

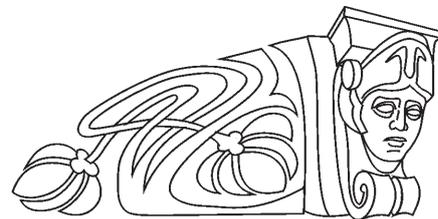


Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. 2021. Т. 21, вып. 4. С. 241–247  
Izvestiya of Saratov University. Earth Sciences, 2021, vol. 21, iss. 4, pp. 241–247  
<https://geo.sgu.ru>

<https://doi.org/10.18500/1819-7663-2021-21-4-241-247>

Научная статья  
УДК 550.832

## Оценка фациальной принадлежности локальных нефтегазоносных объектов по геофизическим данным



Б. А. Головин, К. Б. Головин, М. В. Калинин<sup>✉</sup>, С. А. Руднев

Саратовский национальный исследовательский государственный университет имени Н. Г. Чернышевского, Россия, 410012, г. Саратов, ул. Астраханская, д. 83

Головин Борис Александрович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, [bagolovin@yandex.ru](mailto:bagolovin@yandex.ru), <https://orcid.org/0000-0003-1737-7341>

Головин Константин Борисович, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, [kosgol@yandex.ru](mailto:kosgol@yandex.ru), <https://orcid.org/0000-0002-3716-5592>

Калиникова Марина Викторовна, кандидат геолого-минералогических наук, доцент, [kalinnikova1@rambler.ru](mailto:kalinnikova1@rambler.ru), <https://orcid.org/0000-0003-4077-0221>

Руднев Сергей Александрович, аспирант, [Sergey.rudnev93@gmail.com](mailto:Sergey.rudnev93@gmail.com), <https://orcid.org/0000-0003-3469-8649>

**Аннотация.** В сложившейся практике геолого-разведочных работ на нефть и газ выводы о фациальной принадлежности пород нефтегазоносных бассейнов и отдельных разведочных площадей делались главным образом на основе изучения kernового материала. В последнее время для этого привлекаются результаты сейсморазведки и геофизических исследований скважин. Геофизические методы, несмотря на их очевидный прогресс, являются косвенными, а прерывистость отборов керна и его неполные выносы затрудняют фациальный анализ. Изучение же шлама в процессе геолого-технологических исследований дает возможность восполнить этот пробел путём прямых непрерывных наблюдений по разрезу скважины. Применение всего комплекса геофизических методов позволяет взаимно компенсировать ограничения и недостатки каждого из них и более полно и достоверно оценивать генетические особенности и коллекторский потенциал продуктивных отложений. Последовательное накопление, сопоставление и анализ разнородных геофизических данных дает возможность постоянного уточнения априорных фациальных моделей и прогноза нефтегазоносности что, в конечном итоге, позволяет оптимизировать направления и объемы бурения.

**Ключевые слова:** фациальный анализ, шлам, геолого-технологические исследования, геофизические исследования скважин, сейсморазведка, структура, текстура, вещественный состав

**Для цитирования:** Головин Б. А., Головин К. Б., Калинин М. В., Руднев С. А. Оценка фациальной принадлежности локальных нефтегазоносных объектов по геофизическим данным // Известия Саратовского университета. Новая серия. Серия: Науки о Земле. 2021. Т. 21, вып. 4. С. 241–247. <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2021-21-4-241-247>

Статья опубликована на условиях лицензии Creative Commons Attribution 4.0 International (CC-BY 4.0)

Article

### Assessment of the facial affiliation of local oil and gas objects based on geophysical data

Б. А. Golovin, К. В. Golovin, М. В. Kalinnikova<sup>✉</sup>, S. A. Rudnev

Saratov State University, 83 Astrakhanskaya St., Saratov 410012, Russia

Boris A. Golovin, [bagolovin@yandex.ru](mailto:bagolovin@yandex.ru), <https://orcid.org/0000-0003-1737-7341>

