УДК 553.983

АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ТИХАМСКОГО БАССЕЙНА НА ЗАПАДНОМ ПОБЕРЕЖЬЕ РЕСПУБЛИКИ ЙЕМЕН

ANALYSIS OF THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE TIHAMA BASIN ON THE WEST COAST OF THE REPUBLIC OF YEMEN

Гилаев Г.Г.
Кубанский государственный технологический университет
1gggilaev@kubstu.ru

Аль-Кадхи К.Ф.
Кубанский государственный технологический университет
1gggilaev@kubstu.ru

Аль-Идриси М.С.
Кубанский государственный технологический университет
1gggilaev@kubstu.ru

Данчина Я.В.
Кубанский государственный технологический университет
1gggilaev@kubstu.ru

Аннотация. В данной статье рассматривается Тихамский бассейн на западном побережье Йемена с целью полного понимания его геологии и потенциала углеводородов. Изучается литература, полевые данные, двенадцать глубоких исследовательских скважин, пять поверхностных стратиграфических тестов и выборка сейсмических данных. Исследование включает в себя компиляцию данных о разведке, собранных разными компаниями с начала 1950-х годов. В результате исследования составляются стратиграфические корреляционные профили и структурные разрезы.

Ключевые слова: геологическое строение месторождения, геолого-геофизическая изученность, стратиграфия бассейна, Тихамский бассейн, республика Йемена, красное море.

Gilaev G.G.
Kuban State Technological University
1gggilaev@kubstu.ru

Al-Kadhi K.F.
Kuban State Technological University
1gggilaev@kubstu.ru

Al-Edresi M.S.
Kuban State Technological University
1gggilaev@kubstu.ru

Danchina Y.V.
Kuban State Technological University
1gggilaev@kubstu.ru

Annotation. In this article, we will review the Tihama Basin on the west coast of Yemen in order to fully understand its geology and hydrocarbon potential. We will examine the literature, field data, twelve deep exploration wells, five surface stratigraphic tests, and seismic data sampling. The study involves compiling intelligence data collected by different companies since the early 1950s. As a result, study stratigraphic correlation profiles and structural sections compiling.

Keywords: geological structure of deposit, geological and geophysical knowledge, basin stratigraphy, Tiham basin, republic of Yemen, red sea.

Тихамский бассейн расположен в акватории Красного моря у северной части Йемена. На востоке расположена Тихамская прибрежная равнина шириной 30–50 км, которая резко переходит в горные цепи, занимающие рифтовые плечи южной части Красного моря. Западная часть блока простирается в центральную впадину Красного моря. Область разбросана многочисленными островами и небольшими участками суши [1].

Геометрия раннего рифта Красного моря была сильно изменена предшествующими структурами земной коры и, как следствие, прошла сложный путь от Афарской впадины к Суэцу. Каждый сегмент рифта изначально представлял собой асимметричный полу гребень, с четко определенными зонами размещения между подбассейнами. В акватории Аденского залива положения зон размещения были сильно изменены старыми мезозойскими рифтовыми бассейнами. Однако, ранние структуры рифта могут быть восстановлены в их первоначальную непрерывную геометрию вдоль обеих сторон Красного моря и Аденского залива. В обоих бассейнах современные береговые линии восстанавливаются с разделением 40–60 км на большей части их протяженности. Начальные рифтовые бассейны имели ширину 60–80 км.

В процессе исследования учеными была разработана общая структурная и седиментологическая модель для этой области.

Миоцен – новейший осадочный комплекс, который можно разделить на три участка: предэвапоритовая, эвапоритовая и постэвапоритовая группы формаций. Всю исследуемую область можно разделить на шесть различных структурных элементов в зависимости от их местоположения относи-

тельно оси распространения Красного моря и центральной части миоценового соляного бассейна. В предэвапоритовой и эвапоритовой группе существует множество потенциальных ловушек, а в постэвапоритовой группе потенциал углеводородов сомнителен из-за отсутствия герметичности. Во всей исследуемой области качество и степень зрелости исходных пород сильно переменны.

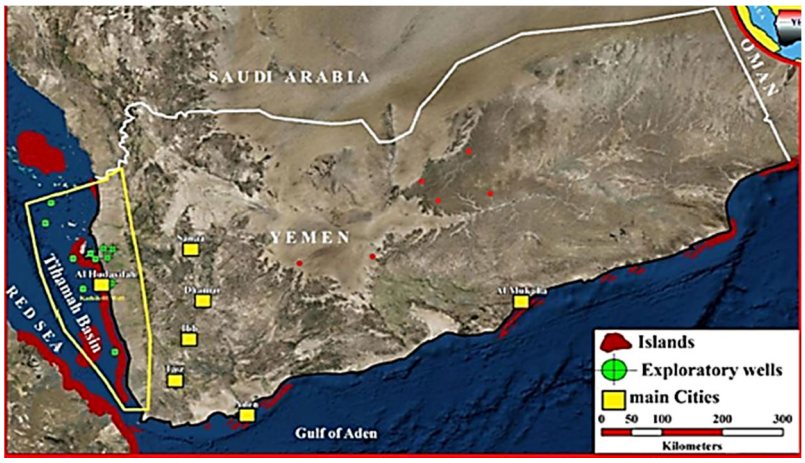

Рисунок 1 – Основные осадочные бассейны в Республике Йемен, расположения разведочных скважин в бассейне Томас (юго-восточная часть Красного моря Йемена), включая исследовательскую скважину Катиб-01

Тихамский бассейн расположен у южного побережья Йемена и простирается от северной границы Саудовской Аравии до западной границы Эфиопии. Как и во всей акватории Красного моря, в Йеменской части ведутся исследования и поиск углеводородов [2]. В последнее время Тихамский бассейн в Йеменском Красном море привлекает все больше внимания исследователей, с уже пробуренными 12 скважинами (рис. 1), в некоторых из которых обнаружили нефть и газ с конденсатом. Первые исследования начались еще в 1960 году, когда было пробурено 12 скважин вдоль бассейна. В то время результаты бурения варьировались от газа и конденсата до нефтяных показов и сухих скважин. Кроме того, на побережье Красного моря, особенно на островах Фарасан и Дахлак в Саудовской Аравии, сообщали о нефтяных выходах [3]. Эти разрозненные открытия стимулировали изучение потенциала источников нефти и генерации углеводородов для дальнейшего бурения в акватории Йеменского Красного моря.

