

Ракитина А.М., Литвиченко Д.А., Топалова Т.Э.

ООО «РН-Геология Исследования Разработка», Тюмень, Россия, AMRakitina@rn-gir.rosneft.ru, DA_Litvichenko2@rn-gir.rosneft.ru, TETopalova@rn-gir.rosneft.ru

УТОЧНЕНИЕ ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ВАЛАНЖИН-ГОТЕРИВСКИХ ШЕЛЬФОВЫХ ПЛАСТОВ ГРУППЫ БГ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО ДАННЫМ КЕРНА НОВЫХ СКВАЖИН

Представлены результаты комплексного анализа керновых исследований и геофизических данных малоизученных отложений ахской свиты севера Западной Сибири. Проведены исследования фильтрационно-емкостных свойств пород, гранулометрического анализа, минерального состава пород и глин, шифов, дано седиментологическое описание. Составлена концептуальная схема формирования песчано-алевритовых отложений верхней части ахской свиты, в разрезе которой выделяются перспективные пласты БГ.

Комплексом проведенных исследований керна четырех новых поисково-разведочных скважин зафиксирован постепенный переход от континентальных и прибрежно-морских обстановок в восточной части территории к мелководно-морским на западе. Снизу вверх происходит смена глубоководных отложений в основании ахской свиты на прибрежно-морские и прибрежно-континентальные.

Результаты исследования шифов и минерального состава пород свидетельствуют о вероятном наличии единого источника сноса обломочного материала для всей территории работ. Различия в гранулометрических характеристиках пород указывают на изменяющееся расстояние до источника сноса. Динамика среды осадконакопления и скорость водных потоков достаточно четко дифференцируют породы по фациальному признаку и фильтрационным свойствам. Наиболее высокое содержание как песчанистых фракций, так и значений пористости и проницаемости, характерно для обстановок с высокой динамикой водной среды – фаций речных русел и распределительных дельтовых каналов.

Представленная работа выполнена с целью уточнения перспектив и направлений поиска промышленных скоплений нефти и газа в неокомских отложениях Тазовского района.

Ключевые слова: валанжин-готеривские пласты группы БГ, ахская свита, керновые исследования, литолого-петрофизические характеристики, фациальные признаки, фильтрационные свойства отложений, Тазовский район, север Западной Сибири.

Для цитирования: Ракитина А.М., Литвиченко Д.А., Топалова Т.Э. Уточнение литолого-петрофизических характеристик валанжин-готеривских шельфовых пластов группы БГ севера Западной Сибири по данным керна новых скважин // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2026. - Т.21. - №4. - https://www.ngtp.ru/rub/2026/25_2026.html EDN: KRPYZQ

Введение

Вопросам оценки перспектив новых малоизученных участков на западе Тазовского района Западной Сибири посвящено достаточно много исследований и научных работ, но большая часть этого удаленного и труднодоступного региона до сих пор находится на стадии поисково-разведочного бурения и региональных сейморазведочных работ 2Д. Относительно детально изучена только верхняя часть разреза, включая сеноманские отложения (пласты

группы ПК) верхнемелового возраста, как наиболее перспективный объект для газовой промышленности. Отложения более глубоких горизонтов нижнего мела вскрыты единичными скважинами.

Региональные представления о строении неокомского осадочного комплекса изложены в ряде ранее опубликованных обобщающих работ [Танинская и др., 2021; Нежданов, 1988; Бородин, Курчиков, 2014]. Цель данной работы – представить краткий анализ новых данных поисково-разведочного бурения, подтверждающих часть концептуальных представлений об обстановках осадконакопления на территории исследований в период формирования перспективных песчано-алевритовых отложений ахской свиты. В связи со значительным расстоянием между скважинами с отбором керна (более 20 км) задача детального лито-фациального районирования на данном этапе изученности не решалась, сформулированы только некоторые общие закономерности в изменении свойств перспективных отложений между площадями, что позволило уточнить программу дальнейших поисков залежей углеводородного сырья.

Субширотное расположение поисково-разведочных скважин дало возможность оценить динамику зональной изменчивости фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пластов группы БГ₂₀-БГ₂₅ ахской свиты и на региональном уровне проследить смену условий седиментации от относительно глубоководных на западе и северо-западе до мелководно-морских и прибрежно-континентальных на востоке и юго-востоке.

Материалы и методы

Рассматриваемый участок в административном отношении расположен в Тазовском районе Ямало-Ненецкого автономного округа на территории п-ова Гыдан.

Четыре новых поисково-разведочные скважины, по материалам исследования которых авторами проведен комплексный анализ, пробурены с целью доразведки нижнемеловых и юрских отложений (рис. 1). Согласно схеме нефтегазогеологического районирования Западной Сибири [Конторович и др., 2022], участок Y и восточная часть участка Z в юго-восточной части Гыданского нефтегазоносного района, западная часть участка Z и участок X расположены на территории Мессовского нефтегазоносного района.

Исследуемые регионально продуктивные пласты БГ₂₀-БГ₂₅ относятся к терригенным отложениям Ахской свиты (*K1ah*) валанжин-готеривского возраста нижнемеловой системы, их формирование происходило в условиях постепенной регрессии моря, поэтому вверх по разрезу наблюдается сокращение площади глинистых отложений глубоководного генезиса и увеличение песчаности пород. Кратковременные трансгрессии палеобассейна привели к образованию маркирующих глинистых горизонтов (приобского и пимского) в кровле и

подошве комплекса алевроито-песчаных шельфовых пластов группы БГ.

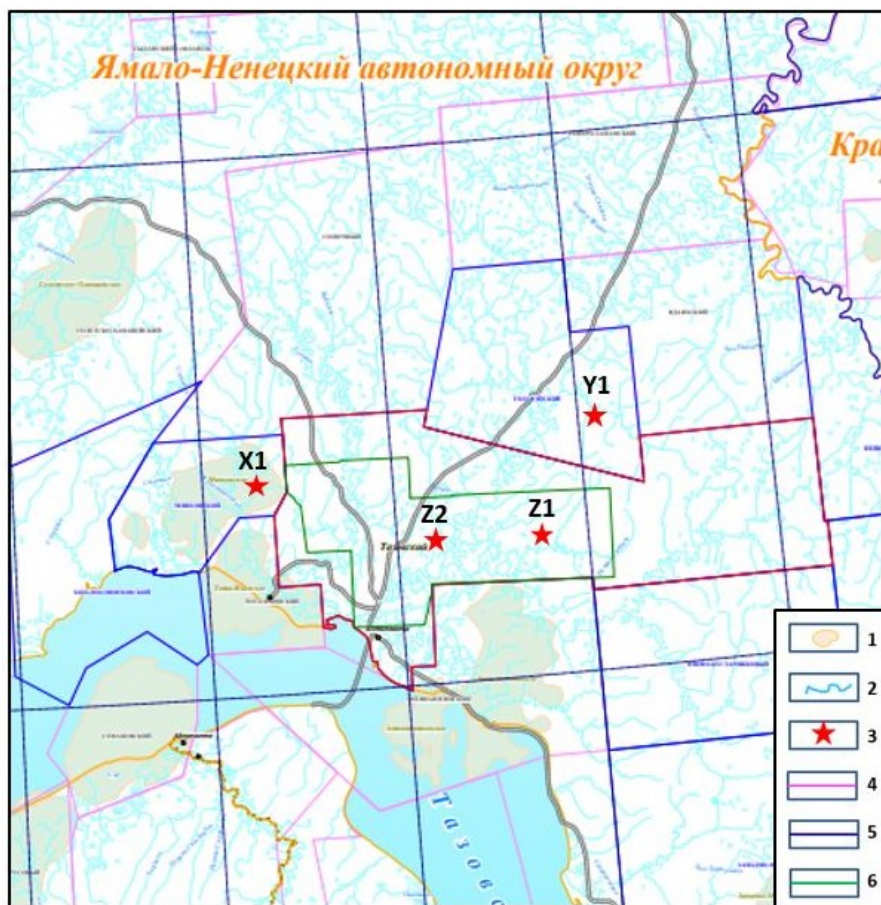


Рис. 1. Обзорная схема района исследований

1 - границы доказанных месторождений нефти и газа; 2 - границы водных объектов; 3 - положение новых поисково-разведочных скважин; 4 - границы лицензионных участков по данным ФГБУ «Росгеолфонд»; 5 - границы перспективных лицензионных участков; 6 - границы проведения новой 3Д сейсмосъемки.

