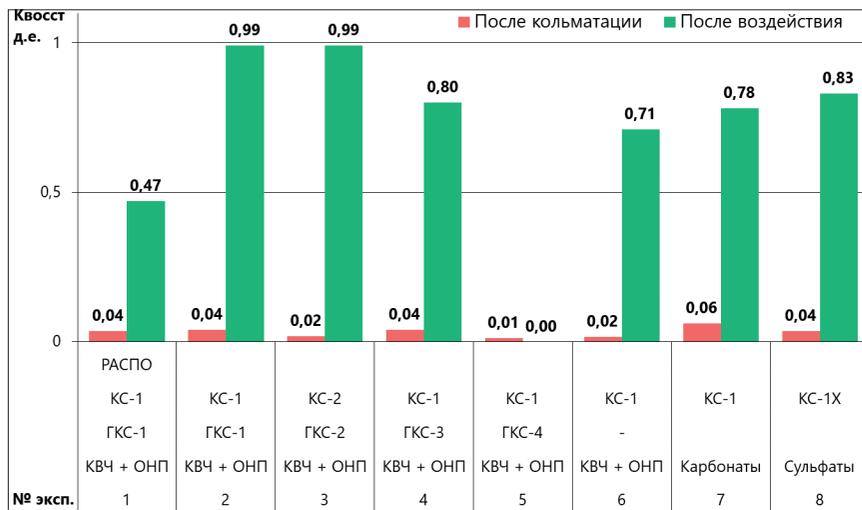


Рис. 5. Результаты фильтрационных экспериментов

проницаемости обеспечивают составы ГКС-1 и ГКС-2. При закачке состава ГКС-3 восстановление проницаемости составляет 80% от значения до колматации. При закачке состава ГКС-4 происходит деконсолидация образцов керна и вынос породы из кернодержателя, с последующей закупоркой линии отводящих трубок фильтрационной установки. Данный факт свидетельствует о том, что рецептура не совместима с горной породой исследуемого объекта и приводит к её разрушению, повышая риски выноса механических примесей, а также к колматации при ОПЗ вследствие явления суффозии. Наиболее оптимальными составами для применения в условиях Ромашкинского месторождения являются КС на основе смеси кислот ГКС-1 и ГКС-2, а также солянокислотные составы КС-1 и КС-2.

Применение предварительной закачки углеводородного растворителя приводит к снижению степени восстановления проницаемости, что вероятно связано со снижением фазовой проницаемости модели по воде при насыщении пористой среды растворителем.

Применение состава КС-1Х на основе смеси соляной кислоты и комплексообразователей позволяет эффективно удалять отложения серноокислых солей из пористой среды. Эффективность воздействия сопоставима с растворением осадка карбоната кальция кислотным составом КС-1.

Дополнительно, для оценки характера и глубины колматации определялись значения проницаемости по газу и пористости образцов после колматации и сравнивались со значениями до колматации (рис. 6).

Выявлено, что для образцов керна, использованных в экспериментах по колматации механическими примесями и нефтепродуктами, происходит существенное снижение проницаемости, в то время как пористость практически не изменяется (точки на графике смещаются вниз). Подобный характер снижения проницаемости обусловлен накоплением колматанта преимущественно на входной поверхности фильтрации жидкости, без существенного проникновения в объём керна; вероятно, в условиях реальных скважин, колматация реализуется аналогичным образом. Данный факт обуславливает важность подготовки скважины к проведению ОПЗ: нормализации забоя, промывки ствола скважины углеводородным растворителем в динамическом режиме без продавки в

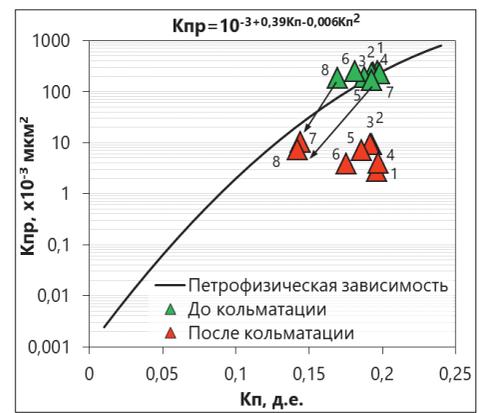


Рис. 6. Петрофизическая зависимость для пород кыновско-пашийского объекта с результатами экспериментов (цифры на графике – номера экспериментов)

пласт, а также предварительной установки солянокислотной ванны (СКВ).

Наоборот, для экспериментов по колматации модели солями в большей степени отмечается снижение пористости образцов вместе с проницаемостью (смещение точек вниз и влево). Полученные результаты экспериментов подтверждают возможность образования гипса и кальцита/арагонита в пористой среде в условиях кыновско-пашийского объекта Ромашкинского месторождения, а также обуславливают необходимость дополнительного ингибирования закачиваемых вод для предотвращения глубокой колматации призабойной зоны нагнетательных скважин.

### Алгоритм расчёта необходимого количества кислотного состава

Анализ результатов определения компонентного состава механических примесей в нагнетаемой воде показал его мультивариативность и необходимость адресного применения реагентов. Массу механических примесей, привнесённых в пласт через нагнетательную скважину ( $m_{КВЧ}$ ), можно рассчитать по следующей формуле:

$$m_{КВЧ} = V_{плд} \cdot C_{КВЧ},$$

где  $V_{плд}$  – накопленный объём воды, закачанной в скважину с момента последней ОПЗ, м<sup>3</sup>;  $C_{КВЧ}$  – концентрация КВЧ в воде, кг/м<sup>3</sup>.

Массу механических примесей также можно представить как сумму масс отдельных соединений:

$$m_{КВЧ} = \sum_{i=1}^n w_i \cdot m_{КВЧ}^{HCl} + \sum_{c=1}^c w_c \cdot m_{КВЧ}^{HF}$$

где  $w_p, w_c$  – доля соединений, растворимых в соляной и плавиковой кислоте, соответственно, д.е.;  $m_{КВЧ}^{HCl}, m_{КВЧ}^{HF}$  – масса соединений, растворимых в соляной и плавиковой кислоте, соответственно, кг;  $n, c$  – количество соединений, растворимых в соляной и плавиковой кислоте, соответственно, шт. Дополнительно к привносимым механическим примесям учитывается масса образующихся солей в забойных условиях, рассчитываемая по методике Дж.Е. Оддо и М.В. Томсона, приведённой в предыдущем разделе.

Для  $i$ -го компонента механических примесей необходимую массу хлороводорода ( $m_{HCl}^i$ ) можно рассчитать по уравнению:

$$m_{HCl}^i = \frac{a_{HCl} \cdot M_{HCl}}{a_i \cdot M_i} \cdot w_i \cdot V_{\text{ппд}} \cdot C_{\text{КВЧ}}$$

где  $a_c, a_{HCl}$  – стехиометрические коэффициенты при растворяемом соединении и хлороводороде в уравнении реакции, соответственно, безр.;  $M_i, M_{HCl}$  – молярная масса растворяемого соединения и хлороводорода, соответственно, г/моль.

Аналогичным образом можно рассчитать массу фтороводорода ( $m_{HF}^i$ ), необходимую для растворения  $i$ -го компонента механических примесей:

$$m_{HF}^c = \frac{a_{HF} \cdot M_{HF}}{a_c \cdot M_c} \cdot w_c \cdot V_{\text{ппд}} \cdot C_{\text{КВЧ}}$$

где  $a_c, a_{HF}$  – стехиометрические коэффициенты при растворяемом соединении и фтороводороде в уравнении реакции, соответственно, безр.;  $M_c, M_{HF}$  – молярная масса растворяемого соединения и фтороводорода, соответственно, г/моль.

Итоговые формулы для расчёта суммарных объёмов растворов соляной и грязевой кислоты примут следующий вид:

$$V_{HCl} = \left( \sum_{i=1}^n \left( \frac{a_{HCl} \cdot M_{HCl}}{a_i \cdot M_i} \cdot w_i \right) \right) \cdot \frac{V_{\text{ппд}} \cdot C_{\text{КВЧ}}}{\rho_{HCl} \cdot w_{HCl}}$$

$$V_{HCl+HF} = \left( \sum_{i=1}^n \left( \frac{a_{HF} \cdot M_{HF}}{a_c \cdot M_c} \cdot w_c \right) \right) \cdot \frac{V_{\text{ппд}} \cdot C_{\text{КВЧ}}}{\rho_{HCl+HF} \cdot w_{HF}}$$

где  $\rho_{HCl}, \rho_{HCl+HF}$  – плотность композиций на основе соляной и грязевой кислот, соответственно, кг/м<sup>3</sup>;  $w_{HCl}, w_{HF}$  – концентрация соляной и плавиковой кислот в композициях соответственно, %.

Стоит отметить, что основная функция соляной кислоты в составе грязевой – поддержание низкого значения рН среды для предотвращения вторичного осадкообразования. В связи с этим, расход соляной кислоты в составе грязевой на растворение механических примесей не рассчитывается; предполагается, что все компоненты, растворимые в соляной кислоте, удалены КС на предыдущей стадии обработки.

### Разработка типовых дизайнов воздействия и рекомендаций по обработке призабойной зоны пласта

Перед производством ОПЗ следует нормализовать забой – очистить скважину от забойной пробки (при обнаружении) и промыть забой углеводородным растворителем. На скважинах, расположенных в ячейках со сниженным пластовым давлением, допускается применение гидравкумной желонки.

На скважинах с приемистостью пласта менее 50 м<sup>3</sup>/сут рекомендуется установка СКВ с экспозицией в интервале обработки не менее 2 часов. Для отложений гипса и бариита рекомендуется увеличить время выдержки до 6 часов. Требуемый объём СКВ определяется как двойной объём эксплуатационной колонны от текущего забоя до глубины на 50 м выше верхних отверстий интервала перфорации и дополнительный объём пачки кислоты, равный 2,0 м<sup>3</sup>. Перед установкой СКВ перо/воронку на технологических НКТ располагают на глубине нижних отверстий интервала перфорации, при этом после закачки КС необходимо произвести подъем колонны компоновки над зоной установки СКВ. На осложненных образованием неорганических солей скважинах допустима установка СКВ в динамическом режиме. Продукты реакции необходимо извлечь обратной промывкой жидкостью глушения с допуском НКТ до забоя.

№	Потенциальный кольятант	Тип ОПЗ
1	Терригенный материал	
2	Терригенный материал, продукты коррозии	
3	Терригенный материал, продукты коррозии, углекислые соли	ГКО
4	Терригенный материал, углекислые соли	
5	Терригенный материал, сернокислые соли	
6	Терригенный материал, продукты коррозии, сернокислые соли	ГКО с комплексонами
7	Терригенный материал, продукты коррозии, углекислые и сернокислые соли	
8	Терригенный материал, углекислые и сернокислые соли	
9	Продукты коррозии	
10	Продукты коррозии, углекислые соли	СКО
11	Углекислые соли	
12	Сернокислые соли	
13	Продукты коррозии, сернокислые соли	СКО с комплексонами
14	Продукты коррозии, углекислые и сернокислые соли	
15	Углекислые и сернокислые соли	

Табл. 4. Область применения технологий воздействия

Скорость закачки основных порций КС должна поддерживаться минимальной при поступлении в пласт первых порций кислоты и увеличиваться до максимально возможной к концу обработки, при этом предельное давление закачки не должно превышать давления опрессовки эксплуатационной колонны, замеренного в затрубном пространстве.

Для исключения образования осадков при взаимодействии продуктов реакции растворения терригенных разностей с катионами металлов, присутствующих в пластовой воде и жидкостях глушения, рекомендуется использовать буферные жидкости. Оптимальным вариантом в данном случае может выступить раствор хлорида аммония, ввиду высокой растворимости его солей в воде, а также способности ингибировать гидратацию глинистых минералов коллектора (Al-Anazi et al., 2006; Магадова и др., 2015). Оптимальную концентрацию раствора рекомендуют определить с использованием фильтрационных исследований.

Применительно к кыновско-пашийскому объекту Ромашкинского месторождения выделено четыре вида технологии ОПЗ, в зависимости от состава кольятанта (табл. 4), и разработаны типовые дизайны (табл. 5, 6).

### Заключение

Проведён комплекс аналитических и лабораторных исследований по выбору и оптимизации технологий обработки призабойной зоны нагнетательных скважин кыновско-пашийского объекта Ромашкинского месторождения. Продуктивный объект представлен переслаиванием песчано-алевритовых глинистых пород и глин. По данным гранулометрического анализа породы преимущественно

№	Этап	Работы / реагент		Объём
		СКО	СКО с комплексонами	
1	Глушение скважины растворов с необходимым удельным весом			-
2	Подготовка ствола в интервале установки пакера, нормализация забоя, промывка интервала перфорации	Углекислотный растворитель		$V_{ЭК-III} + 2 м^3$
3	Закачка буферной жидкости	Раствор хлорида аммония		$2 м^3$
4	Установка солянокислотной ванны в интервале перфорации	КС-1	КС-1Х	$V_{ЭК-III} + 2 м^3$
5	Вымыв продуктов реакции обратной промывкой			-
6	Технологический отстой	2 час	6 часов	-
7	Закачка буферной жидкости	Раствор хлорида аммония		$2 м^3$
8	Закачка солянокислотного состава	КС-1	КС-1Х	$V$
9	Закачка буферной жидкости	Раствор хлорида аммония		$2 м^3$
10	Продавка жидкостью глушения с необходимым удельным весом			$V_{НКТ-III}$
11	Технологический отстой	2 час	6 часов	-
12	Освоение продуктов реакции			$1,5 V_{ОПЗ}$

Табл. 5. Типовой дизайн технологии СКО / СКО с комплексонами. \*  $V_{ЭК-III}$  – объем эксплуатационной колонны в интервале перфорации,  $V_{НСЛ}$  – объем соляной кислоты,  $V_{НКТ-III}$  – объем НКТ в интервале перфорации,  $V_{ОПЗ}$  – суммарный объем реагентов, закачанных в пласт при ОПЗ.

№	Этап	Работы / реагент		Объём
		ГКО	ГКО с комплексонами	
1	Глушение скважины растворов с необходимым удельным весом			-
2	Подготовка ствола в интервале установки пакера, нормализация забоя, промывка интервала перфорации	Углекислотный растворитель		$V_{ЭК-III} + 2 м^3$
3	Закачка буферной жидкости	Раствор хлорида аммония		$2 м^3$
4	Установка солянокислотной ванны в интервале перфорации	КС-1	КС-1Х	$V_{ЭК-III} + 2 м^3$
5	Технологический отстой	2 час	6 часов	-
6	Вымыв продуктов реакции обратной промывкой			-
7	Закачка буферной жидкости	Раствор хлорида аммония		$2 м^3$
8	Закачка солянокислотного состава	КС-1	КС-1Х	$V$
9	Закачка буферной жидкости	Раствор хлорида аммония		$2 м^3$
10	Закачка грязевой кислоты	ГКС-1		$V + H F$
11	Закачка буферной жидкости	4% раствор хлорида аммония		$2 м^3$
12	Продавка жидкостью глушения с необходимым удельным весом			$V_{НКТ-III}$
13	Технологический отстой	2 час	4 часа	-
14	Освоение продуктов реакции			$1,5 V_{ОПЗ}$

Табл. 6. Типовой дизайн технологии ГКО / ГКО с комплексонами

состоят из мелкозернистого песчаника и крупнозернистого алевролита.

По результатам анализа исходных данных, сделаны выводы о том, что основными источниками кольматации являются привносимые с закачиваемой водой механические примеси (в среднем 6 мг/л) и нефтепродукты (в среднем 50 мг/л), а также неорганические соли. Риски выпадения кальцита/арагонита (до 0,48 г/л) и незначительного количества барита (до 0,10 г/л) в забойных условиях подтверждены путём моделирования с использованием методики Дж.Е. Оддо и М.В. Томсона. Отложения проб с кустовых насосных станций представлены терригенным материалом, продуктами коррозии, солями и высокомолекулярными компонентами нефти.

Учитывая разновидности кольматантов, для исследований был выбран ряд реагентов: кислотных составов с различными рецептурами, углекислотных растворителей и комплексообразователей. Проведены физико-химические исследования данных реагентов, включавшие определение коррозионной активности КС, тестирование их стабильности, совместимости с нефтью и пластовой водой. Испытана совместимость углекислотного растворителя с КС, а также с КС в среде закачиваемой воды и непосредственно водой. По результатам тестов КС и растворитель совместимы с пластовыми флюидами. Углекислотный растворитель также совместим с закачиваемой водой. При фильтровании смеси углекислотного растворителя с КС выявлены следы выпадения высокомолекулярных

компонентов нефти, отмечена необходимость применения буферных пачек для разделения стадий КС и растворителя.

По результатам серии фильтрационных экспериментов по кислотному воздействию на образцы керн Ромашкинского месторождения определены оптимальные рецептуры КС для очистки ПЗП от механических примесей и неорганических солей: КС-1, КС-1Х, КС-2, ГКС-1, ГКС-1. Установлено, что необходимо применение технологий обработки, включающих последовательную закачку солянокислотного состава и КС на основе смеси соляной и плавиковой кислот. Применение предварительной закачки углеводородного растворителя приводит к снижению степени восстановления проницаемости, что, вероятно, связано со снижением фазовой проницаемости модели по воде при насыщении пористой среды растворителем.

Выявлено, что механизм снижения проницаемости при кольтатации механическими примесями обусловлен накоплением кольтатанта преимущественно на входной поверхности фильтрации жидкости, без существенного проникновения в объём керн. Отмечена важность подготовки скважины к проведению ОПЗ – нормализации забоя, промывки ствола скважины углеводородным растворителем в динамическом режиме без продавки в пласт, а также предварительной установки солянокислотной ванны.

По результатам определения фильтрационно-емкостных характеристик керн в условиях кольтатации неорганическими солями подтверждена возможность образования, как сульфата, так и карбоната кальция в пористой среде в условиях кыновско-пашийского объекта Ромашкинского месторождения, что обуславливает необходимость дополнительного ингибирования закачиваемых вод для предотвращения глубокой кольтатации призабойной зоны нагнетательных скважин.

Разработан алгоритм расчёта оптимального объёма КС для удаления из призабойной зоны пласта кольтатантов на основе данных исследования минералогического состава механических примесей и ионного состава нагнетаемых вод. Сформированы рекомендации по подготовке скважины к производству ОПЗ. Применительно к различным составам кольтатанта определено четыре типа технологии обработки – СКО, ГКО, СКО и ГКО с комплексонами, и разработаны типовые дизайны воздействия.

## Финансирование

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-299 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

## Литература

Борисов Г.К., Ишмяров Э.Р., Политов М.Е., Барбаев И.Г., Никифоров А.А., Иванов Е.Н., Волошин А.И., Смолянец Е.Ф. (2018а). Физическое моделирование процессов кольтатации призабойной зоны скважин Среднебугубинского месторождения. Ч.2. Моделирование кольтатации порового пространства пласта компонентами нефти. *Нефтепромысловое дело*, 12, с. 64–67. <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-12-64-67>  
Борисов Г.К., Ишмяров Э.Р., Политов М.Е., Мингалишев Ф.К., Барбаев И.Г., Никифоров А.А., Иванов Е.Н., Волошин А.И., Смолянец Е.Ф. (2018б). Физическое моделирование процессов кольтатации призабойной зоны скважин Среднебугубинского месторождения.

Ч. 1. Моделирование отложений кальцита и гипса в пористой среде и способы их удаления. *Нефтепромысловое дело*, 11, с. 73–80. <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-11-73-80>

Давлетшина Л.Ф. (2021). Создание комплексного коллоидно-химического подхода к разработке составов и технологий для кислотных обработок скважин с использованием колтюбинговых установок. *Дисс. д. тех. н.* Москва, 364 с.

Лутфуллин А.А., Абусалимов Э.М., Шарифуллин А.Р., Ситдииков М.Р., Дмитриева А.Ю., Батулин Н.И. (2022). Исследования физико-химических свойств технологических жидкостей для моделирования кислотной обработки призабойной зоны карбонатного пласта. *Нефтяное хозяйство*, 7, с. 43–47. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-7-43-47>

Магадова Л.А., Давлетшина Л.Ф., Пахомов М.Д., Давлетов З.Р. (2015). Осадкообразование при взаимодействии кислотных составов с минералами терригенного коллектора. *Нефтепромысловое дело*, 9, с. 31–36.

Al-Anazi H.A., Al-Otaibi M., Al-Faifi M.G., Hilab V.V. (2006). Enhancement of Gas Productivity Using Alcoholic Acids: Laboratory and Field Studies. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Texas, 10 p. <https://doi.org/10.2118/102383-MS>

McLeod H.O. (1984). Matrix Acidizing. *Journal of Petroleum Technology*, 36, pp. 2055–2069. <https://doi.org/10.2118/13752-PA>

McLeod H.O., Ledlow L.B., Till M.V. (1983). The Planning, Execution, and Evaluation of Acid Treatments in Sandstone Formations. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. California, 20 p. <https://doi.org/10.2118/11931-MS>

Oddo J.E., Tomson M.B. (1998). Method predicts well bore scale, corrosion. *Oil and Gas*, June, pp. 107–114.

Trushin Y., Aleshchenko A., Danilin K., Folomeev A., Haydar A., Gorin A., Sharifullin A. (2019). Complex approach to the design of acid treatment of carbonate reservoirs. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, 21 p. <https://doi.org/10.2118/196977-RU>

van Gijtenbeek K., Neyfeld A.P., Prudnikova A. (2006). One Molar Salt Solutions used for Clay Control in Waterbased Frac Fluids in West Siberia. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*. Moscow. <https://doi.org/10.2118/101203-MS>

## Сведения об авторах

*Азам Абузарович Лутфуллин* – кандидат тех наук, заместитель начальника департамента разработки месторождений СП «Татнефть-Добыча», ПАО «Татнефть» Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

*Эдуард Марсович Абусалимов* – начальник отдела обработки призабойной зоны пласта управления ГТМ, ПАО «Татнефть» Россия, 423450, Альметьевск, ул. Ленина, д. 75

*Алексей Евгеньевич Фоломеев* – кандидат техн. наук, внештатный эксперт, Уфимский государственный нефтяной технический университет Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

*Арслан Рустемович Хатмуллин* – магистрант, Уфимский государственный нефтяной технический университет Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

*Андрей Ришадович Шарифуллин* – кандидат техн. наук, технический директор, ООО «Тетаком» Россия, Уфа, ул. Карла Маркса, д. 44 e-mail: cto@tetacom.pro

*Марат Ринатович Ситдииков* – генеральный директор, ООО «Тетаком» Россия, Уфа, ул. Карла Маркса, д. 44

Статья поступила в редакцию 28.09.2022;  
Принята к публикации 14.11.2022; Опубликована 20.12.2022

## Complex matrix treatment technologies selection and adaptation for the injection wells of the Republic of Tatarstan oilfields

A.A. Lutfullin<sup>1</sup>, E.M. Abusalimov<sup>1</sup>, A.E. Folomeev<sup>2</sup>, A.R. Khatmullin<sup>2</sup>, A.R. Sharifullin<sup>3</sup>, M.R. Sitdikov<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Tatneft PJSC, Almetyevsk, Russian Federation

<sup>2</sup>Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

<sup>3</sup>Tetacom JSC, Ufa, Russian Federation

\*Corresponding author: Andrey R. Sharifullin, e-mail: cto@tetacom.pro

**Abstract.** Nowadays, oil fields on the territory of the Republic of Tatarstan are developed with application of systems for reservoir pressure maintenance, involving injection of large volumes of water into the formation. Efficiency of waterflooding depends on the quality of the injected agent, and, despite the use of various technologies of preparation and treatment of injected water, with the lapse of time critical matrix porosity and permeability inevitably decreases. In this work the main sources of injection wells critical matrix clogging are considered: mechanical impurities, oil products and scales formation, and the results of the component composition analysis of deposits from cluster pumping stations are given. Using the Oddo-Thomson methodology, it is revealed that injected water is prone to calcite and barite deposition at bottomhole conditions. Physicochemical and core-flooding study of several reagents for removing colmatants: acid compositions, hydrocarbon solvents and complexing agents were carried out and their optimal formulations were determined. The matrix treatment technology, including the sequential injection of compositions based on hydrochloric and mud acids, was substantiated. An algorithm for calculating the optimal reagent volume has been developed on the basis of research data on the mineralogical composition of mechanical impurities and ionic composition of injected water. Four types of matrix treatment technologies were determined for the conditions of injection wells at the Romashkinskoye oil field Devonian formation, taking into account the composition of colmatant, and acid treatment designs were developed.

**Keywords:** acid treatment, injection wells, matrix treatment, acid composition, solvent, high-molecular weight components, scales

### Acknowledgements

The work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-299 within the framework of the development program for a world-class Research Center “Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves”.

**Recommended citation:** Lutfullin A.A., Abusalimov E.M., Folomeev A.E., Khatmullin A.R., Sharifullin A.R., Sitdikov M.R. (2022). Complex matrix treatment technologies selection and adaptation for the injection wells of the Republic of Tatarstan oilfields. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 91–101. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.8>

### References

- Al-Anazi H.A., Al-Otaibi M., Al-Faifi M.G., Hilab V.V. (2006). Enhancement of Gas Productivity Using Alcoholic Acids: Laboratory and Field Studies. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Texas, 10 p. <https://doi.org/10.2118/102383-MS>
- Borisov G.K., Ishmiyarov E.R., Politov M.E., Barbaev I.G., Nikiforov A.A., Ivanov A.I., Voloshin E.N., Smolyanets E.F. (2018a). Physical modeling of colmatation processes in the near-well bottom zone of Sredne-Botuobinsky field. Part 2. Simulation of porous environment colmatation by oil components. *Neftepromyslovoe delo = Oilfield Engineering*, 12, pp. 64–67. (In Russ.) <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-12-64-67>
- Borisov G.K., Ishmiyarov E.R., Politov M.E., Mingalishiev F.K., Voloshin A.I., Smolyanets E.F., Barbaev I.G., Nikiforov A.A., Ivanov E.N. (2018b). Physical modeling of colmatation processes in the near-well

bottom zone of Sredne-Botuobinsky field. Part 1. Simulation of calcite and gypsum deposits in a porous environment and the methods of their removal. *Neftepromyslovoe delo = Oilfield Engineering*, 11, pp. 73–80. (In Russ.) <https://doi.org/10.30713/0207-2351-2018-11-73-80>

Davletshina L.F. (2021). Creation of complex colloid-chemical approach to development of compositions and technologies for acid well treatment using coiled tubing units. Dr. engin. sci. diss. Moscow, 364 p. (In Russ.)

Economides M.J., Nolte K.G. (2000). Reservoir Stimulation. Third Edition. New York: John Wiley & Sons LTD Publ. 856 p.

Lutfullin A.A., Abusalimov E.M., Sharifullin A.R., Sitdikov M.R., Dmitrieva A.Yu., Baturin N.I. (2022). Analysis of physicochemical properties of fluids to be used in acidizing modeling. *Neftyanoe khozyaystvo = Oil Industry*, 7, pp. 43–47. <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2022-7-43-47>

Magadova L.A., Davletshina L.F., Pahomov M.D., Davletov Z.R. (2015). Precipitation during the interaction of acid compositions with sandstone reservoir minerals. *Neftepromyslovoe delo = Oilfield Engineering*, 9, pp. 31–36. (In Russ.)

McLeod H.O. (1984). Matrix Acidizing. *Journal of Petroleum Technology*, 36, pp. 2055–2069. <https://doi.org/10.2118/13752-PA>

McLeod H.O., Ledlow L.B., Till M.V. (1983). The Planning, Execution, and Evaluation of Acid Treatments in Sandstone Formations. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. California, 20 p. <https://doi.org/10.2118/11931-MS>

Oddo J.E., Tomson M.B. (1998). Method predicts well bore scale, corrosion. *Oil and Gas*, June, pp. 107–114.

Trushin Y., Aleshchenko A., Danilin K., Folomeev A., Haydar A., Gorin A., Sharifullin A. (2019). Complex approach to the design of acid treatment of carbonate reservoirs. *SPE Russian Petroleum Technology Conference*. Moscow, 21 p. <https://doi.org/10.2118/196977-RU>

van Gijtenbeek K., Neyfeld A.P., Prudnikova A. (2006). One Molar Salt Solutions used for Clay Control in Waterbased Frac Fluids in West Siberia. *SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition*. Moscow. <https://doi.org/10.2118/101203-MS>

### About the Authors

**Azat A. Lutfullin** – Cand. Sci. (Engineering), Deputy Head of the Department of Field Development, Tatneft-Dobycha, Tatneft PJSC Lenin str., 75, Almetyevsk, 423450, Russian Federation

**Eduard M. Abusalimov** – Head of the Department of Treatment of the Bottomhole Zone, Tatneft PJSC Lenin str., 75, Almetyevsk, 423450, Russian Federation

**Aleksey E. Folomeev** – Cand. Sci. (Engineering), Independent Expert, Ufa State Petroleum Technological University Kosmonavtov str., 1, Ufa, 450064, Russian Federation

**Arslan R. Khatmullin** – Graduate Student, Ufa State Petroleum Technological University Kosmonavtov str., 1, Ufa, 450064, Russian Federation

**Andrey R. Sharifullin** – Cand. Sci. (Engineering), Technical Director, Tetacom JSC Karl Marks str., 44, Ufa, Russian Federation e-mail: cto@tetacom.pro

**Marat R. Sitdikov** – General Director, Tetacom JSC Karl Marks str., 44, Ufa, Russian Federation

Manuscript received 28 September 2022;

Accepted 14 November 2022;

Published 20 December 2022

# Применение компьютерной томографии и ЯМР для петротипизации сложнопостроенных терригенных коллекторов

А.А. Чистяков<sup>1\*</sup>, Е.В. Швалюк<sup>1</sup>, А.А. Калугин<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

<sup>2</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

В данной работе предлагается новый подход к петротипизации терригенных коллекторов, включающих низкоомные и слабопроницаемые породы, на примере отложений васюганской свиты верхнеюрского возраста ряда месторождений Западной Сибири. Разработанный подход основан на комплексной интерпретации результатов стандартных лабораторных исследований и микроструктурных характеристик, полученных методами компьютерной томографии (КТ) и ядерно-магнитного резонанса (ЯМР). Данный комплекс специальных лабораторных исследований для изучаемых отложений был проведен впервые.

Разрез васюганской свиты представлен в основании алевролитами, которые постепенно сменяются песчаниками по направлению к кровле пласта. Алевролиты являются низкоомными и слабопроницаемыми породами. Изначально предполагалось, что только песчаники являются нефтесодержащими породами, а алевролиты – водонасыщенными. При этом для подсчёта запасов ко всему пласту применялось единое уравнение Арчи.

Однако, несмотря на относительно низкую проницаемость и ожидаемую высокую водонасыщенность нижней части пласта, в ходе проведения испытаний скважин из него был получен значительный приток нефти. Для корректного выделения пропущенных продуктивных интервалов целевого пласта необходимо было разработать новый подход к его петротипизации, учитывающий полиминеральный состав, разнообразие микроструктуры, широкий диапазон значений пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности.

Предложенная программа лабораторных экспериментов включает в себя измерения коэффициентов пористости и проницаемости, капилляриметрических и электрических свойств, а также исследования методами ЯМР и КТ. Весь комплекс лабораторных экспериментов проводился на одних и тех же образцах керн, что позволило установить достоверную корреляцию между измеряемыми параметрами.

Интерпретация индикатора зоны фильтрации, рассчитанного как функция пористости и остаточной водонасыщенности, совместно с результатами петрофизических и микроструктурных исследований позволила провести надежную петротипизацию, которая послужит петрофизической основой для выделения пропущенных ранее продуктивных интервалов в низкоомных частях пласта.

Разработанные программа лабораторных исследований и алгоритм проведения петротипизации изученных отложений могут быть рекомендованы к применению также на других месторождениях.

**Ключевые слова:** компьютерная томография, ядерно-магнитный резонанс, петротипизация, терригенные породы, низкоомные коллектора, слабопроницаемые коллектора

**Для цитирования:** Чистяков А.А., Швалюк Е.В., Калугин А.А. (2022). Применение компьютерной томографии и ЯМР для петротипизации сложнопостроенных терригенных коллекторов. *Георесурсы*, 24(4), с. 102–116. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.9>

## Введение

Петротипизация – это разделение пород на группы, характеризующиеся едиными уравнениями регрессий, связывающими ключевые параметры пород, которые используются для оценки качества коллектора и подсчёта запасов (Gholami et al., 2009). Наиболее часто используемыми параметрами для проведения петротипизации являются коэффициенты пористости, проницаемости и остаточной водонасыщенности ( $K_n$ ,  $K_{np}$ ,  $K_{eo}$ ). Перечисленные параметры являются многофакторными и зависят от структуры порового пространства, распределения пор и

зёрен по размерам, минералогического состава, а также смачиваемости (Mustafa et al., 2019; Saxena et al., 2019; Eltom, 2020). Теоретически задача петротипизации могла бы быть сведена к многофакторному анализу. Однако на практике разделение пород на кластеры может быть затруднено ввиду того, что для петротипизации используются как качественные, так и количественные параметры, причём измеряемые на разных объёмах пород.

Для решения задачи петротипизации различными авторами были разработаны и предложены модели, основанные на эмпирически и теоретически выведенных параметрах (методика FZI, Winland R35 и др.) (Mirzaei-Raïaman et al., 2018). Предложенные модели классифицируют породы на основе взаимосвязи между ключевыми параметрами, такими как  $K_n$ ,  $K_{np}$ ,  $K_{eo}$ . Некоторые методики используют в качестве дополнительного классификационного критерия радиус поровых каналов,

\* Ответственный автор: Алексей Андреевич Чистяков  
e-mail: A.Tchistiakov@skoltech.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

соответствующий определенному значению насыщения ртутью при проведении ртутной капилляриметрии. При этом важно отметить, что разные авторы предлагали различные характеристические значения насыщения ртутью. Например, в работе (Kolodzie, 1980) предложено использовать насыщение ртутью, равное 35%, а в работе (Pittman, 1992) – 20%.

Стоит отметить, что в настоящее время ртутная порометрия имеет достаточно ограниченное применение по сравнению со второй половиной прошлого века в связи с токсичностью используемого вещества. Соответственно, классификационные параметры, рассчитываемые на основании результатов данного теста, в настоящее время используются сравнительно редко.

Одним из наиболее часто используемых теоретических показателей, связывающих  $K_n$  и  $K_{np}$ , является индикатор зоны фильтрации (flow zone indicator – *FZI*) (Amaefule et al., 1993; Tiab et al., 2016), выведенный из обобщенной формы уравнения Козени-Кармана (Skalinski et al., 2010, 2015; Fitzsimons et al., 2016; Haikel et al., 2018; Yarmohammadi et al., 2020). Параметр *FZI*, в первую очередь, был разработан для получения надежной корреляции между  $K_n$  и  $K_{np}$  и дальнейшего проведения расчета последнего по данным геофизических исследований скважин (ГИС). Однако для задачи петротипизации данный параметр в стандартной форме не всегда достаточно эффективен и надежен. В частности, для проведения петротипизации слабопроницаемых пород помимо значений  $K_n$  и  $K_{np}$  целесообразно также задействовать  $K_{во}$ , который в данном случае будет являться более чувствительным к смене типа пород по сравнению с  $K_{np}$ , значения которого находятся близко к нижнему порогу измерения приборов.

Также стоит отметить, что при переходе от петротипов к петрофизическим классам по ГИС, применение индекса *FZI* в стандартной форме приводит к тому, что дифференциация пород по сути проводится на основании лишь одного параметра  $K_{np}$ , так как  $K_{np}$ , входящий в формулу *FZI*, рассчитывается как функция  $K_n$  по корреляционной зависимости. Соответственно, *FZI*, превращаясь в одномерный параметр, теряет свои двумерные преимущества при кластеризации пород на петротипы.

Более того, *FZI* по своей физической сущности является интегрированной характеристикой структуры порового пространства, количественная оценка которого на момент внедрения данной методики была малодоступна для массового применения. Однако в настоящее время стали доступными новые неразрушающие лабораторные методы количественного анализа микроструктуры, такие как компьютерная томография (КТ) и ядерно-магнитный резонанс (ЯМР) (Fitzsimons et al., 2016; Wang et al., 2020). Помимо детального изучения порового пространства они позволяют определять распределения флюидов в породе (Liu et al., 2017; Fheed et al., 2018; Salimidelshad et al., 2019; Pires et al., 2019). Соответственно, применение данных методов может существенно увеличить обоснованность и надёжность петротипизации, проводимой на основе методик *FZI* и Winland *R35*.

Одна из проблем петротипизации на основе совместного анализа различных объёмных и микроструктурных статистических характеристик породы обусловлена тем, что они обычно измеряются на образцах

различного объёма (Bogdanovich et al., 2014; Xiao et al., 2016). Например, ртутная порометрия и анализ шлифов обычно выполняются на торцевых срезах цилиндрических образцов керна, используемых для измерения пористости и проницаемости (McPhee et al., 2015). Для сильно неоднородных пород это может быть достаточной причиной несовместимости результатов (Pires et al., 2017). В результате, в современной практике отсутствуют методики петротипизации, основанные на комплексном использовании объёмных подсчетных параметров, гидравлических индексов (*FZI*, *R35*, др.) и статистических микроструктурных характеристик.

Целью данной работы является разработка методики и проведение детальной петротипизации терригенных отложений, основанной на комплексном анализе традиционных подсчетных параметров и количественных микроструктурных характеристик горных пород, определенных методами компьютерной томографии и ЯМР.

Изучаемые отложения сложены песчаниками, плавно замещающимися алевролитами вниз по разрезу. Песчаники формируют основную нефтенасыщенную часть коллектора, пористость и проницаемость пород которого постепенно уменьшается в результате увеличения содержания алевроитовой фракции. Соответственно, значение коэффициента остаточной водонасыщенности закономерно увеличивается вниз по разрезу.

Алевролиты, составляющие нижнюю часть пласта, характеризуются низкими значениями удельного электрического сопротивления (*УЭС*) и проницаемостью менее 1 мД, таким образом, их можно отнести к низкоомным и слабопроницаемым породам.

При исходной оценке коэффициентов пористости и нефтенасыщенности на основании уравнений Арчи (Archie, 1942) использовались единые значения параметра цементации и показателя насыщенности для всей толщи, включая песчаники и алевролиты. В результате к нефтеносной части коллектора была отнесена лишь верхняя часть пласта, сложенная песчаниками, а его нижняя часть, сформированная алевролитами с более низкими значениями *УЭС*, считалась водонасыщенной. Однако последующие испытания скважин обнаружили значительный приток нефти в том числе и из нижней части пласта. В связи с этим потребовалось проведение более детальной петрофизической типизации пород с целью определения индивидуальных для каждого типа пород зависимостей между подсчетными параметрами и определения коэффициентов уравнений Арчи.

## Материалы и методы Исследуемые образцы керна

Экспериментальные исследования были выполнены на 10 образцах песчаников и 10 алевролитов. Породы в основном сложены плагиоклазом, кварцем и глинистыми минералами, представленными преимущественно каолинитом и, в меньшей степени, хлоритом и иллитом. Во всех образцах также присутствуют включения пирита.

Распределения коэффициентов пористости ( $K_n$ ) и проницаемости ( $K_{np}$ ) по газу изучаемых образцов представлено на рисунках 1 А и Б.  $K_n$  образцов варьируется от 6.39 до 20%, проницаемость – от 0.01 до 73.9 мД.

