

Многоуважаемые коллеги!

Д.Н. Слонов, Генеральный директор ОАО «Саратовнефтегеофизика», г. Саратов



От лица коллектива ОАО «Саратовнефтегеофизика» сердечно поздравляю Вас с профессиональным праздником – Днем нефтяной и газовой промышленности.

ОАО «Саратовнефтегеофизика», обладая бесценным опытом работы на рынке нефтесервисных услуг, идет в ногу со временем, решая геофизические задачи повышенной наукоемкости, осваивая все новые объемы современных профессиональных знаний. Компания бережно относится к поколению сложившихся мастеров своего дела и уделяет особое внимание воспитанию молодого поколения геофизиков, закладывая будущий успех уже сейчас.

Развитость топливно-энергетического комплекса имеет для России стратегическое значение. Крепкое и сплоченное братство российских геофизиков честно вносит свой вклад в обеспечение энергетической безопасности своей Родины. Причастность к важнейшему, базисному для страны направлению – и честь, и ответственность для всех нас. В наших руках находится земная сокровищница, раскрывающая свои тайны только тем, кто способен на самоотверженный и тяжелый труд.

С праздником всех Вас, дорогие и уважаемые коллеги! Пусть наше общее, трудное дело процветает, приносит благополучие и нашей стране, и нашим семьям. Удачи Вам, здоровья, добра и радости!

Применение сейсморазведки МОГТ-3D на поисковом этапе геологоразведочных работ.

С.С. Власов, В.А. Феоктистов, А.В. Феоктистов, ОАО «Саратовнефтегеофизика», г. Саратов

Сейсморазведка 3D в последние два десятилетия успешно применяется на этапах детализации, разработки и даже мониторинга нефтяных и газовых месторождений. Ее доля в общем объеме стоимости сейсморазведочных работ неуклонно увеличивается. На Западе она превышает 80 %. В России в 2004 г. она составила 50 %. Все шире

технология 3D начинает использоваться на поисковом этапе.

Главная причина, обосновывающая необходимость применения достаточно сложной и достаточно дорогой технологии площадью сейсморазведки 3D уже на поисковом этапе, обусловлена тем, что наиболее крупные и контрастные

Таблица 1. Сопоставление затрат на этапах ГРП

№	Этап ГРП	Стадия	Категория запасов и ресурсов	Масштаб съемки	Плотность сети 2D км/км ²	Сетка, км x км	Условный объем, км ³	2D, км	Стоимость в млн. руб. 2D	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	Регионально-поисковый	Поиск объектов	D ₁	1:100000 1:50000	—1	2x2	1000	1000	80	400
2	Поисковый	Подготовка объекта	C ₃	1:50000 1:25000	2-2,5	1x1	200	400-500	32-40	80
3	Разведочный	Оценка месторождений	C ₂ и C ₁	1:25000 1:10000	4-4,5	0,5x0,5	70*	300	24	80
* - в соответствии с обычным коэффициентом успеха, близким к 0,3									Итого: п.2+п.3	56-64 80



Рис. 1. Шаблон активной расстановки методики 3D

месторождения нефти и газа уже выявлены и разведаны. Сегодня сейсморазведка вышла на новый качественный уровень и объектами исследования являются объекты, приуроченные к сложно построенным резервуарам, неантиклинальные ловушки УВ, малоамплитудные объекты, сложные тектонические ловушки. Это приводит к повышению риска бурения пустых скважин и определению перспективности объектов. Соответственно возрастают требования к точности и детальности структурных построе-

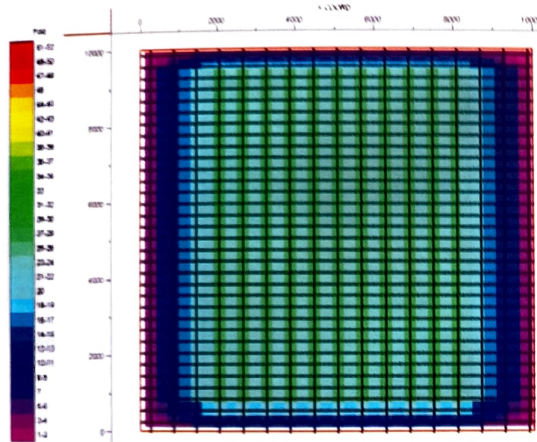


Рис. 2. Поле кратности данных, получаемых на поисковом этапе.

