

УДК 550.834.05(550.8.053)

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕНИЯ РАЗРЕЗА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ИННОВАЦИОННЫМИ СПОСОБАМИ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Н.В. Амельченко, **Д.М. Соболев**, В.П. Котов, С.М. Калиев

Сейсмоакустический энтропийный анализ (САЭ-анализ) и метод частотных композиций (МЧК) – способы сейсмической разведки, ориентированные на решение задач прямых поисков углеводородов по результатам сейсморазведки на перспективных площадях. В обоих методах в качестве поискового критерия используется сейсмоакустический отклик углеводородной залежи при взаимодействии с фронтом падающих волн. В результате динамической обработки и статистического анализа спектральных характеристик волнового поля определяется местоположение залежи. В статье приведены результаты прогноза нефтенасыщения способами МЧК и САЭ на территории Республики Казахстан.

Ключевые слова: энтропийный анализ, метод частотных композиций, прогноз нефтегазонасыщения.

Основная часть

Прямое прогнозирование нефтегазонасыщения разреза и площади развития залежи углеводородов (далее – УВ) способами сейсмоакустического энтропийного анализа (далее – САЭ-анализ, САЭ) и методом частотных композиций (далее – МЧК), выполняемое при переинтерпретации материалов сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ)-2D и МОГТ-3D, внедряется в Казахстане с декабря 2012 г. [1]. Способы прогноза насыщения УВ, разработанные саратовскими специалистами, защищены патентами РФ и успешно применяются в нефтегазоносных районах России [8, 11].

Высокая эффективность поисковых работ достигается выбором местоположения, перспективных горизонтов и глубин скважин по результатам комплексного анализа материалов сейсморазведки МОГТ-2D, МОГТ-3D и результатов прогноза нефтегазонасыщения разреза способами САЭ-анализа и МЧК. Предлагаемые способы хорошо зарекомендовали себя при прогнозе нефтегазонасыщения в различных сейсмогеологических условиях большинства регионов России (>20 лет) и Республики Казахстан (площадь Тастобе, 2013 г., м. Каражанбас Северный, 2016 г.) [1, 4].

За прошедший период новая технология прямого прогноза УВ способом САЭ-анализа была апробирована в трёх геоструктурных зонах нефтегазонакопления:

Жетыбай – Узеньская ступень Южно-Мангышлакского прогиба (площадь Тастобе), Бузачинский свод (м. Каражанбас Северный, Северо-Восточный блок – совместно с МЧК) и Мойымкумский прогиб Шу-Сарысуйской впадины (площадь Жардай).

С помощью сейсморазведки МОГТ стало возможным получать информацию о строении отложений на большой глубине разреза и осуществлять подготовку глубоководозалегающих структур к поисковому бурению. Этаж нефтегазоносности на п-ове Мангышлак включает отложения от палеогена до палеозойских пород (табл. 1).

Установленные залежи УВ простого и сложного строения приурочены к терригенным и карбонатным отложениям платформенного чехла и терригенным, вулканогенно-терригенным, вулканогенно-карбонатным, вулканогенно-доломитовым отложениям среднего триаса, карбонатно-терригенным породам нижнего триаса, а также в гранитах палеозойского возраста (м. Оймаша). Толщина продуктивных отложений по разведанным площадям варьируется примерно от 200 до 750 м, а глубины залегания продуктивных отложений в основном от 1000 до 3100–5000 м. Залежи УВ сконцентрированы в юрско-меловых отложениях в коллекторах порового типа, а в глубоководозалегающем доюрском разрезе в коллекторах каверно-порового, порово-трещинного и трещинного типов, развитых в карбонатных и туфогенных (м. Оймаша) разностях [3].

Южно-Мангышлакский прогиб разделен геоструктурными элементами второго порядка на тектонические ступени, депрессии, седловины. На северном борту прогиба выделена Жетыбай-Узенская тектоническая ступень. В платформенных отложениях Жетыбай-Узенской тектонической ступени локальные поднятия группируются с севера на юг в 3 антиклинальные линии: Узень-Карамандыбасская, Жетыбайская и Тенге-Тасбулатская. На западном окончании первой антиклинальной линии локализованы м. Айрантакыр, Шалва, Асар. Ближайшие месторождения второй антиклинальной линии – Жетыбай и Шинжир.

По результатам сейсморазведки МОГТ-3D на территории между м. Жетыбай, Шалва и Асар в юрско-триасовом разрезе выявлены локальные поднятия Западная, Бериш и Тастобе.

На структурных картах, составленных по материалам сейсморазведки (2011 г.), показано, что малоамплитудные поднятия Западная, Бериш и Тастобе выявлены в непосредственной близости от северного крыла м. Жетыбай и отделяются от него узким прогибом (рис. 1).

Западное погружение Асарской структуры протяженностью 3 км через неглубокую седловину переходит в Тастобинскую структурную террасу. Тастобинская структура также имеет западное погружение, протягивающееся на 2 км. Тастобе рассматриваем как структурное осложнение на дальнем погружении западной периклинали Асарского поднятия. Поднятие Тастобе на западе отделено прогибом от структуры Бериш (рис. 1). Пробуренная скв. № 1 расположена в присводовой части структуры.

Высокие перспективы нефтегазонасыщенности юрских отложений района м. Асар,

Шалва, Жетыбай подтверждены также результатами опробования скв. № 1 – Тастобе, где из пластов-коллекторов интервалов 2141–2143 м, 2151–2156 м (Ю – IX горизонт) получили приток нефти дебитом 10,2 м³/сут.

Вторая скв. № 5 закладывалась к северу от скв. № 1 на более высоких гипсометрических отметках поднятия, выделенного по результатам сейсморазведки МОГТ-3D. Результаты бурения скв. № 5 показали, что юрские отложения оказались вскрытыми на более низких гипсометрических отметках, чем показаны на структурных картах. В скв. № 5 юрские пласты-коллекторы, по результатам ГИС и опробования аналога продуктивных пластов скв. № 1, оказались водонасыщенными, что полностью подтверждает результаты оперативного анализа прогноза нефтегазонасыщенности, выполненного по результатам САЭ-анализа (рис. 1, 2).

Таким образом, на площади Тастобе зона нефтегазонасыщенности подтверждена бурением скв. № 5.

На нефтяном м. Северный Каражанбас была выполнена работа по изучению области распространения нефтенасыщенных коллекторов в отложениях средней юры. Продуктивный пласт А представлен песчаником предположительно батского возраста. Продуктивный пласт перекрывается меловыми отложениями готеривских глин мощностью 50–70 м, несогласно залегающих на размытой поверхности средней юры. На основании структурных построений сейсморазведки МОГТ-2D и испытаний в скважинах установлено, что залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная, приурочена к тектоническим блокам IV и V (рис. 3).