На рисунке 2 можно увидеть основные морские осадочные бассейны в Йеменской Республике, включая бассейн Тихама. На рисунке также показано формирование морских бассейнов Аден-Абьян, Хаварх, Мукалла-Сайхут и Тихама во время олигоцен–миоценового рифтогенеза.

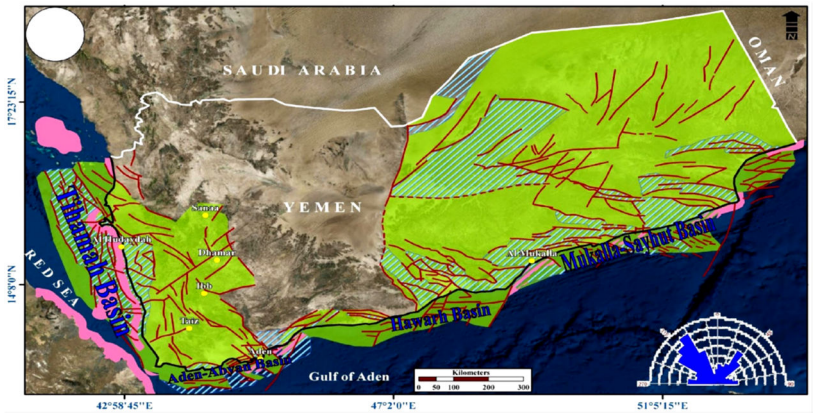

Рисунок 2 – Основные морские осадочные бассейны в Йеменской Республике

В настоящее время проводится исследование, которое представляет собой комплексное изучение характеристик источников органического вещества миоценовых сланцев Салиф в Тихамском бассейне с целью изучения потенциала нефтегенерации и описания условий органического вещества и депозиционной среды. Предполагается, что данное исследование предоставит информацию и привлечет интерес к Йеменскому Красному морю, а также послужит основой для дальнейших успехов в разведке и оценке ресурсов во всем бассейне [4].

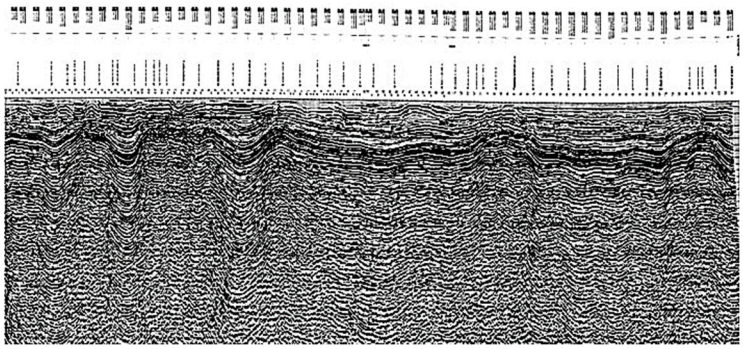

Рисунок 3 – Сейсмическая линия в бассейне Тихама

Геологическое положение

Тихамский бассейн, как на суше, так и в море, развивается в юго-восточной части Йеменского Красного моря в результате процесса рифтинга, начавшегося в верхнем олигоцене и продолжающегося до настоящего времени. Осадочные толщи включают мощные синрифтовыми и пострифтовые слои и представлены Тихамской группой (морской, переходной и континентальной средой осадконакопления).

Синрифтовые толщи включают в себя преимущественно клинковые осадки формации Зайдия (ранний миоцен), морские осадки с песчаными прослоями формации Макна (нижний/средний миоцен), эвапориты со сланцами и клинковым вкладом формации Салиф (верхний миоцен), включая часть Гаввас (верхний миоцен), которая представляет верхнюю часть формации Салиф.

Пострифтовая толща представлена формацией Аббас (плиоцен/плейстоцен) и состоит преимущественно из глины и ила в скважине Аббас-1 с вертикальными изменениями толщины и латеральными изменениями фаций в других подземных разрезах. Рифовый известняк формации Аббас, который развился в верхней части подземных разрезов и вдоль берега Йеменского Красного моря, имеет плейстоценовый возраст, относится к части Камаран и схож с органическим рифом островов Фарасан у южного побережья Красного моря в Саудовской Аравии.

Раннее нефтяные выходы были обнаружены и на полуострове Ас-Салиф. Мигрировавшая нефть присутствовала на суше в районе Тихамской равнины (скважины Альфа-1 и Аббас-1), а показания нефти и газа в нескольких морских и сухопутных скважинах указывали на наличие доказанных источников углеводородов на нескольких стратиграфических уровнях и предполагали наличие нефти и газа.

В процессе исследования пострифтовой толщи были получены некоторые геохимические результаты анализа образцов сланца в формации Аббас (плиоцен) в бассейне Тихама, юго-восточная часть Йеменского Красного моря, включая содержание TOC, а также измеренные и рассчитанные параметры пиролиза для оценки породы, которые были сведены в таблице 1.

Настоящие результаты разведки нефтяной системы бассейна Тихама указывают на хорошие исходные породы, главным образом слои сланцев и аргиллитов, образований Зайдия и Макна, а также сланцы в пределах Гаввасской части формации Салиф. Горизонты песчаника формаций Зайдия, Макна, Салиф и Аббас обладают потенциалом коллектора с хорошей пористостью и проницаемостью. Эвапоритовые отложения (ангидрит и галит), образования Салиф и элемента Гаввас обеспечивают очень хорошую герметизацию.