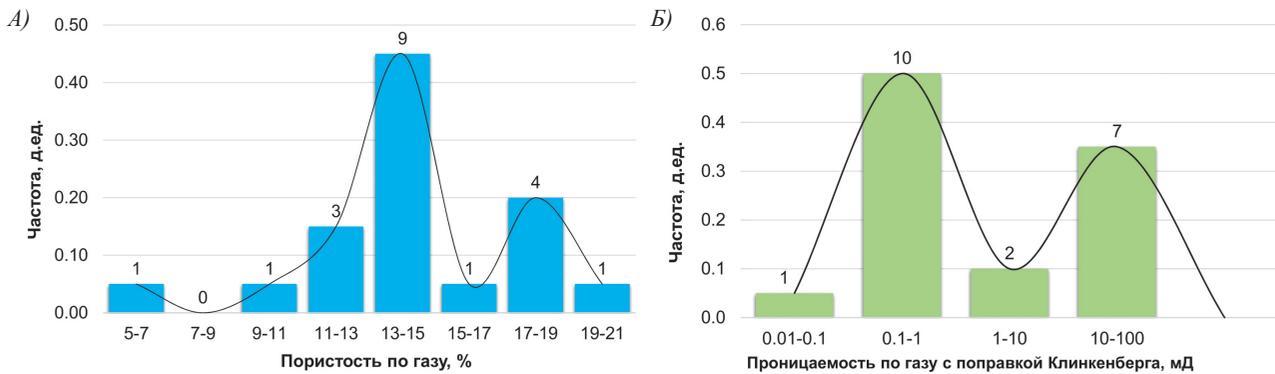


Рис. 1. Распределения пористости и проницаемости по газу изучаемых образцов

**Методика проведения петрофизических экспериментов**

Программа лабораторных исследований приведена на рисунке 2. Лабораторные испытания проводились на цилиндрических образцах размером 3×3 см. Сначала образцы были очищены от углеводородов и солей толуолом и метанолом в экстракторе Сокслета. Затем выполнены сушка образцов, измерение пористости и проницаемости по газу. На сухих образцах также проведена компьютерная томография, после чего они были насыщены водным раствором NaCl для дальнейшего центрифугирования в системе газ-вода. Перед и после центрифугирования были проведены измерения УЭС и ЯМР образцов, в состояниях полного ( $K_g = 100\%$ ) и остаточного водонасыщения ( $K_g = K_{г0}$ ).

Сушка образцов проводилась до постоянного веса при температуре 70°C под вакуумом в автоматическом сушильном шкафу компании Memmert. Пористость и проницаемость определялись на автоматическом пермеатре-порозиметре ПИК-ПП в кернодержателе Хасслера с использованием гелия.

Капилляриметрические исследования проводились при ступенчатом увеличении капиллярного давления от 0 до 1.3 МПа. Предварительно образцы были насыщены под вакуумом раствором NaCl с минерализацией 40.31 г/л и плотностью 1.129 г/см<sup>3</sup>. Выбранная концентрация NaCl соответствует ионной силе и электрическому сопротивлению пластовой воды. Полученные кривые капиллярного давления были пересчитаны в распределения пор по размерам, согласно уравнению Лапласа. Поверхностное натяжение в расчете принималось равным  $\sigma = 72$  дин/см,

а угол смачивания  $\theta$  равнялся 0 градусам, что соответствует системе вытеснения «газ-вода» (Tiab et al., 2016).

Измерение УЭС образцов пород осуществлялось по четырехэлектродной схеме на переменном токе.

С помощью рентгеновской флуоресцентной спектроскопии, проведенной на двух образцах, определен элементный состав основных двух литотипов пород – песчаника и алевролита.

Интерпретация определений фильтрационно-емкостных и электрических свойств включала построение зависимостей коэффициента проницаемости ( $K_{np}$ ) от пористости ( $K_p$ ), параметра пористости ( $P_p$ ) от пористости ( $K_p$ ) и параметра насыщения ( $P_n$ ) от водонасыщенности ( $K_g$ ). Последние два графика использовались для расчета показателей цементации ( $m$ ) и насыщенности ( $n$ ), соответственно.

**Методика проведения компьютерной томографии**

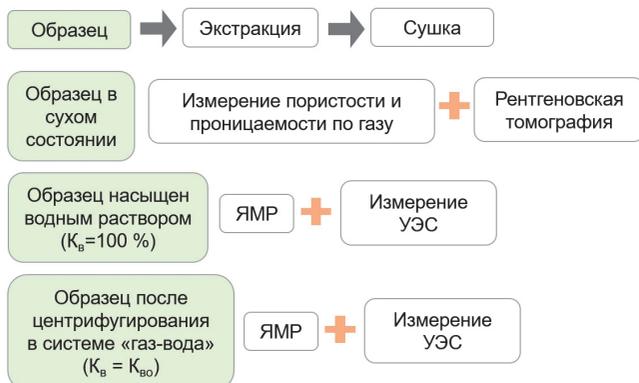
Одно из главных преимуществ проведения компьютерной томографии заключается в возможности определения внутренних элементов в образцах без нарушения их целостности.

Томографические исследования выполнялись на сухих образцах с помощью рентгеновского томографа v|tomex L240 производства GE Sensing & Inspection Technologies GmbH.

Сканирование проводилось на песчаниках в двух режимах, охватывающих весь образец и только его центральную часть высотой и диаметром 1 см. В первом случае разрешение составило 17.5 мкм, во втором – 5 мкм. Сканирование образцов алевролитов проводилось только с максимальным разрешением, так как им характерны меньшие размеры пор.

Параметры проведения томографической съемки представлены в табл. 1.

Для обработки и трехмерной визуализации изображений образцов использовалась программа Geodict. Для определения пористости проводился анализ бинаризованного трёхмерного изображения пустотного пространства, выделение типов пустот и построение распределения пор по размерам. Точность получаемых данных зависит от используемых алгоритмов удаления шумов, бинаризации и усреднения размеров выделенных пустот. Для реконструкции и улучшения качества изображений использовались модули Detector Shift, Auto|sco, Scan|optimizer, Auto|roi, Set observation ROI и Inline Median.



Взвешивание образца проводится на каждом шаге

Рис. 2. Программа лабораторных исследований керна

Параметры съемки	Разрешение в 17.5 мкм	Разрешение в 5 мкм
Геометрическое увеличение изображения	11.4	40
Размер voxel	17.5 мкм	5 мкм
Количество проекций	2400	2400
Размер изображений проекций	2024x2024	2014x2014
Экспозиция	1000 мс	1000 мс
Количество изображений одной проекции при усреднении	6	6
Напряжение между электродами рентгеновской трубки	120 кВ	100 кВ
Сила тока эмиттера	159 мкА	199 мкА
Размер восстановленного изображения	2024x2024x2425	2014x2014x2024

Табл. 1. Параметры проведения томографической съемки

**Методика исследований с помощью ядерно-магнитного резонанса**

**Методика измерений**

Исследование керна методом ядерно-магнитного резонанса проводилось на спектрометре Core Spec-1000. Для обеспечения корректности измерений прибор калибровался с помощью комплекта эталонных образцов, имитирующих различную пористость (смесь H<sub>2</sub>O и D<sub>2</sub>O в различных пропорциях).

Спектры времени поперечной релаксации T<sub>2</sub> измерялись методом Карра-Парселла-Мейбум-Гилла (КПМГ) (Coates et al., 1999). При измерениях в однородном поле межэховое расстояние (раздвижка) TE (TE = 2 τ) устанавливалось равным 0.5 мс. Количество 180°-ых импульсов выбиралось из соображений записи всей кривой релаксации, а именно – до момента устойчивого равенства математического ожидания нулю от точки падения амплитуды сигнала до уровня шума. Для обеспечения полной поляризации среды время постстрейновой задержки (время намагничивания) TW было, по крайней мере, в пять раз больше, чем максимальное время продольной релаксации T<sub>1</sub>. Число повторений (накоплений) импульсной последовательности – 90° – τ – 180° – 2 τ – 180° – ... – 180° – выбиралось на основе значения сигнал/шум. Измерения проводились с чередованием фазы первого импульса для устранения постоянной составляющей сигнала, искусственно создаваемой аппаратурой.

Перед проведением экспериментов на образцах проводилась регистрация спектра T<sub>2</sub> водного раствора, которым насыщались образцы, с целью введения поправки на водородный индекс HI при обработке данных ЯМР.

Далее выполнялось исследование полностью водонасыщенных образцов (K<sub>g</sub> = 100 %) и образцов в состоянии остаточного насыщения (при K<sub>го</sub>) после проведения центрифугирования.

**Методика обработки сигналов ЯМР**

Основная задача обработки сигналов ЯМР состоит в обратном преобразовании суммарного сигнала в распределение амплитуд сигналов по временам продольной T<sub>1</sub> или поперечной T<sub>2</sub> релаксации. С точки зрения математики, задача сводится к решению интегрального уравнения Фредгольма 1-го рода:

$$\int_{T_{2min}}^{T_{2max}} B(T_2) \cdot e^{-\frac{t}{T_2}} dT_2 = A(t), \tag{1}$$

где B(T<sub>2</sub>) характеризует распределение силы магнитного поля, t – время; A(t) – сигнал ЯМР релаксации; T<sub>2min</sub> и

T<sub>2max</sub> – соответственно, минимальное и максимальное время поперечной релаксации.

Для решения уравнения использовался метод регуляризации Тихонова, специально разработанный для решения некорректно поставленных задач. Результатом обработки регистрируемого сигнала ЯМР является его распределение по временам поперечной релаксации T<sub>2</sub>. По своему физическому смыслу эта зависимость представляет собой дифференциальное распределение пористости по времени поперечной релаксации (то есть функцию dK<sub>n</sub>/dT<sub>2</sub> от T<sub>2</sub>), на основании которого интегрированием определялось инкрементное распределение пористости по T<sub>2</sub>.

Для разделения связанной и свободной воды граничное значение времени поперечной релаксации принималось равным значению T<sub>2</sub> в точке пересечения горизонтальной асимптоты кумулятивной кривой T<sub>2</sub>, полученной для образца с остаточной водонасыщенностью (при K<sub>го</sub>), с кумулятивной кривой T<sub>2</sub>, полученной для полностью водонасыщенного (K<sub>g</sub> = 100 %) образца (Coates et al., 1999).

**Методика петротипизации на основе теории о фильтрационных ячейках**

Согласно (Tiab et al., 2016), «Фильтрационная (гидравлическая) ячейка – это определённая непрерывная часть коллектора, обладающая выдержанными петрофизическими свойствами и свойствами флюидов, которые уникально характеризуют её статическую и динамическую связь со скважиной». В методике (Tiab et al., 2016), основанной на модифицированном уравнении Козени-Кармана, для выделения фильтрационных ячеек используется два параметра – показатель качества коллектора (RQI) и индикатор зоны фильтрации (FZI). Данные параметры рассчитываются по следующим формулам:

$$RQI = 3.14 \cdot \frac{K_n^{эфф}}{K_n - K_n^{эфф}} \cdot \sqrt{K_n^3}, \tag{2}$$

$$K_n^{эфф} = K_n \cdot (1 - K_{во}), \tag{3}$$

$$FZI = RQI \cdot \frac{1 - K_n}{K_n}, \tag{4}$$

где K<sub>n</sub><sup>эфф</sup> – эффективная пористость, K<sub>го</sub> – остаточная водонасыщенность, K<sub>n</sub> – общая пористость.

Для определения количества фильтрационных ячеек и проведения петротипизации строится кумулятивная кривая параметра FZI, и по существенной смене угла наклона кумуляты выделяют отдельные петротипы.

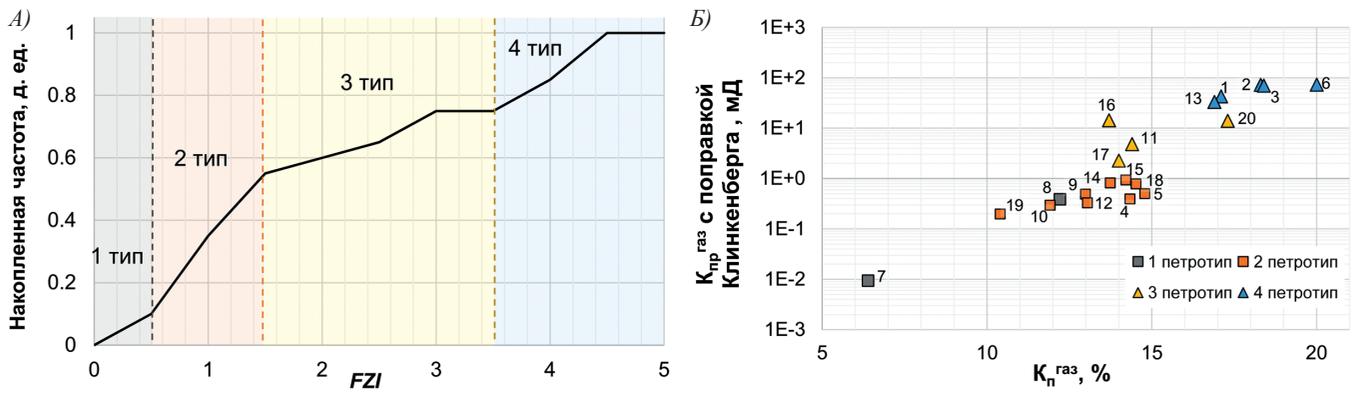


Рис. 3. Классификация пород на основе гидравлических единиц (FZI): А) кумулятивная кривая параметра FZI; Б) график зависимости проницаемости от пористости для выделенных петротипов

**Результаты**

**Петротипизация на основе значений индикатора зоны фильтрации (FZI)**

На основании рассчитанных значений индикатора зоны фильтрации (FZI) можно выделить 4 основные гидравлические единицы, соответствующие отдельным петротипам. Первый петротип обладает значениями  $FZI < 0.5$ ; второму петротипу соответствуют значения  $0.5 < FZI < 1.5$ ; третьему петротипу –  $1.5 < FZI < 3.5$ ; четвертому петротипу –  $FZI > 3.5$  (рис. 3).

Породам 4-го и 3-го петротипа свойственна минералогическая плотность 2.62–2.65 г/см<sup>3</sup>, что характерно для зёрен кварца (рис. 4). Образцы из 1 и 2 петротипов характеризуются более высокой минералогической плотностью от 2.66 до 2.7 г/см<sup>3</sup>, что обусловлено большим содержанием глинистых минералов.

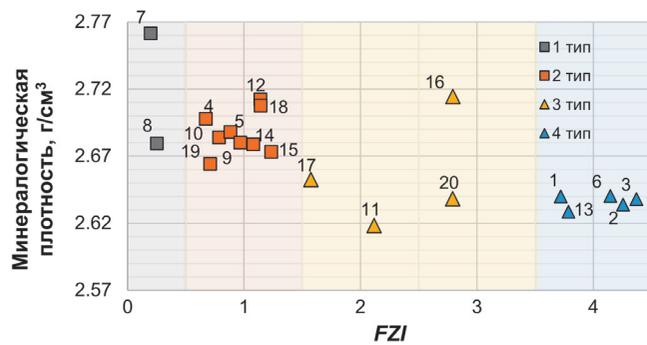


Рис. 4. Минералогическая плотность образцов разных гидравлических единиц (FZI)

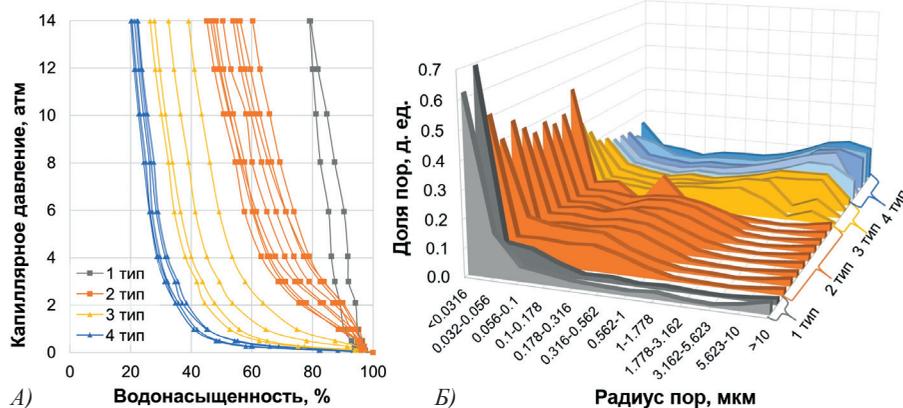


Рис. 5. А) кривые капиллярного давления, Б) Гистограммы распределения радиусов пор по размеру для всей выборки с делением на петротипы по FZI

Образец № 16 из 3-го петротипа, образцы № 12 и 18 из 2-го петротипа, а также образец № 7 из 1 петротипа обладают минералогической плотностью более 2.7 г/см<sup>3</sup>, что указывает на присутствие карбонатов.

**Типизация пород по капилляриметрическим свойствам**

Результаты капилляриметрических экспериментов для всей изучаемой коллекции образцов представлены на рисунке 5. Анализ данных показывает, что кривые капиллярного давления (ККД) и построенные распределения радиусов пор по размерам образуют 4 отдельные группы пород, соответствующие выделенным ранее гидродинамическим единицам.

Для двух образцов первого петротипа значения  $K_{60}$  равны 79.09 и 79.33 %, доля порового пространства, доступного для свободной фильтрации флюидов, соответственно, не превышает 21%. Диапазон  $K_{60}$  для второго петротипа составляет от 45.2 до 60.3 %. Третий петротип характеризуется значениями  $K_{60}$  от 26.43 до 32.52 %. Породы четвертого петротипа являются наилучшими коллекторами, им характерны значения  $K_{60}$  менее 22.44 %.

**Микроструктурный анализ петротипов по данным рентгеновской томографии**

Результаты томографических исследований приведены на рисунках 6–9. На представленных фотографиях применяется монохромная шкала, в которой интенсивность поглощения рентгеновского луча пропорциональна яркости. Соответственно, темные пиксели обладают низким

поглощением и характеризуют менее плотную фазу, в частности пустоты, а более яркие пиксели обладают высоким поглощением и представляют более плотную фазу (минеральный скелет породы). По рентгеновской адсорбционной способности минералы матрицы можно расположить в следующем порядке: пирит > кальцит > кварц. Качественный анализ гранулометрического состава на срезах сканирования позволяет разделить выборку на два основных литологических класса – песчаник и алевролит. Рентгеновская томография и флуоресцентная спектроскопия идентифицировали присутствие пирита во всех образцах. Однако содержание пирита в алевролитах больше, чем в песчаниках, что отражает более глубокие морские и, следовательно, более обедненные кислородом условия осадконакопления алевролитов.

Согласно снимкам сканирования, первый петротип представлен уплотнёнными алевролитами, которым свойственна массивная микроструктура с низкими значениями эффективной пористости (рис. 6), что обусловлено карбонатизацией (образец № 7) и увеличением процентного содержания алевроитовой фракции (№ 8).

Второй петротип включает в себя 8 алевролитов и 1 уплотнённый песчаник со значениями пористости 10–15% и проницаемостью менее 1 мД. Размеры зёрен песчаника изменяются в пределах 0.02–0.4 мм. Размеры зёрен алевролитов варьируются от 0.02 до 0.12 мм (рис. 7). Пустотное пространство рассматриваемой группы, в основном, представлено закрытыми мелкими порами с преобладающим размером от 0.02 до 0.2 мм. На снимках образцов № 4, 12 и 18 прослеживаются включения

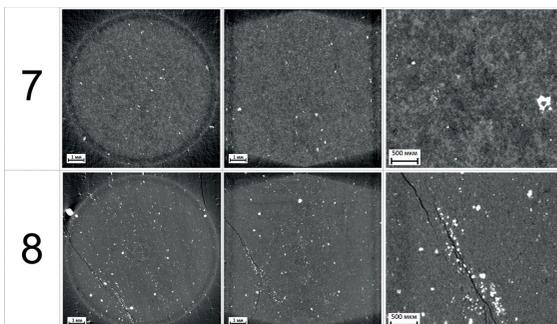
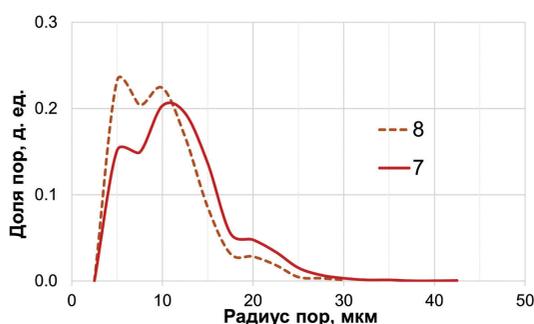


Рис. 6. Результаты томографических исследований образцов 1-го петротипа

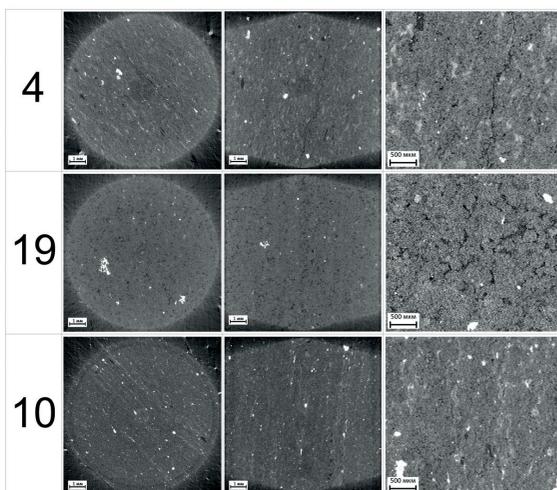
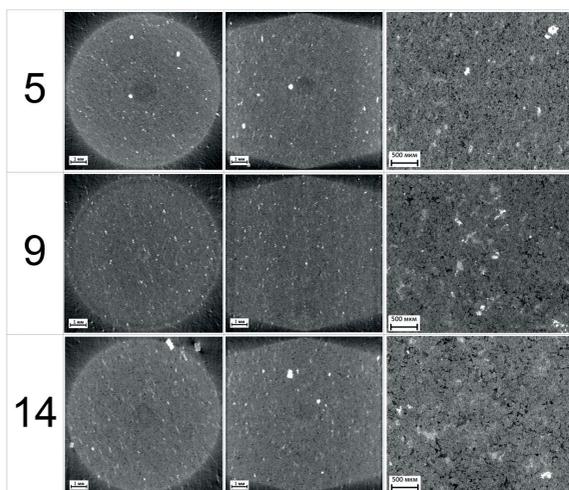
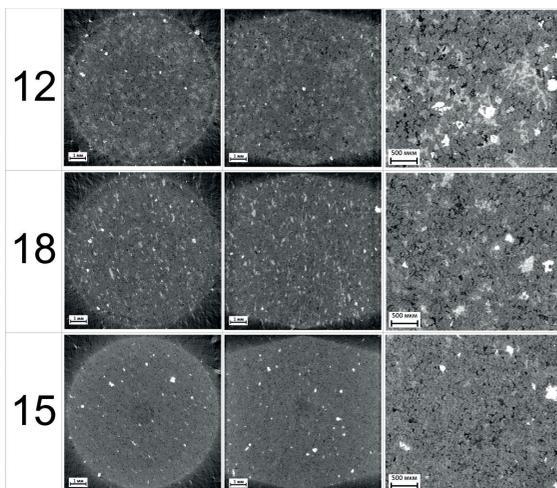
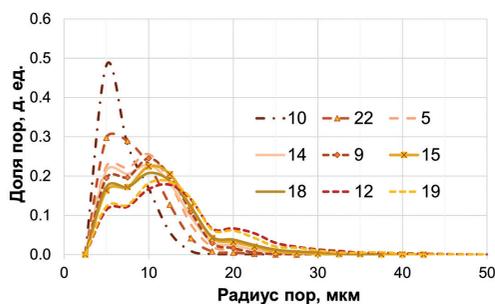


Рис. 7. Результаты томографических исследований образцов 2-го петротипа

карбонатных зерен, что приводит к увеличению минералогической плотности относительно кварцевого песчаника до 2.71 г/см<sup>3</sup>. В образце № 10 присутствуют пелитовые прослои, хорошо прослеживаемые на КТ-сканах за счёт большей рентгеновской плотности глинистых минералов относительно кварцевых и плагиоклазовых зёрен песчаной фракции. Присутствие пелитовых прослоев приводит к увеличению минералогической плотности относительно кварца до 2.68 г/см<sup>3</sup> и к уменьшению радиуса пустот.

Третий петротип представлен алевролитовыми песчаниками с размером зёрен от 0.05 мм до 0.4 мм и проницаемостью до 15 мД (рис. 8). Превагирует мелкозернистая фракция размером от 0.1 до 0.25 мм. В данном петротипе выделяется образец № 16, характеризующийся многочисленными включениями карбонатного детрита (рис. 8). При этом по фильтрационным и электрическим свойствам образец № 16 схож с образцом песчаника № 20 (№ 20:  $K_{np} = 14.2$  мД, УЭС = 4.82 Омм, № 16:  $K_{np} = 14.6$  мД,

УЭС = 6.81 Омм). Однако образец № 16 обладает большей плотностью и меньшей пористостью (№ 20:  $\delta_{об.} = 2.18$  г/см<sup>3</sup>,  $\delta_{мин.} = 2.64$  г/см<sup>3</sup>,  $K_n = 17.3$  %; № 16:  $\delta_{об.} = 2.34$  г/см<sup>3</sup>,  $\delta_{мин.} = 2.71$  г/см<sup>3</sup>,  $K_n = 13.7$  %). Если сопоставить части срезов сканирования образца № 16, где отсутствует органический детрит, со срезами сканирования образца № 20, то наблюдается схожесть конфигурации зёрен. Из этого можно сделать вывод, что фильтрационные свойства образца № 16 контролируются преимущественно системой пор песчанистой фракции, а включения относительно крупных обломков раковин оказывают относительно небольшое влияние на проницаемость.

Четвёртый петротип представлен песчаниками с размерами зёрен от 0.05 мм до 0.6 мм (превагируют среднезернистая и мелкозернистая фракции песчаника от 0.2 до 0.4 мм) и с проницаемостью от 30 до 74 мД (рис. 9).

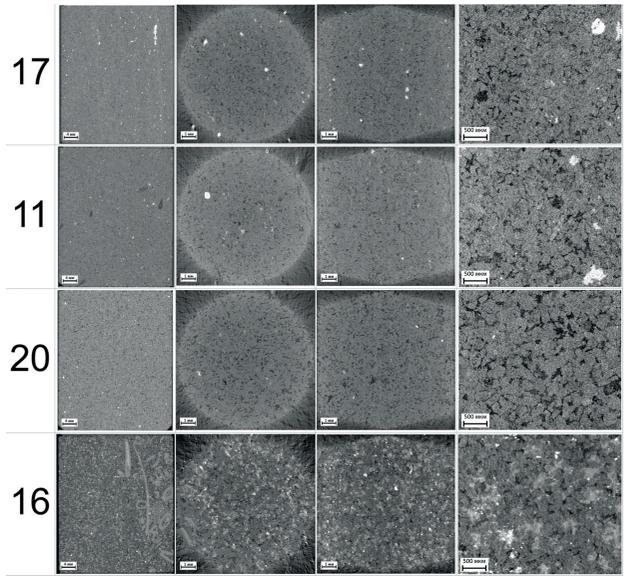
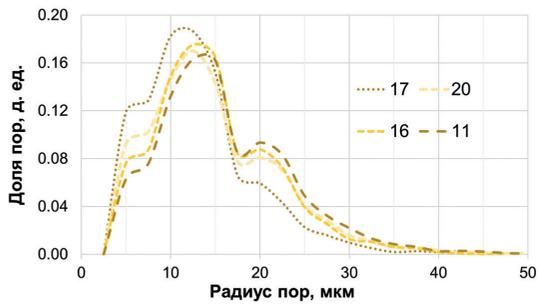


Рис. 8. Результаты томографических исследований образцов 3-го петротипа

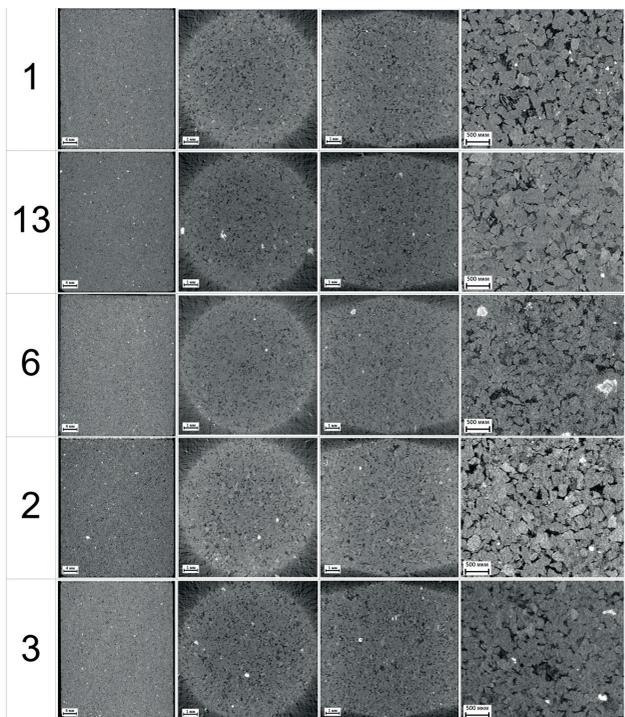
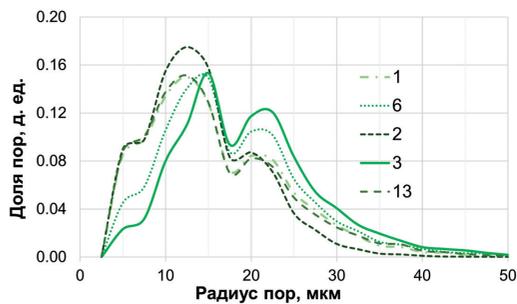


Рис. 9. Результаты томографических исследований образцов 4-го петротипа

Этому типу пород характерны наилучшие ФЕС, что обусловлено наличием развитой системы крупных открытых пор, хорошо различимых на томографических изображениях.

**Совмещение распределений пор по размерам, полученных на основании результатов капилляриметрических и томографических исследований**

В этом разделе продемонстрированы результаты комбинирования количественных характеристик пористой среды, полученных в результате проведения капилляриметрических и томографических исследований, которые обеспечивают измерения с разным разрешением и для разных объемов образца породы. Теоретически параметры поровой среды, получаемые с помощью этих методов, отражают несколько разные свойства пород. Капилляриметрические тесты изучают свойства поровых каналов, в то время как КТ позволяет охарактеризовать поровые тела. Однако, учитывая изначально несовершенство теоретических моделей, применяемых для описания пористых сред этими методами, объединение получаемых количественных характеристик может быть обоснованно за счёт сопоставления этой процедуры с калибровкой распределений времени релаксации  $T_2$  на данные ртутной порометрии (Coates et al., 1999). Достоинством предлагаемого алгоритма объединения данных, полученных с различным разрешением, является возможность его использования для интеграции разных видов количественных характеристик пористых сред, измеренных различными методами для разных объемов горных пород.

Разрешение используемого компьютерного томографа позволяет количественно оценить поры диаметром более 5 мкм, которые составляют менее 5% пористости 1-го и 2-го петротипов и до 10% пористости 3-го и 4-го петротипов.

Капилляриметрические исследования позволяют охарактеризовать диапазон распределения пор по размерам от 0,03 до 10 мкм для изучаемых пород, но с гораздо меньшей точностью, чем томография, из-за относительно больших шагов приложенного капиллярного давления. Однако совмещение распределений размеров пор, полученных в результате обоих методов, позволяет детализировать правую часть кривой распределения, соответствующую первому шагу капиллярного давления.

Как было сказано ранее, при проведении томографических и капилляриметрических исследований измерения проводятся на различных объемах образцов пород. В первом случае тестированию подвергается весь объём стандартного образца (30x30 мм ~ 21.2 см<sup>3</sup>), в то время как высокоразрешающая томография позволяет количественно проанализировать лишь центральную часть образца объёмом 0.125 см<sup>3</sup>. Таким образом, чтобы выполнить совмещение распределений пор по размерам, полученных двумя методами, необходимо было провести процедуру перемасштабирования данных рентгеновской томографии на результаты капилляриметрических исследований. Процедура перемасштабирования заключалась в умножении распределения пор по размерам, полученного с помощью томографии, на отношение изучаемого объёма образца по капилляриметрическим исследованиям к изученному объёму породы по томографии. После этого, распределения пор по размерам были совмещены

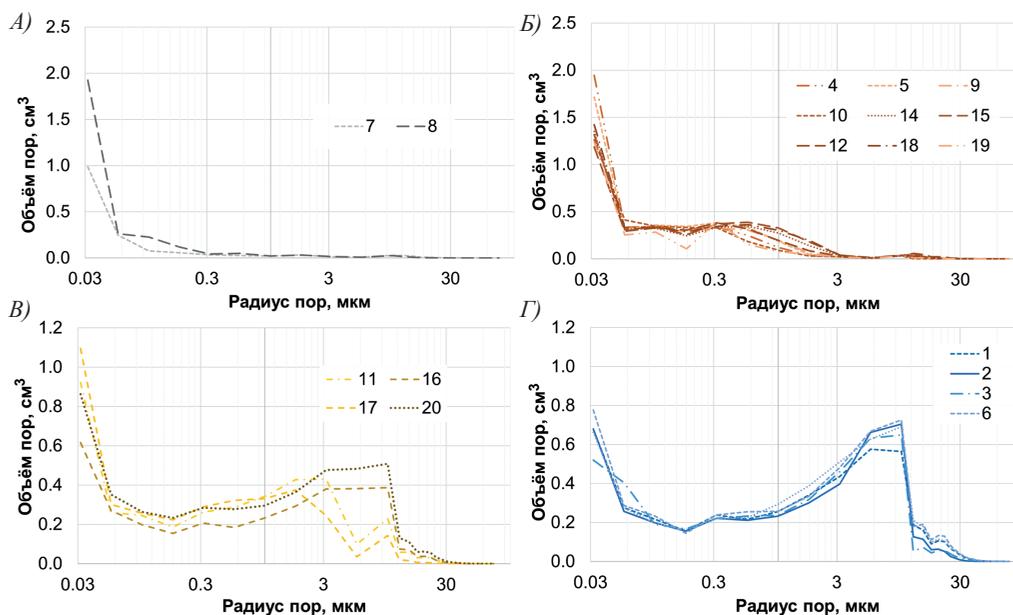


Рис. 10. Совмещенные распределения радиусов пустот по размерам, полученные в результате проведения рентгеновской томографии и капилляриметрических исследований: А) 1 петротип; Б) 2 петротип; В) 3 петротип; Г) 4 петротип

Петротип	Медианные значения, мкм	Модальный интервал, мкм	Кол-во пор <0.03 мкм, %
1 (плотные алевролиты)	<0.03	<0.03	64–70
2 (алевролиты и плотные песчаники)	0.03–0.08	0.03–0.6	37–52
3 (песчаники алевритовые)	0.2–0.7	0.6–5.6	18–30
4 (песчаники средне- и мелкозернистые)	1.1–1.4	3.2–10	13–17

Табл. 2. Характеристические значения размеров радиусов пустот для каждого петротипа

в точке – 10 мкм, что соответствует предельному размеру радиуса пор, определяемому по данным капиллярметрических экспериментов.

Распределение радиусов пор по размерам для каждого типа пород приведено на рисунках 10 А–Г. Модальные интервалы ( $M_o$ ) и медианные значения ( $M_e$ ) размеров пор представлены в табл. 2.  $M_o$  и  $M_e$  для 1-го петротипа находятся в интервалах размеров пор менее 0.03 мкм, доля этих пор составляет от 64 до 70% (рис. 10 А). Второму петротипу характерны значения  $M_o = 0.03–0.6$  мкм и  $M_e = 0.03–0.08$  мкм. Поры радиусом менее 0,03 мкм составляют от 37 до 52% (рис. 10 Б). Образцы 3-го петротипа обладают значениями  $M_o = 0.6–5.6$  мкм и  $M_e = 0.2–0.7$  мкм. Поры радиусом до 0,03 мкм составляют от 18 до 30% (рис. 10 В). Для 4-го петротипа  $M_o = 3.2–10$  мкм и

$M_e = 1.1–1.4$  мкм, поры размером до 0.03 мкм составляют от 13 до 17% (рис. 10 Г).

**ЯМР-исследования**

ЯМР-спектры и значения отсечек  $T_{2cutoff}$  для всех образцов представлены на рисунках 11 А–Г.  $T_{2cutoff}$  разделяет распределение времени поперечной релаксации  $T_2$  на две части: одна представляет собой поры, заполненные связанной водой, а другая – поры, заполненные свободным флюидом.

Результаты ЯМР-исследований показали хорошую корреляцию с результатами капиллярметрических, а также микроструктурных и минералогических исследований, основанных на данных рентгеновской томографии. В частности, для песчаников, относящихся к 3-му и 4-му

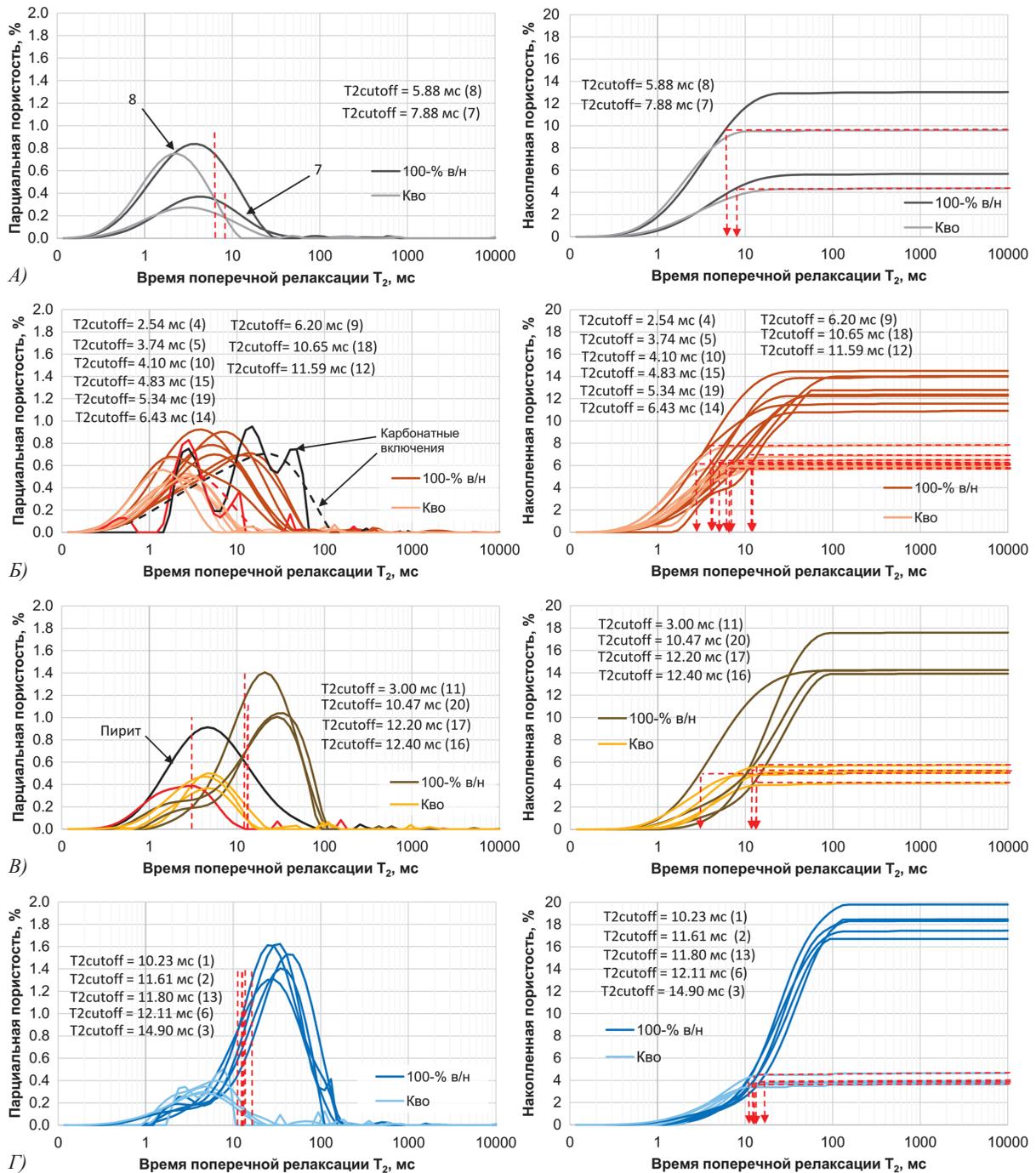


Рис. 11. Гистограммы распределения и кумулятивные кривые спектров  $T_2$  относительно петротипизации по FZI: А) 1 петротип; Б) 2 петротип; В) 3 петротип; Г) 4 петротип

петротипам, может быть установлена групповая отсечка  $T_{2cutoff} = 11-12$  мс. Исключение составляет образец песчаника № 11 из 3 типа, у которого значение  $T_{2cutoff}$  составляет всего лишь 3 мс, что обусловлено включениями минерала пирита, обладающего парамагнитными свойствами.

