

Сиквенс-стратиграфический и петрофизический анализ палеоген-неогеновых отложений дагестанского шельфа Каспия

А.А. Чистяков¹, К.В. Энсон^{2*}, Е.В. Швалюк¹, В.Ф. Шарафутдинов², М.Ю. Спасённых¹,
Д.В. Соколов², А.Д. Порошина²

¹Сколковский институт науки и технологий, Москва, Россия

²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Москва, Россия

Дагестанская акватория Каспийского моря, окруженная со всех сторон нефтегазоносными районами, представляет исключительный интерес в отношении поисков месторождений углеводородов.

Примененный сиквенс-стратиграфический анализ позволил расчленить кайнозойский разрез для последующей оценки ресурсов караган-чокракских отложений в новых перспективных областях акватории. При проведении анализа использовались скважинные данные суши и акватории дагестанского шельфа, а также данные сейсморазведки 2D.

В кайнозойских отложениях по характеру сейсмической записи и каротажу были выделены пять секвенций, снизу вверх: майкопская SQ1, чокракская SQ2, сарматская SQ3, ачкагыльская SQ4, апшеронская SQ5, в каждой из которых определены регрессивные и трансгрессивные тракты. Границы регрессивных и трансгрессивных трактов в скважинах выделялись на основе математической модели, предложенной авторами для автоматизированной геологической интерпретации гамма-каротажа. Для оценки петрофизических свойств коллекторов построена объемная минералогическая модель.

Ключевые слова: сиквенс-стратиграфия, караган-чокракские отложения, майкопские отложения, конденсированный разрез, дагестанский шельф Каспийского моря, объемная минералогическая модель

Для цитирования: Чистяков А.А., Энсон К.В., Швалюк Е.В., Шарафутдинов В.Ф., Спасённых М.Ю., Соколов Д.В., Порошина А.Д. (2024). Сиквенс-стратиграфический и петрофизический анализ палеоген-неогеновых отложений дагестанского шельфа Каспия. *Георесурсы*, 26(4), с. 129–143. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.18>

Введение

Наращивание запасов и увеличение добычи нефти и газа в ближайшем будущем требует освоения новых нефтегазоносных комплексов и районов, к числу которых относятся кайнозойские отложения акватории Каспийского моря, разрез которых до сих пор оставался нерасчлененным, поскольку целевыми и перспективными отложениями считались юрско-меловые (Мирзоев и др., 2001).

В дагестанском секторе акватории Каспийского моря (запад Среднего и Северного Каспия) по сейсмическим данным прослеживаются погруженные восточные окончания геоструктурных элементов (Лебедев и др., 1987; Куницына и др., 2024), с которыми связаны нефтегазоносные районы Прикумской области, перспективные области Терско-Сулакской впадины, Предгорного Дагестана,

включая месторождения Избербаш (на суше), Инчхе-Море (на шельфе), и относительно недавно открытые месторождения акватории Каспия (условно обозначенные в статье как месторождения X и Y). В настоящее время нефтяные залежи чокракского горизонта месторождения Избербаш на суше находятся на конечной стадии разработки, что определяет актуальность доразведки этих отложений в акватории (Мирзоев и др., 2001).

Перспективный кайнозойский нефтегазоносный комплекс состоит из глинистых отложений майкопской толщи с высоким содержанием органического вещества и залегающих выше коллекторов караган-чокракского, сарматского возрастов (Шарафутдинов, 2001).

Задачами настоящего исследования являлись 1) сиквенс-стратиграфическое расчленение разреза на основе скважинных и сейсмических данных, 2) прослеживание выделенных секвенций на площади 29 тыс. км² по сейсмическим данным 2D от скважин суши (где исторически присутствуют промысловые отбивки внутри кайнозойского комплекса) до скважин акватории (где разрез кайнозоя оставался ранее нерасчлененным, поскольку целевыми являлись мезозойские отложения).

* Ответственный автор: Кристина Вячеславовна Энсон
e-mail: Kristina.Enson@lukoil.com

© 2024 Коллектив авторов

Статья находится в открытом доступе и распространяется в соответствии с лицензией Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

Корреляция отражающих горизонтов проводилась с позиций сиквенс-стратиграфии (выделение хроностратиграфических границ) в соответствии со стратиграфическим кодексом (Van Wagoner et al., 1988). В районе, где широко распространен клиноформный тип разреза (маикопская толща, сарматская), сиквенс-стратиграфический метод является незаменимым для его расчленения и определяющим последующее выделение зон для построения минералогической модели (Mitchum et al., 1977; Seismic Stratigraphy: Applications to Hydrocarbon Exploration, 1977; Galloway, 1989; Hadler-Jacobsen et al., 2005).

Объемная минералогической модель, построенная по данным новых скважин акватории, позволила более точно расчленить разрез и оценить петрофизические свойства пород. Предложенный новый метод выделения секвентных границ на основе производных разного порядка значений гамма-каротажа, позволяет существенно ускорить процесс сиквенс-стратиграфической интерпретации данных ГИС, а также повышает ее надежность.

Стратиграфия района исследований

Район исследований включает восточную часть Терско-Каспийского прогиба в пределах суши и охватывает месторождения X и Y на шельфе Каспийского моря. В пределах суши разрез неогеновых отложений вскрыт скважинами промысловых площадей Сулакская, Северо-Сулакская, Димитровская, отбивки основных горизонтов в которых использованы авторами статьи. В акватории разрез неогеновых отложений изучался по данным четырех скважин (А 1, А 2, В 1, В 2) месторождений X и Y (рис. 1).

Стратиграфическая схема, используемая в настоящей работе, показана на рис. 2.

Материалы и методы

Данные геолого-геофизических исследований

скважин

Материалы для проведения 1D петрофизической оценки палеоген-неогеновых отложений включали:

1) комплекс ГИС по 4-м скважинам месторождений X и Y:

- гамма-каротаж (ГК), API;
- гамма-гамма плотностной каротаж (ГГКп или δ), г/см³;
- водородосодержание (W), д.ед., пересчитанное из нейтронного каротажа на тепловых нейтронах (ННКт);
- интервальное время пробега продольной волны (DT), мкс/м;
- боковой электрический каротаж (HRLT – High Resolution Laterolog Array Tool) и рассчитанное истинное удельное электрическое сопротивление (УЭС) пласта (RT – True Resistivity);

2) данные геолого-технологических исследований (ГТИ) шлама по 2-м скважинам месторождений X и Y;

3) литолого-стратиграфическое описание разреза;

4) отбивки более 10 скважин суши и моря.

Перед проведением интерпретации выполнен контроль качества данных. Для этого по всем скважинам проанализированы распределения значений целевых методов каротажа по глубине. Помимо этого, построены гистограммы распределения значений для каждой каротажной кривой с целью определения их однообразности и надёжности для дальнейшего использования.

