

Прогноз литологии по результатам работ 2D-3С с использованием донных кабельных систем регистрации на акватории северного Каспия.

- Кузнецов В.М., Коротков И.П.; ООО «Геофизические Системы Данных»,
- Тельбухов В.А., Хортов А.В.; ООО «Глобал Геофизикал Сервисес- Хазар»

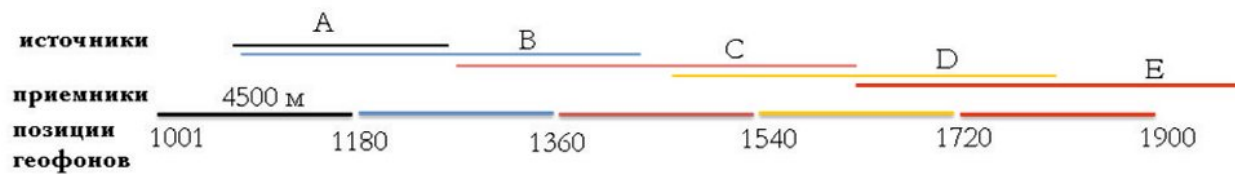
Введение.

Работы по регистрации полного волнового поля (2D-4С) были выполнены силами Комплексной Сейсмической Партией ООО «ПГС-Хазар» на лицензионном участке ООО «Каспийская нефтяная компания». Опытно-производственный профиль расположен в Российском секторе северной части Каспийского моря в районе островов Чистой банки и Малый Жемчужный. Глубины в районе работ изменяются от 4,6м в районе острова малый Жемчужный до 1,3м в районе острова Чистой банки, характер рельефа дна спокойный. Тектонически территория исследований находится в области сочленения древней докембрийской Восточно-Европейской платформы и более молодой (герцинской) Скифско-Туранской плиты. Эта территория охватывает центральную акваториальную часть Карпинско-Мангышлакского сложного вала, входящего в состав Скифско-Туранской платформы, и прилегающий участок Прикаспийской впадины. В составе чехла выделяются следующие литолого-стратиграфические формации: песчано-глинистая ниже-среднеюрская; карбонатно-доломитово-терригенная верхнеюрская; карбонатно-терригенная нижнемеловая; терригенно-карбонатная верхнемеловая; карбонатно-песчано-глинистая палеоцен-четвертичная. Эти формации выделяются в разрезе осадочного чехла по наличию региональных перерывов в осадконакоплении со стратиграфическими и угловыми несогласиями на границах, литофациальными изменениями состава пород и ряду других призна-

ков. Основными объектами для поиска залежей нефти и газа на данной стадии изучения Северо-Каспийского участка являются антиклинальные структуры, которые концентрируются в двух зонах: Ракушечной зоне поднятий и локальных складках Укатненской депрессии, относящейся к прибортовой зоне Прикаспийской впадины. На нефтегазоконденсатных месторождениях им. В. Филановского и им. Ю. Корчагина и на газоконденсатном месторождении Ракушечное. Основные промышленные скопления приурочены к отложениям нижнего мела и верхней юры. На Западно-Ракушечном месторождении выявлены две нефтяные залежи в неокотских и аптских отложениях.

Целью данных работ являлось получение дополнительной геофизической информации по полю обменных отраженных волн PS, получаемого при использовании сейсмического кабеля с четырехкомпонентными приемными модулями (1 гидрофон + 3 геофона), получение качественных сейсмических изображений по волнам разных типов и выход на геологическую характеристику разреза при совместной интерпретации PP и PS волн для демонстрации преимуществ технологии многоволновой сейсморазведки.

Работы проводились по технологии раскладки донного кабеля на дно акватории со специализированных транспортных средств (Хазар-1). Необходимая точность привязки осуществлялась с помощью навигационной спутниковой системы DGPS и системой автоматизированного позиционирования пунктов



▲ Рис. 1. Схема отстрела данных 2D-4C.

приёма в момент раскладки. Независимый контроль позиционирования осуществлялся акустической системой TZ OBC Sonardyne. Возбуждение упругих колебаний производилось группой пневмоисточников G-gun с удалениями от -2250 до +6750 метров от первой точки регистрации линии приема с интервалом 25 метров между центрами групп возбуждения и со смещением линии возбуждения на 50 метров от линии приема (рис.1). Глубина возбуждения 2.5 м. Регистрация осуществлялась донными четырехкомпонентными (три аксельрометра MEMS Omni-tilt DSU-428 + гидрофон) станциями AQDSU с кабельным соединением Sea-Ray-100. Шаг между точками регистрации 25 метров при 180 станциях на линии. Перемещение линии приема без перекрытия.