Определение единой отсечки для образцов 1-го и 2-го петротипа затруднено ввиду большого разброса значений этого параметра. Шесть образцов алевролита и один песчаник имеют отсеку  $T_{2cutoff}$  равную 5 мс. Два образца алевролита, с включениями парамагнитного пирита обладают значениями  $T_{2cutoff} = 3$  мс. У двух образцов алевролита с повышенным содержанием карбонатных включений, значение  $T_{2cutoff}$  достигает 12 мс.

### Электрические исследования

График зависимости параметра пористости  $P_n$  от коэффициента пористости  $K_n$  представлен на рисунке 12. Все образцы, независимо от их литотипа, характеризуются одним уравнением связи между коэффициентом и параметром пористости. Это объясняется одинаковым типом первичной межзерновой пористости у изучаемой выборки образцов независимо от их грансостава. Показатель  $a_m = 0.95$  и показатель сцементации  $m = 1.81$  для всей выборки.

Значения параметра насыщения ( $P_n$ ) и коэффициента проницаемости ( $K_{np}$ ) показывают тесную взаимосвязь (рис. 13). Это объясняется значительной зависимостью обоих параметров от геометрии межзернового порового пространства, которая контролируется, главным образом, распределением зерен по размерам. Форма сечения и

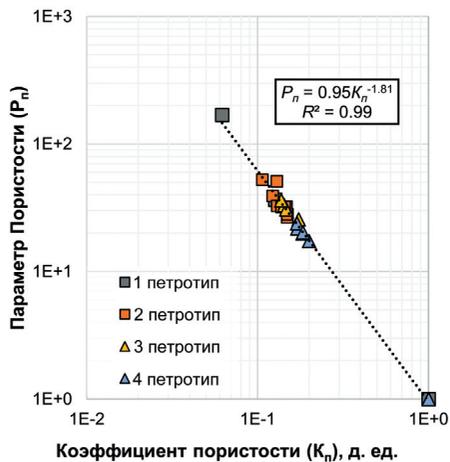


Рис. 12. График зависимости параметра пористости  $P_n$  от коэффициента пористости  $K_n$  для выделенных петротипов

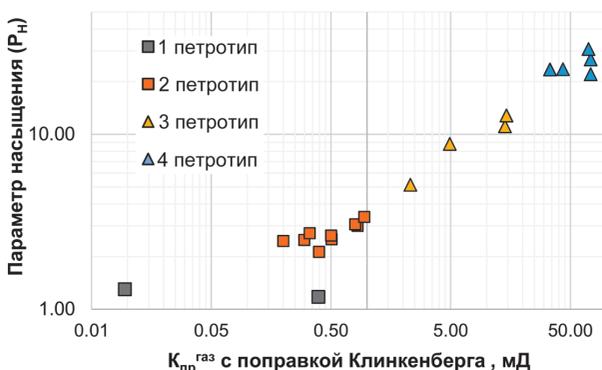


Рис. 13. Сопоставление параметра насыщения и проницаемости

извилистость каналов, контролирующих геометрию пористой среды, входят в уравнение Козени-Кармана, на котором основана концепция  $FZI$  для типизации пород.

Также стоит отметить, что полученная корреляция  $K_{np} - P_n$  является предпосылкой для дальнейшего расчета проницаемости, как функции от УЭС по ГИС, что дает возможность расчета  $K_{np}$  по ГИС как параметра, зависимо не только от  $K_n$ .

График зависимости параметра насыщения  $P_n$  от коэффициента водонасыщенности  $K_B$  показан на рисунке 14. Точки на графике зависимости  $P_n - K_B$  группируются в отдельные кластеры согласно петротипам по  $FZI$ . Показатель  $a_n$  для всех типов пород можно принять равным единице. Показатель насыщенности  $n$  равен 0.92, 1.45, 1.91 и 2.1, соответственно, для 1, 2, 3 и 4 петротипов. Закономерное уменьшение показателя  $n$  с увеличением  $K_B$  демонстрирует увеличение вторичной проводимости, связанной с образованием двойного электрического слоя. Применение единого уравнения связи различных кластеров пород привело бы к завышению нефтенасыщенности в интервалах песчаников с лучшими ФЕС (4 петротип) и занижению в алевролитах (1 и 2 петротипы).

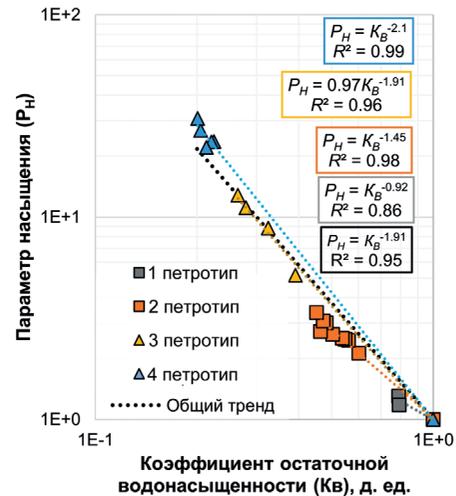


Рис. 14. График зависимости параметра насыщения  $P_n$  от коэффициента остаточной водонасыщенности  $K_{B0}$  для выделенных петротипов

### Обсуждение результатов

#### Сопоставление эффективности и применение теоретических моделей для петротипизации терригенных пород

Для дифференциации образцов, согласно модели фильтрационных ячеек (Amaefule et al., 1993; Tiab et al., 2016), используется два параметра – показатель качества коллектора ( $RQI^*$ ) и индикатор зоны фильтрации ( $FZI^*$ ) (индекс «\*» используется в дальнейшем для обозначения стандартных параметров). Обычно, данные параметры рассчитываются с помощью уравнений, связывающих  $K_n$  и  $K_{np}$ , что, в первую очередь, обеспечивает хорошую корреляцию для дальнейшего расчета  $K_{np}$  по ГИС. Однако стоит отметить, что при переходе от петротипов по керну к петрофизическим классам по ГИС,  $K_{np}$  становится параметром, зависимым только от  $K_n$ , что, в свою очередь, ведет к разделению пород по ГИС исключительно на основании значений  $K_n$ . Недостаток данного подхода еще

более усугубляется при петротипизации слабопроницаемых терригенных пород, у которых значения  $K_{np}$  являются слабо вариативными, в том числе за счет ограничений измерительной аппаратуры.

Таким образом, для проведения петротипизации исследуемой выборки пород помимо стандартных параметров  $RQI^*$  и  $FZI^*$ , зависящих от  $K_n$  и  $K_{np}$ , были рассчитаны параметры  $RQI$  и  $FZI$ , как функции  $K_n$  и  $K_{во}$  (формулы 2–4). Параметру  $K_{во}$  исследуемой выборки пород характерна значительная изменчивость от образца к образцу. Более того, характерная низкоомность пород имеет тесную взаимосвязь с наличием связанной воды, которая обуславливает формирование вторичной электрической проводимости за счёт образования двойного электрического слоя на поверхности зёрен алевролитовой и пелитовой фракций. Таким образом, применение  $K_{во}$  является целесообразным для проведения петротипизации исследуемых терригенных пород.

Для разделения пород на классы также была применена методика Winland  $R35$ , которая, как и стандартная концепция  $FZI$ , основывается на применении уравнения, связывающего  $K_n$ ,  $K_{np}$ , а также размера радиуса пор при насыщении ртутью 35%:

$$\log R35 = 0.732 + 0.588 \cdot \log K_{np} - 0.864 \cdot K_{np} \quad (5)$$

$R35$  – размер радиусов поровых каналов, соответствующий насыщению образца ртутью в 35%. Согласно концепции Winland  $R35$ , поры, которые насыщаются ртутью до насыщенности образца в 35%, являются ключевыми в процессе фильтрации. Для выделения петротипов по данной методике используются линии на графике зависимости  $K_{np}$  от  $K_n$ , соответствующие различным радиусам поровых каналов, для которых при заданных  $K_{np}$  и  $K_n$  насыщенность ртутью будет 35%.

Применение описанных выше методик петротипизации для исследуемой выборки пород продемонстрировано на графиках зависимости  $K_{np}$  от  $K_n$  (рис. 15). Разделение пород согласно методике Winland  $R35$ , в целом, хорошо согласуется с петротипами, выделенными согласно стандартному  $FZI^*$  и  $FZI$ , рассчитанному как функции от  $K_n$  и  $K_{во}$ .

Петротипизация с применением стандартного  $FZI^*$  позволяет разделить выборку образцов только на 3 петротипа. Согласно такой классификации, все алевролиты относятся к одной группе, что не согласуется с

различиями микроструктурных характеристик наблюдаемым по данным специсследований. В частности, как показали томографические исследования, образцы № 7 и 8 существенно отличаются от образцов № 4, 19, 10, 5, 9, 14, 12, 18 и 15 распределением пор по размерам (рис. 10), грансоставом и текстурой (рис. 6, 7). Более того у них заметно отличающиеся спектры  $T_2$  (рис. 11), электрические свойства (рис. 14), а также значения  $K_{во}$  (рис. 5), согласно которым образцы № 7 и 8 можно отнести к отдельному относительно других образцов петротипу с наихудшими коллекторскими свойствами. Образец № 16, согласно делению по стандартному  $FZI^*$ , относится к 4-му петротипу, в который входят также образцы № 1, 2, 3, 6 и 13. Однако анализ микроструктуры порового пространства и конфигурации зёрен образца № 16 по срезам КТ, а также электрические свойства демонстрируют схожесть данного образца с образцом № 20, который относится к 3-му петротипу.

Сопоставление различных методик показало, что выделенные петротипы с использованием  $RQI$  и  $FZI$ , рассчитанных как функции от  $K_n$  и  $K_{во}$ , наилучшим образом соотносятся с результатами петрофизических и микроструктурных исследований, включая ЯМР, КТ, капилляриметрические исследования и электрометрию. Более того, анализ выделенных петротипов, согласно значениям  $FZI = f(K_n, K_{во})$  на графике зависимости  $K_{np}$  от  $K_n$ , добавляет ещё одну степень свободы, что обеспечит более надёжную петротипизацию разреза по данным ГИС.

### Сравнительный анализ методов исследования порового пространства

Методы растровой электронной микроскопии (РЭМ), ртутная порометрия и петрографический анализ шлифов широко применяются для анализа микроструктурных характеристик пород, таких как распределения пор (поровых каналов) по размерам (McPhee et al., 2015). Данные исследования обычно выполняются на торцевых срезах цилиндрических образцов, используемых при проведении капилляриметрических экспериментов и замеров коэффициентов пористости и проницаемости. Таким образом, получаемые этими спецметодами количественные характеристики пористой среды определяются на образцах пород различного размера и объёма, при этом размеры изучаемых обломков представляют достаточно

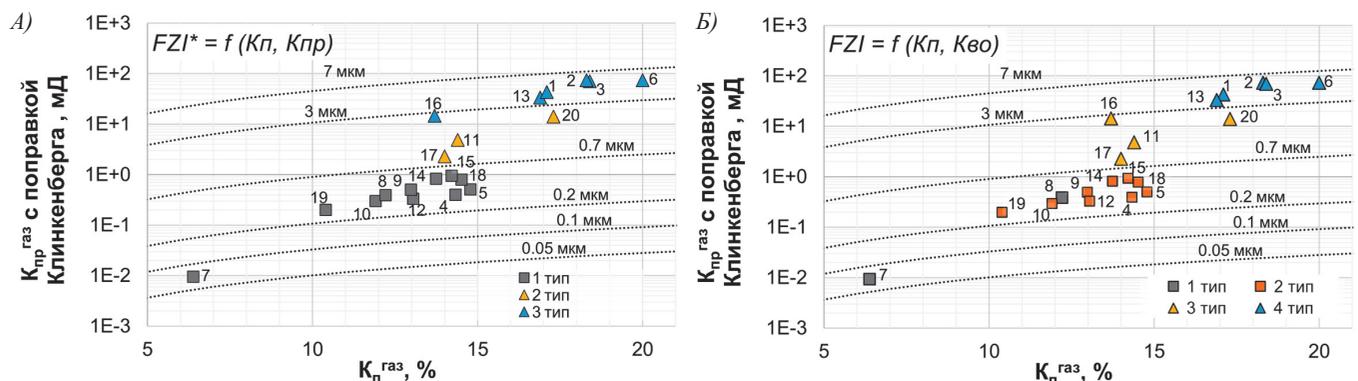


Рис. 15. А) График зависимости  $K_{np}$  от  $K_n$  относительно петротипов по  $FZI^*=f(K_n, K_{np})$  с теоретическими линиями, соответствующими радиусам пор при насыщении породы ртутью в 35% по методике Winland  $R35$ ; Б) График зависимости  $K_{np}$  от  $K_n$  относительно выделенных петротипов по  $FZI=f(K_n, K_{во})$  с теоретическими линиями, соответствующими радиусам пор при насыщении породы ртутью в 35% по методике Winland  $R35$

малую часть породы относительно размеров стандартных цилиндрических образцов. Это значительно усложняет корреляцию макро- и микроструктурных параметров, особенно при исследовании сильно неоднородных пород.

Также стоит отметить, что проведение исследований методом ртутной порометрии требует наличия специализированных лабораторий, вследствие их опасности для окружающей среды. Более того, образцы, подвергнутые изучению этим методом, невозможно в дальнейшем использовать в других экспериментальных исследованиях.

Предлагаемый в нашей работе подход включает интеграцию количественных характеристик пористых сред, полученных неразрушающими методами ЯМР и КТ, и традиционных свойств, применяемых для подсчета запасов. Поскольку все исследования выполняются на одних и тех же образцах пород, наблюдается достоверная корреляция между свойствами породы. Таким образом, разработанная программа лабораторных испытаний обеспечивает как надежное проведение петротипизации, так и достоверную оценку свойств изучаемого пласта. Поскольку все рекомендуемые методы исследований экологически безопасны, их можно применять в большинстве лабораторий. Также, стоит отметить, что образцы могут быть использованы в дальнейших программах исследования зерна, поскольку все задействованные методы являются неразрушающими.

Основные ограничения разработанной программы лабораторных исследований связаны с разной разрешающей способностью применяемых методов. Например, рентгеновское сканирование образцов позволяет уверенно охарактеризовать поры и зерна крупнее 5 мкм в диаметре. Соответственно, двухмерный срез томографического сканирования позволяет проводить количественный анализ размеров пор и зерен с большей точностью, чем петрографический анализ шлифов, разрешающая способность которого не превышает 30 мкм, будучи ограниченной толщиной шлифа.

Проведение стандартных капилляриметрических исследований позволяет в гораздо большем диапазоне охарактеризовать пористую среду по сравнению с КТ. Например, применяемое в данном исследовании капиллярное давление позволяет произвести оценку объема поровых каналов радиусом от 0.03 мкм до 10 мкм. Однако точность рассчитанных распределений поровых каналов по размерам ограничена относительно небольшим количеством приложенных ступеней давления. В настоящем исследовании было применено 13 шагов давления. Для сравнения, ртутная порометрия обычно включают в себя более 100 ступеней давления. Значительно большие количество шагов и диапазон давлений позволяют с наилучшей точностью определить распределение поровых каналов по размерам по сравнению с другими лабораторными методами. Именно по этой причине спектры  $T_2$  ЯМР принято калибровать на данные ртутной порометрии для получения распределений пор по размерам по результатам ЯМР (Coates et al., 1999).

При этом следует отметить, что теоретически параметры поровой среды, получаемые с помощью капилляриметрических тестов, включая ртутную капилляриметрию, и методами ЯМР и КТ, отражают несколько разные свойства горных пород. В частности, капилляриметрические

методы измеряют распределение поровых каналов по размерам, тогда как КТ и ЯМР-исследования характеризуют распределение поровых тел (пор) по размерам. Однако, несмотря на некоторое несоответствие теоретических моделей, применяемых для количественной оценки пористых сред, комплексный анализ и совместное использование получаемых характеристик является общепринятым в индустрии.

Несмотря на объективные ограничения использованных методов примененный комплекс лабораторных исследований позволил уверенно дифференцировать образцы горных пород по ключевым параметрам, которые были проинтерпретированы во взаимосвязи друг с другом.

## Заключение

В рамках работы впервые разработана и выполнена программа комплексных лабораторных исследований, включающих КТ и ЯМР, для отложений васюганской свиты. На основе анализа полученных результатов исследования микроструктурных параметров, предложен новый подход к петротипизации пластов васюганской свиты, который также может быть рекомендован к применению для других терригенных отложений.

Разработанный подход, основанный на комплексном анализе микроструктурных характеристик пород, полученных методами КТ и ЯМР, и традиционных подсчетных параметров, является эффективным инструментом для петротипизации полиминеральных терригенных пород. Детальная петротипизация пород позволила более надёжно оценить коллекторские свойства как хорошо проницаемых песчаников, так и низкоомных и слабопроницаемых алевролитов изученного пласта. Последнее позволяет дальнейшее выделение по ГИС дополнительных продуктивных интервалов.

Разработанная программа комплексных лабораторных исследований зерна доказала свою эффективность при проведении петротипизации полиминерального терригенного коллектора и может быть рекомендована для дальнейшего внедрения на других месторождениях. Программа включает экологически безопасные и не разрушающие образцы методы. Соответственно, образцы можно повторно использовать в других специальных исследованиях, например, в экспериментах по определению фазовых проницаемостей.

Измерение микроструктурных характеристик пористой среды и стандартных коллекторских свойств на одном и том же образце зерна обеспечивает достоверную корреляцию между всеми измеренными параметрами. Предложенный алгоритм комбинирования количественных параметров пористой среды, измеренных лабораторными методами с разной разрешающей способностью на разных объёмах образцов, позволяет объединить данные капилляриметрических и томографических исследований для более детальной характеристики всего диапазона распределения пор по размерам каждого петротипа.

Компьютерная томография является эффективным инструментом как для характеристики пустотного пространства, так и для идентификации минеральных включений, например, пирита и карбонатов, характеризующих условия осадконакопления. Увеличение содержания пирита в алевролитах, установленного с помощью компьютерной

томографии и рентгенофлуоресцентной спектроскопии, отражает более глубоководные аноксные условия осадконакопления. Присутствие же обломков карбонатных раковин, наоборот, указывает на формирование осадка в более мелководных, насыщенных кислородом условиях.

Связь между коэффициентом пористости ( $K_n$ ) и параметром пористости ( $P_n$ ) описывается одним уравнением для всех типов пород, что указывает на преобладание в исследованных образцах однотипной межзерновой пористости. Значение  $n$  последовательно уменьшается от 4-го к 1-му петротипу. Эта тенденция обусловлена ростом содержания алевритовой фракции и, соответственно, увеличением содержания связанной воды, что приводит к увеличению электрической проводимости. Применение индивидуальных значений показателя насыщенности  $n$  для установленных типов горных пород повысит надежность оценки флюидонасыщенности по сравнению с предыдущими расчетами, основанными на единственном значении  $n$  для всего пласта.

Результаты исследований методом ЯМР показали, что на распределение времени поперечной релаксации  $T_2$  ЯМР влияет как распределение пор по размерам, так и минералогический состав. В частности, для 2-го и 3-го петротипов увеличение содержания пирита вызывает смещение распределения  $T_2$  в сторону более низких значений, тогда как карбонатные включения вызывают смещение распределения  $T_2$  к более высоким значениям по сравнению с другими образцами. Поскольку регистрируемые спектры ЯМР подвержены воздействию множества факторов, применение только значений  $T_{2\text{cutoff}}$  для петротипизации пласта может привести к неоднозначной интерпретации результатов. Таким образом, применение КТ совместно с ЯМР-исследованиями повышает достоверность проведения оценки свойств и типизации пород.

Установленные особенности минералогии и порового пространства пород должны быть учтены при составлении программы дальнейшего изучения отложений васюганской свиты и интерпретации каротажа. Для корректного скважинного моделирования коллекторских свойств полиминеральных отложений рекомендуется в дальнейшем построение кривых объемного содержания минеральных компонент.

### Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Авторы благодарят рецензентов за рассмотрение статьи и высказанные комментарии, позволившие повысить качество ее содержания.

### Литература

Богданович Н.Н., Казак А.В., Якимчук И.В. и др. (2014). Низкопроницаемые продуктивные доломиты Преображенского горизонта Верхнеконского месторождения. *Нефть. Газ. Новации*, 183(4), с. 41–91.

Amaefule J.O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D.G., and Keelan D.K. (1993). Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, pp. 205–220. <https://doi.org/10.2118/26436-MS>

Archie G.E. (1942). The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *Petroleum Transactions of the AIME*, 146, pp. 54–62. <https://doi.org/10.2118/942054-G>

Coates G.R., Xiao L., Prammer M.G. (1999). *NMR Logging*. Ebooks, 253 p.

Eltom H.A. (2020). Limitation of laboratory measurements in evaluating rock properties of bioturbated strata: A case study of the Upper Jubaila Member in central Saudi Arabia. *Sedimentary Geology*, 398, 105573. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2019.105573>

Fheed A., Krzyżak A., Świerczewska A. (2018). Exploring a carbonate reef reservoir – nuclear magnetic resonance and computed microtomography confronted with narrow channel and fracture porosity. *Journal of Applied Geophysics*, 151, pp. 343–358. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2018.03.004>

Fitzsimons D., Oeltzschner G., Ovens C., Radies D., Schulze F. (2016). Integration and Data Analysis of Conventional Core Data with NMR and CT Data to Characterize An Evaporitic Carbonate Reservoir. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dhabi, UAE, p. D031S068R002. <https://doi.org/10.2118/183145-MS>

Gholami V., Mohaghegh S.D. (2009). Intelligent upscaling of static and dynamic reservoir properties. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, pp. 2238–2252. <https://doi.org/10.2118/124477-MS>

Haikel S., Rosid M.S., Haidar M.W. (2018). Study comparative rock typing methods to classify rock type carbonate reservoir Field “s” East Java. *Journal of Physics: Conference Series*. Institute of Physics Publishing, 10.1088/1742-6596/1120/1/012047

Kolodzie S. (1980). Analysis of pore throat size and use of the waxman-smits equation to determine OOIP in spindle field, Colorado. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/9382-MS>

Liu X. et al. (2017). Pore-scale characterization of tight sandstone in Yanchang Formation Ordos Basin China using micro-CT and SEM imaging from nm- to cm-scale. *Fuel*, 209, pp. 254–264. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.07.068>

McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. (2015). Core Analysis: A Best Practice Guide. *Developments in Petroleum Science*, 64, pp. 2–829.

Mirzaei-Paiaman A., Ostadhassan M., Chen Z. (2018). A new approach in petrophysical rock typing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 166, pp. 445–464. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.075>

Mustafa A., A. Mahmoud M., Abdullaheem A. (2019). A Review of Pore Structure Characterization of Unconventional Tight Reservoirs. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dhabi, UAE, p. D031S098R001. <https://doi.org/10.2118/197825-MS>

Pires L.O., Fiorelli G.L., Winter A., Trevisan O.V. (2017). Petrophysical Characterization of Carbonates Heterogeneity. *OTC Brasil*. Rio de Janeiro, Brazil, p. D021S015R001. <https://doi.org/10.4043/28098-MS>

Pires L.O., Winter A., Trevisan O.V. (2019). Dolomite cores evaluated by NMR. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176, pp. 1187–1197. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.026>

Pittman E.D. (1992). Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 76, pp. 191–198. <https://doi.org/10.1306/BDF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D>

Salimidelshad Y. et al. (2019). Experimental investigation of changes in petrophysical properties and structural deformation of carbonate reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 46, pp. 565–575. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(19\)60036-4](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(19)60036-4)

Saxena N., et al. (2019). Rock properties from micro-CT images: Digital rock transforms for resolution, pore volume, and field of view. *Advances in Water Resources*, 134, p. 103419. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2019.103419>

Skalinski M., et al. (2010). Updated Rock Type Definition and Pore Type Classification of a Carbonate Buildup, Tengiz Field, Republic of Kazakhstan (Russian). *SPE Caspian Carbonates Technology Conference*. *SPE Caspian Carbonates Technology Conference, Society of Petroleum Engineers*. Atyrau, Kazakhstan. <https://doi.org/10.2118/139986-RU>

Skalinski M., Kenter J.A.M. (2015). Carbonate petrophysical rock typing: integrating geological attributes and petrophysical properties while linking with dynamic behaviour. *Geological Society*, London, Special Publications, 406, pp. 229–259. <https://doi.org/10.1144/SP406.6>

Tiab D., Donaldson E.C. (2016). *Petrophysics* (Fourth Edition). Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03707-0>

Wang M., et al. (2020). Determination of NMR T2 Cutoff and CT Scanning for Pore Structure Evaluation in Mixed Siliciclastic–Carbonate Rocks before and after Acidification. *Energies*, 13, p. 1338. <https://doi.org/10.3390/en13061338>

Xiao D., et al. (2016). Combining nuclear magnetic resonance and rate-controlled porosimetry to probe the pore-throat structure of tight sandstones.

*Petroleum Exploration and Development*, 43, pp. 1049–1059. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(16\)30122-7](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(16)30122-7)

Yarmohammadi S., Kadkhodaie A., Hosseinzadeh S. (2020). An integrated approach for heterogeneity analysis of carbonate reservoirs by using image log based porosity distributions, NMR T2 curves, velocity deviation log and petrographic studies: A case study from the South Pars gas field, Persian Gulf Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 192. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107283>

Статья поступила в редакцию 29.07.2022;

Принята к публикации 21.11.2022;

Опубликована 20.12.2022

## Сведения об авторах

Алексей Андреевич Чистяков – профессор, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11

Елизавета Викторовна Швалюк – аспирант, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11

Александр Александрович Калугин – начальник управления, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Россия, 109028, Москва, Покровский бул., д. 3, стр. 1

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

# The rock typing of complex clastic formation by means of computed tomography and nuclear magnetic resonance

A.A. Tchistiakov<sup>1</sup>, E.V. Shvalyuk<sup>1\*</sup>, A.A. Kalugin<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup>LUKOIL-Engineering JSC, Moscow, Russian Federation

\*Corresponding author: Alexei A. Shvalyuk, e-mail: A.Tchistiakov@skoltech.ru

**Abstract.** This study provides a new rock-typing approach for low-resistive and low-permeable clastic rocks. The approach includes integrated interpretation of routine core analysis data with microstructural characteristics, acquired from computed tomography (CT) and nuclear-magnetic resonance (NMR) data.

The studied formation comprises siltstones in its bottom, which are replaced by sandstones in its top. Sandstones form the main part of the oil reservoir, whereas siltstones were originally considered as water-saturated. The reserves calculation was performed based on a single Archie equation for the whole formation.

Despite on apparent water saturation and low permeability of the siltstones, incidental perforation showed considerable oil inflow from them as well. In order to delineate missed productive intervals within the low-resistive siltstones, we had to develop a new rock-typing approach, acknowledging rock multimineral composition, diversity of microstructures, a wide range of porosity, permeability, and residual water saturation values.

Designed laboratory program included porosity, permeability, electrical resistivity measurements, capillary, NMR and CT tests. The experiments were performed on the same core samples that enabled reliable correlation between measured parameters.

The joint interpretation of flow zone indicator, calculated as a function of porosity and residual water saturation, together with the results of petrophysical and microstructural measurements allowed reliable rock-typing of the clastic formation. It will serve as a petrophysical basis for identification of the missed productive intervals.

The developed laboratory program and rock-typing algorithm can be implemented in other oilfields.

**Keywords:** CT-scanning, NMR, rock-typing, clastic reservoirs, low-resistive reservoirs, low-permeable formations

## Acknowledgements

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-10-2022-011 within the framework of the development program for a world-class Research Center “Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves”.

The authors are grateful to the reviewers for the comments that made it possible to improve the article.

**Recommended citation:** Tchistiakov A.A., Shvalyuk E.V., Kalugin A.A. (2022). The rock typing of complex clastic formation by means of computed tomography and nuclear magnetic resonance. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 102–116. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.9>

## References

- Amaefule J.O., Altunbay M., Tiab D., Kersey D.G., and Keelan D.K. (1993). Enhanced reservoir description: using core and log data to identify hydraulic (flow) units and predict permeability in uncored intervals. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, pp. 205–220. <https://doi.org/10.2118/26436-MS>
- Archie G.E. (1942). The Electrical Resistivity Log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics. *Petroleum Transactions of the AIME*, 146, pp. 54–62. <https://doi.org/10.2118/942054-G>
- Bogdanovich N.N., Kazak A.V., Yakimchuk I.V. et al. (2014). Low-permeable productive dolomites of Preobrazhenskiy horizon of Verkhne chonskoye field. *Nefi, Gaz, Novatsii*, 183(4), pp. 41–91. (In Russ.)
- Coates G.R., Xiao, L., Prammer M.G. (1999). *NMR Logging*. Ebooks, 253 p.
- Eltom H.A. (2020). Limitation of laboratory measurements in evaluating rock properties of bioturbated strata: A case study of the Upper Jubaila Member in central Saudi Arabia. *Sedimentary Geology*, 398, 105573. <https://doi.org/10.1016/j.sedgeo.2019.105573>
- Fheed A., Krzyżak A., Świerczewska A. (2018). Exploring a carbonate reef reservoir – nuclear magnetic resonance and computed microtomography confronted with narrow channel and fracture porosity. *Journal of Applied Geophysics*, 151, pp. 343–358. <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2018.03.004>
- Fitzsimons D., Oeltzschner G., Ovens C., Radies D., Schulze F. (2016). Integration and Data Analysis of Conventional Core Data with NMR and

- CT Data to Characterize An Evaporitic Carbonate Reservoir. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dhabi, UAE, p. D031S068R002. <https://doi.org/10.2118/183145-MS>
- Gholami V., Mohaghegh S.D. (2009). Intelligent upscaling of static and dynamic reservoir properties. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, pp. 2238–2252. <https://doi.org/10.2118/124477-MS>
- Haikel S., Rosid M.S., Haidar M.W. (2018). Study comparative rock typing methods to classify rock type carbonate reservoir Field “s” East Java. *Journal of Physics: Conference Series*. Institute of Physics Publishing. 10.1088/1742-6596/1120/1/012047
- Kolodzie S. (1980). Analysis of pore throat size and use of the waxman-smits equation to determine OOIP in spindle field, Colorado. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/9382-MS>
- Liu X. et al. (2017). Pore-scale characterization of tight sandstone in Yanchang Formation Ordos Basin China using micro-CT and SEM imaging from nm- to cm-scale. *Fuel*, 209, pp. 254–264. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2017.07.068>
- McPhee C., Reed J., Zubizarreta I. (2015). Core Analysis: A Best Practice Guide. *Developments in Petroleum Science*, 64, pp. 2–829.
- Mirzaei-Paiaman A., Ostadhassan M., Chen Z. (2018). A new approach in petrophysical rock typing. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 166, pp. 445–464. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.03.075>
- Mustafa A., A. Mahmoud M., Abdulraheem A. (2019). A Review of Pore Structure Characterization of Unconventional Tight Reservoirs. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*. Abu Dhabi, UAE, p. D031S098R001. <https://doi.org/10.2118/197825-MS>
- Pires L.O., Fiorelli G.L., Winter A., Trevisan O.V. (2017). Petrophysical Characterization of Carbonates Heterogeneity. *OTC Brasil*. Rio de Janeiro, Brazil, p. D021S015R001. <https://doi.org/10.4043/28098-MS>
- Pires L.O., Winter A., Trevisan O.V. (2019). Dolomite cores evaluated by NMR. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 176, pp. 1187–1197. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.06.026>
- Pittman E.D. (1992). Relationship of porosity and permeability to various parameters derived from mercury injection-capillary pressure curves for sandstone. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 76, pp. 191–198. <https://doi.org/10.1306/BDF87A4-1718-11D7-8645000102C1865D>
- Salimidelshad Y. et al. (2019). Experimental investigation of changes in petrophysical properties and structural deformation of carbonate reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 46, pp. 565–575. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(19\)60036-4](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(19)60036-4)
- Saxena N., et al. (2019). Rock properties from micro-CT images: Digital rock transforms for resolution, pore volume, and field of view. *Advances in Water Resources*, 134, p. 103419. <https://doi.org/10.1016/j.advwatres.2019.103419>
- Skalinski M., et al. (2010). Updated Rock Type Definition and Pore Type Classification of a Carbonate Buildup, Tengiz Field, Republic of Kazakhstan (Russian). *SPE Caspian Carbonates Technology Conference. SPE Caspian Carbonates Technology Conference, Society of Petroleum Engineers*. Atyrau, Kazakhstan. <https://doi.org/10.2118/139986-RU>
- Skalinski M., Kenter J.A.M. (2015). Carbonate petrophysical rock typing: integrating geological attributes and petrophysical properties while linking with dynamic behaviour. *Geological Society*, London, Special Publications, 406, pp. 229–259. <https://doi.org/10.1144/SP406.6>
- Tiab D., Donaldson E.C. (2016). *Petrophysics (Fourth Edition)*. Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/C2014-0-03707-0>
- Wang M., et al. (2020). Determination of NMR T2 Cutoff and CT Scanning for Pore Structure Evaluation in Mixed Siliciclastic–Carbonate Rocks before and after Acidification. *Energies*, 13, p. 1338. <https://doi.org/10.3390/en13061338>
- Xiao D., et al. (2016). Combining nuclear magnetic resonance and rate-controlled porosimetry to probe the pore-throat structure of tight sandstones. *Petroleum Exploration and Development*, 43, pp. 1049–1059. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(16\)30122-7](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(16)30122-7)
- Yarmohammadi S., Kadhodaie A., Hosseinzadeh S. (2020). An integrated approach for heterogeneity analysis of carbonate reservoirs by using image log based porosity distributions, NMR T2 curves, velocity deviation log and petrographic studies: A case study from the South Pars gas field, Persian Gulf Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 192. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107283>

### About the Authors

*Alexei A. Tchistiakov* – Professor, Center for Hydrocarbon Recovery

Skolkovo Institute of Science and Technology  
Sikorsky str., 11, Moscow, 121205, Russian Federation

*Elizaveta V. Shvalyuk* – Postgraduate Student, Center for Hydrocarbon Recovery

Skolkovo Institute of Science and Technology  
Sikorsky str., 11, Moscow, 121205, Russian Federation

*Alexandr A. Kalugin* – Head of the Department  
LUKOIL-Engineering JSC  
Pokrovsky boul., 3, build. 1, Moscow, 109028, Russian Federation

*Manuscript received 27 July 2022;*

*Accepted 21 November 2022; Published 20 December 2022*

## Прогноз распространения зон выщелачивания в карбонатных коллекторах

А.А. Чистяков<sup>1\*</sup>, К.О. Зудина<sup>1</sup>, А.Р. Давлетшина<sup>1</sup>, Е.В. Швалюк<sup>1</sup>, В.Е. Баранов<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

<sup>2</sup>АО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт имени академика А.П. Крылова», Москва, Россия

Предлагаемая методика прогноза пространственного распространения зон выщелачивания в карбонатных коллекторах включает комплексную интерпретацию данных электрических микроимиджеров (Formation MicroImager – FMI), а также других геофизических исследований скважин (ГИС) совместно с анализом литофациальных обстановок и выделяемых циклов осадконакопления.

На основании сопоставления данных FMI с результатами литологических и петрофизических исследований керна разработан атлас имиджей диагенетической пористости карбонатных отложений месторождения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. При выделении типов пор использовалась международная классификация пористости карбонатных пород P.W. Choquette и L.C. Pray. С использованием разработанного атласа по данным FMI выделены и классифицированы зоны карстификации в опорных скважинах. В скважинах, где проводились только стандартные ГИС, зоны карстификации выделялись методом машинного обучения с использованием дерева решений.

Седиментологический и секвенс-стратиграфический анализы позволили выделить циклы осадконакопления и провести корреляцию основных литофаций в пределах изучаемого объекта. Установлено, что микробиальные и отмельные фации формируют наиболее продуктивную часть резервуара. Эти фации с изначально высокой первичной пористостью были подвержены наиболее интенсивной карстификации вдоль секвенс-стратиграфических границ в результате выхода пород на поверхность.

Установленные взаимосвязи между зонами выщелачивания, литофациями и секвенс-стратиграфическими границами позволили провести межскважинную корреляцию карстифицированных интервалов. Полученная корреляция будет в дальнейшем использована для построения концептуальных карт распространения зон выщелачивания, которые послужат основой для геологического моделирования.

**Ключевые слова:** карбонатный резервуар, диагенез, вторичная пористость, выщелачивание, карстификация, геофизические исследования скважин, Formation MicroImager, дерево решений

**Для цитирования:** Чистяков А.А., Зудина К.О., Давлетшина А.Р., Швалюк Е.В., Баранов В.Е. (2022). Прогноз распространения зон выщелачивания в карбонатных коллекторах. *Георесурсы*, 24(4), с. 117–125. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.10>

### Введение

Около 50% мировых запасов нефти и газа сосредоточено в карбонатных породах (Mazzullo, 2004). В отличие от большинства терригенных коллекторов в карбонатных отложениях, наряду с первичной седиментационной пористостью, широко развита вторичная пористость, образованная в результате процессов выщелачивания (Newberry et al., 1996; Mazzullo, 2004; Кузнецов, 2003).

Поскольку диагенетическая пористость оказывает значительное влияние на фильтрационно-емкостные свойства пород-коллекторов, прогноз распространения зон выщелачивания является важной научной и практической задачей, решение которой необходимо для создания надежной геологической модели и планирования системы разработки.

Однако при выделении карстифицированных интервалов нередко возникает ряд трудностей. Прежде всего, следует отметить, что стандартные методы ГИС часто не позволяют выделить зоны выщелачивания ввиду того,

что мощности последних могут быть меньше разрешающей способности стандартного каротажа. В связи с этим для идентификации зон вторичной пористости наиболее эффективным является применение электрических микросканеров (Formation MicroImager, FMI), обладающих гораздо более высоким разрешением (Zeghlache et al., 2015).

Пространственное распространение зон выщелачивания определяется как минимум двумя факторами: литофациальным составом пород и их положением относительно секвенс-стратиграфических границ (Vincent et al., 2019). Следовательно, геологически обоснованную корреляцию зон выщелачивания необходимо проводить на основе литофациальной и секвенс-стратиграфической моделей.

Исследуемая в данной работе формация верхнедевонского возраста подвержена диагенетическим процессам, в частности, выщелачиванию и карстификации. С одной стороны, выщелоченные зоны являются наиболее перспективными интервалами формации для разработки. С другой стороны, они могут стать интервалами прорыва воды в результате применения заводнения при добыче. Поэтому разработка новых подходов для достоверного прогноза распределения зон выщелачивания исследуемой формации имеет как научную, так и практическую значимость.

