

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 06.12.2023 г.

Принята к публикации 22.03.2024 г.

EDN: FADABH

УДК 550.812:[552.578.061.4:552.521](476.2)

Повжик П.П.

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», Гомель, Беларусь, povzhik@beloil.by

Цыганков А.О.

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть»», Белорусский научно-исследовательский и проектный институт нефти, Гомель, Беларусь, a.tsygankov@beloil.by

Повжик Г.П.

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть», Нефтегазодобывающее управление «Речицанефть», Речица, Беларусь, G.Povzhik@beloil.by

Демяненко Н.А.

Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого (ГГТУ имени П.О. Сухого), Гомель, Беларусь, demyanenko.1953@mail.ru

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ПОИСКОВЫХ КРИТЕРИЕВ И КРИТЕРИЕВ ПРИТОЧНОСТИ НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА ПРИМЕРЕ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

Отложения доманиковой формации являются сложным объектом для прогноза и оценки перспектив нефтегазоносности и его освоения, ввиду отсутствия устойчивых критериев перспектив нефтегазоносности, и нецелесообразности применения традиционных технологий разработки месторождений. Разработка подобных коллекторов требует новых подходов к их изучению и планированию освоения. Для определения нефтегазоносного потенциала и разработки технологических решений успешной добычи из нетрадиционного коллектора крайне важно выявить наиболее перспективные интервалы и оценить количество подвижных запасов и ресурсов, подобрать и внедрить эффективный комплекс технологий нефтеизвлечения непосредственно до начала разработки.

Представлены разработанные поисковые критерии, критерии приточности нетрадиционных коллекторов, а также изложен опыт их практического применения на примере результатов изучения и освоения трудноизвлекаемых запасов нефти нетрадиционных пород-коллекторов I-III пачек межсолевых отложений Речицкого нефтяного месторождения Припятского прогиба.

Ключевые слова: нетрадиционная порода-коллектор, отложения доманикового типа, поисковые критерии для нетрадиционных коллекторов, критерии приточности, Речицкое нефтяное месторождение, Припятский прогиб.

Для цитирования: Повжик П.П., Цыганков А.О., Повжик Г.П., Демяненко Н.А. Определение основных поисковых критериев и критериев приточности нетрадиционных коллекторов на примере отложений Припятского прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2024. - Т.19. - №1. - https://www.ngtp.ru/rub/2024/4_2024.html EDN: FADABH

Для извлечения углеводородов (УВ) из нетрадиционных коллекторов требуются как новые инновационные технологии заканчивания скважин и интенсивные способы воздействия на пласт, так и подходы к их изучению. Наиболее перспективным объектом в Припятском прогибе для поисков и доразведки нетрадиционных залежей УВ являются межсолевые отложения в депрессионных фациях, занимающие значительную площадь на северо-востоке

региона [Бескопыльный, Айзберг, 2012; Бескопыльный и др., 2013; Бескопыльный, Халецкий, Рыбалко, 2013].

Разрез отложений доманиковой формации в депрессионной части межсолевой толщи представлен типичными отложениями некомпенсированных впадин, сформировавшихся в относительно глубоководном (200-600 м) морском бассейне с нормальной соленостью, с заражением природных вод сероводородом, со спокойным гидродинамическим режимом в условиях теплого гумидного климата.

Отложения доманикового типа представлены преимущественно кремнисто-карбонатными и карбонатно-кремнистыми породами со сланцевой текстурой, с прослоями карбонатных брекчий, известняков и вторичных доломитов, с повышенным содержанием органического вещества (ОВ) [Ступакова и др., 2015].

Наиболее перспективным объектом с точки зрения получения опыта разработки пород доманикового типа являются отложения елецко-петриковского возраста (I-III пачки) межсолевого комплекса Речицкого нефтяного месторождения (рис. 1, 2).

С целью получения детальной информации о геолого-физических особенностях нетрадиционных пород-коллекторов Речицкого месторождения реализована развернутая программа тематических исследований по изучению их литолого-седиментологических, минералогических, пиролитических, петрофизических, геомеханических свойств (выполнен полный комплекс лабораторных исследований 351,2 погонных метров кернового материала, отобранного из 14-ти скважин указанных отложений). Результатом работ является построение минералогической, петрофизической, геомеханической моделей, обоснование генерации УВ из ОВ, миграции пластовых флюидов [Повжик и др., 2019].

В результате проведенных исследований (В.А. Волков и др., Гомель, 2018 г.) доказано, что отложения I-III пачек Речицкого месторождения относятся к породам-коллекторам нетрадиционного типа. Установлено, что нерастворимый остаток пород характеризуется преимущественно кремнистой (кремнезем халцедоновидный) составляющей пелитовой размерности, а не глинистой, как считалось ранее согласно макроскопическому описанию кернового материала и петрографических шлифов. Доказано, что доля SiO_2 в изучаемых породах составляет в среднем 11–17%. Данный аспект может существенно влиять на выбор технологий освоения скважин и интенсификации притока, а также повысить степень достоверности петрофизической модели.

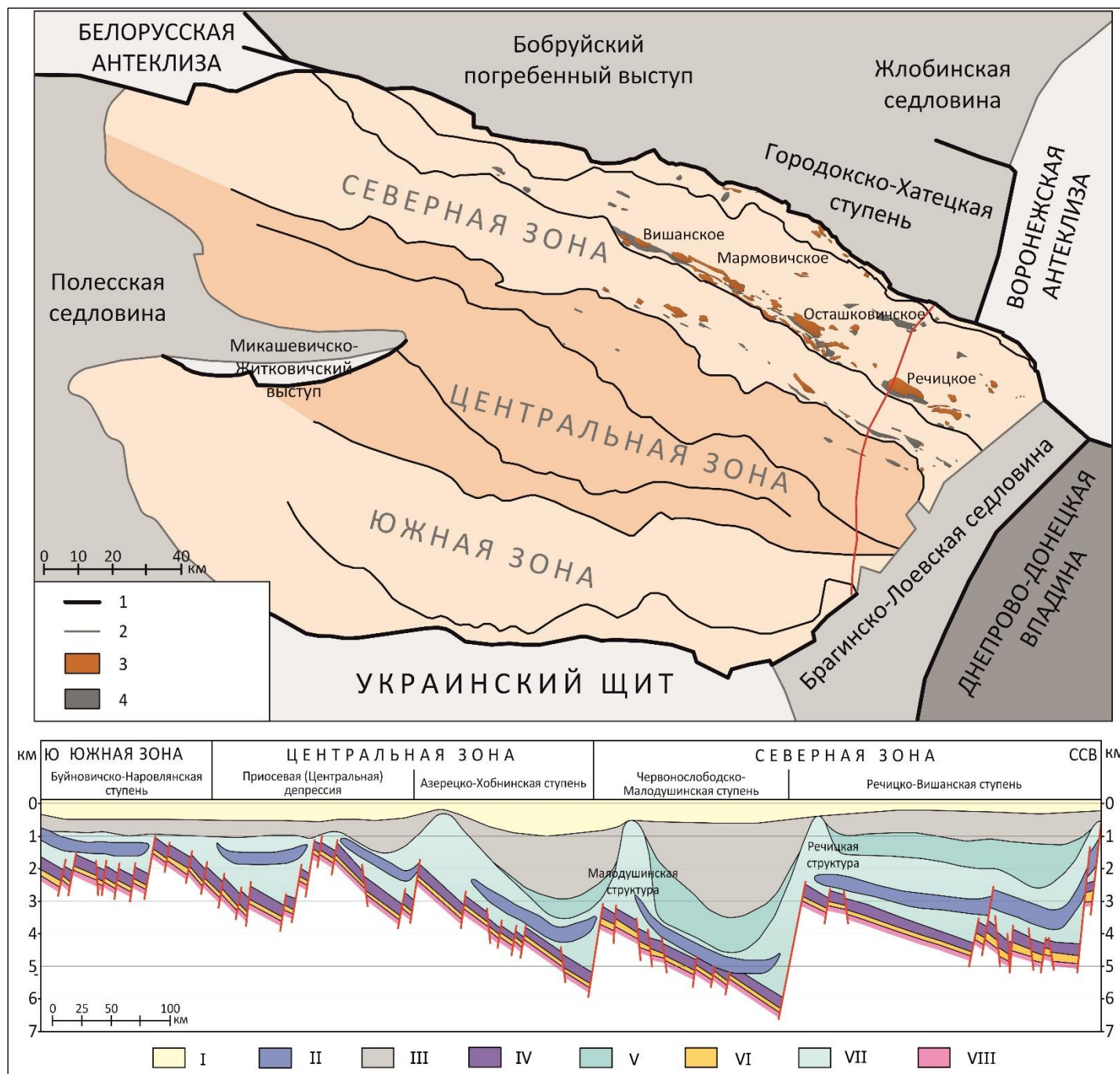


Рис. 1. Геологическое строение и тектонические структуры Припятского прогиба

1 - тектонические разломы; 2 - границы структур; месторождения нефти: 3 - межсолевые и внутрисолевые, 4 - подсолевые. I - надсолевая терригенная толща (P-Q); II - межсолевая карбонатная толща ($D_3dm-ptr$); III - надсолевая карбонатно-терригенная толща (D_3pl-C); IV - подсолевая карбонатная толща ($D_3sr-ev(kst)$); V - верхнесоленосная глинисто-галитовая толща ($D_3or(sht)-pl$); VI - подсолевая терригенная толща (PR_2-D_3ln); VII - верхнесоленосная и нижнесоленосная галитовая толща ($D_3lb-or(nd)+D_3ev(an)-lv$); VIII - кристаллический фундамент (AR+PR₁).

