

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 18.11.2024 г.

Принята к публикации 21.01.2025 г.

EDN: RPGXPJ

УДК 552.54:552.578.061.7:550.834:551.734.5(470.56)

**Чикина Н.Н.**

ООО «РН-Ближневосточная компания», Москва, Россия, [n.chikina@rnbvk.ru](mailto:n.chikina@rnbvk.ru)

## **МЕТОДИКА ВЫДЕЛЕНИЯ ФЛЮИДОУПОРОВ В КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВЕРХНЕГО ДЕВОНА ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ НА ОСНОВЕ ДАННЫХ КЕРНА, ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ**

*Понимание закономерностей распространения и прогноз качества флюидоупоров представляется актуальной задачей, решение которой поможет снизить неопределенности при заложении новых поисковых, разведочных и эксплуатационных скважин, повысить эффективность бурения. Для построения карт распространения и качества карбонатных покрышек требуется разработка критериев их выделения по данным керна и геофизических исследований скважин.*

*Представлены методические подходы, применяемые при количественной и качественной оценке карбонатных флюидоупоров в интервале фаменского яруса Оренбургской области. Полученные результаты использованы при построении карт вероятности геологической успешности, оценке ресурсов с учетом рисков и определении перспектив нефтегазоносности.*

**Ключевые слова:** карбонатный флюидоупор, фаменская карбонатная толща, методы геофизических исследований скважин, Оренбургская область.

---

**Для цитирования:** Чикина Н.Н. Методика выделения флюидоупоров в карбонатных отложениях верхнего девона Оренбургской области на основе данных керна, геофизических исследований скважин и геомеханического моделирования // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2025. - Т.20. - №1. - [https://www.ngtp.ru/rub/2025/2\\_2025.html](https://www.ngtp.ru/rub/2025/2_2025.html) EDN: RPGXPJ

---

### **Введение**

Проблема оценки качества флюидоупоров в Оренбургской области возникла в процессе проведения специальной Программы геологоразведочных работ (ГРП) АО «Оренбургнефть» ориентированной на изучение нефтеносности верхнедевонской карбонатной толщи. Неравномерная охарактеризованность скважин данными геофизических исследований скважин (ГИС) и малая изученность керном вносила неопределенности при прогнозировании качества карбонатных покрышек по площади, приводя к повышенным рискам при бурении скважин на нефть и газ.

В результате реализации Программы ГРП по данным сейсморазведочных работ 3D получены качественные сейсмогеологические модели строения участков, подготовлены к бурению перспективные объекты, проведены научно-исследовательские работы по изучению рифов и качества флюидоупоров, что способствовало открытию новых нефтяных залежей и месторождений, повышению эффективности ГРП.

Вместе с тем, в ряде скважин, пробуренных в сводах доказанных надрифовых структур, фаменские пласты оказались непродуктивными. Анализ причин неуспешности бурения показал, что наличие и качество флюидоупоров является основным фактором риска при поисках залежей углеводородов (УВ) в карбонатных отложениях верхнего девона Оренбургской области. Второстепенные факторы риска - это отсутствие резервуара и отсутствие структуры [Чикина, Никитин, Лебедев, 2024].

Существенный вклад в изучение качества пород-флюидоупоров внесли научные труды Б.В. Филиппова, Г.Э. Прозоровича, В.Д. Ильина, А.М. Хитрова, П.Т. Савинкина, А.А. Ханина, П. Тейлора, Д. Смита и других исследователей. Благодаря их работам обоснована теория трехслойного строения природных резервуаров и предложены методические подходы к выделению истинных флюидоупоров на основе комплексного анализа данных керна и ГИС для прогноза нефтегазоносности локальных объектов.

Однако результаты этих работ не могут быть применены в явном виде для оценки качества карбонатных верхнедевонских покрышек Оренбургской области, так как необходимы количественные критерии выделения покрышек, обоснованные специально для изучаемых отложений с учетом полного объема данных керна, комплекса ГИС и особенностей разреза для каждой изучаемой территории. С другой стороны, необходимо применять комплексный подход с привлечением всего спектра как существующих, уже апробированных, методик, так и новых подходов с привлечением геомеханических параметров, сейсмических данных. Для фаменских резервуаров Оренбургской области такие исследования ранее не выполнялись.

В 2016-2018 гг. в ООО «ТННЦ» проведены комплексные работы по изучению качества карбонатных пород-флюидоупоров в интервале верхнего девона Оренбургской области. В рамках этих исследований выполнены анализ существующего мирового и регионального опыта, детальная стратификация верхнедевонских пластов и покрышек, изучено качество флюидоупоров на уже открытых месторождениях, где нефтеносность доказана испытаниями. На основе результатов комплексных лабораторных исследований керна, специально отобранного из фаменских покрышек, сделана типизация по данным керна и ГИС, разработан комплекс критериев для выделения истинных флюидоупоров, построены карты вероятности геологической успешности и определены перспективы нефтегазоносности пластов [Никитин и др., 2023; Чикина и др., 2017, 2019; Чикина, Никитин, Астафьев, 2020; Чикина, Никитин, Лебедев, 2024; Шакиров и др., 2018а, 2018б].

### **Типизация пород-флюидоупоров по данным керна**

По данным керновых исследований в фаменском интервале разреза выделено 6

литотипов флюидоупоров, качество которых ухудшается в следующей последовательности (табл. 1): ЛТ1 - мергели, аргиллиты известковистые; ЛТ2 - известняки глинистые; ЛТ3 - известняки чистые с микритовой матрицей; ЛТ4 - доломиты с глинистым цементом; ЛТ5 - известняки доломитизированные слабо сульфатизированные; ЛТ6 - известняки пористые, кавернозные, трещиноватые - ложная покрышка [Чикина и др., 2017; Никитин и др., 2023; Шакиров и др., 2018a].

Анализ лабораторных исследований образцов керн из покрышек (см. табл. 1) показал, что флюидоупоры фаменского возраста имеют сложный литологический состав и различный диапазон изменения фильтрационно-емкостных свойств.

На свойства покрышек оказали влияние постдиагенетические процессы преобразования – микритизация, перекристаллизация, выщелачивание, образование микротрещиноватости, фенестровая пористость. Наблюдается зависимость литотипов ЛТ1-ЛТ6 от литологического состава, текстурных особенностей, связанных с их генезисом и минеральным составом, типом цемента, наличием вторичных изменений, трещин. Постседиментационные процессы, определяющие образование пор и каверн, несомненно, ухудшают флюидоупорные свойства, но степень влияния трещин на экранирующую способность покрышек значительно выше.

Степень экранирующей способности (см. табл. 1) оценивалась на основе специальных лабораторных исследований по определению давления прорыва газа на 16 образцах керн в соответствии с рекомендациями А.А. Ханина. Сущность метода заключалась в измерении минимального давления, при котором через насыщенный образец из породы-покрышки начинается движение газа [Сараева, Перькова, 1992]. Измерения проводились на стандартных цилиндрических образцах со 100%-ным насыщением флюидом (керосин, нефть). Экранирующая способность при средних значениях давления прорыва подразделялась на низкую (0,5 МПа), пониженную (3 МПа), среднюю (5,5 МПа), высокую (8 МПа) и весьма высокую (12 МПа).

По результатам проведенных исследований сделан вывод, что все исследуемые образцы из фаменских покрышек, представленные мергелями, глинистыми известняками, плотными карбонатными породами, по экранирующим свойствам относятся, преимущественно, к низкому и среднему классам флюидоупоров. Лишь один образец литотипа 1 (ЛТ1) отнесен к классу с высокой экранирующей способностью.

Для углубленного понимания условий формирования каждого флюидоупора на основе детального седиментологического анализа 342 м распиленных колонок керн из 19 скважин разработаны концептуальные седиментационные модели, при построении которых использовались палеогеографические карты позднедевонского времени для оценки региональных особенностей фаменского осадконакопления [Никитин и др., 2023].

Таблица 1

## Литолого-петрофизическая характеристика пород флюидоупоров по керну

Керновые исследования												
Литотип	Группа	Карбонатность ■ Кальцит ■ Dolomit ■ Нераств. осадок	Фото шлифов	Растровая электронная микроскопия	Описание литотипов в интервале флюидоупоров	Кол-во обр.	Пористость, от - до (среднее)	Прониц., от - до (среднее)	Плотн.об., от - до (среднее)	Плот.мин., от - до (среднее)	Наличие пор, каверн, трещин	Экранирующая способность
							%	мД	г/см <sup>3</sup>	г/см <sup>3</sup>		
1	Глинистые				Мергели, аргиллиты известковистые - гл. материала до 75%, кальцита более 25%	4	0,05-1,3 (0,8)	0,003-0,06 (0,01)	2,61-2,71 (2,65)	2,69-2,71 (2,70)	Нет	Высокая, Средняя
2	Глинисто-карбонатные				Известняки глинистые, плотные - кальцита до 75%, гл. материала более 25%	11	0,01-1,2 (0,6)	0,01-0,01 (0,01)	2,61-2,71 (2,67)	2,69-2,72 (2,71)	Нет	Средняя
3	Карбонатные				Известняки с плотной микритовой матрицей - кальцита более 90%	180	0,05-6,3 (1,1)	0,001-2,18 (0,07)	2,54-2,73 (2,68)	2,67-2,73 (2,70)	Встречаются трещины	Пониженная
4	Карбонатно-глинистые				Доломиты, доломиты глинистые/известковистые - доломита более 50%, кальцита до 20%, гл. материала до 25%	16	0,39-6,52 (3,31)	0,01-1,21 (0,06)	2,62-2,8 (2,71)	2,74-2,85 (2,82)	Встречаются каверны и трещины	Средняя
5	Карбонатные				Известняки доломитизированные (слабо сульфат-ные) - кальцита 60%, доломита до 30%, гл. материала менее 10%	15	1,1-6,3 (4,0)	0,01-2,12 (0,25)	2,53-2,82 (2,62)	2,70-2,84 (2,74)	Встречаются поры, трещины, каверны	Средняя, пониженная
6	Карбонатные				Известняки пористо-кавернозные, трещиноватые - кальцита более 75%	14	1,3-10,8 (4,4)	0,01-20,1 (3,34)	2,42-2,79 (2,60)	2,70-2,71 (2,71)	Значительное количество (ложная покрывка)	Низкая

Значительное влияние на образование фаменских пород-флюидоупоров оказала островная суша Соль-Илецкого свода, которая явилась источником сноса терригенно-глинистого материала в прилегающие зоны бассейна. Колебания относительного уровня моря повлияли на осадконакопление и определили геологические особенности строения покрышек.

Установлено, что образование потенциальных пород-флюидоупоров контролировалось, в первую очередь, седиментационным фактором. Седиментация глинистых частиц проходила в условиях слабой и спокойной придонной гидродинамики сублиторали и низкоэнергетических глинисто-карбонатных приливно-отливных равнин. Результаты работ по исследованию и типизации керна в интервале фаменских флюидоупоров детально рассмотрены в ранее опубликованных статьях [Никитин и др., 2023; Чикина, Никитин, Астафьев, 2020; Чикина и др., 2017; Шакиров и др., 2018а, 2018б].