\* Ответственный автор: Алексей Андреевич Чистяков  
e-mail: A.Tchistiakov@skoltech.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

В данном исследовании реализуется методика прогноза распространения зон выщелачивания, включающая комплексную интерпретацию имиджей FMI и данных стандартных методов ГИС совместно с седиментологическим и секвенс-стратиграфическим анализом.

**Теория**

*Диagenетическая пористость в карбонатных породах*

Согласно генетической классификации пористости карбонатных пород P.W. Choquette и L.C. Pray (рис. 1), поры можно дифференцировать по их размеру, морфологии, генезису, а также взаимосвязи с исходной седиментационной микроструктурой (Moore, Wade, 2013).

По генезису пористость делится на первичную и вторичную. Первичная пористость образуется на стадии седиментогенеза, а вторичная развивается после завершения седиментации в результате диagenетических преобразований (Фролов, 1992; Moore, Wade, 2013). На стадии диagenеза развивается шесть основных процессов, которые приводят к существенной модификации исходной пористости осадка. Они включают цементацию, микробиальную микритизацию, неоморфизм, уплотнение, растворение (в том числе растворение под давлением) и доломитизацию (Tucker et al., 1990).

С точки зрения физико-химических и гидродинамических условий можно выделить три основные области диagenеза: морскую, метеорную и глубинную (рис. 2) (Nader, 2017).

*Морская диagenетическая область* делится на две зоны: прибрежную мелководную и глубоководную. Прибрежная зона, характеризующаяся преобладанием теплых вод смешанного континентально-морского



Рис. 1. Классификация пористости карбонатных пород (Choquette, Pray, 1970)

состава, в свою очередь подразделяется на литоральную и сублиторальную. Глубоководная зона, находящаяся ниже области поверхностного смешивания, характеризуется стратифицированными по плотности и температуре чисто океаническими водами (Moore, 2004).

В мелководной зоне происходит главным образом потеря пористости в результате цементации (Moore, Wade, 2013). Мелководная цементация характерна прежде всего для высокоэнергетических приливно-отливных участков шельфа, а также рифовых построек. Цементация в данных зонах активно развивается благодаря высокой исходной пористости и проницаемости осадков, которые обеспечивают интенсивный водообмен в поровом пространстве, и способствует формированию в нем цемента.

Глубоководная морская обстановка, напротив, способствует развитию вторичной пористости. В частности, коллекторские свойства микробиальных илов могут быть существенно улучшены в результате биохимического растворения цемента (Moore, 2004).

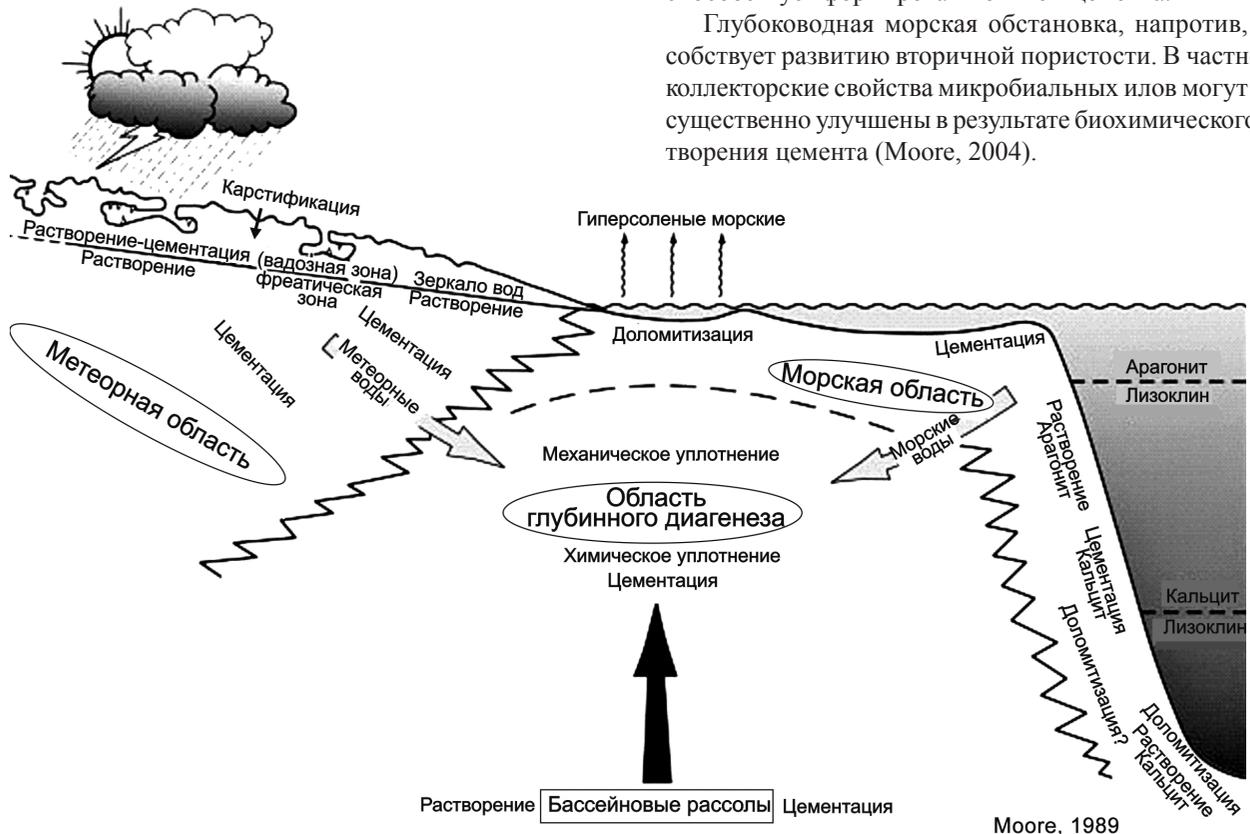


Рис. 2. Области диagenетических процессов на карбонатной платформе (Moore, 1989)

*Метеорная (пресноводная) диагенетическая область подразделяется* на верхнюю вадозную и нижнюю фреатическую зоны. Первая, в свою очередь, подразделяется на зону растворения и зону выпадения цемента. В зоне растворения развиваются кавернозная пористость и карст в результате воздействия недонасыщенных метеорных вод. Зона выпадения цемента характеризуется образованием менискового и сталактитового цемента.

Во фреатической зоне выделяются области растворения, выпадения цемента и застойного режима. В зоне растворения образуются слепковые поры в результате селективного растворения органических остатков (раковин), а также каверны за счет неселективного растворения породы. В зоне цементации происходит замещение арагонита кальцитом, а также заполнение последним порового пространства. Зона застойного режима характеризуется незначительной цементацией, обусловленной отсутствием циркуляции флюидов и, соответственно, слабого водообмена в порах породы (Nader, 2017).

*Глубинный диагенез* развивается в трех основных тектонических и гидрогеологических обстановках, включая пассивные и активные окраины, а также области с постороженным режимом. В пассивных окраинах основным диагенетическим фактором являются постоянно увеличивающиеся температура и литостатическое давление в результате относительно быстрого захоронения осадка. В активных окраинах осадок испытывает интенсивное тектоническое воздействие, приводящее к его дислокации и проникновению горячих флюидов по трещинам и образующимся каналам. В постороженной обстановке диагенез связан прежде всего с метеорными водами, проникновение которых в глубоко захороненные горизонты контролируется структурным фактором (Moore, Wade, 2013).

В условиях пассивной окраины механическое и химическое уплотнение являются главными модификаторами пористости. Степень механического уплотнения карбонатных отложений определяется рядом факторов, включая прежде всего микроструктурные особенности осадка, такие как процентное содержание микрита, количество и размер органогенных остатков, а также его водонасыщенность. Наличие седиментационного органического каркаса, ранняя цементация, избыточное поровое давление замедляют начало и эффективность консолидации осадка.

Химическое уплотнение за счет выпадения цемента в поровом пространстве происходит при фильтрации геохимически активных флюидов в условиях интенсивного водообмена. Соответственно, в гидрогеологически спокойных условиях пассивной окраины химическое уплотнение вносит сравнительно небольшой вклад в ухудшение пористости по сравнению с механическим. Также, следует отметить, что основная часть избыточного  $\text{CaCO}_3$  в поровом флюиде образуется в результате растворения минеральных зерен под давлением. Но ввиду относительно небольших глубин захоронения и эффективного давления объем высвобождающегося  $\text{CaCO}_3$  ограничен. Присутствие метастабильных минералов и примесей кремнеобломочных пород способствуют ускорению процесса химического уплотнения (Moore, 2004).

Активные окраины, в отличие от пассивных, характеризуются циркуляцией значительных объемов теплых

и горячих высокоминерализованных флюидов через системы подземных каналов, сформировавшихся еще на стадиях седиментогенеза и раннего диагенеза, в том числе за счет доломитизации. Гидротермальные флюиды, проникающие в резервуар через систему тектонических разломов и трещин, могут существенно модифицировать пористость карбонатного массива (Кузнецов, 1992). Геохимические реакции, происходящие в результате взаимодействия гидротермальных флюидов с породой, могут включать перекристаллизацию более ранних доломитов и кальцитов, доломитизацию кальцита с образованием дополнительного порового пространства, выпадение доломитового и ангидритового цемента, образование включений сульфидов (Moore, Wade, 2013).

В постороженных обстановках важным фактором, влияющим на изменение пористости, является содержание гипса и ангидрита. В случае, если резервуар не содержит эти растворимые минералы, метеорные воды приходят в гидрохимическое равновесие с карбонатной породой и оказывают минимальное влияние на их пористость.

Если постороженные метеорные воды взаимодействуют с карбонатами со значительным содержанием ангидрита или гипса, растворение последних приводит также к растворению доломита и выпадению кальцита. Модификация пористости может быть значительной, так как растворение 1 моля ангидрита или гипса может приводить к растворению 1 моля доломита и выпадению 2 молей  $\text{CaCO}_3$  (Moore, 2004).

#### *Секвенс-стратиграфический подход*

Согласно принципу секвенс-стратиграфии, накопление осадка и его пространственное распределение в бассейне контролируется соотношением между скоростью осадконакопления, опускания или подъема дна бассейна и изменений эвстатического уровня моря (Morad et al., 2013). Отношение скорости образования аккомодационного пространства к скорости осадконакопления определяет характер залегания осадочных пластов и отображается в структуре системных трактов, образующих секвенции (Morad et al., 2013, Жемчугова, 2014). Каждый из них соответствует определенному положению и фазе движения относительного уровня моря и фиксирует направленность развития морского бассейна – трансгрессивную или регрессивную (Жемчугова, 2014).

Различают четыре основных системных тракта: низкого стояния (Lowstand systems tract – LST), трансгрессивный системный тракт (Transgressive systems tract – TST), системный тракт высокого стояния (Highstand systems tract – HST) и системный тракт вынужденной регрессии (Forced regressive systems tract – FRST) (рис. 3). Системный тракт низкого стояния развивается во время относительного падения уровня моря и характеризуется нормальным регрессивным паттерном залегания, формирующимся в условиях превышения скорости накопления осадка над скоростью создания пространства аккомодации. Снизу тракт ограничивается эрозионной или коррелятивной с ней согласной поверхностью, соответствующей секвенс-стратиграфической границе (Catuneanu, 2020). В результате относительно низкого уровня моря, значительная часть карбонатной платформы может оставаться незатопленной, подвергаясь субаэральной эрозии,

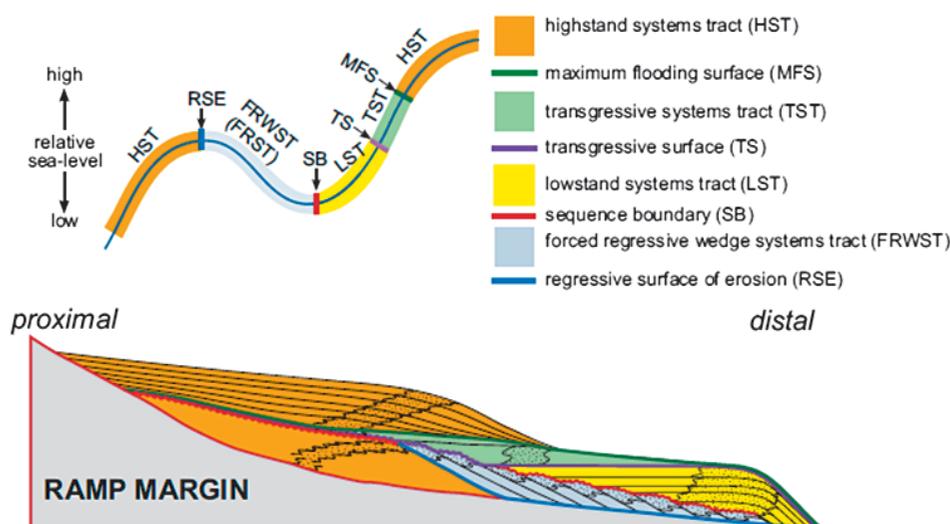


Рис. 3. Схематическое изображение 4 системных трактов. LST – тракт низкого стояния, TST – трансгрессивный тракт, HST – тракт высокого стояния, FRWST (FRST) – системный тракт вынужденной регрессии, MFS – поверхность максимального затопления, TS – трансгрессивная поверхность, RSE – регрессивная эрозионная поверхность (модифицировано по Сое, 2003).

а образование карбонатных отложений ограничивается окраиной шельфа (Morad et al., 2013).

Трансгрессивный системный тракт (рис. 3) характеризуется ретроградационным характером накопления отложений (Catuneanu, 2020). От подстилающего тракта низкого стояния он отделяется трансгрессивной поверхностью. Сверху трансгрессивный тракт ограничивается поверхностью максимального затопления (Maximum flooding surface – MFS), соответствующей наиболее высокому уровню моря и точке перехода от трансгрессии к регрессии (Moore, Wade, 2013).

Системный тракт высокого стояния (рис. 3) формируется на поздних стадиях поднятия, стояния и ранних стадиях падения относительного уровня моря. Тракт представлен набором аградационных парасеквенций, которые сменяются проградационными по мере уменьшения темпов создания аккомодационного пространства. Замедление темпов повышения относительного уровня моря в сочетании с активным осадконакоплением и ростом рифовых построек часто приводит к образованию лагун. Однако из-за эрозии в течение последующей фазы вынужденной регрессии отложения тракта сохраняются лишь частично (Morad et al., 2013). Падение уровня моря приводит к тому, что сверху, в зоне выхода пород на поверхность, тракт ограничивается субаэральным несогласием, а в морской зоне – коррелятивной базальной поверхностью вынужденной регрессии (Catuneanu, 2017). Снизу системный тракт высокого стояния ограничивается поверхностью максимального затопления.

Во время системного тракта вынужденной регрессии (FRST) (рис. 3) береговая линия перемещается в сторону моря и опускается вниз по мере падения его относительного уровня. Соответственно, геометрия слоев является проградационной и нисходящей. Сверху тракт отделяется от вышележащих слоев границей секвенции, представленной эрозионной или коррелятивной с ней согласной поверхностью (Catuneanu, 2020).

### Геология исследуемого объекта

Объектом данного исследования является месторождение Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции,

приуроченное к карбонатной платформе верхнедевонского возраста, характеризующейся высокой неоднородностью. Платформа разделяется на барьерную зону в южной части и забарьерную зону на севере месторождения. Отложения вышеперечисленных зон значительно различаются по литофациальному составу и фильтрационно-емкостным свойствам (Neillo et al., 2014), вследствие различий в условиях осадконакопления и значительных тектонических воздействий.

В пределах изучаемого резервуара можно выделить 4 основных фации: карбонатные сланцы, микробийные, биотурбированные и отмельные отложения. Последняя фация, представленная грейнстоунами, слагает наилучшую часть резервуара.

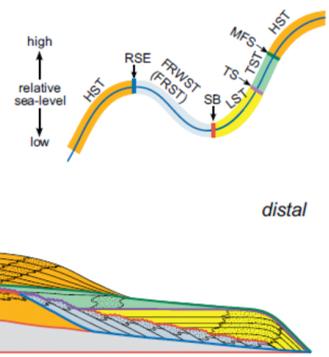
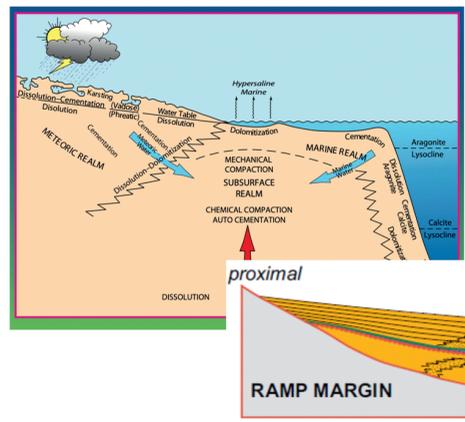
Формация разделена на 4 пласта (от D до A) (Shchukina et al., 2013). Пласт D представлен, в основном, микробийными фациями, распространенными в пределах всей платформы. Пласты С и В в зоне барьера характеризуются микробийными фациями, в забарьерной зоне – отмельными фациями. В северной части месторождения породы пласта А представлены преимущественно штормовыми отложениями и являются неколлектором, в южной части пласт А выклинивается.

### Материалы и методы

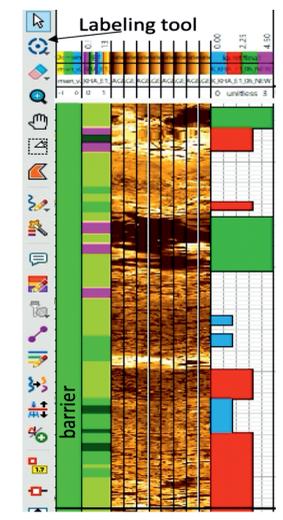
Прогноз распространения зон выщелачивания проводился на основе имеющегося комплекса геолого-геофизических исследований скважин. Применяемая методология исследования представлена на рис. 4.

Стандартный комплекс ГИС включал в себя кавернометрию, удельное электрическое сопротивление, акустический, плотностной, нейтронный и гамма-каротаж. Расширенный комплекс, помимо вышеперечисленных видов исследований, также включал боковой микрокаротаж (FMI).

На основе результатов нейтронного каротажа были рассчитаны профили общей пористости ( $K_d$ ). Используемая геологическая информация включала концептуальную модель осадконакопления, данные по литологии, а также секвенс-стратиграфические отбивки в исследуемых скважинах.



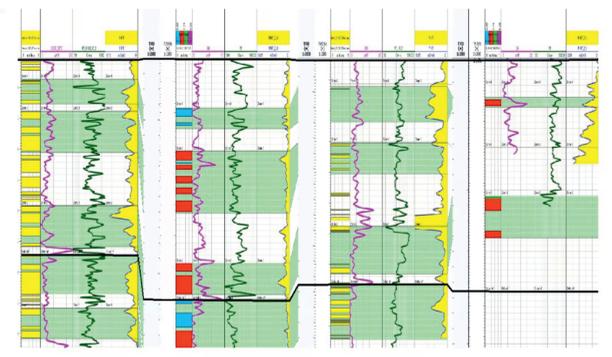
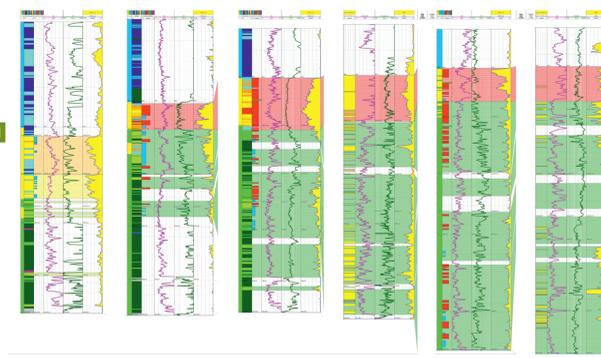
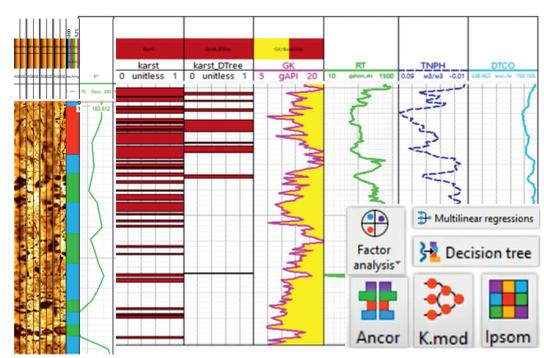
Nr	Type of porosity by Choquet and Pray classification, 1978	Example of porosity type from FMI data interpretation	Description
1	Vugs		The size of secondary pores is mm - cm scale Product of minor karstic alteration
2	Caverns		The size of the caverns is cm scale (> 1 cm), diverse forms: elongated or rounded, more or less connected by fractures
3	Channels		Continuous tube-like elongated cavities of up several m length and dm scale width
4	Breccia		A rock type consisting of angular clasts that was formed by tectonic forces or by hydrofracturing



Теоретический анализ диагенетической пористости карбонатных резервуаров и ее взаимосвязи с секвенс-стратиграфической структурой

Создание атласа типов вторичной пористости

Интерпретация данных FMI



Анализ стандартных методов ГИС и применение дерева решений

Анализ взаимосвязи зон выщелачивания с седиментологическими условиями

Корреляция зон выщелачивания

Рис. 4. Методика прогноза пространственного распространения зон выщелачивания в карбонатных коллекторах

Начальным этапом работы стала разработка атласа имиджей вторичной пористости на основе классификации P.W. Choquette и L.C. Pray (Choquette, Pray, 1970). Согласно атласу были определены и классифицированы различные типы пористости выщелачивания в скважинах с имиджами FMI. Следующим этапом стала экстраполяция зон выщелачивания, выделенных в скважинах с FMI, на скважины, в которых проводился только стандартный комплекс геофизических исследований скважин. Проанализирована взаимосвязь между интервалами выщелачивания, литофациями и секвенс-стратиграфическими поверхностями. С учетом выявленных закономерностей проведена корреляция зон выщелачивания в пределах выделяемых секвенций.

### Результаты

На основании разработанного атласа имиджей определено 4 типа диагенетической пористости изучаемого резервуара: мелкие пустоты, каверны, каналы и крупные брекчиевые пустоты (рис. 5). Данные типы пористости были последовательно выделены в скважинах с данными FMI.

Прогнозирование зон выщелачивания в скважинах без FMI имиджей производилось на основании данных стандартных методов ГИС с использованием дерева решений. Данный метод позволил оптимизировать выделение карстифицированных участков путем автоматизированного расчета для всей совокупности каротажных кривых граничных значений, соответствующих интервалам развития вторичной пористости. Дерево решений было откалибровано для ключевых скважин с FMI, а затем применено ко всем скважинам, в которых проводился только стандартный комплекс ГИС.

С целью наиболее достоверной корреляции выявленных в скважинах зон выщелачивания, проанализирована их взаимосвязь с условиями осадконакопления для каждого выделенного секвенса. Сопоставление зон выщелачивания, выделенных в разрезах скважин по данным FMI, с литофациями позволяет сделать вывод о преобладающем развитии процессов карстификации в отдельных грейнстоунах, а также в микробиальных отложениях. Ассоциация выщелачивания с данными фациями может быть обусловлена следующими причинами. Во-первых, грейнстоуны и микробиальные фации обладают высокой первичной пористостью, что способствует их дальнейшему растворению. Во-вторых, именно эти отложения в максимальной мере были подвержены субаэральной экспозиции вдоль секвенс-стратиграфических границ.

Таким образом, в результате седиментологического анализа удалось выделить 3 основные карстовые системы в пластах D, С и В. Пласт D (рис. 6) разделен на нижнюю и верхнюю части. Нижняя часть D ограничена сверху секвенс-стратиграфической границей, связанной с относительно кратковременным обнажением отложений, что привело к карстификации отложений барьерной зоны. Верхняя часть пласта D, ограниченная сверху поверхностью затопления, имеет признаки развития эндокарста, связанного с циркуляцией глубинных флюидов в зоне повышенной трещиноватости.

Пласт С (рис. 7) также разделен на нижнюю и верхнюю части. В нижней части пласта, снизу и сверху ограниченной поверхностями затопления, карстификация также

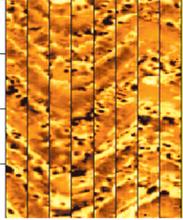
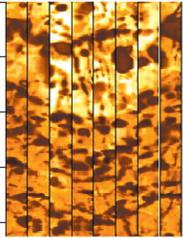
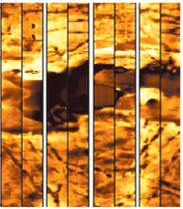
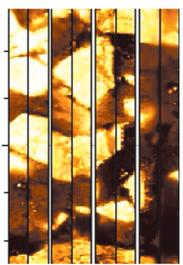
№	Название выявленного типа пористости	Пример изображения выявленного типа из данных FMI	Описание
1	Мелкие вторичные пустоты		Мелкие вторичные пустоты размером до 1 см.
2	Каверны		Сеть крупных пор размером более 1 см. Форма пор округлая или вытянутая.
3	Каналы		Вытянутые карстовые полости, достигающие несколько метров в длину и дециметров в ширину.
4	Брекчиевые пустоты		Крупные пустоты между грубыми обломками, образовавшиеся в результате обрушения карстовых полостей.

Рис. 5. Атлас вторичной пористости

связана с эндокарстом. Также широко распространены губкообразные каверны, образующиеся в зоне смешения вод. Верхняя часть пласта С ограничена сверху основной секвенс-стратиграфической границей и является наиболее карстифицированным интервалом исследуемого резервуара. В барьерной зоне преобладающими типами пористости выщелачивания являются каверны и каналы. В забарьерной зоне отдельные грейнстоуны также имеют признаки развития кавернозной пористости.

Пласт В (рис. 8) лежит ниже секвенс-стратиграфической границы, связанной с последним субаэральным обнажением. Здесь карстификация барьерной зоны привела к выщелачиванию грейнстоунов и значительному увеличению их первичной пористости. Пористость выщелачивания в основном представлена кавернами.

Анализ взаимосвязи зон выщелачивания с секвенс-стратиграфическими поверхностями показал, что карстификация происходит ниже секвенс-стратиграфических границ преимущественно в зоне барьера. В пластах, не подвергавшихся субаэральной экспозиции, наличие каверн и каналов выщелачивания может быть обосновано развитием эндокарста.

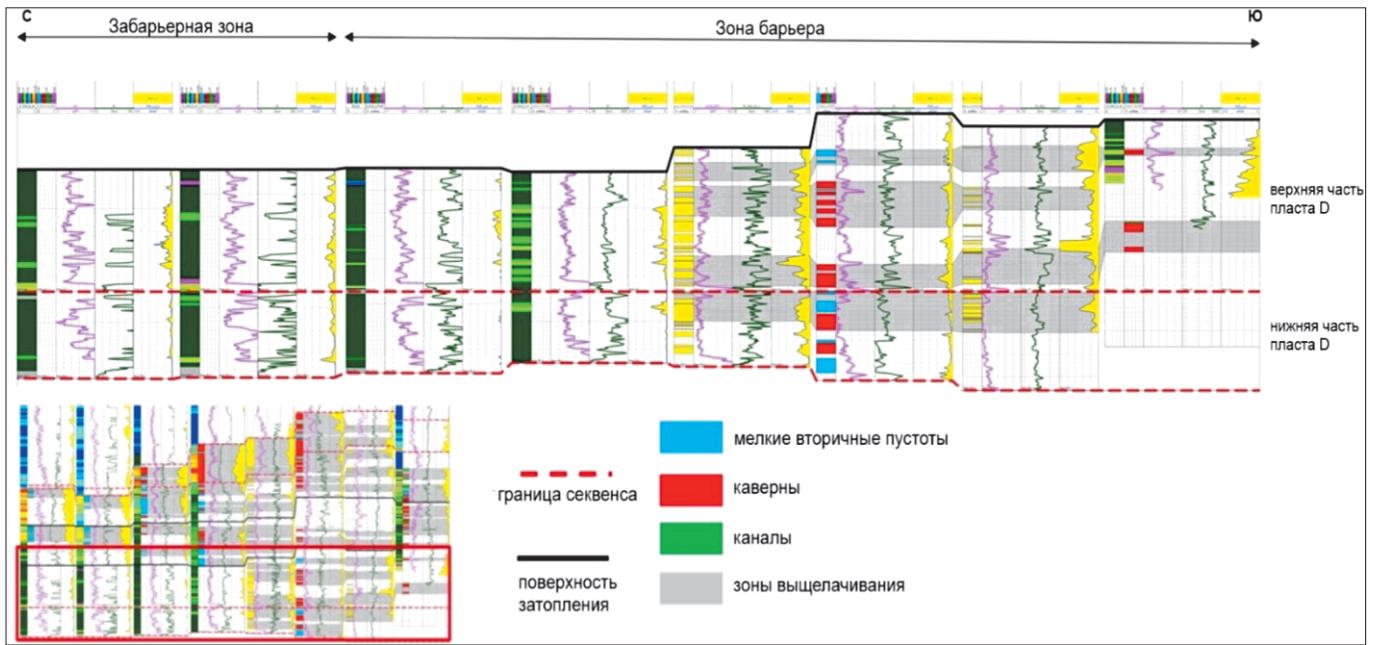


Рис. 6. Зоны выщелачивания, выделенные в пласте D

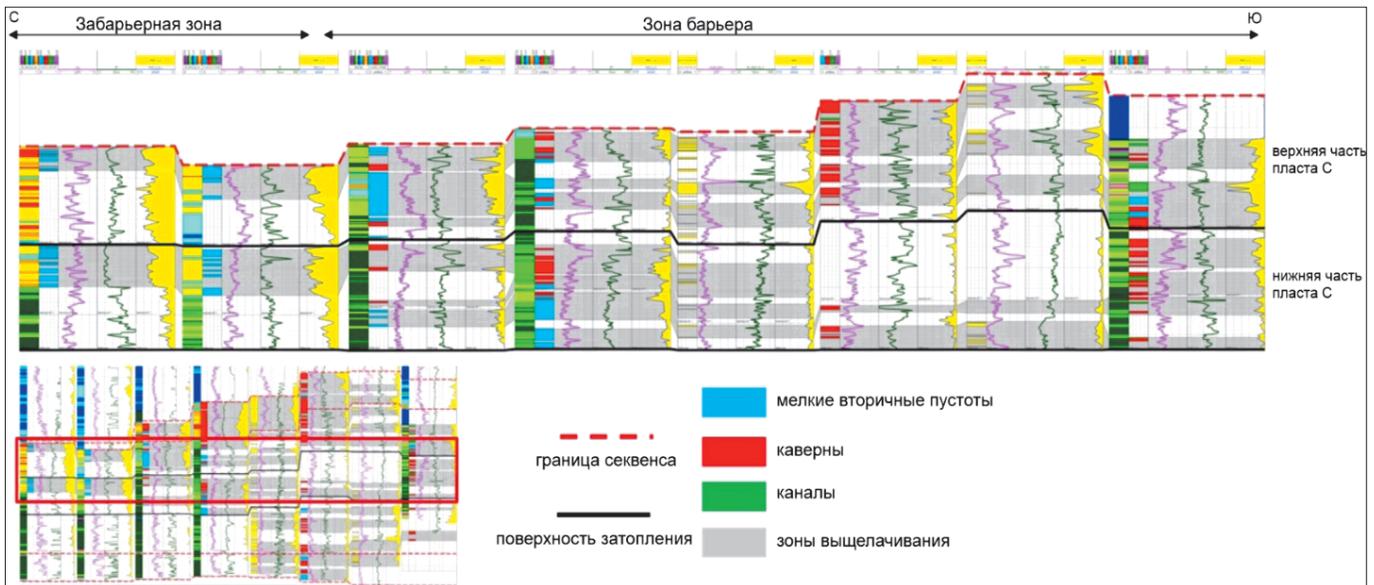


Рис. 7. Зоны выщелачивания, выделенные в пласте C

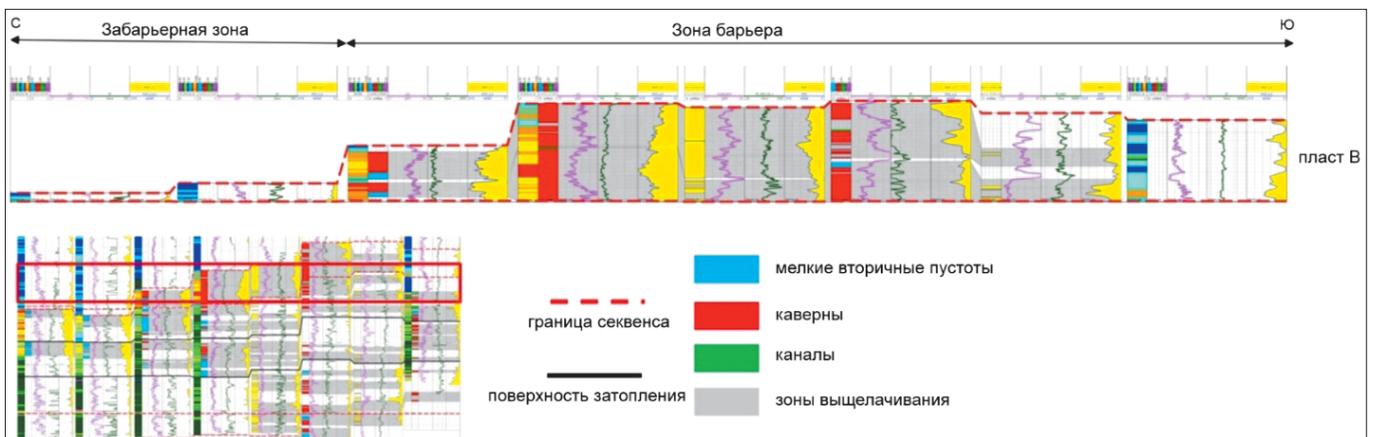


Рис. 8. Зоны выщелачивания, выделенные в пласте B

## Заключение

В данной работе предложена и реализована комплексная методика выявления и прогноза вторичной пористости в карбонатных коллекторах. Предлагаемая методология сочетает в себе применение теоретических моделей развития диагенеза, классификацию выявленных типов вторичной пористости, корреляцию зон выщелачивания, выделенных по каротажным кривым, во взаимосвязи с седиментологическими обстановками и секвенс-стратиграфической моделью, которые отражают историю осадконакопления резервуара и служат структурной основой для геологической модели.

Для изучаемого резервуара по каротажным диаграммам выделены зоны выщелачивания, и проведена их межскважинная корреляция. Пространственное распределение диагенетической пористости сопоставлено с седиментологическими фациями и секвенс-стратиграфическими границами. Разработанный подход может быть применен также на других карбонатных месторождениях.

## Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Авторы выражают большую благодарность анонимным рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.

## Литература

- Жемчугова В.А. (2014). Резервуарная седиментология карбонатных отложений. Москва: ООО «ЕАГЕ Геомодель», 232 с.
- Кузнецов В.Г. (1992). Природные резервуары нефти и газа карбонатных отложений. Москва: Недра, 240 с.
- Кузнецов В.Г. (2003) Эволюция карбонатонакопления в истории Земли. Москва: ГЕОС, 262 с.
- Фролов В.Т. (1992) Литология. Москва: Изд. МГУ, 336 с.
- Aghli G., Moussavi-Harami R., Mohammadian R. (2020). Reservoir heterogeneity and fracture parameter determination using electrical image logs and petrophysical data (a case study, carbonate Asmari Formation, Zagros Basin, SW Iran). *Petroleum Science*, 17, pp. 51–69. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-00413-0>
- Catuneanu O. (2017). Sequence Stratigraphy: Guidelines for a Standard Methodology. *Stratigraphy and Timescales*, 2, pp. 2–57. <https://doi.org/10.1016/bs.sats.2017.07.003>
- Catuneanu O. (2020). Sequence stratigraphy. *Regional Geology and Tectonics: Principles of Geologic Analysis*, pp. 605–686. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-64134-2.00021-3>
- Choquette, P.W., Pray, L.I.C. (1970). Geologic Nomenclature and Classification of Proposity in Sedimentary Carbonates. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 54(2), pp. 207–250. doi: 10.1306/5d25c98b-16c1-11d7-8645000102c1865d
- Coe A. (2003). The Sedimentary Record of Sea-Level Change. The Open University, 279 p.
- Kharitontseva P., Gardiner A., Tugarova M., Chernov D., Maksimova E., Churochkin I., Rukavishnikov V. (2021). An integrated approach for formation micro-image rock typing based on petrography data: A case study in shallow marine carbonate. *Geosciences (Switzerland)*, 11, 235 p. <https://doi.org/10.3390/geosciences11060235>

Mazzullo S.J. (2004). Overview of Porosity Evolution in Carbonate Reservoirs. *Search and Discovery Article*. <http://www.kgslibrary.com/bulletins/bulletins.htm>

Moore C.H. (1989). Carbonate diagenesis and porosity. *Developments in Sedimentology*, Vol. 46. Elsevier, Amsterdam. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(92\)90066-A](https://doi.org/10.1016/0920-4105(92)90066-A)

Moore C.H. (2004). Carbonate Reservoirs. Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework. Elsevier, 444 p.

Moore C.H., Wade W.J. (2013). Carbonate Reservoirs. Porosity and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework. Elsevier, v. 67, 392 p. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-53831-4.00011-2>

Morad S., Ketzer J.M., de Ros L.F. (2013). Linking Diagenesis to Sequence Stratigraphy: An Integrated Tool for Understanding and Predicting Reservoir Quality Distribution. In: *Linking Diagenesis to Sequence Stratigraphy*, pp. 1–36. <https://doi.org/10.1002/9781118485347.ch1>

Nader F.H. (2017). Multi-scale Quantitative Diagenesis and Impacts on Heterogeneity of Carbonate Reservoir Rocks. Springer, 146 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-46445-9>

Neillo V., Pauget L., Neumann C. (2014). Integrated workflow to tackle heterogeneous karst dominated reservoirs: Kharyaga example. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*. Moscow, pp. 491–503. <https://doi.org/10.2118/171204-RU>

Newberry B.M., Grace L.M., Stief D.D. (1996). Analysis of Carbonate Dual Porosity Systems from Borehole Electrical Images. *Permian Basin Oil and Gas Recovery Conf.* Midland, Texas. <https://doi.org/10.2118/35158-MS>

Shchukina N., Neumann C., Nely G., Spina V., Debroux J.-L. (2013). Geosciences and Reservoir Integration – Key to Better Predict Behavior Of Complex Fractured And Karstified Kharyaga Field. *SPE Arctic and Extreme Environments Tech. Conf. and Exhib.* Moscow. <https://doi.org/10.2118/166823-RU>

Tucker M.E., Wright V.P., Dickson J.A.D. (1990). Carbonate sedimentology. Blackwell Sci. Publ., 482 p. <https://doi.org/10.1002/9781444314175>

Vincent B., Witkowski F., Horbury A., Chistyakov A., Koloskov V. (2019). Depositional and diagenetic controls of carbonate reservoir property distribution in a SuperGiant reservoir, SE Iraq. *First EAGE Reservoir Characterization and Modelling Workflows for Giant Carbonate Field Developments of the Middle East*. United Arab Emirates. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900187>

Zeghlache M.L., Akbar M. (2015). PaHigh Resolution Image Log and Leached Porosity Analysis in Complex Carbonate Reservoirs. *EUROPEC*. Spain. <https://doi.org/10.2118/174306-MS>

## Сведения об авторах

**Алексей Андреевич Чистяков** – профессор, Центр добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11

**Ксения Олеговна Зудина** – аспирант, Сколковский институт науки и технологий Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11

**Айгуль Рамилевна Давлетшина** – магистрант, Сколковский институт науки и технологий Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11

**Елизавета Викторовна Швалюк** – аспирант, Сколковский институт науки и технологий Россия, 121205, Москва, ул. Сикорского, д. 11

**Виталий Евгеньевич Баранов** – руководитель направления управления геологии НТЦ, АО «Всероссийский нефтегазовый научно-исследовательский институт имени академика А.П. Крылова» Россия, 127422, Москва, Дмитровский проезд, д.10

Статья поступила в редакцию 21.09.2022;

Принята к публикации 21.11.2022;

Опубликована 20.12.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

## Prognosis of leaching zones distribution in carbonate reservoirs

A.A. Tchistiakov<sup>1\*</sup>, K.O. Zudina<sup>1</sup>, A.R. Davletshina<sup>1</sup>, E.V. Shvalyuk<sup>1</sup>, V.E. Baranov<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation

<sup>2</sup>VNIIneft, Moscow, Russian Federation

\*Corresponding author: Alexei A. Tchistiakov, e-mail: A.Tchistiakov@skoltech.ru

**Abstract.** The proposed method of predicting spatial distribution of leaching zones in carbonate reservoirs includes integrated interpretation of well logging data, including electrical microimages (Formation MicroImager – FMI), together with analysis of lithofacies within depositional cycles. Based on the comparison of FMI data with results of lithological and petrophysical studies of the core, an atlas of diagenetic porosity images for the studied formation was developed. Choquette and Pray international classification was used for pore typing. Applying the developed atlas to FMI logs, karstification zones were identified and classified in reference wells. In wells, where only standard well loggings was performed, karstification zones were identified using a developed decision tree. Sedimentological and sequence stratigraphic analysis made it possible to identify sedimentation cycles and to correlate the main lithofacies within the target reservoir. It was established that microbial and shallow facies form the most productive part of the reservoir. These facies with initially high primary porosity were subjected to the most intensive karstification along sequence stratigraphic boundaries due to subaerial exposure. The established relationships between leaching zones, lithofacies, and sequence-stratigraphic boundaries made it possible to carry out inter-well correlation of karstified intervals. The correlation will allow construction of leaching zones maps, that will be further applied for geological modeling.

