

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ 3D НА ПРИМЕРЕ АКУСТИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ

Умирова Г.К.¹, Исмаилова Г.А.², Исагали А.А.³

Email: Umirova687@scientifictext.ru

¹Умирова Гульзада Кубашевна – доктор PhD, старший преподаватель;

²Исмаилова Гульвира Алибековна – магистр технических наук, ассистент;

³Исагали Асем Айдаркызы – студент,

кафедра геофизики,

Казахский национальный исследовательский технический университет имени К. И. Сатпаева,

г. Алматы, Республика Казахстан

Аннотация: в статье охарактеризован современный этап геолого-разведочных работ и обоснована необходимость использования методов, хорошо зарекомендовавших себя при выделении нефтегазоперспективных объектов. На основе обзора изданной и фондовой литературы выделены достоинства сейсмической инверсии, решающей широкий круг задач при прогнозе объемного распределения различных петрофизических параметров продуктивных пластов. На примере конкретного нефтегазового месторождения исследована информативность акустической инверсии при поисках нефтегазовых объектов и определении их фильтрационно-емкостных свойств.

Ключевые слова: Сейсморазведка 3D, ВСП, плотностной картотаж (ГГК-П), сейсмическая акустическая инверсия, коллектор, неколлектор, сейсмический импеданс (акустическая жесткость), фильтрационно-емкостные свойства.

APPLICATION OF INNOVATIVE TECHNOLOGIES IN THE INTERPRETATION OF 3D SEISMIC DATA ON THE EXAMPLE OF ACOUSTIC INVERSION

Umirova G.K.¹, Ismailova G.A.², Issagali A.A.³

¹Umirova Gulzada Kubashevna - Doctor Ph.D, Senior Lecturer;

²Ismayilova Gulvira Alibekovna - Master of Technical Sciences, Assistant;

³Issagali Assem Aidarkyzy - student,

DEPARTMENT OF GEOPHYSICS,

KAZAKH NATIONAL RESEARCH TECHNICAL UNIVERSITY NAMED AFTER K. I. SATPAYEV,

ALMATY, REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

Abstract: the article describes the current stage of geological exploration and substantiates the need to use methods that have proven themselves in identifying oil and gas prospective objects. On the basis of a review of published and stock literature, the advantages of seismic inversion are determined, which solves a wide range of problems in predicting the volume distribution of various petrophysical parameters of productive formations. On the example of a specific oil and gas field, the informativeness of acoustic inversion was investigated in the search for oil and gas objects and the determination of their filtration-capacitive properties.

Keywords: 3D seismic, VSP, density logging (GGK-P), seismic acoustic inversion, collector, non-collector, seismic impedance (acoustic rigidity), reservoir properties.

УДК 550.3

Казахстан является одной из крупнейших нефтедобывающих стран мира. Нефть в Казахстане начали добывать ещё в конце XIX века, намного раньше, чем в Иране, Кувейте, Мексике, Норвегии, Саудовской Аравии. По итогам 2017 года министр национальной экономики Т.Сулейменов заявил о рекордном объёме добычи нефти за всю историю Казахстана – 86,2 млн. тонн. Таким образом, современные условия требуют резкого расширения поисково-разведочных работ для реализации ресурсного потенциала РК на научно-методической основе.

Современный этап поисково-разведочных работ характеризуется повышением сложности задач по прогнозированию нефтегазовых залежей, на фоне требования снижения затрат на геологоразведочные работы. К ним относятся сложность распространения пластов-коллекторов и высокая изменчивость геологического разреза, увеличение глубины залегания продуктивных горизонтов и низкая результативность геофизических работ, переход месторождения в «зрелый» этап разработки и его выработанность. В пределах существенно выработанных месторождений значительный прирост запасов может быть достигнут за счет открытия небольших сложнопостроенных залежей [1]. Отсюда вытекает необходимость совершенствования существующих и создания новых методов выделения нефтегазоперспективных объектов.

Сегодня каждый из этапов геологоразведочного процесса принято завершать созданием модели резервуара, содержащего углеводородное сырьё. Детальность модели и полнота описания ее физических и геологических свойств повышаются по мере накопления геолого-геофизических данных от регионального этапа исследований до эксплуатации нефтегазовых залежей. Модель геологического объекта (резервуара) представляет собой результат интегрированной интерпретации данных комплекса геолого-геофизических методов, а надежность модели определяет успех в решении задачи прогноза емкостных характеристик залежей углеводородов (УВ) [2].

