

УДК 504.5.06

DOI 10.29222/ipng.2078-5712.2018-23.art76

ТЕХНОЛОГИИ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Бугаёв А.С.¹, Дмитриевский А.Н.², Ерохин Г.Н.³
1 – МФТИ; 2 – ИПНГ РАН; 3 – БФУ им. И. Канта
E-mail: gerokhin@kantiana.ru

Аннотация. В статье рассмотрены вопросы организации систем микросейсмического мониторинга геолого-технических мероприятий на месторождениях нефтегазовой отрасли. Отмечена высокая эффективность поверхностных систем регистрации. Вкратце изложены этапы обработки данных регистрации. Описаны основные виды получаемых результатов.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, залежь, повышение нефтеотдачи пласта, обратные задачи.

MICROSEISMIC MONITORING TECHNOLOGIES IN OIL AND GAS INDUSTRY

Bugaev A.S.¹, Dmitrievsky A.N.², Erokhin G.N.³
1 – Moscow Physical and Technical University; 2 – Oil and Gas Research Institute RAS;
3 – Kant Federal University
E-mail: gerokhin@kantiana.ru

Abstract. The article deals with the setup of microseismic monitoring systems for geological and geotechnical activities on oil and gas fields. High efficiency of surface registration systems is noted. The main steps of registered data processing and types of obtained results are described.

Keywords: anthropogenic oil and gas generation, C¹⁴ radionuclide, geochemical barrier, hydrocarbon traps, oil and gas deposits, Central Economical Region, Moscow sedimentary basin.

Интерес к технологиям микросейсмического мониторинга месторождений углеводородов появился сравнительно недавно – в последние 20 лет, в связи с технологической революцией разработки сланцевой нефти и газа. Первоначально контроль многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) осуществлялся преимущественно вертикальной антенной, расположенной в скважине. Методы локации микросейсмических событий основывались на традиционных алгоритмах сейсмологии:

вычислялась разница времен прихода продольной и поперечной волны. Основным недостатком такого подхода является требования наличия самой измерительной скважины, которая, к тому же, должна располагаться не далее 400 метров от места проведения МГРП. Это приводит к усложнению и удорожанию работ. Поверхностные антенны, используемые в сейсмологии, стали применяться в области мониторинга в начале 21 века. Методы обработки данных регистрации для таких систем основывались преимущественно на известных алгоритмах дифракционного суммирования или пассивной томографии (Passive Seismic Emission Tomography – PSET). Существенным недостатком такого подхода является малая детальность и большая система наблюдения, состоящая из тысяч датчиков, что опять же сказывается на стоимости мониторинга.

В 2002 году в Югорском НИИ информационных технологий (Ханты-Мансийск) впервые была опробована малоапертурная система регистрации, основанная на аппаратуре RefTech. Отличительной особенностью системы MSPRM является ее мобильность и компактность. Система разворачивалась в течение суток на площади до 1 кв.км и состоит из 70–100 каналов регистрации. Математические же методы обработки информации, в отличие от других подходов, основываются на решении обратной кинематической и обратной динамической задачи определения тензора сейсмического момента для каждого события на основе метода оптимизации и применения параллельных суперкомпьютерных вычислений. Такой подход позволил перейти к 4Д динамическому мониторингу МГРП, и получать статистически достоверную информацию о процессах происходящих при проведении МГРП: энергию разрывных, сдвиговых нарушений для каждого события и группы событий, динамику этих нарушений в пространстве и времени и пр. [1–3].

С помощью микросейсмического мониторинга МГРП методом MSPRM решаются следующие задачи:

- определение длины и азимута зоны трещиноватости;
- визуализация развития зоны трещиноватости во времени;
- определения энергетических параметров микросейсмических событий и процесса закачки жидкости;
- визуализация области микросейсмической активности;
- построение карт плотности энергии;
- анализ стадий мгрп на основе подсчета энергетических параметров.

На рисунке 1 представлен пример мониторинга одного порта МГРП.