Таблица 1 – Основные геохимические результаты анализа образцов сланца и измеренные и рассчитанные параметры пиролиза

			S_1 (mg/g)	S_2 (mg/g)	T_{max} (°C)	PY (mg/g)	PI (mg/g)	HI (mg/g)
Kathib-01 Well	1070	0.50	0.04	0.89	430	0.93	0.04	178
	1080	0.57	0.08	0.96	444	1.04	0.08	168
	1110	0.88	0.10	1.73	429	1.83	0.06	197
	1140	0.62	0.04	0.87	431	0.91	0.05	140
	1190	0.56	0.05	0.54	435	0.59	0.08	96
	1407	1.01	0.33	2.35	434	2.68	0.12	233
	1419	1.03	0.34	2.41	433	2.75	0.12	234
	1428	0.81	0.31	1.85	435	2.16	0.14	228
	1440	0.59	0.24	0.95	434	1.19	0.20	161
	1566	0.53	0.33	0.89	431	1.22	0.27	168

Однако, геотермальный градиент в Красном море непостоянен и изменяется в разном направлении в зависимости от расстояния от центра разлома. Сильный галокинез, различная толщина соли, поперечные и вертикальные вариации отложений осадочных пород в бассейне, вулканическая активность, переплетение вулканических потоков и интрузии дамб и порогов Йеменской вулканической группы, а также структурные особенности между краем рифта и центром рифта расформировали рифтовый бассейн Тихама на пограничко-параллельные структурные зоны, соляные стены и подушки, которые разделили бассейн на несколько секторов с различным характером. Форма и границы бассейна Тихама определяются распределением и толщиной синрифта, достигающего нескольких тысяч метров с преобладанием соли, песчаников и сланцев. Толщина соли уменьшается и истончается к краям и по фации переходит в другие эвапоритовые породы, главным образом в ангидрит, гипс и часто в другие карбонаты.

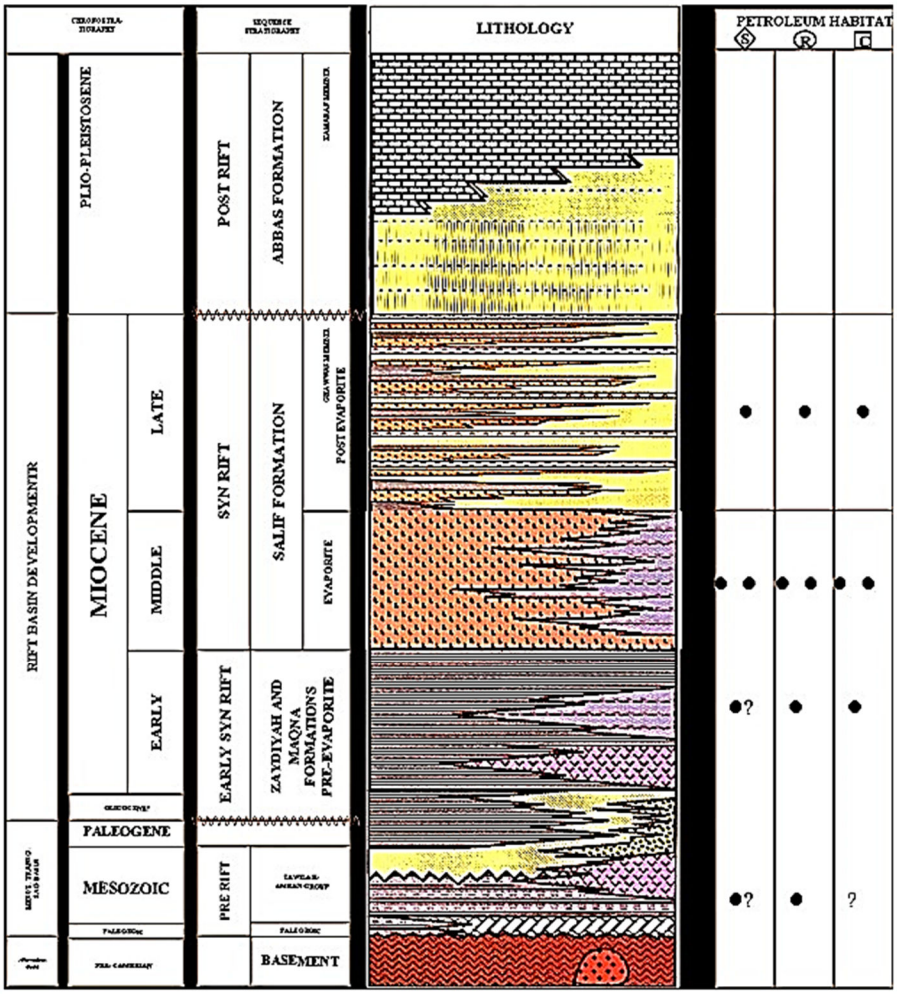

Рисунок 4 – Стратиграфия

Пострифтовые отложения, которые на сегодняшний день представлены мощными обломочными отложениями, достигают нескольких тысяч метров. Такая мощная толща отложений указывает на то, что значительная денудация была вызвана речной эрозией с быстрым переносом отложений с большого уступа вдоль восточных гор. Соответственно, антиклиналь опрокидывания и фарватеры диапир предлагают наиболее привлекательное сочетание источника, резервуара и уплотнения [5].

Обнажившаяся стратиграфическая толща до рифтовой зоны йеменской окраины Красного моря (рис. 5 а) аналогична таковой в Эритрее и Эфиопии, но гораздо тоньше, достигая в общей сложности 1200 м [6]. В основании разреза пермский сланец Акбра изменчиво залегает на фундаменте и может иметь толщину до 130 м. Литология в основном состоит из галечных серых сланцев и алевролитов, которые интерпретируются как флювиогляциальные по происхождению, аналогичные толщи Энтичо и Эдага-Арби на юго-западной окраине Красного моря.

Вышележащий мезозойский разрез включает в себя трансгрессивно–регрессивный цикл, как в Данакиле. Основание цикла представлено нижнеюрским холанским песчаником, соотносимым с адиграгским песчаником (рис. 5 а). Толщина Холана достигает 150 м и меняется от континентального характера, у основания к морскому, вблизи вершины. Песчаник перекрыт амранской группой среднего и верхнего юрского периодов, соответствующей известняку Антало. В западном Йемене амран охва-

тывает период от келловея до самого раннего титона [7] и состоит из 410–520 м массивного платформенного известняка с прослоями сланца. Вершина Амранской группы демонстрирует признаки зарождения и несогласованно перекрыта 150–400 м средне- и крупнозернистого песчаника с поперечными слоями Тавилахской группы (рис. 5 а).

