

UDC 550.834.; <https://doi.org/10.37878/2708-0080/2025-1.04>  
<https://orcid.org/0009-0009-3227-3437>  
<https://orcid.org/0000-0001-5185-3132>  
<https://orcid.org/0009-0003-5668-1896>

## ОСОБЕННОСТИ СОВРЕМЕННОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ НА ПРИМЕРЕ УЧАСТКА В АКВАТОРИИ СРЕДНЕГО КАСПИЯ



**К.А. КИРСАНОВА<sup>1</sup>**,  
геофизик отдела  
интерпретации и изучения  
резервуаров,  
[katerina.kirsanova@pgs.kz](mailto:katerina.kirsanova@pgs.kz)



**Г.К. УМИРОВА<sup>2</sup>**,  
доктор Ph.D, ассоциированный  
профессор кафедры  
"Геофизика и сейсмология" НАО  
КазНТУ имени К.Сатпаева,  
[g.umirova@satbayev.university](mailto:g.umirova@satbayev.university)



**А.Н. ДЖАНГИРОВ<sup>1</sup>**,  
руководитель отдела  
интерпретации и изучения  
резервуаров,  
[ajangirov@yahoo.com](mailto:ajangirov@yahoo.com)

<sup>1</sup>ОО «ПРОФЕССИОНАЛ ГЕО СОЛЮШИНС КАЗАХСТАН»,  
Республика Казахстан, 050002, г. Алматы, ул. Кунаева 32, БЦ «Эталон»

<sup>2</sup>КАЗАХСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ К.И. САТПАЕВА,  
Республика Казахстан, 050013, г. Алматы, ул. Сатпаева 22

*Основной экономической составляющей развития Казахстана является нефтегазовая отрасль. Реалии таковы, что темпы и масштабы повышения ВВП страны, уровень цифровизации науки и ее техническое оснащение, а также значительная часть доходов пока еще напрямую зависят от открытия новых месторождений углеводородов. В этом аспекте наиболее перспективными на поиски нефти и газа являются Прикаспийская впадина, Южный Мангышлак и акватория Каспийского моря. Особенно пристальное внимание отечественных и зарубежных нефтяных компаний сосредоточено в акватории Северного и Среднего Каспия. Достаточно отметить, что в интервале с 2000 до 2008 г.г. в районе исследований открыто 13 месторождений, 6 из которых территориально относятся к Северному Каспию (Кашаган, Кайран, Актоты, Каламкас-море, Ауэзов, Хазар). В пределах Среднего Каспия открыты месторождения Хвалынское, Сарматское, Широтное (им. Корчагина), Ракушечное, им. Филановского, Западно-Ракушечное. Перспективы нефтегазоносности района доказываются не только значительной толщиной осадков, но и наличием крупных зон прогибов осадочного чехла с широким развитием пород-резервуаров, пород-покрышек и нефтематеринских толщ.*

Отметим, что наряду с открытиями в регионе наблюдаются и отрицательные результаты бурения на ряде разбуренных поднятий: Тюб-Караган-1 (2005), Курмангазы-1 (2006), Аташ-1 (2008), Лаганская-1 (2008), Курмангазы-2 (2009), Петровская-1 (2009), Женис (2023). С другой стороны, в пределах рассматриваемого региона еще не разведаны более 30 локальных структур, большей частью мезозойские. Все эти факты наблюдаются на фоне довольно слабой геолого-геофизической изученности.

Отсюда вытекает вывод о необходимости значительного улучшения эффективности геологоразведочных работ, что могло бы качественно повысить научно-исследовательскую базу и построить современную геологическую модель региона.

Данная работа демонстрирует различные технологические подходы интерпретации сейсмических данных. К настоящему времени для решения задач прогнозирования резервуаров нефти и газа созданы различные технические и программные средства обработки и интерпретации данных сейсморазведки. При этом, анализ перешел в стадию, когда в качестве исходных данных все чаще используются несуммированные сейсмические данные. В работе проведен анализ эффективности сейсмических атрибутов и динамическая интерпретация сейсмических данных на одном из участков Среднекаспийского нефтегазозоносного бассейна. Это позволило уточнить геологическое строение района исследования, выполнить картирование зон глинизации и коллекторов, оценить преимущества используемых методов интерпретации при поиске и прогнозировании нефтегазозоносных объектов, где литологический фактор оказывает значительное влияние на формирование залежей углеводородов. В результате построены объемные модели распределения коллекторов, глинистости и углеводородонасыщенности.

**КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА:** Казахстанский сектор Каспийского моря, динамическая интерпретация, атрибуты AVO-анализа, сейсмическая инверсия до суммирования.

## ОРТАЛЫҚ КАСПИЙ АҚВАТОРИЯСЫНДАҒЫ ЖЕР УЧАСКЕСІНІҢ МЫСАЛЫНДА СЕЙСМИКАЛЫҚ ДЕРЕКТЕРДІ ЗАМАНАУИ ИНТЕРПРЕТАЦИЯЛАУДЫҢ ЕРЕКШЕЛІКТЕРІ

**К.А. КИРСАНОВА**<sup>1</sup>, Интерпретация және резервуарларды зерттеу бөлімінің геофизигі, «PGS (Қазақстан)» ЖШС, Алматы, Қазақстан, [katerina.kirsanova@pgs.kz](mailto:katerina.kirsanova@pgs.kz)

**Г.К. УМИРОВА**<sup>2</sup>, Ph.D докторы, Қ.И. Сәтбаев атындағы ҚазҰТЗУ “Геофизика және сейсмология” кафедрасының қауымдастырылған профессоры, [g.umirova@satbayev.university](mailto:g.umirova@satbayev.university)

**А.Н. ДЖАНГИРОВ**<sup>1</sup>, Интерпретация және резервуарларды зерттеу бөлімінің басшысы, «PGS (Қазақстан)» ЖШС, Алматы, Қазақстан, [ajangirov@yahoo.com](mailto:ajangirov@yahoo.com)

