

## Utilization of seismic attributes for reservoir mapping:

### A case study from the Cambay Basin, India

### Использование сейсмических атрибутов для картирования коллекторов: на примере Камбайского бассейна, Индия

**A.K.Srivastava<sup>\*1</sup>, B.G.Samanta\*, V.Singh\* and G.Sen\***

**А.К.Сривастава<sup>\*1</sup>, Б.Г.Саманта\*, В.Сингх\* и Г.Сен\***

#### Резюме

Многослойные Хазадские пески среднего Эоцена отложены в обстановке дельты и являются основными источниками углеводородов южно-Камбайского бассейна Индии. Эти пески четко разделяются на 12 пачек (с 1 по 12) снизу вверх. Эти отдельные песчаные пачки далее подразделяются на более мелкие деления, которые частично заполнены углеводородами и продуктивны в различных частях южного Камбайского бассейна. Область исследований покрывает часть Гандарского нефтяного месторождения, расположенного в Броуч-Ямбусарском блоке бассейна, где подпачки 3A и 12A являются источниками газа и нефти в промышленных масштабах.



**Рисунок 1** Карта расположения Камбайского бассейна, Индия.

AGE	LITHOSTRATIGRAPHY				
	GRABEN	SUB - SURFACE	JAHAGADIA FORMATION	JAHAGADIA FORMATION	NARMADA-TAPTI BLOCK V
RECENT	SANCHOR-PATAN BLOCK I	MEHSANA-AHMEDABAD BLOCK II	TARAPUR-CAMBAY BLOCK III	JAMBUSAR-BROACH BLOCK IV	
PLEISTOCENE					
TOPOGRAPHIC					
UPPER			JAHAGADIA FORMATION		
MIDDLE			KHAND FORMATION		
LOWER			BABA GURU FORMATION		
OLIGOCENE				TARAPUR SHALE	TARAPUR SHALE
UPPER				DADHAR FORMATION	
LOWER					
Eocene					
UPPER				WEATE MEMBER	
MIDDLE	THARAD FORMATION		KANBARI SHALE	ANALAM FORMATION	HAZAD MEMBER
LOWER			SIRATHA MEMBER		
OLIGO-MIOCENE					YOUNGER CAMBAY SHALE
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
PALaeogene					
UPPER				OLDAO FORMATION	(VAGADKHOL)
LOWER					
CRETACEOUS					DECCAN TRAP
UPPER				SERAU FORMATION	
MIDDLE				VIRAMAHITI	
LOWER				DAHODIKA Fm	SONGER Fm
OLIGO-MIOCENE					
UPPER				GRANITE	GRANITE
MIDDLE				GRANITE-GABBRO	
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					
LOWER					
OLIGO-MIOCENE					
UPPER					
MIDDLE					

использованием технологии искусственной нейронной сети. Карта геометрии песков подпачки 12А была подготовлена, используя карту эффективной мощности пачки 12 и данные скважин. Карта мощности пачки 12 была вспомогательной при картировании точной геометрии песков пачки 12А и дополнительного участка с целью увеличения рентабельности разведки и разработки этого продуктивного пласта, с помощью которых уточняются запасы в недрах.

## Введение

Камбейский бассейн – один из основных бассейнов углеводородов в Индии (Рис. 1). Этот бассейн является внутрикратонным рифтовым грабеном, расположенным в западной части Индийского субконтинента и является северным продолжением большого Бомбейского морского бассейна. Бассейн начал существование в поздне-Мезозойскую эру вместе с развитием основных продольных разломов вдоль ранее существовавшего простирания фундамента вслед за обширной интрузией Деканских траповых базальтов.

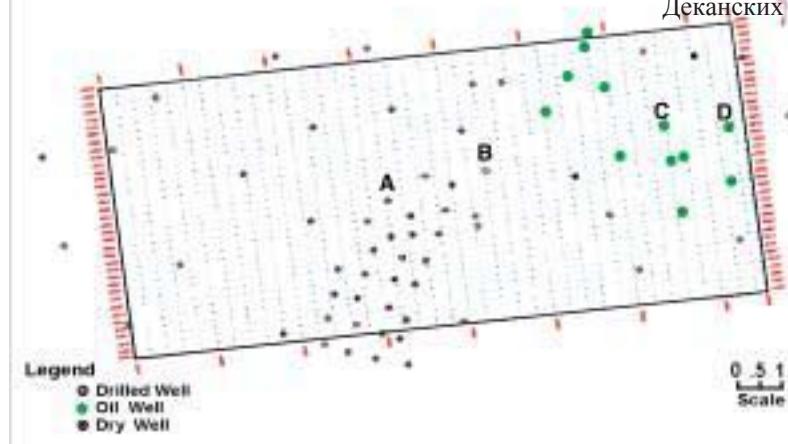


Рисунок 3 Карта расположения изучаемого района.