Ученые предполагают, что возраст группы Тавила составляет от позднего мела до эоцена) или от поздней юры до эоцена. Дело в том, что основная часть группы Тавила была отложена в континентальных речных средах и, вероятно, коррелирует с позднеюрской-раннемеловой формацией Амба-Арадам в Эфиопии и Эритрее. В верхней части группы Тавила образования Медж-Зир включают мелководный морской песчаник с агглютинированными морскими фораминиферами палеоценового возраста. Эти пласты соотносятся со среднеусфанской формацией в регионе Джидда. Верхняя часть разреза Тавила характеризуется многочисленными палеозолями и железобетонными горизонтами, которые интерпретируются как указывающие на субаэральное воздействие и латеритное выветривание до отложения вышележащей йеменской олигоценовой вулканической серии. Эти латериты соотносятся с базальтовыми латеритами дохийского периода Эфиопского плато (рис. 5 а) [8].

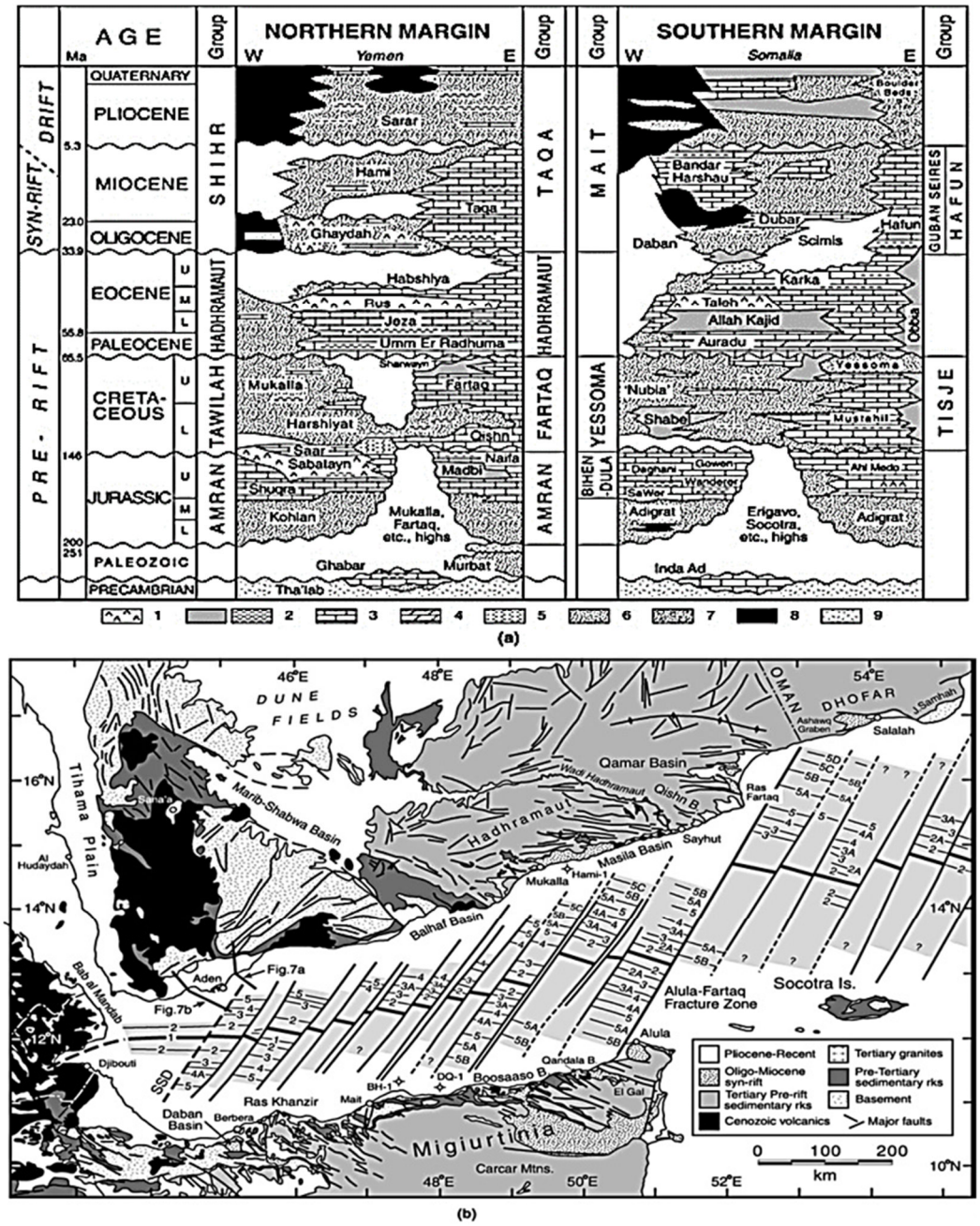

Рисунок 5 – Геология йеменской окраины Красного моря:
(а) тектоническая карта Юго-западного Йемена. Высота Джабаль Наби Шуайб составляет 3660 м.;
(б) структурный разрез равнины Тахома, йеменская окраина Красного моря,
с предполагаемыми плоскими разломами в стиле домино

Стратиграфический разрез бассейна Красного моря до рифта сильно варьируется по своей длине, в целом уменьшаясь в толщине по мере удаления от Тетианской окраины к северу от Суэцкого залива и окраины Индийского океана к югу от Афара. Природа и толщина предрифтовых слоев повлияли на состав заполнения синрифта, геометрию первоначального разлома, на протяжение и крупномасштабную морфологию рифтовых суббассейнов. Предрифтовые слои также сыграли решающую роль в формировании нескольких доказанных углеводородных систем бассейна [9]. Неогеновые пространственные разломы нарушили стратиграфию региона Красного моря.

В связи с тем, что обнажения и скважины, как правило, предоставляют стратиграфическую информацию о поднятых подножиях этих блоков, оценить полный стратиграфический разрез, который был бы обнаружен в базальном, опущенном вниз структурном положении, сложно. Тем не менее, это полезное исследование, которое имеет значение для изучения палеоотложений, моделирования бассейнов и интерпретацию отраженной сейсморазведки. На рисунке 6 изображена подборка данных об обнажениях и недрах вдоль рифта Красного моря, в которой была предпринята попытка оценить такие полные стратиграфические разрезы для условий на границе рифта. Экстремальные, локализованные стратиграфические значения толщины не используются, а литологические колонки предназначены для положений, удаленных от воздействия солевого диапиризма [10].

