

КАЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ТРЕЩИННОЙ ПОРИСТОСТИ КАРБОНАТНОГО МАССИВА ПО ДАННЫМ АЗИМУТАЛЬНОГО НВСП

Р.Н. Хайрутдинов*, М.С. Курманбаев*, У.А. Игибаев*, В.А. Красноперов**

**ТОО Научно-производственная фирма «ДАНК» г. Алматы, ** Казахско-Турецкий Технический Университет им. С. Дюмереля, г. Алматы.*

QUALITY EVALUATION POROSITIES FRACTURE FORMATION OF CARBONATES MASSIVE BY AZIMUTHAL OFFSET VSP

Rinat N. Khairutdinov*, Mysyr S. Kurmanbaev*, Ulan A. Igibaev*, Vladimir A. Krasnoperov**

**Scientific-Production Firm "DANK", Almaty, **Kazakh-Turkish Technical University by name S. Djumerel*

Аннотация. Предложена и опробована методика определения трещинной пористости карбонатного массива нефтегазового месторождения. Рассматривается возможность только качественной оценки трещинной пористости по материалам азимутального непродольного вертикального сейсмического профилирования. Оценивается дальность прогноза трещинной пористости от устья скважины по сравнению с результатами ГИС. Возможность реализации в значительной мере зависит от качества метрологического сопровождения полевых работ

Abstract. The technique of definition fracture porosity carbonate rock of an oil-and-gas deposit is offered and tested. The opportunity only quality standard fracture porosity on materials of azimuthal offset vertical seismic profiling is considered. Range of the forecast fractured porosity from a well bore is estimated in comparison with results LOG. The opportunity of realization appreciably depends on quality of metrological support of field works

Карбонатные породы содержат более половины мировых запасов нефти, при этом только часть запасов сосредоточена в коллекторах порового типа. Значительное количество углеводородов находится в низкопористых карбонатных породах (НКП), которые могут быть коллекторами промышленного значения только при наличии в них открытых трещин.

Актуальность изучения полей трещиноватости массивов обусловлена возрастающими объёмами ГРП, выполняемыми в мировой практике с целью поиска месторождений УВ-сырья. Значительное количество экспериментальных исследований в настоящее время связано с изучением трещиноватости и флюидонасыщения. Для обнаружения и изучения зон трещиноватости используется как анализ традиционных параметров сейсмических волн (скорости, амплитуды, затухания, спектра и т. п), так и новые - анизотропные изменения скорости, амплитуды и спектра, показатель когерентности, расщепление поперечной волны и другие показатели, оценка которых осуществляется на основе методических приемов и способов, специально разработанных в течение последнего десятилетия в сейсморазведке.

Информация о направлении трещиноватости (в основном вертикальной) может быть получена из данных трехкомпонентного непродольного вертикального профилирования (НВСП), но для этого применяют направленные источники поперечных волн (Кузнецов В.М., Жуков А.П., Шнеерсон М.Б.). Для обычной практики ВСП такие источники малодоступны, поэтому имеет большое значение сделать оценку параметров трещиноватости по данным

ненаправленных источников возбуждения сейсмических волн, которыми являются, например, взрывы в неглубоких скважинах. При этом, физической основой для этого остается расщепление поперечной (обменной) волны в анизотропной среде на быструю и медленную составляющую. В последнее время появились исследования, в которых делается попытка оценки суммарной пористости и проницаемости с применением в качестве основного изучаемого параметра - коэффициента Пуассона [3].

В настоящей статье делается попытка оценки на качественном уровне возможностей определения суммарной трещиноватости и пористости (возможно здесь подходит термин «разуплотнение») на основе применения азимутальной системы наблюдений НВСП на одном из месторождений УВ Западного Казахстана, найденного в подсолевых карбонатных отложениях.

В подсолевом комплексе бурением вскрыты нижнепермские и каменноугольные отложения. Отложения ранней перми слагаются терригенными, преимущественно глинистыми породами.

Каменноугольные отложения представлены двумя карбонатными и промежуточной терригенной толщей, с непостоянной мощностью - МКТ. Верхняя карбонатная толща (КТ-I) стратиграфически приурочена к отложениям гжельско-касимовского яруса верхнего карбона – верхней части московского яруса среднего карбона. Нижняя карбонатная толща (КТ-II) включает отложения каширского яруса среднего карбона – серпуховского яруса нижнего карбона. Накопление карбонатных отложений на этой территории происходило в условиях мелководного шельфа.