<sup>1</sup>«ПРОФЕССИОНАЛ ГЕО СОЛЮШИНС КАЗАХСТАН» ЖШС,  
Қазақстан Республикасы, 050002, Алматы қ., 32 Қонаев көшесі, «Эталон» БЦ

<sup>2</sup>Қ.И. СӘТБАЕВ АТЫНДАҒЫ ҚАЗАҚ ҰЛТТЫҚ ТЕХНИКАЛЫҚ ЗЕРТТЕУ УНИВЕРСИТЕТІ,  
Қазақстан Республикасы, Алматы қ., 050013, Сәтпаев көшесі 22

Қазақстан Республикасының экономикалық дамуында мұнай-газ саласы негізгі стратегиялық рөл атқарады. Елдің жалпы ішкі өнімінің (ЖІӨ) өсу қарқыны, ғылыми-техникалық өлеуеттің цифрландырылу деңгейі және техникалық жабдықталуы, сондай-ақ мемлекеттік кірістердің едәуір бөлігі көмірсутек кенорындарының ашылуына тікелей тәуелді. Бұл тұрғыда Каспий маңы ойпаты, Оңтүстік Маңғышлақ және Каспий теңізінің акваториясы мұнай мен газды іздеуде анағұрлым перспективалы болып табылады. Әсіресе отандық және шетелдік мұнай компанияларының назары Солтүстік және Орталық Каспий акваториясына шоғырланған. 2000-2008 жылдар аралығында зерттеу аймағында 13 кен орны ашылып, оның 6-уы Солтүстік Каспий аймағына (Қашаған, Қайран, Ақтоты, Қаламқас-теңіз, Әуезов,

Хазар) тиесілі. Орталық Каспий аумағында Хвалынское, Сарматское, Широтное (Корчагин атындағы), Ракушечное, Филановский атындағы, Батыс-Ракушечное кен орындары анықталған. Аталған өңірдің мұнай-газдылығы шөгінділердің айтарлықтай қалыңдығымен ғана емес, сондай-ақ үлкен аймақтарды қамтитынын шөгінді тыс иілімі кең дамыған коллекторлық жыныстармен мен мұнай көздерінің қабаттары таралуымен дәлелденеді.

Дегенмен, өңірде бірқатар бұрғылау нәтижелері теріс болғанын атап өткен жөн: Тюб-Караган-1 (2005), Құрманғазы-1 (2006), Аташ-1 (2008), Лаганская-1 (2008), Құрманғазы-2 (2009), Петровская-1 (2009), Жеңіс (2023 Басқа тараптан, қарастырылып отырған аймақта 30-дан астам жергілікті құрылымдар әлі зерттелмеген, олардың көпшілігі мезозой кезінен. Бұл фактілердің барлығы геологиялық-геофизикалық зерттеулердің әлі де жеткіліксіз екенін көрсетеді

Осыған байланысты, ғылыми-зерттеу базасын сапалы түрде арттырып, өңірдің заманауи геологиялық моделін құра алатын геологиялық барлау жұмыстарының тиімділігін едәуір жақсарту қажеттілігі туындайды.

Осы зерттеу аясында сейсмикалық деректерді әртүрлі технологиялық интерпретация тәсілдерін қарастырылады. Қазіргі уақытта мұнай-газ резервуарларын болжау мақсатында сейсмикалық барлау деректерін өңдеу және интерпретациялаудың түрлі техникалық және бағдарламалық құралдары өзірленген. Бұл ретте талдау бастапқы деректер ретінде суммаланбаған сейсмикалық деректер жиі қолданылатын кезеңге өтті. Жұмыста Орталық Каспий мұнай-газ бассейнінің бір учаскесінде сейсмикалық атрибуттардың тиімділігі талданып, сейсмикалық деректердің динамикалық интерпретациясы жүргізілді. Бұл зерттеу аймағының геологиялық құрылымын нақтылауға, саздану аймақтары мен коллекторларды картаға түсіруге, литологиялық фактор көмірсутектер кенорындарының пайда болуына айтарлықтай әсер ететін мұнай-газ объектілерін іздеу және болжау кезінде қолданылатын түсіндіру әдістерінің артықшылықтарын бағалауға мүмкіндік берді. Нәтижесінде, коллекторлар таралуының, саздану және көмірсутек қанығуының көлемдік үлгілері жасалды.

**ТҮЙІН СӨЗДЕР:** Каспий теңізінің қазақстандық секторы, динамикалық интерпретация, AVO-талдау атрибуттары, суммалауға дейінгі сейсмикалық инверсия.

## FEATURES OF THE MODERN INTERPRETATION OF SEISMIC DATA USING THE EXAMPLE OF A SITE IN THE MID-CASPIAN SEA AREA

**K.A. KIRSANOVA**<sup>1</sup>, Geophysicist of the Interpretation and Reservoir Studies Department at LLP "Professional Geo Solutions Kazakhstan", Almaty, Kazakhstan, [katerina.kirsanova@pgs.kz](mailto:katerina.kirsanova@pgs.kz)

**G.K. UMIROVA**<sup>2</sup>, Ph.D., Associate Professor of the Department of «Geophysics and Seismology», Kazakh National Research Technical University named after K. Satbayev, Almaty, Kazakhstan, [g.umirova@satbayev.university](mailto:g.umirova@satbayev.university)

**A.N. JANGIROV**<sup>1</sup>, Interpretation Manager at LLP "Professional Geo Solutions Kazakhstan", Almaty, Kazakhstan, [ajangirov@yahoo.com](mailto:ajangirov@yahoo.com)

<sup>1</sup>LLP «PROFESSIONAL GEO SOLUTIONS KAZAKHSTAN»,  
Kazakhstan, 050002, Almaty, 32 Kunayev st., BC «Etalon»

<sup>2</sup>K.I. SATBAYEV KAZAKH NATIONAL RESEARCH TECHNICAL UNIVERSITY,  
Republic of Kazakhstan, Almaty, 050013, 22 Satbaev St.

