

УДК: 551.242:004.4

НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫЕ ЛОВУШКИ НАДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ: ПОИСКИ, ОЦЕНКА И ПЕРСПЕКТИВЫ



Н.Г. МАТЛОШИНСКИЙ^{1*},
технический директор,
кандидат геол.-мин. наук



К.М. ТАСКИНБАЕВ²,
директор НПЦ,
кандидат геол.-мин. наук



Р.Н. МАТЛОШИНСКИЙ¹,
главный специалист по
геоинформационным
системам, кандидат
биологических наук



Н.Б. АЙТКАЛИЕВА¹,
главный геолог



Н.А. СУЯРКОВА¹,
главный геофизик



А.Ж.БАЛГЫМБЕКОВА¹,
ведущий геолог-
седиментолог

*Автор для переписки. E-mail: nmatloshinskiy@gmail.com

¹TOO «Reservoir Evaluation Services»

Республика Казахстан, 050044, г. Алматы, ул. Ахмедиярова, 24

²АИНИГ (Атырауский институт нефти и газа), Республика Казахстан,
060000, г. Атырау, пр-т. Азаттык, 1

На примере площади Забурунье, где в неоконской толще установлены нефтеносные горизонты, проведен анализ скважинных и сейсмических (МОГТ 3Д) данных для выявления потенциальных неантиклинальных ловушек (НАЛ). Работе предшествовал обзор литературы, преимущественно по Северной Америке, где такого рода ловушки хорошо изучены и широко распространены. В пределах Прикаспия есть все основания также ожидать широкое развитие НАЛ. Поиск НАЛ проводился за счет прослеживания погоризонтных срезов на кубах серии характерных атрибутов в программе тотальной корреляции PaleoScan. Задачей был поиск участков, схожих на атрибуты месторождения. Выявленные в результате кандидаты в ловушки представляют собой несомненный интерес для дальнейших работ, а отработанная методика динамического сканирования может быть с успехом применена на других площадях.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: Прикаспийская впадина, надсолевой комплекс, юра, триас, неантиклинальная ловушка, тотальная корреляция, сейсмические атрибуты, динамическое сканирование, перспективы.

КАСПИЙ МАҢЫ ОЙПАТЫ ТҰЗҮСТІ КЕШЕНІНІҢ АНТИКЛИНАЛДЫ ЕМЕС ТҰТҚЫШТАРЫ: ІЗДЕСТІРУ, БАҒАЛАУ ЖӘНЕ КЕЛЕШЕК

Н.Г. МАТЛОШИНСКИЙ¹, техникалық директор, геология-минералогиялық ғылымдарының кандидаты

К.М. ТАСКИНБАЕВ², ҒӨО директоры, геология-минералогиялық ғылымдарының кандидаты

Р.Н. МАТЛОШИНСКИЙ¹, Геоақпараттық жүйелер бойынша бас маман, биология ғылымдарының кандидаты

Н.Б. АЙТҚАЛИЕВА¹, Бас геолог,

Н.А. СУЯРКОВА¹, Бас геофизик,

А.Ж. БАЛҒЫМБЕКОВА¹, Жетекші геолог-седиментолог

¹«Reservoir Evaluation Services» ЖШС,

Қазақстан Республикасы, 050044, Алматы қ., Ахмедияров көш., 24

²АтМГИ (Атырау мұнай және газ институты),

Қазақстан Республикасы, 060000, Атырау қ., Азаттық даңғ., 1

Мұнайлы қабатары орналасқан неокон қабатындағы Забурунье алаңын мысалға ала отырып, ықтимал антиклиналды емес тұтқыштарды (АЕТ) анықтау үшін, ұңғымалы және сейсмикалық (МОГТ 3Д) деректерге талдау жасалды. Жұмыс алдында, мұндай тұтқыштартар жақсы зерттелген және кең таралған, Солтүстік Америкада басым келетін әдебиеттерге шолу жасалды. Каспий маңында АЕТ-ның кеңінен дамуын күтуге толық негіз бар. АЕТ іздестіру, PaleoScan тұтас корреляциялық бағдарламасында сипаттамалық белгілер сериясының текшелеріндегі әргоризонттық кесінділерді бақылау арқылы жүзеге асырылды. Міндет, кен орны төлсипаттарына сәйкес келетін телімдерді іздестіру болды. Нәтижесінде анықталған тұтқыштағы кандидаттар алдағы жұмыстар

үшін сөзсіз қызығушылық тудырады, ал сыналған динамикалық сканерлеу әдісі басқа да салаларда сәтті қолдануға келеді.

НЕГІЗГІ СӨЗДЕР: Каспий маңы ойпаты, тұзүсті кешені, юра, триас, антиклиналды емес тұтқыштар, тұтас корреляция, сейсмикалық тәлсипаттар, динамикалық сканерлеу, келешек.

NON-ANTICLINAL TRAPS OF THE PRE-SALT COMPLEX PRECASPIAN BASIN, SEARCHES, ASSESSMENT AND PROSPECTS

N.G.MATLOSHINSKIY¹, RES LLP, Technical Director;

K.M.TASKINBAYEV², AlNiG, Director Research Center;

R.N. MATLOSHINSKIY¹, RES LLP, Leading specialist on CT;

N.B.AITKALIEVA¹, RES LLP, Chief Geologist;

N.A.SUYARKOVA¹, RES LLP, Chief Geophysicist;

A.G.BALGYMBEKOVA¹, RES LLP, Leading Geologist-Sedimentologist

¹«Reservoir Evaluation Services» LLP

Republic of Kazakhstan, 050044, Almaty, Akhmediyarovst., 24

²Atyrau Institute of Oil and Gas

Republic of Kazakhstan, 060000, Atyrau, Azattyqave, 1

Using the Zaburunye area as an example, where oil-bearing horizons were established in the Neocomian, an analysis of borehole and seismic (CDP 3D) data was performed to identify potential non-anticlinal traps (NAT). The work was preceded by a review of the literature, mainly on North America, where such traps are well studied and widespread. Within the PreCaspian region there is every reason to also expect a wide development of NAT. The NAT search was carried out by tracking the horizontal slices on the cubes of the series of characterising attributes in the PaleoScan like total correlation program. The task was to search for sites similar to the attributes of the field. The trap candidates identified as a result are of undoubted interest for further work, and the developed dynamic scanning technique (DST) can be successfully applied in other areas.

KEY WORDS: PreCaspian basin, presalt complex, Jurassic, Triassic, non-anticlinal trap, total correlation, seismic attributes, dynamic scanning, perspectives.

Неантиклинальные ловушки (НАЛ) представляют собой общепризнанный резерв наращивания УВ потенциала любого нефтегазоносного региона [1]. В силу сложности их строения и поисков, как правило, к неантиклинальным ловушкам обращаются на зрелых этапах освоения нефтегазоносных бассейнов (НГБ), когда уже хорошо изучены особенности формирования осадочных толщ и тектоническая история развития. Возможно, исключением являются НАЛ, связанные с рифовыми отложениями, которые легко выявляются уже на первых этапах в силу масштабов развития, особенностей строения, формирования положительной структуры. Как правило, неантиклинальные ловушки связаны с особенностями осадконакопления и, кроме рифовых, выделяются две большие группы ловушек – литологические и стратиграфические, а также гидродинамические. В западной литературе [2] первые две группы ловушек носят название стратиграфических и разделяются на первичные (осадконакопление, диагенез) и вторичные (эпигенетические преобразования, чаще всего у поверхностей несогласия).

