

DOI: 10.26730/1999-4125-2017-4-20-27

УДК 553.98:550.89

ПОСТРОЕНИЕ ПРОСТРАНСТВЕННЫХ ИЗОБРАЖЕНИЙ ТРЕЩИН ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ МЕТОДОВ МИКРОСЕЙСМОМОНИТОРИНГА ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

SPATIAL IMAGING OF FRACTURES WHEN USING ALTERNATIVE METHODS FOR MICROSEISMIC MONITORING OF SEAM HYDRAULIC FRACTURING

Коларов Михаил Феликсович,
геофизик, e-mail: mikhail.kolarov@mail.ru
Kolarov Mikhail F., geophysicist

Научно-исследовательский инновационный центр нефтегазовых технологий, г. Тюмень, 625048,
ул. Максима Горького 74
Scientific Research Innovation Centre of Oil and Gas Technologies, Tyumen, 625048, Maxim Gorky 74

Аннотация. Сравниваются методы микросейсмомониторинга ГРП (гидро разрыва пласта): «сейсмо локация бокового обзора» и «векторное сканирование». Работы выполнялись в России и Китае. Сравниваются технологии полевых работ и обработки. Обсуждаются рекомендации по дальнейшему совершенствованию обоих методов, в плане увеличения разрешенности получаемых изображений, а также использования всей априорной геологической информации для правильного планирования и проведения работ, и обработки результатов. В качестве одного из главных выводов предлагается дальнейшее совершенствование метода микросейсмомониторинга, основанного не на распознавании хаотичных точечных событий (гипоцентров) в заданной плоскости или объеме наблюдения, а на распознавании характерных целых волновых фронтов (сигнатур) типичных объектов гидро разрыва пласта: первичных горизонтальных и вертикальных трещин, вторичных плоскостей трещин. Подобный объектно-ориентированный подход позволяет существенно сократить вычислительное время при построении изображений. Отдельно обсуждается положение, что микросейсмомониторинг ГРП в обоих случаях, Западной Сибири и Китае, безусловно внес вклад в геолого-геофизическую изученность, и тем самым позволил оптимизировать проектные решения по разработке и эксплуатации месторождений.

Abstract. Hydraulic fracturing microseismic monitoring techniques are compared: side view seismic location and vector scanning. Operations were performed in Russia and China. The techniques of field acquisition and data processing are compared. The recommendations are discussed in respect of further improvement of both methods, imaging resolution increase and utilization of all available a priori geologic information for better operations planning, acquisition and data processing. As one of the main conclusions, it is proposed to further improve microseismic monitoring based not on detection of chaotic separate point events, but on detection of characteristic entire wavefronts (signatures) of the typical hydraulic fracturing objects: primary horizontal and vertical fractures, secondary fracture planes. The object-oriented approach allows us to significantly reduce imaging calculation time. Separately, the point is discussed that hydraulic fracturing microseismic monitoring in both cases, West Siberia and China, has significantly enriched geological and geophysical knowledge and contributed to optimization of project solutions regarding deposit development and operation.

Ключевые слова: гидро разрыв пласта, трещина гидро разрыва; поле напряжения; разрушение породы; микросейсмический мониторинг; технология сейсмо мониторинга, томография, векторное сканирование.

Keywords: hydraulic fracturing, hydraulic fracture, stress field, rock failure, microseismic monitoring, seismomonitoring technology, tomography, vector scanning.

В данной работе представлены и сравниваются несколько методов выполнения микросейсмо-мониторинга ГРП (гидро разрыва пласта), существенного в двух нефтегазовых бассейнах: Западной Сибири и Ордос, Китай (рис.1).

На одном из малых месторождений в Западной Сибири был выполнен сейсмо мониторинг ГРП и хотя трещина была определена совсем небольшого размера 450м-225м-275м, полученный результат

использовался при заложении сетки эксплуатационных скважин. Сейсмо мониторинг ГРП выполнялся в горизонтальной скважине на глубине 2520 метров от дневной поверхности, работы проводились в клиноформном пласте БС72 (нижний неоком). На рис. 2а представлен график накопленной энергии сейсмической эмиссии за период ГРП на сетке предполагаемого разломно-блочного строения пласта; рис. 3а – схема

наблюдения сейсмомониторинга ГРП; на рис. 4а – упрощенная схема выполнения сейсмомониторинга.