*The oil and gas industry is a key economic driver of Kazakhstan's development. The current reality is that the country's GDP growth rates, the level of digitalization in science and its technological advancement, a significant portion of national revenues are still directly dependent on the discovery of new hydrocarbon fields. In this context, the most promising regions for oil and gas exploration are the Pre-Caspian Basin, South Mangyshlak, and the Caspian Sea offshore areas. Particular attention from both domestic and foreign oil companies is focused on the North and Middle Caspian offshore zones. It is worth noting that between 2000 and 2008, 13 fields were discovered in the study area, 6 of which*

are located in the North Caspian (Kashagan, Kairan, Aktoty, Kalamkas-Sea, Auezov, Khazar). In the Middle Caspian, the following fields have been discovered: Khvalynskoye, Sarmatskoye, Shirotnoye (named after Korchagin), Rakushechnoye, named after Filanovsky, and Rakushechnoye West. The hydrocarbon potential of the region is substantiated not only by the significant thickness of sediments but also by the presence of extensive subsidence zones within the sedimentary cover, characterized by the widespread development of reservoir rocks, cap rocks, and oil-source rock formations.

It should be noted that, along with discoveries, there have also been unsuccessful drilling results in several explored structures in the region, including Tub-Karagan-1 (2005), Kurmangazy-1 (2006), Atash-1 (2008), Laganskaya-1 (2008), Kurmangazy-2 (2009), Petrovskaya-1 (2009), and Zhenis (2023). On the other hand, more than 30 local structures, predominantly of Mesozoic age, remain unexplored within the studied area. All these factors are observed against the backdrop of relatively low geological and geophysical study coverage.

This leads to the conclusion that there is a critical need to significantly improve the efficiency of geological exploration, which could substantially enhance the research foundation and facilitate the development of a modern geological model of the region.

This study demonstrates various technological approaches to seismic data interpretation. To date, a range of technical and software solutions for seismic data processing and interpretation have been developed to address the challenges of hydrocarbon reservoir prediction. Moreover, the analysis has reached a stage where unstacked seismic data are increasingly used as input. The study analyzes the effectiveness of seismic attributes and performs dynamic interpretation of seismic data in one of the areas of the Middle Caspian hydrocarbon basin. This approach has refined the geological structure of the study area, enabled the mapping of clay content zones and reservoirs, and assessed the advantages of the applied interpretation methods in the exploration and prediction of hydrocarbon-bearing targets, where the lithological factor significantly influences the formation of hydrocarbon accumulations. As a result, volumetric models of reservoir distribution, clay content, and hydrocarbon saturation have been constructed.

**KEYWORDS:** Kazakhstan Sector of the Caspian Sea, Dynamic Interpretation, AVO Analysis Attributes, Pre-Stack Seismic Inversion.

**В**ведение. Казахстан является крупнейшим производителем углеводородов. По доказанным запасам республика занимает 10 место, а по объемам добычи нефти входит в 20-ку мировых производителей нефти в мире. Географическое положение Казахстана, его близость к крупным потребителям энергии, таким как Китай, Россия и в некоторой степени Европа могут содействовать эффективной экспортной деятельности в сфере нефти, поскольку Казахстан имеет различные транспортные маршруты, осуществляемые морскими танкерами, а также обладает довольно развитой транспортной инфраструктурой.

Тем не менее, мировые тенденции складываются таким образом, что Казахстану следует определить четкую стратегию по разведке и освоению ресурсов углеводородов. В этой связи есть наиболее простая, но популярная модель в обществе – оставить часть ресурсов будущим поколениям. В таком случае планы Казахстана на увеличение экспорта углеводородов должны сопровождаться сопутствующими мероприятиями по восполнению ресурсной базы, проще говоря, проводить геологоразведку «на будущее».

Другой сценарий – мир сделает значительный шаг в сторону зеленой энергетики. По некоторым анонсированным планам, европейская и западная части земного шара планируют отказаться от использования угля более чем на 95% к 2030 году и от углеводородов – до 2035-2040. Если это произойдет, то и другие регионы последуют данной тенденции. В этом случае надо принять тот факт, что в недрах

Республики Казахстан залегает товар, который через 15 лет не будет иметь ценности. Соответственно, параллельно мероприятиям по выработке стратегии касательно экономики будущего без углеводородов следует в срочном порядке проводить разведку, извлекать и «продавать» то, что может приносить средства в экономику республики в ближайшие годы.

И в том, и другом случае только *геологоразведочные работы* могут обеспечить решение описанных проблем.

С другой стороны, казахстанский шельф Каспийского моря является наиболее приоритетной областью для геолого-геофизических изысканий, поскольку на основе работ прошлых лет в данном регионе сконцентрировано множество структур, подлежащих детализации и изучению [1; 2; 3]. Для сокращения рисков следует привлекать новейшие технологии анализа геолого-геофизических данных, в том числе и сейсмических, и в этом аспекте направление исследований статьи является бесспорно актуальными.

С третьей стороны, участок исследований располагается в зоне со сложными условиями (*акватория*), соответственно все геологоразведочные мероприятия имеют более высокую стоимость. В подобных случаях выбор оптимальных технологических решений позволяет сохранить экономическую целесообразность разведки.

*Целью исследований*, представленных в статье, является сравнительный анализ результатов проведения AVO-анализа и синхронной инверсии с целью выявления зон распространения углеводородов для подготовки их к глубокому бурению.

Основанием для выбора AVO-технологии для решения поставленных задач послужил тот факт, что новые сейсмические 3D данные, полученные в центральной части Каспия, а также результаты бурения скважины подтвердили наличие скоплений газа в верхней части разреза. Анализ полученных данных показал, что значительные вариации амплитуд сейсмического сигнала, вероятно, вызваны наличием газа в разрезе, что, в свою очередь, привело к появлению зон низкого соотношения сигнал/помеха и зон акустической мутности.

Достижения цели планируется достичь путем решения следующих задач:

1. Изучение геолого-тектонических особенностей района исследований с целью выявления критериев поиска нефтегазоносных зон.

