

**ПРОБЛЕМЫ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ СЪЕМКИ ДЛЯ
КАРТИРОВАНИЯ СТРОЕНИЯ ПАЛЕОЗОЯ ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ**

М.М. Амани¹, И.В. Парубенко²

Научные руководители доцент Д.Ю. Степанов, доцент Г.И. Резяпов

**¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия**

**²ООО Научно-исследовательский центр «Недра»,
г. Томск, Россия**

Породы, слагающие палеозой, представляют собой уникальный нефтегазогеологический объект с особыми условиями нефтегенеза и нефтегазонакопления. Если нефтегазоносность мезозоя и кайнозоя Западной Сибири хорошо изучена, и имеется много опубликованных данных, то палеозой еще имеет низкую степень изученности. Однако, с активным распространением площадных 3D исследований появилась возможность изучать палеозой и установить новые перспективные нефтегазовые объекты Западной Сибири.

Для изучения геологического строения палеозойских отложений и решения других геологических задач сейсмическими методами разведки необходимо правильно планировать и проектировать качественную пространственную съемку.

В данной статье кратко рассмотрено геолого-геофизическое строение палеозоя с точки зрения возможности его исследования сейсморазведкой. Вторая часть посвящена анализу и оценке пространственной системы наблюдения методами 3D сейсморазведки с учетом сложного глубинного строения разреза. В третьей части предлагается обоснование 3D съемки с использованием современных подходов и новых программно-аппаратных комплексов для оптимального изучения палеозоя.

Поскольку успешное решение геологических задач невозможно без знания характеристик изучаемых объектов, мы рассмотрим общие геологические характеристики, которые отражаются во временном сейсмическом разрезе в диапазоне палеозоя, и проведем сравнительный анализ с более поздними интервалами осадконакопления.

Геолого-геофизическое строение палеозоя

По характеру распределения сейсмических скоростей мы можем сделать следующие выводы: в отличие от мезозоя и кайнозоя, где есть хорошие акустические границы, которые можно проследить по сейсмическим данным, палеозой обладает блочной структурой с зонами вертикальных или наклонных трещин и зонами выклинивания и в большинстве случаев имеет слабо выраженные акустические границы [3]. Это приводит к следующей геологической характеристике рассматриваемого объекта:

- 1) более крутые углы наклона границ (до 60 градусов) и значительная кривизна границ в отличие от горизонтов мезозоя и кайнозоя, где углы наклона не превышают одного градуса;
- 2) палеозой слагают породы с разным физическим составом и разной плотностью, с проявлениями магматизма разного типа (эффузивные, интрузивные);
- 3) с тектонической точки зрения палеозой отличается контрастностью блокового состава.

Анализ характеристик рассмотренного геологического объекта показывает, что его выделение и картирование сложно, но возможно с использованием сейсмических методов, которые позволяют проводить дифференцированное изучение геологического разреза. Малые размеры, сложная конфигурация в пространстве и отсутствие подчиненности структурному фактору объектов исследования определяют необходимость дальнейшего повышения разрешающей способности сейсмических методов [1].

Совместный анализ структурной карты, построенной по сейсмическим разрезам, и данных геофизических исследований скважин позволяет прогнозировать фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Качество и точность прогноза тесно связаны с системой наблюдений 2D и 3D МОГТ [2]. Известно много разных способов корреляции разрезов, но чем сложнее тектоника (разломы, разрывы) и больше помех, тем слабее отражения, и корреляция разрезов становится возможной только после специальной обработки.

Метод отраженных волн МОВ-2D ограничен для изучения вторичных процессов тектоники, так как основан на изучении отраженных волн и напряжений в вертикальном направлении. Метод общей глубинной точки МОГТ-3D, который базируется на анализе объемных волн, позволяет изучать напряжения в разных направлениях и исследовать тектоническую активность в различные эпохи осадконакопления. Следовательно, для изучения такого сложного объекта, как палеозой, необходимо проводить сейсморазведку методом ОГТ-3D. Однако, при неправильном проектировании 3D съемки возникает ряд проблем, из-за которых результаты наблюдений становятся непригодными для изучения палеозоя. В качестве примера рассмотрим оценку и анализ результатов реальной съемки МОГТ-3D, проведенной на одной из площадей территории Томской области.

Общая характеристика произведенной на площади 3D съемки

Результаты сейсмической съемки 3D на площади проанализированы с использованием программного продукта Mesa Expert 12.2.2, результат импорта представлен на рис.1. Из приведенного рисунка хорошо видно, что съемка произведена не по ортогональной системе наблюдений, когда линии пунктов возбуждения – ЛПВ (на рисунке красные) перпендикулярны линиям пунктов приема – ЛПП (на рисунке синие). Второе важное обстоятельство – значительное смещение ЛПВ от проектных (в отдельных случаях на 400 м).

