

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

На правах рукописи



ЧЕРЕПАНОВ ЕВГЕНИЙ АЛЕКСАНДРОВИЧ

**МЕТОДИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ОБРАБОТКИ И ИНТЕРПРЕТАЦИИ
ДАНЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН
С ЦЕЛЮ ПОСТРОЕНИЯ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ
ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Специальность 25.00.10 – Геофизика, геофизические методы
поисков полезных ископаемых

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Научный руководитель:
доктор технических наук, профессор
Туренко Сергей Константинович

Тюмень – 2018

ОГЛАВЛЕНИЕ

ОГЛАВЛЕНИЕ	2
СПИСОК РИСУНКОВ.....	3
СПИСОК ТАБЛИЦ	7
ПЕРЕЧЕНЬ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ	8
ВВЕДЕНИЕ.....	9
1. Оценка качества каротажных кривых. Исправление ошибок записи кривых акустического (АК) и плотностного (ГГК-п) каротажа	16
1.1. Основы обработки данных ГИС для задач сейсмогеологического моделирования	16
1.2. Оценка качества данных ГИС	30
1.3. Адаптивная обработка данных ГИС.....	35
1.3.1. Сущность адаптивного подхода к обработке данных ГИС	35
1.3.2. Примеры обработки данных ГИС	36
ВЫВОДЫ	43
2. Моделирование акустических и плотностных параметров по разрезу	44
2.1. Восстановление акустических параметров в скважине.....	44
2.1.1. Методика восстановления кривой АК по данным КС (Faust L.Y. 1953г.)	44
2.1.2. Восстановление кривых АК по методу НКТ	46
2.2. Восстановление плотностных параметров в скважине	48
2.2.1. Методика восстановления кривой плотности по данным АК (Gardner L.W. 1974г.)	49
2.2.2. Восстановление ГГК-П из АК	55
2.2.3. Восстановление ГГК-П из кривой пористости	56
2.2.4. Восстановление кривых плотности и акустического каротажа из кривой НКТ.....	58
2.3. Методическая схема решения практических задач восстановления акустических и плотностных параметров по данным ГИС.....	58
2.4. Оценка качества результатов моделирования	61
ВЫВОДЫ	64
3. Методика определения петрофизических параметров для решения задач сейсмогеологического моделирования	65
3.1. Петрофизическая основа методики интерпретации	66

3.2. Литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов.....	71
3.3. Определение петрофизических параметров по данным ГИС	73
3.3.1. Определение пористости по данным нейтронного метода	73
3.3.2. Определение пористости по данным гамма-гамма-плотностного метода.....	75
3.3.3. Определение пористости по данным акустического метода.....	76
3.3.4. Анализ определения коэффициента пористости по методам ГИС	77
3.4. Оценка качества результатов определения пористости по данным ГИС	80
ВЫВОДЫ	81
4. Примеры реализации предложенных автором методических подходов, на этапе комплексирования данных ГИС и сейсморазведки.	83
4.1. Пример использования на этапе привязки данных сейсморазведки к скважинам.	84
4.2. Пример прогноза - определения литологии и характера насыщения по данным сейсморазведки и ГИС	86
4.2.1. Литологическое разделение по петроупругим характеристикам ..	87
4.2.2. Прогноз горных пород по данным ГИС	100
4.2.3. Теоретическое моделирование (Rock Physics).....	103
4.2.4. Результаты теоретического моделирования и установление взаимосвязей между упругими и коллекторскими свойствами	107
ВЫВОДЫ	115
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	116
ЛИТЕРАТУРА	118

СПИСОК РИСУНКОВ

Рисунок 1. 1 - Примеры записи метода АК в скважинах 200R, 341R, 202R Красноленинского месторождения Каменного (восточная часть) ЛУ	18
Рисунок 1. 2 - Пример скважины 201R, в интервале 890-970 м.....	19
Рисунок 1. 3 - Пример скважины 76R. Красноленинского месторождения, интервал отложений тюменской свиты	20
Рисунок 1. 4 - Пример коррекции кривых АК - за срыв записи (Z-эффект) и за влияния каверн	22

Рисунок 1. 5 - Схема сопоставления интервального времени пробега продольной волны по данным ВСП и акустического каротажа.....	23
Рисунок 1. 6 - Результат исправления кривой АК в скважине 201R Красноленинского месторождения. Красная кривая АК – исходная запись, синяя кривая АКг – отредактированная	24
Рисунок 1. 7 - Пример скважины 314R. Красноленинского месторождения.	25
Рисунок 1. 8 - Пример сопоставления кривых АК в одном масштабе по скважинам 200R, 341R, 202R Красноленинского месторождения	27
Рисунок 1. 9 - Пример стандартизации показаний акустического АК каротажа в пластах тюменской свиты по скважинам Каменного (восточная часть) ЛУ	28
Рисунок 1. 10 - Схема анализа вероятности ошибок связанных с влиянием каверн на кривые АК и ГГК-П	31
Рисунок 1. 11 - Схема анализа вероятности аппаратурных ошибок.....	32
Рисунок 1. 12 - Стандартизация кривой АК. Коэффициент корреляции до и после нормировки	33
Рисунок 1. 13 - Схема построения функции надежности	34
Рисунок 1. 14 - Пример обработки кривых АК и ГГК-П	37
Рисунок 1. 15 - Пример исправленной кривой АК и опорных кривых ошибок в интервалах влияния каверн и аппаратурных ошибок	38
Рисунок 1. 16 - Стандартизация кривой АК. Коэффициент корреляции до и после нормировки	39
Рисунок 1. 17 - Результат расчета функции надежности по скважине Южно-Потанайской площади	40
Рисунок 1. 18 - Пример влияния качества кривых АК, ГГК-П на результат привязки данных сейсморазведки к скважинам. Где V_p – скорость продольной волны	42
Рисунок 2. 1 - Пример расчётной кривой АК (Sonic) по методу Фауста	45
Рисунок 2. 2 - Пример зависимости $\Delta t=f(J_n, H)$	47
Рисунок 2. 3 - Пример сопоставления рассчитанных и зарегистрированных кривых АК.....	48
Рисунок 2. 4 - Зависимость плотности горной породы от скорости продольной волны породах различной литологии. Автор Gardner L. W. (1974г.) [2]	50
Рисунок 2. 5 - Пример усовершенствования методики Гарднера в скважине 341 Восточно-Каменной площади, Красноленинского месторождения	52
Рисунок 2. 6 - Зависимость между кривой нейтронного каротажа (НКТ) и расчетной кривой a с учетом глубины	53
Рисунок 2. 7 - Сопоставление кривых плотности в скважине, а – ГГК-П и Gardner по известной формуле, б – ГГК-П и Gardner по новой методике	54
Рисунок 2. 8 - Пример расчета кривой ГГК-П по методам АК и АПС	55
Рисунок 2. 9 - Зависимости объемной плотности от коэффициента пористости для отложений тюменской свиты Восточно-Каменной площади.....	56
Рисунок 2. 10 - Пример рассчитанных кривых пористости и плотности с керновыми данными по скважине 143R Красноленинского месторождения	57

Рисунок 2. 11 - Пример рассчитанных кривых пористости и плотности с керновыми данными по скважине 68R Красноленинского месторождения	57
Рисунок 2. 12 – Методическая схема восстановления кривых АК и ГГК-П по данным ГИС с учетом приоритетности	60
Рисунок 2. 13 - Пример корреляции между значениями входных кривых (НКТ, КС, АК) стандартизируемой (316R) и опорной скважин.....	62
Рисунок 2. 14 - Пример распределения свойств метода АК и псевдо-акустических кривых, рассчитанных через уравнение Faust L.Y. и нейтронного каротажа	63
Рисунок 2. 15 - Пример сопоставления метода АК и псевдо-акустических кривых, рассчитанных через уравнение Faust L.Y. и нейтронного каротажа	63
Рисунок 3. 1 - Зависимость коэффициента эффективной пористости $K_{п.эф}$ от коэффициента пористости $K_{п}$	69
Рисунок 3. 2 - Зависимость коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{во}$ от $K_{п}$ (легенда точек на рис. 3.1).....	70
Рисунок 3. 3 - Зависимость коэффициента проницаемости $K_{пр}$ от $K_{п}$. Шифр линий и точек – пористость песчано-алевритовой матрицы $K_{п.ск}$ в % (легенда точек на рис. 3.1)	70
Рисунок 3. 4 - Кросс-плот для определения коэффициента пористости пород пластов ЮК ₂₋₉ тюменской свиты Каменного (восточная часть) лицензионного участка	74
Рисунок 3. 5 - Зависимость плотности от коэффициента пористости по керну.....	76
Рисунок 3. 6 - Сопоставление пористости по данным ГИС и керну для пластов ЮК ₂₋₉	78
Рисунок 3. 7 - Распределения пористости коллекторов пласта ЮК ₂₋₉ по данным керна и ГИС	79
Рисунок 3. 8 - Пример корреляции между значениями входных кривых (НКТ, ГГК-П, АК) стандартизируемой (316R) и опорной скважин.....	81
Рисунок 3. 9 - Сопоставление результатов интерпретации данных ГИС в поточечном виде с керновыми данными	82
Рисунок 4. 1 - Пример влияния качества кривых АК, ГГК-П на результат привязки данных сейсморазведки к скважинам. Где V_p – скорость продольной волны.....	85
Рисунок 4. 2 - Гистограммы распределения импеданса продольной волны по критерию коллектор – неколлектор. А - необработанных кривых и Б - обработанных кривых АК и ГГК-П.....	87
Рисунок 4. 3 - Накопительные гистограммы распределения импеданса продольной волны по критерию коллектор – неколлектор. А - необработанных кривых и Б - обработанных кривых АК и ГГК-П.....	88
Рисунок 4. 4 - Гистограммы распределения импеданса поперечной волны по критерию коллектор – неколлектор. А - необработанных кривых и Б - обработанных кривых АКШ и ГГК-П.....	88

Рисунок 4. 5 - Накопительные гистограммы распределения импеданса поперечной волны по критерию коллектор – не коллектор. А - необработанных кривых и Б - обработанных кривых АК и ГГК-П.....	89
Рисунок 4. 6 - Гистограммы распределения продольной волны (V_p) по критерию коллектор – не коллектор. А – по необработанным кривым и Б - по обработанным кривым АК.....	90
Рисунок 4. 7 - Накопительные гистограммы распределения продольной волны (V_p) по критерию коллектор – неколлектор. А – по необработанным кривым и Б - по обработанным кривым АК.....	90
Рисунок 4. 8 - Гистограммы распределения поперечной волны (V_s) по критерию коллектор – неколлектор. А – по необработанным кривым и Б - по обработанным кривым АКШ.....	91
Рисунок 4. 9 - Накопительные гистограммы распределения продольной волны (V_s) по критерию коллектор – неколлектор. А – по необработанным кривым и Б - по обработанным кривым АКШ.....	91
Рисунок 4. 10 - Гистограммы распределения параметра плотности (σ) по критерию коллектор – неколлектор. А – по необработанным кривым и Б - по обработанным кривым ГГК-П.....	92
Рисунок 4. 11 - Накопительные гистограммы распределения параметра плотности (σ) по критерию коллектор – неколлектор. А – по необработанным кривым и Б - по обработанным кривым ГГК-П.....	93
Рисунок 4. 12 - Графики зависимостей значений плотности от акустического импеданса до обработки АК и ГГК-П.....	94
Рисунок 4. 13 - Графики зависимостей значений плотности от акустического импеданса после обработки АК и ГГК-П.....	95
Рисунок 4. 14 - Графики зависимостей значений плотности от сдвигового импеданса до обработки АК и ГГК-П.....	96
Рисунок 4. 15 - Графики зависимостей значений плотности от сдвигового импеданса после обработки АК и ГГК-П.....	97
Рисунок 4. 16 - График зависимости значений плотности от отношения V_p/V_s до обработки АК и ГГК-П.....	98
Рисунок 4. 17 - График зависимости значений плотности от отношения V_p/V_s после обработки АК и ГГК-П.....	99
Рисунок 4. 18 - График зависимости значений акустического импеданса от пористости горных пород.....	99
Рисунок 4. 19 - Сравнение литологии по ГИС с литологией, полученной по Рок физике.....	102
Рисунок 4. 20 - Слоистость в скважинах 20П, 11П, пласт БУ и 51П, пласт БТ....	105
Рисунок 4. 21 - Построение объемной петрофизической модели.....	106
Рисунок 4. 22 - Результаты моделирования по пласту БУ.....	108
Рисунок 4. 23 - Результаты моделирования по пласту БУ.....	109
Рисунок 4. 24 - График зависимости акустического импеданса от плотности	110
Рисунок 4. 25 - График зависимости плотности от сдвигового импеданса	110

Рисунок 4. 26 - График зависимости акустического импеданса от коэффициента пористости.....	111
Рисунок 4. 27 - График зависимости акустического импеданса от коэффициента Пуассона.....	111
Рисунок 4. 28 - График зависимости значений отношения AI от V_p/V_s	112
Рисунок 4. 29 - График зависимости значений отношения SI от V_p/V_s	112
Рисунок 4. 30 - График зависимости значений отношения V_s от V_p	113

СПИСОК ТАБЛИЦ

Таблица 1. 1 - Показатели качества и эффективности обработки данных АК	41
Таблица 4. 1 - Диапазоны изменения и перекрытия упругих параметров при разделении коллекторов	114

ПЕРЕЧЕНЬ ОБОЗНАЧЕНИЙ И СОКРАЩЕНИЙ

ХМАО – Ханты-Мансийский автономный округ

ОАО – открытое акционерное общество

ПЗ – подсчет запасов

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ГИС – геофизические исследования скважин

АК – акустический метод

ГГК-П - гамма-гамма-плотностной метод

ГК – метод естественной радиоактивности

НКТ – нейтронный метод

КС – метод кажущегося сопротивления

ПС – метод потенциалов собственной поляризации

АПС – относительная величина потенциалов собственной поляризации

$K_{п}$ – открытая пористость

$K_{п}$ – пористость скелета

$K_{пр}$ – абсолютная газопроницаемость

$K_{пэф}$ – эффективная пористость

$K_{во}$ – остаточная водонасыщенность

$K_{гл}$ – объемная глинистость

W – водородосодержание

КК – коэффициент качества

Кэо – показатель эффективности обработки

КН (z) – функция надежности

V_p – скорость продольной волны

V_s – скорость поперечной волны

ΔT – интервально время прохождения волны

AI – акустический импеданс

SI – сдвиговой импеданс

ВВЕДЕНИЕ

Количественные оценки параметров пластов по результатам анализа данных сейсморазведки подразумевают проведение сейсмической инверсии, которая заключается в преобразовании сейсмических трасс в трассы акустического импеданса. В дальнейшем данные по акустическому импедансу используются для прогноза коллекторских свойств исследуемого интервала. Процесс инверсии предполагает использование, наряду с сейсмическими данными, априорной информации о скорости и акустическом импедансе, рассчитанной по разрезу скважин на основании данных акустического (АК) и гамма-гамма плотностного (ГГК-п) методов. Достоверность прогноза скоростной модели среды в низкочастотной области оценивается путем сопоставления полученных по данным сейсморазведки импедансов с результатами, определенными по данным геофизических исследований скважин (ГИС).

Сложность прогноза заключается в том, что вертикальная разрешенность сейсмического волнового поля, которая может служить опорой при интерполяции данных ГИС (коллекторских свойств в межскважинное пространство), гораздо меньше, чем вертикальная разрешенность данных ГИС. Результатом сейсмической инверсии является толстослоистая акустическая модель, охарактеризованная значениями скорости продольных волн и плотности, которые функционально связаны с коллекторскими свойствами пластов. Акустический импеданс, или акустическая жесткость, математически определяемый как произведение скорости упругих волн в породе на значение плотности, во-первых, в большинстве случаев хорошо коррелируется с литологией, пористостью и т. д.; во-вторых, тесно связан с динамическими характеристиками отраженных волн, т. е. является связующим физическим параметром при интегрированной обработке данных каротажа и сейсморазведки.

Прежде чем приступить к комплексированию данных ГИС и сейсморазведки, необходимо исключить проблемы, связанные с качеством регистрации каротажных

кривых или отсутствием их записи, а также разработать специальное петрофизическое обеспечение. Технологические приемы и методические решения поставленных задач рассматриваются в данной диссертационной работе.

Актуальность темы исследования. В основе решения поисково-разведочных задач на нефть и газ в Западной Сибири лежит комплекс методов геофизических исследований скважин (ГИС) – сейсморазведка. Сейсмогеологические модели являются основой для построения геологических моделей нефтегазовых объектов. В последние годы, в связи с усложнением геологоразведочных задач и ограниченностью ресурсов, особое внимание уделяется повышению эффективности геофизических исследований. Повышение требований к качеству сейсмогеологических моделей обуславливает настоятельный запрос на более высокую достоверность геофизических исследований скважин, обеспечивающих петрофизическую основу интерпретации. От этого зависит точность привязки данных сейсморазведки и результаты сейсмогеологических построений в целом.

Качество результирующих построений по данным в скважинах зависит от многих факторов, в числе которых следует отметить:

1. наличие в измеренных данных ошибок (искажений) негеологической природы (каверны в скважинах, аппаратурные искажения информации, помехи при измерениях);
2. наличие большого числа скважин, в которых либо не записаны необходимые кривые акустического (АК) и гамма-гамма-плотностного (ГГК-П) каротажей, либо измерения выполнены на отдельных интервалах;
3. отсутствие в ряде случаев надежных петрофизических моделей, позволяющих создавать петрофизическую основу построения сейсмогеологических моделей по всему исследуемому интервалу.

Степень разработанности темы исследований. Решение указанных вопросов как с теоретических, так и с практических позиций нашло отражение в работах многих авторов, в числе которых такие специалисты, как: Б. Н. Ивакин, Е. В. Карус, О. Л. Кузнецов, Ю. А. Курьянов, В. З. Кокшаров, Л. В. Кузнецова, Е. О.

Беляков, А. В. Хабаров, В. В. Стрельченко, и др. К исследованию названных проблем обращались иностранные ученые, среди которых А. А. Кауфман, А. Л. Левшин и др. Высоко оценивая научную ценность работ названных исследователей, отметим, однако, что они рассматривали затрагиваемые в работе вопросы по отдельности, не касаясь совершенствования технологии в целом.

С практической точки зрения наиболее эффективным является комплексное решение указанных проблем.

Исходя из вышесказанного, считаем, что методическое обеспечение обработки и интерпретации данных ГИС с целью построения сейсмогеологических моделей на основе анализа решаемых геологических задач и опыта использования различных методов является актуальным.

Цели исследования - разработка методического обеспечения обработки и интерпретации данных ГИС, позволяющего обеспечить повышение качества результирующих сейсмогеологических моделей.

Основные задачи исследования:

1. Анализ проблем петрофизического обеспечения для целей построения сейсмогеологических моделей;
2. Разработка методики обработки каротажных кривых с целью исключения негеологических факторов;
3. Разработка методических основ оценки качества каротажных кривых;
4. Разработка технологии моделирования акустических и плотностных параметров по разрезу в случае отсутствия их записи;
5. Разработка методики построения непрерывных петрофизических параметров для задач сейсмогеологического моделирования.
6. Апробация разработанных методик и технологий.

Методы исследования:

1. Системный анализ процессов обработки и интерпретации данных ГИС, построение петрофизических моделей;
2. Методы математической статистики;

3. Имитационное моделирование обрабатывающих и интерпретационных алгоритмов;

4. Использование профессиональных пакетов программ для обработки и интерпретации данных ГИС.

Фактический материал и личный вклад. Представленная работа является результатом 17-летних исследований, проведенных автором в ОАО «Тюменнефтегеофизика», ООО «Тюменская геофизическая компания» и в филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени. Работа основана на обширном геолого-геофизическом материале, включающем данные 1936 поисково-разведочных и 2266 эксплуатационных скважин, пробуренных на месторождениях Западной Сибири. Используются материалы площадных сейсморазведочных работ 3D на Восточно-Каменной и Южно-Каменной площади, Южно-Ватьеганском, Покамасовском участке, Покачевском, Нивагальском, Равенском, Поточном, Малоключевом, им. Виноградова и других месторождениях, интерпретация которых выполнена при участии автора. Используются многочисленные опубликованные материалы по проблемам, рассматриваемым в диссертации.

Сравнение с зарубежными аналогами. Зарубежное петрофизическое обеспечение изначально направлено на непрерывную (поточечную) интерпретацию литотипов (горных пород) по разрезу скважины, и в этом направлении накоплен большой теоретический и практический опыт. На месторождениях Западной Сибири подобные работы широкого применения ранее не находили и стали активно осуществляться только в последнее время. Геофизические исследования скважин разных лет не всегда содержат информацию, необходимую для использования известных зарубежных методик. Кроме того, методики Гарднера и Фауста, используемые для восстановления акустических и плотностных свойств разреза, являются обобщенными и не учитывают конкретных условий исследования. Предлагаемые в рамках данного исследования методики, разработанные и опробованные на месторождениях Западной Сибири, являются

более точными, так как более полно учитывают различные геолого-технические условия.

Научная новизна диссертации заключается в следующем:

1. Разработан адаптивный подход к обработке данных ГИС для целей построения сейсмогеологических моделей, основанный на формализации критерия качества результатов обработки;

2. Обосновано развитие методики Гарднера для восстановления плотности пород по данным акустического каротажа, позволяющее дополнительно учитывать литологию и глубину;

3. Разработана технологическая схема (методика) моделирования акустических и плотностных параметров по разрезу скважин для терригенных и карбонатных отложений Западной Сибири, основанная на систематизации опыта практического использования известных методик и формализации критерия оценки качества результатов, позволяющая выбирать наиболее эффективную методику для решаемой задачи;

4. Разработана интерпретационная методика определения петрофизических параметров для построения сейсмогеологических моделей. Как правило, сейсмогеологическое моделирование реализуется для большого целевого интервала разреза, включающего продуктивные и непродуктивные пласты. Зависимости между основными петрофизическими параметрами на керне строятся с учетом пористости скелета.

Защищаемые положения:

1. Разработанная адаптивная методика обработки (исправления) кривых акустического (АК) и плотностного (ГГК-п) каротажа вследствие влияния аппаратных ошибок и технического состояния ствола скважины позволяет повысить и контролировать (оценить количественно) качество АК и ГГК-п.

2. Разработанная методика восстановления (расчета) кривых АК и ГГК-п по данным других методов ГИС, позволяет использовать наиболее эффективные для конкретной ситуации способы восстановления и контролировать (оценивать

количественно) качество результирующих кривых, подготовленных для задач сейсмогеологического моделирования.

3. Разработанное петрофизическое обеспечение непрерывной интерпретации с учетом пористости скелета позволяет эффективно определять по данным керна и ГИС петрофизические параметры, необходимые для решения задач сейсмогеологического моделирования терригенных отложений Западной Сибири.

Практическая значимость. Предварительно обработанные рассмотренными способами материалы скважинных исследований обладают лучшим качеством, что позволяет снизить вероятность проявления факторов, не связанных с геологическим строением среды. Разработанная методика восстановления акустических и плотностных кривых позволяет использовать при построении сейсмогеологической модели большее количество скважин. Предложенная интерпретационная методика построения непрерывных по разрезу скважины петрофизических моделей среды дает возможность для прогноза петрофизических параметров горных пород как по вертикали, так и по латерали, что, в конечном счете, повышает достоверность получаемых сейсмогеологических моделей. Методическое обеспечение, представленное в данной работе, опробовано в 53 сейсмогеологических проектах различных месторождений, освоением которых занимается ООО «Лукойл» - Западная Сибирь.

Апробация и реализация результатов диссертации.

Результаты проведенных исследований используются при подготовке студентов-геофизиков в Тюменском индустриальном университете. Содержание диссертации отражено в 14 работах, в том числе 7 - в изданиях ВАК (из них 2 включены в международную базу данных SCOPUS); общий объем научных публикаций составляет 6 п. л. Основные положения диссертации докладывались на научно-практических конференциях, в их числе: XI конкурс молодых ученых и специалистов ООО «КогалымНИПИнефть» (г. Тюмень 2009 г.); «Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа» (г. Ханты-Мансийск, 2011 г.); «Перспективы нефтегазоносности Западно-Сибирской нефтегазовой провинции» (г. Тюмень, 2011 г.); «Современные геолого-

геофизические исследования и работы в нефтегазовых скважинах» (с. Ольгинка, 2011 г.); «Геомодель» (г. Геленджик, 2011, 2013, 2017 гг.); XII, XIII, XIV конференции молодых специалистов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (г. Ханты-Мансийск, 2012, 2013, 2014 гг.); XIII конкурс Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени на лучшую научно-техническую разработку молодых ученых и специалистов за 2012 г.; «Современные технологии нефтегазовой геофизики» (г. Тюмень, 2015, 2017, 2018 гг.); IV и V Балтийская школа семинар «Петрофизическое моделирование осадочных пород» (г. Петергоф, 2015 и 2016 гг.).

1. Оценка качества каротажных кривых. Исправление ошибок записи кривых акустического (АК) и плотностного (ГГК-п) каротажа

Корректность построения сейсмогеологической модели напрямую зависит от качества исходной информации. При комплексировании данных сейсморазведки и ГИС плотностные характеристики играют важную роль, как и интервальное время пробега упругой волны. Для получения корректной сейсмогеологической модели рекомендуется придерживаться технологии обработки каротажных кривых, которая предлагается в данной работе. Необходимо учитывать, что качество данных ГИС сильно зависит от технического состояния ствола скважины и аппаратных настроек. Предварительная обработка кривых ГИС должна включать в себя визуальный анализ качества материалов, увязку кривых по глубине, редакцию пропусков фаз (Z-искажений) и стандартизацию масштабов регистрации кривых.

1.1. Основы обработки данных ГИС для задач сейсмогеологического моделирования

Информативность акустического каротажа определяется качеством его записи. Обработка кривых АК заключается в их проверке на предмет соответствия геологическому разрезу и наличию срывов на самих диаграммах АК. Соответствие геологическому разрезу устанавливается по средствам сравнения с показаниями других методов ГИС прописанных в скважине. В идеале, показания всех методов ГИС, в том числе и АК должны подтверждать строение геологического разреза, которое было установлено по их совокупным данным. Если встречается противоречие разрезу на кривой АК, то в таком интервале вносится коррекция в значения данной кривой. Наличие срывов записи можно установить путем

визуальной оценки качества записи кривой. На примере рисунка 1.1 можно отметить, что центральная кривая АК, относящаяся к скважине 341R имеет меньше срывов, которые в силу разных причин возникали в момент регистрации данного метода и видны на соседних скважинах рисунка. Кривая меньше подвержена влиянию каверн, характеризуется хорошим качеством во всем интервале регистрации.

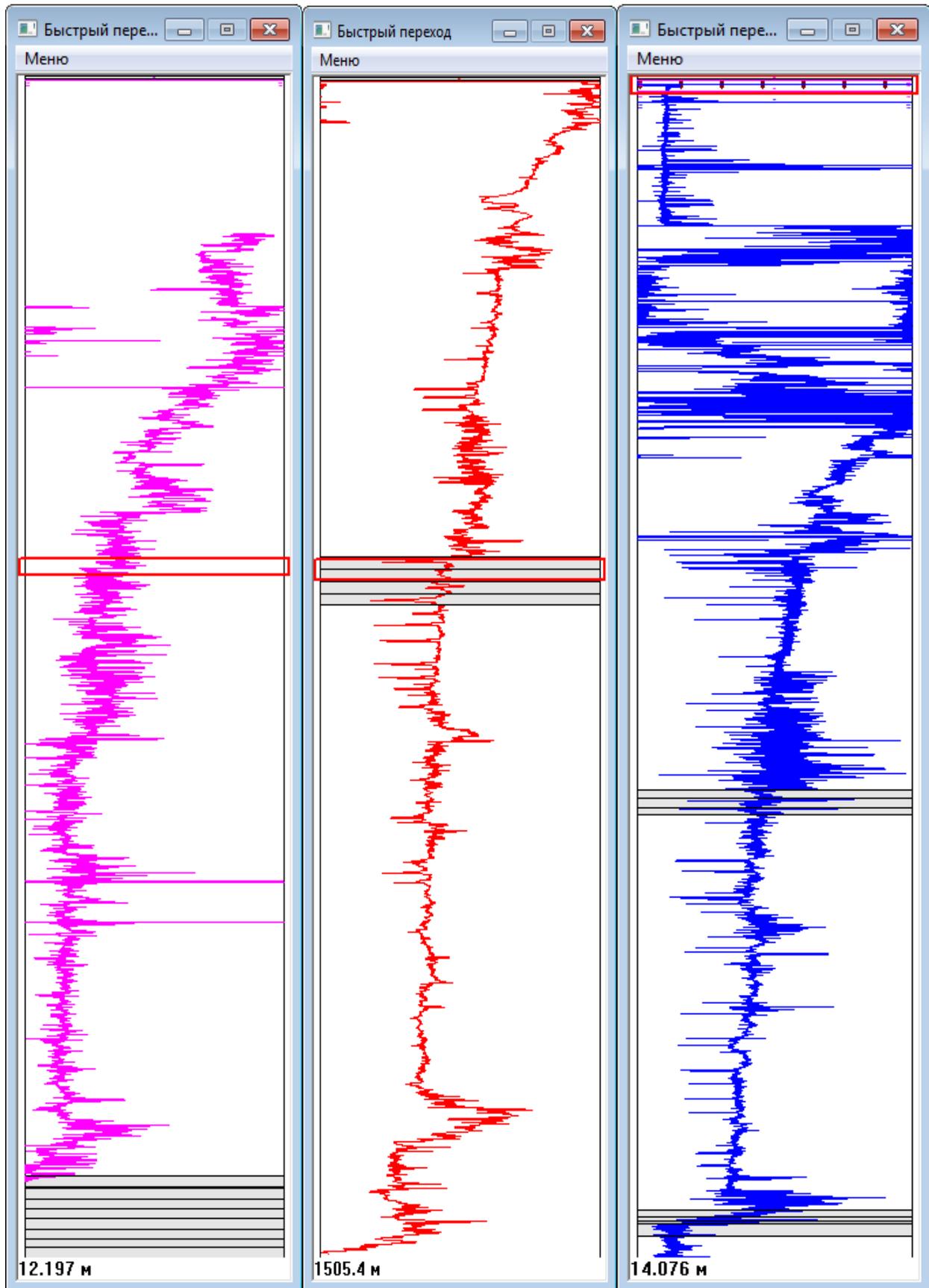


Рисунок 1. 1 - Примеры записи метода АК в скважинах 200R, 341R, 202R
Красноленинского месторождения Каменного (восточная часть) ЛУ

Диаграммы интервального времени, полученные с помощью отечественной аппаратуры, как правило, содержат погрешности, связанные с техническим состоянием ствола скважины, а также неверные проставления масштабов на диаграммах акустического каротажа. В связи с этим в первую очередь кривые АК проверялись на наличии плохого качества записи в интервалах каверн (Рис. 1.2).

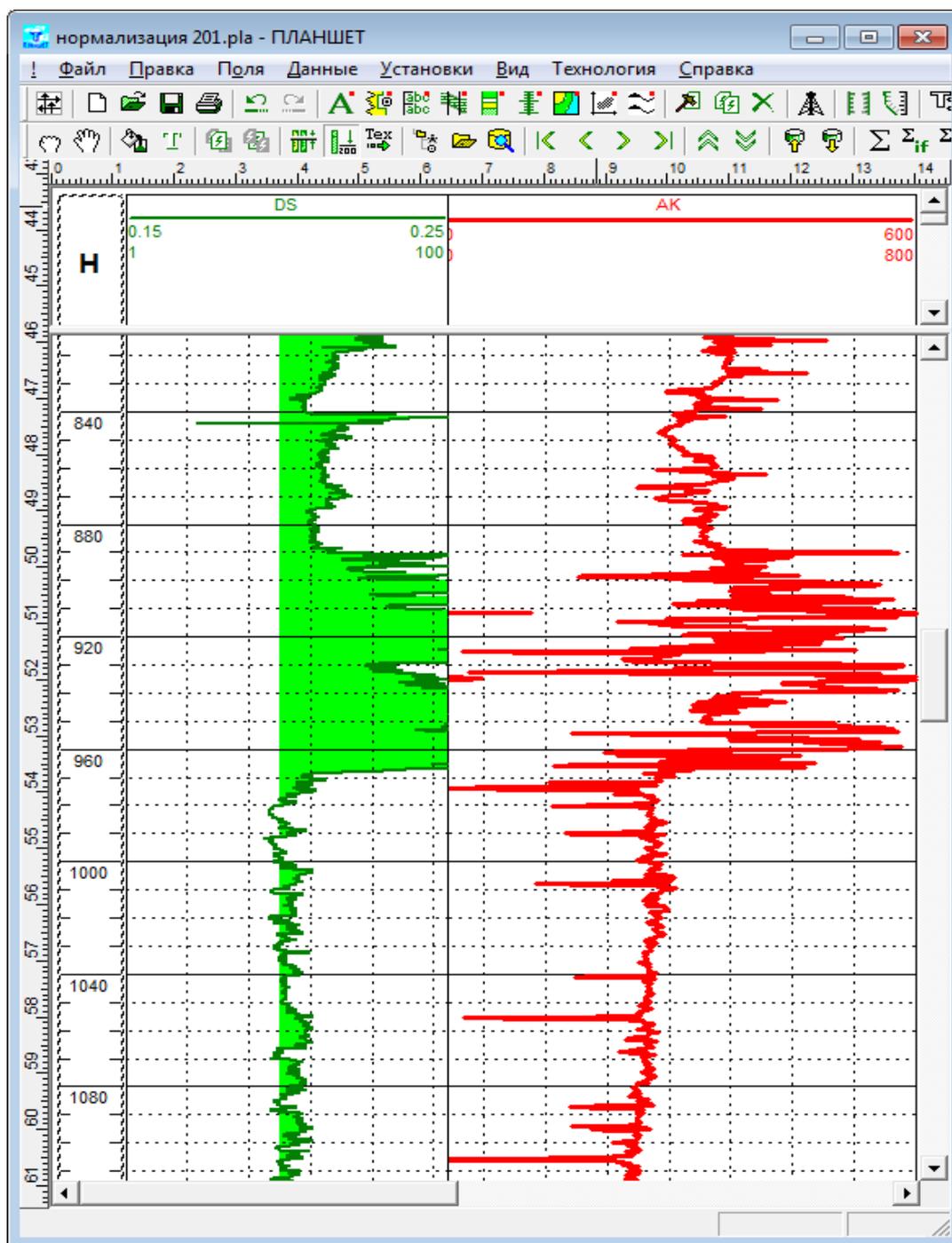


Рисунок 1. 2 - Пример скважины 201R, в интервале 890-970 м

По кривой кавернометрии (DS) зафиксирована каверна, в этом же интервале на кривой АК наблюдается плохое качество записи.

На примере скважины 76R Красноленинского месторождения рассмотрим интервал отложений тюменской свиты (Рис. 1.3).

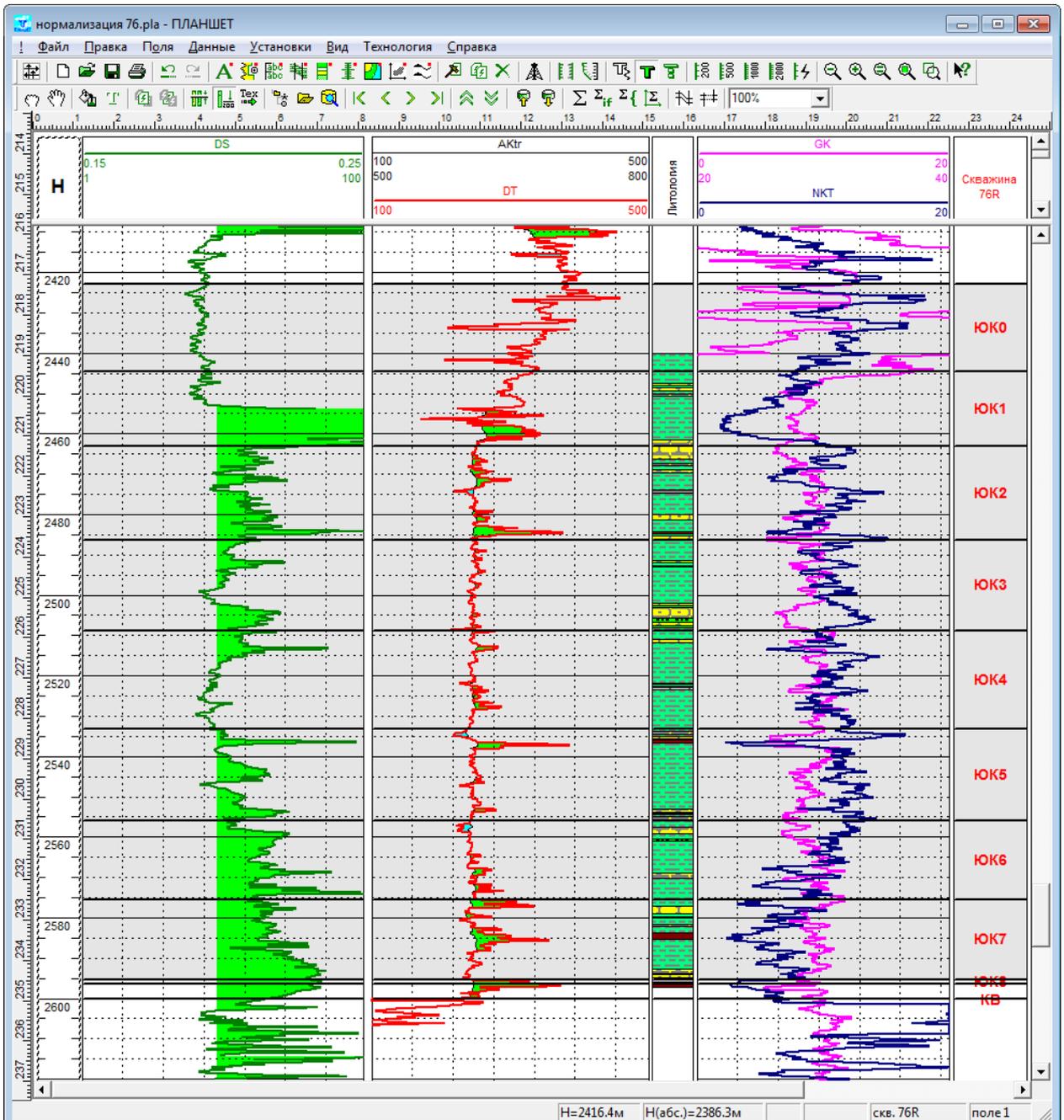


Рисунок 1.3 - Пример скважины 76R. Красноленинского месторождения, интервал отложений тюменской свиты

По кривой кавернометрии (кривая DS), отмечается обширная зона каверн, которые в свою очередь влияют на показания акустического метода (кривая DT). На кривой АК влияние каверн отмечено зеленой заливкой.