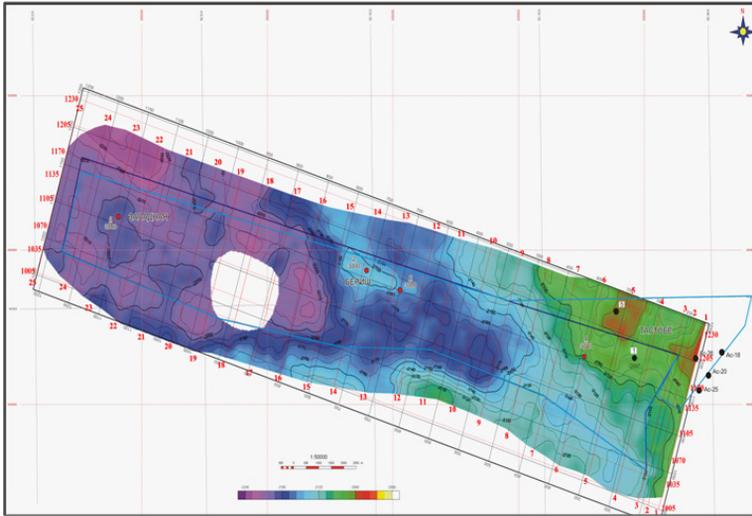


Рисунок 1. Площадь Тастобе. Структурная карта по горизонту Ю-Х

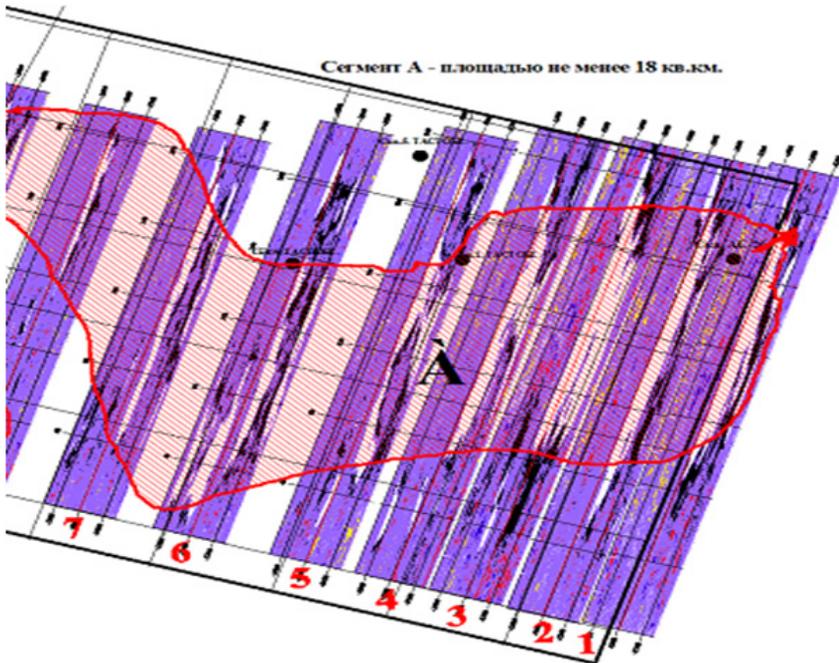


Рисунок 2. Площадь Тастобе. Прогноз площади нефтегазонасыщения юрских отложений по способу САЭ-анализа (Соболев Д.М., 2013 г.)

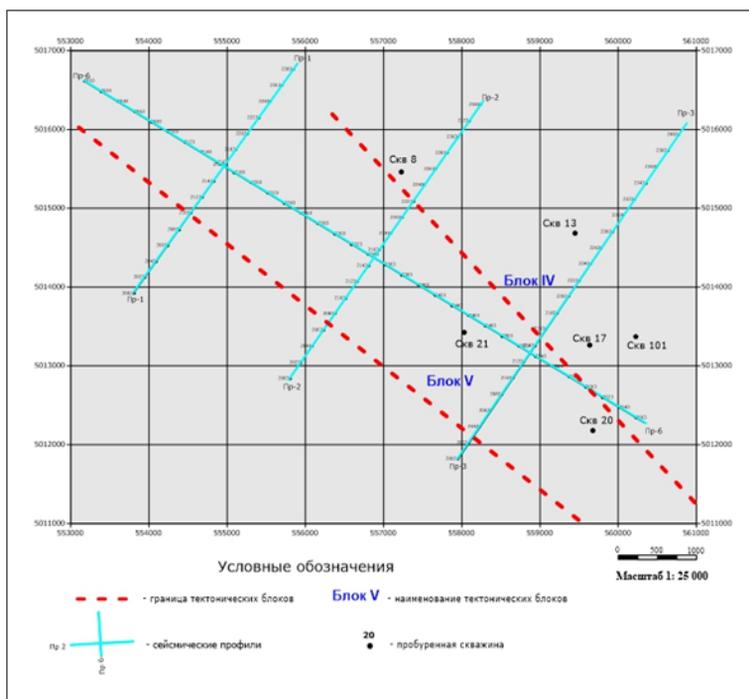


Рисунок 3. Северный Каражанбас. Схема сейсмических профилей

При выполнении работ в качестве базовых данных использовались волновые поля временных разрезов по профилям 1, 2, 3 и 6 во временном масштабе. Анализ нефтепродуктивности разреза выполнялся двумя методами, основанными на решении обратной задачи сейсморазведки путём анализа частотно-динамических характеристик волновых полей восходящих волн: первый – САЭ, второй – МЧК.

В основе обоих методов лежит принцип, предложенный академиком М.А. Садовским, о блочно-иерархическом строении геологической среды [5, 6]. Нефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения по морфологическим, литологическим и петрофизическим признакам рассматриваются как аномальные объекты, отличающиеся от вмещающих толщ по многочисленным параметрам: изменениям вещественного состава, плотности, пористости, пластовых и интервальных скоростей. Для обнаружения влияния этих факторов на сейсмические поля отражённых волн используются физические характеристики, генетически связанные с залежью.

На основании опытов, проделанных на физических моделях и в реальной гео-

логической среде, установлено, что нефтегазонасыщенный пласт-коллектор вызывает трансформацию волнового поля отражённых Р-волн [6, 7]. Наиболее ярко этот эффект трансформации проявляется при рассмотрении спектральных плотностей сейсмических сигналов.