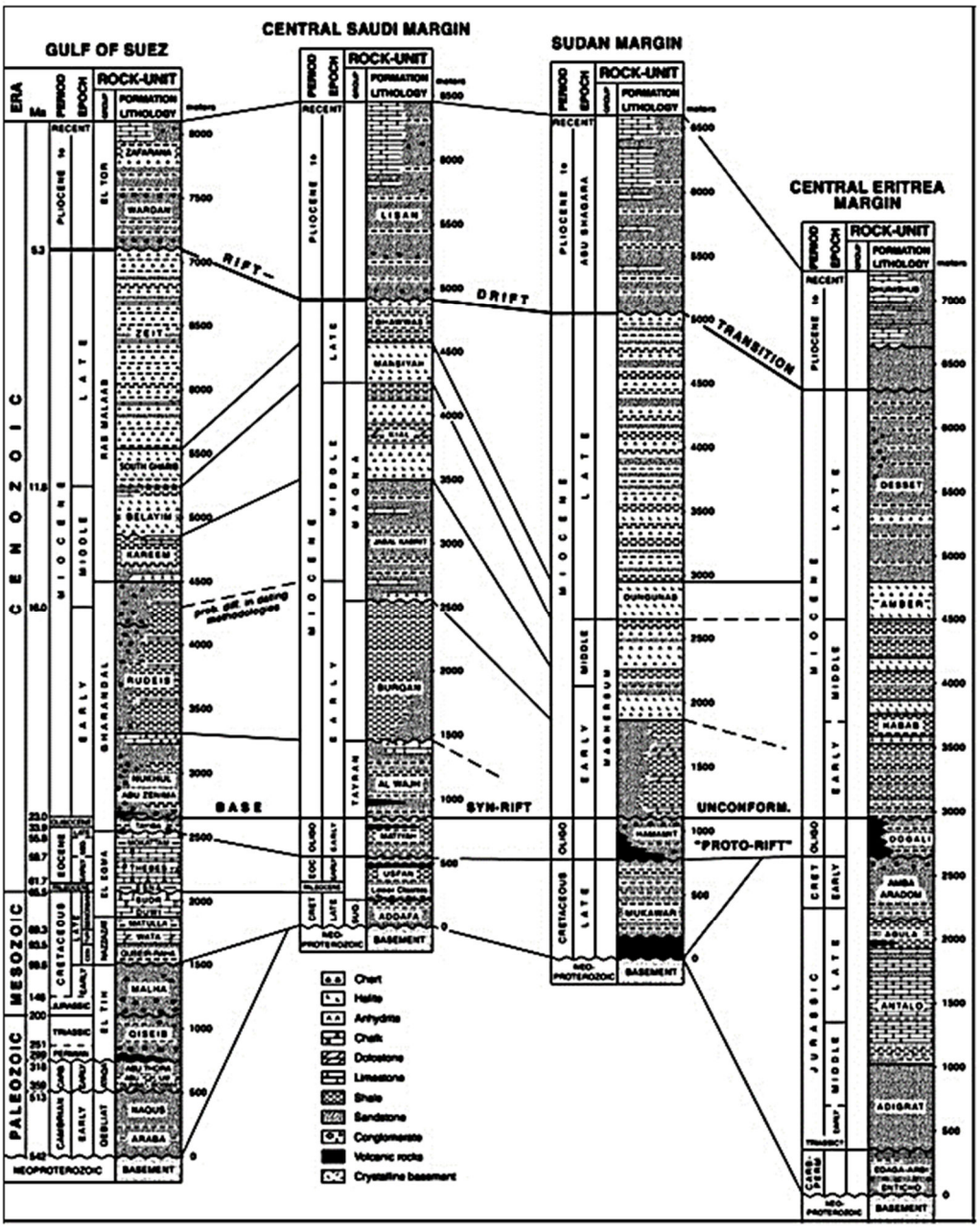

Рисунок 6 – Репрезентативные стратиграфические разрезы по всей длине бассейна Красного моря

Данные, используемые в этом исследовании, включают обычные результаты органической геохимии, полученные из 10 проб, отобранных из разведочной скважины (Катиб-01) в бассейне Тихама, юго-восточной части Йеменского Красного моря (рис. 1 и табл. 1). Эти образцы были извлечены из сланцевой толщи в пострифтовой формации Аббас (рис. 7).

Перед проведением геохимического анализа буровой раствор и другие добавки для бурения были удалены с использованием холодной пресной воды. Стандартные органические геохимические анализы включали измерения содержания TOC и анализы пиролиза горных пород (проводимые в специализированных геохимических лабораториях) [11].