Так же в интервале каверн на кривых АК встречаются «пропуски фаз». Пропуски фазы возникают в интервале каверн, когда прибор регистрирует только волну T2, а волна T1 теряется (не доходит до приемника).

Методика исправления, данных искажений, основывается на ручной коррекции кривой АК. Существующие автоматизированные подходы, заключающиеся в установлении единого значения кривой АК в интервале каверн, или в сильном сглаживании кривой, соответственно не позволяют исправить АК с тем же качеством, что в ручном режиме.

Необходимо отредактировать всю кривую АК, чтобы подавить пропуск фаз или так называемые «Z-эффекты», выглядящие как пилообразные участки кривой. А также необходимо произвести редакцию всей кривой АК, с целью убрать с неё влияние размытых глин (каверн). Предварительная обработка кривых ГИС должна включать также визуальный анализ качества материалов, увязку кривых по глубине и стандартизацию масштабов регистрации кривых. Пример корректировки кривой АК за указанные факторы приведен на рисунке 1.4.

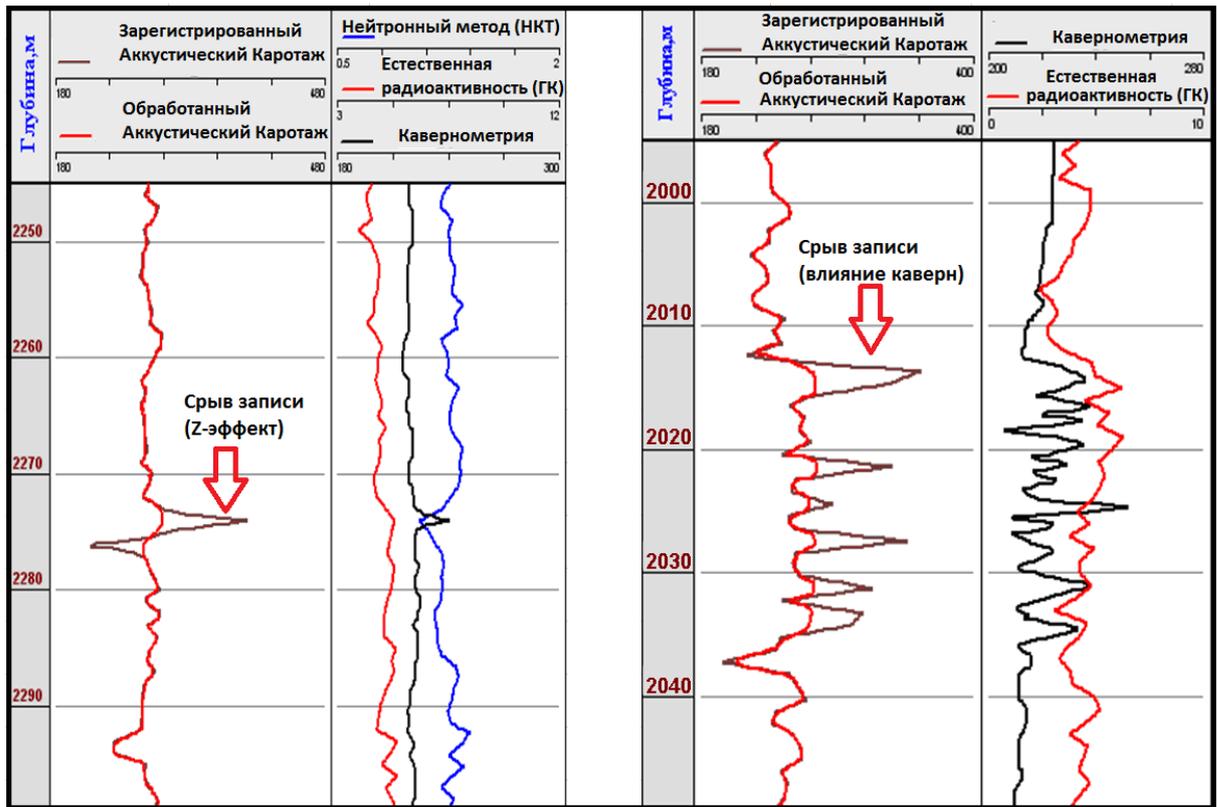


Рисунок 1. 4 - Пример коррекции кривых АК - за срыв записи (Z-эффект) и за влияния каверн

При коррекции кривых АК в интервале каверн необходимо использовать результаты обработки данных ВСП. Предварительно годограф продольной волны по ВСП пересчитывается в интервальное время пробега продольной волны.

$$\Delta T = \frac{1000000}{VP}$$

где:

ΔT – интервальное время пробега продольной волны

VP – скорость продольной волны

На рисунке 1.5 показано сопоставление замера кривой АК и результата обработки данных ΔT по ВСП. В интервале каверн значения по методу АК выше, чем уровень значений ΔT определенный по ВСП для данной глубины. Редакция АК в интервале каверн приводится, путем приведения значений АК к уровню тренда по ВСП.

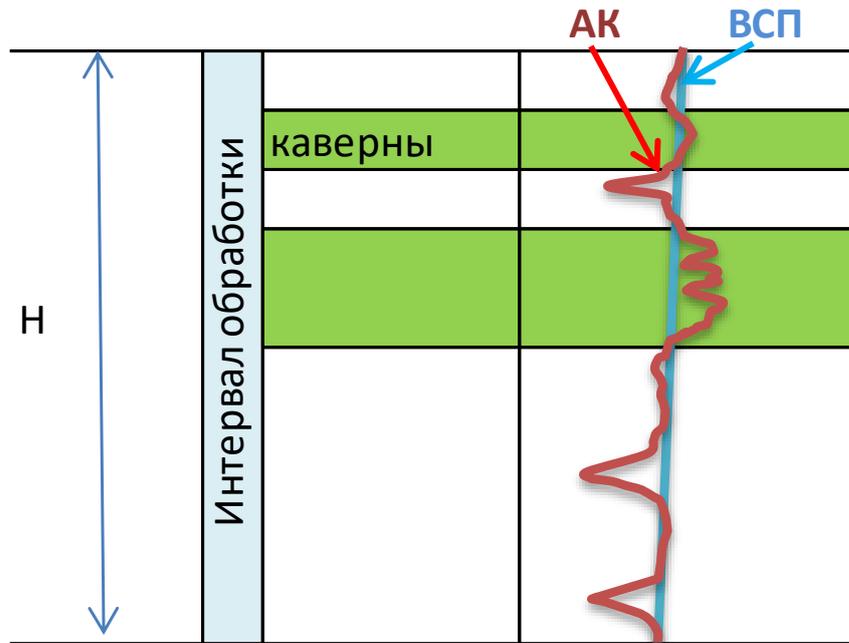


Рисунок 1. 5 - Схема сопоставления интервального времени пробега продольной волны по данным ВСП и акустического каротажа

Т.к. ВСП проведено не во всех скважинах, достаточно определить с уровнем замеров в эталонной скважине и использовать его при редакции в остальных скважинах.

В результате процедуры ручной коррекции кривых АК получаем кривую, исправленную от влияния каверн и аппаратных ошибок. Пример исправленной кривой АК приводится на рисунке 1.6.

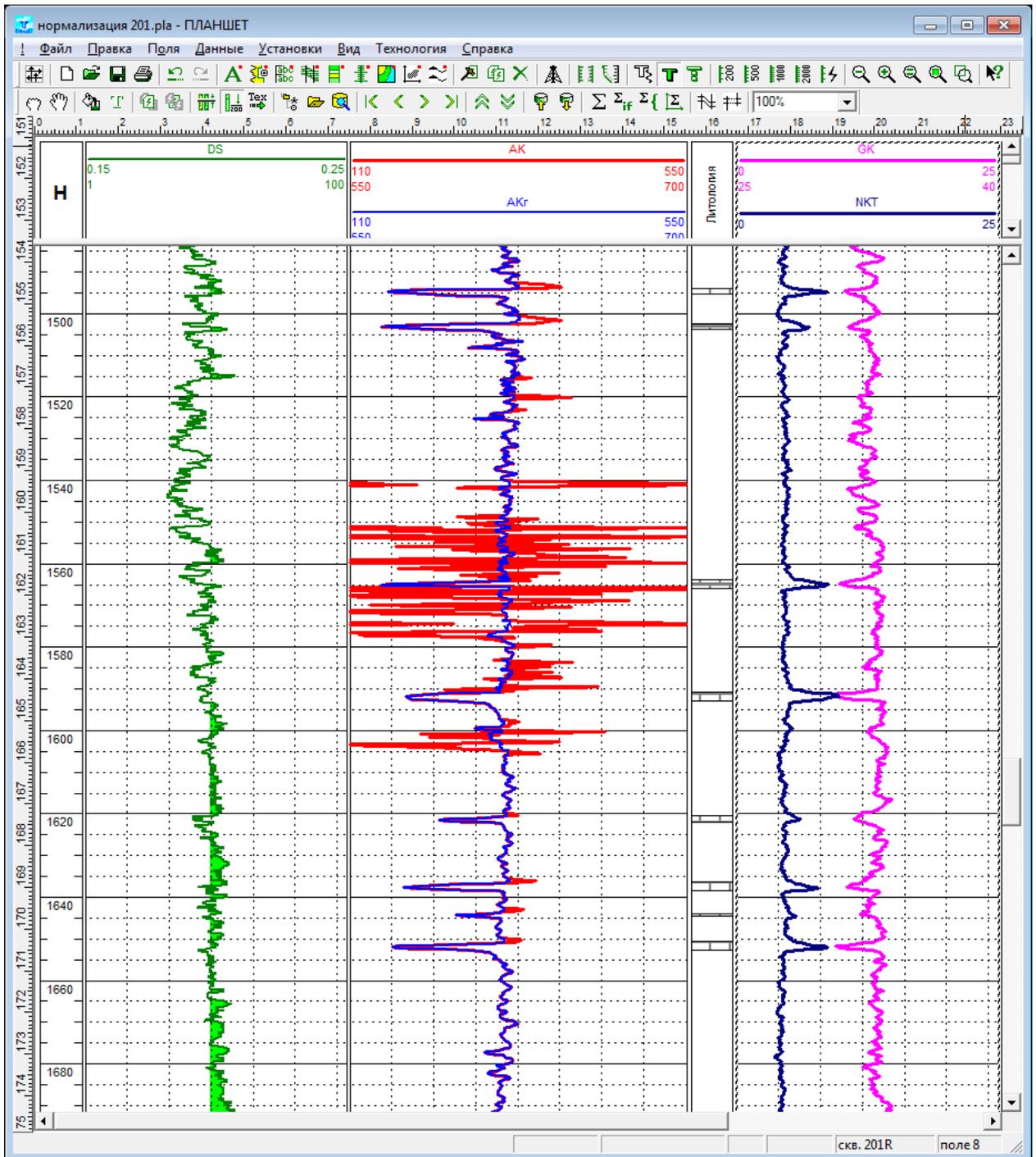


Рисунок 1. 6 - Результат исправления кривой АК в скважине 201R

Красноленинского меторождения. Красная кривая АК – исходная запись, синяя кривая АКг – отредактированная

Запись метода ГК-п представляет собой значения объемной плотности пород по разрезу скважины. Исключение составляют интервалы каверн и неровностей стенок скважины, в которых вместо породы идет регистрация

плотности промывочной жидкости и честит находящихся в ней во взвешенном состоянии. Задача обоснования плотностной модели пород в разрезе скважины делится на этапы контроля качества записи кривой и устранения искажений в интервале каверн (рис. 1.7), которые аналогичным образом с АК проводятся в ручном режиме.

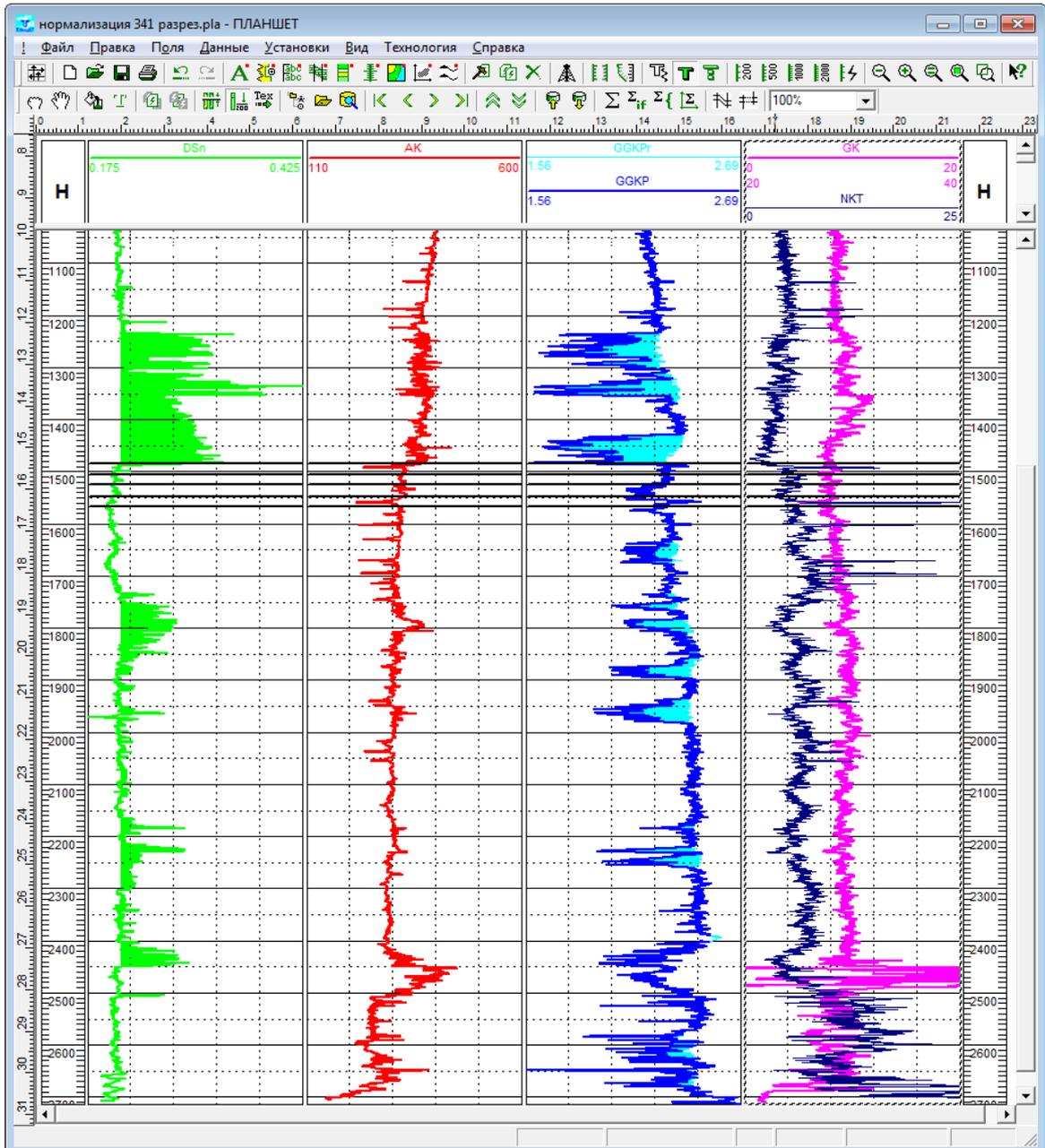


Рисунок 1. 7 - Пример скважины 314R. Красноленинского месторождения.

Голубая заливка на синей кривой ГГК-п – интервалы, где плотностной каротаж подвержен влиянию каверн и нуждается в коррекции

После исправления кривых АК и ГГК-п, в первую очередь улучшается их качество. Кривые выглядят так, словно запись производилась в идеальной скважине, стенки которой не подвержены технологическим воздействиям в процессе бурения.

В результате, при использовании исправленных кривых получается: 1 - более качественная привязка сейсмических данных к скважинам. Т.к. по исправленным кривым АК и ГГК-п рассчитывается синтетическая сейсмограмма (трасса) с лучшим качеством (у нее лучше сходимость с реальной сейсмической трассой); 2 – используя входную информацию хорошего качества при сейсмической инверсии, получается более надежный прогноз петрофизических свойств горной породы по латерали, а как следствие более достоверные результирующие сейсмогеологические модели.

Следующим этапом является проверка масштаба записи кривых АК и ГГК-П (Рис. 1.8), в случае отклонения кривой от эталонной скважины выполняется стандартизация (Рис. 1.9).

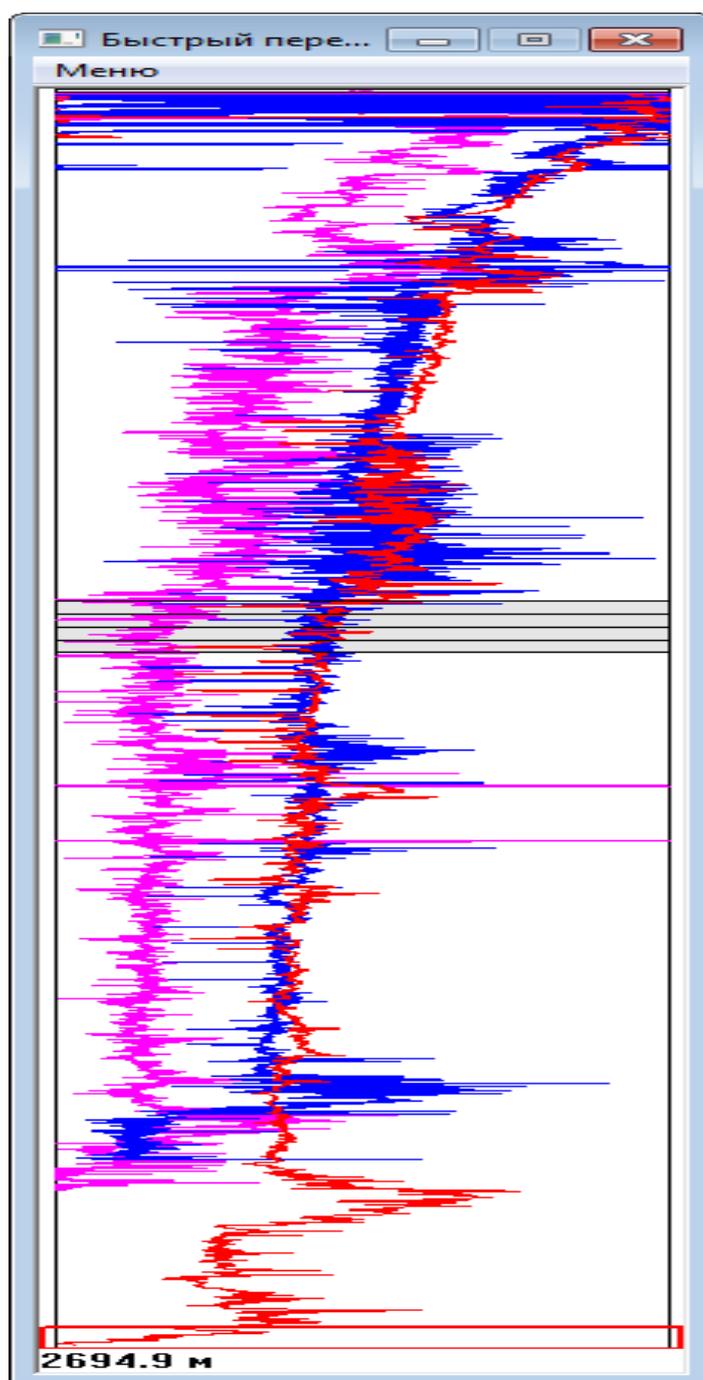


Рисунок 1. 8 - Пример сопоставления кривых АК в одном масштабе по скважинам 200R, 341R, 202R Красноленинского месторождения

Из приведенного рисунка видно, что кривые АК по скважинам 341R и 202R лежат в одном диапазоне значений (красная и синяя кривые), а масштаб записи АК по скважине 200R от них отличается (малиновая кривая).

Пример стандартизации показаний АК приведен на рисунке 1.9.

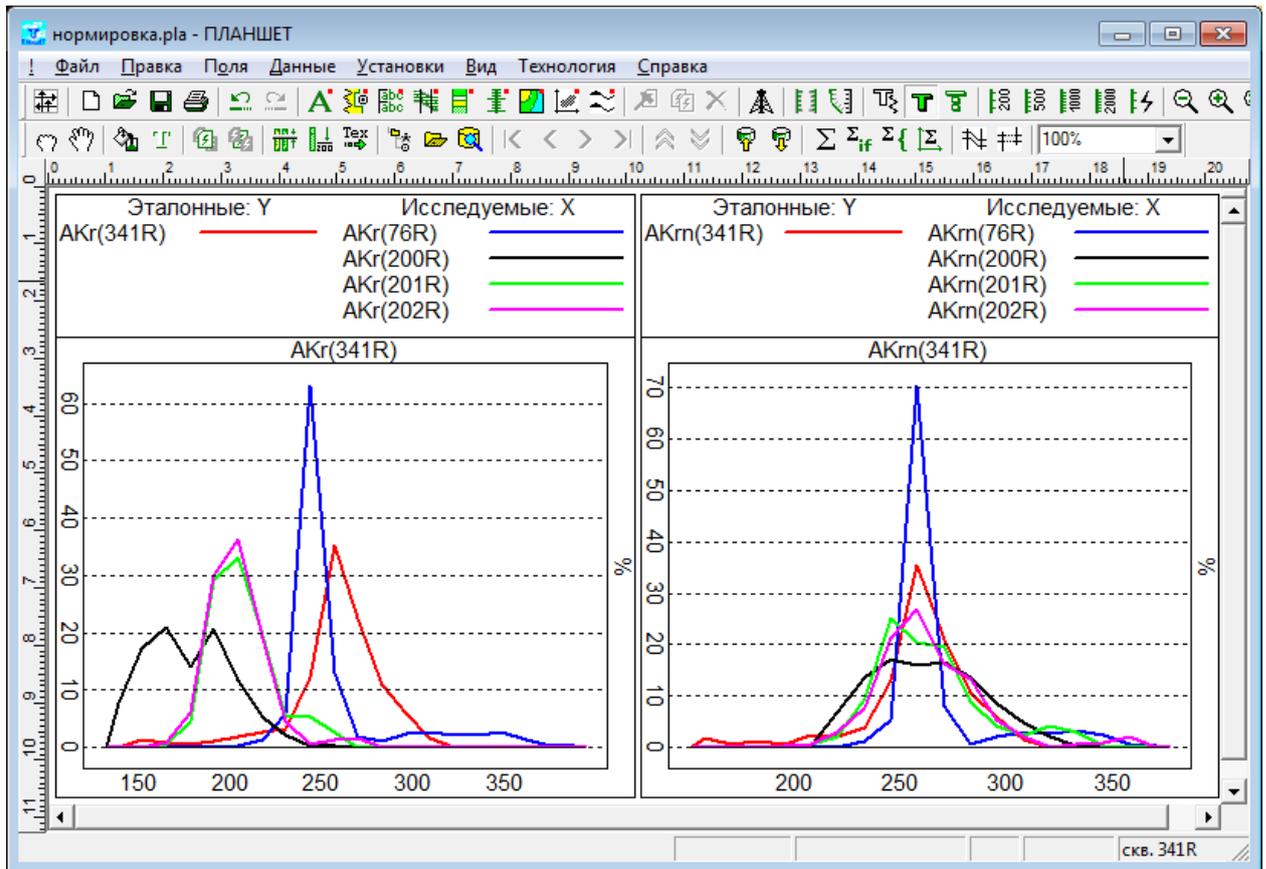


Рисунок 1. 9 - Пример стандартизации показаний акустического АК каротажа в пластах тюменской свиты по скважинам Каменного (восточная часть) ЛУ

На данном планшете нормализации кривых (Рис. 1.9) и на рисунке 1.8, мы видим, что кривые АК (до стандартизации) не лежат на едином тренде (законе изменения скоростных характеристик разреза с глубиной). Это вызвано тем, что геофизические приборы, которыми проводились записи АК в скважинах, имели разные настройки на момент регистрации каротажа.

В таком случае необходимо выполнить процедуру нормирования кривы по всем скважинам на эталонную. Стандартизация показаний методов АК осуществляется на основании сопоставления распределений в нормируемой и опорной скважине. В качестве опорной, необходимо выбирать скважину, охарактеризованную представительным керновым материалом, в которой выполнено вертикальное сейсмическое профилирование.

Аналогичным методом выполняется контроль и корректировка масштабов записи кривых нейтронного метода (НКТ, НГК) и плотностного метода (ГГК-п), которые необходимы нам на следующих этапах работы.

В работе предлагается адаптивный (управляемый) подход к обработке данных геофизических исследований скважин (ГИС) для целей построения сейсмогеологических моделей, основанный на формализации показателя качества результатов обработки и взаимоувязанном учете основных факторов, не связанных с изучаемыми объектами.

От качества и достоверности сейсмогеологических моделей нефтегазовых месторождений во многом зависит эффективность их эксплуатации. Построение сейсмогеологических моделей – многоэтапный процесс, основанный на комплексировании данных ГИС-сейсморазведка. Управление этим процессом слабо формализовано вследствие чего результат во многом зависит от опыта и интуиции геофизиков и не имеет количественной оценки качества и достоверности.

Одним из важных этапов построения сейсмологической модели является этап обработки данных ГИС, направленный на повышение их качества за счет устранения (учета) факторов, не связанных с изучаемыми геологическими объектами.

Управление качеством является в настоящее время одним из ключевых направлений повышения эффективности процессов и организационных структур (предприятий) [94].

Согласно Э.У. Демингу [23] управление качеством включает этапы: планирование изменений, выполнение, контроль изменений, корректирующие воздействия. Принципиальным для управления качеством является измерение результатов (контроль изменений). Таким образом, ключевым вопросом для управления процессом обработки данных ГИС является оценка качества данных ГИС до и после обработки.

При построении сейсмологических моделей нефтегазовых объектов Западной Сибири в первую очередь используют кривые акустического (АК) и плотностного каротажа (ГГК-П). Их качество зависит в первую очередь от таких

факторов как: наличие каверн, аппаратурные ошибки, разномасштабные измерения в различных скважинах.

Анализ предыдущих работ по интерпретации материалов сейсморазведки 3Д, выполненных в филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени, а также в других предприятиях, занимающихся геологоразведочными работами на нефть и газ, показал, что мероприятия по исправлению кривых АК и ГГК-П либо совсем не проводились, либо выполнялись в неполном объеме. Процесс обработки практически не контролировался: какие мешающие факторы имели место в исходных данных и в какой степени они учтены, было известно только специалисту, проводившему обработку данных. О надежности результата обработки, можно было судить только по квалификации специалиста. Указанное приводило к неконтролируемым ошибкам в результирующей сейсмогеологической модели.

В работе предлагается адаптивный (управляемый) подход к обработке данных ГИС для целей построения сейсмогеологических моделей, основанный на формализации показателя качества результатов обработки и согласованном учете основных факторов, не связанных с изучаемыми объектами.

1.2. Оценка качества данных ГИС

Для **интегральной оценки качества кривых** (данных ГИС используемых для целей построения сейсмогеологических моделей) по интервалу обработки предлагается показатель качества – КК, количественно учитывающий перечисленные выше факторы [132].

$$КК=(1- P_{кав})*(1-P_a)*(1-P_n) \quad (1)$$

где

КК – коэффициент качества,

$R_{\text{кав}}$ – вероятность ошибки из-за каверн,

R_a – вероятность ошибки из-за недоучета аппаратурных ошибок,

R_n – вероятность ошибки, связанной со стандартизацией кривых.

Вероятность ошибок из-за влияния каверн оценивается путем отнесения суммы всех интервалов, осложнённых кавернами к интервалу обработки, и описывается соотношением:

$$R_{\text{кав}} = \frac{\sum h_{\text{кав}i}}{H} \quad (2)$$

где H – мощность интервала обработки, $\sum h_{\text{кав}i}$ – сумма толщин каверн в интервале обработки.

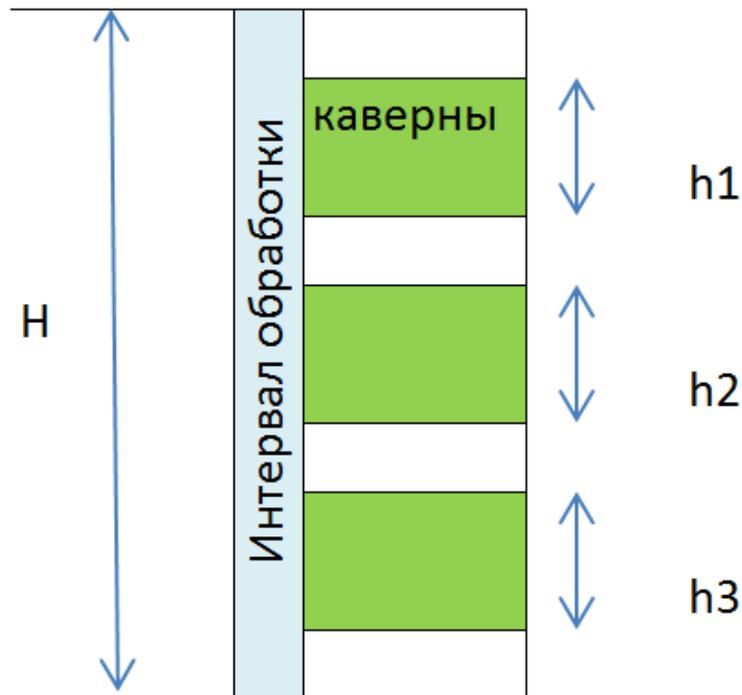


Рисунок 1. 10 - Схема анализа вероятности ошибок связанных с влиянием каверн на кривые АК и ГГК-П

Если все процедуры по исправлению каверн выполнены, то вероятность ошибки $R_{\text{кав}}$ будет стремиться к 0.

Аналогичным образом, путем отнесения суммы всех интервалов, в которых выявлены аппаратурные ошибки к интервалу обработки, оцениваются срывы

записи на каротажных кривых АК и ГГК-П. Сам показатель P_a описывается уравнением:

$$P_a = \frac{\sum h_{ai}}{H} \quad (3)$$

где H – мощность интервала обработки, $\sum h_{ai}$ – сумма толщин интервалов с выявленными искажениями на записи кривых в результате аппаратных ошибок.

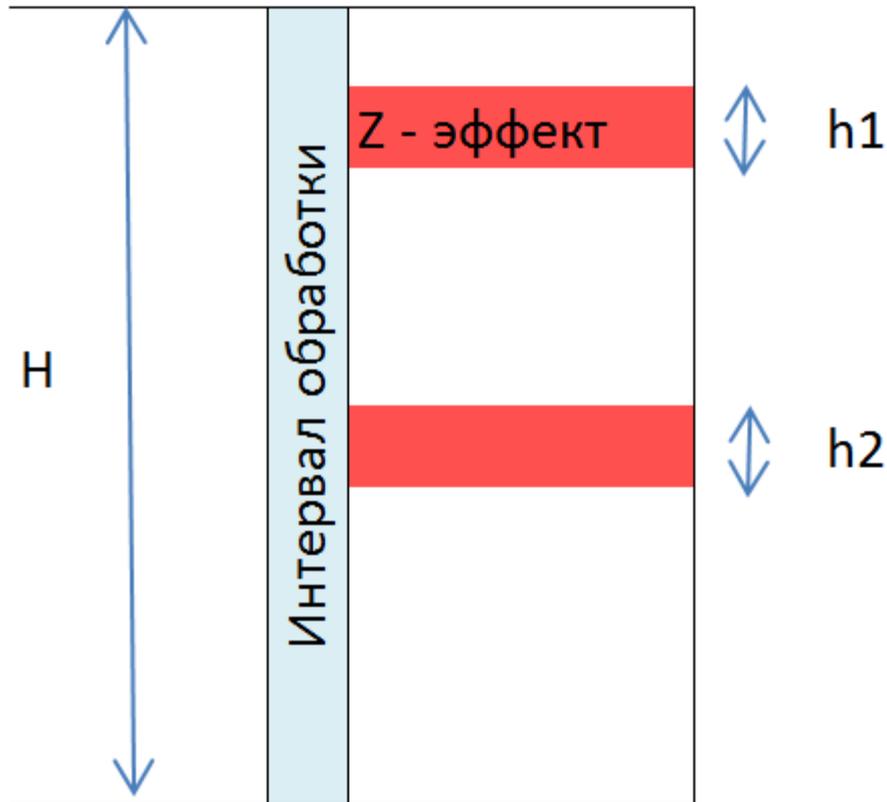


Рисунок 1. 11 - Схема анализа вероятности аппаратных ошибок

При стандартизации кривых АК и ГГК-П проводится их приведение к эталонным величинам опорной скважины. Степень сходимости стандартизуемой и опорной скважин характеризуется коэффициентом корреляции – $R_{ак(ггк - п)}$ между значениями АК (ГГК-П) в текущей и опорной скважинах, который и используется для оценки вероятности ошибки связанной с нормализацией (масштабированием) кривых.

$$P_n = 1 - R_{ак(ггк - п)} \quad (4)$$

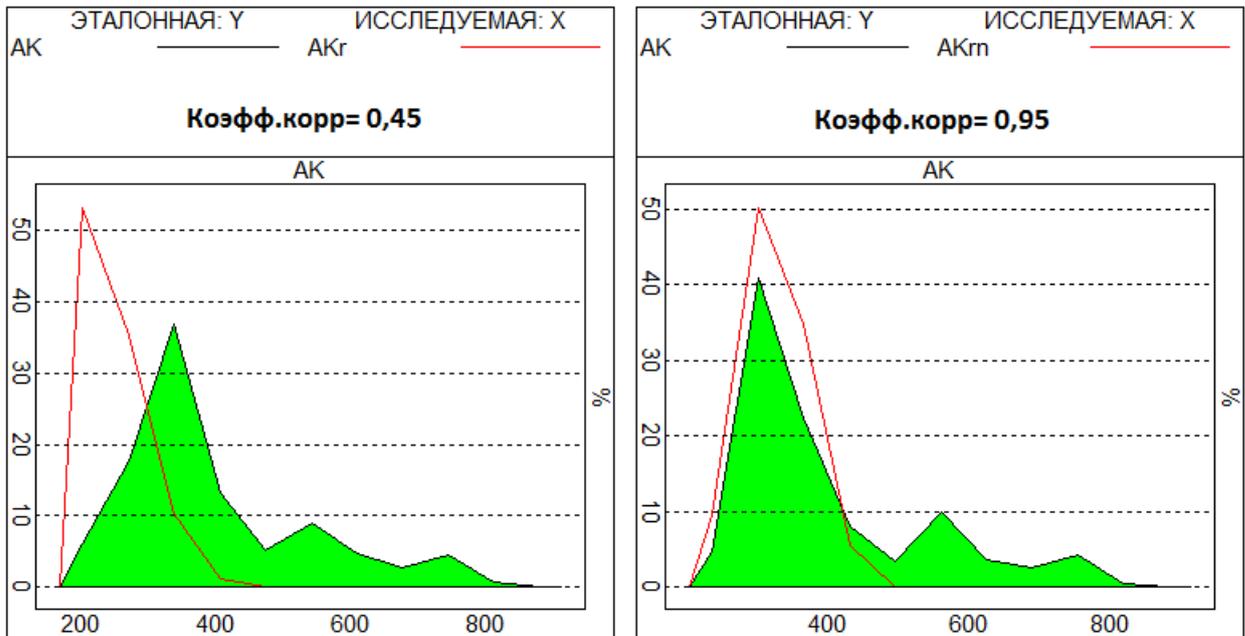


Рисунок 1. 12 - Стандартизация кривой АК. Коэффициент корреляции до и после нормировки

В процессе обработки каротажных кривых АК и ГГК-П происходит уменьшение ошибок $R_{\text{кав}}$, R_a , R_n в результате чего возрастает их качество КК.