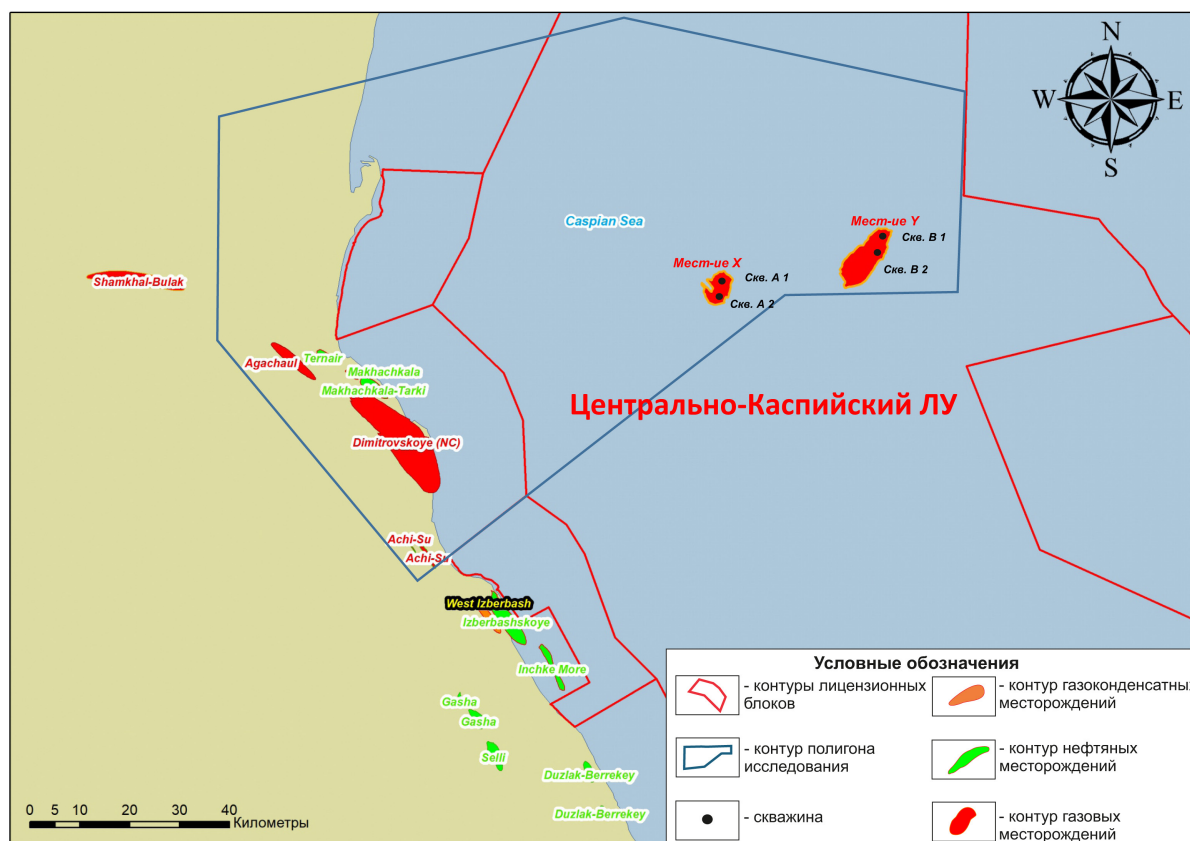


Рис. 1. Обзорная карта района исследований

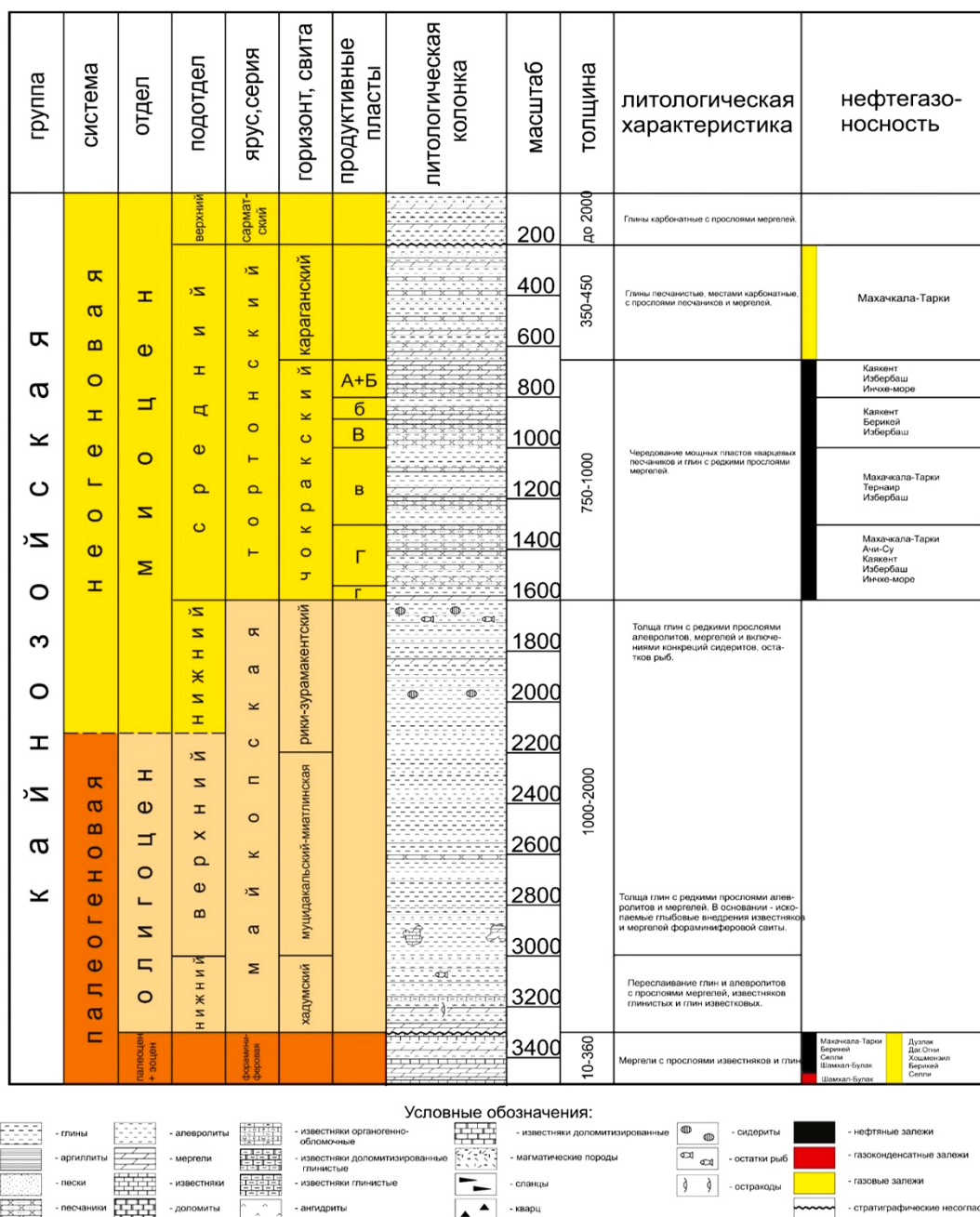


Рис. 2. Литолого-стратиграфический разрез палеоген-миоценовых отложений

Методика сиквенс-стратиграфического расчленения разреза по данным ГИС

Концептуальная сиквенс-стратиграфическая модель

Целью сиквенс-стратиграфического анализа являлось выделение в разрезе генетически связанных последовательностей осадочных слоев (сиквенсов), отвечающих циклам колебания относительного уровня моря и скорости заполнения аккомодационного пространства.

В настоящей работе для сиквенс-стратиграфического расчленения разреза отложений мы использовали трансгрессивно-регрессивную концептуальную модель А. Эмбри и Е. Йоханнесена (Embry, 2009; Embry, Johannessen, 2017). Согласно предложенному подходу, выделяются две основные сиквенс-стратиграфические поверхности, а именно поверхности максимальной регрессии и максимального затопления (трансгрессии) (рис. 3а). Соответственно, регрессивный тракт RT (Regressive Tract)

охватывает все пласты, начиная с максимальной поверхности затопления MFS (Maximum Flooding Surface) снизу до поверхности максимальной регрессии MRS (Maximum Regressive Surface) сверху. Трансгрессивный тракт TT (Transgressive Tract), наоборот, начинается от поверхности максимальной регрессии MRS в основании и продолжается до максимальной поверхности затопления MFS в кровле (рис. 3б).

Между двумя поверхностями MRS в большинстве случаев заключен объем одной секвенции.

Изменение трендов осадконакопления сопровождается изменением петрофизических свойств, а именно, минералогического состава и фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) отложений, что, в свою очередь, отражается на сигнатурах и показаниях всех методов ГИС (Муромцев, 1984). Для терригенных отложений шельфа в трансгрессивных системных трактах теоретически

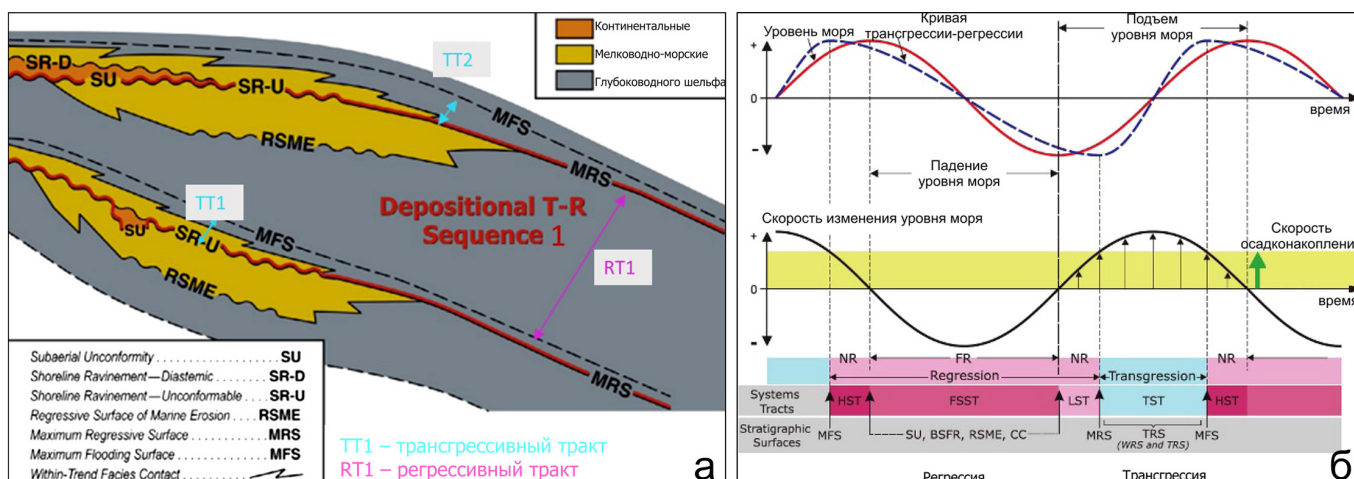


Рис. 3. а) Трансгрессивно-регрессивная сиквенс-стратиграфическая концептуальная модель Эмбри и Йоханнесена (с изменениями), MRS и MFS – поверхности максимальной регрессии и максимального затопления (трансгрессии); б) скорость изменения базового уровня океана (Embry, 1991, 2009, с изменениями)

должно наблюдаться ухудшение коллекторских свойств в результате увеличения степени глинизации вверх по разрезу, а в регрессивных трактах, наоборот, – их улучшение (рис. 4, 5) (Кузнецов, 2012).

Соответственно породы вблизи поверхности MRS должны соответствовать наилучшим коллекторам, а вблизи поверхностей MFS – наихудшим, что обычно отражается в значениях эффективной пористости и объемной глинистости, рассчитанных по данным ГИС.

Математическая модель трансгрессивно-регрессивных циклов для их выделения по гамма-каротажу

Согласно сиквенс-стратиграфической концепции, поверхность максимального затопления коррелирует с максимумом трансгрессии (рис. 3а). Так как в этот момент глубина бассейна наибольшая, то в нем накапливаются наиболее тонкодисперсные осадки, что отражается в характерном максимуме на графике гамма-каротажа (рис. 4, 5). В этот момент скорость увеличения базового уровня моря сравнивается со скоростью увеличения толщины осадка (рис. 3б), и, следовательно, изменение абсолютной глубины бассейна (или пространства аккомодации) равно нулю. Соответственно, первая производная от значений гамма также равна нулю, так как дисперсность осадка не меняется. Вторая производная, показывающая ускорение изменений функции гамма, в данной точке достигает экстремума.

Развитие регрессии (обмеления бассейна), начинающееся выше MFS, отражается в укрупнении зернистости осадка и, соответственно, уменьшении значений ГК (рис. 2), росте модуля первой производной и уменьшении модуля второй производной. Минимум значений гамма достигается на поверхности максимальной регрессии MRS, где скорость осадконакопления вновь сравнивается со скоростью подъема базового уровня моря (рис. 3б). Так как глубина бассейна теоретически в этот момент не меняется, то скорость падения значений гамма (первая производная) вновь равна нулю, а вторая производная достигает экстремума, противоположного по знаку MFS.