Структурные планы КТ-I и КТ-II отражают унаследованность в развитии брахиантиклинальной складки. В целом продуктивная толща месторождения представлена карбонатными породами, лишенными терригенных примесей с преобладанием органогенных разностей. В верхней карбонатной толще КТ-1 широко развиты пористо-проницаемые доломиты. Характерны сильная изменчивость пустотного пространства карбонатного массива, повсеместное развитие трещиноватости и кавернозности. Отличительными чертами пород являются интенсивное растворение полостей трещин и выщелачивание отдельных фрагментов, за счет воздействия этих процессов создается сложное строение пустотного пространства.

Геометрия системы наблюдений ВСП включала: Азимутальные наблюдения НВСП из 11 SP часть из них использованы здесь. Наблюдения с шагом 10 м между установками XYZ по стволу скважины в интервале 1000-4030м. Удаления SP на расстоянии 670-950 м. Источник сейсмических колебаний – взрывы тротилового заряда массой от 250г до 1000г, в зависимости от удаления.

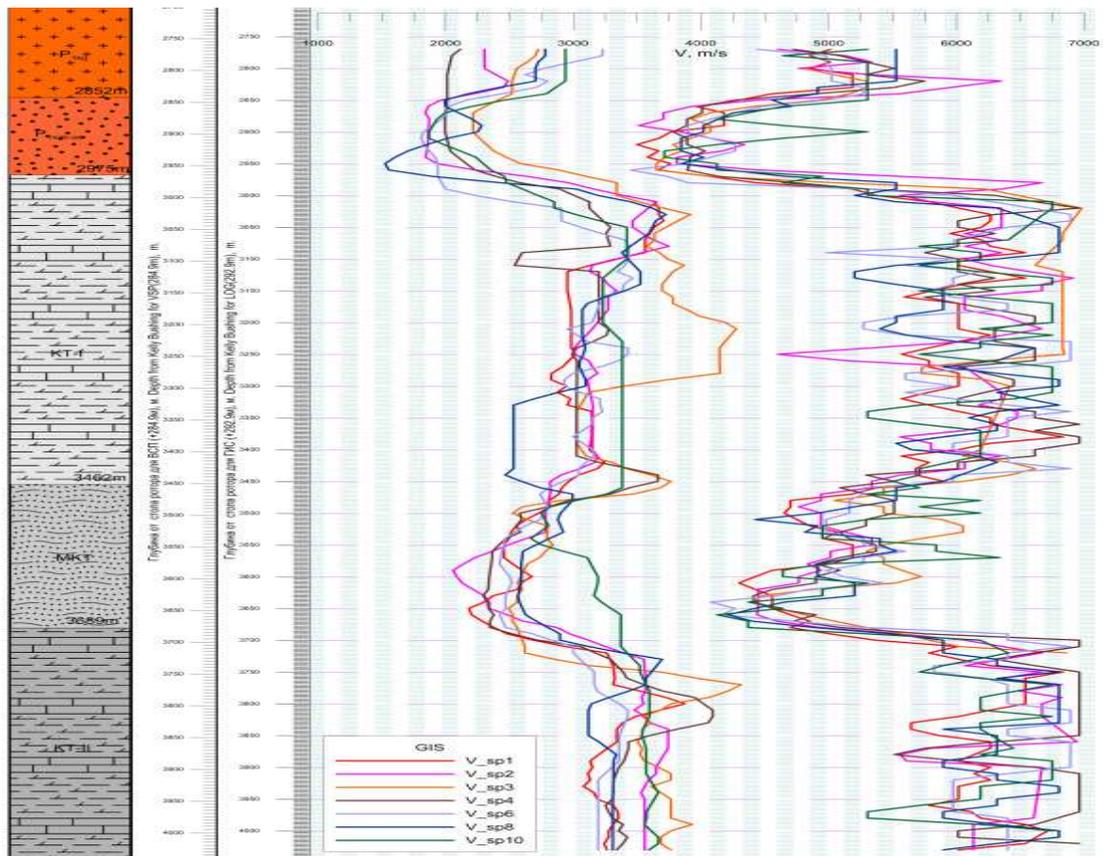


Рис.1 Графики интервальных скоростей V_p и V_s

На всех профилях НВСП выделяется резкие скоростные границы по данным сейсмокаротажа (Рис. 1). На них образуются интенсивные падающие проходящие обменные волны типа DPS, преломленная волна UPPP и запредельно отраженная UPPPP, и кратные волны тех же типов. Наблюдаются также резкие, инверсные, границы с перепадом скоростей от 5000 м/с до 4000 м/с. Эти границы искажают видимый образ всех нижележащих геологических структур, и тем значительнее, чем дальше находится сейсмоприемник (геофон) от пункта возбуждения сейсмической волны. Только с углублением точек приема от этих границ на большие расстояния, где фронты полезных волн и волн-помех разойдутся в пространстве, морфология построенных сейсмических границ по ОБ станет вновь отображать близкую к истине картину глубинного разреза.