Изменения спектральных характеристик амплитуд были зафиксированы при исследованиях воздействия вибросейсмическим источником с дневной поверхности на продуктивный пласт на следующих месторождениях: Мортумья-Тетеревское, Мордово-Кармальское, Правдинское, Суторминское, Советское и Ярино-Каменноложское [7]. В результате проведённых исследований авторы делают вывод, что на собственных частотах нефтяных залежей возникает сейсмические резонансы как в терригенных коллекторах (рис. 4), так и в карбонатных (рис. 5) [7]. Несмотря на различия, для всех типов низкочастотного эмиссионного отклика нефтегазонасыщенным пластам свойственен дискретный характер сейсмической люминесценции, что выделяет их среди вмещающих пластов плотных глин, для которых эмиссионный отклик имеет сплошной спектр.

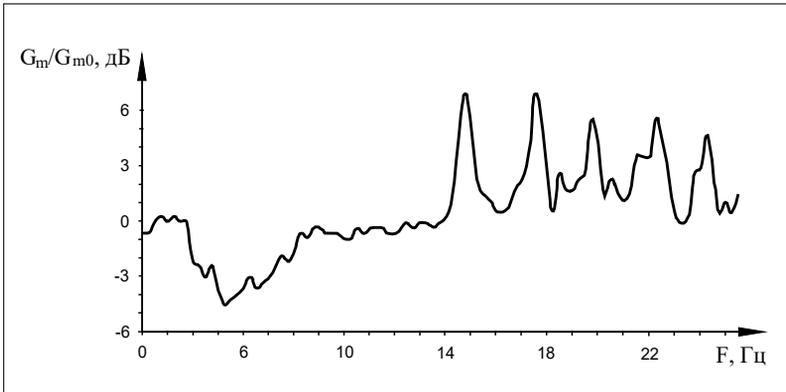


Рисунок 4. Изменение спектральной плотности сейсмической эмиссии продуктивного терригенного пласта [7]

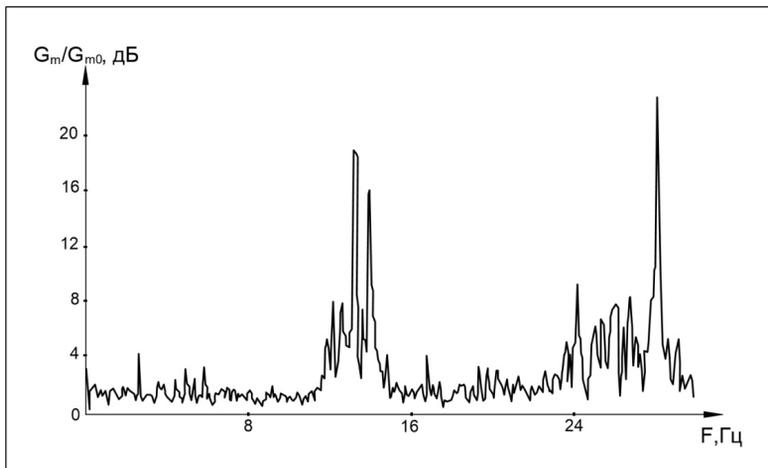


Рисунок 5. Изменение спектральной плотности сейсмической эмиссии продуктивного карбонатного пласта [7]

Дискретный спектр сейсмической люминесценции однозначно показывает, что нефтегазопродуктивные пласты являются колебательными системами с сосредоточенными параметрами, представленными совокупностью связанных осцилляторов. Такое представление соответствует известной модели блочно-иерархического строения массива горных пород, предложенной М. А. Садовским [5].

В условиях отсутствия в разрезе нефтегазовых залежей данный феномен не имеет места. Таким образом, возникновение эффекта сейсмической люминесценции в волновом сейсмическом поле может использоваться как поисковый признак углеводородных залежей.

Для обнаружения в сейсмическом волновом поле восходящих волн признаков нефтегазовых залежей (далее –

НГЗ) был разработан комплекс программ динамической обработки (патент РФ № 2396575) [8]. Граф обработки предусматривает анализ распределения амплитуд волнового поля в полосе частот спектра сейсмической записи.

Последовательность основных этапов обработки включает:

- вычитание когерентных волн;
- расчёт амплитудно-частотных декомпозиций;
- анализ амплитудно-частотных декомпозиций;
- выделение участков высокоамплитудных модуляций;
- принятие решения о продуктивности выделенного объекта.

На профилях изучаемой площади Северный Каражанбас сейсмические поля временных разрезов имеют высокое ка-

чество обработки. Частотный диапазон сигналов составляет 15–90 Гц (рис. 6).

В верхней части временных разрезов выделяется ряд отражающих горизонтов: Iа1 – кровля альбских отложений, Iа – кровля аптских отложений, II – кровля неокомских отложений, IIIа – горизонт внутри неокомских отложений, III – подошва неокомских отложений, IV – горизонт внутри юрских отложений, V – подошва юрских отложений. Нефтенасыщенные коллекторы средней юры расположены в интервале времени $T_0 = 550–650$ мс.

На границах смены литологии за счёт значительного изменения акустических жёсткостей формируются высокоамплитудные отражения, «затеняющие» динамическую выразительность продуктивных внутриформационных интервалов волно-

вого поля, являющихся объектом изучения. Для снижения уровня амплитуд отражённых волн применялось когерентное вычитание. В результате вычитания достигается значительное ослабление доминирующих высокоамплитудные отражений, при этом в целевом интервале повышается разрешённость и динамическая выразительность отражённых сигналов малой амплитуды.

После вычитания когерентных волн рассчитывались частотные декомпозиции волновых полей для дискретных значений частоты. По совокупности частотных декомпозиций в каждой точке вычислялась дисперсия, или энтропия, Шеннона [9, 10]. Полученная матрица дисперсий в плоскости волнового поля количественно характеризует поисковый признак УВ.