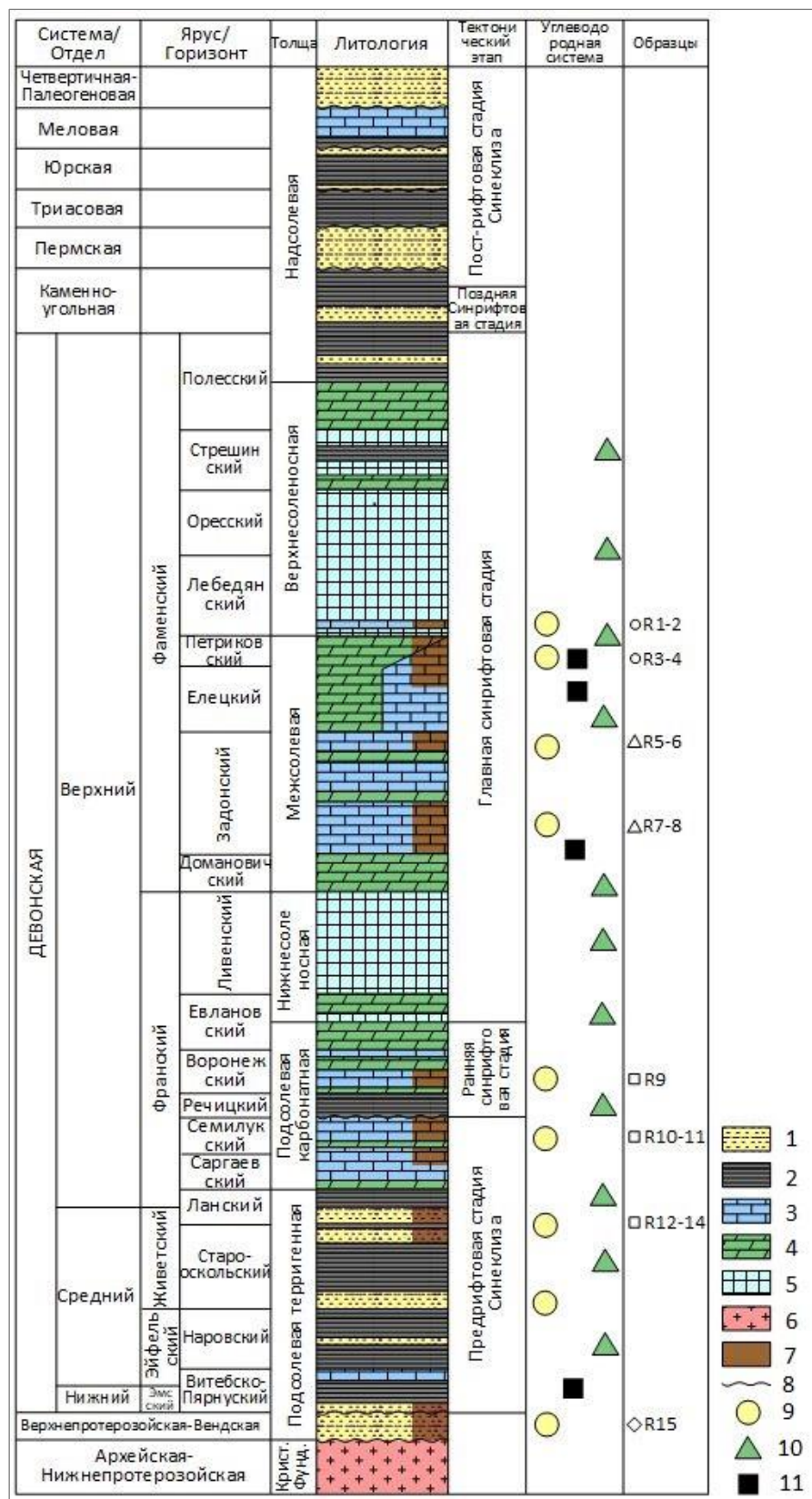


Рис. 2. Схема стратиграфического расчленения осадочного чехла восточной части Припятской впадины

1 - песчаники, алевролиты; 2- глины; 3 - известняки, доломиты; 4 - мергели, глинистые известняки; 5 - соли, ангидриты; 6 - метаморфические и магматические породы; 7 - залежи Речицкого нефтяного месторождения; 8 - несогласное залегание; 9 - коллектор; 10 - флюидоупор; 11 - нефтематеринская порода.

Выделение литотипов пород производилось на основании результатов макроскопического описания керна, петрографических шлифов, определений минерального и элементного состава пород методом рентгенофлуоресцентного и рентгеноструктурного анализа (РФА, РСА) в опорных скважинах со сплошным отбором керна и увязки результатов с данными геофизических исследований скважин (ГИС). На основании проведенных исследований выделены литотипы пород в разрезах скважин, построены карты распространения преобладающих литотипов (рис. 3) – доломитов (голубой цвет), известняков (сиреневый цвет) и пород с содержанием кремнистого вещества более 30% (желтый цвет).

В результате сопоставления данных исследований керна с парами методов ГИС установлена возможность разделения пород доломитового, известковистого и кремнистого ряда на отдельные группы (рис. 4) и подбора таких пар методов, которые более контрастно разделяют отдельные типы пород по результатам ГИС. Этот подход показал принципиальную возможность производить количественную типизацию горных пород по комплексу их физических свойств, фактически определяющих показания параметров на диаграммах ГИС. Исследования по обоснованию количественного представления о физических свойствах различных литологических типов нетрадиционных коллекторов I-III пачек Речицкого месторождения позволили выполнить количественную идентификацию и типизацию их по оптимальному – необходимому и достаточному – набору признаков, соответствующих определенным свойствам литотипов пород [Захария, 2007].

Данный подход заключается на том, что каждый литологический тип пород выделяется на основании физических характеристик (минеральный состав, структура, текстура, форма и размеры частиц, их соотношение, укладка и т. п.), но ему соответствуют и свои конкретные, строго детерминированные свойства: коллекторские, энергетические, механические, химические, термические, магнитные. И если физические характеристики реальных горных пород не поддаются точному описанию, то их свойства фактически можно определить количественно в определенном объеме геологического пространства, с большей или меньшей степенью детализации.

На основе результатов исследований по совокупности устойчивого ряда признаков (высокое содержание сапропелевого Сор_г (> 2,5%); наличие кремнезема (до 30%), остатков раковин радиолярий; слоистые текстуры пород; пониженное содержание терригенного материала (менее 2%)) породы нетрадиционного типа отложений I-III пачек Речицкого месторождения нефти по своим характеристикам отнесены к породам доманикового типа (рис. 5). Согласно классификациям ряда авторов, изучаемые породы являются доманикоидами (Сорг = 0,3-5%) [Баженова, 1991].