### **Типизация пород-флюидоупоров по данным геофизических исследований скважин**

Методически прогноз вещественного состава на основе результатов ГИС выполнялся в несколько этапов. В начале исследования проводилась привязка данных керна к каротажу и детальная геолого-геофизическая интерпретация в интервале фаменских коллекторов и покрышек по 252 скважинам, равномерно расположенным на изучаемой территории.

На достоверность прогноза типов покрышек и их качества по данным каротажа большое влияние оказывает полнота проведенного в скважинах комплекса ГИС. Полный комплекс ГИС, включающий акустический и плотностной каротажи, проведен в 35,7% скважин. Комплекс ГИС по 26,3% скважин, помимо стандартного каротажа, содержит только плотностной или только акустический каротажи. Скважины с ограниченным комплексом ГИС составляют 38%. В связи с различной охарактеризованностью скважин методами ГИС, радиоактивный каротажи, проведенный в 100% скважин, принят за основу при интерпретации и оценке качества покрышек по всем скважинам района работ. Методы акустического (АК) и плотностного (ГГКп) каротажей использовались как дополнительные.

На втором этапе для каждого литотипа, выделенного по данным керна, построены гистограммы: показаний АК и ГГКп, относительных параметров ГК и НК ( $dJ_{гк}$  и  $dJ_{нк}$ ), коэффициентов пористости (Кп) и глинистости (Кгл), отношения показаний нейтронного каротажа (НК, усл. ед.) к гамма-каротажу (ГК, мкР/час) – ( $J_{нгк}/J_{гк}$ ), показаний удельного электрического сопротивления (УЭС), и определен диапазон их изменения (рис. 1). Такой выбор методов и параметров обусловлен результатами анализа мирового и регионального опыта при исследовании свойств покрышек.

Поскольку фаменские покрышки изучены керном фрагментарно по разрезу и неравномерно по площади исследования, то для восстановления их вещественного состава

применена технология нейросетевого моделирования на основе использования полученных диапазонов изменения параметров ГИС (рис. 1). Нейросетевое моделирование проводилось с помощью специального модуля Ipsom ПО «Techlog», в основе которого лежит кластеризация со слоем Коханена. Найден наиболее удобный алгоритм построения многомерной взаимосвязи между керновыми и каротажными данными. Задача размещения входных данных по кластерам состояла в том, чтобы близкие значения различных параметров ГИС оказались в одной категории (литотипе). Сначала проведено обучение нейронной сети на скважинах, в которых по данным керна 19 скважин выделены литотипы покрышек ЛТ1-ЛТ6, а потом эти литотипы распространены на скважины, в которых имелись только каротажные данные, что позволило восстановить состав пород-покрышек и их литотипы в скважинах, не охарактеризованных керном.

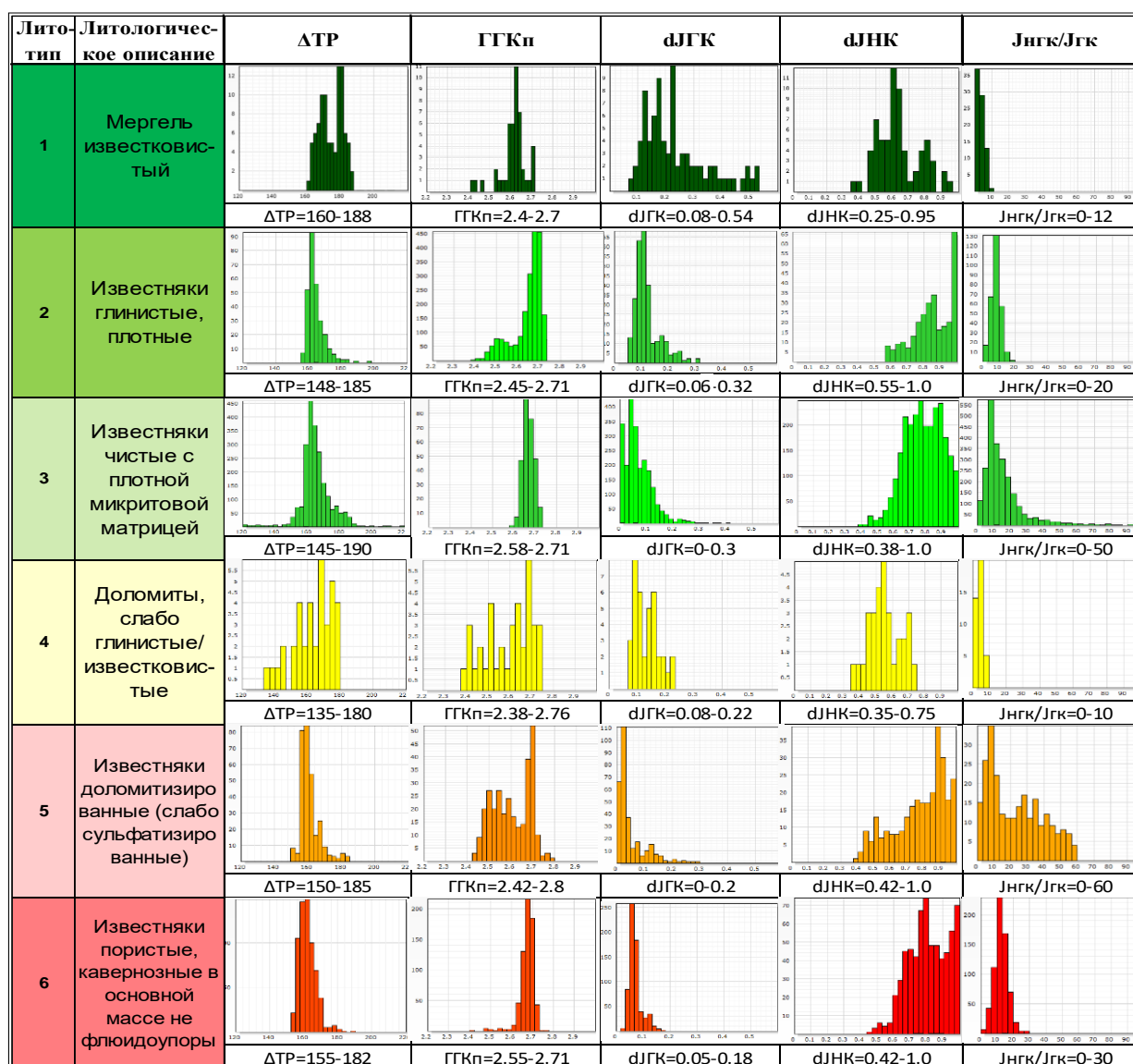
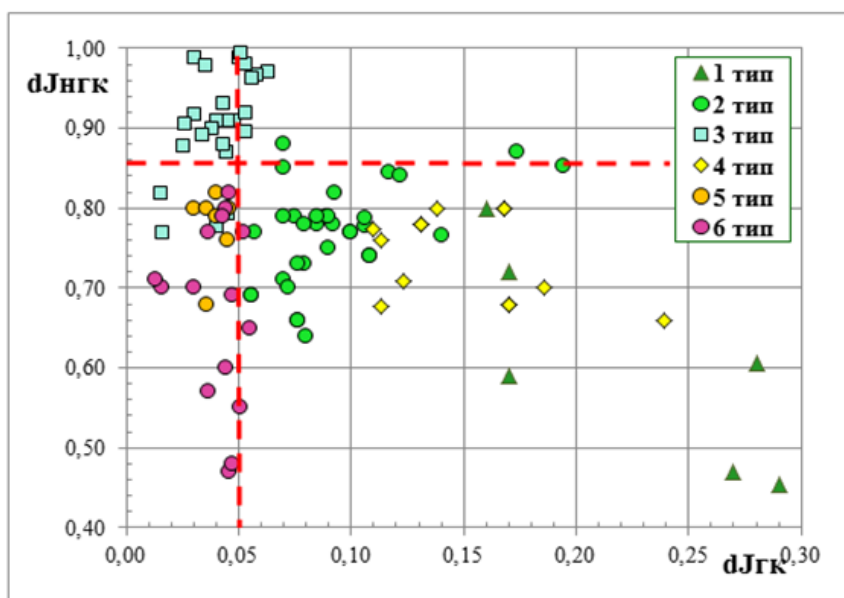


Рис. 1. Пример гистограмм распределения показаний методов и параметров геофизических исследований скважин для литотипов, выделенных по данным керна

Установлено, что наиболее информативными при выделении литотипов в покрышках являются следующие параметры:  $J_{нк}/J_{гк}$ ,  $dJ_{гк}$  и  $dJ_{нк}$ ,  $K_{гл}$  и  $K_{п}$ .

Такой подход можно использовать для типизации пород по скважинам, которые расположены на удалении от уже известных месторождений, в которых нет испытаний и данных керна. Однако необходимо учитывать, что для проведения такой работы в скважинах должен быть выполнен представительный комплекс ГИС. Чем меньшим количеством каротажных данных охарактеризован разрез, тем меньшая достоверность будет достигнута при литотипизации флюидоупоров.

На рис. 2 представлено сопоставление параметров  $dJ_{гк}$  и  $dJ_{нк}$ , которое стало основой для выделения типов покрышек в разрезе по данным ГИС и помогло установить граничные значения двойных разностных параметров  $dJ_{гк}$  и  $dJ_{нк}$  для каждого литотипа покрышек.



**Рис. 2. Диаграмма сопоставления параметров  $dJ_{гк}$  и  $dJ_{нк}$  в интервале покрышек на основе литотипов, выделенных по керну**

Установлено, что фаменские покрышки имеют сложное строение и чаще всего представляют собой сочетание нескольких литотипов. Литологический состав потенциальных покрышек также весьма разнообразен, в разрезе встречаются вариации и сочетания разных типов покрышек (табл. 2).

Глинистые покрышки типа ПК1 (ЛТ1) и глинисто-карбонатные покрышки типа ПК2 (ЛТ2+ЛТ1), ПК4 (ЛТ4+ЛТ2+ЛТ1) представлены преимущественно глинистыми породами, чередованием глинистых карбонатов и глинистых пород. Характеризуются по каротажу значениями  $dJ_{гк} > 0,05-0,15$  и  $dJ_{нк} < 0,8$ , являются качественными флюидоупорами.