Известно, что многокомпонентная регистрация (Многоволновая сейсморазведка –MBC) достаточно эффективна при решении задач оценки литологии и порового флюида на основе оценки изменений амплитуд зарегистрированных Р и S отражений и рассчитанного по прослеженным по ним горизонтам отношения V_p/V_s . При этом, основными проблемами являются более низкие частоты и зашумленность поля PS волн, а так же сложность идентификации геологических отбивок на поле PS волн с одновременным отождествлением их по полям PP и PS. Негативное влияние на результат первого фактора удастся ослабить за счет более тщательной обработки с учетом специальной работы с сигналом и учета несимметрии годографа обмен-

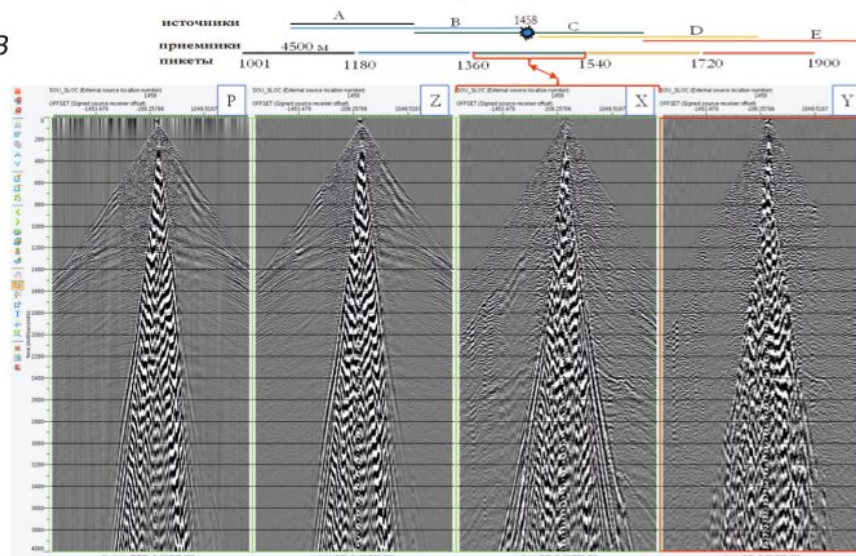
ных волн. Эффективность решения второй группы проблем определяется полнотой скважинной информации по характеристикам компрессионных и сдвиговых волн для всего разреза и для объекта исследований. На профиле 3С находится скважина с данными дипольного каротажа. В этой скважине вскрыты отложения с проявлениями газо- и нефтенасыщения. Это дает основание для петрофизического обеспечения совместной инверсии полученных данных.

Технические средства и технология получения данных.

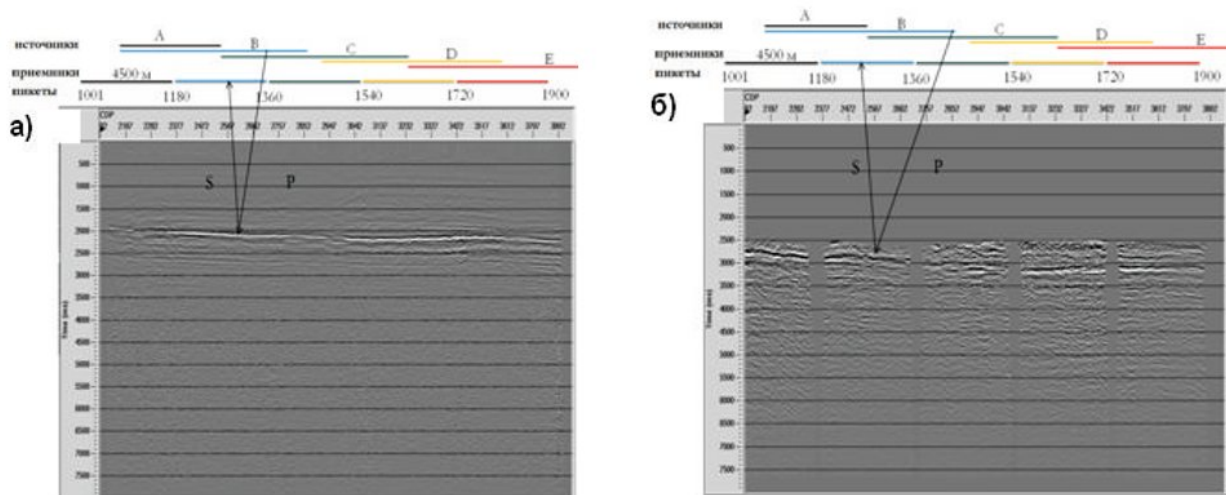
Раскладка донного кабеля проводилась со специализированных транспортных средств Хазар-1. Судно раскладчик выходило на линию профиля и на первом пикете, по команде навигатора, опускался буй с грузом, для обозначения начальной точки косы. Затем вытравливалась вся сейсмокоса по линии профиля, с фиксацией координат регистрирующего модуля - канала, в конце раскладки опускался буй с грузом, для обозначения конечной точки косы. Независимый контроль позиционирования осуществлялся акустической системой TZ OBC Sonardyne. На косе были установлены 38 транспондеров (кодируемые приёмо-передатчики) гидроакустической системы позиционирования. Судно-акустик проходило вдоль приемных профилей на расстоянии 15-20метров (в зависимости от глубины моря) посылая и принимая акустические сигналы с транспондеров на косах. Точность определения местоположения транспондеров, после обработки всех отдельных засечек,