Если рассматривать методики наиболее результативного прогноза емкостных свойств коллекторов, то практически во всех нефтегазоносных бассейнах РК лидирующую роль традиционно занимают сейсморазведка 3D и ГИС. Возможности сейсмического метода исследований в создании моделей нефтегазовых залежей существенно расширились, благодаря разработанным в последнее время технологиям прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств коллекторов. К ним можно отнести всевозможные преобразования волновых разрезов в различные физические параметры среды (импеданс, скорость). Данную процедуру называют сейсмической инверсией и в современных условиях это преобразование дает возможность на достоверном уровне прогнозировать коллекторские свойства осадочных горных пород.

Таким образом, разработка научно-обоснованной методологии прогнозирования сложнопостроенных коллекторов, в том числе неантиклинальных ловушек УВ с выявлением литологии коллекторов, их насыщенности и продуктивности на основе использования инверсии является актуальной задачей.

Раньше инверсией называли самые разнообразные алгоритмы получения различных свойств среды из сейсмических данных, но сегодня инверсия – это определенный класс численных задач, с помощью которых из сейсмической записи извлекают информацию об основных упругих параметрах среды – акустическом, сдвиговом импедансе и плотности [3].

Сейсморазведка восстанавливает свойства пластов с толщинами порядка 12 м эффективной толщины или 32 м общей толщины. Говоря по-другому, волновое представление отражений описывает поведение коэффициентов отражений, то есть перепад свойств на границах пластов и не выделяет тонких пропластков и слоев. Для перехода к пластовому описанию используют инверсию.

Сейсмические данные можно изучать и интерпретировать и без использования инверсии, однако этот факт обедняет возможности сейсморазведки и иногда даже может привести к получению ошибочных сведений и в рамках изучения геологического строения и при определении фильтрационно-емкостных свойств горных пород.

Таким образом, с одной стороны, целью инверсии является перевод волнового представления сейсмических записей в пластовый вид, характерный для геологических разрезов. С другой стороны, сейсмическая инверсия является технологией, позволяющей с применением физически и математически обоснованных алгоритмов использовать сейсмические данные для прогноза объемного распределения различных петрофизических параметров продуктивных пластов в межскважинном пространстве [4].

Покажем упрощенным образом задачу сейсмической инверсии. Исходными параметрами служат наблюдаемые данные и теоретически вычисленные, полученные решением прямой задачи по заданной теоретической модели. Данная модель связывает между собой параметры модели и реальные данные. С помощью реализации инверсии необходимо найти такие параметры модели, чтобы свести к минимуму разницу между теоретическими и наблюдаемыми значениями. Невязки возникают в результате того, что мы не знаем истинные параметры модели, а исходные данные содержат всевозможные шумы.

Различные типы сейсмической инверсии решают широкий круг задач, определяемый как целями динамической интерпретации, так и сейсмогеологическими условиями изучаемых отложений, а также наличием необходимого набора сейсмической и скважинной информации.

Эффективность сейсмической инверсии зависит от:

- качества и полноты исходных геолого-геофизических данных;
- геологических особенностей строения изучаемых отложений;
- наличия предпосылок к разделению пород по качеству коллектора, литологии, насыщению в поле упругих параметров.

Существует множество различных инверсионных технологий, которые можно условно подразделить на две совокупности категорий: во-первых, по признаку выполнения: инверсии до или после суммирования, и, во-вторых, инверсия с разрешением сейсмических данных или с разрешением каротажных данных. Сочетание этих категорий позволяет получить четыре технических подхода к решению инверсионной задачи, а выбор определенного типа инверсии в каждом конкретном случае зависит от поставленных задач и характеристики самих пород.

Целью данных исследований является изучение информативности акустической инверсии при поисках нефтегазовых ловушек и дальнейшее определение их фильтрационно-емкостных свойств.