Таблица 2

## Критерии выделения типов покрышек по данным геофизических исследований скважин

Характеристика пород-флюидоупоров по керну			Критерии по ГИС		
Тип покрышки	Номер литотипа	Литологическое описание	Тип по ГИС	dJ <sub>гк</sub>	dJ <sub>нк</sub> , УЭС*Омм
Глинистые	ЛТ1	Мергели известковистые (глин до 75%, кальцита более 25%).	ПК1	> 0,15	dJ <sub>нк</sub> < 0,80
Глинисто-карбонатные	ЛТ2	Известняки глинистые, желваковые, плотные (кальцита до 75%, глин >25%).	ПК2	> 0,05	0,64 < dJ <sub>нк</sub> < 0,86
	ЛТ4	Доломиты глинистые, известковистые (доломита более 50%, кальцита до 20%, глин до 25%).	ПК4	> 0,1	dJ <sub>нк</sub> < 0,80
Карбонатные	ЛТ3	Известняки чистые с плотной микритовой матрицей (кальцита более 90%)	ПК3	< 0,05	dJ <sub>нк</sub> > 0,86, УЭС > 100
	ЛТ5	Известняки доломитизированные, слабо сульфатизированные (кальцита до 60%, доломита до 30%, глин < 10%).	ПК5	< 0,05	0,68 < dJ <sub>нк</sub> < 0,86
	ЛТ6	Известняки пористо-кавернозные, трещиноватые, кальцита более 75%.	ПК6	< 0,05	dJ <sub>нк</sub> < 0,86



Типы покрышек ПК5 (ЛТ5+ЛТ3+ЛТ4) и ПК6 (карбонатный тип покрышек при  $dJ_{гк} < 0,05$  и  $dJ_{нк} < 0,86$ ) относятся к флюидоупорам низкого и среднего качества. Характеризуются низкой глинистостью, средней и высокой карбонатностью, часто имеют трещины и мелкие каверны.

Интерес представляют карбонатные покрышки типа ПК3 (ЛТ3+ЛТ5+ЛТ6), породы которых имеют значения  $dJ_{гк} < 0,05$  и  $dJ_{нк} > 0,86$ . По данным растровой электронной микроскопии они представлены неглинистыми плотными карбонатными известняками с микритовым цементом. При отсутствии данных керна очень сложно по результатам ГИС определить качество такой покрышки, но при преобладании в покрышке ПК3 литотипа ЛТ3 возрастает вероятность появления качественного флюидоупора. На Боголюбовском и Тананыкском месторождениях Оренбургской области такие покрышки удерживают залежи УВ высотой около 30-40 м, их существование доказано результатами испытания (рис. 3).

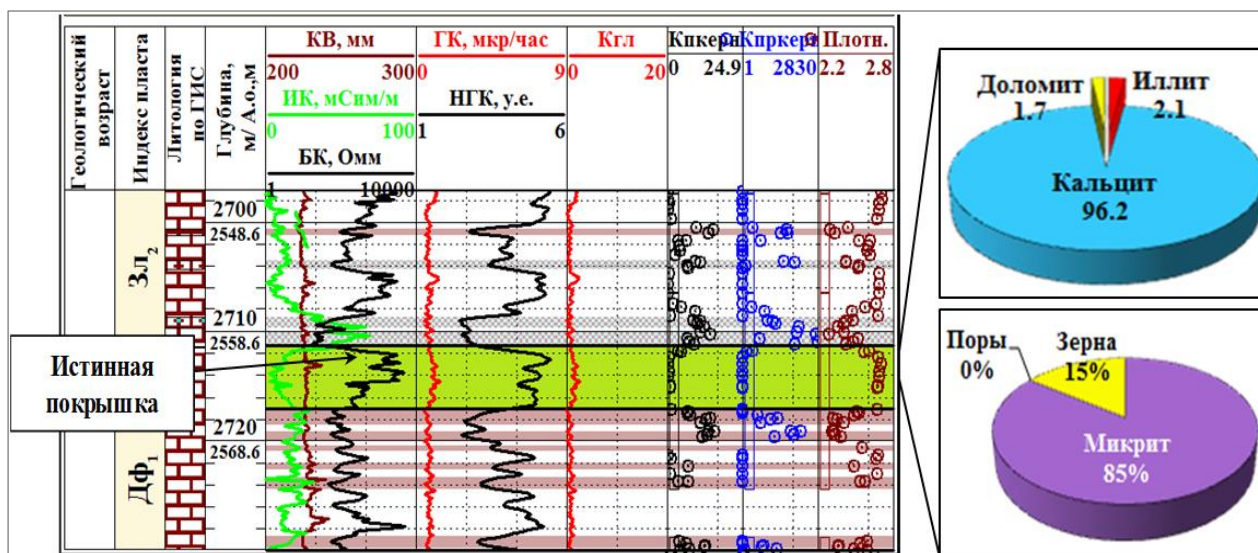


Рис. 3. Характеристика геофизических исследований скважин и минеральный состав покрышки типа ПК3 по данным рентгеноструктурного анализа и описания шлифов

Установлено, что наличие микритового цемента в покрышке типа ПК3 (см. рис. 3) приводит к повышению УЭС, поэтому для нее принят дополнительный критерий – УЭС > 100 Ом (рис. 4).

### Обоснование количественных критериев выделения истинных флюидоупоров по данным геофизических исследований скважин

Как отмечал Г.Э. Прозорович, к изучению флюидоупоров необходимо применять комплексный подход. Прогноз оптимальных соотношений свойств покрышек и пластов-резервуаров проводится только на стадии детальных поисков, когда уже накоплен большой

статистический материал для выявления продуктивных и водоносных пластов [Прозорович, 1972].

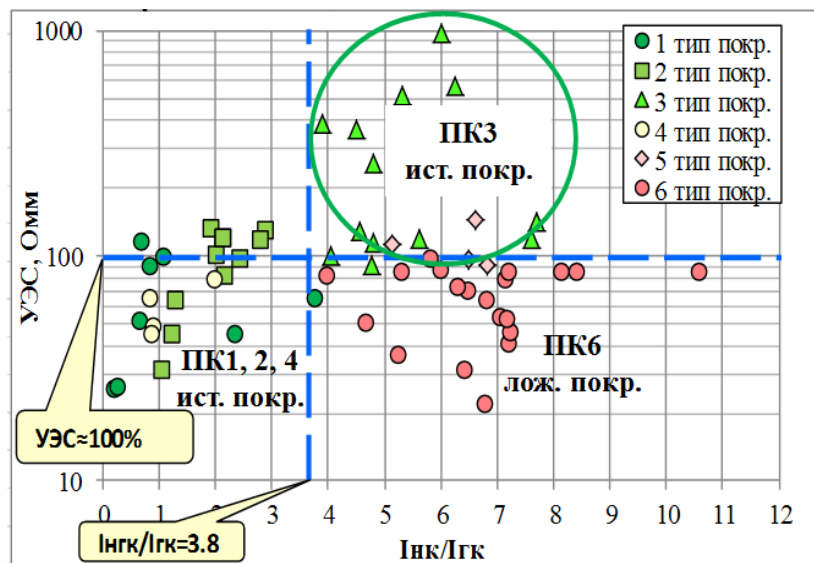
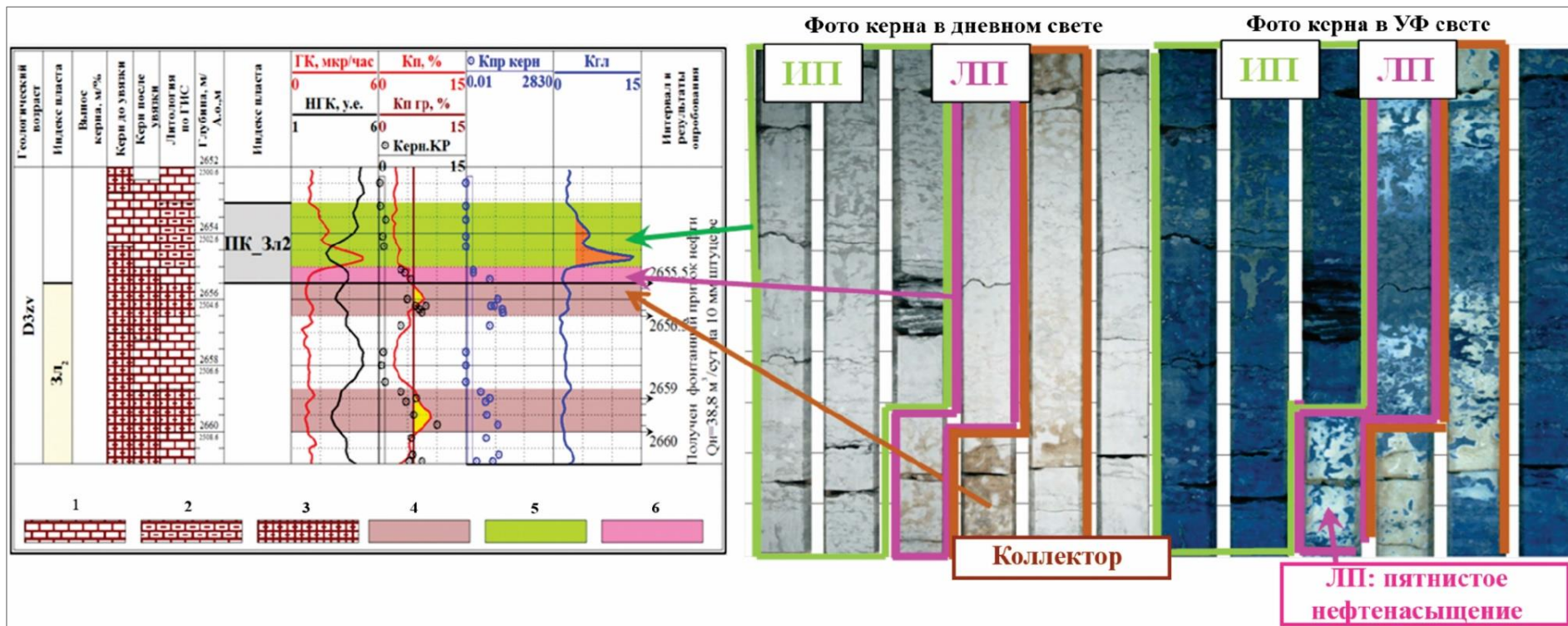


Рис. 4. Диаграмма сопоставления удельного электрического и параметра  $\text{Инк}/\text{Лгк}$  для разных типов покрышек

Суть теории трехслойного строения природных резервуаров, как показано Б.В. Филиповым, заключается в том, что в слабопроницаемых толщах пород над коллекторами выделяются флюидоупоры и пласты, по своим свойствам промежуточные между коллекторами и покрышками [Филипов, 1967]. Позднее, В.Д. Ильиным (1986 г.), введены понятия истинной (ИП) и ложной (ЛП) покрышек, которые использованы в этой статье. ЛП не являются препятствием для миграции УВ и могут иметь признаки нефтегазонасыщенности [Хитров, Ильин, Савинкин, 2002].

Пример трехслойного строения резервуара показан на рис. 5, где по описанию керна ИП (см. рис. 5, зеленый цвет) представлена серым пелитоморфным известняком с многочисленными включениями и прожилками глинистого материала (покрышка типа ПК2). В подошве слоя расположен прослой мергеля - 30 см (покрышка типа ПК1), который по данным ГИС характеризуется повышенными значениями интенсивности на кривой гамма-каротажа, низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств:  $K_{п} = 0,4-1,3\%$ ,  $K_{пр} = 0,01$  мД. Качество такой покрышки подтверждается получением фонтанного притока нефти в результате испытания пласта  $\text{З}_{12}$  заволжского надгоризонта.