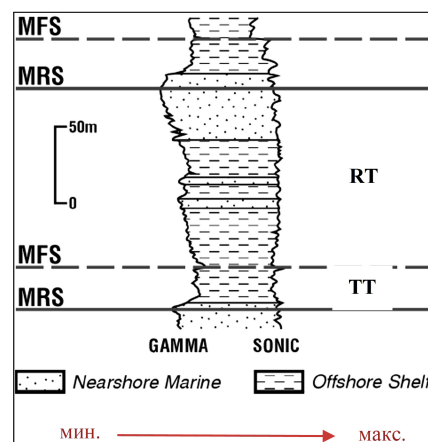


Рис. 4. Выделение трансгрессивного и регрессивного циклов по литологической колонке и гамма-каротажу (Embry, 1991, 2009, с изменениями)

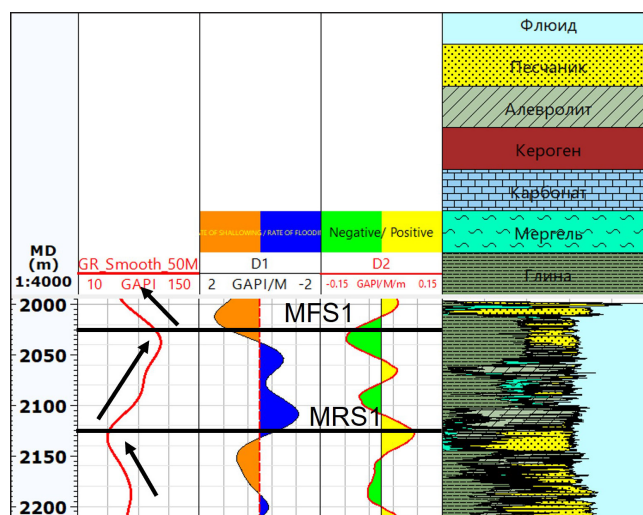


Рис. 5. Пример оценки тренда ГК с помощью первой и второй производных метода

Такая формализованная математическая модель позволяет проводить полуавтоматическое выделение трактов и сиквенсов по значениям первой и второй производных ГК:

$$D1 = \frac{dГК}{dMD} \quad (1)$$

$$D2 = \frac{d}{dMD} \left(\frac{dГК}{dMD} \right) \quad (2)$$

на основании следующих логических операторов:

MRS: $D1 == 0, D2 > 0$,

MFS: $D1 == 0, D2 < 0$,

где MD – глубина по ГИС, м.

Положительные значения D2 в точке $D1 = 0$ указывают на смену тренда ГК с нисходящего на восходящий (снизу-вверх по разрезу). А отрицательные значения D2 соответствуют смене тренда с восходящего на нисходящий (рис. 5).

Для выделения стратиграфически значимых интервалов перед началом интерпретации проводилось сглаживание кривых гамма-каротажа. Оптимальная ширина окна сглаживания для рассматриваемой формации составила 50 м.

Методика построения минералогической модели по данным ГИС

Объёмная минералогическая модель представляет собой непрерывное распределение содержания минеральных и литологических компонентов вдоль ствола

скважины. Для корректного построения минералогической модели количество компонент должно соответствовать количеству методов ГИС. Следовательно, на основании имеющихся четырех кривых ГИС (естественной радиоактивности (ГК), плотности (δ), водородосодержания (W) и интервального времени пробега продольной волны (DT)) возможно выделение четырех компонент (Вендельштейн и др., 2004; Латышова и др., 2007).

Построение минералогических моделей проводилось до глубины 3000 м, отдельно для четырех зон, характеризующихся схожими петрофизическими свойствами и минералогическим составом. Ввиду отсутствия данных керновых исследований для верификации качества и надежности построенных минералогических моделей использовались данные ГТИ по шламу, литологическое описание, а также анализ точности восстановления кривых ГИС (решение прямой задачи).

Результаты

Оценка качества данных ГИС

Распределение значений по глубине (рис. 6), а также гистограммы (рис. 7) данных каротажа, проведенного в разных скважинах, хорошо сопоставляются друг с другом. Это подтверждает пригодность использования данных всех методов ГИС для петрофизического моделирования. Водородосодержание в скважине А 1 завышено относительно трёх других скважин (рис. 7в),

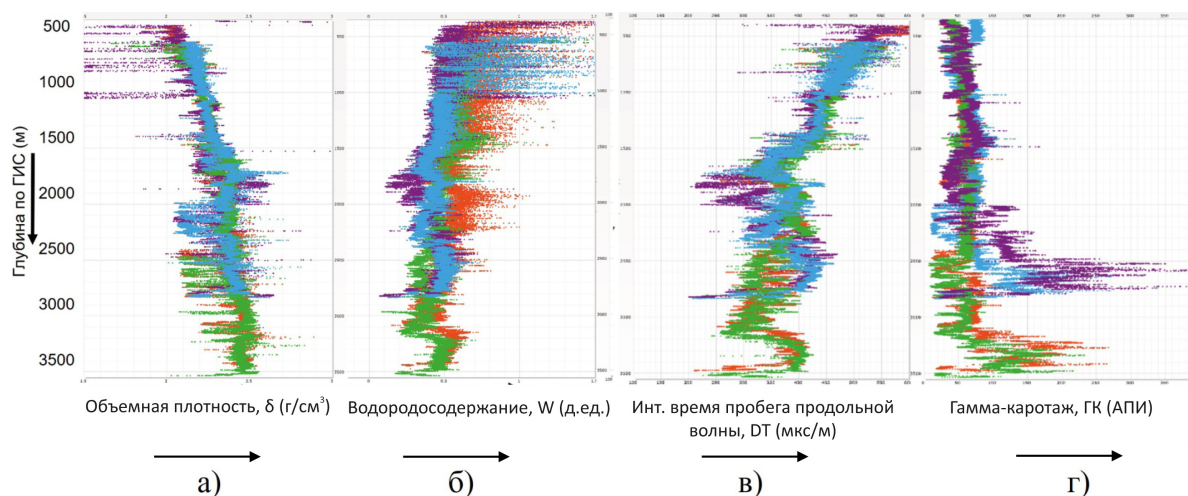


Рис. 6. Распределения данных ГИС по глубине в скважинах А 1 и А 2, В 1 и В 2: а) плотностной каротаж; б) нейтронный каротаж; в) интервальное время пробега продольной волны; г) гамма-каротаж. Цвет точек: красный – А 1; зеленый – А 2; фиолетовый – В 1; синий – В 2

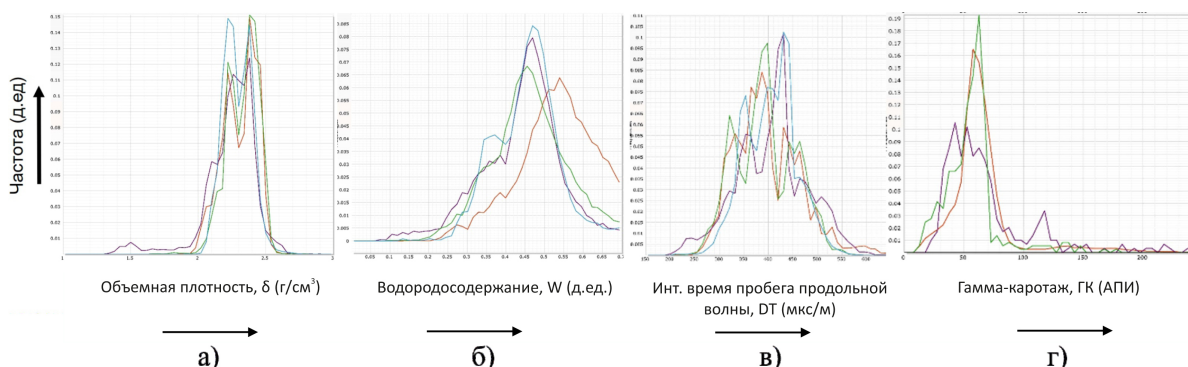


Рис. 7. Гистограммы данных ГИС по скважинам А 1 и А 2, В 1 и В 2: а) плотностной каротаж; б) нейтронный каротаж; в) интервальное время пробега продольной волны; г) гамма-каротаж. Цвет точек: красный – А 1; зеленый – А 2; фиолетовый – В 1; синий – В 2

что обусловлено меньшей консолидацией пород верхней части разреза.

Выделение поверхностей максимального затопления и максимальной регрессии

На основании комплексной интерпретации результатов ГИС, с учетом данных по минералогическому, литологическому и геохимическому составу, а также полученных петрофизических свойств (описанных ниже) в разрезах скважин определена граница белоглинской свиты и майкопской серии – поверхность MRS 0 (рис. 8). Эта граница является литолого-стратиграфической, соответствует наибольшей скорости изменения значений ГК и, следовательно, экстремуму первой производной ($D1$) и нулевому значению второй ($D2 = 0$). Ввиду относительно небольшой мощности конденсированного разреза майкопской серии (кровля – поверхность MRS 1), включающей хадумский горизонт, в районе исследования более детального сиквенс-стратиграфического расчленения этого интервала не проводилось. Границы регрессивных и трансгрессивных трактов определялись по положению изменения трендов гамма-каротажа, которое соответствует глубине нулевого значения первой производной и экстремуму второй производной (треки $D1$ и $D2$ на рис. 8).

Выделенные в скважинах по данным ГИС сиквенс-стратиграфические поверхности хорошо прослеживаются в межскважинном пространстве на сейсмических профилях и соотносятся с утвержденными стратиграфическими отбивками промысловых площадей суши. На композитном сейсмическом профиле (рис. 9) четко видны пространственные взаимоотношения отложений различных системных трактов и характер границ между ними. В частности, поверхности MRS имеют выраженный эрозионный характер, а выше границ MFS наблюдается характерное подошвенное прилегание перекрывающих слоев. На разрез вынесены все отбивки со схемы корреляции (рис. 8, 9).