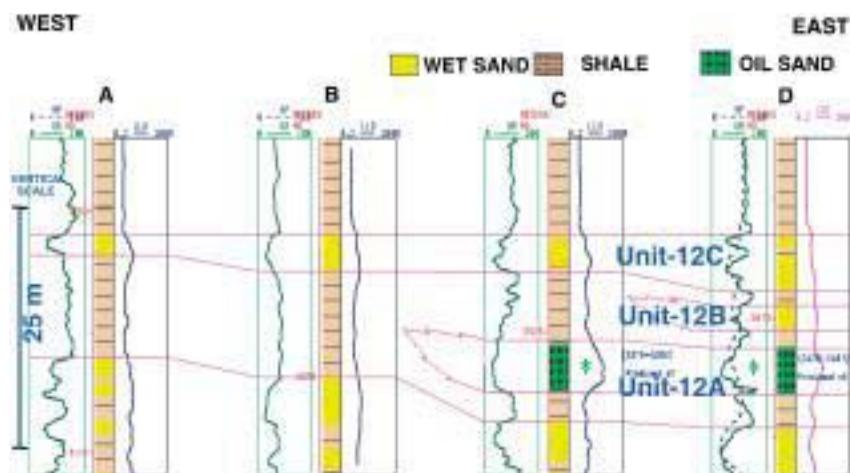


Рисунок 4 Корреляция каротажных диаграмм между скважинами A, B, C и D.

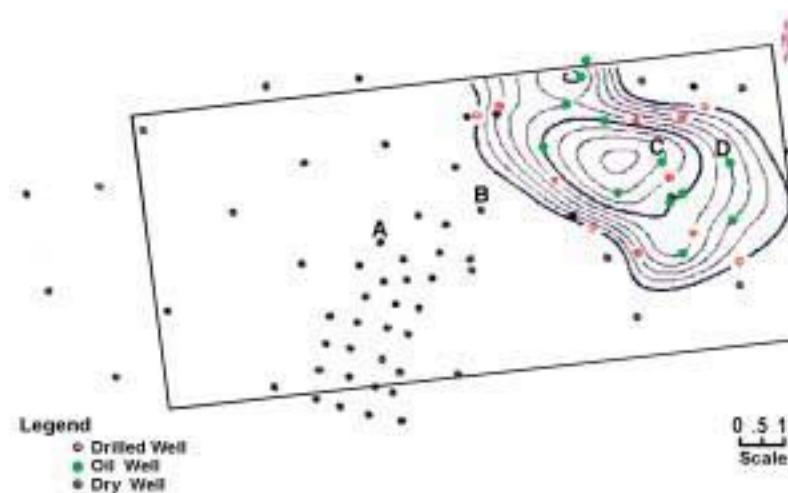


Рисунок 5 Карта мощностей песков пачки 12, полученная с использованием данных ГИС.

Базальтовый ярус образовал фундамент для накопления мощной Третично-Четвертичной осадочной толщи в бассейне. На основе исследуемых направлений разломов фундамента, бассейн был разделен на несколько блоков, а именно Санхор-Патан, Месана-Ахмедабад, Тарапур, Броc Ямбусар и Нармада. Обобщенная стратиграфия Камбейского бассейна показана на Рис. 2.

Хасадские пески средне-Эоценового возраста являются основным источником углеводорода южной части Камбейского бассейна. Эти пески были разделены на 12 пачек, то есть с 1 по 12 снизу вверх. Эти пачки выбирочно заполнены и являются источником углеводородов в различных частях Броc Ямбусарского блока. Некоторые из пачек далее подразделяются на более мелкие подпачки. Область исследований расположена в Броc-Ямбусарском блоке, и покрывает площадь около 100 км<sup>2</sup>. В области исследования, пачка 12 была разделена на три подпачки A, B и C, подпачка 12A дала нефть в нескольких скважинах в восточной части (Рис. 3). Она состоит из тонкого песчаного слоя мощностью 2-7 м в пробуренных скважинах и не развивается в западном направлении (Рис. 4). Из каротажных данных следует, что там, где встречается подпачка 12A, мощность пачки 12 больше. Основываясь только на данных скважин, была подготовлена карта эффективной мощности продуктивных песков 12A, которая указывает на направление простирации песчаной лопасти с северо-запада на юго-восток (Рис. 5).