Рис.1. Бассейн Ordos, Китай

Так же представляется схема выполнения поверхностного микросейсмомониторинга ГРП в качестве одного из методов увеличения газотдачи в пласте из плотных песчаников, бассейн Ordos, Китай[1]. Принимая во внимание высокую стоимость густой сети геофонов, использовалась значительно более разреженная сеть трехкомпонентных сенсоров для снижения стоимости мониторинга эффективного картирования наведенной системы трещин. Микросейсмическая локация, использующая менее густую сеть сейсмоприемников (регистрирующую расстановку), носит название технология Векторного Сканирования (ВС) микротрещин. Это – модифицированный метод подобия (semblance), основанный на суммировании волн без пикирования (выделения) времени вступлений [2]. Высвободившаяся энергия трещин сканируется и интерпретируется с представлением гипоцентров

дискретной микросейсмичности вызванной операцией ГРП [3,4]. Данный анализ предлагает методологию как эффективно использовать микросейсмические данные для лучшего понимания поля напряжения и механизма разрушения породы. Скважина WB4 является вертикальной, она вскрывает продуктивный пласт и заканчивается операцией ГРП. На рис. 2б представлен график накопленной энергии сейсмической эмиссии за период ГРП на сетке предполагаемого разломно-блочного строения пласта; рис. 3б – схема наблюдения сейсмомониторинга ГРП; на рис. 4б – упрощенная схема выполнения сейсмомониторинга.

Коротко о Западной Сибири. Скважина 117, интервал перфорации 2499-2510, пласт БС72, клиноформное строение, геологический отдел – нижний Меловой (валанжин-готеривский возраст, Неоком). Геологические фации – мелководно морские. Пласт состоит из песчаных тел, связанных с регрессией на Северо-Запад, и глинистых пропластков, связанных с трансгрессией моря на Юго-Восток. ГРП проводился в верхней части пласта (шельфовая часть, ундаформа). Сейсмостратиграфия: наличие циклов трансгрессии-регрессии обуславливает «чешуйчатое строение» клиноформы, песчаные тела чередуются с глинистыми пропластками. Данное стратиграфическое расчленение пласта практически не проявляется в стандартных данных сейсморазведки МОГТ 2D, контрасты акустической жесткости среды в данном и вышележащем пластах очень слабые, поэтому на сейсмическом разрезе отражающие границы практически размыты и с трудом прослеживаются. Тем не менее, скважинные методы ГИС, к частотности гамма-каротаж достаточно уверенно прослеживает стратиграфические секвенсы.

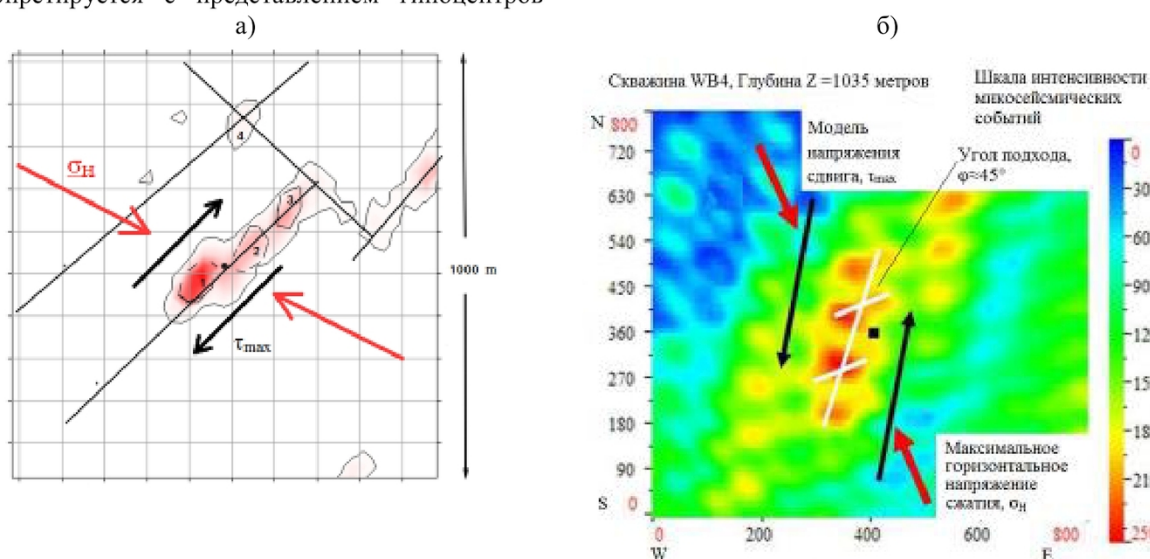


Рис. 2. Накопленная энергия сейсмической эмиссии за период ГРП на сетке предполагаемого разломно-блочного строения пласта, Западная Сибирь; б. Микросейсмо-мониторинг, бассейн Ordos, Китай. Коллектор из плотного песчаника. Площадка наблюдения 800х800 м, глубина 1030 м. Интерпретированный механизм

поперечного растрескивания магистральной трещины ГРП распространяющейся в коллекторе.