Следует отметить, что линия композитного профиля проходит не строго через скважины, а с небольшим сносом скважины В 1. Это является причиной кажущейся неточности в привязке отражающих сейсмических горизонтов к отбивкам в скважинах.

Определение зон для построения объёмной минералогической модели по данным ГИС

Выделение интервалов или зон для построения объёмных минералогических моделей выполнено на основании комплексного анализа сигнатур ГИС (рис. 10), а также графиков зависимостей плотности (δ) и интервального времени пробега продольной волны (DT) от водородосодержания (W) (рис. 11, 12).

В результате по скважинным данным выделены 4 петрофизические зоны (нумерация сверху вниз), отличающиеся по минералогическому составу, литологии и петрофизическим свойствам (табл. 1). Зоны охватывают различные тракты нескольких секвенций. Соответствие зон выделяемым секвенциям отражено в таблице. При этом именно сиквенс-стратиграфические (одновременные), а не литологические границы, должны служить основой корреляции петрофизических зон, даже если последние включают в себя несколько сиквенсов.

Зона 1 представлена слабо консолидированными породами верхней части разреза (секвенция SQ5) и включает регрессивный тракт секвенции SQ4. Отложения акчагыл-апшеронского возраста представлены преимущественно смектитовыми глинами, мергелями, песчаниками, алевролитами и карбонатами. Количественное соотношение литотипов показано ниже.

Зона 2 включает секвенции SQ2–SQ3 и трансгрессивный тракт секвенции SQ4. Литология представлена переслаивающимися смектитовыми глинами, мергелями, песчаниками и алевролитами с подчиненным содержанием карбонатных пород. К этой зоне относятся продуктивные караган-чокракские отложения и перекрывающая их сарматская толща песчано-глинистого состава.

Зона 3 соответствует отложениям майкопской серии (секвенция SQ1), включающей хадумский горизонт, и состоит из смектитовых глин, мергелей, алевролитов, а также органического вещества. Разрез отличается аномально низкими толщинами (до 250 м) в скважинах А 1, А 2, В 1 и В 2 при полном стратиграфическом объеме, то есть является конденсированным. В то время как «нормальные» толщины для майкопской серии достигают 1700 м. По данным ГИС и шлама весь разрез представлен преимущественно более глубоководными глинистыми осадками с высоким содержанием *Sorg*, подобно сланцам хадумского горизонта.

Зона 4 включает в себя, главным образом, белоглинскую свиту (ниже поверхности MRS 0), представленную преимущественно карбонатно-глинистыми и карбонатными породами с небольшим содержанием глин и алевролитов.

Сиквенс-стратиграфические границы позволяют провести корреляцию слоев, накопление которых происходило в течение одного и того же цикла колебаний уровня моря. При этом литологический состав хронологически одновременных слоев не обязательно должен совпадать.

Построение объёмной минералогической модели разреза отложений

В ходе построения минералогической модели разреза отложений определены и использованы петрофизические константы, представленные в табл. 2.

Результаты петрофизического моделирования представлены на планшете на примере скважины А 2 (рис. 13–15). В отложениях трансгрессивных системных трактов наблюдается ухудшение коллекторских свойств в результате увеличения степени глинизации вверх по разрезу. В отложениях регрессивных системных трактов происходит улучшение коллекторских свойств, вызванное уменьшением содержания глинистой фракции. Породы вблизи поверхностей MRS характеризуются наилучшими коллекторскими свойствами, а вблизи MFS – наихудшими, что выражено в значениях эффективной пористости и объёмной глинистости (рис. 13–15), которые представлены в крайних справа столбиках на схемах.

На глубине 2963–2970 м, в разрезе скважины А 2, по анализу графика зависимости водородосодержание (W) – плотность (δ), а также по повышенному электрическому сопротивлению относительно других частей разреза, выделяется газонасыщенный интервал, приуроченный к чокракскому возрасту (рис. 14). Насыщение газом в данном интервале может быть связано с разрывным нарушением.

