

**Г.К. Умирова, А.О. Сулейменов\***  
Satbayev University, Алматы, Казахстан  
\*e-mail: Ali--1998@mail.ru

## **ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СПЕЦИАЛЬНОЙ ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНОЙ ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ АППАРАТУРЫ (НТЕСН) ПРИ АНАЛИЗЕ МЕХАНИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК, АНИЗОТРОПИИ И ТРЕЩИНОВАТОСТИ ГОРНЫХ ПОРОД НА ПРИМЕРЕ ЮЖНОЙ ЧАСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЖАНАЖОЛ**

**Аннотация.** Работа посвящена определению коллекторских свойств карбонатных пород, с использованием новых современных методов ГИС (геофизические исследования скважин). Конкретизированы основные подходы, которые определяют физико-механические свойства (ФМС) пород коллекторов, акустическую анизотропию пород, связанную с кавернозностью и трещиноватостью, а также проницаемостью пород а также характеристику продуктивности месторождения, основные свойства пластов, жидкостей и газов, насыщающих продуктивные горизонты. Актуальность работы обусловлена определением коллекторских свойств в трещиновато-кавернозных и трещиноватых карбонатных породах месторождения Жанажол Южной с использованием новых методов ГИС. Особо следует подчеркнуть, что применение рекомендуемых современных методов ГИС дает возможность более точно определять параметры и коллекторские свойства (ФЭС) сложных карбонатных отложений.

**Ключевые слова:** карбонатные коллекторы, фильтрационно-емкостные свойства, трещиноватость коллектора, физико-механические характеристики пласта, южная часть месторождения Жанажол.

Значительная часть подтвержденных мировых запасов нефти и газоконденсата приурочена к естественно трещиноватым коллекторам. В прошлом столетии основная добыча нефти шла из активных запасов – песчаных коллекторов. На сегодняшний день на фоне всестороннего осложнения процесса добычи наблюдается еще одна тенденция – в недрах разрабатываемых месторождений остаётся всё больше трудноизвлекаемой нефти. Основная доля оставшихся запасов приходится как раз на карбонатные коллекторы – горные породы, обладающие слабой проницаемостью, трещиноватостью, неоднородной по строению геологической структурой, «тяжелыми» нефтями, т. е. сложными во всех отношениях [1].

В качестве одного из ярких примеров таких месторождений можно рассматривать нефтегазоконденсатное месторождение Жанажол, которое вышло на этап естественного падения нефтеотдачи по объективным геологическим причинам. Поднять объем добычи можно посредством усиления обустройства месторождения, уровень которого зависит от вливания денежных средств.

При этом на Жанажольском месторождении можно выделить ряд проблем. Во-первых, при разработке месторождения существует факт серьезного обводнения нефтяных скважин и разнородного направления конуса закачиваемой воды, коэффициент охвата вытеснения водой низкий. Эти проблемы приводят к тому, что ввод в эксплуатацию некоторых скважин характеризуется низким дебитом и производительностью, которые приводят к снижению объема добычи в нефтяных скважинах. Во-вторых, южная часть месторождения характеризуется более тонкими карбонатными коллекторами, большой изменчивостью по горизонтали, ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЭС), а также неясной закономерностью распространения трещин. Таким образом, наблюдается необходимость изучения трещиноватости коллектора для определения роли трещин в пустотном пространстве, оценки влияния трещиноватости на интенсивность притока, возможности анализа зависимости проницаемости и приточности для низкопористых интервалов и, тем самым, для определения достоверных граничных значений коллекторских свойств. Этим и определяется актуальность исследований.

Процесс локализации трещиноватых зон по стволу скважины и определения физических свойств естественно трещиноватых коллекторов опирается прежде всего на данные каротажа, хотя решение такой сложной проблемы требует синтеза результатов сейсморазведки, включая методы вертикального сейсмического профилирования, лабораторных исследований, испытаний и измерений в скважине и непосредственно сведений о добыче. Методы стратиграфического анализа и сравнения, комплексной оценки трещин и сейсмической инверсии и других методов горизонтального прогнозирования коллекторов и детальной оценки коллекторов, на основе петрофизического

изучения прекрасно решают задачи прогноза участков распространения благоприятных коллекторов с высокой пористостью, проницаемостью и трещиноватостью.

Тем не менее результаты интерпретация данных каротажа обеспечивают качественную поддержку при подсчете и переподсчете запасов, совершенствовании гидродинамической модели месторождения и определения наиболее оптимальной технологии разработки и добычи месторождения [2].

Сложность строения пород-коллекторов месторождения Жанажол, существующие проблемы добычи и некоторые ограничения аппаратурных комплексов каротажа по точности требуют особого подхода к интерпретации данных ГИС. В данных исследованиях рассмотрены вопросы выявления трещиноватых зон на основании оценки физико-механических характеристик пласта, результаты подробного исследования продуктивных интервалов с использованием комплексного подхода, включающего изучение результатов специальных методов ГИС.

Цель исследований: Изучение методики обнаружения анизотропных (трещиноватых) интервалов, их локализации по разрезу, определения их физических свойств на основе использования специальной высокотехнологичной геофизической аппаратуры (HiTech) в южной части месторождения Жанажол.

Одним из специальных методов, которые проводятся на месторождении Жанажол, является кросс-дипольный акустический каротаж ХМАС. Кросс-дипольным он называется потому, что используются два одинаковых диполя с равными по величине и противоположными по направлению дипольными моментами, расположенными на некотором расстоянии друг от друга. Зонд ХМАС позволяет получать качественные данные скорости продольных, поперечных волн, волн Стоунли в рыхлых, низкоскоростных пластах, а также азимутальные измерения анизотропии.

Методика обнаружения анизотропных (трещиноватых) интервалов, их локализации по разрезу, определения их физических свойств основывается на измерении скоростей распространения и динамических характеристик продольных, обменных и разнополяризованных поперечных волн в различных направлениях в пространстве. В скважине возбуждаются гибкие низкочастотные волны (3-5 КHz). По-другому их называют волнами трещин, поскольку зарегистрировать их может прибор, который чувствителен только к трещинам, несимметричным оси скважины. Таким образом, прибором ХМАС в низкоскоростных породах можно получить точную информацию о поперечных волнах. Измерения прибором ХМАС производились в одной из скважин Жанажол Южный. Выполнена 2-х рядная запись (Subset3 и Subset6), получена достаточная информация для анализов механических характеристик пластов и дальнейших геологических и инженерных исследований.

Важным пунктом применения АК (ХМАС) является изучение механических характеристик пласта. С помощью продольной и поперечной волны, данных плотности промывочной жидкости и разреза скважины вычисляют динамические упругие параметры, которые являются важными основаниями для оценки механических свойств пород. При известном состоянии напряжения можно анализировать изменения породы и, наоборот.

Для обеспечения надежности интерпретации результаты обработки измерений акустического ХМАС представляются в виде 4-х комплексных диаграмм в масштабе 1:200. В стандартный пакет результатов измерений ХМАС входят: диаграмма анализа механических свойств пород, диаграмма амплитуды затухания волн, диаграмма отраженных волн Стоунли, диаграмма анизотропии.

На Рисунке 1 представлена диаграмма анализа механических свойств пород, по которой были определены коэффициент Пуассона (POIS), модуль сдвига (SMOD), модуль Юнга (YMOD), модуль объемной упругости (BMOD).