Предлагается следующая интерпретация - подпачка 12A отлагалась как тонкая изолированная лопасть, полностью заполненная углеводородами, поскольку в пробуренных скважинах для этого коллектора не наблюдается водонефтяной контакт. Кривая продуктивности скважин, расположенных рядом с южным краем песчаной лопасти, указывает на присутствие более крупной залежи, по сравнению с той, которая была закартирована. Таким образом, картирование геометрии песков пачки 12A является важной задачей.

Планомерное оконтуривание и разработка этого тонкого песчаного коллектора - сложная задача из-за его мощности, его ограниченного простирания на площади и глубины залегания, в диапазоне 3100-3500 м на изучаемой площади. Для решения этих задач, были разработаны и применены современные технологии нефтяной промышленности с использованием данных сейсморазведки 3D.

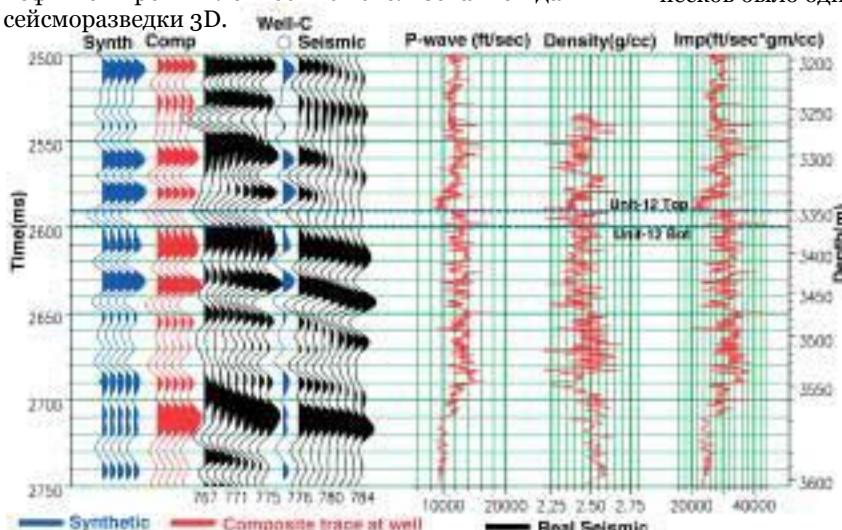
Технология сейсмических атрибутов – одно из этих достижений, которое широко используется для решения разнообразных задач. Последние достижения вычислительных возможностей и программных пакетов визуализации 3D позволяют интерпретаторам интегрировать сейсмические атрибуты в геофизическую интерпретацию новыми передовыми способами (Robinson & Fisher 1988; Rijk & Jauffred 1991; Lewis 1997).

Технология сейсмических атрибутов включает извлечение сейсмических атрибутов, выявление и анализ аномалий атрибутов, подтверждение перспектив нефтегазоносности и трансформацию сейсмических атрибутов в свойства коллекторов. Попытка картирования фаций разреза в обломочном комплексе была предпринята многими, используя сейсмические построения 3D и сейсмические атрибуты для разрешения тонкого канала песков намывного вала, заключенных в каркас глинистой породы (Enachescu 1993; Hardage *et al.* 1996; Singh *et al.* 1998; Srivastava *et al.* 1999).