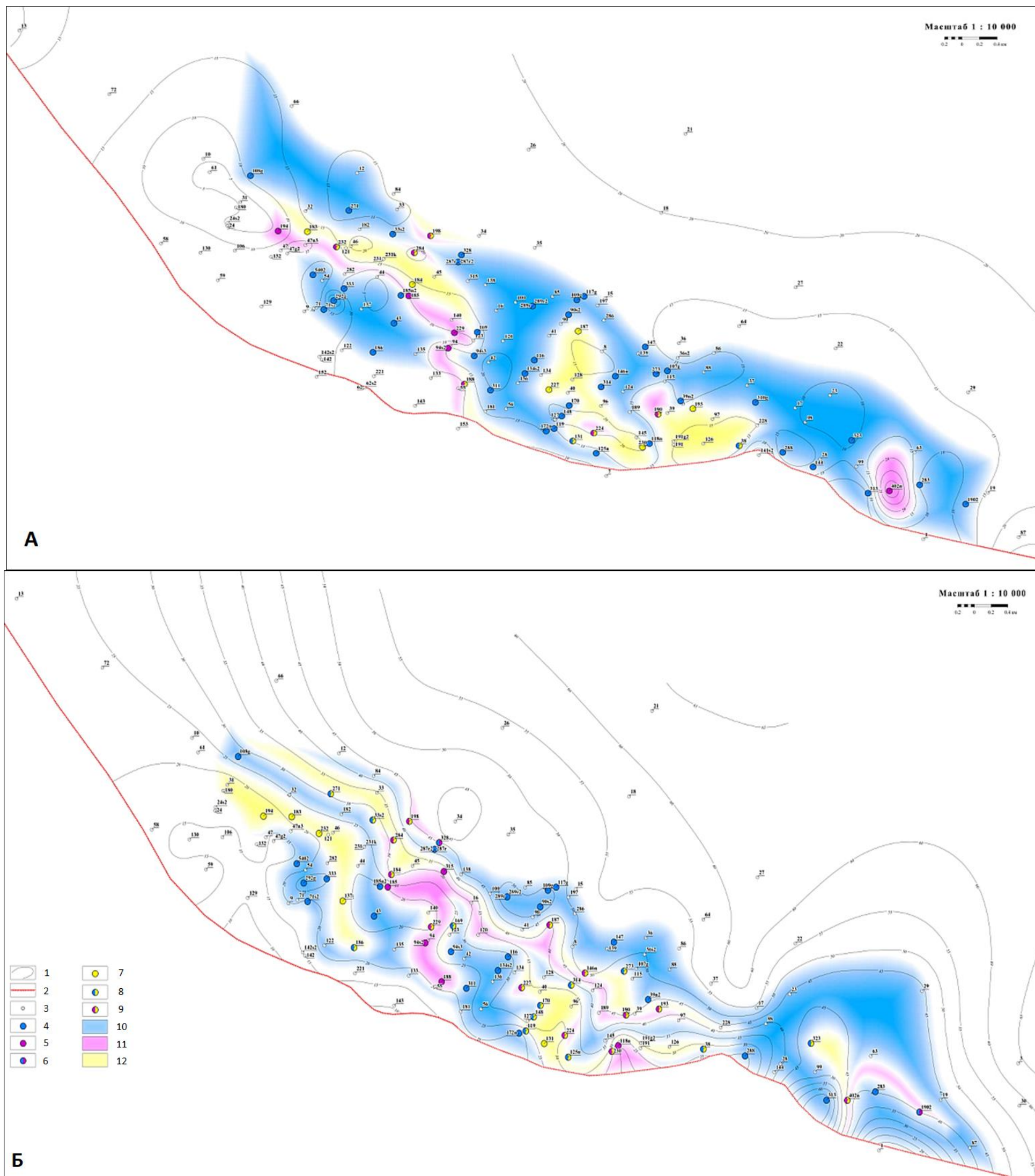


Рис. 3. Карта литологического состава нетрадиционных коллекторов Речицкого месторождения

А - отложения I пачки; Б - отложения II пачки.

1 - изопихиты; 2- граница отсутствия межсоловых отложений; скважины: 3 - без определения литологического состава пород, 4 - с преобладанием в разрезе доломитов, 5 - с преобладанием в разрезе известняков, 6 - с преобладанием в разрезе доломитов и известняков, 7 - с преобладанием в разрезе пород с содержанием кремнистого вещества > 30%, 8 - с преобладанием в разрезе доломитов и кремнисто-глинисто-известковых пород, 9 - с преобладанием в разрезе известняков и кремнисто-глинисто-известковых пород; 10 - предполагаемая зона распространения доломитов; 11 - предполагаемая зона распространения известняков; 12 - предполагаемая зона распространения пород с содержанием кремнистого вещества > 30%.

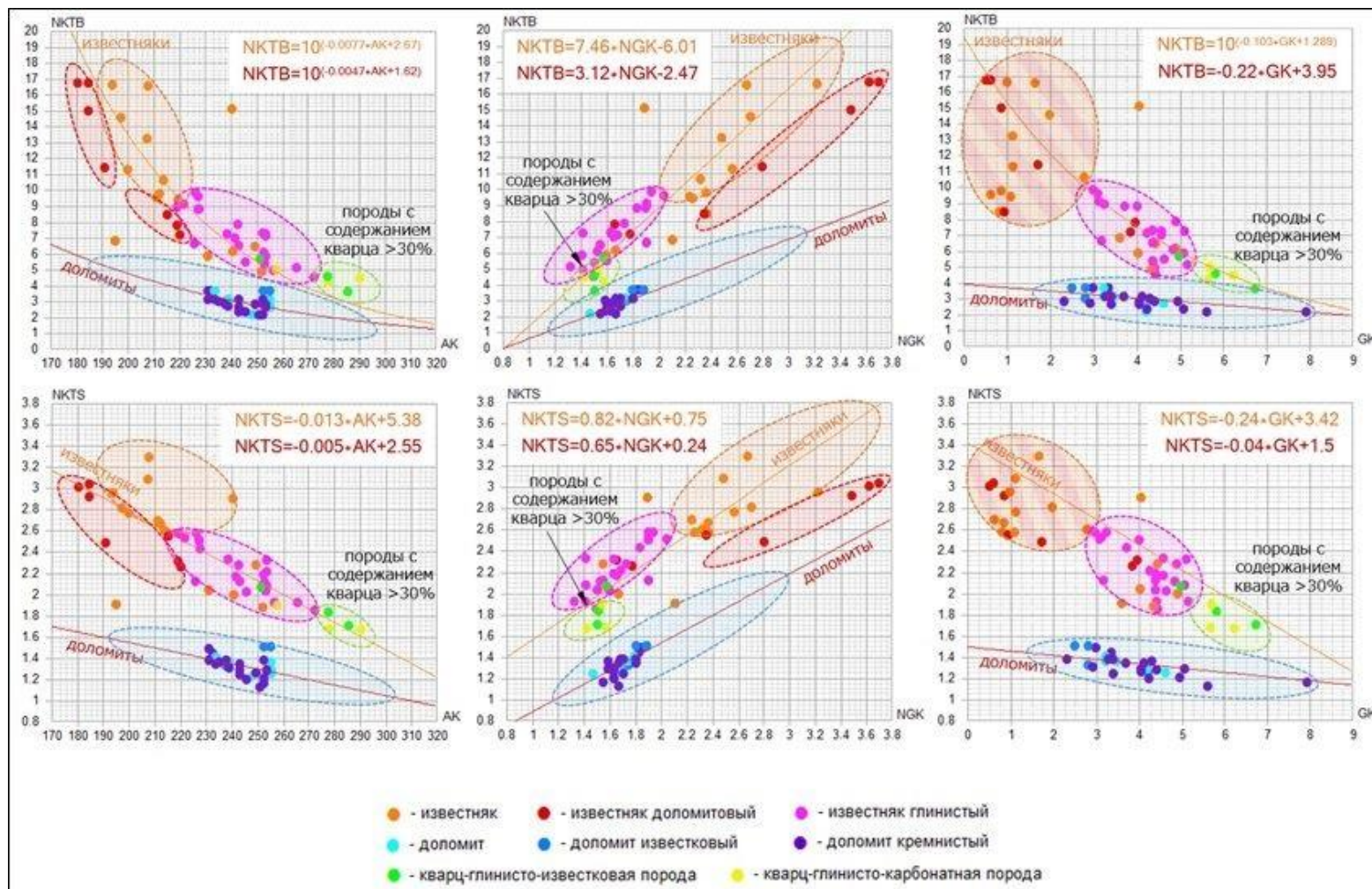


Рис. 4. Разделение пород известкового и доломитового ряда при сопоставлении различных пар методов ГИС (NGK, NКТВ, NКТS, GK, АК) пачки I Речицкого месторождения

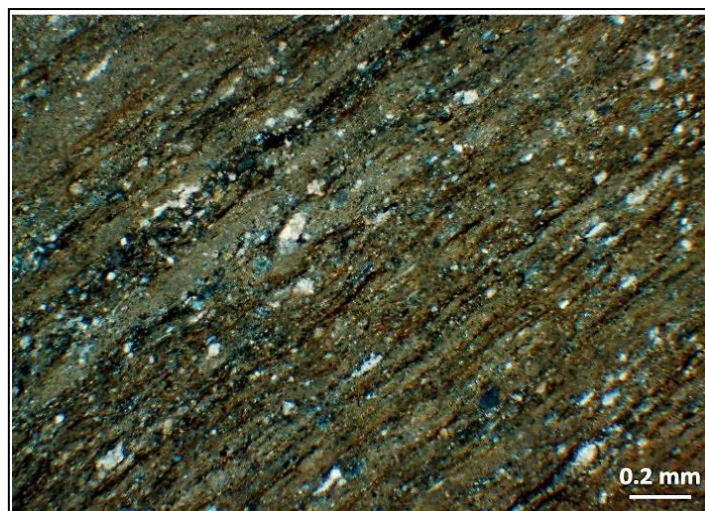


Рис. 5. Микрофотография шлифа 145 доломита кремнистого, глинисто-кремнистого с прослоями карбонатизированных радиоляритов с характерной сланцеватой и тонкослоистой текстурой

Отложения II пачки скв. 147 Речицкого месторождения, гл. 2056,30 м.