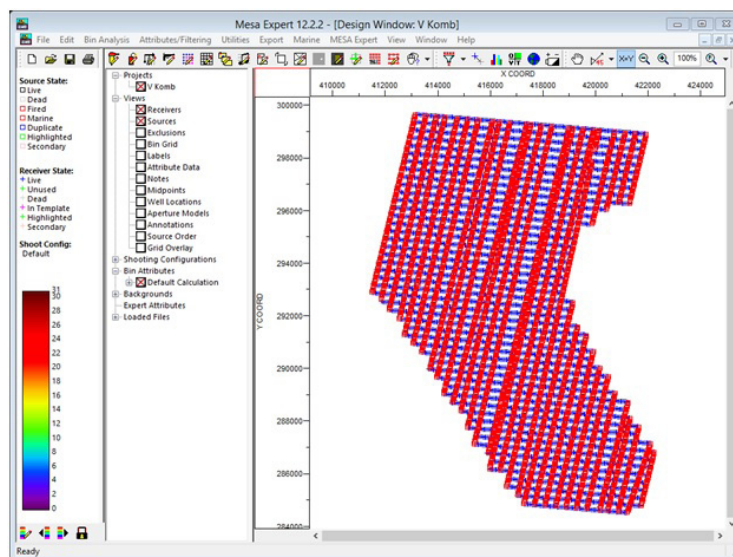


Рис.1. Система наблюдений

Обычно съемку производят таким образом, чтобы смещения пунктов возбуждения (ПВ) компенсировалось смещением расстановки сейсмоприемников в противоположную сторону, при этом сохраняется проектная кратность, хотя и нарушаются удаления. Смещения производились, но при «приблизительно ортогональной» съемке. Это не дает должного эффекта по сохранению кратности. Использованная при съемке расстановка из 10 линий по 120 приемников тоже не совсем корректна, т.к. число приемников в линии должно быть кратно 16 (при этом исходим из расстояния между ЛПВ = 400 м), т.е. или 112 или 128. Другое количество линий даст дробную кратность по оси x. Количество линий 10 приведет к узкоазимутальной съемке, что показано на рис.2.

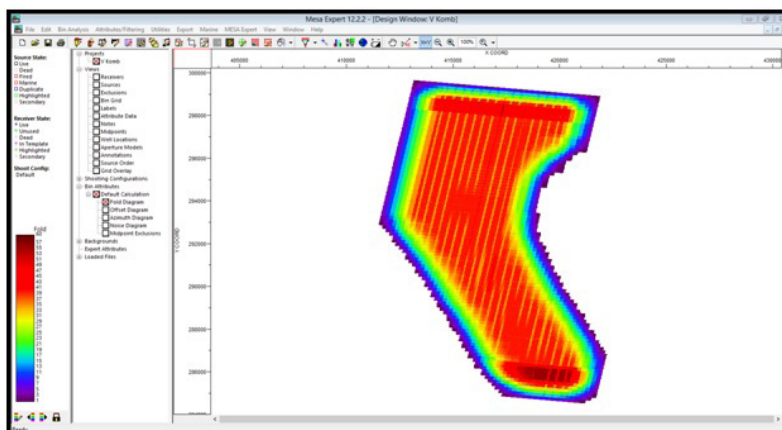


Рис.2. Диаграмма кратности

Анализ результатов произведенной на площади съемки 3D

Кратность съемки (Fold) должна быть равна произведению (Fold_x) * (Fold_y), кратность по оси X – $Fold_x = \frac{120}{2 \cdot 8} = 7,5$, кратность по оси Y равна половине числа приемных линий, т.е. Fold_y = 5, тогда Fold = 37,5. Если исключить края площади, где происходит набор и сброс кратности, то на оставшейся площади кратность распределена сильно неравномерно – значения варьируются от 29 до 60 (рис. 2). Такое распределение кратности недопустимо для динамической интерпретации и в дальнейшем потребует усложнения обработки данных, т.е. приведения к равномерной кратности и естественное ее снижение.

Анализ распределения удалений «источник-приемник» показал, что удаления распределены неравномерно как для отдельных бинов, так и от бина к бину. Распределение азимутов, с которых собирается информация в бины, также показывает, что съемку следует признать узко- или среднеазимутальной (рис. 3). Роза-диаграмма распределения удалений и азимутов для всей площади съемки свидетельствует об априорно заданной неравномерности проведенных 3D сейсморазведочных работ. Такие съемки мало пригодны для анализа трещиноватости горных пород, в особенности для изучения палеозойской части разреза. Результаты съемки будет сложно обрабатывать совместно с соседними площадями, где проведены стандартные МОГТ-3D. Поэтому мы провели новое проектирование с использованием современных подходов и новых программно-аппаратных комплексов.