Анализ петрофизических свойств проведен на образцах керна из скважин X1, Y1, Z1 и Z2. Перспективные пласты пробурены с высоким выносом керна: суммарная проходка по всем скважинам составила 235,6 м, вынос керна – 223,8 м (95%). Сложность сопоставления результатов керновых исследований заключается в значительной разнице глубин отбора и стратиграфической привязки образцов. На сегодняшний день наиболее полно охарактеризован керновым материалом пласт БГ₂₀ (верхний валанжин-нижний готерив), из которого керн отобран в трех скважинах (рис. 2). Ввиду крайне низкой плотности сетки разбуривания на исследуемой территории, основной задачей авторов статьи стало выделение наиболее перспективных зон для заложения новых поисково-разведочных скважин и обоснование программы доизучения новых лицензионных участков.

Выполненный комплекс лабораторных исследований на керне из пробуренных за последние три года скважин приведен в табл. 1.

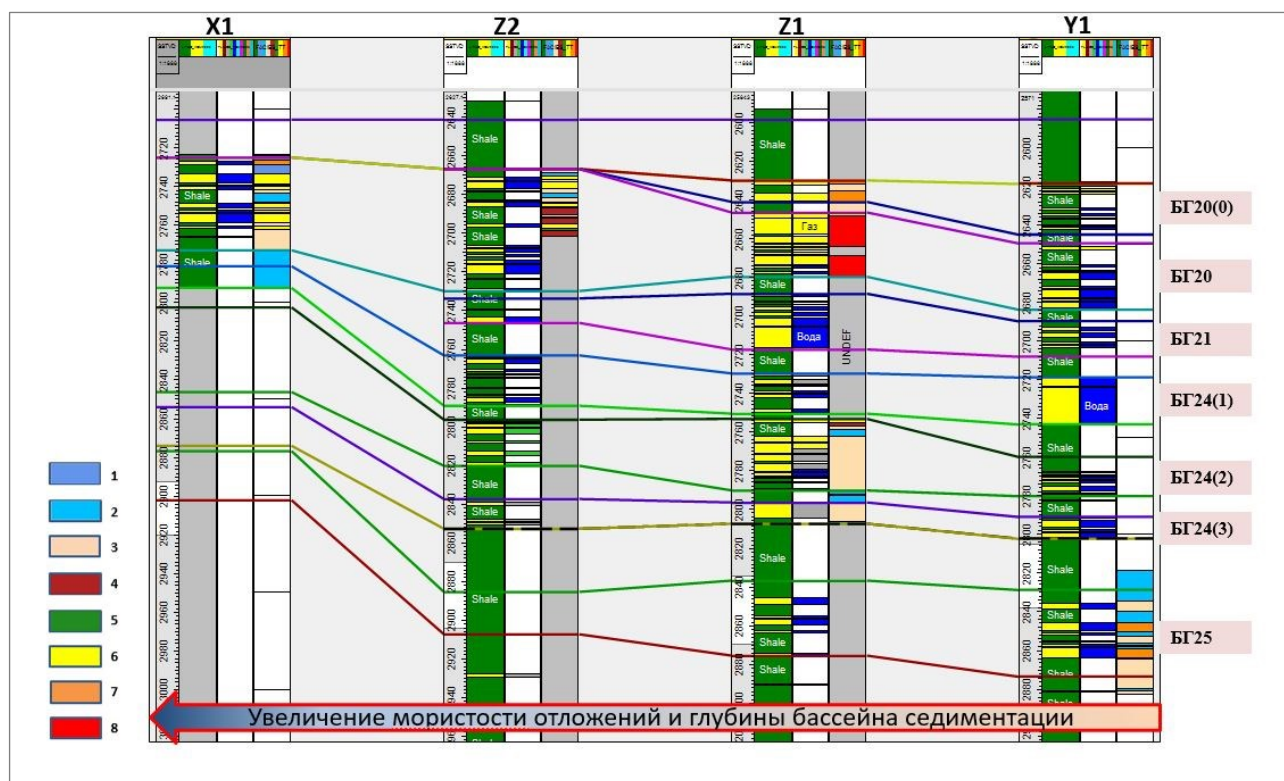


Рис. 2. Схема корреляции через скважины с керном Y1-Z1-Z2-X1 с выносом результатов определения фациальных обстановок на керне и характером насыщения по геофизическому исследованию скважин

1 - дальняя зона берегового склона OF (LOF - нижняя часть дальнего берегового склона, UOF - верхняя часть дальнего берегового склона); 2 - продольный склон и дистальная часть фронта дельты PD; 3 - проксимальная часть фронта дельты DF; 4 - отмели и отложения прибрежной заливаемой морем равнины TF; 5 - глинистые фации пресных водоемов (марши, озера) LM; 6 - дельтовый распределительный канал FC; 7 - нижняя зона подводного берегового склона, дистальная часть устьевых баров LSF; 8 - речное русло с влиянием приливно-отливных процессов FCt.

Таблица 1

Объем выполненных исследований на керне (количество образцов)

Кп	Кпр	Седиментология	РСА	Шлифы	Гранулометрический состав
820	781	376	184	116	792

В скважинах проведен расширенный комплекс ГИС, включающий методы ГГКп, АКШ и ЯМК, а также специальный метод ИНГК-с. Дополнительно при проведении опробывания пластов (ОПК) в скв. Y1 отобраны три глубинные пробы газа и семь глубинных проб воды, что позволило уточнить свойства пластовых флюидов исследуемых пластов и сопоставить их с пластами-аналогами ближайших месторождений.

В ходе выполнения работ по созданию детальной литолого-петрофизической модели перспективных пластов проанализированы следующие керновые исследования:

- количественная оценка гранулометрического состава, характеризующая динамику изменения среды осадконакопления по площади и разрезу;
- седиментологическое описание образцов керна с последующим укрупнением обстановок осадконакопления до макрофаций;
- минеральный состав скелета пород и глин;
- исследования шлифов с количественной оценкой содержания основных породообразующих компонентов и привязкой по скважинам и остановкам осадконакопления;
- ФЕС пород-коллекторов.

Продуктивность пластов группы БГ₂₀-БГ₂₅ на сегодняшний день доказана только в скважине У1 результатами ОПК и испытаний – получен непромышленный приток газа из интервала пласта БГ₂₀. На основе результатов испытаний и ОПК определено граничное значение удельного электрического сопротивления пород, которое в дальнейшем использовалось для определения характера насыщения при интерпретации данных геофизических исследований в скважинах Х1, Z1 и Z2.

Обсуждение результатов

В процесс комплексного анализа материалов бурения новых поисково-разведочных скважин сделано несколько обобщающих выводов, необходимых для уточнения дальнейшей программы геологоразведочных работ на лицензионных участках ПАО «НК «Роснефть».

На рис. 2 представлена схема корреляции разрезов скважин с отбором керна. В наиболее полно охарактеризованном керном пластом БГ₂₀ наблюдается постепенный переход от континентальных и прибрежно-морских обстановок на востоке к мелководно-морским обстановкам на самой западной площади Х. Снизу-вверх во всех скважинах происходит смена глубоководных отложений в основании ахской свиты на прибрежно-морские и прибрежно-континентальные в верхней части комплекса. Выполненные региональные работы по интерпретации материалов 2Д сейсморазведки позволили установить положение кромки шельфа и подножия берегового склона на северо-западе территории. Наиболее глубоководными являются отложения верхней части ахской свиты на месторождении Х, это следует из сравнения последовательности выделенных на керне фаций для скв. Х1 на западе и скв. Z1 в восточной части месторождения Z (рис. 3, 4).