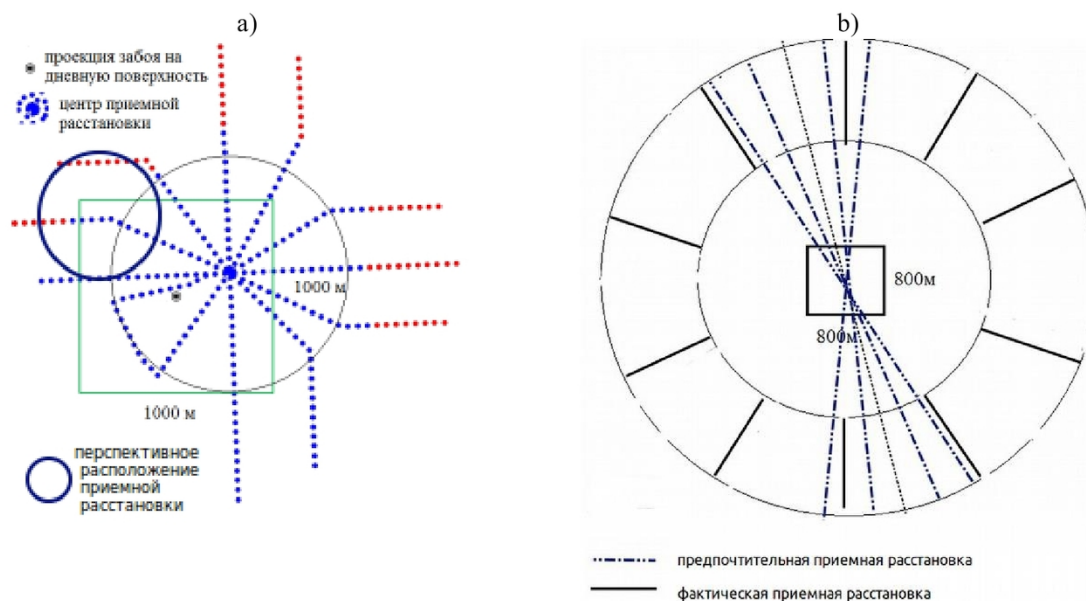


Рис.3. Сопоставление приемных расстановок. Схема наблюдения сейсмомониторинга ГРП: а) Западная Сибирь, расстановка бокового обзора, зеленый квадрат – площадь исследования и построения горизонтального разреза, синие пикеты – пункты приема (расположения геофонов) принятые в обработку, красные – исключенные из обработки, б) Китай, центрально-симметричная радиальная расстановка «звезда»/ широкоапертурная расстановка.