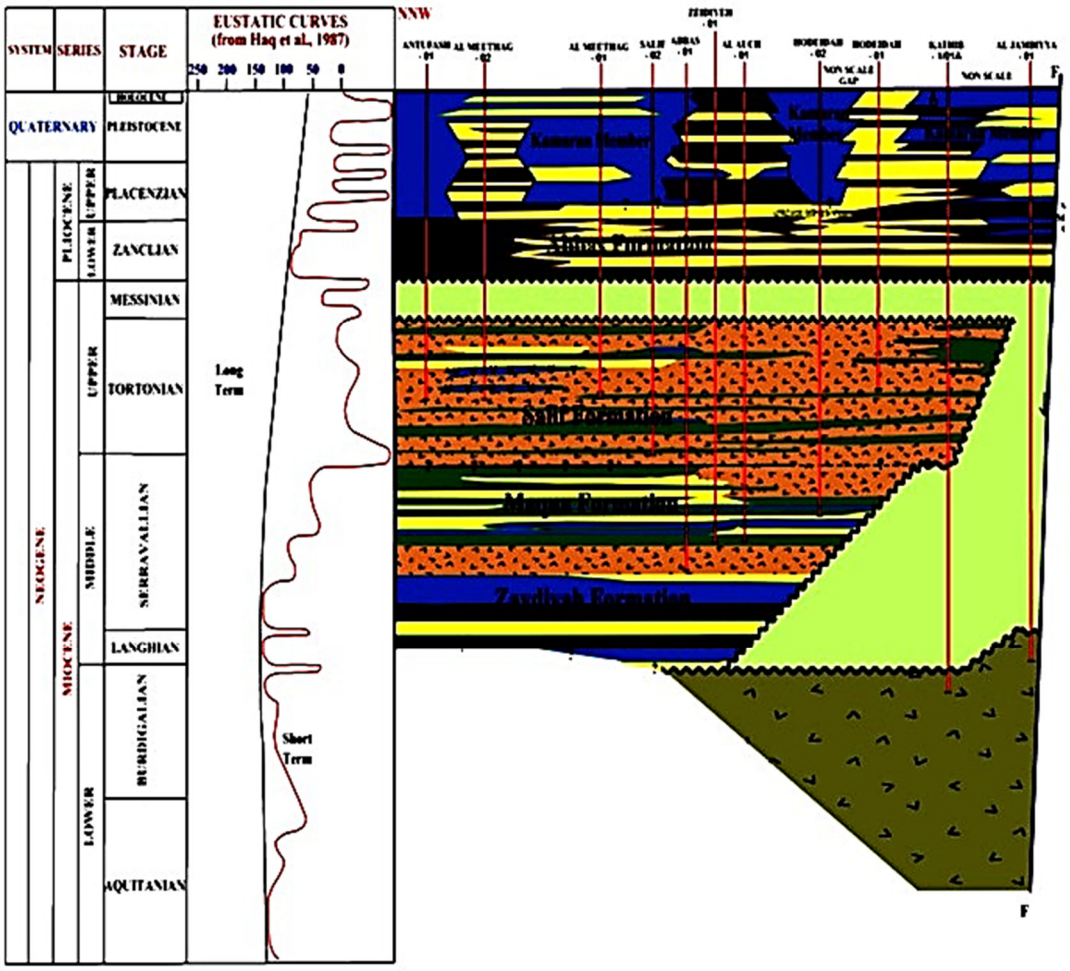

Рисунок 7 – Обобщенная стратиграфическая колонка последовательностей миоцена-плиоцена в бассейне Тихама

Ловушки нефтяной системы

Площадь изучаемой области может быть разделена на четыре субпараллельные структурные зоны:

1. Зона внешнего шельфа – потенциальные ловушки существуют в валиковых антиклиналях и структурах.
2. Прибрежная зона – содержит валиковые антиклинали, ловушки блоков разломов и стратиграфические ловушки в текучих русловых песках.
3. Зона антиклиналей с соляной сердцевиной, которая содержит многочисленные простые крупные антиклинали с многократным замыканием на нескольких толщах.
4. Зона Диапира.

В скважинах Митак № 1 и Антуфаш № 1 образцы шлама дали нефтематеринские породы хорошего качества. Кроме того, до трети сланцев демонстрируется некоторое качество исходной породы, а одна высокосортная единица содержит более 20 % TOC. Выход P2 составляет 85 кг/тонну и водородный индекс > 450. Для сравнения следует сказать, что обычно исходные породы занимают 5–15 % каждой толщи, со средним выходом P2 10 кг/т и HI 275.

Тонкие, но очень богатые интервалы источников присутствуют на протяжении всего участка от 1000 до 2050 м.