Анализ шлифов показал близкое соотношение породообразующих компонентов по месторождениям (рис. 5), что косвенно свидетельствует о едином источнике сноса обломочного материала для всей территории. Согласно региональным исследованиям, источником терригенного материала для заполнения глубоководного морского бассейна в пределах Ямало-Гыданской синеклизы в начале мелового периода являлось Средне-

Сибирское плоскогорье, окаймлявшее морской бассейн на юге и юго-востоке [Танинская и др., 2021]. Направление палеорек, переносивших продукты денудации в северо-западном направлении, совпадало в плане с современным течением р. Таз. Более грубообломочный состав отложений верхней части ахской свиты по отношению к глубоководным осадкам в основании стратона специалисты связывают с активизацией тектонических движений и усилением интенсивности разрушения горных систем в берриаский период [Бородкин, Курчиков, 2014].

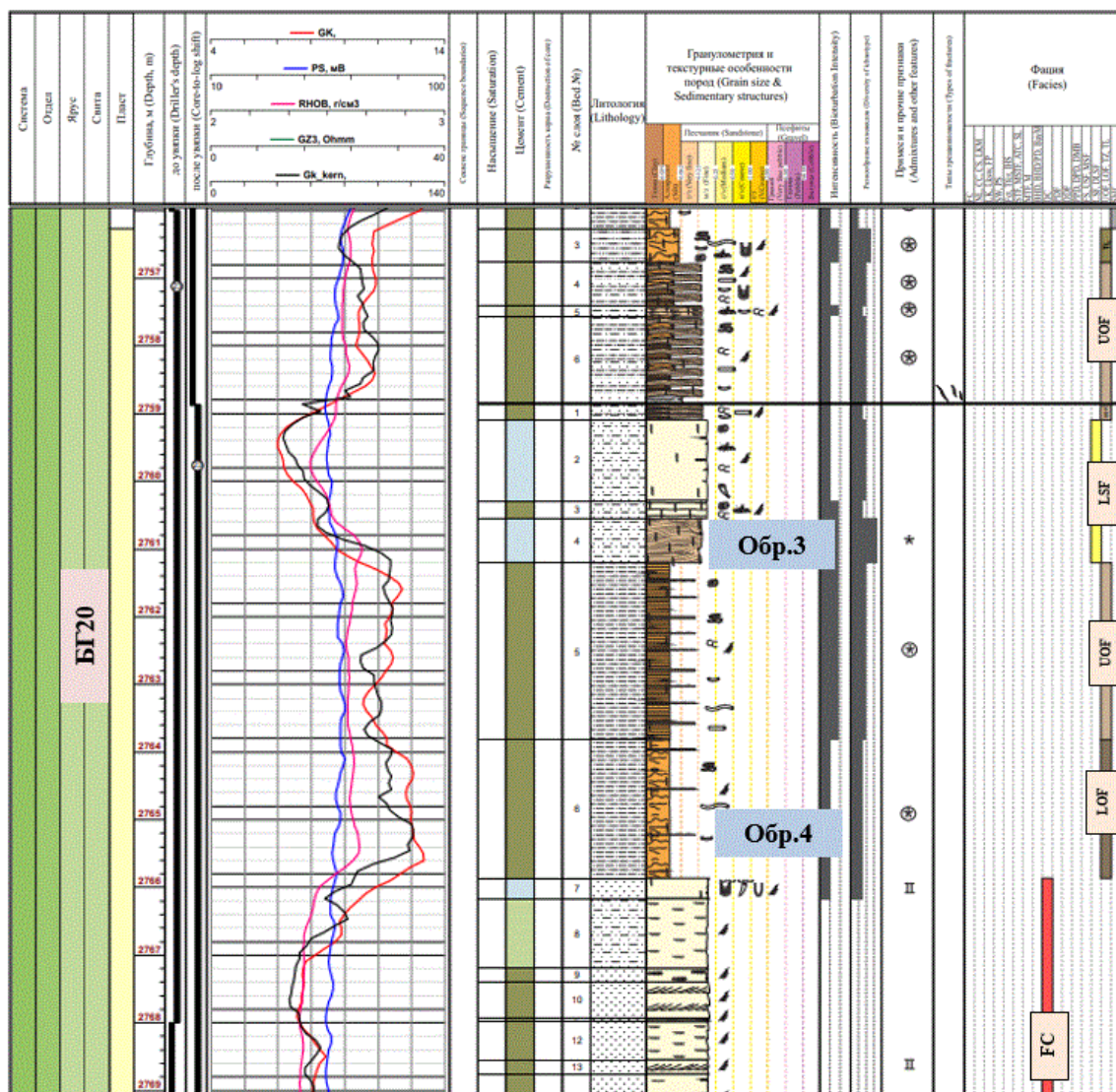


Рис. 3. Фрагмент лито-фациальной колонки верхней части пласта БГ20 по скв. Х1 с выносом данных гранулометрического состава

Усл. обозначения см. на рис. 2.

В зависимости от расстояния до источника сноса изменяется содержание в породах обломочного материала с разными гранулометрическими характеристиками. Динамика среды осадконакопления и скорость водных потоков так же создают достаточно четкую

дифференциацию пород по фациальному признаку. На рис. 6 представлены сводные гранулометрические характеристики пород, сформировавшихся в разных обстановках осадконакопления, по данным исследований керна из четырех скважин. Очевидно, что наиболее высокое содержание песчаных фракций характерно для обстановок с высокой динамикой водной среды – фации речных русел FCt и распределительных дельтовых каналов FC. Средний уровень песчаности наблюдается в отложениях фаций проксимального фронта дельты DFp и нижней части берегового склона LSF. В условиях дистальной части фронта дельты DFd и продельты PD формируются, как правило, тонкозернистые песчаники в виде линз. В рамках данной работы анализ распределения сложнопостроенных песчаных тел в малоперспективных морских отложениях не проводился.

