

УДК 553.98:550.89

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ СЕЙСМОМОНИТОРИНГА ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В НЕФТЯНОЙ КОМПАНИИ МАЛЫХ РАЗМЕРОВ

Коларов М.Ф. (геофизик)

Научно Исследовательский центр Нефтегазовых Технологий
г. Тюмень

Геофизический рынок сервисных услуг необычайно насыщен в России крупными и мелкими игроками – поставщиками геофизических услуг и заказчиками – нефтяными компаниями. И если нефтяные гиганты достаточно свободно могут себе позволить выбор технологий и поставщиков геофизических услуг, то компании малых размеров, которые, условно говоря, владеют единичными или несколькими лицензионными участками, гораздо более ограничены в средствах и технологиях. Здесь, неправильный выбор технологии и/или исполнителя геологоразведочных работ может привести к быстрому разорению владельца лицензионного участка.

Одной из перспективных современных технологий разведки является сейсмомониторинг гидроразрыва пласта (ГРП) [1], если правильно выполнен и получены достоверные результаты, то безусловно для компании-заказчика малых размеров, он является почти что панацей. Тем не менее рассмотрим плюсы и минусы выбора этого метода, а также некоторые особенности принятия бизнес решений, связанных с ним.

Минусы:

- невозможность проведения супервайзинга ГРП (главным образом обработки);
- слабое понимание компанией-заказчиком основных математических алгоритмов обработки сейсмомониторинга ГРП (в частности ФП Фокусирующего Преобразования);
- отсутствие / недостаток данных и знаний из других источников (от компаний-заказчиков) о результатах выполнения сейсмомониторинга ГРП;
- в случае неправильных выводов исполнителя работ, компания заказчик рискует поставить скважины в неверное положение и понести тем самым гораздо большие убытки в сравнении со стоимостью этих работ.

Плюсы:

- низкая стоимость работ сейсмомониторинга ГРП в сравнении со стоимостью полевых работ 2D и 3D (могут отличаться на несколько порядков);
- если работы сейсмомониторинга ГРП дали положительный результат, как в случае на одной из площадей в Западной-Сибири, то по правильному результату (направление регионального стресса, по которому и произошло

развитие трещины) компания-заказчик может правильно расположить скважины на этапе разработки и эксплуатации месторождения (водонагнетательные и добывающие), что окупит стоимость таких работ;

– знание азимутальных характеристик площади (анизотропии), имеет едва ли не сопоставимое значение по важности в сравнении со знанием структурного плана;

– выводы сейсмомониторинга ГРП имеет принципиальное значение для компании заказчика владеющей площадями с низкопроницаемыми коллекторами, где главная надежда на трещиноватость коллекторов, в этом смысле сейсмомониторинг ГРП (фактически синоним понятия определения анизотропии в площадном и региональном смысле).

В данной работе представлен сравнительный анализ целесообразности сейсмомониторинга гидроразрыва пласта в нефтяной компании малых размеров.

На одном из малых месторождений в Западной Сибири был выполнен сейсмомониторинг ГРП и хотя трещина была определена совсем небольшого размера 450м-225м-275м, результат использовался при заложении сетки эксплуатационных скважин с размером ячейки (800х800) м. результаты превзошли все ожидания.

Сейсмомониторинг ГРП выполнялся в горизонтальной скважине на глубине 2520 метров от дневной поверхности, работы проводились в пласте БС72 (нижний неом). На рис. 1 представлен график накопленной энергии сейсмической эмиссии за период ГРП на сетке предполагаемого разломно-блочного строения пласта; на рис. 2 – схема расположения нагнетательных и добывающих скважин; на рис. 3 – схема наблюдения сейсмомониторинга ГРП; на рис. 4 – этапы развития трещины ГРП во времени.