Konstantin B. Golovin, [kosgol@yandex.ru](mailto:kosgol@yandex.ru), <https://orcid.org/0000-0002-3716-5592>

Marina V. Kalinnikova, [kalinnikova1@rambler.ru](mailto:kalinnikova1@rambler.ru), <https://orcid.org/0000-0003-4077-0221>

Sergey A. Rudnev, [Sergey.rudnev93@gmail.com](mailto:Sergey.rudnev93@gmail.com), <https://orcid.org/0000-0003-3469-8649>

**Abstract.** In the established practice of geological exploration for oil and gas conclusions about the facies belonging of the rocks of oil and gas basins and individual exploration areas were made mainly on the basis of the study of core material. Recently for this purpose the results of seismic exploration and well logging have been used. Geophysical methods despite their obvious progress are indirect and intermittent core sampling and incomplete coring make facies analysis difficult. The study of cuttings during the well logging process makes it possible to fill this gap through direct continuous observations along the well section. The use of the whole complex of geophysical methods allows one



to mutually compensate for the limitations and disadvantages of each of them and more fully and reliably assess the genetic characteristics and reservoir potential of productive deposits. Sequential accumulation, comparison and analysis of heterogeneous geophysical data make it possible to continuously refine a priori facies models and forecast oil and gas content which ultimately allows to optimize the directions and volumes of drilling.

**Keywords:** facies analysis, mud logging, well logging, mud, seismic survey structures, textures, material composition

**For citation:** Golovin B. A., Golovin K. B., Kalinnikova M. V., Rudnev S. A. Assessment of the facies affiliation of local oil and gas objects based on geophysical data. *Izvestiya of Saratov University. Earth Sciences*, 2021, vol. 21, iss. 4, pp. 241–247 (in Russian). <https://doi.org/10.18500/1819-7663-2021-21-4-241-247>

This is an open access article distributed under the terms of Creative Commons Attribution 4.0 International License (CC-BY 4.0)

## Введение

Работами ряда исследователей доказано, что морфология и геометрия пластовых нефтегазонасыщенных резервуаров определяется условиями осадконакопления слагающих их пород [1–3]. Этот же фактор контролирует распределение физических свойств пород и направленность их вторичных изменений, а стало быть, и качество коллекторов и флюидоупоров. Кроме того, фациальная (формационная) принадлежность пород обуславливает их нефтегазогенерационный потенциал, характер и закономерности последующих миграции и аккумуляции углеводородов.

Поэтому эффективность нефтегазопроисковых работ во многом зависит от способности геологов и геофизиков извлекать из геофизических данных и материалов бурения сведения палеогеоморфологического, палеогеографического и палеотектонического характера, т. е. в конечном итоге сведения о генетических осадочных формациях и слагающих их литофациях.

Целью палеогеоморфологических и фациальных исследований является восстановление палеорельефа и условий осадконакопления нефтегазонасыщенных отложений. В число задач этих исследований включаются следующие:

- выявление и трассирование зон терригенных коллекторов и определение их генезиса по сумме литологических и палеогеографических критериев с последующей экстраполяцией на неизученные площади;
- выявление рифогенных и других перспективных объектов;
- корреляция разрезов нефтегазонасыщенных отложений;
- прогнозирование зон развития и поиски неструктурных ловушек;
- выдача конкретных рекомендаций для постановки геофизических работ и бурения;
- изучение морфоструктуры продуктивных горизонтов на отдельных площадях и месторождениях с целью локального прогноза коллекторов и разработки рекомендаций по рациональному размещению скважин.

## Методика проведения исследований

В прошлом выводы о фациальной принадлежности пород нефтегазонасыщенных бассейнов

и отдельных разведочных площадей делались главным образом на основе изучения kernового материала. Сегодня для этого привлекаются результаты сейсморазведки и геофизических исследований скважин (ГИС).