**Рис. 5. Пример трехслойного строения резервуара по данным керн и геофизических исследований скважин**  
 1 - известняк, 2 - известняк глинистый, 3 - известняк доломитизированный, 4 - нефть, 5 - ИП, 6 - ЛИ.

Между ИП и коллектором пласта  $Z_{л2}$  расположен интервал ЛП (см. рис. 5, розовый цвет), представленный известняком, участками трещиноватым, с мелкоамплитудными стилолитами, очень тонкими, заполненными глинисто-органическим материалом или кальцитом (покрышка типа ПК6). По фото и описанию керна отмечаются признаки нефтенасыщенности. Коэффициент пористости и проницаемости по керну:  $K_p = 3,9-4,6\%$ ,  $K_{пр} = 0,03-0,3$  мД. По физическим свойствам этот интервал мог бы быть непроницаемым, но текстурные особенности, низкие значения глинистости, наличие стилолитов, трещин делают его флюидопроводящим, не способным экранировать залежи УВ.

Осложняющим фактором качественной оценки флюидоупорных свойств, является достаточно резкое фациальное замещение по латерали одних типов покрышек на другие, поэтому необходимое условие отнесения пласта к ИП - его коррелируемость во всех скважинах региона (межрезервуарные покрышки) или, в пределах отдельной площади, зоны, месторождения (внутрирезервуарные покрышки) [Чикина, Никитин, Астафьев, 2020].

Истинность покрышки, как пласта, контролирующего залежи УВ, определяется с помощью следующих приемов интерпретации материалов ГИС.

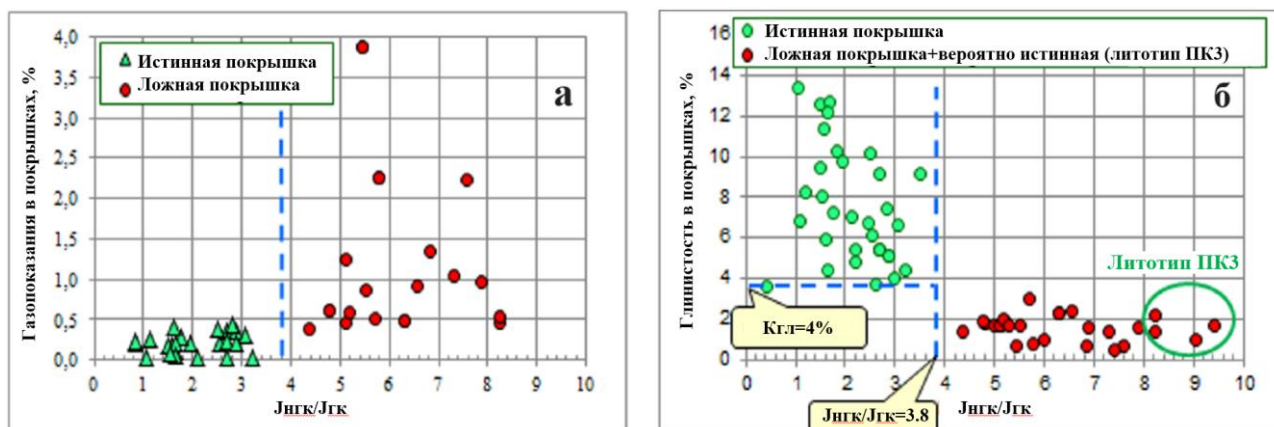
Одним из наиболее распространенных и простых способов является корреляция выделенных пластов-покрышек с показаниями газового каротажа. Покрышки, которым соответствуют нулевые или фоновые показания по газовому каротажу, могут быть отнесены к истинным. При выработке критериев оценки качества покрышек использовались пласты, продуктивность которых уже доказана результатами испытаний или прогнозировалась по данным ГИС [Хитров, Ильин, Савинкин, 2002].

При сопоставлении газопоказаний в ИП и ЛП в зависимости от литологического параметра - отношения показаний нейтронного к гамма-каротажу ( $J_{нгк}/J_{гк}$ ) (рис. 6а), установлено, что ИП характеризуются низкими (фоновыми) газопоказаниями (общий газ)  $< 0,4\%$  и средним значением параметра  $J_{нгк}/J_{гк} < 3,8$  (мин. = 3,2, макс. = 4,3). Наоборот, пласты ложных покрышек имеют повышенные и высокие значения газопоказаний  $> 0,4\%$ , и  $J_{нгк}/J_{гк\_ср} > 3,8$ .

Использование параметра  $J_{нгк}/J_{гк}$ , «чутко» реагирующего на литологическое изменение разреза, показало положительные результаты. Единственное условие, при котором такой подход будет работать, это хорошее качество кривых радиоактивного каротажа, поэтому особое внимание уделялось оценке качества данных, и, в случае необходимости, их нормированию. При использовании отношения  $dJ_{нгк}/dJ_{гк}$  контраст для ИП и ЛП несколько меньший, но этот подход также может быть успешно применен.

Параметр, который в значительной степени влияет на качество карбонатных покрышек, – это глинистость. По данным растровой электронной микроскопии глинистые минералы в

фаменских покрышках представлены группами гидрослюд и смешанно-слоистых образований гидрослюда-монтмориллонит-хлоритового ряда, что может обеспечивать выполнение ими роли надежных экранов вне связи с их мощностью [Хитров, Ильин, Савинкин, 2002].



**Рис. 6. Диаграммы сопоставления газопоказаний с параметром  $J_{ngk}/J_{gk}$  (а) и коэффициента глинистости с параметром  $J_{ngk}/J_{gk}$  (б) в покрышках с учетом результатов испытаний**

Сопоставление коэффициента глинистости с параметром  $J_{ngk}/J_{gk}$  на рис. 6б показывает, что увеличение глинистой компоненты улучшает изолирующие характеристики покрышек. При среднем значении параметра  $J_{ngk}/J_{gk} < 3,8$  в ИП наблюдается увеличение коэффициента глинистости с 4% и выше, тогда как в ЛП значение коэффициента глинистости минимально.

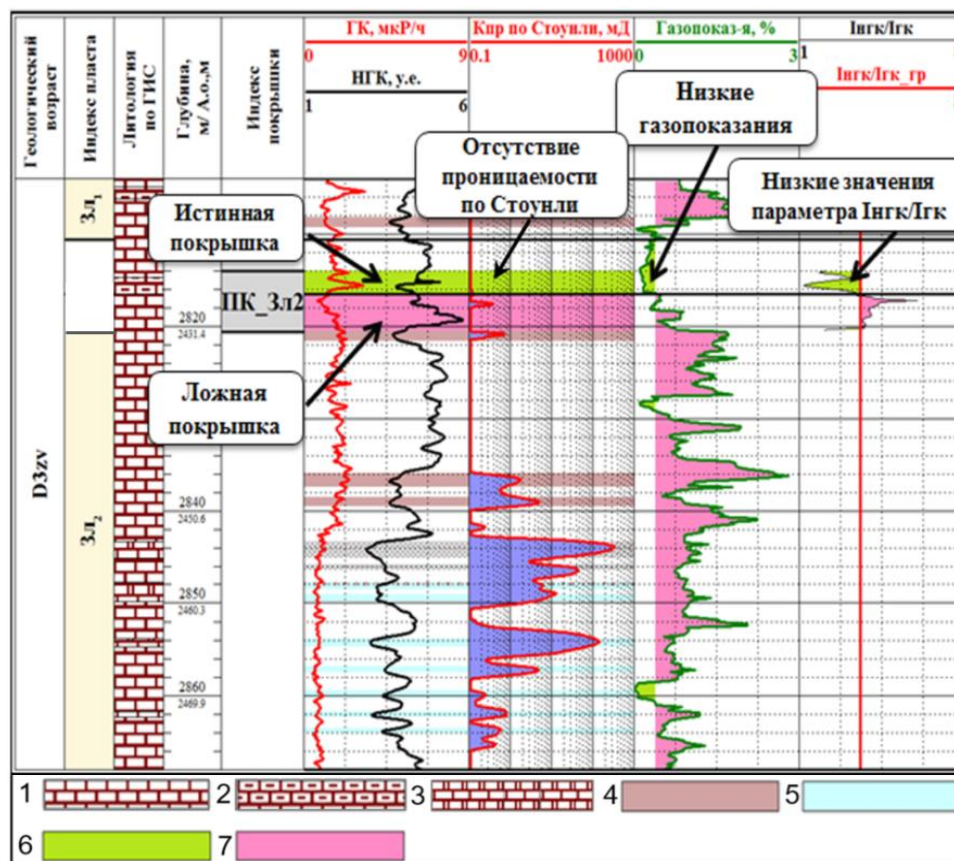
Исключение составляют покрышки типа ПКЗ, представленные чистыми известняками (кальцит составляет  $> 90\%$ ), очень плотными, с микритовым цементом (цемента  $> 85\%$ ) (см. рис. 3), для которых помимо газопоказаний, глинистости, параметра отношения  $J_{ngk}/J_{gk}$  необходимо использовать дополнительный критерий -  $УЭС > 100$  Ом (см. рис. 4).

На рис. 7 показан пример оценки качества покрышек по данным ГИС. В кровле пласта  $Z_{л2}$  в интервале 2814-2816,4 м - прослой ИП мощностью 2,4 м ЛП (см. рис. 7, зеленый цвет) с низкими газопоказаниями до 0,07%, пониженными значениями параметра  $J_{ngk}/J_{gk} (< 3,8)$ , наличием глинистой компоненты по данным гамма-каротажа, отсутствием проницаемости по данным кросс-дипольного акустического широкополосного каротажа.

Интервал 2816,4-2820 м мощностью 2,6 м, расположенный между подошвой ИП и кровлей нефтенасыщенного коллектора, можно охарактеризовать как ЛП (см. рис. 7, розовый цвет). Обладая ничтожно малой полезной емкостью, ЛП имеет проницаемые по волне Стоунли интервалы, повышенные газопоказания, низкие показания кривой ГК, высокие значения параметра  $J_{ngk}/J_{gk} (> 3,8)$ .

Еще один критерий, который использовался для оценки качества флюидоупоров и определения их геомеханической прочности - хрупкость, т.е. способность породы к

растрескиванию. Породы, обогащенные карбонатным материалом, являются более хрупкими, чем породы, содержащие глинистую компоненту. Наличие трещиноватости в породах-флюидоупорах значительно снижает их экранирующие свойства, поэтому именно механически ослабленные (хрупкие) породы будут относиться к ЛП или пласту-коллектору [Чикина и др., 2019].



**Рис. 7. Планшет с оценкой качества покрывшек по данным геофизических исследований скважин**

1 - известняк, 2 - известняк глинистый, 3 - известняк доломитизированный, 4 - нефть, 5 - вода, 6 - ИП, 7 - ЛП.