Согласно классификации Т.В. Белоконь, Н.Г. Гецен, Т.А. Катаевой (пять основных групп пород доманикового облика) отложения I-II пачки относятся к группе II (при высоком содержании нерастворимого остатка отличаются довольно низкой глинистостью, породы с содержанием Сорг. около 5% составляют не менее 10%), что в целом сопоставимо с отложениями Волго-Уральской и Тимано-Печерской нефтегазоносных провинций (отложения Бабкинской, Шалымской впадин, Муханово-Еропкинского внутришельфового прогиба) (рис. 6) [Белоконь и др., 1990; Ступакова и др., 2017; Ульмишек и др., 2017; Заграновская и др., 2021; Чупахина и др., 2022].

Проведенные комплексные пиролитические исследования образцов горных пород показали, что ОВ пород петриковско-елецких отложений вошло в «нефтяное окно», т.е. «зрелое» – вступило в главную фазу нефтеобразования: температуры максимума T_{max} пиролитического пика S1 (содержание жидких УВ нефтяного ряда) всего массива проанализированных образцов керн в основном превышают 430°C.

Отражательная способность витринита пород I-II пачек также в среднем соответствует стадии катагенеза градации МК1-МК2, то есть породы находятся в главной зоне нефтеобразования, ОВ которых могло генерировать жидкие УВ. Это подтверждает заключение о его термической зрелости.

Создание петрофизической модели с учетом параметров пиролитических исследований позволяет прогнозировать перспективные интервалы в разрезе для бурения и последующей разработки нетрадиционных отложений.

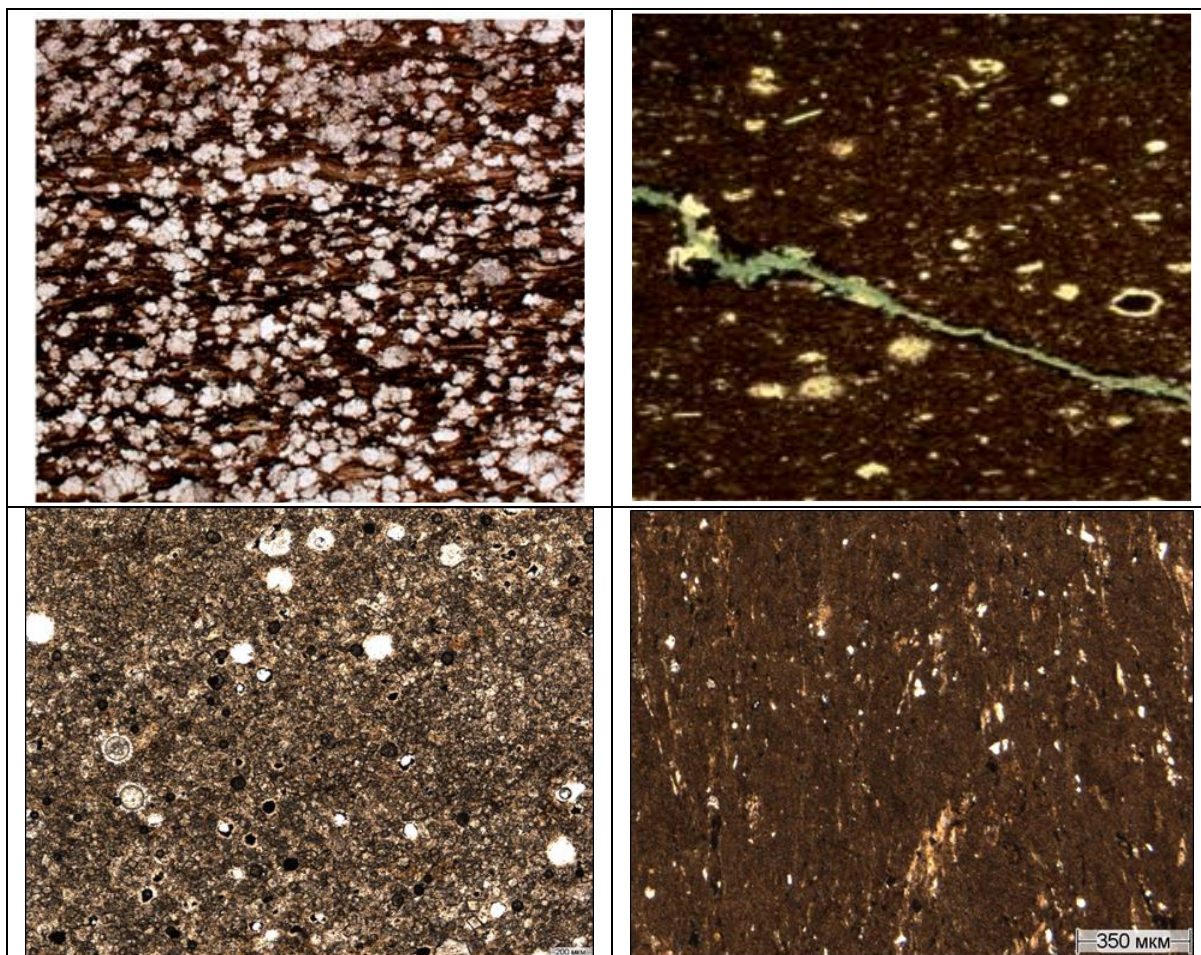


Рис. 6. Фотографии шлифов пород доманикового типа

1, 2 - доманикит с интенсивной доломитизацией и доманикоид карбонатно-кремнистый Муханово-Еропкинского внутришельфового прогиба [Заграновская и др., 2021; Чупахина и др., 2022]; 3 и 4 - доломит кремнистый и глинисто-карбонатно-кремнистая порода Речицкого месторождения Припятского прогиба.

Геохимические данные являются одним из ключевых поисковых критериев, на основании чего авторами сформулирован алгоритм использования геохимических показателей с целью поиска залежей нефти в нетрадиционных коллекторах на примере отложений I-III пачек Речицкого месторождения, который включает (рис. 7):

- изучение геохимических изменений в разрезе и распространение их по площади;
- выделение аномальных интервалов с повышенными геохимическими показателями ($\text{TOC} > 0,82$; $S_1 > 1$; $\text{OSI} > 100$; $\text{PI} > 0,23$) и их распространения (изменения) по площади;
- выполнение привязки к литологии, фильтрационно-емкостным свойствам, а также к диаграммам ГИС;
- если в разрезе повышенные показания геохимических параметров тяготеют к интервалам под флюидоупором (что имеет место в данном случае), то значим структурный фактор;
- прогнозируются петрофизические, геомеханические свойства перспективных интервалов и их ограничивающих флюидоупоров с целью обоснования оптимальной точки

заложения проектной горизонтальной скважины.



Рис. 7. Алгоритм поиска залежей нефти в нетрадиционных породах-коллекторах по геохимическим показателям

Интервалы изменения значений параметров, характеризующих нефтегазогенерационный потенциал нетрадиционного коллектора I-III пачек Речицкого месторождения, представлены в табл. 1 (по классификации Петерса и Касса). Анализируя нефтегенерационные свойства, представленные в ней, можно отметить большой диапазон изменения генерационного потенциала: от бедного до очень хорошего и отличного [Peters, Cassa, 1994].

Учитывая, что пиролитические исследования выполнены по скважинам, в которых отложения I-III пачек охарактеризованы керном по всей мощности разреза, можно обобщенно оценить генерационный потенциал как удовлетворительный. Низкие генерационные характеристики пород, возможно, объясняются более мелководными условиями формирования отложений вблизи апикальной точки структуры.

Таблица 1

**Нефтегазогенерационный потенциал нетрадиционного коллектора I-III пачек
Речицкого месторождения**

Нефтегазогенерационный потенциал	Параметры пиролиза		
	ТОС, %* (Сорг.)	S0+S1, мг УВ/г породы* (легкие - подвижные УВ)	S2, мг УВ/г породы* (тяжелые - не/слабоподвижные УВ)
Бедный	< 0,5	0-0,5	< 2,5
Удовлетворительный	0,5-1	0,5-1	2,5-5
Хороший	1-2	1-2	5-10
Очень хороший	2-4	2-4	10-20
Отличный	> 4	> 4	>20

На основании анализа битумоидов по их групповому составу авторами установлено, что породы с наилучшими признаками нефтенасыщения тяготеют к верхней части исследованного разреза. Это также согласуется с результатами пиролитических исследований по ряду скважин, которые тоже характеризуются в верхних частях разреза петриковских отложений повышенными значениями параметров S1, PI, ТОС, OSI. Подтверждается это и обильными множественными признаками нефтепроявлений по керну, отобранному из I пачки и верхней части II пачки, с уменьшением таковых в нижней части II и III пачек.