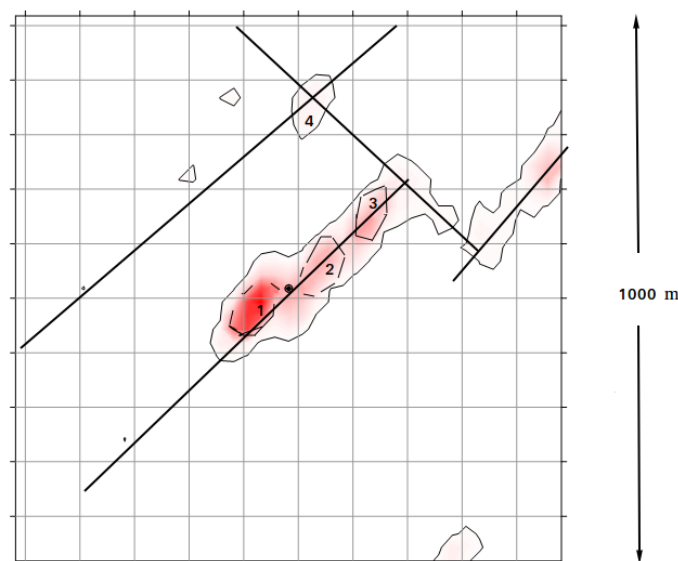


Рис.1. Накопленная энергия сейсмической эмиссии за период ГРП на сетке предполагаемого разломно-блочного строения пласта

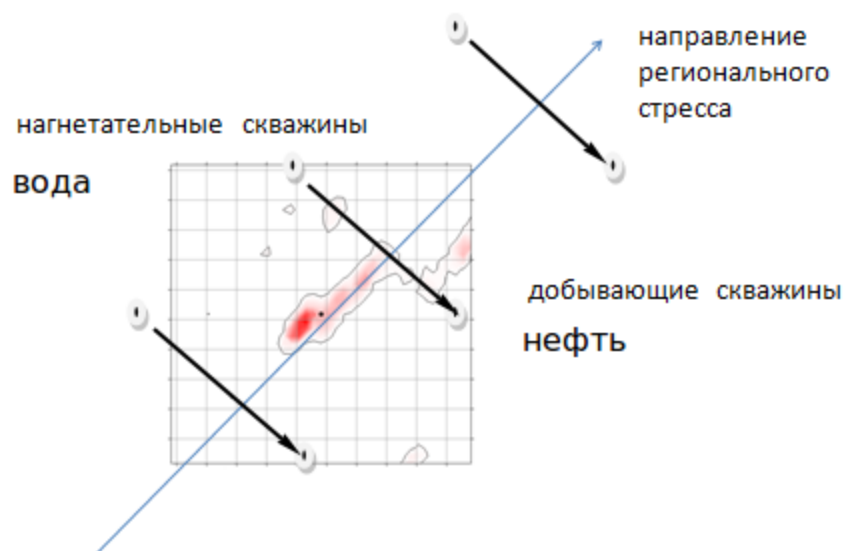


Рис.2. Расположение нагнетательных и добывающих скважин

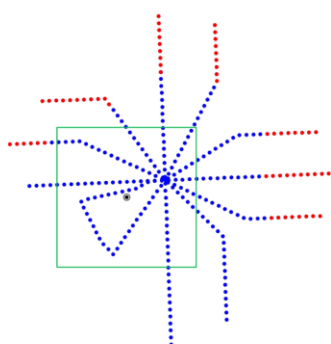
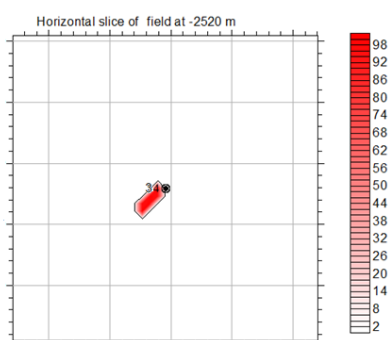


Рис. 3. Схема наблюдения сейсмомониторинга ГРП:

зеленый квадрат — площадь исследования и построения горизонтального разреза,
синие пикеты — пункты приема (расположения геофонов) принятые в обработку,
красные — исключенные из обработки.

а)



б)

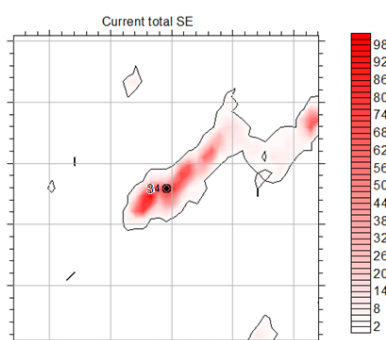


Рис. 4. Этапы развития трещины ГРП во времени:

а) через 1 час после начала выполнения ГРП, б) через 3 часа после начала выполнения.

