

Маракулин Д.А.

Студент

2 курс, Отделение геологии

Национальный исследовательский Томский политехнический

университет

Россия, г. Томск

ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДА НАНОСЕЙСМОМОНИТОРИНГА ДЛЯ КОНТРОЛЯ ПРОЦЕССА ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

***Аннотация:** В работе рассматривается технология применения наносейсмомониторинга при проведении операции гидроразрыва продуктивного пласта, сущность которого заключается в улавливании мельчайших сейсмических возмущений и анализе полученных данных об этих возмущениях. Результат проведенного анализа данной технологии показывает, что метод позволяет определять характерные геологические структуры и предсказывать развитие геологических процессов внутри пласта.*

***Ключевые слова:** наносейсмомониторинг, гидроразрыв пласта, фильтрация, сейсмические волны.*

***Annotation:** The paper discusses the technology of applying nanoseismic monitoring during hydraulic fracturing of a reservoir, the essence of which is to capture the smallest seismic disturbances and analyze the data on these disturbances. The result of the analysis of this technology shows that the method allows you to determine the characteristic geological structures and predict the development of geological processes within the reservoir.*

***Keywords:** sediment monitoring, hydraulic fracturing, filtration, seismic waves.*

В современной научной терминологии приставка нано означает отношение к очень маленьким объектам. Экспериментальные исследования показывают, что наноматериалы (объекты, имеющие хотя бы один крайне малый характерный размер) часто проявляют свойства, существенно отличающиеся от поведения аналогичных материалов в массивном состоянии. Экспериментальные сейсмологические исследования показали, что естественный сейсмический фон земли (сейсмический шум) содержит крайне слабые по энергии эмиссионные сигналы эндогенного происхождения, которые с помощью специальных методов позволяют получить более достоверную информацию о строении породы и процессах, происходящих в ней, чем при использовании пассивной сейсмологии. Методы, ориентированные на источники слабые микроземлетрясения, можно назвать по аналогии наносейсмологическими методами.

Наносейсмологические методы позволяют не только локализовать сейсмическое микропроявление, но и отслеживать процесс их подготовки и процесс релаксации напряженного состояния породы после них. Они позволяют изучать медленные процессы рассеивания энергии пласта, которые не сопровождаются микро-событиями и проявляются в виде слабого шума и долговременного излучения из энергоактивных зон массива горных пород. Одним из методов наносейсмологического мониторинга является эмиссионная сейсмическая томография. Первый вариант метода, впоследствии названный эмиссионной томографией, был предложен в рамках экспериментальных сейсмологических исследований, проведенных под руководством А.В. Николаева. [1].

Метод эмиссионной сейсмической томографии широко использовался в сейсмологических исследованиях для локализации источников эмиссии в земной коре в регионах с сейсмической, вулканической и геотермальной активностью. При разработке нефтяных месторождений эмиссионная томография до сих пор не получила широкого применения, хотя обладает

большим потенциалом для мониторинга эндогенных геофизических процессов. В России сейсмическая томография использовалась для разработки технологий мониторинга гидроразрыва пласта с целью оценки фактической геометрии и размеров зоны трещиноватости при гидроразрыве, мониторинга ее фильтрационных свойств по скважине и поверхностным наблюдениям. Также имеются разработки по применению технологии "сейсмический локатор бокового обзора", которая является модификацией метода эмиссионной томографии для получения геологической информации о нефтесодержании и трещиноватости горных пород с использованием атрибутов эмиссии и рассеянных волн [2].

Как известно, гидроразрыв пласта является способом повышения производительности скважин. При этом диаметр и азимут распространения трещины и степень ее раскрытия являются важными параметрами для оценки эффективности работы. При использовании микросейсмического мониторинга полезная информация добывается путем определения времени и координат микро-землетрясений, сопровождающих процесс изменения напряженно-деформированного состояния пласта и процессов фильтрации рабочей жидкости. Определение времени и координат микро-землетрясений осуществляется стандартными сейсмологическими методами по данным поверхностных или скважинных наблюдений. Абсолютная проницаемость забоя и зоны коллектора оценивается пространственно-временной эволюцией индуцированной сейсмичности, исходя из предположения о ее связи с релаксационной диффузией возмущений порового давления [3].

В ходе полевых наблюдений сейсмические волны регистрируются на поверхности плотной группой сейсмоприемников со случайным и равномерным расположением в районе. На практике используется до 150 вертикальных датчиков. По результатам исследования строятся эмиссионные картины для частот 10-100 Гц внутри кубического объема среды с длиной грани до 3 км. Положение исследуемого объема выбирается таким образом,

чтобы горизонтальная скважина, вдоль которой осуществлялся многостадийный гидроразрыв пласта, располагалась примерно посередине куба. При расчете эмиссионных изображений среды должны использоваться записи естественного сейсмического фона Земли до начала работ и после их завершения, после релаксации нарушенного напряженно-деформированного состояния.