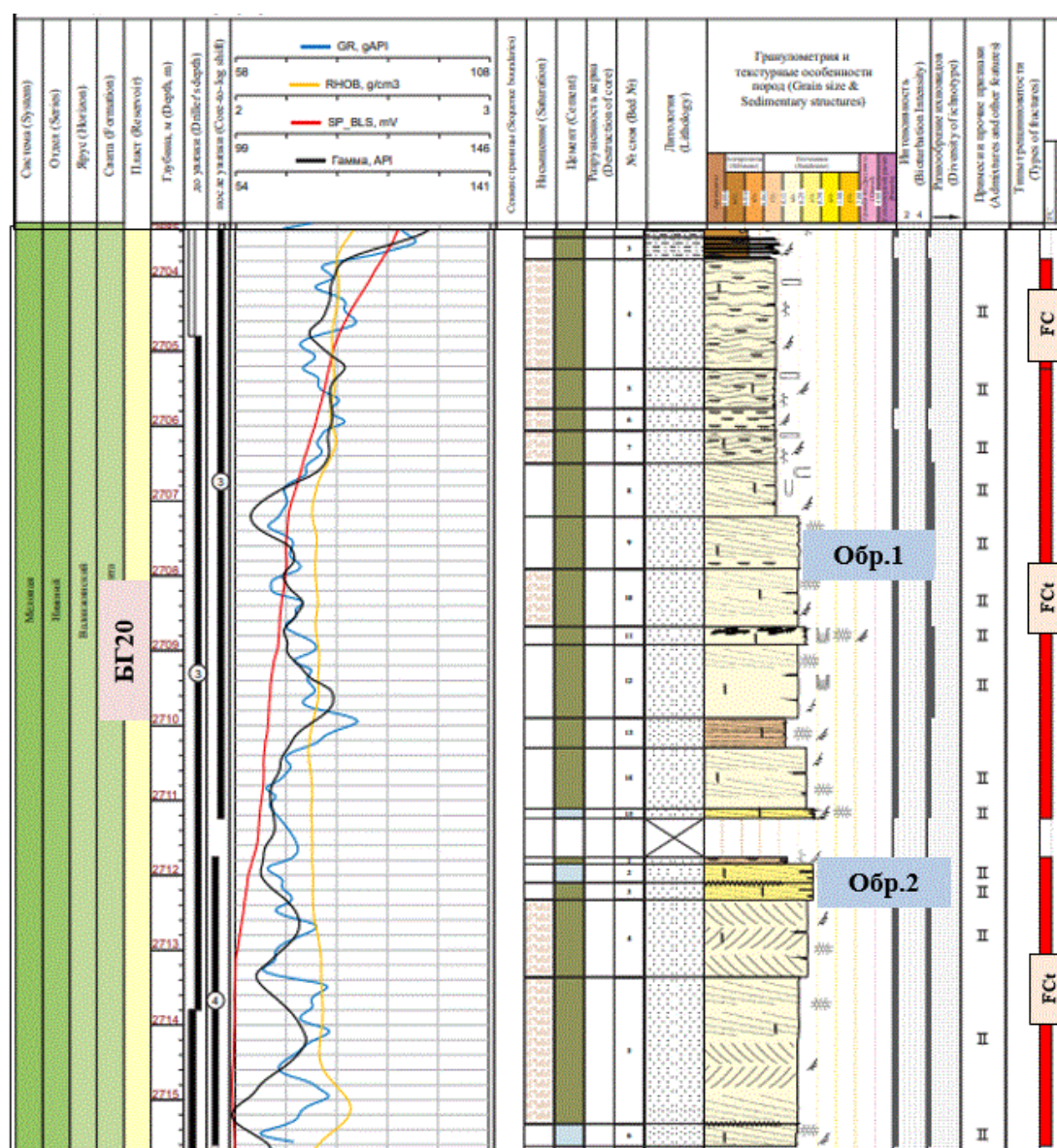


Рис. 4. Фрагмент лито-фациальной колонки верхней части пласта БГ20 по скв. Z1 с выносом данных гранулометрического состава

Усл. обозначения см. на рис. 2.

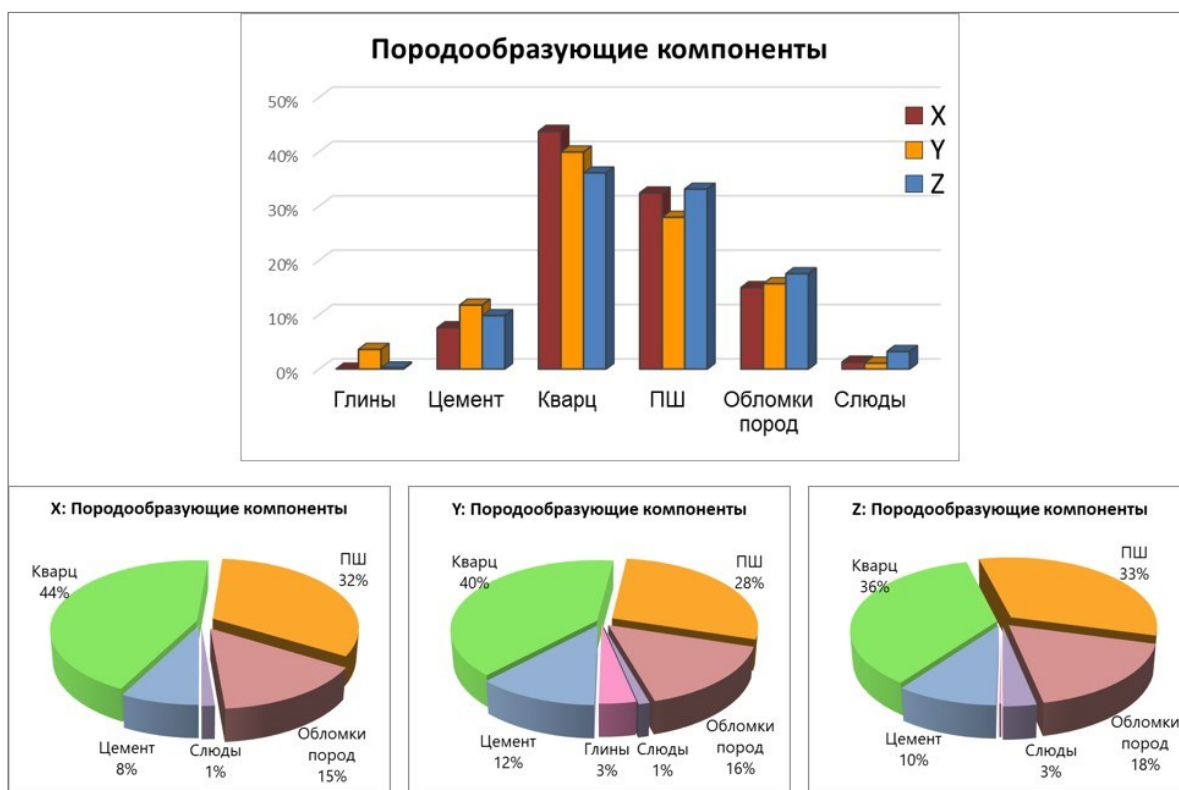


Рис. 5. Диаграммы распределения породообразующих компонентов в песчано-алевритовых отложениях пластов группы БГ₂₀-БГ₂₅ (по данным исследований керна месторождений X, Y, Z)

Наиболее характерные образцы литотипов, выделенных на кернах разведочных скважин, представлены на рис. 7. Песчанистые литотипы сформировались в условиях речного русла с влиянием приливно-отливных процессов. Глинистые литотипы связаны с мелководно-морскими отложениями дальнего берегового склона и продельтового комплекса.

На основании анализа данных сейсморазведки, керна и с учетом ранее выполненных региональных исследований [Танинская и др., 2021; Бородин, Курчиков, 2014] авторами составлена концептуальная схема обстановок осадконакопления на конец формирования пласта БГ₂₀ валанжин-нижеготеривского возраста (рис. 8).

Представленная схема отражает динамику распределения песчано-алевритового материала по площади исследований. Более высокое содержание песчаных разностей в кернах скважин Z1 и Z2 свидетельствует о близости источника сноса и более выраженной динамике водной среды в районе месторождения Z в нижнемеловом периоде. В разрезе скв. X1 так же присутствуют песчанистые отложения распределительных каналов, но к концу формирования пласта БГ₂₀ участок затоплен морем, и верхняя часть пласта существенно заглинизирована, что подтверждается сейсмическими атрибутами на территории месторождения. В скв. Y1 керн из пласта БГ₂₀ не отбирался, поэтому реконструкция обстановки осадконакопления здесь проведена с учетом региональной границы палеошельфа и достаточно высокой песчанистости

пород пласта БГ₂₀ по данным ГИС. Данная схема будет уточняться по мере получения новых данных бурения и площадной 3Д сейсморазведки. Основной практический смысл проделанной работы заключается в выделении наиболее перспективных участков для заложения уточняющих геологоразведочных скважин. Такими участками являются границы зоны развития отложений речных русел, распределительных каналов и проксимального фронта дельты. С учетом сложности фациального строения региона следует ожидать вскрытие литологически экранированных залежей углеводородов достаточно сложной геометрии и неоднородного состава коллекторов.