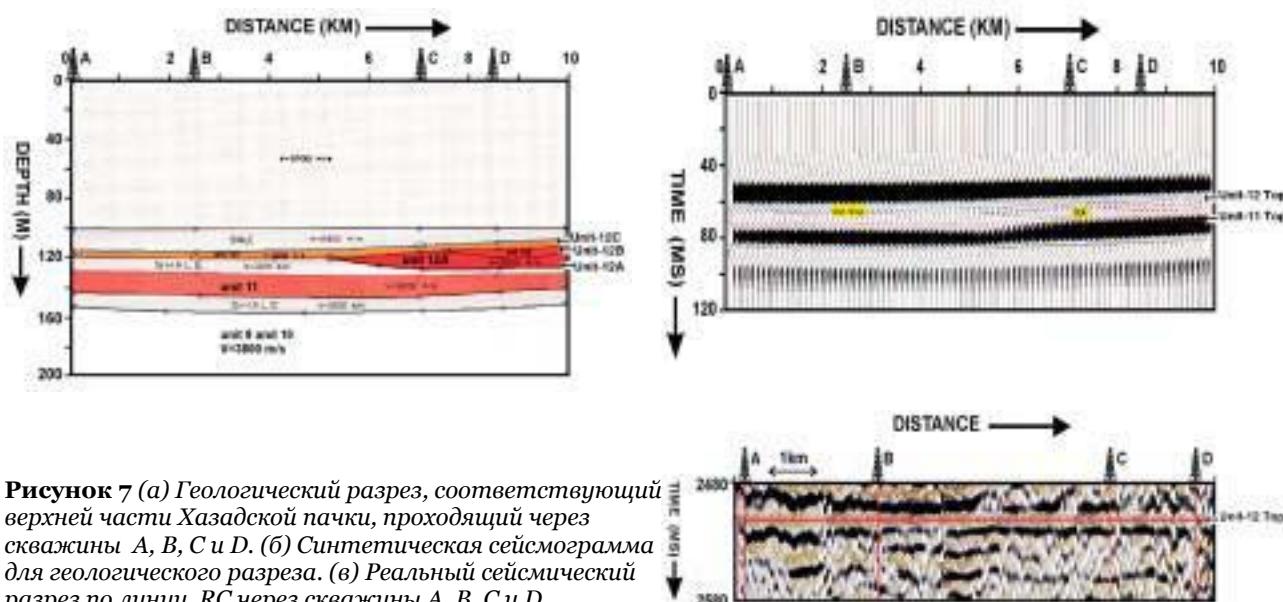
Методы оценки свойств породы на основе сейсмических атрибутов и других данных геофизики, основанные на искусственной нейронной сети, приобретают популярность (Shuki *et al.* 1994; Todorov *et al.* 1998; Banchs and Michelena 2000). Основным преимуществом нейронной сети над другими методами оценки является их способность извлекать нелинейные зависимости между наборами данных. Технология нейронных сетей обеспечивает надежный подход для оценки свойств коллекторов посредством интеграции сейсмических атрибутов и данных каротажа скважин. Этот комплексный подход к интерпретации был принят для оконтуривания и картирования подпачки 12A. Его результатом стало точное картирование коллектора, которое может быть крайне полезно для увеличения рентабельности эксплуатации.

#### Получение и обработка сейсмических данных

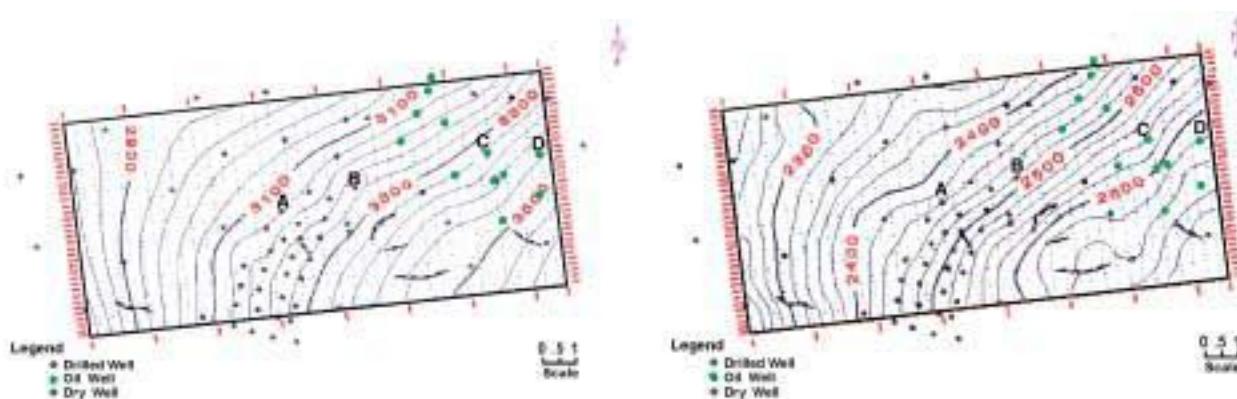
Сейсмические данные 2D разной кратности, в диапазоне от 6- до 48-кратных, были получены из разных съемок, покрывающих область исследования, были сделаны попытки картирования геометрии песков различных пачек. Но нельзя добиться точного картирования тонких песков, используя эти данные. Сейсмические данные 3D, покрывающие область исследования площадью 100 км<sup>2</sup>, были получены, используя в качестве источника энергии динамит, учитывая, что точное картирование этих тонких песков было одной из основных задач.



**Рисунок 6** Калибровка наземной сейсморазведки с синтетической сейсмограммой и данными каротажа в скважине С. Синтетическая трасса, генерируемая с использованием скважинных данных, относится к точке скважины на сейсмических данных. Комбинированная трасса генерируется путем осреднения 5 реальных трасс вокруг точки положения скважины. Коэффициент корреляции синтетической и реальной сейсмотрасс 0.76.



**Рисунок 7** (а) Геологический разрез, соответствующий верхней части Хазадской пачки, проходящий через скважины A, B, C и D. (б) Синтетическая сейсмограмма для геологического разреза. (в) Реальный сейсмический разрез по линии RC через скважины A, B, C и D.