ний, к достоверности прогнозов петрофизических характеристик среды по данным сейсморазведки.

1.1. Основные преимущества сейсморазведки 3D по сравнению с 2D.

Трехмерная сейсморазведка отличается:

- Высокой детальностью исследований за счет значительного повышения плотности информации на единицу площади, дающей возможность сформировать куб сейсмической записи, характеризующийся практической непрерывностью волнового поля. Это дает возможность правильного учета влияния скоростных неоднородностей ВЧР по площади, в том числе длиннопериодной составляющей статических поправок, детального описания формы отражающих поверхностей, получения непрерывного поля сейсмических атрибутов изучаемых геологических сред. При 2D съемке всегда существует проблема увязки профилей и неопределенности положения границ в межпрофильном пространстве.

- Эффективностью подавления помех, считается, что подавление помех при широко азимутальной съемке 3D при равной кратности накапливания в два раза выше по сравнению с 2D. Еще значительнее это различие при сравнении мигрированных разрезов, так как число трасс, вовлекаемых в 3D миграцию при ее площадном характере, гораздо больше, чем при 2D миграции.

наполняемой по профилю. Все это обеспечивает лучшее соотношение сигнал/шум. Поэтому динамика сейсмической записи точнее отражает геологическое строение среды.

Высоким качеством восстановления пространственного положения отражающих границ и динамических характеристик отражений по сравнению с сейсморазведкой 2D за счет применения миграции 3D. Это обеспечивает существенно более точное воссоздание истинной структуры геологических границ и физических свойств пород в сложнопостроенных реальных средах.

Принципиально более высокой степенью надежности выделения и трассирования тектонических нарушений и иных границ резкого изменения рельефа отражающих поверхностей. В то время как для съемки 2D критичным является расположение линии наблюдения относительно простирания структурных элементов, и при углах менее 20° такие элементы становятся «невидимыми» для 2D. Кроме того, верно идентифицировать тектонические нарушения от профиля к профилю практически не возможно, что приводит к значительным ошибкам при интерпретации материалов.

1.2. Экономические аспекты применения сейсморазведки 3D на поисковом этапе.

При анализе экономических аспектов использования 3D сейсморазведки обычно рассматривают:

- стоимость затрат на 3D по отношению к работам 2D на разных стадиях геологоразведочного процесса;

- экономический эффект от применения 3D по отношению ко всему комплексу разведки и разработки.

Для условий поиска месторождений в неантиклинальных ловушках при существующей излученности региона и стоимости работ ($1 \text{ км}^2 2D \approx 80 \cdot 10^3 \text{ руб.}$ и $1 \text{ км}^2 3D \approx 400 \cdot 10^3 \text{ руб.}$) сопоставление затрат приводится в Табл. 1.

Из приведенной Табл. 1 видно, что однократное проведение 3D на площади всех выявленных

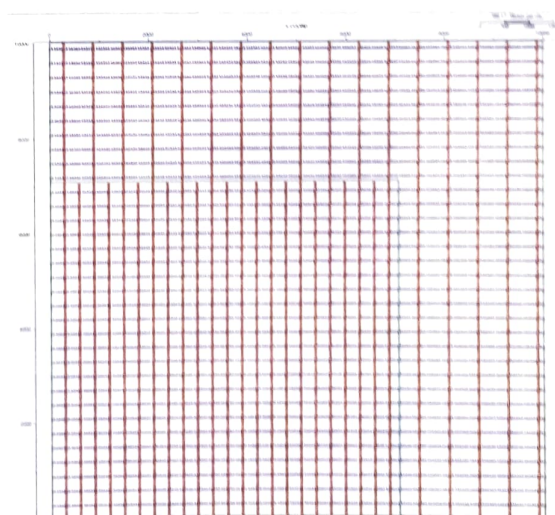


Рис. 3. Общая схема расположения ПП и ПВ съемки МОГТ 3D после обработки второго этапа.