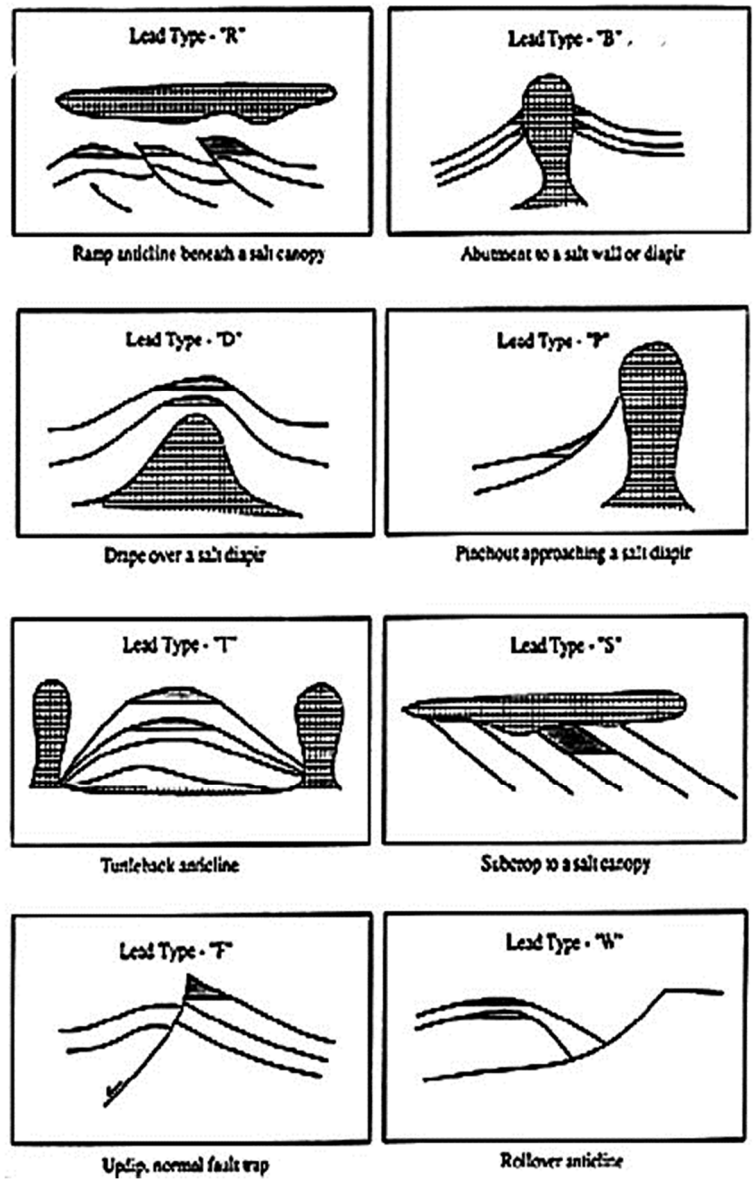

Рисунок 8 – Типы ловушек

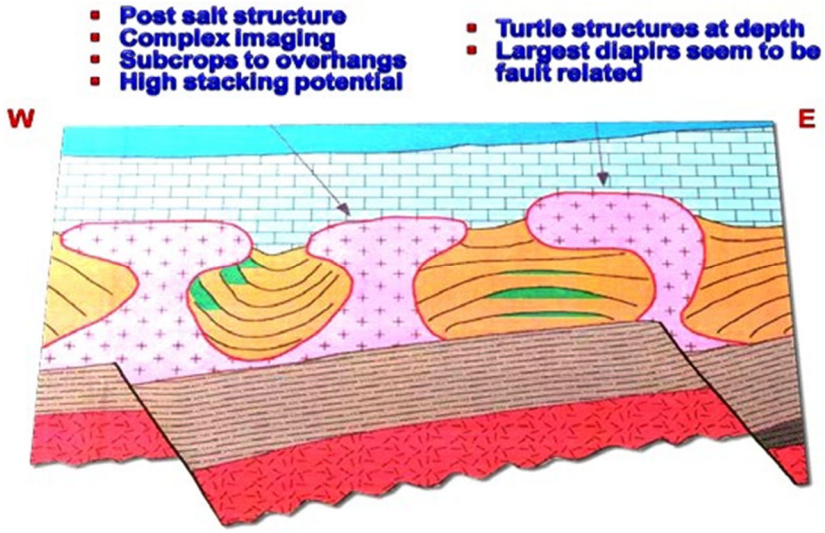

Рисунок 9 – Концепция игры

Породы-коллекторы

Породу потенциального коллекторского качества исследуемой области можно ожидать в песчаниках речного и аллювиального происхождения по всему блоку. Потенциальные фации коллектора ограничены двумя образованиями: мелеющий восходящий смешанный эвапорит/обломки и прогрессирующий по краю озера/аллювиальные веера для Митак-2.

Для песчаника предел 10 мкм составляет 26 % пористости, полученной по проводнику. Граница в 10 м (граница нетто/брутто нефти) для песчаника составляет около 30 % эффективной пористости в Митак-1 и 23 % в Митак-2.

Эффективная пористость составляет около 70 % от общей пористости песчаника Митак-1 и 80 % в Митак-2.

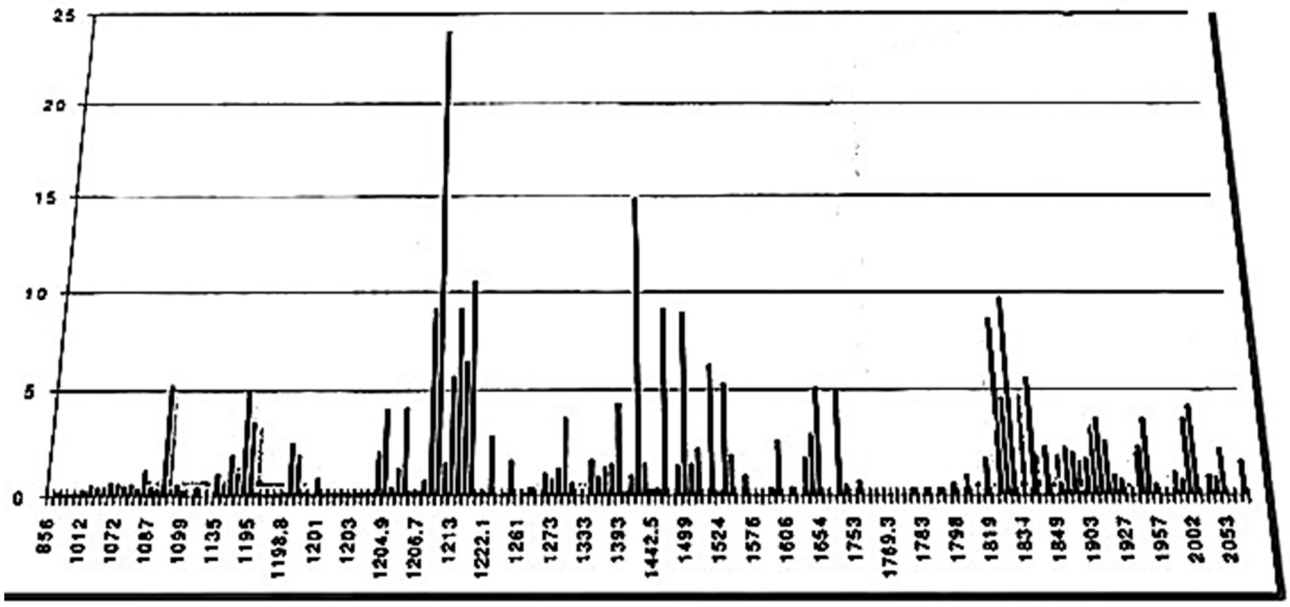

Рисунок 10 – Качество источника (TOC) – скважина Антуфаш-1

Выводы

Таким образом, делаем вывод, что отложения середины-конца миоцена являются наиболее благоприятной зоной для исследований из-за особенностей:

– Характеристика отложений, данные о нефти и газе, просачивание нефти, скорее всего, из средне-позднего миоцена, Аль-Митхак, Антуфаш и других скважин, доказали существование превосходного потенциального песчаника-коллектора, соли в качестве потенциального уплотнения, потенциального улавливания, обеспечиваемого солевыми структурами, пересечением источника и коллектора, Благоприятная глубина по современному градиенту Т.

– Нефтяные залежи широко распространены ниже 3500 ± футов, но особенно обильны на 3865–4000 ± футов, 5300 ± футов и ниже 5500 ± футов.

– Митак-1 проник примерно на 200 футов в песчаник коллекторского качества между разобщением и массивной соляной толщей. Большая часть этого интервала находится относительно близко к «breakup».

– В Аль-Митаке-1 около 60 футов песчаника имеют пористость менее 26 %.

– В Аль-Митхаге-1 около 60 футов алевролита имеют пористость более 28 %.

– Для Аль-Митак-1, керна 2 (верхний песок) + керна 1 и всех кернов боковых стенок наиболее вероятная пористость, полученная по каротажному методу, при 10 мд проницаемости, составляет 26 % для песчаника и 28 % для алевролита.

