

РАСЧЕТ ЗНАЧЕНИЙ ПОРИСТОСТИ ИЗ ИНВЕРСИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПОСЛЕ СУММИРОВАНИЯ

B. Das, R. Chatterjee

Индийский технологический институт (Индийская горная школа), Дханбад, Индия

Для прогнозирования пористости на акватории в бассейне Кришна-Годавари (Индия) рассматривается сейсмический разрез, ориентированный с севера на юг и проходящий через скважину «W». Тренд каротажа гамма-излучения указывает на уменьшение глинистости осадков вверх по разрезу. По данным гамма-каротажа видно, что в этом направлении происходит огрубление глинисто-алевролитово-песчаных тел, создающих переслаивание мощностью около 50-60 м. Карта пористости получена на основе преобразования значений акустического импеданса (АИ). Инверсия сейсмических данных после суммирования обычно проводится для определения АИ и, следовательно, петрофизических свойств. В данной статье пойдет речь о применении нетрадиционного подхода к инверсии сейсмических данных после суммирования для определения значений пористости по разрезу из кривых пористости. Инверсия после суммирования, для оценки прямой пористости, осуществляется за счет использования расчетных импульсов пористости, низкочастотной модели и модели на основе инверсии. Данный подход реализуется на сланцевых отложениях, обогащенных глиной на мелководном шельфе.

В качестве входных данных, для расчета значений пористости по разрезам 2D сейсмических данных отложений мелководного шельфа на глубине моря 31 м в бассейне Кришна-Годавари, используется общая пористость для интервала глубин 1200-1600 м в диапазоне от 1 до 40 %. Данную методику расчета можно применять к наборам данных с хорошей корреляционной зависимостью между значениями АИ и пористостью. В бассейне Кришна-Годавари пористость в сланцах Рагхавапурам варьируется от 13 до 30 %; максимальное значение 40 % наблюдается в палеоценовых отложениях. В сланцах/неконсолидированных отложениях наблюдается высокая пористость с низкими значениями импеданса, более пористые пески находятся в промежуточном диапазоне. Прогнозные значения импеданса и пористости могут быть ошибочными вне интервала каротажа из-за отсутствия данных для калибровки.

Ключевые слова: Бассейн Кришна-Годавари, пористость, сейсмическая инверсия, сланцы Рагхавапурам
DOI: 10.18599/grs.18.4.8

Для цитирования: Das B., Chatterjee R. Расчет значений пористости из инверсии сейсмических данных после суммирования. *Георесурсы*. 2016. Т. 18. № 4. Ч. 2. С. 306-313. DOI: 10.18599/grs.18.4.8

1. Введение

Традиционная интерпретация сейсмических данных влечет за собой сбор и латеральную корреляцию сейсмических отражений с целью картирования интересующих горизонтов, геологических структур, стратиграфии и строения коллектора. Целью интерпретации, как правило, является обнаружение геологических тел с содержанием углеводородов, уточнение их границ и расчет объема. Получение свойств коллектора через значения акустического импеданса (АИ), является стандартной и общей методикой. В настоящее время, используя инверсию сейсмических данных до суммирования, можно рассчитать Р-импеданс, S-импеданс и значения плотности. В дальнейшем, полученные значения используются для оценки параметров пористости, объема сланцев, литофаций и водонасыщенности по сейсмическим данным. Скважины находятся на расстоянии сотен метров друг от друга, поэтому задачей метода инверсии сейсмических данных для определения характеристик коллектора является получение петрофизических свойств для областей между скважинами или в их окружении.

Данные акустического каротажа могут обеспечить хорошее вертикальное разрешение геологической толщи, но в конкретных участках. В противоположность этому, сейсмические данные дают информацию по площади, но с более низким разрешением по вертикали. Интеграция 2D сейсмических данных с измерением пористости в скважинах может значительно улучшить информативность и

уточнить распределение пористости в межскважинном пространстве. Петрофизические параметры обычно рассчитываются из значений результатов сейсмической инверсии, таких как АИ с использованием моделирования многомерной статистики, нелинейными методами, в том числе с использованием нейронных сетей (например, Hampson et al., 2001; Leiphart, Hart, 2001; Walls et al., 2002; Pramanik et al., 2004; Calderon, 2007; Singha, Chatterjee, 2014; Singha et al., 2014). Целями данной работы являются: (а) расчет значений пористости по данным АИ, (б) выявление корреляционных зависимостей между значениями пористости и акустической жесткостью по сейсмическим данным после суммирования, а также (в) прямая инверсия сейсмических данных после суммирования для прогнозирования пористости из кривых каротажа. Методика применяется на 2D сейсмических данных после суммирования в отложениях мелководного шельфа бассейна Кришна-Годавари (К-Г) (Индия).

2. Область изучения

Перикратонный рифтовый бассейн вмещает в себя многоуровневую нефтяную систему от мио-плиоценового до мелового возраста. Предлагаемая методика прогнозирования значений пористости из 2D сейсмических данных после суммирования применялась в области мелководного шельфа (Рис.1), расположенной в северо-восточной части бассейна К-Г. Исследуемая территория

содержит отложения формаций песчаника Голлапалли, песчаника Тирупати и сланцев Рагхавапурам мелового времени. Песчаники залегают в разрезе верхнего мела в виде размытой дельтовой системы, которая распространяется на шельф и склоны. Мелководная морская среда с очень медленной скоростью седиментации, небольшой глубиной моря и близостью к источнику материалов осадконакопления приводит к отложению толщи сланцев с высоким уровнем гамма-излучения и повышенным значением сопротивления (HG-HR). Данная толща известна как сланцы Рагхавапурам (Manmohan et al., 2003). Толща углеродистая, богатая органикой, алевролитовая, с повышенной радиоактивностью по содержанию тория и калия. Оценка пористости в сланцах Рагхавапурам на мелководье имеет очень важное значение для снижения риска бурения в данном направлении. Поскольку песчаники, присутствующие в этой формации, как правило тонкие и переслаиваются со сланцами, высокие коэффициенты отражения затухают и не дают четкого изображения отражений границы песчаник-сланец в этой зоне.

На сейсмическом разрезе, принадлежащем мелководному шельфу бассейна К-Г, показан геологический горизонт со своим возрастом (Рис. 2) и зоны тектонических нарушений. Верхняя часть палеоцена наблюдается на уровне 420 мс. Сейсмические отражения, прослеживаемые на уровне 400-580 мс, в основном относятся к неконсолидированным алевролитовым пескам/сланцам/аргиллитам палеоцена. Верхняя часть мелового и подошва пермского периода наблюдаются на временах 580 мс и 1200 мс соответственно. Проникновение сейсмической энергии в подстилающий фундамент значительно снижается. Верхняя часть фундамента выделяется как выраженный отражающий горизонт между вышележащими отложениями и основной шумной частью фундамента.