**Рисунок 8** (а) Структурная временная карта кровли пачки 12. (б) Структурная глубинная карта кровли пачки 12.

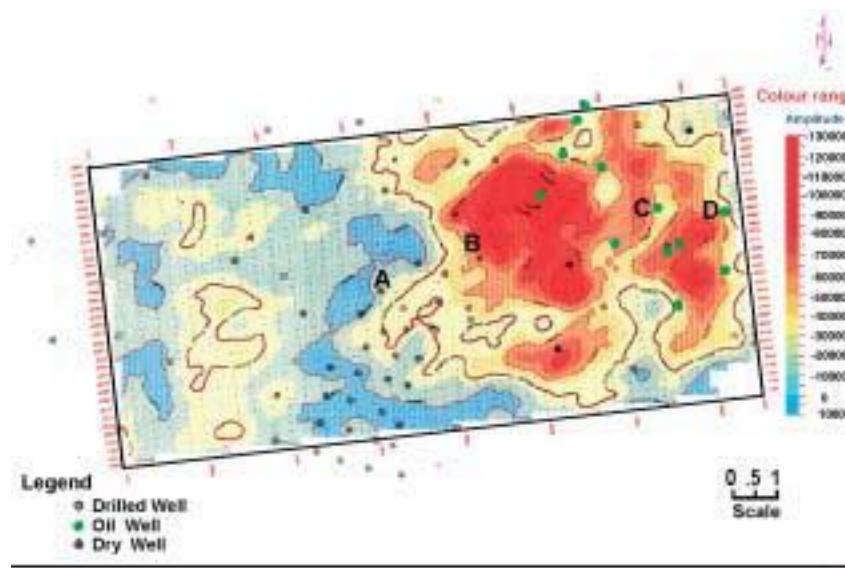
Геометрия наблюдений включает полосы по четыре профиля с размером бина 20\_40 м, запись 40-кратных сейсмических данных производилась с шагом дискретизации 2 мс и длиной записи 7 с. Процесс получения данных контролировался с целью достижения максимального соотношения сигнал/шум в нужной полосе частот (полоса частот сигнала над уровнем шума в нужной для улучшения латеральной и вертикальной разрешающей способности. При обработке данных разрешение было увеличено путем применения адекватной коррекции за геометрическое расхождение и потери энергии на неупругие деформации, деконволюции и миграции. Для обработки этого объема данных был использован стандартный граф обработки 3D с жестким контролем качества на выходе каждой процедуры обработки. К данным до суммирования были применены предсказывающая деконволюция, используя окно автокорреляции 500-5000 мс, длину оператора (OL) 160 мс, интервал предсказания (PD) 8 мс и белый шум 0.1%. Был выполнен скоростной анализ с мелкой сеткой по сейсмограммам, с введенной кинематической поправкой за угол наклона отражающей

границы (DMO) для получения точных интервальных скоростей подстилающих пород.

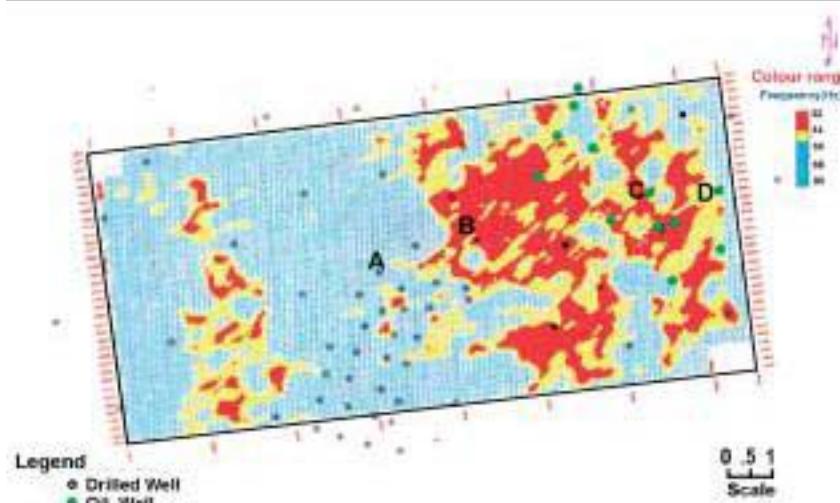
Деконволюция после суммирования была применена к суммарной записи с введенной кинематической поправкой за угол наклона отражающей границы с такими же параметрами, как и для случая деконволюции до суммирования. В конце, была выполнена двухходовая конечно-разностная миграция. Преобладающая частота мигрированного куба данных в перспективном пласте лежит в диапазоне 32-35 Гц.