ГЕОРЕГИСТРАТОРЫ ЗАВТРАШНЕГО ДНЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

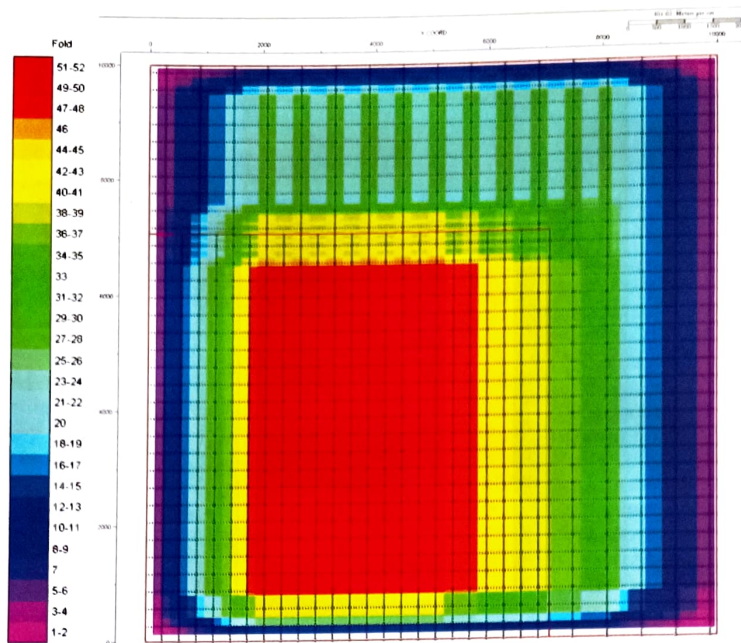


Рис. 4. Поле кратности данных МОГТ 3D на разведочном этапе.

объектов ($\sim 200 \text{ км}^2$) в задачи разведочного этапа подтвержденных месторождений ($\sim 70 \text{ км}^2$) по сравнению с работами 2D. При этом детали строения и общий объем информации съемки 3D на порядки выше.

Применение сейсморазведки 3D на поисковом этапе целесообразно с целью нахождения и подготовки к поисковому бурению объектов сложного геологического строения или оконтуривания сложно выявляемых ловушек. При этом постановка столь детальных работ имеет смысл в районах с установленной нефтегазоносностью и достаточной степенью изученности сейсморазведкой 2D. Плотность сети 2D может варьировать в зависимости от геологических условий и