Условия осадконакопления согласно каротажным данным

Условия осадконакопления в раннемеловой формации имеют флювиально-дельтовую обстановку с хорошим развитием песков в каналах и рукавах дельты. Позднемеловые формации имеют мелководную морскую обстановку с развитием песков в основном в приливных каналах, валах и песчаных равнинах (Rao, 2001; Shrivastva et al., 2008). Каротажные кривые гамма-излучения и

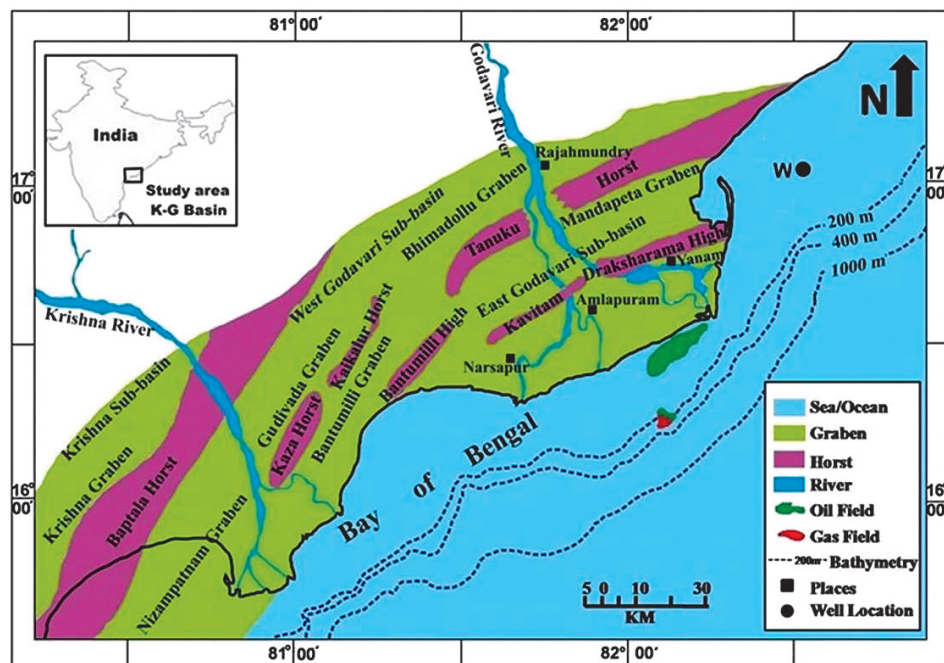


Рис. 1. Карта расположения бассейна Кришна-Годавари (К-Г) вдоль восточной границы Индии.

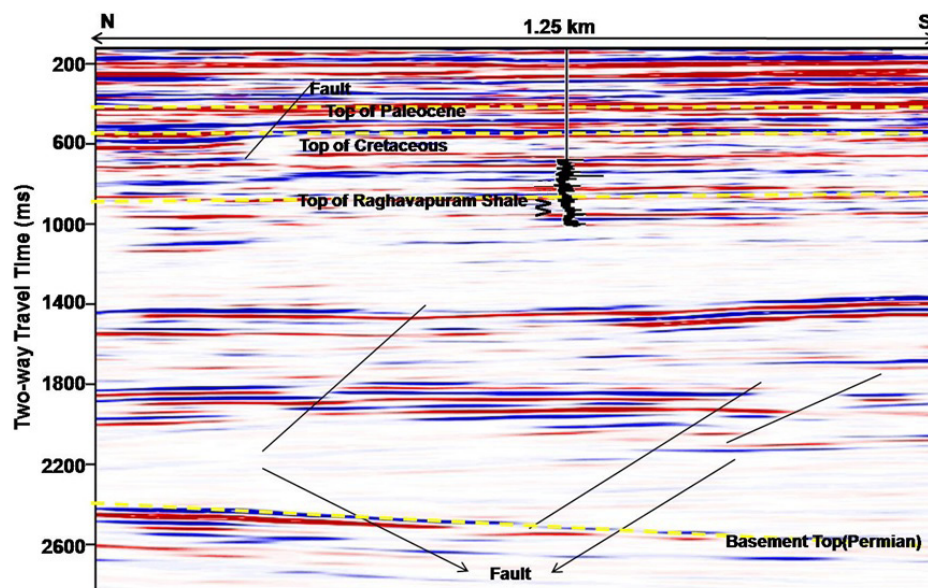


Рис. 2. Сейсмический разрез, с нанесенной скважиной «W» бассейна К-Г.

сопротивления называются типично-литолого-показательными для терригенных сред (Eichkitz et al., 2009). Изменения формы кривой гамма-каротажа совместно с кривой сопротивления связаны с характером отложений и обстановкой осадконакопления (Rider, 2002). Изменения кривой гамма-каротажа могут быть связаны с изменением зернистости породы и с различными циклами осадконакопления. Информации об осадках и процессе седиментации из вышеупомянутых каротажных кривых может быть недостаточно, так как некоторые литологические разности имеют одинаковую естественную радиоактивность и электрические свойства. Информация, полученная из разрезов и керна, часто является важным компонентом анализа условий седиментации (Jira, 2012). На рисунке 3 показаны различные кривые каротажа соответствующие песчаникам/песчано-алевролитовым телам различной мощности: от толстых до тонких, характер кривых ме-

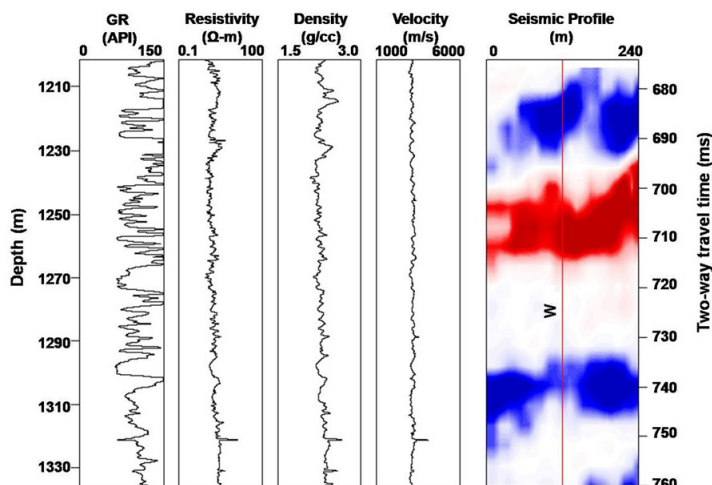


Рис. 3. Каротажные кривые из скважины «W» с различными обстановками осадконакопления в интервале глубин 1200-1335 м и соответствующий им интервал сейсмической записи. Красный цвет – положительные амплитуды сейсмической записи, синий – отрицательные амплитуды.