В качестве формального **показателя эффективности обработки** можно рассматривать показатель

$$K_{\text{Эо}} = \frac{K_{\text{Квых}} - K_{\text{Квх}}}{1 - K_{\text{Квх}}} \quad (5)$$

где

$K_{\text{Эо}}$ – показатель эффективности обработки,

$K_{\text{Квх}}$ – значение показателя качества кривой до обработки,

$K_{\text{Квых}}$ – значение показателя качества после обработки.

Поскольку предложенный показатель качества кривых является интегральным, в дополнение к нему предлагается использовать **функцию надежности кривых**

$$K_{\text{Н}}(z) = 1 - \frac{\Phi_1(z) + \Phi_2(z) + \Phi_3(z)}{3} \quad (6)$$

Где, Φ_1 , Φ_2 , Φ_3 - перечисленные выше факторы (влияние каверн, аппаратурные ошибки, не стандартизованные кривые), принимающие значения 0 (отсутствует фактор), 1(присутствует фактор), z - глубина.

При $KH(z) = 1$, влияние перечисленных факторов отсутствует.

При $KH(z) = 0$, все перечисленные факторы присутствуют (это наименее надежные участки кривых ГИС).

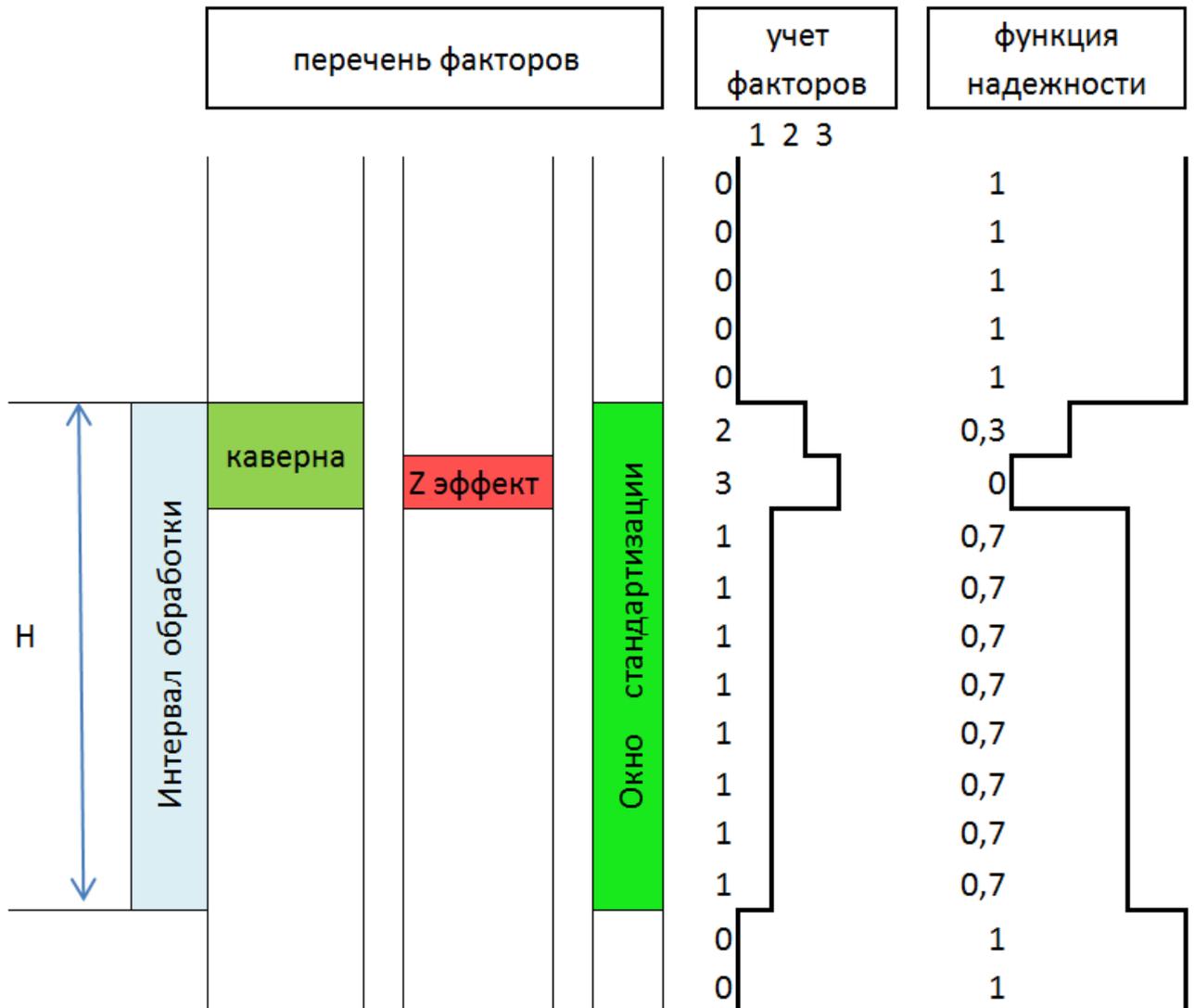


Рисунок 1. 13 - Схема построения функции надежности

Функция надежности может рассчитываться до и после обработки кривых ГИС. При этом если влияние, какого-либо фактора уверенно исключено, то он принимается равным 0 при расчетах, в противном случае -1.

При построении сейсмогеологической модели функция надежности, играя роль протокола состояния данных, дает дифференциальную (поинтервальную,

поточечную) оценку субъективности кривых ГИС и указывает места, к которым нужно в первую очередь вернуться при рассогласовании комплекса данных ГИС – сейсморазведка.

На этапе комплексирования данных ГИС и сейсморазведки, обладая такой дополнительной информацией специалистам легче принять решение, связанное с оценкой качества результирующей сейсмогеологической модели и корректировкой, при необходимости, графа обработки входной информации.

1.3. Адаптивная обработка данных ГИС

1.3.1. Сущность адаптивного подхода к обработке данных ГИС

Адаптивный подход к обработке данных ГИС включает в себя следующие этапы:

1. Анализ исходных кривых ГИС $\{Г_i\}$, $i = \overline{1, \bar{A}}$, где \bar{A} количество анализируемых методов (кривых) ГИС.

Оценка качества $КК_i^0$ и надежности $КН_i^0$ кривых.

Выделение зон и направлений обработки.

2. Обработка кривых с целью устранения (учета) не геологических факторов ГИС $Г_i^0 \xrightarrow{A_j} Г_i^j$.

где $Г_i^0$ - исходная кривая

$Г_i^j$ - обработанная кривая

0_j – версия обработки

A_j - процедура обработки

3. Оценка качества $КК_i^j$ и надежности $КН_i^j$ обработанных кривых ГИС.

Если качество кривых удовлетворительное- $KK_i^j > KK_0i$ и $KN_i^j > KN_0i$, то переход на следующий этап, иначе переход на этап 2 (переобработка по отдельным методам ГИС). Величины KK_0i и KN_0i являются пороговыми значениями показателей качества и надежности по соответствующим методам ГИС.

4. Построение предварительных геологических моделей по отдельным методам ГИС $\{GM_i^j\}$, $i = \overline{1, A}$

5. Согласование частных геологических моделей между собой и с эталонами $\{GM_i^j, GM_i^э\}$.

Выделение зон рассогласования.

Если все частные модели согласованы (отсутствуют зоны рассогласования), то завершение обработки и переход на этап 8, иначе далее.

6. Анализ $\{KK_i^0, KN_i^0, KK_i^j, KN_i^j\}$, выделение наименее качественных и надежных данных в зонах рассогласования.

7. Переход на этап 2 (переобработка данных ГИС).

8. Построение сейсмогеологической модели.

9. Оценка качества сейсмогеологической модели – КСМ.

В случае если качество модели не удовлетворительное, то возврат на анализ и переобработку данных ГИС (этап 6).

Таким образом, совокупность $\{KK_i^j, KN_i^j\}$ (где j – версия обработки) получаемых в процессе обработки отображает историю обработки и позволяет при необходимости выявить слабые места и вернуться к ним.

1.3.2. Примеры обработки данных ГИС

Для иллюстрации предлагаемого подхода рассмотрим обработку данных по Южно-Потанайской площади.

Акустический каротаж был проведен в 6 из 21 поисково-разведочной скважины пробуренных на площади работ, плотностной каротаж - в 4 скважинах.

При этом в одной скважине запись АК признана неудовлетворительной (брак). В связи с этим, проводилась оценка качества и коррекция данных АК и ГГК-П, для задач сейсмогеологического моделирования.

Коррекция данных акустического и плотностного каротажа проводилась по всему объему скважин с целью исключения влияния каверн и аппаратурных искажений. Пример откорректированных кривых представлен на рисунке 1.14.

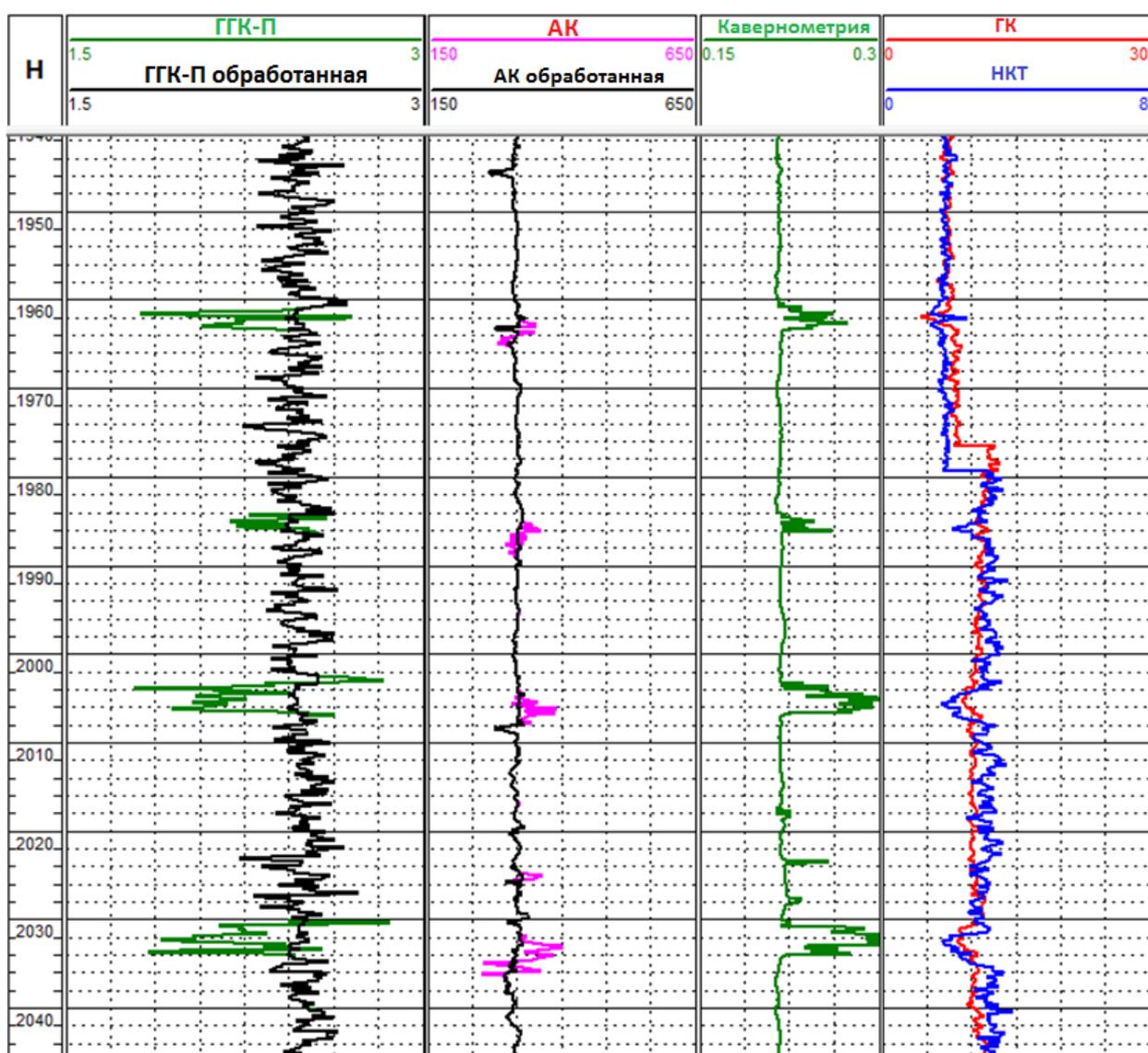


Рисунок 1. 14 - Пример обработки кривых АК и ГГК-П

На этапе обработки велась оценка качества кривых АК. Для оценки вероятности ошибок из-за влияния каверн по всем скважинам строилась (в автоматическом режиме, по написанному нами алгоритму) опорная кривая $\Phi 1$ –

показывающая в каких интервалах происходило исправление кривой АК и рассчитывалась величина $R_{\text{кав}}$ для дальнейшей оценки качества кривых. Для учета аппаратных ошибок строилась опорная кривая $\Phi 2$ и рассчитывалась величина вероятности аппаратных ошибок P_a (рисунок 1.15).

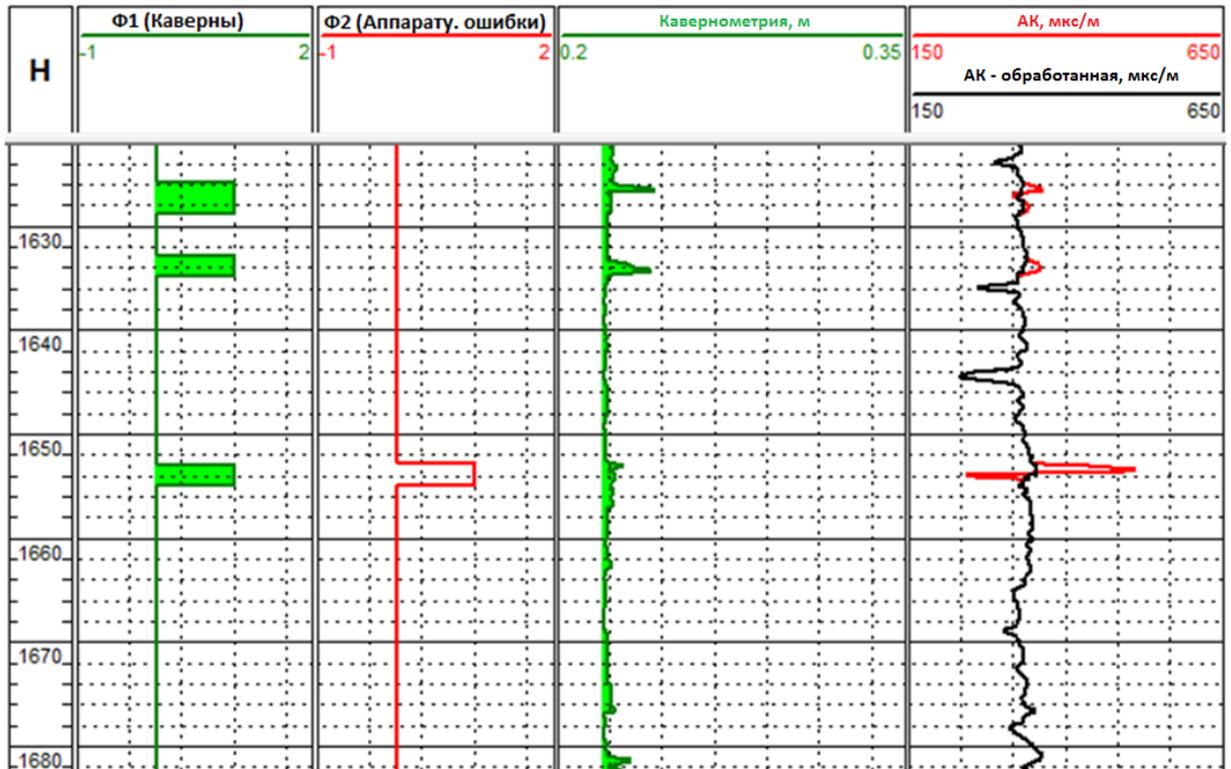


Рисунок 1. 15 - Пример исправленной кривой АК и опорных кривых ошибок в интервалах влияния каверн и аппаратурных ошибок

При приведении кривых АК и ГГК-П к эталонным величинам опорной скважины рассчитывалась вероятность ошибки, связанной со стандартизацией кривых – P_n (рисунок 1.16).

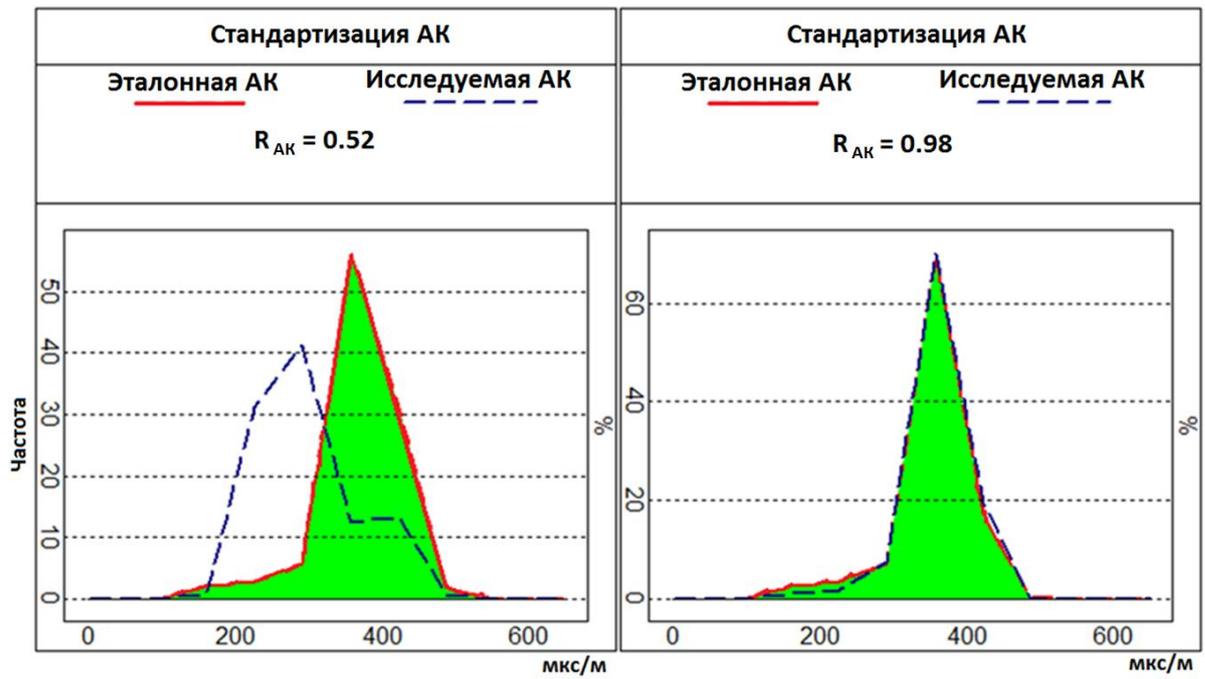


Рисунок 1. 16 - Стандартизация кривой АК. Коэффициент корреляции до и после нормировки

После расчёта необходимых показателей по всем скважинам был оценен коэффициент качества кривых АК и ГГК-П, эффективность обработки и кривая надежности. Результаты обработки приведены ниже в таблице 1.1. На рисунке 1.17 показана расчетная кривая надежности.

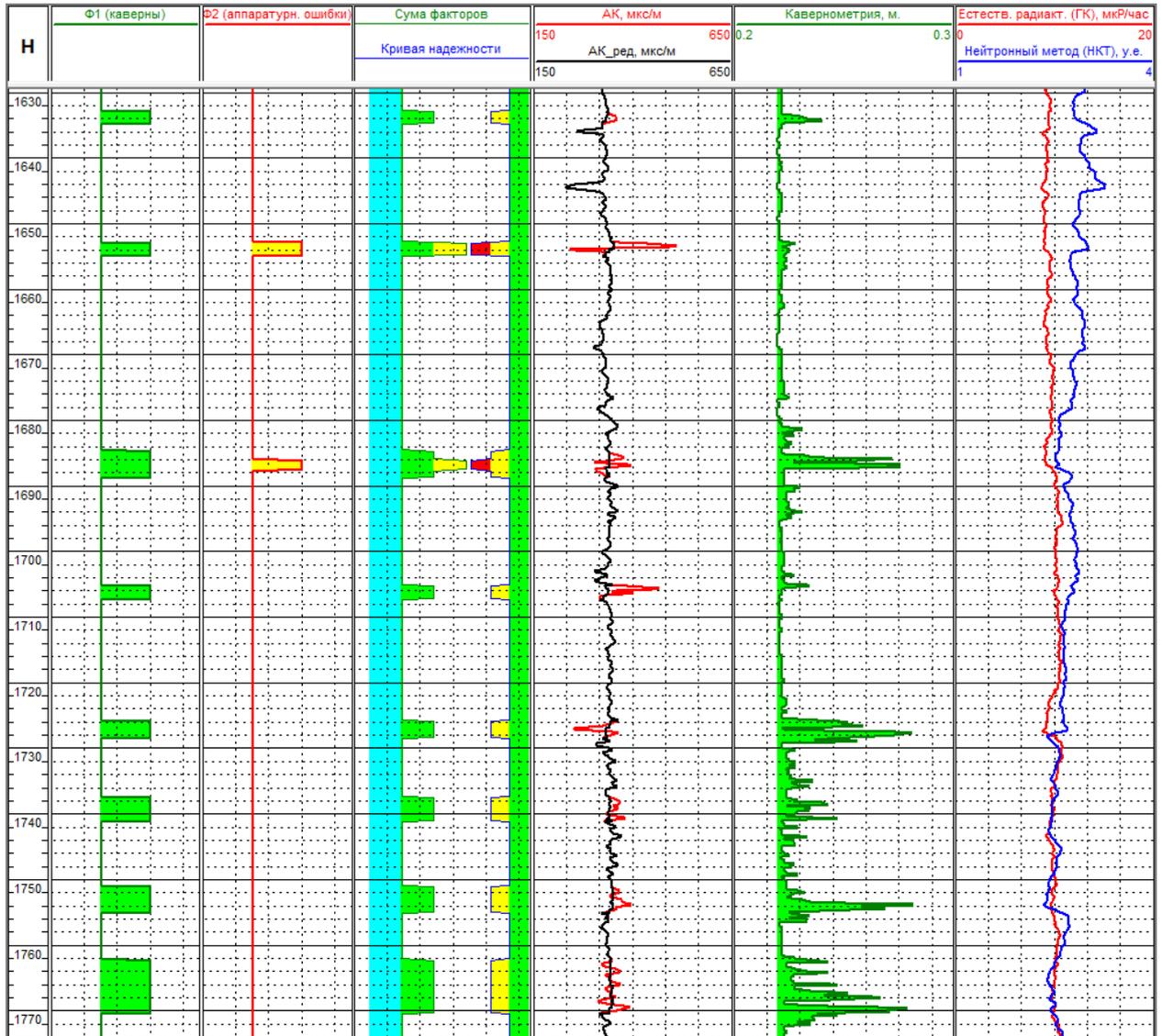


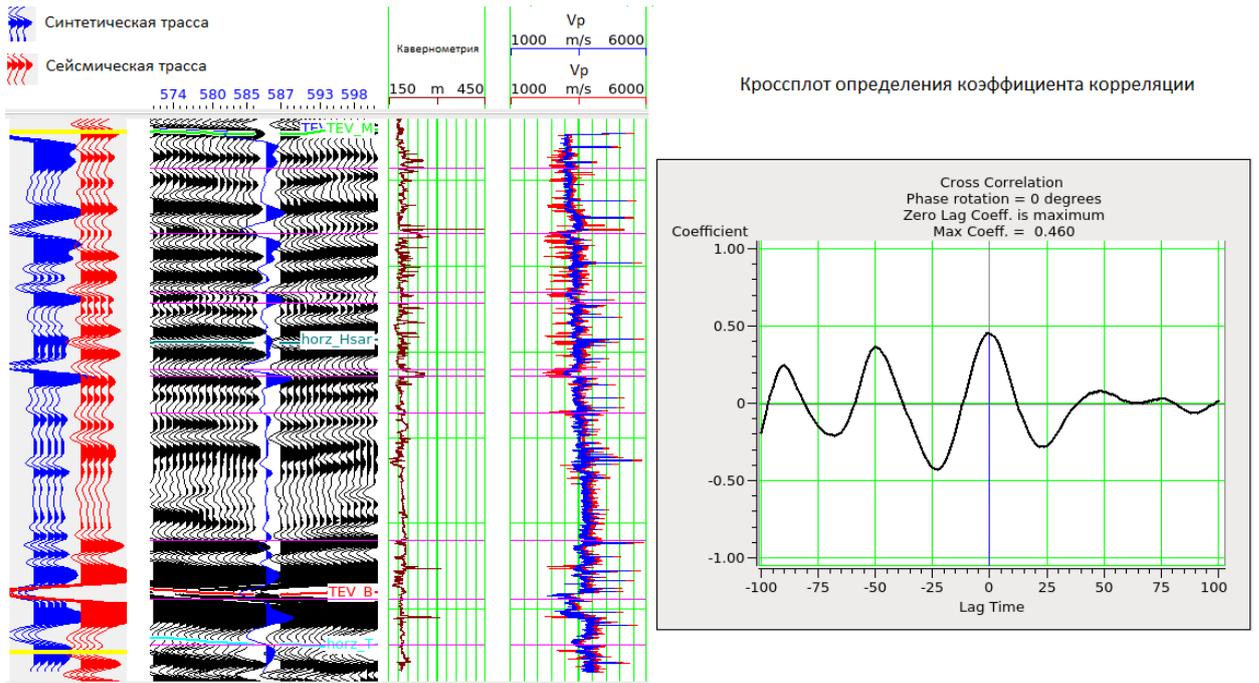
Рисунок 1. 17 - Результат расчета функции надежности по скважине Южно-Потанайской площади

Таблица 1. 1 - Показатели качества и эффективности обработки данных АК

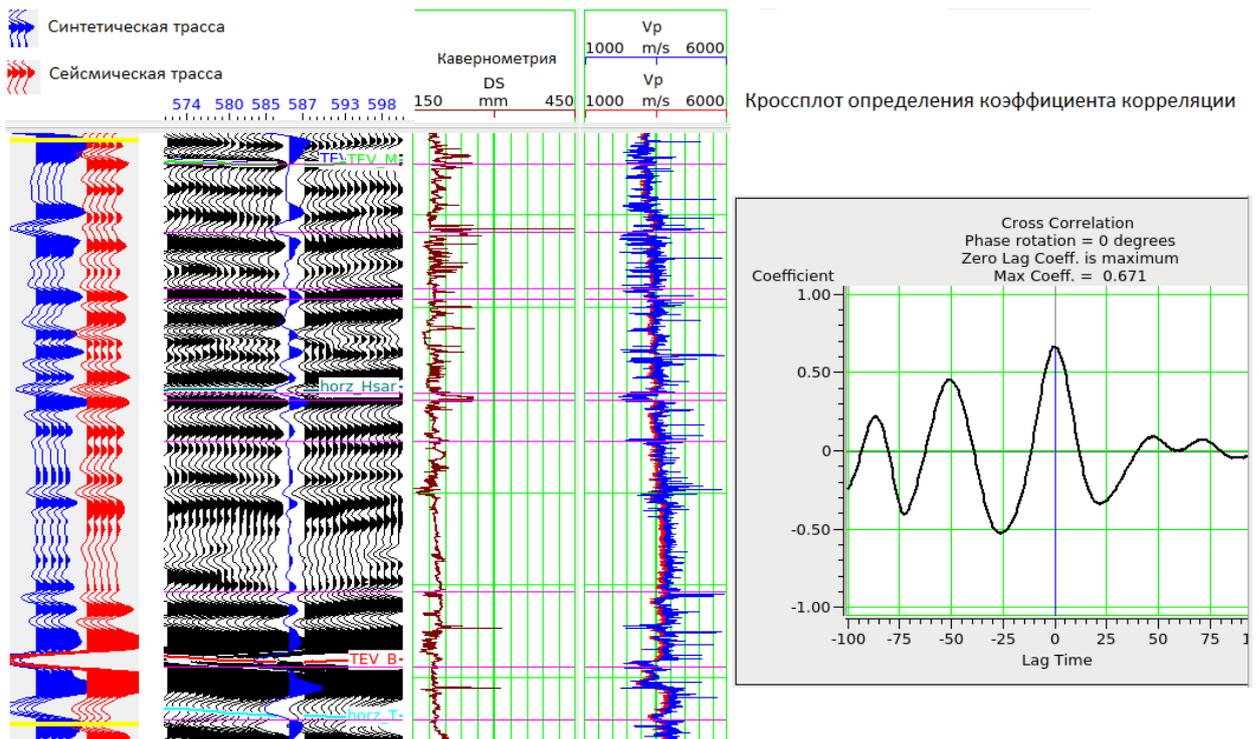
Скважи на	До обработки				После обработки				Эффект ивность
	Р _{кав}	Р _а	Р _н	КК	Р _{кав}	Р _а	Р _н	КК	Кэо
1	0.177	0.005	0.48	0.425	0.017	0.000	0.020	0.963	0.936
2	0.137	0.000	0.530	0.406	0.020	0.000	0.010	0.971	0.951
3	0.269	0.005	0.300	0.509	0.063	0.000	0.010	0.928	0.853
4	0.076	0.011	0.310	0.630	0.000	0.000	0.020	0.980	0.946
5	0.070	0.000	0.470	0.493	0.027	0.000	0.030	0.944	0.890
Среднее				0.532				0.959	0.915

В качестве примера эффективности обработки по предлагаемой методике можно также рассмотреть данные по одному месторождению Западной Сибири.

Пример на рисунке 18 показывает, как в результате обработки данных АК и ГГК-П по одной из скважин увеличивается коэффициент корреляции (Max Coeff.) между реальными сейсмограммами и синтетическими с 0.46 до 0.67. На рисунке 1.18а представлены исходные данные скорость продольной волны (V_p) и соответствующие им синтетические сейсмограммы, а также функция взаимной корреляции (ФВК) синтетики с реальной сейсмограммой. На рисунке 1.18б представлена информация по обработанным данным. В первом случае синтетические сейсмограммы рассчитаны по стандартным каротажным кривым АК и ГГК-П. Во втором случае эти кривые были подвержены специальной обработке по нашей методике.



а)



б)

Рисунок 1. 18 - Пример влияния качества кривых АК, ГГК-П на результат привязки данных сейсморазведки к скважинам. Где V_p – скорость продольной ВОЛНЫ

ВЫВОДЫ

В работе предложен адаптивный (управляемый) подход к обработке данных ГИС для целей построения сейсмогеологических моделей, основанный на формализации показателей качества кривых ГИС и взаимоувязанном учете основных факторов, не связанных с изучаемыми объектами. Предлагаемая формализация процесса обработки позволяет управлять указанным процессом, сделать его более прозрачным, объективным, контролируемым. Кроме того, такая формализация позволяет формировать базы данных и знаний для эффективного решения задач геологического моделирования по комплексу данных ГИС-сейсморазведка. Также формализация методик позволяет повысить эффективность подготовки и повышения квалификации специалистов, то есть перевести эту деятельность из разряда искусства в разряд наукоемких технологий. Это особенно важно в многоэтапных процессах геологического моделирования. Целесообразно развитие предлагаемого подхода на другие этапы обработки и интерпретации данных ГИС и сейсмогеологического моделирования, совершенствование методического и алгоритмического обеспечения настройки предлагаемого подхода применительно к конкретным (типовым) сейсмогеологическим условиям.

2. Моделирование акустических и плотностных параметров по разрезу

Для точных построений сейсмогеологических моделей, необходима равномерная сетка скважин по всей площади работ. Наличие в скважинах записи АК и ГГК-п каротажа, является обязательным условием, для решения задач комплексирования данных ГИС и сейсморазведки. К сожалению, при работе со старым фондом поисково-разведочных скважин приходится сталкиваться с проблемами неполного комплекса ГИС. Первыми кто попытался создать методики для восстановления акустических и плотностных свойств разреза были Gardner L.W. (1974г.) и Faust L.Y. (1953г.), их научные исследования получили большое признание и вошли в состав зарубежных геофизических программных продуктов Landmark, GeoGraphix, OpenWorks и т.п.

2.1. Восстановление акустических параметров в скважине

Методы ГИС, имеющие различную физическую основу, по-разному ведут себя при сопоставлении с АК. Проведенные ранее исследования и накопленный практический опыт показывают, что наилучшей корреляцией с ΔT характеризуются показания нейтронных и электрометрических методов (КС). При этом НКТ обладают лучшей корреляцией с АК по сравнению с КС.

2.1.1. Методика восстановления кривой АК по данным КС (Faust L.Y. 1953г.)

Представлено уравнение Faust L.Y. (1953 г.) описывающее связь между скоростью (v) продольной Р-волны и сопротивлением (ρ) [1].

$$v = a * (H * \rho)^b \quad (\text{ft/s}) \quad (7)$$

где v – скорость продольной – волны, ρ – сопротивление по методу ГИС, a и b – зависящие от литологии коэффициенты (для песчано-глинистого разреза $a=1947$, $b=0.1667$), H – глубина.

Данное уравнение стали повсеместно применять на практике. Рассчитав кривую скорости продольной волны, ее пересчитывают затем в кривую АК (рисунок 2.1).

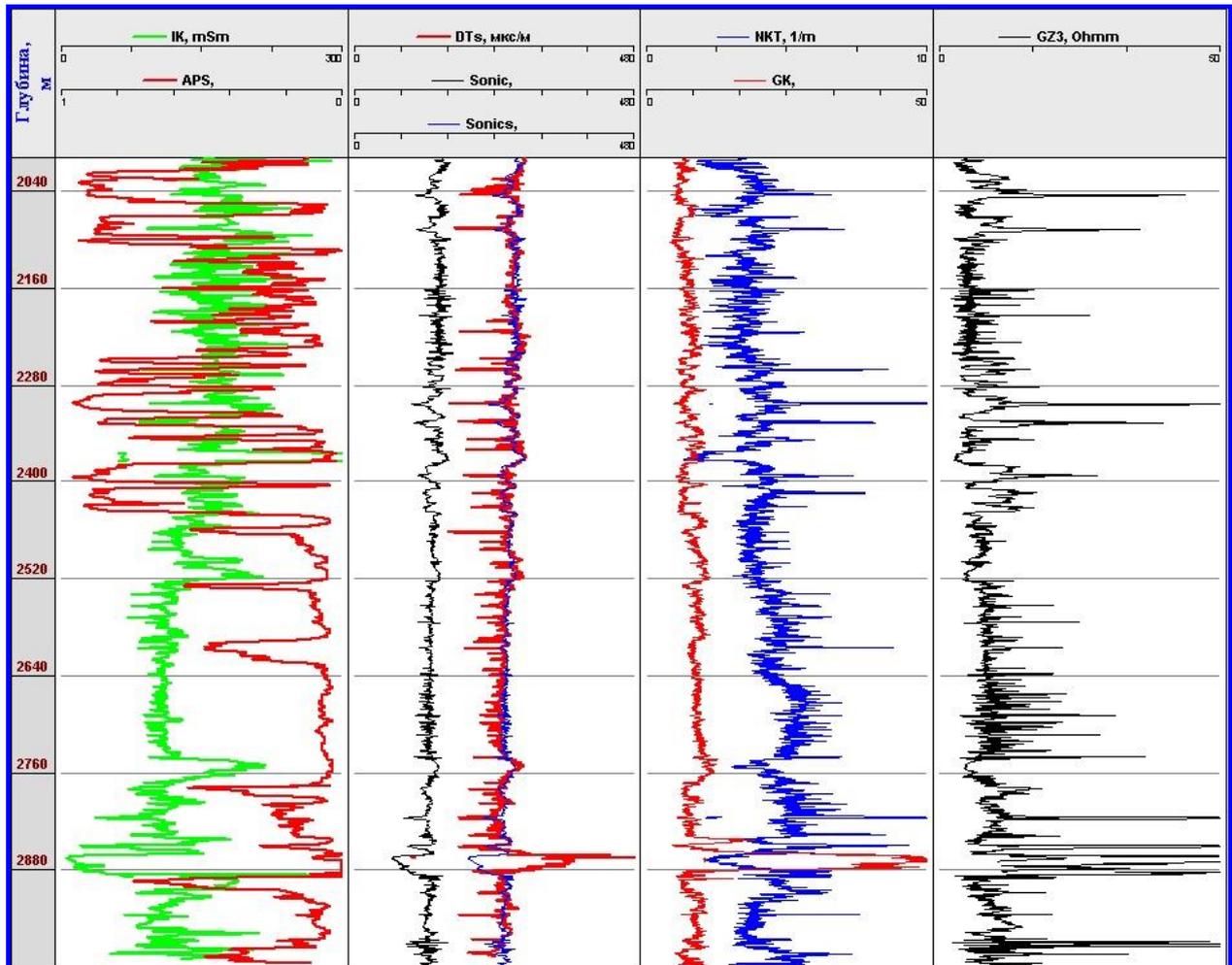


Рисунок 2. 1 - Пример расчётной кривой АК (Sonic) по методу Фауста

На рисунке 2.1 представлена расчетная кривая АК – Sonic по методу Фауста. Как видно она отличается от формы кривой АК (DTs) зарегистрированной в этой скважине. Расчетную кривую Sonic необходимо сильно сгладить и перемасштабировать в масштаб метода АК, результат кривая - Sonics.

В условиях Западной Сибири особенно в старых скважинах в основном имеется запись по всему стволу зонда КС-3. Восстановленная кривая АК из зонда КС-3, получается сильно дифференцированной, при ее сглаживании теряется геологическая информация в интервалах чередования маломощных терригенных и карбонатных прослоев.