Однако геофизические методы, несмотря на их очевидный прогресс, всё же являются косвенными, а прерывистость отборов керн и его недостаточные выносы затрудняют фациальный анализ. Исследование же шлама в процессе геолого-технологических исследований (ГТИ) дает возможность восполнить данный пробел путём прямых непрерывных наблюдений по разрезу скважины. Поэтому использование перечисленных методов в комплексе или в традиционно принятой последовательности позволяет взаимно компенсировать ограничения и недостатки каждого из них и более полно и достоверно оценивать генетические особенности и коллекторский потенциал продуктивных отложений. Последовательное накопление, сопоставление и анализ разнородных данных дают возможность постоянного уточнения априорных фациальных моделей и прогноза нефтегазонасыщенности и, в конечном итоге, позволяют сократить объемы бурения.

Особенности литологического состава, генезиса и условий осадконакопления диктуют необходимость применения существенно разных подходов (а следовательно, и методов исследований) при фациальной оценке терригенных и карбонатных пород.

## Методика исследований в терригенных породах

В терригенных породах одним из ведущих признаков для оценки их фациальной принадлежности являются текстурно-структурные особенности. Фациальная интерпретация данных ГИС в песчано-глинистых породах, включающая метод каротажных моделей фаций [4, 5], базируется на зависимости облика соответствующих диаграмм от направления изменения зернистости и последовательности чередования литотипов пород.

Здесь различаются два основных типа отложений, зависящих от характера транспортирующих агентов:

- отложения флювиальных потоков (наземных русел, авандельтовых бороздин и подводных каналов), для которых свойственно уменьшение зернистости и увеличение



глинистости песчаных пород от подошвы к кровле. Это обусловлено более активным гидродинамическим (промывным) режимом на начальных стадиях их формирования, который становится всё более вялым по мере заполнения русла обломочным материалом; – отложения в волноприбойной зоне песчаных наносов устьевых баров, которые характеризуются увеличением размера зерен снизу вверх по разрезу. Это происходит за счет последовательного накачивания более крупнозернистых песков проксимальной части устьевого бара выдвигающейся дельты на тонкозернистые пески и алевриты дистальной либо за счёт заклепывания более крупных частиц волнами верхней части бара. Фациальное происхождение коллекторов определяется при комплексировании данных методов ГИС, таких как поляризация самопроизвольная (ПС), гамма-каротаж (ГК) и квернометрия (КВ). Данные кривые отражают указанные выше типы распределения зёрен. Последние могут быть также установлены не-

посредственно при внимательном микроскопическом изучении бурового шлама (табл. 1). Поэтому выявление определенного типа распределения зернистости и наличие соответствующей ему формы кривых ПС и (или) ГК даёт возможность более надежной фациальной интерпретации геолого-геофизических данных. Естественно, что результаты такой интерпретации должны сопоставляться с данными региональных палеогеографических исследований или сейсмофациального анализа, если таковые имеются, и дают возможность картирования палеодренажных сетей в достаточно узких стратиграфических интервалах.

Вместе с тем необходимо иметь в виду, что фациальные оценки, полученные разными методами, могут расходиться между собой на разных стадиях изученности нефтегазоносных комплексов.

#### Методика исследований в карбонатных породах

Для карбонатных пород более ощутимую роль играет вещественный состав (глинистость,

Таблица 1

Фациальная характеристика нефтегазоносных отложений по шламу [3]