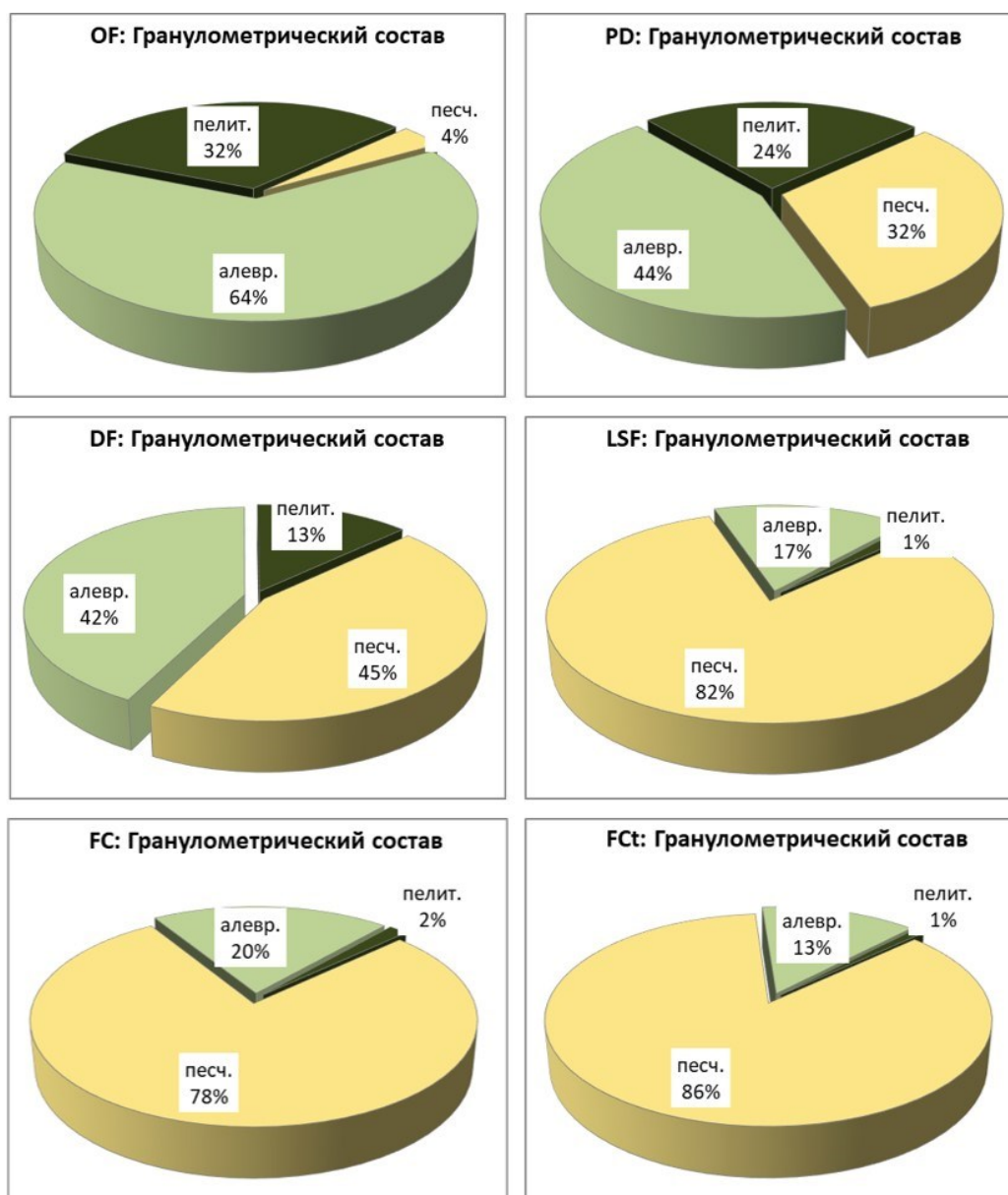


Рис. 6. Диаграммы гранулометрического состава пород фаций, выделенных на керне пластов группы БГ₂₀-БГ₂₅

Индексы фашиальных обстановок: OF - дальняя зона берегового склона; PD - отложения продельты; DF - проксимальная и дистальная зоны фронта дельты; LSF - нижняя зона подводного берегового склона, дистальная часть устьевоего бара; FC - дельтовый распределительный канал; FCt - речное русло с влиянием приливно-отливных процессов.

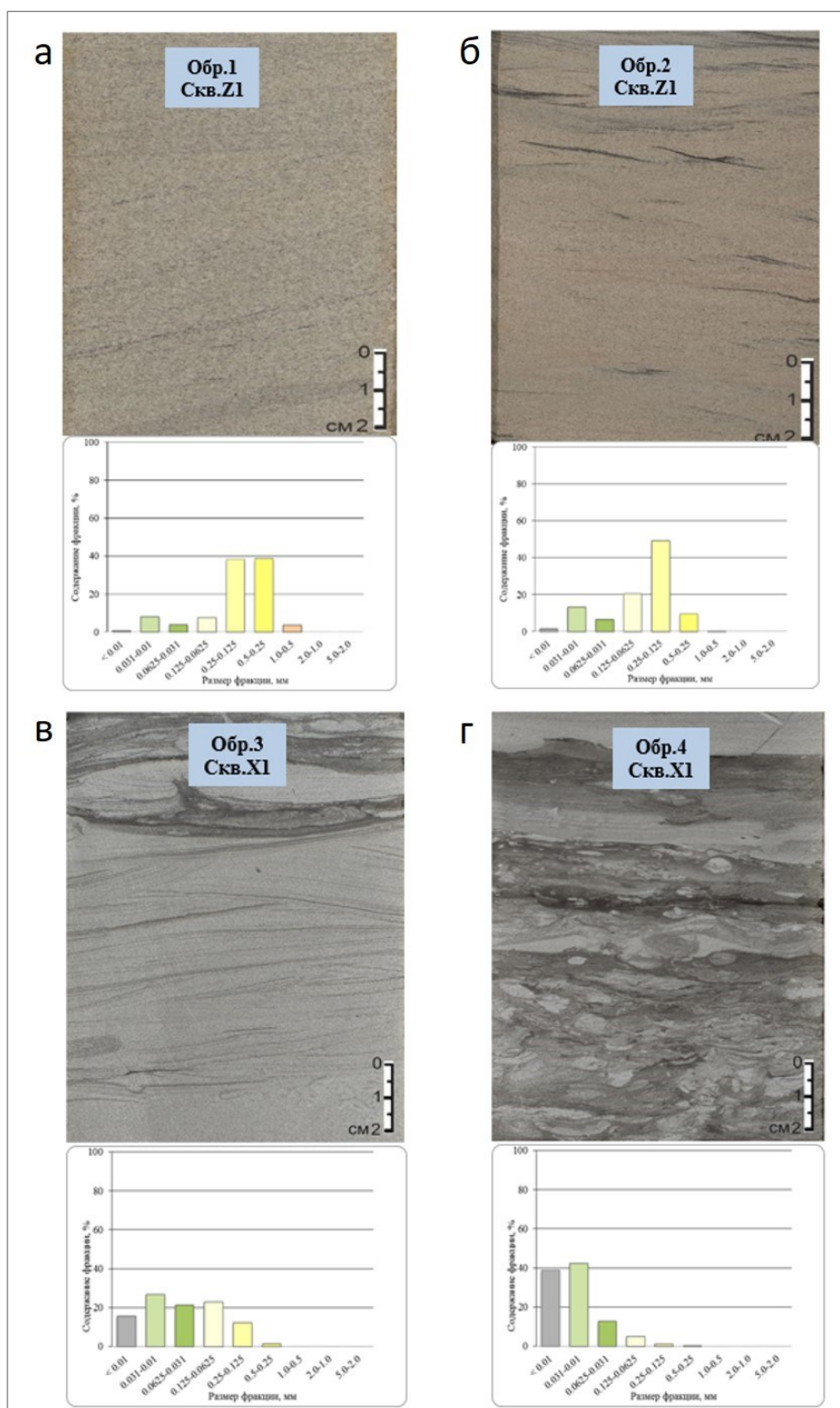


Рис. 7. Фото образцов литотипов, выделенных на керне пластов группы БГ₂₀-БГ₂₅

а) литотип Псм - песчаник светло-серый насыщенный УВ средне-мелкозернистый с пологонаклонной косой слоистостью с фрагментами углефицированной древесины (глубина отбора - 2708,3 м); б) литотип Птм - песчаник светло-серый тонко-мелкозернистый с карбонатным цементом и слабым запахом углеводородов, с мелкой косой слоистостью и единичными следами биотурбации (глубина отбора - 2712,2 м); в) литотип Пав - песчаник светло-серый тонко-мелкозернистый, алевролитистый, с тонкой пологоволнистой слоистостью, умеренно биотурбированный, содержит карбонатный цемент (глубина отбора - 2761,1 м); г) литотип Ал - алевролит темно-серый крупно-мелкозернистый, глинистый, с пологоволнистой, линзовидной слоистостью, с текстурами оползания, умеренно биотурбированный (глубина отбора - 2765,7 м).