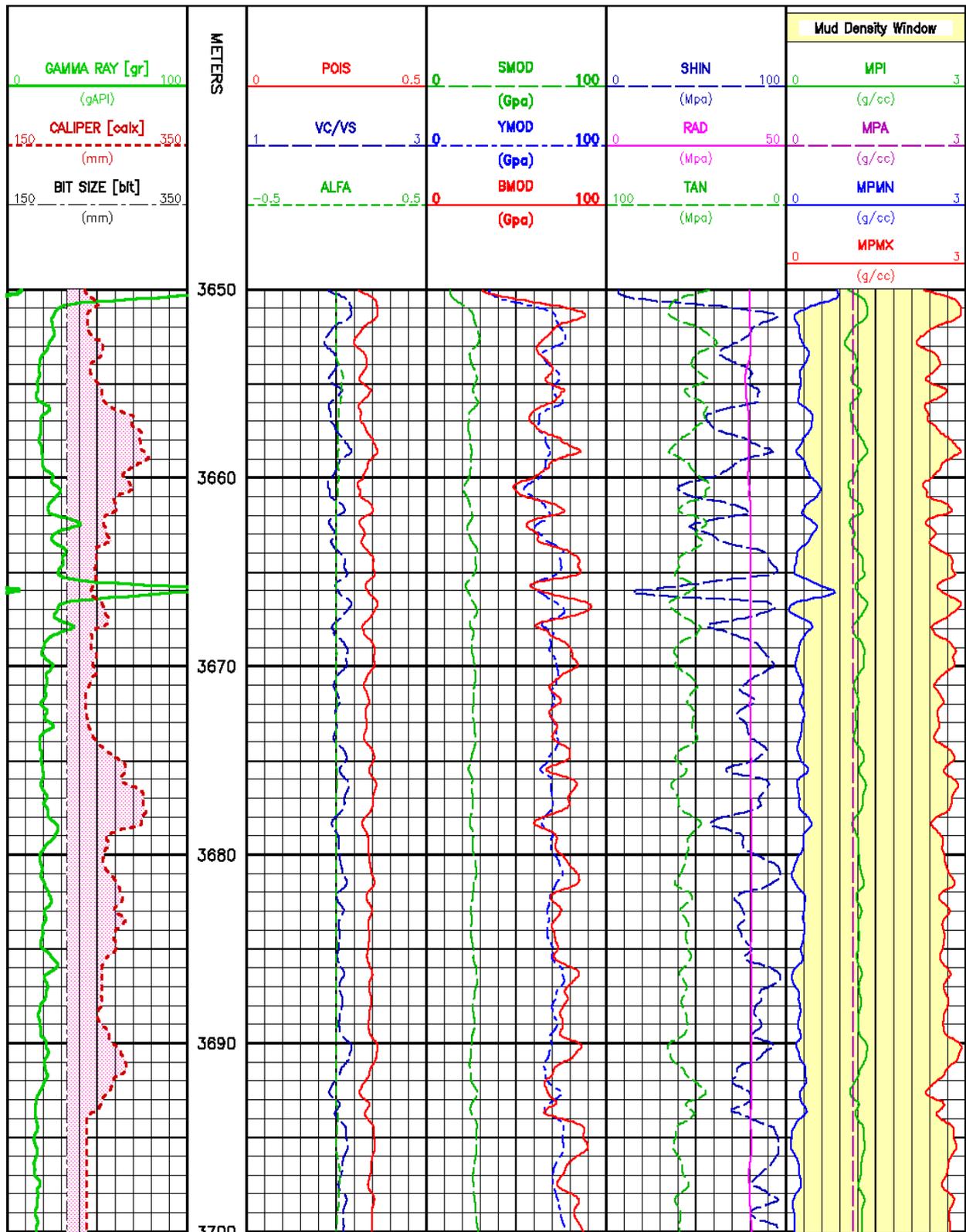


Рисунок 1. Диаграмма анализа механических свойств пород на скважине Жанажол Южный

Таблица-1. Для лучшего понимания диаграмм дадим расшировку полей

№ поля	Название диаграмм	Примечание
1	2	3
1	кривые ГК, кавернограмма, номинальный диаметр	
2	колонка глубин	
3	<b>механические параметры акустических волн:</b>	
	коэффициент Пуассона	характеризует отношение относительного поперечного сжатия к относительному продольному растяжению.
	отношение скорости продольной к скорости поперечной волн ( $V_C/V_S$ ) множитель сжатия (ALFA)	
4	модуль сдвига	характеризует способность тел сопротивляться изменению формы при сохранении их объема
	модуль Юнга	характеризует способность тел сопротивляться деформации сжатия или растяжения (чем больше модуль Юнга, тем труднее сжатие или растяжение); модуль объемной упругости, характеризующий сопротивление линейно деформируемого тела изменению его объема под действием гидростатического давления
5	<b>Расчетные кривые напряжений</b>	
	начальное касательное напряжение SHIN	
	радиальное напряжение RAD тангенсальное напряжение TAN	
6	<b>Информация о плотности раствора</b>	
	реальная плотность раствора MPA	жёлтым цветом показаны интервалы, в пределах которых обеспечивается предотвращение обвалов и разрывов
	минимальная плотность раствора MPMN	
	максимальная плотность раствора MPMX	
идеальная плотность раствора (расчетная) MPI		

На Рисунках 2-4 представлены диаграммы амплитуды затухания, отраженных волн Стоунли и диаграмма анизотропии. Расшировку полей этих диаграммы дадим в общей таблице.

Таблица-2. Для лучшего понимания диаграмм дадим расшировку полей

№ поля	Название диаграммы
<b>Диаграмма амплитуды затухания волн</b>	
1	кривые ГК, кавернограмма, размер долота
2	колонка глубин
3	DTC – продольная волна. DTS – поперечная волна; DTST – волна Стоунли
4	амплитуда продольной волны: представлена форма колебаний продольной волны с восьми (AMPС 1-8) приемных датчиков
5	амплитуда поперечной волны: форма колебаний поперечной волны с восьми (AMS 1-8) приемных датчиков
6	амплитуда волны Стоунли: представлена форма колебаний волны Стоунли с восьми (AMPST 1-8) приемных датчиков
7-9	P Wave Attenuation – затухание продольных волн, S Wave Attenuation – затухание поперечных волн, ST Wave Attenuation – затухание Стоунли волн
<b>Диаграмма отраженных волн Стоунли</b>	
1	кривые ГК, кавернограмма, размер долота
2	колонка глубин
3	интервальное время пробега продольных волн (DTC), интервальное время пробега поперечных волн (DTS), интервальное время пробега волн Стоунли (DTST)
4	волновой пакет (tfvv01: 200-8000мкс/м).
5	REFL0 - исходные коэффициенты отражения, REFL- коэффициенты отражения после обработки, VC/VS – отношение скоростей продольных и поперечных волн.