Рассмотрим один из примеров расчета акустической инверсии. При реализации данной процедуры основными продуктами являются сейсмический импеданс (акустическая жесткость), определенная по данным ГИС, и псевдо-пористость (пористость, рассчитанная по сейсмическим данным). Сейсмические данные имеют ограниченную полосу частот, что в некоторых случаях уменьшает разрешающую способность сейсморазведки и снижает качество. Для того чтобы расширить имеющийся частотный диапазон, для получения низкочастотной компоненты используются каротажные данные.

Скважинные данные служат для того, чтобы добавить низкочастотную компоненту за пределами сейсмической полосы частот и, тем самым, ввести ограничения в результат инверсии.

Исходные данные и постановка задачи. Основными входными данными для каротажа при расчете инверсий являются измерения акустического и плотностного методов. Для нашего примера объем этих данных был довольно обширным:

плотностной каротаж (ГГК-II) проведен в 581 скважине, акустический каротаж выполнен в 584-х скважинах. В 19-и скважинах было проведено ВСП. Условиями для получения качественного результата амплитудной инверсии являются равномерное распределение скважин по площади, а также такое их количество, достаточное для описания модели осадконакопления. Поэтому из обширного фонда скважин были использованы 30.

Перед началом анализа петрофизических свойств промыслово-геофизические кривые были подготовлены специальным образом: произведена независимая увязка каротажного материала, в ряде скважин в кривые DT и RHOV вносилась аддитивная поправка. Кроме того, кривые RHOV, DT были сглажены с шагом 0.5 м по вертикали и исправлены интервалы высокоамплитудных выбросов. В результате был получен материал, пригодный для анализа петрофизических свойств разреза.

Для практической реализации инверсионных преобразований необходимы также сведения о сейсмическом кубе временной миграции до суммирования; структурные карты по поверхностям геологического интереса, а также отбивки этих горизонтов по вышеуказанным скважинам.

В исследуемом разрезе коллекторы терригенных нижнемеловых и среднеюрских отложений представлены слабосцементированными песчаниками (песками) и алевролитами (алевроитами) с незначительным содержанием глинистого материала. Эффективные мощности коллекторов продуктивных пластов варьируют в пределах 0.3-12.1 м для пород неокома и от 0.3 до 28.4 м для пород среднеюрских отложений. Таким образом, по объединённому сейсмическому кубу на площади исследований была проведена амплитудная инверсия сейсмических данных с целью детального исследования строения продуктивных интервалов неокома и средней юры и определения характера насыщения пластов-песчаников.

На первом этапе инверсии изучались петрофизические особенности изучаемой продуктивной толщи. Анализ жесткостных характеристик (скорости и акустического импеданса) выявил отсутствие разделения пород по признаку «коллектор» (песчаники)-«неколлектор» (глины и глинистые разности) по значению этих параметров. Отмечается лишь тенденция: пониженные величины параметров характерны для песчаных пород, повышенные – для глинистых и уплотненных разностей.

Анализ показал, что наиболее информативным методом ГИС в условиях исследуемого разреза является объемная плотность пород. По значениям параметра можно не только уверенно разделить разрез по литологии на песчаники и глины, но и оценить качество коллекторов.

На первом этапе инверсионных преобразований с целью расчета формы импульса, наилучшим образом подходящим для увязки синтетических сейсмических трасс, рассчитанных по каротажным кривым и реальных сейсмических трасс, полученных после обработки, выполняется калибровка скважинных и сейсмических данных.

В рамках нашего примера калибровка состояла из нескольких этапов:

1. Многоканальный анализ формы импульса – это расчет нуль-фазового импульса по заданным параметрам амплитудно-частотного спектра по группе трасс сейсмического куба;

2. Выбор рабочего временного интервала калибровки;

3. Определение временных сдвигов между синтетическими и реальными трассами;

4. Определение фазовых сдвигов между синтетическими и реальными трассами;

5. Нормализация энергии синтетических трасс;

6. Уточнение результирующего импульса – перебор фазовых и амплитудных поправок.

Точная оценка импульса очень важна для успешного выполнения любой инверсии, причем прогнозируемая форма сейсмического импульса может повлиять не только на

результат сейсмической инверсии, но и на дальнейшую оценку фильтрационно-емкостных свойств продуктивных зон.