На основании изложенного можно сделать вывод о важности структурного (структурно-литологического) фактора при выборе точек заложения скважин в нетрадиционных коллекторах. Возможная отметка предполагаемого условного водонефтяного контакта залежи УВ в I-III пачках Речицкого месторождения – -1885 м. Выше этой отметки отмечены аномальные значения ряда геохимических показателей в разрезах исследованных скважин. Тот факт, что в разрезе повышенные показания геохимических параметров тяготеют к интервалам под флюидоупором, также свидетельствует о возможной миграции УВ внутри межсолевой толщи.

На основании лабораторных исследований содержания УВ обосновано, что критерием приточности, используемом для планирования зон заложения скважин является величина содержания в породе общего органического углерода $ТОС > 2,5\%$, при котором показатель нефтенасыщения (OSI) всегда > 100 , - то есть, УВ являются подвижными, и порода способна их отдавать. По критерию приточности ТОС в пределах I-III пачек выделен ряд зон (рис. 8) по их способности обеспечивать приток нефти при заканчивании скважин горизонтальными стволами с многостадийными гидроразрывами пласта.

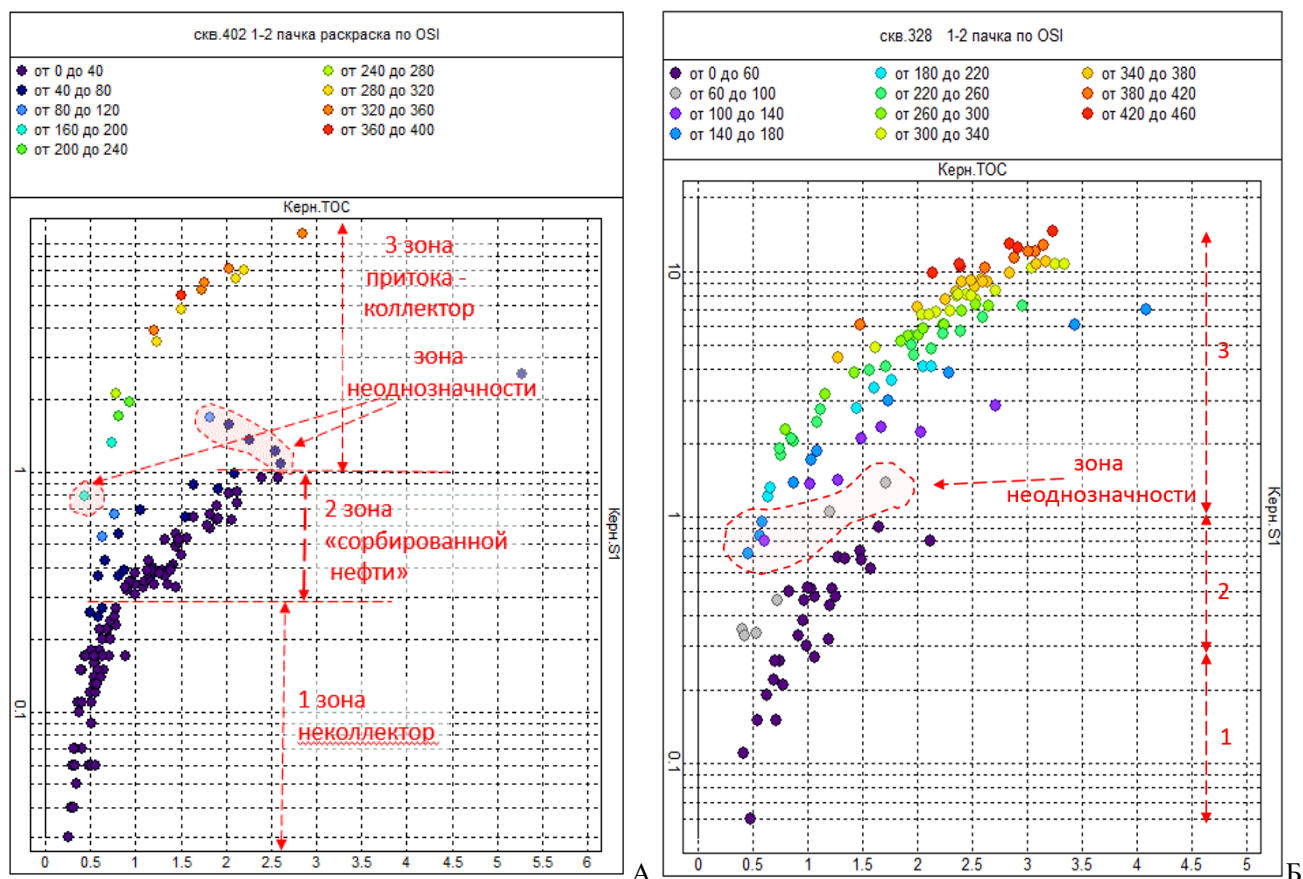


Рис. 8. Сопоставление пиролизических показателей ТОС и S1 с индексом нефтенасыщения OSI с разделением по зонам насыщения в скважинах Речицкая 402 (А) и 328 (Б)

Краткая характеристика выделяемых зон приведена ниже.

Зона 1 – низкого (фонового) содержания ОБ, $ТОС < 0,6–0,8\%$, породы непроницаемы (неколлекторы) и фактически являются флюидоупорами, а некоторые – реперами при корреляции разрезов, при испытании этих пород «притока нет».

Зона 2 – с повышенным содержанием ОБ, $ТОС > 1$ и превышает фоновые показания в 3,0–3,5 раза. Отобранный керн нефтенасыщен, но при испытании получают «сухо» (притока не получают) или пленку нефти.

Зона 3 – повышенного содержания ОБ – ТОС на уровне зоны 2 или выше в 1,5–2 раза, расчетное значение индекса нефтенасыщения $OSI > 100$, что уже свидетельствует о наличии подвижных УВ.

Зона неоднозначности – это породы, расположенные (по характеристикам) на границе зон 2 и 3, у которых пиролизические параметры имеют неоднозначную интерпретацию – например, точки, характеризующиеся высоким значением $OSI = 130–170$ и при этом наблюдается низкое содержание свободных УВ $S1 = 0,7–0,9$. Или наоборот, повышенное значение $S1 = 1,06–1,38$ и при этом невысокое значение $OSI = 80–87$.

Зона 3 наиболее перспективна для изучения с целью получения притоков УВ. Она

соответствует максимальным значениям ТОС и находится в верхней части разреза в пределах I пачки межсоловых отложений. При этом отмечается тенденция увеличения значений ТОС по восстанию I пачки.

В дальнейшем, в ходе комплексного анализа результатов исследования керна (фильтрационно-емкостные свойства, пиролиз, минеральный состав и др.), испытаний и ГИС выявлены закономерности, позволившие оценить граничное значение для выделения зон притока, а именно коэффициент эффективной пористости (Кпэфф) - 11,5% (рис. 9).

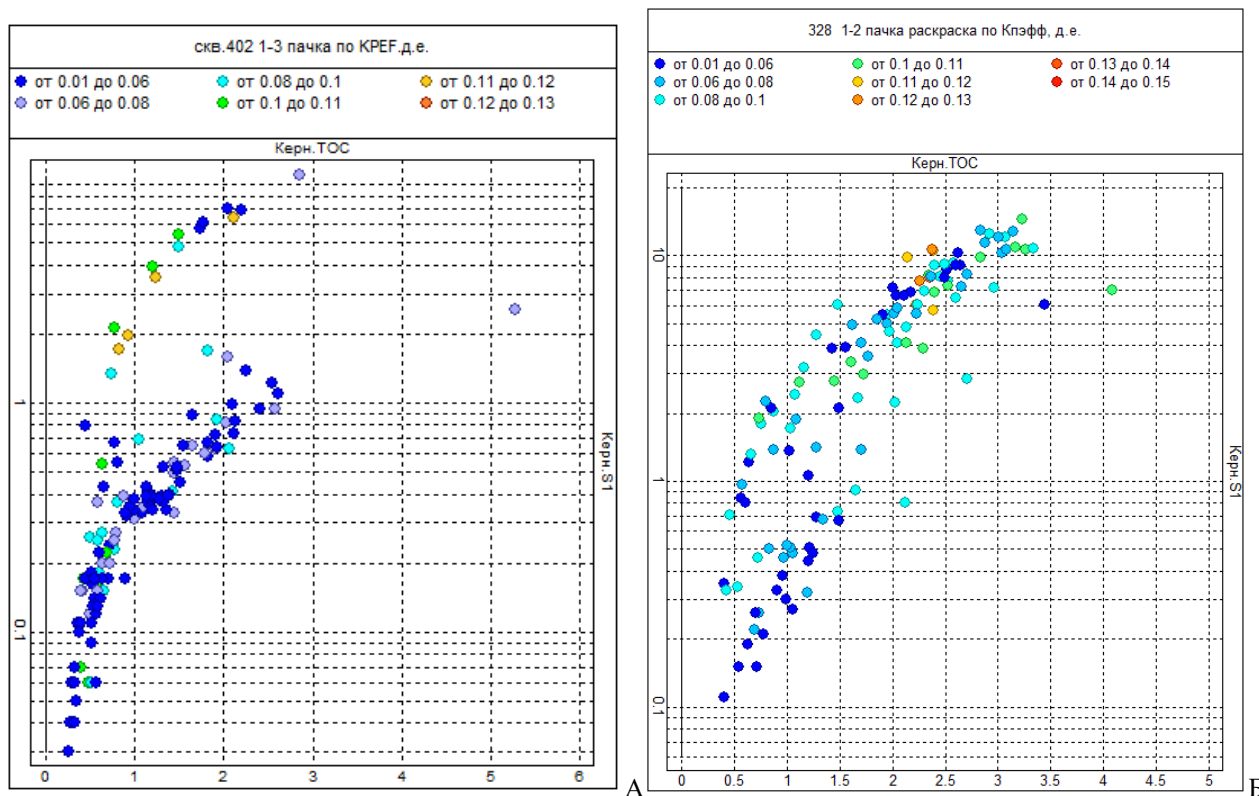


Рис. 9. Сопоставление пиролитических показателей (ТОС, S1) с эффективной пористостью по ГИС (Кпэфф) в скважинах Речицкая 402 (А) и 328 (Б)