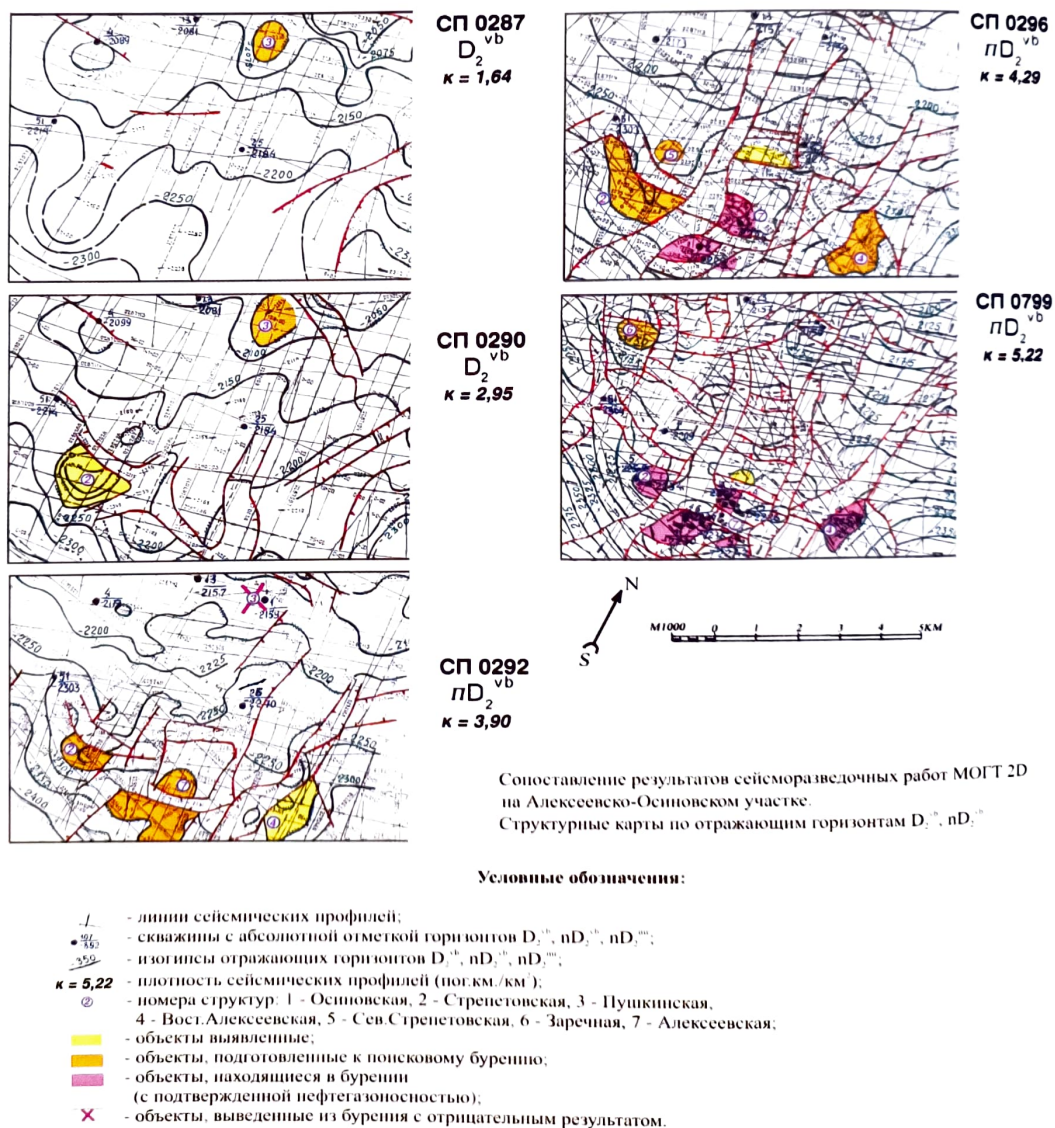


Рис. 5. Сопоставление результатов сейсморазведочных работ МОГТ 2D при уплотнении сети разведочных профилей.

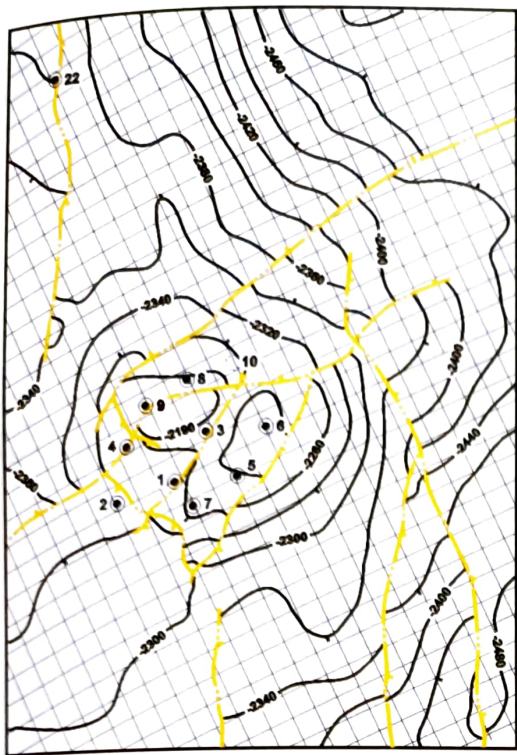


Рис. 6. Структурная карта по отражающему горизонту nD2vb (Осиновское поднятие):

- а) вариант из паспорта по материалам 2D;
б) вариант по материалам 3D пластовой миграции.

характера объектов, но в среднем может быть принята равной 1 пог. км на 1 км² (т.е. примерно 2х2 км). Следует отметить, что, как правило, наблюдения 3D на этом этапе проводятся в условиях крайне ограниченного числа пробуренных скважин или их отсутствия.