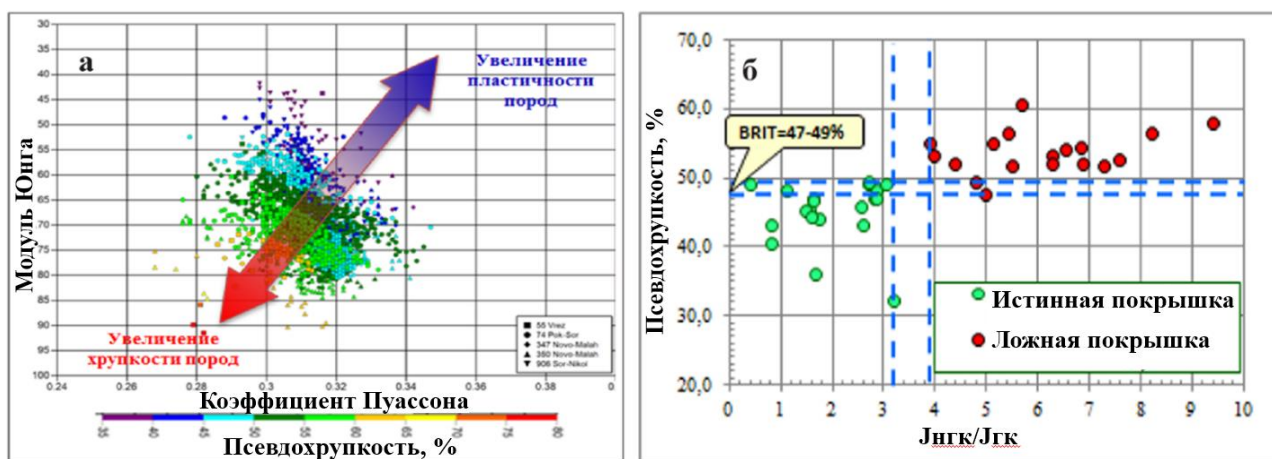
Для определения параметра хрупкости использовались данные кросс-дипольного широкополосного акустического и плотностного каротажей. Способ основан на расчете значений модуля Юнга и коэффициента Пуассона, характеризующих упругие свойства пород. На основании откалиброванных механических параметров рассчитывалась половина суммы двойных разностных параметров коэффициента Пуассона и модуля Юнга, называемая динамическим индексом хрупкости или псевдохрупкостью пород (BRIT) по уравнению Ричарда Рикмана:

$$BRIT = \left( \frac{E - E_{min}}{E_{max} - E_{min}} + \frac{v - v_{max}}{v_{min} - v_{max}} \right) / 2$$

где BRIT - динамический индекс хрупкости или псевдохрупкость (%), E и v - значения модуля

Юнга и коэффициента Пуассона,  $E_{min}$ ,  $E_{max}$  и  $\nu_{min}$ ,  $\nu_{max}$  - соответственно, минимальные и максимальные значения модуля Юнга и коэффициента Пуассона в изучаемом разрезе.

На рис. 8а представлено сопоставление коэффициента Пуассона и модуля Юнга с учетом параметра псевдохрупкости, где видно, что чем выше значение модуля Юнга и ниже значения коэффициента Пуассона, тем более хрупкая порода. В результате сопоставления псевдохрупкости в покрышках и параметра отношения  $J_{пгк}/J_{гк}$  с учетом результатов испытаний скважин (рис. 8б), получено граничное значение псевдохрупкости, которое изменяется в диапазоне 47-49%. Интервалы с повышенными значениями хрупкости (> 50%), как правило, характеризуются густой сеткой мелких трещин, наличием техногенных нарушений, низкой емкостью и часто формируют ЛП [Чикина и др., 2017].



**Рис. 8.** Диаграммы сопоставления коэффициента Пуассона с модулем Юнга (а) (шифр - псевдохрупкость) и псевдохрупкости с параметром  $J_{пгк}/J_{гк}$  с учетом результатов испытаний скважин (б)

Согласно классификации А.А. Бакирова, фаменские флюидоупоры могут быть как однородными, так и неоднородными, состоящими из пород различного литологического состава, смешанными и расслоенными. По площади распространения фаменские покрышки относятся к региональным (ПК\_Зл<sub>1</sub>) и зональным (ПК\_Зл<sub>2</sub>, ПК\_Дф<sub>1</sub>, ПК\_Дф<sub>2</sub>). По соотношению с этажами нефтегазоносности – к внутрияжамным.

Чтобы оценить качество покрышки, необходимо выяснить процентное содержание в ней типов ПК1-6. Эта задача решалась путем расчета отношения толщины каждого типа ПК к общей толщине покрышки. В результате получалось соотношение типов ПК в процентах, которое в сумме равно 100%.

Если в объеме покрышки присутствует только определенный тип, то покрышка соответствует этому типу ПК. Если в объеме покрышки встречаются два типа ПК (пример: ПК1 > 60%, а ПК3 < 40%), то покрышка относится к ПК1. Если ПК1 < 60%, а ПК3 > 40%, то -

к промежуточному варианту, т.е. ПК2.

Если в разрезе покрышки встречаются все три основных ПК (пример: ПК1 - 20%, ПК3 - 30%, ПК5 - 50%), то такая покрышка относится к ПК5. Если процентное соотношение ПК примерно равное, то - к промежуточному типу ПК4 [Шакиров и др., 2018б].

Как показал анализ керна и результатов интерпретации ГИС, в составе покрышки могут присутствовать прослой, которые можно отнести к малоемким коллекторам. Такие прослой в покрышке могут чередоваться с плотными изолирующими прослоями, а также могут присутствовать в нижней части покрышки, в результате чего ловушка приобретает сложное трехслойное строение (резервуар - ЛП - ИП).

По сути, присутствие малоемких коллекторов в разрезе покрышки нарушает ее монолитность, что однозначно ухудшает флюидоупорные качества. В этом случае не всегда можно достоверно определить перемычку, претендующую на роль покрышки. Принимая во внимание этот осложняющий фактор, использован параметр оценки степени однородности ( $K_{со}$ ) или монолитности покрышки, отражающий изменчивость характеристик покрышки по площади и разрезу из-за наличия разных типов пород, а также учитывающий неоднородность и особенности сочетания разных типов покрышек и малоемких коллекторов. Расчет  $K_{со}$  (дол. ед.) производился по формуле:  $K_{со} = 1 - (Н_{лп}/Н_{оп})$ , где  $Н_{оп}$  - общая толщина покрышки,  $Н_{лп}$  - толщина ЛП [Шакиров и др., 2018б].

Определение критического значения степени однородности покрышки проведено в скважинах, где существование или отсутствие покрышки подтверждено результатами испытаний (рис. 9, табл. 3). Критическое или граничное значение  $K_{со}$  приходится на уровень 0,2 - для глинистых покрышек, 0,3 - для глинисто-карбонатных и 0,43 - для карбонатных покрышек [Чикина, Никитин, Астафьев, 2020].

На флюидоупорные характеристики покрышек влияют не только принадлежность к определенному типу, но и ее толщина. Можно считать установленным, что при однородном составе покрышки высота залежи находится в прямой зависимости от мощности покрышки, т.е. чем более мощная покрышка, тем полнее ловушка заполнена УВ [Хитров, Ильин, Савинкин, 2002]. Однако наличие выдержанной и достаточной толщины покрышки не всегда является обязательным условием ее качества. Большая кривизна замка складки может привести к разуплотнению покрышки в области максимальных перегибов, причем по геофизическим параметрам данную покрышку можно ошибочно отнести к качественной.

В ряде случаев покрышка/полупокрышка при определенных критических значениях давления в залежи может стать проницаемой, а при снижении давления флюидоупорные свойства покрышки могут восстанавливаться. Таким образом, вопрос о минимальной мощности покрышки однозначного решения не имеет.



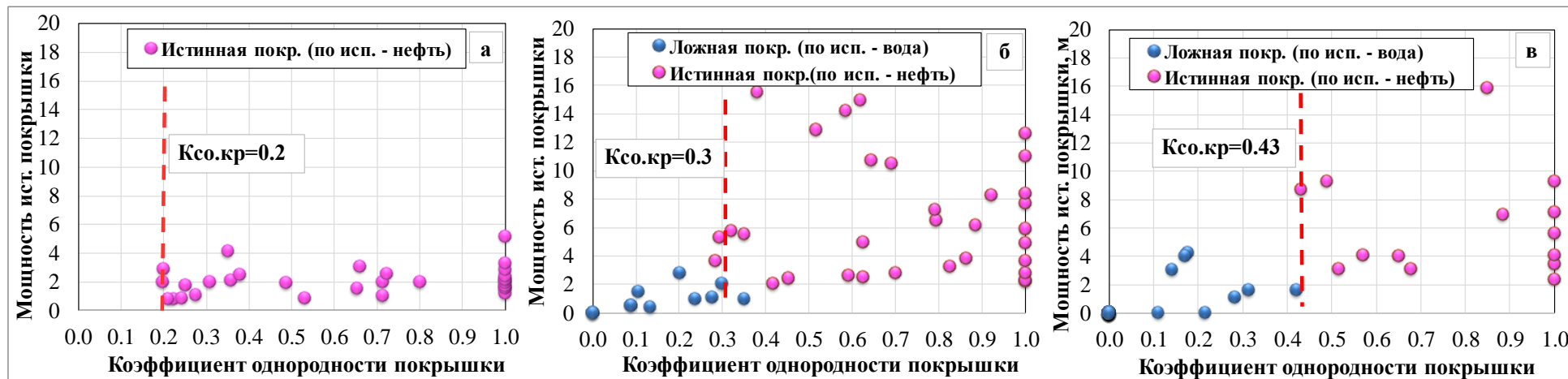


Рис. 9. Диаграммы сопоставления коэффициента однородности покрывки ( $K_{co}$ ) и мощности истинной покрывки с учетом результатов испытаний для глинистых (а), глинисто-карбонатных (б) и карбонатных (в) покрывок

Таблица 3

Изменение высоты залежи от мощности и типа покрывки

Тип покрывки	Мощность покрывки общая/истинная, м			Высота залежи, м			Степень однородности		Литологический состав покрывки
	мин	макс	сред	мин	макс	сред	мин	сред	
Глинистые	1,2/1,0	16,8/5,2	4,2/2,1	3,6	61,4	30	0,2	0,64	<b>ПК1</b> Преобладают мергели, глинистые породы (глин до 75%).
Глинисто-карбонатные	2,3/2,1	40,8/18,9	14,4/8,4	4,9	60,0	24,3	0,30	0,69	<b>ПК2</b> Чередование глинистых карбонатов и глинистых пород (глин до 50%).
									<b>ПК4</b> Преобладают глинистые карбонатные породы (глин <25%).
Карбонатные	2,4/2,4	20,2/15,6	8,2/6,2	4,9	30,6	16,8	0,43	0,80	<b>ПК3</b> Чистые плотные карбонаты (кальцита > 90%).
									<b>ПК5</b> Чередование чистых и слабо глинистых карбонатов (глины < 8-10%, карбонаты < 90%).