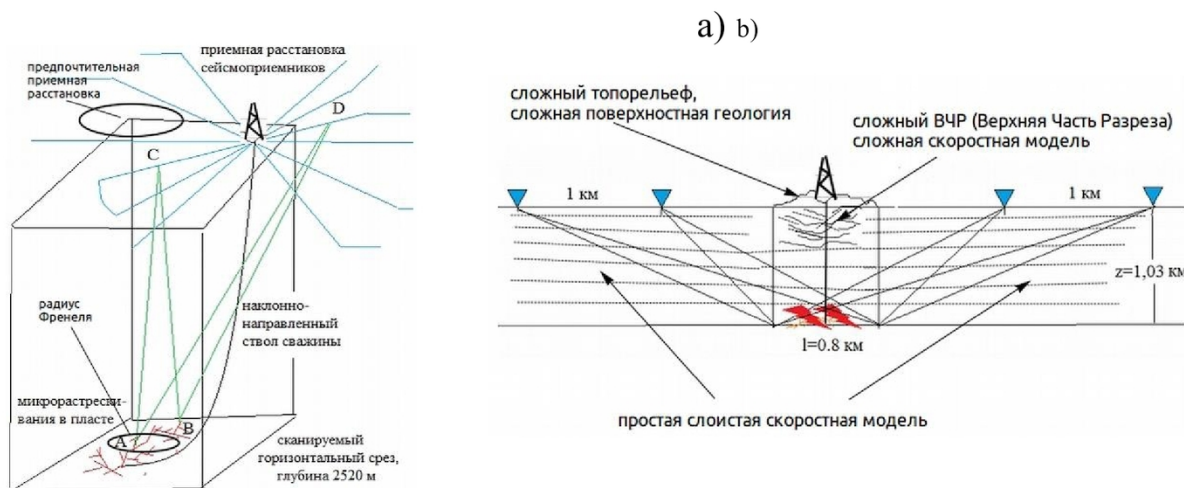


Рис. 4. Упрощенная схема сейсмомониторинга ГРП, при разных вариантах выполнения: а) Западная Сибирь, локация бокового обзора б) Китай, векторное сканирование, широкоапертурная расстановка.

В связи с этим, при проведении ГРП пласта достаточно уверенно можно предсказать, что растрескивание от главной магистральной трещины будет происходить именно по данным пропласткам глины. Т.е. образование вторичных трещин в данном случае будет контролироваться в первую очередь литологией. (рис.5а и 5б), при этом небольшая компонента поперечного горизонтального сжатия все равно присутствует.

WB4 - вертикальная разведочная скважина,

пробуренная на севере Китая в южной части бассейна Ордос, интервал перфорации (1030~1036 м) в пласте Chang 7, где толщина песчанного тела составляет порядка 12 метров, работы ГРП проводить удобно, поскольку литология выше- и нижележащих пластов – плотная глина. Направление напряжения сдвига (τ_{\max}) обусловлено серией околоскважинных складок и разломов (на обнажениях), а также данными дешифрирования космоснимков. Цель изучения пласта и системы

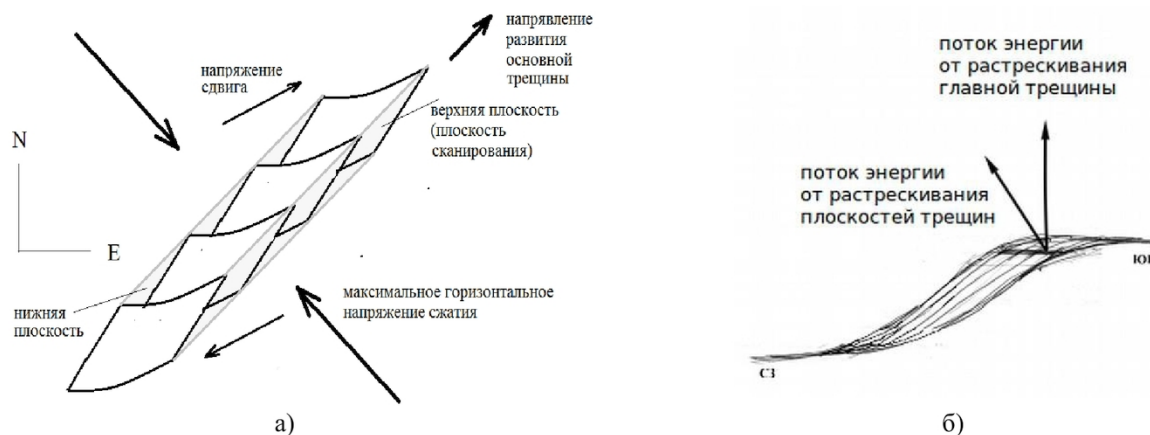


Рис. 5. а) Западная Сибирь, субпараллельные плоскости растрескивания. Вид сверху; б) клиноформа в разрезе, чешуйчатое строение.