находилась в пределах допуска с утвержденным проектом работ. Весь процесс съемки на профиле автоматизирован и осуществлялся по команде бортового навигационного комплекса, при этом с помощью системы синхронизации взрыва по радиоканалу (CCB) обеспечивалась синхронизация системы возбуждения с системой регистрации. По окончании отстрела формировался SPS файл, после чего донная коса перекладывается на новый участок профиля. Возбуждение проводилось с помощью судна-источника «Морской Геотехник» пневмоисточниками, расположенными в две линии (расстояние между линиями 12 м) по 8 камер на линию.

► Рис. 2. Сейсмограммы ОТВ по 4-м компонентам.



▼ Рис. 3. Разрезы ССР для удалений 1500 м (а) и 3000 м (б).



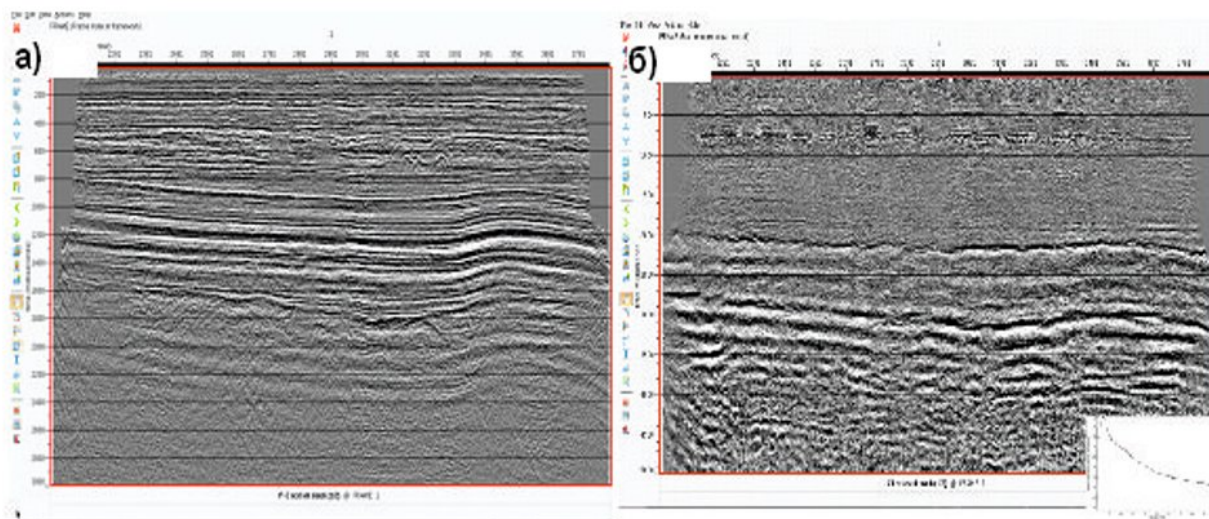
счет поперечного смещения линии возбуждения от линии приема. Для данной системы наблюдений (отсутствие перекрытия по пунктам приема на линии наблюдения) в силу смещения точки обмена для обменных волн, на больших удалениях наблюдаются разрывы в прослеживании горизонтов (рис. 3).

Обработка PP и PS компонент волнового поля.

На сейсмограммах всех компонент отмечается значительный уровень шумов (звуковая волна), затрудняющий прослеживание отражений.

Для подавления шумов была применена процедура двумерного частотно-зависимого шумоподавления, что позволило значительно ослабить высокоамплитудные когерентные и случайные помехи во всем диапазоне частот и значительно улучшить прослеживание отражений на компонентах P, Z, и X.

После проведения сигнальной обработки рассчитывались и уточнялись кинематические и статические поправки. Интерактивный анализ скоростей суммирования проводился в пакете IST3mp. Обработка горизонтальных компонент проводилась с учетом несимметрии лучевой схемы для обменных волн CCP (common conversion point). Несимметричность луча зависит от соотношения V_p/V_s , которое может изменяться с глубиной. Для проведения процедуры переменного по глубине бинирования в данной работе использовался подход на основе решения квадратного уравнения для случая вертикального полупространства (Tessmer, G., and Behle, A., 1988). Сначала соотношение V_p/V_s оценивалось на этапе предварительной интерпретации, включающей в себя идентификацию (регистрацию) времен одноименных отражений на разрезах PP и PSv волн. Такая регистрация