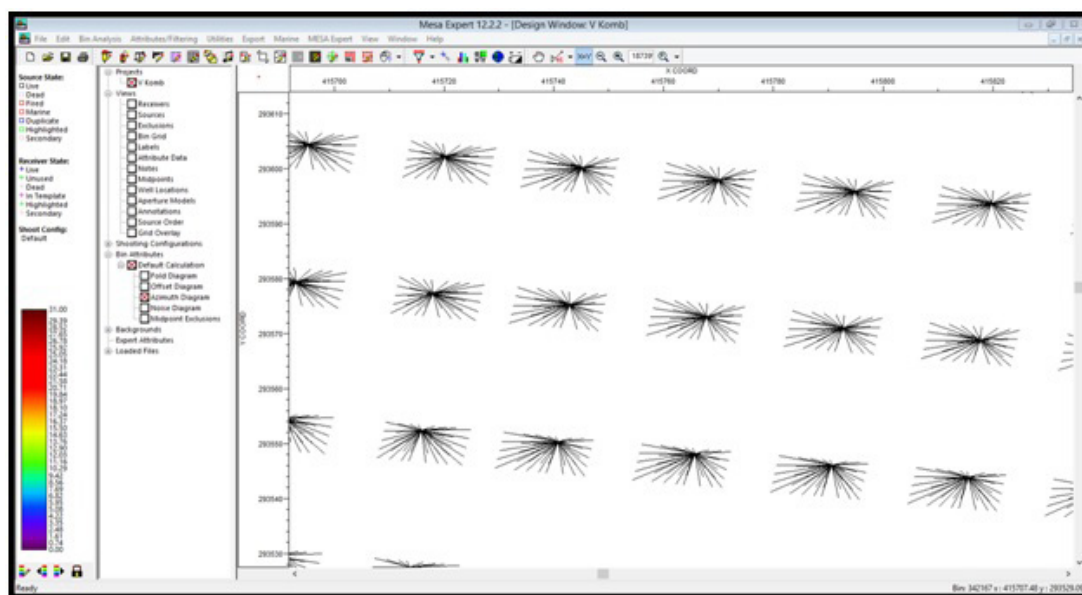


Рис.3. Распределение азимутов проведенной съемки

Проектирование новой системы наблюдений 3D сейсморазведки

Для оптимального решения проблемы изучения палеозоя была спроектирована новая съемка 3D, в которой использована ортогональная система наблюдений. В результате распределение максимальной кратности на нашем участке равномерно и перекрывает участок полностью, распределение удалений «источник-приемник» равномерно как для отдельных бинов, так и от бина к бину, а съемку можно признать широкоазимутальной (рис. 4). Новый проект выполняет поставленные условия и, следовательно, результат съемки можно будет использовать для изучения трещиноватости пород.

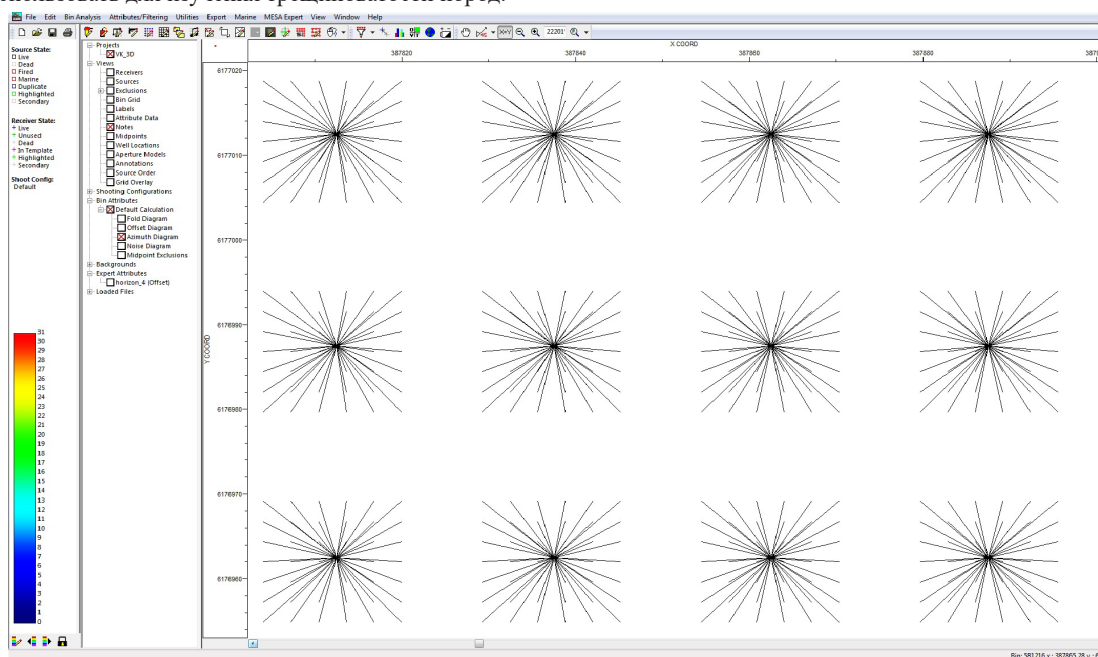


Рис.4. Распределение азимутов в проектной съемке

Литература

1. Воскресенский Ю.Н. Полевая геофизика. – М.: Недра, 2010. – 479 с.
2. Кузнецов В.И. Элементы объемной (3D) сейсморазведки – 2-е изд., изм. – Уфа: Информреклама, 2012.–269 с.
3. Харахинов В. В., Шленкин С. И. Нефтегазоносность докембрийских толщ Восточной Сибири на примере Куомбинско-Юрубчено-Тохомского ареала нефтегазоаккумуляции // М.: Научный мир. – 2011. – 420 с.