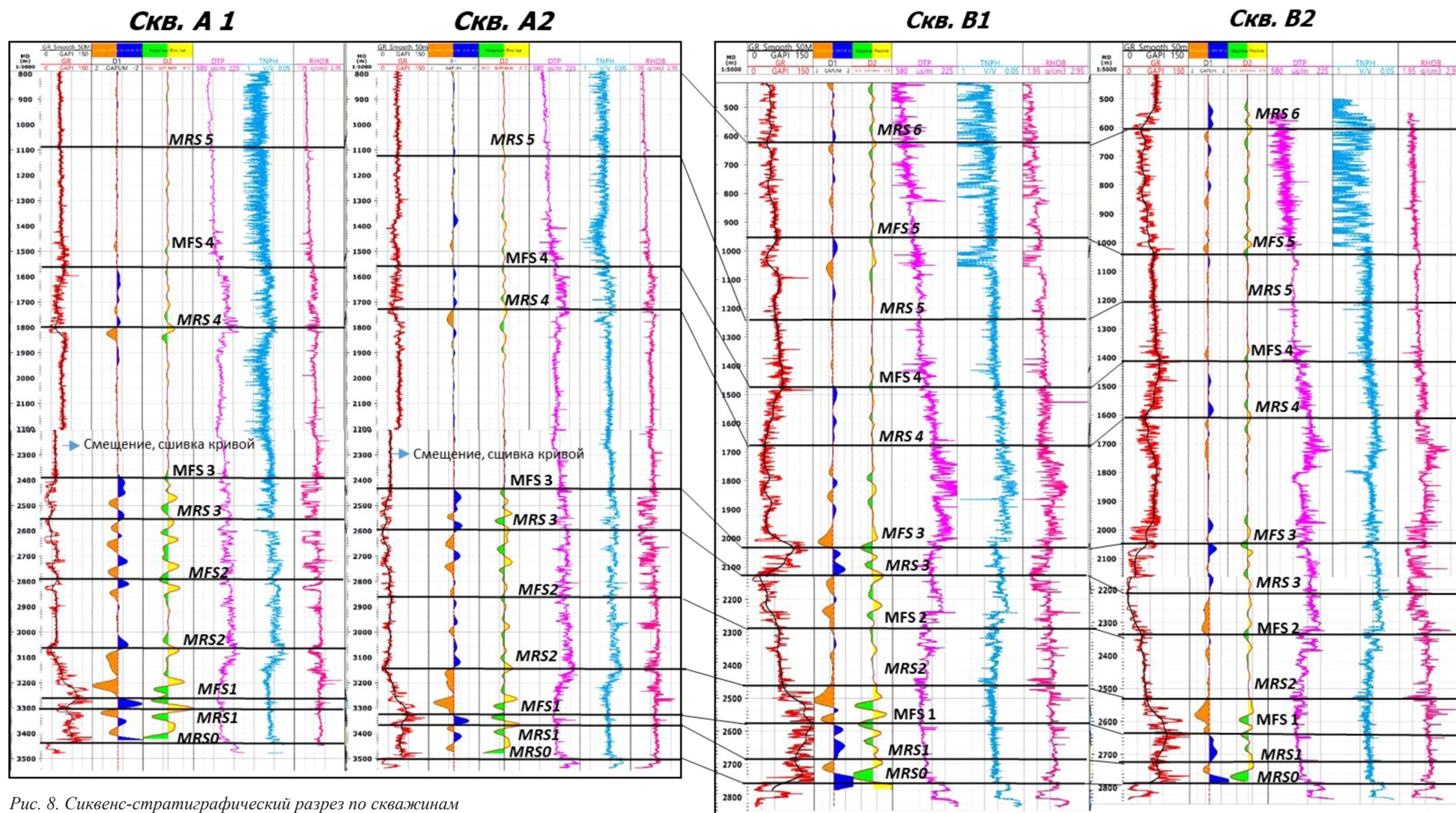


Рис. 8. Сиквенс-стратиграфический разрез по скважинам

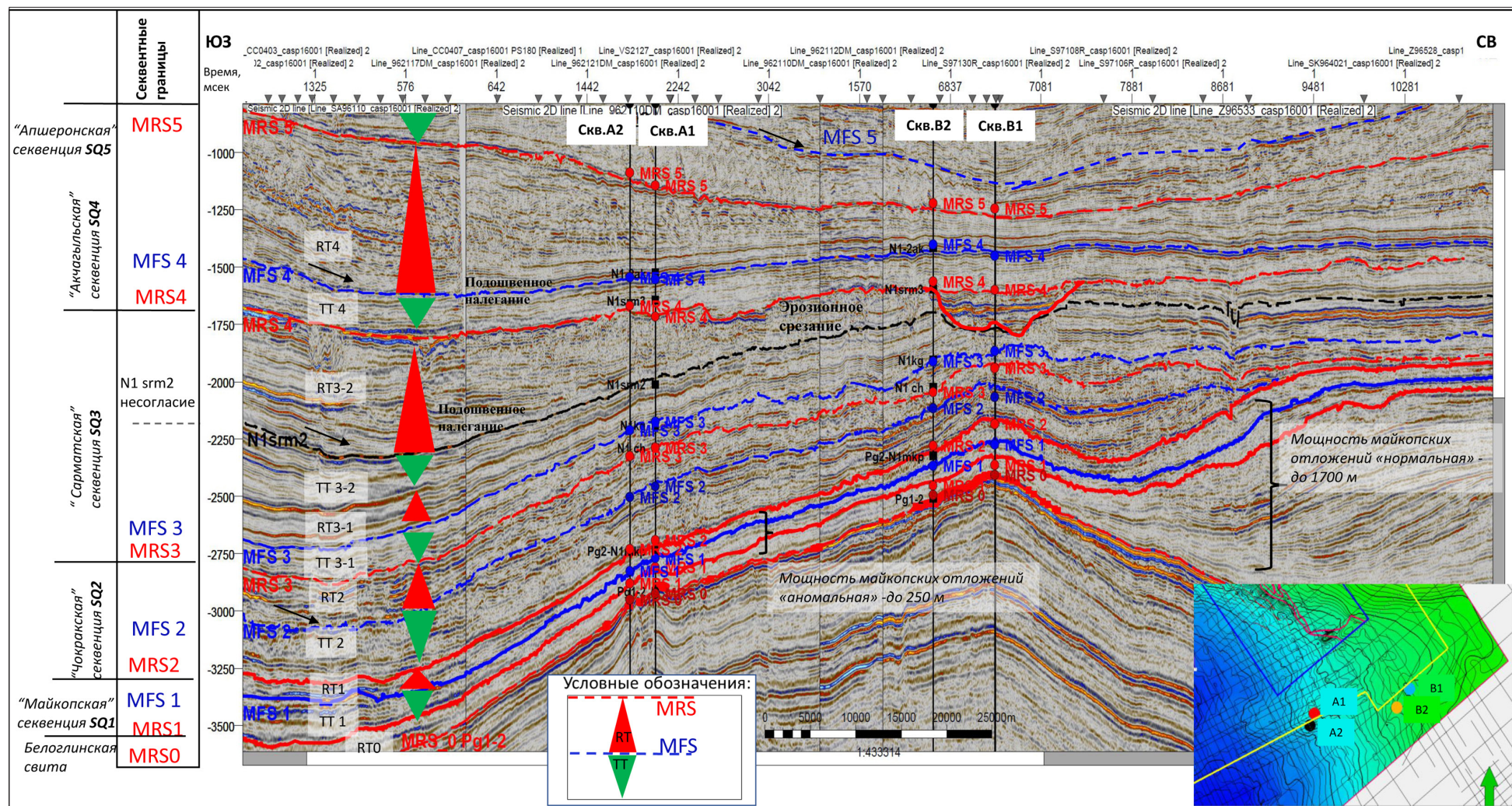


Рис. 9. Сиквенс-стратиграфический разрез через скважины А 1, А 2, В 1 и В 2 (месторождения Х и У)

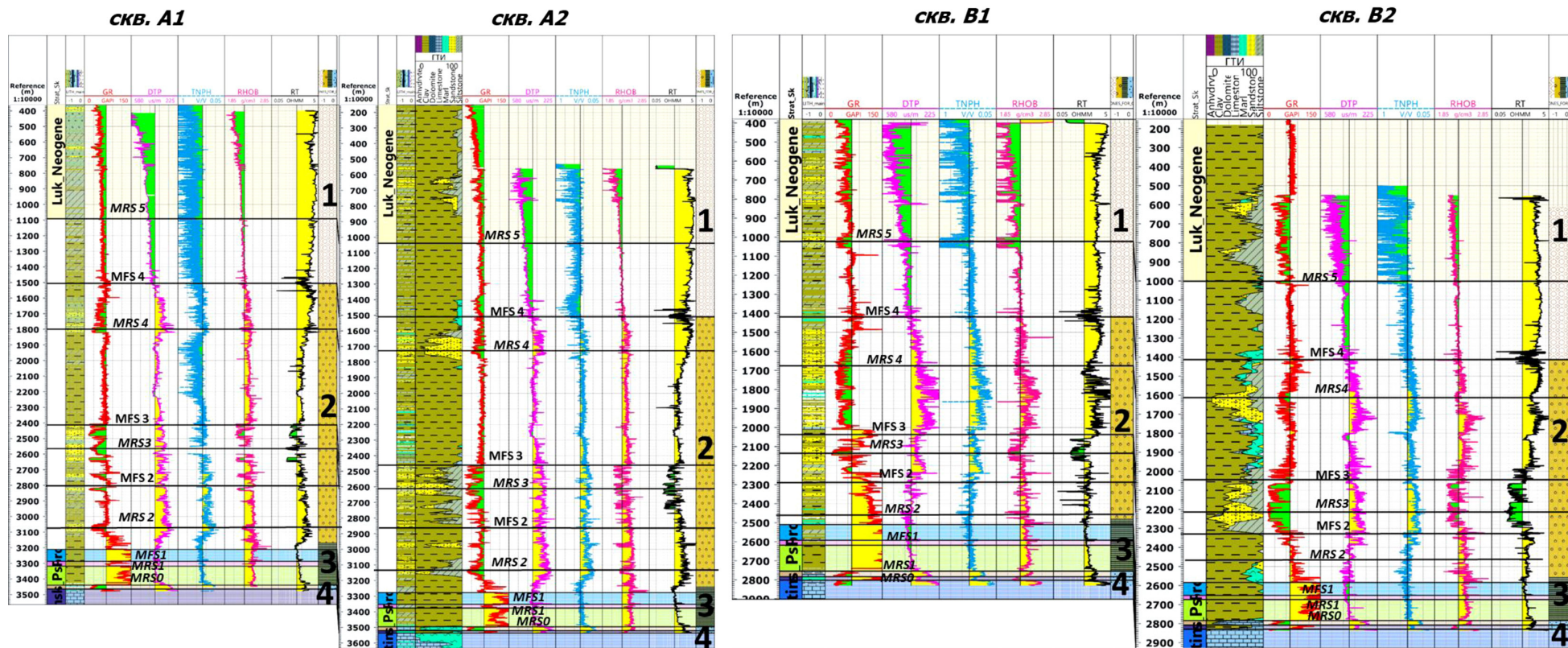


Рис. 10. Зоны построения объемных минералогических моделей для скважин А 1, А 2, В 1 и В 2

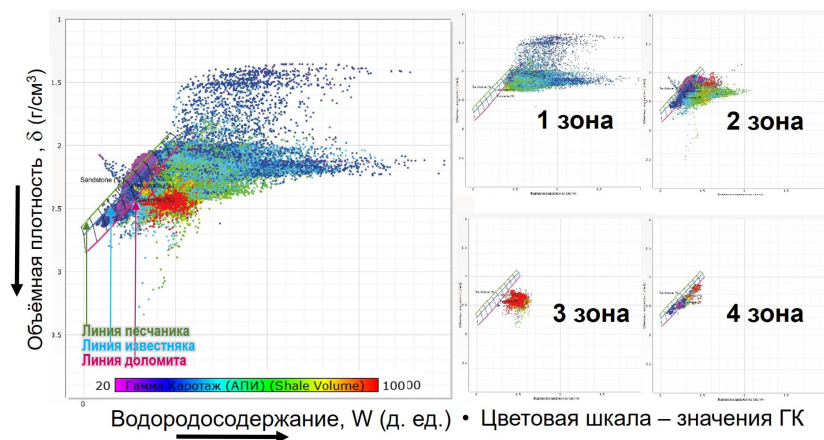


Рис. 11. График зависимости плотности от водородосодержания для выделенных зон построения минералогической модели

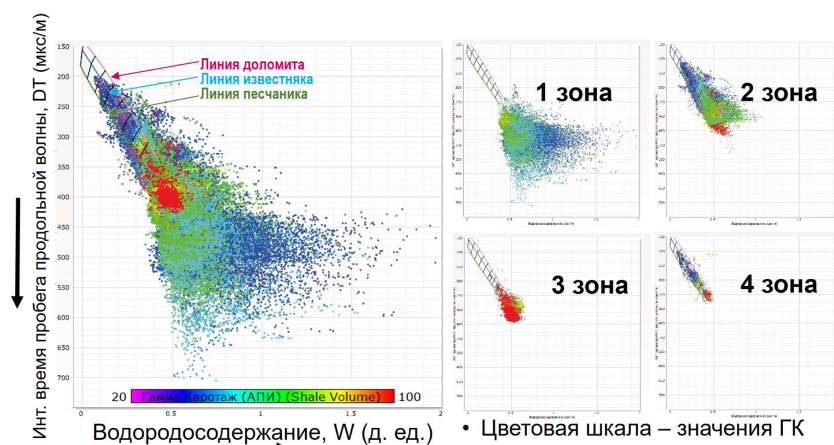


Рис. 12. График зависимости интервального времени пробега продольной волны от водородосодержания для выделенных зон построения минералогической модели

Зона	Описание	Характерные показания методов ГИС			
		ГК	ГКП (δ)	W	DT
1	Слабоконсолидированные породы регрессивного тракта секвенции SQ4 и SQ5. Распространены в верхней части разреза и представлены смектитовыми глинами, мергелями, песчаниками, алевролитами и карбонатами.	низкие значения	низкие значения	завышенные значения	завышенные значения
2	Среднемиоценовые отложения (секвенции SQ2-3 в полном объеме и трансгрессивный тракт секвенции SQ4). Представлены песчаниками, смектитовыми глинами, мергелями, алевролитами и карбонатами караган-чокракского и сарматского возраста.	средние значения	средние значения	средние значения	средние значения
3	Майкопская серия (секвенция SQ1) с хадумским горизонтом в основании, состоящая из смектитовых глин, мергелей, алевролитов, а также органического вещества.	высокие значения	высокие значения	высокие значения	высокие значения
4	Белоглинская свита (ниже поверхности MRS 0), представленная преимущественно мергелями, карбонатами.	средние значения (точки характерно лежат на линиях доломита/известняка)	средние значения (точки характерно лежат на линиях доломита/известняка)	средние значения (точки характерно лежат на линиях доломита/известняка)	средние значения (точки характерно лежат на линиях доломита/известняка)