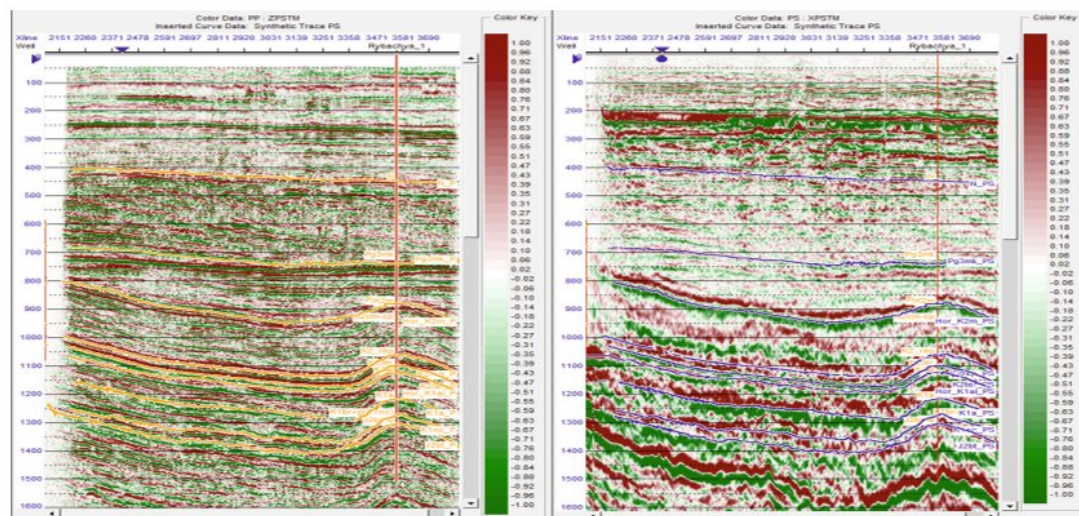
▲ Рис. 4. Разрез PP(a) и Psv(б) волн после коррекции амплитуд и деконволюции.

Для компонент P и Z проведено суммирование с получением компоненты PP. В дальнейшем, для компонент PP, Psv и Psh проведено восстановление и поверхностно-согласованная коррекция и деконволюция амплитуд. Результаты приведены на рис 4

возможна после привязки волнового поля сейсмоки к скважинам с использованием каротажа и ВСП с последующей корреляцией одноименных отражающих горизонтов. По данным ВСП путем решения обратной кинематической задачи были определены вертикальные годографы P и

Сейсмика							ГИС		
Горизонт	t0_pp	Dt	t0_ps	Dt	Пуассон pp-ps	гамма pp-ps	Пуассон pp-ps сг	гамма pp-ps сг	рек t0ps
N	447	447	1238	1238	0.474	0.220	0.465	0.241	1150.444
Pg3mk	740	293	1866	628	0.449	0.304	0.445	0.311	1855.741
K2m	880	140	2138	272	0.432	0.347	0.419	0.360	2130.619
K2rep	1064	184	2411	273	0.326	0.508	0.321	0.511	2409.910
K2ter	1102	38	2462	51	0.228	0.594	0.312	0.521	2466.470
K1al	1121	19	2488	26	0.252	0.576	0.347	0.482	2491.210
K1a	1218	97	2643	155	0.369	0.455	0.361	0.463	2641.200
K1nc	1276	58	2723	80	0.261	0.569	0.313	0.516	2728.181
J2bt	1303	27	2790	67	0.466	0.252	0.268	0.556	2760.764

▲ Табл. 1.



▲ Рис. 5. Привязка ОГ PP и PS волн по СКВ Рыбачья 1.

S волн и осуществлена привязка и взаимотождествление отражающих горизонтов для PP и PS волн. Результат привязки приведен в табл.1 и на рис. 5

Совместная интерпретация данных по волнам сжатия и сдвиговым волнам.

Интерпретация данных выполнена по данным временной и глубинной миграции до суммирования во временной области для продольных и обменных волн. Литолого-стратиграфическая привязка выполнялась на основе данных ВСП и ГИС. Для точной (пофазовой) привязки отражений к выделенным по скважине отбивкам) использовалось одномерное моделирование. Исходными данными для одномерного моделирования служили кривые плотностного гамма-гамма

каротажа (ГГК-П) и дипольного (медленности по Р и S волнам) каротажа. При осуществлении синтетического моделирования в качестве опорного вертикального годографа использовались вертикальные годографы соответствующего типа волн, полученные путем решения обратной кинематической задачи по данным ВСП. Для создания импульса для свертки с коэффициентами отражения КР и КS из сейсмических данных волн обоих типов были извлечены импульсы на удалениях до 250м от траектории ствола скважины. Путем свертки их с коэффициентами отражения, получены синтетические трассы. Для сравнения синтетических трасс с реальными данными были собраны данные вдоль ствола скважины. После этого, с помощью коррекции вертикального годографа ВСП было достигнуто

удовлетворительное совпадение синтетических трасс с реальными.