Важно отметить, что сейсмомониторинг ГРП можно рассматривать как очень перспективную технологию выполнения работ в рамках любых новых

и/или альтернативных направлений современной сейсморазведки: спектральная сейсморазведка, сейсмическая спектрография, микросейсмический мониторинг и многие другие.

Следует понимать, что сейсмомониторинг ГРП прежде всего дает полевые данные, и эти данные можно рассматривать, обрабатывать и анализировать в рамках любых построений и теорий. Можно рассматривать сейсмомониторинг в рамках традиционной сейсморазведки, где ГРП — набор микроземлетрясений/микросейсмических событий (от порядка сотен до тысяч) разнесенных на небольшом пространстве и времени, где решается задача локализации локальных точек возбуждения.

С другой стороны, коллектор можно рассматривать как резонансную структуру (ячеисто блочно-разломную) [3, 4].

При импульсном механическом воздействии на пласт (перфорация пропанта) ячейки структуры начинают резонировать. Возникают моды стоячих волн с частотами, зависящие от линейных размеров ячеек и скоростей сейсмических волн вмещающих пород. В частности, на рис. 1 четко проявляется последовательность микроблоков размером чуть более 100 м, имело место ступенчатое растрескивание, последовательность появления трещин обозначено цифрами 1-4. Взяв величину интервальной скорости сейсмической волны для данного горизонта порядка 3000 м/с, и линейные размеры микроблока, можно получить резонансную частоту:

$$3000 \text{ м/с} / 100 \text{ м} = 30 \text{ Гц},$$

где 100 м — длина стоячей волны.

Поскольку блоки старшего порядка имеют размеры (450м-225м-275м), (на рис. 1 прослеживается, по крайней мере, один такой блок), то для них резонансные частоты будут в разы меньше (10-20 Гц). Далее, взяв Фурье-преобразование от записанных трасс сейсмограмм, можно попытаться выделить пиковые/доминантные частоты спектра сейсмической записи, и сделать предположение о линейных размерах шумящих/резонирующих объектах.

Выводы: На данном примере применение сейсмомониторинга ГРП безусловно себя оправдало, поскольку были получены данные о разломно-блоковом строении пласта, о направлении регионального стресса (направлении максимально напряженного состояния горной породы). Все эти данные безусловно облегчили решение вопроса о правильной постановке нагнетательных и добывающих скважин, поскольку переток воды и вытеснение нефти в нагнетательную скважину должно осуществляться в поровом пространстве, а не в макро- и микротрещинах, где вода имеет все возможности пройти мимо нефти.

В условиях дешевающей нефти, истощения запасов богатых месторождений углеводородов, такие методы как сейсмомониторинг ГРП становятся все более актуальными. В данном примере компания заказчик

пошла на риск финансирования этого метода (оплата стоимости работ и, самое главное, планирование эксплуатации месторождения согласно выводам этих работ), и правильная эксплуатация/постановка скважин обеспечили высокую рентабельность месторождения.

Список литературы:

1. Александров, С. И. Микросейсмический мониторинг гидроразрыва пласта: успехи и проблемы / С. И. Александров [и др.] // Технологии добычи и использования углеводородов – 2014. – № 2 (1). – С. 39-43.
2. Буров, Д. И. Практика применения сейсмомониторинга гидроразрыва пласта / Д. И. Буров [и др.] // Технологии суйсморазведки – 2012. – № 1. С. 63-66.
3. Рабинович, Е.В., Туркин, А.С., Новаковский, Ю.Л. Наземная локация микросейсмических сигналов для мониторинга гидравлического разрыва пласта, Доклады ТУСУРа, No 1 (25), часть 1, июнь 2012, С. 104-112 УДК 550.83
4. Гликман, А. Г. Спектральная сейсморазведка – истоки и следствия / А. Г. Гликман. – 2005. – 247 с. – Режим доступа: www.newgeophyssp.ru.
5. Alfred Lacazette*, Global Geophysical Services Inc., Alan Morris, Southwest Research Institute A New Method of Neostress Determination from Passive Seismic Data, URTeC-2015-2174187 2:40 PM, Tuesday, 21 July 2015, San Antonio, Texas
6. Copeland, D. and Lacazette, A. 2015. Fracture Surface Extraction and Stress Field Estimation From Three-Dimensional Microseismic Data. Presented at the Unconventional Resources Technology Conference, San Antonio, Texas, USA, 20–22 July. URTeC 2155064. <http://dx.doi.org/10.15530/urtec-2015-2155064>.