**Keywords:** carbonate reservoir, diagenesis, secondary porosity, leaching zones, karstification, well logging, FMI, decision tree

#### Acknowledgements

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-10-2022-011 within the framework of the development program for a world-class Research Center “Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves”.

The authors are grateful to the reviewers for the comments that made it possible to improve the article.

**Recommended citation:** Tchistiakov A.A., Zudina K.O., Davletshina A.R., Shvalyuk E.V., Baranov V.E. (2022). Prognosis of leaching zones distribution in carbonate reservoirs. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 117–125. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.10>

#### References

- Aghli G., Moussavi-Harami R., Mohammadian R. (2020). Reservoir heterogeneity and fracture parameter determination using electrical image logs and petrophysical data (a case study, carbonate Asmari Formation, Zagros Basin, SW Iran). *Petroleum Science*, 17, pp. 51–69. <https://doi.org/10.1007/s12182-019-00413-0>
- Catuneanu O. (2017). Sequence Stratigraphy: Guidelines for a Standard Methodology. *Stratigraphy and Timescales*, 2, pp. 2–57. <https://doi.org/10.1016/bs.sats.2017.07.003>
- Catuneanu O. (2020). Sequence stratigraphy. *Regional Geology and Tectonics: Principles of Geologic Analysis*, pp. 605–686. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-64134-2.00021-3>
- Choquette, P.W., Pray, L.I.C. (1970). Geologic Nomenclature and Classification of Propensity in Sedimentary Carbonates. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 54(2), pp. 207–250. doi: 10.1306/5d25c98b-16c1-11d7-8645000102c1865d
- Coe A. (2003). The Sedimentary Record of Sea-Level Change. The Open University, 279 p.
- Frolov V.T. (1992). Lithology. Moscow: MSU Publ., 336 p. (In Russ.)
- Kharitonseva P., Gardiner A., Tugarova M., Chernov D., Maksimova E., Churochkin I., Rukavishnikov V. (2021). An integrated approach for formation micro-image rock typing based on petrography data: A case study in shallow marine carbonate. *Geosciences (Switzerland)*, 11, 235 p. <https://doi.org/10.3390/geosciences11060235>
- Kuznetsov V.G. (1992). Natural reservoirs of oil and gas carbonate deposits. Moscow: Nedra, 240 p. (In Russ.)
- Kuznetsov V.G. (2003). Evolution of carbonate accumulation in the history of the Earth. Moscow: GEOS, 262 p. (In Russ.)

Mazzullo S.J. (2004). Overview of Porosity Evolution in Carbonate Reservoirs. *Search and Discovery Article*. <http://www.kgslibrary.com/bulletins/bulletins.htm>

Moore C.H. (1989). Carbonate diagenesis and porosity. *Developments in Sedimentology*, Vol. 46. Elsevier, Amsterdam. [https://doi.org/10.1016/0920-4105\(92\)90066-A](https://doi.org/10.1016/0920-4105(92)90066-A)

Moore C.H. (2004). Carbonate Reservoirs. Porosity Evolution and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework. Elsevier, 444 p.

Moore C.H., Wade W.J. (2013). Carbonate Reservoirs. Porosity and Diagenesis in a Sequence Stratigraphic Framework. Elsevier, v. 67, 392 p. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-53831-4.00011-2>

Morad S., Ketzer J.M., de Ros L.F. (2013). Linking Diagenesis to Sequence Stratigraphy: An Integrated Tool for Understanding and Predicting Reservoir Quality Distribution. In: *Linking Diagenesis to Sequence Stratigraphy*, pp. 1–36. <https://doi.org/10.1002/9781118485347.ch1>

Nader F.H. (2017). Multi-scale Quantitative Diagenesis and Impacts on Heterogeneity of Carbonate Reservoir Rocks. Springer, 146 p. <https://doi.org/10.1007/978-3-319-46445-9>

Neillo V., Pauget L., Neumann C. (2014). Integrated workflow to tackle heterogeneous karst dominated reservoirs: Kharyaga example. *SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition*. Moscow, pp. 491–503. <https://doi.org/10.2118/171204-RU>

Newberry B.M., Grace L.M., Stief D.D. (1996). Analysis of Carbonate Dual Porosity Systems from Borehole Electrical Images. *Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference*. Midland, Texas. <https://doi.org/10.2118/35158-MS>

Shchukina N., Neumann C., Nely G., Spina V., Debroux J-L. (2013). Geosciences and Reservoir Integration – Key to Better Predict Behavior Of Complex Fractured And Karstified Kharyaga Field. *SPE Arctic and Extreme Environments Technical Conference and Exhibition*. Moscow. <https://doi.org/10.2118/166823-RU>

Tucker M.E., Wright V.P., Dickson J.A.D. (1990). Carbonate sedimentology. Blackwell Scientific Publications, 482 p. <https://doi.org/10.1002/9781444314175>

Vincent B., Witkowski F., Horbury A., Chistyakov A., Koloskov V. (2019). Depositional and diagenetic controls of carbonate reservoir property distribution in a SuperGiant reservoir, SE Iraq. *First EAGE Reservoir Characterization and Modelling Workflows for Giant Carbonate Field Developments of the Middle East*. United Arab Emirates. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201900187>

Zeghlache M.L., Akbar M. (2015). PaHigh Resolution Image Log and Leached Porosity Analysis in Complex Carbonate Reservoirs. *EUROPEC*. Spain. <https://doi.org/10.2118/174306-MS>

Zhemchugova V.A. (2014). Reservoir sedimentology of carbonate deposits. Moscow: EAGE Geomodel, 232 p. (In Russ.)

#### About the Authors

Alexei A. Tchistiakov – Professor, Center for Hydrocarbon Recovery

Skolkovo Institute of Science and Technology  
Sikorsky str., 11, Moscow, 121205, Russian Federation

Kseniia O. Zudina – Postgraduate Student  
Skolkovo Institute of Science and Technology  
Sikorsky str., 11, Moscow, 121205, Russian Federation

Aigul R. Davletshina – Graduate Student  
Skolkovo Institute of Science and Technology  
Sikorsky str., 11, Moscow, 121205, Russian Federation

Elizaveta V. Shvalyuk – Postgraduate Student, Center for Hydrocarbon Recovery

Skolkovo Institute of Science and Technology  
Sikorsky str., 11, Moscow, 121205, Russian Federation

Vitaly E. Baranov – Head of the Department of Geology, Scientific and Technical Center

VNIIneft  
Dmitrovsky proezd, 11, Moscow, 127422, Russian Federation

Manuscript received 21 September 2022;

Accepted 21 November 2022; Published 20 December 2022

ОРИГИНАЛЬНАЯ СТАТЬЯ

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.11>

УДК 622.016.25:622.234.573

## Регулирование процесса выработки запасов углеводородов на основе динамического трассерного мониторинга профиля притока горизонтальных скважин

К.Н. Овчинников, Ю.А. Котенёв, Ш.Х. Султанов, А.В. Чибисов\*, Д.Ю. Чудинова  
Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия

В настоящей работе представлены результаты геолого-промыслового анализа разработки и выработки запасов опытного участка с использованием результатов динамического маркерного мониторинга горизонтальных стволов добывающих скважин с применением высокоточных индикаторов.

В рамках исследований выполнена актуализация геологического строения участка пласта. Исследование включало проведение литолого-фациального анализа и геолого-гидродинамического моделирования пласта. Проанализировано энергетическое состояние пласта, и дана оценка эффективности системы заводнения с применением динамического анализа данных и корреляционного анализа. Выполнен анализ причин изменения динамики профилей притока во времени. На примере опытного участка реализован алгоритм принятия решений по регулированию процесса выработки запасов углеводородов, основанный на анализе актуальной геолого-технической информации, полученной в течение длительного динамического маркерного мониторинга работы горизонтальных скважин. Разработан комплекс рекомендаций, позволяющий достичь стабильной динамики показателей разработки, увеличить коэффициенты охвата вытеснением по площади и разрезу пласта, вовлечь в разработку ранее не дренируемые области запасов нефти. Представлены результаты анализа эффективности внедренных геолого-технологических мероприятий.

**Ключевые слова:** горизонтальные скважины, многостадийный гидроразрыв пласта, профиль притока, маркерная диагностика; промыслово-геофизические исследования, маркеры, трудноизвлекаемые запасы

**Для цитирования:** Овчинников К.Н., Котенёв Ю.А., Султанов Ш.Х., Чибисов А.В., Чудинова Д.Ю. (2022). Регулирование процесса выработки запасов углеводородов на основе динамического трассерного мониторинга профиля притока горизонтальных скважин. *Георесурсы*, 24(4), с. 126–137. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.11>

### Введение

В последние десятилетия, большая часть проектов строительства горизонтальных скважин (ГС) сопровождается проведением многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП). Ключевые вопросы контроля и регулирования процесса разработки месторождений горизонтальными стволами с МГРП представлены в работах Антониади Д.Г., Бадьянова В.А., Валеева М.Д., Владимировой И.В., Гавуры В.Е., Жданова С.А., Зейгмана Ю.В., Мищенко И.Т., Мухаметшина В.Ш., Пономарева А.И., Сургучева М.Л., Токарева М.А. и других. Согласно исследованиям, при общем росте объемов бурения ГС, при увеличении длины горизонтальных стволов и количества ступеней МГРП уровни добычи нефти часто не соответствуют проектным значениям. Одной из базовых тенденций развития современной системы промыслово-геофизического и гидродинамического контроля является переход от технологий единичных измерений к непрерывному мониторингу динамики промысловых и геофизических параметров. В связи с этим, важной задачей является создание информационных технологий, позволяющих

получить полную информацию по притокам (приемистости) продуктивных интервалов скважин (Шестаков и др., 2019). Суть проблемы заключается в том, что традиционные методы исследования в горизонтальных стволах позволяют получить данные лишь во время прохода комплекса промыслово-геофизических исследований (ПГИ) по стволу скважины (Алиев, Бондаренко, 2004; Кременецкий и др., 2004). Нет возможности отслеживать динамику работы интервалов ствола или ступеней МГРП в зависимости от изменений режима работы насоса, депрессии, работы системы поддержания пластового давления (ППД) (Овчинников, 2019; Овчинников и др., 2020).

Альтернативным решением внутрискважинным каротажным исследованиям являются различные трассерные методы исследования притоков для получения данных о работе интервалов горизонтальных стволов (Овчинников, 2022). Главным преимуществом подобных технологий является возможность получать данные на протяжении длительного периода времени со значительным уменьшением требуемых ресурсов, что открывает новые возможности по управлению работой скважины и пласта, приводит к увеличению накопленной добычи (Овчинников и др., 2020).

Трассерные технологии исследования скважин основаны на размещении индикаторов притока по горизонтальному стволу. При наличии контакта с целевым пластовым флюидом (нефть, вода, газ), трассерные частицы попадают

\* Ответственный автор: Александр Вячеславович Чибисов  
e-mail: z077@mail.ru

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

в него и двигаются вместе с потоком. С устья скважины осуществляется отбор проб флюида, после чего проводится их анализ на количественное определение трассеров каждого кода. По результатам анализа интерпретируются данные о распределении притока нефти и воды по каждому интервалу (Dulkarnaev et al., 2021b).

В данной статье использованы аналитические данные мониторинга трассерных технологий, получивших широкое применение на месторождениях Западной Сибири (Овчинников, 2022). Технология динамического мониторинга профиля притока горизонтальных скважин (ДМПП), заключающаяся в долгосрочном получении информации о профиле и составе притока горизонтальных стволов без внутрискважинных операций, основана на применении квантовых маркеров-репортеров, представляющих собой высокоточные индикаторы притока. Методические основы и более подробная информация о результатах применении трассерных технологий исследования притоков приведены в работах (Dulkarnaev et al., 2020, 2018). В данных работах авторами приведены результаты исследований анализа проб пластового флюида в периметре ПАО «Лукойл» и ПАО «Газпромнефть» и результаты сравнительных испытания трассерных технологий ДМПП с традиционными комплексами ПГИ, включающими термо- и влагометрию, разнесенные расходомеры и спектральную шумомерию. Сравнение с традиционными методами ПГИ проведено в четырех скважинах, при этом в каждом случае дана положительная оценка по сходимости.

Цель настоящей работы сводилась к обоснованию геолого-технических мероприятий по повышению эффективности выработки запасов углеводородов на основе комплексного геолого-промышленного анализа разработки и динамического трассерного мониторинга ДМПП.

В основу подготовки научной публикации взяты некоторые авторские материалы диссертационной работы (Овчинников, 2022): постановка актуальной проблемы исследования профилей притоков горизонтальных скважин с применением трассерных технологий, результаты мониторинга процесса выработки запасов углеводородов с применением маркерных технологий на примере опытного участка.

Результаты научных исследований, отраженные в статье были скорректированы с учетом исследований соавторов в рамках продолжения мониторинга разработки опытного участка. Авторским коллективом актуализированы данные литолого-фациальных исследований, геолого-гидродинамическая модель, результаты анализа интерференции скважин скважин, результаты оценки технологической эффективности по характеристикам вытеснения.

Объект исследования – опытный участок месторождения Западной Сибири, имеющий высокий потенциал для доразработки месторождения.

Исследуемый пласт БВ<sup>7</sup><sub>3-4</sub> представлен пачкой клиноформенных песчаников ванденской свиты неокомского возраста. Песчаные тела характеризуются сложным пространением пород-коллекторов с низкими значениями толщин и проницаемости (менее 0,05 мкм<sup>2</sup>), высокой изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств и параметров насыщения пласта, наличием литологических

замещений, повышенной глинистостью коллекторов (более 4%), наличием обширной водонефтяной зоны. Выше перечисленные особенности геологического строения участка изначально осложняют процесс равномерной по площади и разрезу выработки запасов нефти и обуславливают проблемы эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием.

Реализация решений проектного документа по разработке основного объекта БВ7 осуществлялась более низкими темпами, чем это было предусмотрено утвержденным вариантом. Низкая технологическая эффективность принятой системы разработки требует ее дальнейшего совершенствования, что обуславливает актуальность исследований.

Комплексный подход в рамках данной работы применен с целью дополнительного обоснования мероприятий для стабилизации добычи нефти и снижению обводненности, увеличения темпов выработки запасов и конечной нефтеотдачи в условиях высокой геологической неопределенности.

## Материалы и методы

Задачи, поставленные в работе, решались комплексным анализом геолого-промышленных данных, статистических исследований интерференции между нагнетательными и добывающими скважинами методом ранговой корреляции Спирмена и результатов исследования профилей притока горизонтальных скважин. Геолого-промышленное обоснование мероприятий по регулированию разработки участка выполнено с помощью построения актуализированной геологической модели (ГМ) и гидродинамической модели (ГДМ) пласта БВ<sup>7</sup><sub>3-4</sub>.

Информационной основой для проведения исследований явилась геолого-промышленная база данных по опытному участку и результаты динамического мониторинга профиля притока горизонтальных скважин, предоставленных компанией ООО «ГеоСплит».

## Результаты и обсуждение

Выполненные исследования представляет достаточно емкую по выполнению задачу. Алгоритм решения состоит из следующих основных этапов:

- 1) Уточнение и актуализация геологического строения участков пласта, которое включает в себя проведение литолого-фациального анализа и геолого-гидродинамического моделирования пласта;
- 2) Анализ текущего состояния разработки и выработки запасов (динамика показателей разработки; анализ энергетического состояния пласта; анализ причин обводнения скважин);
- 3) Оценка эффективности системы заводнения с расчетом степени гидродинамической связи между скважинами статистическим методом ранговой корреляции Спирмена;
- 4) Геолого-промышленный анализ динамического маркерного мониторинга и анализ причин изменения динамики профилей притока во времени; анализ интерференции и наличия единой гидродинамической системы;
- 5) Разработка комплекса рекомендаций для регулирования процесса разработки и повышения эффективности системы поддержания пластового давления.

**Результаты литолого-фациального анализа (ЛФА).**

Согласно палеогеографическим данным, формирование песчаных пластов нижнего мела (ванденская свита, валланжин) происходило в мелководно-морской обстановке.

На основе комплекса седиментологических критериев (мощности отложений, структуры и текстуры осадка, признаков биотурбации) и по морфологии каротажных кривых ПС, ГК, исследуемый пласт БВ<sup>7</sup><sub>3-4</sub> вандейской свиты месторождения X характеризуется как речная пришельфовая дельтовая система (рис. 1).

Пласт-коллектор БВ<sup>7</sup><sub>3-4</sub> в пределах месторождения является переходной зоной (без однозначного водонефтяного контакта), что объясняет весьма высокое (40–60%) и хаотичное водонасыщение, наблюдаемое по керновым (рис. 2) и каротажным данным (Dulkarnaev et al., 2021b). Отложения пласта отличаются регрессивной последовательностью с укрупняющимся вверх гранулометрическим профилем, что отражает постепенное увеличение активности среды осадконакопления. Подобная последовательность является наиболее характерной для отложений

мелководно-морской зоны, как было отмечено ранее, и возникает в процессе заполнения аккомодационного пространства, падения уровня моря, проградации береговой линии и продвижения песчаных осадков прибрежного мелководья в сторону морского бассейна (Sultanov et al., 2021).

По результатам оценки седиментологических критериев, анализа электрометрических кривых и сопоставления их с кривыми Муромцева для объекта исследования (опытный участок) построена карта распространения фациальных зон осадконакопления (A1 – массивные песчаники распределительных каналов; A2 – деформированные песчаники – продукты оползневых процессов; A3 – алевролиты, переслаивающиеся с песчаниками – продукты внерусловых отложений прерывистых мутьевых потоков) (рис. 3).

Фация осадконакопления A1 состоит из хорошо отсортированного от тонко- до мелкозернистого песчаника (рис. 2А, 3). Данный тип имеет наилучшие фильтрационно-емкостные свойства. Каротажные кривые ПС и ГК

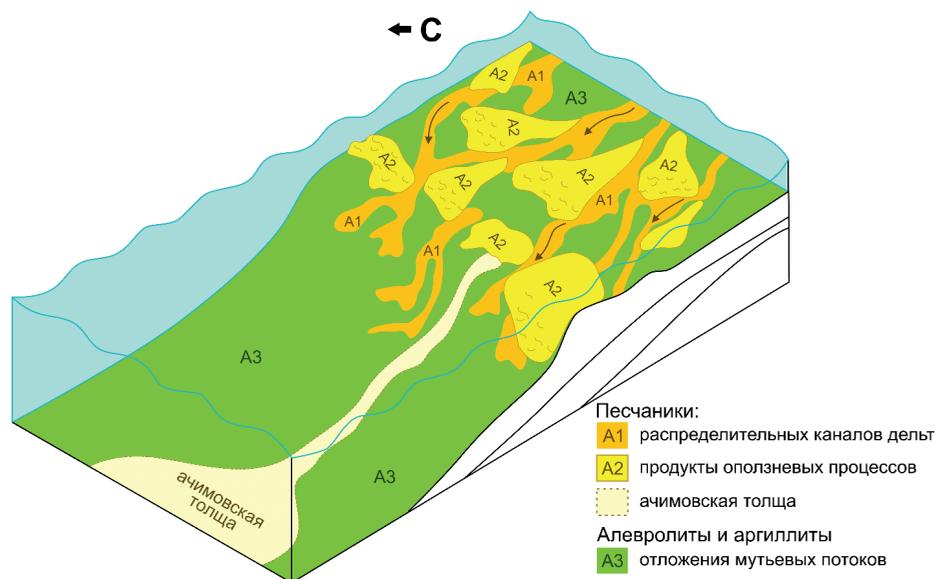


Рис. 1. Концептуальная модель осадконакопления месторождения X (без соблюдения масштаба)

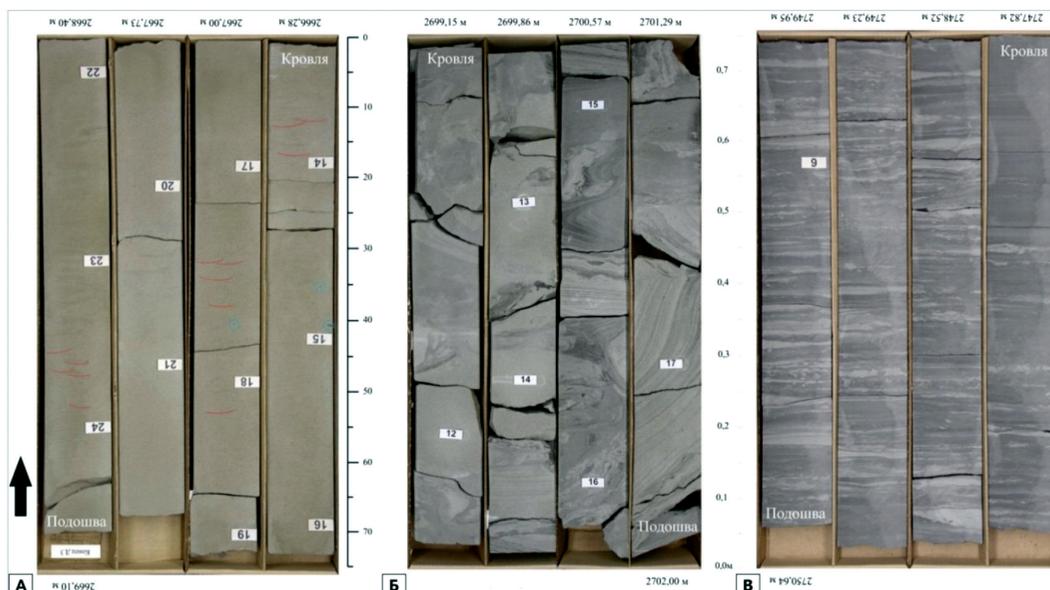


Рис. 2. Фото керна пласта БВ<sup>7</sup><sub>3-4</sub> с основными фациями осадконакопления: А – массивные песчаники, Б – переработанные и деформированные песчаники, В – гетеролитический песчаник и алевролит

в большинстве случаев цилиндрической формы с уменьшением размера частиц к кровельной линии.

Фация осадконакопления А2 состоит из деформированного песчаника и алевролита. Представляет собой продукты оползневых процессов, вероятно, происходивших вследствие обрушения устьевого бара, расположенного на внешнем шельфе, а также имело место обрушение отложений рукавов и протоков дельты. Характеризуется преимущественно воронкообразными формами каротажных кривых ПС и ГК, указывающими на регрессивный гранулометрический тренд. Интенсивные деформации привели к разрыву непрерывности пластов, а значительное количество глинистого материала ухудшило пористость и проницаемость (рис. 2Б, 3).

Фация осадконакопления А3 состоит из алевролитов, переслаивающихся с тонкослоистыми, имеющими знаки ряби, пластинчатыми песчаниками, мощностью от 0,1 до 0,4 м. Интерпретируется как продукт внерусловых отложений прерывистых мутьевых потоков низкой плотности с небольшим гемипелагическим отложением глины и органического вещества (рис. 2В, 3). Потоки, сформировавшие эти пласты песчаника, интерпретируются как ненарушенные, так как слои песчаника имеют относительно плоское напластование, и не наблюдается никакого несогласного залегания или эрозионных поверхностей (Sultanov et al., 2021).

**Анализ текущего состояния разработки и выработки запасов участка.** Разработка участка ведется с 2018 г. преимущественно горизонтальными скважинами. Заводнение организовано в 2019 г. Согласно проекту, на участке сформирована внутриконтурная очаговая система поддержания пластового давления. Карта разработки анализируемого участка приведена на рис. 4.

Как показывает динамика показателей разработки участка (рис. 5), с начала 2020 г. по 2021 г. происходит падение добычи нефти, на фоне увеличения объемов закачки воды и увеличения обводненности. Последующие месяцы отмечена стабилизация уровней добычи нефти, что достигнуто увеличением площадного охвата заводнением за счет увеличения фонда нагнетательных скважин на участке за счет перевода в ППД обводненных скважин добывающих.

На дату анализа действующий фонд добывающих скважин составил 22 ед. Действующий фонд нагнетательных скважин – 11 ед. Соотношение добывающих скважин к нагнетательным составило 2. Жесткость заводнения

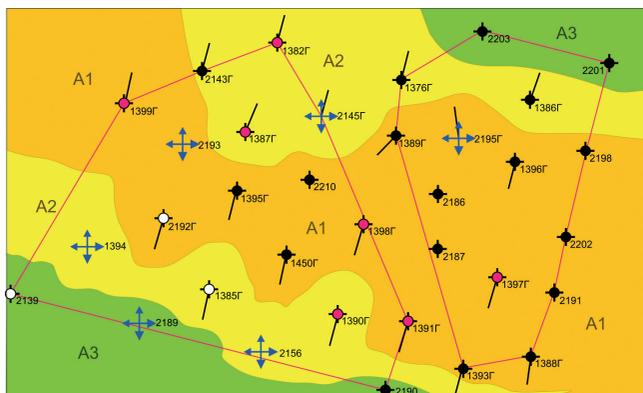


Рис. 3. Схематическая карта распределения фациальных зон участка пласта БВ<sup>7</sup><sub>3-4</sub>

достаточная. Увеличение объемов закачки воды позволяет стабилизировать Рпл на уровне 20 МПа. Компенсация отбора жидкости в пластовых условиях составила 36%.

Ранжирование фонда скважин по среднесуточному дебиту нефти позволяет отметить следующее: 50% скважин работают со среднесуточным дебитом по нефти менее 10,0 т/сут. Из них 27% скважин производят с низкими дебитами – менее 5 т/сут, и высокой обводненностью продукции – в среднем 90%.

Анализ выработки запасов и оценка степени выработки по площади участка выполнены на основе расчетов начальных и текущих запасов с использованием актуализированной ГДМ (рис. 6), результатов ЛФА и построения карт геологических параметров и их сопоставления с картой остаточных запасов. По результатам проведенных исследований можно отметить следующее. Пласт БВ<sup>7</sup><sub>3-4</sub> характеризуется недостаточно равномерной выработкой запасов, что во многом обусловлено сложным геологическим строением (высокая зональная и послонная изменчивость по литологическому типу, фильтрационно-емкостным свойствам и параметрам насыщения, наличие литологических замещений, высокой глинистости коллекторов).

По имеющимся данным гидродинамических и геофизических исследований скважин в направлении с юга на север выявлено ухудшение фильтрационно-емкостных свойств в целом по разрезу, а также существенное уменьшение доли коллектора к подошвенной части пласта. В южной части участка пласт охвачен выработкой по всему разрезу, а в северной части к подошве пласта отмечается ухудшение коллекторских свойств, в связи с чем вырабатывается преимущественно прикровельная зона.

Согласно карте остаточных запасов, максимальное сосредоточение запасов наблюдается по субмеридиональной линии, проходящей по всему участку. По периметру пласта наблюдаются низкие значения.

Данное распределение запасов нефти обусловлено влиянием геологической неоднородности и особенностями строения пласта:

- сосредоточенность основных запасов в зонах наибольших нефтенасыщенных толщин;
- большая часть участка с низким и средним коэффициентом песчаности;
- достаточно высокая степень расчлененности (до 10 ед.) в центральной части участка.

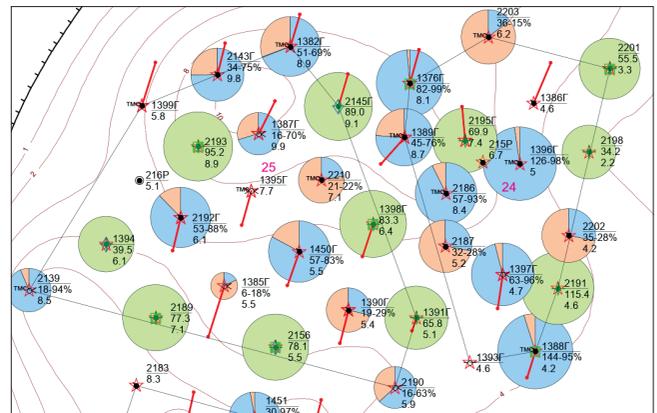


Рис. 4. Выкопировка карты текущего состояния разработки участка пласта БВ<sup>7</sup><sub>3-4</sub>

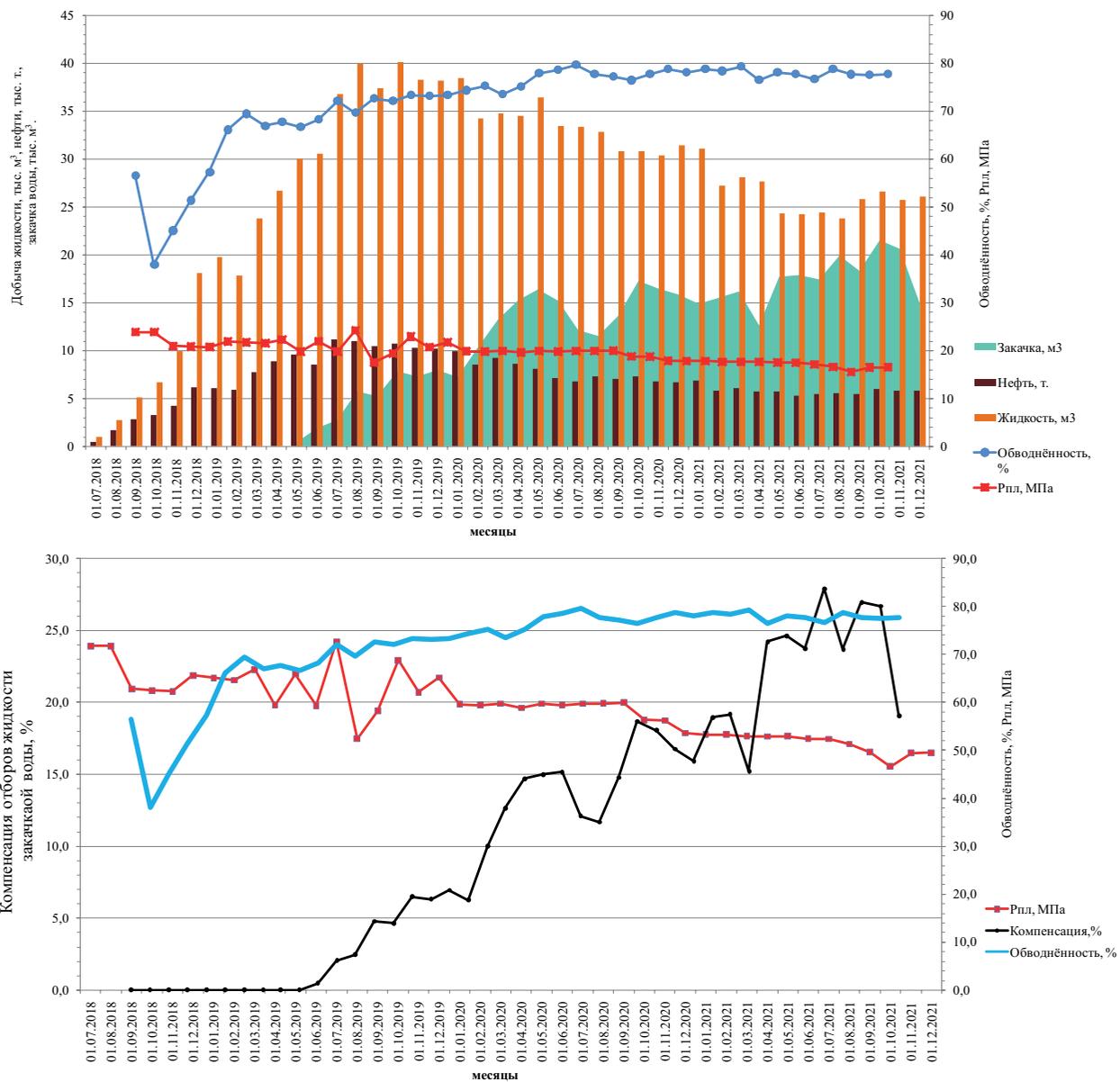


Рис. 5. Динамика основных показателей разработки опытного участка

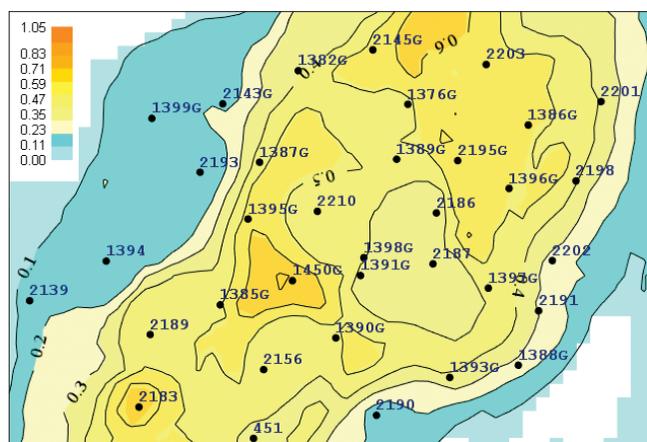


Рис. 6. Карта остаточных запасов нефти пласта БВ<sup>7</sup><sub>3-4</sub> по состоянию на 01.06.2021

В целом по участку на дату анализа отобрано 20,1% от начальных извлекаемых запасов. Текущий коэффициент нефтеизвлечения (КИН) составил 0,09 д.ед (проектный КИН – 0,448). Обводненность продукции – 77,6%. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов в 2021 г. – 4,8%.

### Результаты анализа энергетического состояния пласта

Проанализировано энергетическое состояние пласта БВ<sup>7</sup><sub>3-4</sub> участка. По результатам ГДИС, выполненных в 2021 г., построена карта изобар (рис. 4). Заводнением преимущественно охвачен весь участок. В зоне отбора пластовое давление составило 20,6 МПа; в зоне нагнетания – 25,4 МПа, относительно начального значения пластового давления – 26,9 МПа. Введение в систему ППД нагнетательных скважин в восточной и центральной части участка оказало положительное влияние на энергетическое состояние пласта и, как следствие, на продуктивность скважин.

Для оценки эффективности системы заводнения проведен статистический анализ методом ранговой корреляции Спирмена. Расчет корреляции выполнен на основании сопоставления временных рядов: суточные данные о приемистости нагнетательной скважины – дебиты жидкости, нефти и обводненности скважины, объемы закачки воды – добыча жидкости и нефти за месяц. Оценена степень влияния нагнетательной скважины на добывающую в каждой паре выборки. По результатам анализа интерференции



На основе сопоставления результатов четырех методов оценки эффективности реализованной системы ППД (пофазной динамике изменений профиля притока к стволу, подтвержденной статистическим методом ранговой корреляции Спирмена, оценкой направлений линий тока и многофакторного анализа) определены следующие проблемы разработки:

- снижение дебитов нефти по причине ухудшения энергетического состояния пласта в зонах отбора скважин ввиду отсутствия достаточного охвата заводнением.
- взаимовлияние/интерференция между добывающими горизонтальными скважинами в условиях отсутствия должной компенсации отборов закачкой.

Также выявлено, что 3 скважины, оборудованные системами ДМПД, находятся в одной «дренируемой зоне» и взаимно влияют на работу портов МГРП и на технологические показатели работы скважин. На рис. 10 приведена интерпретация результатов исследований профилей притоков к горизонтальным скважинам (Овчинников, 2022).

Исследования в работе Овчинникова К.Н. в дальнейшем скорректированы с учетом результатов ЛФА и актуализации геологической и гидродинамической моделей, выполненных в рамках продолжения мониторинга разработки участка авторским коллективом УГНТУ (Ю.А. Котенёв, Ш.Х. Султанов, А.В. Чибисов, Д.Ю. Чудинова). Согласно выполненным исследованиям, анализ кубов начальной водонасыщенности геологической модели показал, что одним из основных факторов

повышенной обводненности продукции на начальном этапе эксплуатации горизонтальных скважин является высокая степень водонасыщенности (более 60%). На рис. 11 представлен пример сопоставления разрезов маркированных скважин по кубу начальной водонасыщенности с работой портов. Установлено, что обводнение некоторых портов напрямую зависит от водонасыщенности коллектора, вследствие чего и происходит преждевременное обводнение как в определенных портах, так и в скважинах в целом. Например, по результатам маркерных исследований скважины №1399Г (рис. 11), можно сделать следующие выводы об эффективности работы портов МГРП скважины.

1. На протяжении всего исследования обводненность пластовой продукции крайне высока, и меняется данный параметр в пределах от 87% до 98%;

2. Порт 4 практически на протяжении всего исследования вносил наибольший вклад в работу скважины – от 11 до 77%;

3. Порты 1 и 3 характеризуются наименьшей выработкой на протяжении всего исследования (кроме 1 отбора, в этот период вклад порта 1 составил 88%).

Обводнение скважины 1399Г происходит преимущественно за счет второго порта, находящегося в зоне пласта с высокой начальной водонасыщенностью свыше 60%. Обводнение четвертого порта предположительно связано с приобщением вышележающего водоносного пласта.