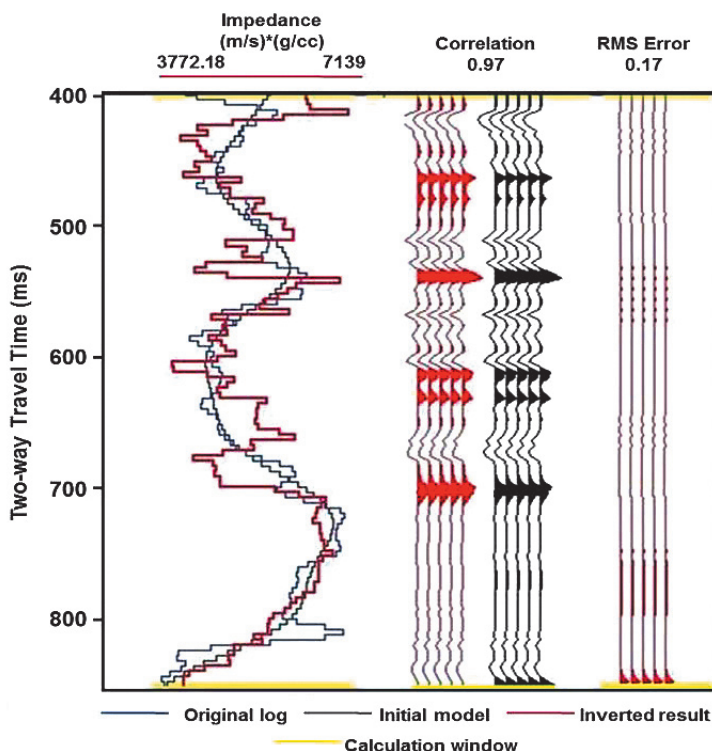


Рис. 4. Анализ акустической инверсии после суммирования по сейсмическому разрезу, показывающий соответствие между реальным (красная линия) и вычисленным (синяя линия) значениями акустического импеданса в пределах окна расчета (желтые линии). Черной кривой показан низкочастотный импеданс, извлеченный из наблюдаемых кривых импеданса. Красные и черные трассы являются, соответственно, синтетическими и реальными сейсмическими трассами.

няется от блочной, в верхней части, до ровного, с увеличением глубины. Поведение кривой гамма-каротажа в скважине «W» и пример волнового поля отображают характеристики от одиночной или сложной пачки песчаника/песчано-алевролитового тела с утончением вверх по разрезу. Мелководная морская среда, небольшая глубина моря, очень низкая скорость седиментации и близость к источнику материалов для осадконакопления привели к отложению свиты сланцев с высокими значениями гам-

ма-излучения и сопротивления (HG-HR) (Manmohan et al., 2003). Свита углеродистая, обогащенная органикой, алевролитовая, с высоким содержанием тория и калия.

3. Сейсмическая инверсия после суммирования

3.1. Преобразование значений акустического импеданса в значения пористости

Сейсмическая инверсия после суммирования широко используется в нефтяной промышленности для геологического анализа недр (например, литология, пористость) на основе сейсмического анализа, привязанного к каротажным данным (например, удельного сопротивления, акустического каротажа и плотности). Этот метод все больше подтверждает свою полезность, повышая информативность интерпретации сейсмических данных (Buiting, Bacon, 1999).

Инверсия после суммирования используется для преобразования сейсмических данных в акустический импеданс. Так как для расчета импеданса должны использоваться отражения нормального падения, то для получения физически и геологически надежных результатов, берутся временные разрезы ближних удалений, а не разрезы полученные с полными удалениями и апертурой. Анализ сейсмических данных после суммирования используется как эффективный инструмент для разведки углеводородов во многих областях по всему миру. Использование процедуры сейсмической инверсии в случае определения параметров коллектора позволяет получить петрофизические характеристики, такие как пористость, водонасыщенность и спрогнозировать литологию для межскважинного пространства.

Для всех методов сейсмической инверсии, земля может быть представлена в виде суммирования плоскопараллельных слоев с постоянными физическими свойствами (Leite et al., 2010). Сейсмограмма $s(t)$ может быть представлена сверткой серии коэффициентов отражений $r(t)$ с ограниченным в полосе частот импульсом $w(t)$ и добавлением случайного шума $n(t)$.

Математически сейсмограмма $s(t)$ может быть записана в виде:

$$s(t) = r(t)*w(t)+n(t), \tag{1}$$

Акустический импеданс для слоя i рассчитывается следующим образом:

$$AI_i = \frac{R_{i+1} + R_i}{R_{i+1} - R_i}, \tag{2}$$

где R_i и R_{i+1} являются коэффициентами отражения слоев i и $i+1$ соответственно.

Russel (1991) определяет инверсию на основе модели как итерационную схему моделирования, в которой геологическая модель строится, основываясь на сейсмических данных; сравнение модели происходит после каждой итерации, что приводит к получению лучшего результата. Для инверсии требуются начальные значения импеданса. Начальная модель для инверсии создается с использованием каротажных кривых акустического импеданса, рассчитанного в точке скважины. Алгоритм инверсии изменяет кривую импеданса для того, чтобы минимизировать несоответствие между реальной сейс-

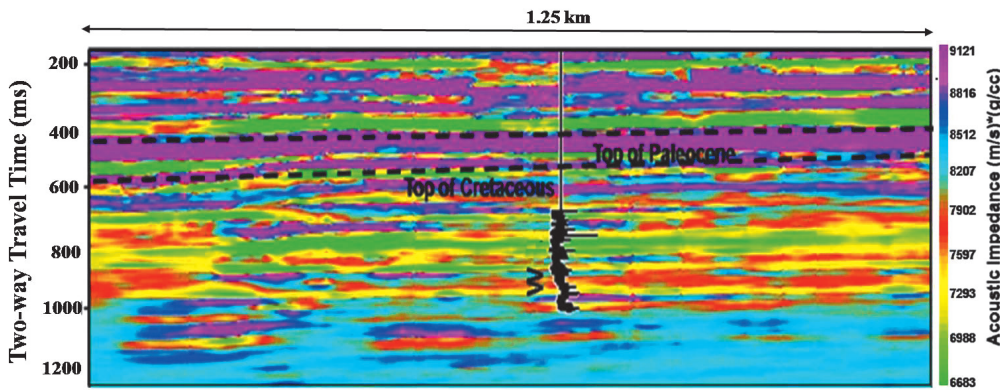


Рис. 5. Разрез акустического импеданса с изменением значений по латерали вдоль сейсмического разреза.

