

ГЛАВА 3. ПЕРСПЕКТИВЫ МАНГИСТАУСКОГО РЕГИОНА И ПОИСК УВ В НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫХ ЛОВУШКАХ

НЕАНТИКЛИНАЛЬНЫЕ ЛОВУШКИ НАДСОЛЕВОГО КОМПЛЕКСА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ, ПОИСКИ, ОЦЕНКА И ПЕРСПЕКТИВЫ НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Н.Б. Айткалиева, А.Ж. Балгымбекова, Н.Г. Матлошинский,
Р.Н. Матлошинский, К.М. Таскинбаев, Н.А. Суяркова*

Неантиклинальные ловушки (НАЛ) представляют собой общепризнанный резерв наращивания УВ потенциала любого нефтегазоносного региона. 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, выделяется две большие группы ловушек – литологические и стратиграфические, а также гидродинамические. В западной литературе [4] 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 [1,3,5], которые отличаются степенью детальности, выделенными элементами ранжирования и положенными в основу принципами, однако основаны они на выделении тех же основных групп ловушек. На рис. 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 или литологическая замкнутость. В других, тип ловушки определяется характером и формированием 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 рис.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 фациального замещения, имеют обычно региональное распространение, и, следовательно, локальные явления с большей долей вероятности должны неоднократно повторяться на обширной территории» [4]. 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% [2]. 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

неизвестны? 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 выявлено неструктурных залежей нефти и газа. Также не исключено, что неструктурные объекты по своей природе у нас по привычке относят к типу структурных, расположенных на крыльях структур и осложненных литологическими замещениями.

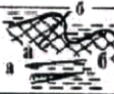
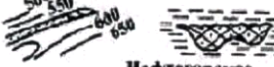
Группа	Процессы, приведшие к образованию ловушек	Типы ловушек	Характерные примеры	
Литологические	Седиментационные	Фациального замещения на региональных структурных элементах	 Кура-Цеце	
		Фациального замещения на локальных структурах	 Новопортовское	
		Рифовые	 Канчуринское	
		Баровые, береговых валов, кос, пляжей и др.	 песчаный бар Остия	
		Дельтовые, апидельтовые		
		Эрозионно-аккумулятивные	Речные	 Нефтегорское
	Постседиментационные	Подводных течений	 Ходыженское	
		Диagenетические	Ловушки неравномерного уплотнения, неравномерной цементации и связанные с диagenетическими трещинами	
		Эпигенетические	Ловушки, связанные с вторичным заполнением пор кальцитом, солью и др., а также вторичной трещиноватостью, и ловушки, связанные с растворением породообразующих минералов в глубинных условиях	 Нефтекумское
		Химического выветривания	Палеокарстовые	 Троцко-Печорское
Связанные с древней корой выветривания			 Шатмско-Березовская группа	
Запечатанные асфальтовой пробкой или окисленной нефтью			 Сель-Рохо	
Стратиграфические	Эрозионные	Эрозионно-останцовые	 Шакшинское	
	Структурно-денудационные	Срезанные несогласием	 Водный промысел	
		Прилегающие к несогласию	 Екатериновское	

Рис. 1. Классификация неантиклинальных ловушек нефти и газа. Габриэлянц А.Г., 2000 г.