Аналогичные выводы сделаны по остальным маркированным скважинам. Обводнение происходит преимущественно за счет изначально высокой водонасыщенности



Рис. 9. Применение технологии динамического маркерного мониторинга профиля и состава притока по горизонтальному стволу (Овчинников и др., 2019)

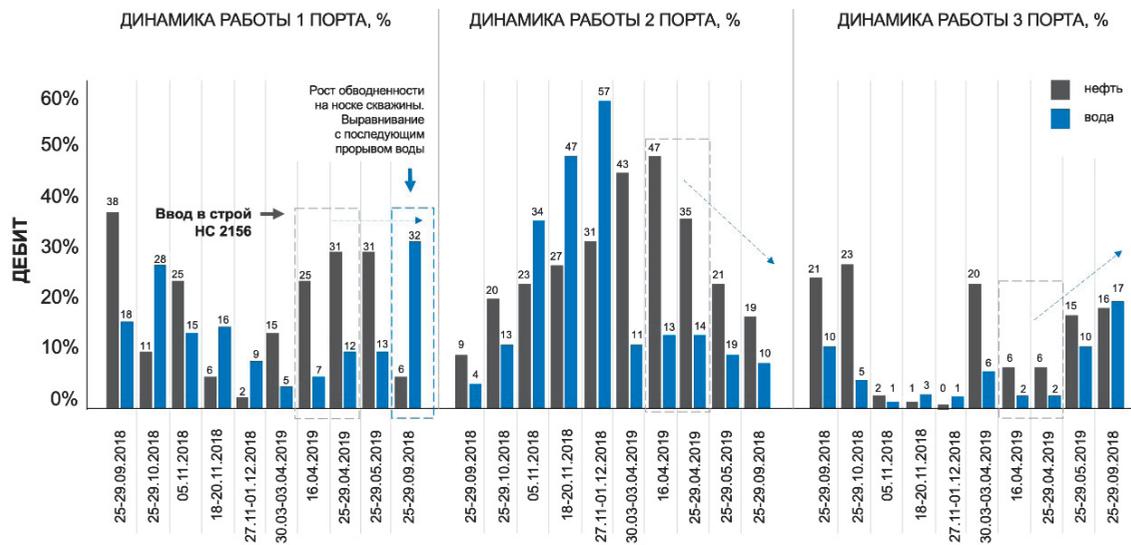


Рис. 10. Выравнивание профиля притока по данным ДМПП скважины №1391Г путем ввода в эксплуатацию нагнетательной скважины №2156

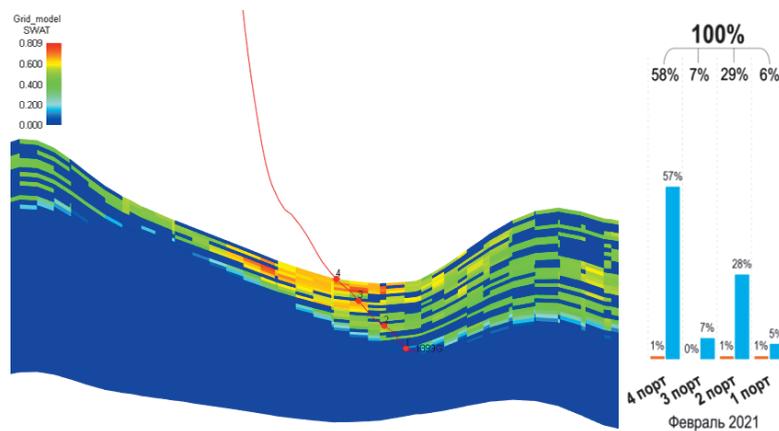


Рис. 11. Пример сопоставления разреза скважины №1399Г по начальной водонасыщенности с результатами маркерных исследований (по данным компании «Геосплит»)

пласта. Высокая обводненность на начальном этапе эксплуатации может быть вызвана притоком воды из водонасыщенных коллекторов (с низким нефтенасыщением), приобщенным после проведения ГРП. Хаотичный характер распределения нефтенасыщенности создает неопределенности при прогнозировании входного дебита скважин.

Как показал корреляционный анализ влияния нагнетательных скважин на добывающие скважины участка, одной из основных причин роста обводнения является прорыв нагнетаемых вод к добывающим скважинам по высокопроницаемым пропласткам. По результатам анализа динамики очагов заводнения отмечено влияние закачки на показатели работы скважин между нагнетательной скважиной № 1394 и добывающей № 2192Г, по очагу с нагнетательной скважиной № 2189 и добывающей скважиной № 2192Г, а также по очагу с нагнетательной скважиной № 2156 и добывающей скважиной № 1450Г. Принимая во внимание высокую обводненность добывающих скважин, было принято решение о проведении работ по выравниванию профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин.

Анализ эффективности системы поддержания пластового давления позволил определить степень влияния закачки на отборы по отдельным участкам заводнения. По результатам исследований определены два участка

заводнения с нагнетательными скважинами № 1394 и № 2156 для проведения мероприятий по выравниванию профиля притока с целью повышения охвата пласта воздействием при заводнении по разрезу и снижению обводненности добывающих скважин.

Перечень скважин-кандидатов и характеристика показателей эксплуатации скважин приведены в табл. 1. Наличие гидродинамической связи между скважинами очагов заводнения подтверждается по результатам анализа интерференции нагнетательных и добывающих скважин окружения статистическим методом ранговой корреляции Спирмена, а также актуализированной гидродинамической модели участка пласта по линиям тока.

По графикам основных показателей эксплуатации скважин по участкам прослеживается зависимость отборов жидкости и обводненности добывающих скважин от объемов закачки. При увеличении объема закачки по нагнетательной скважине № 1394 наблюдается рост обводненности пластовой продукции на добывающей скважине № 2192Г (рис. 12). Аналогичная картина прослеживается по нагнетательной скважине № 2156 и добывающей № 1450Г (рис. 13).

Мероприятия по выравниванию профиля приемистости на первом участке пласта проведены в январе 2021 года. В нагнетательные скважины 1394, 2156 был закачен

№ нагнет. скв.	№ добыв. скв.	Дебит		Обводненность		ВНФ на к., %	Нак. добыча нефти, тыс.т
		жид., м <sup>3</sup> /сут	нефти, т/сут	тек. %	нак. %		
1394	2192Г	67.2	3.35	92.8	69.1	224	7.01
2156	1385Г	20.1	14.5	26.3	18.3	22.4	8.87
	1390Г	25.6	18.7	22.2	21.4	27.3	11.84
	1450Г	64.9	1.1	97.7	64.1	178,7	13.3

Табл. 1. Характеристика показателей эксплуатации реагирующих скважин для проведения работ по потокоотклонению на участках с нагнетательными скважинами №№ 1394, 2156

осадкообразующий термотропный состав СОТ-12. В скважины 1394, 2156 объем закачки реагента составил 180 м<sup>3</sup>. Состав СОТ-12, образующий мелкодисперсный или кристаллический осадок, используются в технологиях изоляции водопритока в добывающих скважинах и выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин в условиях высокотемпературных пластов (70–130°С). Отличительной особенностью реагента СОТ-12 является способность селективно изолировать промытые участки и подключать в разработку слабодренлируемые пропластки,

что в конечном итоге ведет к увеличению нефтеотдачи. Применяется в виде водных растворов путём разбавления в 10–15 раз.

Для определения эффективности технологии ВПП, проводился анализ динамики среднего и суммарного дебитов по участку. После внедрения мероприятий по выравниванию профиля приемистости для первого участка пласта отмечается стабилизация обводненности на уровне 32% без значительного роста. За счет внедрения мероприятий по ВПП был снижен коэффициент падения

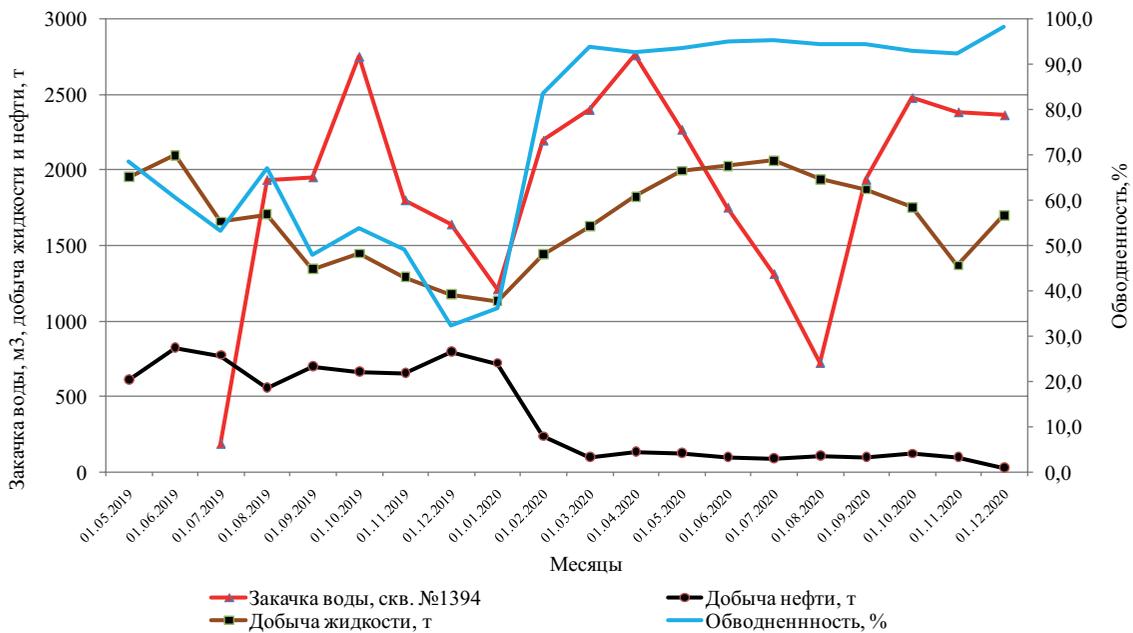


Рис. 12. Динамика закачки воды в нагнетательную скважину № 1394 и показателей эксплуатации добывающей скважины № 2192Г

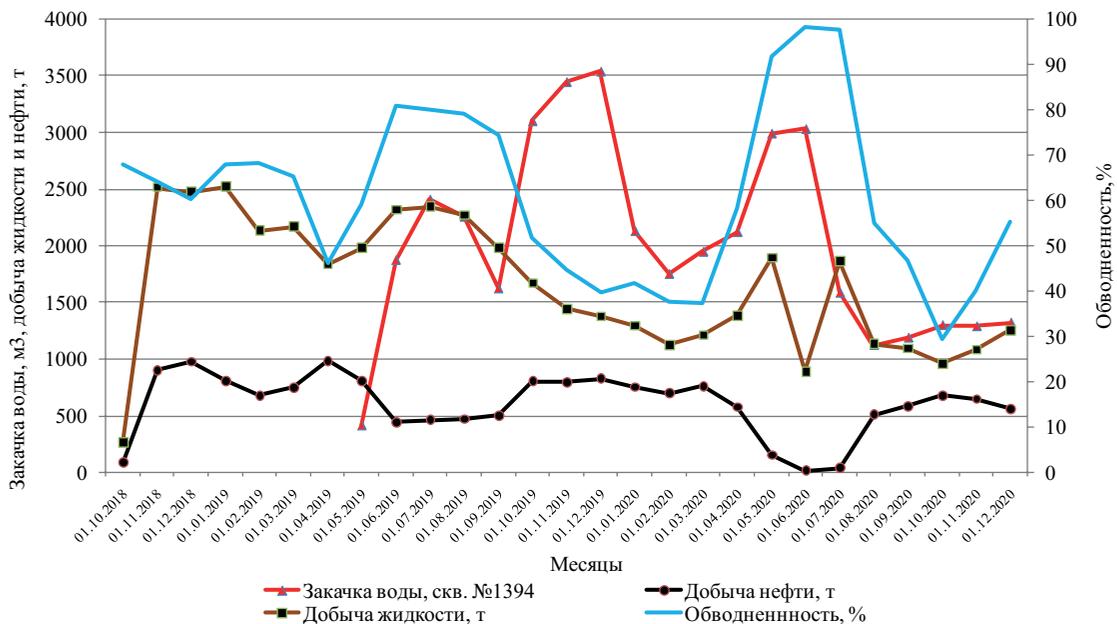


Рис. 13. Динамика закачки воды в нагнетательную скважину № 2156 и показателей эксплуатации добывающей скважины № 1450Г

дебита нефти. Суммарный прирост добычи нефти по участку варьируется от 11 т/сут до 14 т/сут (в первый и последний месяцы). Графики были дополнены линиями тренда, основанными на режиме работы скважин. В связи с проседанием добычи в середине 2020 года, для нефти была построена дополнительная линия тренда по гипотетическим данным без учета снижения дебита нефти в период с июня по август 2020 года (рис. 14).

Также, технологическая эффективность ВПП выполнена с использованием 4 основных методик Камбарова, Максимова, Сазонова и Пирвердяна (рис. 15).

Как показали результаты расчетов, в двух нагнетательных скважинах суммарная дополнительная добыча нефти составила 2720 т нефти. Основная доля дополнительной

добычи получена по скважине 2192 и составила 2032 т. Эффект от проведения ГТМ продолжается.

Таким образом, в результате проведения работ по повышению охвата пласта по разрезу при заводнении остановлен рост обводнения по участку, и снижены эксплуатационные затраты на добычу попутно добываемой воды.

### Заключение

Обобщение результатов ранее опубликованных материалов (Овчинников, 2022) и неапробированных результатов исследований, полученных с учетом актуализированных данных, позволило сделать следующие выводы.

На основе динамического анализа промысловых данных и результатов динамического маркерного

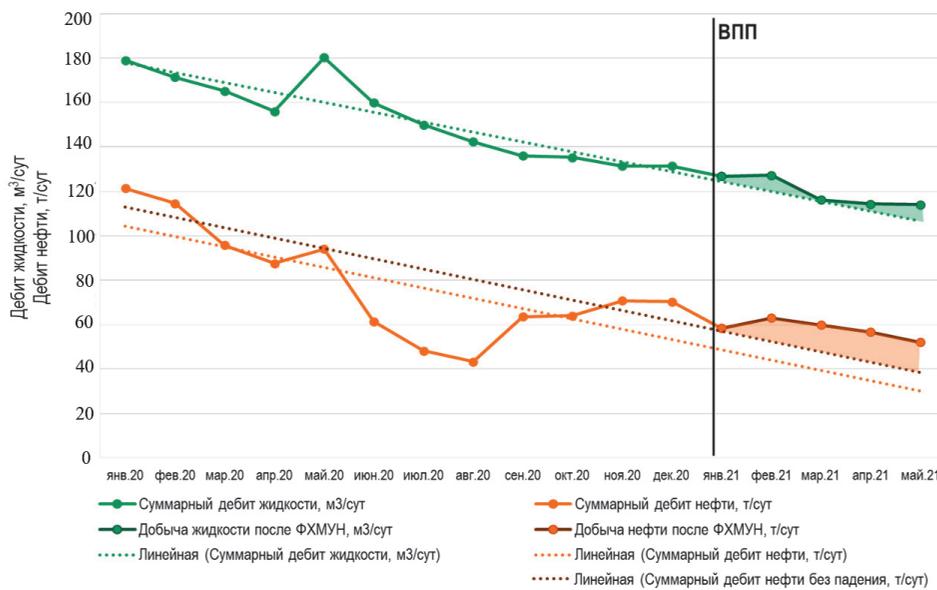


Рис. 14. Расчет эффективности проведенных мероприятий по ВПП на участке пласта (суммарный дебит по участку)

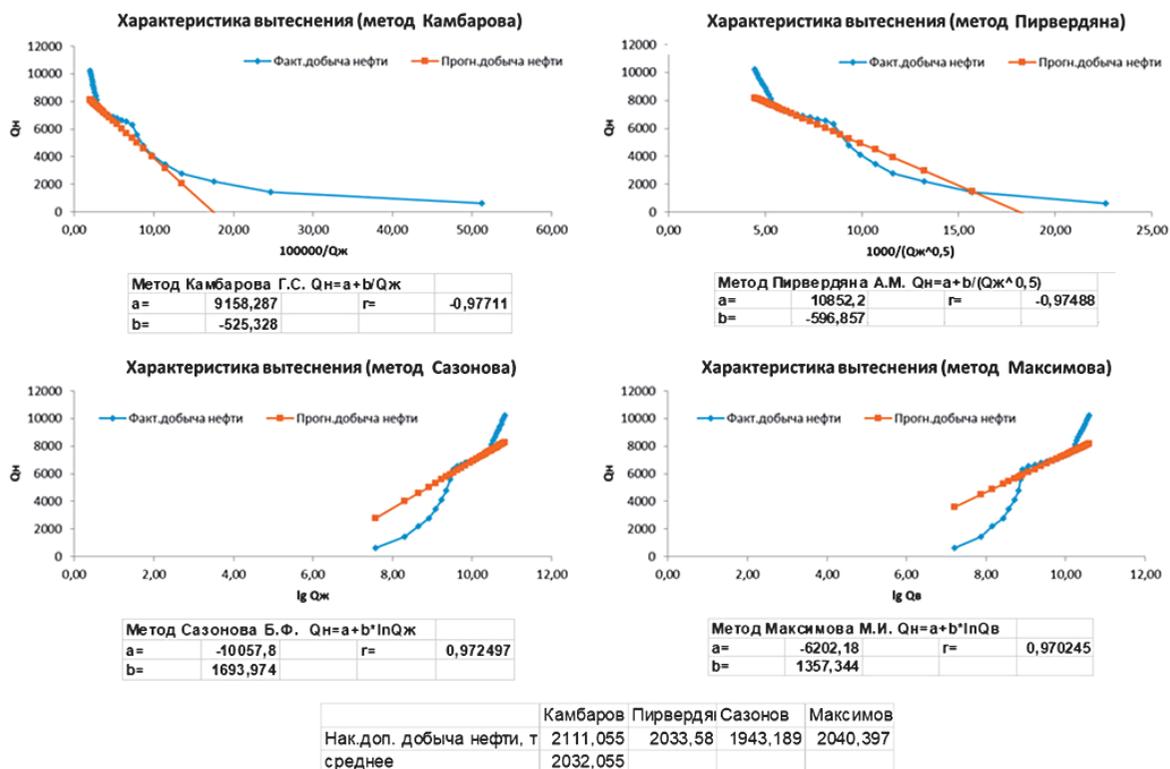


Рис. 15. Результаты оценки дополнительной добычи по скважине 2192Г от применения технологии выравнивания профиля приемистости

мониторинга горизонтальных скважин установлена степень гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными скважинами. Установлено, что снижение продуктивности горизонтальных скважин происходит на фоне ухудшения энергетического состояния пласта в зонах отбора скважин ввиду отсутствия достаточного охвата заводнением как по площади, так и по разрезу.

С учетом актуализации данных исследований установлено, что маркированные скважины расположены в одной «дренируемой зоне» и взаимно влияют на работу портов МГРП и на технологические показатели работы скважин. В условиях отсутствия должной компенсации отборов закачкой воды усиливается эффект интерференции между скважинами, что оказывает прямое влияние на динамику притока жидкости дифференцированно по портам.

Анализ влияния нагнетательных скважин на добывающие скважины участка с использованием ранговой корреляции Спирмена показал, что одной из основных причин роста обводнения является прорыв нагнетаемых вод к добывающим скважинам по высокопроницаемым пропласткам.

По результатам актуализации геолого-гидродинамической модели установлено, что высокая обводненность на начальном периоде эксплуатации вызвана притоком воды из водонасыщенных коллекторов (с низким нефтенасыщением), приобщенным после проведения ГРП. Хаотичный характер распределения нефтенасыщенности создает неопределенности при прогнозировании входного дебита скважин.

Реализация комплексного подхода геолого-промышленного обоснования на основе динамического маркерного мониторинга горизонтальных скважин позволила на текущем этапе оперативно принять корректирующие решения по регулированию системы разработки участка.

Оценка эффективности применения технологии ВПП с учетом результатов анализа актуальных промысловых данных по интегрированной методике и характеристикам вытеснения показала, что на исследуемом участке пласта был получен существенный положительный технологический эффект, выраженный в стабильной динамике показателей разработки, снижении обводненности за счет блокирования промытых водой высокопроницаемых интервалов и увеличении добычи нефти по участку за счет повышения охвата пласта по разрезу при заводнении.

### Финансирование/Благодарности

*Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-297 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».*

*Авторы выражают большую благодарность компании «Геосплит» за предоставленные данные маркерных исследований горизонтальных скважин, анонимным рецензентам за ценные замечания и предложения, которые способствовали улучшению работы.*

### Литература

Алиев З.С., Бондаренко В.В. (2004). Исследование горизонтальных скважин. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 300 с.  
Кременецкий М.И., Гуляев Д.Н., Кричевский В.М. и др. (2014). Развитие геофизического и гидродинамического мониторинга на этапе

перехода к разработке трудноизвлекаемых запасов нефти. *Нефтяное хозяйство*, 3, с. 106–109.

Овчинников К.Н. (2019). Задачи разработки месторождений и бурения, решаемые с помощью технологии маркерной диагностики профилей притоков скважин. *Нефть. Газ. Новации*, 2, с. 71–77.

Овчинников К.Н. (2022). Технологии динамического мониторинга и регулирования притока при разработке нефтяных месторождений горизонтальными скважинами. *Дис. канд. техн. наук*. Уфа, 149 с.

Овчинников К.Н., Белова А.А., Буянов А.В. и др. (2020). Долговременный мониторинг профиля притока газовой горизонтальной скважины после проведения МГРП посредством маркерных полимерных технологий. *Газовая промышленность*, 9(806), с. 86–94.

Шестаков Д.А., Галиев К.Н., Овчинников К.Н., Малавко Е.Н. (2019). Комплексный подход к эффективной разработке месторождений с применением интеллектуального мониторинга притока горизонтальных скважин. *Территория «НЕФТЕГАЗ»*, 6, с. 64–71.

Dulkarnaev M.R., Kotenev Y.A., Sultanov S.K., Chibisov A.V. Chudinova D.Y. (2021a). Geological and field feasibility study of field development management using marker-based production profiling surveillance in horizontal wells: the case study of the Yuzhno-vyintoiskeye field. *SPE Russian Petroleum Technology Conf.* <https://doi.org/10.2118/206509-MS>

Dulkarnaev M.R., Malyavko E.A., Semyonova E.E., Gorbokonenko O.A., Yu.A. Kotenev et al. (2021b). The use of quantum dot inflow tracers in multi-well reservoir production surveillance and inter-well diagnostics. *SPE Symposium: Petrophysics XXI. Core, Well Logging, and Well Testing.* <https://doi.org/10.2118/208430-MS>

Dulkarnaev Marat, Ovchinnikov Kirill, Novikov Igor, Evgeny Malyavko (2019). Contemporary Technologies of Production Logging in Horizontal Wells as a Tool for Oil and Gas Fields Digitalization. *SPE Annual Caspian Technical Conf.* Baku, Azerbaijan. <https://doi.org/10.2118/198358-MS>

Dulkarnaev Marat, Ovchinnikov Kirill, Gurianov Andrey, Anopov Alexey, Evgeny Malyavko (2018). The First Comprehensive Study of Tracer-Based Technologies in Reservoir Conditions. *SPE Annual Caspian Technical Conf. and Exhib.* Astana, Kazakhstan. <https://doi.org/10.2118/192564-MS>

Sultanov S.K., D.Y. Chudinova, Chibisov A.V., Kharisova L.R. et al. (2021). The influence of lithofacies features of a deposit on the efficiency of reserves recovery. *SPE Annual Caspian Technical Conf.* <https://doi.org/10.2118/207045-MS>

### Сведения об авторах

*Кирилл Николаевич Овчинников* – кандидат тех. наук, преподаватель кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

*Юрий Алексеевич Котенев* – доктор тех. наук, профессор, зав. кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

*Шамиль Ханифович Султанов* – профессор кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», доктор тех. наук, Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

*Александр Вячеславович Чибисов* – кандидат тех. наук, доцент кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

*Дарья Юрьевна Чудинова* – кандидат геол.-мин. наук, доцент кафедры «Геология и разведка нефтяных и газовых месторождений», Уфимский государственный нефтяной технический университет

Россия, 450064, Уфа, ул. Космонавтов, д. 1

*Статья поступила в редакцию 01.08.2022; Принята к публикации 15.11.2022; Опубликовано 20.12.2022*

## Regulation of hydrocarbon production process based on dynamic tracer monitoring of horizontal well inflow profile

K.N. Ovchinnikov, Yu.A. Kotenev, Sh.H. Sultanov, A.V. Chibisov\*, D.Yu. Chudinova

Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russian Federation

\*Corresponding author: Alexander V. Chibisov, e-mail: z077@mail.ru

**Abstract.** This paper presents the results of geological and production analysis of development and reserves of the pilot area using the results of dynamic marker monitoring of horizontal wellbores of production wells using high-precision indicators. As part of the research, the geological structure of the reservoir section was updated, which includes a lithological and facial analysis and geological and hydrodynamic simulation of the reservoir. The energy state of the reservoir was analyzed and the efficiency of the waterflood system was evaluated using dynamic data analysis and correlation analysis. The reasons for changes in the dynamics of inflow profiles over time have been analyzed. By the example of the pilot area the decision-making algorithm for adjusting the process of hydrocarbon reserves extraction, based on the analysis of the relevant geological and technical information, obtained during the long-term dynamic marker monitoring of the horizontal wells operation, has been implemented. A set of recommendations has been developed, which makes it possible to achieve stable dynamics of development indicators, to increase the coefficients of coverage by displacement in the area and the reservoir section, to involve previously undrained areas of oil reserves in the development. The results of the analysis of the efficiency of the implemented geological and technological measures are presented.

**Key words:** horizontal wells, multistage hydraulic fracturing, flow profile, marker diagnostics; field geophysical studies, markers, hard-to-recover reserves.

### Acknowledgements

The work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-297 within the framework of the development program for a world-class Research Center “Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves”.

The authors would like to thank Geosplit for the provided data from horizontal well marker surveys, and to anonymous reviewers for valuable comments and suggestions that made it possible to improve the article.

**Recommended citation:** Ovchinnikov K.N., Kotenev Yu.A., Sultanov Sh.H., Chibisov A.V., Chudinova D.Yu. (2022). Regulation of hydrocarbon production process based on dynamic tracer monitoring of horizontal well inflow profile. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 126–137. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.11>

### References

- Aliev Z.S., Bondarenko V.V. (2004). Research of horizontal wells. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 300 p. (In Russ.)
- Dulkarnaev M.R., Kotenev Y.A., Sultanov S.K., Chibisov A.V. Chudinova D.Y. (2021a). Geological and field feasibility study of field development management using marker-based production profiling surveillance in horizontal wells: the case study of the Yuzhno-vyintoisikoye field. *SPE Russian Petroleum Technology Conf.* <https://doi.org/10.2118/206509-MS>
- Dulkarnaev M.R., Malyavko E.A., Semyonova E.E., Gorbokonenko O.A., Yu.A. Kotenev et al. (2021b). The use of quantum dot inflow tracers in multi-well reservoir production surveillance and inter-well diagnostics. *SPE Symposium: Petrophysics XXI. Core, Well Logging, and Well Testing.* <https://doi.org/10.2118/208430-MS>
- Dulkarnaev Marat, Ovchinnikov Kirill, Novikov Igor, Evgeny Malyavko (2019). Contemporary Technologies of Production Logging in Horizontal

Wells as a Tool for Oil and Gas Fields Digitalization. *SPE Annual Caspian Technical Conf.* Baku, Azerbaijan. <https://doi.org/10.2118/198358-MS>

Dulkarnaev Marat, Ovchinnikov Kirill, Gurianov Andrey, Anopov Alexey, Evgeny Malyavko (2018). The First Comprehensive Study of Tracer-Based Technologies in Reservoir Conditions. *SPE Annual Caspian Technical Conf. and Exhib.* Astana, Kazakhstan. <https://doi.org/10.2118/192564-MS>

Kremenetskii M.I., Gulyaev D.N., Krichevskii V.M. et al. (2014). Development of geophysical and hydrodynamic monitoring at the stage of transition to the development of hard-to-recover oil reserves. *Neftyanoe khozyaistvo = Oil industry*, 3, pp. 106–109. (In Russ.)

Ovchinnikov K.N. (2019). Problems of field development and drilling solved using the technology of marker diagnostics of well inflow profiles. *Neft. Gaz. Novatsii*, 2, pp. 71–77. (In Russ.)

Ovchinnikov K.N. (2022). Technologies for dynamic monitoring and inflow control in the development of oil fields with horizontal wells. Cand. engin. sci. diss. Ufa, 149 p. (In Russ.)

Ovchinnikov K.N., Belova A.A., Buyanov A.V. et al. (2020). Long-term monitoring of the inflow profile of a gas horizontal well after multistage hydraulic fracturing using marker polymer technologies. *Gazovaya promyshlennost = Gas industry*, 806(9), pp. 86–94. (In Russ.)

Shestakov D.A., Galiev K.N., Ovchinnikov K.N., Malyavko E.N. (2019). An integrated approach to efficient field development using intelligent monitoring of the inflow of horizontal wells. *Territoriya «NEFTEGAZ»*, 6, pp. 64–71. (In Russ.)

Sultanov S.K., D.Y. Chudinova, Chibisov A.V., Kharisova L.R. et al. (2021). The influence of lithofacies features of a deposit on the efficiency of reserves recovery. *SPE Annual Caspian Technical Conf.* <https://doi.org/10.2118/207045-MS>

### About the Authors

*Kirill N. Ovchinnikov* – Cand. Sci. (Engineering), Lecturer, Department of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University  
Kosmonavtov str., 1, Ufa, 450064, Russian Federation

*Yuri A. Kotenev* – Dr. Sci. (Engineering), Professor, Head of the Department of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University  
Kosmonavtov str., 1, Ufa, 450064, Russian Federation

*Shamil Kh. Sultanov* – Professor of the Department of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields, Dr. Sci. (Engineering), Ufa State Petroleum Technological University  
Kosmonavtov str., 1, Ufa, 450064, Russian Federation

*Alexander V. Chibisov* – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, Department of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University  
Kosmonavtov str., 1, Ufa, 450064, Russian Federation

*Daria Yu. Chudinova* – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Associate Professor, Department of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields, Ufa State Petroleum Technological University  
Kosmonavtov str., 1, Ufa, 450064, Russian Federation

Manuscript received 1 August 2022;

Accepted 15 November 2022; Published 20 December 2022

# Разработка численного алгоритма решения задачи обработки и определения базовой скоростной модели

А.Э. Шумейко, В.А. Цыганков\*

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

Работа посвящена разработке автоматического алгоритма построения скоростной модели по данным полевого сейсмического профиля. Первоначально определяется полная энергия принятого сигнала и положения первых приходов отраженных волн. Трассы сортируются по общей глубинной точке, и выявляются спектры возможных скоростей в каждой точке трассы и каждой сборке общей глубинной точки (ОГТ) (в отличие от существующего способа определения скоростной модели, когда берется порядка 10 точек в нескольких точках трассы и, примерно, на одной из 10борок ОГТ). Процедура полностью автоматизирована, и в исследованном профиле, вместо 150 точек ручной обработки, получаются 4 млн точек. Значения выбранных эффективных скоростей соответствуют не только существующим критериям их определения (по совокупности трасс, отсортированных по ОГТ), но и требованию гладкости по первой производной. Это позволяет находить и достоверный профиль интервальной скорости в каждой точке трассы и каждой сборке общей глубинной точки. Точность определения скоростей в интервале 10–50 м/с. После пересчета временного профиля в глубинный, становится возможным получение высокоразрешенной и детализованной модели скоростного строения геологического профиля при проведении миграционных преобразований. Предусмотрен итерационный процесс уточнения полученных расчетов геологами и геофизиками с целью нахождения согласованных и непротиворечивых результатов.

**Ключевые слова:** сейсморазведка, общая глубинная точка, скоростная модель, геологическая модель, полевые записи, автоматизированная обработка, поточечная детализация, когнитивная технология

**Для цитирования:** Шумейко А.Э., Цыганков В.А. (2022). Разработка численного алгоритма решения задачи обработки и определения базовой скоростной модели. *Георесурсы*, 24(4), с. 138–147. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.12>

## Введение

В настоящее время процесс обработки данных полевой сейсморазведки в основном рассматривается как комбинация математических методов, позволяющих улучшать качество исходного материала. Преимущественно это различные алгоритмы фильтрации, то есть чисто математические операции, в той или иной степени соответствующие физическим аспектам решаемой задачи. При этом список базовых математических методов остается практически неизменным последние несколько десятилетий. В предложениях компаний и специалистов, занимающихся практической обработкой данных, основную часть составляет умение составить граф обработки данных, состоящий из примерно сотни алгоритмов, позволяющий получить практически полезный результат. Выбор и связывание этих алгоритмов составляют существенную долю затрат времени и средств, а вычислительные мощности используются для этапных расчетов по выбранному пути обработки и представления результатов (Половников и др., 2018; Ажгалиев и др., 2019; Коробейников, Сидоркина, 2018; Захаров, Путилов, 2020; Галушкин и др., 2018).

В работе (Половников и др., 2018) авторы указывают, что достижение положительного результата обработки

и интерпретации сейсморазведочных данных зависит от ряда условий: качества исходных данных; наличия геолого-геофизической информации по площади исследований; приемлемого графа обработки и методики. Авторы акцентируют внимание на кинематической обработке данных, а именно: на выборе априорных статических поправок, определении скоростей суммирования, автоматической коррекции статических поправок, подавлении помех различного рода – в качестве оптимизационных решений.

Статья (Ажгалиев и др., 2019) представляет перспективность нефтегазоносных объектов через оценку совершенствования новых трендов в вопросе повышения качества результатов интерпретаций сейсмических событий путем оптимизации первичной информации, внедрения нового программного обеспечения и подходов к процедуре интерпретации. Однако предложенные подходы могут являться развитием уже существующих приемов по определению скоростной модели прохождения акустических волн в неоднородной среде.

Предметом исследования в статье (Коробейников, Сидоркина, 2018) являются методы обработки сейсмической информации в системе MATLAB. Первичный вейвлет-анализ данных позволяет проводить оптимизацию за счет экспресс-метода определения времени начала сейсмических событий и их магнитуды. Данные предложения авторов, вероятно, могут послужить первым шагом для оптимизации процесса алгоритмизации и автоматизации интерпретационных подходов.

\* Ответственный автор: Вадим Андреевич Цыганков  
e-mail: [tsygankov.v@gubkin.ru](mailto:tsygankov.v@gubkin.ru)

© 2022 Коллектив авторов

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

В работе (Захаров, Путилов, 2020) рассматривается проблематика получения достоверных сейсмических данных на заболоченных участках. Заимствование подходов работы с данными от источников возбуждения волн различных типов (взрывного и импульсного) проводилось с целью оценки возможностей получения качественных данных для подобных условий (болотистых местностей). Математическая алгоритмизация также подверглась оптимизации, ввиду анизотропных свойств объектов на разных уровнях. Авторами разработан ряд методологических подходов к работе над сложными объектами, что требует внимания и рассмотрения.

Повышение эффективности выполнения межскважинного сейсмического просвечивания требует перехода от методов с дискретной оценкой параметров среды к методам, позволяющим получать эти значения непрерывно в массиве (Галушкин и др., 2018). В статье описаны результаты применения многоволновой томографической модификации метода при проведении геофизических исследований. Представлена методика выделения полей падающих и отраженных волн, полученных в результате проведения сейсмостатического зондирования с целью детального расчленения геологического разреза. Также демонстрируются скоростные разрезы для продольных и поперечных волн, полученные в результате томографической инверсии. Однако рассмотренный подход не позволяет полностью автоматизировать задачу повышения точности получаемых выходных данных.

В процессе обработки и интерпретации полевых сейсмических наблюдений важную роль играет определение скоростной модели прохождения акустических волн в неоднородной среде (Шерифф, Гелдарт, 1987). Существующая практика обработки полевых данных включает работу как с теоретическими моделями, так и их практическое применение. Традиционный способ предусматривает сортировку полевых трасс по схеме общей глубинной точки (ОГТ), выделение годографов скоростей в виде гиперболической зависимости времени прихода волны в глубинную точку, в зависимости от расстояния от точки положения источника возбуждения до точки положения приемника относительно общей точки ОГТ. Далее, по кривизне годографа скорости отраженной волны в данной глубинной точке возможно определить условную скорость прохождения звуковой волны, называемую эффективной, получаемую из параметров гиперболы отраженной волны. Это связано с допущением в математической модели годографа, что скорость распространения волны постоянна от поверхности до данной глубинной точки. Несмотря на то, что скорость прохождения акустической волны меняется от точки к точке, такое с виду грубое допущение позволяет детализовать соотношение скоростей, а в дальнейшем, посредством дифференциальной процедуры, найти интервальные скорости распространения, связанные со слоистым строением изучаемого пространства.

Целью настоящей работы являлась автоматизация процесса преобразования исходных полевых данных в глубинно-скоростную модель (из временного разреза в глубинный, пересчетом по дифференциальному алгоритму) для преодоления погрешностей, связанных с необходимостью ручной обработки потока данных.

В рамках проведения исследований выполнялись следующие задачи. Во-первых, было необходимо выделить отражения одной границы как одного отражения, вместо суперпозиции суммы отражений в пределах длины интервала времени сигнала излучения, воспринимаемой источником как один отсчет. Авторы исходят из модели посланного сигнала как протяженного во времени процесса. Соответственно, посланный сигнал отражается от отражающей границы всей своей формой в течение интервала времени прохождения сигнала через границу. В это же самое время другие границы, через которые сигнал проходит другими своими частями, тоже порождают соответствующее отражение. В результате в точке приема принимается суммированный сигнал от разных границ с элементами посланного сигнала в разных сдвигах от начала сигнала. Фактически, так называемая деконволюция должна решать эту проблему, но исследование авторами возможных численных решений показали необходимость знать форму посланного сигнала с точностью не менее 5%. Иначе численное решение невозможно. Во-вторых, было необходимо получить качественно новую информацию о строении геологического разреза за счет ожидаемого повышения разрешения отражений в сборках полевых сигналов, позволяющего построить более точно скоростную модель эффективных скоростей по профилю. Авторы подразумевают, что при применении импульсных трасс, теоретическая разрешенность границ отражения достигает 2 отсчетов по записи трассы. В существующих методах выделить отдельную границу возможно лишь при их расположении на временной записи только для интервалов, превышающих длину во времени посылаемого импульса. На числа: при записи 2 мс можно получить отражения границ, отстоящих на 2–3 мс по времени прямого прохождения волны. При длине посланного импульса порядка 10 мс, при решении классическим методом, разрешение составит не менее 12 мс. Если импульс длинней, то и разрешение ниже.

Необходимость не только в усовершенствовании алгоритмов и процесса обработки полевых сейсмических данных в рамках существующих представлений о моделях распространения и обработки акустического сигнала в неоднородной среде, но и необходимость связать их в общую цепочку с минимальным применением ручной работы специалистов приводят к созданию новой дифференциальной скоростной модели среды с переменными скоростями отраженной продольной волны. Эту модель можно использовать для дальнейшей обработки в целях выявления свойств и неоднородностей в структуре земной коры, что, несомненно, позволяет решать ряд практических задач поиска и разработки полезных ископаемых (Шерифф, Гелдарт, 1987).

## Материалы и методы

На данный момент работа выполнена для оценки перспективности нового подхода к решению поставленных задач, связанных с разработкой алгоритма для построения геологической модели повышенного разрешения по данным наземной сейсморазведки. К сожалению, скважинные данные и данные о разрезе отсутствуют. Впоследствии предполагается провести сравнение получаемых в результате применения алгоритма данных с данными после

сигнальной обработки (вычитания волн-помех, применения поверхностно-согласованных процедур обработки) и дальнейшего построения финальных интервальных скоростей для сравнения вариантов оптимизации процесса интерпретации сейсмограмм через применение алгоритма и через обработку исходных данных.

О существовании целого ряда предварительных операций по подготовке данных для выявления годографов ОГТ хорошо известно всем специалистам по обработке полевых сейсмических данных. На практике существует понятие «графа обработки», предполагающее полное осмысление специалистами существа производимых операций с целью получения качественного результата (Клаербоут, 1989). Этот граф может предлагаться как обработка десятком процедур, выбранных из сотни возможных, и вносить существенный вклад в себестоимость работ. При этом оценка всех промежуточных результатов и определение скоростной модели производится вручную путем кропотливой и трудоемкой ручной работы специалистом-геофизиком, то есть является субъективным процессом. Контрольная процедура качества определенной скоростной модели называется суммированием по ОГТ с использованием принятых эффективных скоростей (рис. 1, 2) и по проявлению контрастных границ отражения позволяет судить о точности проделанной работы. Суммирование по ОГТ дает возможность из сейсмограммы ОГТ получить одну суммарную трассу; в результате последующего суммирования всех таких трасс получают временной или глубинный разрез вдоль сейсмического профиля. Пример уточненного профиля, являющегося источником для геологических интерпретаций, представлен на рисунке 2 (Шерифф, Гелдарт, 1987).