Если оцененная (постоянная) фаза статистического импульса согласована с конечным результатом, то процесс оценки импульса сходится быстрее, чем в случае предположения о «нулевой фазе». Незначительное редактирование и процедура «растяжение и сжатие» могут быть использованы для лучшего совмещения осей синфазности. Точная оценка импульса требует точной привязки кривой импеданса к сейсмическим данным. Ошибки, допущенные при привязке к скважинам, могут привести к фазовым или частотным искажениям при оценке импульса.

После того как импульс определен, для каждой сейсмической трассы рассчитывается синтетическая кривая. Для обеспечения лучшего качества результат инверсии сворачивается с импульсом для получения синтетических сейсмических трасс, которые сравниваются с исходной сейсмикой. Без сейсмического импульса решение будет неуникально.

Оценка спектра сейсмических данных во временном окне >300 мс показала, что частотный диапазон записи составляет 12-150 Гц (Рисунок 1).

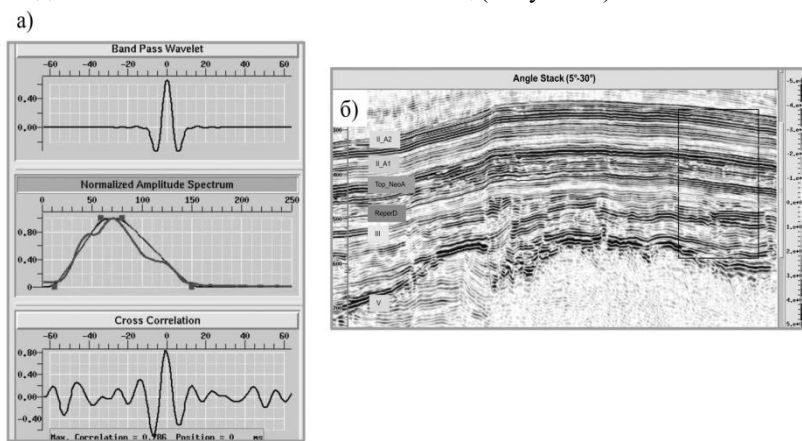


Рис. 1. Частотно-фазовые характеристики сигнала (а), временной интервал, выбранный для оценки сигнала (б) [5]

Сигнал, извлеченный из реальных сейсмических данных имеет практически нуль-фазовую характеристику. При сопоставлении сейсмических и синтетических трасс удалось определить форму импульса, при которой значения кросс-корреляции максимальны. Был подобран синтетический трапециевидный импульс с рабочим диапазоном частот 12-65-85-150 Гц. Синтетические сейсмограммы получены путем свертки импульса с трассой коэффициентов отражения, рассчитанных из блоковых кривых: в одном случае – псевдоскорости (функции плотности), в другом – акустического импеданса. Таким образом, по 73 скважинам были рассчитаны синтетические сеймотрассы и увязаны с сейсмическими данными. Отметим, что наблюдается хорошая сходимость скважинных и сейсмических данных, как для импеданса, так и для псевдоскорости (Рисунок 2).

По результатам привязки скважин были выбраны 33 скважины, которые участвовали в построении фоновой модели. Фоновая модель используется и как ограничение в процессе оптимизации решения, и как низкочастотная компонента, и для восстановления полной характеристики среды. Основными результатами использования фоновой модели являются детальные модели импеданса (Рисунок 3) и псевдоскорости.

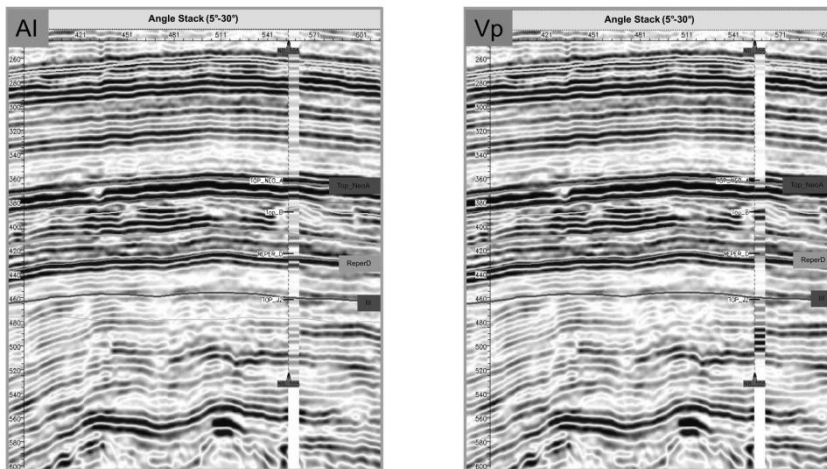


Рис. 2. Результат калибровки скважинных и сейсмических данных [5]