Существуют различные классификации НАЛ [3, 4, 5], которые отличаются степенью детальности, выделенными элементами ранжирования и положенными в основу принципами, однако основаны они на выделении тех же основных групп ловушек. На *рисунке 1* приведена одна из наиболее распространенных классификаций А.Г. Габриэлянца. Различный подход к выделению типов ловушек – в одних случаях тип определяется характером экранирования – перегиб слоев, или экран,

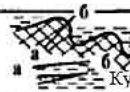
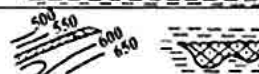
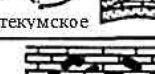
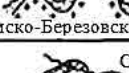
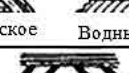
Группа	Формирующие процессы	Тип ловушек	Характерные примеры
Литологические	Седиментационные	Структурно-седиментационные	Фациального замещения на региональных структурных элементах  Куря-Цеце
		Фациального замещения на локальных структурах	 Новопортовское
		Рифовые	 Канчуриновское
		Баровые, береговых валов, кос, пляжей и др.	 Песчаный бар Остин
		Дельтовые, авандельтовые	
		Речные	 Нефтегорское
	Эрозионно-аккумулятивные	Подводных течений	 Ходыженское
	Постседиментационные	Неравномерного уплотнения, цементации и диагенетических трещин	
		Эпигенетические	Вторичного заполнения пор (кальцит, соль и др.) и вторичной трещиноватости, а также растворения породобразующих минералов на глубине  Нефтекумское
		Химического выветривания	Палеокарстовые  Троицко-Печерское
		Древней коры выветривания	 Шаимско-Березовская группа
		Запечатанные асфальтовой пробкой или окисленной нефтью	 Сель-Рохо
		Эрозионные	Эрозионно-останцовые  Шакшинское Водный промысел
		Структурно-денудационные	Срезанные несогласием 
		Прилегающие к несогласию	 Екатериновское

Рисунок 1 – Классификация неантиклинальных ловушек нефти и газа (по А.Г. Габриэлянц, 2000)

или литологическая замкнутость. В других – тип ловушки определяется характером формирования объектов. Часто основное внимание уделяется характеру экранирования, и рассматриваются литологический, стратиграфический экраны и наряду с ними – литологическое ограничение.

Гидродинамические ловушки возникают там, где, в силу сужения полезного просвета, пласта возрастает скорость движения подземных вод, которая препятствует всплытию УВ залежи под действием гравитации. Как правило, такие залежи могут быть приурочены к достаточно крутонаклонным толщам с активной гидродинамикой. Следовательно, эти залежи следует ожидать в межгорных и предгорных бассейнах больше, чем в бассейнах платформенного типа. Особое место в нефтегазоносности занимают соляные и грязевые диапиры, которые сами по себе создают множество ловушек различного типа, к ним приуроченных.

Наилучшим образом НАЛ изучены на Северо-Американском континенте, где частная собственность на землю и недра способствовала широкому бурению скважин при первых же признаках нефти в регионе. На рисунках 2–4 приведено площадное распространение залежей, приуроченных к НАЛ, выявленных в США. Обращает на себя внимание массивное распространение залежей, которые могут быть развиты по всей территории или быть организованы в полосы или тренды (прибрежные бары), русла (русловые залежи), линии (рифовые пояса). Согласно А. Леворсену, «...условия, определяющие возникновение ловушек, связанных с линзами и зонами

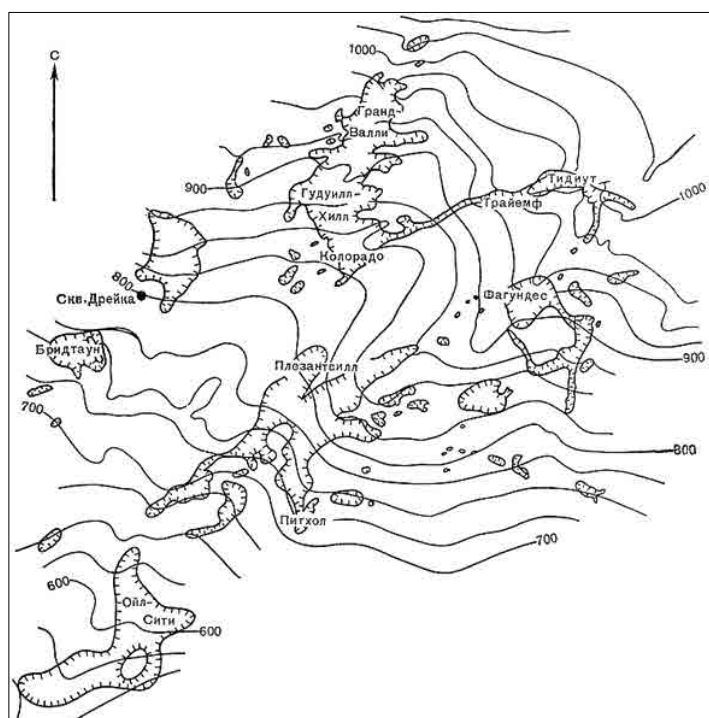


Рисунок 2 – Распространение залежей нефти в песчанике Серд-Стрей группы Венанго (девон) С-3 Пенсильвания (Sherrill, Dickey, Mattenson, 1941) [2].

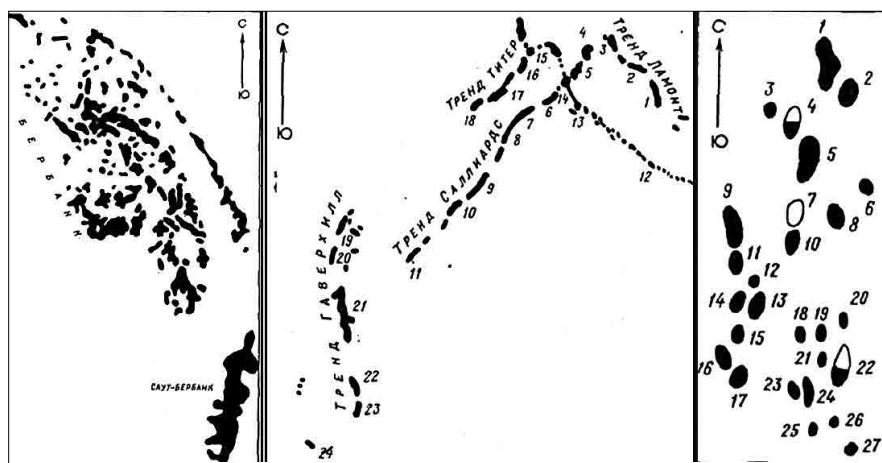


Рисунок 3 – Слева и в центре – Западный Внутренний бассейн США. Месторождение Бербанк, и распространение продуктивных баровых песчаников и положение залежей в песчанниках Бербанк (по П. Уинтроу, 1968). Справа – С-3 часть Мексиканского бассейна, США, Техас. Размещение залежей нефти в баровых песчанниках палеогена (район Мирандо) [4].

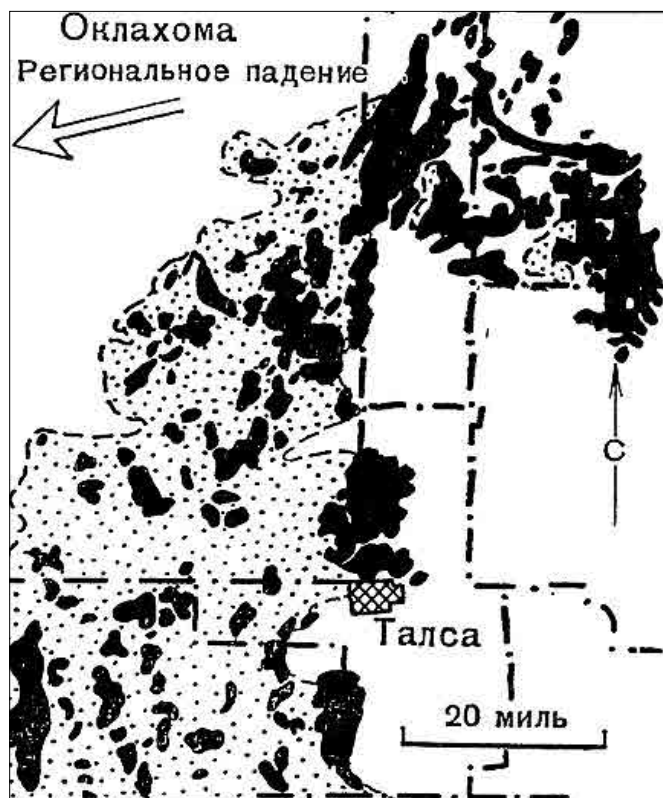


Рисунок 4 – Распространение месторождений нефти в песчанниках Бартлсвилл (Северо-Западная Оклахома) (Weirich, bull. AAPG 37, p 2041) [2].