По скоростям V_p и V_s были рассчитаны и построены коэффициенты Пуассона для всех ближних СП (2, 3, 4, 6, 8, 10). Для коэффициента Пуассона характерно, что высокими значениями отбиваются интервалы пород с плохой проницаемостью любой жидкости (вода, нефть) то есть покрышки. А пониженными значениями выделяются хорошо проницаемые интервалы, то есть коллектора.

Нами были построены и сравнены графики коэффициентов Пуассона (σ) со всех 7 ПВ, включая и самый ближний (100м). Оказалось что особой корреляции значений (σ) не было видно. Тогда был применен другой способ – вычитание из данных, полученных от удаленных ПВ, данных (σ) из ближнего ПВ. Результат этого показан на рис.2. На котором слева находятся графики наблюдаемых значений (σ), а справа разница $\{(\sigma_{ПВn}) - (\sigma_{ПВ1})\}$.

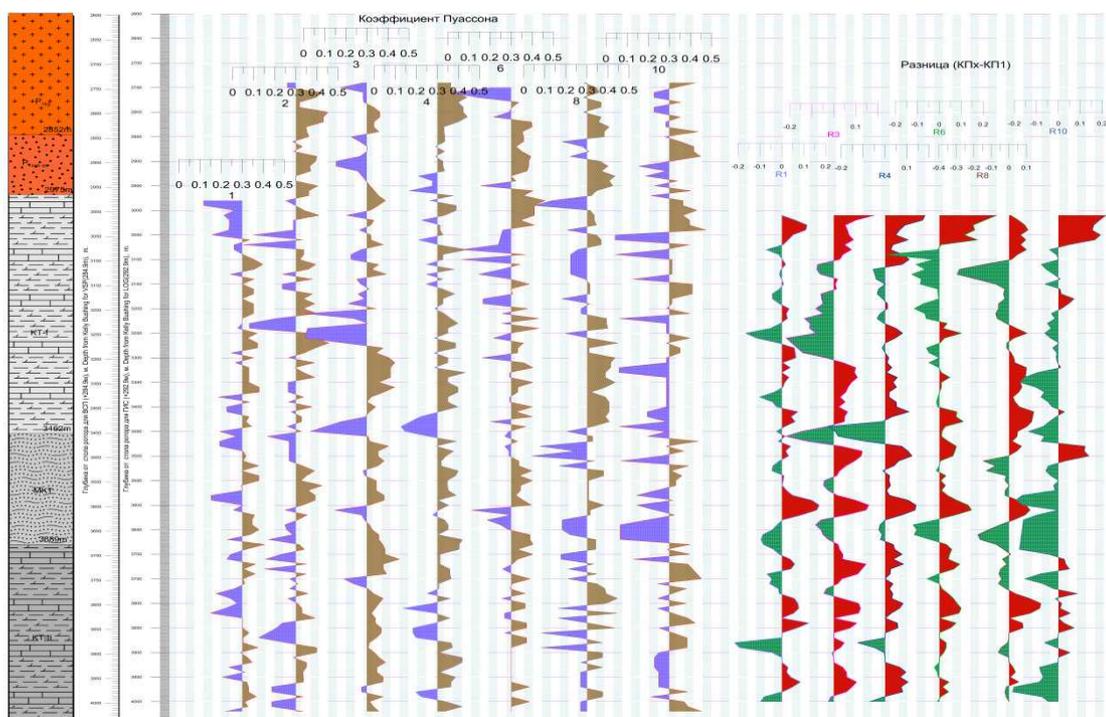


Рис. 2. Графики наблюдаемых и эффективных значений коэффициента Пуассона.

Видно, что на правых графиках появилась упорядочность в графиках. Появились аномалии, которые хорошо коррелируются, и которые могут быть отождествлены с более плотными и разуплотненными участками массива пород окружающего скважину.

Сложность интерпретации графиков (σ) заключается в том, что мы оцениваем коэффициент Пуассона лишь на последнем участке прохождения Р и S –волн вблизи скважины. Эта зона занимает расстояние от ствола скважины первые 30-60м, не более, в зависимости от длины сейсмической волны. Акустические волны, излучаемые в скважине, распространяются не более чем на 1-3 м от ствола, т.е. меньше, но по ним проводятся заключения о направлении трещиной проницаемости в массиве пород.

