

ГИДРОРАЗРЫВ И МИКРОСЕЙСМИЧНОСТЬ: ГЛОБАЛЬНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ В РАЗВЕДКЕ И ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Д.Р. Каял

Mining Geological & Metallurgical Institute of India, Калькутта, Индия

E-mail: jr.kayal@gmail.com

Вызванная микросейсмичность является обычным явлением в нефтяных и газовых коллекторах вследствие изменений внутреннего напряжения, сопровождаемого гидравлическим разрывом и добычей нефти и газа. Микросейсмичность может контролироваться с целью изучения направления и типа гидроразрыва, а также ранее существовавших разломов путем точного определения эпицентра и очаговых механизмов. Сейсмические процессы, появляющиеся при образовании нормальных и сдвиговых разломов, возникают из-за появления новых трещин/разломов, а сейсмические процессы, появляющиеся при образовании взбросов/надвигов – из-за уплотнения или закрытия существующих трещин. Кроме того, зависимость частоты от магнитуды (величина b) и фрактальная размерность (величина D) пространственной и временной кластеризации индуцированной микросейсмичности могут быть очень полезны для характеристики трещин/ существующих разломов и режимов напряжений. С другой стороны, сейсмическая томография может отображать неоднородные по скорости структуры/ возмущения в коллекторе из-за трещин и содержания нефти-газа-воды. В статье проиллюстрировано несколько примеров из мировой практики для понимания этих процессов и привлечения внимания к важности использования явления микросейсмичности в нефтяной промышленности.

Ключевые слова: гидроразрыв, индуцированная микросейсмичность, добыча нефти и газа

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.12>

Для цитирования: Каял Д.Р. Гидроразрыв и микросейсмичность: глобальные перспективы в разведке и добыче нефти. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 1. С. 222-228. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.12>

1. Введение

Гидроразрыв пласта является процессом, в котором жидкости, газ или твердые вещества (пропанты) закачиваются или нагнетаются в пласт под высоким давлением, чтобы вызвать образование трещин в пласте для увеличения добычи нефти и газа. Этот метод обычно используется для повышения проницаемости в коллекторах. Во время или вскоре после гидроразрыва путем нагнетания, будет увеличиваться давление жидкости вдоль существующих плоскостей разломов, а также вдоль новых плоскостей трещин, которые вызывают индуцированную микросейсмичность. От нагнетания жидкости на глубину в связи с гидроразрывом была зарегистрирована микросейсмичность со значениями магнитуд в диапазоне от -3.0 до <3.0 (например, Verdon et al., 2010; Cipolla et al., 2012; Holland, 2013). Иногда в сейсмически активной зоне это может вызвать значительные или ощутимые сейсмические процессы ($M > 3.0$).

Мониторинг микросейсмичности, с целью прослеживания роста трещины и возобновления разломных процессов может быть выполнен с использованием скважинных сейсмоприемников и массивных поверхностных блоков, содержащих сотни сейсмометров (например, Grechka, 2010; Gei et al., 2011). Регистрируются зоны процессов микросейсмической активности; короткие всплески процессов микросейсмической активности могут быть временными, а также пространственными. Открытие новых трещин может привести к сейсмическим процессам с образованием нормальных и сдвиговых разломов, а закрытие старых трещин может привести к сейсмическим процессам с образованием взбросов/надвигов. Зависимость частоты от магнитуды (величина b), а также

фрактальная размерность (величина D) индуцированной микросейсмичности могут также демонстрировать изменение во времени и пространстве и пролить свет на сейсмические характеристики.

Оценка пространственно-временной динамики индуцированной микросейсмичности помогает оценить физические характеристики гидравлических разломов, таких как их длина, распространение и сжатие, направление и проникновение, проницаемость горной породы и т.д. (например, Shapiro и Dinske, 2007). Гидравлические разломы могут увеличиваться от 3 до 20 м, иногда больше, и могут соединяться с уже существующими разломами. Таким образом, изучение и мониторинг микросейсмичности, индуцируемой жидкостью, помогает характеризовать нефтяные и газовые резервуары, а также рост гидравлического разрыва и/или возобновление ранее существовавшей системы разломов.

Применение микросейсмического мониторинга в нефтегазовой промышленности в последние десятилетия заметно возросло (например, Maxwell, 2010). Нефтегазовые компании расходуют значительные ресурсы на микросейсмический мониторинг, но сталкиваются с необычными технологическими проблемами для полного использования результатов. Полученные результаты осложнены рядом факторов, в том числе неполное понимание сейсмологических процессов, связанных с индуцированной микросейсмичностью. В данной статье показаны несколько примеров из мировой практики для понимания некоторых аспектов сейсмологических процессов микросейсмичности, образующейся при гидроразрыве в нефтяных и газовых скважинах, подчеркивающих важность его применения в нефтяной промышленности.