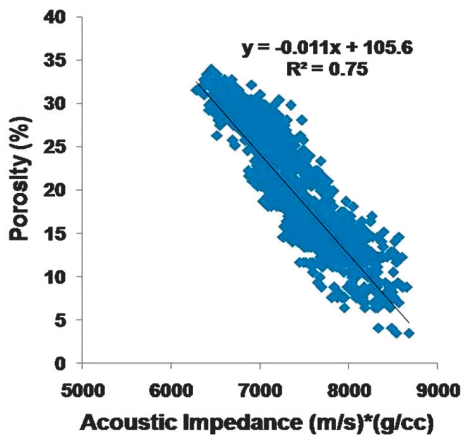


Рис. 6. Кроссплот между акустическим импедансом и пористостью, полученной из плотности, для бассейна К-Г, который показывает хорошую сходимость ($R^2=0.75$) линейного тренда литологии.

мической трассой в районе скважины и рассчитанной синтетической трассой. Как и следовало ожидать, между сейсмическими и синтетическими данными может быть достигнута высокая степень совпадения. На рисунке 4 показано совпадение между рассчитанной кривой импеданса и каротажными данными, а также высокая степень сходимости между синтетической и реальной трассами сейсмического разреза на исследуемой площади. Разрез акустического импеданса показан на рисунке 5, в районе скважины «W» показаны низкие значения импеданса на временах 800-900 мс.

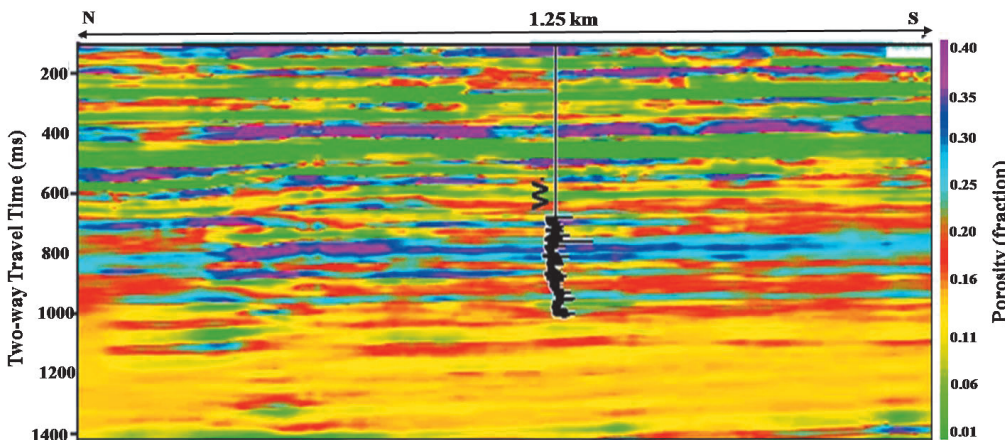


Рис. 7. Разрез значений пористости, полученных из значений АИ, вдоль сейсмического разреза.

Для выполнения акустической инверсии требуются сейсмические данные, низкочастотная, фоновая модель и извлеченный из сеймики, с учетом данных каротажа, импульс. Для получения корректного импульса, кривая акустического каротажа (кривая продольных волн) калибруется на сейсмические данные (Singha et al., 2014). Обычный способ расчета пористости из сейсмических данных состоит

в использовании значений акустического импеданса. Оценить значения пористости по разрезу можно при помощи математического соотношения между АИ и пористостью, полученной из каротажа. На рисунке 6 показана хорошая линейная зависимость с коэффициентом корреляции между АИ и пористостью по каротажным данным скважины «W» $R^2=0.75$. Значения плотности (из которых рассчитывается пористость) получены из следующего уравнения (после Bateman, 1985):

$$\varphi_d = \frac{\rho_m - \rho_{\log}}{\rho_m - \rho_f}, \quad (3)$$

где ρ_m , ρ_f и ρ_{\log} являются плотностью структурного каркаса, плотностью флюида и объемной плотностью формации в целом соответственно. Здесь плотность структурного каркаса и плотность флюида рассматриваются как 2.65 г/см³ и 1.1 г/см³, соответственно.

Значения акустического импеданса по всему разрезу пересчитываются в пористость по зависимости, показанной на кроссплоте АИ/пористость (Рис. 6), с использованием формулы (4):

$$\text{Пористость} = -0.011(\text{AI}) + 105.6 \quad (4)$$

На рисунке 7 показан разрез значений пористости.

3.2. Прямой пересчет сейсмического разреза в разрез прогнозируемой пористости

Немного изменив идею расчета значений пористости из значений АИ, можно спрогнозировать пористость из суммарного сейсмического разреза. Эта методика также включает в себя калибровку скважинных данных и сеймики, извлечение импульса, оценку низкочастотной модели и расчет АИ (Maver, Rasmussen, 1995; Husse, Feary, 2005; Kumar et al., 2016). Пористость в скважине, расположенной в бассейне К-Г, вычисляется из каротажной кривой плотности.

Формула для расчета скорости (v) пористой породы предложена Wyllie et al., (1956):

$$\frac{1}{v} = \frac{\varphi}{v_f} + \frac{1-\varphi}{v_m}, \quad (5)$$

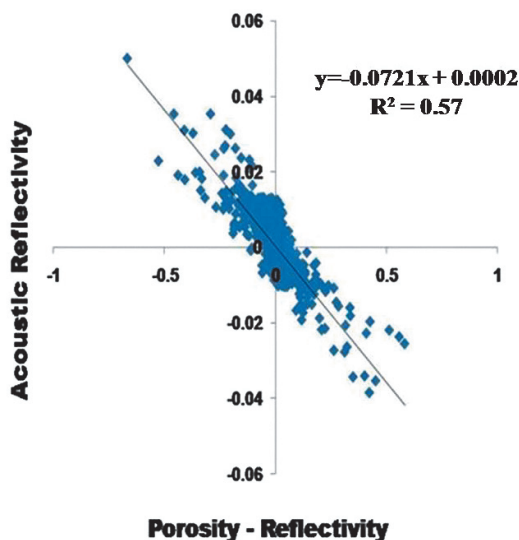


Рис. 8. Кроссплот между акустическими коэффициентами отражения и коэффициентами пористости для бассейна К-Г, с хорошей сходимость, определяемой коэффициентом $n = -0.0721$.

где v_f и v_m обозначают скорость флюида и структурного каркаса, соответственно. Предполагая, что плотность и скорость в каркасе гораздо больше, чем соответствующие значения флюида, АИ (z) пористой породы определяется по формуле (Rasmussen, Maver, 1996):

$$\log(z) = \log(\rho_m \cdot v_f) - \log\left(\frac{\phi}{1-\phi}\right). \quad (6)$$

И наоборот, если плотность и скорость в каркасе не намного больше, чем соответствующее значение флюида, то можно ожидать меньшую зависимость значений АИ от изменений пористости. И тогда зависимость между АИ и пористостью определяется следующим образом (Rasmussen и Maver, 1996):

$$\log(z) = \log(z_0) + n \log\left(\frac{\phi}{1-\phi}\right), \quad (7)$$

где z_0 и n означают нормаль (значения под прямым углом) и наклон (значения под углом) соответственно.