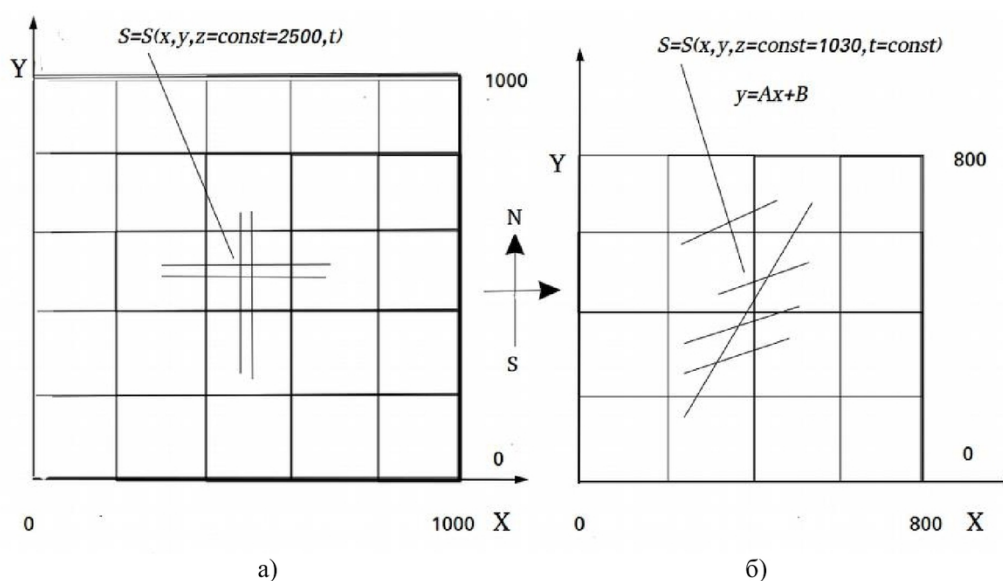


Рис. 6 Схема алгоритма а) томография, Западная Сибирь б) векторное сканирование (ВС), Китай

трещин - определить газоносные свойства коллектора и эффективность отбора (добычи) газа в стимулируемом пласте Chang 7. Задача микросейсмомониторинга ГРП – определение геометрии трещин (вызванных и естественных), определение текущего состояние напряжения горной породы, диагностика эффективности методов увеличения газоотдачи.

Поверхностный микросейсмомониторинг с технологией векторного сканирования успешно справился с задачей картирования трещин образовавшихся в результате 115 минутных работ ГРП в скважине WB4. Из анализа пространственного и временного распределения энергии растрескивания, что главные события в процессе растрескивания произошли между 60-ю и 110-ми минутами после начала стимуляции. При интегрированной интерпретации суммированной энергии на глубинном срезе в 1030 м, текущее состояние напряжения совпало с предсказанной ориентацией стресса до работ по стимулированию и механизм формирования поперечных трещин был также найден, что обеспечило лучшее понимание

коллекторских свойств и поля напряжения.

В томографическом методе (Рис. 6а) на заданной горизонтальной площади, в цикле перебираются координаты x , y и время t , при заданной фиксированной координате z , т.е. определяется, являлась ли данная пространственно-временная точка $S(x,y,z,t)$ точечным источником микросейсмического события. Учитывая, что пространственный размер ячейки составляет порядка 1 метра для лучшей детализации алгоритмов, а временной дискрет составляет порядка 1-2 мс, то совершенно очевидно, что такой алгоритм перебора потенциальных источников микрособытий на столь большой площадке 1000мх1000м является крайне дорогим в смысле затрат времени.

Китайский вариант (векторное сканирование) предлагает более оптимальную процедуру поиска решения [Рис.5б]. На заданной площадке 800мх800м перебираются не все координаты x,y и временные отсчеты t , а только заданные направления (векторы), при этом понимается (и это вполне оправдано с позиции физики), что трещины возникают не

монотно во времени, а дискретно (практически мгновенно), поэтому в разумных пределах важно зафиксировать временной отсчет t , и только перебирать возможные направления (векторы) развития трещин, или проекции этих векторов на изучаемую площадку (срез).

Как только находятся направления главных (магистральных трещин), от них аналогичным векторным перебором ищутся плоскости вторичных трещин. Время возникновения магистральных и вторичных (естественных) трещин можно привязать к текущей величине давления насоса, нагнетающего жидкость гидроразрыва. Естественной сложностью этого метода, является то, что на поверхности уже не пикируются вступления от облака единичных микрособытий, а фактически анализируется весь волновой фронт, и подбирается конкретный (не точечный!) источник возбуждения на сканируемой площадке конкретному волновому полю. При этом естественно на поверхности имеет место быть массовая интерференция от всех микросейсмических объектов, и правильно разделить волновые картины от всех объектов в суперпозиции – вероятно далеко непростая задача.

Тем не менее, данный метод более реалистичен с позиции физики, чем первый, поэтому следует отдать большее предпочтение.