фациального замещения, имеют обычно региональное распространение, и, следовательно, локальные явления с большей долей вероятности должны неоднократно повторяться на обширной территории» [2]. Нужно также отметить, что очень часто встречаются комбинированные ловушки с сочетанием как структурного, так и стратиграфического факторов.

Как известно, в США доля запасов в НАЛ составляет 37% [6]. Возникает закономерный вопрос, если залежи, связанные с НАЛ, так широко развиты в различных бассейнах США с терригенной седиментацией, то почему в Прикаспийской впадине НАЛ до сих пор практически так мало известны? В принципе, можно ожидать, что в пределах платформенных бассейнов аналогичного типа, могут быть развиты НАЛ в такой же пропорции к общему числу ловушек. Проблема здесь, скорее всего, кроется в том, что поисками НАЛ у нас занимались мало и все работы были сосредоточены в пределах преимущественно структурных объектов. Директивными материалами, различного рода инструкциями и положениями, предусматривалось заложение скважин исключительно на структурных объектах. Не было большой ошибкой заложение скважины даже на слабо выраженной структуре, наличие которой подтверждалось хоть какими-то перегибами на сейсмических отражениях. Однако заложение скважины вне структурных условий было своего рода табу, на нарушение которого решались в редких случаях. Возможно, поэтому так мало у нас выявлено неструктурных залежей нефти и газа. Также не исключено, что неструктурные по своей природе объекты у нас по привычке относят к типу структурных, расположенных на крыльях структур и осложненных литологическими замещениями.

Анализ материалов по площади Забурунье, где в пределах локального поднятия в межкупольной мульде выявлено месторождение нефти, показал, что в основу поисков здесь НАЛ необходимо положить особенности формирования осадочных комплексов, слагающих толщу осадочных пород, начиная от мела, юры и заканчивая триасом. Общий взгляд на особенности осадконакопления позволяет рассчитывать на вероятное развитие здесь ловушек, литологически ограниченных в толще осадочных отложений. Это справедливо потому, что значительная часть осадочной толщи, сложена флювиальными и дельтовыми отложениями, а прибрежно-морские условия с формированием волновых баров, приливно-отливных русел, дельтовых конусов выноса и песчаных пляжей характерны больше для нижней части нижнего мела (апт-валанжин), верхней юры и триасового комплекса.

К сожалению, систематические седиментологические исследования в пределах надсолевого комплекса не проводились, за исключением отдельных случаев. Отсутствие надежной седиментологической основы по рассматриваемой площади, да и по всей территории впадины, не позволяет, опираясь только на сейсмические разрезы и разрезы скважин, дать прогноз возможного развития литологических залежей. Скважинами такие залежи за пределами известного месторождения вскрыты не были. Решение задачи возможно, если опираться на современные возможности данных сейсморазведки. В этом случае задача будет сводиться не к поискам ловушек, а к поискам потенциальных залежей УВ, которые по своим акустическим характеристикам будут выделяться в волновом поле за счет влияния насыщающих ловушку УВ. В первую очередь проверке подлежат поверхности несогласия (под

и над поверхностью), отвечающие перерывам в осадконакоплении: предаптскому, предмеловому, предъюрскому, внутритриасовому.

Изучение отражения пластов терригенного разреза в ноль фазовом волновом поле показывает (рисунок. 5), что песчаники находят отражение в сейсмических минимумах, а их вмещающие глины – в максимумах. Как это следует для неокомской залежи, в случае насыщения песчаников УВ, их импеданс будет еще меньше и они еще ярче будут выражены в волновом поле. Для поисков возможных залежей УВ в волновом поле куб данных МОГТ 3Д по площади Забурунье был переобработан с максимальным сохранением амплитуд. По полученному кубу был создан куб цветовой суммы трех кубов спектральной декомпозиции и кубы различных атрибутов, включая: Reflection Intensity, RMS-амплитуды, Relative Impedance и Sweetness, в той или иной степени отражающие развитие коллекторов и, возможно, насыщение. Все кубы были рассчитаны в программе PaleoScan, в которой были прослежены, все

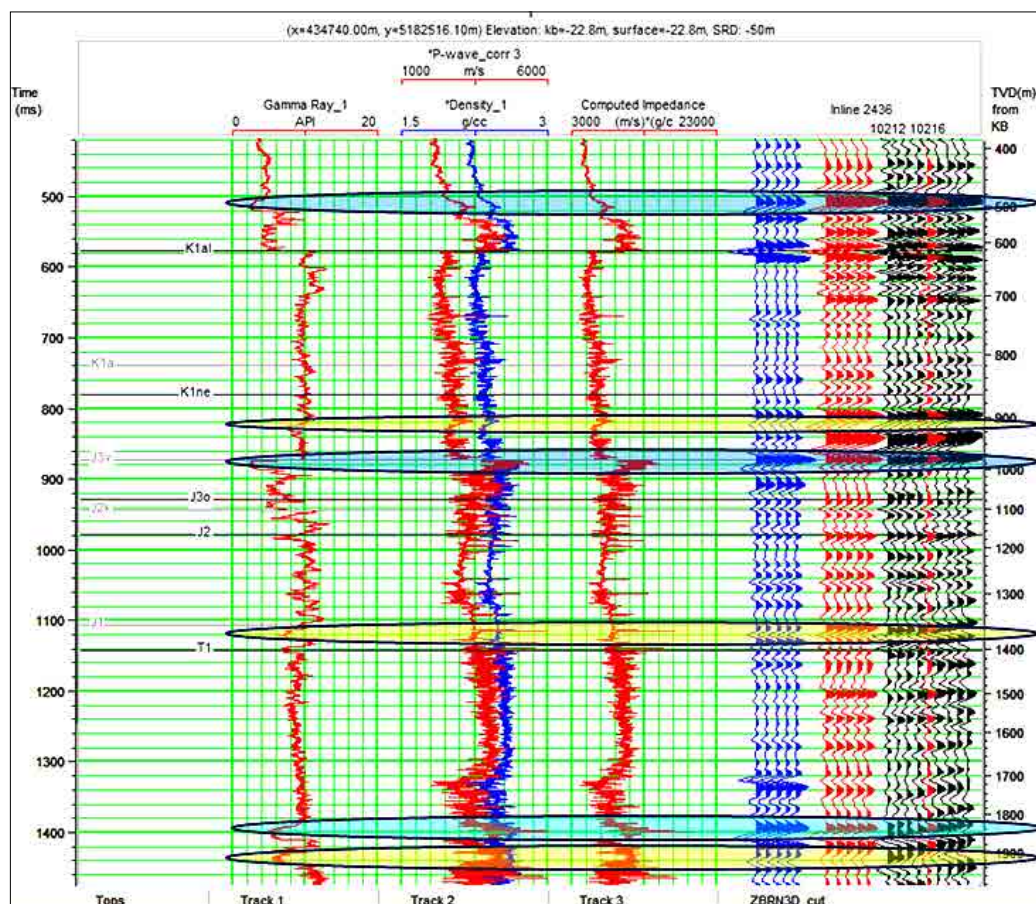


Рисунок 5 – Характер отражения в волновом поле разреза скв. 1 Забурунье: песчаников (выделены желтым цветом), карбонатов (синий цвет) и песчаников с известковым цементом (голубой цвет).