Характерные литофаии	Генетические признаки, определяемые в шламе	Мощность, м
Аллювиально-пролювиальная формация		
Конгломераты, гравелиты, песчаники полимиктовые известковистые, глины алевритистые	Мелкие гальки, фрагменты карбонатно-глинистого цемента, обломки песчано-гравийных пород	<5
Равнинно-аллювиальная формация аллювиально-русовая субформация		
Песчаники средне-мелкозернистые, хорошо отсортированные, аргиллиты каолинитово-гидрослюдистые	Увеличение зернистости вниз по разрезу, сопровождаемое увеличением глинистости	>5
Аллювиально-пойменная и аллювиально-застойная субформация		
Песчаники кварцевые, плохо сортированные, алевролиты, аргиллиты каолинитовые, углистые	Отсутствие распределения зернистости по разрезу	<2-3
Прибрежно-морская подводно-дельтовая формация		
Песчаники от мелко до среднезернистых, алевролиты, аргиллиты, известняки	Увеличение зернистости вниз по разрезу песчаных пластов	>5
Прибрежно-морская волноприбойная формация		
Песчаники кварцевые средне- и мелкозернистые, хорошо отсортированные, алевролиты, аргиллиты, известняки	Увеличение зернистости вверх по разрезу песчаных пластов	>5
Шельфовая слоистая карбонатная субформация		
Известняки и доломиты разнозернистые органогенно обломочные пелитоморфные	Наличие глинисто-карбонатных прослоев, серый и кремовый цвета пород	
Рифогенная субформация		
Известняки, доломиты биогермные карасные органогенно-обломочные в разной степени перекристаллизованные	Чистота карбонатного состава, светло-серый цвет пород	70–1000
Депрессионная субформация		
Кремнисто-глинисто-карбонатные породы, скрытокристаллические, плотные	Темно-серый, почти черный цвет, высокая плотность пород, возможно, отсутствие карбонатного материала, окремнение	5–50



кремнистость и т.д.). Кроме того, с одной стороны, практически любое фашиальное замещение в карбонатных толщах сопровождается изменением мощности разновозрастных отложений, что в ряде случаев облегчает индикацию карбонатных фаций по шламу. С другой стороны, малые размеры шламовых частиц осложняют использование палеонтологических и структурно-текстурных характеристик для выявления фашиальной зональности.

Наиболее уверенно при исследовании шлама карбонатных пород выделяются рифогенные фации (табл. 1). Под чистотой карбонатного состава при этом понимается отсутствие седиментационно-диагенетического глинистого материала в известняках.

### Результаты исследования и их обсуждение

Примером оценки фашиальной принадлежности терригенных нефтегазоносных объектов является опыт разбуривания и изучения тульских отложений, вскрытых скважиной 1-Ярской. Эта скважина пробурена на площади, расположенной в пределах Квасниковско-Иловатской сложнопостроенной зоны нефтегазонакопления, где, по данным сейсморазведки и бурения, распространение нижнекаменноугольных терригенных коллекторов и формирование ловушек углеводородов контролируется как структурным, так и палеогеоморфологическим фактором.

В 1987 году И. Б. Пахомовым была проведена углубленная переинтерпретация сейсмических материалов в пределах этой зоны с элементами сейсмофашиального анализа. При этом, в частности, было зафиксировано локальное увеличение времени распространения волны ( $dT_0$ ) между подошвой бобриковских отложений и подошвой упинских отложений, которые с учетом данных бурения на Северо-Лиманской и Грачевской площадях интерпретировались как русловые врезы.

С другой стороны, на ряде профилей отмечено увеличение  $dT_0$  между подошвой бобриковских и подошвой михайловских отложений, которым в большинстве случаев отвечала и локальная выпуклость михайловского горизонта. Это увеличение мощности, протрассированное по площади, связывалось с наличием предполагаемых баров в нижнекаменноугольных терригенных отложениях.

По простиранию длинных осей прогнозируемые песчаные тела делятся на три типа: субширотного, субмеридионального и северо-восточного простирания.

Поскольку скважина 1-Ярская закладывалась в зоне одного из таких баров, указанному интервалу разреза было уделено особое внимание при полевых и стационарных ГТИ, включавших более подробный отбор, изучение шлама и последующее сопоставление полученных результатов с данными ГИС для целей выявления

генетических признаков вскрываемых песчаников и обработки методики их оценки.