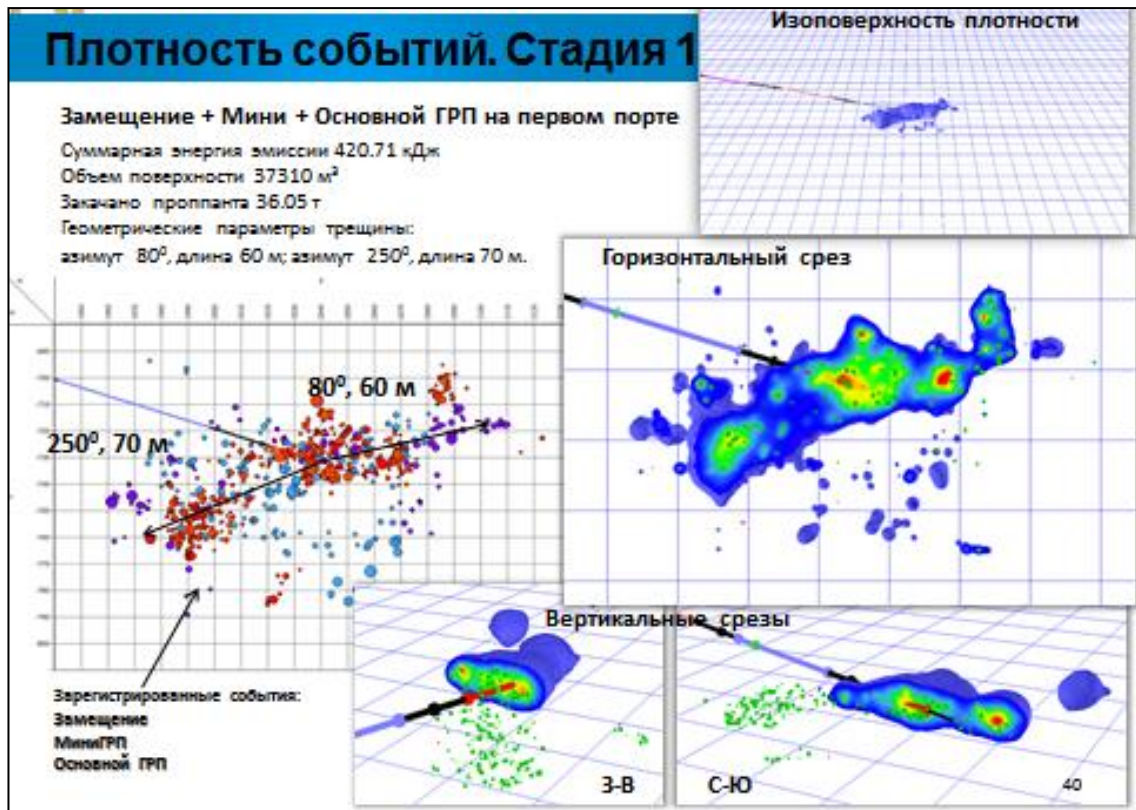


Рис. 1 Результаты микросейсмического мониторинга 1-ой стадии МГРП

На рисунке 2 приведен результат микросейсмического мониторинга МГРП с наложенной информацией о зонах естественной трещиноватости, полученной на основе обработки данных 3Д МОГТ по методу CSPD.

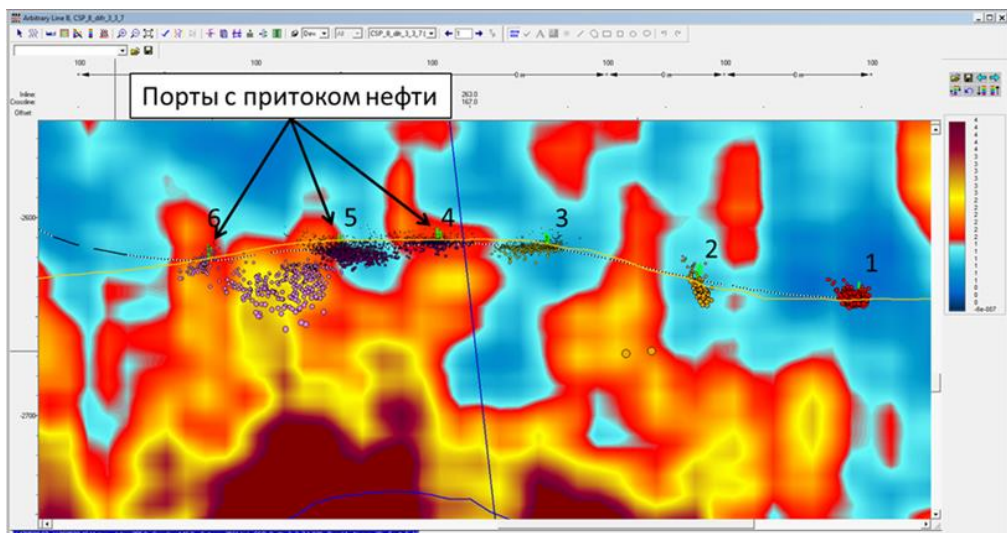


Рис. 2. Вертикальный срез куба рассеянных волн вдоль линии профиля, проходящего через горизонтальную скважину по баженовскому горизонту. Западная Сибирь

Предложенный подход, в силу его оригинальности и эффективности, позволил решать задачи не только контроля МГРП, но и другие более сложные задачи, связанные с контролем добычи нефти и газа, как то:

- оценку продуктивности портов после проведения многостадийного ГРП;
- контроль фронта вытеснения при закачке рабочего агента в пласт;
- выявление зон питания добывающих скважин (на истощении);
- выявление разломно-блоковой структуры вблизи забоя скважины;
- мониторинг воздействия на среду плазменного разрыва;
- контроль физико-химических и газовых МУН;
- контроль фронта горения при проведении термогазового воздействия.