сейсмические горизонты, от наиболее выраженных до слабых, с созданием т. н. куба относительного геологического времени. В созданном кубе, передвигаясь от одних горизонтов к другим, можно отслеживать характер изменения динамики отражений в сравнении с характером отражений от имеющейся залежи (*рисунки 6, 7*). Такой метод можно назвать методом динамического сканирования (МДС).

При совпадении характера атрибутов от изучаемого объекта с атрибутами от имеющейся залежи, такие объекты относились к потенциальным НАЛ. Нужно отметить, что в этом случае нет уверенности в правильном выделении насыщенных УВ ловушек, поскольку изменение свойств отложений может оказать влияние, намного превышающее влияние от насыщения. Принимая во внимание многообразие свойств коллекторов, а также то, что в надсолевых отложения очень часто залежи нефти приурочены не к самым лучшим коллекторам, нельзя не учитывать, что они в значительной степени для НАЛ будут ассоциироваться с этими, не самыми лучшими, коллекторами. Очевидно, что в сейсмических данных такие коллекторы будут отражаться не самыми яркими аномалиями атрибутов.

Поскольку с глубиной, по мере уплотнения глин, выразительность их импеданса и слабых коллекторов будет нивелироваться и даже может смениться на обратное соотношение, то насыщение УВ здесь будет приводить к слабому положительному или даже к обратному эффекту. Моделирование замещением (Fluid Substitution) при наличии необходимых каротажей (продольная и поперечная АК и плотностной) могло бы позволить проследить масштаб влияния характера насыщения на изменения волнового поля, и с большим пониманием относится к его изучению на предмет выделения НАЛ. К сожалению, таких каротажей (поперечная АК и плотностной) в скважинах нет, и для целей моделирования отражения разреза в настоящей работе были использованы расчетные кривые. Нетрудно заметить на *рисунке 5*, что сейсмический прогиб от неокомской залежи на синтетической кривой значительно слабее выражен, чем на реальной сейсмике. К тому же все три кривые, влияющие на акустические свойства среды: скорость, плотность и их производная – импеданс, очень похожи друг на друга из-за того, что все получены на основе расчета из кривой АК.

Иными словами, выделение всех возможных НАЛ в пределах данной конкретной площади дело сложное, даже на современном уровне возможностей ГПП. В то же время, в случае насыщения ловушки УВ, есть все шансы такую ловушку выявить, поскольку по динамическим характеристикам такая ловушка будет отличаться от окружающих частей разреза. Как следует из *рисунка 6*, для неокомской залежи характерны аномалии по всем изученным сейсмическим атрибутам. Кроме того, по срезу спектральной декомпозиции для залежи характерно яркое пятно (*рисунок 6 В*). И если на срезе можно видеть только характер одного отражения, то кластерные сейсмофазии (Stratimagic) позволяют определить характер изменения не только на срезе, но и во всем объеме развития продуктивных отложений (*рисунок 7*).

Еще одним важным фактором, который необходимо учитывать при поисках НАЛ, являются УВ-системы [7]. Понимание, где и как происходила генерация УВ, прослеживание путей их миграции от очагов генерации к областям аккумуляции, является хорошим инструментом для того, чтобы понимать, как могли распределиться УВ в данном конкретном районе вообще и на изучаемом участке,

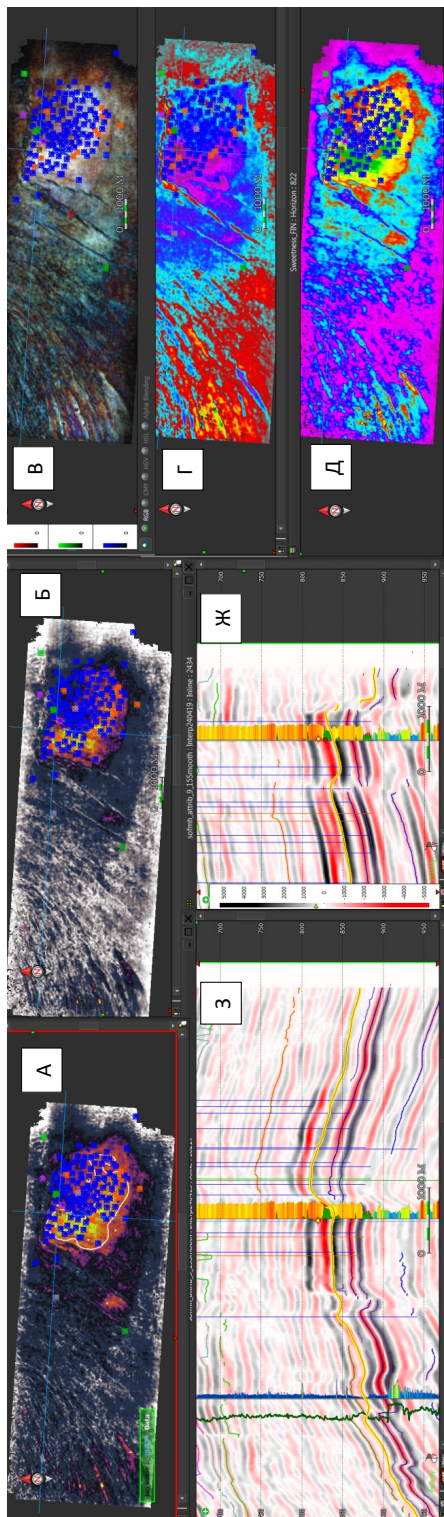


Рисунок 6 – Отражение неомской залежи в волновом поле. Атрибуты: А-Reflection Intensity; Б-RMS-амплитуды, В– срез куба спектральной декомпозиции, Г– Relative Acoustic Impedance; Д– Sweetness; Ж и З временные разрезы через скв.18, и 1 (пересечение разрезов). Каротажи: скв.18 – слева -ГК, справа – БК; скв. 1– ГК.

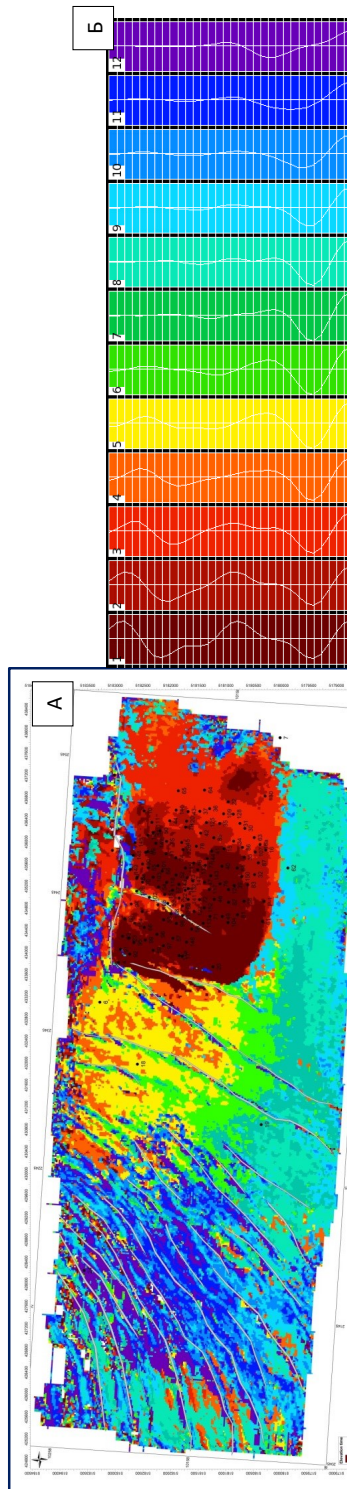


Рисунок 7 – Кластерные сейсмифации (Stratimagic) в интервале III–65msec (неомский продуктивный горизонт), (А) и характер сейсмоторасс для каждой из 12 сейсмифаций, обозначенных на карте цветом, (Б).