Недостатки методов электрометрии заключаются в том, что для пластов-коллекторов с одинаковыми скоростными характеристиками, вследствие разницы в характере насыщения, а также в случае наличия зон проникновения фильтрата бурового раствора различной глубинности, их сопротивления могут варьировать в широком диапазоне. Кроме того, пропластки углистых пород, обладая чрезвычайно низкими по сравнению с карбонатными прослоями скоростями, характеризуются высокими сопротивлениями того же порядка, что и карбонатизированные разности. Следует также заметить, что в интервалах баженовской свиты и ее аналогов показания электрических методов имеют, как правило, бессистемный характер по отношению к скоростным характеристикам данной свиты.

В данной работе рекомендуется использовать иной подход, который основывается на моделировании показаний АК на основе иных методов ГИС.

2.1.2. Восстановление кривых АК по методу НКТ

Восстановление кривых АК (Δt) в интервалах отсутствия их регистрации проводится на основе зависимостей вида $\Delta t=f(J_n, H)$ (где J_n -показания нейтронного метода, H – абс. глубина). Для построения зависимости выбирается скважина с хорошим качеством записи методов АК и НКТ. Как правило, это эталонная скважина с наличием исследований керна. Связь между кривыми АК и НКТ хорошая и имеет высокий коэффициент корреляции. Для достижения такой тесноты связи, необходимо предварительно кривые АК и НКТ увязать между собой по глубине, а кривую АК обработать от срывов записи вызванных кавернами и

аппаратурными ошибками. Подробнее об обработке кривых АК изложено в работе [131]. Данная процедура позволяет восстанавливать участки отсутствия записи кривых, так и всю кривую целиком для скважин, где запись кривой АК не производилась. Пример таких зависимостей для различных месторождений приведен на рисунке 2.2.

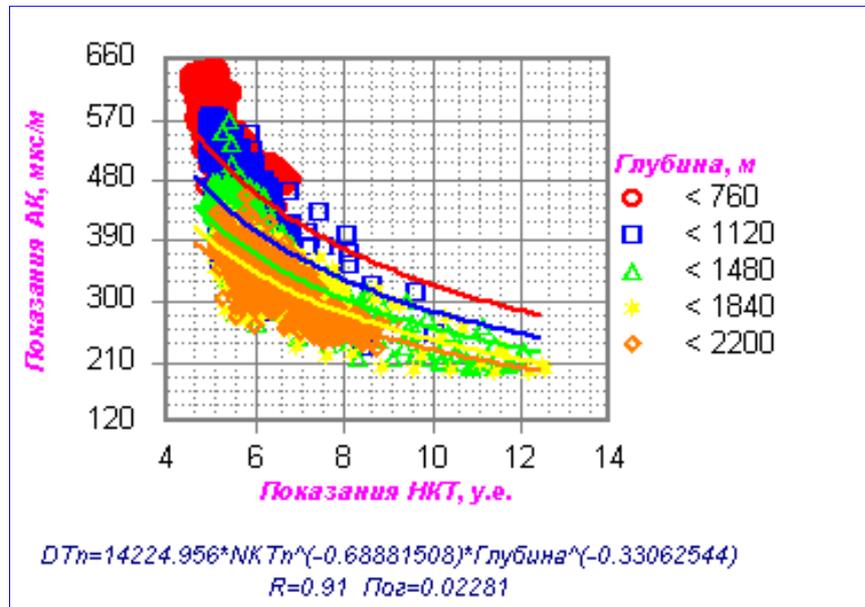


Рисунок 2. 2 - Пример зависимости $\Delta t=f(J_n, H)$

Сопоставление рассчитанных и зарегистрированных кривых АК приводится на рисунке 2.3. Из рисунка видно, что рассчитанные кривые меньше подвержены влиянию каверн, и срывам за «пропуск фаз».

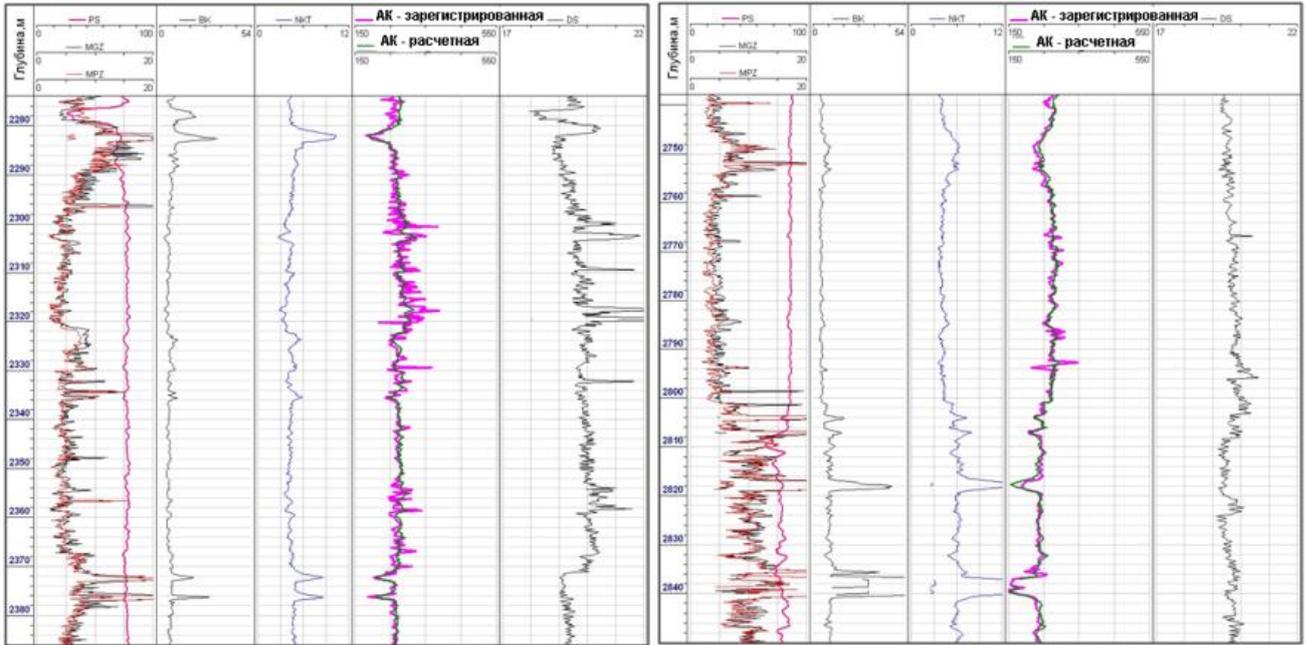


Рисунок 2. 3 - Пример сопоставления рассчитанных и зарегистрированных кривых АК

На данный момент, методика восстановления АК из НКТ, является одной из самых лучших, т.к. получаемый результат хорошего качества. Еще один плюс этой методики, то-что если сетка разведочных скважин весьма редкая и недостаточно на площади исследований АК, можно привлекать эксплуатационные скважины (желательно субвертикальные). Т.к. в эксплуатационных скважинах всегда проводят запись метода НКТ.

2.2. Восстановление плотностных параметров в скважине

Для расчета акустического импеданса среды по данным ГИС используют кривые АК и ГГК-П, последние, как правило, записаны в небольшом количестве скважин. После оценки качества записи ГГК-П в некоторых скважинах кривые бракуются. В остальных скважинах остаются диаграммы плотностного метода с

крайне низким качеством. В первую очередь, это связано со значительным влиянием на показания ГГК-П каверн в интервалах размытых глин и углей, а также слабой связью аномалий с литологией и керновыми определениями. Обычно последнее обстоятельство связано с превышением скорости записи при регистрации диаграмм.

2.2.1. Методика восстановления кривой плотности по данным АК (Gardner L. W. 1974г.)

Gardner L.W. в 1974 [2] году установил зависимость между скоростью (v) сейсмической Р (продольной)-волны и плотностью (σ) для различных типов осадочных пород:

$$\sigma = a * v^b \quad (20)$$

где σ - плотность – в $г/см^3$, v – скорость – в $м/с$, a и b – зависящие от литологии коэффициенты (для песчано-глинистого разреза $a=309.545$, $b=0.25$).

Скорость Р-волны можно определить из показаний интервального времени зонда АК по следующему уравнению:

$$v = 10^6 / АК \quad (21)$$

На рисунке представлен широкий диапазон скорости Р-волны и небольшой диапазон величин плотности по наиболее распространенным типам осадочных пород ч/з широкую область бассейнов, геологических эпох и глубин (до 25000 футов (7620 метров)) как показано на рисунке 2.4.



Рисунок 2. 4 - Зависимость плотности горной породы от скорости продольной волны породах различной литологии. Автор Gardner L. W. (1974г.) [2]

Попытки использовать данное уравнение для восстановления кривой плотности ГГК-П показали, что данный метод является сильно обобщенным, и при работе с конкретными объектами его использовать не желательно.

Уравнение (20) Gardner L. W. имеет тенденцию к завышению плотности песчаников и занижению плотности глинистых сланцев (Воскресенский Ю. Н., 2001г.). Поэтому, когда нужны более точные оценки плотностей, стремятся выявить эмпирические зависимости, используя данные конкретного района.

Усовершенствованная методика Gardner L. W.

В работе [133] предложено развитие методики Gardner L. W., позволяющее строить зависимость $\sigma = f(u)$ с учетом литологии и глубины.

Постоянная величина a заменена на переменную, зависящую от литологии и глубины. Для этого из выражения (20) выражается величина a и по данным метода ГГК-П и АК в эталонной скважине рассчитываются значения a для каждой литологической разности, с учетом глубины.

$$A(K, H) = \frac{\sigma_{(K,H)}}{u^{b_{(K,H)}}} \quad (21)$$

где

K – индекс литологической разности,

H – глубина (м).

Результатом является кривая - A .

Для терригенного разреза значения A , полученные указанным способом, меняются в пределах от 280 до 340 в зависимости от литологии горных пород, причем в интервалах каверн эта величина может снижаться до 220 (рисунок 2.5).

Экспериментальным путем получена зависимость между кривой нейтронного каротажа (НКТ) и расчетной кривой A с учетом глубины (рисунок 2.6):

$$A_{расч} = -50.1 * \lg(\text{НКТ}) + 35.85 * \lg(H) + 224.3 \quad (22)$$

Тем самым из уравнения (20) Gardner L.W. получаем уравнение (23) адаптированное к конкретному геологическому разрезу.

$$\sigma = A_{расч}(K, H) * u^b \quad (23)$$

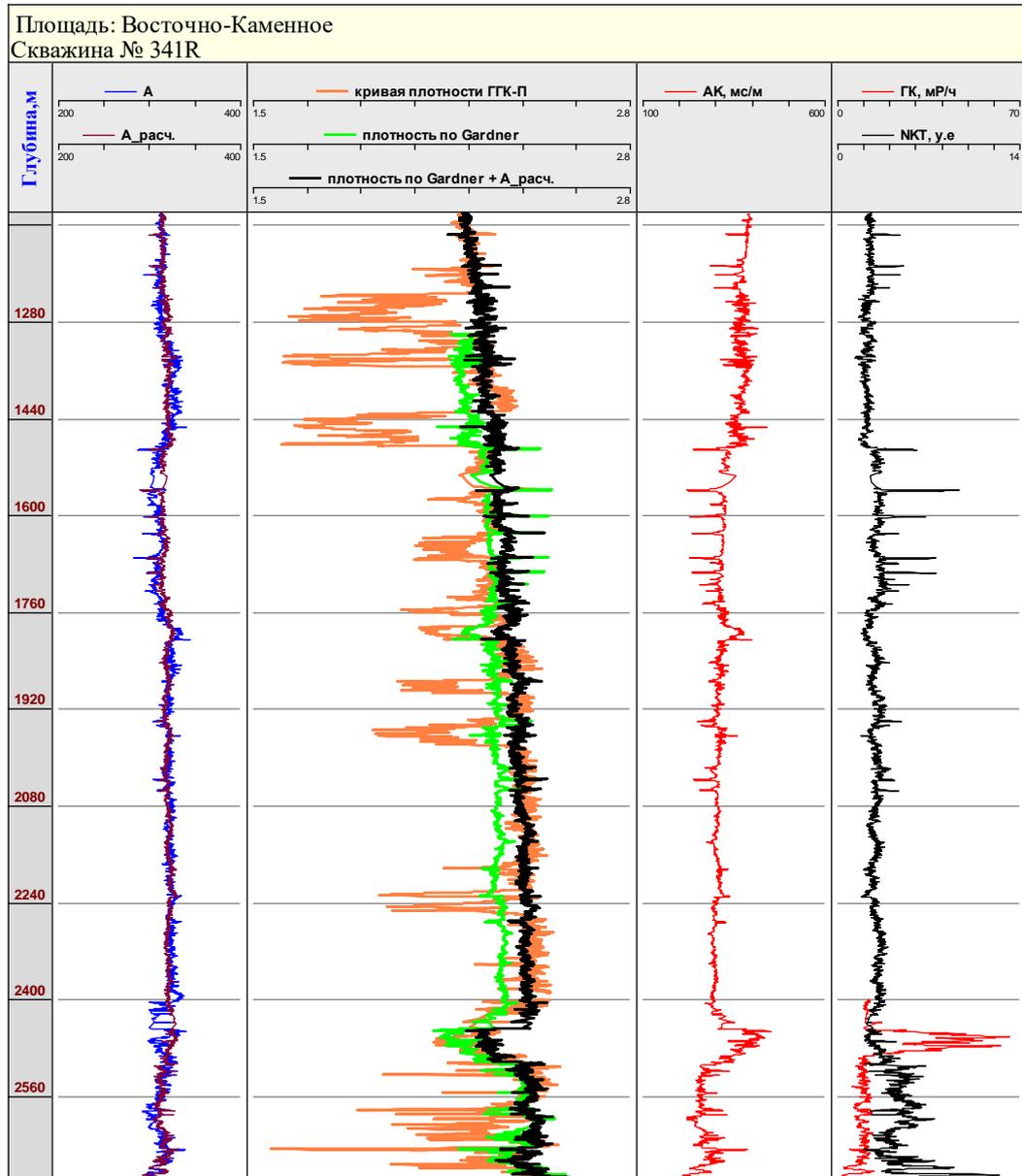


Рисунок 2. 5 - Пример усовершенствования методики Гарднера в скважине 341 Восточно-Каменной площади, Красноленинского месторождения

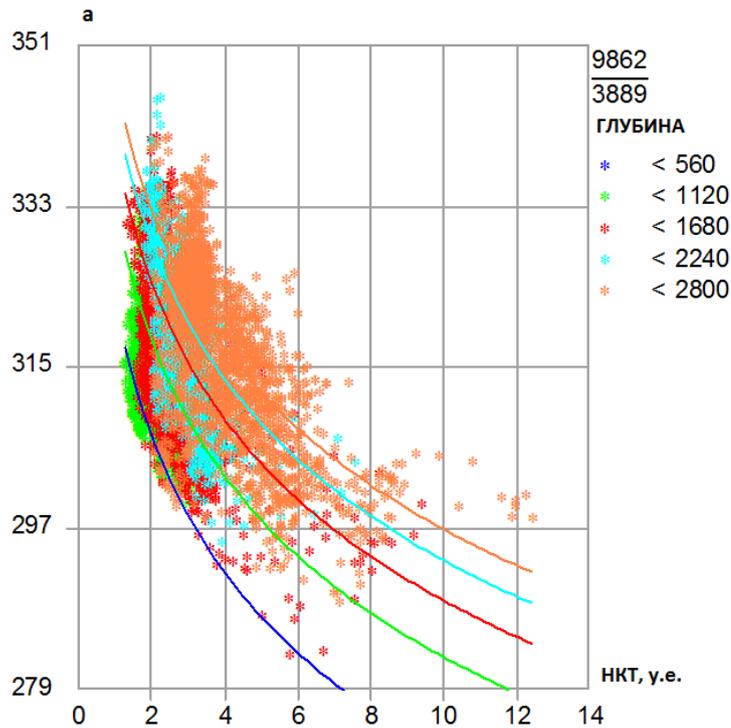


Рисунок 2. 6 - Зависимость между кривой нейтронного каротажа (НКТ) и расчетной кривой a с учетом глубины

На рисунке 2.7 показана переменная a (A) из уравнения (22) и расчетная кривая a ($A_{\text{расч.}}$) из уравнения (23). Так же на рисунке 2.5 показаны кривые плотности в одном масштабе, кривая зарегистрированная в скважине ГГК-П, рассчитанная кривая плотности по Гарднеру и плотность по усовершенствованной методике Гарднера.

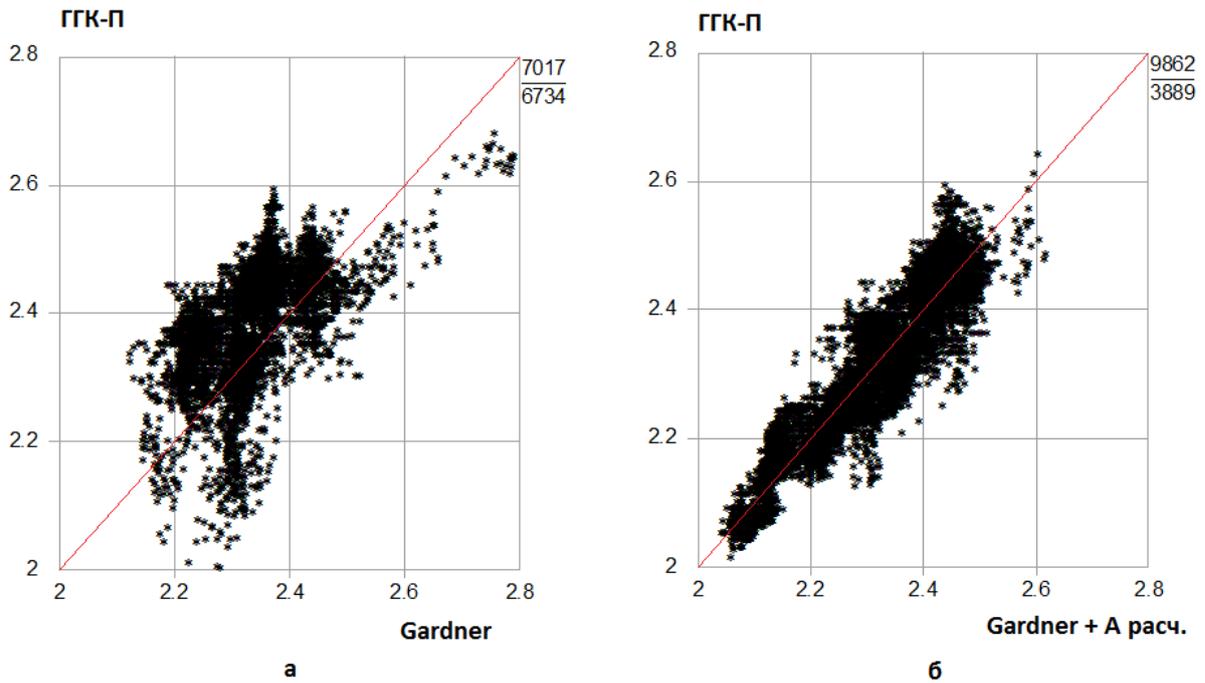


Рисунок 2. 7 - Сопоставление кривых плотности в скважине, а – ГГК-П и Gardner по известной формуле, б – ГГК-П и Gardner по новой методике

Из примера, показанного на рисунке 2.5 и из сопоставлений (рисунок 2.7) видно, что восстановленная кривая плотности по новой методике больше соответствует зарегистрированной кривой ГГК-П в скважине, это делает предложенный подход по оптимизации известного уравнения Гарднера актуальным и более правильным т.к. в данном случае учитываются геологические особенности строения разреза в скважине.

Анализ решения практических задач показывает, что усовершенствованная методика Гарднера более эффективна, чем авторская. Предложенную методику можно применять в скважинах, где отсутствует запись ГГК-П и имеются данные НКТ.

2.2.2. Восстановление ГГК-П из АК

Данный способ является одним из самых распространённых в настоящее время. Для этого строится уравнение связи между показаниями методов ГГК-П(σ) и АК(ΔT) в эталонной скважине (рисунок 2.8), полученная зависимость $\sigma = f(\Delta T)$ распространяется на соседние скважины для восстановления ГГК-П. Обычно строится двумерная связь, реже трехмерная $\sigma = f(\Delta T, \text{АПС})$, где АПС – относительный параметр потенциалов собственной поляризации ПС.

Пример такой связи $\sigma = (-0.00078 * \Delta T - 0.04 * \text{АПС} + 1.75)^2$ показан на рисунке 2.8.

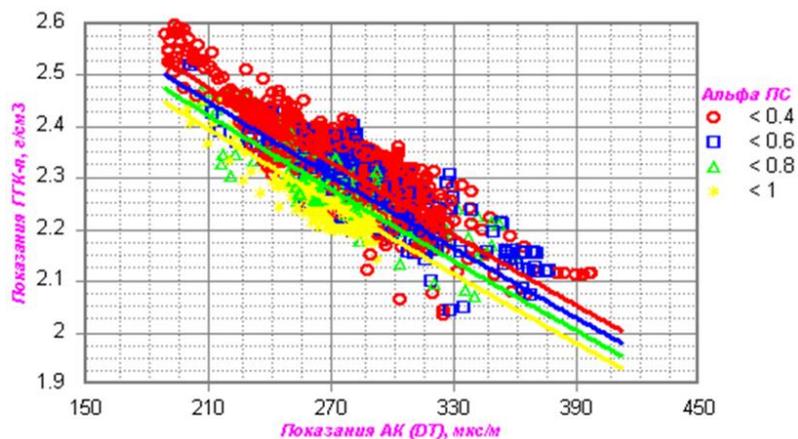


Рисунок 2. 8 - Пример расчета кривой ГГК-П по методам АК и АПС

Преимущество этого способа заключается в том, что привлекая третий параметр АПС для расчета кривой ГГК-П, мы учитываем литологию разреза.

2.2.3. Восстановление ГГК-II из кривой пористости

Рассмотрим петрофизический подход к восстановлению параметров плотности через пористость.

На данных лабораторных исследований керна строится петрофизическая зависимость между плотностью и пористостью горных пород (рисунок 2.9). В необходимом интервале изучаемых скважин по данным ГИС рассчитывается кривая пористости. Используя зависимость, полученную на керне и расчетную кривую пористости, мы можем рассчитать кривую плотности (ГГК-II). Пример рассчитанных кривых пористости и плотности с данными керна приведен на рисунке 2.10. Рассчитанные кривые хорошо согласуются с замерами керна.

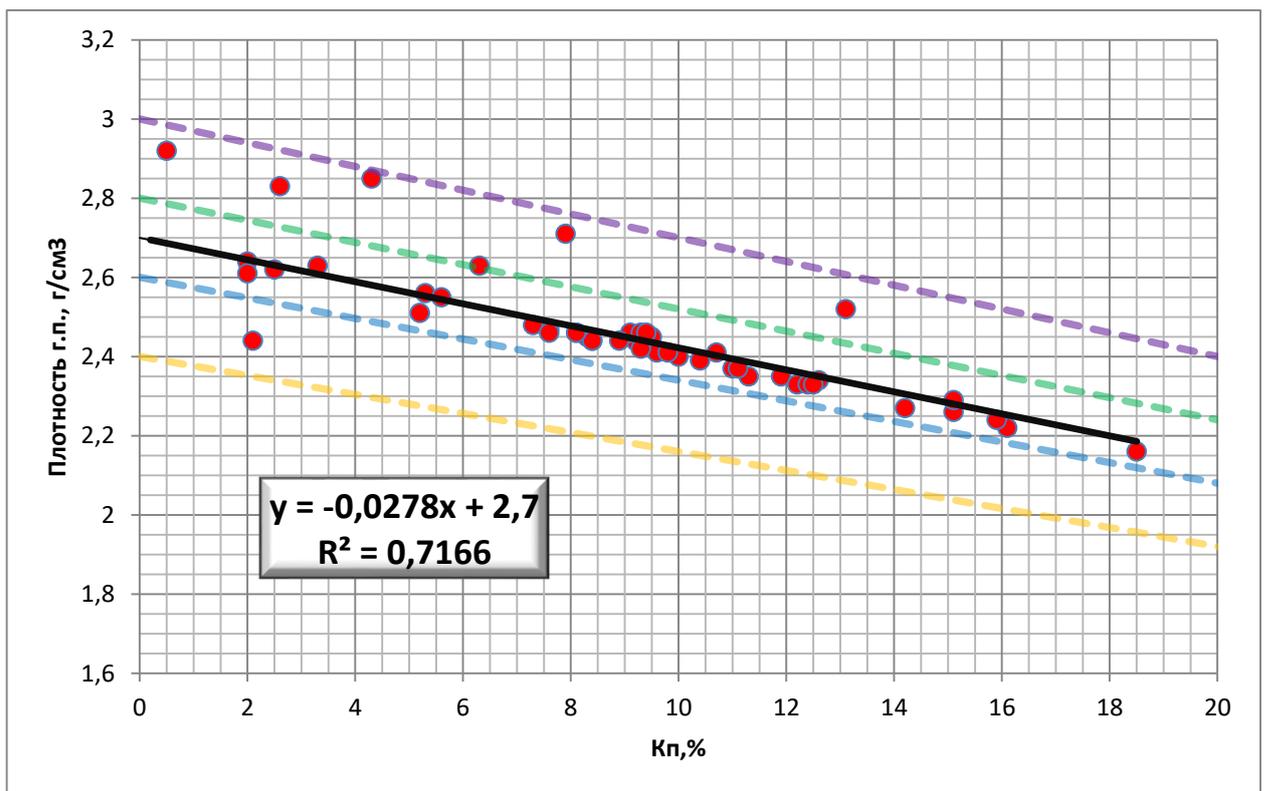


Рисунок 2. 9 - Зависимости объемной плотности от коэффициента пористости для отложений тюменской свиты Восточно-Каменной площади

Примеры непрерывной кривой пористости, восстановленной кривой плотности и их сопоставление с результатами исследований керна приведены на рисунках 2.10 и 2.11.

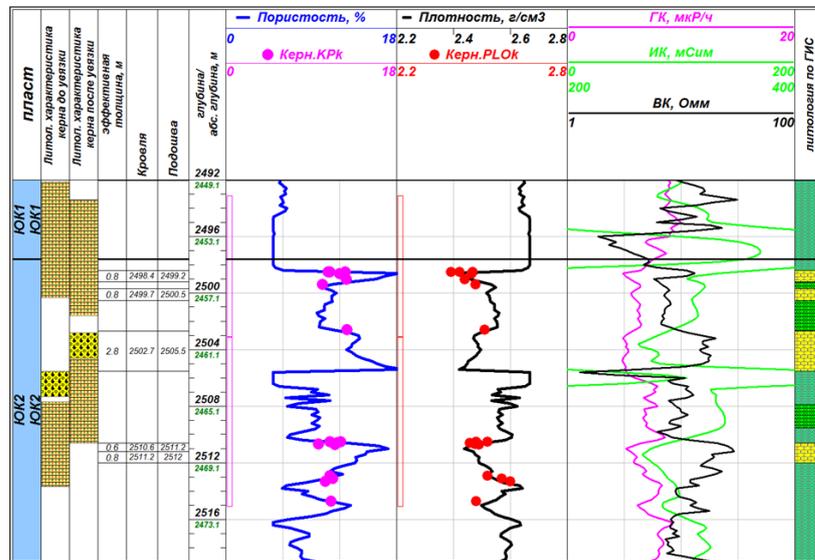


Рисунок 2. 10 - Пример рассчитанных кривых пористости и плотности с кеновыми данными по скважине 143R Красноленинского месторождения

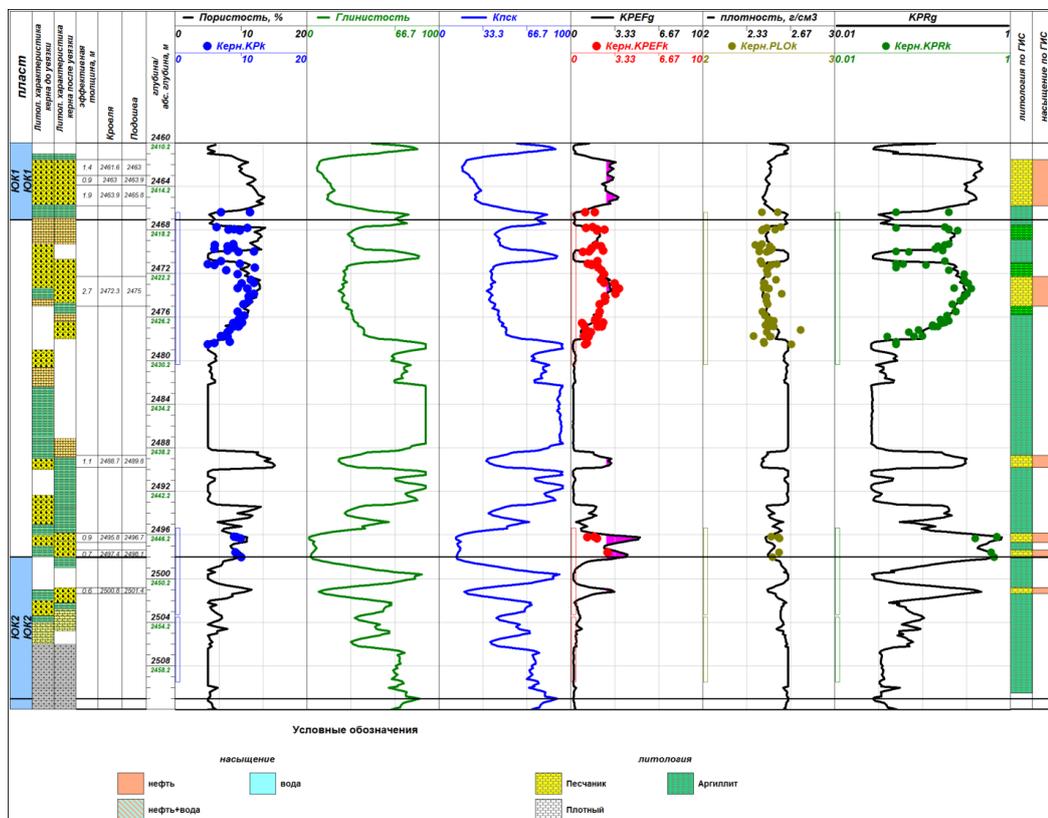


Рисунок 2. 11 - Пример рассчитанных кривых пористости и плотности с кеновыми данными по скважине 68R Красноленинского месторождения

2.2.4. Восстановление кривых плотности и акустического каротажа из кривой НКТ

Скважины, в которых отсутствуют записи методов АК и ГГК-П обычно исключают из работы на этапе построения глубинно - скоростной модели месторождения. Однако, при достаточно редкой сети скважин, исключение даже одной скважины, может отрицательно повлиять на результат подобных построений. При наличии в такой скважине записи методом НКТ, можно по представленным выше методикам восстановить акустические и плотностные характеристики разреза. На первом этапе восстанавливаем кривую АК из НКТ, на втором из НКТ и расчетной АК, воспользовавшись усовершенствованной формулой Gardner L. W. (21) рассчитываем кривую ГГК-П.

Качества таких восстановленных кривых АК и ГГК-П будет достаточно для решения задачи привязки данных сейморазведки к ГИС.

2.3. Методическая схема решения практических задач восстановления акустических и плотностных параметров по данным ГИС

Для решения практических задач восстановления кривых АК и ГГК-П по данным ГИС разработана схема (алгоритм) выбора методики наиболее эффективной для решения конкретной задачи сейсмомоделирования (рисунок 2.12). Схема составлена с учетом имеющихся в скважине данных и относительной эффективности представленных методик.

На данный момент, методика восстановления АК из НКТ, является одной из самых популярных, так как получаемый результат имеет хорошее качество. Еще один плюс этой методики заключается в том, что при редкой сети разведочных

скважин и недостаточном количестве исследований АК можно привлекать эксплуатационные скважины (желательно субвертикальные) в которых всегда проводят запись метода НКТ. В случае отсутствия метода НКТ в скважине, можно воспользоваться кривой сопротивления КС для восстановления акустических характеристик разреза по известной методике автора Faust L.Y.

Для восстановления кривых АК и ГГК-П следует воспользоваться схемой (рисунок 2.12). Схема составлена с учетом выбора от более приоритетных методик к менее.

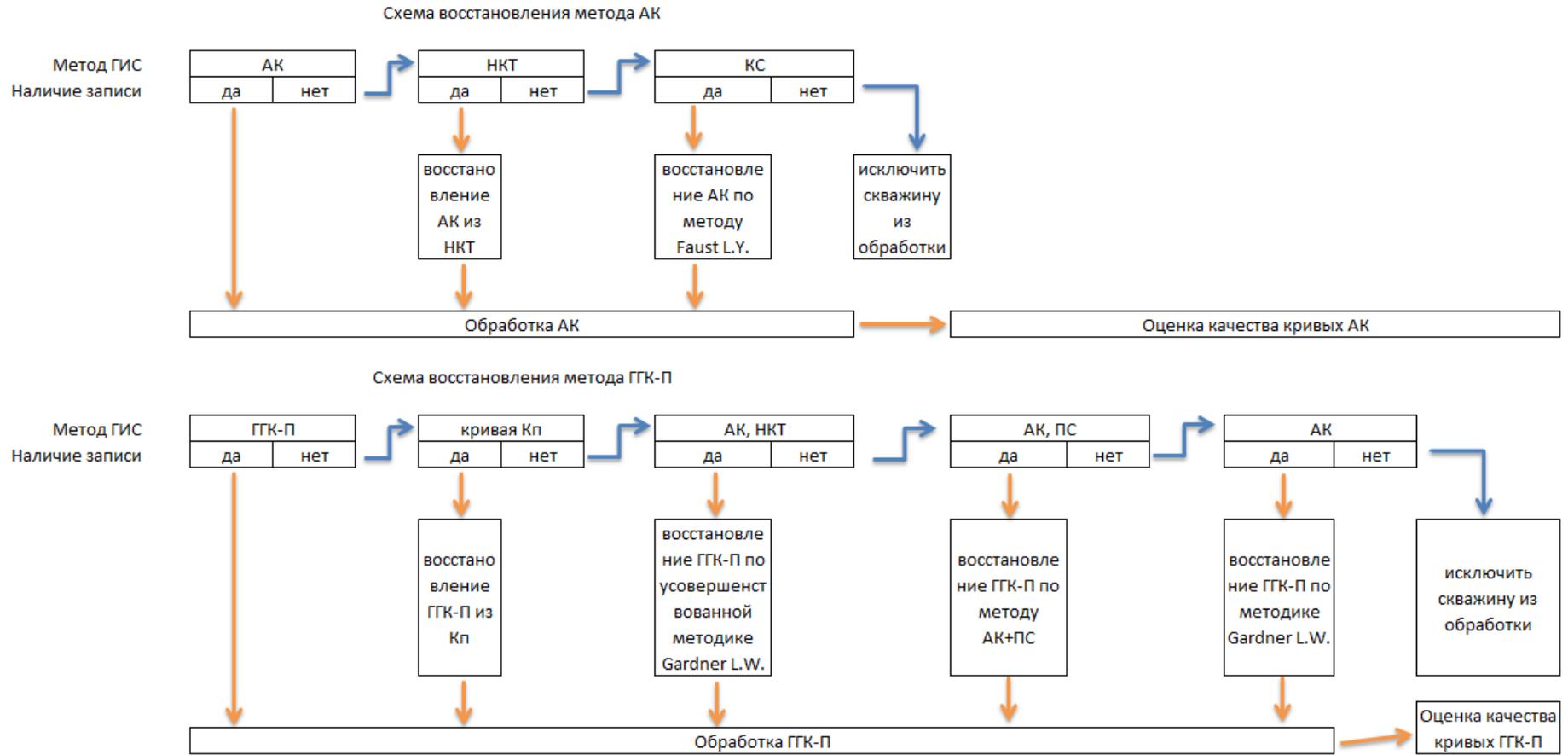


Рисунок 2. 12 – Методическая схема восстановления кривых АК и ГГК-П по данным ГИС с учетом приоритетности

Для восстановления плотностных характеристик (кривой ГГК-П) применение петрофизического подхода (из кривой пористости) является более предпочтительным, так как результат моделирования хорошо согласуется с данными по керну. Но данный способ считается достаточно трудоёмким, так как требуется построение непрерывной кривой пористости по скважине, в связи с чем, имеет весьма редкое применение. Если в скважине проведена запись кривых АК и НКТ, то следует воспользоваться усовершенствованной методикой Gardner L.W. В случае отсутствия записи НКТ, и наличия АК и ПС стоит привлечь способ построения уравнения регрессии между кривыми ГГК-П, АК и АПС. Когда в скважине проведена запись метода АК, а выше перечисленные кривые ГИС отсутствуют, можно восстановить плотность, воспользовавшись стандартным уравнением (20) Gardner L.W.

В случае, когда имеются только данные НКТ, то можно воспользоваться усовершенствованной методикой Gardner L.W., в которой АК восстановлено из НКТ.

2.4. Оценка качества результатов моделирования

Используя различные методики, мы получаем восстановленные параметры различного качества. Принципиально важным является количественная оценка качества восстановленных и измеренных параметров, используемых при построении сейсмогеологической модели.