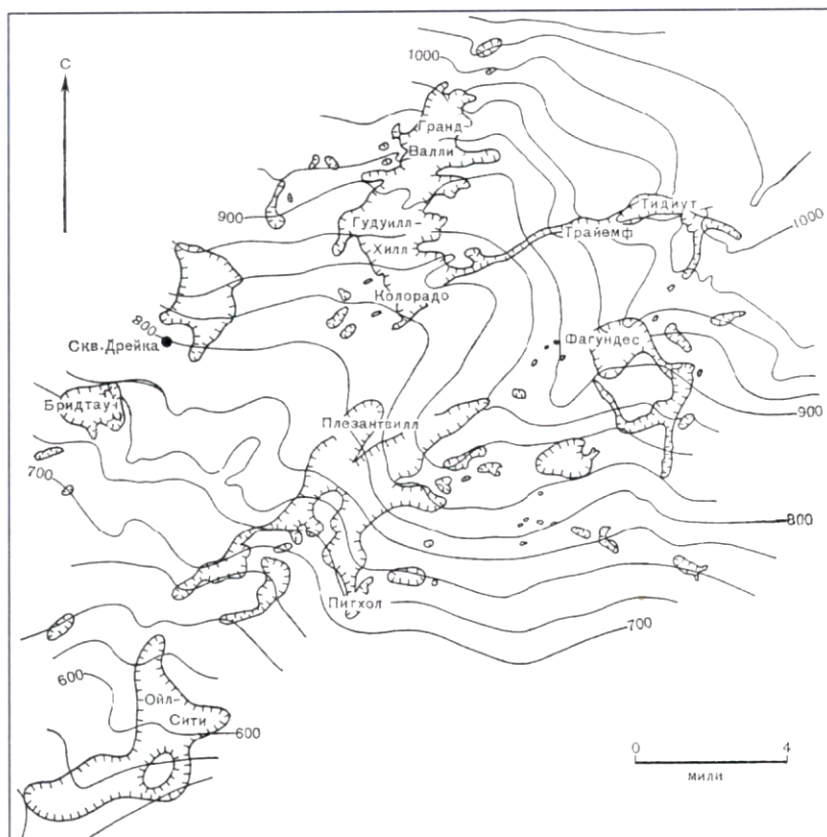


Рис. 2. Распространение залежей нефти в песчанике Сёрд-Стрей группы Венанго (девон) С-3 Пенсильвания (Sherrill, Dickey, Mattenson, 1941) /4/

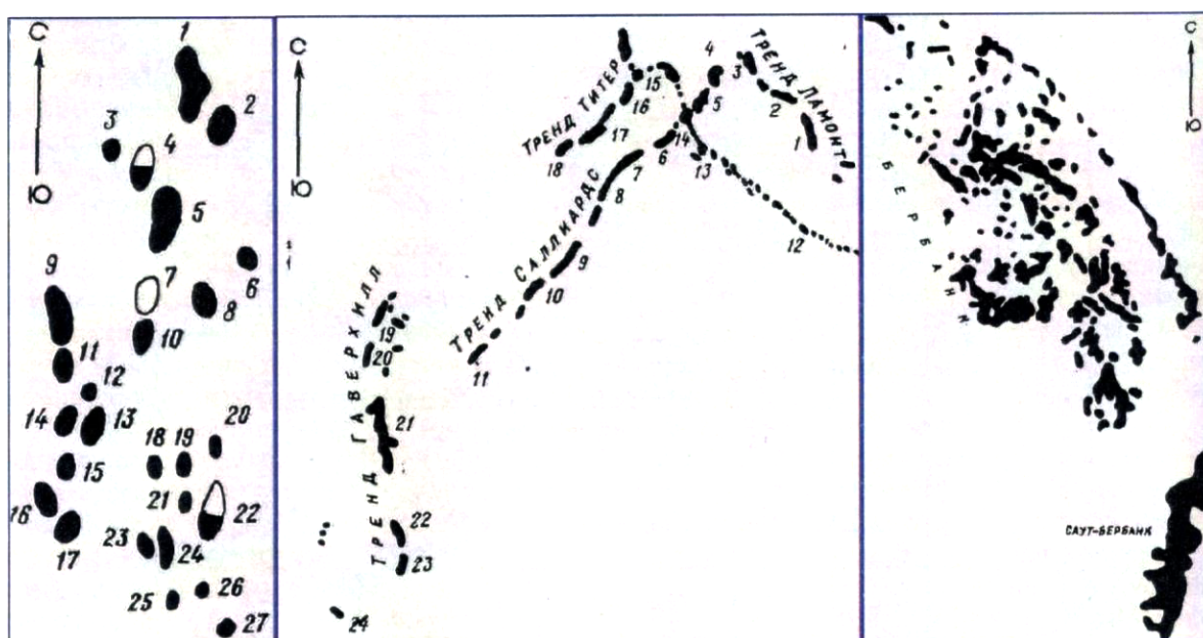


Рис. 3. Слева и в центре - Западный Внутренний бассейн США. Месторождение Бербанк, и распространение продуктивных баровых и положение залежей в песчаниках Бербанк (П. Уинтроу, 1968г), Справа - С-3 часть Мексиканского бассейна, США, Техас Размещение залежей нефти в баровых песчаниках палеогена (район Мирандо) /3/.