в частности. И, поскольку с практической точки зрения для поисков важны не НАЛ вообще, а только те из них, которые содержат УВ, то такой подход позволяет существенно приблизиться к решению задачи успешного поиска залежей УВ. В пределах рассматриваемой площади нет никаких сомнений, что миграция нефти в свое время прошла и привела к формированию неокомских залежей. Наиболее пространственным представлением о генерации УВ Прикаспийской впадины является их формирование подсолевыми нефтегазоматеринскими отложениями. Принятие такой исходной точки зрения предполагает, что нефть из подсолевых отложений в пределах площади могла мигрировать в надсолевые, поскольку здесь существует бессолевое окно и благоприятные пути перетока снизу вверх.

На *рисунке 8* представлен геолого-геофизический разрез месторождения по линии 2Д 813302 с выходом за пределы месторождения в сторону купола Амангельды в СВ направлении. По данным 2Д, было выявлено тектоническое нарушение, которое ограничивает месторождение с севера и отделяет приподнятый блок самого района месторождения от опущенного блока к северу от него. Вполне логично допустить, что в северной мульде могли быть благоприятные условия для перетока УВ из подсолевых отложений в надсолевые. В этом случае в верхнюю часть разреза они могли поступать по выделенному нарушению, при условии пересечения им всего надсолевого этажа. Продолжение этого нарушения в подсолевой комплекс можно рассматривать как благоприятный фактор.

В любом случае, было бы справедливым считать, что УВ, перемещаясь из подсолевых отложений в неокомские, должны были по пути следования заполнять все существующие на этом пути ловушки (*рисунк 9*). При интерпретации данных МОГТ 3Д вопрос строения мульды и подсолевого комплекса рассматривался отдельно, и результаты анализа представлены на *рисунке 10*. Как видно из рисунка, можно только предполагать, что существовал переток нефти из подсолевых отложений в надсолевые в глубокой мульде. Здесь виден непосредственный контакт отложений мульды, под углом залегающих на субгоризонтальной толще в нижней ее части.

Анализ показывает, что субгоризонтальные отложения основания глубокой мульды еще не являются подсолевым комплексом, а скорее всего представляют собой верхнепермские, возможно, раннеказанские отложения. Условием перетока УВ через отложения такой мульды является их переток из подсолевых отложений в верхнепермские и уже после этого переток в верхние этажи надсолевого комплекса. При этом для обоих вариантов и через мощное северное нарушение, и через систему более мелких нарушений за счет изгиба слоев важное значение имеет переток нефти сначала в толщу предполагаемых верхнепермских отложений. Следовательно, предположив, что оба механизма работали в одинаковой степени, можно также предположить, что все ловушки на путях миграции УВ должны были быть заполнены нефтью. При этом, заполнение шло последовательно: сначала нижние ловушки, а затем, после их заполнения, и верхние.

Наличие залежи нефти в неокомских отложениях в принципе должно указывать, что все нижележащие ловушки также будут заполнены. К сожалению, это справедливо только в принципе, поскольку на практике очень часто бывает так, что ловушки в нижних частях разреза залежей не содержат. Конечно, можно говорить о

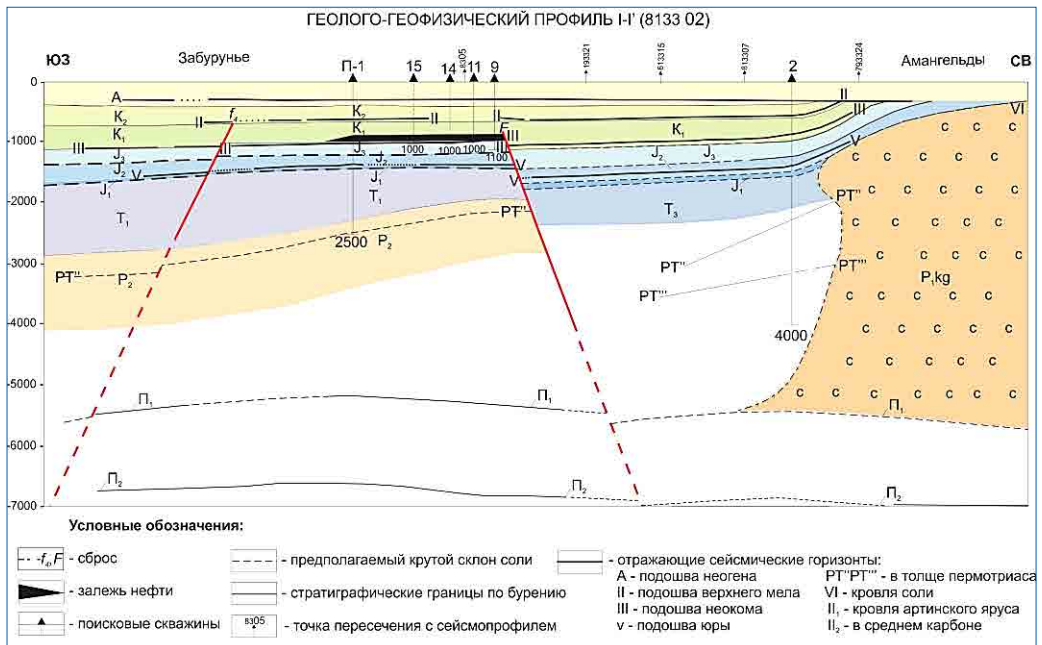


Рисунок 8 – Геолого-геофизический разрез месторождения Забурунь по профилю МОГТ 2Д 813302 (А.И. Шаховой и др. 1984)

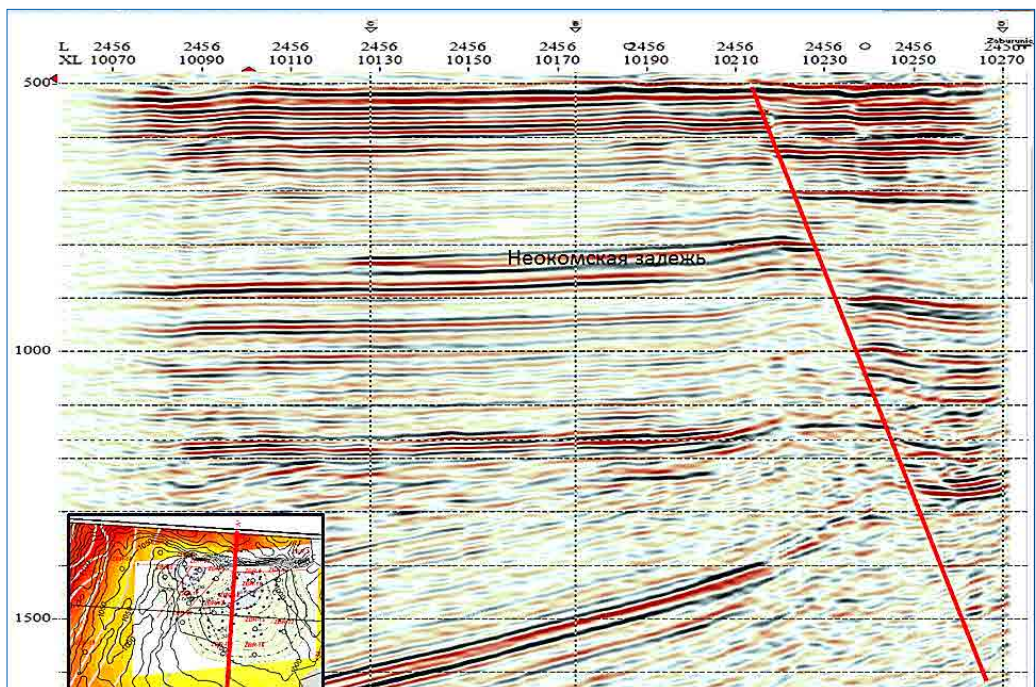


Рисунок 9 – Сейсмический разрез месторождения Забурунь по линии 2456 с положением залежи и нарушения, ограничивающего залежь с севера. Положение линии – на врезке.