Развивая подход, предложенный в разделе 1.2. для **интегральной оценки качества восстановленных кривых АК и ГГК-П** по интервалу обработки предлагается показатель качества – ККв, количественно учитывающий показатели качества входных данных и выбранного метода восстановления кривых.

$$ККВ = R_B * P_M \quad (24)$$

где

ККВ – коэффициент качества восстановленных данных,

R_B – показатель качества входных данных,

P_M – показатель качества метода восстановления.

Качество входных данных (НКТ, КС, АК), используемых при моделировании, можно оценить путем их приведения к эталонным величинам опорной скважины.

Показателем качества входных данных (R_B) в данном случае будет величина коэффициента корреляции между значениями входных кривых (НКТ, КС, АК) стандартизированной и опорной скважин. Пример такой корреляции приведен на рисунке 2.13.

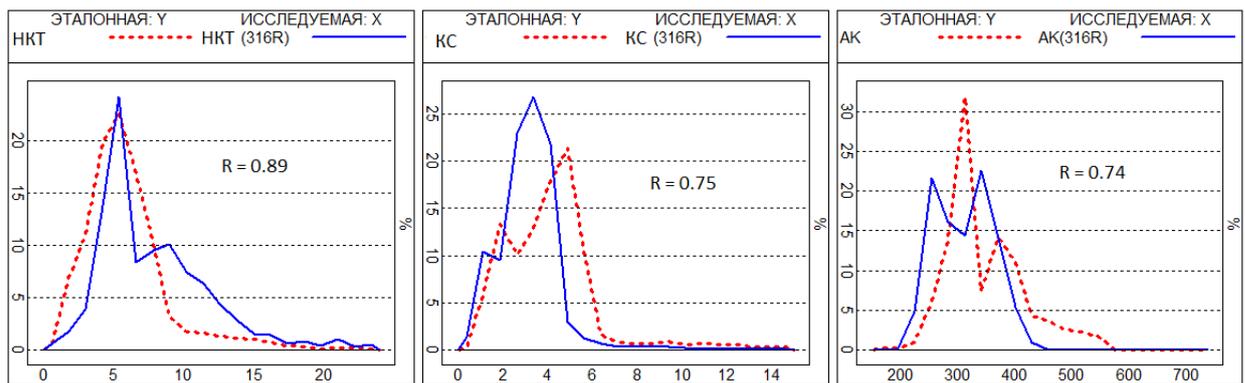


Рисунок 2. 13 - Пример корреляции между значениями входных кривых (НКТ, КС, АК) стандартизированной (316R) и опорной скважин

Для оценки качества (P_M) выбранного метода восстановления кривых необходимо по предлагаемым методикам сопоставить в эталонной скважине зарегистрированные и синтетические (восстановленные) кривые АК и ГГК-П. Коэффициент корреляции зарегистрированных и синтетических кривых будет характеризовать качество метода восстановления. Так на рисунке 2.14 показаны гистограммы распределения интервального времени, по зарегистрированным кривым АК и псевдо-акустическим кривым, рассчитанным через уравнение Faust

L.Y. и из нейтронного каротажа. На гистограммах приведены коэффициенты корреляции, показывающие сходимость зарегистрированных и псевдо-акустических кривых. Аналогично строятся гистограммы распределений для метода ГТК-П. На рисунке 2.15 показаны кривые АК рассчитанные через уравнение Faust L.Y. и нейтронного каротажа.

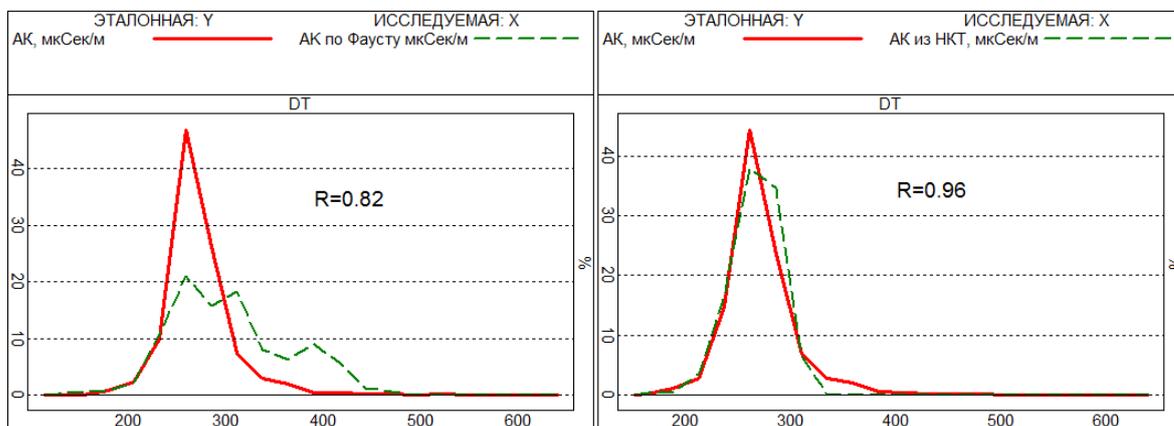


Рисунок 2. 14 - Пример распределения свойств метода АК и псевдо-акустических кривых, рассчитанных через уравнение Faust L.Y. и нейтронного каротажа

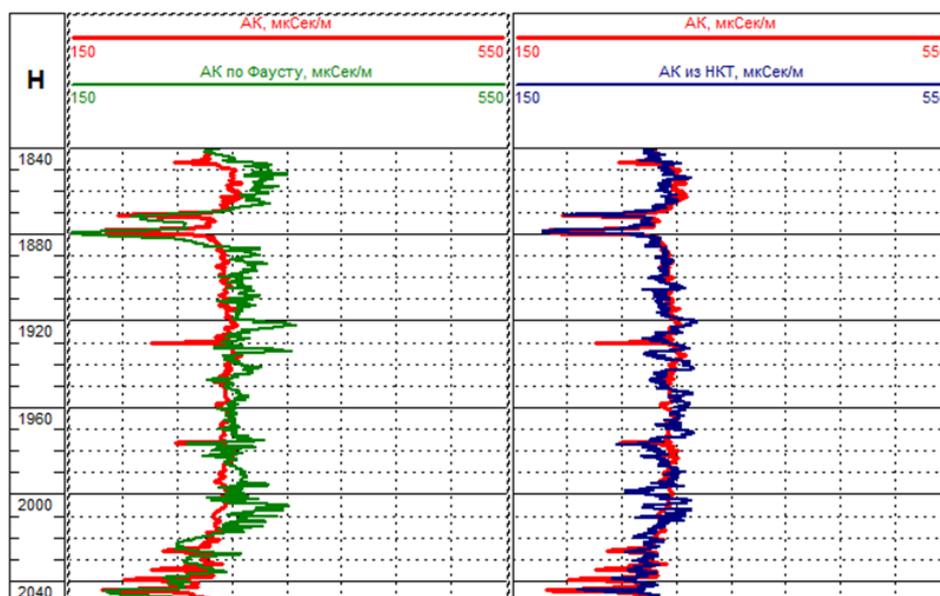


Рисунок 2. 15 - Пример сопоставления метода АК и псевдо-акустических кривых, рассчитанных через уравнение Faust L.Y. и нейтронного каротажа

Таким образом, предлагается, опираясь на предложенные количественные показатели, оценивать в эталонной скважине эффективность допустимых (по имеющимся данным) методик и использовать для восстановления наиболее эффективные.

ВЫВОДЫ

В работе на основе анализа опыта использования наиболее распространённых методик моделирования акустических и плотностных параметров по данным ГИС на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

1. проанализирован опыт применения методик восстановления кривых АГ и ГГКП по различным методам ГИС,
2. представлена усовершенствованная методика Gardner L. W., для восстановления кривой плотности,
3. разработана методическая схема решения практических задач восстановления акустических и плотностных параметров по данным ГИС с использованием указанных методик,
4. предложен формализованный способ оценки качества восстановления кривых, учитывающий, как качество исходных данных, так и качество методов восстановления.

Разработанное методическое обеспечение может эффективно использоваться для решения практических задач сейсмогеологического моделирования на объектах Западной Сибири, а также служить основой для дальнейшего развития методического обеспечения по мере накопления информации и при переходе на другие объекты.

3. *Методика определения петрофизических параметров для решения задач сейсмогеологического моделирования*

При решении задач сейсмогеологического моделирования, как для уточнения известных сейсмогеологических моделей, так и для поиска новых перспективных интервалов, возникает необходимость определения ряда петрофизических параметров таких как пористость (K_n), глинистость (K_{gl}), проницаемость (K_{np}), эффективная ($K_{n.эф}$) и скелетная ($K_{n.ск}$) пористость содержание песчаников, алевролитов по всему стволу скважин.

Потребность в разработке адекватной петрофизической модели возникает, в первую очередь, из-за отсутствия методического обеспечения для непрерывной интерпретации данных ГИС по всему стволу скважины. Существующие методики, реализованные в подсчетах запасов, направлены на хорошо изученные продуктивные отложения и ориентированы на определение петрофизических характеристик в проницаемых интервалах, доля которых в разрезе не велика, а для построения сейсмогеологической модели требуется полная параметризация изучаемого разреза. Ступенчатая параметризация в виде блоковой кривой, которая строится по результатам интерпретации данных ГИС из подсчета запасов, подразумевает контрастное изменение свойств горных пород между собой, но на практике в большинстве случаев (для терригенного разреза) резкое изменение свойств между коллекторами и неколлекторами отсутствует. Наблюдается замещение одной горной породой другой, появляются промежуточные разности, например, глинистые песчаники и алевролиты, которые обладают характеристиками, близкими как к песчаникам, так и к глинам.

При достаточно большой этажности исследований (несколько пластов) петрофизические зависимости нужно строить с учетом дополнительных параметров, которые несут информацию о структурной или текстурной неоднородности разреза. Данный тип петрофизической модели даст более правдоподобную оценку изучаемого геологического разреза.

В данной работе на примере отложений тюменской свиты Каменного (восточная часть) лицензионного участка Красноленинского месторождения рассмотрим методику, позволяющую эффективно определить петрофизические параметры по данным ГИС, для задач сейсмогеологического моделирования по всему стволу скважин.

Основными этапами указанной методики являются:

1. Построение петрофизических связей на данных лабораторных исследований керна.
2. Построение моделей прогноза петрофизических параметров по данным ГИС.
 - a. Расчленение разреза по скважинам на литотипы.
 - b. Построение модели интерпретации данных ГИС.
3. Оценка качества результата.

3.1. Петрофизическая основа методики интерпретации

Отложения тюменской свиты формировались в условиях от прибрежно-морских до континентальных, что обусловило образование алеврито-песчаных пород с неоднородным минеральным составом. Разрез представлен переслаивающимися песчаными, алевритовыми, глинистыми разностями, с прослойками гравелитов, располагающимися, преимущественно, в нижней части разреза. Также для разреза тюменской свиты характерно обильные включения углистого детрита, наличие углистых прослоев и линз.

По результатам статистической обработки анализов керна выявлено, что коллекторы тюменской свиты Каменного (восточная часть) лицензионного участка имеют низкие ФЕС и относятся к V и частично к VI классам по А. А. Ханину. Особенностью данного разреза является практическое отсутствие дифференциации

показаний метода потенциалов собственной поляризации (СП). Основной причиной этого является близость диффузионно-адсорбционных характеристик коллекторов и вмещающих пород, что свидетельствует о сложном неоднородном строении пород, связанным с наличием различных минеральных примесей в скелетной части и цементирующем материале, включая вторичное минералообразование, сложной структурой порового пространства за счёт присутствия карбонатной компоненты, глинистости и углистости [108].

Петрофизическая модель коллектора пластов юрских терригенных отложений по результатам имеющейся информации по керну следующая:

- исходный коллектор был представлен межзерновым типом, в котором изменение ёмкостных и фильтрационных свойств зависело от степени заполнения порового пространства скелета глинистым, глинисто-карбонатным, глинисто-углистым и карбонатным цементом;

- в настоящем виде коллектор существенно преобразован вторичными процессами, ухудшающими фильтрационные и ёмкостные свойства и ослабляющими петрофизические зависимости. Литологически коллекторы представлены преимущественно алевролитами, крупно- и среднезернистыми. Подчинённое значение в разрезе имеют песчаники, средне- и мелкозернистые, чистые и глинистые.

Попытки построить двумерные связи между петрофизическими параметрами для данного разреза успехом не увенчались.

Данное обстоятельство объясняется сложной структурой порового пространства. В первую очередь это относится к значительной вариации пористости песчано-алевритовой матрицы $K_{иск}$ совместно с изменением степени заполнения порового пространства глинистым цементом $\eta_{гл}$. При этом, наличие карбонатного цемента ведет к дополнительному уменьшению величины $K_{иск}$.

В данной работе предлагается построить связи между петрофизическими параметрами с учетом пористости скелета.

Построение петрофизических связей на керне. Пористость песчано-алевритовой матрицы и относительная глинистость непосредственно связаны с открытой пористостью K_n и массовой глинистостью $C_{гл}$, определяемыми в лабораторных условиях на образцах горных пород, следующими выражениями [87]:

$$\eta_{зл} = \frac{K_{зл}}{K_{н.ск}}, \quad (24)$$

$$K_{зл} = C_{зл} \cdot \frac{\delta_{зл}}{\delta_{ск}} \cdot (1 - K_n), \quad (25)$$

$$K_{н.ск} = K_n + K_{зл}. \quad (26)$$

Где $\delta_{ск}$ – плотность скелета породы, $\delta_{зл}$ – плотность глин.

Петрофизические модели эффективной пористости ($K_{п.эф}$) и остаточной водонасыщенности ($K_{во}$) можно представить следующим образом [13]:

$$K_{п.эф} = B \frac{(K_n - K_n^*)^{\beta_2}}{K_{нск}^{\beta_2 - \beta_1}}, \quad (27)$$

$$K_{во} = 1 - B \frac{(K_n - K_n^*)^{\beta_2}}{K_n \cdot K_{нск}^{\beta_2 - \beta_1}}. \quad (28)$$

Величины B , β_1 и β_2 – константы, которые подбираются таким образом, чтобы теоретические кривые наилучшим образом описывали экспериментальные поля точек K_n^* – критической величины пористости, при которой объем «протекаемого» порового пространства исчезает, т.е. при этом $K_{п.эф}=0$.

Петрофизическую модель проницаемости предлагается описывать выражением вида:

$$K_{пр} = a \cdot K_{н.ск}^b \cdot \exp(c \cdot K_{н.ск}^d \cdot K_n), \quad (29)$$

где a , b , c , d – подбираемые константы.

На практике, как правило, величину водоудерживающей способности, определенную по методу центрифугирования, пересчитывают по сопоставлению $k_{во} = f(k_{вц})$, для которого $K_{во}$ определяют по методу капиллярного вытеснения.

$$K_{во} = 0.891 \cdot K_{вц} - 4.165 \quad (30)$$

Использование уравнений (24-26) подразумевает получение информации о массовой или объемной глинистости породы. Решая системы данных уравнений относительно величины $K_{п.ск}$, при известных величинах K_n , $K_{п.эф}$ и $K_{пр}$ можно прогнозировать глинистость $C_{гл}$, $K_{гл}$ или $\eta_{гл}$.

Процедура настройки петрофизических моделей заключается в переборе констант в уравнениях (27) и (29) для всей совокупности пар керновых определений $K_n - K_{пр}$ и $K_n - K_{п.эф}$ таким образом, чтобы получаемые распределения выраженных из формулы (27) величин $K_{п.ск}^1 = f(K_n, K_{пр})$ совпадали с аналогичным распределением величин $K_{п.ск}^2 = f(K_n, K_{п.эф})$, выраженными из формулы (29) (Рис. 3.1). При этом, теоретические кривые должны наилучшим образом описывать экспериментальные поля точек (Рис. 3.1-3.3).

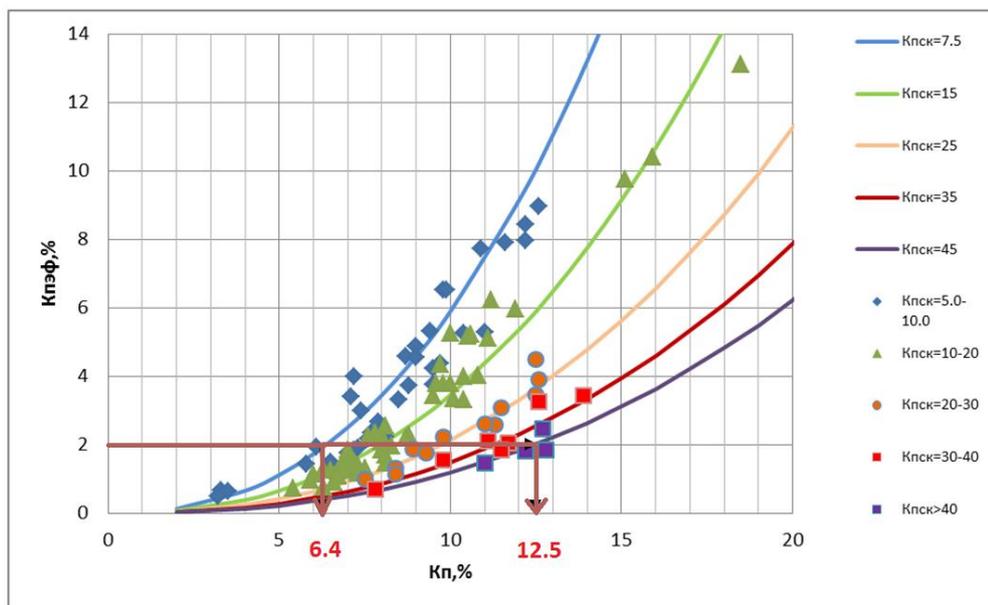


Рисунок 3. 1 - Зависимость коэффициента эффективной пористости $K_{п.эф}$ от коэффициента пористости K_p

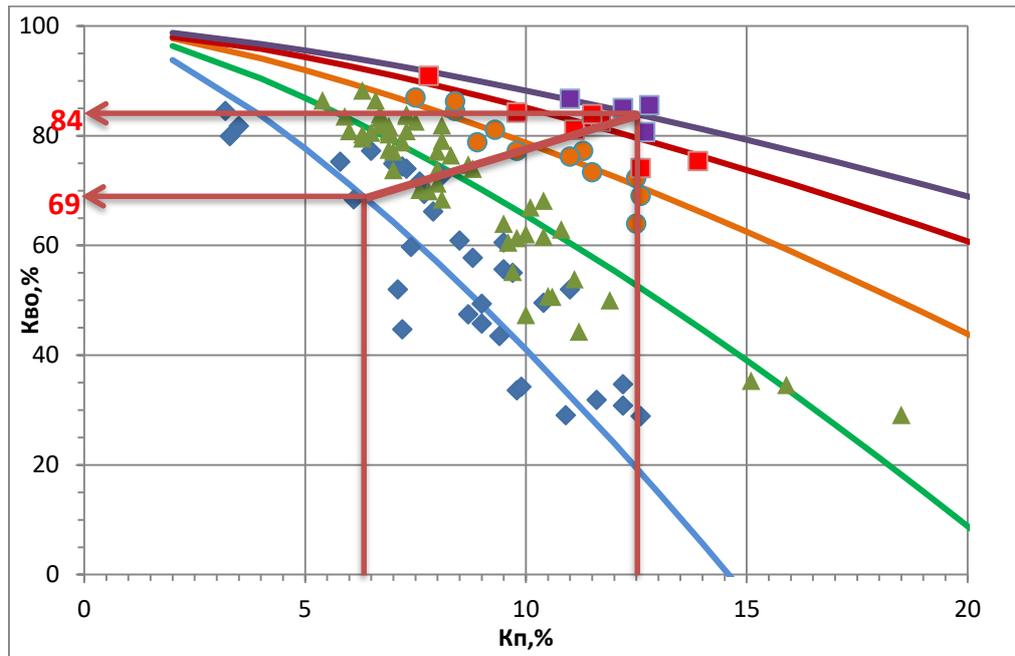


Рисунок 3. 2 - Зависимость коэффициента остаточной водонасыщенности $K_{во}$ от $K_{п}$ (легенда точек на рис. 3.1)

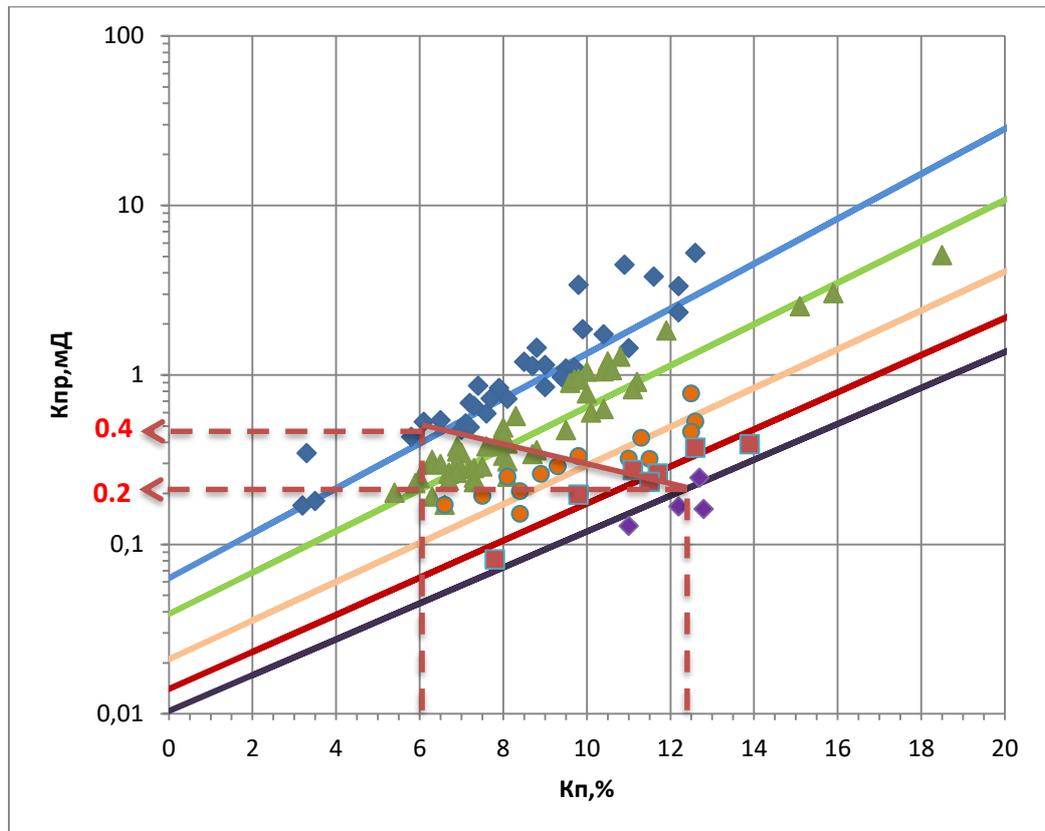


Рисунок 3. 3 - Зависимость коэффициента проницаемости $K_{пр}$ от $K_{п}$. Шифр линий и точек – пористость песчано-алевритовой матрицы $K_{п.ск}$ в % (легенда точек на рис. 3.1)

В результате проведения вышеизложенной процедуры, в формулах (27) и (28) приняты следующие значения констант: $B=2.3$; $\beta_1=1.7$; $\beta_2=2.4$; $K_{п*}=0$ (для $K_{п}$ и $K_{п.ск}$, выраженных в долях ед.). В формуле (29) соответственно: $a=1$; $b=-1.2$; $c=0.4$; $d=-0.13$ (для $K_{п}$ и $K_{п.ск}$, выраженных в %).

Переход от двумерных зависимостей между основными петрофизическими параметрами, представленными в подсчете запасов, к трехмерным зависимостям (Рис. 3.1-3.3), учитывающим пористость песчано-алевритовой матрицы ($K_{п.ск}$), позволяет описывать широкий спектр литологических разностей как коллекторов, так и неколлекторов. Данное обстоятельство позволяет строить объемные минералогические модели, выполнять непрерывную параметризацию изучаемого объекта основными петрофизическими параметрами ($K_{п}$, $K_{гл}$, $K_{пр}$, $K_{во}$, $K_{п.эф}$, $K_{п.ск}$) с глубиной, тем самым обеспечить необходимыми данными инверсионные построения для задач сейсмогеологического моделирования.

3.2. Литологическое расчленение разреза, выделение коллекторов

Расчленение геологического разреза по литотипам является важной задачей при сейсмогеологическом моделировании. Значимость данной процедуры заключается в том, что необходимо иметь информацию о петрофизических характеристиках пород, встречаемых в разрезе скважин. Для этого сначала разрез расчленяется на литотипы, для которых затем определяются петрофизические характеристики.

Разрез тюменской свиты Каменного (восточная часть) лицензионного участка относится к нетрадиционному типу терригенного разреза, так как прямые качественные признаки практически не работают, что не позволяет выделить коллекторы общепринятым способом.

Литологическое расчленение разреза тюменской свиты проводилось следующим образом. Изначально всему целевому интервалу присваивался индекс «аргиллит». По максимальным показаниям методов УЭС и НКТ, а также минимальным значениям ГК выделялись интервалы «карбонатных песчаников». Интервалы, характеризующиеся минимальными показаниями НКТ и ГК при максимальных показаниях методов УЭС и наличием каверны, индексировались как «уголь». В случае значительного увеличения диаметра скважины и повышением показаний ГК при минимальных показаниях методов УЭС и НКТ, индексировались интервалы «размытых глин».

В остальной части разреза, по наличию отрицательной аномалии на диаграмме метода ГК, выделялись интервалы «песчаников и алевролитов». В данных интервалах проводилось выделение коллекторов по нижеизложенным критериям.

В случае отнесения интервала к «коллекторам», ему присваивался условный индекс «песчаник». Если интервал не был отнесен к «коллекторам», то он условно индексировался как «глинистый песчаник».

Основным критерием отнесения интервала к «коллекторам» является наличие прямых признаков проникновения фильтрата бурового раствора в пласт.

В случае неинформативности прямых признаков использовались граничное значение $K_{нэф}^{2p}$, равное 2 %. К коллекторам относились интервалы с $K_{нэф} > K_{нэф}^{2p}$. Интервал граничного значения по K_p составил от 6,4 до 15,5 %, по $K_{пр}$ – от 0,2 до 0,4 мД, по $K_{во}$ – от 69 до 84 %.

3.3. *Определение петрофизических параметров по данным ГИС*

3.3.1. *Определение пористости по данным нейтронного метода*

Исходными параметрами для оценки коэффициента пористости пород тюменской свиты являются водородосодержание W , определяемое по данным НКТ, и естественная радиоактивность пород по ГК. На рисунке 3.4 приведен кросс-плот для оценки коэффициента пористости. Шифром кривых является показания гамма-метода. На кросс-плоте точками показаны зависимости керн-ГИС при различных отсчетах ГК в скважинах Каменного (восточная часть) лицензионного участка, которые охарактеризованы керном в интервале пластов ЮК₂₋₉. Математически кросс-плот описывается следующим выражением:

$$K_{\text{п}} = (1.9 - J_{\gamma} * 0.15) * W_{\text{p}} \quad (31)$$

Где J_{γ} – приведенные к единому масштабу показания ГК.

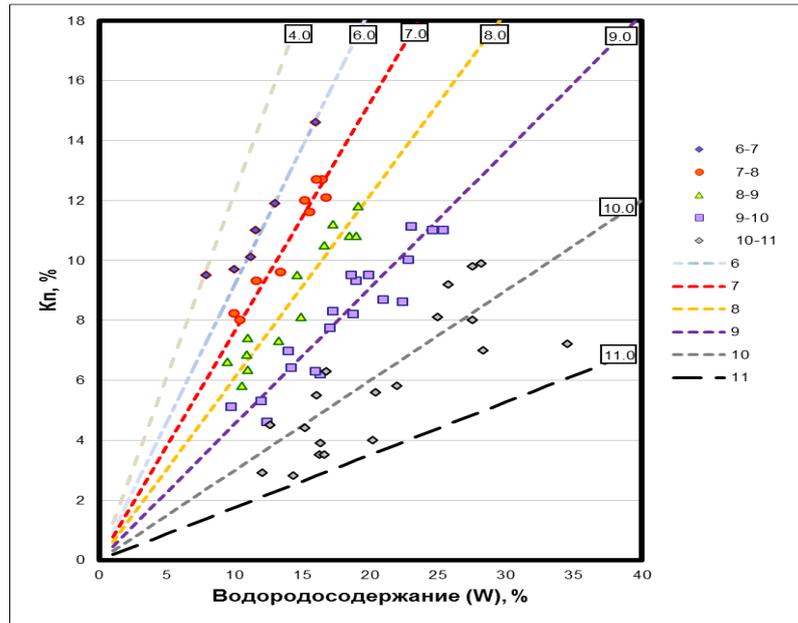


Рисунок 3. 4 - Кросс-плот для определения коэффициента пористости пород пластов ЮК₂₋₉ тюменской свиты Каменного (восточная часть) лицензионного участка

Оценка коэффициента объемной глинистости K_{gl} производится на основании выражения $W_p = K_n + K_{gl} * W_{gl}$, в котором водородный индекс глин W_{gl} принят равным 30 %, исходя из минерального состава глинистого цемента, характерного для терригенных отложений Западной Сибири. Величина пористости песчано-алевритовой матрицы $K_{пск}$ рассчитывается по формуле (26). Коэффициенты эффективной пористости $K_{п.эф}$ и остаточной водонасыщенности $K_{во}$ определяются по формулам (27) и (28), а коэффициент абсолютной газопроницаемости — по формуле (29).

3.3.2. *Определение пористости по данным гамма-гамма-плотностного метода*

Достоинством этой методики для оценки K_p является слабое влияние глинистости и карбонатности коллекторов, недостатком – малая представительность скважин, исследованных этим методом, и не по всем скважинам – хорошее качество материалов.

Предварительно производилась настройка ГГК-П на значения плотности по керну. Коэффициент пористости определялся по формуле компонентного состава:

$$K_p = (\delta_{ск} - \delta_p) / (\delta_{ск} - \delta_j), \quad (32)$$

где $\delta_{ск}$ – плотность скелета породы, δ_p – объёмная плотность горной породы, δ_j – плотность жидкости.

На рисунке 3.5 представлены фактические замеры пористости и плотности по керну, а также нанесены различные законы изменения пористости от плотности при различной минеральной плотности породы. Основная выборка точек по керну лежит в интервале значений минеральной плотности скелета 2.6-2.8, что соответствует горным породам, содержащим минералы кварца и кальцита. Точки со значениями больше 2.8 относятся к породам, включающим в свой вещественный состав твёрдую компоненту, за счёт карбонатизации и содержания минералов сидерита и доломита. Точка со значениями ниже 2.6 на графике относится к горным породам, содержащим глинистый гравелит.

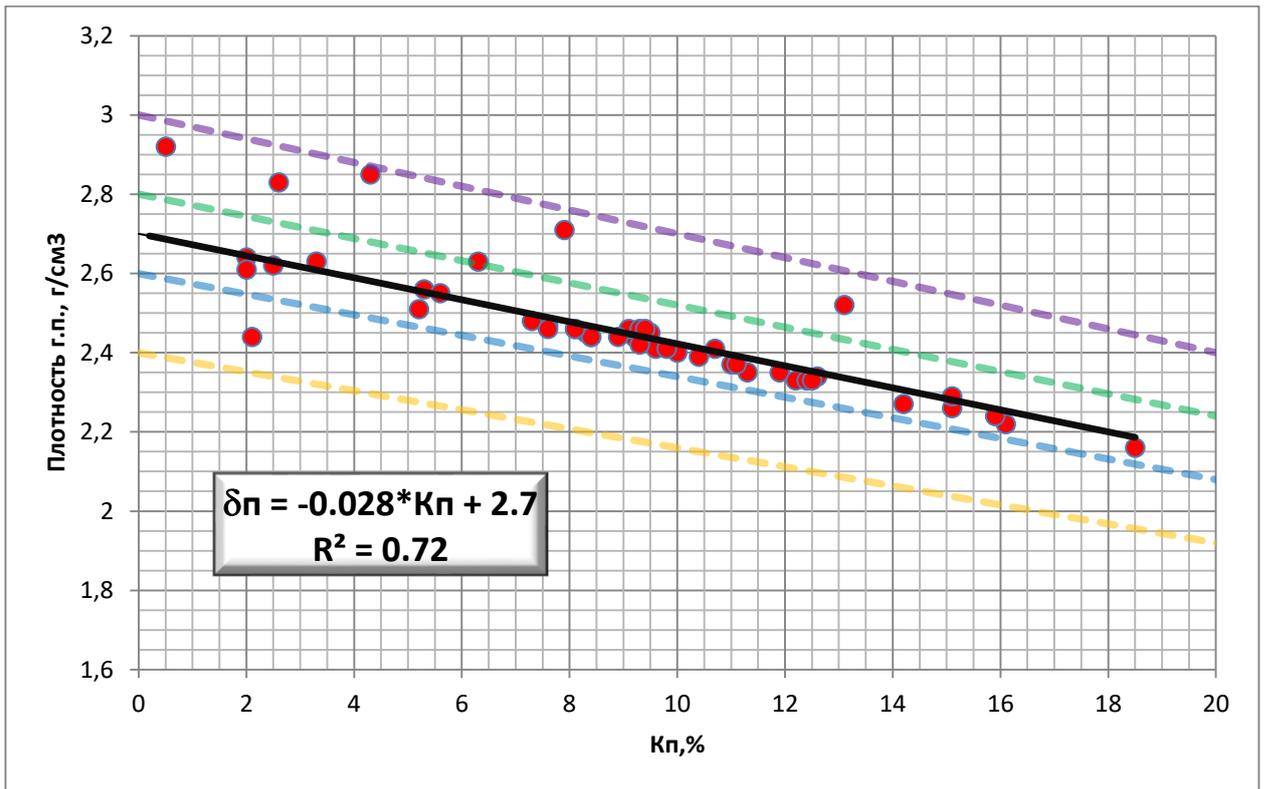


Рисунок 3. 5 - Зависимость плотности от коэффициента пористости по керну

По результатам анализа $\delta п$ и $Кп$ на образцах керна Каменной площади (восточная часть) значение твердой компоненты равно $2,7 \text{ г/см}^3$, а жидкой компоненты – 1 г/см^3 .

3.3.3. Определение пористости по данным акустического метода

В юрских отложениях отсутствуют опорные пласты для оценки качества диаграмм АК, поэтому показания АК корректировались по среднему расчётному значению ΔT в коллекторах, равному $240 \text{ мкс/м} \pm 5 \%$, т.е. показания в коллекторах должны быть в пределах $220\text{-}265 \text{ мкс/м}$, что соответствует диапазону пористости $0,09\text{-}0,2$.

Определение K_p производилось по уравнению среднего времени:

$$K_p = \frac{\Delta T - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}} - K_{гл} \frac{\Delta T_{гл} - \Delta T_{ск}}{\Delta T_{ж} - \Delta T_{ск}}, \quad (33)$$

$$K_{гл} = \frac{W - K_p}{W_{гл}}, \quad (34)$$

где ΔT , $\Delta T_{ск}$, $\Delta T_{гл}$, $\Delta T_{ж}$ – значения интервального времени в коллекторе, скелете породы ($\Delta T_{ск}=175$ мкс/м), глинистой компоненте ($\Delta T_{гл}=320$ мкс/м), жидкости ($\Delta T_{ж}=620$ мкс/м);

$W_{гл}=0,3$ – водородосодержание глин.

3.3.4. Анализ определения коэффициента пористости по методам ГИС

Для оценки точности определения коэффициента пористости по представленным методикам проведен графический анализ сходимости результатов пористости, полученных по методам ГИС $k_n^{HK+ГК}$, k_n^{AK} , $k_n^{ГГК-П}$ и керну (рис. 3.6).

Достоверность определения пористости по материалам ГИС обычно оценивается путем сопоставления с данными представительного керна в интервалах с выносом более 70-80 % и количеством образцов не менее 3-5 на метр разреза.