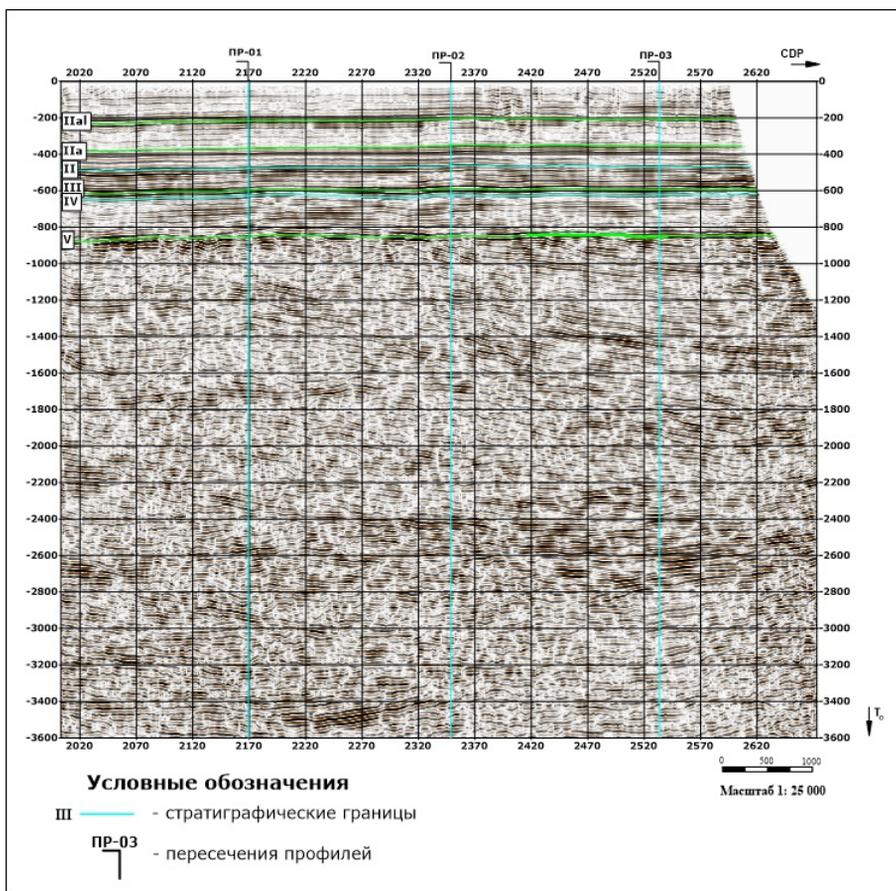


Рисунок 6. Исходный временной разрез по профилю 6

Местоположение максимальных значений дисперсии в координатах рассматриваемых временных разрезов локализуется в сегменте, соответствующем

продуктивным интервалам отложений средней юры, вскрытых скв. № 13, 17, 20, 21.

Таким образом, были получены характеристики локализации нефтяных залежей в плоскости временных разрезов. На профилях 3 и 6 местоположению нефтяной залежи в верхней части разреза (рис. 7) соответствует участок максимальных значений центрированных амплитуд в интервале времени $T_0 = 600\text{--}630$ мс. Вдоль линии профиля аномальная зона располо-

жена в интервале общих глубинных точек 2140–2575. На секущих профилях 1, 2 и 3 получены аналогичные аномалии, которые согласуются по времени T_0 и по рассчитанным значениям амплитуд с шестым профилем. Полученный результат соответствует результатам испытаний в продуктивных скв. № 13, 17, 20 и 21.

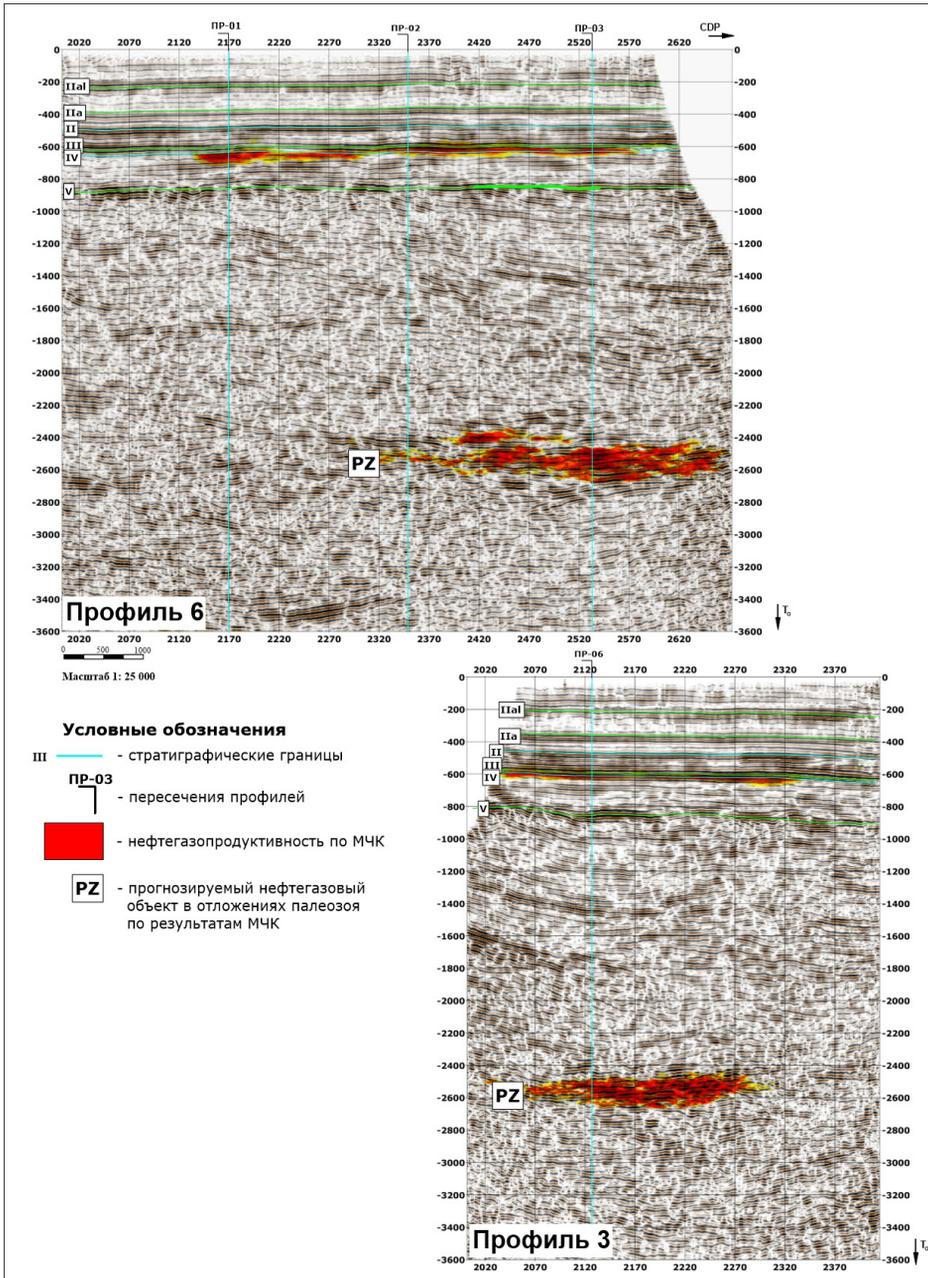


Рисунок 7. Результат динамической обработки по профилям 3 и 6, полученный МЧК

Изучение области распространения нефтенасыщенных коллекторов в отложениях средней юры выполнено также способом САЭ. Данный способ предполагает выделение аномальных участков волнового поля, возникающих при взаимодействии фронта падающих волн с углеводородным флюидом, с использованием алгоритма расчета энтропии Шеннона по совокупно-

сти распределения амплитуд частотных декомпозиций в диапазоне спектра сейсмического волнового поля.