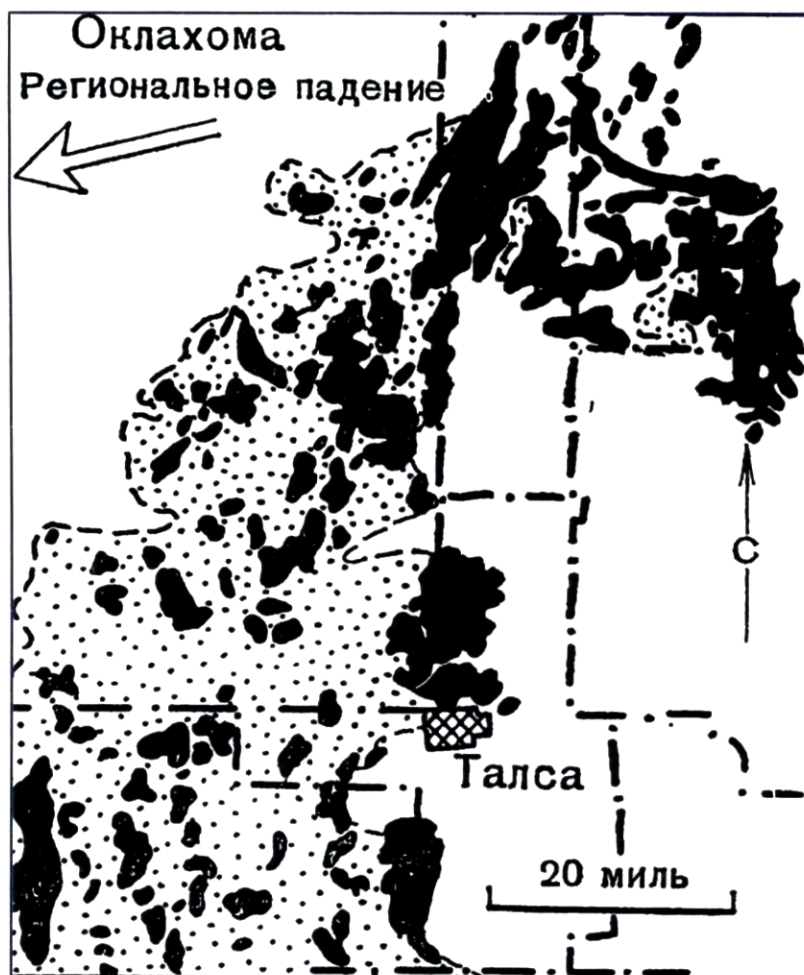


Рис. 4. Распространение месторождений нефти в песчаниках Бартлсвилл (северо-западная Оклахома) (Weirich, bull.AAPG 37,р 2041) /4/.

Анализ материалов по одной из площадей N на юге Прикаспийской впадины, 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 отложений 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: преаптскому, предмеловому, предюрскому, внутритриасовому.

Изучение отражения пластов терригенного разреза в ноль фазовом волновом поле показывает (рис. 5), что песчаники находят отражение в сейсмических минимумах, а их вмещающие глины в максимумах. Как это следует для неокотской 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 № 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 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 было отслеживать характер изменения отражений. В основу поиска положен характер отражения, полученный от имеющейся залежи (рис.6, 7).