Также в результате исследования была проведена программа отбора керна с морского дна, чтобы выяснить, просачиваются ли какие-либо углеводороды из недр на морское дно. В результате этого было отобрано пятьдесят кернов, распределенных по антиклинальному/диапирному фарватеру и расположенных над разломами, на краю рифов и других особенностей морского дна.

Результаты показывают, что в северной части непартикулярного фарватера в кернах было обнаружено несколько явных просачиваний углеводородов.

Геохимический анализ кернов показывает, что тип углеводородов – легкая нефть/конденсат, что соответствует типу углеводородов, которые могли образовываться в миоценовых породах-источниках.

В заключении необходимо отметить, что при попытке разгадать потенциальную перспективность углеводородов важно понимать механизм и временные рамки этих сложных процессов галоцинеза, поскольку они оказывают влияние на распределение пластов, пути миграции углеводородов и

целостность ловушек. К сожалению, текущей базы данных сейсморазведки недостаточно качественна для попыток прогнозирования литологии.

Список литературы

1. Геология и углеводородный потенциал бассейна Тихама, Йеменская Республика. Ближневосточное нефтяное шоу / Дж.С. Доорненбал [и др.]. – SPE-21393-MS, 1991.
2. Морская и нефтегазовая геология, Генерирующий потенциал углеводородных материнских пород суданского бассейна Красного моря / Cole [et al.]. – 1995, Hughes [et al.]. – 2005, Hadad and Abdullah. – 2015. – С. 269–289.
3. International Journal of Coal Geology. Органические геохимические и петрографические характеристики миоцен-салифских органических сланцев в бассейне Тихама, Красное море Йемена: Последствия для палеоэкологических условий и потенциала генерации нефти / Ahmed. – 1972. – Cole [et al.]. – 1995. – С. 193–204.
4. Обзоры науки о Земле. Тектоностратиграфическая эволюция и значение Афарской впадины / В. Райм, А. Фубер, Ж. Рух, Т. Кидане. – 2023.
5. Йеменская инвестиционная компания по нефти и минералам. Аденская нефтеперерабатывающая компания. – URL : https://pepa.com.ye/Geological% 20framework.htm
6. Beydoun Z.R. Международный союз геологических наук. Комиссия по стратиграфии, Международные геологические конгрессы. Комиссия Национального центра стратиграфии научных исследований 1968 года. Аденский протекторат и Дхуфар / Z.R. Beydoun, J.E. Greenwood. G.W.
7. Аль-Тур. Рифтовая седиментация и тектоника в регионе Красного моря и Аденского залива: Сана (Йемен), октябрь 1995 г. / Аль-Тур, Бейдун. – 1997. – URL : https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1996.tb00428
8. Предрифтовое куполообразование, пенопланация или проседание в южной части Красного моря? Данные формации Медж-зир (Tawilah Group) в западном Йемене. Седиментация и тектоника в рифтовых бассейнах Красного моря и Davison et al. Геологическая эволюция юго-восточной окраины Красного моря, Йеменская Республика / Al-Subbary [et al.]. – 1994.
9. Провинция бассейна Красного моря: Судр-Нубия (!) и Макна (!) Нефтяные системы / Patton [et al.]. – 1994. – Линдквист, 1998.
10. Уильям Босворт. Бассейны Красного моря и Аденского залива. Журнал африканской науки о Земле / Уильям Босворт, Филипп Хюшон, Кен МакКлэй. – 2005.
11. Мохаммед Хайль Хакими, Аббас Ф. Гариб, Нор Сязвани З. Абидин, Мадьян М.А. Яхья // Журнал технологий разведки и добычи нефти. – 2020.

List of references:

1. Geology and hydrocarbon potential of the Tihama basin, Republic of Yemen. Middle East Oil Show / J.S. Doornenbal; P.F. L. DeGroot; CM. Saif; B.M. Schroot. 1991. SPE-21393-MS
2. Marine and petroleum geology, Generating potential of hydrocarbon source rocks of the Sudanese Red Sea basin / Cole [et al.]. – 1995, Hughes [et al.]. – 2005, Hadad and Ab-dullah. – 2015. – pp. 269–289.
3. International Journal of Coal Geology. Organic geochemical and petrographic characteristics of Miocene-Salif organic shales in the Tihama Basin, Red Sea of Yemen: Implications for paleoecological conditions and petroleum generation potential / Ahmed. – 1972. – Cole [et al.]. – 1995. – P. 193–204.
4. Geoscience Reviews. Tectonostratigraphic evolution and significance of the Afar Basin / V. Reim, A. Foubert, J. Ruch, T. Kidane. – 2023.
5. Yemen Petroleum and Mineral Investment Company. Aden Oil Refining Company. – URL: https://pepa.com.ye/Geological%20framework.htm
6. Beydoun Z.R. International Union of Geological Sciences. Commission on Stratigraphy, International Geological Congresses. Commission of the National Center for Stratigraphic Research 1968. Aden Protectorate and Dhufar / Z.R. Beydoun, J.E. Greenwood. G.W.
7. Al-Tur. Rift sedimentation and tectonics in the Red Sea and Gulf of Aden region: Sana'a (Yemen), October 1995 / Al-Tur, Beydoun. – 1997. – URL: https://doi.org/10.1111/j.1747-5457.1996.tb00428
8. Pre-rift doming, foam planation or subsidence in the southern Red Sea? Evidence from the Medj Zir Formation (Tawilah Group) in western Yemen. Sedimentation and tectonics in the Red Sea rift basins and Davison et al. Geological evolution of the southeastern margin of the Red Sea, Republic of Yemen / Al-Subbary [et al.]. – 1994.
9. Red Sea Basin Province: Sudr-Nubia (!) and Makna (!) Oil systems. – Patton [et al.]. – 1994. – Lindqvist, 1998.
10. William Bosworth. Basins of the Red Sea and Gulf of Aden. Journal of African Geoscience / William Bosworth, Philippe Huchon, Ken McClay. – 2005.
11. Mohammed Hail Hakimi, Abbas F. Gharib, Nor Syazwani Z. Abidin, Madyan M.A. Yahya // Journal of Oil Exploration and Production Technologies. – 2020.