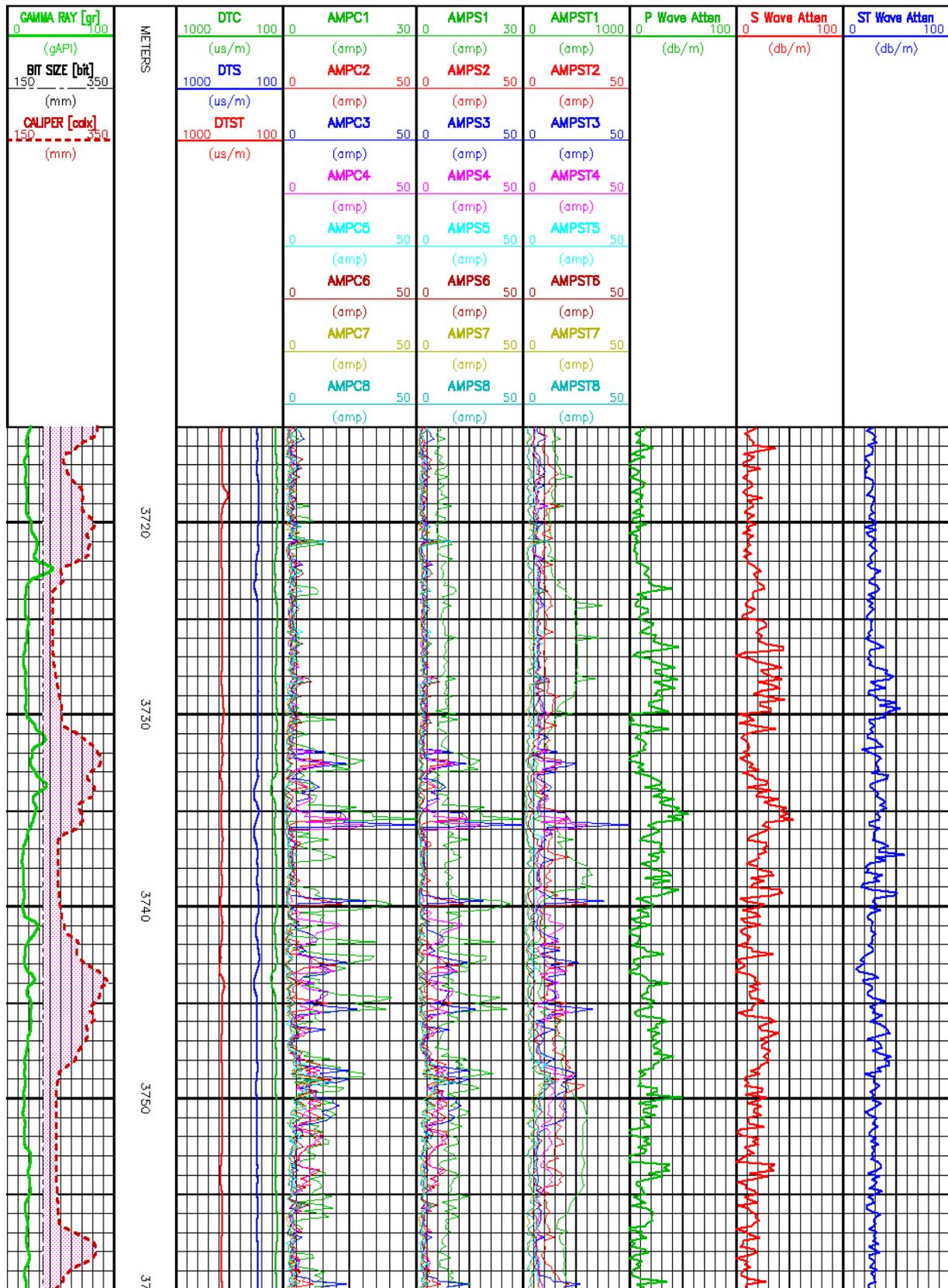


Рисунок 2. Диаграмма амплитуды затухания волн на скважине Жанажол Южный

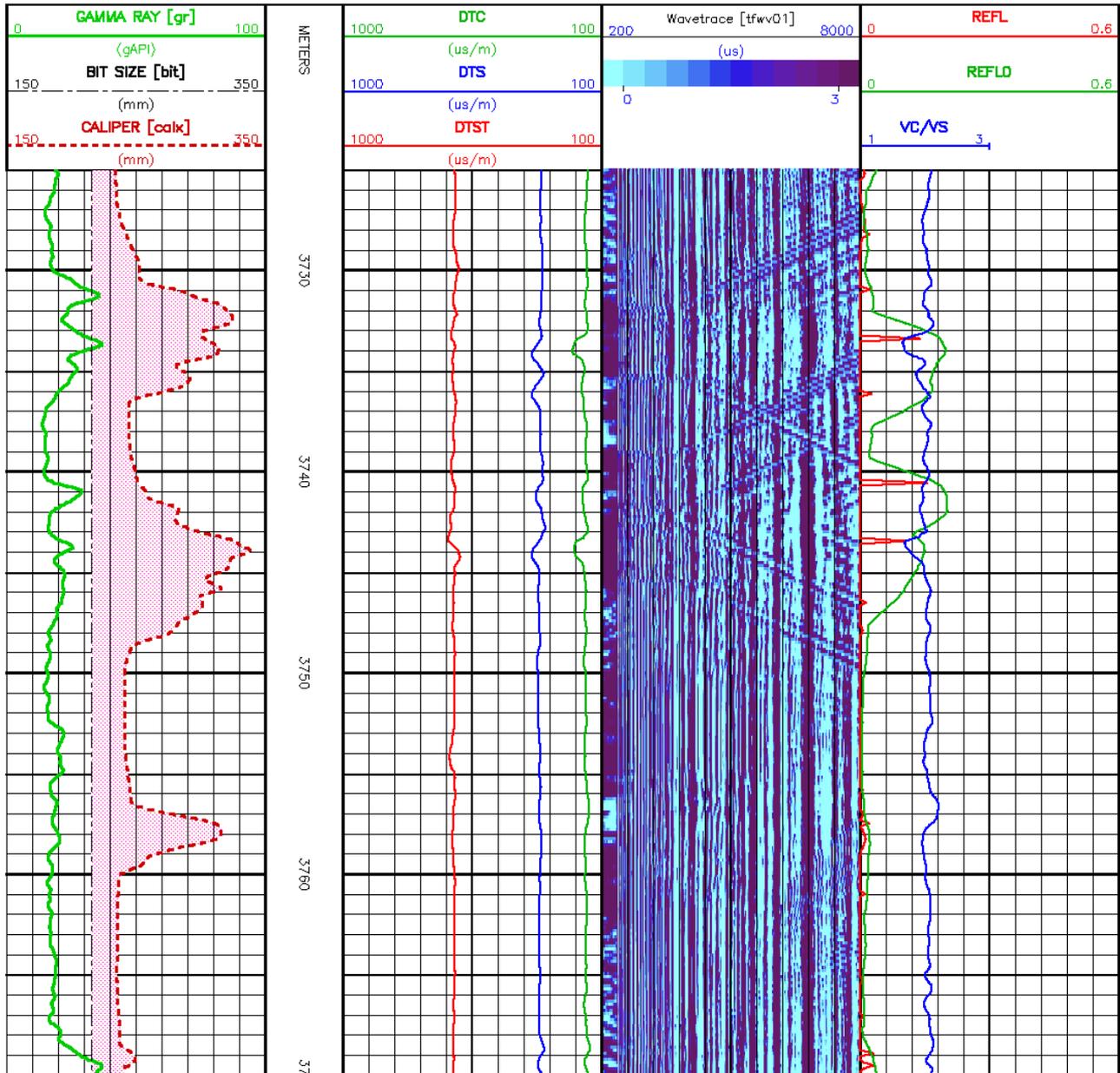


Рисунок 3. Диаграмма отраженных волн Стоунли на скважине Жанажол Южный

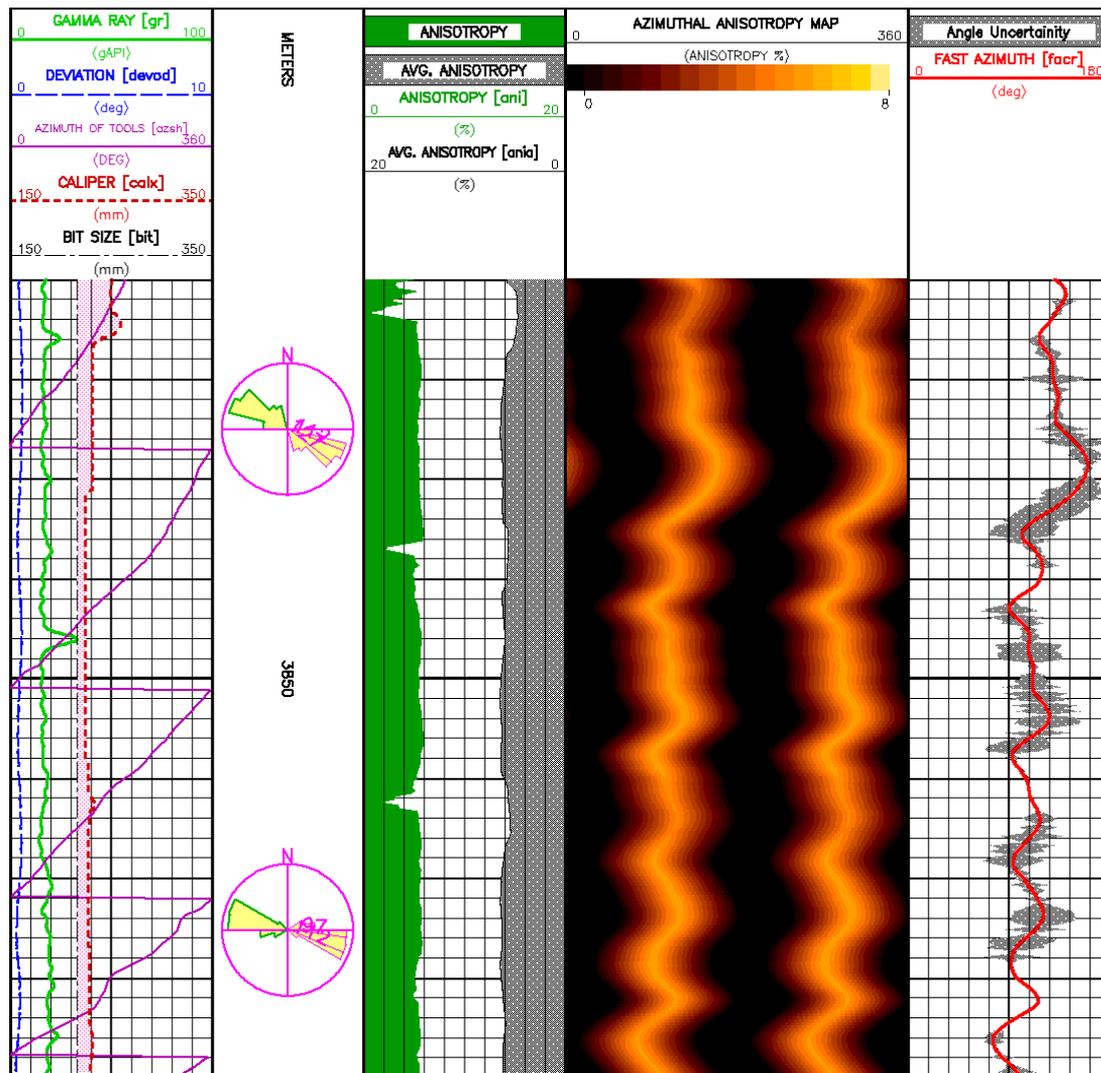


Рисунок 4. Диаграмма анизотропии пород на скважине Жанажол Южный

Таблица-3. Расшифровка полей диаграммы анизотропии следующая

№ поля	Название диаграммы
<b>Диаграмма амплитуды затухания волн</b>	
1	кривые ГК, кавернограмма, размер долота, азимут положения прибора на точке измерения-azsh, угол наклона скважины-devod
2	колонка глубин, статистические диаграммы – роза Шмидта азимута напряжения пород
3	кривая анизотропии в процентах - разницы времени ( $\Delta T$ ) прихода быстрых и медленных волн (ani-зелёная сплошная линия), среднее время прихода поперечной волны от источника к приемнику (ania-чёрная сплошная линия).
4	поле изображения анизотропности (AZIMUTHAL ANISOTROPY MAP), которое развёрнуто по 0°-360° от чёрного до светло-желтого цвета - разделено на 18 цветовых классов для градуировки изображения. Интенсивность отображает степень анизотропности волн: интенсивность закрашки увеличивается с понижением степени анизотропии.
5	азимут быстрой волны (красная сплошная линия - factr), заштрихованная черным цветом часть (доверительный интервал – наиболее вероятный диапазон изменения наблюдений случайной величины) отражает неточность вычисленного азимута из-за низкого значения анизотропности или неудовлетворительных скважинных условий.

Анализ диаграммы отношения скоростей продольной и поперечной волн дал возможность определения литологической характеристики горных пород, слагающих разрез скважины. Так, песчаник был охарактеризован по интервальному времени пробега волн 55.5 ft/m при величине отношения интервального времени пробега продольной волны и поперечной волн (SCRAP) 1.58~1.70. Для известняка эти величины составили: интервальное время пробега 155 ft/m; SCRAP=1.9. Доломит: интервальное время пробега 143 ft/m; SCRAP= 1.8. Таким образом, мы видим, что доломитизация известняка приводит к понижению SCRAP с 1.9 до 1.8. Если проанализировать данные SCRAP по гистограмме распределения исследованного интервала, то можно сделать вывод, что карбонатные отложения разреза представлены известняками, известняками доломитистыми, местами встречаются прослой аргиллитов (Рисунок 5).