### Калибровка, сейсмическое моделирование и структурная интерпретация

Калибровка каротажных и 3D сейсмических данных выполнялась, используя данные акустического и плотностного каротажа скважины С. В соответствии с последовательностью коэффициентов отражения, полученных из этих данных, кровля пачки 12 дает положительный коэффициент отражения и записывается в виде отрицательного пика на имеющихся сейсмических данных. При отображении в нормальной полярности, комбинированный отклик для



**Рисунок 9** Карта суммарных отрицательных амплитуд пачки 12.

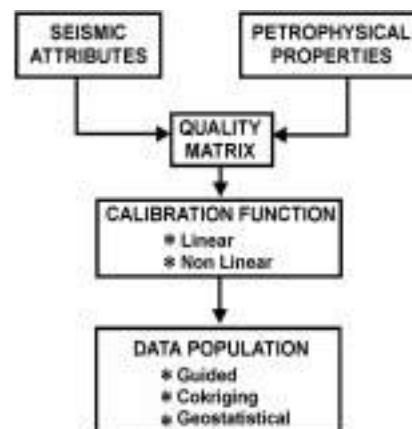


**Рисунок 10** Карта средней мгновенной частоты пачки 12.

пачек 12А, В и С отображается в виде впадины (Рис. 6). Мощность пачки 12, встреченная в пробуренных скважинах ниже настроечной мощности. Пески имеют интервальную скорость в диапазоне 3600-3700 м/с. Рассчитанная настроечная мощность ( $\lambda/4$ ) для этих песков лежит в диапазоне от 25 до 30 м. Разрешение не позволяет выделить пачку продуктивного песка 12А, но его сейсмический отклик вносит свой вклад во впадину, которая отвечает пачке 12. Это было в дальнейшем подтверждено с помощью моделирования синтетических сейсмограмм вдоль разреза через скважины А, В, С и D. Также можно заметить, что благодаря развитию пачки 12А, амплитуда впадины увеличилась на синтетических и реальных сейсмических данных (Рис. 7а, б, в). Была проведена структурная интерпретация для кровли пачки 12. В структурном отношении, пачка 12 имеет моноклинальное падение к югу (Рис. 8а, б).

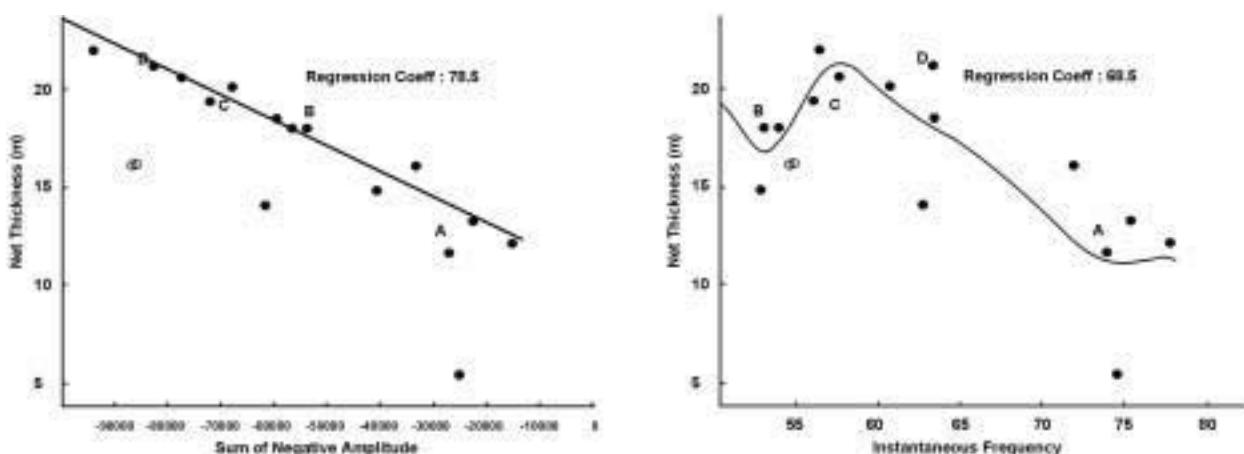
#### Расчет сейсмических атрибутов, интеграция и картирование коллектора

По кубу данных для пачки 12 были рассчитаны атрибуты суммарных отрицательных амплитуд и средней мгновенной частоты в окне 10 мс (Рис. 9 и 10).