При изучении распределения размеров зерен установлено, что вскрытое скважиной в тульском интервале разреза 50-метровое песчаное тело неоднородно. По стволу скважины можно выделить две зоны. Первая из них охватывает интервал 3239–3269 м, в пределах которого наблюдается увеличение зернистости сверху вниз, что в основных чертах соответствует характеристике руслового песчаника. Вторая зона подстилает первую и начинается алевролитами и серыми глинистыми песчаниками, ниже которых крупность зерен вновь увеличивается, что свидетельствует о таком же русловом происхождении этого песчаника. Таким образом, можно предполагать, что в данном случае мы имеем дело с двумя русловыми заполнениями, наложенными одно на другое.

Характер изменения пористости песчаника по разрезу пласта, хотя и подвержен влиянию вторичных изменений породы и неравномерному отбору шлама по стволу скважины, в главных чертах согласуется с изменением размеров обломочных зерен.

Вместе с тем из рис. 1 видно, что электрокаротажная характеристика (кривые ПС) не отражает описанного распределения зерен, что, однако, не опровергает предположение о русловом генезисе рассматриваемых песчаников. Как видно (см. рис. 1), песчаник из скв. 1-Ярской имеет каротажную характеристику, практически идентичную таковой разновозрастного песчаника скв. 3-Белокаменной. Поскольку последний в соседней скв. 1-Белокаменной резко уменьшается в мощности на фоне увеличения мощности подстилающих глин, а в скв. 3-Черebaевской отсутствует вовсе, можно говорить об эрозионной нижней границе рассматриваемого пласта, характерной для русловых накоплений и несвойственной баровым песчаникам. Характерно, что скв. 3-Белокаменная, как и 1-Ярская, попадает в зону бара, прогнозируемого по сейсмическим данным.

Таким образом, в этом районе мы имеем два случая, когда данные бурения, входя в противоречие с генетической интерпретацией сейсмических материалов, всё же подтверждают прогноз песчаных тел увеличенной мощности. Причины такого расхождения кроются, вероятно, в явлении дифференциального уплотнения глинистой пачки, подстилающей тульский песчаник.

По данным исследования керна (скв. 1-Ярская, интервал 3263–3268 м) тульский песчаник обладает хорошими коллекторскими свойствами. Его пористость достигает 17,7%, а проницаемость 731 мд (табл. 2). Однако из-за неблагоприятного структурного положения скважины он оказался непродуктивным. Вместе с тем при изучении этого песчаника были установлены повышенное газосодержание шлама, наличие