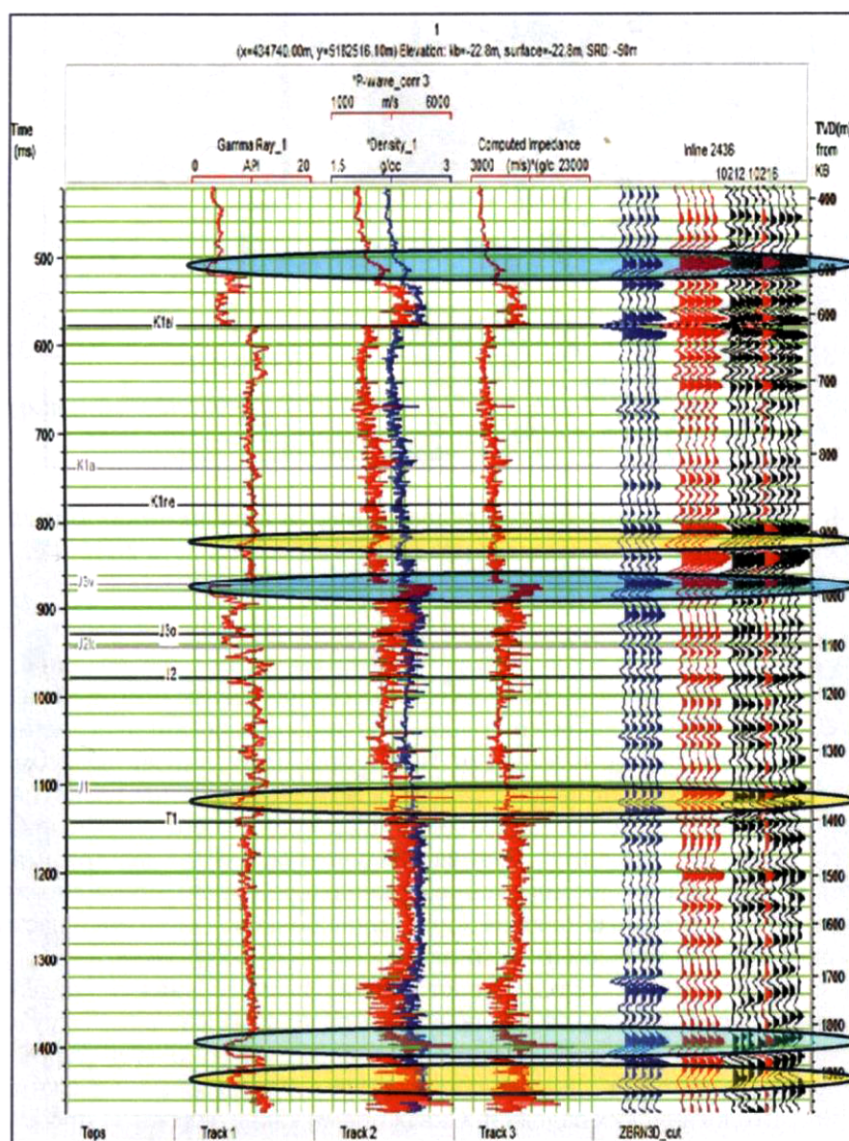


Рис. 5. Характер отражения в волновом поле разреза скв. 1: песчаников (выделены желтым цветом), карбонатов (синий цвет) и песчаников с известковым цементом (голубой цвет).

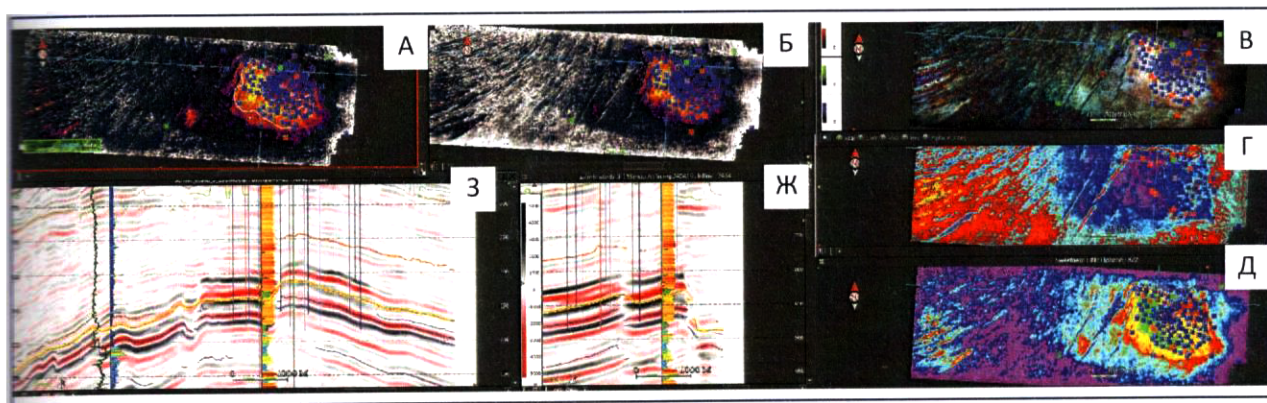


Рис. 6. Отражение неомской залежи в волновом поле. Атрибуты: А-Reflection Intensity; Б-RMS-амплитуды, В- срез куба спектральной декомпозиции, Г- Relative Acoustic Impedance; Д- Sweetness; Ж и З временные разрезы через скв.18, и 1 (пересечение разрезов). Каротажи: скв.18 - слева -ГК, справа – БК; скв.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