При прослеживании отражений контроль корректности взаимоотжествления ОГ по волнам разных типов осуществлялся по «физичности» отношения V_p/V_s (предельные значения отношения для данного типа пород в соответствующих сейсмогеологических условиях) для вышележащего интервала. Трассировка проводилась в определенном по предельным значениям V_p/V_s «доверительном» интервале времен ОГ. Доверительный интервал рассчитывался по формулам:

$$T_{PP_2}^{min} = \frac{2\gamma^{min}}{(1+\gamma^{min})} \Delta T_{PS_{1-2}} + T_{PP_1}; \quad T_{PP_2}^{max} = \frac{2\gamma^{max}}{(1+\gamma^{max})} \Delta T_{PS_{1-2}} + T_{PP_1}$$

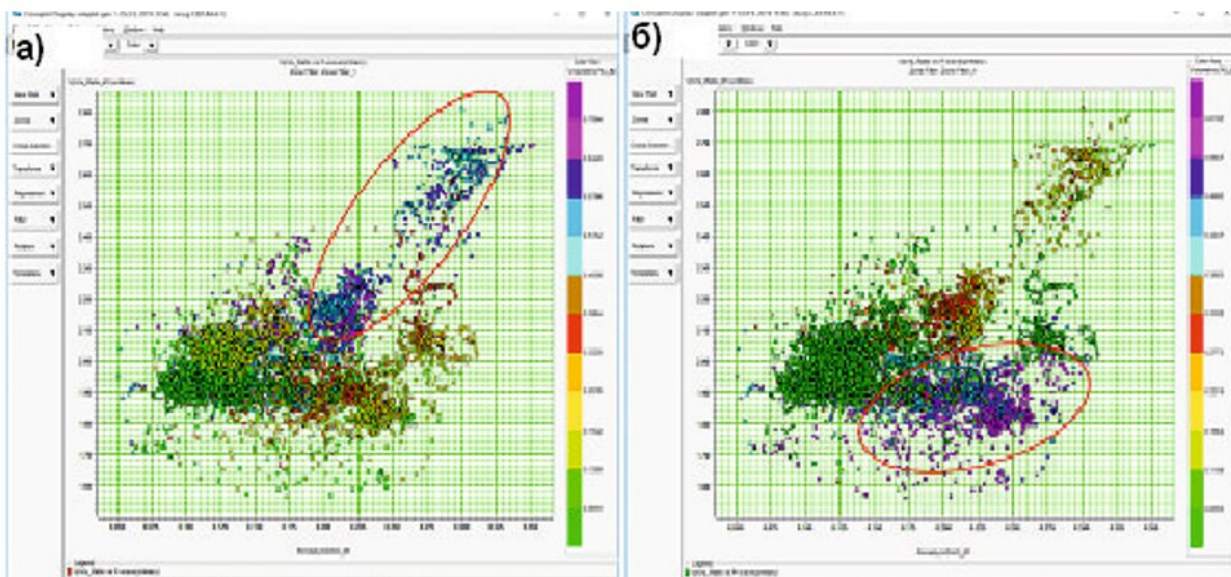
$$T_{PS_2}^{min} = \frac{(\gamma^{max} + 1)}{2\gamma^{max}} \Delta T_{PP_{1-2}} + T_{PS_1}; \quad T_{PS_2}^{max} = \frac{(\gamma^{max} + 1)}{2\gamma^{max}} \Delta T_{PP_{1-2}} + T_{PS_1}$$

(1)

где T – время ОГ с индексами типа волны верхней (1) и нижней (2) границ интервала, $\gamma = V_s/V_p$ – минимальное или максимальное отношение для данного интервала.

Это впоследствии позволяет повысить точность решения обратной динамической задачи.

▼ Рис. 6. Рис. 6 Кроссплоты $V_p/V_s = f(K_p)$, а) цвет - K_{clay} (область аргиллитов); б) цвет - K_{qtz} (область песчаников).



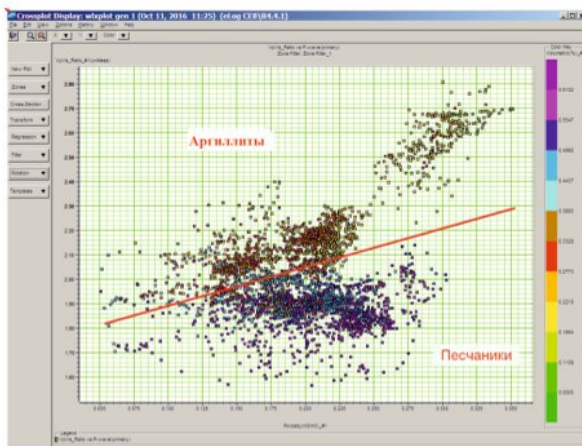
Возможность разделения данных V_p , V_s , упругому (Z_p), сдвиговому (Z_s) импедансам и отношению V_p/V_s по вещественному составу оценивалась по данным ГИС – коэффициенту пористости (K_p), коэффициенту объемной глинистости (K_{clay}), доли кварца в объеме породы (K_{qtz}), доли кальцита в объеме породы (K_{clc}). Соответствующие кроссплоты приведены на рис. 6.

Граничные значения восстанавливаемых параметров для всего интервала сведены в таблицу 2.