2. Мониторинг и анализ

микросейсмичности

2.1 Мониторинг микросейсмичности и расположения эпицентров

Микросейсмичность гидравлического разрыва (далее гидроразрыва) обычно возникает в виде скоплений и изменяется во времени и пространстве. Мониторинг или регистрация микросейсмичности гидроразрыва скважинными сейсмоприёмниками на глубинах является обычной практикой и может создавать хорошие сейсмограммы с более высоким отношением сигнал/шум (S/N), но азимутальный контроль точных местоположений эпицентров процессов сейсмической активности может быть неточным. Поверхностный мониторинг сотнями, а иногда и тысячами сейсмометров может обеспечить точное расположение микросейсмических процессов. Тем не менее, поверхностные сейсмометры могут быть установлены на более мелкой глубине (5-10 м) для записи с более высоким соотношением сигнал/шум. Иногда даже 50-ти канальная расстановка на поверхности с меньшей площадью может давать более хорошие результаты (например, Li et al., 2011, Tselentis et al., 2011). Длиннопериодные типы волн микросейсмических процессов, обусловленных гидроразрывом, дают четкие вступления продольных и поперечных волн. Характер длинопериодных типов волн обусловлен особенностями типа источника, но не особенностями среды распространения (Vame and Fehler, 1986). Нагнетание в коллектор создает новые трещины, а также закрывает, сдвигает или открывает уже существующие трещины. Эти различные механизмы разрушения приводят к микросейсмическим процессам, которые необходимо понимать с точки зрения продуктивности пласта.

Высокоточное местоположение эпицентров крайне необходимо для отслеживания направления структур трещин/разломов или изменений в массах горных пород. Обычные или начальные местоположения могут быть получены с использованием наиболее широко используемой программы Seisan, которая основана на множественном регрессивном анализе с использованием предполагаемой локальной однородной модели скорости или инвертированной одномерной модели скорости. Однако из-за неоднородностей в структуре скоростей в области коллектора местоположение сейсмических процессов не будет достаточно точным. Для более точного определения местоположений эпицентров в основном используется метод двойной разницы эпицентра (HuroDD) (например, Waldhauser and Ellsworth 2000). В этом анализе обосновывается стандартная однородная одномерная скоростная модель, поскольку в этом методе точно вычисляются относительные перемещения процессов. Относительные перемещения не чувствительны к неточностям в скоростной модели. Эти перемещения должны быть использованы для понимания природы активных разломов и гидроразрывов на нефтяных месторождениях.

В дальнейшем новые зоны гидроразрывов и зоны существующих разломов могут быть отображены методом двойной дифференциальной томографии (TomoDD) (Zhang and Thurber, 2003). Это метод одновременной инверсии; он не только перемещает процессы с гораздо более высокой точностью, развивая инвертированную трехмерную скоростную структуру, но также создает

томограммы или картины на любых желаемых глубинах для визуализации массивов горных пород при возмущениях или гидроразрывах в массивах пород с неоднородными скоростями вследствие наличия разломов/трещин и содержания газа/жидкости.

2.2 Определение плоскости разломов

Определение плоскости разломов или природа возникновения источника является важным аспектом для понимания характера разломов, вызвавших сейсмические процессы. Ориентация напряжений играет основную роль для различных типов разломов, таких как нормальный разлом, сброс, взброс или надвиг. Существует два разных способа определения плоскости разломов. Основной метод – график первовступлений (годограф) продольной волны, спроецированный на одну площадь. С помощью цифровых сейсмограмм определение тензора момента может быть получено путем инверсии формы волны, и полученные результаты можно сравнить с соответствующими результатами, полученными по годографу. Анализ тензора момента состоит из генерации синтетических сейсмограмм и их корреляции с наблюдаемой формой сейсмического сигнала, включающей первовступления продольной волны и ее амплитуду.

2.3 Оценка величины b и величины D

Частота сейсмических процессов считается логарифмической функцией магнитуды, соответствующей распределению степенного закона (Gutenberg and Richter, 1954), и представляется как: $\text{Log}_{10}N = a - bM$, где N – совокупное количество сейсмических процессов, имеющее величину, большую, чем M , a – константа, и b – отклонение логарифмической зависимости. В этом анализе рассчитывается совокупное количество сейсмических процессов по отношению к магнитуде; отклонение логарифмической зависимости, известное как величина b , которая обычно равна 1,0 в тектонически активной области, – важный сейсмологический параметр для определения состояния напряжений горных масс. Было доказано, что перед большим сейсмическим процессом величина b уменьшается, что соответствует резкому увеличению напряжения в массах горных пород. В случае скопления сейсмических процессов, вызванных землетрясением, вулканической активностью или индуцированной микросейсмичностью, величина b может быть больше (1.5-2.5) (Kayal, 2008).

Фрактальные размерности (D), фрактальные свойства сейсмичности, стохастическая самоподобная структура во временном и пространственном распределении сейсмической активности – могут быть измерены статистическими методами для количественного определения пространственного распределения сейсмичности, её случайности и кластеризации (например, Hirata, 1989). Фрактальную размерность распределения эпицентра сейсмичности можно оценить по интегралу корреляции, данному (Grassberger and Procaccia, 1983): $C_r \sim r^D$, где (C_r) является функцией корреляции. Корреляционная функция измеряет интервал (r) или скопление набора точек, которые в данном случае являются эпицентрами сейсмической активности, а D – фрактальной размерностью. По графику C_r по отношению к r на двойной логарифмической системе координат мы можем получить фрактальную размерность D от

отклонения кривой. Результаты (Grob and Van der Baan, 2011) показали, что возможные значения фрактальной размерности варьируются от 0 до 3, что указывает на размерность вкладываемого пространства. Интерпретация таких предельных значений состоит в том, что множество с $D=0$ указывает точку, т.е. все события, сгруппированы в одну точку; $D=1$ – прямая линия, т.е. события однородны вдоль прямой, $D=2$ – плоскость, т.е. события однородно распределены по двумерному пространству вложения, а $D=3$ – сфера или куб в трехмерном пространстве.