2. Выбор наиболее оптимального графа обработки сейсмических данных с высоким соотношением сигнал/помеха, высоким максимальным разрешением в горизонтальном и вертикальном направлениях с подавлением линейных помех, низкочастотного шума, кратных волн.

3. Анализ результатов расчета сейсмических атрибутов с оценкой наиболее информативных атрибутов.

4. Кроссплот-анализ результатов инверсии.

Участок исследований находится в казахстанском секторе Каспийского моря, в *Среднем Каспии* [4]. Основные особенности строения геологического разреза рассматриваемой территории обусловлены широкомасштабным поэтапным воздействием тектонических сил со стороны Большого Кавказского складчатого пояса по направлению к Южно-Мангышлакско Устюртской системы депрессий. Предполагается, что на начальном этапе развития бассейна под действием вышеуказанных сил произошло

образование наиболее древних (*внутрипалеозойских*) разломов с формированием системы приподнятых и опущенных блоков. В последующем, в ходе *палеозойско-триасового* осадконакопления, из-за относительного изменения направления сил воздействия произошло смещение вдоль основного разлома ранее сформировавшихся блоков.

Регионально вокруг рассматриваемой территории имеются две основные рифтовые системы – Центрально-Мангышлакская и Туаркыр-Карауданская. Рассматриваемая площадь расположена на западной оконечности Карауданского рифта, где разломы теряют свою большую амплитуду по сравнению с восточной частью региона. К тому же, они превращаются в обратные взбросовые разломные нарушения со значительной частью сдвиговой компоненты [4].

В геологическом плане участок исследований относится к бассейну Южного Мангистау. Геологический разрез представлен отложениями палеозоя, триаса, юры, мела и отделов кайнозоя. Как было отмечено выше, отложения палеозоя и триаса изучены слабо. На сейсмической записи палеозойские образования выделяются на основании опорного сейсмического горизонта PZ, а породы триаса картируются по угловому несогласию между подошвой юры и горизонтом PZ. Отложения мезозоя и кайнозоя представлены, в основном, терригенной толщей, за исключением карбонатных отложений верхней юры и верхнего мела. Карбонаты встречаются также в нескольких отделах кайнозоя.

В качестве нефтематеринских пород геологи рассматривают не только собственный очаг триасовых отложений, но и очаги с латеральной миграцией: Сегендыкский и Жазгурлинский очаги генерации, Северо-Прикарабагаский узел (депрессия Казахского залива) [1; 4; 5; 6].

Акватория Каспийского моря находится в центре нефтегазоносного региона, где залежи углеводородов выявлены в широком стратиграфическом диапазоне.

В соответствии с особенностями геологического развития региона продуктивная часть разреза осадочного чехла постепенно омолаживается в южном направлении,

В Прикаспийской впадине основные нефтесодержащие отложения – *палеозойские*, на Северном Устюрте и Мангистау – *мезозойские*, а в южных районах – *палеоген-неогеновые*. Вертикальные миграции углеводородов способствуют вовлечению молодых пород в нефтегазонакопление.

Перспективы Южного Мангистау связаны с *мезо-кайнозойскими* и *палеозойскими* комплексами, где получены промышленные притоки нефти и газа, особенно в зонах Песчаномыско-Ракушечного поднятия. Здесь преобладают нефтяные залежи, а газовые месторождения смещаются к Карабагаскому своду. Основные генерационные породы – темноцветные карбонатно-глинистые триасовые отложения [1; 4; 7].

**Материалы и методы исследования.** В 2010 году пробурены разведочные скважины на структуре Ракушечное море и Нурсултан на глубины до 2600 м (со вскрытием доюрского комплекса/палеозоя). Обнаружены нефтегазовые залежи в апт-неокомских на глубине 1 100 м, верхнеюрских и триасовых отложениях, но испытания были частично сорваны техническими проблемами.

На суше находится месторождение Северо-Ракушечное, где продуктивными являются терригенные отложения юры, а также терригенно-карбонатные отложения триаса.

Таким образом, анализ эффективности сейсмических атрибутов и динамический анализ сейсмических данных в данной работе ориентирован на *терригенные отложения средней юры и неокома*. Отложения триаса не рассматриваются в рамках данной работы, так как отложения триаса являются карбонатно-терригенными (месторождение Северо-Ракушечное) с наличием трещиноватой пористости. Для оценки трещиноватой пористости, помимо сейсмических атрибутов, требуется комплексное использование инструментов анализа фрактальности, а также понимание региональных и локальных стрессов, что является иным направлением анализа геолого-геофизических данных.

Представленными рассуждениями мы можем еще раз констатировать *перспективность изучения* данного региона, которая заключается в наличии пород с повышенными коллекторскими свойствами с покрывками, доказанной продуктивностью, наличием нефтематеринских пород и путей миграции. Как отмечалось выше, сейсморазведкой здесь выделен довольно большой объем структур, однако казахстанский шельф Каспийского моря по-прежнему характеризуется низкой буровой изученностью, обусловленной высокими геологическими, экологическими и коммерческими рисками. Поэтому для эффективного изучения фонда ловушек в условиях скудной скважинной информации следует привлекать новейшие алгоритмы анализа сейсмических данных.

Основой для написания статьи явились результаты морской сейсморазведочной съемки 3D 2011-2012 гг., выполненной с использованием передовой регистрирующей, обрабатывающей и интерпретационной аппаратуры. Система наблюдения фланговая, 4-roll-2, четыре сейсмокоды Sersel Seal по 360 каналов, шаг между каналами 12,5 м, расстояние между косами 100 метров, длина записи 4 секунды. Заглубление косы контролировалось системой Digicouse, птицы (магнитные компаса, совмещенные с регуляторами глубины) располагались через 300 метров. Использовались 2 пневмоисточника по 1 линии ПИ Bolt 1500LL, 1900LLX, объемом 2 X 799 куб. дюймов, расстояние между источниками 50 метров, глубина погружения ПИ 6 метров. Расстояние между профилями 200 метров, интервал стрельбы 12,5 метров – флип-флоп. Размер бина 6,25 x 25 м, номинальная кратность перекрытия 90.