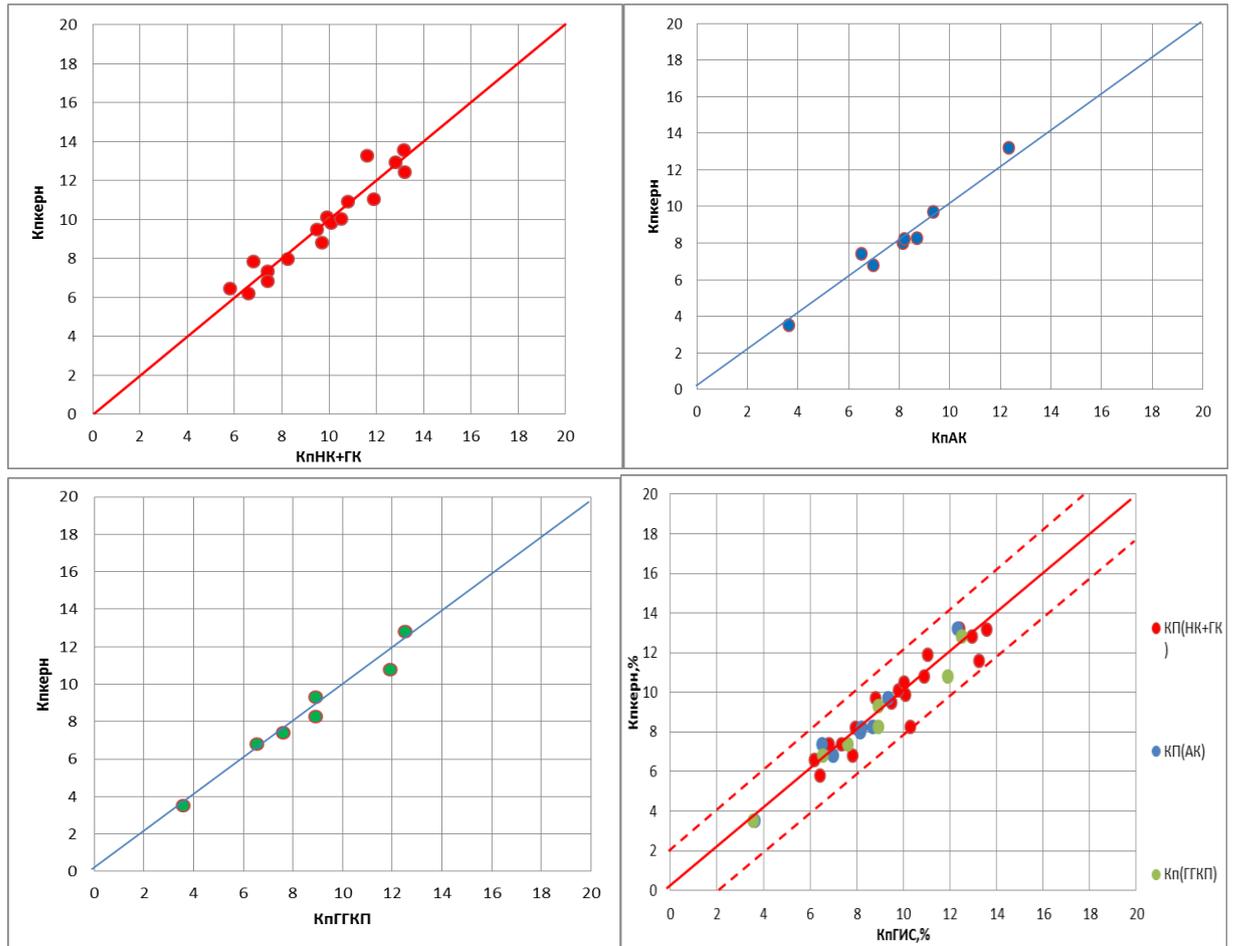


Рисунок 3. 6 - Сопоставление пористости по данным ГИС и керну для пластов ЮК₂₋₉

На рисунке 3.7 представлено сопоставление распределений, построенных по данным керна и ГИС.

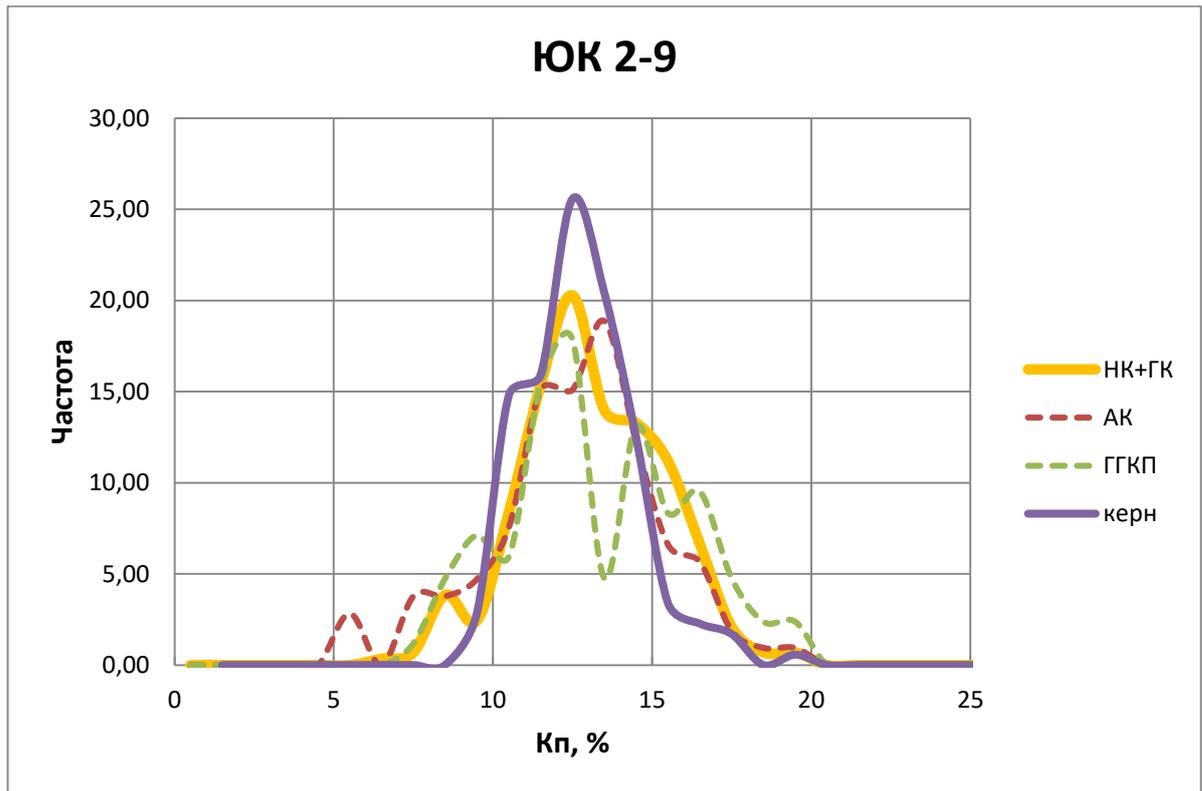


Рисунок 3. 7 - Распределения пористости коллекторов пласта ЮК₂₋₉ по данным керна и ГИС

В целом, по анализу графиков можно сказать о неплохой сходимости результатов определения пористости по данным комплекса методов НК+ГК с керновыми данными. Данная методика принята основным способом для определения пористости. В случае отсутствия данных комплекса методов НК+ГК, рекомендуется определение пористости по данным гамма-гамма-плотностного метода и, только при отсутствии этих методов, по данным акустического каротажа.

Представленные методики для определения коэффициента пористости горных пород позволяют непрерывно параметризовать весь изучаемый интервал, что весьма актуально для задач сейсмогеологического моделирования.

3.4. Оценка качества результатов определения пористости по данным ГИС

Используя различные методики, мы получаем коэффициенты пористости (K_p) различного качества. Принципиально важным является количественная оценка качества определенных параметров, используемых при построении сейсмогеологической модели.

Развивая подход, предложенный в работе [131] для **интегральной оценки качества восстановленных кривых АК и ГГК-П** аналогичным образом предлагается ввести показатель качества – KK_p , количественно учитывающий показатели качества входных данных и методов определения пористости.

$$KK_p = P_v * P_r \quad (35)$$

где KK_p – коэффициент качества определяемого параметра (K_p);

P_v – показатель качества входных данных;

P_r – показатель качества метода определения пористости.

Качество входных данных (НКТ, ГГК-П, АК), используемых для расчета коэффициента пористости, можно оценить путем их приведения к эталонным величинам опорной скважины.

Показателем качества входных данных (P_v) в данном случае будет величина коэффициента корреляции между значениями входных кривых (НКТ, ГГК-П, АК) стандартизируемой и опорной скважин. Пример такой корреляции приведен на рисунке 3.8.

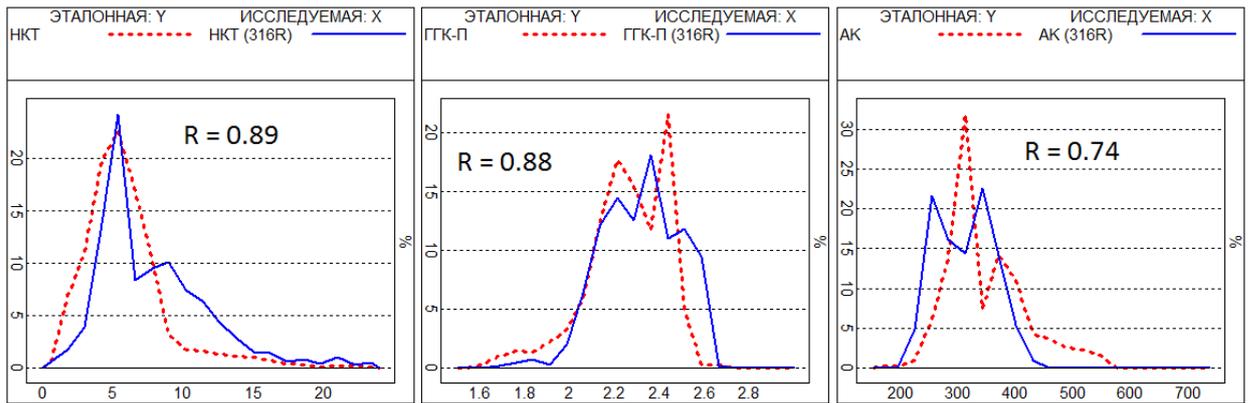


Рисунок 3. 8 - Пример корреляции между значениями входных кривых (НКТ, ГГК-П, АК) стандартизируемой (316R) и опорной скважин

Для оценки качества (P_p) методов определения пористости предлагается сопоставить определение пористости по методам НКТ, АК и ГГК-П с керном, пример приведен на рисунке 3.9. Коэффициент корреляции между определенными параметрами по ГИС и керну будет характеризовать качество результатов определения.

Таким образом, предлагается, опираясь на предложенные количественные показатели, оценивать эффективность методик определения петрофизических параметров и использовать для интерпретации наиболее эффективные.

ВЫВОДЫ

В данной работе предложена новая методика прогноза петрофизических параметров по данным ГИС для решения задач сейсмогеологического моделирования.

Одной из особенностей данной методики является то, что по данным керна строятся не двумерные связи между петрофизическими параметрами, а трехмерные

с учетом пористости скелета. Это позволяет строить уверенные петрофизические связи не только для коллекторов, но и для всего разреза.

Кроме того, в рамках данной методики, для прогноза коэффициента пористости по данным ГИС разработана методическая схема, учитывающая качество прогноза и наличие исходных данных ГИС.

Апробация предложенной методики на отложениях тюменской свиты показала ее высокую практическую эффективность

Полученные кривые основных петрофизических параметров дали возможность охарактеризовать весь изучаемый разрез как по коллекторам, так и неколлекторам (рис. 3.9). Результат данной работы позволяет сделать более достоверный прогноз петрофизических параметров посредством сейсмогеологического моделирования.

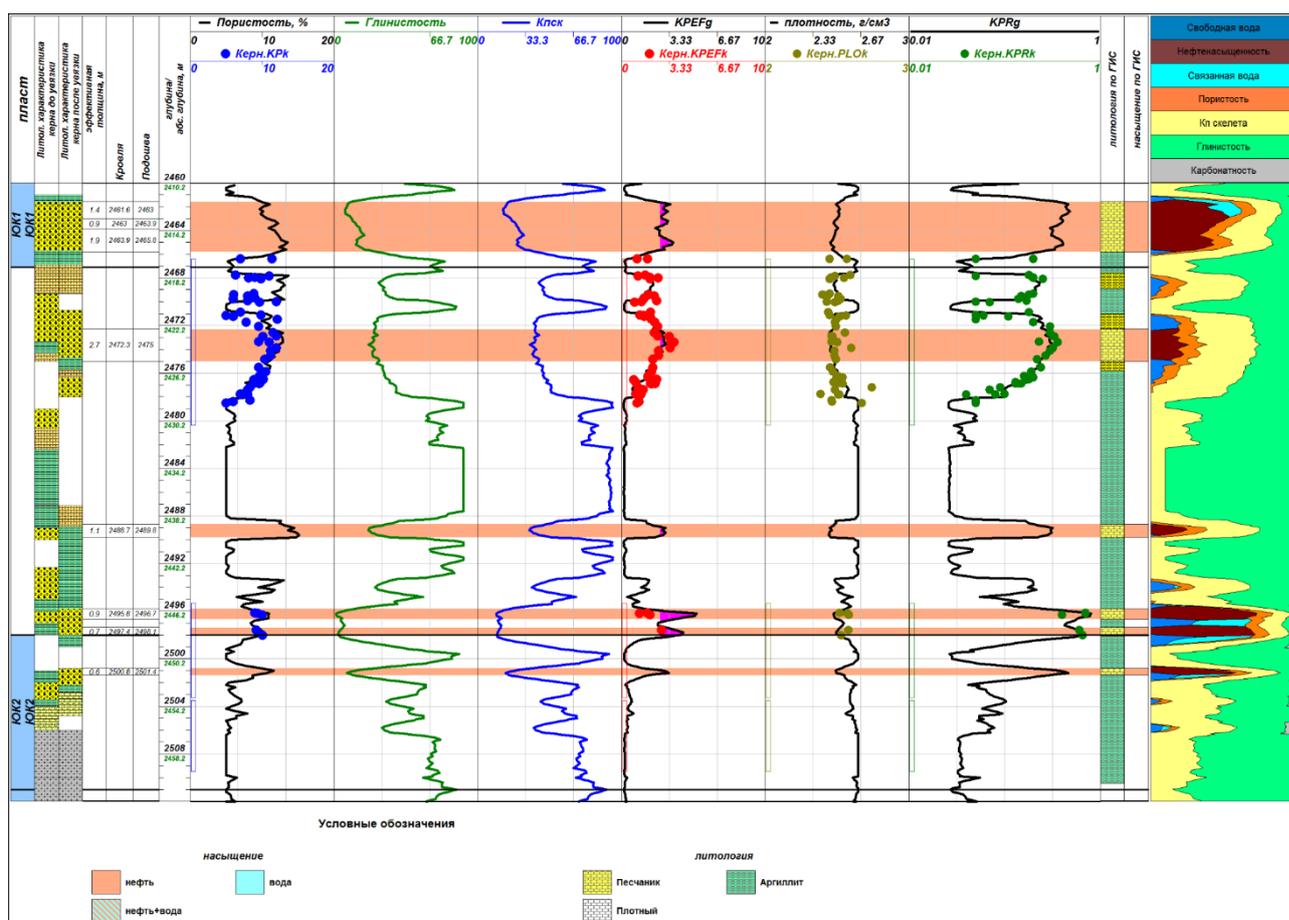


Рисунок 3. 9 - Сопоставление результатов интерпретации данных ГИС в поточечном виде с керовыми данными

4. Примеры реализации предложенных автором методических подходов, на этапе комплексирования данных ГИС и сейсморазведки.

Результаты предварительно подготовленных рассмотренными способами материалов скважинных исследований использовались при интерпретации данных сейсморазведки.

Данные ГИС при сейсмогеологическом моделировании привлекаются при выполнении следующих операций:

1. Привязка данных сейсморазведки к скважинам;
2. Прогноз – определение литологии и данных насыщения по данным сейсморазведки и ГИС;

2.1 Интерполяция ГИС между скважинами в границах горизонтов, определенных по сейсморазведке (2х и 3 х мерные модели).

2.2 Петроупругое моделирование (Rock Physics) - прогноз литологии и коллекторских свойств.

2.3 Инверсионные построения по данным сейсморазведки и ГИС.

Полученный результат напрямую зависит от качества входной информации, в частности от данных ГИС.

Количественные оценки параметров пластов по данным сейсморазведки подразумевают проведение сейсмической инверсии, которая заключается в преобразовании сейсмических трасс, в трассы акустического импеданса, которые в дальнейшем используются для прогноза коллекторских свойств исследуемого интервала. Процесс инверсии подразумевает использование наряду с сейсмическими данными априорной информации - скорость продольной волны и акустический импеданс, рассчитанные по разрезу скважин по данным АК и ГГК-П. Достоверность прогноза скоростной модели среды в низкочастотной области, оценивается по сопоставлению полученных по данным сейсморазведки импедансов с результатами, определенными по данным ГИС.

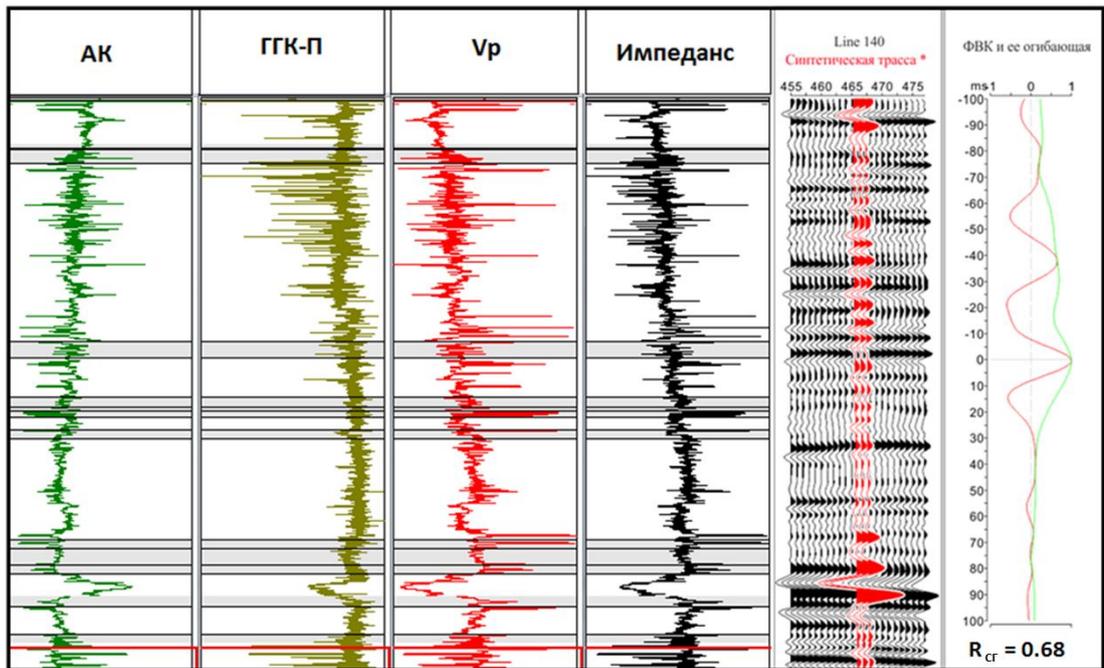
Петроупругое моделирование (Rock Physics) – это связь между петрофизическими свойствами и упругими свойствами, которая требуется для успешной сейсмической инверсии. Rock Physics описывает породы посредством петроупругих характеристик, таких как пористость, жесткость, сжимаемость; свойств, которые влияют на физическое прохождение сейсмической волны через породу.

В отличие от петрофизики, Rock Physics использует данные акустического и плотностного методов с целью получения скорости упругих волн, плотности и оценивания их соотношениями с упругими модулями, пористостью, формой пор, давлением и т.д. Данные по пористости необходимо иметь в поточечном виде, для параметризации всех горных пород, как коллекторов, так и не коллекторов.

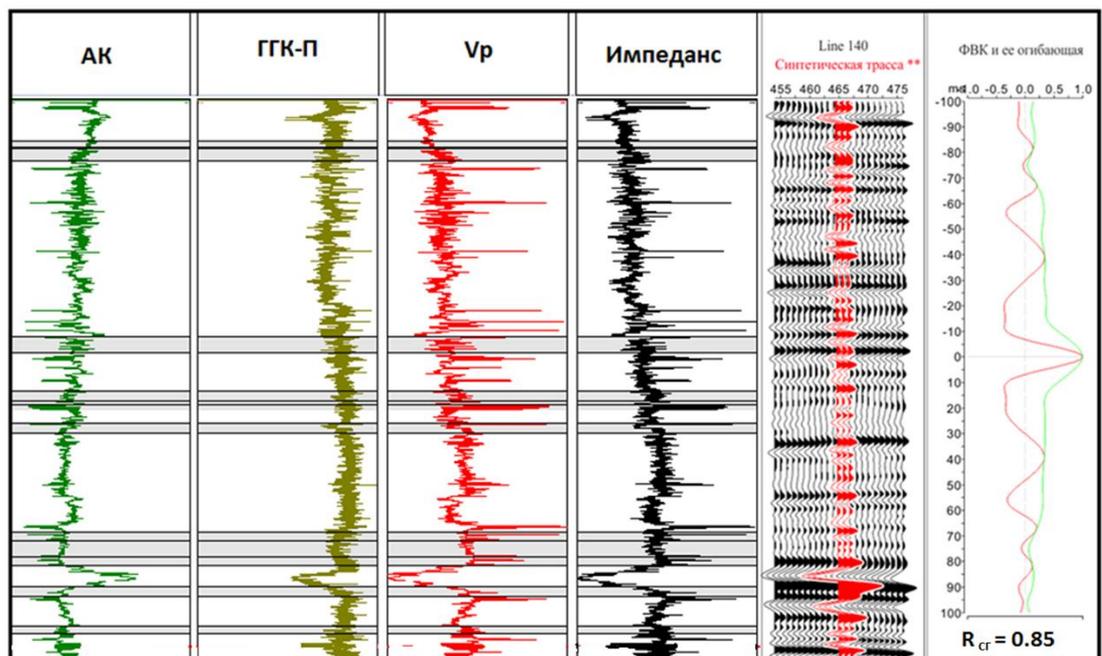
4.1. Пример использования на этапе привязки данных сейсморазведки к скважинам.

Влияние эффективности обработки данных ГИС на этап привязки можно рассмотреть на примере Северо–Покамасовского месторождения.

На рисунке 43, на примере одной скважины показано, что по результату обработки данных АК и ГГК-П увеличивается коэффициент корреляции (R_{сг}) между реальными сейсмограммами и синтетическими с 0.68 до 0.85. На рисунке 4.1а представлены исходные данные АК и ГГК-П и соответствующие им синтетические сейсмограммы, а также функция взаимной корреляции (ФВК) синтетики с реальной сейсмограммой, которая составляет 0.68. На рисунке 4.1б представлены синтетические сейсмограммы, полученные по обработанным кривым, их ФВК с реальными сейсмограммами увеличилась до 0.85. Увеличение корреляции произошло из-за привлечения исправленных кривых АК и ГГК-П.



а)



б)

Рисунок 4. 1 - Пример влияния качества кривых АК, ГГК-П на результат привязки данных сейсморазведки к скважинам. Где V_p – скорость продольной волны

4.2. *Пример прогноза - определения литологии и характера насыщения по данным сейсморазведки и ГИС*

Прогноз эффективности выделения коллекторов по скоростным характеристикам и акустической жесткости разреза рассмотрен на примере петроупругого моделирования пласта АС на одном из месторождений западной Сибири.

В границах исследуемого участка, проведён анализ данных АК и ГГК-П. Для увеличения достоверности и точности при петроупругом моделировании, все кривые были исправлены и отнормированны, в интервале целевого пласта.

В рамках обозначенной задачи выполнялось построение серии гистограмм и графиков с последующим их анализом и вынесением решения о том, какие упругие характеристики или их комбинации позволяют с наибольшей вероятностью разделить породы исследуемых интервалов по составу, качеству коллекторских свойств, характеру насыщения. Заключение о влиянии характера насыщения на акустические свойства получены исключительно на основании результатов моделирования.

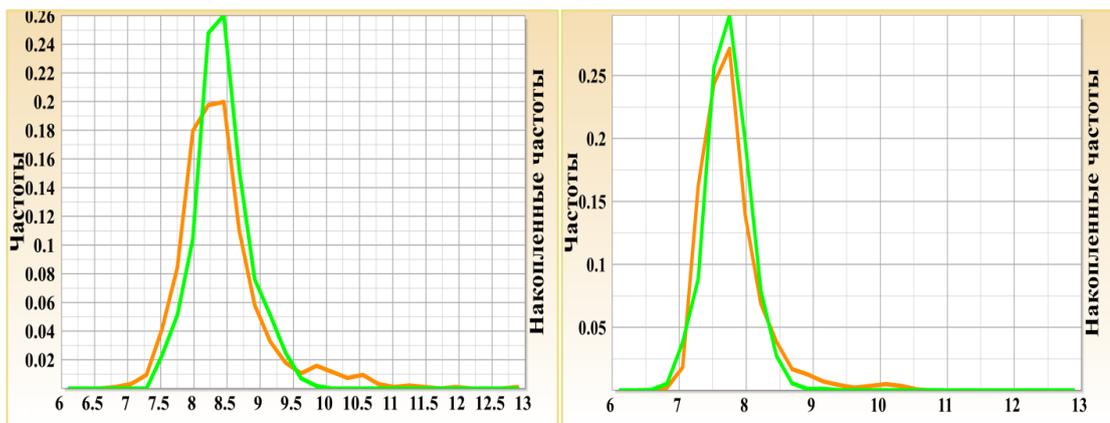
Для прогноза вероятности выделения коллекторов пласта АС по упругим характеристикам, были построены распределения по коллекторам и неколлекторам. При сопоставлении выбраны 6 опорных скважин, в которых проведен акустический каротаж по продольной (DTP) и поперечной (DTS) волнам (1, 2, 3, 4, 5, 6), из них в 4 записан плотностной каротаж (ГГК-П) (2, 3, 4, 6). В скважинах 2, 3, 4, 6 кроме стандартных геофизических исследований были проведены замеры комплекса АВАК и/или ХМАС.

4.2.1. Литологическое разделение по петроупругим характеристикам

Пласты АС представлены песчаниками, песчаниками глинистыми, которые составляют класс коллекторов, а также глинами, алевролитами и плотными известняками. К классу не коллекторов относим глины. Интервалы с алевролитами и плотными известняками были исключены при анализе на коллектор и не коллектор.

Построены распределения по основным петроупругим параметрам (импедансы и скорости продольной и поперечной волны, плотность) для разделения на породы коллекторов и не коллекторов.

На рисунке 4.2 представлены гистограммы распределения импеданса продольной волны полученного по данным ГИС, с привлечением зарегистрированных (рис.4.2 А) и обработанных (рис.4.2 Б) кривых АК и ГК-П.



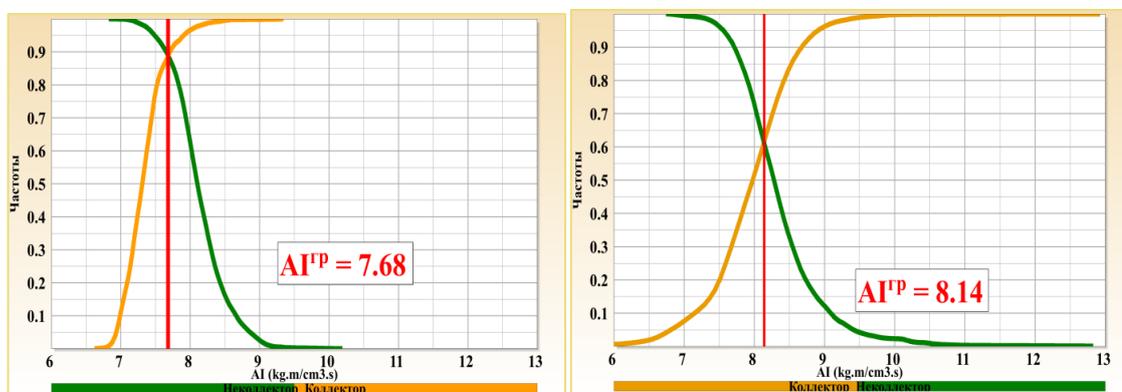
А

Б

Рисунок 4. 2 - Гистограммы распределения импеданса продольной волны по критерию коллектор – неколлектор. А - необработанных кривых и Б - обработанных кривых АК и ГК-П

По величине импеданса разделения на коллектор и не коллектор для пласта АС не наблюдается. По накопительным гистограммам наблюдается разделение на коллектор и неколлектор (рис. 4.3), причем использование обработанных кривых

ГИС (рис. 4.3 Б) позволило уменьшить погрешность до 0.6%, по сравнению с использованием исходных данных (рис. 4.3 А), когда величина ошибки составляла 0.88%.

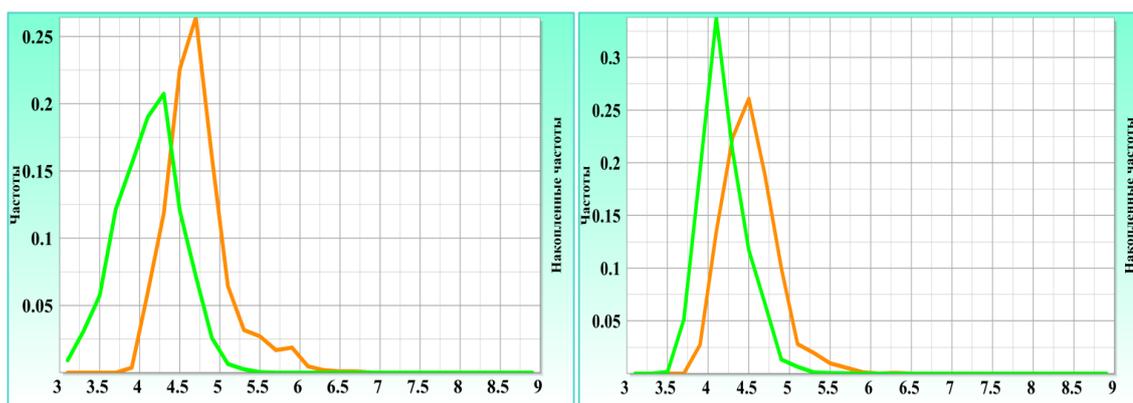


А

Б

Рисунок 4. 3 - Накопительные гистограммы распределения импеданса продольной волны по критерию коллектор – неколлектор. А - необработанных кривых и Б - обработанных кривых АК и ГГК-П

На рисунке 4.4 представлены гистограммы распределения импеданса поперечной волны полученного по данным ГИС, с привлечением зарегистрированных (рис.4.4 А) и обработанных (рис.4.4 Б) кривых АКШ и ГГК-П.

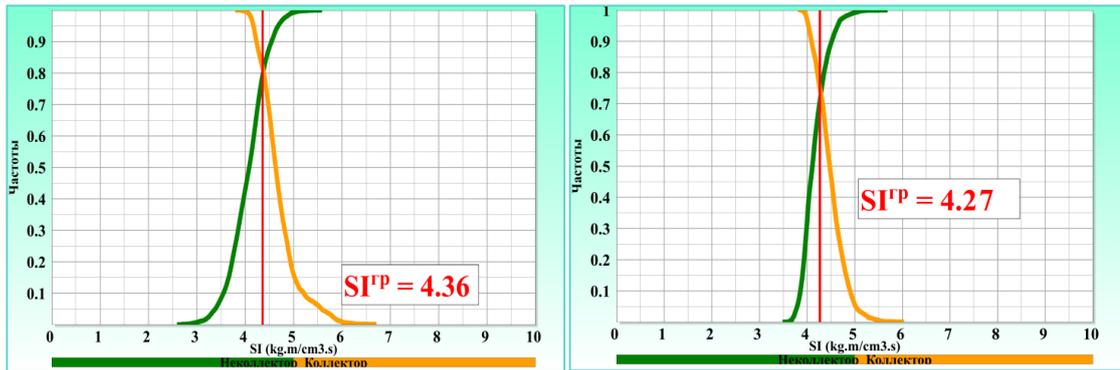


А

Б

Рисунок 4. 4 - Гистограммы распределения импеданса поперечной волны по критерию коллектор – неколлектор. А - необработанных кривых и Б - обработанных кривых АКШ и ГГК-П

По величине импеданса разделения на коллектор и не коллектор для пласта АС не наблюдается. По накопительным гистограммам наблюдается разделение на коллектор и не коллектор (рис. 4.5), причем использование обработанных кривых ГИС (рис. 4.5 Б), хоть не значительно, но позволило уменьшить погрешность до 0.75%, по сравнению с использованием исходных данных (рис. 4.5 А), когда величина ошибки составляла 0.8%.

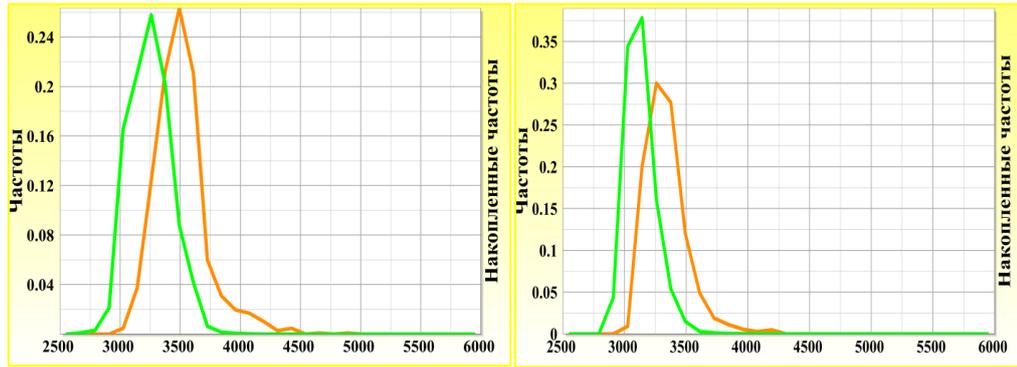


А

Б

Рисунок 4. 5 - Накопительные гистограммы распределения импеданса поперечной волны по критерию коллектор – не коллектор. А - необработанных кривых и Б - обработанных кривых АК и ГТК-П

В целом прослой коллектора от не коллектора имеют незначительное разделение по параметрам импедансов, т.к. большой вклад вносят скорости продольной и поперечной волны, по которым не наблюдаются разделения (рис. 4.6, 4.8).

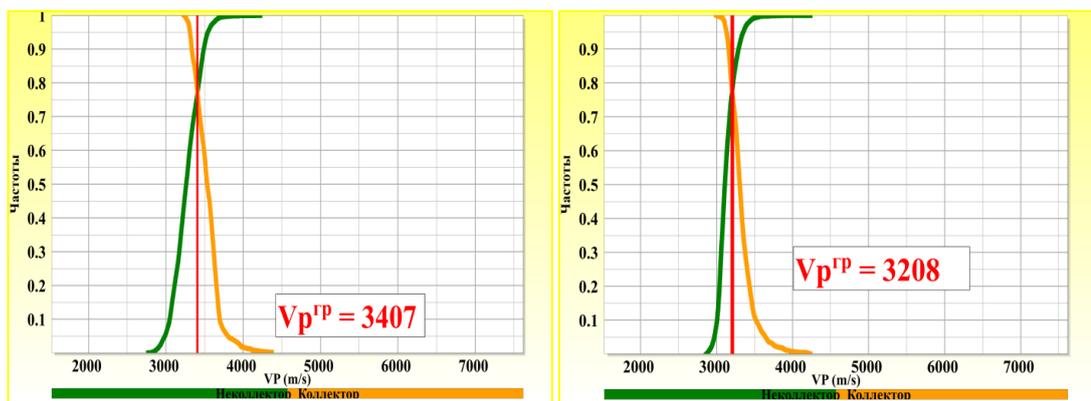


А

Б

Рисунок 4. 6 - Гистограммы распределения продольной волны (V_p) по критерию коллектор – не коллектор. А – по необработанным кривым и Б - по обработанным кривым АК

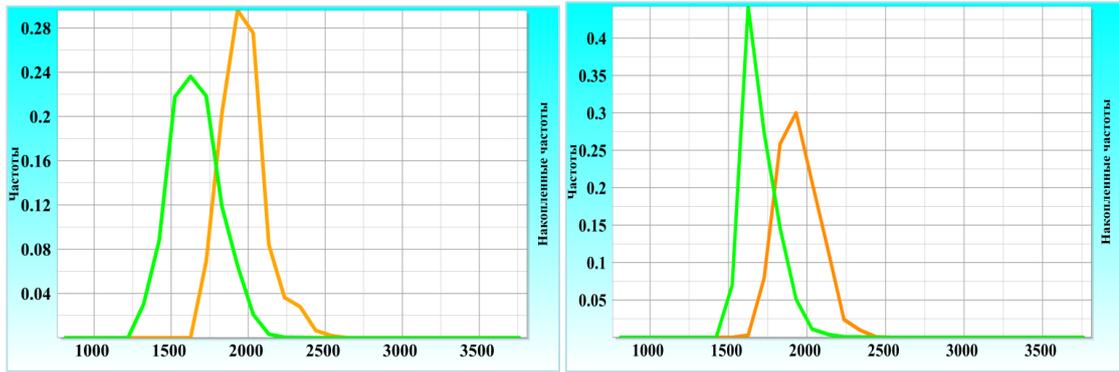
На рисунке 4.6 представлены гистограммы распределения продольной волны (V_p) рассчитанной по данным ГИС, с привлечением зарегистрированных (рис.4.6 А) и обработанных (рис.4.6 Б) кривых АК. По накопительным гистограммам наблюдается разделение на коллектор и не коллектор (рис. 4.7), с величиной погрешности 0.77% (рис. 4.7 А). Привлечение обработанных кривых АК (рис. 4.7 Б) не уменьшило погрешность, скорректировалась только граничная величина.