Результаты САЭ анализа и МЧК в целом совпадают. На профилях 3 и 6 выделяется аномальная зона в верхней части разреза, соответствующая нефтенасыщенным среднеюрским отложениям (рис. 8).

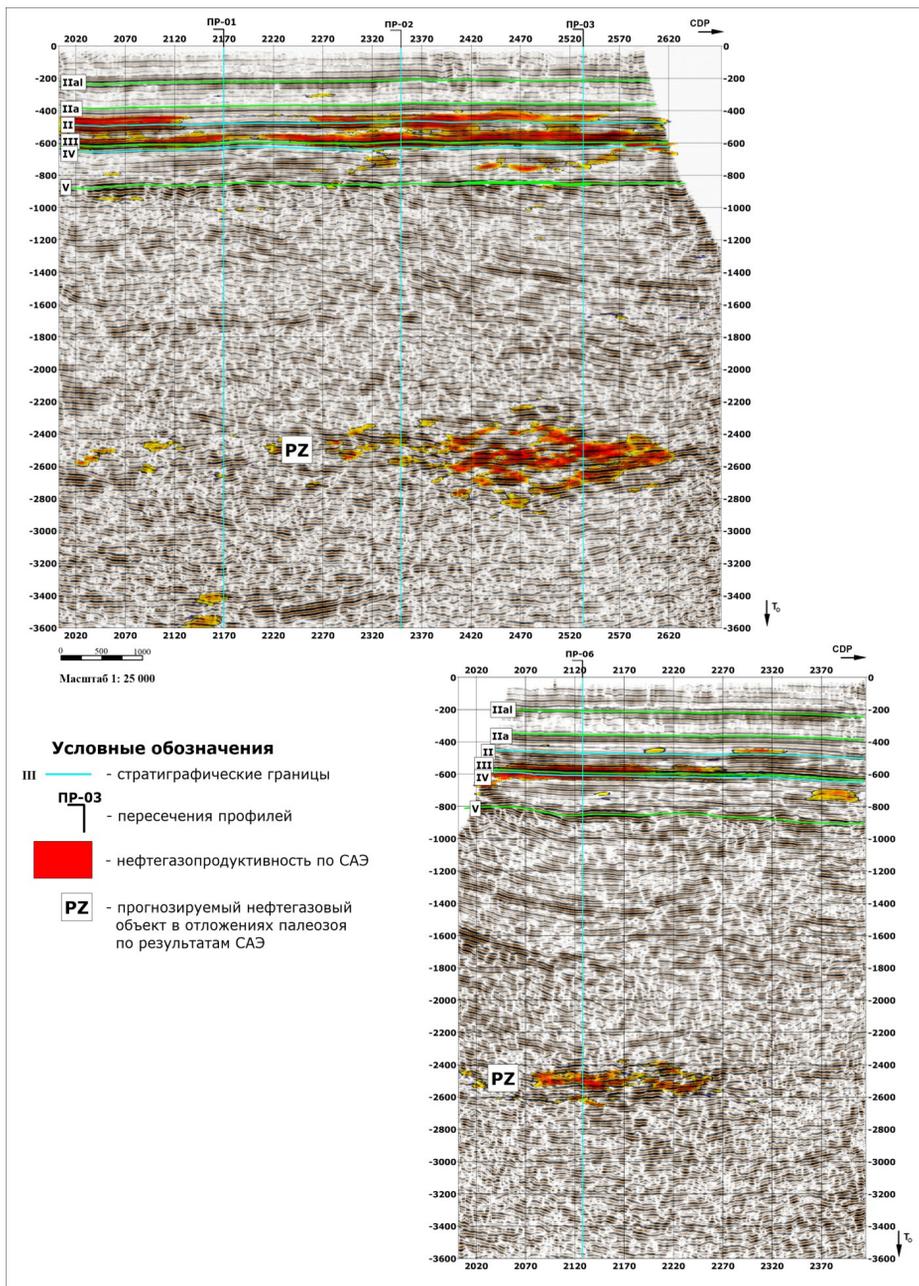


Рисунок 8. Результат динамической обработки по профилям 3 и 6, полученный методом САЭ

Наибольший интерес, по мнению авторов [4], представляет сегмент временно-го разреза шестого профиля на времени $T_0 = 2400-2600$ мс в окрестности пересечения с профилем 3. Как видно из результатов обработки двумя независимыми способами, выделенный аномальный участок приурочен к отложениям предположительно палеозойского возраста. Протяжённость прогнозируемой залежи по профилю 3 составляет 2,6 км и по профилю 6 соответственно 4,4 км. Предположительно глубина прогнозируемого палеозойского объекта может составлять 3300–3700 м.

По результатам динамической обработки по четырём профилям построены контуры нефтегазопродуктивности уч. Северный Каражанбас для месторождения нефти в среднеюрских отложениях и для прогнозируемого объекта в отложениях предположительно палеозойского возраста (рис. 9). Площадь нефтенасыщения

пласта А составляет 11,3 км². Площадь прогнозируемого палеозойского объекта составляет 10,5 км².

Для оценки перспектив нефтегазопродуктивности палеозойского осадочного комплекса в интервале глубин 3300–3700 м на северо-восточном и юго-западном блоках м. Северный Каражанбас можно использовать уже имеющиеся результаты сейсморазведки как 2D, так и 3D съёмки. Такого вида работы позволят получить существенный прирост информации о НГЗ в отложениях палеозоя на этой площади.

Таким образом, впервые на территории п-ова Бузачи получен прогноз наличия залежи УВ в палеозойской толще. Прогнозируемый этаж нефтегазоносности в палеозойской толще может иметь большие перспективы для всего района п-ова Бузачи в плане постановки поисковых работ и эксплуатации новых месторождений.