Сопоставление Кпэфф с пиролитическими показателями, в частности, с индексом нефтенасыщения OSI, позволяет определить граничное значение $K_{пэффгр} = \sim 11,5\text{--}12\%$ для выделения зон притока по каротажу. При этом особый интерес при выделении зон уделялся содержанию в породе кварца и глины, так как содержание именно этих компонентов существенно отличается в зоне 2 – зоне «сорбированной нефти» и зоне 3 – зоне притока и, по-видимому, в какой-то мере определяет фильтрационно-емкостные свойства пород. Это предположение основано на том, что во многих скважинах в определенных интервалах повышенное содержание органического углерода (по данным пиролиза) не приводило к получению притока нефти при испытаниях.

Для создания куба нефтенасыщенности использован скважинный материал по пластовой

интерпретации ГИС, в котором выделен коэффициент нефтенасыщенности. В качестве тренда использовался грид литологии с обозначенными зонами интереса. Максимальная концентрация УВ отмечена в петриковском горизонте, что соответствует первой пачке и верхней части второй пачки Речицкого месторождения. Отложения петриковского горизонта преимущественно представлены доломитами и являются наиболее перспективными с позиции фильтрационно-емкостных характеристик.

Усредненное распределение содержания ОВ и доломита по всем скважинам в разрезе I-III пачек Речицкого месторождения представлено на рис. 10-11, гистограмма распределения открытой пористости по пачкам - на рис. 10. Сопоставление гистограмм послойного распределения общего органического углерода и послойного содержания доломита в пределах I-III пачек (см. рис. 10, 11) показывают, что они идентичны друг другу. Содержание доломита и общего ОВ увеличивается снизу-вверх от III-ей к I-ой пачке и максимально в пределах I-ой пачки.

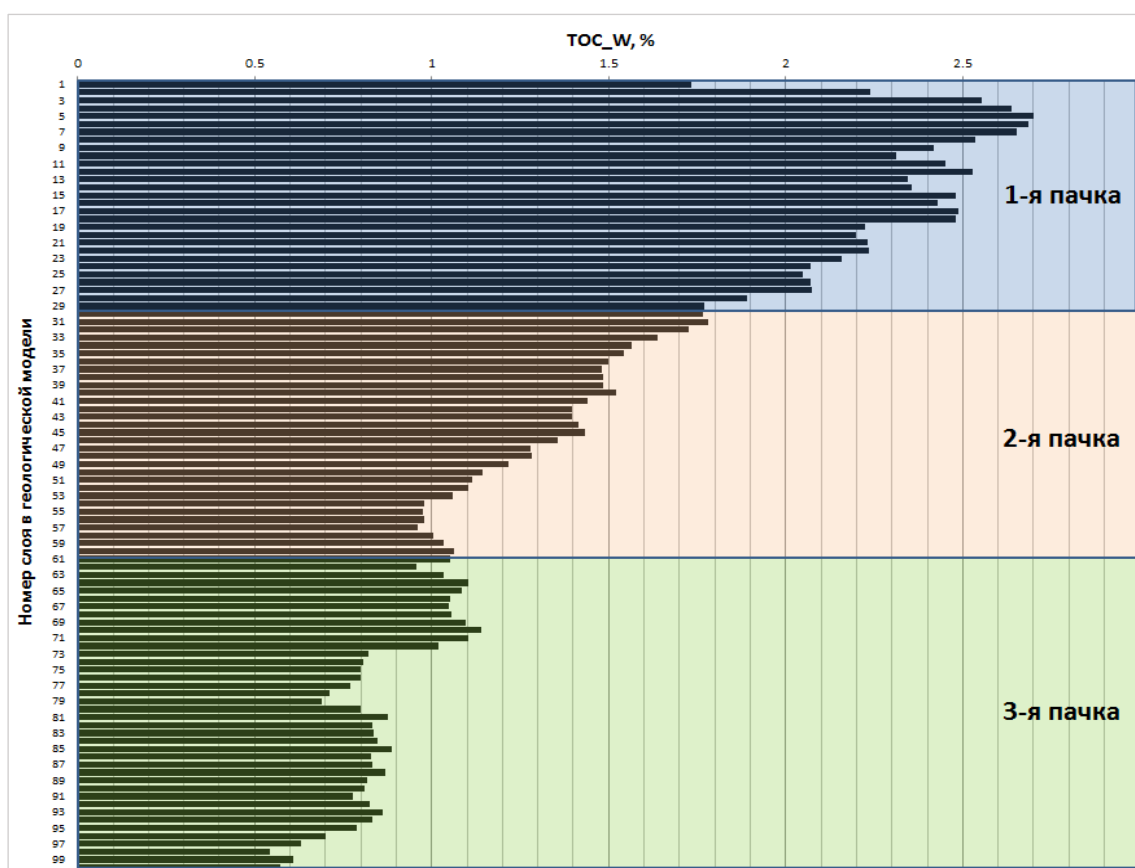


Рис. 10. Гистограмма послойного распределения общего органического углерода в пределах I-III пачек Речицкого месторождения

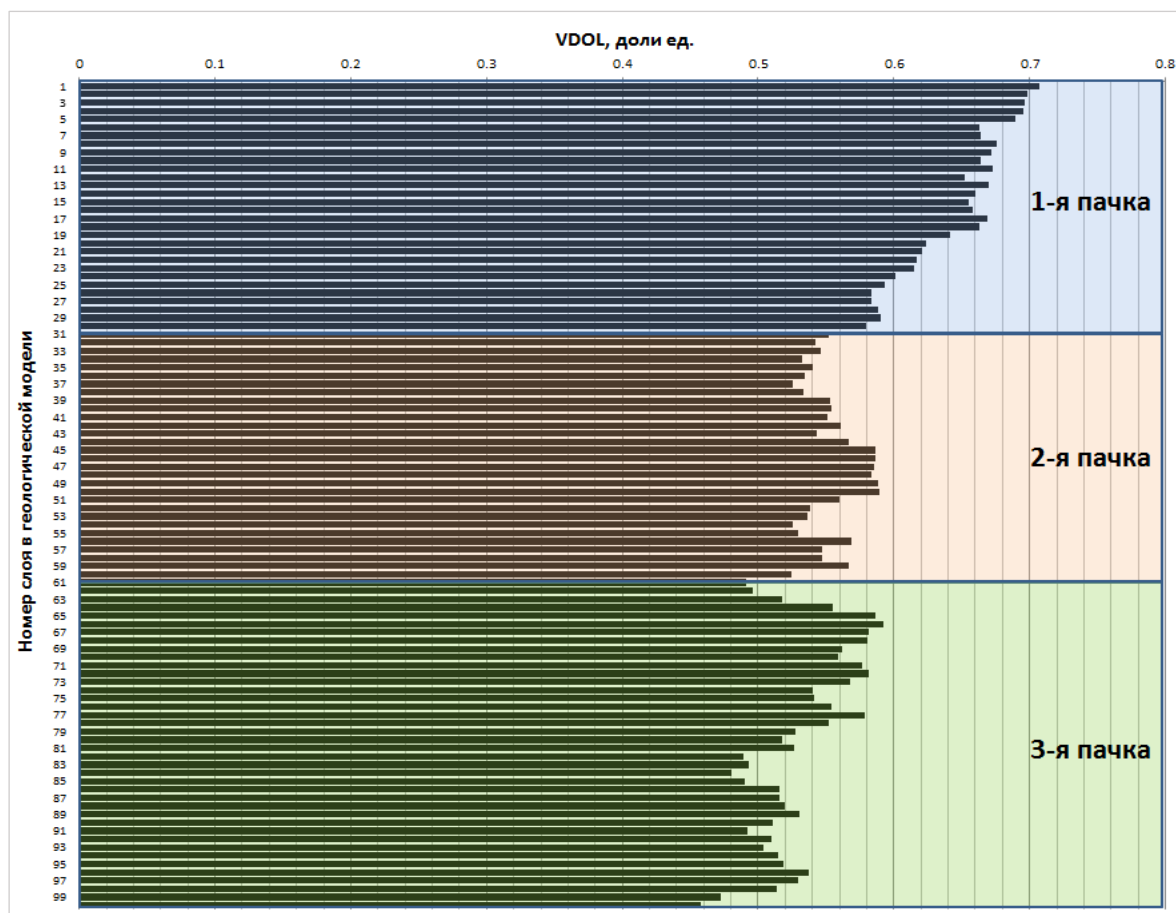


Рис. 11. Гистограмма послыстного содержания доломита в пределах I-III пачек Речицкого месторождения

Из распределения значений открытой пористости в пределах I-III пачек (рис. 12) видно, что максимальные значения открытой пористости характерны для пород I пачки, что определяет ее как наиболее перспективный объект для бурения проектных скважин.