Наиболее важным этапом для проведения запланированных процедур динамической интерпретации является подготовка сейсмических данных [8, 9], поэтому при выполнении этих исследований в процессе обработки участвовали интерпретаторы для того, чтобы не только получить качественные финальные разрезы и скоростные модели, но и иметь четкие доказательства корректности выполнения каждого этапа обработки, наряду с оценкой точности сейсмических построений. Такая оценка точности и корректности обработки контролируется независимыми друг от друга скважинными и другими геологическими данными, которые, по мнению авторов, недостаточно используются при стандартном подходе сейсмической обработки. Такой подход к обработке сейсмических данных позволяет обозначить степень неопределенности сейсмических построений, построить различные варианты обработки, исключив те варианты, которые явно противоречат геологическим данным.

Особенность исследований основана также на том, что анализ данных выполнялся не по сейсмограммам, а по *угловым суммам*. Расчет углов падения осуществлялся

по методу Уолдена с использованием сглаженного куба скоростей. Угловые суммы были рассчитаны для 4-х диапазонов углов падения:  $5^{\circ}$ - $15^{\circ}$ ;  $15^{\circ}$ - $25^{\circ}$ ;  $25^{\circ}$ - $35^{\circ}$ ;  $35^{\circ}$ - $45^{\circ}$ .

При суммировании выполнялась стандартная нормализация амплитуд  $1/N$  ( $N$  – кратность).

На *рисунке 1* представлен обзор наиболее популярных технологических подходов интерпретации сейсмических данных до суммирования. Выделяются два основных направления: анализ отражательной способности (амплитуды) и анализ данных на основе сверточной модели (сейсмические инверсии) [8; 9].

Анализ амплитуд по данным до суммирования является наиболее быстрым инструментом.

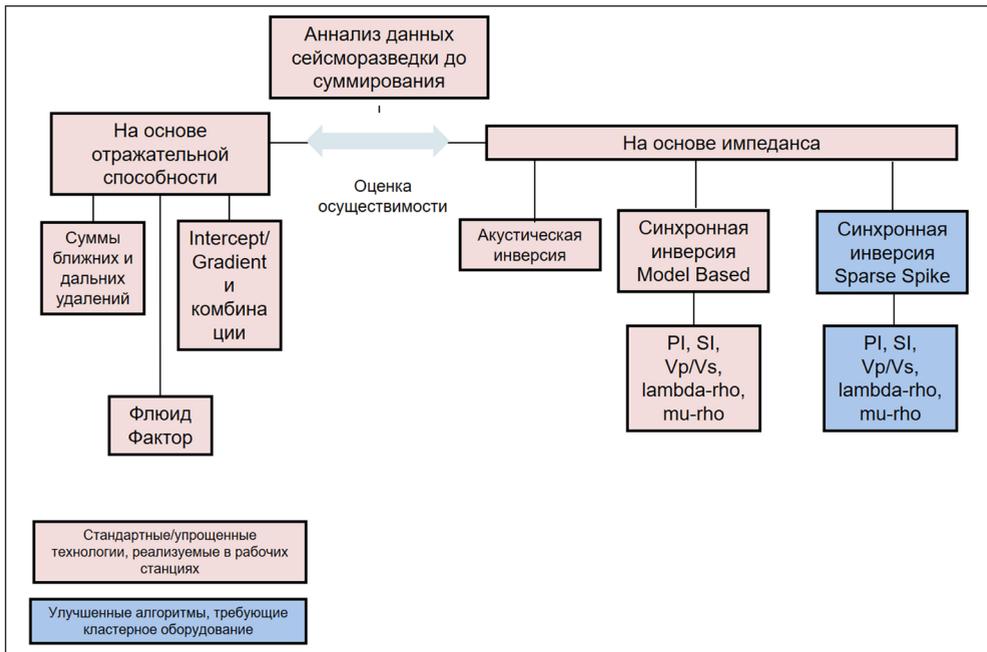
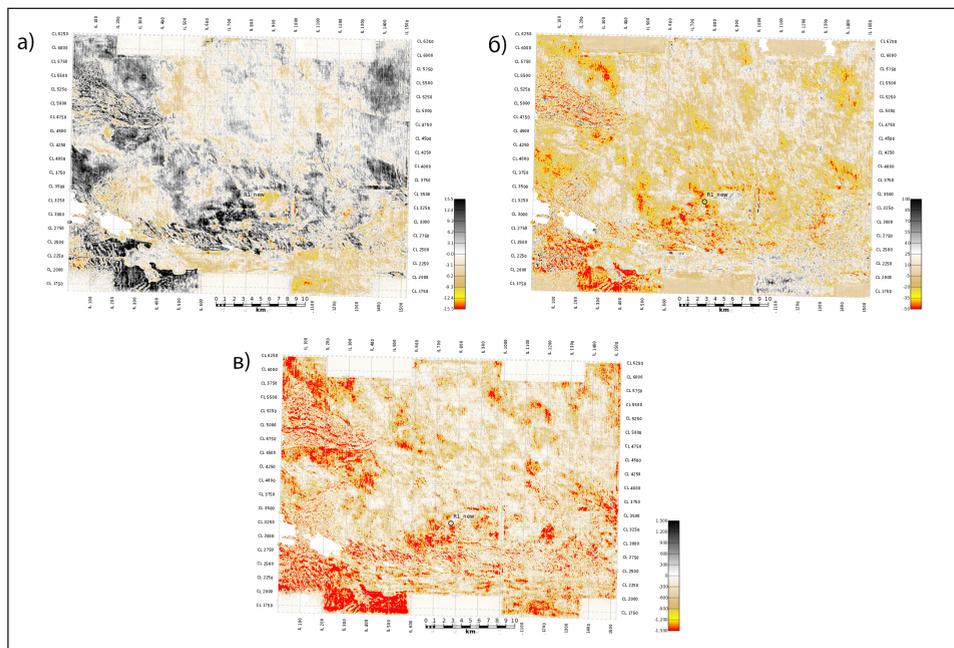


Рисунок 1 – Схема методик динамической интерпретации

**Результаты и обсуждение.** В нашем исследовании была сделана попытка считать максимально возможное количество атрибутов, с целью выявления наиболее информативных атрибутов. Анализ проводился в продуктивном интервале резервуара на глубине до 1100 м (неоком-верхняя юра).