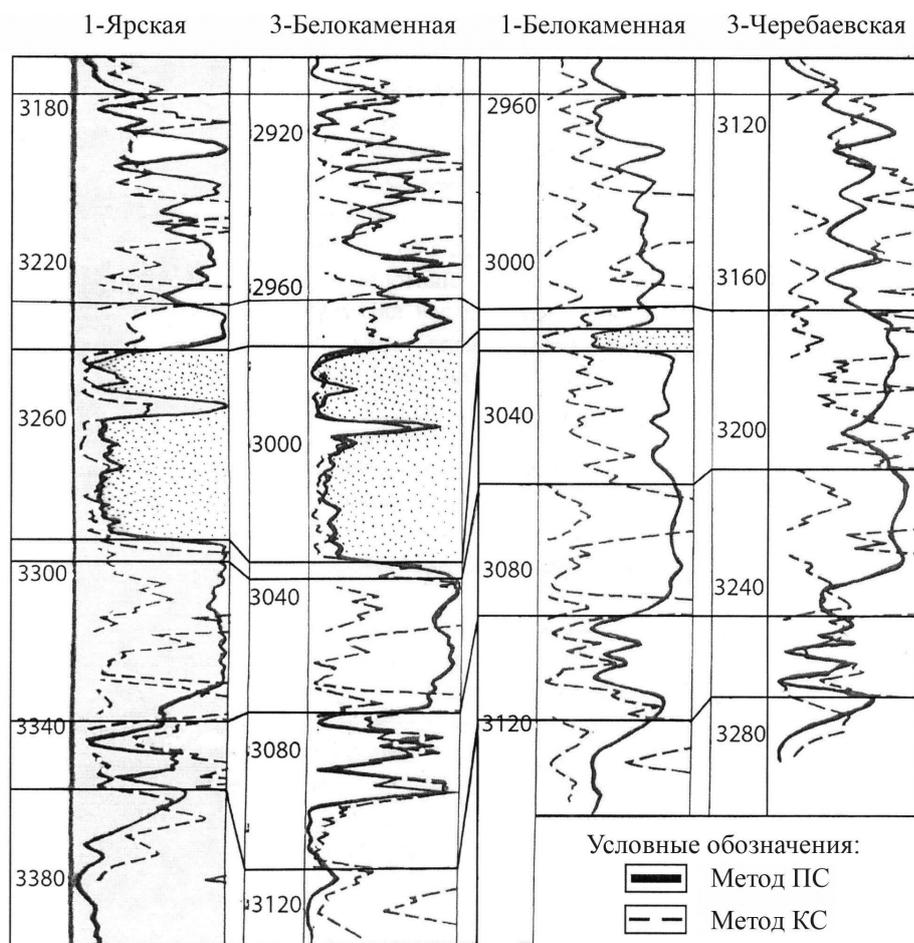


Рис. 1. Схема корреляции тульских отложений

Таблица 2  
Коллекторские свойства песчаников тульского горизонта в скв. 1-Ярской по керну

Интервал отбора, м	Порода	Открытая пористость, %	Газопроницаемость, мд
3263–3268	Песчаник средне мелкозернистый	16.8	308
		15.9	158
3268–3273	Песчаник среднезернистый	17.7	266
		16.9	93
		15.5	85
		17.7	731
		17.0	189

окисленных битумов в порах породы и запах углеводородов в свежем сколе керна в сочетании с повышенным сопротивлением по данным индукционного каротажа. Кроме того, пиролитические исследования шлама с глубины 3246 м показали наличие остаточных углеводородов.

Всё это является свидетельством либо транзитной миграции углеводородов по проницаемому песчаному шнуру, либо расформиро-

вания существующей здесь ранее залежи. В любом варианте миграция осуществлялась вверх по региональному восстанию. Поэтому наиболее вероятно ожидать скопления углеводородов на северо-восточном продолжении описываемого песчаного тела при пересечении его с благоприятной структурной формой. Надежность прогноза простирается длинной оси руслового шнура при этом будет определяться степенью достоверности интерпретации сейсмических материалов. В целом использование фациального анализа при поисково-разведочных работах на нефть и газ может быть представлено в виде следующей схемы (рис. 2). Если сейсмофациальный прогноз подтверждается вскрытием песчаного коллектора первой скважиной, пробуренной на площади, то оценка определения генетических признаков и заключения о фациальной природе в совокупности с определением коллекторских свойств песчаников осуществляется по комплексу данных ГТИ-ГИС.

Выявление фациального типа песчаников является основанием для прогноза формы песчаного тела, его размеров и ориентировки. При наличии надежных сейсмических данных они также привлекаются для такого прогноза и оцен-



ки соотношения песчаного тела с современной структурой. Если же эти данные отсутствуют, то прогноз осуществляется на основании региональных палеогеографических реконструкций, хотя его достоверность при этом снижается. Косвенным индикатором структурного положения пробуренной скважины являются результаты геохимических и битуминологических исследований, указывающих либо на характер флюидонасыщенности пород, либо на особенности миграции углеводородов.

В случае решения вопроса о фациальной принадлежности карбонатных пород достаточно выполнения кальцитометрических и (или) ИК-спектрометрических исследований шлама и их сопоставления с данными ГК (рис. 3).

Вместе с тем, как показывает опыт изучения мощной рифогенной постройки месторождения Тенгиз, имеются факторы, способные исказить картину, получаемую при применении указанных двух методов. Одним из таких факторов является

наличие в продуктивной толще твердых окисленных битумов, относящихся к типу керита или импсонита, которые при кальцитометрических исследованиях, не будучи растворимыми в HCl, оказываются в нерастворимом остатке. Более того, эти битумы обволакивают частички карбонатного материала, не давая им растворяться.