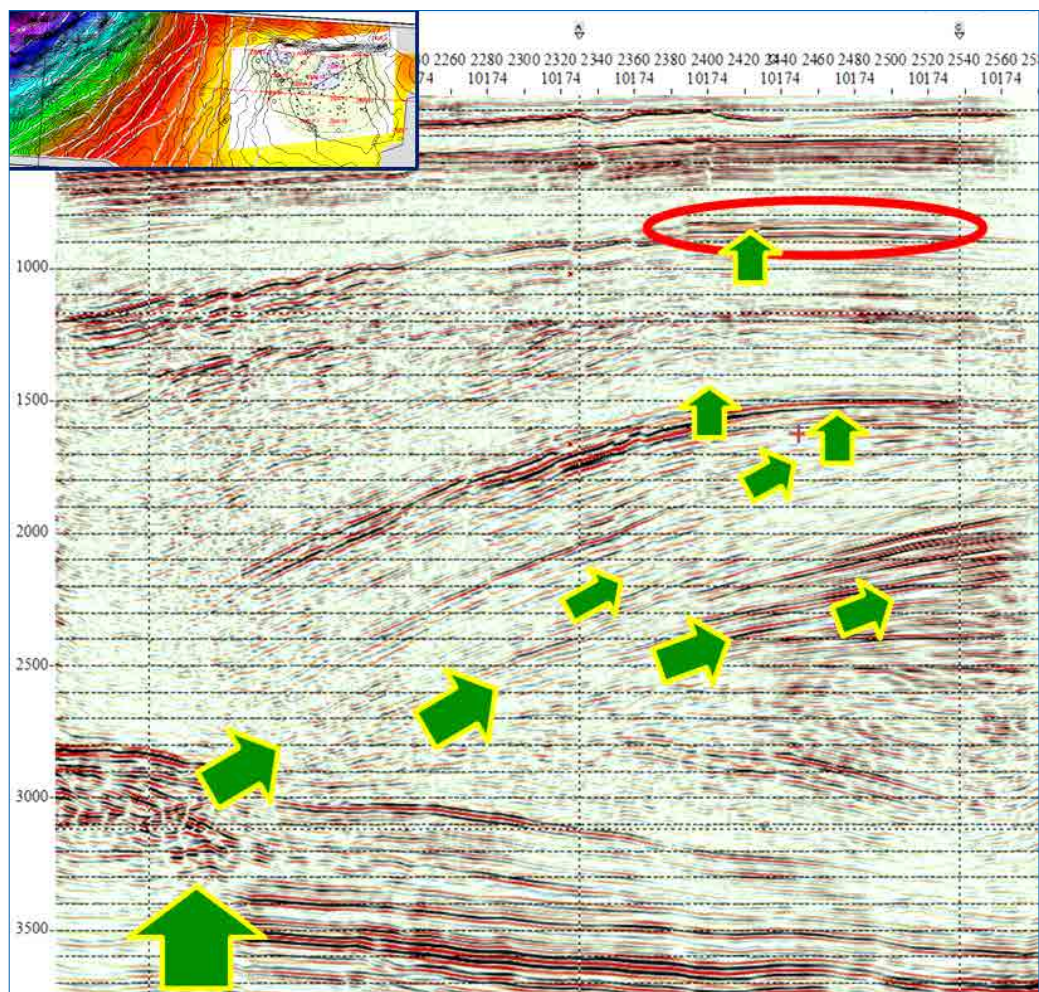


Рисунок 10 – Сейсмический разрез месторождения Забурное по кросслайну 10174 с положением залежи и вероятных путей миграции нефти из подсолевых отложений. Положение линии – на врезке.

том, что они не были найдены, или о недостаточности УВ для заполнения ловушек. В тоже время не совсем ясен механизм миграции и заполнения. Не исключено, что для проникновения УВ из канала миграции в ловушку не всегда достаточно перепада давления и только для верхних ловушек этот перепад может увеличиться до достаточного уровня. С другой стороны, нужно не забывать, что по мере погружения генерирующих отложений из зоны нефтеобразования в зону газообразования и, как следствие, генерации газа, последний будет заполнять ловушки также, как и нефть, начиная снизу. При этом он будет вытеснять нефть вверх по восстанию, легко заполняя ловушки, которые до этого были заняты нефтью.

Вопросы генерации и миграции УВ, по мере их созревания и появления бессо-

левых окон в процессе галокинеза, нуждаются в доизучении. Такие исследования лучше всего проводить на площади покрытой МОГТ ЗД, которая охватывала бы как мульды, так и соляные купола. Обязательно на этой площади должны быть месторождения нефти и газа для того, чтобы получить ответы на вопросы их формирования и влияния на этот процесс формирования соляных куполов и бессолевых мульд.

Показательно, что независимо от того, каким путем могла поступать нефть в надсолевой комплекс, через северное нарушение или через небольшие нарушения в толще (как это показано на *рисунке 10*), результат получается близкий и самые высокие шансы ожидать наличие залежей в древнем комплексе можно видеть в северо-восточной и восточной частях площади. В принципе, независимо от результатов, которые будут получены при анализе карт атрибутов и карт сейсмофаций, наибольший интерес должны вызывать эти части территории. С другой стороны, при доминировании развития аномалий волнового поля именно в северо-восточной и восточной частях площади, это доминирование можно рассматривать как еще одно подтверждение правильности направления поисков.

Как уже говорилось, в основу прогноза потенциальных нефтенасыщенных объектов положено отражение в волновом поле единственной известной неокомской залежи месторождения Забурунье. Ее отражение представлено выше на *рисунках 6 (атрибуты) и 7 (сейсмофации)*. Анализ строения неокомской залежи по карте сейсмофаций (*см. рисунок 8*) позволяет сделать несколько заключений. Первое состоит в том, что многочисленные нарушения в восточной части площади никаких залежей в отложениях неокома не формируют. Для лучшего понимания строения залежи можно обратить внимание на развитие фаций 1 и 2 (*см. рисунок 7*), то есть фаций, отражающих максимальное развитие коллекторов в неокомском горизонте. Об этом можно судить по максимальной амплитуде верхнего сейсмического прогиба, который напрямую связан с отражением от кровли продуктивного песчаного нефтеносного горизонта. Как видно из *рисунка 6*, характерные темно-красный и коричневатого-красный цвета можно видеть не только в пределах залежи, но также на ее юго-западном продолжении в районе скв. 20 и 61, а также в узком приразломном участке к югу от скв. 4. Наряду с этим, локальный участок развития благоприятных для УВ насыщения фаций прослеживается восточнее скв. 22 и 130. Эти участки представляют определенный интерес для возможного увеличения запасов.

По результатам анализа был выявлен ряд потенциальных НАЛ, наиболее характерные из которых приведены на *рисунках 11–14*, где даны погоризонтные срезы из программы PaleoScan для ранее перечисленных атрибутов: Reflection Intensity, RMS-amplitude, Spectral Decomposition, Relative Acoustic Impedance, Sweetness (слева-направо). Положение горизонта, по которому были рассчитаны атрибуты, показано жирной желтой линией на разрезах. Выявленные НАЛ в русловых отложениях среднеюрского разреза (*рисунок 12*) ограничены по площади, и в случае успеха, могут содержать ресурсы нефти в количестве первых сотен тыс. тонн. Кроме того, эти меандры могут представлять собой отмершие старицы и быть заполнены бурыми углями, чем также может быть вызвано их яркое свечение в атрибутах, что значительно повышает риск этих объектов.