Коэффициент отражения можно найти через значения АИ в слое i и $i+1$ по формуле (Rasmussen и Maver, 1996):

$$r_z = \frac{1}{2} (\log(z_{i+1}) - \log(z_i)). \quad (8)$$

И тогда влияние пористости на коэффициент отражения можно определить, как:

$$r_\phi = \frac{1}{2} \left(\log\left(\frac{\phi_{i+1}}{1-\phi_{i+1}}\right) - \log\left(\frac{\phi_i}{1-\phi_i}\right) \right). \quad (9)$$

$\log(z_0)$ в уравнении (7) можно пренебречь, по сравнению с $n \log(\phi/(1-\phi))$. Таким образом, соотношение между r_ϕ и r_z можно определить формулой (Rasmussen, Maver, 1996; Kumar et al., 2016):

$$r_z = n r_\phi. \quad (10)$$

Уравнение (10) используется статистически для определения угла падения n , называемым коэффициентом корреляции между АИ и пористости с учетом каротажных кривых.

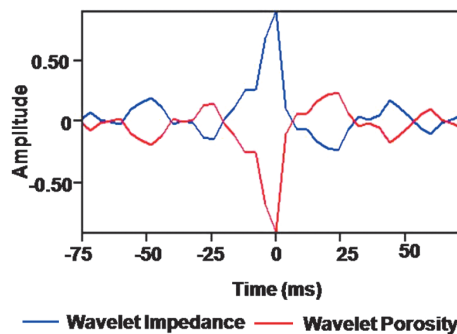


Рис. 9. Извлеченный импульс акустического импеданса (синий) и импульс пористости (красный), показывающий противоположную полярность друг к другу для бассейна К-Г.

Кривые АИ и пористости используются для оценки импульсов и низкочастотных моделей. Таким образом, импульс пористости образуется путем умножения импульса АИ (рассчитывается из кривых плотности и акустического каротажа) на коэффициент « n ». Расчётные импульс и низкочастотная модель позволяют выполнить сейсмическую инверсию (Russell, Hampson, 1991) зависит от низкочастотной модели, которая определяется среднеквадратичной

ошибкой между каротажными и рассчитанными кривыми АИ и пористости.

3.3. Прогнозирование пористости в бассейне К-Г

Shrivastava et al. (2008) выявили перспективные, в качестве залежей углеводородов, геологические структуры на сейсмическом разрезе, проходящем через интересующий нас район в направлении Север-Юг. На рисунке 6 показана линейная зависимость, с хорошим коэффициентом корреляции $R^2 = 0.75$ между значениями АИ и значениями пористости, взятыми со скважины расположенной на мелководном шельфе в бассейне К-Г. В данном случае прогнозирование значений пористости с использованием коэффициентов отражений является оптимальным вариантом.

Скорость продольных волн и значения пористости изменяются в диапазоне 2814-4090 м/с и 1-40 %, соответственно. Значения АИ из кривой импеданса и значения пористости из кривой пористости уточняются с использованием уравнений (8) и (9). На рисунке 8 показан кроссплот АИ/пористость по скважинным данным.

Связь значений АИ и значений пористости описывается линейным уравнением (11):

$$r_z = -0.0721 r_\phi. \quad (11)$$

Коэффициент зависимости n , в данном случае равен -0.0721. Исходя из этого, находим импульс пористости умножением импульса АИ на этот коэффициент.

На рисунке 9 показаны импульс АИ, извлеченного из сейсмических данных с использованием скважинных данных в диапазоне времен 800-1000 мс и импульс пористости, полученный с использованием уравнения (11).

Расчет АИ осуществляется для прогнозирования значений пористости. Различия между рассчитанными и исходными кривыми АИ и пористости в скважине показаны на рисунке 10 а,б. Разрез прогнозных значений пористости, полученный из сейсмических данных представлен на рисунке 11.

4. Результаты и обсуждение

Значения акустического импеданса по разрезу варьируются от 8883 до 9121 м/с*гм/сс. Это изменение обусловлено наличием песка, глины, алевролитов и сланцев. Верхняя часть мелового периода наблюдается в скважине

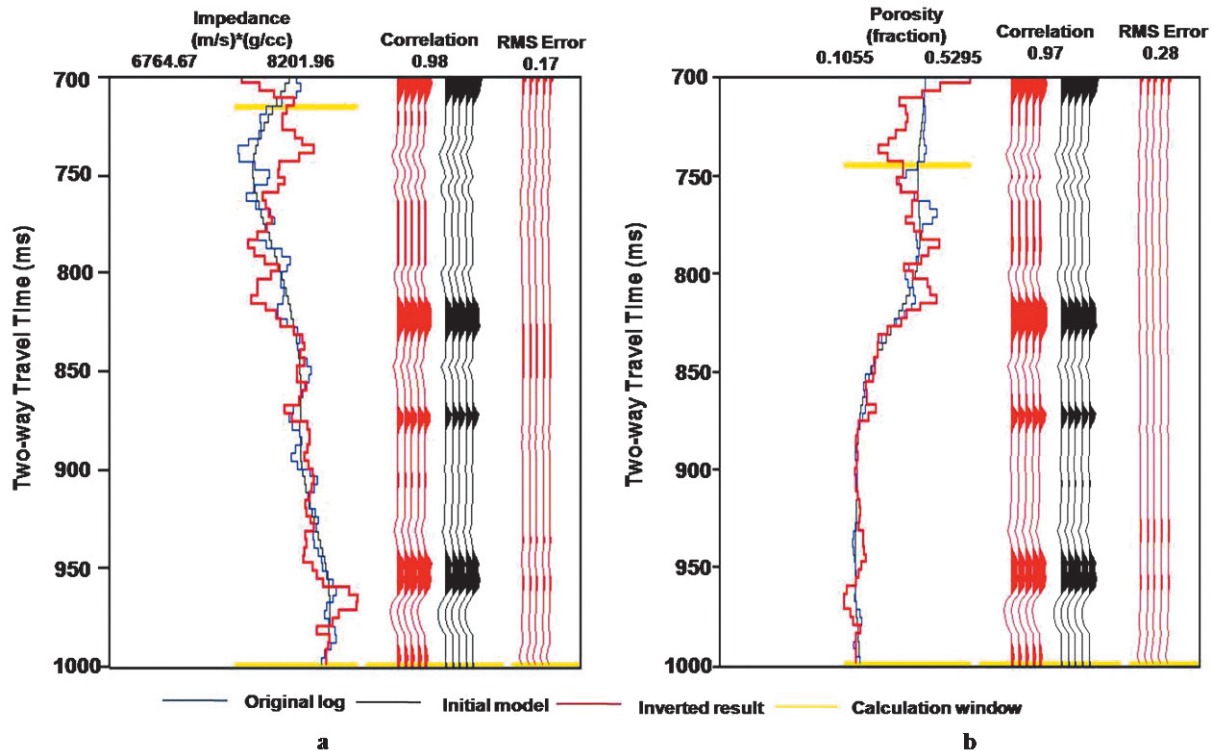


Рис. 10. Анализ акустической инверсии после суммирования по сейсмическому разрезу, показывающий хорошее соответствие между реальным (красная линия) и вычисленным (синяя линия) значениями а) акустического импеданса и б) значениями пористости в пределах окна расчета (желтая линия). Черной кривой показан низкочастотный импеданс, извлеченный из наблюдаемых кривых импеданса. Красные и черные трассы являются соответственно синтетическими и реальными сейсмическими трассами.