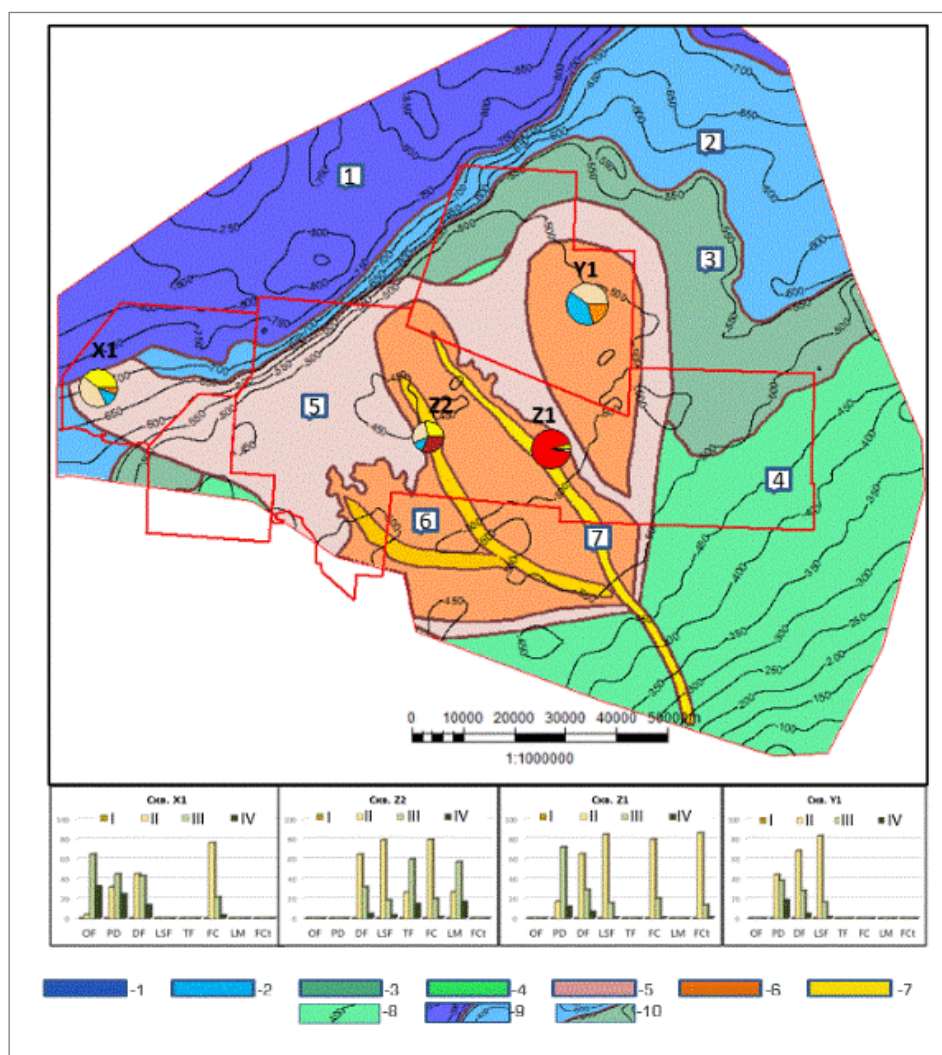


Рис. 8. Концептуальная схема обстановок осадконакопления на конец формирования пласта БГ₂₀

1 - глубоководный бассейн; 2 - проделта и подводный береговой склон; 3 - мелководно-морской шельф; 4 - надводная дельтовая равнина; 5 - дистальная и средняя части фронта дельты; 6 - проксимальная часть фронта дельты; 7 - русла и дельтовые каналы; 8 - изопакиты общей мощности комплекса шельфовых отложений между ОГ Нпрб и Нним; 9 - граница подножия берегового склона; 10 - кромка палеошельфа на начало формирования пластов группы БГ₂₀-БГ₂₅.

Нижний ряд диаграмм - классификация пород по гранулометрическому составу, фракции: I - гравийная, II - песчаная, III - алевритовая, IV - пелитовая. Расшифровку индексов фациальных обстановок для диаграмм гранулометрического состава пород см. на рис. 2.

Ниже приведены сводные характеристики ФЕС пород наиболее перспективных фаций FCt, FC, LSF и DF (рис. 9). Достаточно высокими значениями пористости (Кп) и проницаемости (Кпр) характеризуются русловые отложения фации FCt, вскрытой только в скв. Z1. Отложения распределительных каналов дельты не столь однородны по составу и сформированы в условиях сильного влияния приливно-отливных процессов, поэтому значения Кп и Кпр в породах этой фации существенно ниже. Поиск продолжения основного руслового тела возможен только после проведения детальной 3Д сейсморазведки.

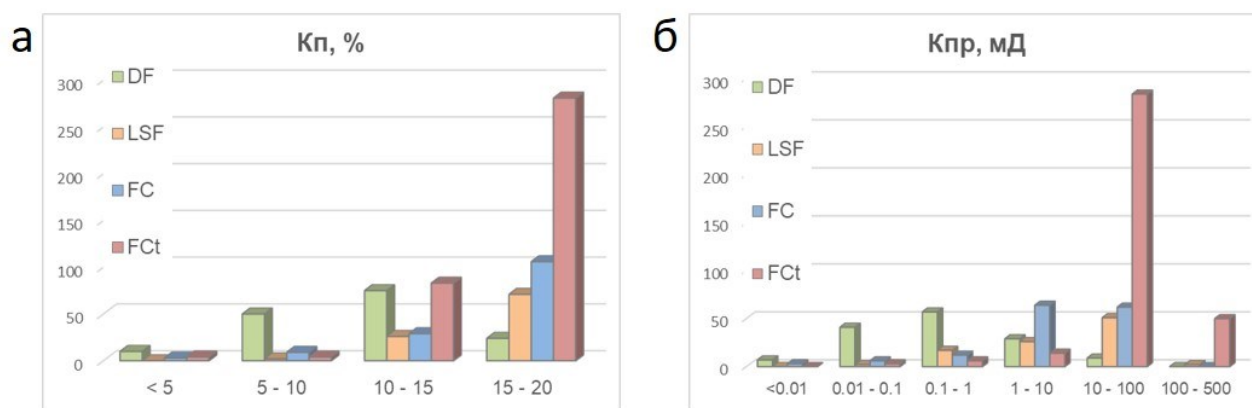


Рис. 9. Диаграммы распределения основных параметров фильтрационно-емкостных свойств по фациям

а - распределение пористости; б - распределение проницаемости.

Индексы фациальных обстановок: DF - проксимальная и дистальная зоны фронта дельты; LSF - нижняя зона подводного берегового склона, дистальная часть устьевых баров; FC - дельтовый распределительный канал; FCt - речное русло с влиянием приливно-отливных процессов.