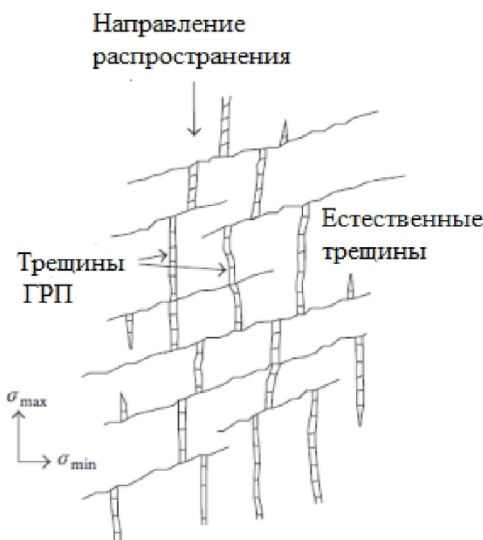


Рис. 7. Визуализация сети трещин дальнего поля в разрушенной массе породы [4].

На рис. 7 наглядно продемонстрирован процесс возникновения вторичных трещин от главной трещины ГРП в плане.

Несмотря на столь разные рассмотренные технологии сбора и обработки данных сейсмомониторинга ГРП, с большим удовлетворением можно отметить, что результаты двух примеров из Западной Сибири и бассейна Ordos в Китае получились столь похожими. Это свидетельствует о том, что современные технологии, в целом, уже правдоподобно строят геологические изображения.

Трудно судить о том, насколько применяемый в России метод сейсмолокации бокового обзора был бы применим в Китае, и, наоборот, насколько бы китайская технология Векторного Сканирования (ВС) эффективно работала в Западной Сибири.

Хотя геологические условия могут быть подобными, настолько разные глубины залегания продуктивных пластов (1030 и 2500 метров) создают большую разницу в литостатической нагрузке (не менее чем в 2,5 раза при линейной зависимости от глубины) и с позиции геомеханики (прочности и хрупкости пород) сравнение здесь непростое.

Разный характер месторождения и добываемой продукции (в Китае угольно-газовое месторождение, в России – нефтяное) также затрудняет сравнение. Тем не менее, в России правильное понимание расположения системы трещин позволило воплотить в жизнь верные эксплуатационные решения, сеть и ориентацию обывающих и водонагнетательных скважин. В Китае [1], понимание механизма образования трещин гидроразрыва также облегчило заказчику работ эксплуатацию и разработку месторождения.

В качестве **выводов** можно сформулировать следующие положения:

1. В обоих случаях строился горизонтальный глубинный срез, который фактически являлся горизонтальной проекцией трещины гидроразрыва и естественных трещин (плоскостей трещин), в обоих случаях попытка построить изображение системы трещин в большей детализации являлась дорогостоящей (в смысле вычислительного времени) процедурой, попытка построения 3D изображения требовала дополнительных горизонтальных сканирований с шагом не менее 5 метров. Учитывая, что в Китае мощность изучаемого пласта составляет не менее 30 метров, а в Западной Сибири не менее 50, получается, что в первом случае потребовалось бы построить около 6-7 срезов, а во втором – 10-12. Учитывая, что во втором случае расчет одного среза потребовал порядка 72 часов машинного времени, полный набор срезов потребовал бы порядка не менее одного месяца непрерывных вычислений. Тем не менее, обозначенное технологическое препятствие или ограничение должно каким бы то ни было образом быть преодолено.

2. Отход от концепции «точечного» возбуждения упругих сейсмических волн в случае сейсмомониторинга набора событий (в данном случае, гидроразрыва пласта). Возбуждение сейсмических волн наведенной трещиной ГРП (аналогия с колебанием струны). Возбуждение сейсмических волн плоскостью естественной трещины (аналогия с колебанием мембраны). Технология, основанная на анализе волнового фронта (Китай), фазы показала себя с лучшей стороны чем трассировка лучей (Западная Сибирь) и пикирование вступлений.

3. В случае Западной Сибири имеет смысл смещение приемной расстановки на Северо-Запад от

площади работ и даже сгущения сети сейсмоприемников приемной расстановки за счет уменьшения ее площади (Рис. 3а, 4а), то есть по существу превращение ее в узконаправленную апертурную приемную антенну.