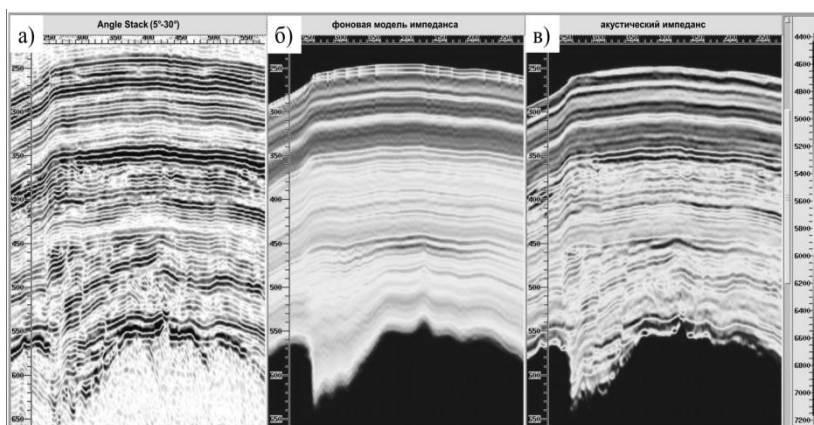


Рис. 3. Пример результата инверсии (в) на основе использования разреза сейсмических данных (а) и фоновой модели импеданса (б) [5]

Инверсия сейсмических данных проводилась в постоянном временном диапазоне 110-890 мс. На вход инверсии подавались суммарный (по диапазону углов 5-30°) временной куб с соответствующим сигналом и пересчетным коэффициентом, а также кубы отфильтрованных фоновых моделей: в одном случае импеданса, в другом – псевдоскорости. Таким образом, были получены кубы импеданса и псевдоскорости.

На этапе анализа петрофизических характеристик по каротажным данным для продуктивных отложений изучаемой площади был сделан вывод о том, что плотность является информативным параметром, позволяющим оценить и качество коллектора, и выделить в общей толще интервалы коллекторов. Поэтому кривые пористости были пересчитаны в скоростные кривые (псевдоскорость) с использованием уравнения Гарднера. Кроме того, для возможности пересчета куба скорости в куб пористости была построена зависимость вида $K_p=f(\text{псевдоскорость})$ и рассчитано уравнение регрессии.

На основе возможности литологического расчленения разреза по параметру псевдоскорости рассчитывались гистограммы распределения параметра по отдельным литофациям и проведено сопоставление вертикального разреза псевдоскорости с кривой гамма-каротажа и интервальной кривой коллекторов. По результатам данного этапа были подобраны значения псевдоскорости по трем основным литотипам (Таблица 1)

Таблица 1. Значение псевдоскорости по трем литотипам

Песчаники	$V_p < 3350$	10
Алевролиты	$3350 < V_p < 3550$	20
Глинистые и плотные породы	$V_p > 3550$	30

По значениям псевдоскорости каждому литотипу было задано соответствие числом (третья колонка). Для более четкого расчленения горных пород для отложений триаса было задано число 40.

Так были построены кубы пористости (Рисунок 4) и литологии (Рисунок 5).

