

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮГО-ВОСТОЧНЫХ РАЙОНОВ ВОСТОЧНО-ЕВРОПЕЙСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Юго-восточные районы Восточно-Европейской платформы перспективны в отношении нефтегазоносности, хотя и относятся к «старым» освоенным землям. Но перспективы их, на наш взгляд, явно не исчерпаны. Они занимают южную и восточную части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и северо-восточную часть Прикаспийской нефтегазоносной провинции. В отечественной и зарубежной литературе их относят к мало- или среднеосвоенным землям [1]. Из этих же источников известно, что современная концепция тектоники плит предполагает простую обобщенную классификацию седиментационных бассейнов, согласно которой осадочные бассейны делятся на внутриконтинентальные, конвергентные и дивергентные. Изучаемый регион располагается в пределах внутриконтинентального бассейна седиментации.

Внутриконтинентальные или просто континентальные бассейны характеризуются наиболее высокой степенью разведанности. В них содержится 68% общих мировых запасов углеводородов. Из гигантских месторождений мира примерно 72% расположены в восточном полушарии, и примерно 28% — в западном. Преобладание гигантов в восточном полушарии впечатляет еще потому, что разведка в западном полушарии велась более интенсивно. Примерно 1/3 осадочных бассейнов мира приходится на регионы бывшего СССР. 58% гигантских месторождений располагается в пределах полумесяца, который протягивается от западных границ Алжира через Ближний Восток, южную часть бывшего СССР, через Волго-Уральский регион и Западно-Сибирский бассейн до Полярного Урала [1]. Изучаемая территория тоже попадает в пределы этого полумесяца.

Анализ имеющейся на сегодняшний день информации в отечественной и зарубежной литературе по условиям формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции и сопоставление этой информации с геологией и изученностью юго-восточных районов Восточно-Европейской платформы приводит автора к выводу, что здесь не только не исчерпаны запасы, а районы эти перспективны в отношении открытия крупных и даже гигантских месторождений газа и газоконденсата.

Высокие перспективы в отношении именно этой фазы углеводородов связаны с тем, что в указанных районах освоены только малые глубины. Ромашкинское месторождение на Татарском своде расположено на глубине 1400 м (продуктивны песчаники и алевролиты девона и карбона — C_1), Шкаповское — на глубине 1220 м (песчаники — D_1 и C_1), Арланское — на глубине от 1200 м (аргиллиты, алевролиты и песчаники C_1). Карбонатные коллекторы характерны для месторождений рифовой полосы и антиклиналей, сопряженных с надвигами Приуралья. Глубины для рифов — 1200–1600 м, для антиклиналей — 1000 м. Для Оренбургского газоконден-

сатного месторождения с карбонатными коллекторами характерны глубины от 1200 до 1900 м. Карачаганакский же риф (месторождение газоконденсата) расположен на глубине 4100 м.

Вообще же во всем мире газ и газоконденсат добываются с глубин более 5000 м и из карбонатных коллекторов, большая же часть нефти добывается с глубины менее 3500 м и, в основном, из песчаных коллекторов. Уменьшение пористости и проницаемости песчаников с глубиной установлено как в молодых, так и в древних породах. В карбонатах же, относительно несжимаемых породах, с глубиной развивается трещиноватость, и она обеспечивает достаточную емкость коллекторов. Еще известно, что «сухой» газ метан может существовать на глубинах даже более 10 км [1].

Из сказанного следует, что ловушки, сложенные карбонатами, залегающие много глубже известных в этом регионе и расположенные ближе к источникам газообразования, могут, а точнее, должны обладать очень крупными запасами углеводородов. Преобладание карбонатного разреза, разделенного несколько раз региональными размывами, видно из сводного геологического разреза восточных районов Русской платформы (рис. 1) [3]. На наличие же ловушек на больших глубинах в Предуральском прогибе указывает сейсморазведка (рис. 2).