Сопоставления общей и истинной мощности покрышек от высоты залежей построены с учетом типизации флюидоупоров по литологическому составу (рис. 10а-в). Для глинистых покрышек критическое значение мощности ИП составило 1,0 м, для глинисто-карбонатных – 2,1 м и карбонатных покрышек – 2,4 м [Чикина, Никитин, Астафьев, 2020]. Расчет мощности ИП проводился путем вычитания из общей толщины покрышки (Ноп) суммарной толщины малоемких или ложных прослоев покрышки (Нлп), т.е.  $N_{ип} = N_{оп} - N_{лп}$ .

На сопоставлениях видно (см. рис. 10а-в), что в карбонатных и глинисто-карбонатных покрышках существует слабый тренд зависимости мощности покрышки от высоты залежи ( $R^2 = 0,16-0,19$ ), а в глинистых покрышках зависимость для общей мощности покрышки практически отсутствует. В методическом руководстве ВНИГНИ, составленном в 1986 г. В.Д. Ильиным и др. авторами, написано: «Толщина покрышки является важным фактором, влияющим на качество покрышек, хотя корреляционной зависимости между толщинами покрышек и высотами залежей не существует». Таким образом, еще в 1980-е гг. исследователями, отмечено, что не всегда существует прямая зависимость мощности покрышки от высоты залежи.

Существуют скважины, где глинистая покрышка (см. рис. 10а), представленная мергелем мощностью 2 м, может удерживать залежи УВ до 50-60 м. Это прежде всего связано с минералогическим составом глинистой компоненты, однородностью покрышки. Еще одной причиной может служить недоуплотненность глин и высокие капиллярные давления, превышающие давление в пласте-коллекторе.

В глинисто-карбонатных покрышках (см. рис. 10б) другая ситуация. Чтобы удерживать залежи высотой 40-60 м, мощность покрышки должна составлять около 15-25 м, что гораздо больше, чем мощность чистой глинистой покрышки.

Карбонатные покрышки (см. рис. 10в) способны удерживать залежи меньшие по высоте. При мощности покрышек 15-20 м максимальная высота залежи составляет 30 м. Результаты экспериментов показали, что даже в тектонически активных зонах сохранение экранирующих свойств в глинистых пластах более вероятно, чем в чисто карбонатных, склонных к трещинообразованию.

При построении карт толщин ИП (Нип) фаменских залежей при толщине ИП меньше  $N_{кр}$ , покрышка принималась за ЛП.

### **Прогноз качества флюидоупоров по результатам геомеханического моделирования**

По данным керн и ГИС установлено различие упругих параметров ( $V_p$ ,  $V_s$ , модуля Юнга, плотности) в покрышке и коллекторе (рис. 11). Это явилось предпосылкой к проведению геомеханического моделирования.

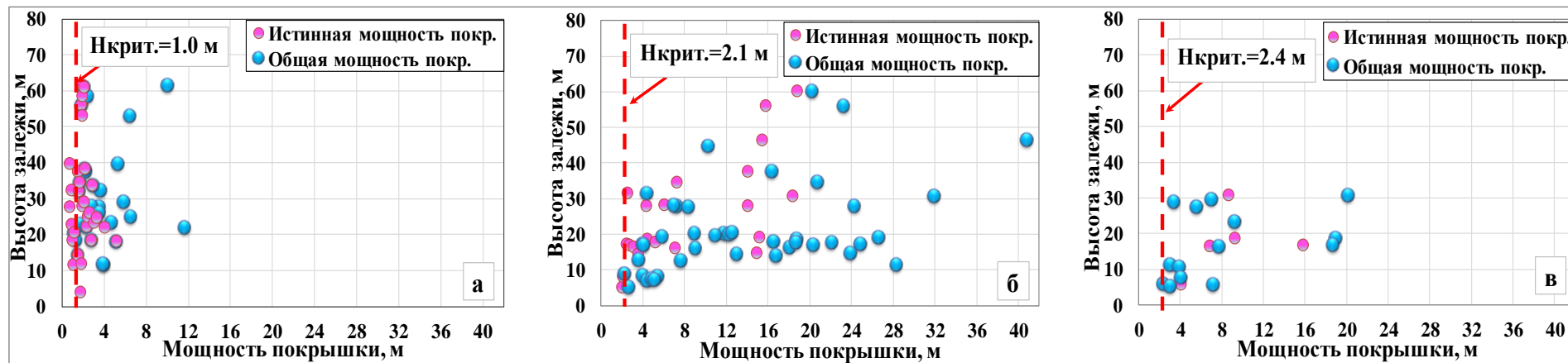


Рис. 10. Диаграммы сопоставления мощности истинной покрывки от высоты залежи для: глинистых (а), глинисто-карбонатных (б) и карбонатных (в) покрывок

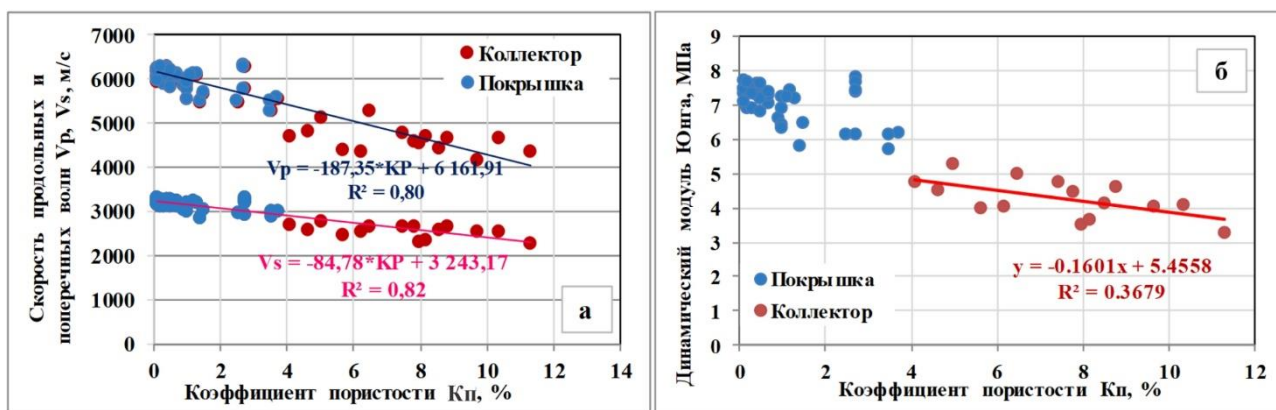
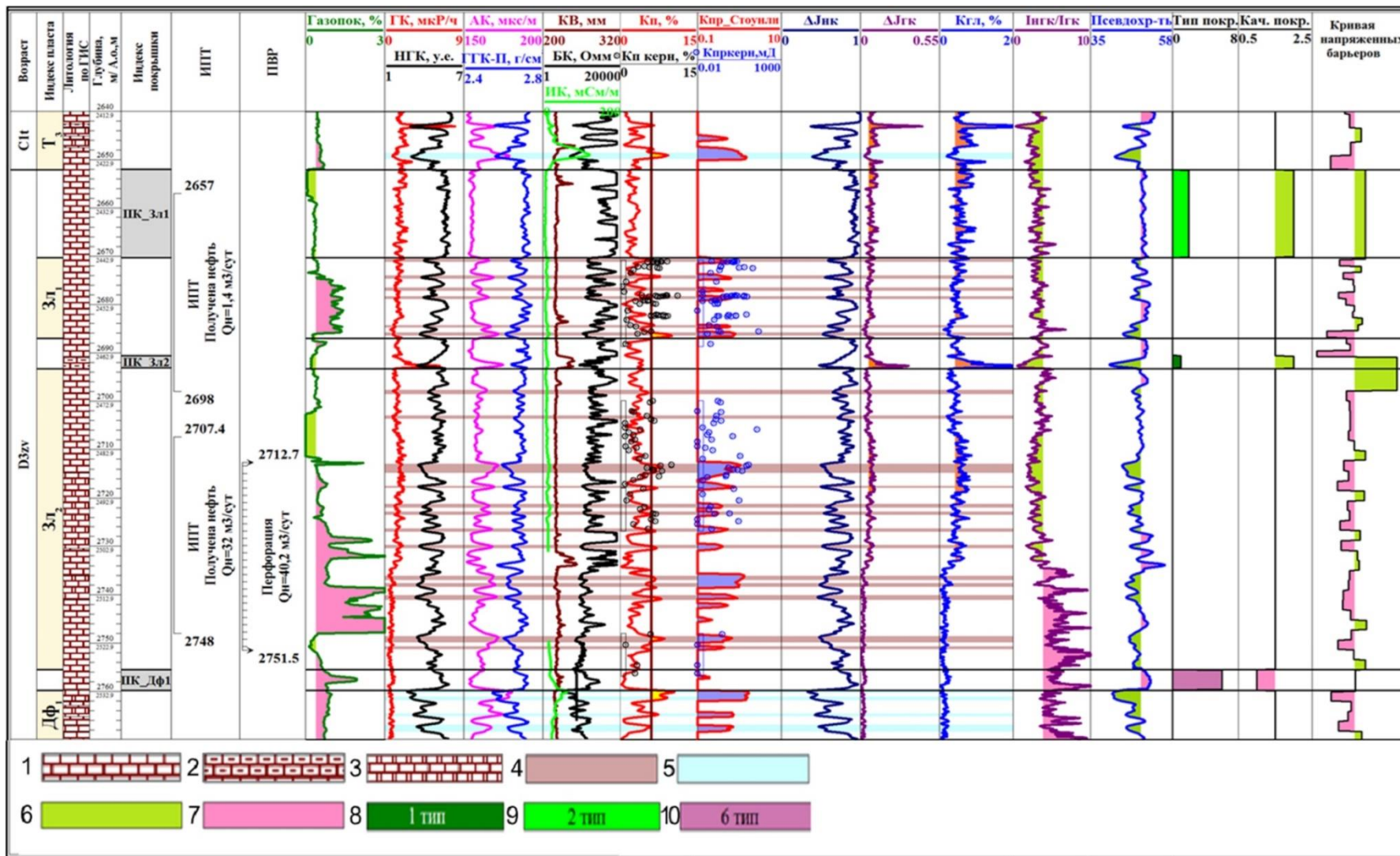


Рис. 11. Диаграммы сопоставления скоростей продольных и поперечных волн с коэффициентом пористости (а) и динамического модуля Юнга с коэффициентом пористости (б)

На основе специального анализа имеющейся геолого-геофизической информации, а также результатов лабораторных исследований керна на упруго-прочностные свойства предложен новый подход с привлечением данных 3D сейсморазведки и геолого-геомеханического моделирования, который позволил на качественном уровне выполнить картирование благоприятных зон с точки зрения оценки качества покрышек и минимизировать риски поискового бурения. Представленная технология оценки качества покрышек впервые применена на месторождениях АО «Оренбургнефть» ПАО «НК «Роснефть» [Чикина и др., 2019].