Табл. 1. Характеристика выделенных зон для построения минералогической модели

1 Зона	Слабоконсолидированные породы регрессивного тракта секвенции SQ4, SQ5		Глина+Песчаник+Мергель+Алевролит		
Компонент/Метод	ГК, АПИ		δ , г/см ³	W, доли ед.	DT, мкс/м
Глина	114.783		3.188	0.304	393.7008
Алевролит	55		2.68	−0.03	213.2546
Песчаник	20		2.63	−0.03	230
Мергель	52.174		3.33	−0.148	98.203
Флюид	0		1.05	1	750
2 Зона	Среднемиоценовые отложения секвенций SQ2–SQ3 и трансгрессивного тракта секвенции SQ4		Глина+Песчаник+Мергель+Алевролит		
Компонент/Метод	ГК, АПИ		δ , г/см ³	W, доли ед.	DT, мкс/м
Глина	118.261		3.4	0.183	393.7008
Алевролит	55		2.68	−0.03	213.2546
Песчаник	20		2.63	−0.03	190
Мергель	88.696		3.452	−0.148	202.55
Флюид	0		1.05	1	620.0787
3 Зона	Майкопская серия отложений секвенции SQ1		Глина+Кероген+Мергель+Алевролит		
Компонент/Метод	ГК, АПИ		δ , г/см ³	W, доли ед.	DT, мкс/м
Глина	118.261		3.435	0.13	393.7008
Алевролит	55		2.68	−0.03	213.2546
Кероген	4000		1.4	0.65	650
Мергель	88.696		3.452	−0.148	202.55
Флюид	0		1.1	1	635
4 Зона	Белоглинская свита		Глина+Карбонат+Мергель+Алевролит		
Компонент/Метод	ГК, АПИ		δ , г/см ³	W, доли ед.	DT, мкс/м
Глина	118.261		3.452	0.13	393.7008
Алевролит	55		2.68	−0.148	213.2546
Карбонат	11		2.8	0	155.8399
Мергель	153.043		3.33	−0.03	167.768
Флюид	0		1.05	1	620.0787

Табл. 2. Петрофизические константы, установленные для каждой зоны

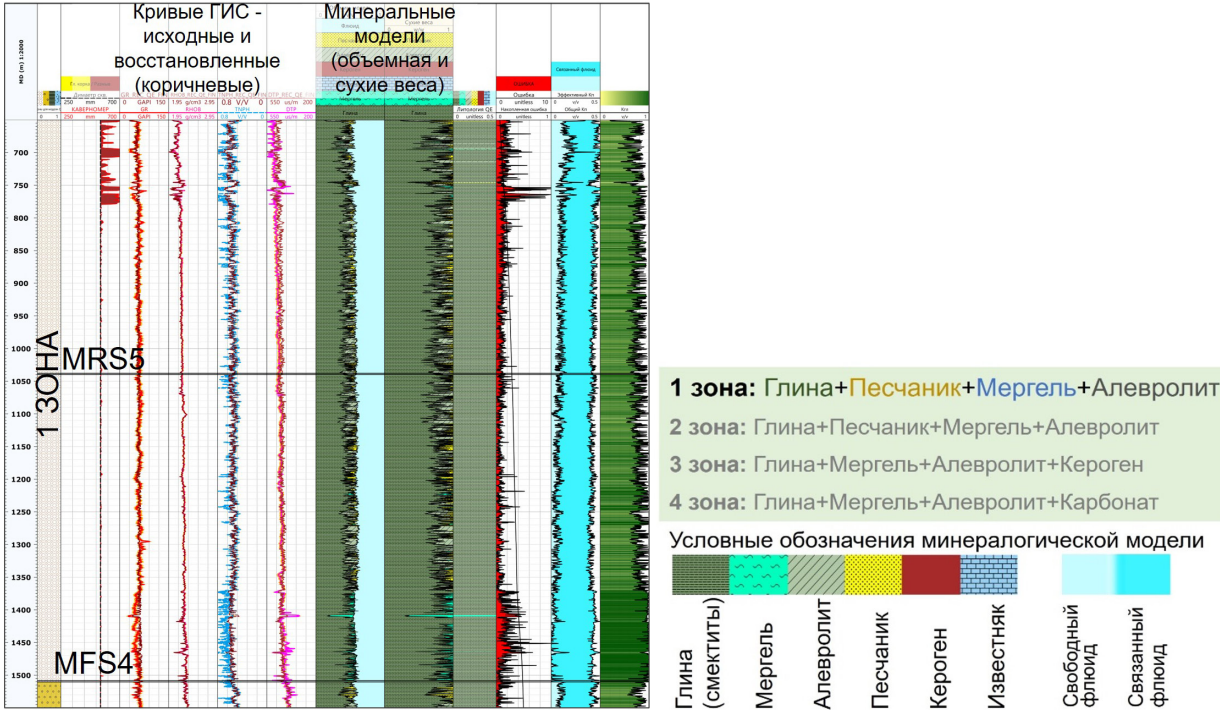


Рис. 13. Результаты построения объёмной минералогической модели на примере скважины А 2 – интервал глубин 1 зоны

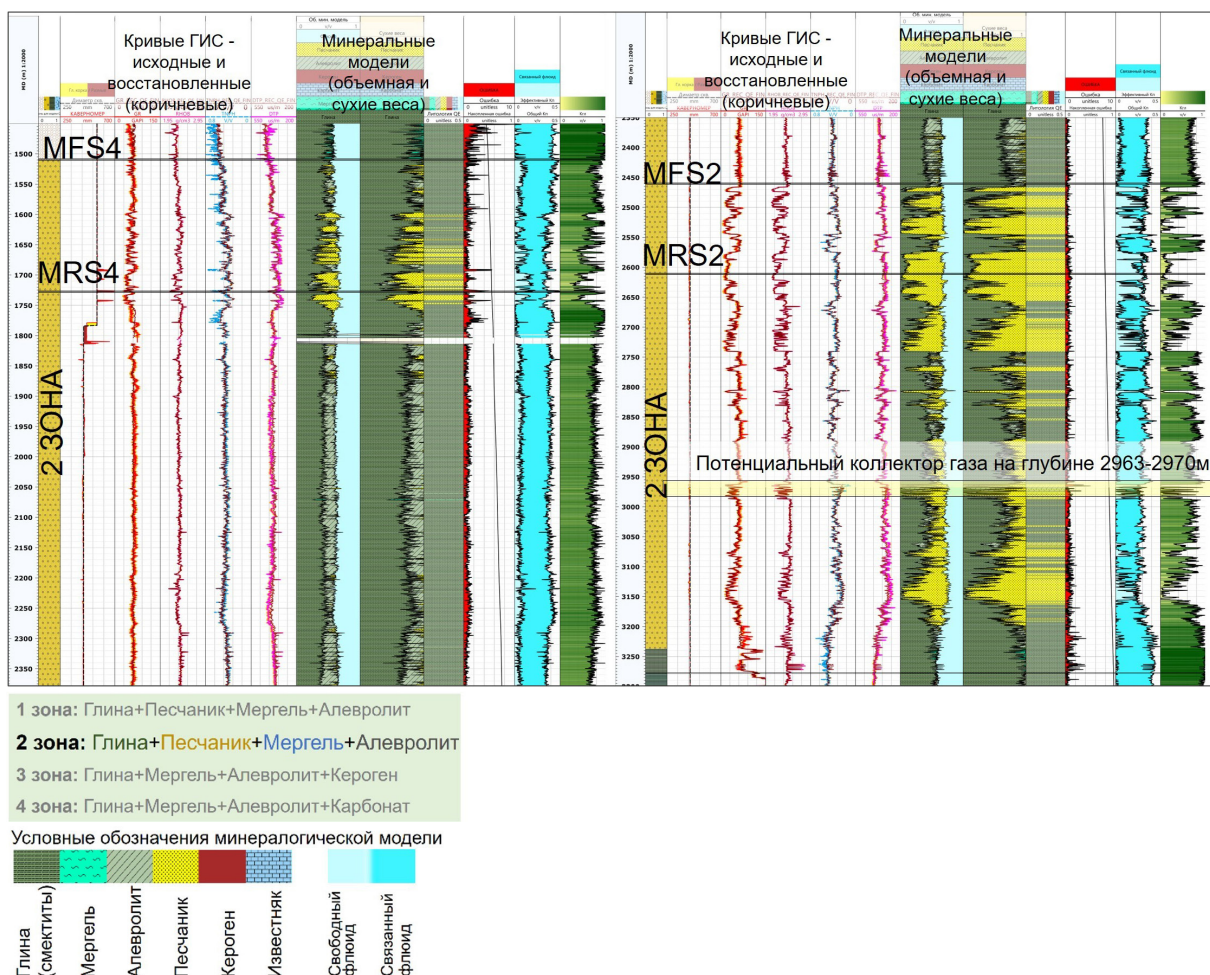


Рис. 14. Результаты построения объёмной минералогической модели на примере скважины А 2 – интервал глубин 2 зоны