3. Изучение практических примеров

3.1 Нефтяное месторождение в Омане

Сеть наземных станций на Оманском нефтяном месторождении была создана в 1999 году компанией Petroleum Development Oman (PDO), одной из первопроходцев в нефтяной промышленности по мониторингу микросейсмичности гидроразрывов. В дополнение к сети наземных станций также использовались скважинные сейсмоприёмники для сравнительного изучения. В период с 1999 по 2007 год было зарегистрировано и точно установлено (Li et al., 2011) местоположение более 1500 индуцированных микроземлетрясений с использованием двойной дифференциальной сейсмической томографии (TomoDD); эпицентры и участки глубины сейсмических процессов показаны на рисунке 1. Большинство процессов сейсмической активности произошло чуть выше нефтяного пласта, который расположен на глубине примерно 1,5 км от поверхности. В нефтегазовом коллекторе, который представляет из себя глубоко залегающий большой

антиклинальный купол размером приблизительно 15x20 км, преобладают две системы разломов, имеющих преимущественно два направления: юго-восток – северо-запад и северо-восток – юго-запад. Тенденция микросейсмичности показывает, что основная система разломов – северо-восток – юго-запад, а также сопряженные гидроразрывы создают микроземлетрясения, и эти разломы/трещины соединяют нефтяные горизонты в месторождение (Рис. 1).

Определение плоскости разломов из 40 отобранных сейсмических процессов, полученных путем инверсии формы волны, показывает нормальные разломы, сдвиги и взбросы (Li et al., 2011) (Рис. 1). Большинство процессов показывают механизм нормальных разломов, некоторые – сдвиги и некоторые – взбросы. Процессы сейсмической активности с образованием нормальных разломов или сдвигов указывают на открытие новых трещин, а с другой стороны, процессы сейсмической активности с образованием взбросов надвигов указывают на закрытия старых зон разломов. Тенденция эпицентра и определенные плоскости разломов указывают на реактивацию ранее существовавшей системы разломов на северо-восточном – юго-западном направлении, а также сопряженные разломы, вызвавшие индуцированную микросейсмичность. Было также обнаружено, что максимальное горизонтальное напряжение возникает из-за появления источника в северо-восточном или северо-северо-восточном направлении, что согласуется с направлением максимального горизонтального напряжения, полученного из измерений прорыва скважины и согласуется с известными местными тектоническими напряжениями (Li et al., 2011).