▼ Табл. 2.

Литология	V_p	Z_p	V_p/V_s
Карбонаты ($K_{clc} \geq 0.4$)	3200-5000	7000-12500	1.90-2.40
Глинистые породы ($K_{clay} \geq 0.4$)	2250-3500	5500-9000	1.80-2.70
Песчаники ($K_{qtz} \geq 0.4$)	2750-4000	6500-10000	1.60-2.00

На рисунке 7 приведен кроссплот для терригенной целевой части. Видно, что по



▲ Рис. 7. Кроссплот $Vp/Vs = f(Kp)$, цвет - Kqz для целевой части (терригенные отложения K1a-J2).

отношению Vp/Vs достаточно эффективно выделяется область песчаников. Если проанализировать эту область по параметрам водонасыщения, газонасыщения и нефтенасыщения, то очевидно, что для данной скважины разделить область коллектора по этим свойствам не представляется возможным.

Фоновая модель Vp и Vs , построенная по данным дипольного каротажа, приведена на рис.8.

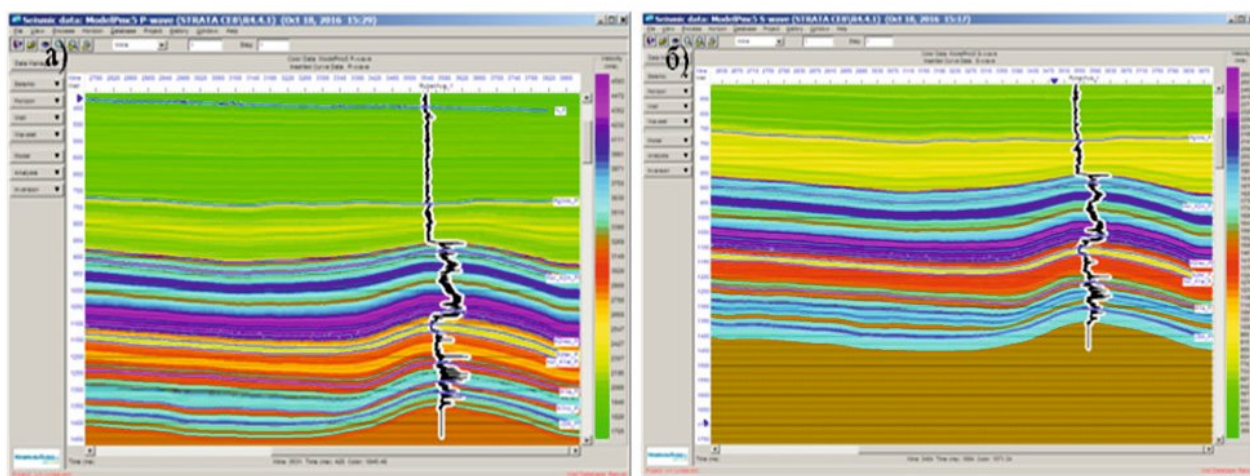
Совместная корреляция ОГ по PP и PS волнам (при многокомпонентной регистрации) позволяет включить прослеживание ОГ по PS во времена PP в систему уравнений для коэффициентов отраже-