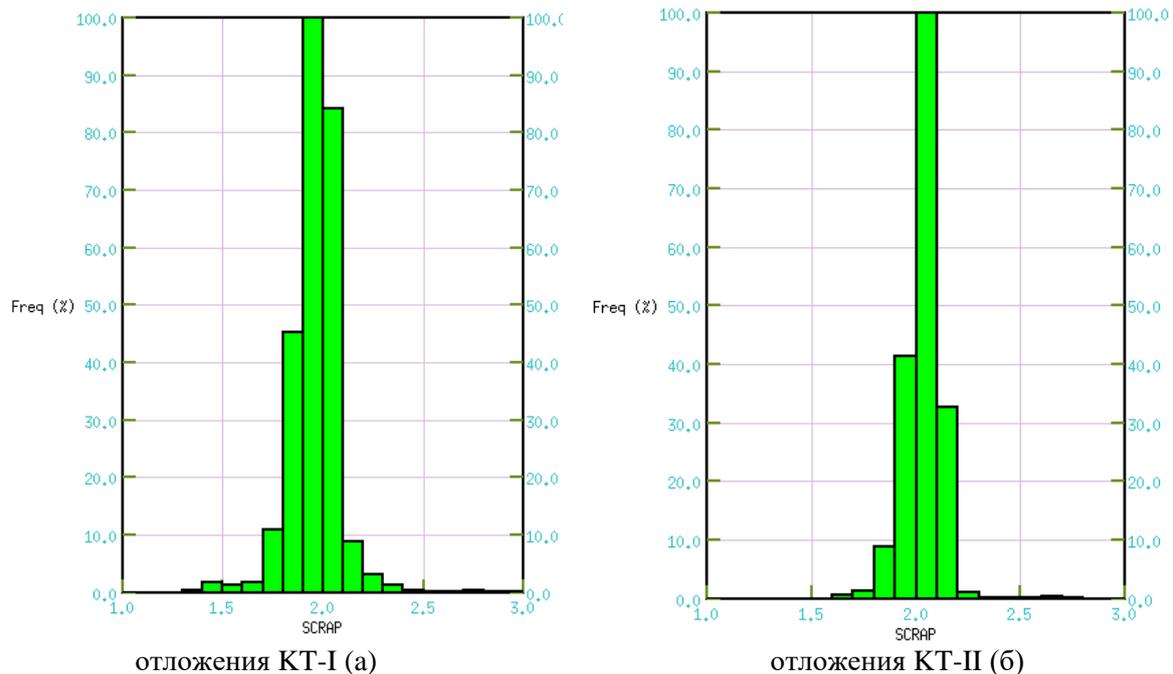


Рисунок 5. Гистограмма распределения величины SCRAP, скв. Т-1

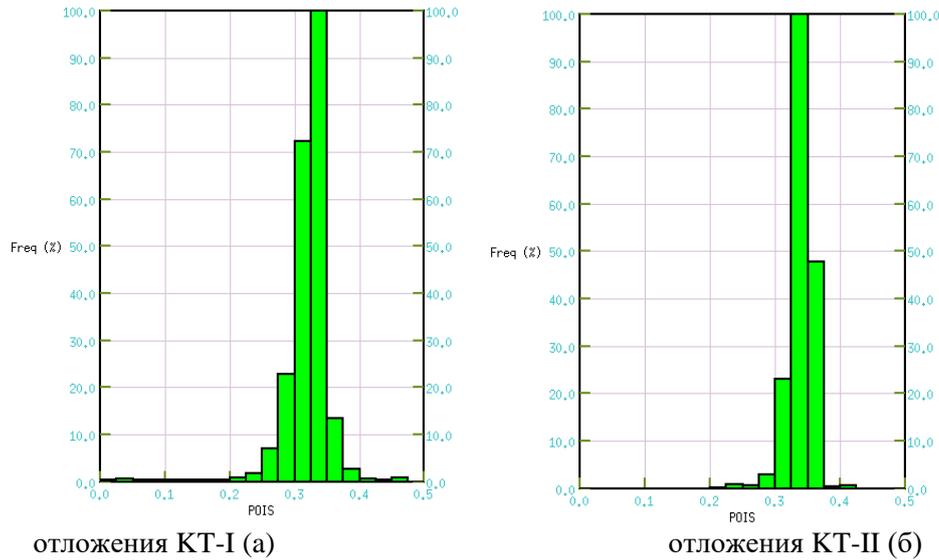
По гистограмме величина SCRAP для KT-I 1.361~2.720, среднее значение 1.97; для KT-II 1.663~2.221, среднее значение 2.03.

Коэффициент Пуассона по измерениям ХМАС рассчитывался по формуле:

$$POIS = (\Delta r/r)/(\Delta l/l) = [(\Delta t_s/\Delta t_c)^2/2 - 1]/[(\Delta t_s/\Delta t_c)^2 - 2], \quad (1)$$

где  $\Delta t_c$  – интервальное время пробега продольной волны;  $\Delta t_s$  – интервальное время пробега поперечной волны.

Коэффициент Пуассона показывает зависимость между продольными и поперечными деформациями элемента при сдвиге, его величина колеблется от 0 до 0,5. Чем больше коэффициент Пуассона, тем больше деформация пород. Анализ распределения значений коэффициента Пуассона внутри пластов-коллекторов месторождения Жанажол Южный (Рисунок 6) показывает, что величина коэффициента Пуассона для KT-I составляет 0.014~0.474, при среднем значении в интервале исследования – 0.321; для KT-II 0.022~0.373, среднее значение в области 0.339.



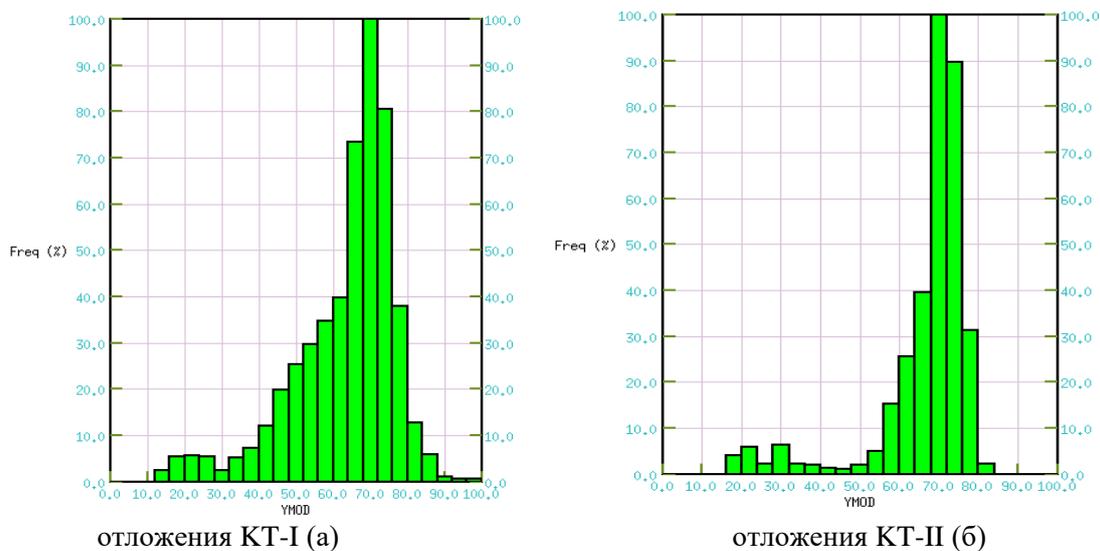
**Рисунок 6.** Гистограмма распределения коэффициента Пуассона на скважине месторождения Жанажол Южный

Способность тел сопротивляться деформации сжатия или растяжения характеризует модуль Юнга, который напрямую зависит от жесткости материала. Чем больше модуль Юнга, тем труднее сжатие или растяжение.

Модуль Юнга используют при определении ширины трещин и мощности воздействия жидкости при гидроразрыве пласта. Ширина трещин обратно пропорциональна модулю Юнга.

$$YMOD = (F * L) / (A * \Delta L) = \left( \frac{\rho_b}{\Delta t_s} \right)^2 * ((3 * SCRAP^2 - 4) / (SCRAP^2 - 1)) \quad (2)$$

где  $SCRAP = \Delta t_s / \Delta t_c$ ;  $\rho_b$  – объемная плотность;  $\Delta t_c$  – интервальное время пробега продольной волны;  $\Delta t_s$  – интервальное время пробега поперечной волны. Гистограмма распределения модуля Юнга данного разреза представлена на Рисунке 7. Анализ рисунка показывает, что для KT-I величина модуля Юнга составляет 12~99 ГПа при среднем значении 64 ГПа. Для KT-II – 18~83 ГПа, среднее значение 67 ГПа.



**Рисунок 7.** Гистограмма распределения модуля Юнга на скважине месторождения Жанажол Южный

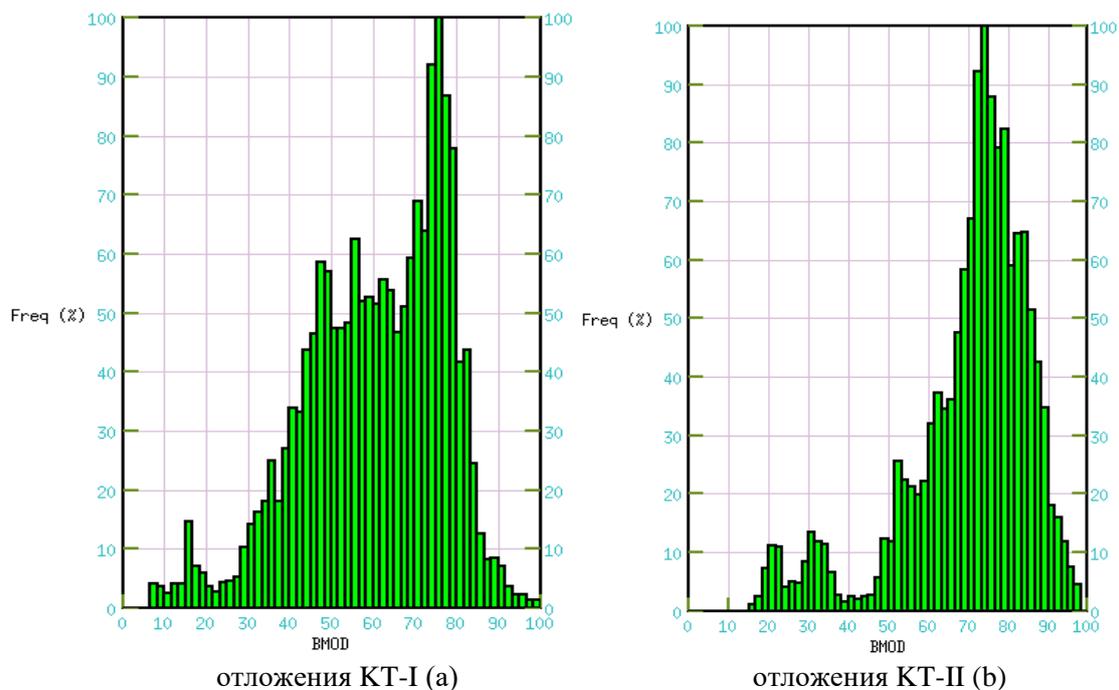
Еще одна характеристика, позволяющая по измерениям ХМАС оценить напряженно-деформационные состояния сред, называется модулем объемной упругости, определяемым по формуле (3)

$$BMOD = (F / A) / (\Delta V / V) = \rho_b * \left( \frac{1}{\Delta t_c^2} - \frac{4}{3 * \Delta t_s^2} \right), \quad (3)$$