«W» на уровне 1150 м и в сейсмическом разрезе на временах 580 мс. Полученные значения пористости по разрезу изменяются от 1 до 40 %. Разрез пористости повторяет рисунок сейсмической записи и структуры в исследуемом районе. Зоны с высокими значениями импеданса наблюдаются в обоих разрезах, имеющих материнские породы с меньшей пористостью по сравнению с пористостью пород в зонах с низкими значениями импеданса.

Литология материнских пород обычно представляет собой непрерывный переход от полностью органических отложений (таких как уголь), терригенных сланцев и мергелей, до карбонатов (Lofseth et al., 2011). Повышенное содержание кремния и карбоната приводит к высоким значениям импеданса сланцев (Prasad

et al., 2002). Повышенные значения гамма-излучения и высокое удельное сопротивление (5010 Ом-м) в сланцах Рагхавапурам показывают значения пористости от 16 до 35 % в интервале 780-1200 мс. Это наблюдение совпадает с поведением кривых каротажа, что отмечено другими авторами (например, Padhy et al., 2013). Значения пористости на разрезе в интервале 950-1200 мс изменяются в диапазоне от 15 до 30 % в сланцах Рагхавапурам.

Этот нетрадиционный метод прогнозирования пористости реализован на сейсмических данных мелководного шельфа бассейна К-Г. В бассейне К-Г, между значениями АИ и пористостью, наблюдается хорошая сходимость с коэффициентом корреляции $R^2=0.75$. Для калибровки импульса со скважинными данными использовалось окно длиной 200 мс, что показало хороший результат инверсии. В обоих случаях для инверсии использовались каротажные данные по всему стволу скважины. Среднеквадратичная ошибка для прогнозирования пористости равна 0.28. Разрез пористости повторяет поведение сейсмической записи и структур бассейна К-Г. Значения АИ, характеризующие сланцы Рагхавапурам бассейна К-Г, варьируются в пределах от 6683 до 8512 м/с*г/сс, значения пористости находятся в пределах 16 до 25 %.

Латеральные участки с высокоамплитудными значениями АИ (в интервале 780-1200 мс) можно рассматривать как потенциальные нефтематеринские породы в сланцах Рагхавапурам (Рис. 11).

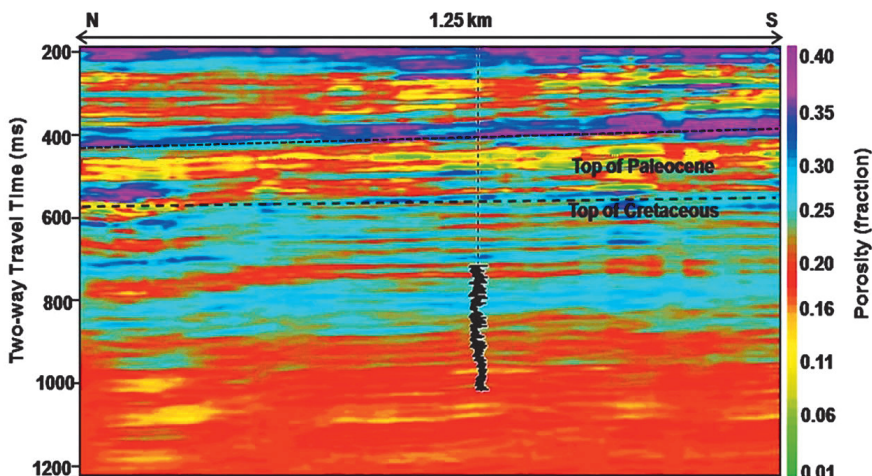


Рис. 11. Разрез значений пористости, полученных путем преобразования сейсмического разреза амплитуд для бассейна К-Г.

В сланцах Рагхавапурам значения пористости, прогнозируемые по сейсмическому разрезу, ближе к реальности, чем значения пористости, прогнозируемые по значениям АИ. Пористость, прогнозируемая по значениям АИ, лежит в районе 30 %, тогда как пористость, рассчитанная по сейсмическому разрезу, равна 25 %, что ближе к реальной пористости сланцев Рагхавапурам.

5. Выводы

Прямая оценка пористости из сейсмической инверсии была реализована с использованием импульса пористости. Импульсы пористости и АИ имеют противоположную полярность из-за обратно-пропорционального тренда между АИ и пористостью.

В данной работе продемонстрирована нетрадиционная методика прогнозирования пористости из сейсмических данных после суммирования. Зоны с высокими значениями импеданса, наблюдаемые в сейсмическом разрезе бассейна К-Г с потенциалом материнских пород, показывают относительно меньшую пористость по сравнению с пористостью в зонах с низкими значениями импеданса. Верхняя часть мелового периода характеризуется высоким сопротивлением и низкой пористостью. В отложениях палеоценового возраста наблюдаются низкие значения импеданса и высокая пористость. Сланцы/неконсолидированные отложения характеризуются высокой пористостью и низкими значениями импеданса, и более пористые пески находятся в промежуточном диапазоне. Такое прогнозирование пористости необходимо дополнительно подтверждать большим количеством данных со скважин и керн в будущем.

Благодарность

Авторы выражают признательность управляющему директору, GSPCL за любезное утверждение и предоставление сейсмических данных и данных каротажа для академических целей. Мы признательны Министерству наук о Земле за предоставление финансовой поддержки в рамках научно-исследовательского проекта MoES/P.O./ (Seismo)/1(138) 2011 от 09.11.12.