Для фаций LSF, FC, FCt определены зависимости $K_{пр}=f(K_{п})$ с высокими коэффициентами корреляции (рис. 10). Для фации DF отчетливо прослеживаются две трендовых зависимости, связанные с разницей в свойствах пород проксимальной и более глубоководной дистальной частях дельты. Зависимости для генетически схожих обстановок речного русла FCt и дельтового распределительного канала FC имеют близкий угол наклона к оси X, но разный диапазон изменения параметра $K_{пр}$, что является следствием более низкого содержания пелитовой фракции, более высокой однородности и лучшей сортировки псаммитовых пород в речных отложениях. График функции $K_{пр}=f(K_{п})$ для отложений нижней части берегового склона LSF характеризуется более широким диапазоном изменений значений $K_{пр}$ в силу неоднородности литологического состава и более сложной структуры порового пространства [Кузнецова, Костеневич, Ширикова, 2024]. Из отложений фронта дельты интерес представляют только отложения ближней, проксимальной, части с более высоким содержанием песчаных фракций и значениями $K_{пр}$.

Для рассматриваемых скважин выявлена закономерность распределения газонасыщенных толщин по отдельным фациям. Установлено, что чаще всего газ встречается в отложениях фаций распределительных каналов (FC) и речных русел (FCt). Таким образом, продуктивность отложений тесно связана с улучшением ФЕС пород. Более высокие содержание глинистых разностей и остаточная водонасыщенность пород препятствуют формированию скоплений свободного газа. Остаточная водонасыщенность перспективных отложений не превышает 40% (рис. 11), породы с повышенными значениями водонасыщенности, вероятнее всего, будут непродуктивны. Соответственно, перспективы вскрытия залежей углеводородов в интервале развития шельфовых пластов группы БГ₂₀-БГ₂₅

связаны с локальными, литологически ограниченными, отложениями русловых песчаных тел и прибрежно-морскими отложениями речной дельты – распределительными каналами и проксимальной частью фронта дельты.

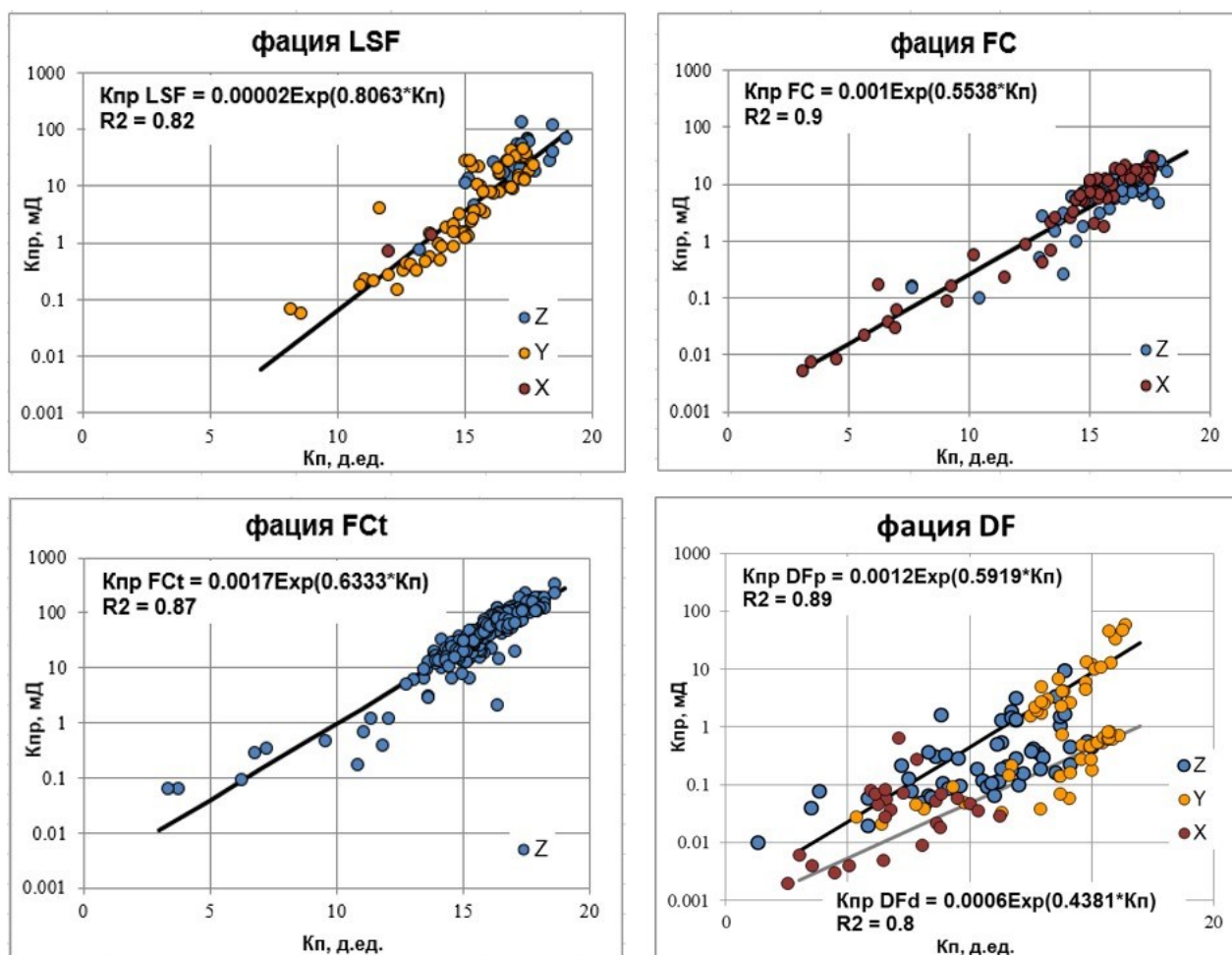


Рис. 10. Графики зависимостей $K_{пр} = f(K_{п})$ по фациям

Индексы фациальных обстановок: LSF - нижняя зона подводного берегового склона, дистальная часть устьевого бара; FC - дельтовый распределительный канал; FCt - речное русло с влиянием приливо-отливных процессов; DF - проксимальная и дистальная зоны фронта дельты.

Выводы

1. Проведенный анализ позволил уточнить литолого-петрофизические характеристики песчано-алевритовых пластов верхней части ахской свиты.
2. Установлено, что изменение литологического состава и ФЕС пород имеет зональную структуру и контролируется условиями осадконакопления (фациями).
3. В целях оптимизации процесса доизучения территории составлена концептуальная схема осадконакопления, позволяющая оконтурить приоритетные зоны для заложения новых поисково-разведочных скважин. Наличие в разрезе обстановок седиментации с разной динамикой водной среды дало возможность сделать вывод о вероятном

развитии на исследуемой площади ловушек не только структурного, но и литологически экранированного типа, что будет являться дополнительным фактором риска в поисково-разведочных работах.