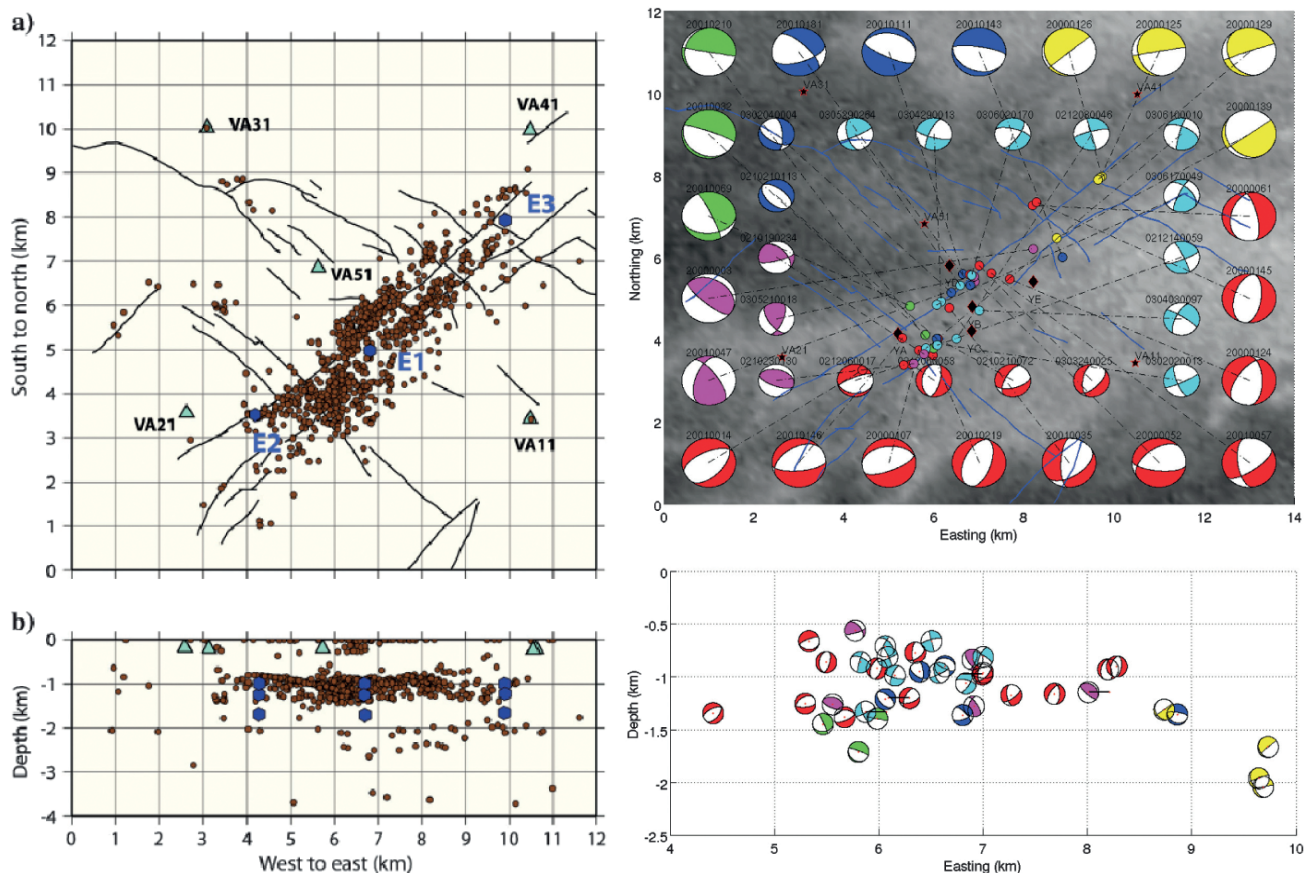


Рис. 1. (а): Слева показаны точное расположение эпицентра, справа – определенные плоскости разломов по 40 отобранным сейсмическим процессам; тень показывает вариации топографии; (б): слева показаны участки глубин микроземлетрясений и справа – глубины определенных плоскостей разломов, Оманское нефтяное месторождение (по Li et al., 2011).

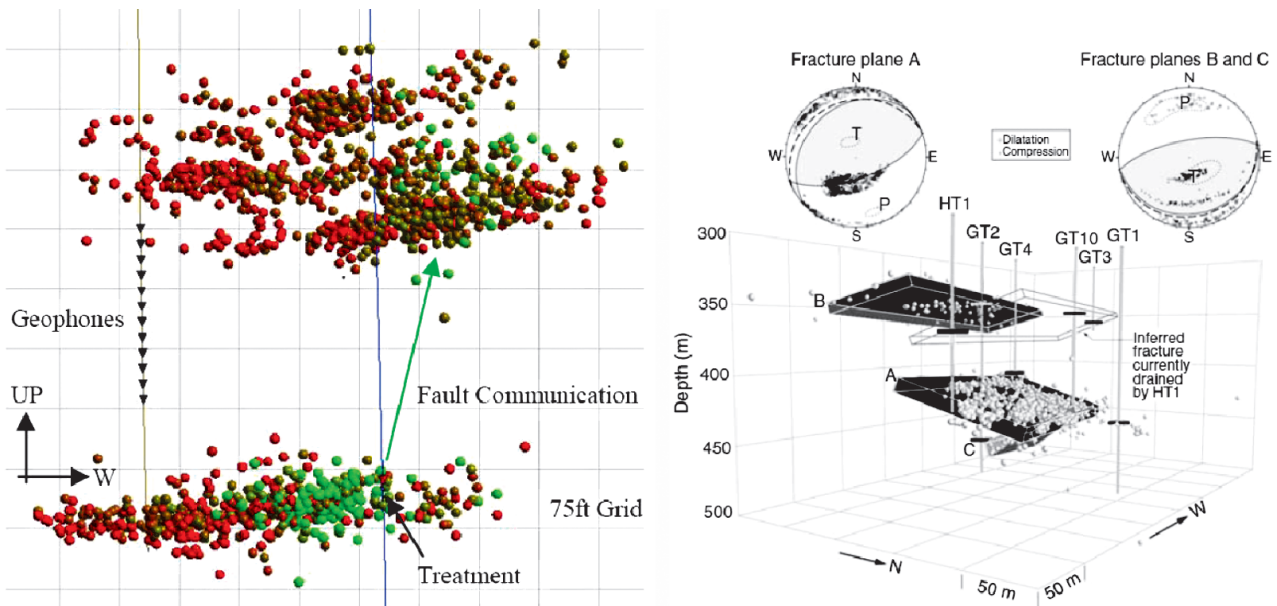


Рис. 2 (а) Участки глубин микроземлетрясений, зарегистрированных в двух формациях; хрупкое разрушение происходит сначала в правой части нижнего пласта, а затем внезапно перескакивает в верхнюю песчаную формацию; в среднем глинистом слое не происходит активности. Зеленые точки указывают на микроземлетрясения, когда начинается закачивание, и красные точки – когда вместе с закачиванием начинается добыча. (б) Разломы, определяемые трехмерным графиком; определение плоскости разломов указывает на обратные/осевые разломы, нефтяное месторождение в Кентукки (по Maxwell et al., 2010).

3.2 Нефтяное месторождение в Кентукки, США

Одно из ранних исследований по картированию разломов продуктивных пластов было проведено на нефтяном месторождении в округе Клинтон, штат Кентукки, с использованием скважинных датчиков (Maxwell et al., 2010). На этом месторождении нефть добывается из низкопористых карбонатных пород на глубинах от 300 до 730 м. Существование изолированных трещин с высокой проницаемостью и способностью к хранению нефти было очевидным, но ориентации трещин были неизвестны и считались вертикальными.