Результаты измерений приведены на рисунке 1. Приведены изображения распределения источников эмиссии в пределах геологической среды до, во время и после разрыва пласта. Участки t1-t2 и t5-t6 – время регистрации естественного сейсмического шума Земли до и после ГРП при снижении фонового состояния, соответственно; t2, t3, t3-t4 и t4-t5 – разные этапы работы во время гидроразрыва пласта. Нижний, средний и верхний ряды изображений выполнены в разных частотных диапазонах – нижнем, среднем и верхнем соответственно.

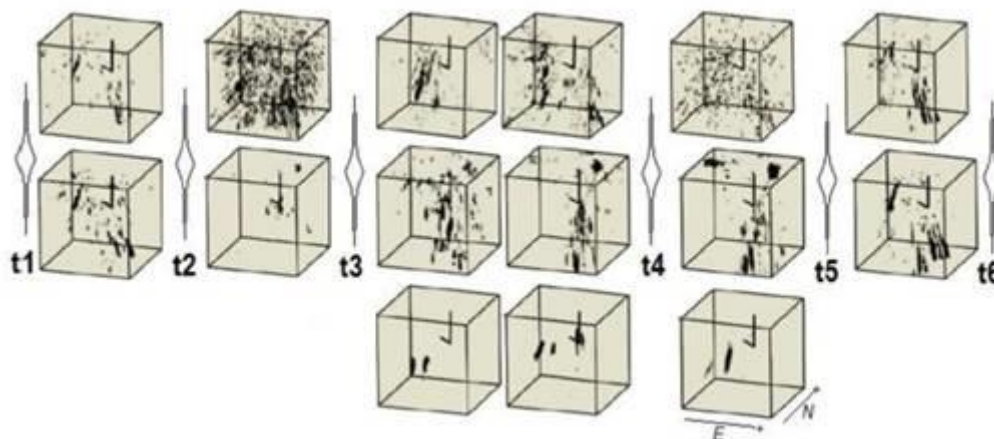


Рисунок 1. Сейсмическая картина пласта во время гидроразрыва [4]

Временной интервал t2, t3 на рисунке 1 соответствует перерыву в операциях между последовательными гидроразрывами пласта. Давление высвобождается, но горная среда перешла из пассивного состояния в возбужденное. В среднем диапазоне частот хорошо видна зона гидравлического разрушения около скважины. Мощность сейсмической

эмиссии обеспечивается релаксационными процессами. При этом наблюдается равномерное распределение интенсивности в изображении в верхнем диапазоне частот. [4]

При повышении давления в среде при введении жидкости разрыва на интервале t_3, t_4 "оживает" высокочастотный диапазон. Область высвечивания сужается к окрестностям нестабильного блока, у основания которого происходит двойное микро-землетрясение. Это событие описано выше. В среднем диапазоне частот ярче отображается более обширная зона трещиноватости, чем в фоновом излучении. Дополнительный эффект активизирует источники излучения и проявляет те участки зоны разрушения, которые не были видны в состоянии фонового внешнего воздействия. После сброса давления в интервале t_4, t_5 высокочастотные источники снова исчезают. Структура фоновой диссипативной эмиссии восстанавливается через сутки после релаксации поля напряжений. Изображения источников излучения в среднем и верхнем диапазонах частот вновь показывают полное сходство по временному интервалу t_5, t_6 . [4]

Приведенные результаты применения технологии показывают, что естественные трещины и тектонически-неустойчивые структуры частично проявляются на фоне пассивного состояния геосреды. Различные виды дополнительных природных или техногенных воздействий позволяют более детально локализовать структуры искусственных выбросов. Активация среды происходит в большом объеме, что позволяет проводить дополнительную разведку и идентификацию тектонически экранированных или свободных зон продуктивного пласта в радиусе нескольких километров от зоны воздействия.

Библиографический список

1. Николаев А.В., Троицкий П.А., Чеботаева И.Я. Метод сейсмического исследования // Патент СССР № 3213796 1980 Открытия, изобретения 8:4п.

2. Кузнецов О.Л. Комплексование сейсмических волн разного класса для поиска и разведки месторождений углеводородного сырья // Технологии сейсморазведки, № 3, 2016, с. 38 – 47.

3. Shapiro S., Rothert E., Rath V., Rindschwentner J. Characterization of fluid transport properties of reservoirs using induced microseismicity.// Geophysics №67(1), 2002, с. 212 – 220.

4. Chebotareva I., Dmitrievsky A., Eremin N. SPE-191688-18RPTC-MS Nanoseismological monitoring of hydraulic fracturing.