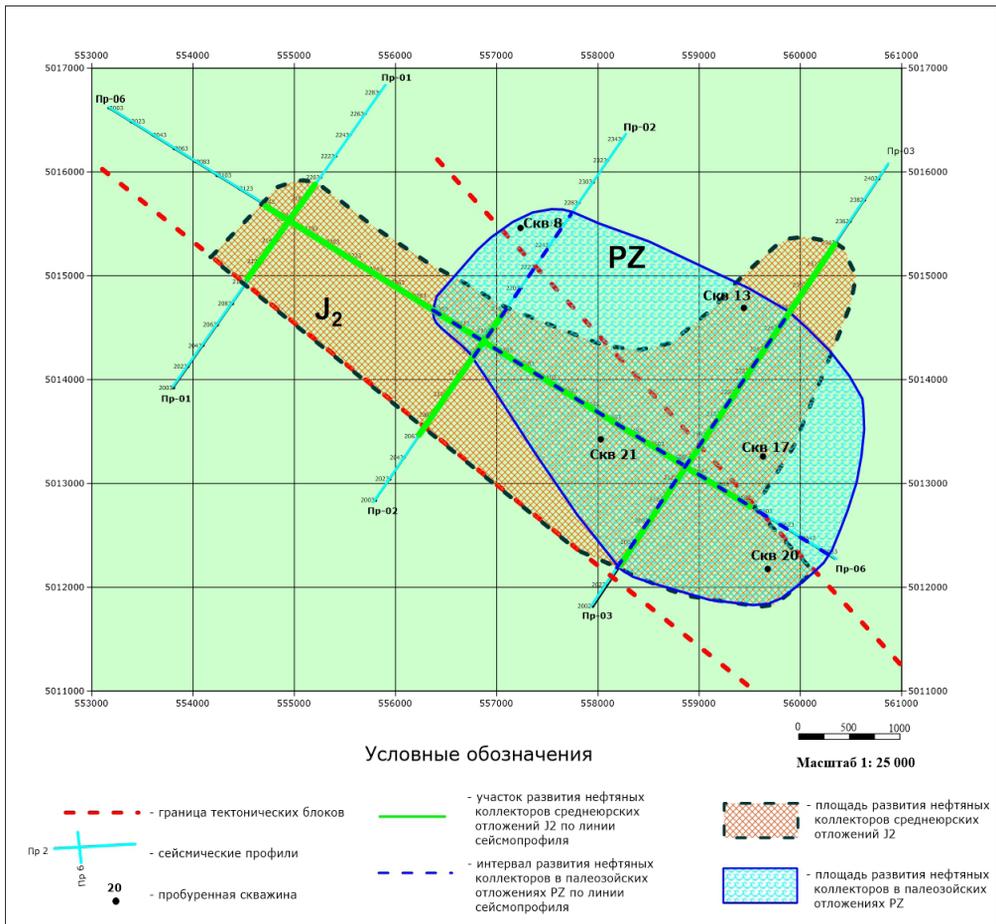


Рисунок 9. Схема развития нефтегазоносности на пл. Северный Каражанбас

В составе Тениз-Шуйской газоносной провинции выделяется Шу-Сарысуйская газоносная область. Региональными газоносными комплексами в Шу-Сарысуйской газоносной области являются терригенно-галогенные отложения верхнего девона – нижнего карбона (фаменский – нижнетурнейский), терригенно-карбонатные отложения нижнего карбона (верхнетурнейский, нижневизейский, серпуховский) и терригенные подсолоненные отложения нижней перми.

Месторождения газа приурочены к брахиантиклиналям, осложнённым разломами. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные.

Новые открытия залежей УВ связываются преимущественно со сложнопостроенными структурами, которые могут выделяться по результатам сейсморазведки МОГТ-3D.

На примере м. Каражанбас Северный показано высокое соответствие прогноза насыщения разреза способами САЭ-анализа и МЧК. Объективные обстоятельства позволяют в настоящее время рекомендовать проведение прогноза нефтегазонасыщения на территории Республики Казахстан только способом МЧК.

Прогноз нефтегазонасыщения способом МЧК осуществляется на участках сейсморазведочных работ МОГТ-2D. Районы с уверенным прогнозом нефтегазонасыщения разреза, составленного после переинтерпретации материалов сейсморазведки способом МЧК, обосновываются для проведения сейсморазведки МОГТ-3D.

В качестве примера целесообразности рекомендуемого метода прогноза нефтегазонасыщения приводим результаты оперативного анализа двух сейсмопрофилей через пл. Жардай, выполненных способом САЭ-анализа (рис. 10).

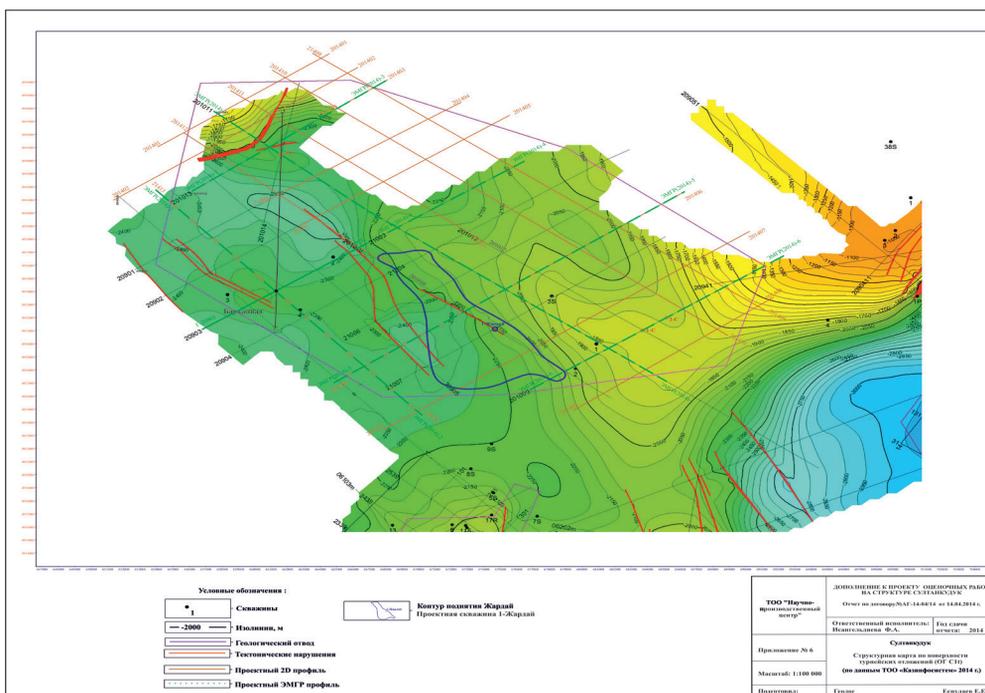


Рисунок 10. Барханная – Жардай. Структурная карта по поверхности турнейских отложений (ОГ С1t), 2014 г.