Мониторинг микросейсмичности проводился вблизи высокодебитных эксплуатационных скважин. Местоположение микроземлетрясений и природа возникновения источника определяют набор низкоугловых осевых разломов, которые лежат выше и ниже текущего отведенного интервала (Рис.2). Идентификация и корреляция этих разломов с добычей нефти впервые указала на то, что эти низкоугловые признаки следует считать важными задачами бурения при разведке и разработке района.

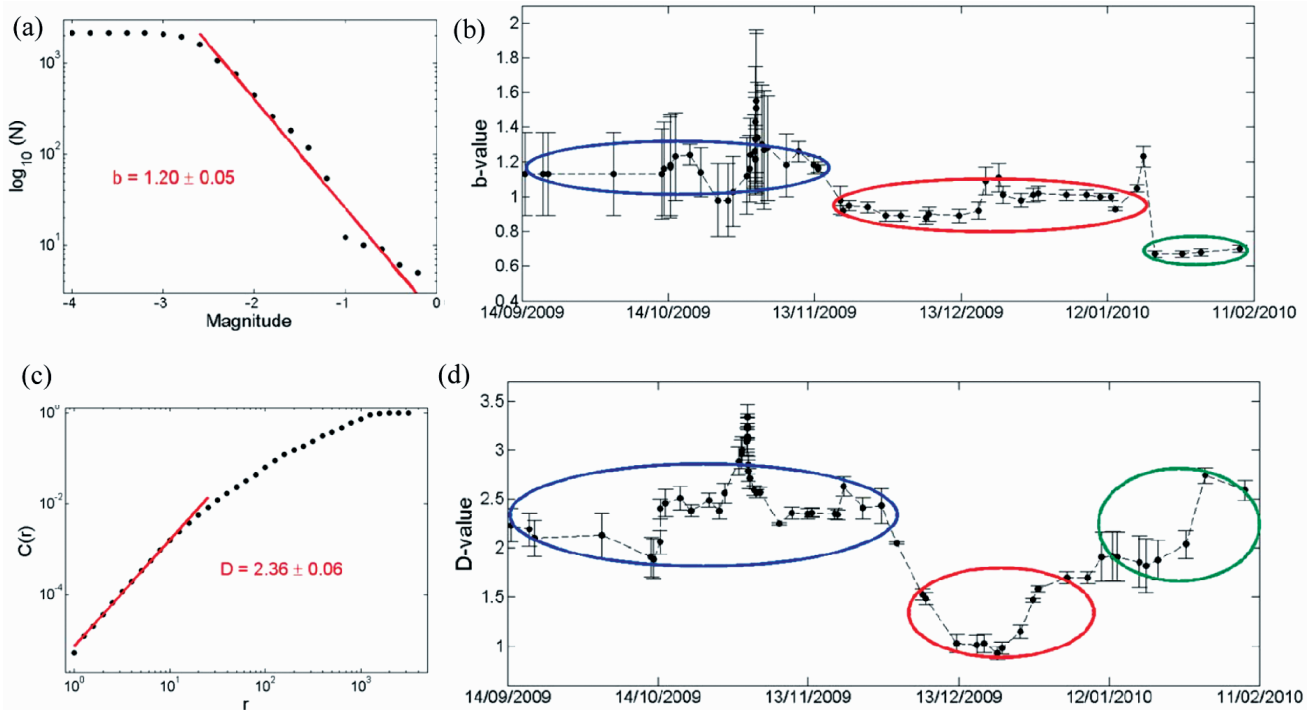


Рис. 3 (а) Зависимость частоты от магнитуды со средним значением величины b , равной 1.20; (б) временные вариации величины b , (с) корреляционный интеграл со средним значением величины D , равной 2.36 и (д) временные вариации величины D ; эллипсы отображают три разных этапа; данные по разработке тяжелых нефтей, Альберта (по Grob and Van der Baan, 2011).

3.3 Нефтяное месторождение в Альберте, Канада

В этом примере обсуждается изменение величины b и величины D микросейсмичности на нефтяном месторождении в Альберте, Канада. Продуктивный пласт с тяжелой нефтью разрабатывается с использованием циклической закачки пара, которая за семь месяцев – с сентября 2009 года по март 2010 года, стала причиной около 2132 сейсмических процессов. До декабря 2009 года использовались только нагнетания, а затем была применена стратегия комбинированного нагнетания и добычи. Распределение по частотной шкале показывает, что величина b равна 1,20 по достоверной части распределения значений набора данных (Рис. 3а). На графике корреляционного интеграла оценивается величина $D = 2,36$ по линейной части кривой (Рис. 3с). Это означает, что события распределены довольно сферически в пространстве.

На рисунке 3b представлены временные вариации величины b , полученные с сентября 2009 года по март 2010 года. Величина b вычисляются по более чем 300 сейсмическим процессам со сдвигом скользящего окна с выборкой в 30 процессов. Наблюдается три разных этапа, как показано эллипсами. На первом этапе во время закачки пара

образование трещин с преобладающим растягивающим напряжением вызывает более высокое значение величины b , на втором этапе закачка и добыча приводят к более низкому значению величины b , а на третьем этапе, когда закачка прекращается, наименьшее значение величины b указывает на закрытие трещины с преобладанием сжатия. Аналогично на рисунке 3d представлено три этапа величины D ; самые низкие значения величины D возникают на среднем или втором этапе, что указывает на возможное наличие сдвига.