Завершающий этап обработки данных удаленных SP (НВСП) заключается в построении глубинных разрезов НВСП по продольным волнам. Отраженные волны мигрируются по модели среды с анизотропией, углов выхода в точку приема, расхождения, прохождения и углов падения на границу. На рис. 4 показан глубинный мигрированный разрез и полученные из него трассы коридорного суммирования, с удалением от скважины на 70м

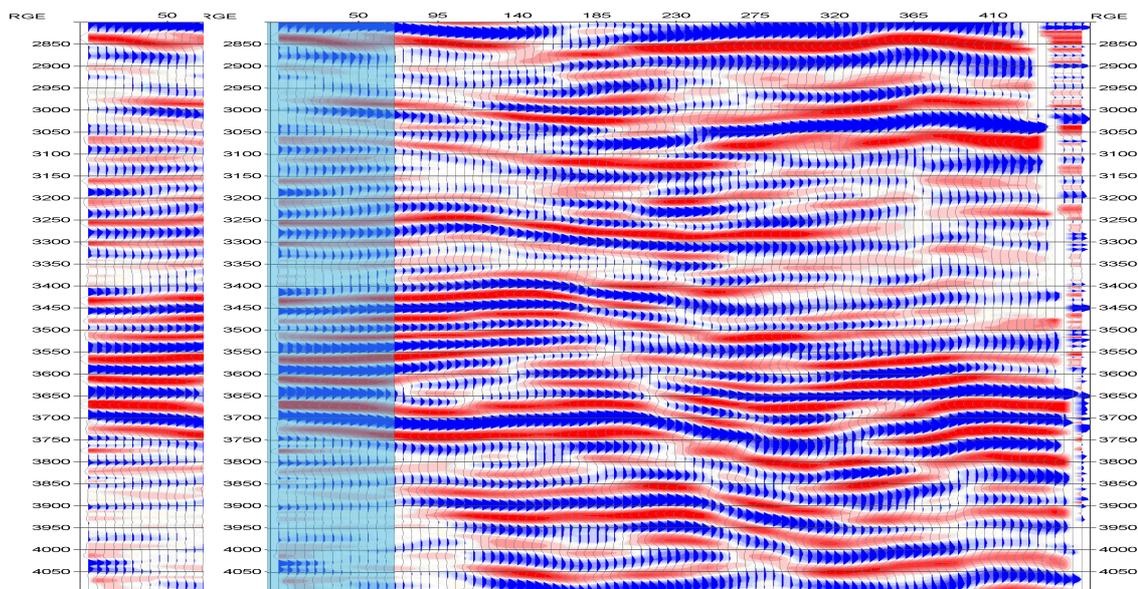


Рис.3. Коридорная сумма из глубинного разреза НВСП, использованная для оценки осязающей зоны значений коэффициента Пуассона около ствола скважины.

Для оценки и увязки в около скважинного распределения коэффициента Пуассона, приведено сопоставление результатов интерпретации данных ГИС с выделенными нефтяными пластами, графики коэффициента Пуассона по азимутальным ПВ и коридорные суммы по азимутальным НВСП. Возможностей для сравнительного анализа при этом открывается много.