На рисунках 3-5 представлены результаты обработки длительных микросейсмических измерений геолого-технических мероприятий, проводимых в нефтегазовой отрасли.

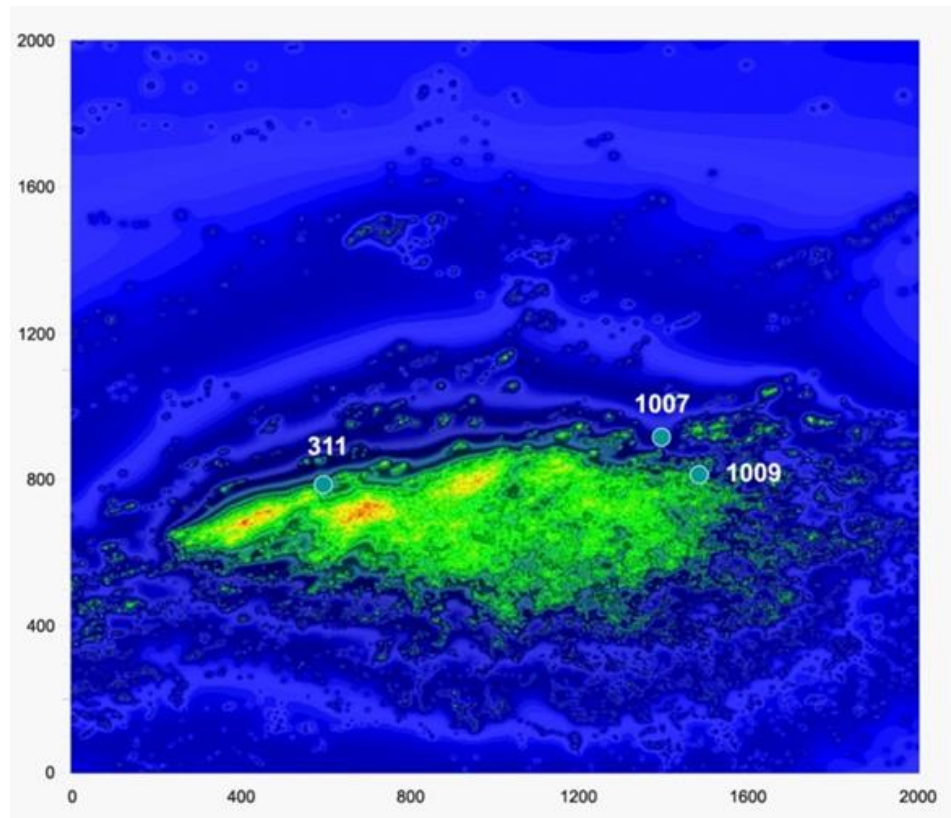


Рис. 3. Выделение области дренирования добывающих скважин, теплый цвет соответствует большей интенсивности. Глубина горизонтального среза - 2680 метров. Месторождение Лебяжье, Западная Сибирь. Длительность наблюдения – 30 дней