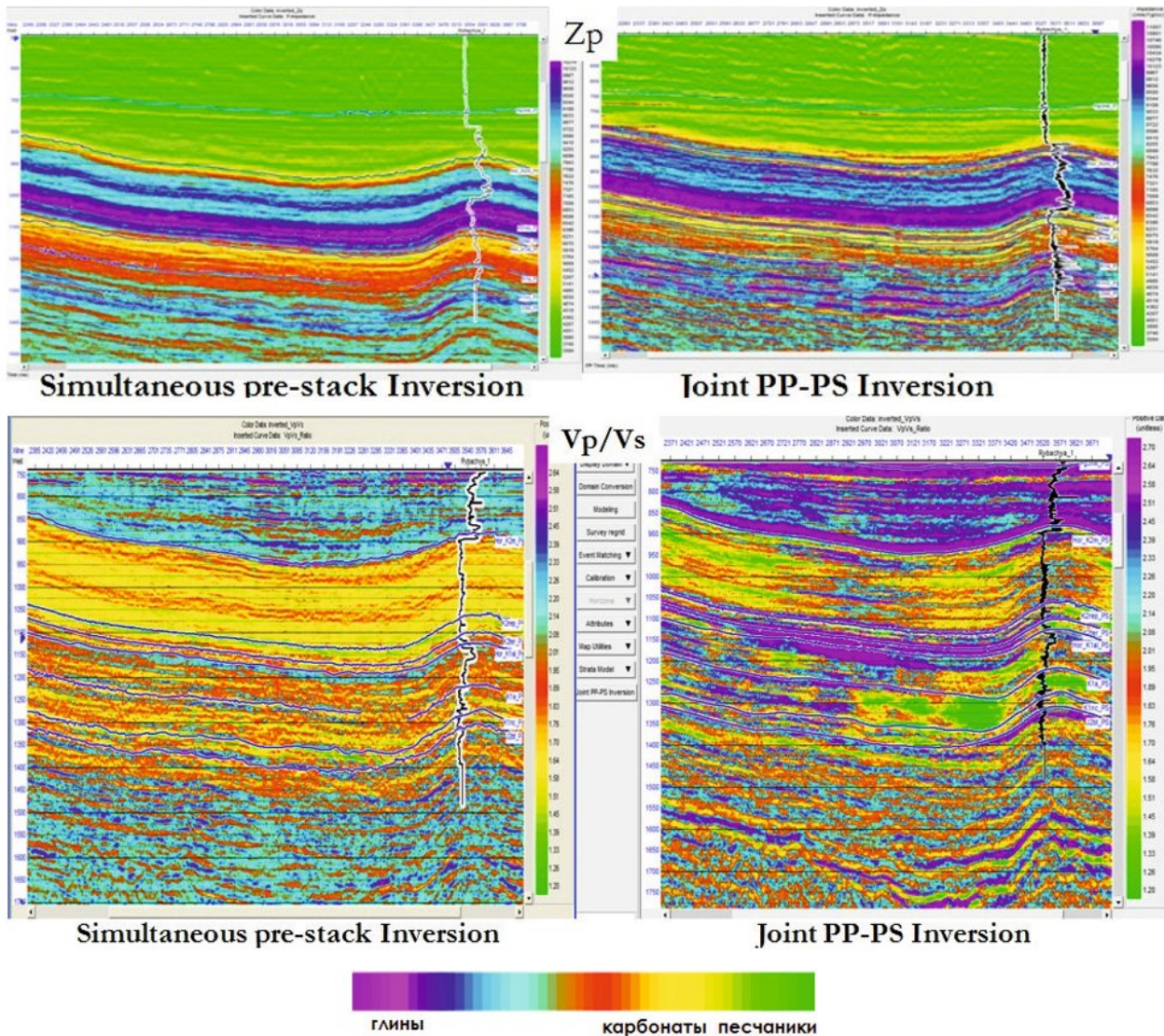
ний при решении обратной динамической задачи и осуществить совместную (т.н. Joint PP-PS Inversion - David C. Henley and at al. 2002). Совместная инверсия использует низкочастотную модель Vp , Vs и плотности, созданную для одновременной (simultaneous - Dan Hampson, Brian Russell (2005)) инверсии и обновленную согласно прослеженным и взаимосвязанным горизонтам по PP и PS волнам (1). Результаты восстановления упругого импеданса Zp , и отношения Vp/Vs одновременной и совместной инверсией приведены на рисунке 9.

Анализ полученных данных показал, что уточнение модели и использование при инверсии в уравнениях коэффициентов обмена при совместной PP-PS инверсии позволяет более детально (по латерали) дифференцировать область терригенных отложений. По вертикали (в области скважины) сдвиговый импеданс и отношение Vp/Vs восстанавливаются с большим коэффициентом корреляции (рис. 10). Полученный результат не противоречит геологической модели месторождений для района исследований.

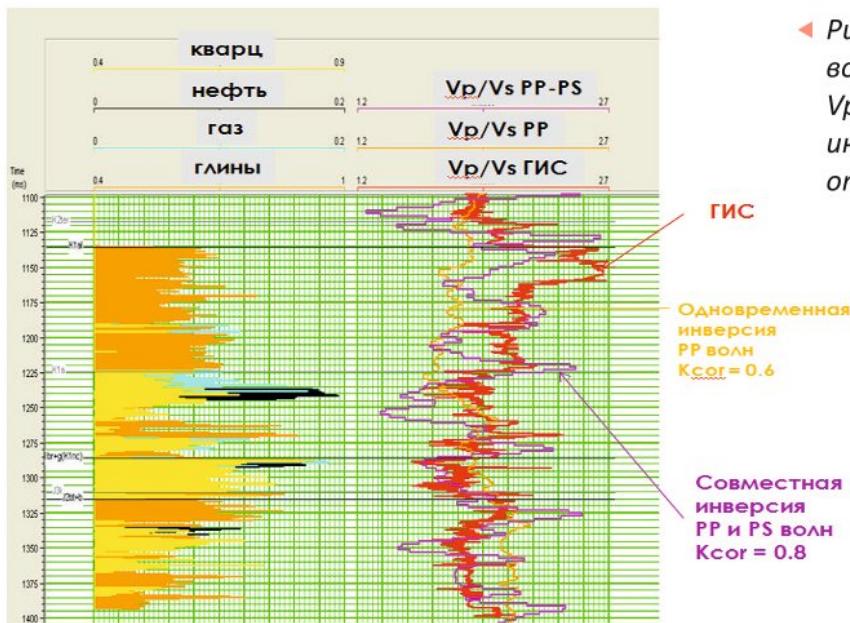
Отсутствие достаточной статистики по скважинным данным (всего одна скважина со слабым нефте- и газонасыщением)

▼ Рис. 8. Модель Vp (а) и Vs (б) для решения обратной динамической задачи.