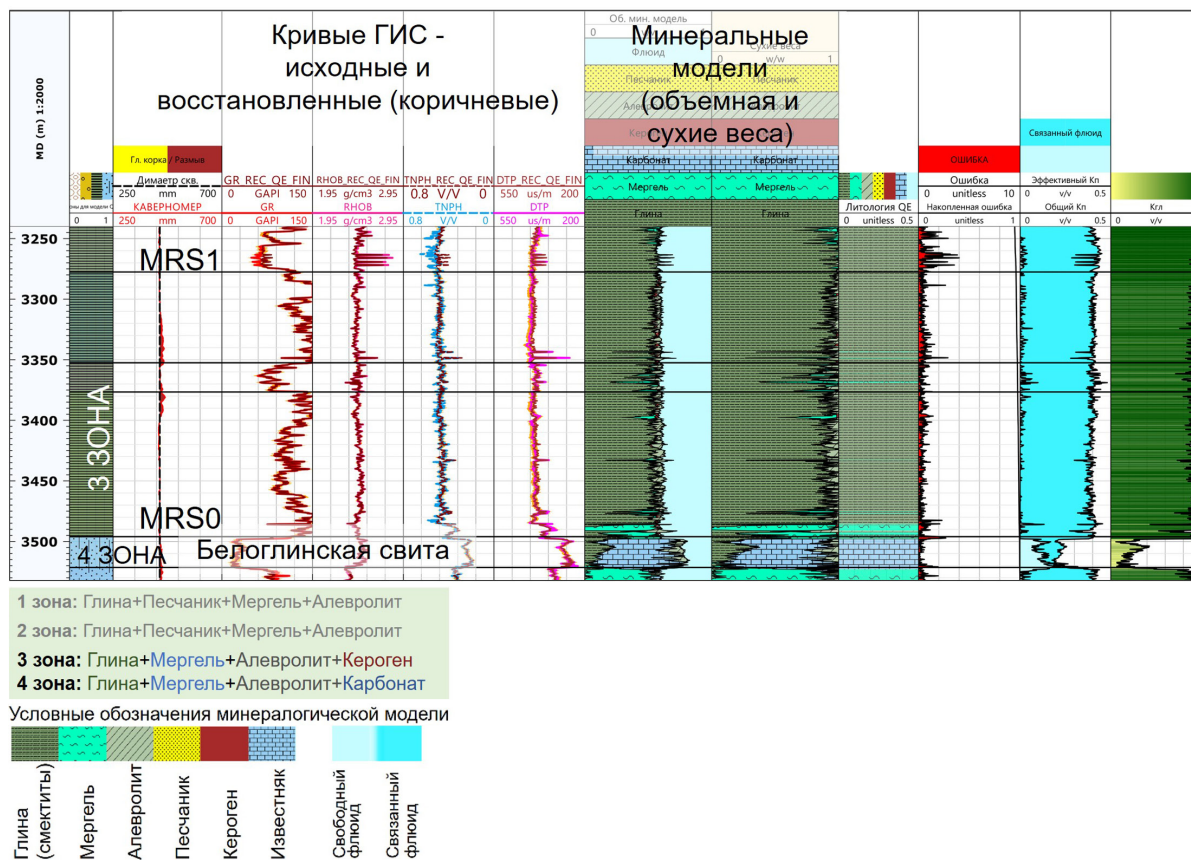


Рис. 15. Результаты построения объёмной минералогической модели на примере скважины А 2 – интервал глубин 3 и 4 зон

Заключение

Результаты интерпретации 2D сейсмических профилей, связующих сушу и акваторию, позволили выделить в кайнозойском разрезе секвенции и проследить их границы до скважин акватории. В олигоцен-миоценовых и кайнозойских отложениях по характеру сейсмической записи и каротажу выделены пять секвенций, снизу вверх: майкопская SQ1, чокракская SQ2, сарматская SQ3, акчагыльская SQ4, апшеронская SQ5, в каждой из которых определены регрессивные и трансгрессивные тракты.

Необходимо отметить особенности строения майкопской секвенции SQ1: в пределах исследуемой территории отложения представляют собой локально развитый конденсированный разрез (мощностью до 200 м). Исходя из данных интерпретации ГИС и шлама, весь конденсированный разрез представлен глубоководными глинистыми осадками с высоким содержанием Сор_г, что ранее считалось характерным только для отложений хадумского горизонта в основании «нормального» разреза майкопа Предгорного Дагестана (мощностью до 1500 м). Таким образом, установлена область распространения нефтегазоматеринской толщи на акватории Среднего Каспия. По результатам выполненного петрофизического анализа удалось выделить потенциальный газосодержащий пласт в одной из скважин на основании показаний нейтронного, плотностного и электрического методов в продуктивных чокракских отложениях секвенции SQ2.

Зональное расчленение отложений скважин акватории по минералогическому компонентному составу косвенно подтвердило корреляцию отражающих горизонтов от скважин суши и «привязку» отметок кровли майкопских (MRS 1) и караганских (MFS 2) отложений в скважинах месторождений X и Y.

Помимо минералогической модели в морских скважинах были рассчитаны коэффициенты общей и эффективной пористости, а также глинистости. В отложениях трансгрессивных трактов наблюдается ухудшение коллекторских свойств в результате увеличения степени глинизации вверх по разрезу. В породах регрессивных трактов наблюдается улучшение коллекторских свойств, вызванное уменьшением содержания глинистой фракции. Вблизи поверхностей MRS отложения характеризуются наилучшими коллекторскими свойствами, а вблизи поверхностей MFS – наихудшими, что выражено в значениях эффективной пористости и объёмной глинистости.

Сокращения

ГК – гамма каротаж, АПИ

ГТИ – геолого-технологические исследования

δ, ГГКп – плотностной каротаж, г/см³

K_{cl} – коэффициент общей пористости, д. ед.

$K_{л.общ.}$ – коэффициент объёмной глинистости, д. ед.

$K_{л.эфф.}$ – коэффициент общей пористости, д. ед.

K_g – водонасыщенность, д. ед.

$K_{во}$ – остаточная водонасыщенность, д. ед.

DT – интервальное время пробега продольной волны, мкс/м

RT – истинное удельное электрическое сопротивление (УЭС) пласта, Ом

Сорг – содержание органического вещества

W – водородосодержание, д. ед.

MRS – поверхность максимальной регрессии (Maximum Regression Surface)

MFS – поверхность максимального затопления (Maximum Flooding Surface)

TT – трансгрессивный тракт (Transgressive Tract)

RT – регрессивный тракт (Regressive Tract)

Финансирование/Благодарности

Работа написана при поддержке Министерства науки и высшего образования Российской Федерации по соглашению № 075-10-2022-011 в рамках программы развития научного исследовательского центра мирового уровня (НЦМУ).

Авторы выражают большую благодарность рецензентам за ценные комментарии и замечания, способствующие улучшению работы.

Литература

- Вендельштейн Б.Ю., Добрынин В.М., Кожевников Д.А. (2004). Петрофизика (физика горных пород). М: Нефть и газ, 368 с.
- Кузнецов В.Г. (2012). Литология природных резервуаров нефти и газа. М: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 260 с.
- Куницына И.В., Земцов П.А., Малышев Н.А., Вержбицкий В.Е. (2024). Закономерности формирования и особенности распространения чокракских песчаных коллекторов Придагестанского шельфа. *Геология нефти и газа*, 24(1), с. 103–115. DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-103-115
- Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. (2007). Практическое руководство по интерпретации данных ГИС. М: Недра, 327 с.
- Лебедев Л.И., Алексина И. А., Кулакова Л. С. и др. (1987). Каспийское море: Геология и нефтегазоносность. Отв. ред. Крылов Н.А. М: Наука, 295 с.
- Мирзоев Д.А., Осипова Г.Э., Шарафутдинов Ф.Г., Шарафутдинов В.Ф. (2001). Дагестанский шельф Каспийского моря: состояние изученности, геологическое строение, перспективы нефтегазоносности. Москва: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 133 с.
- Муромцев В. С. (1984). Электрометрическая геология песчаных тел – литологических ловушек нефти и газа. Ленинград: Недра, 260 с.
- Шарафутдинов Ф.Г., Мирзоев Д.А., Алиев Р.М., Серебряков В.А. (2001). Геология нефтегазовых месторождений Дагестана и прилегающей акватории Каспийского моря. Махачкала: Дагестанское книжное изд-во, 297 с.
- Embry A.F. (1991). Mesozoic History of the Arctic Islands. *Geology of the Innuitian Orogen and Arctic Platform of Canada and Greenland*, H.P. Trettin. <https://doi.org/10.1130/DNAG-GNA-E.369>
- Embry A.F. (2009). Practical Sequence Stratigraphy. Calgary: Canadian Society of Petroleum Geologists, 81 p.
- Embry A.F., Johannessen, E.P. (1993). T-R Sequence Stratigraphy, Facies Analysis and Reservoir Distribution in the Uppermost Triassic-Lower Jurassic Succession, Western Sverdrup Basin, Arctic Canada. *Norwegian Petroleum Society Special Publications*, vol. 2, pp. 121–146. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-88943-0.50013-7>
- Embry A.F., Johannessen, E.P. (2017). Chapter Three - Two Approaches to Sequence Stratigraphy. *Stratigraphy & Timescales*, vol. 2, pp. 85–118. <https://doi.org/10.1016/bs.sats.2017.08.001>
- Galloway W. (1989). Genetic Stratigraphic Sequences in Basin Analysis I: Architecture and Genesis of Flooding Surface Bounded Depositional Units. *AAPG Bull.*, 73(2), pp. 125–142. <https://doi.org/10.1306/703C9AF5-1707-11D7-8645000102C1865D>
- Hadler-Jacobsen F., Johannessen E.P., Ashton N., Henriksen S., Johnson S., Kristensen J. (2005). Submarine Fan Morphology and Lithology Distribution: A Predictable Function of Sediment Delivery, Gross Shelf to Basin Relief, Slope Gradient and Basin Topography. *Geological Society, London, Petroleum Geology Conference series*, vol. 6, pp. 1121–1145. <https://doi.org/10.1144/0061121>
- Mitchum R., Vail P., Thompson S. (1977). Seismic stratigraphy and global changes in sea level, part 2: the depositional sequence as the basic unit for stratigraphic analysis. *Seismic Stratigraphy: Application to Hydrocarbon Exploration, AAPG Memoir*, vol. 26, pp. 53–62.
- Seismic Stratigraphy: Applications to Hydrocarbon Exploration (1977). Payton C. (Ed.). American Association of Petroleum Geologists. <https://doi.org/10.1306/M26490>

Van Wagoner J.C., Posamentier H.W., Mitchum R.M., Vail P.R., Sarg J.F., Loutit, T.S., Hardenbol J. (1988). An overview of the fundamentals of sequence stratigraphy and key definitions. *Sea Level Changes: An Integrated Approach. SEPM Special Publication*, vol. 42, pp. 39–46. <https://doi.org/10.2110/pec.88.01.0039>

Сведения об авторах

Алексей Андреевич Чистяков – кандидат геол.-минерал. наук, профессор, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, Большой бульвар, д. 30, стр.1
e-mail: A.Tchistiakov@skoltech.ru

Кристина Вячеславовна Энсон – кандидат геол.-минерал. наук, главный специалист отдела литолого-фациального анализа, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Россия, 129110, Москва, ул. Щепкина, д. 62/2, стр.12
e-mail: Kristina.Enson@lukoil.com

Елизавета Викторовна Швалюк – аспирант, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, Большой бульвар, д. 30, стр.1
e-mail: Elizaveta.Shvalyuk@skoltech.ru

Вадим Фоатович Шарифутдинов – доктор геол.-минерал. наук, начальник отдела литолого-фациального анализа, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Россия, 129110, Москва, ул. Щепкина, д. 62/2, стр.12
e-mail: vadim.sharafutdinov@lukoil.com