А

Б

Рисунок 4. 7 - Накопительные гистограммы распределения продольной волны (V_p) по критерию коллектор – неколлектор. А – по необработанным кривым и Б - по обработанным кривым АК

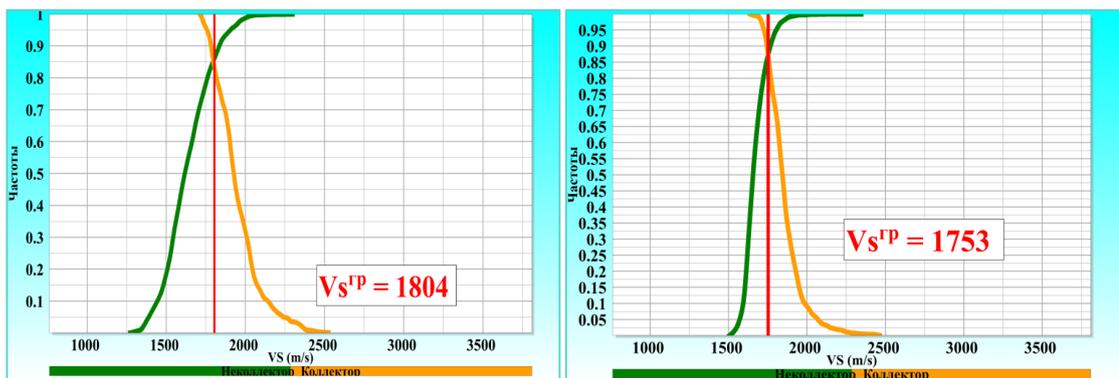


А

Б

Рисунок 4. 8 - Гистограммы распределения поперечной волны (V_s) по критерию коллектор – неколлектор. А – по необработанным кривым и Б - по обработанным кривым АКШ

На рисунке 4.8 представлены гистограммы распределения поперечной волны (V_s) рассчитанной по данным ГИС, с привлечением зарегистрированных (рис. 4.8 А) и обработанных (рис. 4.8 Б) кривых АКШ. По накопительным гистограммам наблюдается разделение на коллектор и не коллектор (рис. 4.9), с величиной погрешности 0.85% (рис. 4.9 А). Привлечение обработанных кривых АК (рис. 4.9 Б) не уменьшило погрешность, скорректировалась только граничная величина.

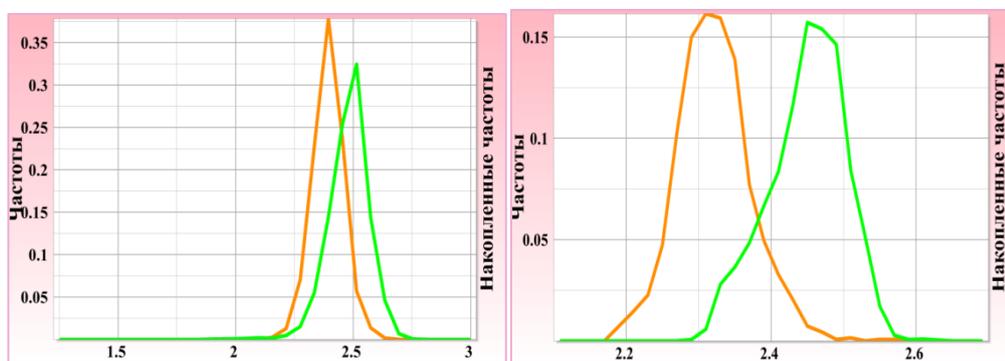


А

Б

Рисунок 4. 9 - Накопительные гистограммы распределения продольной волны (V_s) по критерию коллектор – неколлектор. А – по необработанным кривым и Б - по обработанным кривым АКШ

На рисунке 4.10 представлены гистограммы распределения параметра плотности полученного с привлечением зарегистрированных (рис. 4.10 А) и обработанных (рис. 4.10 Б) кривых ГГК-П.



А

Б

Рисунок 4. 10 - Гистограммы распределения параметра плотности (σ) по критерию коллектор – неколлектор. А – по необработанным кривым и Б - по обработанным кривым ГГК-П

По накопительным гистограммам наблюдается разделение на коллектор и неколлектор (рис. 4.11), причем использование обработанных кривых ГИС (рис. 4.11 Б) значительно позволило уменьшить погрешность до 0.12%, по сравнению с использованием исходных данных (рис. 4.11 А), когда величина ошибки составляла 0.75%. Так же скорректировалась граничная величина плотности.

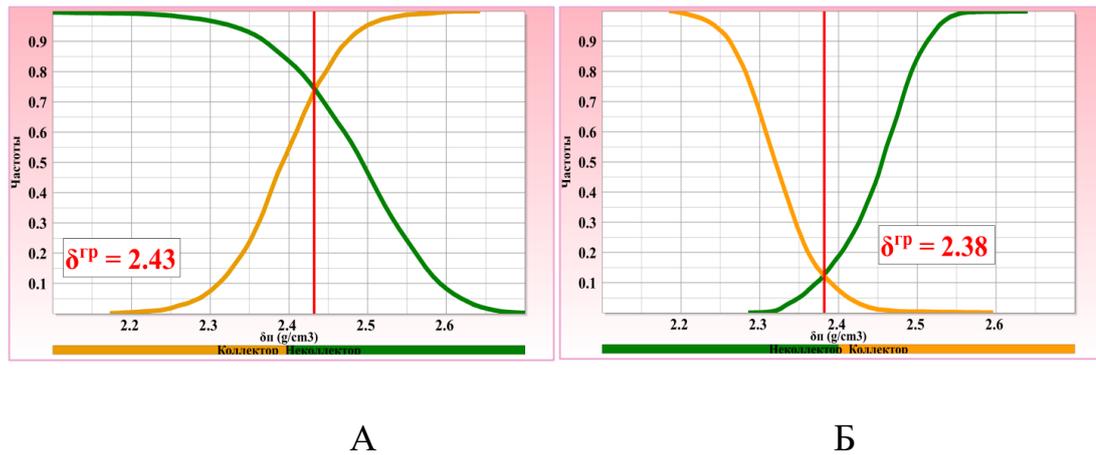


Рисунок 4. 11 - Накопительные гистограммы распределения параметра плотности (σ) по критерию коллектор – неколлектор. А – по необработанным кривым и Б - по обработанным кривым ГТК-П

Для решения задачи разделения по литотипам на основании анализа петроупругих характеристик разреза получены неоднозначные результаты. Как можем наблюдать из рисунков 4.2 – 4.9, разделение пород по акустическим параметрам возможно выполнить весьма условно, т.к. наблюдается большая величина погрешности от 60 до 88%. Хорошее деление между песчаниками и глинами отмечается по плотности, эффективность использования по $\delta_{п}$ составляет 88% (погрешность 12%), величина разделения составила 2.38 г/см³.

Для более точного разделения на коллектор и неколлектор следует применять двумерные зависимости с построением более сложных связей между петроупругими параметрами, учитывающих угловой коэффициент. Для этого были построены коросплоты, представленные на рисунках 4.12 – 4.18.

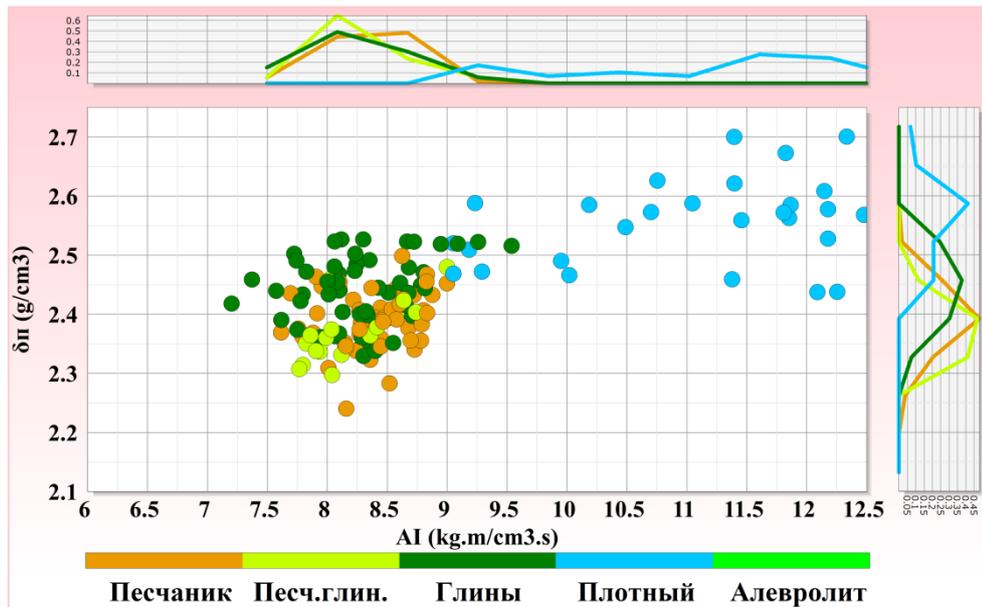


Рисунок 4. 12 - Графики зависимостей значений плотности от акустического импеданса до обработки АК и ГГК-П

При использовании не обработанных кривых ГИС из рисунка 4.12 видно, что карбонатные породы характеризуются значениями акустического импеданса более $9.7 \text{ кг}\cdot\text{м}/\text{см}^3\cdot\text{с}$., а в интервал акустического импеданса $7-9.5 \text{ кг}\cdot\text{м}/\text{см}^3\cdot\text{с}$, попадают все песчано-глинистые породы. Разделение коллекторов от не коллекторов по величине импеданса не наблюдается. По величине плотности разделение литотипов тоже не происходит, все они замешаны в одном интервале значений от 2.2 до $2.7 \text{ г}/\text{см}^3$. Совсем другая картина наблюдается, когда мы привлекаем для анализа данные с обработанных кривых АК и ГГК-П (рис. 4.13).

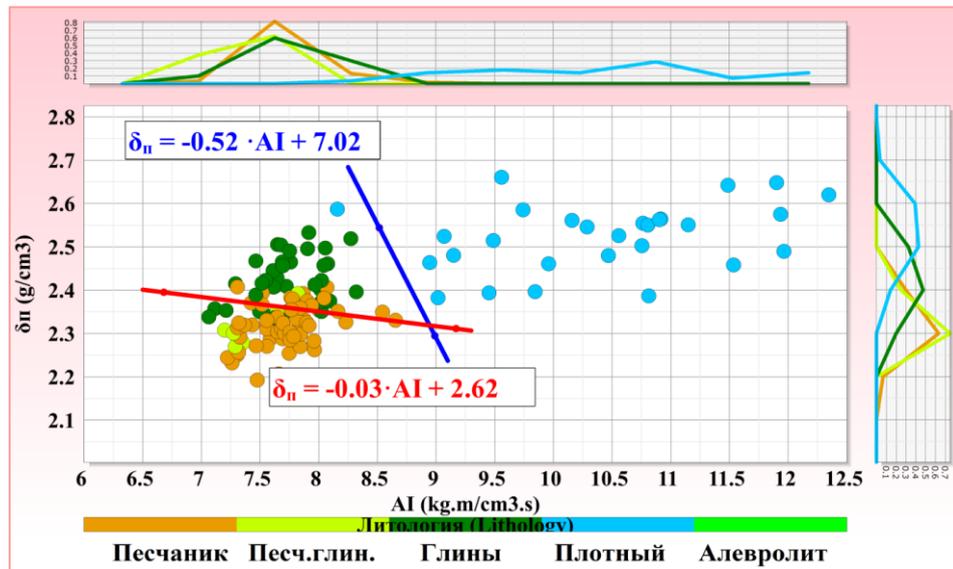


Рисунок 4. 13 - Графики зависимостей значений плотности от акустического импеданса после обработки АК и ГКК-П

Из рисунка 4.13 видно, что карбонатные породы характеризуются значениями акустического импеданса более $9 \text{ кг} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$., а интервал акустического импеданса $7.5-9 \text{ кг} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$., попадают все песчано-глинистые породы, поэтому разделение по данному критерию не целесообразно. Привлечение второго параметра – плотность, позволяет наиболее вероятно разделить породы между собой. В диапазоне со значением плотности $2.19-2.41 \text{ г} / \text{см}^3$ наиболее вероятно выделяются песчаные породы – коллектора. При значениях плотности выше $2.41 \text{ г} / \text{см}^3$ – глины и карбонатные породы. Песчаники глинистые входят в верхний интервал чистых песчаников и встречаются в диапазоне изменения плотности $2.25-2.4 \text{ г} / \text{см}^3$. Для разделения плотных пород и песчано-глинистых по плотности и акустическому импедансу построены двумерные зависимости, представленные на рисунке 4.13.

Аналогичным образом проведен анализ разделения по сдвиговому импедансу (рис. 4.14 – 4.15).

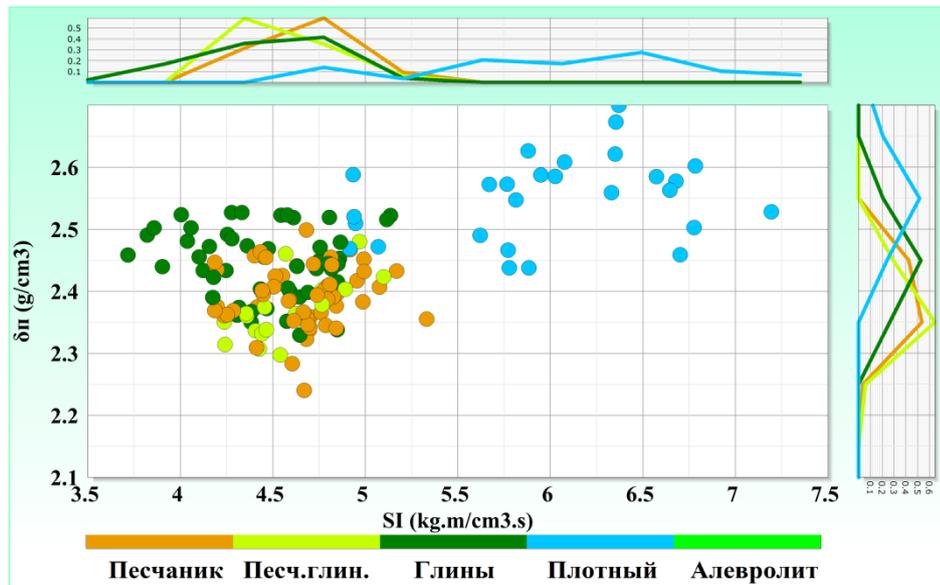


Рисунок 4. 14 - Графики зависимостей значений плотности от сдвигового импеданса до обработки АК и ГГК-П

При использовании не обработанных кривых ГИС из рисунка 4.14 видно, что карбонатные породы характеризуются значениями сдвигового импеданса более 5.5 кг·м/см³·с., а в интервал сдвигового импеданса 3.5-5.5 кг·м/см³·с, попадают все песчано-глинистые породы. Разделение коллекторов от не коллекторов по величине сдвигового импеданса не наблюдается. По величине плотности разделение на литотипы тоже не происходит, все они замешаны в одном интервале значений от 2.2 до 2.7 г/см³. Совсем другая картина наблюдается, когда мы привлекаем для анализа данные с обработанных кривых АК и ГГК-П (рис. 4.15).

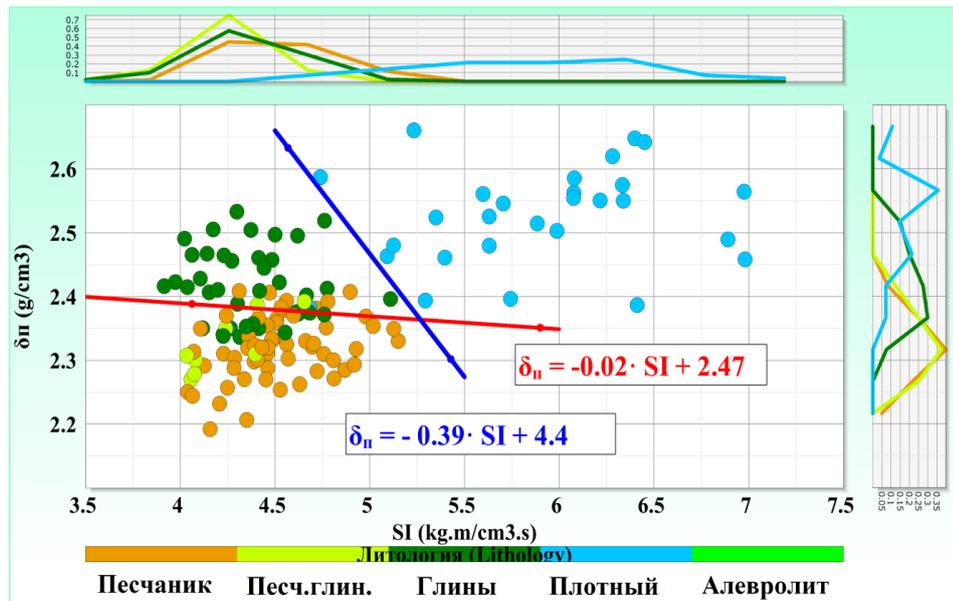


Рисунок 4. 15 - Графики зависимостей значений плотности от сдвигового импеданса после обработки АК и ГГК-П

Из рисунка 4.15 видно, что карбонатные породы характеризуются значениями сдвигового импеданса более $5.2 \text{ кг} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$., а в интервал сдвигового импеданса $3.8\text{-}5.2 \text{ кг} \cdot \text{м} / \text{см}^3 \cdot \text{с}$, попадают все песчано-глинистые породы, поэтому разделение по данному критерию не целесообразно. Привлечение второго параметра – плотность, позволяет наиболее вероятное разделить породы между собой. В диапазоне со значением плотности $2.19\text{-}2.41 \text{ г} / \text{см}^3$ наиболее вероятно выделяются песчаные породы – коллектора. При значениях плотности выше $2.41 \text{ г} / \text{см}^3$ – глины и карбонатные породы. Песчаники глинистые входят в верхний интервал чистых песчаников и встречаются в диапазоне изменения плотности $2.25\text{-}2.4 \text{ г} / \text{см}^3$. Для разделения плотных пород и песчано-глинистых по плотности и акустическому импедансу построены двумерные зависимости, представленные на рисунке 4.15.

Зависимость плотности от отношения V_p/V_s построенная по необработанным данным ГИС не находит своего применения, в связи с наличием зоны перекрытия чистых глин и песчаников, затрудняющей достоверное разделение пород, что подтверждается кросс-плотом (рис. 4.16).

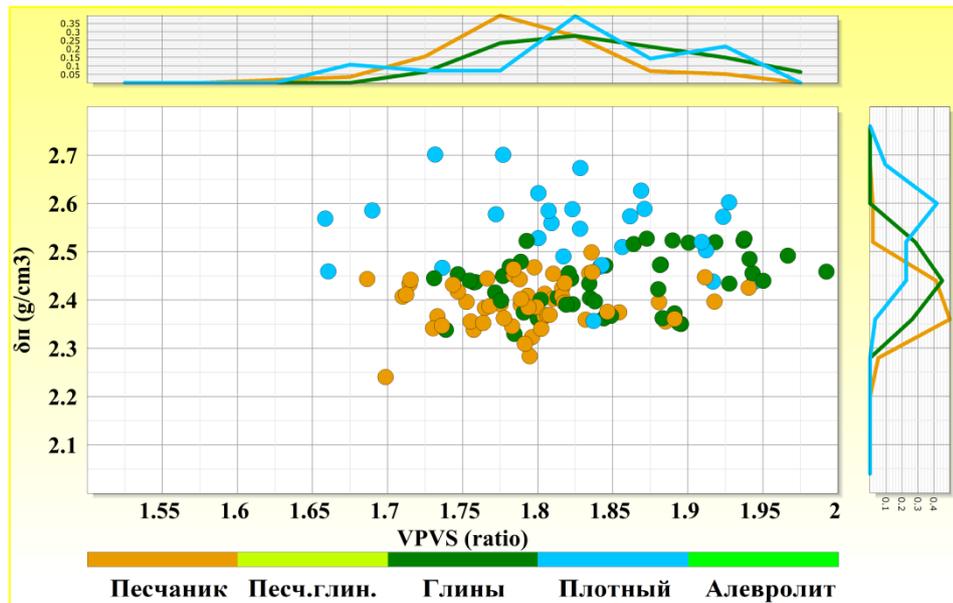


Рисунок 4. 16 - График зависимости значений плотности от отношения V_p/V_s до обработки АК и ГТК-П

При использовании обработанных кривых АК и ГТК-П (рис. 4.17) видно, что карбонатные и все песчано-глинистые породы характеризуются значениями отношения V_p/V_s в одном интервале значений 1.5-2, поэтому разделение по данному критерию не целесообразно. Привлечение второго параметра – плотность, позволяет наиболее вероятное разделить породы между собой. В диапазоне со значением плотности 2.19-2.41 г/см³ наиболее вероятно выделяются песчаные породы – коллектора. При значениях плотности выше 2.41 г/см³ – глины и карбонатные породы. Для разделения плотных пород и песчано-глинистых по плотности и отношению V_p/V_s построены двумерные зависимости, представленные на рисунке 4.17.

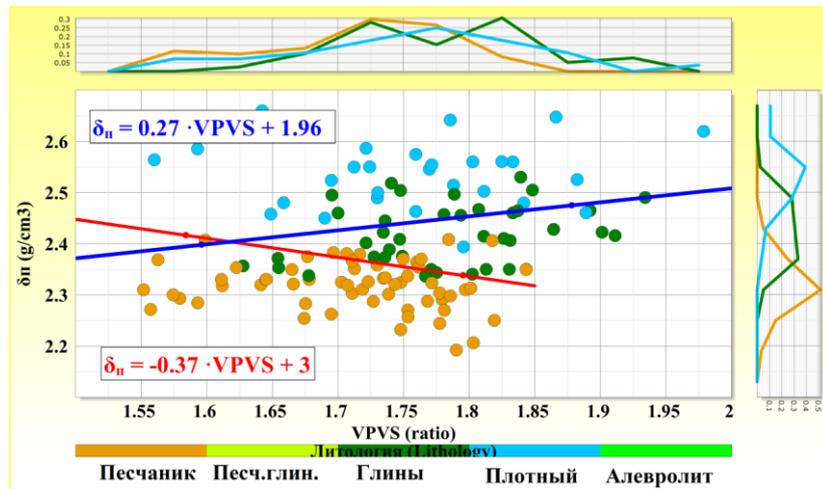


Рисунок 4. 17 - График зависимости значений плотности от отношения V_p/V_s после обработки АК и ГГК-П

Одним из эффективных методов разделения литотипов является сопоставление петроупругих характеристик с пористостью горных пород. На кросс-плоте (рис. 4.18) представлена зависимость АІ от K_p , на которой хорошо отделяются карбонатизированные породы от песчано-глинистых. Песчано-глинистые породы представлены тремя классами: глины, песчаники и алевролиты. Из анализа кросс-плота видно, что отсутствует четкое разделение по пористости между глинами и алевролитами, а также между алевролитами и песчаниками, наблюдается замещение одной породы другой. Можно выделить следующие интервалы пористости по породам: глины 10.7 – 13.5%, глины – алевролиты-песчаники 13.9 – 16.2%, песчаники 16.2 – 21 %.

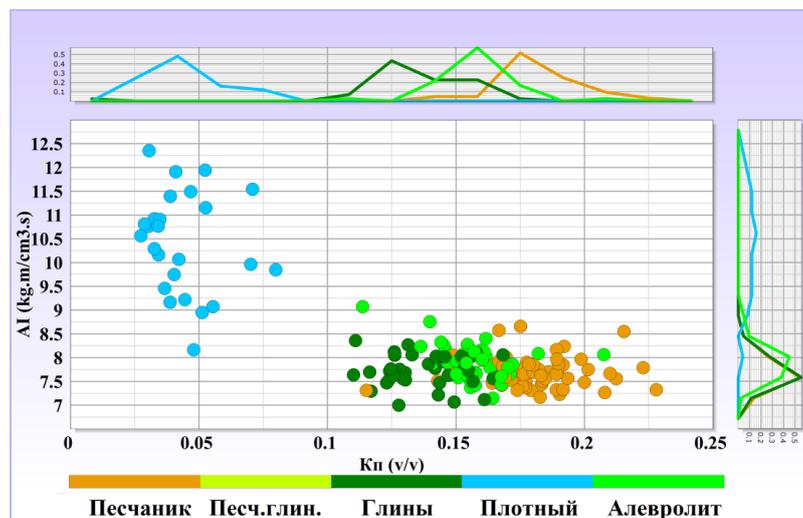


Рисунок 4. 18 - График зависимости значений акустического импеданса от пористости горных пород

Таким образом, интервал по пластам группы АС благоприятен для решения задачи литологического разделения на основании анализа петроупругих свойств, при использовании обработанных кривых АК и ГГК-П.

4.2.2. Прогноз горных пород по данным ГИС

Для прогноза распространения коллекторских свойств пласта АС создан алгоритм, учитывающий разделение на литотипы по петроупругим параметрам. Исходными данными послужили значения AI, σ и отношение V_p/V_s рассчитанные по данным ГИС. При выделении коллекторов и не коллекторов применялись двумерные зависимости с угловым коэффициентом, представленные на кросс-плотах (рис. 4.13, рис. 4.17).

Алгоритм выполнялся при соблюдении следующих условий:

Выделение алевролитов (неколлектор):

$$V_p/V_s < 1.72,$$

$$\delta_{II} > -0.03 \cdot AI + 2.56,$$

$$\delta_{II} > -0.37 \cdot V_p/V_s + 3,$$

$$\delta_{II} < -0.52 \cdot AI + 7.02$$

Выделение песчаников (коллектор):

$$\delta_{II} < 2.39,$$

$$\delta_{II} < -0.03 \cdot AI + 2.56$$

Выделение карбонатных разностей:

$$AI > 9.05,$$

$$\delta_{II} > -0.52 \cdot AI + 7.02$$

При необходимости выделения только определенного типа породы следует использовать только одно вышеуказанных условий. Для выделения коллекторов (песчаник) необходимо использовать условие – «выделение песчаников».

Результат представлен на (рис. 4.19) колонка литология 1. Для выделения карбонатных прослоев применяем условие «выделение карбонатных разностей». Результирующая колонка – литология 2. Все литотипы пород определяются при учете всех условий – колонка литология 3.

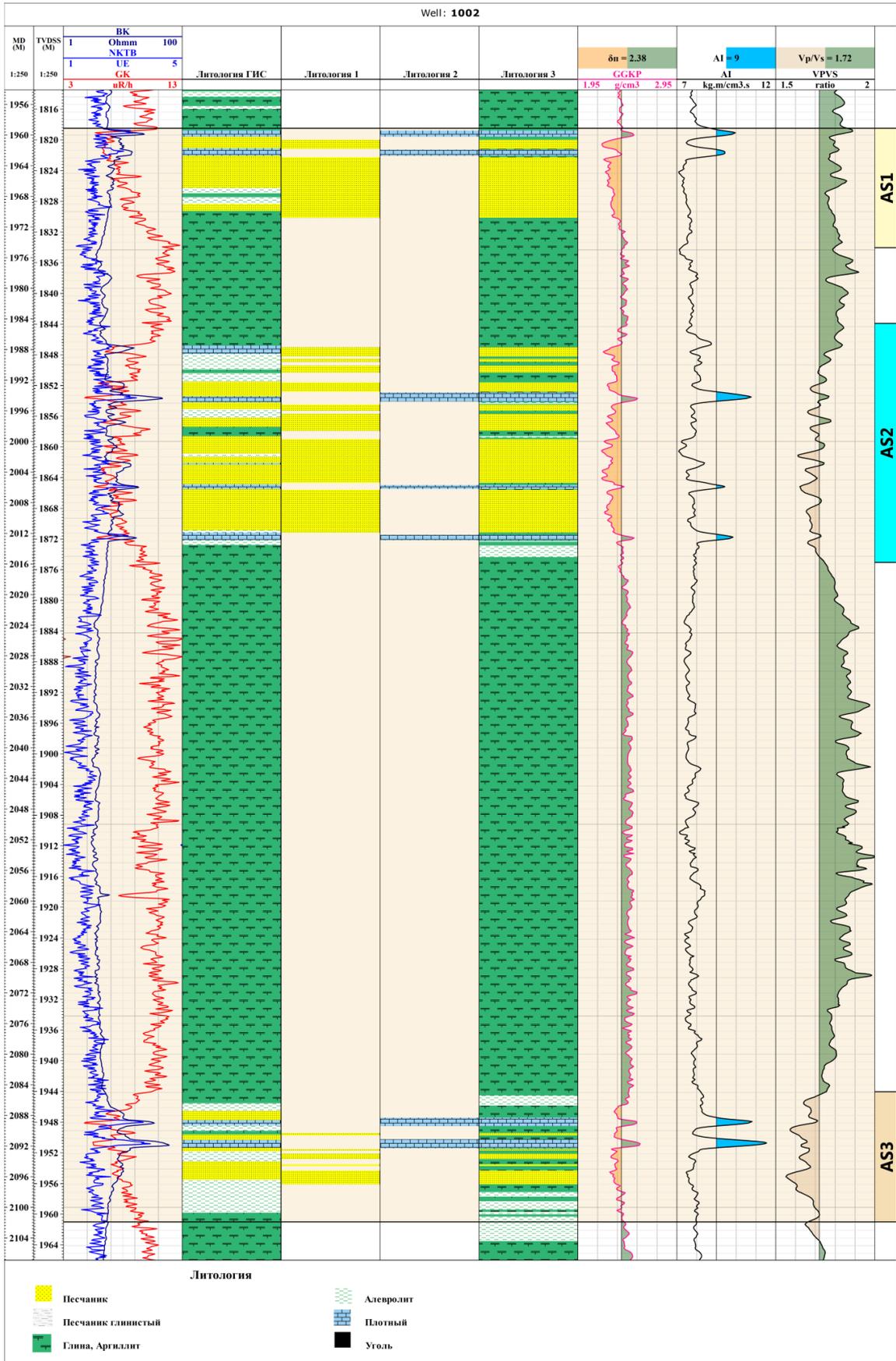


Рисунок 4. 19 - Сравнение литологии по ГИС с литологией, полученной по Рок физике

4.2.3. Теоретическое моделирование (*Rock Physics*)

Пример теоретического моделирования рассмотрим на примере одного месторождения.

Необходимость выполнения теоретического моделирования упругих свойств пород по данным ГИС и использования в процессе комплексной интерпретации сейсмических и скважинных данных именно синтетических кривых, а не исходных замеров ГИС обусловлена рядом причин:

1. Позволяет уточнить уровень показаний методов АК и ГГК-п в интервалах разрушения стенок скважин (каверн);

2. Позволяет выполнять процедуру флюидозамещения в породах-коллекторах любым типом флюида (нефтью, газом, водой), который потенциально может присутствовать в рассматриваемых залежах;

3. Позволяет учесть разновременность выполнения сейсмической съемки и геофизических исследований в скважинах и различие в состоянии залежи углеводородов на эти моменты времени, что часто наблюдается в сейсмических проектах, и привести коллекторские и упругие свойства пород к условиям проведения сейсмической съемки.

Для целей создания синтетических кривых акустического и плотностного методов порода представляется теоретической моделью, состоящей из нескольких компонентов – определенным соотношением минералов в скелете пород, глинистыми минералами и объемом ёмкостного пространства, заполненного флюида (фильтрат ПЖ, пластовая вода, нефть, газ). Упругие свойства модели этой породы, в целом, определяются свойствами каждой компоненты, входящей в состав породы, их объемными долями и параметрами пространственного распределения этих компонентов. Кроме того, используются физические свойства порового флюида, которые зависят от его компонентного состава (нефть, газ, вода) и соотношения отдельных типов флюида в ёмкостном пространстве пород,

давления и температуры. Таким образом, для реализации задачи моделирования упругих свойств необходимы следующие входные данные:

1. Откорректированные кривые скорости продольных, поперечных волн и объемной плотности;
2. Результаты интерпретации ГИС – объемное содержание минералогических фракций (объем глинистых минералов, минеральных составляющих скелета породы), пористость породы, коэффициенты нефте-, газо- и водонасыщенности;
3. Термобарические условия залегания пород;
4. Свойства пластовых флюидов – углеводородов и пластовой воды.

Следует отметить, что алгоритм моделирования упругих свойств горных пород по данным ГИС, имеет определенные ограничения – не предназначен для использования в наклонных скважинах, а также не предусмотрен для случаев преобладания в изучаемых отложениях кривой слоистости, т.е. подразумевает горизонтально слоистую модель породы. На рисунке 4.20 приведены фотографии керна скважин 11П и 20П пласта БУ и скважины 51П пласта БТ, которые предполагают также наличие горизонтального залегания прослоев пород в исследуемой скважине.

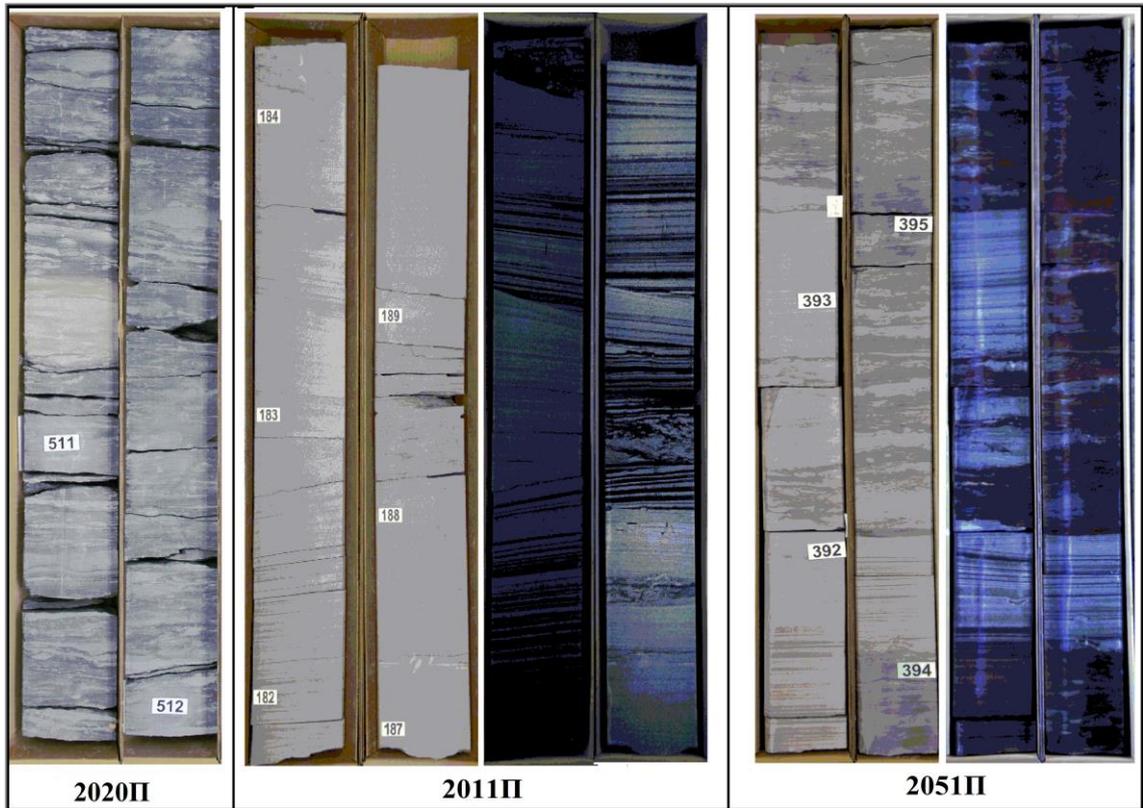


Рисунок 4. 20 - Слоистость в скважинах 20П, 11П, пласт БУ и 51П, пласт БТ

По проведенной комплексной поточечной интерпретации данных ГИС была получена ёмкостная характеристика пород, построена объёмная петрофизическая модель (Рис. 4.21). На основе объёмной модели и количественных критериев, установленных при анализе керна соседнего ЛУ, изучаемые отложения разделены на следующие «литотипы»: коллектор (насыщенный нефтью, нефтью с водой, водой), не коллектор глинистый, не коллектор плотный.

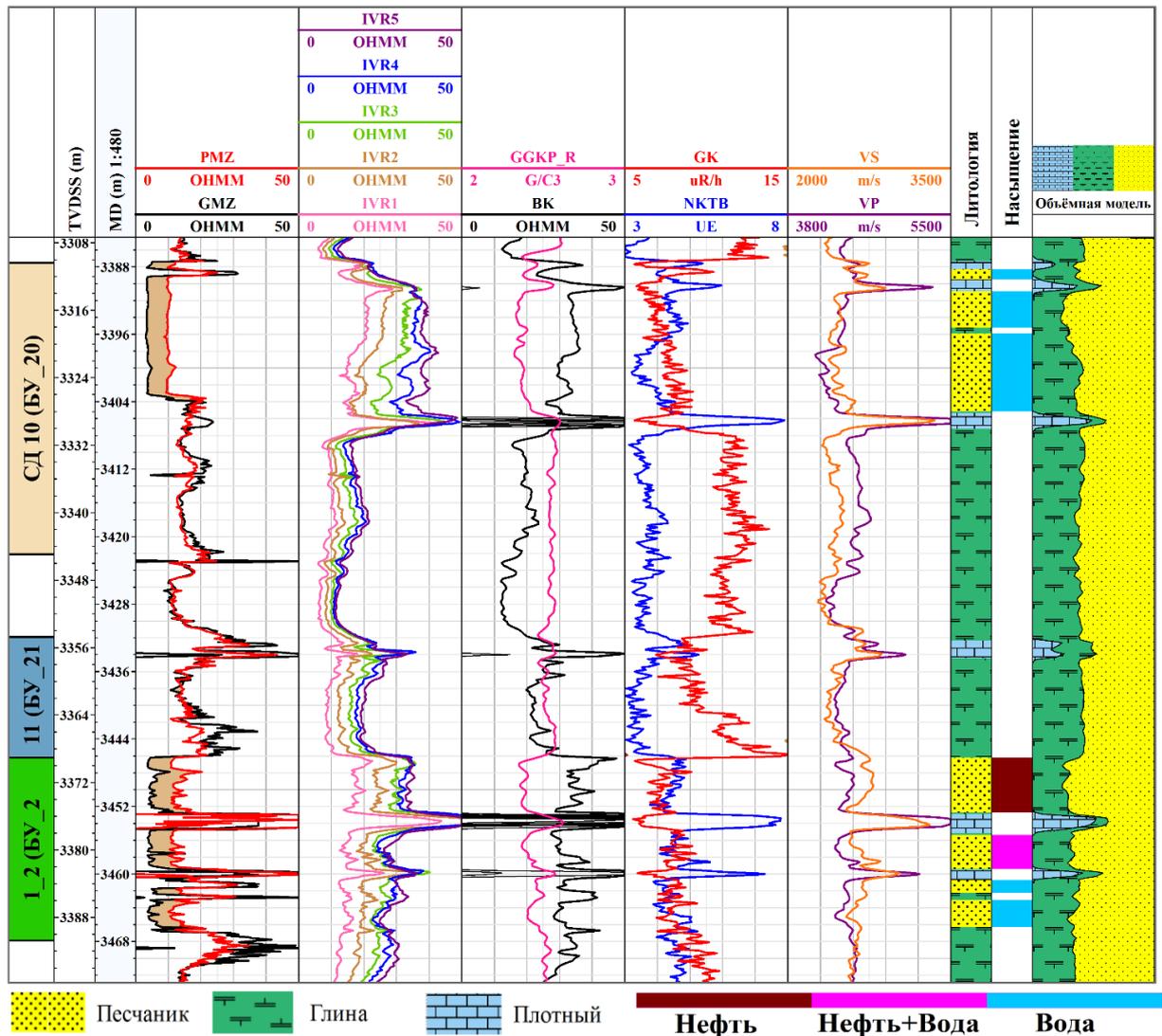


Рисунок 4. 21 - Построение объемной петрофизической модели

Существует множество возможных комбинаций методов и приемов, которые позволяют получить с некоторыми допущениями и определенной долей вероятности хорошее соответствие модельных кривых с измеренными данными. После тестирования различных алгоритмов в данной работе была выбрана модель «Теории Эффективных Сред» (Differential Effective Medium (DEM)).