Применение 3D на этом этапе предусматривает значительно большие площади съемки по сравнению со съемками на этапе разведки месторождений. Это определяет стремление к возможному удешевлению работ, которое может выражаться в разрежении точек ОСТ (увеличению размеров бина); снижению кратности.

Однако имеется ряд обстоятельств, которые в зависимости от сейсмогеологических условий будут ограничивать это стремление. К их числу можно отнести сложнопостроенные объекты с крутонаклонными границами, требующие 3-х мерной миграции, которые не позволяют увеличивать расстояния между ОСТ, чтобы не снижать эффективность 3-х мерной миграции, — ключевой процедуры для этих условий. В условиях достаточно высокой интенсивности помех, также недопустимо снижение кратности. Но главным являются высокие требования, предъявляемые к данным 3D на последующих этапах их использования (разведочном и эксплуатационном).

В этой ситуации, по-видимому, могут, в зависимости от геологических условий, реализовываться два подхода.

1. При выполнении работ в районах с высокой вероятностью обнаружения в тех или иных интервалах разреза промышленных скоплений углеводородов, по-видимому, целесообразна ориентация на однократное выполнение 3D с оптимальным размером бина и кратностью для задач разведки месторождения и последующего мониторинга.

2. При опосредованном поиске новых территорий оказывается эффективным применение «эконо-

мических» модификаций 3D с существенно разреженными сетками наблюдений, либо со снижением плотности физических наблюдений на км² за счет увеличения шага между линиями пунктов взрыва. При этом увеличение канальности (до 1200 - 1500) и более позволяет сохранить достаточно высокую кратность (~30) перекрытий. Для детальной разведки выявленных нефтегазовых месторождений в этом случае возможно проведение повторных, либо «заполняющих» съемок 3D, что широко подтверждается практикой зарубежных нефтяных компаний.

Для иллюстрации такого подхода приведем пример его реализации:

1-й этап: Отработка площади по разреженной методике: полосами из 8-ми линий наблюдения по 156 активных каналов. Интервал линий приема 300 м., интервал между ПП 50 м. Линии ПВ расположены через 600 м., интервал между ПВ 50 м, 24 ПВ в блоке. Шаблон активной расстановки представлен на (рис.1). Осуществляется 50% перекрытие шаблона по линиям приема. Такая технология отработки позволит получить кратность в целевом интервале, равную 30 (рис. 2).

2-й этап: При выделении перспективного объекта производится дополнительный отстрел в необходимом объеме по этой же методике по уплотняющей сети линий ПВ со смещением вдоль оси X на 300м относительно предыдущего шаблона рис 3. Таким образом мы получаем данные на интересующем участке с кратностью 52 рис 4.

Стоимость 3D существенно сближается с 2D, а преимущества перед 2D таковы:

- более равномерная плотность наблюдений;
- более полное использование энергии источников;
- лучшая направленность «работающих» интерференционных систем приема и возбуждения;
- правильный учет сейсмического сноса, что невозможно при регистрации боковых волн методом 2D;
- уменьшение краевых эффектов и корректное миграционное преобразование данных 3D, полученных на разведочном этапе;
- при уплотнении сети разведочных профилей 2D возникает необходимость фактически полной переинтерпретации данных, новой увязки профилей, и, при этом, остается неоднозначность структурного плана в зонах интерполяции.

При проведении работ 3D, уплотнение съемки позволяет повысить качество данных, провести динамический анализ и уточнить структурный план с гораздо меньшими затратами труда при интерпретации.

На рис. 5 приведено сопоставление результатов сейсморазведочных работ при последовательном уплотнении сети разведочных профилей на примере Алексеевско-Осиновского участка, что иллюстрирует неоднозначность интерпретации сложных объектов по данным 2D даже при высокой плотности данных. На рис. 6 приведено сопоставление результатов, полученных по материалам 2D (при плотности 5 пог км/ км²) и 3D на Осиновском месторождении. Этот пример наглядно демонстрирует возможности методики 3D по трассированию тектонических нарушений и повышению информативности итоговых результатов.

Таким образом, использование методики 3D на поисковом и разведочном этапах позволяет получить более достоверную и надежную информацию, при незначительном удорожании полевых работ.