4. Стягивание приемной расстановки в небольшую зону в данном примере имеет еще одно преимущество. После того как длительный 3-6 часовой активный промышленный процесс ГРП завершен, весь флот наземной техники: насосы, машины, оборудования прекращают работать, т. е. значительно снижается уровень поверхностных техногенных шумов, но, скажем, геологический процесс ГРП еще продолжается. Порода стремится вернуться в свое первоначальное состояние, гранулы пропанта (крупные зерна кварца) не дают возникшим трещинам схлопнуться. Тем не менее по краям или контурам возникших трещин или плоскостей трещин, где толщина уже меньше размеров гранул кварца, схлопывание происходит, а это новый источник сейсмических волн. При верной ориентации приемной расстановки, а также при резко возросшем отношении полезного сейсмического сигнала к помехе (при падении уровня техногенных помех), возникает новая возможность просканировать возникшие трещины. Обычно при правильном и профессиональном выполнении процедуры сейсмомониторинга ГРП, после активной технологической фазы запись с геофонов продолжается еще от 24 до 72 часов. Да, высвобождаемая и излучаемая энергия при релаксации породы (обратном схлопывании трещин) может быть на порядки ниже чем при наведенном воздействии (экстремальное пластическое давление флюида, поддерживаемое поверхностными насосами при активной фазе ГРП), но при верном расположении приемной расстановки, ее размерах и плотности, есть все возможности для регистрации когерентного синфазного сигнала микросейсмических событий.

5. Если в случае Западной Сибири, расстановку выгодно сгустить и сместить на Северо-Запад под углом азимута -45° , то в случае примера из Китая, радиальную расстановку типа «звезда» желательно было развернуть по азимуту на небольшой угол, примерно -15° , сгустить ее азимутально, т. е. убрать симметричные малоинформативные субширотные фланги и развернуть их ближе к направлению выше обозначенного азимута в -15° . Таким образом, сейсмическое излучение от глубинных плоскостей трещин будет лучше всего попадать в полученный азимутальные сегменты NNW и SSE расстановки (Рис.3б). Расстановку в данном случае целесообразно оставить симметричной, относительно направления -15° , поскольку плоскости трещин субвертикальный характер (без вертикального угла наклона), поэтому можно предположить, что сейсмическая энергия от плоскостей растрескивания распространялась равномерно в обоих направлениях NNW и SSE.

6. В обоих случаях (Западная Сибирь и Китай) имело смысл уменьшить линейные размеры сканируемой горизонтальной площадки как минимум в два раза с 800-1000 метров до 400-500 метров, на большие площадки попало множество избыточной информации: артефакты, облака шумов и т.д., при этом с точки зрения самого процесса и результата ГРП периферия площадок сканирования оказалась малоинформативной. Вычислительное время более рационально стоило потратить на центральные части площадок (более высокое разрешение, больше срезов, выделение трехмерных объектов см п.1 выше), и т.д.

После того как работы уже проведены, может сложиться впечатление, что достаточно просто уже по результатам работ судить о том как необходимо было регистрировать данные. Здесь можно возразить тем, что определенная и очень важная априорная информация по геологическому строению обеих площадей работ уже была заранее известна. В Западной Сибири известно о клиноформах группы БС, их ориентации, размерах и строении. В Китае была в наличии поверхностная информация о складчатости (обнажения породы и космоснимки). В этой связи рациональным предложением выглядит оптимизация такого рода работ (микросейсмического мониторинга) под очень конкретную геоморфологию и строение породы. Общественные работы с просторными абстрактными расстановками «на все случаи жизни» здесь не уместны и не перспективны. Рациональнее потратить средства на дополнительный геологический анализ (керн, кривых ГИС, космоснимков) и прийти хоть к какой-то модели породы, оценки ее хрупкости, анизотропии геомеханических параметров, и хотя бы приблизительно предсказать как она будет разрушаться в процессе ГРП (что уже даст подсказку как правильно сформировать приемную расстановку), чем контрактировать большую сейсморасстановку, использовать большую расстановку и количество каналов регистрации, большее время регистрации. Последнее ведет к нерациональному увеличению объема данных, сложности, перегруженности и неоднозначности в обработке результатов и данных.

Также, даже в случае неудачного результата (плоскости растрескивания очень плохо определились), все равно появляется дополнительная информация. Станет ясно, что именно в заданном направлении и апертуре приема трещины не возникли, что безусловно будет также ценной информацией для разработчиков и эксплуатационников месторождения, да, это будут те плоскости, по которым, например, не будет свободно и бесполезно распространяться вода при, например, использовании технологии вытеснения нефти водой через сеть водонагнетательных скважин.

Геология предлагает гипотезу, сейсмомониторинг (как геофизический метод), либо опровергает, либо подтверждает эту гипотезу.