Общая идея получения из принятых математических процедур более полного и качественного результата

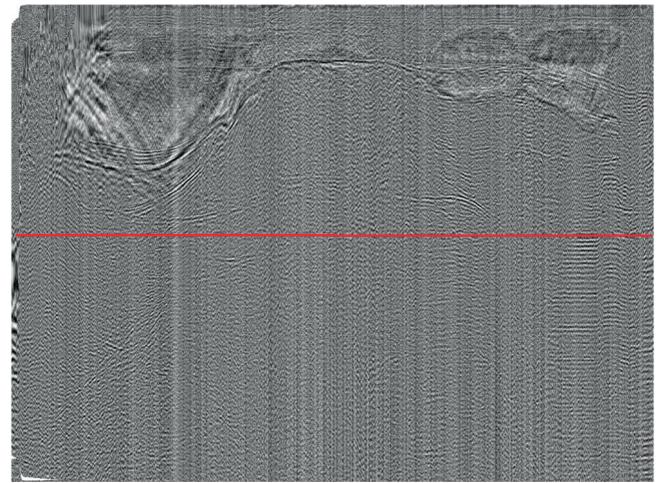


Рис. 1. Результат суммирования по ОГТ (оригинальная обработка – временной разрез). Красная линия соответствует нижней границе рис. 2. По осям представлены: горизонталь – полевой профиль (1360 трасс), вертикаль – время (3000 мс, отсчет ведется сверху вниз).

после проведенных исследований показала возможность автоматического получения скоростной модели среды с определением необходимых скоростей в каждой точке полевой записи и для каждого профиля ОГТ с точностью до 5 м/с (рис. 3–5). Практически это означает, что была построена скоростная модель примерно в 4 млн точек профиля по сравнению со 150 точками, получаемыми вручную с поточечной выверкой данных. 4 млн точек определяются как произведение количества точек ОГТ (1360) на длину записи трассы (3000 точек – с интервалом 2 мс). Геометрически шаг ОГТ по профилю – около 80 м, по глубине – около 6000 м (шаг 5 м). В подрисуночной подписи демонстрируется общепринятое распределение

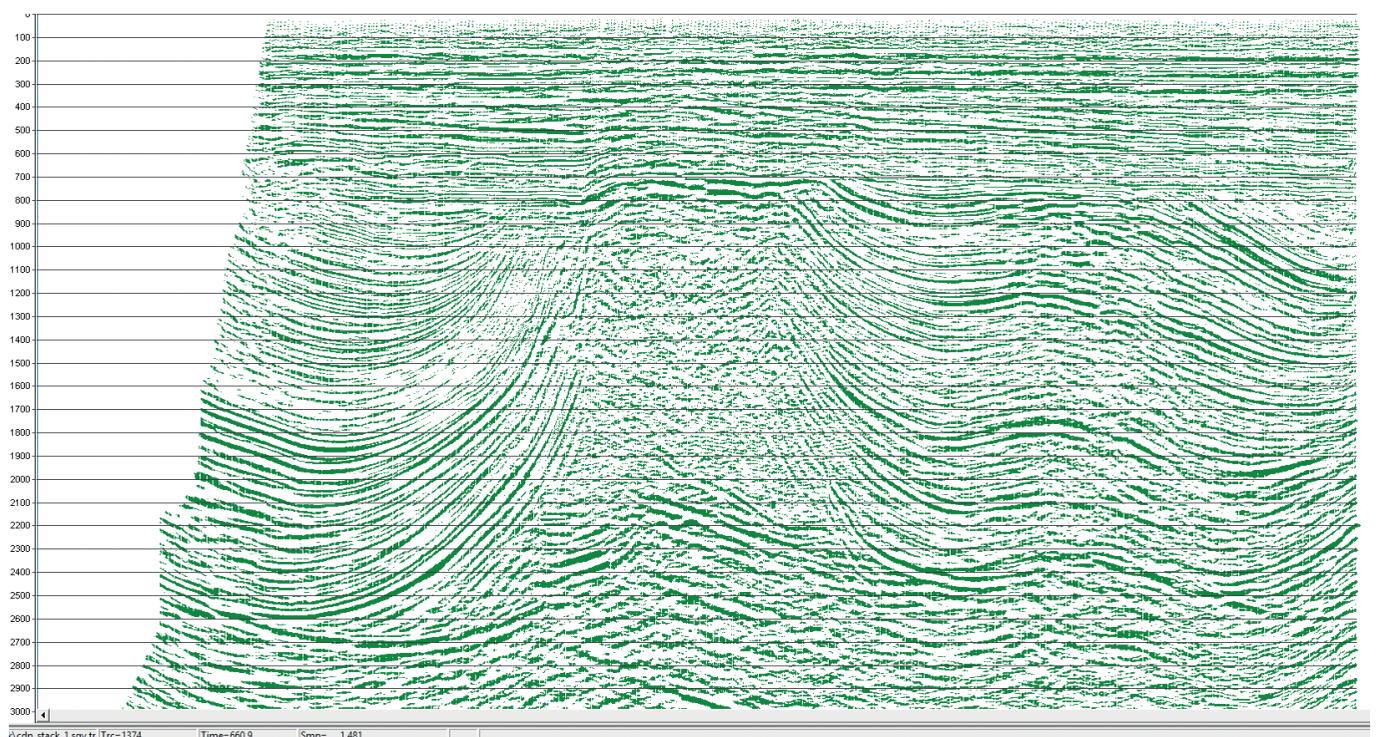


Рис. 2. Результат суммирования по ОГТ с оптимальным выбором модели эффективных скоростей (стандартная обработка). Вертикальный масштаб – в мс. По осям представлены: горизонталь – полевой профиль (1360 отсчетов), вертикаль – время (3000 мс, отсчет ведется сверху вниз).





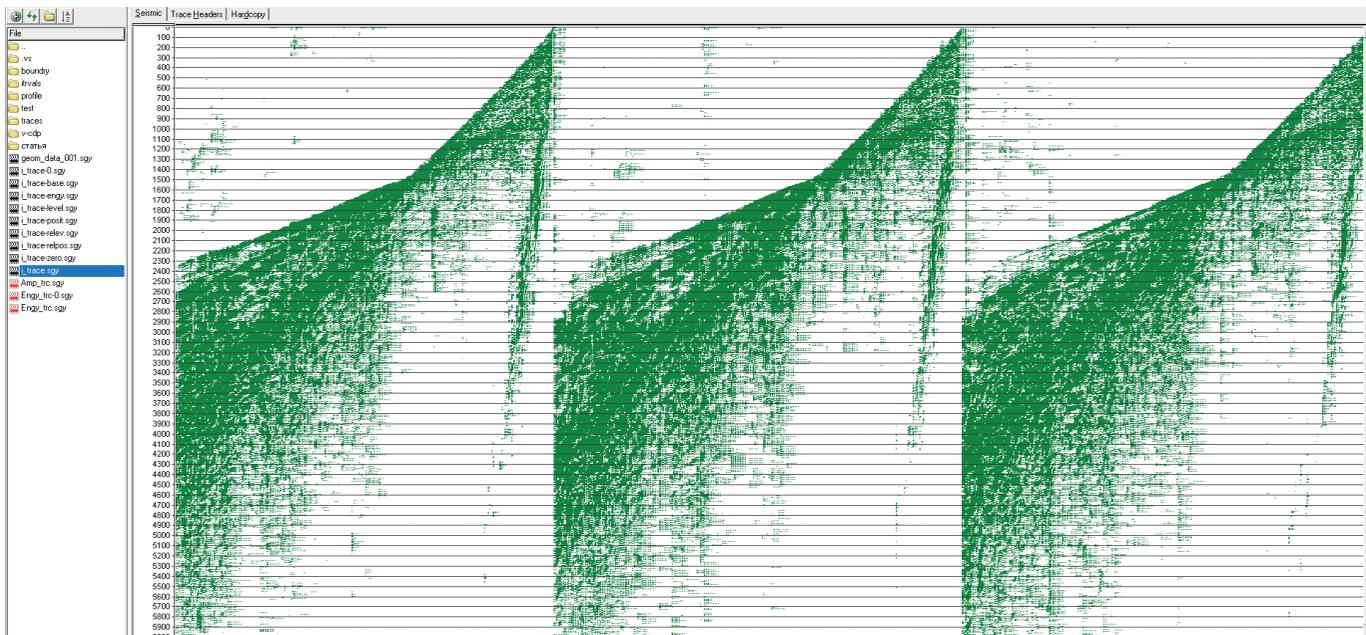


Рис. 6. Исходная полевая запись сейсмического сигнала. По осям представлены: горизонталь – сборки ОГТ (3 шт.), вертикаль – глубина (6000 м, отсчет ведется сверху вниз) или время (3000 мс, отсчет ведется сверху вниз).

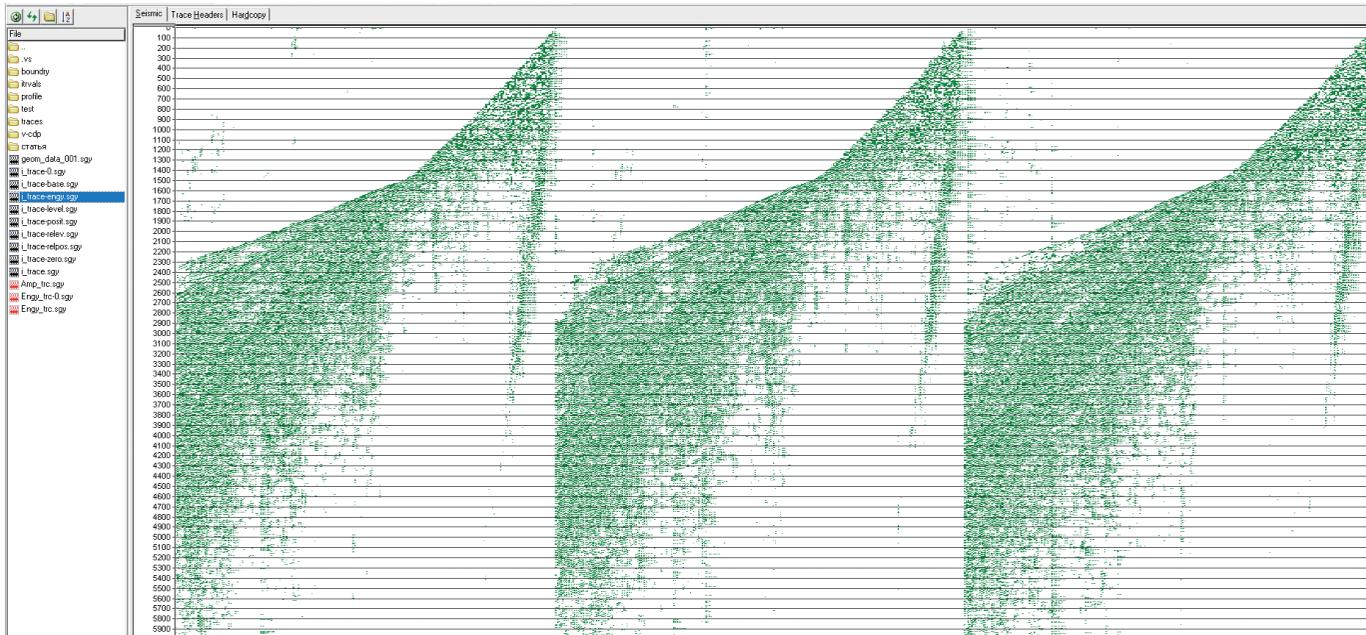


Рис. 7. Сборка ОГТ в полной энергии сейсмического сигнала. По осям представлены: горизонталь – сборки ОГТ (3 шт.), вертикаль – глубина (6000 м, отсчет ведется сверху вниз) или время (3000 мс, отсчет ведется сверху вниз).

отражения, поэтому обрезка записи по бокам значительно снижает точность определения глубины отражения и скорости по годографу. Но авторов больше волнует именно присутствие полной формы огибающей. Полное представление трасс при сборке ОГТ должно иметь вид необрезанной с боков «елки» с полным видом годографов отражений. Это требует значительной длины линии расстановки датчиков и дает полную картину распределения скоростей. Если длина линии расстановки датчиков недостаточна, то происходит обрезка данных сбоку, и в нашем представлении картина отражений становится неполной из-за неполного прослеживания годографа отражений. Соответственно, это ухудшает восстановление границ отражений на больших глубинах. В приведенном примере для возможной глубины отражений более 6000 м надежно,

по полному годографу, можно определить эффективную скорость лишь до 2500–3000 м, далее годограф обрезается, и определение эффективной скорости приобретает большую погрешность. Для сравнения можем сказать, что и в существующих методах на подобном соотношении глубин и линий расстановки датчиков, прослеживание скоростей практически невозможно и определяется лишь опытом интерпретатора.

В средней и нижней частях сборки трасс, с неполным представлением записи, положение выбранного профиля скорости становится менее определенным. На более детализованном рисунке 10 видно, что при недостатке данных специалист опирается на доступную возможность выбора значения, и трасса скорости становится более гладкой.

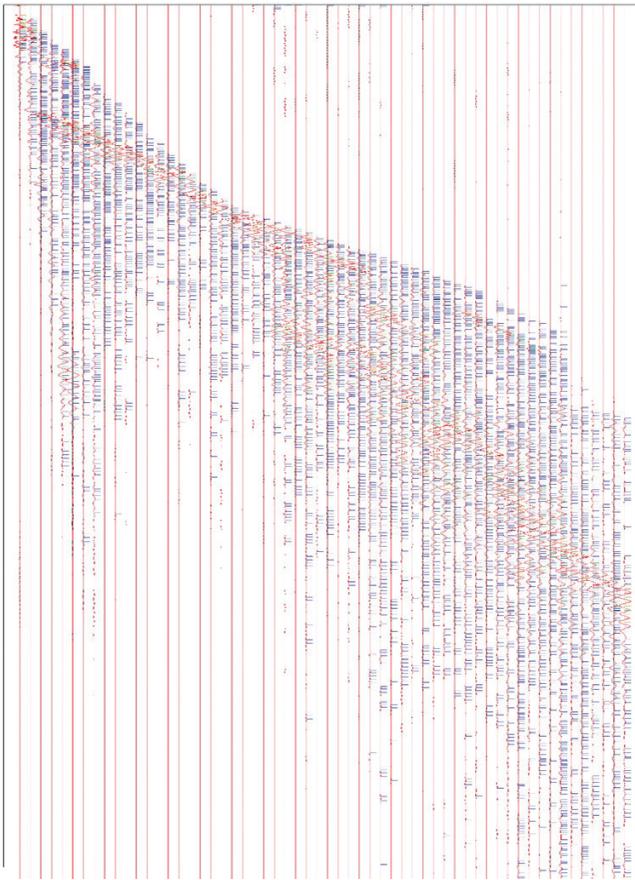


Рис. 8. Трассировка по возможным первым приходам в сборке полной энергии сигнала, схема ОГТ. Цвет показывает условный уровень энергии отражения на границе. Огибающая – распределение условной относительной скорости по профилю. По осям представлены: горизонталь – сборки ОГТ (200 трасс), вертикаль – время (3000 мс, отсчет ведется сверху вниз).

На рисунке 10 приведено сравнение результата автоматического алгоритма (синяя линия) и алгоритма ручной обработки (красная линия). Главным критерием выбора алгоритма автоматической обработки было приближение к экспертной ручной работе специалиста. На данном рисунке изображена только одна сборка ОГТ; но и другие сборки, выбранные для ручной обработки, демонстрируют аналогичный результат. К алгоритму автоматической обработки предъявлено более строгое требование получаемого результата – обеспечение достаточно гладкого и физически корректного профиля интервальной скорости. Поскольку интервальная скорость определяется дифференциально относительно эффективной, то и требования к рассчитанному профилю эффективной скорости включают требования по величине первой производной. Все это вместе потребовало значительных затрат в реализации поставленной цели, и некоторые аспекты требуют дополнительных исследований.

Тем не менее общий результат определения эффективных скоростей во временном разрезе для полевого сейсмического профиля показан на рис. 3. Его приходится сравнивать с традиционным результатом обработки на рис. 2, поскольку оценка результата (рис. 1) выполнена скорее для традиционного представления. Проблема состоит в том, что для улучшения разрешенности исходных трасс была построена фактически импульсная трасса первых приходов (рис. 7, 8), а сигнал отражения от границы потерял свою «протяженность».

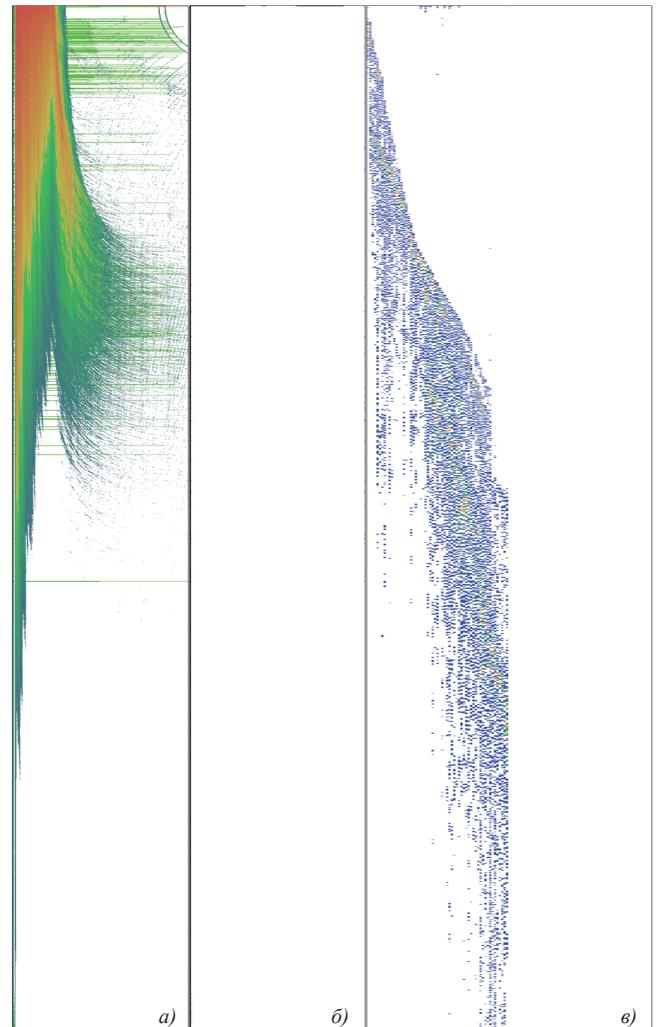


Рис. 9. а) Спектр возможных эффективных скоростей и профиль эффективной скорости. б) Профиль эффективной скорости. в) Профиль ОГТ по первым приходам волн. По осям представлены: горизонталь – эффективная скорость (до 600 м/с), вертикаль – время (3000 мс, отсчет ведется сверху вниз).

И если в традиционном виде суммирование по ОГТ фактически представляется суммированием знакопеременного сигнала со сдвигом фазы (Ажгалиев и др., 2019), то для нового алгоритма такое суммирование невозможно по причине отсутствия «протяженности» и «знакопеременности» для трасс, представленных импульсами. Сборка на рис. 1 отображает суммирование исходной трассы (рис. 6) с найденным поточечным распределением скоростей (рис. 3) и формирует малоинформативный образ в смысле новой технологии, но традиционный для существующих.

Дальнейшее использование полученного поточечного распределения для определения интервальных скоростей (рис. 4) потребовало разработки специальных алгоритмов определения эффективной скорости во временном разрезе. Это связано с тем, что расчет интервальной скорости требует гладкости функции эффективной скорости не только по значениям, но и по первой производной. Иначе рассчитанные значения интервальной скорости начинают значительно осциллировать и выпадают из корректного физического диапазона значений 500–6000 м/с. Оценка получаемого результата отражена на рисунке 10. Центральная часть – в соотношении поточечная эффективная скорость

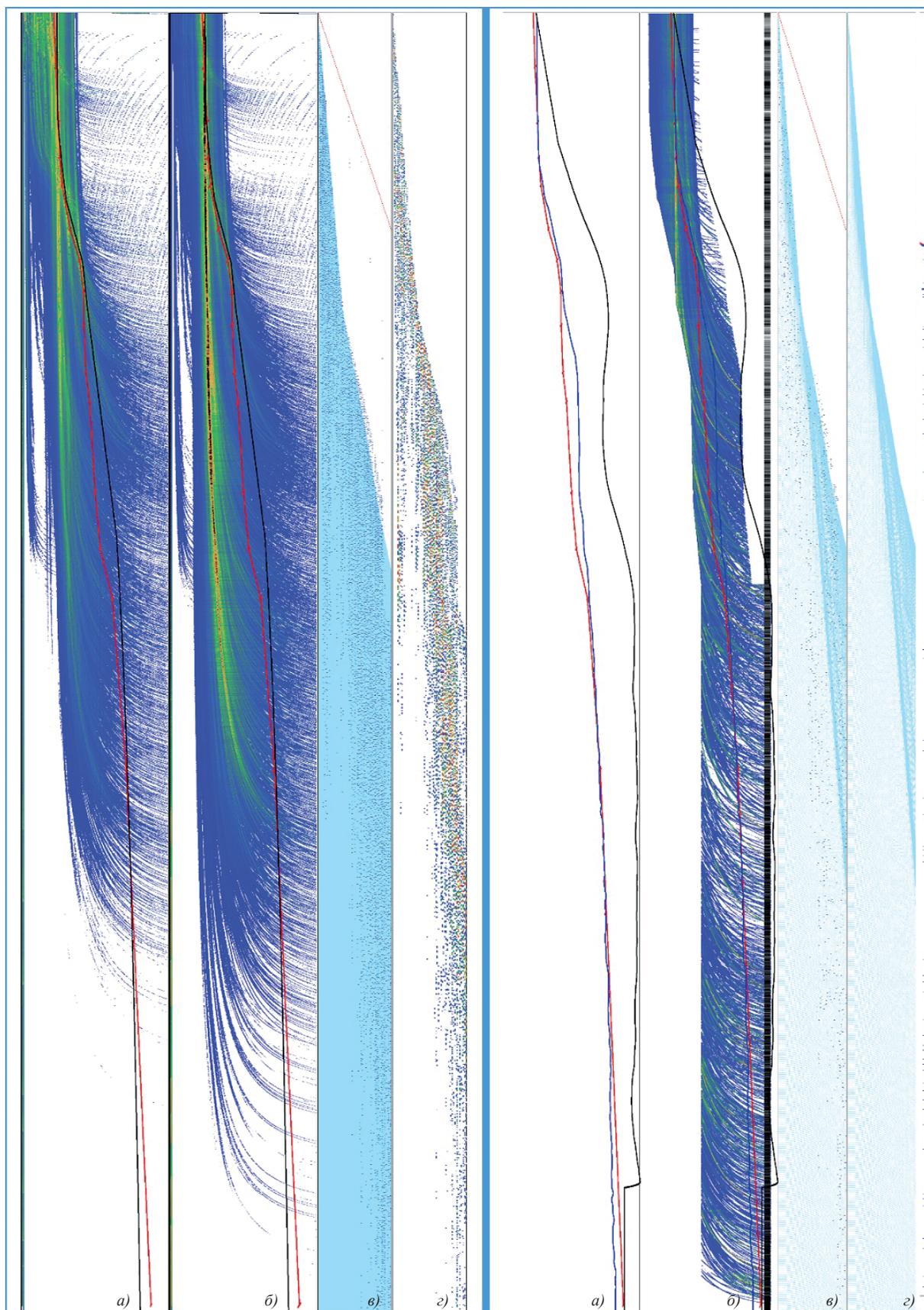


Рис. 10. Два варианта анализа данных (4 левых и 4 правых профиля). Левая сборка. Сравнение традиционного определения эффективной скорости (красная линия) и автоматический способ (черная линия). а) и б) Спектры возможных эффективных скоростей и профиль эффективной скорости с разными алгоритмами анализа спектра. в) Профиль ОГТ по первым приходам волн. г) Профиль ОГТ по первым приходам волн. Правая сборка. Сравнение традиционного определения эффективной скорости (красная линия) и автоматический способ (синяя линия). Интервальной скорости по автоматическому методу (черная линия). а) и б) Профиль эффективной и интервальной скоростей с разными алгоритмами анализа спектра. в) Профиль ОГТ по первым приходам волн. г) Профиль ОГТ по первым приходам волн. По осям представлены: горизонталь – эффективная скорость (до 600 м/с), вертикаль – время (3000 мс, отсчет ведется сверху вниз).

(синяя линия) и поточечная интервальная скорость (черная линия). Во всех представленных трассах во временном разрезе показаны полные результаты для 3000 отсчетов с интервалом 2 мс. Еще раз стоит обратить внимание на то, что исходный материал по нижней половине записи обрзан и мало информативен. Это приводит к значительной неопределенности в определении эффективной скорости как в традиционной обработке, так и в новом алгоритме. Здесь, скорее, приходится применять теоретическую оценку распределения скоростей на большой глубине.

Хотя для нового алгоритма при его высокой детализации возможно провести выравнивание и предельной глубинной скорости, исходя из определения значения на глубине для каждой точки профиля ОГТ. Для представленного полевого профиля оценка достаточно точно определяемого интервала по времени составляет 1500 отсчетов с интервалом записи 2 мс и 200 пунктов приема в расстановке с шагом между приемниками 30 м. При традиционной обработке скоростная модель определяется с интервалом по профилю полевой трассы до 1000 м, для разработанной – 30 м. При определенной скорости в верхней части разреза от 1700 до 1800 м/с и максимальной глубинной эффективной и интервальной до 5000 м/с оценка реальной качественной скоростной модели по глубине составляет до 3000 м. Для увеличения глубинности необходимо увеличить базу поверхностной расстановки, по крайней мере, в 2–2,5 раза. Тогда появляются дополнительные возможности в определении величин скорости в профиле разреза.

При наличии поточечного распределения интервальной скорости и известного времени положения отсчета легко пересчитать временной профиль к глубинному. Согласно приведенной выше оценке, предельная глубина была ограничена 6000 м, что для 1500 отсчетов определяет шаг по глубине в 4 м. Полученный результат представлен на рисунке 5. Этот результат можно рассматривать как конечный в определении скоростной модели сейсмического профиля. Дальнейшая обработка алгоритмами типа миграции позволит получить корректную геометрию распределения скорости (разрешение до 5 м/с) по глубине (шаг около 5 м) и горизонтали (шаг около 3 м) и передать полученную модель геологам для правок и уточнений.

### Обсуждение и выводы

Изложенные выше результаты отражают первый этап в достижении цели более полной и автоматизированной обработки полевых сейсмических данных. Анализ полученных результатов показал необходимость повышения уровня применяемых алгоритмов до уровня искусственного интеллекта из-за значительных разбросов в значениях исходных данных и низкой адаптации математических процедур к реальности исходных данных. Тем не менее при надежном определении профиля эффективных скоростей и соответствующих интервальных скоростей возможно получить высокодетализованный скоростной разрез. Для него разработан и протестирован алгоритм уточнения геометрии структуры по глубине и профилю на основе модельного решения задачи эйконала с характеристиками по точности и быстродействию, соответствующими представленным результатам. Произведена оценка применения описанного подхода к решению задач 3D сеймики, и

результаты выглядят вполне обнадеживающими, особенно при применении современных вычислительных многопроцессорных систем (практически, расчет профиля в данном объеме 1360 ОГТ \* 3000 отсчетов при 200 приемниках занимал около 1 часа машинного времени). Конечный результат работы определен как получение высокоскоростного и автоматического алгоритма с выходом на построение геологической модели по данным полевой сейсморазведки.

Организация итерационного процесса согласования скоростной модели геологами и геофизиками позволит получить хорошее приближение к реальной геологической модели с возможно высокой геологической интерпретацией по литотипам и пористости. При применении разработанного алгоритма геофизики освобождаются от ручной, рутинной и тяжелой работы по выявлению точек, пригодных для определения скорости, и смогут решать в большей степени геофизические задачи построения достоверной и выверенной геологической модели.

### Заключение

В настоящее время решены основные задачи по преобразованию полевых записей в трассы первых приходов волн (получаемые трассы авторы называли импульсными, но специалисты их классифицировали как времена первого прихода), определению эффективной скорости по сборкам ОГТ во всех точках ОГТ и всех точках временных отсчетов трасс. Используются алгоритмы только автоматической обработки, предусматривающие малую чувствительность расчетного процесса к изменению исходных данных. Проанализированы и используются дифференциальные и интегральные связи между эффективными и интервальными скоростями. Для получения физически корректных значений скоростей эти связи накладывают ограничения на допустимые изменения величин, тем самым повышая устойчивость решения поставленной задачи.

Однако процесс решения выявил новые проблемы и трудности в получении приемлемого результата. Во-первых, оказалось, что первичный материал представляется в диапазонах изменений, которые плохо поддаются автоматизации, что, в свою очередь, требует усложнения алгоритмов, приближаясь к уровню искусственного интеллекта. Во-вторых, применяемая схема суммирования трасс по ОГТ не совместима с трассами первых приходов вследствие их импульсного характера и процесс повышения соотношения сигнал/шум не реализуется, а повышение точности определения эффективной скорости обеспечивается только увеличением количества учитываемых точек.

В данной работе описаны достигнутые результаты, но сам процесс создания алгоритма требует дополнительных изысканий для получения действительно автоматического процесса получения скоростной модели среды с определением необходимых скоростей в каждой точке полевой записи и для каждого профиля ОГТ. В настоящий момент все усилия направлены на разработку алгоритма когнитивного анализа исходного материала, так как существующие результаты могут частично облегчить выбор скоростной модели, но полностью заменить специалиста пока компьютерные технологии машинного зрения не способны.

## Финансирование/Благодарности

Работа выполнена при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-15-2022-300 в рамках программы развития НЦМУ «Рациональное освоение запасов жидких углеводородов планеты».

Авторы выражают благодарность рецензенту за критический анализ рукописи, ценные комментарии и замечания, которые способствовали улучшению работы.

## Литература

Ажгалиев Д.К., Исенов С.М., Каримов С.Г. (2019). Новые возможности обработки и интерпретации сейсмических данных в оценке перспективности локальных объектов. *Известия Уральского государственного горного университета*, 1(53), с. 48–59.

Галушкин И.В., Рагозин Н.А., Стенин Д.В., Игнатьев В.И. (2018). Опыт применения сейсмоакустических методов исследования для построения детальной модели среды при проектировании особо ответственных объектов атомного строительства. *Инженерные изыскания*, 12(11-12). <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201800597>

Захаров Ю.М., Путилов И.С. (2020). Получение качественных сейсмических данных на заболоченных территориях севера пермского края. *Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело*, 20(2), с. 215–225. <https://doi.org/10.15593/2224-9923/2020.2.2>

Клаербоут Д.Ф. (1989). Сейсмическое изображение земных недр. М.: Недра, 407 с.

Коробейников А.Г., Сидоркина И.Г. (2018). Первичная обработка данных о сейсмическом событии при помощи вейвлетов в MATLAB. *Кибернетика и программирование*, 1, с. 36–47. <https://doi.org/10.25136/2306-4196.2018.1.25245>

Половников С.С., Табрин В.Л., Шабалин С.В. (2018). Кинематическая обработка сейсморазведочных данных, полученных в сложных сейсмогеологических условиях. *Вести газовой науки*, 3(35), с. 315–421.

Шерифф Р., Гелдарт Л. (1987). Сейсморазведка. Т. 1, 2. М.: Мир.

## Сведения об авторах

*Александр Эдуардович Шумейко* – кандидат тех. наук, доцент, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр. Ленинский, д. 65, корп. 1

*Вадим Андреевич Цыганков* – кандидат тех. наук, доцент, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, пр. Ленинский, д. 65, корп. 1  
e-mail: [geomodel@mail.ru](mailto:geomodel@mail.ru)

Статья поступила в редакцию 07.07.2022;

Принята к публикации 09.11.2022; Опубликована 20.12.2022

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

# Development of a numerical algorithm for solving the problem of processing and determining the basic velocity model

*A.E. Shumeiko, V.A. Tsygankov\**

*National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russian Federation*

*\*Corresponding author: Vadim A. Tsygankov, e-mail: [tsygankov.v@gubkin.ru](mailto:tsygankov.v@gubkin.ru)*

**Abstract.** This work is devoted to development of an automatic algorithm for determining the velocity model from the data of the field seismic profile. First of all total energy of received signal and the positions of the first arrivals of reflected waves has to be determined. The traces sort by common depth point and the spectra of possible velocities determine at each point of the trace and each assembly of the common deep point. The procedure is fully automated and as a result, instead of about 150 points of manual processing, 4 million points are obtained on the test profile. The values of chosen effective speeds correspond not only to existing criteria for their determination, but also to requirement of smoothness in first derivative. This makes it possible to determine reliable interval velocity profile at each track point and each collection of the common depth point. Speed determination accuracy in the range of 10-50 m/s. After recalculating the time profile into a depth profile, it becomes possible to obtain high-resolution and detailed model of the velocity structure of the geological profile during migration transformations. An iteration process refines the calculations obtained by geologists and geophysicists in order to obtain consistent and consistent results.

**Keywords:** seismic, common depth point, velocity model, geological model

## Acknowledgements

The work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-15-2022-300 within the framework of the development program for a world-class Research Center "Efficient development of the global liquid hydrocarbon reserves".

The authors are grateful to the reviewer for valuable comments and suggestions that made it possible to improve the article.

**Recommended citation:** Shumeiko A.E., Tsygankov V.A. (2022). Development of a numerical algorithm for solving the

problem of processing and determining the basic velocity model. *Georesursy = Georesources*, 24(4), pp. 138–147. <https://doi.org/10.18599/grs.2022.4.12>

## References

Azhgaliev D.K. et al. (2019). New opportunities for processing and interpreting seismic data in assessing the prospects of local objects. *Izvestiya Uralskogo gosudarstvennogo gornogo universiteta*, 53(1), pp. 48–59. (In Russ.)

Clairbout D.F. (1989). Seismic image of the Earth's interior. Moscow: Nedra, 407 p. (In Russ.)

Galushkin I.V., Ragozin N.A., Stenin D.V., Ignatiev V.I. (2018). Experience in the use of seismoacoustic research methods for constructing a detailed model of the environment in the design of especially critical objects of nuclear construction. *Inzhenernye izyskaniya*, 12(11–12), pp. 52–62. (In Russ.)

Korobeinikov A.G., Sidorkina I.G. (2018). Primary processing of data on a seismic event using wavelets in MATLAB. *Kibernetika i programmirovaniye*, 1, pp. 36–47. (In Russ.)

Polovnikov S.S., Tabrin V.L., Shabalin S.V. (2018). Kinematic processing of seismic data obtained in difficult seismogeological conditions. *Vesti gazovoy nauki*, 35(3), pp. 315–421. (In Russ.)

Sheriff R., Geldart L. (1987). Seismic exploration. Moscow: MIR. (In Russ.)

Zakharov Yu.M., Putilov I.S. (2020). Obtaining high-quality seismic data in the wetlands of the north of the Perm region. *Vestnik PNIU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, 20(2), pp. 215–225. (In Russ.)

## About the Authors

*Alexander E. Shumeiko* – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, National University of Oil and Gas "Gubkin University" Leninsky ave., 65/1, Moscow, 119991, Russian Federation

*Vadim A. Tsygankov* – Cand. Sci. (Engineering), Associate Professor, National University of Oil and Gas "Gubkin University" Leninsky ave., 65/1, Moscow, 119991, Russian Federation

Manuscript received 7 July 2022;

Accepted 9 November 2022; Published 20 December 2022

## Ксения Ивановна Багринцева. Учитель, наставник, учёный

*Р.С. Сауткин*

*Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия*

*e-mail: r.sautkin@oilmsu.ru*

---

Посвящается 100-летию со дня рождения Ксении Ивановны Багринцевой – выдающегося учёного, заботливого руководителя и замечательного человека. Ксенией Ивановной Багринцевой были предложены принципиально новые методы оценки трещиноватости и кавернозности карбонатных пород-коллекторов методом капиллярной дефектоскопии.

---

Ксения Ивановна Багринцева – Советский и Российский Учёный, заслуженный деятель науки, Учёный с Мировым именем и огромным багажом знаний в нефтегазовой отрасли.

В 1940 году Ксения Ивановна поступила на геологоразведочный факультет МГРИ имени Серго Орджоникидзе, в годы войны работала на оборонном заводе по изготовлению снарядов, рыла окопы и строила фортификационные сооружения под Москвой. С 1948 года геолог ВНИИГаза, только что созданного ведущего института Министерства газовой промышленности СССР. С 1950 года начальник угольной геологической партии, с 1954 года старший научный сотрудник Всесоюзного научно-исследовательского угольного института Министерства промышленности СССР. В середине 1950-х годов защитила кандидатскую диссертацию по газоносности угольных месторождений.

С конца 1950 х годов она взялась за новую, никому неизвестную область – изучение карбонатных пород-коллекторов, защитив в 1972 году докторскую диссертацию «Карбонатные породы-коллекторы газа и нефти и методы их изучения». Именно в этой работе впервые был применен уникальный метод изучения и оценки строения сложного пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов на образцах кубической формы люминесцирующими жидкостями, впоследствии получивший название – Метод Багринцевой.

### Воспоминания Р.С. Сауткина

С Ксенией Ивановной я познакомился в 2011 году, заканчивая Московский университет. Приехал к ней во ВНИГНИ и в день знакомства получил задание по обработке фотоснимков образцов кубической формы в ультрафиолетовом свете. Ксения Ивановна в то время готовила публикацию и доклад о месторождениях Тимано-Печорского бассейна для всемирного геологического конгресса (Bagrintseva, 2011). Конечно, у меня с первого раза не всё получилось, были многочисленные консультации и доработки.

В 2012 году Ксения Ивановна взяла к себе в лабораторию и начала обучать особенностям своей методики. В учебниках и на бумаге метод выглядит относительно

простым, но на практике нужен аккуратный и методичный подход, начиная от всех стадий изготовления образца, до его насыщения, фотографирования (рис. 1) и обработки данных.

Сначала Ксения Ивановна показывала и наставляла в лаборатории, непосредственно участвуя в эксперименте, потом руководила дистанционно. Проведя эксперимент сотрудники приезжали к профессору домой. Ксении Ивановне было 85 лет, но она всегда встречала со своей фирменной причёской, в бусах и нарядная. Сначала заботливо поила чаем, кормила, относилась как к собственным детям и внукам. Потом наступали рабочие моменты, обсуждение проделанной работы и обработка данных. Она имела такой большой опыт и понимание того, как образуются сложные коллекторы нефти и газа, что при анализе выявляла ошибки и неточности при эксперименте. Говорила, где и что мы сделали не так, а какие образцы нужно обязательно переделать, и всегда была права, при повторном проведении эксперимента проявлялось то (рис. 2), чего с первого раза мы не могли добиться.