В продуктивных известняках Тенгиза также были встречены новообразования кварца и каолинита, также нерастворимые в HCl.

В таких сложных случаях кальцитометрические и ИК-спектрометрические анализы должны дополняться гамма-спектрометрическими исследованиями с целью выяснения природы гамма-аномалий (отсутствие радиоактивного калия является свидетельством «седиментационной чистоты» известняков), а также микроскопическим или битуминологическим изучением пород (в том числе, нерастворимого остатка) с целью выяснения роли битумоидов в строении породы (см. рис. 3).

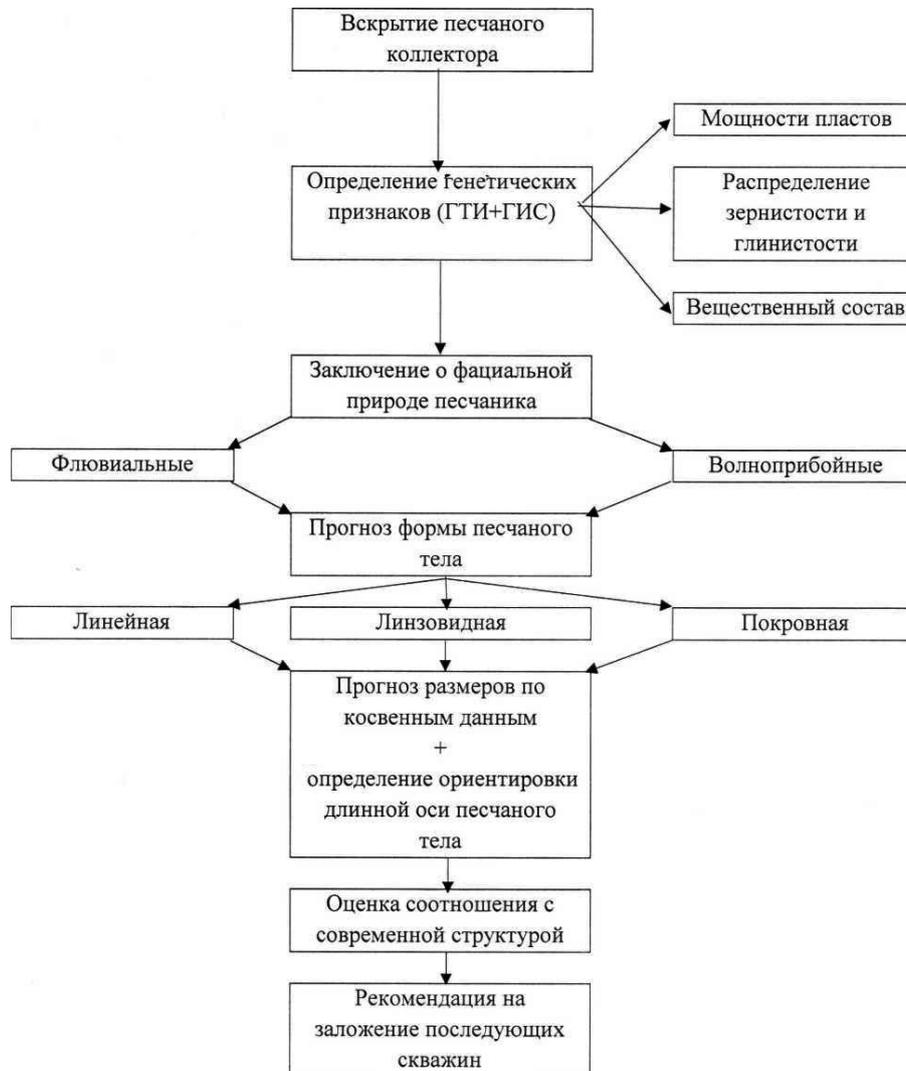


Рис. 2. Схема использования фациального анализа терригенных коллекторов в процессе принятия поисково-разведочных задач