где  $\rho_b$  – объемная плотность породы,  $\Delta t_c$  – интервальное время пробега продольной волны,  $\Delta t_s$  – интервальное время пробега поперечной волны. Этот параметр характеризует способность вещества сопротивляться всестороннему сжатию и определяет связь между относительным изменением объема тела и вызвавшим это изменение давлением. Увеличение модуля объемной упругости является признаком повышенного значения пористости. На Рисунке 8 мы видим гистограмму распределения модуля объемной упругости, анализ которой показывает, что BMOD для КТ-I изменяется в интервале 7~100 ГПа при среднем значении 61 ГПа, для КТ-II эти величины составляют соответственно 16~97 ГПа и 71 ГПа.

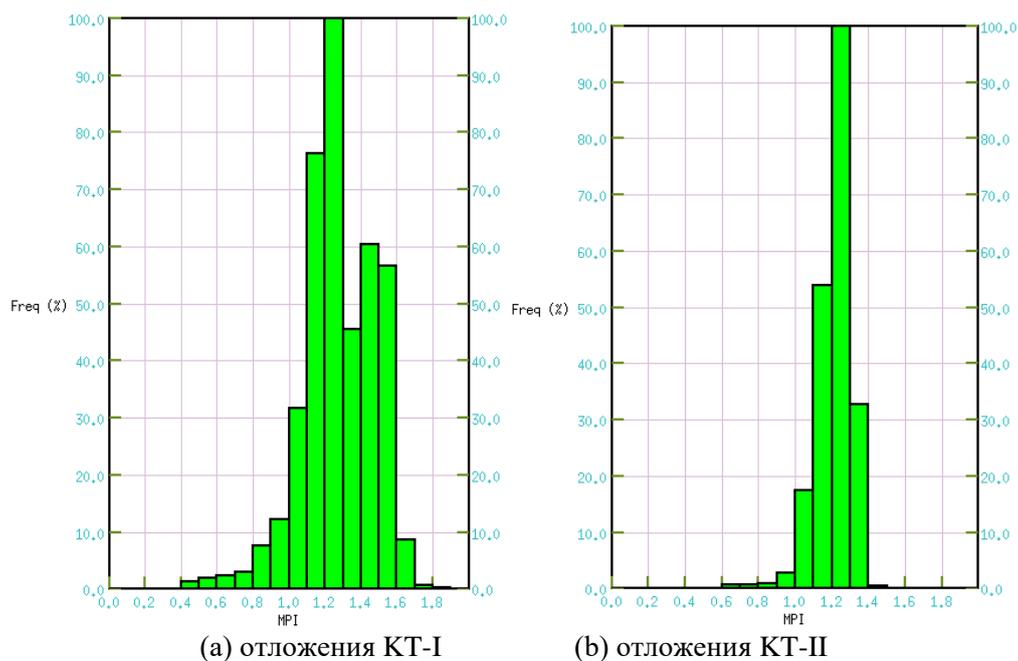
Теперь остановимся на практическом применении расчетов, выполненных по измерениям ХМАС.

**Анализ устойчивости стенок скважины.** При вскрытии пласта нарушается состояние равновесия пласта, возникают трещины. Возникновение обвалов и разрывов пластов зависит от состояния напряжения и собственной деформации. Очевидно, что для регулирования механического состояния большое значение имеет плотность раствора. Зная механические характеристики пород, определение минимального и максимального значения плотности промывочной жидкости не представляет трудности. Идеальная плотность должна быть в таких пределах: выше градиента давления, но ниже давления разрыва. Этот предел называется безопасным окном, в котором выбирается плотность раствора, обеспечивающая предотвращение обвалов стенок скважины и разрывов пластов.



**Рисунок 8.** Гистограмма распределения модуля объемной упругости на скважине месторождения Жанажол Южный

На Рисунке 9 представлены гистограммы распределения удельного веса раствора, определенного по данным АК (ХМАС).



**Рисунок 9.** Анализ удельного веса раствора скважины месторождения Южный Жанажол

Согласно представленной гистограмме идеальный удельный вес раствора для отложений КТ-I составляет  $1.21 \text{ г/см}^3$ . Учитывая инженерные погрешности, рекомендуется добавлять дополнительные  $0.1 \text{ г/см}^3$  запаса прочности. Таким образом, при бурении безопасное окно плотности раствора для КТ-I составляет  $1.11\text{-}1.31 \text{ г/см}^3$ ; для КТ-II идеальный удельный вес раствора  $1.20 \text{ г/см}^3$ . Учитывая рекомендуемый  $0.1 \text{ г/см}^3$  запаса прочности, при бурении безопасное окно плотности раствора составляет  $1.10\text{-}1.30 \text{ г/см}^3$ .

Защита продуктивных пластов является главной задачей в обеспечении качества бурения. При увеличении плотности раствора больше оптимальной произойдет формирование глубокой зоны кольматации или разрыв пласта. Снижение плотности может привести к выбросоопасной ситуации.

На диаграмме анализа механических свойств пород видно, что действительная плотность раствора находится в безопасном окне. Фактическая плотность раствора равна  $1.21 \text{ г/см}^3$ , что почти соответствует идеальной (расчетной) (для КТ-I расчетная плотность составляет около  $1.12 \text{ г/см}^3$  и для КТ-II –  $1.20 \text{ г/см}^3$ ). Учитывая диаметр долота и фактический диаметр скважины по разрезу можно сделать заключение, что действительная плотность раствора соответствует механическим свойствам разреза – размывы ствола скважины незначительны.

**Анализ трещин.** Одной из важнейших задач исследований прибором ХМАС является обнаружение и оценка по разрезу и по площади трещиноватых, ослабленных блоков и зон, оценка фильтрационно-емкостных свойств трещинных коллекторов различного генезиса в породах разного литологического состава.

О структуре порово-трещинного пространства (наличие или отсутствие пор, каверн или трещин, их количество в единице объема, эффективная пористость, проницаемость и т.д.) и ориентации преобладающей системы трещин в данной породе можно судить по параметрам анизотропии.

В интервалах интенсивного развития трещин пропорционально растет интервальное время пробега упругой волны – ДТ. В интервалах развития трещин с малыми углами падения и при наличии трещин с углами падения близких к вертикальным, энергия S-волны (поперечной) заметно снижается. Снижение энергии Р-волны (продольной) незначительно. В интервалах интенсивного развития беспорядочных, взаимно пересекающихся трещин снижение амплитуды Р-волны намного интенсивнее снижения амплитуды S-волны.

По сравнению с другими видами имиджеров прибор ХМАС отличается более глубоким радиусом исследования, что дает возможность определения открытых трещин, место их расположения, проницаемости.

Наличие трещин определяется из анализа волн Стоунли. С увеличением частоты волны Стоунли, рассеиваясь, переходят в поверхностные волны и распространяются по направлению стенок скважины. При встрече с открытыми трещинами волны Стоунли теряют энергию. Причем потеря энергии волн Стоунли в интервалах открытых трещин по сравнению с потерей энергии PS-волн весьма заметна. Это замечание справедливо для скважинных условий при отсутствии глинистой корки.