За чаепитием Ксения Ивановна рассказывала жизненные истории, особенности метода Люминесцентной дефектоскопии и его усовершенствование. В 60-х годах прошлого века её вызвали в Министерство геологии СССР доложить министру о новом методе изучения карбонатных коллекторов нефти и газа. В то время метод только начинал свое становление и был не до конца отточен. Вместо Люминофора использовалась магнезия и иные материалы из авиационной и строительной отрасли,



*Ксения Ивановна Багринцева*

© 2022 Р.С. Сауткин

Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

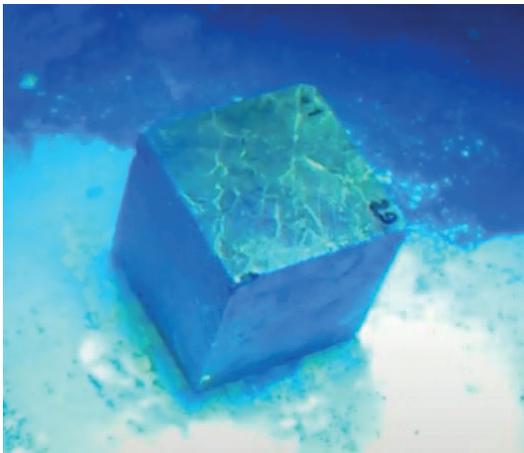
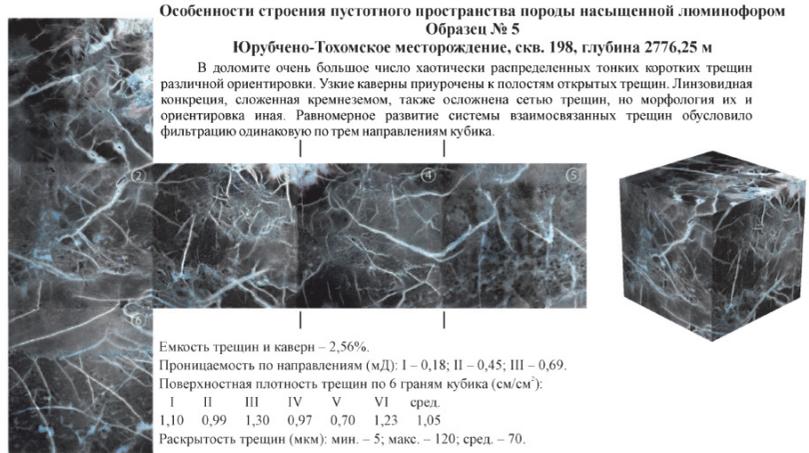


Рис. 1. Лабораторные съёмки образца кубической формы во время выявления трещин



**Особенности строения пустотного пространства породы насыщенной люминофором  
Образец № 5**

**Юрубчено-Тохомское месторождение, скв. 198, глубина 2776,25 м**

В доломите очень большое число хаотически распределенных тонких коротких трещин различной ориентировки. Узкие каверны приурочены к полостям открытых трещин. Липовидная конкреция, сложенная кремнеземом, также осложнена сетью трещин, но морфология их и ориентировка иная. Равномерное развитие системы взаимосвязанных трещин обусловило фильтрацию одинаковую по трем направлениям кубика.

Ёмкость трещин и каверн – 2,56%.  
Проницаемость по направлениям (мД): I – 0,18; II – 0,45; III – 0,69.  
Поверхностная плотность трещин по 6 граням кубика (см/см<sup>2</sup>):  
I II III IV V VI сред.  
1,10 0,99 1,30 0,97 0,70 1,23 1,05  
Раскрытость трещин (мкм): мин. – 5; макс. – 120; сред. – 70.

Рис. 2. Особенности строения пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов после обработки пенетрантом и аналитических исследований (Багринцева и др., 2015)

что не представляло презентабельности. Тогда Ксения Ивановна, пообщавшись со специалистами статических испытаний крыльев самолётов, применила люминесцирующие жидкости, когда именно жидкость заполняет трещины и иные пустоты и после проявителя светится в ультрафиолетовом свете (рис. 3). Так был доработан метод К.И. Багринцевой, и стало возможным определять не только строение пустотного пространства, но и ёмкость или пористость образца.

Ксения Ивановна была уникальным человеком. Часто рассказывала о том, как учились в аспирантуре, ездили на практики и вели научные дискуссии. С практиками связан интересный рассказ. Одну из практик Ксения Ивановна проходила в средней Азии, ей дали ослика и отправляли описывать разрезы. Она говорила, что если назвал один раз породу к примеру песчаником, то во всех остальных случаях называй её также, если ошибся или породу уточнили после описания шлифов, тогда легко будет понять и исправить, а если всё время называешь по-разному, то в

этом нет смысла, и нельзя восстановить геологическую историю региона. Уже в студенческие годы у неё был системный подход. С маршрутами была связана еще одна интересная история. Ослик, который вез материалы и образцы, не хотел идти в маршруты, его заставляли, толкали, тянули, и было тяжело с ним справиться, он был злейшим врагом. Зато вечером, когда было пора возвращаться домой, а тропы были перекрыты арыками – оросительными каналами, то осёл изумительно быстро находил дорогу домой и был лучшим другом.

С докторской диссертацией тоже были связаны интересные рассказы. Ксения Ивановна в то время работала во ВНИИГАЗе и общалась с корифеями того времени. При подготовке к докторской ездила на консультации к А.А. Ханину и Ф.И. Котяхову. По рассказам Ксении Ивановны, о её научных представлениях и мыслях, изложенных в работе, однажды был такой сильный спор, что в кабинет заглядывала жена А.А. Ханина, посмотреть, не переросла ли дискуссия в более масштабный конфликт.



Рис. 3. Исследования трещиноватости и фильтрационно-ёмкостных свойств методом К.И. Багринцевой (Сауткин и др., 2019)

**Оценочно-генетическая классификация карбонатных коллекторов  
(Багринцева К.И., 1977, 1989 гг.)**

Группа	Класс	Абсолютная газопроницаемость, мД	Пористость открытая, %		Остаточная* водонасыщенность, % к объёму пор		Коэффициент нефтегазонасыщенности	Относительная газопроницаемость, мД	Тип и характеристика коллектора	Характеристика породы		
			I	II	I	II				Состав	Текстура и структура	Генезис
А	I	> 1000-500	20-35	5	10	0,95-0,9	20-35	Каверново-поровый и поровый	Высокие: полезные емкостью и фильтрационные свойства	Известняки	Биоморфные, органогенно-обломочные и комковатые породы, слабосцементированные (цемента до 10%), рыхлая упаковка фрагментов, поры седиментационные, увеличенные унаследованным выщелачиванием до каверн, хорошая сообщаемость пустот, радиусы пор более 30 микрон	Биогермные, биоморфные, органогенно-обломочные
	II	500-300	16-30	10	15	0,9-0,85	16-30	Поровый				
В	III	300-100	15-28	12	22	0,88-0,78	15-28	Поровый	Средние: полезные емкостью и фильтрационные свойства	Известняки, доломиты и все переходные разновидности	Органогенно-детритовые, слабо перекристаллизованные, сравнительно сцементированные, цемента 10-20%. Тонко-, мелко- и среднезернистые породы, поры седиментационные и реликтовые, развитие мелкой кавернозности	Рифовые, шельфовые, органогенные, обломочные
	IV	100-50	12-25	16	30	0,84-0,7	12-25	Поровый				
	V	50-10	12-25	20	38	0,8-0,62	12-25	Поровый и трещинно-поровый				
С	VI	10-1	6-15	30	50	0,7-0,5	6-15	Поровый	Низкая полезные емкостью и фильтрационные свойства	Известняки, доломиты и все переходные разновидности	Пелитоморфно-микрозернистые, сгустковые и сгустково-детритовые, сильно перекристаллизованные породы с плохо различимыми форменными элементами, вновь образованные изолированные пустоты в виде каверн и полостей расширения трещин, возможно, реликтовоседиментационные поры. Интенсивное развитие системы трещин.	Хемогенные, билхемогенные, органогенные, сильноизмененные
		Матрица		35	55	0,64-0,45	6-10	Трещинно-поровый, порово-трещинный и трещинный				
	Трещины		-	-	1,0	1-3						
	VII	Матрица		100			2-5	Преимущественно трещинный				
Трещины		-	-	1,0 каверны	1-3 1,5-4,5	Каверново-трещинный						

\* Даны значения характерные для нефтяных (I) и газовых (II) месторождений

Рис. 4. Оценочно-генетическая классификация карбонатных коллекторов (Багринцева, 1999)

Работая с Ксенией Ивановой было видно, что она умела отстоять свою точку зрения и аргументированно её доказать, а также старалась сочетать исследования и наработки других учёных. Например, в её классификации карбонатных коллекторов показано две шкалы насыщенности пород-коллекторов – одна для нефтяных месторождений, другая для газовых.

**Оценочно-генетическая классификация К.И. Багринцевой** уникальна (рис. 4), на её основе в 1999 году была опубликована принципиальная схема формирования карбонатных коллекторов в породах различных литофаций (рис. 5). Важными в данной схеме-классификации являются диапазоны предельных значений пористости, проницаемости и потенциальный коэффициент флюидонасыщенности, а также гидродинамическая обстановка при осадконакоплении и интенсивность постседиментационных изменений, обычно ухудшающих свойства пород-коллекторов.

В классификации выделяются три группы, имеющие разный генезис: в группе А – биогермные, биоморфные, органогенно-обломочные породы; в группе Б – рифовые, шельфовые, органогенные и обломочные породы; в группе В – хемогенные, биохемогенные и органогенные сильно измененные породы.

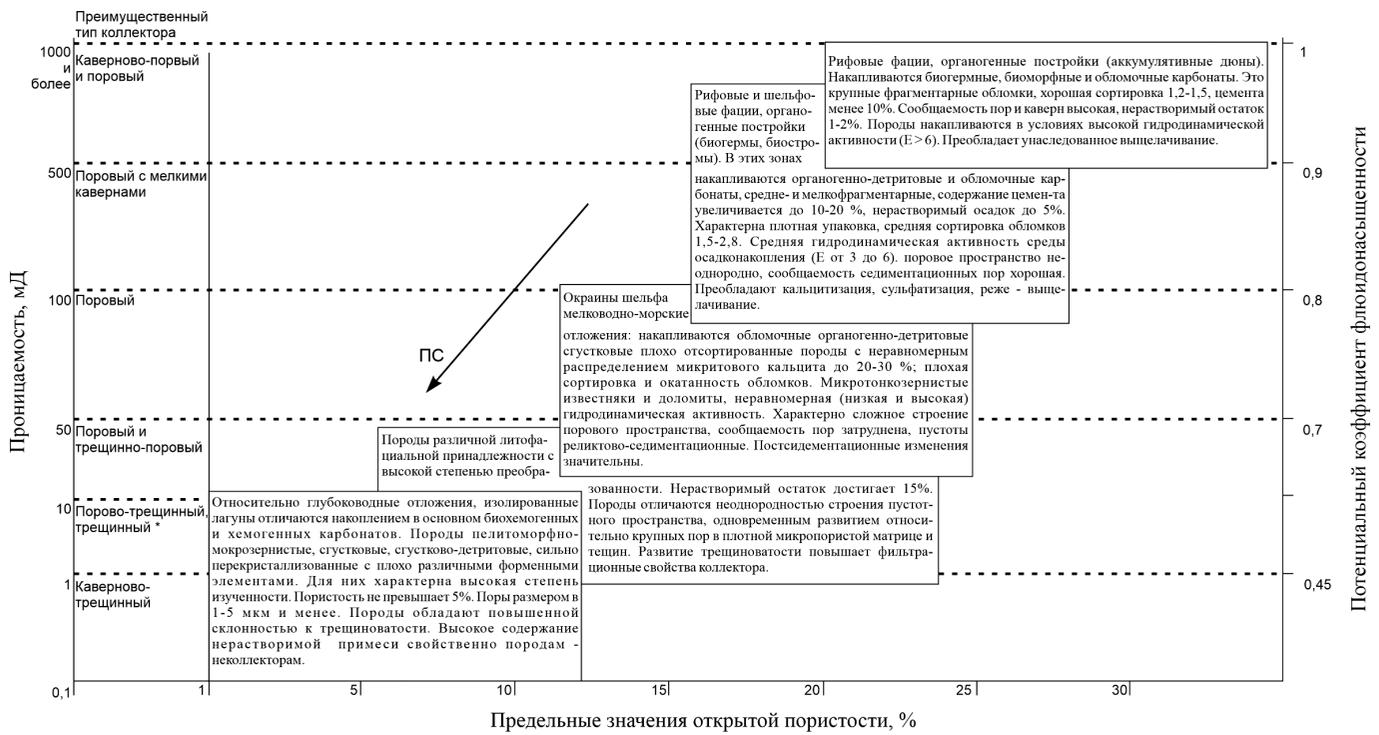
Для группы А характерны высокие полезные емкостью и фильтрационные свойства, достигающие значений 16–35% пористости и проницаемости 300–500 мД и более, коэффициент флюидонасыщенности – не менее 0,85.

Для группы Б характерны средние полезные емкостью и фильтрационные свойства, достигающие значений 12–28% емкости и проницаемости 10–300 мД, коэффициент флюидонасыщенности – 0,5–0,9.

Для группы В характерны низкие полезные емкостью и фильтрационные свойства, достигающие значений не более 15% емкости и проницаемости 0,1–300 мД, коэффициент флюидонасыщенности в матрице для трещинно-поровых коллекторов – не более 0,5. В трещинных и каверново-трещинных матрица содержит остаточную воду, а вторичные пустоты – практически 100% флюидонасыщенность.

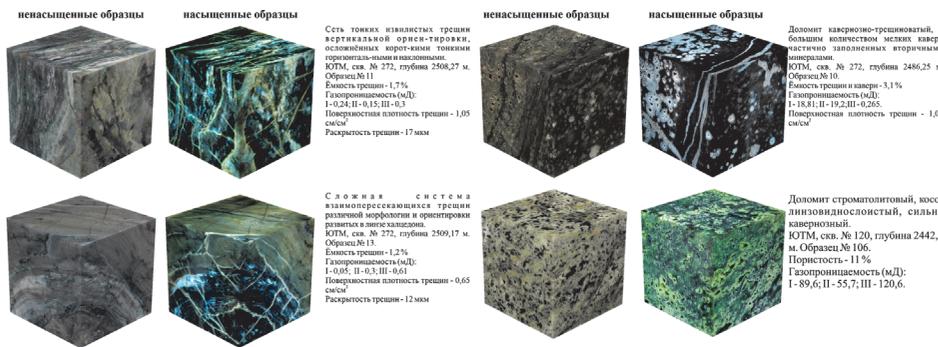
Таким образом, определив по классификации К.И. Багринцевой литотип и генезис карбонатных отложений, можно сразу сделать прогноз о размерах и свойствах потенциальных месторождений исследуемых территорий и акваторий.

**Ртутная порометрия** показывает не только размеры трещин или фильтрующих пор, но и позволяет корректировать отбор керн при бурении. Так, исследуя одно из месторождений Прикаспия, в лабораторию Ксении Ивановны передавали трещиноватый керн для изучения её методикой. Выполнив ртутную порометрию, К.И. Багринцева сделала вывод, что это не трещиноватый коллектор, а мелкопоровый. На графиках было видно нормальное распределение поровых каналов (рис. 6), в то время как для трещиноватого коллектора на графике видны отдельные столбцы. Выявленная особенность влияет не только на тип коллектора и подсчёт запасов, главное – это выбор системы разработки. После проведённых исследований лаборатории природных резервуаров была написана телеграмма в Министерство природных ресурсов СССР, с рекомендациями уменьшения скорости подъёма керн на поверхность и изучения месторождения с коллектором мелкопорового типа с низкой проницаемостью. Таким образом, комплекс



ПС - направление и интенсивность постседиментационных изменений, ухудшающих свойства коллекторов, возрастает.  
 \* В условиях интенсивной трещиноватости и активного выщелачивания в плотной матрице развивается вторичная пустотность и происходит увеличение емкости за счёт каверн до 4,5-8%

Рис. 5. Принципиальная схема формирования карбонатных пород коллекторов в породах различной литофациальной принадлежности (Багринцева, 1999)



**Ртутная порометрия позволяет оценить:**

- Строение матрицы
- Морфологию и генезис пустот
- ФЕС пород-коллекторов
- Размер фильтрующих каналов
- Определение типа коллектора

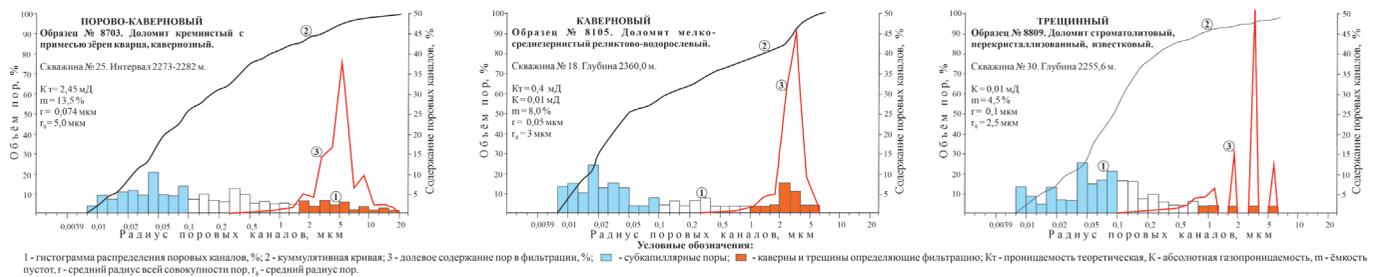


Рис. 6. Ртутная порометрия – определение фильтрующих каналов и типа коллектора (Багринцева и др., 2013)

исследований, проводимый в лаборатории, позволил определить тип коллектора на месторождении и дать параметры, необходимые для выбора его разработки.

За свою научную жизнь Ксения Ивановна опубликовала более 120 научных работ, в том числе 7 монографий на русском и английском языках, а также «Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ». В свои 98 лет Ксения Ивановна работала до последних дней, в июле 2021 года она проверила и утвердила сигнальный

экземпляр книги «Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа и методы их изучения» (Багринцева, 2021), вышедшей уже после кончины её автора.

Ксения Ивановна очень хорошо разбиралась в людях и с первого взгляда определяла свойства и работоспособность человека. Она работала и училась с академиками и великими учеными в нефтегазовой отрасли: А.А. Трофимук, А.Э. Конторович, А.Н. Дмитриевский, Н.В. Милетенко, В.П. Ступаков, М.В. Голицын, А.П. Афанасенков, М.К. Коровин, А.В. Ступакова и многие другие.

Под руководством К.И. Багринцевой провели научные исследования и защитили кандидатские и докторские диссертации более 20 учёных со всего Советского Союза. Ксения Ивановна помогала всем без исключения, она была неофициальным руководителем многих людей и внесла решающий вклад для их защиты.

Идеи, мысли и жизненный подход Ксении Ивановны живы и будут дальше развиваться в её учениках и коллегах, которым она подарила и посвятила частичку себя. Я крайне благодарен жизни и обстоятельствам за встречу и работу с замечательным человеком и великим ученым профессором Ксенией Ивановной Багринцевой!

#### Список ключевых монографий К.И. Багринцевой

- Багринцева К.И. (1977). Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. М: Недра, 231 с.
- Багринцева К.И. (1982). Трещиноватость осадочных пород. М: Недра, 256 с.
- Багринцева К.И. (1999). Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов нефти и газа. М: РГГУ, 285 с.
- Багринцева К.И., Дмитриевский А.Н., Бочко Р.А. (2003). Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа Восточно-Европейской и Сибирской платформ. Под ред. К.И. Багринцевой. М, 264 с.
- Багринцева К.И. (2021). Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа и методы их изучения. М: ФГБУ «ВНИГНИ», 330 с.
- Bagrintseva K.I. (2015). Carbonate Reservoir Rocks. Wiley, 352 p.

#### Литература

- Багринцева К.И., Сауткин Р.С., Шершук Г.И. (2013). Применение капиллярной дефектоскопии в нефтяной геологии для выделения и оценки трещиноватости в горных породах. *Megatech новые технологии в промышленной диагностике и безопасности*, 4, с. 24–32.
- Багринцева К.И., Красильникова Н.Б., Сауткин Р.С. (2015). Условия формирования и свойства карбонатных коллекторов рифея Юрубчено-Тохомского месторождения. *Геология нефти и газа*, 1, с. 24–40.
- Сауткин Р.С., Багринцева К.И., Ступакова А.В. (2019). Перспективы нефтегазоносности трещиноватых коллекторов Печорского моря. Труды 14-й международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO/CIS Offshore 2019). Санкт-Петербург: Химиздат, с. 121–125.
- Bagrintseva K. I., Strelchenko V.V., Stoupakova A.V. (2011). Lower permian and devonian carbonate reservoir rocks in the onshore and offshore areas of the Pechora sea. *Geological Society, London, Memoirs*, 35(1), pp. 237–248. <https://doi.org/10.1144/M35.14>

#### Сведения об авторе

*Роман Сергеевич Сауткин* – кандидат геол.-мин. наук, старший научный сотрудник кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых

Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова

Россия, 119991, Москва, ул. Ленинские горы, д. 1

Статья опубликована 20.12.2022

## ГЕОРЕСУРСЫ И ФИЛАТЕЛИЯ: УГОЛЬ

Угольная тема в филателии соседствует с нефтяной: оба топлива – ископаемые, минеральные, известны с древнейших времен и экономически важны. Уголь с начала промышленной эпохи и по сегодняшний день лидирует по количеству вырабатываемой с его помощью энергии, которая по-прежнему остаётся самой экологически грязной. Таков сегодняшний итог поединка «Экономика»–«Экология». Естественно, угольная промышленность, как важнейшая составляющая экономики многих стран, отражена в филателии этих стран. Приблизительное количество марок с изображением самой породы, шахт, шахтеров, транспорта, инструмента, событий оценивается в несколько сотен. Если отражать и смежные темы – историю, науку, продукты переработки угля, то количество экспонатов в такой коллекции может превысить тысячи.

Представлен фрагмент такой коллекции\*.

Жители Мезоамерики – таинственные майя – в совершенстве освоили многочисленное и монументальное строительство.



Гондурас, 1939  
Храм майя в Конкордии



Мексика, 1982  
Храм Эцна в Кампече

Для обжига строительной известки использовался древесный уголь, получаемый из окружающих города густых лесов.



Тринидад и Тобаго, 1980  
Производство древесного угля

В войнах в качестве наказания использовалось площадное выжигание лесов на территории побежденной стороны.

Несмотря на теплый климат, не требовавший отопления жилища, не повезло развитой древней цивилизации, не задумывавшейся о рациональном природопользовании: когда весь лес был вырублен и выжжен, замены единственному виду топлива не нашлось.



Уругвай, 1990  
Лесной пожар



Россия, 2022  
Ю.В. Кнорозов, расшифровавший письменность майя

В начале XIX в. среди первооткрывателей промышленных залежей каменного угля в Америке, востребованного для развивающейся металлургии, оказался американо-немецкий экономист и политик Фридрих Лист.



Германия, ФРГ, 1989  
200-летний юбилей Ф. Листа

Англичанам повезло больше: в подобной ситуации, когда от лесов к XVI веку мало что оставалось, они стали массово применять для обогрева жилищ издавна им известный доступный к поверхности уголь. Альбион стал Туманным.

Однако филателия Великобритании не богата угольной темой. Известны пока две марки, связанные с углем – выразительные руки с кайлом и символический копер шахты.



Великобритания, 1976  
Посвящение шахтеру-профсоюзному лидеру



Великобритания, 1978  
Из серии «Источники энергии»

\*Из коллекции В.В. Соколова  
e-mail: [filagr@list.ru](mailto:filagr@list.ru)

Открытые угольные карьеры, как наиболее дешевые, разрабатываются и сегодня.

Снятие верхнего слоя грунта ведет к исчезновению растительности, эрозии плодородных почв, уничтожению поселений, загрязнению воздуха угольной пылью.



Вьетнам, 1959  
Открытая разработка в Кам-Фа

При отсутствии ограничений в карьерах по габаритам для добычи создаются машины-гиганты.

В период строительства самого большого в мире самоходного устройства – роторного экскаватора Bagger 288 (диаметр ротора – 24 м) – в концерне «Thyssen Kupp» для крупнейшего в Германии карьера Гарцвайлер выпущена марка.

Последние 20 лет на этом неработающем карьере работали ветрогенераторы. В настоящее время в связи с выработкой своего ресурса они демонтируются. Но новые ВЭУ не будут устанавливаться – добыча угля в карьере будет возрождаться и расширяться для уменьшения энергозависимости от поставок природного газа.



ФРГ, 1975  
Ротор экскаватора

Несколько машин-гигантов, отработавших свой ресурс, остались в Германии в выработанном угольном карьере в музее под открытым небом Феррополис, выполняя роль декорацией во время проведения праздников и фестивалей.



ГДР, 1971  
Лейпцигская ярмарка

Советский роторный экскаватор НКМЗ ЭР-5250 производства Новокраматорского механического завода (диаметр ротора – 16 м) по компоновке схож с Bagger 288. Угольная промышленность Казахстана в послевоенное время получила второе рождение.



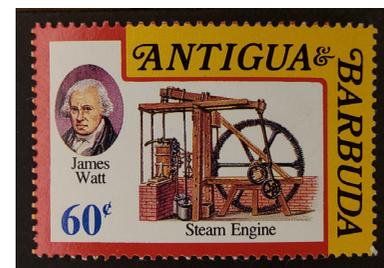
СССР, 1981, Экибастуз

Шахтный способ добычи угля также изменяет морфологию территории. Терриконы, за десятилетия образующиеся из извлеченных из шахт пустых пород, влияют на окружающую природу и как источник техногенных катастроф.



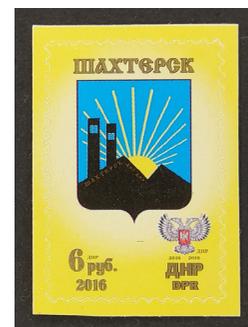
Украина, 2019  
Терриконы г. Макеевки

Увеличение глубин шахт для добычи не только угля, но и металлических руд, вплоть до XVIII в. неизбежно столкнулось с естественной проблемой затопления подземными водами. Техническая задача откачки воды и стала драйвером наступающей промышленной революции. Первые паровые машины создавались для привода откачивающих насосов. В десятки раз возрос их КПД – до 10%.



Антигуа и Барбуда, 1993  
Паровая машина Дж. Уатта

Рост температуры с глубиной требует установки систем кондиционирования. Температура в забое (1546 м) самой глубокой в мире угольной шахты в г. Шахтерск достигает 50°C.



ДНР, 2016  
Герб г. Шахтерск – шахты и терриконы

В качестве хладагента используется вода. Охлаждение нагретой воды на поверхности происходит в градирнях.



Нидерланды, 1963  
Градирни на шахтах в Лимбурге

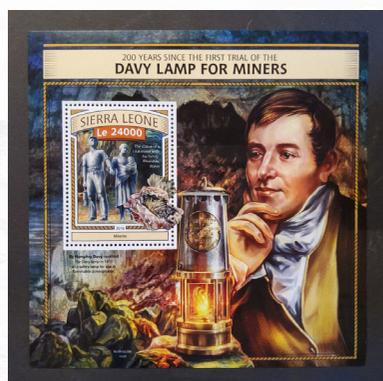
Форма градирен из прямолинейных элементов проста для технологии строительства. Впервые такую конструкцию применил в 1896 г. русский и советский инженер Владимир Григорьевич Шухов. Впоследствии этот принцип был использован при строительстве радиомачты в Москве на Шаболовке. В.Г. Шухов внес огромный вклад и в развитие нефтяной промышленности – строительство трубопроводов, резервуаров, изобретение крекинга.



СССР, 1963  
110 лет со дня рождения  
В.Г. Шухова

С увеличением глубины шахт в них чаще проявляется опасный метан. Первоначально его просто выжигал между смен человек в толстом защитном костюме горячей паклей на палке, что было временной мерой, не исключающей взрыв. Требовались безопасные светильники для непрерывной работы в забое. Существует несколько конструкций шахтерских ламп.

Первая рудничная лампа изобретена в 1815 г. английским физиком Гэмфри Дэви.



Сьерра-Леоне, 2016  
Гемфри Дэви

\*Из коллекции В.В. Соколова  
e-mail: filagr@list.ru

Одновременно с Дэви разработкой безопасной лампы занимался и англичанин Джордж Стефенсон, известный как изобретатель паровоза. Однако исторически шахтерская лампа носит имя Дэви.



Коморские острова, 1988  
Жорж Стефенсон

В XX в. электрические светильники вытеснили лампы с пламенем. Но старая шахтерская лампа по-прежнему символизирует профессию шахтера и горняка.



Германия, 1934



Венгрия, 1956



Чехословакия, 1962

Французские филателисты выбрали г. Ланс, исторический центр угледобывающей промышленности, местом проведения своего конгресса. Последняя шахта провинции была закрыта в 1986 г., но вошла в список всемирного наследия ЮНЕСКО.



Франция, 1970  
Конгресс французской федерации филателистов г. Ланс



Испания, 1996



Франция, 2006  
100-летие аварии на шахте  
Курьер (270 м, 1099 погибших)



Болгария, 2013  
60-летие Горно-геологического  
университета

На многих марках мира показан тяжелый ручной труд шахтера.



Германия, Рейх, 1921  
Впервые шахтеры на марках



Германия, Саар, Французская оккупация, 1922



СССР, 1948



Япония, 1948



Франция, 1949



Польша, 1950  
Босой шахтер – фантазия художника



Чехословакия, 1954



Босния и Герцеговина, 2017

Надежная механизация шахтерского труда появилась к началу XX века.

Врубовая машина – прекрасный символ прогресса.



СССР, 1948  
Врубовая машина



Польша, 1951  
Проходческий комбайн



КНР, 1955  
Врубовая машина

В мире существует много музеев, посвященных горняцкой профессии. Уже знакомый Ланс (см. выше) пошел дальше и расширился до уровня музея-спутника Лувра.

В наземных постройках старинной угольной шахты Цоллерн (Германия) создан музей горно-промышленного дела. Сама шахта ликвидирована из соображений безопасности.

\*Из коллекции В.В. Соколова  
e-mail: filagr@list.ru



ФРГ, 1987

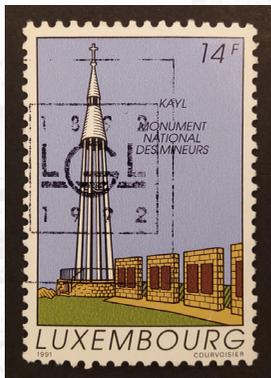
Вход в музей в Дортмунде

Добыча угля сопряжена с высочайшим уровнем риска аварий и катастроф. Взрывы рудничного газа, обрушения шахт и штолен с большой регулярностью приводят к человеческим жертвам. Угольная отрасль по жертвам и травматизму – на 1 месте (не считая армии). И, конечно, в филателии имеются выпуски, посвященные жертвам шахтерской профессии и памятным мемориалам.



Бельгия, 1981

Посвящение катастрофе 1956 г. в Буа-дю-Казье (275 погибших)



Люксембург, 1991

Мемориал погибшим горнякам 1870–1978 г. (более 1400 имен)



Россия, 2018

Марка и спецгашение 100 лет Кемероно

«В каждой горящей лампочке находится капля крови шахтера» сказал Аман Тулеев, губернатор Кемеровской обл. в 1997–2018 гг. Эрнсту Неизвестному, автору памятника погибшим шахтерам Кузбасса, открытого в 2003 г.

Труд шахтеров почитен.



СССР, 1972

День шахтера отмечается с 1948 г.



СССР, 1971

Знак «Шахтерская слава» с 1956 г.

Интересно проследить деятельность по добыче угля на архипелаге Шпицберген, имеющего особый международно-правовой статус. На сегодняшний день здесь остались лишь две шахты – норвежская и российская.



Россия, 2006

Карта островов с научным поселком Баренцбург



Норвегия, 2006

100-летие добыче угля в г. Лонгйир



Замбия, 1967

На карте обозначены угольные месторождения Замбии и крупнейшее искусственное водохранилище мира оз. Кароба

Город-герой Ткварчели, некогда центр Кавказского угольного региона, с 90-х гг. – заброшенный город бывших работников шахт.



Абхазия, 2003. 60 лет г. Ткварчели

Основные перевозки угля осуществляются железнодорожным, морским и речным транспортом.



Австралия, 1947. Погрузка угля в старейшем и одном из крупнейших угольных портов мира



ГДР, 1981. Речной толкач с угольным лихтером

Связь добычи угля с металлургией показана на марке, просуществовавшей всего 10 лет Центральноафриканской федерации.



Родезия и Ньясаленд, 1961  
Угольно-металлургический конгресс

Связи угля и стали, имеющей важное политическое значение, посвящена марка Люксембурга. «План Шумана» лег в основу «Европейского объединения угля и стали» – первой международной наднациональной организацией.



Люксембург, 1960. 10 лет плану Шумана

2021 год в угольной промышленности России был юбилейным. В 1721 г. рудознатный мастер Михайло Волков из местной лаборатории Берг-коллегии получил заключение и официально зарегистрировал найденные им образцы каменного угля, что считается датой открытия КАМЕННОУГОЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ на территории нынешнего Кузбасса. Трехсотлетнее событие было отмечено выпуском памятного конверта Первого дня. Марка по итогам года заняла второе место в конкурсе «Самая неудачная марка 2021 года».



Россия, 2021  
КПД 300 лет Кузбассу

Государственное управление работами, связанными с поисками угля и руд, было положено в 1700 году созданием рудокопных дел Приказа (Канцелярией).



Россия, 2000  
300 лет горно-геологической службе

В результате проводимых Петром I преобразований в 1719 году образован новый орган – Берг-коллегия.



Россия, 2019  
300 лет горному и промышленному надзору

В филателистической индустрии применяется старый маркетинговый ход, когда по случаю выпуска новой памятной марки по особенно важному поводу организовывается выпуск конвертов Первого дня (КПД), с единой идеей на марке, конверте и рисунке штемпеля. Торжественное гашение длится только один день, и такой коллекционный предмет с тиражом, меньшим, чем тираж самой марки, приобретает повышенную ценность. Со временем большинство памятных марок стало сопровождаться выпуском КПД.

Key title: "Georesursy". Parallel title: "Georesources"

V. 24. Is. 4. 2022

## Editor in Chief: Alexander V. Sokolov

PETROGECO LLC

Nizhnevartovsk, Russian Federation

## Editorial Board

**Bulat Burganov**, ETH Zurich, Zurich, Switzerland

**Maxim G. Khrumchenkov**, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

**Mikhail D. Khutorskoy**, Institute of Geology of the Russian Academy of Sciences, Moscow, Russian Federation

**Tako Koning**, Independent Consultant, Calgary, Canada

**Alexander V. Lalomov**, Institute of Geology of Ore Deposits, Petrography, Mineralogy and Geochemistry of Russian Academy of Science, Moscow, Russian Federation

**Danis K. Nurgaliev**, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

**Lyalya M. Sitdikova**, Kazan Federal University, Kazan, Russian Federation

**Konstantin O. Sobornov**, Nord-West Geophysics Company, Moscow, Russian Federation

**Antonina V. Stoupakova**, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russian Federation

**Noel Vandenberghe**, K.U. Leuven University, Leuven, Belgium

## Editorial office

Deputy Chief Editor: Daria Khristoforova

Editor: Irina Abrosimova. Prepress: Alexander Nikolaev

Translator: Alexander Muraviev. Web-editor: Artur Sabirov

**Publisher:** Georesursy LLC

**Editorial and Publisher's address:**

Avetievskaya magistral st., 18, build. 2, ap. 3, Kazan,

Republic of Tatarstan, 420087, Russian Federation

Phone: +7 927 0390530, e-mail: mail@geors.ru

Georesursy (Georesources) is a peer-reviewed Scientific and Technical Journal published since 1999.

The journal is included/indexed in:

- Scopus;
- Web of Science (ESCI);
- DOAJ;
- CAS databases;
- GeoRef database;
- EBSCOhost™ databases;
- Ulrich's Periodicals Directory.



The full-text e-versions of the articles are available on:

[www.geors.ru](http://www.geors.ru)

All the materials of the Journal Georesursy (Georesources)

are available under the CC BY license

(<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Registered by the Federal Service for Supervision

of Communications and Mass Media No. PI FS77-38832

The Journal is issued 4 times a year. Circulation: 1000 copies

Issue date: December 20, 2022

© 2022 Scientific and Technical Journal Georesursy (Georesources)

Published by Georesursy LLC

## Table of Contents

### Geology and Exploration for Oil and Gas Fields

**What classification should be used in order to form the domestic system of independent expertise of hydrocarbon resources?** ..... 4  
*D.P. Zabrodin, E.A. Titkov*

**Sedimentation model of the middle Devonian clastic succession of the South Tatar Arch, Pashyian Regional stage, Volga-Ural Oil and Gas Province, Russia** ..... 12

*V.V. Silantiev, M.F. Validov, D.N. Miftakhudinova, V.P. Morozov, B.G. Ganiev, A.A. Lutfullin, K.D. Shumatbaev, R.M. Khabipov, N.G. Nurgaliev, Z.A. Tolokonnikova, E.A. Korolev, V.A. Sudakov, A.V. Smirnova, K.A. Golod, A.A. Leontiev, R.R. Shamsiev, M.V. Noykin, V.E. Kosarev, D.A. Nikonorova, R.F. Akhmetov*

**Geological prerequisites for the search for rocks with increased reservoir properties in domanic type sediments on the territory of the Republic of Tatarstan** ..... 40

*V.P. Morozov, A.S. Khayuzkin, E.A. Korolev, A.N. Kolchugin, A.N. Mukhamediyarova, E.V. Morozova, A.A. Eskin, N.A. Nazimov, F.M. Gazeeva, N.S. Zakharova*

### Oil and Gas Field Development and Operation

**Localization and development of residual oil reserves using geochemical studies based on neural network algorithms** ..... 50

*V.A. Sudakov, R.I. Safuanov, A.N. Kozlov, T.M. Poryvaev, A.A. Zaikin, R.A. Zinyukov, A.A. Lutfullin, I.Z. Farkhutdinov, I.Z. Tylyakov*

**Geomechanical and lithological characteristics of the Vereysky horizon in the Middle Carboniferous for prediction of hydraulic fracturing technology, on the example of the Ivinskoye field in the South-East of Tatarstan** ..... 65

*A.N. Kolchugin, E.R. Ziganshin, V.P. Morozov, E.S. Bystrov, E.A. Korolev, S.I. Gilfanov*

**Algorithm for estimating boundary conditions of a distributed tracer for application in a single-well tracer test** ..... 75

*A.R. Mukhutdinova, A.V. Bolotov, O.V. Anikin, M.A. Varfolomeev*

**Potential for improving the efficiency of terrigenous oil deposits waterflooding with the use of low salinity technology at fields of the Tatarstan Republic** ..... 82

*Z.R. Saptarova, A.A. Mamonov, S.A. Usmanov, A.A. Lutfullin, V.A. Sudakov, M.S. Shipaeva, A.A. Shakirov*

**Complex matrix treatment technologies selection and adaptation for the injection wells of the Republic of Tatarstan oilfields** ..... 91

*A.A. Lutfullin, E.M. Abusalimov, A.E. Folomeev, A.R. Khatmullin, A.R. Sharifullin, M.R. Sitdikov*

### Geochemical and Geophysical Studies

**The rock typing of complex clastic formation by means of computed tomography and nuclear magnetic resonance** ..... 102

*A.A. Tchistiakov, E.V. Shvalyuk, A.A. Kalugin*

**Prognosis of leaching zones distribution in carbonate reservoirs** ..... 117

*A.A. Tchistiakov, K.O. Zudina, A.R. Davletshina, E.V. Shvalyuk, V.E. Baranov*

**Regulation of hydrocarbon production process based on dynamic tracer monitoring of horizontal well inflow profile** ..... 126

*K.N. Ovchinnikov, Yu.A. Kotenev, Sh.H. Sultanov, A.V. Chibisov, D.Yu. Chudinova*

**Development of a numerical algorithm for solving the problem of processing and determining the basic velocity model** ..... 138

*A.E. Shumeiko, V.A. Tsygankov*

### Georesources and philately

**Georesources and philately: coal** ..... 153

*V.V. Sokolov*

Крупнейшее событие в  
геолого-геофизической  
области в России

г. Москва

Гибридный формат

VI геолого-геофизическая конференция

# ГЕО Eurasia 2023

ГеоЕвразия-2023

Геологоразведочные  
технологии - наука и бизнес

[www.gece.moscow](http://www.gece.moscow)

27-29 марта 2023 г.

+200  
докладов

+400  
участников

+200  
компаний

Успейте подать доклад  
до 10 февраля 2023