Так, например, на *рисунке 2* (а, б) показан результат анализа амплитуд в области до суммирования (AVO/AVA) в качестве разрезов атрибута Intercept  $R(0)$ , характеризующий изменения упругих свойств на ближних удалениях и связанный с акустическим импедансом, и Gradient  $G$ , который характеризует изменение амплитуды с увеличением удаления и связан со скоростью не только продольной волны, но и поперечной. В соответствии с физикой распространения сейсмических волн, поперечная волна не регистрируется в среде флюидов, поэтому совместное использование характеристик продольных и поперечных волн может улучшить разделение литологии и флюидов по сейсмическим данным.

В нашей работе мы проанализировали продукт умножения  $R(0)$  и  $G$ . Физический смысл данной комбинации таков, что пласт с легкими углеводородами даст сильный показатель на атрибуте  $R(0)$ , так как ожидается большой контраст между покрывкой и пористой средой (пористость и углеводороды). А умножение на показатель  $G$  еще больше должен выделить область, связанную с высокой пористостью и углеводородами.



**Рисунок 2 – Распределение атрибутов вдоль продуктивного интервала**  
**а) Intercept  $R(0)$ ; б) Gradient  $G$ ; в)  $R(0) \cdot G$**

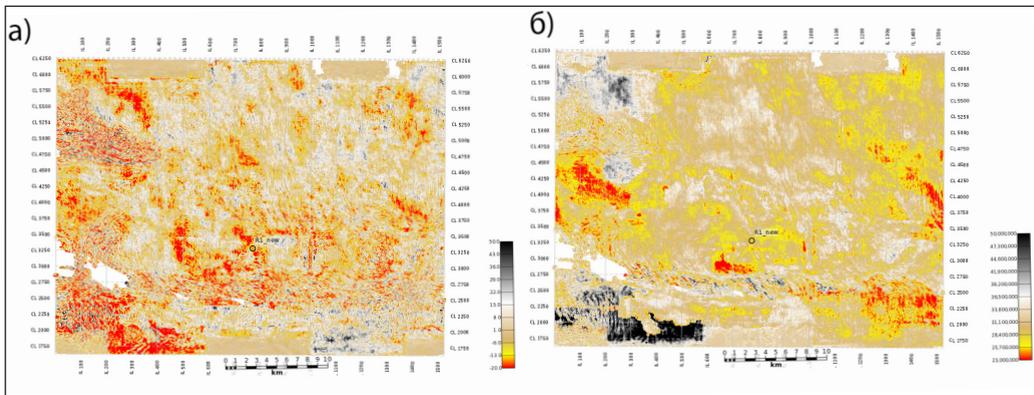
Оценкой упругих свойств было доказано, что геологические условия предполагают наличие эффекта Fizz gas (остаточный газ). Этот фактор вносит большую неопределенность в анализ AVO-атрибутов. Анализ AVO-градиента основан на том, что при ожидании III класса AVO должен наблюдаться большой отрицательный градиент. Анализ *рисунка 2* показывает, что в центральной части съемки, в пределах структуры, наблюдаются отрицательные значения градиента, однако контраст не настолько яркий, чтобы использовать данный атрибут для картирования углеводородов.

Атрибут  $\text{Intercept} \cdot \text{Gradient}$  (*рисунка 2, в*) является результатом произведения двух AVO атрибутов, пересечения и градиента. При ожидании аномалий III класса AVO, пересечение должно иметь отрицательное значение, градиент тоже должен быть резко отрицательным. При умножении данных двух атрибутов аномалии класса III должны увеличиваться. Мы наблюдаем подобное увеличение в своде структуры, но по краям съемки тоже присутствуют подобные области, что вносит неоднозначность в оценку данного атрибута.

В этих исследованиях также был использован атрибут FF-Fluid Factor (Smith and Gidlow), являющийся одним из информативных параметров AVO и позволяющий

оценить насыщенность углеводородами, путем определения отклонений величины  $V_p/V_s$  (отношение скоростей продольных и поперечных волн) от фоновых значений, характерных для водонасыщенных пород. Таким образом, атрибут «флюид-фактор» является мерой отклонения значений атрибутов *Intercept* и *Gradient* от фоновых значений. Чем больше отклоняются значения атрибутов, тем больше вероятность, что они будут картировать кровлю или подошву углеводородонасыщенного песчаника, т. е. в идеале при расчете атрибута *FF-флюид-фактор*, фоновые значения должны гаситься, а аномальные – увеличиваться.

Наблюдения, представленные в статье, показали, что в состав наиболее информативных атрибутов можно внести и параметры коэффициентов Ламе. Основанием к этому может служить то, что параметр  $MR$  ( $\mu$ - $\rho$ ) зависит от свойств скелета/сухой породы, а  $LR$  ( $\lambda$ - $\rho$ ) – это комплексный параметр, зависящий как от свойств скелета/породы, так и от флюидонасыщения. На *рисунке 3 (а, б)* представлены результаты расчета этих динамических характеристик.



**Рисунок 3 – Распределение атрибутов вдоль продуктивного интервала:  
а) Fluid Factor; б) Lambda-Rho вдоль продуктивного интервала**

Анализ *рисунка 3* показывает такую же интенсивность значений атрибута Fluid Factor, что и Gradient  $G$ , который зависит только от изменения амплитуды с увеличением удаления, то есть результаты расчета атрибута Fluid Factor не могут быть использованы в прямом картировании углеводородов.