Основные выводы

1. Разработан алгоритм поисковых критериев залежей нефти в нетрадиционных коллекторах Припятского прогиба, основанный на применении геохимических показателей.
2. По результатам пиролитических исследований керна определен генерационный потенциал нетрадиционных пород-коллекторов I-III пачек Речицкого месторождения.
3. На основании анализа лабораторных исследований керна установлено, что породы с наилучшими признаками нефтенасыщения тяготеют к верхней части разреза с повышенными значениями параметров S₁, TOC, OSI. На основании этого авторами сделан вывод о важности структурного (структурно-литологического) фактора при выборе точек заложения скважин в нетрадиционных коллекторах.
4. По результатам лабораторных исследований содержания УВ обоснованы критерии приточности, используемые для планирования зон заложения проектных скважин. На

основании выделенных критериев приточности в пределах I-III пачек Речицкого месторождения выделено три зоны по их способности обеспечивать приток нефти при заканчивании скважин горизонтальными стволами с многостадийными гидроразрывами пласта.

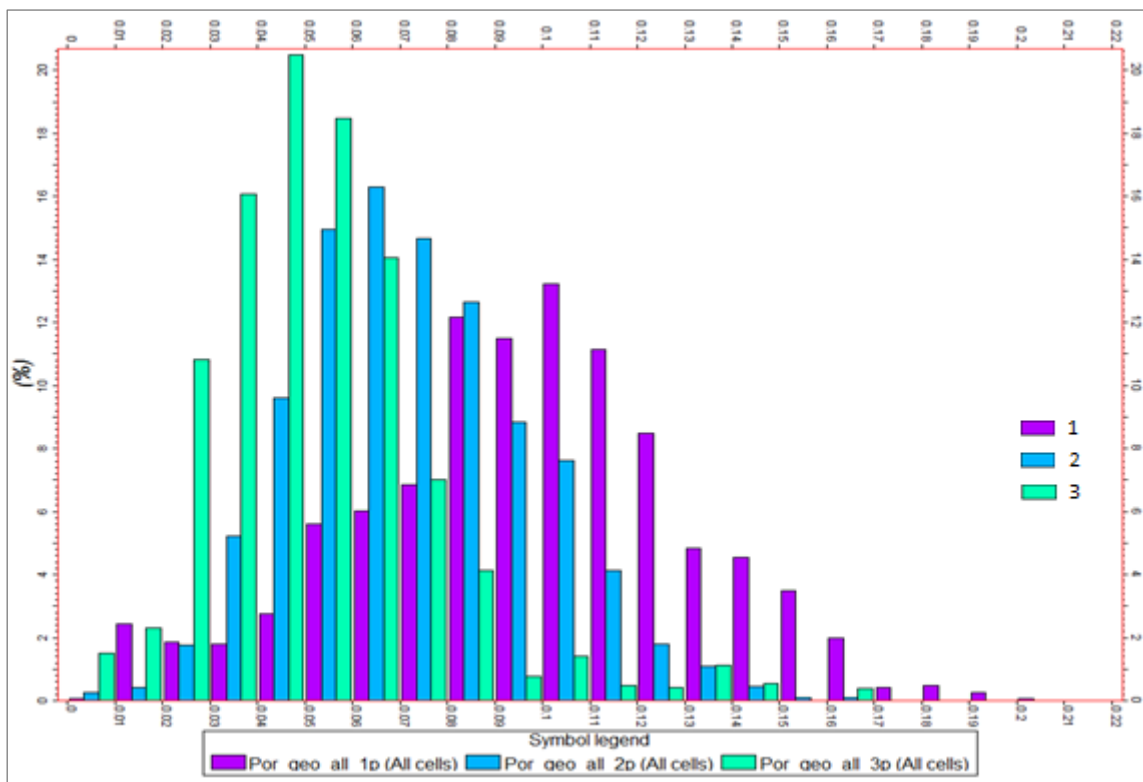


Рис. 12. Гистограмма распределения значений открытой пористости в пределах I-III пачек Речицкого месторождения

1 - I пачка, 2 - II пачка, 3 - III пачка.

5. По результатам послойного распределения общего органического углерода, доломита и распределения значений открытой пористости в пределах I-III пачек Речицкого месторождения выполнена детализация геологического разреза и определены наиболее перспективные зоны его верхней части.

Литература

Баженова О.К. Аутигенная нефтеносность кремнистых толщ // Диссертация на соискание уч. ст. д. г.-м. н. - Москва, 1991. - 489 с.

Белоконь Т.В., Гецен Н.Г., Катаева Т.А., Финкель В.Ф., Козлова Л.А. Перспективы нефтегазоносности севера Урало-Поволжья по данным геохимии доманикитов // Геология нефти и газа. - 1990. - №3. - С.20-23.

Бескопильный В.Н., Айзберг Р.Е. Углеводородный потенциал коллекторов осадочно-породных бассейнов Беларуси // Доклады НАН Беларуси. - 2012. - Т. 56. - № 2. - С.98-103. EDN: [XENQCL](#)

Бескопильный В.Н., Никуленко Е.Ф., Айсберг Р.Е., Грибик Я.Г. Районирование по

условиям нефтегазообразования подсолевого и межсолевого комплексов Припятского нефтегазоносного бассейна. - Гомель: РУП «ПО «Белоруснефть», 2013. - 184 с.

Бескопыльный В.Н., Халецкий А.В., Рыбалко И.П. Природные нефтегазоносные полукolleкторы Припятского прогиба. - Гомель: РУП «ПО «Белоруснефть», 2013. - 70 с.

Заграновская Д.Е., Исаева С.И., Вилесов А.П., Шашель В.А., Захарова О.А., Беляков Е.О., Демин В.Ю., Кудин И.Л., Калмыков Г.А. Строение протяженных резервуаров отложений доманиковой формации и методы их петрофизической интерпретации // Вестник Московского Университета. Серия 4. Геология. - 2021. - №1(6). - С. 120-132.

Захария И.Р. Количественное представление типов горных пород, геологических границ и неоднородности // Материалы международной научно-практической конференции. - Минск: БГУ, 2007. - С. 176-177.

Повжик П.П., Дубинин Б.А., Шарунов А.А., Захария И.Р., Ерошенко А.А. Петрофизические, геохимические, упругие и прочностные особенности свойств горных пород нетрадиционных отложений на примере I-III пачки межсолевой залежи Речицкого месторождения // Нефтяник Полесья. - 2019. - № 1. - С. 80-87.

Ступакова А.В., Калмыков Г.А., Коробова Н.И., Фадеева Н.П., Гатовский Ю.А., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Пронина Н.В., Большакова М.А., Завьялова А.П., Чупахина В.В., Петракова Н.Н., Мифтахова А.А. Доманиковые отложения Волго-Уральского бассейна - типы разреза, условия формирования и перспективы нефтегазоносности // Георесурсы. - 2017. - Спецвыпуск. - Ч. 1. - С. 112-124. DOI: [10.18599/grs.19.12](https://doi.org/10.18599/grs.19.12)

Ступакова А.В., Фадеева Н.П., Калмыков Г.А., Богомолов А.Х., Кирюхина Т.А., Коробова Н.И., Шарданова Т.А., Сулова А.А., Сауткин Р.С., Полудеткина Е.Н., Козлова Е.В., Митронов Д.В., Коркоц Ф.В. Поисковые критерии нефти и газа в доманиковых отложениях Волго-Уральского бассейна // Георесурсы. - 2015. - № 2 (61). - С. 77-86.