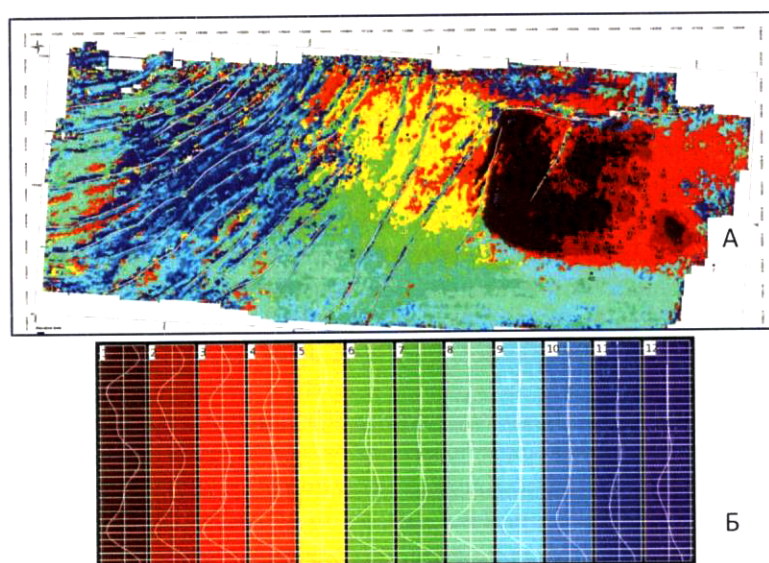


Рис. 7. Кластерные сейсмofации (Stratimagic) в интервале III-65msec (неомский продуктивный горизонт), (А) и характер сейсмотреасс для каждой из 12 сейсмofаций, обозначенных на карте цветом, (Б).

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 таких 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. Не трудно 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 кривых, влияющих 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 ГРП. В тоже время, в случае насыщения ловушки УВ есть все шансы такую ловушку выявить, поскольку по динамическим характеристикам такая ловушка будет отличаться от окружающих частей разреза по мере погружения рассматриваемого пласта. 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 (рис. 6 В). И если на срезе можно видеть только характер одного отражения, то кластерные сейсмофации (Stratimagic) позволяют определить характер изменения не только на срезе, но и во всем объеме развития продуктивных отложений (рис. 7).

Еще одним важным фактором, который необходимо учитывать при поисках НАЛ являются УВ-системы. 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 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 распространенным 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 рис. 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 (рис.9). При интерпретации данных МОГТ 3Д вопрос строения мульды и подсолевого комплекса рассматривался отдельно, и результаты анализа представлены на рис. 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 большое 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 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 бессолевого 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, не зависимо 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 этих 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 N. Ее отражение представлено на рис. 6 (атрибуты) и 7 (сейсмофации). Анализ строения неокомской залежи по карте сейсмофаций (рис. 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 (рис. 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 рис. 6, характерные темно-красный и коричневатокрасный 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 рис. 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 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 бурными углями, чем также может быть вызвано их яркое свечение в атрибутах, что значительно повышает риск этих объектов.