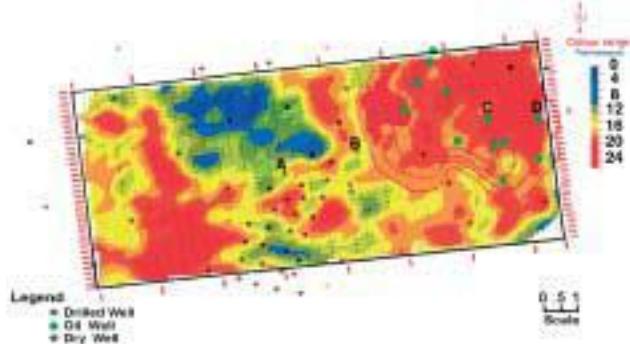
**Рисунок 11** Граф картирования каротажных характеристик (LPM).

Восточная часть района характеризуется более высокими амплитудами и более низкими средними мгновенными частотами. Это согласуется с более высокой эффективной мощностью пачки 12, как это наблюдается на скважинных данных.

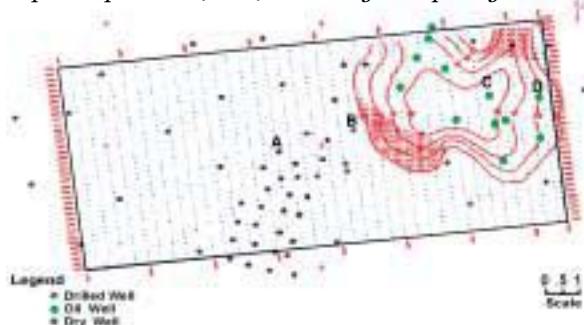


**Рисунок 12** (а) Установленная линейная регрессия между эффективной мощностью пачки 12 и ее соответствующим атрибутом суммарной отрицательной амплитуды. (б) Установленная нелинейная зависимость между эффективной мощностью пачки 12 и ее соответствующим атрибутом мгновенной частоты.

Процедура включает построение зависимости свойств каротажа и атрибутов, обучение нейронной сети и заполнения данных (Рис. 11). Рассчитанный коэффициент регрессии кроссплота между эффективной мощностью и атрибутами (суммой отрицательных амплитуд и средней мгновенной частотой) попадает в диапазон 65-80 (Рис. 12а, б).



**Рисунок 13** Карта мощности пачки 12, подготовленная с помощью карттирования каротажных характеристик (LPM) используя нейронную сеть.



**Рисунок 14** Карта распределения песка пачки 12.

Хотя схожие характеристики сейсмических атрибутов присутствуют и в западной части района, они игнорируются, на основании *априорных* сведений о влиянии системы регистрации в этом районе из-за нерегулярного распределения выносов (увеличенное число трасс с близкими выносами). Используя технологию искусственной нейронной сети, была установлена геостатистическая связь между эффективной мощностью пачки 12 в скважинах и полученными сейсмическими атрибутами, отвечающими этому окну.

Чтобы избежать ложной корреляции между сейсмическими атрибутами и каротажными характеристиками, было использовано минимальное число атрибутов и большее число скважин, поскольку вероятность получения статистически значимой корреляции между атрибутом и характеристикой, получаемой по данным каротажа прямо пропорционально числу скважин, используемых в калибровке (Kalkomey 1997). Кроссплот между встречающейся эффективной мощностью песков и суммой отрицательных амплитуд показывает их линейную зависимость. Увеличение мощности отображается в более высоких отрицательных амплитудах. Средняя мгновенная частота показывает нелинейную зависимость для скважины В. Это поведение может быть вызвано более однородной литологией, что ведет к понижению мгновенной частоты, по сравнению со скважинами С и Д как это можно наблюдать на каротажных данных (Рис. 4). Обучение искусственных нейронных сетей было выполнено, используя значения эффективной мощности песков пачки 12 и сейсмических атрибутов в точках скважины. Процесс обучения позволяет сети выбирать последовательно из совокупности вариантов атрибутов, сохранять те атрибуты, которые улучшают корреляцию и отказываться от тех, которые не улучшают. Обучение продолжается до тех пор, пока не будет удовлетворен критерий сходимости. Окончательная карта эффективной мощности пачки 12 была подготовлена, используя обученную нейронную нелинейную функцию и алгоритм кrigинга совокупности данных. Карта ясно показывает геометрию песков пачки 12, с увеличением мощности в северо-восточной части района работ (Рис. 13). Эти сведения согласуются с данными скважин. Ошибка достоверности была рассчитана, последовательно «скрывая» скважины; она лежит в диапазоне от 5% до 10% эффективной мощности, наблюденной в скважинах. Более того, было выполнено закрытое тестирование скважин путем повторного обучения нейронной сети.