Измеренные временные вариации величины b и величины D показывают сильное изменение локального напряжения в течение семимесячного периода; оно варьируется от экстензионального разлома (открытие трещин), через режим сдвига, до окончательного сжимающего разлома (закрытие трещин). Фрактальная размерность D показывает преимущественно плоское-сферическое распределение эпицентра на первом и последнем этапах, но изменяется на более линейную пространственную структуру на среднем этапе режима сдвига. Таким образом, местоположение микросейсмических процессов и их величины содержат богатую информацию для облегчения управления продуктивными пластами.

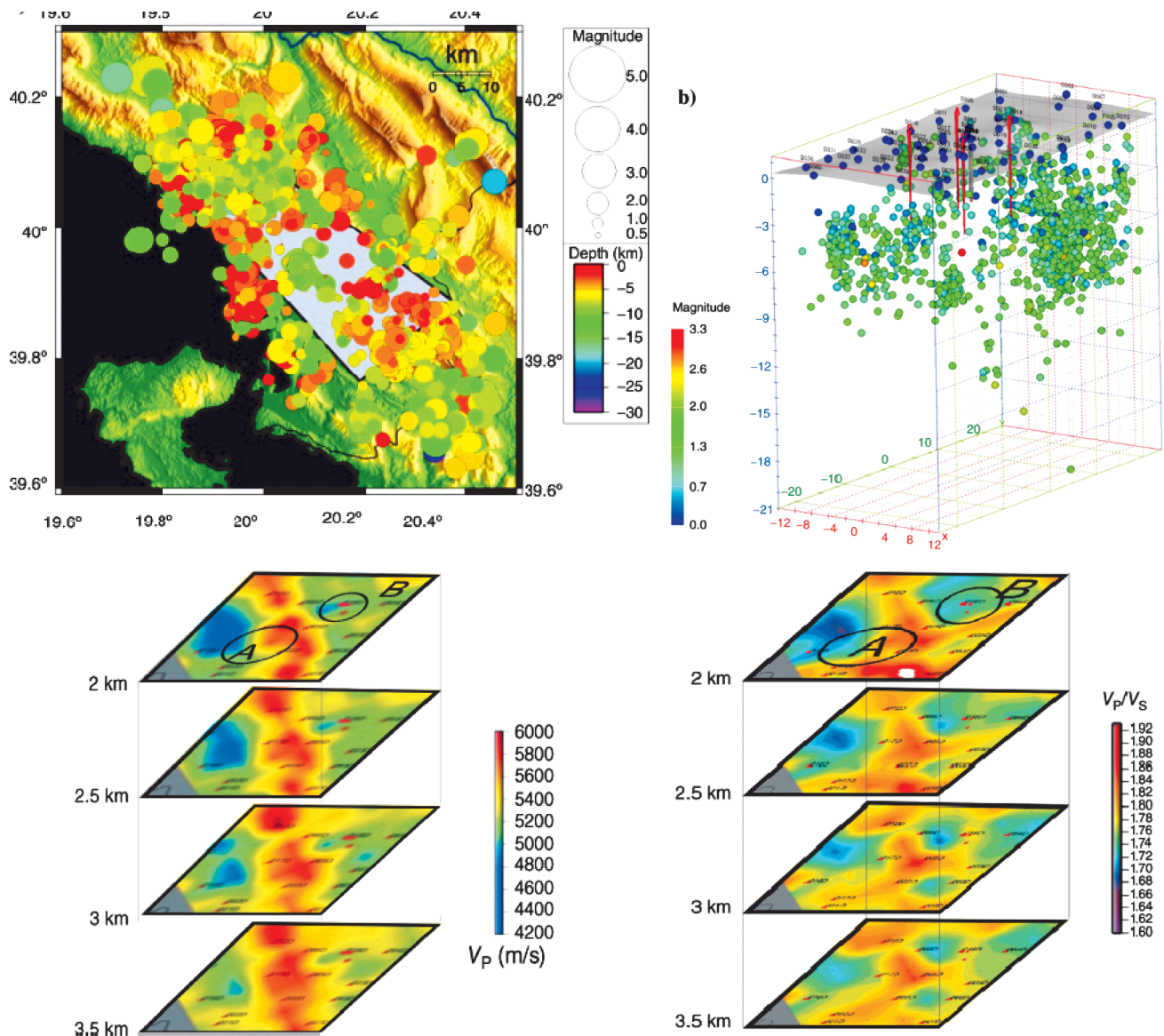


Рис. 4. (а) Карта микросейсмичности, (б) Трехмерный вид эпицентров, и (с) Глубинные срезы сейсмических значений V_p и (d) V_p/V_s , дифференцирующих нефтяные и газовые пласты, месторождение Дельвина (по Tselentis et al., 2011).