Ульмишек Г.Ф., Шаломеенко А.В., Холтон Д.Ю., Дахнова М.В. Нетрадиционные резервуары нефти в доманиковой толще Оренбургской области // Геология нефти и газа. - 2017. - № 5. - С. 67-77. EDN: [YLJZJK](https://edn.ru/yljzjk)

Чупахина В.В., Коробова Н.И., Калмыков Г.А., Завьялова А.П., Карпушин М.Ю., Радченко К.А. Генетическая обусловленность различных типов пустотного пространства и оценка качества нетрадиционных коллекторов отложений верхнедевонского доманикоидного комплекса Муханово-Ероховского прогиба // Георесурсы. - 2022. - № 24(2). - С. 139-149.

Peters K.E., Cassa M.R. Applied source rock Geochemistry. Eds. L.B. Magoon, W.G. Dow, The Petroleum system- From source to trap // APPG Memoir 60. Tulsa, Oklahoma. - 1994. - P. 93-117.

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

Received 06.12.2023

Published 22.03.2024

Povzhik P.P.

PA "Belorusneft", Gomel, Belarus, povzhik@beloil.by

Tsygankov A.O.

PA "Belorusneft", Belarusian Research and Design Institute of Oil Gomel, Belarus, a.tsygankov@beloil.by

Povzhik G.P.

PA "Belorusneft", Oil and Gas Production Department «Rechitsaneft», Rechitsa, Belarus, G.Povzhik@beloil.by

Demyanenko N.A.

Gomel State Technical University named after P.O. Sukhoi, Gomel, Belarus, demyanenko.1953@mail.ru

DETERMINATION OF THE MAIN SEARCH CRITERIA AND INLET CRITERIA FOR UNCONVENTIONAL RESERVOIRS USING THE EXAMPLE OF SECTION OF THE PRIPYAT TROUGH

The Domanik like strata are an important object both for forecasting and assessing the prospects for petroleum potential, and for its development, due to the lack of stable criteria for the prospects for oil and gas content, on the one hand, and the inappropriateness of using traditional field development technologies, on the other. The development of such reservoirs requires new approaches to their study and development planning. To determine the oil and gas potential and develop technological solutions for successful production from an unconventional reservoir, it is extremely important to identify the most promising intervals and assess the amount of moving reserves and resources, select and implement an effective set of oil recovery technologies immediately before the start of development.

The developed search criteria, criteria for the influx of unconventional reservoirs are presented, and the experience of their practical application is presented using the example of the results of the study and development of hard-to-recover oil reserves of unconventional reservoir rocks of the I – III units of intersalt strata of the Rechitsa oil field of the Pripyat trough.

Keywords: *unconventional reservoir rock, Domanik like strata, search criteria for unconventional reservoirs, inflow criteria, Rechitsa oil field, Pripyat trough.*

For citation: Povzhik P.P., Tsygankov A.O., Povzhik G.P., Demyanenko N.A. Opredelenie osnovnykh poiskovykh kriteriev i kriteriev pritochnosti netraditsionnykh kollektorov na primere otlozheniy Pripyatskogo progiba [Determination of the main search criteria and inlet criteria for unconventional reservoirs using the example of section of the Pripyat trough]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2024, vol. 19, no. 1, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2024/4_2024.html. EDN: FADABH

References

Bazhenova O.K. *Autigennaya neftenosnost' kremnistykh tolshch* [Authigenic oil-bearing capacity of siliceous strata]. Dissertatsiya na soiskanie uch. st. d. g.-m. n., Moscow, 1991, 489 p.

Belokon' T.V., Getsen N.G., Kataeva T.A., Finkel' V.F., Kozlova L.A. *Perspektivy neftegazonosnosti severa Uralo-Povolzh'ya po dannym geokhimii domanikitov* [Prospects for oil and gas potential in the north of the Ural-Volga region according to the geochemistry of Domanikites] *Geologiya nefti i gaza*, 1990, no. 3, pp. 20-23.

Beskopyl'nyy V.N., Ayzberg R.E. *Uglevodородnyy potentsial kollektorov osadochno-porodnykh basseynov Belarusi* [Hydrocarbon potential of semi-reservoirs of sedimentary basins of Belarus]. *Doklady NAN Belarusi*, 2012, vol. 56, no. 2, pp. 98-103. EDN: XENQCL

Beskopyl'nyy V.N., Khaletskiy A.V., Rybalko I.P. *Prirodnye neftegazonosnye polukollektory*

Pripyatskogo progiba [Natural oil and gas bearing semi-reservoirs of the Pripyat trough]. Gomel: RUP "PO Belarusneft", 2013, 70 p.

Beskopyl'nyy V.N., Nikulenko E.F., Aysberg R.E., Gribik Ya.G. *Rayonirovanie po usloviyam neftegazobrazovaniya podsolevogo i mezhsolvovogo kompleksov Pripyatskogo neftegazonosnogo basseyna* [Zoning according to the conditions of oil and gas formation of the subsalt and intersalt strata of the Pripyat oil and gas basin]. Gomel: RUP "PO Belarusneft", 2013, 184 p.

Chupakhina V.V., Korobova N.I., Kalmykov G.A., Zav'yalova A.P., Karpushin M.Yu., Radchenko K.A. *Geneticheskaya obuslovlennost' razlichnykh tipov pustotnogo prostranstva i otsenka kachestva netraditsionnykh kollektorov otlozheniy verkhendevonskogo domanikoidnogo kompleksa Mukhanovo-Erokhovskogo progiba* [Different types of void space and quality of unconventional reservoirs in the Upper Devonian Domanik high-carbon strata of Mukhanov-Erokhovsk trough]. *Georesursy*, 2022, no. 24(2), pp. 139-149. DOI: [10.18599/grs.2022.2.14](https://doi.org/10.18599/grs.2022.2.14)

Peters K.E., Cassa M.R. *Applied source rock Geochemistry*. Eds. L.B. Magoon, W.G. Dow, The Petroleum system- From source to trap. *APPG Memoir 60*, Tulsa, Oklahoma, 1994, pp. 93-117.

Povzhik P.P., Dubinin B.A., Sharunov A.A., Zakhariya I.R., Eroshenko A.A. *Petrofizicheskie, geokhimicheskie, uprugie i prochnostnye osobennosti svoystv gornykh porod netraditsionnykh otlozheniy na primere I-III pachki mezhsolvovoy zalezhi Rechitskogo mestorozhdeniya* [Petrophysical, geochemical, elastic and strength features of the properties of rocks of unconventional strata using the example of I-III units of intersalt level of the Rechitsa field]. *Neftyanik Poles'ya*, 2019, no. 1, pp. 80-87.

Stupakova A.V., Fadeeva N.P., Kalmykov G.A., Bogomolov A.Kh., Kiryukhina T.A., Korobova N.I., Shardanova T.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Poludetkina E.N., Kozlova E.V., Mitronov D.V., Korkots F.V. *Poiskovye kriterii nefti i gaza v domanikovykh otlozheniyakh Volgo-Ural'skogo basseyna* [Criteria for oil and gas search in Domanic strata of the Volga-Ural basin]. *Georesursy*, 2015, no. 2 (61), pp. 77-86.

Stupakova A.V., Kalmykov G.A., Korobova N.I., Fadeeva N.P., Gatovskiy Yu.A., Suslova A.A., Sautkin R.S., Pronina N.V., Bol'shakova M.A., Zav'yalova A.P., Chupakhina V.V., Petrakova N.N., Miftakhova A.A. *Domanikovye otlozheniya Volgo-Ural'skogo basseyna - tipy razreza, usloviya formirovaniya i perspektivy neftegazonosnosti* [Oil-Domanic strata of the Volga-Ural basin - types of section, formation conditions and prospects of oil and gas potential]. *Georesursy*, 2017, special issue, part 1, pp. 112-124. DOI: [10.18599/grs.19.12](https://doi.org/10.18599/grs.19.12)

Ul'mishek G.F., Shalomeenko A.V., Kholton D.Yu., Dakhnova M.V. *Netraditsionnye rezervuary nefti v domanikovoy tolshche Orenburgskoy oblasti* [Unconventional oil reservoirs in the Domanic strata of the Orenburg region]. *Geologiya nefti i gaza*, 2017, no. 5, pp. 67-77. EDN: YLJJZK

Zagranovskaya D.E., Isaeva S.I., Vilesov A.P., Shashel' V.A., Zakharova O.A., Belyakov E.O., Demin V.Yu., Kudin I.L., Kalmykov G.A. *Stroenie protyazhennykh rezervuarov otlozheniy domanikovoy formatsii i metody ikh petrofizicheskoy interpretatsii* [The structure of extended reservoirs of Domanik Formation and methods of their petrophysical interpretation]. *Vestnik Moskovskogo Universiteta. Seriya 4. Geologiya*, 2021, no. 1(6), pp. 120-132.

Zakhariya I.R. *Kolichestvennoe predstavlenie tipov gornykh porod, geologicheskikh granits i neodnorodnosti* [Quantitative representation of rock types, geological boundaries and heterogeneity]. *Materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy konferentsii*, Minsk: BGU, 2007, pp. 176-177.