Одним из первых условий формирования месторождений исследователи ставят приуроченность их к перикратонным опусканиям и краевым впадинам платформ, к передовым прогибам и к фронтальным погружениям геосинклиналей [2]. Как известно, в юго-восточных районах представлены все эти тектонические элементы.

В связи с ограниченностью объема статьи далее мы только перечислим важные факторы формирования крупных месторождений, останавливаясь подробно лишь на некоторых из них. Важными факторами следует считать большую протяженность бассейна, наличие поверхностей несогласия (размывов) в сочетании с мощным осадочным чехлом (карбонатным), наличие глубинных разломов. Исследователи, изучавшие закономерности расположения сверхгигантских месторождений считают, что характерна их ассоциация с глубинными разломами, выраженными в виде гравитационных ступеней [3]. Такие зоны, считают авторы, испытывали колебательные движения переменного знака, которые проявились на фоне длительного и спокойного опускания бассейна седиментации, что резко повышало мобильность данного участка земной коры, создавая геодинамическую обстановку, исключительно благоприятную для формирования громадных залежей нефти и газа. Действительно, известно по скважинам рифовой полосы Южного Приуралья, что там происходила неоднократная смена рифовых фаций платформенными, что свидетельствует о колебательных движениях на фоне общего длительного погружения [4].