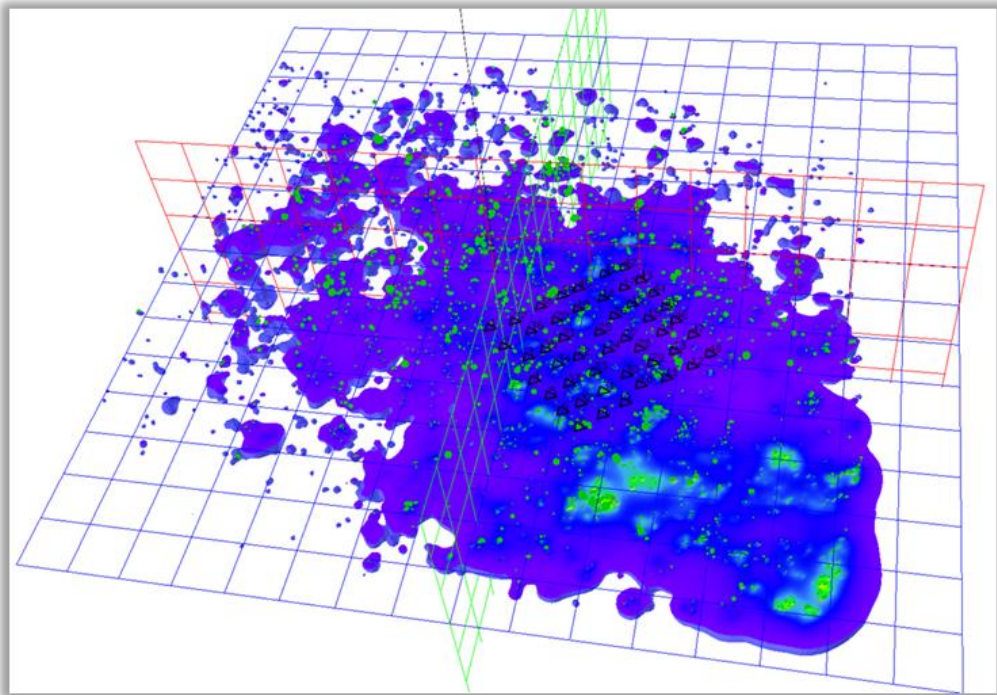


Рис. 4. Движение фронта вытеснения по результатам обработки данных двухнедельного поверхностного пассивного микросейсмического мониторинга. Шаг сетки 100 м. Нагнетательная скважина месторождения Жанажол в центре рисунка. Казахстан

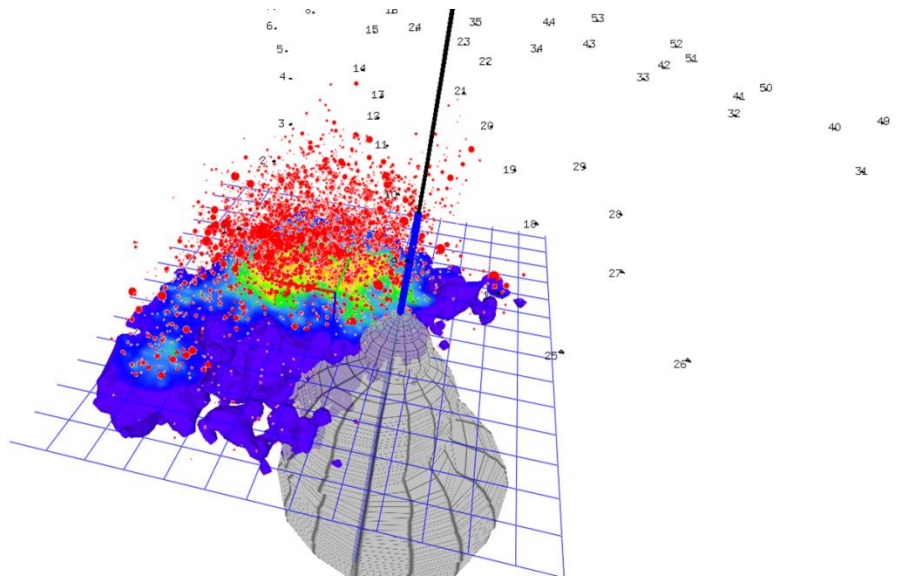


Рис. 5. Результат мониторинга зоны вблизи резервуара ПХГ. Шаг сетки 10 м. Длительность наблюдения – 36 дней

ЛИТЕРАТУРА

1. *Erokhin, G., Kremlev, A., Smirnov, I., Rodin, S., Baranov, V.*, The optimal tight oil and shale gas development based on pre-existing fracture and principal stress models: Case study // SEG Technical Program Expanded Abstracts. 2014. P. 2626–2630. <https://doi.org/10.1190/segam2014-1037.1>
2. *Erokhin, G.N., Baranov, V.D., Kremlev, A.N., Smirnov, I.I., Rodin, S.V.*, Small microseismic surface acquisition system case study // 76th EAGE Conference and Exhibition 2014, Workshops. 2014. pp. 297-299. DOI: 10.3997/2214-4609.20140576.
3. *Ганеев Д.Н., Ерохин Г.Н., Родин С.В., Седайкин Р.Д., Смирнов И.И.*, Новые возможности применения пассивного микросейсмического мониторинга для выявления структурно-тектонических особенностей участков нефтегазовых месторождений // Вестник Балтийского федерального университета им. И. Канта. Серия: Физико-математические и технические науки. 2014. № 4. С. 113–120.