Для оценки достоверности результатов AVO/AVA процедур в этом исследовании был использован анализ сейсмических данных, основанный на сейсмической инверсии [8; 9]. Исходными данными для сейсмической инверсии традиционно считаются сейсмические данные после миграции до суммирования, импульс, рассчитанный для каждой угловой суммы, а также низкочастотная исходная модель среды (тренд скорости и плотности из данных каротажа). В результате мы получаем отклик, который количественно описывает упругую породу в наблюдаемом поведении AVO, присутствующем в исходных сейсмических отраженных данных. Если говорить более точно, алгоритмы инверсии лучше работают с углом падения, чем с удалением, так как все основные формулы AVO (Zoeppritz и другие аппроксимации) оперируют углом падения, поэтому будем пользоваться, на наш взгляд,

более точным определением AVA (Amplitude versus Angle – амплитуда в сравнении с углом). Следует отметить, что существует много видов осуществления сейсмической инверсии, включая инверсии до и после суммирования, процедуры, основанные на модели (Model Based), Sparse-Spike-инверсия (детерминистическая группа) по сравнению с стохастическими-геостатистическими, байесовскими процедурами (недетерминистическая группа) и так далее [8; 9; 10]. Но в нашем исследовании был использован алгоритм синхронной инверсии до суммирования в самой трудоемкой модификации Sparse-Spike. Инверсия Sparse-Spike представляет собой инверсию на основе модели, при которой делается допущение, что отражательную способность можно рассматривать в качестве серии крупных импульсов на фоне небольших отклонений (то есть, в основе преобразования лежит изучение распределения вероятностей Пуассона-Гаусса). Инверсия Sparse-Spike предполагает, что полезными являются только значительные импульсы, на основе изучения которых можно построить наиболее простую возможную модель отражающей среды (минимальное количество слоев), которая затем свертывается с импульсом и в результате получается синтетическая модель, которая итеративно сравнивается с исходными сейсмическими данными. Итерации продолжают до получения сходимости синтетических и сейсмических данных.

Для сравнения эффективности AVO-анализа и синхронной инверсии параметры продольного импеданса и отношения  $V_p/V_s$  были рассчитаны без фоновой модели по скважинам, т. е. в относительном варианте.

Сравнение на качественном уровне результатов наиболее быстрых технологий AVO-анализа и трудоемких техник инверсии Sparse Spike дает возможность сделать выводы об эффективности последней группы анализируемых методик. Так, атрибут отношения скоростей продольной и поперечной волн ( $V_p/V_s$ ) позволил на качественном и визуальном уровне картировать зону распространения углеводородонасыщенной структуры (рисунок 4).

Атрибуты, рассчитанные на основе продольного импеданса и отношение скоростей продольной и поперечной волн в своем относительном варианте, показали большую информативность. Поэтому для условий района исследований стратеги-

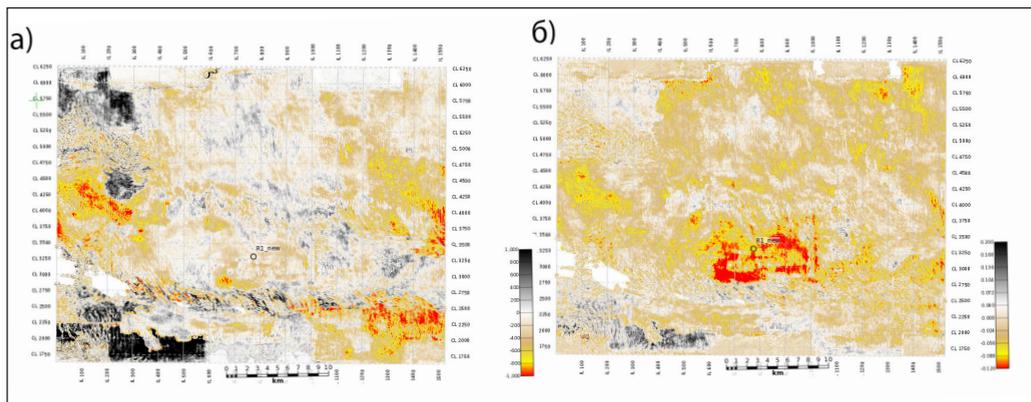


Рисунок 4 – Распределение атрибутов вдоль продуктивного интервала:  
а) продольный импеданс; б) отношение скоростей продольной и поперечной волны  $V_p/V_s$



Достоверность данных после синхронной инверсии была проверена на соответствие упругим параметрам, замеренным в скважинах. На глубине 1100 м (внутри основного газонефтяного резервуара) была выделена область самых низких значений  $V_p/V_s$  и это дало возможность интерпретировать данные области, как *газоносные*. По средне-низким значениям  $V_p/V_s$  была спрогнозирована вероятностная *нефтяная зона*.

**Заключение и выводы.** Выполненные исследования дали возможность определения степени информативности наиболее популярных и используемых методик анализа сейсмических данных.

По результатам наблюдений выделены наиболее информативные атрибуты, которые позволяют классифицировать имеющиеся структуры по вероятности насыщения углеводородами. Наличие эффективного набора атрибутов позволяет проводить оценку геологических рисков для областей с большим фондом выделенных структур, но и с большими экономическими затратами на разведку.

Если сейсмической инверсией мы изучили атрибуты, основанные на расчетах импеданса, то AVO-анализ представляет изучение среды по отражательной способности сейсмических данных. В отличие от инверсии, оценка сейсмической отражательной способности – процесс более быстрый и легкий.

Однако анализ атрибутов Gradient и Intercept показали недостаточность их интенсивности и контраста для использования данного атрибута для картирования углеводородов.

Анализ расчета атрибута Intercept\*Gradient показал, что интенсивности аномалий класса III увеличились, однако подобное увеличение наблюдается не только в своде структуры, но и по краям съемки, что внесло неоднозначности в оценку данного атрибута.

Атрибут Fluid Factor также не показал яркого контраста аномальных значений от фоновых, что так же исключило использование этого атрибута из числа процедур однозначной интерпретации.

Атрибуты, рассчитанные на основе импеданса, т.е. продольный импеданс и отношение скоростей продольной и поперечной волн в своем относительном варианте (без учета низкочастотной модели) показали *наибольшую информативность*.