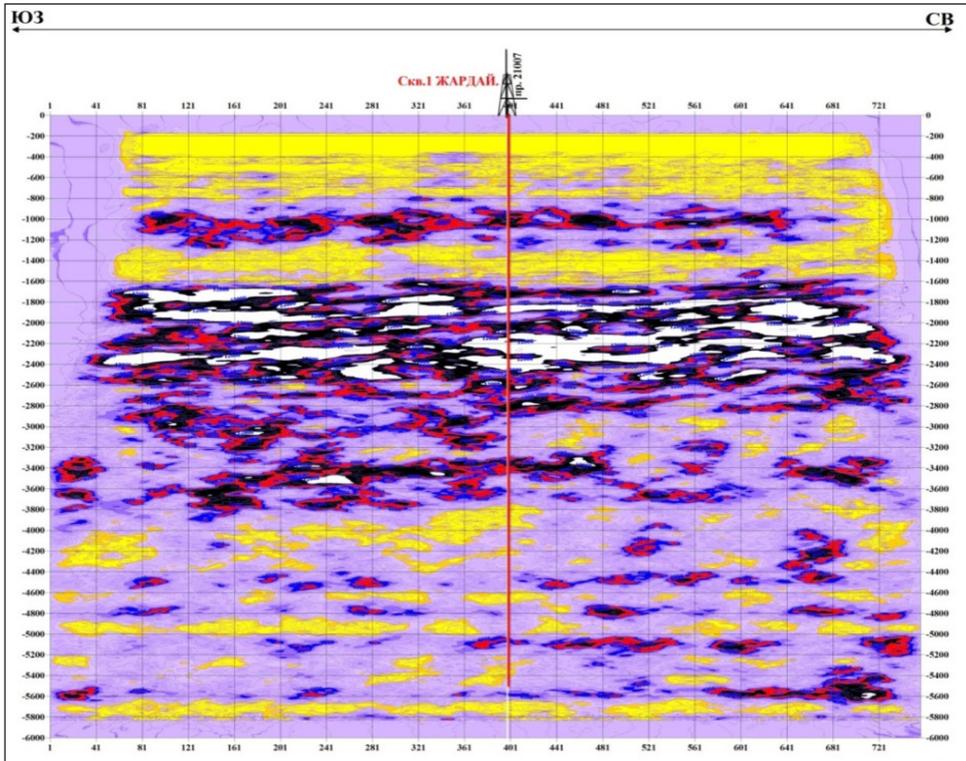
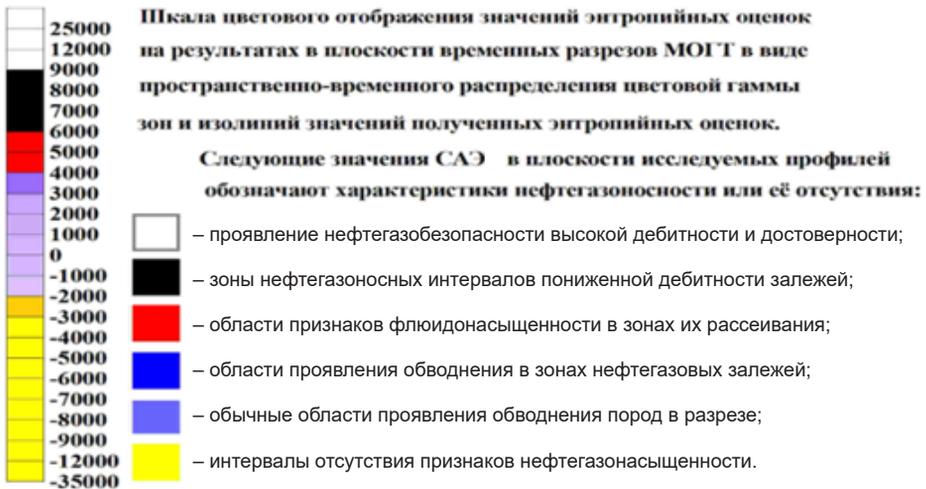


Рисунок 11. Жардай. Поле расчетных значений САЭ в плоскости разреза МОГТ-2D профиля 21010



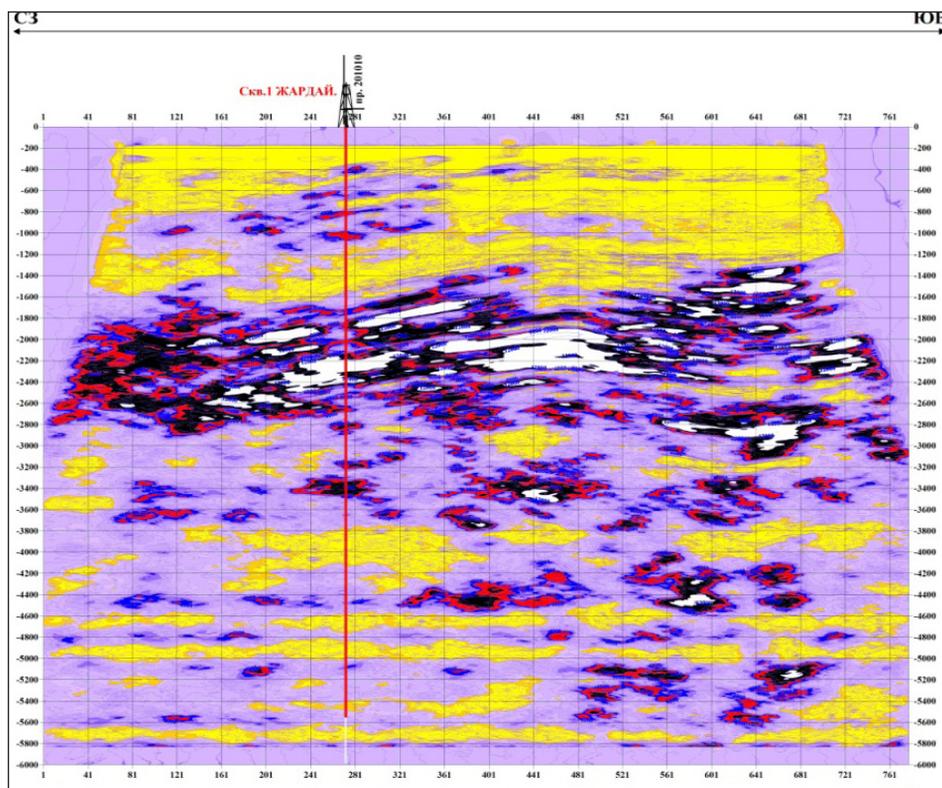


Рисунок 12. Жардай. Поле расчетных значений САЭ в плоскости временного разреза МОГТ-2D профиля 21007

На участке Жардай уверенно фиксируется регионально газонасыщенная толща верхнедевонско-каменноугольного возраста и весьма скромные оценки прогноза скоплений УВ в нижней части палеозойского разреза (рис. 11, 12). Такой прогноз насыщения разреза УВ подтверждается бурением поисковой скважины на Султанкудуке Западный (проектный забой скважины 5000 м).