Литература

- Bateman, R.M. Openhole Log Analysis and Formation Evaluation. Prentice Hall PTR, New Jersey. 1985. 647 p.
- Buiting, J.J. M., Bacon M. Seismic inversion as a vehicle for integration of geophysical, geological and petrophysical information for reservoir characterization: Some North Sea examples. *Petroleum Geology of Northwest Europe: Proceedings of the 5th Conference*. Geological Society, London. 1999. V. 5. Pp. 1271-1280.
- Eichkitz C.G., Schreilechner M.G., Amtmann J. and Schmid C. Shallow Seismic Reflection Study of the Gschliefgraben Landslide Deposition Area – Interpretation and Three Dimensional Modeling. *Austrian Journal of Earth Sciences*. 2009. V. 102. Pp. 52-60.
- Hampson D., Schuelke J. and Quirein J. Use of multi-attribute transforms to predict log properties from seismic data. *Geophysics*. 2001. V. 66. Pp. 220-236.
- Husse M., Feary D.A. Seismic inversion for acoustic impedance and porosity of Cenozoic cool-water carbonates on the upper continental slope of the Great Australian Bight. *Marine Geology*. 2005. V. 215. Pp. 123-134.
- Jipa, C.D. Coarsening Upward Sedimentation in the Middle Pontian Dacian Basin, Prograding Shoreline or delta front? *Geo-Eco-Marina*. 2012. V. 18. Pp. 45-64.

Kumar, R., Das, B., Chatterjee, R. and Sain, K.A. Methodology of Porosity Estimation from Inversion of Post-Stack Seismic Data. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016. V. 28. Pp. 356-364.

Leiphart, D.J., Hart, B. S. Comparison of linear regression and a probabilistic neural network to predict porosity from 3D seismic attributes in Lower Brushy Canyon channelled sandstones, southeast New Mexico. *Geophysics*. 2001. V. 66. Pp. 1349-1358.

Leite, E. P., Vidal, A. C., Bueno, J. F. and Duarte, R. D. C. 3D Acoustic Impedance and Porosity Mapping from Seismic Inversion and Neural Networks. *SEG Annual Meeting*. Denver. 2010. Pp. 2226-2230.

Løseth, H., Wensaas, L., Gading, M., Duffaut, K., and Springer, M. Can hydrocarbon source rocks be identified on seismic data? *Geology*. 2011. V. 39. Pp. 1167-1170.

Manmohan, M., Rao, M. R. R., Kamraju, A. V. V. S., and Yalamarty, Y. Origin and Occurrence of Lower Cretaceous High Gamma-High Resistivity (Raghavapuram) Shale – A key stratigraphic sequence for hydrocarbon exploration in Krishna-Godavari Basin. *A.P. Journal of Geological society of India*. 2003. V. 62. Pp. 271-289.

Maver, K. G., Rasmussen, K. B. Seismic inversion for reservoir delineation and description. *Society of Petroleum Engineers. Technical Conference and Exhibition*. Bahrain. 1995. Paper id: SPE 29798.

Padhy, P. K., Das, S. K., and Kumar, A. Krishna-Godavari Continental Rift Basin: Shale Gas and Oil Play Systems. *10th Biennial International Conference & Exposition*. SPG, Kochi. 2013. Paper id: P327.

Pramanik, A. G., Singh V., Vig R., Srivastava A. K., and Tiwary D. N. Estimation of effective porosity using geostatistics and multiattribute transforms: A case study. *Geophysics*. 2004. V. 69. Pp. 352-372.

Prasad, M., Pal-Bathija, A., Johnston, M., Rydzy, M., and Batzle, M. Rock physics of the unconventional. *The Leading Edge*. 2002. V. 28. Pp. 34-38.

Rao, G. N. Sedimentation, stratigraphy, and petroleum potential of Krishna-Godavari basin, East Coast of India. *AAPG Bulletin*. 2001. V. 85. Pp. 1623-1643.

Rasmussen, K. B., Maver, K. G. Direct inversion for porosity of post stack seismic data. *European 3-D Reservoir Modeling Conference*. Stavanger. 1996. Paper id: SPE 35509.

Rider, M. H. The geological interpretation of well logs, 2nd edition. Rider-French Consulting Ltd. 2002. 280 p.

Russell, B., Hampson, D. Comparison of poststack inversion methods. *61st Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts*. 1991. V. 10. Pp. 876-878.

Shrivastava, C., Ganguly, S. and Khan, Z. Reconstructing Sedimentary Depositional Environment with Borehole Imaging and Core. *International Petroleum Technology Conference: A Case Study from Eastern Offshore India*. Kuala Lumpur, Malaysia. 2008.

Singha, D. K., Chatterjee, R. Detection of Overpressure zones and a Statistical Model for Pore Pressure Estimation from Well Logs in the Krishna-Godavari Basin, India. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*. 2014. V. 15. Pp. 1009-1020.

Singha, D. K., Chatterjee, R., Sen, M. K. and Sain, K. Pore pressure prediction in gas-hydrate bearing sediments of Krishna-Godavari Basin in India. *Marine Geology*. 2014. V. 357. Pp. 1-11.

Walls, J.D., Taner M.T., Taylor G., Smith M., Carr M., Derzhi N., Drummond J., McGuire D., Morris S., Bregar J., and Lakings J. Seismic reservoir characterization of a U.S. Midcontinent fluvial system using rock physics, poststack seismic attributes, and neural networks. *The Leading Edge*. 2002. V. 21. Pp. 428-436.

Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R. and Gardner, G. H. F. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics*. 1956. V. 21. Pp. 40-70.

Сведения об авторах

Baisakhi Das – младший научный сотрудник, Индийский технологический институт (Индийская горная школа), Дханбад-826004, Индия
E-mail: baisakhi.das@gmail.com

Rima Chatterjee – профессор, Отделение прикладной геофизики, Индийский технологический институт (Индийская горная школа), Дханбад-826004, Индия
E-mail: rima_c_99@yahoo.com

Статья поступила в редакцию 19.10.2016

Porosity Mapping from Inversion of Post-Stack Seismic Data

B. Das, R. Chatterjee

Indian Institute of Technology (Indian School of Mines), Dhanbad, India

Abstract. A seismic section oriented N-S passing through well «W» is considered for porosity prediction in offshore of Krishna-Godavari (K-G) basin. The gamma ray log trend indicates deposition of cleaning upward sediment. Coarsening upward, clayey-silty-sandy bodies, making a series of about 50-60 m thickness, have been evidenced from the gamma ray log. Porosity is mapped from transformation of acoustic impedance (AI). Post-stack inversion of seismic data is routinely carried out to derive AI and hence petrophysical properties in an area. We have been introducing here an uncommon approach of inverting post-stack seismic data into porosity from porosity log. The post-stack inversion for estimation of direct porosity is performed by utilizing an estimated porosity wavelet, low frequency model and model based inversion. This approach is implemented on clay rich, shaly sediments in shallow offshore. The total porosity for the depth interval of 1200-1600 m ranging from 1 to 40 % has been used as input for porosity inversion from the 2D post-stack seismic data of shallow offshore sediments at 31 m bathymetry in K-G basin. This prediction is applied to dataset having good correlation between AI and porosity. In K-G basin, the porosity in Raghavapuram Shale varies from 13 to 30 % with maximum value of 40 % is observed in Paleocene sediments. The shales/unconsolidated sediments measure a high porosity with low impedance and the more porous sands are in an intermediate range. The predicted impedance and porosity values may be erroneous beyond the drilled depth because of non availability of well log data for calibration.