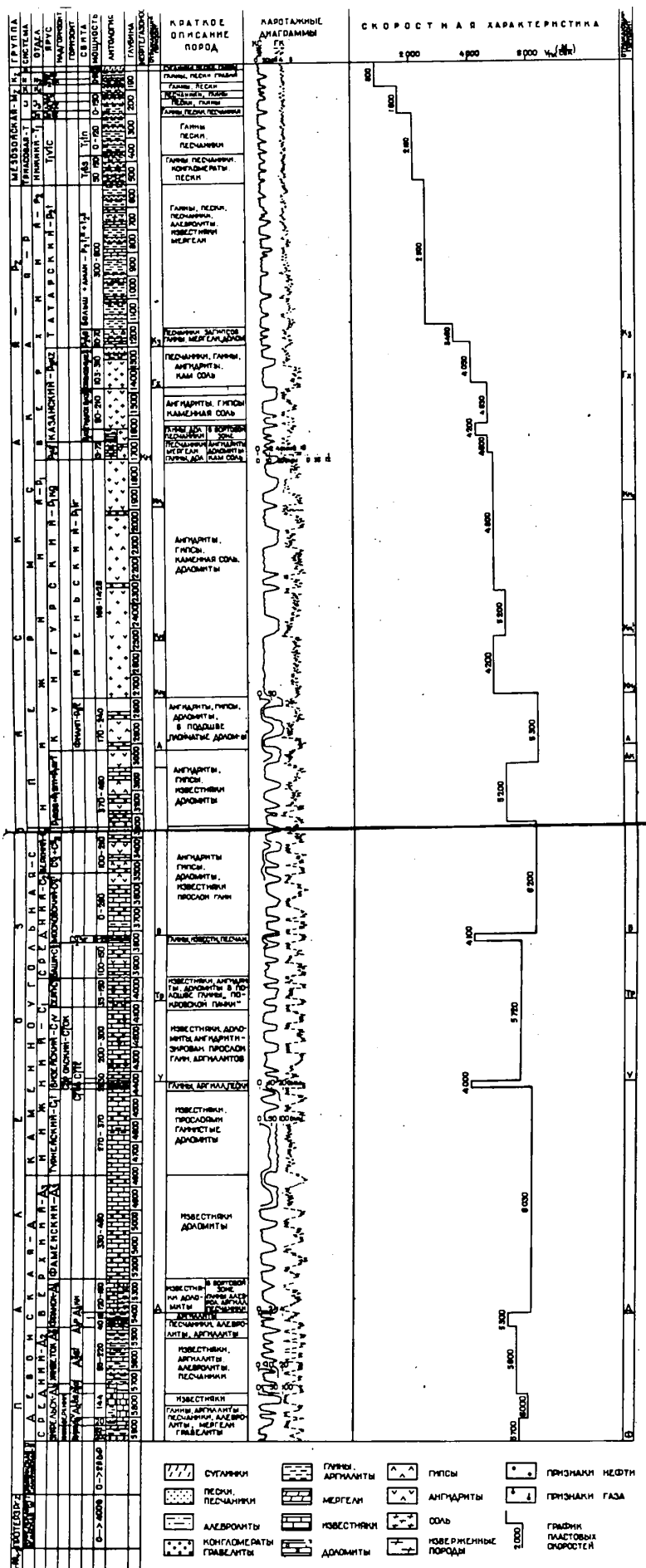


Рис. 1. Сводный геологический разрез восточных районов Русской платформы

На рис. 3 представлена карта фрагментов гравитационных ступеней на востоке Русской платформы, отображающих глубинные разломы [3].

Кроме того, важными факторами формирования крупных месторождений являются высокие палеотемпературы, проявление контрастных неотектонических движений с наиболее молодыми по возрасту ловушками.

Относительно последнего фактора было показано в прошлых работах [3], что Оренбургский вал — тектонически возрожденная структура, заложенная еще в послепермское время. Окончательное его формирование произошло в олигоценное время и связано с предплатформской фазой альпийского цикла тектогенеза. Доказательством тому служат тектонические формы кунгурской соли, имеющей до этого времени пластовое горизонтальное залегание, а к настоящему времени сформировавшей гребни и валы.

Тот факт, что вал сформировался в новейшую эпоху, дает надежду на существование такой же субширотной структуры в пределах Предуральяского прогиба, на продолжении Оренбургского вала на восток. Косвенные свидетельства этому явлению есть на сейсмическом материале: выступ кристаллического фундамента на восточном продолжении северной кромки Соль-Илецкого выступа. На наш взгляд подъем северной кромки Соль-Илецкого выступа произошел не в результате местных вертикальных движений, а в связи с формированием всего Альпийско-Гималайского пояса складчатости. Подъем произошел по всей северной бортовой зоне Прикаспийской впадины, при этом были захвачены и южные районы Предуральяского прогиба.

Существенными факторами, определяющими возможность формирования крупных скоплений газа на больших глубинах, являются литологический состав и степень дислоцированности газоносных комплексов. В тектонически слабо дислоцированных бассейнах, глубокие горизонты которых сложены карбонатами или карбонатно-эвапоритовыми образованиями (а именно таким является Предуральский прогиб), основные ресурсы газа и газовые гиганты приурочены к глубоким и сверхглубоким частям разреза (Западный Внутренний и Пермский бассейны в США). В таких же по строению бассейнах, но с преимущественно песчано-глинистым составом глубоководных толщ наблюдается противоположная картина: основная газоносность и все гигантские скопления связаны только с приповерхностными горизонтами (Североморский бассейн, Сан-Хуан в США). Это объясняется экранирующей способностью карбонатных и эвапоритовых пород, которая с погружением не ухудшается как у глин. Последние на больших глубинах становятся хрупкими [1].

Еще одним фактором возможного наличия в регионе крупных месторождений является существование больших градиентов газоносных горизонтов. На рис. 4 показана структурная карта кровли сакмаро-артинских отложений по югу Приуралья и востоку северного Прикаспия. Картина такова, что почти не требует комментариев. Высокие градиенты по кровле этих отложений свидетельствуют об очень быстрой (в геологическом понимании) смене характера накопления осадков — то есть об очень быстром опускании Предуральяского прогиба и севера Прикаспия.