Основная идея предлагаемой методики заключается в расчете потенциальных природных напряженных барьеров путем комплексирования результатов геомеханического моделирования с пространственным анализом данных сейсморазведки. Основное предположение состоит в том, что в пласте-покрышке минимальное горизонтальное напряжение должно быть выше, чем в пласте-коллекторе. Наличие положительной разности напряжений (контраста) между покрышкой и залегающим под ней пластом-коллектором может интерпретироваться как высокая вероятность наличия качественной покрышки, что означает минимальный риск утечек флюида через породы со сходными напряжениями. Ход и результаты работ по прогнозу качества покрышек на основе геомеханического моделирования подробно изложен в ранее опубликованной статье [Чикина и др., 2019].

На рис. 12 показана комплексная оценка качества фаменских флюидоупоров по данным керна и ГИС. Покрышки ПК\_Зл<sub>1</sub> и ПК\_Зл<sub>2</sub> охарактеризованы как качественные, а покрышка над пластом Дф<sub>1</sub> - ложная. Применение выработанных количественных критериев оценки флюидоупоров на основе анализа данных керна и ГИС показало хорошую коррелируемость с результатами испытаний скважины.



**Рис. 12.** Планшет с комплексной интерпретацией данных геофизических исследований скважин и оценкой качества покрывшек  
 1 - известняк, 2 - известняк глинистый, 3 - известняк доломитизированный, 4 - нефть, 5 - вода, 6 - ИП, 7 - ЛП, 8 - покрывка ЛТ1, 9 - покрывка ЛТ2, 10 - покрывка ЛТ6.

## Картирование покрышек, резервуаров и оценка перспектив нефтеносности фаменских отложений Оренбургской области

Региональный анализ качества резервуаров и покрышек выполнялся для продуктивных пластов Дф<sub>2</sub>, Дф<sub>1</sub> (средний фамен), Зл<sub>2</sub>, Зл<sub>1</sub> (заволжский надгоризонт), где сосредоточен значительный объём разведанных запасов УВ, и которые остаются на фоне уже открытых залежей УВ перспективными объектами для поиска новых зон нефтегазонакопления.

Всего построено четыре карты вероятности геологической успешности (CRS) [Поляков, Мурзин, 2012] для фаменских пластов Дф<sub>2</sub>, Дф<sub>1</sub>, Зл<sub>2</sub> (рис. 13), Зл<sub>1</sub>. Методически карты CRS получены в результате объединения двух карт комплекта в одну: 1) карт риска наличия и качества коллектора (зоны, где  $N_{эф} = 0$  и  $K_{п} < K_{пгр}$ , отображались как зоны отсутствия коллектора); 2) карт риска наличия и качества покрышки (зоны, где  $N_{покр.} < N_{крит.}$ , и зоны ЛП отображались как зоны отсутствия покрышек).

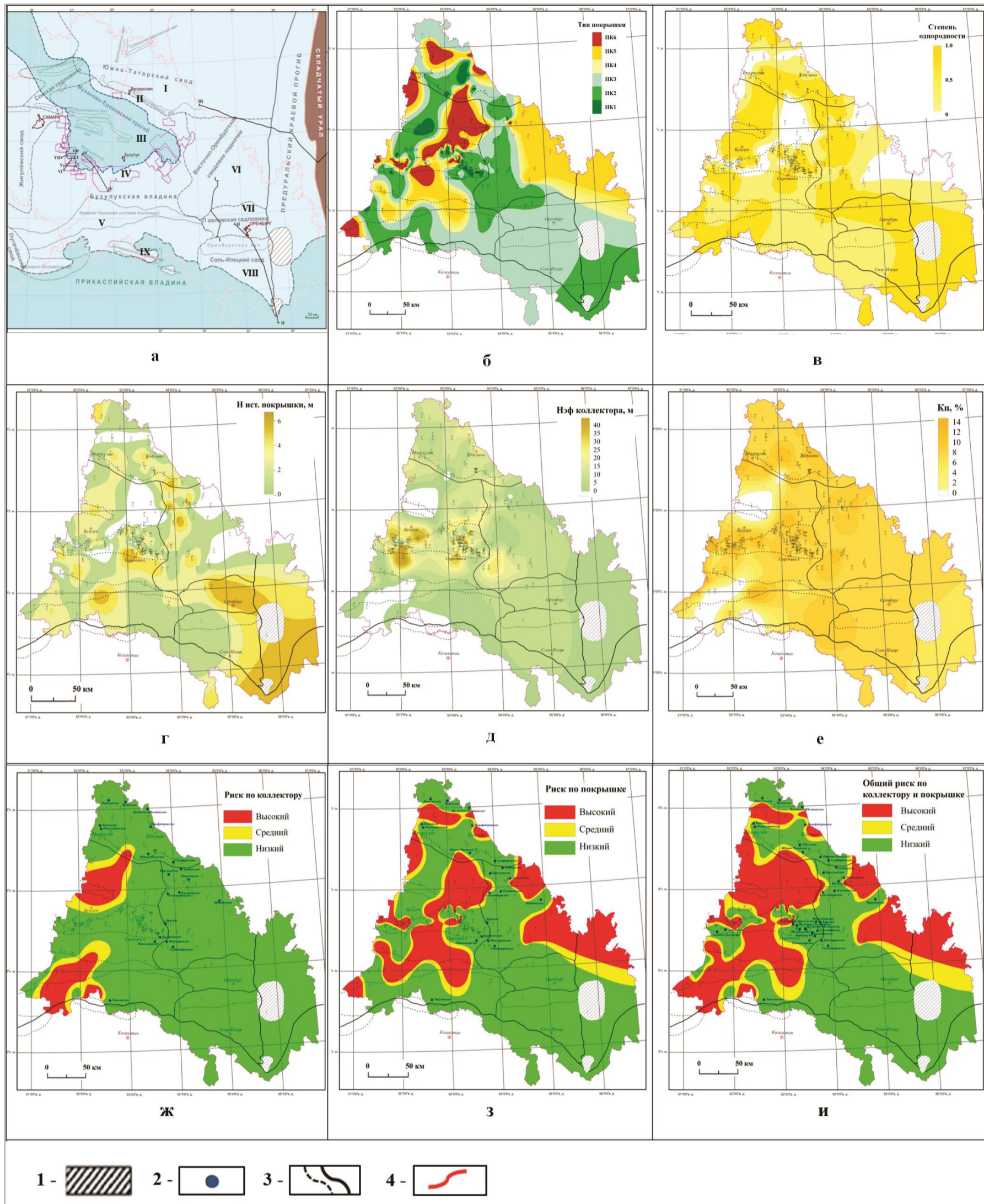
Участки на картах ранжировались следующим образом: высокая вероятность 0,61-1 (низкий риск) – зеленый цвет; средняя вероятность 0,3-0,6 (средний риск) – желтый цвет; низкая вероятность 0-0,29 (высокий риск) – красный цвет.

Совмещение карт производилось по следующему принципу: если данная точка - на отдельных картах зеленая – на композитной карте закрашивается зеленым; на отдельных картах имеется как зеленый, так и желтый цвет – на композитной карте закрашивается желтым; хоть на одной из полученных карт имеется красный цвет – на композитной карте закрашивается красным. Анализировалась карта каждого перспективного направления. «Зеленые» участки, характеризующиеся низкой степенью риска, рассматривались как перспективные для проведения ГРП.

В соответствии с построенными картами рисков наиболее перспективными для поисков залежей нефти в фаменских пластах являются Южно-Татарский свод и Большекинельский вал. Перспективны также центральная часть Восточно-Оренбургского сводового поднятия, восточная часть Рубежинского прогиба и Камелик-Чаганской системы дислокаций и, частично, Бобровско-Покровский вал.

### Заключение

1. По данным ГИС в верхнедевонском интервале разреза Оренбургской области выделены: **глинистые покрышки:** ПК1 – преимущественно глинистые породы; **глинисто-карбонатные покрышки:** ПК2 – чередование глинистых карбонатов и глинистых пород и ПК4 – глинистые карбонатные породы; **карбонатные покрышки:** ПК3 – чистые карбонатные покрышки и ПК5 – чередование чистых и глинистых карбонатов. Качество покрышек улучшается от ПК5 к ПК1.



**Рис. 13. Карты оценки качества покрышки, коллектора, рисков по покрышке, коллектору и вероятности геологической успешности для пласта Зл<sub>2</sub>**

1 - зона отсутствия коллектора; 2 - залежи, стоящие на гос. балансе в ФБУ ГКЗ; 3 - границы структурно-тектонических элементов; 4 - граница Оренбургской области. Основные структурно-тектонические элементы: I - ЮТС (Южно-Татарский свод), II - БКВ (Большекинешельский вал), III - МЭП (Муханово-Ероховский прогиб), IV - БПВ (Бобровско-Покровский вал), V - КЧСД (Камелик-Чеганская система дислокаций), VI - ВОСП (Восточно-Оренбургское валообразное поднятие), VII - ПС (Павловская седловина), VIII - СОС (Соль-Илецкий свод), IX - БКВ (Булатовско-Кошинский вал).  
 а - карта палеогеографической заволжского времени D3fm3; б - карта распространения типов покрышки ПК<sub>Зл<sub>2</sub></sub>; в - карта неоднородности покрышки ПК<sub>Зл<sub>2</sub></sub>; г - карта истинных толщин покрышки ПК<sub>Зл<sub>2</sub></sub>; д - карта Нэф коллектора пласта Зл<sub>2</sub>; е - карта качества коллектора (Кп) пласта Зл<sub>2</sub>; ж - карта рисков распространения коллектора пласта Зл<sub>2</sub>; з - карта рисков по покрышке ПК<sub>Зл<sub>2</sub></sub>; и - карта вероятности геологической успешности по коллектору и покрышке пласта Зл<sub>2</sub> заволжского надгоризонта фаменского яруса.

2. В результате проведенных исследований сформулированы критерии выделения ИП по данным ГИС и геомеханического моделирования:

а) параметр  $J_{нк}/J_{гк} < 3,8$ ,  $K_{гл} > 4\%$ , псевдохрупкость (BRIT)  $< 47-49\%$ , низкие или фоновые значения газопоказаний,  $K_p < K_{p\_гр}$ , отсутствие проницаемости по волне Лэмба-Стоунли по данным АКШ, для типа ПК3 дополнительный критерий – УЭС  $> 100$  Омм;

б) положительный контраст минимальных горизонтальных напряжений на границе флюидоупора и коллектора – основной геомеханический критерий;

в) доказанные критические значения коэффициента однородности для покрышек: глинистых –  $K_{со} = 0,2$ , карбонатно-глинистых –  $K_{со} = 0,3$ , карбонатных –  $K_{со} = 0,43$ ;

г) минимальные критичные толщины глинистых флюидоупоров (тип ПК1) – 1 м, карбонатно-глинистых (типы ПК2, ПК4) – 2,1 м, карбонатных (типы ПК3, ПК5) – 2,4 м.

Построенные карты толщин и качества покрышек, карты распространения и качества коллекторов, карт рисков по покрышке и коллектору, а также карты вероятности геологической успешности (CRS) в интервале верхнедевонских пластов Зл<sub>1</sub>, Зл<sub>2</sub>, Дф<sub>1</sub>, Дф<sub>2</sub> стали основой авторской оценки перспектив нефтеносности рассматриваемых отложений Оренбургской области.