Характер атрибутов поверхности несогласия между триасом и юрой (*рисунок*

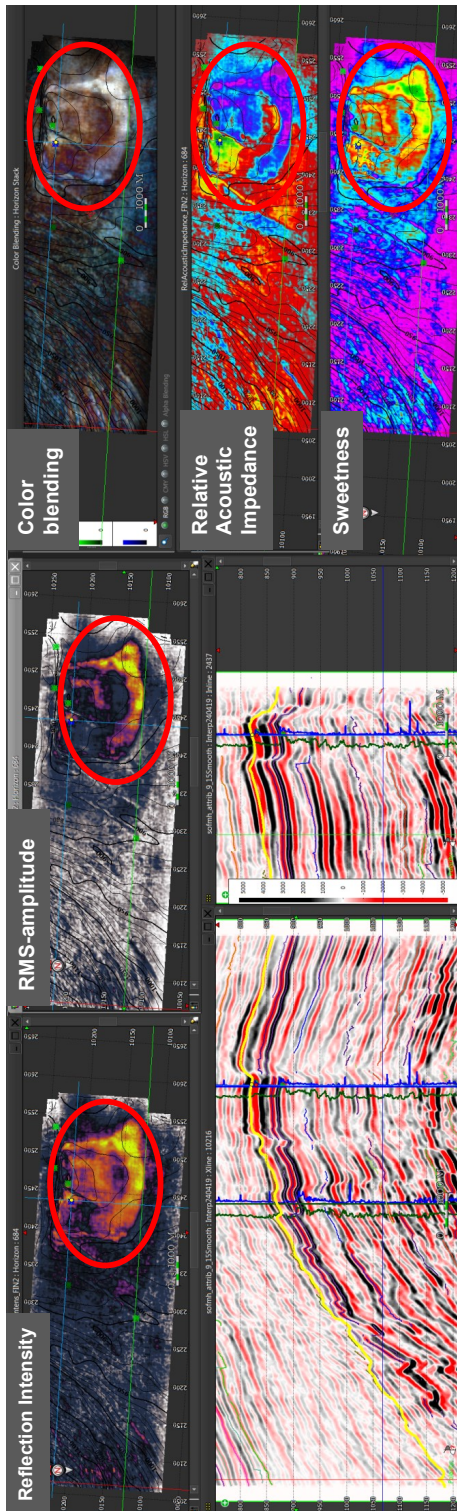


Рисунок 11 – Отражение в атрибутах верхнего неомского продуктивного горизонта

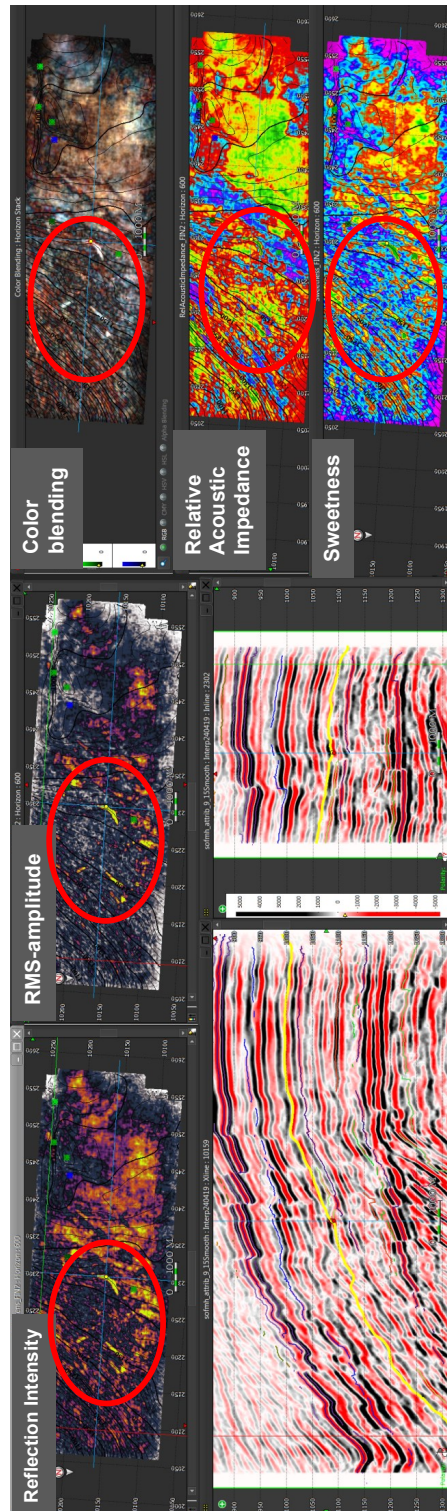


Рисунок 12 – Отражение в атрибутах русловых НАЛ средней части среднеюрского разреза

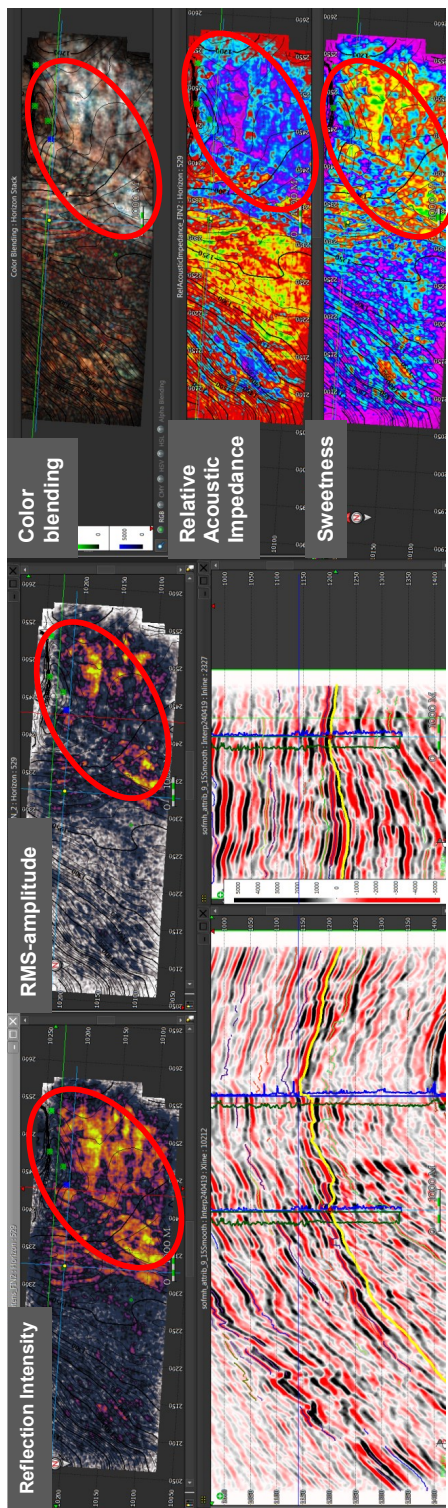


Рисунок 13 – Отражение в атрибутах верхнетриасовой НАЛ ниже предюрской поверхности несогласия