Скважинные наблюдения указывают на то, что там, где мощность пачки 12 больше, присутствует подпачка 12А. На основе этой аналогии, карта мощности пачки 12 была использована для подготовки карты мощности подпачки 12А (Рис. 14). Карта геометрии песков пачки 12А отображает две объединяющихся песчаных лопасти, простирающихся с севера на юг с максимальной мощностью 6 м, отложенные рукавами реки в обстановке дельты. Эта карта значительно лучше по сравнению с предыдущей картой геометрии песков, построенной при использовании только скважинных данных. Новая карта геометрии песков указывает на дополнительные области для исследований и добычи из продуктивного пласта. Предсказанная эффективная мощность в этом изыскании была подтверждена при последующем бурении скважины.

### **Заключение**

Эта работа демонстрирует пользу комплексной интерпретации данных, включающих в себя сейсмические каротажные и геологические данные для надежного картирования коллектора. Моделирование синтетических сейсмограмм оказалось полезным для точной калибровки и лучшего понимания формы сейсмических импульсов. Интеграция сейсмических атрибутов и каротажных данных, используя технологию искусственных нейронных сетей, помогла при картировании латеральной протяженности и мощности тонких песчаных коллекторов, которые лежат за пределами разрешающей способности сейсморазведки. Это точное картирование геометрии песчаных коллекторов показало вытягивание песчаной лопасти в направлении на юг и северо-восток, что помогает оконтурить нефтяную залежь. Тонкие песчаные слои, заключенные в глине, отложенной в речной, пограничной морской и морской среде, встречаются во многих месторождениях Индийского бассейна, значительное количество углеводородов добывается из этих коллекторов. Такие типы тонких коллекторов все еще содержат значительное количество углеводородных запасов. Подобный подход к комплексной интерпретации может быть крайне полезен при оконтуривании тонких коллекторов на других площадях.

### **Признательность**

Авторы выражают признательность Корпорации Нефти и Природного Газа (с ограниченной ответственностью), Индия, за обеспечение оборудованием и получение разрешения на публикацию данной работы. Авторы благодарны Мистеру А.Г. Праманику, Исполнительному директору -начальнику геофизической службы, Доктору С.Х. Мехта, Генеральному менеджеру группы (PROG) и главе GEOPIC, и Мистеру Махеш Чандра, Генеральному менеджеру (геология), за их ценное руководство при подготовке этой работы.

### **Список литературы**

- Bancks, R.E. and Michelena, R.J. [ 2000] Well-log estimates and confidence intervals by using artificial neural networks. 70th SEG meeting, Calgary, Canada, Expanded Abstracts, 1430-1432.  
 Enachescu, M.E. [1993] Amplitude interpretation of three dimensional reflection data. *The Leading Edge* **12**, 678-685.  
 Hardage, B.A., Carr, D.L., Lancaster, D.E., Simmons, Jr., Hamilton, D.S., Elphick, R.Y., Oliuver, K.L. and Johns R.A. [1996] 3-D seismic imaging and seismic attribute analysis of

genetic sequences deposited in low accommodation conditions. *Geophysics* **61**, 1351-1362.

Kalkomey, C.T. [1997] Potential risks when using seismic attributes as predictors of reservoir properties. *The Leading Edge* **16**, 247-251.

Lewis, C. [1997] Seismic attributes for reservoir monitoring: A feasibility study using forward modeling. *The Leading Edge* **16**, 459-468.

Rijk, E.J.H. and Jauffred, J.C.E.M. [1991] Attribute extraction: An important application in any detailed 3-D interpretation study. *The Leading Edge* **10**, 11-19.

Robinson, J.D. and Fisher D.A. [1988] Complex seismic trace attributes. *The Leading Edge* **7**, 22-26.

Shuki, R., Schultz, P., Hattori, M. and Corbett, C. [1994] Seismic guided estimation of log properties, part 2: using artificial neural networks for nonlinear attribute calibration. *The Leading Edge* **13**, 674-678.

Singh, R.J., Dangwal, N.S., Rao, J.D., Singh, S.N. and Mahesh Chandra [1998] Reservoir characterization from seismic attributes: A case study. *Geohorizons*, 21-24.

Srivastava, A.K., Rao, J.D., Singh, V., Singh, S.N. and Mahesh Chandra [1999] Role of seismic attributes in finding new reserves: Cambay Basin, India - A case study. 69th SEG meeting, Houston, USA, Expanded Abstracts, 919-922.

Todorov, T., Stewart, R.R. and Hampson, D. [1998] Porosity predictions using attributes from 3C-3D seismic data. CREWES Research Report **10**, Chapter 52.