При пересечении направления трещин с направлением напластования пород и направлением ствола скважины, флюиды, насыщающие породу и буровой раствор, смешиваясь, ослабляют энергию волн Стоунли. На границе «порода-трещина» волна Стоунли отражается, и энергия отраженной волны зависит от величины трещины и вещества, заполняющего трещину.

В интервалах трещин волновой пакет состоит из 3-х видов волн: DWVTR, RWVTR, RWVRT, где DWVTR – прямые волны, RWVTR – восходящие отраженные волны, RWVRT – нисходящие волны. Отношение энергий прямых DWVTR и отраженных волн (RWVTR, RWVRT) характеризуют так называемый коэффициент отражения волн Стоунли. Чем больше коэффициент отражения, тем лучше фильтрационные свойства породы.

Точка пересечения прямой (DWVTR) и отраженной нисходящей волны (RWVRT) является аномальной точкой (абнорнормальной). Отраженные от стенок скважины волны Стоунли на диаграмме отображаются в виде латинской буква V. Форма V-образных отраженных волн связана не только с границей литологических разностей и наличием открытых трещин в породе, но и с размывом стенок скважины. Поэтому при обработке данных ХМАС должен рассматриваться объем всего комплекса исследований, проведенных в данной скважине: детальный комплекс ГИС, комплекс геолого-технологических исследований и других.

Интервалы трещин можно выделять и по кривой коэффициента отражения высокочастотных волн (кривая REFL) по характерному пику (гребню). Высота пика аномалии пропорциональна коэффициенту отражения. Ширина основания пика отображает место расположения трещины с точностью в 1 м.

В условиях южной части месторождения Жанажол породы КТ-I представлены различными литологическими разностями: известняки, известняки доломитовые, аргиллиты. В интервалах 2865-2872, 2910-2915, 2931-2937, 2959-2968, 2978-2992, 3190-3210 м коэффициенты отражения волн высокие. В данных интервалах формы V-образных отраженных волн Стоунли достаточно четкие, характеризуются высокими коэффициентами отражения, наблюдается очевидное ослабление энергии волн. Совместный анализ данных волнового пакета ХМАС с данными результатов интерпретации стандартных методов ГИС дает возможность сделать заключение, что вероятностное развитие трещин наблюдается в интервалах 2865-2872, 2931-2937, 2978-2992 м.

В интервалах 2910-2915, 2959-2968, 3190-3210 м коэффициент отражения волн четкий; просматривается V-образная форма отраженных волн Стоунли, коэффициенты отражения незначительны. В данных интервалах ослабление энергии волн, вероятно, связано с наличием контактов литологических разностей и геометрией скважины.

Породы КТ-II представлены известняками с незначительным содержанием глин. Интервалы 3652-3665, 3708-3725, 3732-3736, 3739-3748, 3786-3791, 3831-3837, 3846-3852, 3881-3886, 3891-3896 м характеризуются высокими коэффициентами отражения. В данных интервалах форма V-образных отраженных волн Стоунли достаточно четкие, характеризуется высокими коэффициентами отражения, наблюдается очевидное ослабление энергии волн. Из них интервалы 3652-3665, 3732-3736, 3739-3748, 3786-3791, 3881-3886, 3891-3896 м вероятного развития трещин. Ослабление энергии отраженных волн Стоунли в интервалах 3708-3725, 3831-3837, 3846-3852 м связаны с границами напластований и геометрией скважины.

В пределах КТ-I и КТ-II наблюдается слабое развитие трещин.

**Анализ анизотропии.** Анизотропность – это различие свойств среды (механических, оптических, тепловых, электрических, магнитных и пр.) в различных направлениях. Анизотропия разреза, как правило, может быть связана с тонкослоистостью, глинистостью или трещиноватостью пород. Трещиноватость горных пород в поле естественных напряжений приводит к существованию анизотропии геологических свойств и, следовательно, к анизотропии их упругих свойств.

В анизотропной среде скорость распространения поперечной S волны различна в различных направлениях. Наибольшей скоростью обладают S волны в направлении параллельном направлению

напряжения. Это быстрые S волны – fast mode. Волны, обладающие самой низкой скоростью, называются медленными волнами.

Программное обеспечение интерпретации данных ХМАС позволяет производить расчет скоростей быстрых и медленных волн во всех направлениях. Разрешающая способность анализа  $\Delta T$ , выраженной в%, составляет 2.5ft по вертикали, степени анизотропии в % 10f, что позволяет оценить наиболее вероятное направление наибольшего напряжения пород по диаграмме анализа анизотропии.

Максимальная скорость в направлении, параллельном направлению напряжения отображена на диаграмме светлыми тонами. В интервалах развития трещин энергия прямых волн, S-волн, волн Стоунли понижается и теряет четкость. Интенсивность закрашки увеличивается с понижением анизотропии.

Рассматривая в комплексе материалы ГИС стандартных методов, данные геолого-технологических исследований, результаты интерпретации акустического каротажа (СВИЛ) и данные ХМАС установлено, что карбонатные отложения КТ-I представлены известняками, известняками доломитовыми; в основном, плотными, характеризующимися высокой прочностью на растяжение и сдвиг. Имеются прослойки аргиллитов. Имеют место незначительные размывы.

КТ-II сложен известняками. В интервале обработки ствол скважины устойчив, размывов нет.

В отложениях КТ-I, КТ-II развитие трещин незначительно. Выявленная пористость носит сингенетический и, вероятно, местами эпигенетический характер. Проведенный анализ анизотропии позволяет установить текущее напряжение пород. В интервалах анализа направление быстрых поперечных волн устойчиво. По анализу диаграммы анизотропии направление напряжения в интервалах анализа постоянно и направление наибольшего горизонтального стресса в КТ-I: СЗ-ЮВ, КТ-II: СЗ-ЮВ

Учитывая вышеописанный анализ разреза скважины месторождения Жанажол Южный можно сделать следующие выводы:

1. При бурении безопасное окно плотности раствора составляет 1.11-1.31 г/см<sup>3</sup>; для КТ-II идеальный удельный вес раствора 1.20 г/см<sup>3</sup>. Учитывая рекомендуемый 0.1 г/см<sup>3</sup> запаса прочности, при бурении безопасное окно плотности раствора составляет 1.10-1.30 г/см<sup>3</sup>;

2. Вероятностное развитие трещин в КТ-I наблюдается в интервалах 2865-2872, 2931-2937, 2978-2992 м., в КТ-II – интервалы 3652-3665, 3732-3736, 3739-3748, 3786-3791, 3881-3886, 3891-3896 м;

3. “V”-образная форма отраженных волн Стоунли с незначительными величинами коэффициентов отражения, вероятно, связаны с границами литологических разностей и геометрией скважины.

4. Результаты акустического ХМАС показывают слабое развитие трещин в интервалах КТ-I и КТ-II;

5. Проведенный анализ анизотропии показывает, что в коллекторах месторождения Южный Жанажол направление быстрых поперечных волн устойчиво. По анализу диаграммы анизотропии направление напряжения в интервалах анализа постоянно и направление наибольшего горизонтального стресса в КТ-I: СЗ-ЮВ, КТ-II – СЗ-ЮВ.

Таким образом, мы видим, что кросс-дипольный каротаж дает возможность рассчитывать интервальные времена продольной, поперечной и Стоунли волн; определять азимутальную анизотропию поперечной волны; рассчитывать динамико-механические свойства горных пород; определять пористости, литологию и проницаемость горных пород; прогнозировать направление естественных трещин.

Применение комплекса акустического ХМАС позволит в карбонатном разрезе повысить информативность стандартного комплекса при выделении коллекторов и снизить риски пропуска проницаемых интервалов; спрогнозировать направление, высоту и азимут развития трещин [3].