3.4 Углеродородное месторождение Дельвина, южная часть Албании, Европа

Здесь обсуждается важная роль сейсмической томографии в нефтяной разведке. Углеродородное месторождение Дельвина спроектировано сетью из 50 трехкомпонентных скважинных сейсмометров и 50 трехкомпонентных поверхностных сейсмометров. Магнитуды сейсмических процессов колебались от 0 до 3, в большинстве случаев, происходящих между $M 1,0-2,0$, и глубинами эпицентров от 0 до 20 км, причем большинство из них находилось на глубинах 2-10 км (Рис. 4). В сейсмической томографии было использовано около 1860 микроземлетрясений, которые отображали неоднородные структуры нефтяных и газовых коллекторов. Для томографической одновременной инверсии используются данные о 47280 фазах, 24438 приходов продольной волны и 22842 приходов поперечной волны (Tselentis et al., 2011). Полученные результаты предоставили большое количество информации, где обычные сейсмические исследования 2D не работали достаточно хорошо. Используя результаты томографии, идентифицируется два субрегиона исследуемой области, один из которых соответствует нефтяному месторождению, а второй – газовому месторождению. На глубине порядка 2 км, где встречается нефтяной пласт, значения VP/VS достигают максимума, а на газовом месторождении они минимальны (Рис. 4).

4. Выводы

В настоящей статье делается попытка подчеркнуть важность мониторинга микросейсмичности гидроразрывов для лучшего понимания роста трещин в нефтяных и газовых пластах при добыче. Гидравлический разрыв является довольно сложной структурой и не позволяет конструировать модели с требуемой точностью на основе геологии пласта и гидродинамики. Точные местоположения микросейсмичности, определение плоскостей разломов, временные и пространственные вариации величины b и величины D , а также дифференциальная сейсмическая томография могут предоставить большое количество информации для разработки и управления продуктивными пластами путем картирования аномальных структур дренажа скважин, определения эффективного размещения бурового инструмента, корректировки целевых глубин перед бурильным долотом в ходе разведочного бурения, исправления интерпретированного геологического горизонта и т.д. Это современная технология в нефтяной промышленности, созданная для эффективного управления и разработки.

Литература

- Bame, D. and Fehler, M. Conservations of long period earthquakes accompanying hydraulic fracturing. *Geophys. Res. Lett.* 1986. 13. 149-152.
- Cipolla, C., Maxwell, S., Mack, M. Engineering guide to the application of microseismic interpretations. SPE 152165. 2012.
- Gei, D., Eisner, L., Suhadolc, P., Feasibility of estimating vertical transverse isotropy from microseismic data recorded by surface monitoring arrays. *Geophysics*. 2011. 76. WC117- WC126.
- Grassberger, P. and Procaccia, I. Characterisation of strange attractors. *Phys. Rev. Lett.* 1983. 50. Pp. 346-349.
- Grob, M. and Van der Bann, M. Inferring in-situ stress changes by statistical analysis of microseismic event characteristics. *The Leading Edge*. 2011. Pp. 1296-1301. doi: 142.244.191.132.
- Gutenberg, B. and Richter, C. F. Seismicity of the Earth and Associated Phenomena. Princeton University Press, New Jersey. 1954. 310 p.
- Hirata, T. A correlation between the b -value and the fractal dimension of earthquakes. *J. Geophys. Res.* 1989. 94. Pp. 7507-7514.
- Holland, A. A. Earthquakes Triggered by Hydraulic Fracturing in South-Central Oklahoma. *Bull Seism Soc Am.* 2013. 103. doi: 10.1785/0120120109
- Kayal, J. R., 2008. Microearthquake Seismology and Seismotectonics of South Asia. Springer, The Netherlands. 2008. 503 p.
- Li, J., Kuleli, S. H., Zhang, H., and Toksöz, M N. Focal mechanism determination of induced microearthquakes in an oil field using full waveforms from shallow and deep seismic networks. *Geophysics*. 2011. 76(6). doi: 10.1190/GEO2011-0030.1
- Maxwell, S. C., Rutledge, J., Jones, R. and Fehler, M. Petroleum reservoir characterization using downhole microseismic monitoring. *Geophysics*. 2010. 75 (5). doi: 10.1190/1.3477966
- Maxwell, S. C., Cho, D., Pope, T., Jones, M., Cipolla, C., Mack M., Henery F., Leonard, J. Enhanced reservoir characterisation using hydraulic fracture microseismicity. SPE 140449. 2011.
- Shapiro, S.A. and Dinske, C. Fluid-induced seismicity: Pressure diffusion and hydraulic fracturing. *Geophysical Prospecting*. 2009. 57. Pp. 301-310.
- Tselentis, G., Martakis, N., Paraskevopoulos, P., and Lois, A. High-resolution passive seismic tomography (PST) for 3D velocity, Poisson's ratio and P-wave quality QP in the Delvina hydrocarbon field, southern Albania. *Geophysics*. 2011. 76(6). doi: 10.1190/1.3560016
- Verdon, J. P., J. Michael Kendall, M. and Maxwell, S. C. A comparison of passive seismic monitoring of fracture stimulation from water and CO₂ injection. *Geophysics*. 2010. 75. No. 3. MA1-MA7
- Waldhauser, F. and Ellsworth, W.L. A double-difference earthquake algorithm: Method and application to the Northern Hayward Fault, California. *Bull. Seism. Soc. Am.* 2000. 90(6). Pp. 1353-1368.