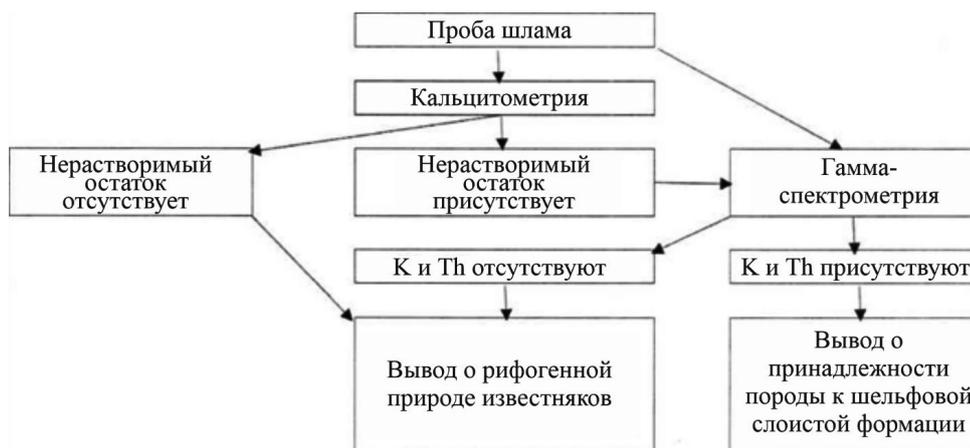


Рис.3. Схема исследования шлама карбонатных пород с целью определения их фациальной принадлежности

Напротив, наличие в нерастворимом остатке карбонатных пород калия и тория является основанием для отнесения изучаемых отложений к типу шельфовых мелководных образований, осадконакопление которых обычно характеризуется привнесом некоторого количества глинистого материала. Более детальное фациальное расчленение шельфовых карбонатов должно осуществляться параллельно с изучением зерна, так как для выделения органогенно-обломочных, микритовых, сгустковых и других известняков необходим анализ текстур пород. Как и в случае рифогенных образований, при фациальном анализе шельфовых карбонатов иногда также необходимо снятие влияния вторичного преобразования.

### Заключение

Таким образом, использование шламового материала при оперативных и стационарных ГТИ даёт возможность получения дополнительных сведений фациального и палеогеологического характера. Комплексная интерпретация всей имеющейся геолого-геофизической информации, полу-

чаемой в процессе бурения, позволяет принимать обоснованные решения для выполнения прогнозных нефтегеологических задач.

### Библиографический список

1. Сунгатуллин Р. Х., Сунгатуллина Г. М., Хазиев М. И. Учение о фациях. Казань : КФУ, 2005. 73 с.
2. Нурғалиева Н. Г., Қринари Г. А. Литогенетические аспекты нефтегазоносных отложений : учебное пособие для студентов и аспирантов, обучающихся по направлениям 05.03.01, 05.04.01 «Геология», 05.06.01 – «Науки о Земле». Казань : Казанский университет, 2018. 50 с.
3. Бабадаглы В. А., Изотова Т. С., Карпенко И. В., Кучерук Е. В. Литологическая интерпретация геофизических материалов при поисках нефти и газа. Москва : Недра, 1988. 256 с.
4. Пахомов В. И., Косков В. Н. Литология природных резервуаров с использованием фациально-циклического метода и промыслово-геофизических данных. Пермь : Издательство Пермского государственного технического университета, 2011. 168 с.
5. Губина А. И. Основы фациальной цикличности осадочных толщ по результатам геолого-геофизических исследований скважин. Пермь : Пресстайм, 2007. 271 с.

Поступила в редакцию 20.07.2021, после рецензирования 20.08.2021, принята к публикации 20.09.2021  
 Received 20.07.2021, revised 20.08.2021, accepted 20.09.2021