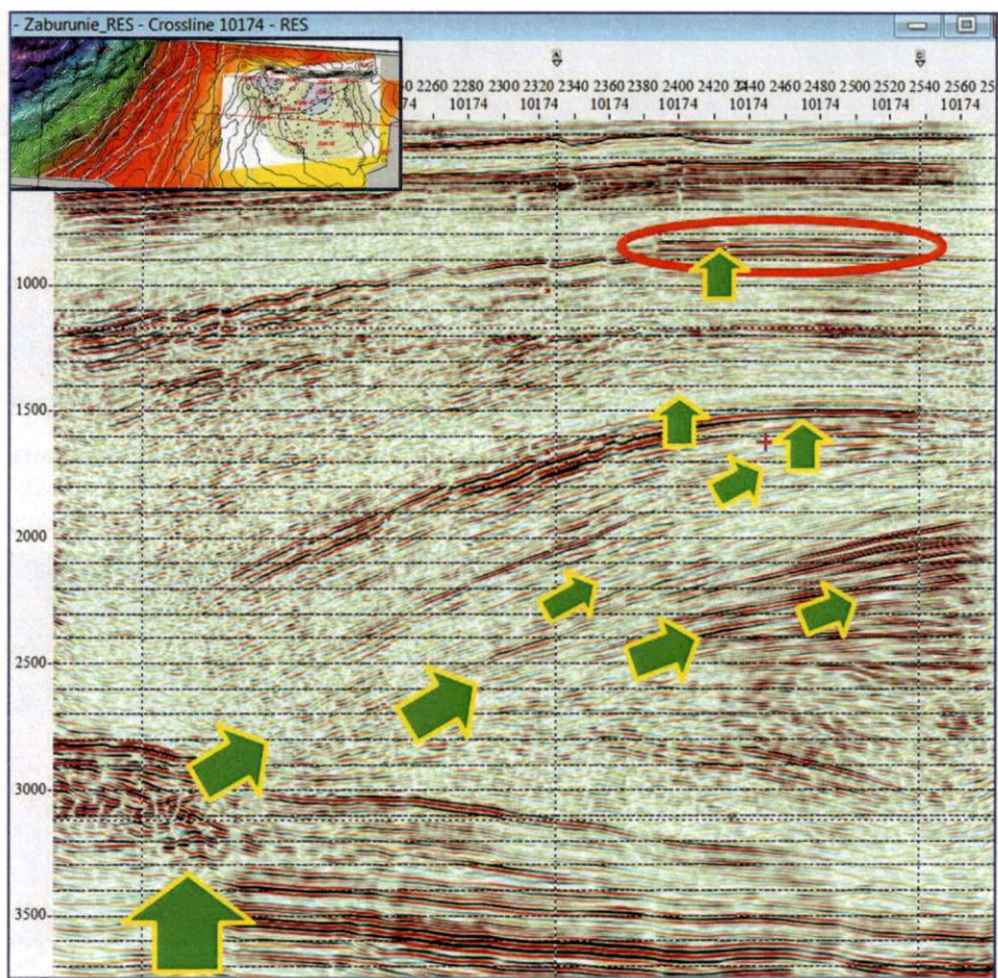


Рис. 10. Сейсмический разрез месторождения № по кросслайну 10174 с положением залежи и вероятных путей миграции нефти из подсолевых отложений. Положение линии на врезке.