Keywords: Krishna-Godavari basin, Porosity, Seismic Inversion, Raghavapuram Shale

References

- Bateman, R.M., 1985. Openhole Log Analysis and Formation Evaluation, Prentice Hall PTR, New Jersey. 1985. 647 p.
- Buiting, J.J. M., Bacon M. Seismic inversion as a vehicle for integration of geophysical, geological and petrophysical information for reservoir characterization: Some North Sea examples. *Petroleum Geology of Northwest Europe: Proceedings of the 5th Conference*. Geological Society, London. 1999. V. 5. Pp. 1271-1280.
- Eichkitz C.G., Schreilechner M.G., Amtmann J. and Schmid C. Shallow Seismic Reflection Study of the Gschliefgraben Landslide Deposition Area – Interpretation and Three Dimensional Modeling. *Austrian Journal of Earth Sciences*. 2009. V. 102. Pp. 52-60.
- Hampson D., Schuelke J. and Quirein J. Use of multi-attribute transforms to predict log properties from seismic data. *Geophysics*. 2001. V. 66. Pp. 220-236.
- Husse M., Feary D.A. Seismic inversion for acoustic impedance and porosity of Cenozoic cool-water carbonates on the upper continental slope of the Great Australian Bight. *Marine Geology*. 2005. V. 215. Pp. 123-134.
- Jipa, C.D. Coarsening Upward Sedimentation in the Middle Pontian Dacian Basin, Prograding Shoreline or delta front? *Geo-Eco-Marina*. 2012. V. 18. Pp. 45-64.
- Kumar, R., Das, B., Chatterjee, R. and Sain, K.A. Methodology of Porosity Estimation from Inversion of Post-Stack Seismic Data. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. 2016. V. 28. Pp. 356-364.
- Leiphart, D.J., Hart, B. S. Comparison of linear regression and a probabilistic neural network to predict porosity from 3D seismic attributes in Lower Brushy Canyon channeled sandstones, southeast New Mexico. *Geophysics*. 2001. V. 66. Pp. 1349-1358.
- Leite, E. P., Vidal, A. C., Bueno, J. F. and Duarte, R. D. C. 3D Acoustic Impedance and Porosity Mapping from Seismic Inversion and Neural Networks. *SEG Annual Meeting*. Denver. 2010. Pp. 2226-2230.
- Løseth, H., Wensaas, L., Gading, M., Duffaut, K., and Springer, M. Can hydrocarbon source rocks be identified on seismic data? *Geology*. 2011. V. 39. Pp. 1167-1170.
- Manmohan, M., Rao, M. R. R., Kamraju, A. V. V. S., and Yalamarty, Y. Origin and Occurrence of Lower Cretaceous High Gamma-High Resistivity (Raghavapuram) Shale – A key stratigraphic sequence for hydrocarbon exploration in Krishna-Godavari Basin. *A.P. Journal of Geological society of India*. 2003. V. 62. Pp. 271-289.
- Maver, K. G., Rasmussen, K. B. Seismic inversion for reservoir delineation and description. *Society of Petroleum Engineers. Technical Conference and Exhibition*. Bahrain. 1995. Paper id: SPE 29798.
- Padhy, P. K., Das, S. K., and Kumar, A. Krishna-Godavari Continental Rift Basin: Shale Gas and Oil Play Systems. *10th Biennial International Conference & Exposition*. SPG, Kochi. 2013. Paper id: P327.
- Pramanik, A. G., Singh V., Vig R., Srivastava A. K., and Tiwary D. N. Estimation of effective porosity using geostatistics and multiattribute transforms: A case study. *Geophysics*. 2004. V. 69. Pp. 352-372.
- Prasad, M., Pal-Bathija, A., Johnston, M., Rydzy, M., and Batzle, M. Rock physics of the unconventional. *The Leading Edge*. 2002. V. 28. Pp. 34-38.
- Rao, G. N. Sedimentation, stratigraphy, and petroleum potential of Krishna-Godavari basin, East Coast of India. *AAPG Bulletin*. 2001. V. 85. Pp. 1623-1643.
- Rasmussen, K. B., Maver, K. G. Direct inversion for porosity of post stack seismic data. *European 3-D Reservoir Modeling Conference*. Stavanger. 1996. Paper id: SPE 35509.
- Rider, M. H. The geological interpretation of well logs, 2nd edition. Rider-French Consulting Ltd. 2002. 280 p.
- Russell, B., Hampson, D. Comparison of poststack inversion methods. *61st Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts*. 1991. V. 10. Pp. 876-878.
- Shrivastava, C., Ganguly, S. and Khan, Z. Reconstructing Sedimentary Depositional Environment with Borehole Imaging and Core. *International Petroleum Technology Conference: A Case Study from Eastern Offshore India*. Kuala Lumpur, Malaysia. 2008.
- Singha, D. K., Chatterjee, R. Detection of Overpressure zones and a Statistical Model for Pore Pressure Estimation from Well Logs in the Krishna-Godavari Basin, India. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*. 2014. V. 15. Pp. 1009-1020.
- Singha, D. K., Chatterjee, R., Sen, M. K. and Sain, K. Pore pressure prediction in gas-hydrate bearing sediments of Krishna-Godavari Basin in India. *Marine Geology*. 2014. V. 357. Pp. 1-11.
- Walls, J.D., Taner M.T., Taylor G., Smith M., Carr M., Derzhi N., Drummond J., McGuire D., Morris S., Bregar J., and Lakings J. Seismic reservoir characterization of a U.S. Midcontinent fluvial system using rock physics, poststack seismic attributes, and neural networks. *The Leading Edge*. 2002. V. 21. Pp. 428-436.
- Wyllie, M. R. J., Gregory, A. R. and Gardner, G. H. F. Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media. *Geophysics*. 1956. V. 21. Pp. 40-70.

For citation: Das B., Chatterjee R. Porosity Mapping from Inversion of Post-Stack Seismic Data. *Georesursy = Georesources*. 2016. V. 18. No. 4. Part 2. Pp. 306-313. DOI: 10.18599/grs.18.4.8

Information about authors

Baisakhi Das – Junior Research Fellow, Indian Institute of Technology (Indian School of Mines), Dhanbad 826004, India
E-mail: baisakhi.das@gmail.com

Rima Chatterjee – Professor, Department of Applied Geophysics, Indian Institute of Technology (Indian School of Mines), Dhanbad 826004, India
E-mail: rima_c_99@yahoo.com

Manuscript received October 19, 2016