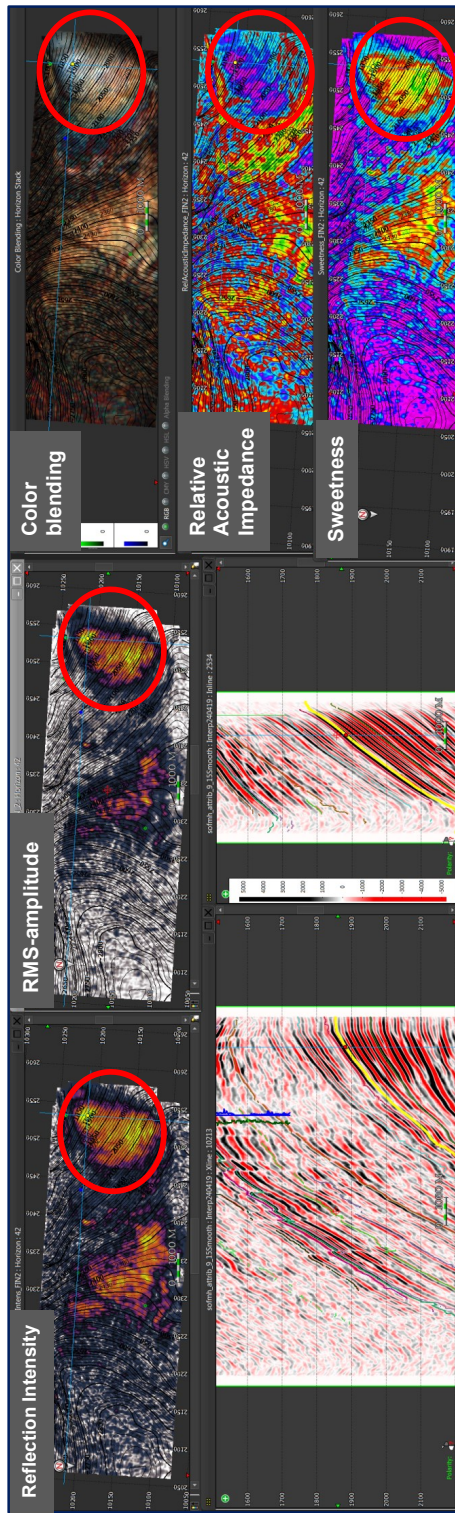


Рисунок 14 – Отражение в атрибутах НАЛ в кровле предполагаемой нижнетриасовой толщи

13) позволяет в восточной части участка выделить обширный объект, который мог бы содержать УВ. При площади объекта в 11 км² его ресурсы нефти могут составить 3,9/1,2 млн т (геологические /извлекаемые). Предположительно нижнетриасовая толща развита в виде пакета сильных отражений в восточной части площади. На *рисунке 14* представлены амплитудные срезы вдоль горизонта в этой толще. Данный горизонт является ярким только в сводовой части поднятия, а вниз по разрезу яркость теряет. В принципе точно так же вел бы себя нефтенасыщенный пласт. Характерно и то, что весь этот пакет ярких отражений примыкает на севере и востоке к тектоническому нарушению с выраженным усилением амплитуд отражений вблизи этого нарушения. Как следует из карты атрибутов, выделяется два участка развития аномалий, с которыми можно связывать развитие коллекторов: центральный с клиноформным положением аномалии и восточный, который также по форме напоминает клиноформу.

Такой характер аномалий можно рассматривать как явный признак формирования отложений в виде конуса выноса, положение которого определялось положением участка оттока соли и смещалось по мере заполнения возникшего пространства. В одинаковой степени это могут быть как песчаники, сравнительно неплохо отсортированные, или песчано-глинистая слабо сортированная смесь. То, что эти участки так хорошо выделяются на карте атрибута Sweetness, скорее всего, указывает на их песчаный характер. Даже из рассмотрения строения этой, предположительно нижнетриасовой клиноформы, на профилях, представленных на *рисунке 14*, видно, что это большая толща, мощностью в 0,5–0,75 км.

В случае развития в ней коллекторов, она может представлять собой значительную залежь, тем более что находится на путях миграции. При миграции из подсолевых отложений нефть в одну из первых очередей заполнила бы данную ловушку (*см. выше рисунок 9*). В настоящее время она может содержать нефтегазовую залежь, поскольку с большой долей вероятности нефтематеринские отложения уже длительное время генерируют газ. Возможно, этим и вызван столь яркий характер атрибутов этой толщи. Ресурсы этой НАЛ при ее площади в 6,8 км² могут быть оценены в 35,3/10,6 млн т. нефтяного эквивалента (геологические /извлекаемые).

В заключение необходимо отметить, что поиски залежей нефти и газа в неантиклинальных ловушках в Прикаспийской впадине, по сути, только начинаются. Нужно быть готовыми к тому, что не все намеченные НАЛ на практике окажутся залежами нефти и газа. Здесь важнее всего выработка методических подходов и следование определенным принципам, которые будут уточняться в ходе проведения работ в соответствии с полученными результатами, что обязательно, в конечном итоге, приведет к выявлению новых запасов нефти и газа и позволит вдохнуть новую жизнь в старые нефтяные промыслы. 

ЛИТЕРАТУРА

- 1 Таскинбаев К.М. Неантиклинальные ловушки – существенный резерв увеличения углеводородных ресурсов Казахстана // Нефть и газ. – 2018. – № 2. – С. 52–58. [Taskinbaev K.M. Neantiklinal'nye lovushki – sushchestvennyj rezerv uvelicheniya uglevodorodnyh resursov Kazahstana // Neft' i gaz. – 2018. – № 2. – S. 52–58.]

- 2 Леворсен А. Геология нефти и газа. – М.: Мир, 1970. – 640 с. [Levorsen A. Geologiya nefiti i gaza. – M.: Mir, 1970. – 640 s.]
- 3 Абросимова О.О. Кулагин С.И. Выявление ловушек углеводородов неантиклинального типа в верхнеюрских отложениях (Юго-Восточная часть Томской области) // Геология нефти и газа. – Изв. Томского политехнического университета. – 2008. – Т. 313. – № 1. – С. 51–53. [Abrosimova O.O. Kulagin S.I. Vyyavlenie lovushek uglevodorodov neantiklinal'nogo tipa v verkhneyurskih otlozheniyah (Yugo-Vostochnaya chast' Tomskoj oblasti) // Geologiya nefiti i gaza. – Izv. Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. – 2008. – T. 313. – № 1. – С. 51–53.]
- 4 Залежи нефти и газа в ловушках неантиклинального типа // Альбом-справочник / Ратнер В.Я., Булатов Н.Н., Зубова М.А., Польстер Л.А. Под ред. В.В. Семеновича. – М.: Недра, 1982. 189 с. [Zalezhi nefiti i gaza v lovushkah neantiklinal'nogo tipa // Al'bom-spravochnik / Ratner V.Ya., Bulatov N.N., Zubova M.A., Pol'ster L.A. Pod red. V.V. Semenovicha. – M.: Nedra, 1982. 189 s.]
- 5 Окнова Н.С. Неантиклинальные ловушки и их примеры в нефтегазоносных провинциях // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. – Т. 7. – № 1. С. 12. [Oknova N.S. Neantiklinal'nye lovushki i ih primery v neftegazonosnyh provinciayah // Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika. – 2012. – T.7. – № 1. S. 12.]
- 6 Бурштар М.С. География и геология нефти и газа СССР и зарубежных стран. – М.: Недра, 1979. – С. 369. [Burshtar M.S. Geografiya i geologiya nefiti i gaza SSSR i zarubezhnyh stran. – M.: Nedra, 1979. – S. 369.]
- 7 Матлошинский Н.Г., Адилбеков К.А. Углеводородные системы – основа стратегии успешных поисков месторождений нефти и газа (на примере Прикаспийской впадины) // Нефть и газ. – 2019. – № 4. – С. 32–46. [Matloshinskij N.G., Adilbekov K.A. Uglevodorodnye sistemy – osnova strategii uspeshnyh poiskov mestorozhdenij nefiti i gaza (na primere Prikaspijskoj vpadiny) // Neft' i gaz. – 2019. – № 4. – S. 32–46.]