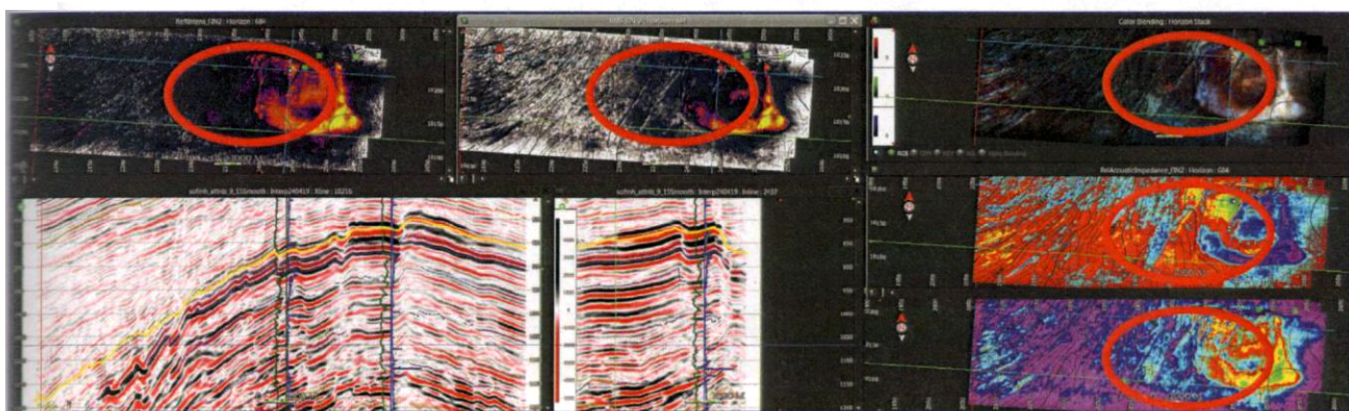


Рис. 11. Отражение в атрибутах верхнего неокомского продуктивного горизонта

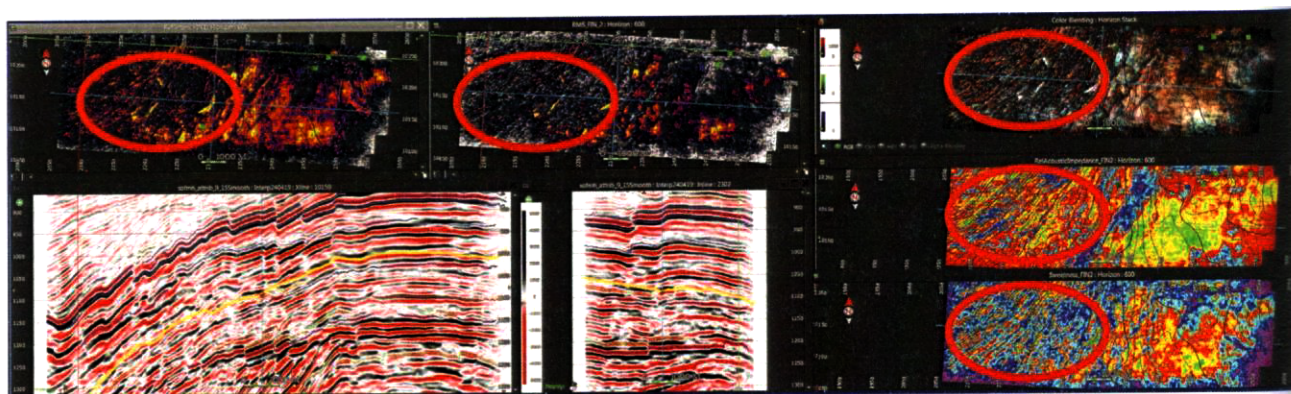


Рис. 12. Отражение в атрибутах русловых НАЛ средней части среднеюрского разреза

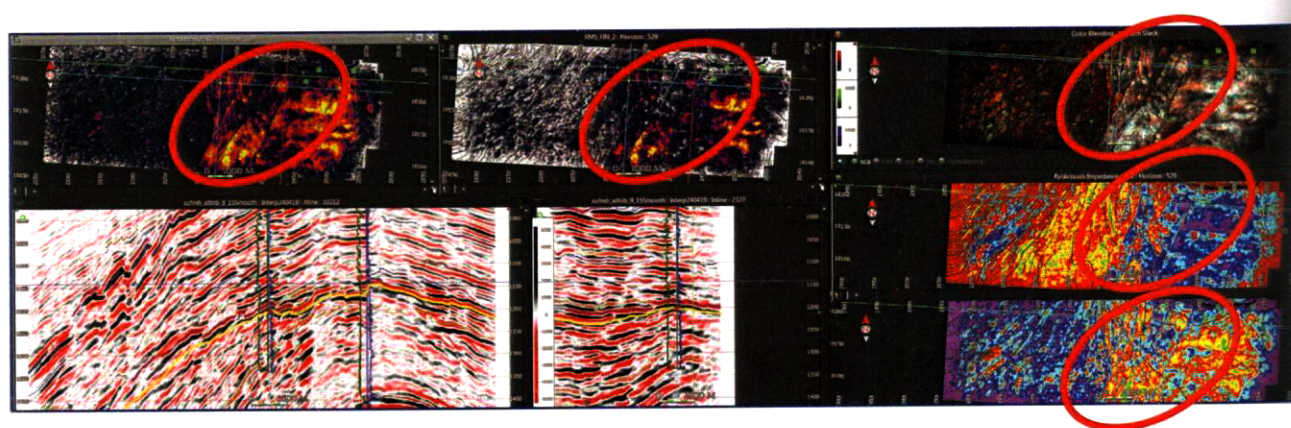


Рис. 13. Отражение в атрибутах верхнетриасовой НАЛ ниже предъюрской поверхности несогласия