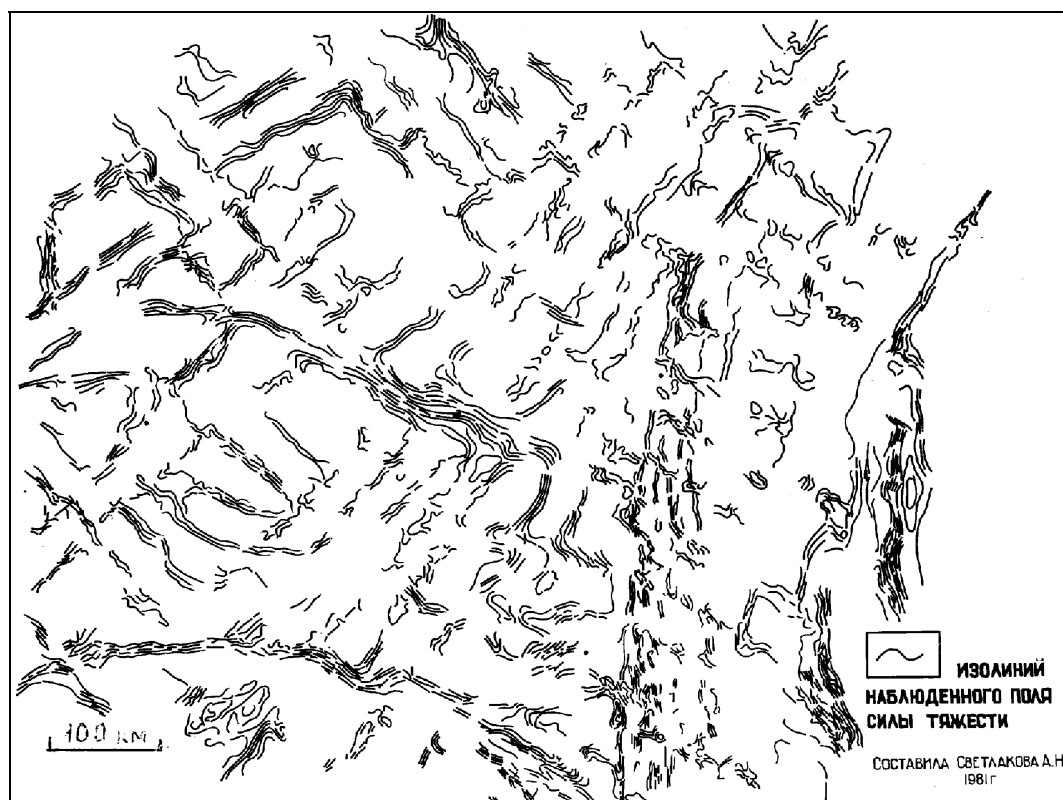


Рис. 3. Карта фрагментов гравитационных ступеней на востоке Русской платформы

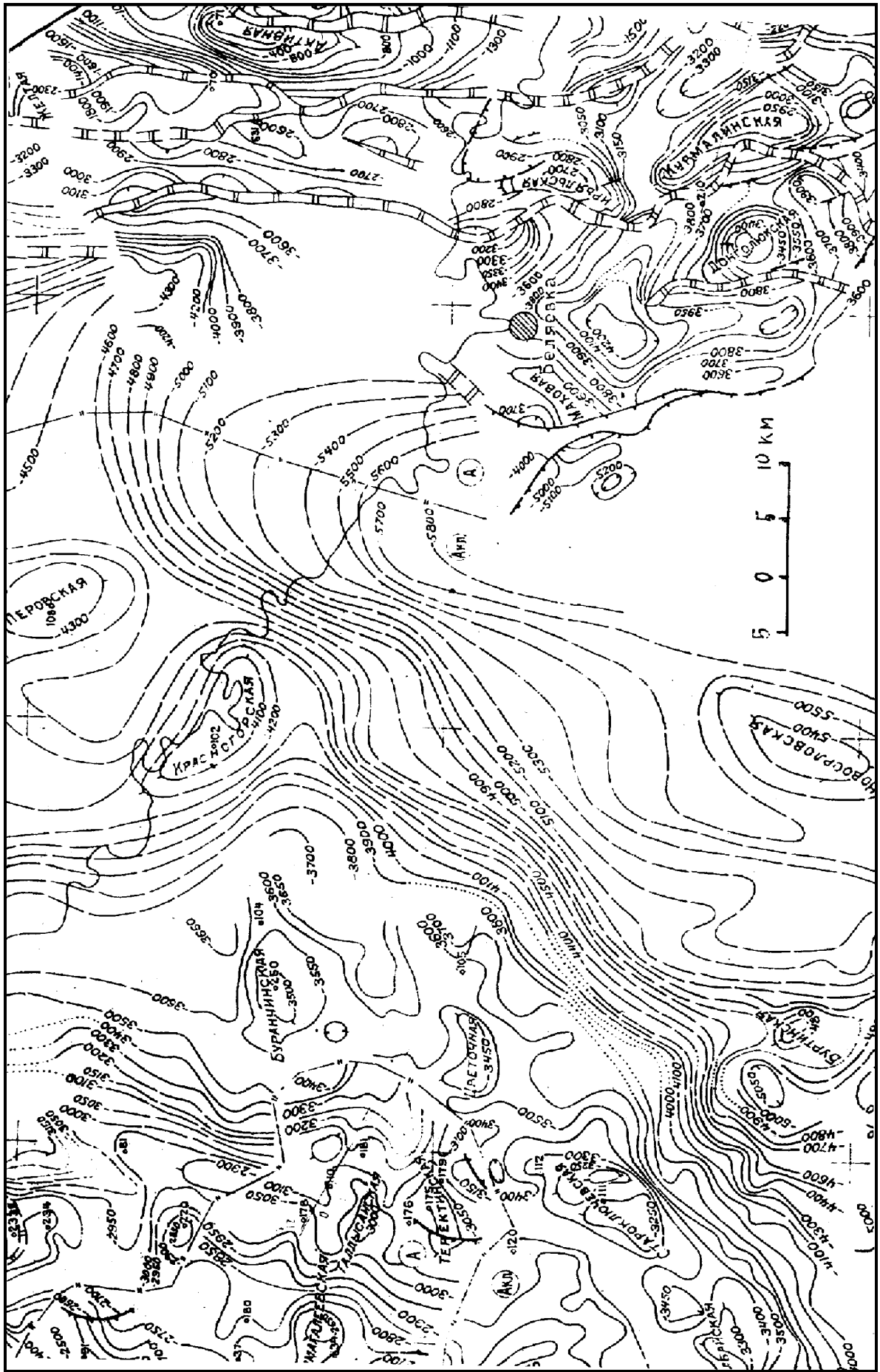


Рис. 4. Структурная карта кровли сакмаро-артинских отложений по югу Приуралья и востоку северного Прикаспия

Напрашивается вывод, что наверно трудно найти еще такой регион, где все факторы формирования крупных месторождений газа и конденсата присутствовали бы в совокупности, как это имеет место в юго-восточных районах Восточно-Европейской платформы.

Резюмируя вышесказанное и сопоставляя сведения из литературных источников с геологическими и геофизическими материалами по восточным районам Восточно-Европейской платформы можно с уверенностью прогнозировать существование крупных газовых и газоконденсатных месторождений на юге Предуральяского прогиба и на северо-востоке Прикаспийской синеклизы. Для их выявления необходимо провести ревизию сейсмического материала и опосредованно выделить на нем структуры.

Литература: 1. *Хэлбути М. Т.* Новые и перспективные нефтегазоносные регионы и месторождения мира // Месторождения нефти и газа: Доклады, секция С.13 / 27-й Международный геол. конгресс. М.: Наука, 1984. С.3–14. 2. *Максимов С. П., Лаврушко И. П.* Условия формирования крупных зон нефтегазоаккумуляции // Месторождения нефти и газа: Доклады, секция С.13 / 27-й Международный геол. конгресс. М.: Наука, 1984. С.14–20. 3. *Светлакова А. Н.* Системы разломов земной коры на востоке Восточно-Европейской платформы и их связь с нефтегазоносностью региона / УНЦ РАН. Уфа. 1993. 148 с. 4. *Клубов В. А.* Тектонические условия размещения нефтяных и газовых месторождений в Южном Урало-Поволжье // Труды / ВНИГНИ, 1968. Вып. 59. С.31–46.