Дизайн и планирование сейсмомониторинга (как одной из ветвей сейсморазведки) должны быть жестко сфокусированы на получение четкого ответа на конкретный вопрос. Попытка получить общие, всеохватывающие, всеобъемлющие, разносторон-

ние, «интересные» данные сразу ставит эту технологию в категорию любительских и экспериментальных. И по существу, сейсмомониторинг начинает страдать о тех же болезнях, что и его материнская ветвь — сейсморазведка.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Hydraulic Fracture Orientation and Stress Field Revealed by Surface Based Micro-Seismic Monitoring. A Case Study of Fracturing Tight Sands Reservoir in Ordos Basin, China
2. C. Shen, B.Y. Liang and Z.T. Li, "Principle of vector scanning technique for micro-fractures," ACTA PETROL EI SINICA, 2009, 30(5), pp.744-748.
3. J.D. Lakings, P.M. Duncan, C. Neale and T. Theiner, "Surface based microseismic monitoring of a hydraulic fracture well stimulation in the Barnett Shale," 76th Annual International Meeting, 2006, SEG Expanded Abstracts, pp.605-608.
4. P.M. Duncan, J.D. Lakings and R.A. Flores, "Method for passive seismic emission tomography," U. S. Patent Application Publication US 2008/0068928A1.
5. R.Z. Yang, Z.G. Zhao, W.J. Peng, Y.B. Gu, Z.G. Wang and X.Q. Zhuang, "Integrated application of 3D seismic and microseismic data in the development of tight gas reservoirs," Applied Geophysics, 2013, 10(2): pp.157-169.
6. S.C. Maxwell, D. Cho and M. Norton, "Integration of surface seismic and microseismic part 2: Understanding hydraulic fracture variability through geomechanical integration," CSEG RECORDER, 2011, 29, pp.26-30.
7. S.C. Maxwell, D. Cho, T. Pope, et al., "Enhanced reservoir characterization using hydraulic fracture microseismicity," SPE140449.stats
8. Lan Ren, Jinzhou Zhao, and Yongquan Hu Hydraulic Fracture Extending into Network in Shale: Reviewing Influence Factors and Their Mechanism Hindawi Publishing Corporation Scientific World Journal Volume 2014, Article ID 847107, 9 pages <http://dx.doi.org/10.1155/2014/847107>
9. 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.
10. Буров, Д. И. Практика применения сейсмомониторинга гидроразрыва пласта / Д. И. Буров [и др.] // Технологии сусморазведки – 2012. – № 1. С. 63-66.
11. 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
12. 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
13. 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>

REFERENCES:

1. Alexandrov, S. 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. Burov, D. И. Практика применения сейсмомониторинга гидроразрыва пласта / Д. И. Буров [и др.] // Технологии сусморазведки – 2012. – № 1. С. 63-66.
3. Rabinovich, E.V., 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. 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
5. 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>

6. C. Shen, B.Y. Liang and Z.T. Li, "Principle of vector scanning technique for micro-fractures," ACTA PETROL EI SINICA, 2009, 30(5), pp.744-748.
7. J.D. Lakings, P.M. Duncan, C. Neale and T. Theiner, "Surface based microseismic monitoring of a hydraulic fracture well stimulation in the Barnett Shale," 76th Annual International Meeting, 2006, SEG Expanded Abstracts, pp.605–608.
8. P.M. Duncan, J.D. Lakings and R.A. Flores, "Method for passive seismic emission tomography," U. S. Patent Application Publication US 2008/0068928A1.
9. R.Z. Yang, Z.G. Zhao, W.J. Peng, Y.B. Gu, Z.G. Wang and X.Q. Zhuang, "Integrated application of 3D seismic and microseismic data in the development of tight gas reservoirs," Applied Geophysics, 2013, 10(2): pp.157-169.
10. S.C. Maxwell, D. Cho and M. Norton, "Integration of surface seismic and microseismic part 2: Understanding hydraulic fracture variability through geomechanical integration," CSEG RECORDER, 2011, 29, pp.26-30.
11. S.C. Maxwell, D. Cho, T. Pope, et al., "Enhanced reservoir characterization using hydraulic fracture microseismicity," SPE140449.stats
12. Hydraulic Fracture Orientation and Stress Field Revealed by Surface Based Microseismic Monitoring. A Case Study of Fracturing Tight Sands Reservoir in Ordos Basin, China
13. Lan Ren, Jinzhou Zhao, and Yongquan Hu Hydraulic Fracture Extending into Network in Shale: Reviewing Influence Factors and Their Mechanism Hindawi Publishing Corporation Scientific World Journal Volume 2014, Article ID 847107, 9 pages <http://dx.doi.org/10.1155/2014/847107>

Поступило в редакцию 28 мая 2017
Received 28 May 2017