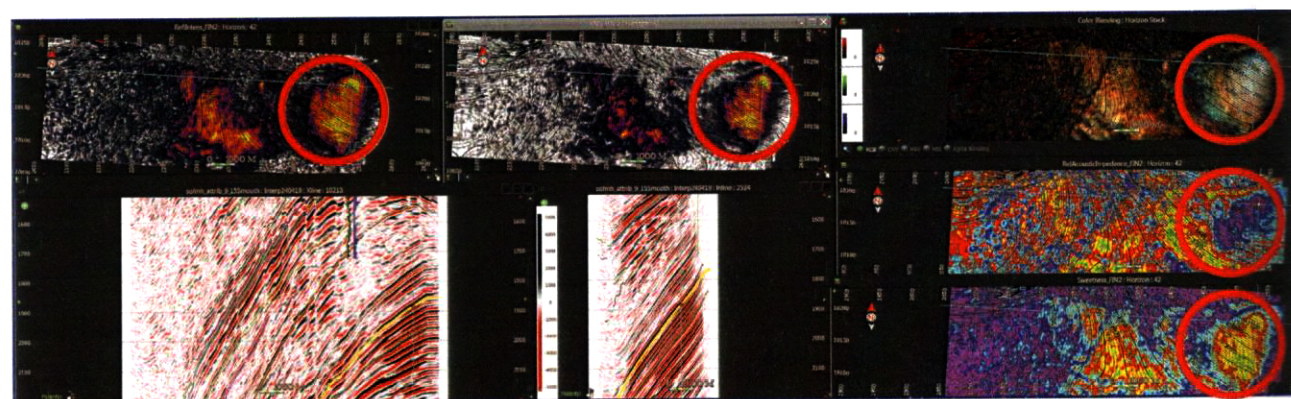


Рис. 14. Отражение в атрибутах НАЛ в кровле предполагаемой нижнетриасовой толщи

Характер атрибутов поверхности несогласия между триасом и юрой (рис. 13) позволяют 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 рис. 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 это предположительно нижнетриасовой клиноформы на профилях, представленных на рис. 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 (рис. 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. Абросимова О.О. Кулагин С.И. Выявление ловушек углеводородов неантиклинального типа в верхнеюрских отложениях (Юго-Восточная часть Томской области) Геология нефти и газа. Известия Томского политехнического университета. 2008. Т.313. №1 С.51-53.
2. Буриштар М.С. География и геология нефти и газа СССР и зарубежных стран. М. Недра, 1979 С.369.
3. Залежи нефти и газа в ловушках неантиклинального типа. Альбом-справочник/ В.Я.Ратнер, Н.Н.Булатов, М.А.Зубова, Л.А.Польстер. Под ред. В.В.Семеновича. М., Недра, 1982.189 с.
4. Леворсен А. Геология нефти и газа. М: Мир,1970.-640с.- (науки о Земле, т.22).
5. Окнова Н.С. Неантиклинальные ловушки и их примеры в нефтегазоносных провинциях. Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2012. - Т.7. - No1. 12 с.
6. Таскинбаев К.М. Неантиклинальные ловушки – существенный резерв увеличения углеводородных ресурсов Казахстана. Нефть и газ, №2 (104), 2018, С.52-58.



**АЙТКАЛИЕВА
Н.Б.**

КазПТИ им. Ленина, 1987 год

**В настоящее время –
Главный геолог
ТОО «Reservoir Evaluation Services»**

г. Алматы, Казахстан



**БАЛГЫМБЕКОВА
Асем Жанасовна**

**Московский Государственный Университет им
М.В.Ломоносова, 2004 год**

**В настоящее время –
ведущий геолог-седиментолог
ТОО «Reservoir Evaluation Services»**

г. Алматы, Казахстан



**МАТЛОШИНСКИЙ
Николай Григорьевич**

Львовский государственный университет, 1972 г.

**В настоящее время –
Технический директор
ТОО «Reservoir Evaluation Services»**

г. Уральск, Казахстан



**МАТЛОШИНСКИЙ
Роман Николаевич**

Кандидат биологических наук

**В настоящее время –
главный специалист по гео-
информационным системам
ТОО «Reservoir Evaluation Services»**

г. Уральск, Казахстан



ТАСКИНБАЕВ
Кусан Мынбаевич

Казахский политехнический институт, 1977 г.

**В настоящее время –
директор научного Центра по геологии, геофизике и
геохимии,
Каспийский исследовательский институт
НАО «Атырауский Университет нефти и газа им. С.У.
Утебаева»**

г. Атырау, Казахстан



СУЯРКОВА
Н.А.

**В настоящее время –
главный геофизик
ТОО «Reservoir Evaluation Services»**

г. Алматы, Казахстан