С. Н. Солоницин, Р. Х. Масагутов, Н. Б. Амельченко

О ХАРАКТЕРЕ ДИЗЬЮНКТИВНЫХ ДИСЛОКАЦИЙ И ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЮРЮЗАНО-АЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Впервые Апутовская антиклинальная складка была выявлена еще геологической съемкой по нижнепермским отложениям. В 60-е годы на ней было развернуто поисковое бурение по Апутовскому проекту и в 1972 г. скважиной 19 открыто месторождение газа в пористо-проницаемых известняках башкирского яруса, которые по заключению И. К. Королук в значительной части образованы за счет осаждения взвешенного детритового и биоморфного материала, а местный бентос играл сравнительно незначительную роль в формировании осадков. По целому ряду литологических особенностей, редкости и специфическому набору макрофауны башкирские отложения выделены ею в особую фитодетритовую формацию, распространенную в зоне передовых складок Урала и в Юрюзано-Айской впадине восточнее Месягутовско-Тардовского взбросо-надвига.

Поисково-разведочными работами (всего на участке Апутовского месторождения было пробурено 8 скважин) выявлено два отдельных купола — северный, в районе скв. 100 и 19, и южный, в районе скв. 27. При опробовании в скв. 19 двух интервалов: -1967,5...-1987,5 м и -1923,5...-1947,5 м получены притоки газа дебитом 46,4 тыс. м³/сут и 143,5 тыс. м³/сут соответственно. Состав газа в объемных процентах: азота — 5,11, метана — 87,78, этана — 0,33, пропана — 0,68, бутана и более тяжелых — 0,1, сероводород не обнаружен. По результатам опробования этаж газоносности залежи 74 м. Согласно оперативному подсчету выделены участки с запасами категории С₁, (364 млн. м³) и С₂ (399 млн. м³). В скв. 27 при опробовании интервала 2320–2348 м (-1962,7...-1990,7) получен приток газа дебитом 30–40 тыс. м³/сут и воды 6–10 м³/сут. Ввиду аварии опробование не было доведено до конца, и скважину ликвидировали по техническим причинам. Запасы газа южного купола по категории С₂, составляют 750 млн. м³.

Геологическое строение участка месторождения изучалось геофизическими методами. В 1958 г. трестом «Башнефтегеофизика» (БНГФ) гравиметрическими работами выявлена гравитационная ступень северо-восточного простирания, соответствующая Апутовской антиклинальной складке. В 1971 г. одним субширотным профилем, проходящим между скв. 27 и 28, а в 1976 г. к югу от скв. 27 по системе профилей БНГФ были проведены сейсморазведочные работы МОГТ, в результате которых был подтвержден южный купол Апутовской складки и выявлен крутой (~80° в палеозойской части геологического разреза) взбросо-надвиг северо-восточного простирания, ограничивающий складку с запада.

По мнению других исследователей [1, 2 и др.], основанному на интерпретации материалов бурения профиля скв. 20, 18, 19 и 24, Апутовская структура является пологой, расположенной в тылу надвига аллохтонной складкой высотой около 150 м, надвинутой в западном направлении на расстояние не менее 3 км. Согласно этой концепции скв. 19, 18, 20 вскрыта сводовая часть антиклинали, а скв. 24, заложенной на западном крыле складки, на глубине 2234 м (-1922) встречен надвиг: после карбонатов башкирского яруса скважина вошла в терригенные отложения верхнего карбона; повторно известняки башкирского яруса встречены на глубине 3460 м (-3172). Вывод о наличии надвига и горизонтальном перемещении по нему обосновывается различием мощностей и фациального состава разновозрастных (московский ярус) толщ автохтона и аллохтона. Отметим, что никаких определений возраста пород выше интервала глубин 3481–3488 м, который по комплексу фораминифер датируется башкирским ярусом, из-за отсутствия руководящей фауны не имеется, а проектным разрезом башкирский ярус предполагался на глубине 3425 м.