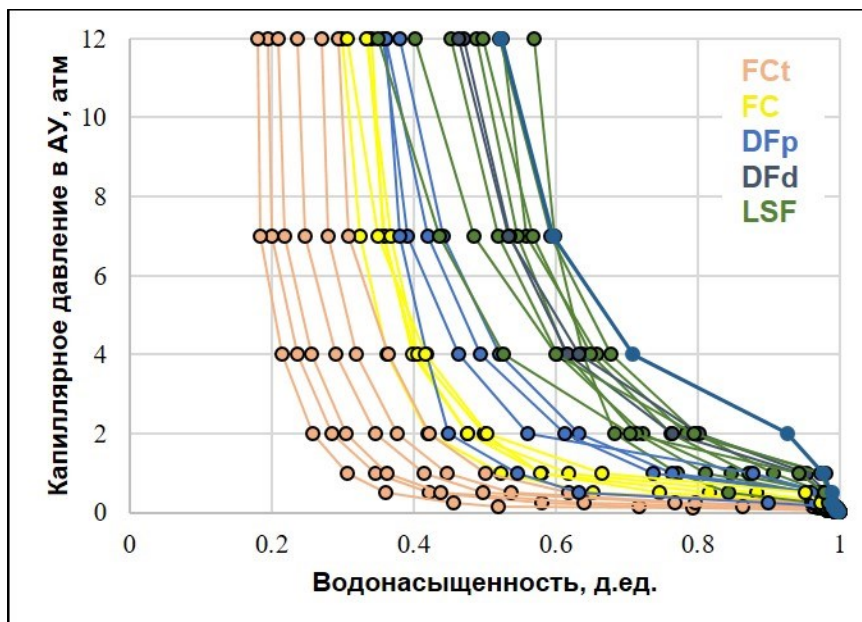


Рис. 11. Графики кривых капиллярных давлений по фациям

Индексы фациальных обстановок: *FCt* - речное русло с влиянием приливо-отливных процессов; *FC* - дельтовый распределительный канал; *DFp* - проксимальная часть фронта дельты; *DFd* - дистальная часть фронта дельты; *LSF* - нижняя зона подводного берегового склона, дистальная часть устьевого бара.

4. С целью оценки добычных характеристик потенциально продуктивных пластов определены зависимости для расчета проницаемости $K_{пр} = f(K_p)$, которые могут быть использованы в дальнейшем для технологических расчетов. Авторами установлено, что максимальным потенциалом промышленной продуктивности на площади исследуемых месторождений X, Y и Z обладают отложения русловых и дельтовых фаций, детальная геометризация которых должна быть выполнена в рамках доразведки лицензионных участков.

5. Несмотря на достаточный объем керновых данных в малоизученном районе, после испытаний в скважинах Z1 и Z2 следует уточнить граничное значение удельного электрического сопротивления пород для газа и характер насыщения исследуемых пластов группы БГ.

Литература

Бородкин В.Н., Курчиков А.Р. Стратиграфо-корреляционная основа геологического моделирования нижнемеловых отложений Гыданской нефтегазоносной области севера Западной Сибири // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. -

2014. - №3. - С. 12-19. EDN: [RXBQHP](#)

Конторович В.А., Торопова Т.Н., Щербаненко В.М. Модель геологического строения и перспективы нефтегазоносности неокомских отложений Гыданской нефтегазоносной области (подпимская региональная клиноформа) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2022. - Т.17. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/2022/37_2022.html DOI: [10.17353/2070-5379/37_2022](#)

Кузнецова А.В., Костеневич К.А., Ширикова Е.В. Особенности геометризации залежи в дельтовых песчаниках меловых отложений севера Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции // Георесурсы. - 2024. - Т.26. - №3. - С. 51-59. DOI: [10.18599/grs.2024.3.7](#)

Нежданов А.А. Основные закономерности строения сейсмо-стратиграфических комплексов неокома Западной Сибири // Геофизические методы при обосновании объектов нефтепоисковых работ в центральных районах Западной Сибири. - Тюмень: ЗапСибНИГНИ, - 1988. - С. 62-71.

Танинская Н.В., Шиманский В.В., Раевская Е.Г., Васильев Н.Я., Низяева И.С., Нугуманова М.В., Бирин М.В., Гиздатуллина И.И. Фациально-палеогеографические реконструкции валанжин-готеривских отложений нижнего мела Гыданского полуострова и западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2021. - Т.16. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/2021/10_2021.html DOI: [10.17353/2070-5379/10_2021](#)

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

Received 11.08.2026

Published 05.10.2026

Rakitina A.M., Litvichenko D.A., Topalova T.E.

LLC «RN – Geology Research Development», Tyumen, Russia, AMRakitina@rn-gir.rosneft.ru, DA_Litvichenko2@rn-gir.rosneft.ru, tetopalova@rn-gir.rosneft.ru

LITHOLOGIC AND PETROPHYSICAL CHARACTERISTICS OF THE VALANGINIAN-HAUTERIVIAN SHELF FORMATIONS OF THE BG GROUP IN NORTHERN WESTERN SIBERIA BASED ON NEW WELLS CORE DATA

This paper presents the results of a comprehensive analysis of core studies and geophysical data from poorly researched Akh Formation in northern Western Siberia. The scrutiny included studies of the reservoir properties of rocks, grain size analysis, and mineral composition of rocks and clays, thin-sections, and a sedimentological description. A conceptual diagram of the formation of sandy-silty strata in the upper part of the Akh Formation has been compiled, revealing promising level BG (Gydan) Group.

A comprehensive analysis of core samples from four new exploration wells has documented a gradual transition from continental and coastal-marine settings in the eastern part of the research area to shallow-marine settings in the west. From bottom to top, deep-water rocks at the base of the Akha Formation transition to coastal-marine and coastal-continental settings.

The results of thin-section and mineralogy investigations of rocks indicate the likely presence of a single provenance for the clastic material throughout the study area. Differences in grain size distribution indicate varying distances to the provenance. The dynamics of the sedimentary environment and water flow velocities clearly differentiate rocks by facies characteristics and filtration properties. The highest content of both sandy fractions and porosity and permeability values are characteristic of environments with highly dynamic aquatic environments—river channel facies and distributary delta channels. This research was conducted to clarify the prospects and directions for exploring for commercial oil and gas accumulations in Neocomian strata of the Tazov District.

Keywords: *Valanginian-Hauterivian strata of the level BG group, Akh Formation, core studies, lithological and petrophysical characteristics, facies features, filtration properties, Tazov District, northern Western Siberia.*

For citation: Rakitina A.M., Litvichenko D.A., Topalova T.E. Lithologic and petrophysical characteristics of the Valanginian-Hauterivian shelf formations of the BG group in northern Western Siberia based on new wells core data. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2026, vol. 21, no. 4, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2026/25_2026.html EDN: KRPYZQ

References

Borodkin V.N., Kurchikov A.R. Stratigraphic and correlation basis of geological modeling of the Lower Cretaceous strata of the Gydan petroleum region in the North of Western Siberia *Geologiya, geofizika i razrabotka neftyanykh i gazovykh mestorozhdeniy*, 2014, no. 3, pp. 12-19. (In Russ.). EDN: [RXBQHP](#)

Kontorovich V.A., Toropova T.N., Shcherbanenko V.M. Model of geological structure and petroleum perspective of Neocomian strata belonging to Gydan area (Underpim regional clinoform). *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2022, vol. 17, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2022/37_2022.html (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/37_2022](#)

Kuznetsova A.V., Kostenevich K.A., Shirikova E.V. The reservoir geometry specific features for the deltaic sandstones of the Cretaceous strata in the north of the West Siberian petroleum province. *Georesursy*, 2024, vol. 26, no. 3, pp. 51-59. (In Russ.). DOI: [10.18599/grs.2024.3.7](#)

Nezhdanov A.A. The main patterns of the seismic-stratigraphic complexes of the Neocomian of Western Siberia. *Geophysical Methods in Justifying Oil Exploration Objects in the Central*

Regions of Western Siberia. Tyumen: ZapsibNIGNI, 1988, pp. 62-71. (In Russ.).

Taninskaya N.V., Shimanskiy V.V., Raevskaya E.G., Vasil'ev N.Ya., Nizyaeva I.S., Nugumanova A.A., Birin M.V., Gizdatullina I.I. Facial-paleogeographic reconstructions of the Valanginian-Hauterivian strata belonging to the Lower Cretaceous Gydan Peninsula and the western part of the Yenisei-Khatanga regional foredeep. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya I Praktika*, 2021, vol. 16, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2021/10_2021.html (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/10_2021](https://doi.org/10.17353/2070-5379/10_2021)