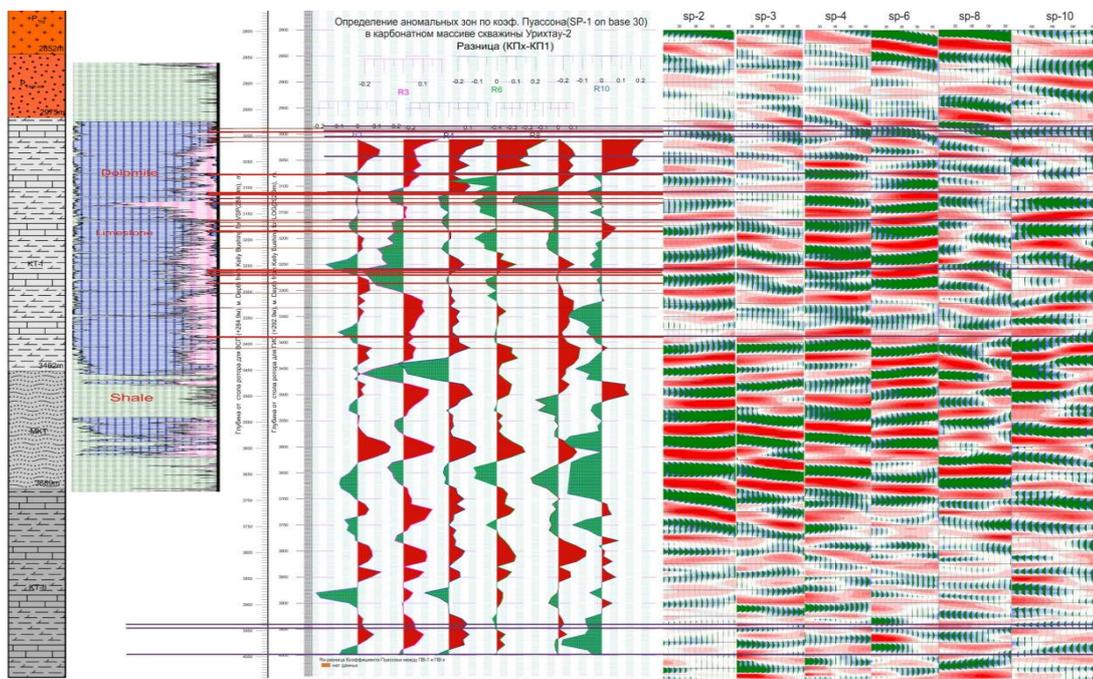


Рис.4. Увязка данных ГИС, эффективных коэффициентов Пуассона и коридорных сумм по данным минтрации азимутальных НВСП

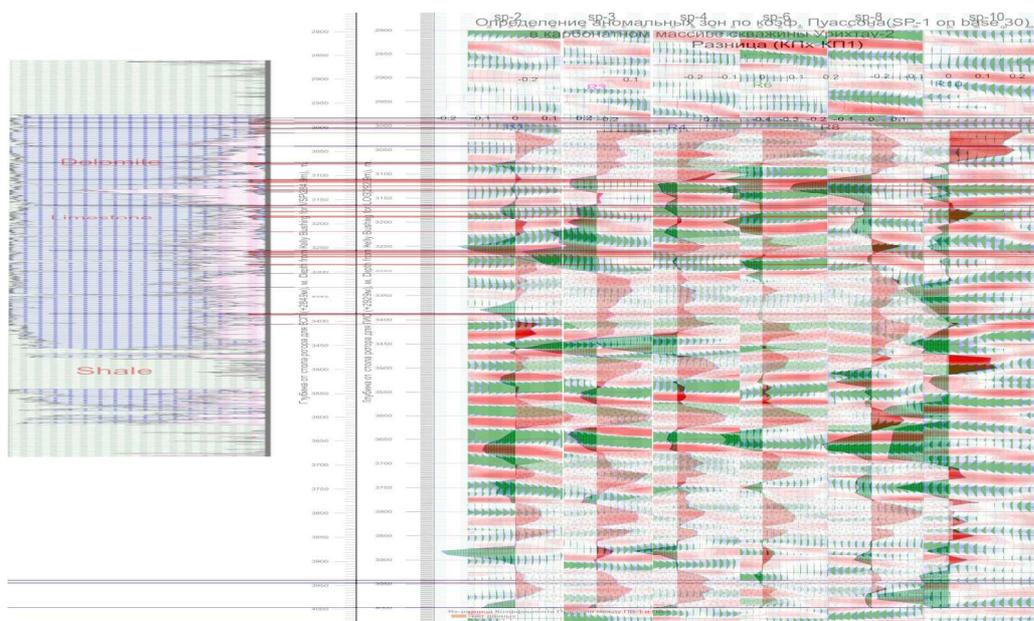


Рис 5. Сравнительная корреляция эффективных коэффициентов Пуассона и коридорных сумм с результатами интерпретации ГИС.

На рис. 5 проведено наложение эффективных графиков коэффициентов Пуассона на коридорные суммы, полученные по глубинной миграции НВСП. При детальном рассмотрении видны покрывки и проводящие трещинные зоны, созданные совместно трещинами и порами карбонатного массива.

Выводы.

Коэффициент Пуассона является действительно информативным параметром для определения эффективной проницаемости горных пород в объеме с помощью изучения распространения волн продольного и поперечного типа. При этом можно использовать ненаправленные источники, а обычные взрывные (классические источники расширения).

Необходимо найти способы определения пластовых (интервальных) скоростей продольных и поперечных волн для мигрированных разрезов непродольных ВСП. Это позволит качественно и количественно решать задачу определения трещинной пористости на больших удалениях от скважины.