Михаил Юрьевич Спасенных – кандидат хим. наук, профессор, директор Центра науки и технологий добычи углеводородов, Сколковский институт науки и технологий

Россия, 121205, Москва, Большой бульвар, д. 30, стр.1
e-mail: m.spasennykh@skoltech.ru

Денис Валерьевич Соколов – инженер 1-ой категории отдела литолого-фациального анализа, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Россия, 129110, Москва, ул. Щепкина, д. 62/2, стр.12
e-mail: Denis.Sokolov@lukoil.com

Анна Дмитриевна Порошина – геолог 2-ой категории отдела литолого-фациального анализа, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Россия, 129110, Москва, ул. Щепкина, д. 62/2, стр.12
e-mail: Anna.Poroshina@lukoil.com

Статья поступила в редакцию 28.05.2024;

Принята к публикации 23.10.2024; Опубликовано 20.12.2024

IN ENGLISH

ORIGINAL ARTICLE

Sequence Stratigraphic and Petrophysical Analysis of Paleogene-Neogene Deposits of the Dagestan Offshore of the Caspian Sea

A.A. Tchistiakov¹, K.V. Enson^{2*}, E.V. Shvalyuk¹, V.F. Sharafutdinov², M.Yu. Spasennykh¹, D.V. Sokolov², A.D. Poroshina²

¹Skolkovo Institute of Science and Technology, Moscow, Russian Federation

²LUKOIL-Engineering LLC, Moscow, Russian Federation

*Corresponding author: Kristina V. Enson, e-mail: Kristina.Enson@lukoil.com

Abstract. The Dagestan offshore of the Caspian Sea, surrounded on all sides by oil and gas bearing areas, represents an exceptional interest for the exploration of hydrocarbon fields.

The applied sequence stratigraphic analysis allows to stratify the Cenozoic section for the resource's estimation of the Karagan-Chokrak deposits in new prospective offshore areas. The analysis used well data from the onshore and Dagestan offshore, as well as 2D seismic data.

Five sequences were identified in the Cenozoic sediments according to the seismic and well data, from bottom to the top: Maikop SQ1, Chokrak SQ2, Sarmatian SQ3, Akchagyl SQ4, and Apsheron SQ5, in each of them regressive and transgressive tracts have been identified. The boundaries of regressive and transgressive tracts in wells were distinguished on the basis of a mathematical model proposed by the authors for the automated geological interpretation of gamma-ray logging. For evaluation the petrophysical properties of the reservoir rocks the volumetric mineralogical model has been created.

Keywords: sequence stratigraphic analysis, Karagan-Chokrak deposits, Dagestan offshore of the Caspian Sea, volumetric mineralogical model

Acknowledgements

This work was supported by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation under agreement No. 075-10-2022-011 within the framework of the development program for a world-class Research Center.

Recommended citation: Tchistiakov A.A., Enson K.V., Shvalyuk E.V., Sharafutdinov V.F., Spasennykh M.Yu., Sokolov D.V., Poroshina A.D. (2024). Sequence Stratigraphic and Petrophysical Analysis of Paleogene-Neogene Deposits of the Dagestan Offshore of the Caspian Sea. *Georesursy = Georesources*, 26(4), pp. 129–143. <https://doi.org/10.18599/grs.2024.4.18>

References

- Embry A.F. (1991). Mesozoic History of the Arctic Islands. *Geology of the Inuitian Orogen and Arctic Platform of Canada and Greenland*, H.P. Trettin. <https://doi.org/10.1130/DNAG-GNA-E.369>
- Embry A.F. (2009). Practical Sequence Stratigraphy. Calgary: Canadian Society of Petroleum Geologists, 81 p.
- Embry A.F., Johannessen, E.P. (1993). T-R Sequence Stratigraphy, Facies Analysis and Reservoir Distribution in the Uppermost Triassic-Lower Jurassic Succession, Western Sverdrup Basin, Arctic Canada. *Norwegian Petroleum Society Special Publications*, vol. 2, pp. 121–146. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-88943-0.50013-7>
- Embry A.F., Johannessen, E.P. (2017). Chapter Three - Two Approaches to Sequence Stratigraphy. *Stratigraphy & Timescales*, vol. 2, pp. 85–118. <https://doi.org/10.1016/bs.sats.2017.08.001>
- Galloway W. (1989). Genetic Stratigraphic Sequences in Basin Analysis I: Architecture and Genesis of Flooding Surface Bounded Depositional Units. *AAPG Bull.*, 73(2), pp. 125–142. <https://doi.org/10.1306/703C9AF5-1707-11D7-8645000102C1865D>
- Hadler-Jacobsen F., Johannessen E.P., Ashton N., Henriksen S., Johnson S., Kristensen J. (2005). Submarine Fan Morphology and Lithology Distribution: A Predictable Function of Sediment Delivery, Gross Shelf to Basin Relief, Slope Gradient and Basin Topography. *Geological Society, London, Petroleum Geology Conference series*, vol. 6, pp. 1121–1145. <https://doi.org/10.1144/0061121>
- Kunitsyna I.V., Zemtsov P.A., Malyshev N.A., Verzhbitsky V.E. (2024). Patterns of Formation and Features of Distribution of Chokrak Sand Reservoirs of the Dagestan Shelf. *Geologiya nefi i gaza = Geology of Oil and Gas*, 24(1), pp. 103–115. (In Russ.) DOI: 10.47148/0016-7894-2024-1-103-115
- Kuznetsov V.G. (2012). Lithology of Natural Reservoirs of Oil and Gas. Moscow: Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 260 p. (In Russ.)
- Latyshova M.G., Martynov V.G., Sokolova T.F. (2007). A Practical Guide to Interpreting Well Logging Data. Moscow: Nedra, 327 p. (In Russ.)
- Lebedev L.I., Aleksina I. A., Kulakova L. S. et al. (1987). The Caspian Sea: Geology and Oil and Gas Potential. Ed. Krylov N.A. Moscow: Nauka, 295 p. (In Russ.)
- Mirzoev D.A., Osipova G.E., Sharafutdinov F.G., Sharafutdinov V.F. (2001). Dagestan Shelf of the Caspian Sea: State of Knowledge, Geological Structure, Prospects of Oil and Gas Potential. Moscow: Oil and Gas Publ., Gubkin Russian State University of Oil and Gas, 133 p. (In Russ.)
- Mitchum R., Vail P., Thompson S. (1977). Seismic stratigraphy and global changes in sea level, part 2: the depositional sequence as the basic unit for stratigraphic analysis. *Seismic Stratigraphy: Application to Hydrocarbon Exploration, AAPG Memoir*, vol. 26, pp. 53–62.
- Muromtsev V.S. (1984). Electrometric Geology of Sand Bodies – Lithological Traps of Oil and Gas. Leningrad: Nedra, 260 p. (In Russ.)
- Seismic Stratigraphy: Applications to Hydrocarbon Exploration (1977). Payton C. (Ed.). American Association of Petroleum Geologists. <https://doi.org/10.1306/M26490>
- Sharafutdinov F.G., Mirzoev D.A., Aliyev R.M., Serebryakov V.A. (2001). Geology of the oil and gas fields of Dagestan and the Adjacent Waters of the Caspian Sea. Makhachkala: Dagestan Book Publ., 297 p. (In Russ.)
- Van Wagoner J.C., Posamentier H.W., Mitchum R.M., Vail P.R., Sarg J.F., Loutit, T.S., Hardenbol J. (1988). An overview of the fundamentals of sequence stratigraphy and key definitions. *Sea Level Changes: An Integrated Approach*. SEPM Special Publication, vol. 42, pp. 39–46. <https://doi.org/10.2110/pec.88.01.0039>
- Vendelstein B.Yu., Dobrynin V.M., Kozhevnikov D.A. (2004). Petrophysics (Rock Physics). Moscow: Oil and Gas, 368 p. (In Russ.)

About the Authors

Alexei A. Tchistiakov – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Professor, Center for Hydrocarbon Recovery, Skolkovo Institute of Science and Technology
Buil. 1, 30, Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: A.Tchistiakov@skoltech.ru

Kristina V. Enson – Cand. Sci. (Geology and Mineralogy), Chief Geologist, Department of Lithofacies Analysis, LUKOIL-Engineering LLC
Buil. 12, 62/2, Shchepkina st., Moscow, 129110, Russian Federation
e-mail: Kristina.Enson@lukoil.com

Elizaveta V. Shvalyuk – Postgraduate student, Center for Hydrocarbon Recovery, Skolkovo Institute of Science and Technology
Buil. 1, 30, Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: elizaveta.shvalyuk@skoltech.ru

Vadim F. Sharafutdinov – Dr. Sci. (Geology and Mineralogy), Head of the Department of Lithofacies Analysis, LUKOIL-Engineering LLC
Buil. 12, 62/2, Shchepkina st., Moscow, 129110, Russian Federation
e-mail: vadim.sharafutdinov@lukoil.com

Mikhail Spasennykh – Professor, Director of the Center for Petroleum Science and Engineering, Skolkovo Institute of Science and Technology
Buil. 1, 30, Bolshoy Boulevard, Moscow, 121205, Russian Federation
e-mail: m.spasennykh@skoltech.ru

Denis V. Sokolov – 1st category petroleum engineer of the Department of Lithofacies Analysis, LUKOIL-Engineering LLC
Buil. 12, 62/2, Shchepkina st., Moscow, 129110, Russian Federation
e-mail: Denis.Sokolov@lukoil.com

Anna D. Poroshina – 2nd category petroleum engineer of the Department of Lithofacies Analysis, LUKOIL-Engineering LLC
Buil. 12, 62/2, Shchepkina st., Moscow, 129110, Russian Federation
e-mail: Anna.Poroshina@lukoil.com

Manuscript received 28 May 2024;

Accepted 23 October 2024; Published 20 December 2024

© 2024 The Authors. This article is published in open access under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) License (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)