Сведения об авторе

Джана Ранжан Каял – PhD (Seismology), Научный сотрудник
Mining Geological and Metallurgical Institute
73B Thakurpukur Road, Kolkata 700063, India
Тел: +91-9830675424
E-mail: jr.kayal@gmail.com

Статья поступила в редакцию 23.06.2017;
Принята к публикации 27.07.2017;
Опубликована 30.08.2017

IN ENGLISH

Hydraulic Fracturing and Microseismicity: Global Perspective in Oil Exploration

J.R. Kayal

Mining Geological & Metallurgical Institute of India, Kolkata, India

Abstract. Induced microseismicity is a common phenomenon in oil and gas reservoirs due to changes in internal stress accompanied by hydraulic fracturing and oil-gas extraction. These microseismicity can be monitored to

understand the direction and type of hydraulic fracturing and pre-existing faults by precise hypocenter location and focal mechanism studies. Normal as well as strike-slip faulting earthquakes occur due to opening up of new cracks/fractures,

and thrust/reverse faulting earthquakes due to compaction or closing of existing fractures. Further, frequency-magnitude relation (b-value) and fractal dimension (D-value) of the spatial and temporal clusterization of induced microseismicity may be much useful to characterize the fractures / existing faults and the stress regimes. Seismic tomography, on the other hand, can image the heterogeneous velocity structures / perturbations in the reservoir due to fractures and oil-gas-water contents. A few global case studies are illustrated to understand these processes and to draw attention towards importance of these studies in oil industries.

Keywords: Hydraulic Fracturing, Microseismicity, Oil Exploration

For citation: Kayal J.R. Hydraulic Fracturing and Microseismicity: Global Perspective in Oil Exploration. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 3. Part 1. Pp. 222-228. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.12>

References

- Bame, D. and Fehler, M. Conservations of long period earthquakes accompanying hydraulic facturing. *Geophys. Res. Lett.* 1986. 13. 149-152.
- Cipolla, C., Maxwell, S., Mack, M. Engineering guide to the application of microseismic interpretations. SPE 152165. 2012.
- Gei, D., Eisner, L., Suhadolc, P., Feasibility of estimating vertical transverse isotropy from microseismic data recorded by surface monitoring arrays. *Geophysics*. 2011. 76. WC117- WC126.
- Grassberger, P. and Procaccia, I. Characterisation of strange attractors. *Phys. Rev. Lett.* 1983. 50. Pp. 346-349.
- Grob, M. and Van der Bann, M. Inferring in-situ stress changes by statistical analysis of microseismic event characteristics. *The Leading Edge*. 2011. Pp. 1296-1301. doi: 142.244.191.132.
- Gutenberg, B. and Richter, C. F. Seismicity of the Earth and Associated Phenomena. Princeton University Press, New Jersey. 1954. 310 p.
- Hirata, T. A correlation between the b-value and the fractal dimension of earthquakes. *J. Geophys. Res.* 1989. 94. Pp. 7507-7514.
- Holland, A. A. Earthquakes Triggered by Hydraulic Fracturing in South-Central Oklahoma. *Bull Seism Soc Am.* 2013. 103. doi: 10.1785/0120120109
- Kayal, J. R., 2008. Microearthquake Seismology and Seismotectonics of South Asia. Springer, The Netherlands. 2008. 503 p.
- Li, J., Kuleli, S. H., Zhang, H., and Toksöz, M N. Focal mechanism determination of induced microearthquakes in an oil field using full waveforms from shallow and deep seismic networks. *Geophysics*. 2011. 76(6). doi: 10.1190/GEO2011-0030.1
- Maxwell, S. C., Rutledge, J., Jones, R. and Fehler, M. Petroleum reservoir characterization using downhole microseismic monitoring. *Geophysics*. 2010. 75 (5). doi: 10.1190/1.3477966
- Maxwell, S. C., Cho, D., Pope, T., Jones, M., Cipolla, C., Mack M., Henery F., Leonard, J. Enhanced reservoir characterisation using hydraulic fracture microseismicity. SPE 140449. 2011.
- Shapiro, S.A. and Dinske, C. Fluid-induced seismicity: Pressure diffusion and hydraulic fracturing. *Geophysical Prospecting*. 2009. 57. Pp. 301-310.
- Tselentis, G., Martakis, N., Paraskevopoulos, P., and Lois, A. High-resolution passive seismic tomography (PST) for 3D velocity, Poisson's ratio and P-wave quality QP in the Delvina hydrocarbon field, southern Albania, *Geophysics*. 2011. 76(6). doi: 10.1190/1.3560016
- Verdon, J. P., J. Michael Kendall, M. and Maxwell, S. C. A comparison of passive seismic monitoring of fracture stimulation from water and CO₂ injection. *Geophysics*. 2010. 75. No. 3. MA1-MA7
- Waldhauser, F. and Ellsworth, W.L. A double-difference earthquake algorithm: Method and application to the Northern Hayward Fault, California. *Bull. Seism. Soc. Am.* 2000. 90(6). Pp. 1353-1368.

About the Author

Jnana Ranjan Kayal – PhD (Seismology), Researcher Mining Geological and Metallurgical Institute 73B Thakurpukur Road, Kolkata 700063, India
Tel: +91-9830675424, e-mail: jr.kayal@gmail.com

*Manuscript received 23 June 2017;
Accepted 27 July 2017; Published 30 August 2017*