Результаты прогноза нефтегазонасыщения разреза инновационными способами в нефтегазонасыщенных областях Казахстана убеждают в необходимости проведения переинтерпретации сейсморазведочных работ МОГТ для прогноза нефтегазонасыщения проектного разреза при разведочных работах на площадях по поиску и оценке залежей нефти и газа.

Список использованной литературы

1. Соболев Д.М., Амельченко Н.В. Инновационные способы сейсморазведки для решения задач прямого обнаружения и изучения строения нефтегазовых залежей. – Труды ОНГК, Алматы, 2014, вып. 4.
2. Котов В.П., Панютина Н.А. Гидрогеологическая зональность триасовых вод Южного Мангышлака. Геология нефти и газа № 9, 1988 г.
3. Проняков В.А. Емкостные и фильтрационные свойства доюрских образований Южного Мангышлака. – Труды КазНИПинетфть. Грозный, 1983, вып. 10, с. 11–13.
4. Соболев Д.М., Амельченко Н.В. и др. Отчет по теме: «Проведение прямого поиска и изучения нефтегазонасыщенности пород исследуемого разреза способами сейсмических энтропийных видов анализа на перспективных нефтегазонасыщенных объектах территории лицензионного участка Каражанбас Северный» по договору № 055414 от 29.10.2014 г. г. Саратов, 2015 г.
5. Садовский М. А. Дискретные свойства геофизической среды. М. Наука. 1989 г.

6. Алексеев А.С., Геза Н.И., Глинский Б.М. и др. Активная сейсмология с мощными вибрационными источниками – Новосибирск, Изд-во ИВМИГ СО РАН, 2004.

7. Голошубин Г.М. Чабышова Э.А. Обменные медленные волны в неоднородной проницаемой флюидонасыщенной среде. – Технологии сейсморазведки, 2015, № 3, с. 10–15.

8. Амельченко Н.В., Матаева А.С. Способ геофизической разведки при поиске нефтегазовых месторождений. Патент Российской Федерации № 2396577 от 10 августа 2010.

9. Амельченко Н.В. Матаева А.С. Прямой прогноз залежей углеводородов по данным сейсморазведки. – Нефть. Газ. Новации, 2010, № 2, с. 41–46.

10. Амельченко Н.В. Иванов С.Ю. Сейсморазведочный метод раздельного частотного анализа волновых полей: прямое обнаружение и изучение залежей углеводородов. – Нефть и газ, 2013, № 4, с. 93–107.

11. Соболев Д.М., Соболев И.Д., Бехтерев И.С., Бехтерев В.И. Способ сейсморазведки для прямого поиска и изучения нефтегазовых месторождений по данным регистрации, преобразования, обработки и анализа энтропии упругих волновых полей в частотной области. – Патент Российской Федерации № 2169381. Кл. GOIV 1/00от 20.10.2001.

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ АУМАҒЫНДА СЕЙСМИКАЛЫҚ БАРЛАУ ҚҰЖАТТАРЫН ИННОВАЦИЯЛЫҚ ӘДІСТЕРМЕН ӨНДЕУ АРҚЫЛЫ ҚОЙНАУҚАТТАРДЫҢ МҰНАЙМЕН ҚАНЫҚТЫЛЫҒЫН БОЛЖАУ

Н.В.Амельченко, Д.М. Соболев, В.П.Котов, С.М.Қалиев

Сейсмоакустикалық энтропиялық талдау (САЭ-талдау) мен композициялық жиілік (МЧК) әдістері – перспективті алаңдарда сейсмикалық барлау нәтижелері бойынша көмірсутектерді тікелей әдістермен іздестіру талаптарын шешуге арналған сейсмикалық барлау тәсілдері болып табылады. Екі әдістеде іздеу көрсеткіші ретінде көмірсутек кен-орнымен әрекеттескен құлама-толқындардың алдыңғы шебінде сейсмика-акустикалық толқындардың қайту құбылыстары қолданылады. Толқындық өрістің спектрлік сипаттамаларын динамикалық өңдеу мен статистикалық талдау нәтижесінде кен-орнының орналасқан жері анықталады. Мақалада Қазақстан Республикасының аумағында МЧК және САЭ тәсілдерімен қойнауқаттардың мұнайға қанығу болжамының нәтижелері келтірілген.

Түйін-сөздер: энтропиялық талдау, жиілік композицияларының әдісі, мұнаймен қанығу болжамы.

FORECASTING OIL AND GAS SATURATION OF THE SECTION BASED ON THE RESULTS OF SEISMIC SURVEY INTERPRETATION USING INNOVATIVE METHODS ON THE TERRITORY OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

N.V. Amelchenko, D.M. Sobolev, V.P. Kotov, S.M. Kaliev

Seismoacoustic entropy analysis – (SAE-analysis) and the method of frequency compositions – (MFC) are methods of seismic exploration aimed at solving problems of direct search for hydrocarbons based on the results of seismic exploration in promising areas. Both methods use the seismoacoustic response of a hydrocarbon deposit when interacting with the incident wave front as a search criterion. The location of the deposit is determined through dynamic processing and statistical analysis of the spectral characteristics of the wave field. The article presents the results of the forecast of oil saturation by the methods of MFC and SAE-analysis on the territory of Kazakhstan.

Keywords: entropy analysis, frequency composition method, oil and gas saturation forecast.

Информация об авторах

Амельченко Николай Вячеславович – директор, *signal.plus@mail.ru*.

Соболев Дмитрий Михайлович – главный геофизик.

ООО «Геопрогноз-Т», г. Саратов, Россия

Котов Владимир Петрович – канд. геол.-мин. наук, докт. философии, начальник
отдела разведки и подсчета запасов нефти и газа, *vldmrkotov@yandex.kz*

ТОО «Научно-производственный центр», г. Актау, Казахстан

Калиев Сайлау Мырзабайулы – главный геолог, *к_sailau@mail.ru*.

АО «Phystech II», г. Актау, Казахстан