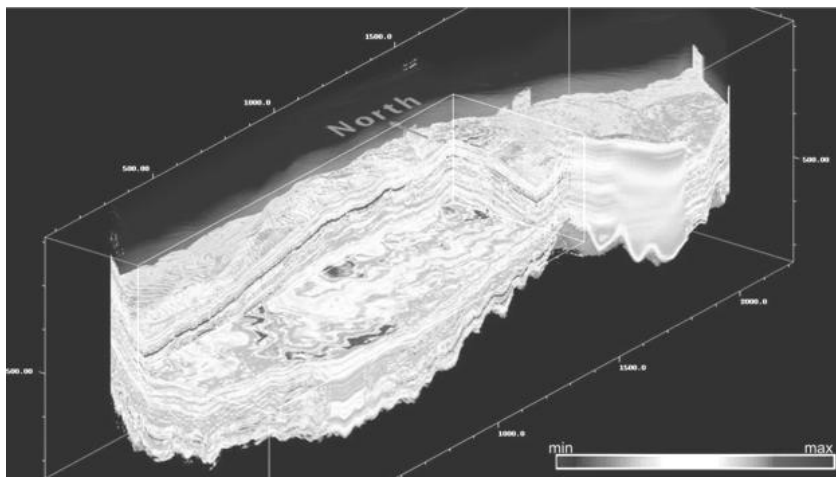


Рис. 4. Куб пористости [5]

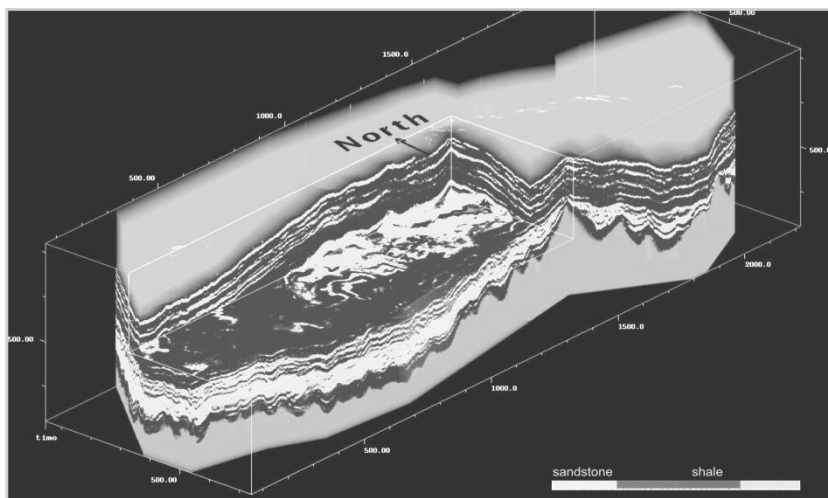


Рис. 5. Куб литологии [5]

Выводы:

Таким образом, сейсмическая инверсия является одним из стандартных методов динамического анализа и интерпретации волнового поля. По своей сути это метод математического сейсмического моделирования, интегрирующий динамическую интерпретацию данных сейсморазведки с результатами бурения, а также детальных исследований методами ГИС и ВСП. При совместном анализе скважинных и

сейсмических данных возможно оценить распределение фильтрационно-емкостных свойств исследуемых пластов-коллекторов по площади.

Для оценки распределения коллектора по латерали использовался параметр псевдоскорости, по низким значениям которого были выделены коллектора. Несмотря на то, что разрешающая способность сейсморазведки позволяет выделить однородные песчаные коллектора толщиной более 12 метров, однако в изучаемой толще мощности коллекторов составили первые единицы метров.

Таким образом, сейсмическая инверсия представляется эффективным инструментом для решения задач прогнозирования геологического разреза. Тем не менее, можно отметить, что не существует единственного верного (лучшего) алгоритма, многое зависит от конкретных условий, качества и количества данных.

Список литературы / References

1. *Альмухаметов А.А.* Прогнозирование залежей нефти в верхнеюрских отложениях Среднего Приобья на основе сейсмических исследований. Автореферат на соискание степени кандидата геол.-минерал. Уфа, 2010.
2. *Барышев Л.А.* Прогнозирование нефтегазовых залежей на основе физико-геологических моделей в сейсмогеологических условиях юга Сибирской. Автореферат диссертации на соискание степени доктора геол.-минерал. Наук, Иркутск 2009.
3. *Яковлев И.В., Ампилов Ю.П., Филиппова К.Е.* Почти всё о сейсмической инверсии. Часть 2. Технологии сейсморазведки, № 1, 2011, с. 5-15.
4. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://dic.academic.ru/dic.nsf/ruwiki/1332697>. Сейсмическая инверсия.
5. Отчет. Якукин В.И., Кирзелева О.Я., Зайцева С.А. и др. «О результатах обработки и интерпретации сейсмических материалов объединенного куба 3D». Москва, 2010.