▲ Рис. 9. Результат восстановления упругого импеданса Z_p (вверху) и отношения V_p/V_s (внизу) при решении обратной динамической задачи.



◀ Рис. 10. Сравнение результата восстановления отношения V_p/V_s различными видами инверсии в зоне целевых отложений по скважине.

на профиле сбора данных 4С не позволяет сделать корректный анализ и восстановление свойств коллектора. Хотя синтетическое флюидонасыщение коллектора показало снижение значений V_p/V_s . Во всяком случае, можно говорить о перспективах технологии 4С для данного района при изучении его нефтегазонасности.

Выводы.

- Получены информативные временные и глубинные разрезы по продольным и обменным волнам различной поляризации.
- В процессе обработки учтена несимметричность лучевой схемы распространения обменных волн.
- Выполнена миграция до суммирования во временной и глубинной областях по продольным и обменным волнам.
- Осуществлена идентификация и взаимоотожествление основных отражающих горизонтов на волновых полях продольных и обменных волн.
- Проведен петрофизический анализ скважинных данных, который показал возможность разделения карбонатных, глинизированных и песчаных пород. Также, для терригенной части разреза, показана возможность разделения на коллектор – неколлектор. Наиболее четко это разделение проявляется для отношения V_p/V_s . Для оценки свойств самого коллектора одной скважины недостаточно.
- Сравнение результатов инверсии показало преимущество совместной (Joint PP-PS Inversion), которое достигается за счет контролируемой одновременной корреляции горизонтов PP и PS волн.
- По результатам инверсии достаточно уверенно разделяются верхняя терриген-

ная, карбонатная и нижняя (целевая) терригенные части.

- В целевой зоне разделены глинизированные (более низкие значения упругого импеданса и высокие значения V_p/V_s) и песчаные породы.

- Улучшение качества коллектора коррелируется с уменьшением V_p/V_s

Полученные результаты позволяют с уверенностью говорить о перспективности поисковых работ по технологии Многоволновой сейсморазведки для данного района. Для повышения достоверности ожидаемых результатов и оценки ФЕС выделяемых коллекторов можно рекомендовать следующее:

1. Проектирование работ с многокомпонентной регистрацией необходимо предварять петрофизическим анализом данных ГИС для района работ с целью оценки возможности разделения отложений по коллекторским, а самих коллекторов по ФЕС, на основе атрибутов V_p и V_s .

2. Площадь работ должна включать хотя бы одну скважину с работами трехкомпонентного ВСП (НВСП) и несколько (минимум 2-3) скважин с широкополосным (волновым) или дипольным акустическим каротажем в области полнократного перекрытия по ОГП.

3. Работы следует проводить в пространственном варианте (3D-4C) с достаточной плотностью по ОТП. Недостатком использованной в данном проекте «обращенной» системы полевых наблюдений является отсутствие перекрытий по пунктам приема. При дальнейших работах рекомендуется использовать стандартную симметричную систему наблюдений или предусмотреть зоны перекрытия по пунктам приема для «обращенной» системы наблюдений.

4. Геологическое истолкование результатов инверсии требует более представительной статистики по скважинным данным и пространственных, более плотных систем наблюдений. Полученные данные дают все основания полагать, что комплексирование волн разных типов для акватории Каспийского моря позволит успешно решать нефтяные задачи.

Литература

1. Tessmer, G., and Behle, A., 1988, Common reflection point data stacking technique for converted waves: Geophys. Prosp., 36, 671-688.
2. David C. Henley, Gary F. Margrave, and Hongbo Zhang Preparing input data for joint PP/PS inversion CREWES Research Report . Volume 14 (2002)
3. Dan Hampson, Brian Russell, Simultaneous inversion of pre-stack seismic data. CSEG National Convention 2005
4. Коротков И.П., Кузнецов В.М. Шехтман Г.А., Череповский А.В. Особенности обработки данных многоволновой сейсморазведки. // ТЕХНОЛОГИИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ Издательство: Институт нефтегазовой геологии и геофизики им. А.А. Трофимука Сибирского отделения РАН (Новосибирск) ISSN: 1813-4254. № 2 2014, С 51-69
5. В.М. Кузнецов, Г.А.Шехтман, А.В.Череповский. Методика наблюдений в многоволновой сейсморазведке// Технологии сейсморазведки, № 2 2013, с37-59

Подробнее об авторах



Кузнецов
Василий Маркович

Заместитель Генерального директора ООО "Геофизические Системы Данных" по науке. Кандидат технических наук.



Кротков
Илья Петрович

Главный геофизик ООО "Геофизические Системы Данных". Кандидат технических наук.



Тельбухов
Владимир Андреевич

Генеральный директор ООО "ГГС-Хазар"



Хортов
Алексей Владимирович

главный геолог ООО "ГГС-Хазар". Доктор геолого-минералогических наук.