Построение кроссплота куба акустического импеданса от куба отношения продольной и поперечной волн ( $V_p/V_s$ ) дало возможность построения полигонов предполагаемых зон газонасыщенного песчаника и нефтенасыщенного песчаника. Нанесение на данный кроссплот модели упругих свойств, которая была получена по скважинным данным, показало их полное соответствие.

В работе продемонстрировано применение методов качественной и количественной интерпретации данных динамического анализа сейсморазведки для выявления зон глинизации и прогнозирования коллекторов. Представленные методики могут использоваться как отдельно, так и в сочетании в зависимости от подходов к комплексированию полученной информации.

При изучении слабоисследованных бурением песчано-глинистых пластов-коллекторов, где литологические особенности играют ключевую роль в формировании залежей углеводородов, были выявлены как преимущества, так и ограничения

динамического анализа. Среди ограничений отмечается зависимость от качества и объема исходных данных, включая параметры сейсморазведки, масштабы геофизических исследований, их достоверность, а также требования к формату решения обратной задачи (качественный или количественный прогноз). Кроме того, важную роль играют физико-геологические характеристики среды, определяющие эффективность динамической интерпретации.

К основным преимуществам динамического анализа можно отнести возможность более детального изучения геологического строения исследуемого объекта, его независимую характеристику, а также оценку коллекторских свойств на основе упругих параметров. Дополнительное преимущество заключается в интеграции результатов интерпретации с данными бурения, что способствует созданию более точной геологической модели. 

### ЛИТЕРАТУРА

- 1 Куандыков Б.М., Турков О.С., Шестоперова Л.В. Геологическое строение и оценка углеводородного потенциала северо-восточного сегмента Каспийского моря (в пределах Казахстана) – Геология регионов Каспийского и Аральского морей. // Казахстанское геологическое общество «КазГео», Алматы, 2004, с.224-236. [Kuandykov B.M., Turkov O.S., Shestoperova L.V. Geologicheskoe stroenie i otsenka uglevodorodnogo potenciala severo-vostochnogo segmenta Kaspiyskogo morya (v predelakh Kazahstana) – Geologiya regionov Kaspiyskogo i Aralskogo morey. // Kazahstanskoe geologicheskoe obshchestvo «KazGeo», Almaty, 2004, pp.224-236].
- 2 Bekeshova Z.B., Ratov B.T., Sudakov A.K., Kozhakhmet K.A., Sudakova D.A. Assessment of the oil and gas potential of the eastern edge of the northern Ustyurt using new geophysical data. // Natsional'nyi Hirnychiy Universytet. Naukovyi Visnyk. – 2024. – P. 5-11 <https://doi.org/10.33271/nvngu/2024-5/005>
- 3 Bekeshova Zh.B., Ratov B.T., Kurmanov B.K., Khomenko V.L., Kuttybayev A.E., Kazimov E.A., Rastsvietaiev V.O., Ishkov V.V. Study of the clinof orm structure of paleogene gas reservoirs in the Ustyurt region. // SOCAR Proceedings. – 2024. – P. 2-8. <http://dx.doi.org/10.5510/OGP20240401011>
- 4 Gregory F. Ulmishek. Petroleum Geology and Resources of the Middle Caspian Basin, Former Soviet Union. // U.S. Department of the Interior, U.S. Geological Survey. – 2001. – P. 7-15
- 5 Umirova G.K., Istekova S.A., Modin I.N. Geological interpretation of MT data in combination with GIS data and seismic surveys in Caspian depression in Kazakhstan Contributors. // European Association of Geoscientists & Engineers. – 2016. – P. 843-847. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201600196>
- 6 Umirova G.K., Istekova S.A., Modin I.N. Magnetotelluric soundings for estimating the oil-and-gas content of the Mesozoic complex in Western Kazakhstan. – 2017. – P. 361-367. <https://doi.org/10.3103/S0145875216050094>
- 7 Abetov A., Volozh Yu., Niyazova A. Correlation of the structural elements of major geostuctures of North Ustyurt region contributors. – 2020. – P. 6-14 <https://doi.org/10.32014/2020.2518-170X.27>
- 8 Avseth P., Mukerji T., Mavko G. Quantitative Seismic Interpretation: applying rock physics tools to reduce interpretation risk. // Cambridge University Press, Cambridge, 2005. – P. 9-14. <https://doi.org/10.1017/CBO9780511600074>

- 9 Smith, R. The essentials of rock physics for seismic amplitude interpretation // Cambridge University Press, 2008. – P. 3-8.
- 10 Lamont M.G., Thompson T.A. and Bevilacqua C. Drilling success as a result of probabilistic lithology and fluid prediction: A case study in the Carnarvon Basin // WA. APPEA Journal, 2008. – P. 6-9.
- 11 Jangirov A. Probabilistic Rock Physics: A Step Forward in Seismic Reservoir Characterization, An Example from the Precaspian Basin. // European Association of Geoscientists & Engineers, 1st EAGE International Geosciences Conference on Kazakhstan – 2010. – P. 3-8. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20145726>
- 12 Jangirov A. From Rock Physics Study through Inversion to Seismic Litho/fluid Prediction: A Case Study from Precaspian Basin. // European Association of Geoscientists & Engineers. 5th EAGE St.Petersburg International Conference and Exhibition on Geosciences – Making the Most of the Earths Resources – 2012. – P. 4-9. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20143612>
- 13 Jangirov A., Balabekov Y., Busk H., Kudaikulov K. Probabilistic Approach in Seismic Reservoir Characterization: Case Studies from Pre-Caspian Basin // European Association of Geoscientists & Engineers, First EAGE Caspian Region Workshop – Atyrau, 2011. – P. 3-7 <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20144359>
- 14 Shikeruk K., Jangirov A., Shestakov A. Review of Modern Methods of Prestack Seismic Data Analysis // European Association of Geoscientists & Engineers. 2nd EAGE International Conference KazGeo. – 2012. – P. 2-5. <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20142900>