Полученные данные комплексом Ni-Tech помогут в подборе наиболее оптимальной схемы разработки залежей с целью повышения коэффициента извлечения нефти.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Ганиев Ш. Р., Лысенков А. В. О классификации карбонатных коллекторов и ее значении при выборе системы воздействия на нефтяные пласты. УФА, УГНТУ, 2020
- [2] Благоевич М. Применение специальных методов каротажа при изучении палеозойских отложений. Журнал «ПРОнефть», 2016
- [3] Интернет –ресурс: <https://www.bngf.ru/services/255/>
- [4] Технология испытания скважин месторождения Жанажол. РД 39-34-795-84. М: МНП. ВНИИКРнефть; ВНИИ; ВНИИТЬ 1984г.
- [5] Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности г.Алматы 1995 г.
- [6] «Справочная книга по добыче нефти» Ш.К. Гиматудинов –1974г.
- [7] Научно-технический обзор ВНИИЭгазпром. Сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений- 1981 г.
- [8] А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисс и др. Методы повышения продуктивности газоконденсатных скважин М.; ОАО издательство «Недра»; 1997 г.
- [9] Щуров В.И. Техника и технология добычи нефти. М. 1983 г.
- [10] Технология испытания скважин месторождения Жанажол. РД 39-34-795-84. М: МНП. ВНИИКРнефть; ВНИИ; ВНИИТЬ 1984г.
- [11] Семенов Ю.В., Войтенко В.С., Обморишев К.М. и др. Испытание нефтегазоразведочных скважин в колонне.
- [12] Инструкция по безопасному ведению работ при разведке и разработке нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений с высоким содержанием сероводорода и других вредных и агрессивных веществ»- 1982г. Утверждена Госгортехнадзором и постановлением коллегии №16 от 17.06.82г.
- [13] Система противofонтанной безопасности при строительстве , эксплуатации и капитальном ремонте скважин на предприятиях ОАО «Актөбөмунайгаз»г.Атырау-1998г.

REFERENCES

- [1] Ganiev Sh. R., Lysenkov A. V. O klassifikatsii karbonatnykh kollektorov i ee znachenii pri vybore sistemy vozddeistviya na neftyanye plasty. UFA, UGNTU, 2020
- [2] Blagoevich M. Primenenie spetsial'nykh metodov karotazha pri izuchenii paleozoiskikh otlozhenii. Zhurnal «PROneft'», 2016
- [3] Internet –resurs <https://www.bngf.ru/services/255/>
- [4] Tekhnologiya ispytaniya skvazhin mestorozhdeniya Zhanazhol. RD 39-34-795-84. M: MNP. VNIKRneft'; VNI; VNIITB 1984g.
- [5] Pravila bezopasnosti v neftyanoi i gazovoi promyshlennosti g.Almaty 1995 g.
- [6] «Spravochnaya kniga po dobyche nefi» Sh.K. Gimatudinov –1974g.
- [7] Nauchno-tekhnicheskii obzor VNIIEgazprom. Ser. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii- 1981 g.
- [8] A.I. Gritsenko, R.M. Ter-Sarkiss i dr. Metody povysheniya produktivnosti gazokondensatnykh skvazhin M.; ОАО izdatel'stvo «Nedra»; 1997 g.
- [9] Shchurov V.I. Tekhnika i tekhnologiya dobychi nefi. M. 1983 g.
- [10] Tekhnologiya ispytaniya skvazhin mestorozhdeniya Zhanazhol. RD 39-34-795-84. M: MNP. VNIKRneft'; VNI; VNIITB 1984g.
- [11] Semenov Yu.V., Voitenko V.S., Obmoryshev K.M. i dr. Ispytanie neftegazorazvedochnykh skvazhin v kolonne.
- [12] Instruksiya po bezopasnomu vedeniyu rabot pri razvedke i razrabotke neftyanykh, gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenii s vysokim soderzhaniem serovodoroda i drugikh vrednykh i agressivnykh veshchestv»- 1982g. Utverzhdena Gosgortekhnadzorom i postanovleniem kollegii №16 ot 17.06.82g.
- [13] Sistema protivofontannoi bezopasnosti pri stroitel'stve , ekspluatatsii i kapital'nom remonte skvazhin na predpriyatiyakh ОАО «Aktobemunaigaz»g.Atyrau-1998g.

**Г.К. Умирова, Ә.О. Сүлейменов\***  
Satbayev University, Алматы, Қазақстан  
\*e-mail: Ali--1998@mail.ru

**ЖАҢАЖОЛ ОҢТҮСТІК БӨЛІГІНІҢ МЫСАЛЫНДА МЕХАНИКАЛЫҚ СИПАТТАРДЫ,  
АНИЗОТРОПИЯНЫ ЖӘНЕ ТАУЖЫНЫСТАРДЫҢ ЖАРЫҚШАҚТЫЛЫҒЫН ТАЛДАУДА АРНАЙЫ  
ЖОҒАРЫ ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ ГЕОФИЗИКАЛЫҚ ЖАБДЫҚТЫ (НИТЕСН) ПАЙДАЛАНУ**

**Андатпа.** Жұмыс ұңғымаларды каротаждаудың жаңа заманауи әдістерін (ұңғымаларды геофизикалық зерттеу) қолдана отырып, карбонатты жыныстардың қабаттық қасиеттерін анықтауға арналған. Резервуарлық жыныстардың физикалық-механикалық қасиеттерін (ФМС), каверноздылық пен сынудың байланысты жыныстардың акустикалық анизотропиясын, сондай-ақ тау жыныстарының өткізгіштігін анықтайтын негізгі тәсілдер, сонымен қатар кен орнының өнімділігінің сипаттамалары, негізгі қасиеттері өнімді қабаттарға қаныққан түзілімдер, сұйықтықтар мен газдар көрсетілген. Жұмыстың өзектілігі Жаңажол Оңтүстік кен орнының сынған-кавернозды және сынған карбонатты жыныстарындағы қойма қасиеттерін каротаждың жаңа әдістерін қолдана отырып анықтауға байланысты. Ұңғымаларды каротаждаудың ұсынылған заманауи әдістерін қолдану күрделі карбонат шөгінділерінің параметрлері мен қабаттарының қасиеттерін (коллекторлық қасиеттерін) дәлірек анықтауға мүмкіндік беретіндігін ерекше атап өткен жөн.

**Негізгі сөздер:** карбонатты коллекторлар, коллектордың қасиеттері, резервуардың сынуы, су қоймасының физикалық-механикалық сипаттамалары, Жаңажол кен орнының оңтүстік бөлігі.

**G.K. Umirova, A.O. Suleimenov\***  
Satbayev University, Almaty, Kazakhstan  
\*e-mail: Ali--1998@mail.ru

**USE OF SPECIAL HIGH-TECHNOLOGY GEOPHYSICAL EQUIPMENT (HITECH) IN ANALYSIS OF  
MECHANICAL CHARACTERISTICS, ANISOTROPY AND ROCK FUNCTIONS IN THE EXAMPLE OF  
THE SOUTHERN PART OF THE ZHANAZHOL**

**Abstract:** The work is devoted to the determination of reservoir properties of carbonate rocks, using new modern GIW methods (geophysical investigations of wells). The main approaches that determine the physical and mechanical properties (PHMP) of reservoir rocks, the acoustic anisotropy of rocks associated with cavernosity and fracturing, as well as the permeability of rocks, as well as the characteristics of field productivity, the main properties of formations, liquids and gases saturating productive horizons are specified. The relevance of the work is due to the determination of reservoir properties in fractured-cavernous and fractured carbonate rocks of the "Zhanazhol Yuzhny" deposit using new GIW methods. It should be emphasized that the use of the recommended modern GIW methods makes it possible to more accurately determine the parameters and reservoir properties (FCP) of complex carbonate deposits.

**Keywords:** carbonate reservoirs, filtration-capacitance properties, fracturing of the reservoir, physical and mechanical characteristics of the formation, the southern part of the "Zhanazhol" deposit.