Понимание закономерностей распространения и прогноз качества флюидоупоров помогут снизить неопределенности при заложении новых скважин и повысить эффективность бурения.

В соответствии с построенными картами рисков наиболее перспективными для поисков залежей нефти в фаменских пластах являются Южно-Татарский свод и Большекинельский вал. Перспективны также центральная часть Восточно-Оренбургского сводового поднятия, восточная часть Рубежинского прогиба и Камелик-Чаганской системы дислокаций и, частично, Бобровско-Покровский вал.

### Литература

Никитин Ю.И., Вилесов А.П., Чикина Н.Н., Девятка Н.П. Седиментационные модели флюидоупоров фаменской карбонатной толщи в Оренбургской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2023. - №2. - С. 16-29. DOI: [10.33285/2413-5011-2023-2\(374\)-16-29](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-2(374)-16-29)

Поляков А.А., Мурзин Ш.М. Международный опыт анализа геологических рисков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2012. - Т.7 - №4. - [http://www.ngtp.ru/rub/3/60\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf)

Прозорович Г.Э. Покрышки залежей нефти и газа // Труды ЗапСибНИГНИ. - 1972. - Вып. 49. - 118 с.



*Сараева Г.Д., Перькова Я.Н.* Породы-флюидоупоры месторождений нефти и газа (методы исследований и физические свойства). - М.: МГП Геоинформмарк, 1992. - 54 с.

*Филиппов Б.В.* Типы природных резервуаров нефти и газа. - Ленинград: Недра, 1967. - 123 с.

*Хитров А.М., Ильин В.Д., Савинкин П.Т.* Выделение, картирование и прогноз нефтегазоносности ловушек в трехчленном резервуаре (Методическое руководство). - М.: МПР РФ, Мин. энергетики РФ, ВНИГНИ, 2002. - 84 с.

*Чикина Н.Н., Меликов Р.Ф., Павлюков Н.А., Кудымов А.Ю., Астафьев Е.В., Сулакшин В.В.* Новый подход при оценке качества флюидоупоров в карбонатном разрезе с привлечением геомеханического моделирования // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2019. - №5(329). - С. 22-31. DOI: [10.30713/2413-5011-2019-5\(329\)-22-31](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-5(329)-22-31)

*Чикина Н.Н., Никитин Ю.И., Астафьев Е.В.* Анализ развития флюидоупоров при поисках залежей углеводородов в структурах облекания рифовых карбонатных построек Оренбургской области // Геология рифов: материалы Всероссийского литологического совещания. - Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2020. - С.112-115.

*Чикина Н.Н., Никитин Ю.И., Астафьев Е.В., Вилесов А.П.* Разработка комплекса критериев для оценки качества флюидоупоров в отложениях фаменско-турнейской карбонатной толщи Оренбургской области на основе данных керна и ГИС // Геомодель-2017: материалы 19-й науч.- практич. конф. по геологоразведке и разработке месторождений нефти и газа. - Геленджик, 2017. DOI: [10.3997/2214-4609.201702236](https://doi.org/10.3997/2214-4609.201702236)

*Чикина Н.Н., Никитин Ю.И., Лебедев М.В.* Результаты реализации Программы ГРП на карбонатные отложения Верхнего девона Оренбургской области // Экспозиция нефть и газ. - 2024. - №7. - С. 42-47.

*Шакиров В.А., Вилесов А.П., Лузина Л.А., Чикина Н.Н., Габдрахманова К.А., Миропольцев К.Ф.* Геологические особенности флюидоупоров в разрезе карбонатной толщи фаменского яруса Оренбургской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. - 2018а. - № 7. - С.27-35. DOI: [10.30713/2413-5011-2018-7-27-35](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-7-27-35)

*Шакиров В.А., Миропольцев К.Ф., Вилесов А.П., Максимова И.А., Соболев В.И.* Прогнозная оценка распространения флюидоупоров в карбонатном верхнем девоне Оренбургской области // Нефтяная провинция. - 2018б. - №4. - С. 133-153.

*This is an open access article under the CC BY 4.0 license*

Received 18.11.2024

Published 21.01.2025

**Chikina N.N.**

LLC «RN-Middle Eastern Company», Moscow, Russia, n.chikina@rnbvk.ru

## **METHODIC OF THE FLUID SEALS IDENTIFICATION IN UPPER DEVONIAN CARBONATES BASED ON CORE AND WELL LOGGING DATA, GEOMECHANICAL MODELING (ORENBURG REGION)**

*Understanding the distribution patterns and forecasting the quality of seals is an urgent task, the solution of which will help to reduce uncertainties when laying new prospecting, exploration and production wells, and improve drilling efficiency. To construct maps of the distribution and quality of carbonate seals, it is necessary to develop criteria for their identification based on core data and geophysical well logging.*

*The article presents methodological approaches used in the quantitative and qualitative assessment of carbonate seals in the Famennian strata of the Orenburg Region. The obtained results were used to construct maps of the probability of geological success, to assess resources taking into account risks and to determine the prospects of oil and gas potential.*

**Keywords:** *Famennian carbonate strata, carbonate seal, methods of geophysical well logging, Orenburg region.*

---

**For citation:** Chikina N.N. Metodika vydeleniya flyuidoporov v karbonatnykh otlozheniyakh verkhnego devona Orenburgskoy oblasti na osnove dannykh kerna, geofizicheskikh issledovaniy skvazhin i geomekhanicheskogo modelirovaniya [Methodic of the fluid seals identification in Upper Devonian carbonates (Orenburg region) based on core and well logging datas, geomechanical modeling]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2025, vol. 20, no. 1, available at: [https://www.ngtp.ru/rub/2025/2\\_2025.html](https://www.ngtp.ru/rub/2025/2_2025.html) EDN: RPGXPJ

---

### **References**

Chikina N.N., Melikov R.F., Pavlyukov N.A., Kudymov A.Yu., Astaf'ev E.V., Sulakshin V.V. Novyy podkhod pri otsenke kachestva flyuidoporov v karbonatnom razreze s privlecheniem geomekhanicheskogo modelirovaniya [New approach to assessing the quality of fluid seals in a carbonate section using geomechanical modeling]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2019, no.5(329), pp. 22-31. (In Russ.). DOI: [10.30713/2413-5011-2019-5\(329\)-22-31](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2019-5(329)-22-31)

Chikina N.N., Nikitin Yu.I., Astaf'ev E.V. Analiz razvitiya flyuidoporov pri poiskakh zalezhey uglevodorodov v strukturakh oblekaniya rifovykh karbonatnykh postroek Orenburgskoy oblasti [Analysis of the development of fluid seals in the search for hydrocarbon accumulations in the enveloping structures of reef carbonate structures in the Orenburg region]. *Geologiya rifov: materialy Vserossiyskogo litologicheskogo soveshchaniya*. Syktyvkar: IG Komi NTs UrO RAN, 2020, pp. 112-115. (In Russ.).

Chikina N.N., Nikitin Yu.I., Astaf'ev E.V., Vilesov A.P. Razrabotka kompleksa kriteriev dlya otsenki kachestva flyuidoporov v otlozheniyakh famensko-turneyskoy karbonatnoy tolshchi Orenburgskoy oblasti na osnove dannykh kerna i GIS [Development of a set of criteria for assessing the quality of fluid seals in the Famennian-Tournaisian carbonate strata of the Orenburg region based on core and well logging data]. *Geomodel'-2017: materialy 19-y nauch.-praktich. konf. po geologorazvedke i razrabotke mestorozhdeniy nefti i gaza*. Gelendzhik, 2017. (In Russ.). DOI: [10.3997/2214-4609.201702236](https://doi.org/10.3997/2214-4609.201702236)

Chikina N.N., Nikitin Yu.I., Lebedev M.V. Rezul'taty realizatsii Programmy GRR na karbonatnye otlozheniya Verkhnego devona Orenburgskoy oblasti [Results of the implementation of the geological exploration activity for carbonate strata of the Upper Devonian of the Orenburg Region]. *Ekspozitsiya nef't i gaz*, 2024, no. 7, pp. 42-47. (In Russ.).

Filippov B.V. *Tipy prirodnykh rezervuarov nefti i gaza* [Types of petroleum reservoirs]. Leningrad: Nedra, 1967, 123 p. (In Russ.).

Khitrov A.M., Il'in V.D., Savinkin P.T. *Vydelenie, kartirovanie i prognoz neftegazonosnosti lovushkek v trekhchlennom rezervuare (Metodicheskoe rukovodstvo)* [Identification, mapping and forecast of oil and gas potential of traps in a three-membered reservoir (Methodological manual)]. Moscow: MPR RF, Min. energetiki RF, VNIGNI, 2002, 84 p. (In Russ.).

Nikitin Yu.I., Vilesov A.P., Chikina N.N., Devyatka N.P. Sedimentatsionnye modeli flyuidouporov famenskoy karbonatnoy tolshchi v Orenburgskoy oblasti [Fluid seals depositional models of the Famennian carbonate strata in the Orenburg Region]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2023, no. 2, pp. 16-29. (In Russ.). DOI: [10.33285/2413-5011-2023-2\(374\)-16-29](https://doi.org/10.33285/2413-5011-2023-2(374)-16-29)

Polyakov A.A., Murzin Sh.M. Mezhdunarodnyy opyt analiza geologicheskikh riskov [International experience in geological risk analysis]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2012, vol. 7, no. 4, available at: [http://www.ngtp.ru/rub/3/60\\_2012.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/3/60_2012.pdf) (In Russ.).

Prozorovich G.E. Pokryshki zalezhey nefti i gaza [Seal rocks of petroleum accumulations]. *Trudy ZapSibNIGNI*, 1972, issue 49, 118 p. (In Russ.).

Saraeva G.D., Per'kova Ya.N. *Porody-flyuidouporov mestorozhdeniy nefti i gaza (metody issledovaniy i fizicheskie svoystva)* [Seal rocks of petroleum accumulations (research methods and physical properties)]. Moscow: MGP Geoinformmark, 1992, 54 p. (In Russ.).

Shakirov V.A., Miropol'tsev K.F., Vilesov A.P., Maksimova I.A., Sobolev V.I. Prognoznaya otsenka rasprostraneniya flyuidouporov v karbonatnom verkhnem devone Orenburgskoy oblasti [Predictive assessment of the distribution of fluid seals in the Upper Devonian carbonate of the Orenburg region]. *Neftyanaya provintsiya*, 2018b, no. 4, pp. 133-153. (In Russ.).

Shakirov V.A., Vilesov A.P., Luzina L.A., Chikina N.N., Gabdrakhmanova K.A., Miropol'tsev K.F. Geologicheskie osobennosti flyuidouporov v razreze karbonatnoy tolshchi famenskogo yarusa Orenburgskoy oblasti [Geological features of fluid seals in the carbonate section strata of the Famennian stage of the Orenburg region]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2018a, no. 7, pp. 27-35. (In Russ.). DOI: [10.30713/2413-5011-2018-7-27-35](https://doi.org/10.30713/2413-5011-2018-7-27-35)