При сопоставлении модельных кривых с измеренными данными, сравнение проводится как визуально, так и по величине среднеквадратического отклонения. В случае значительных расхождений между ними проводится корректировка входных данных (объемного содержания минералов, параметров теоретической модели и т.д.) и процесс моделирования повторяется.

4.2.4. Результаты теоретического моделирования и установление взаимосвязей между упругими и коллекторскими свойствами

Следующим этапом после получения модельных кривых V_p , V_s и δ_p , наиболее отвечающих исходным данным (при сравнении их с замеренными кривыми), является установление взаимосвязей между упругими и коллекторскими свойствами и оценки возможности их прогнозирования по данным сейсморазведки.

На рисунках 4.22-4.23 представлены результаты моделирования упругих свойств для пластов БУ и сопоставление их с замеренными откорректированными кривыми.

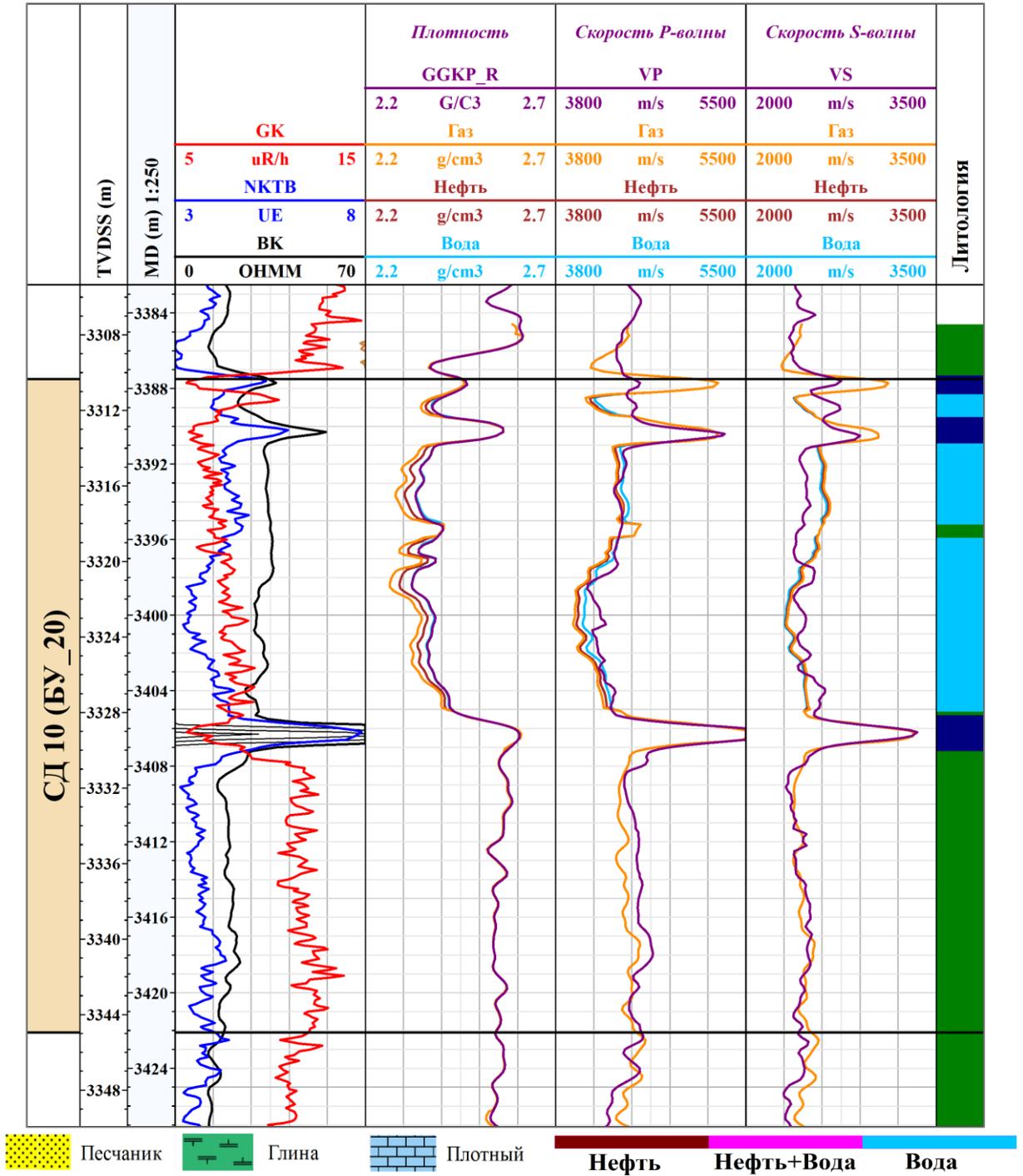


Рисунок 4. 22 - Результаты моделирования по пласту БУ

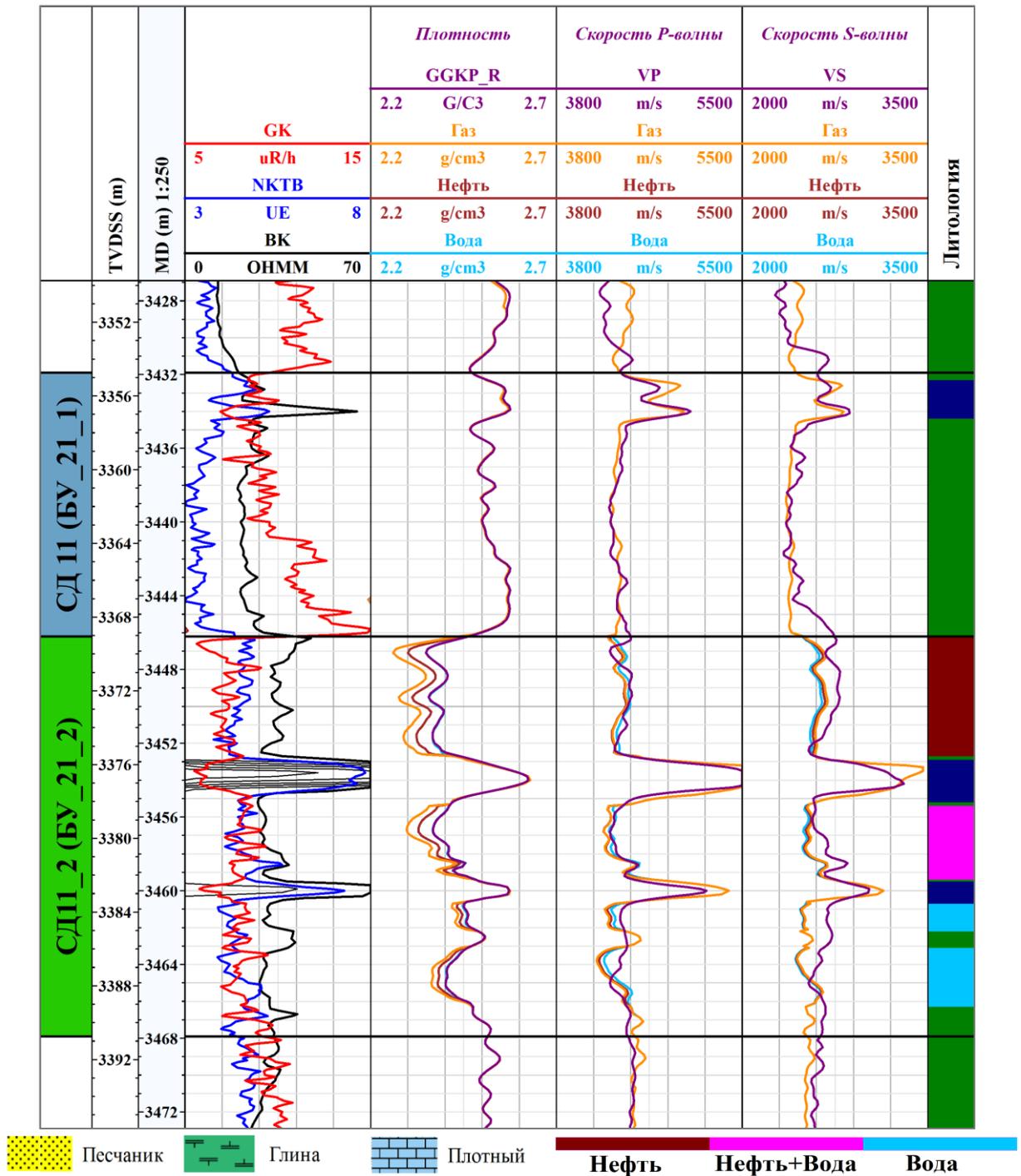


Рисунок 4. 23 - Результаты моделирования по пласту БУ

Как видно из представленных планшетов, исходные и модельные кривые имеют хорошую сопоставимость, за исключением области коллекторов. Такое поведение связано с различием насыщения коллекторов: зоне исследований методов АК и ГГК-п в емкостном пространстве коллекторов находится смесь фильтрата промывочной жидкости и остаточных углеводородов, а модельные

кривые этих методов соответствуют истинному насыщению без влияния каких-либо факторов. По моделированным кривым были выполнены сопоставления упругих характеристик и петрофизических параметров различных литотипов (песчаник, глина, плотный) с заливкой по насыщению (нефте-, нефтеводо-, водонасыщенные песчаники) рисунки 4.24-4.30.

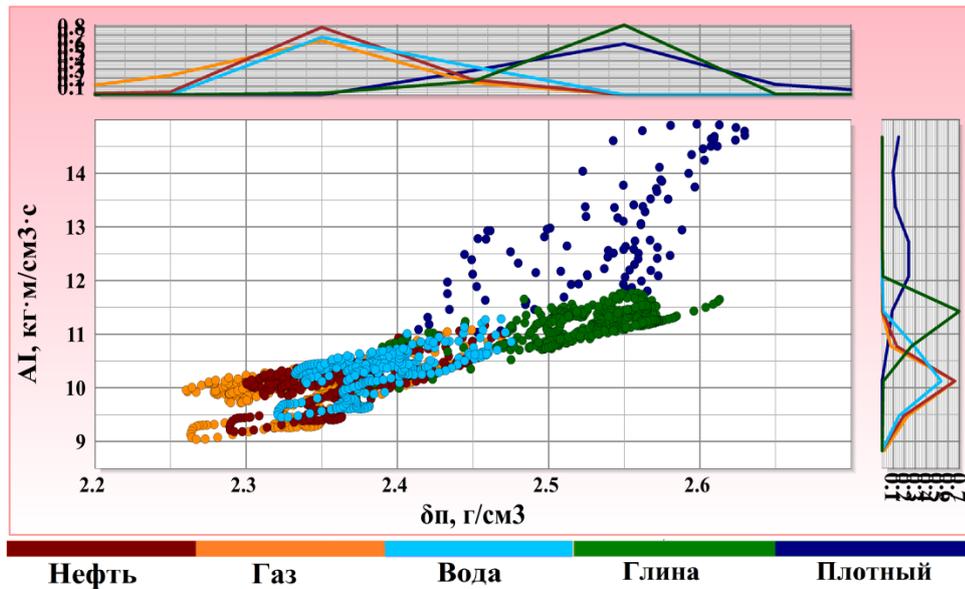


Рисунок 4. 24 - График зависимости акустического импеданса от плотности

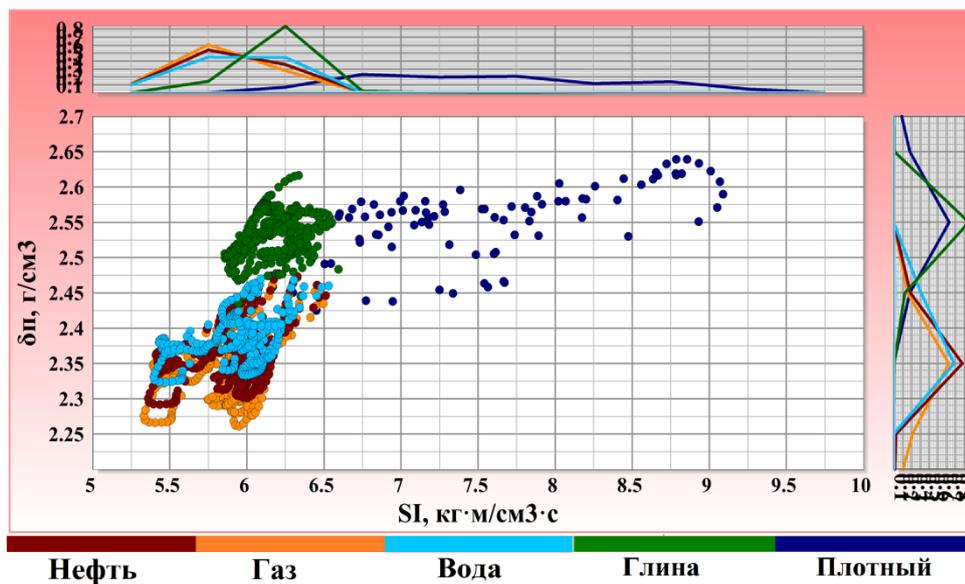


Рисунок 4. 25 - График зависимости плотности от сдвигового импеданса

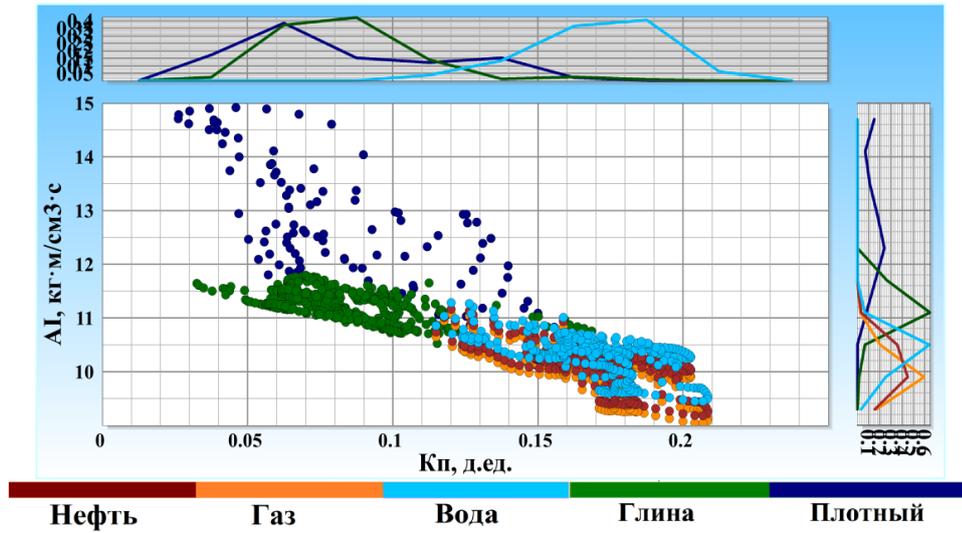


Рисунок 4. 26 - График зависимости акустического импеданса от коэффициента пористости

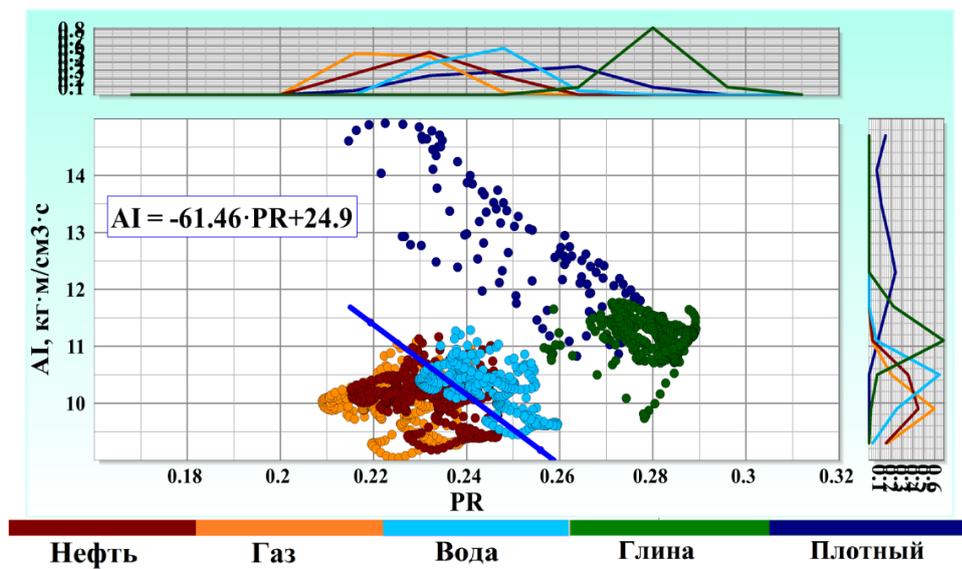


Рисунок 4. 27 - График зависимости акустического импеданса от коэффициента Пуассона

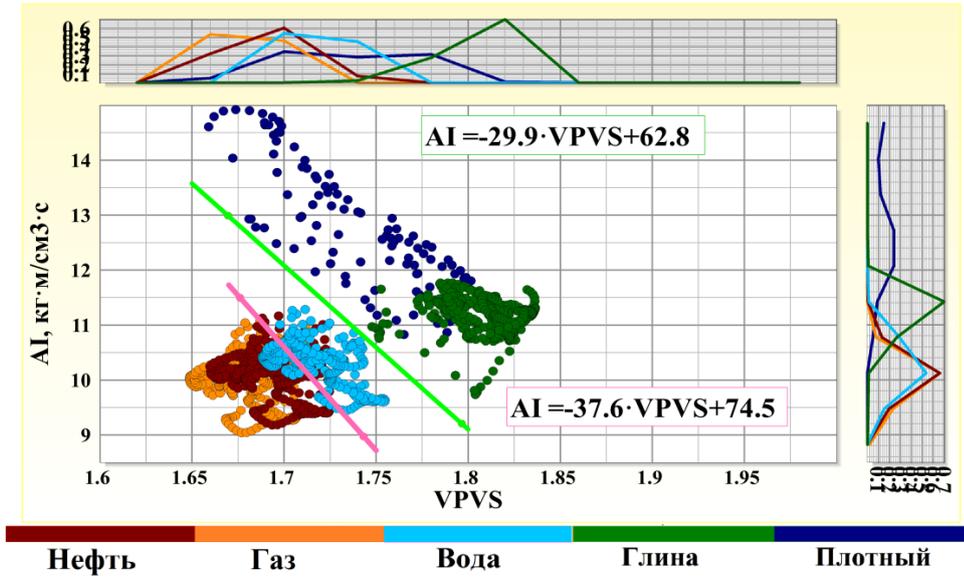


Рисунок 4. 28 - График зависимости значений отношения AI от V_p/V_s

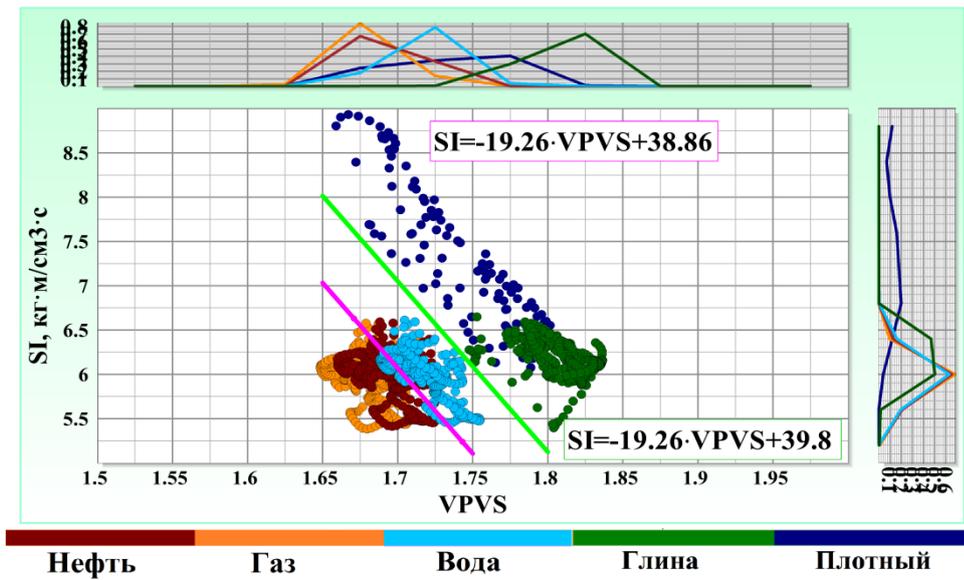


Рисунок 4. 29 - График зависимости значений отношения SI от V_p/V_s

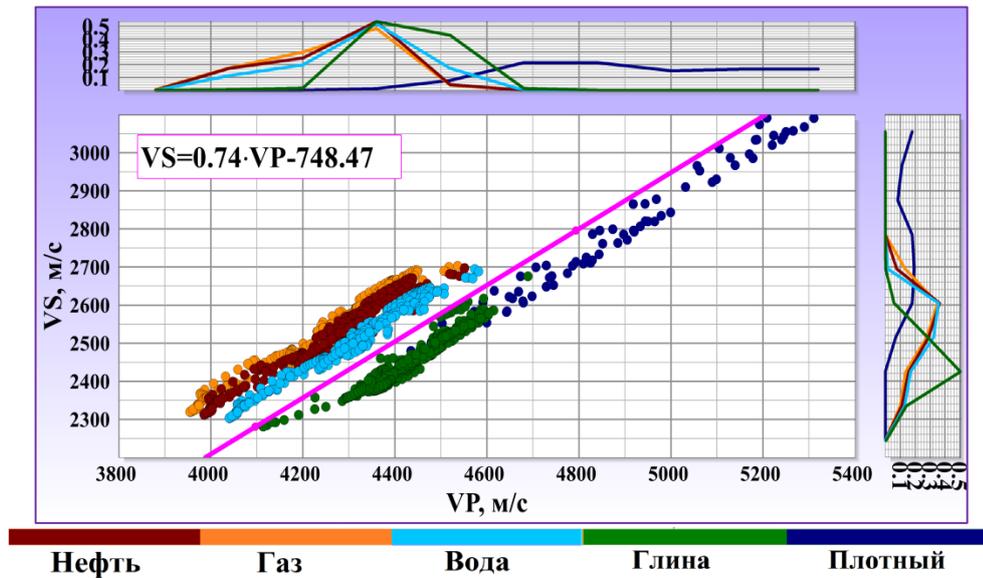


Рисунок 4. 30 - График зависимости значений отношения V_s от V_p

Из вышеприведённых распределений можем наблюдать, что наблюдается тенденция отделения пород-коллекторов от неколлекторов в поле этих графиков. Распределения упругих параметров наблюдаются значительные области перекрытия, поэтому разделение коллекторов по типу насыщения представляется затруднительным. Линиями на графике показаны границы между коллекторами с различным характером насыщения и литологией, что было смоделировано путем флюидозамещения. В таблице 4.1 приведены граничные значения по моделированным параметрам.

Таким образом, модельные кривые вполне согласуются с исходными и отражают картину начального насыщения, не затронутого бурением или разработкой, в дальнейшем помогая прогнозировать литотипы пород и их истинную насыщенность по сейсмическим данным.

Таблица 4. 1 - Диапазоны изменения и перекрытия упругих параметров при разделении коллекторов

Литология \ Параметр	AI, кг·м/см ³ ·с	SI, кг·м/см ³ ·с	δ_p , г/см ³	VP, м/с	VS, м/с	VP/VS
Газонасыщенный песчаник	10.5	< 5.8	2.25- 2.3	< 4350	> 2500	1.7
Нефтенасыщенный песчанк			2.3- 2.35			
Водонасыщенный песчаник	10.5-10.7		2.35- 2.45			
Глина	10.8	5.8-6.6	2.45	> 4350	< 2500	> 1.75
Плотный	> 12	> 6.6	> 2.5	> 4600	> 2700	-

Интервал пластов БУ к разделению по литотипам пород благоприятен, но по характеру насыщения разделить затруднительно. Полученные результаты можно считать оценочными, ввиду отсутствия отбора и исследований керна на данных отложениях.

Кроме того, для более корректного анализа результатов моделирования следует применять выполненные сопоставления упругих свойств в соответствии с сейсмофациальными зонами. Совместный анализ данных может привести к пропуску коллекторов в областях различных зон, поскольку область их распространения может перекрываться с областью распространения неколлекторов.

При исследовании вновь пробуренных скважин на изучаемые отложения необходимо провести отбор керна с выполнением стандартных исследований, а также прописать расширенный комплекс ГИС с методами плотностного каротажа (ГГК-п) и акустического широкополосного (АКШ) с замерами поперечной волны, что позволит более достоверно выполнить прогноз коллекторских свойств по сейсмическим данным.

ВЫВОДЫ

В данной главе проиллюстрирована эффективность предложенных в диссертации решений при решении ряда задач сейсмогеологического моделирования.

Задача литологического расчленения разреза по скважинам на основании анализа петроупругих свойств, решается только при использовании обработанных кривых АК и ГГК-П с оценкой качества.

По одномерным зависимостям, надежное разделение на породы коллектора и неколлектора получено только, по параметру плотности горных пород.

Двумерные зависимости, учитывающие угловые коэффициенты связей позволяют выполнить литологическое разделение по петроупругим параметрам (AI , SI , V_p , V_s , $\sigma V_p/V_s$).

По двумерным зависимостям между петроупругими параметрами, возможно выполнить прогноз распространения литотипов в пределах ствола скважин по данным ГИС.

Все результаты по петроупругому моделированию передаются для использования в работе над построением сейсмогеологической модели.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В результате проведенных исследований получены следующие результаты:

1. Проведен анализ процесса обработки и интерпретации данных ГИС с целью повышения эффективности использования каротажных данных при сейсмогеологическом моделировании. Выявлены основные факторы, влияющие на качество кривых АК и ГГК-п.

2. Разработана методика оценки качества и исправления каротажных кривых АК и ГГК-п.

3. В работе на основе анализа опыта использования наиболее распространённых методик моделирования акустических и плотностных параметров по данным ГИС на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

- разработана методическая схема решения практических задач восстановления акустических и плотностных параметров по данным ГИС с использованием указанных методик. Важным элементом предлагаемой схемы является формализованная оценка качества модельных кривых;
- предложен формализованный способ оценки качества восстановления кривых, учитывающий, как качество исходных данных, так и качество методов восстановления;

Разработанное методическое обеспечение может эффективно использоваться для решения практических задач сейсмогеологического моделирования на объектах Западной Сибири, а также служить основой для дальнейшего развития методического обеспечения по мере накопления информации и при переходе на другие объекты.

4. Разработано петрофизическое обеспечение непрерывной интерпретации, для задач сейсмогеологического моделирования.

Полученные алгоритмы позволяют определять петрофизические данные для всех основных литотипов в изучаемом интервале, что необходимо для сейсмогеологического моделирования.

5. Разработанное методическое обеспечение было опробовано на 10 объектах, после чего внедрено в филиале «КогалымНИПИнефть» и используется при интерпретации данных сейсморазведки во всех производственных отчетах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Faust, L.Y. A velocity function including lithologic variations [Текст] / L.Y. Faust // GEOPHYSICS – 1953. - №18. - С. 271-287.
2. Gardner, G.H.F. Formation velocity and density – the diagnostic basics for stratigraphic traps [Текст] / G.H.F. Gardner, L.W. Gardner, A.R. Gregory // GEOPHYSICS - декабрь 1974. - №39. - С.770 – 780.
3. Авербух, А.Г. Комплексная технология прогноза коллекторских свойств по данным сейсморазведки и ГИС [Текст] / А.Г. Авербух, Э.Р. Ахметова, С.Ю. Граф, Гриценко А.М., Е.С. Каптелова, Д.Е., Кащеев, Д.Г., Кирнос, А.И. Федосова // Технологии сейсморазведки. - 2009. - №2. - С.77-81
4. Блюменцев, А. М. Метрологическое обеспечение геофизических исследований скважин [Текст] / А. М. Блюменцев, Г. А. Калистратов, В. М. Лобанков, В. П. Цирульников. // - 1991. - М.: Недра.
5. Алексеев, Ф. А. Состояние и перспективы использования радиоактивных методов для поисков и разведки нефтяных месторождений [Текст] / Ф. А. Алексеев // Применение радиоактивных изотопов в нефтяной промышленности. – 1957. - М.: Гостоптехиздат. - С. 8-18.
6. Алексеев, И.А. Ядерная геофизика при исследовании нефтяных месторождений [Текст] / И.А. Алексеев, И.В. Головатская, Ю.А. Гулин, // - 1978. - М.: Недра. - 359с.
7. Ампилов, Ю.П. От сейсмической интерпретации к моделированию и оценке месторождений нефти и газа [Текст] / Ю.П. Ампилов // - 2008, - М.: ООО «Издательство «Спектр». - 384 с.
8. Ампилов, Ю.П. Сопоставление альтернативных методов прогноза фильтрационно-емкостных свойств в межскважинном пространстве по данным сейсморазведки [Текст] / Ю.П. Ампилов, А.Ю. Барков, С.А. Шаров, И.В. Яковлев, О.Е. Богданова // Технологии сейсморазведки. - 2009. - №1. - С.60-69

9. Аппаратура плотностного гамма-гамма каротажа нефтегазовых скважин. Параметры, характеристики, требования. Методы контроля и испытаний // М.: СТ ЕАГО-030-01. -1996. - 29с.
10. Аксельрод, С.М. Влияние частотной дисперсии электрических свойств горных пород на результаты определения удельного сопротивления пластов [Текст] / С.М. Аксельрод // Каротажник. - 2007. - Вып. 10. - С. 103-126.
11. Барсуков, О.А. Радиоактивные методы исследования нефтяных и газовых скважин. [Текст] / О.А. Барсуков, Н.М. Блинов, С.Ф. Выборных, Ю.А. Гулин, В.Н. Дахнов, В.В. Ларионов, А.И. Холин // Гостоптехиздат. – 1958. 314с.
12. Барышев, Л.А. Преобразование сейсмических данных 2D-MOTT в 3D и прогноз продуктивности коллекторов [Текст] / Л.А. Барышев, И.И. Приезжев, А.В. Пузин, Е.В. Солоха // Геоинформатика – 2007. - № 4. - С49-53.
13. Беляков, Е. О. Петрофизическое моделирование фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов Кальчинского месторождения и использование его результатов для интерпретации данных геофизических исследований скважин [Текст] / Е. О. Беляков // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО: Сб. материалов 6-й научно-практической конференции. – 2003г. - Т2. Ханты-Мансийск: Издательский Дом «ИздатНаукаСервис». - 460 с.
14. Бернштейн, Д.А. Комплексная аппаратура для контроля качества цементирования и технического состояния обсадных колонн [Текст] / Д.А. Бернштейн, Е.В. Семенов, Т.М. Семенова // Геофизическая аппаратура. М.: Недра. - №. 50. – 1972. - С.12-19.
15. Боганик, В.Н. Методы оперативного обобщения промыслово-геофизической информации [Текст] / В.Н. Боганик // М.: Недра. - 1983. - 144 с.
16. Боганик, Г.Н. Сейсморазведка [Текст] / Г. Н. Боганик., И. И. Гурвич // Учебник для вузов. - Тверь: Издательство АИС. - 2006. - 744 с. - 204 ил.
17. Бондаренко, М.Г. и др. Методические указания по трехэлектродному боковому каротажу [Текст] / М. Г. Бондаренко // М.: Изд-во ВНИИгеофизика. - 1983.

18. Бриченко, И. П. Структура комплексных палеток для интерпретации данных БКЗ, БК, ИК в пластах ограниченной мощности с зоной проникновения [Текст] / А.В. Малинин, В. А. Пантюхин, Е. В. Чаадаев // - М.: Недра. - 1987. - 420 с.
19. Бурдун, Г. Д. Основы метрологии [Текст] / Г. Д. Бурдун, Б. Н. Марков // М.: Издательство стандартов. - 1985. - 256 с.
20. Варварин, Г. Б. Плотностной гамма-гамма-метод в геофизике [Текст] / Г. Б. Варварин, Е. М. Филиппов // Новосибирск: «Наука». – 1972. - 327с.
21. Вендельштейн, Б. Ю. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов [Текст] / Б. Ю. Вендельштейн, Р. А. Резванов. // М.: Недра. - 1978г.
22. Вотинцев, А. Н. Опыт применения накломера и пластовых микросканеров в скважинах Юрубчено-Тохомской зоны [Текст] / А. Н. Вотинцев, Я. В. Гайдаш, Р. И. Кривоносое, Е. Р. Хвостанцева // Каротажник. - № 5. - 2006. - С. 87-98.
23. Деминг, Э. Выход из кризиса. Перевод с английского [Текст] / Э. Деминг // Тверь: Альфа. - 1994. – 500с.
24. Гиматудинов, Ш. К. Физика нефтяного и газового пласта [Текст] / Ш. К. Гиматудинов, А. И. Ширковский // Учебник для вузов. - Изд. 3-е перераб. – М: Недра. – 1982. - 311 с.
25. Гальперин, Е. И. Вертикальное сейсмическое профилирование [Текст] / Е. И. Гальперин // 2-е изд., доп. и перераб. - М.: Недра. - 1982. - 344 с.
26. Дробышев, В. В. Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирской низменности [Текст] / Под ред. В. В. Дробышева, В. П. Казаринова // Ленинград: Гостоптехиздат. - 1958.
27. Конторович, А. Э Геология нефти и газа Западной Сибири [Текст] / Под ред. А. Э. Конторовича, И. И. Нестерова, Ф. З. Салманова // М.: Недра. - 1975.
28. Гельфанд, В. А. Уточнение модели среды с помощью синтетических сейсмограмм [Текст] / В. А. Гельфанд // Нефтегазовая геология и геофизика. - №5. - 1977. -С. 32-36.

29. Глебов, А. Ф. Геолого-математическое моделирование нефтяного резервуара: от сейсимики до геофлюидодинамики [Текст] / А. Ф. Глебов // Научный мир. - 2006. – 344 с.
30. Гогоненков, Г. Н. Изучение детального строения осадочных толщ сейсморазведкой [Текст] / Г.Н. Гогоненков // М.: Недра. - 1987.
31. Гогоненков, Г. Н. Влияние основных процедур обработки на возможность выделения аномалий, обусловленных залежами углеводородов. Часть III. Оценка эффективности акустической инверсии журнал [Текст] / Г. Н. Гогоненков, А. И. Федосова // ЕАГО «Геофизика». - № 4. - 2007
32. Голиздра, Г. Я. Комплексная интерпретация геофизических полей при изучении глубинного строения земной коры [Текст] / Г. Я. Голиздра // М.: Недра. - 1988. - 212с.
33. Головацкая, И. В. Определение емкостных свойств и литологии пород в разрезах нефтегазовых скважин по данным радиоактивного и акустического каротажа [Текст] / И. В. Головацкая, Ю. А. Гулин, Ф. Х. Еникеева и др. // Калинин. - 1984. – 112 с.
34. Гольдин, С. В. Интерпретация данных сейсмического метода отраженных волн [Текст] / С. В. Гольдин // Г.: Недра. - 1978, - 344 с.
35. Грумбков, А. П. Анализ геолого-технических условий проведения плотностного гамма–гамма каротажа нефтяных и газовых скважин [Текст] / А. П. Грумбков, А. Ф.Зотов, Р. Т. Хаматдинов // Деп. ВИНТИ. - № 2645-85. - 1985.
36. Гулин, Ю. А. Акустические и радиометрические методы определения качества цементирования нефтяных и газовых скважин [Текст] / Ю. А. Гулин, Д. А. Бернштейн, П. А. Прямов, Б. М. Рябов // М.: Недра. – 1971. - 112с.
37. Гулин, Ю. А. Новая методика и аппаратура для исследования цемента за колонной в крепленных скважинах [Текст] / Гулин Ю.А., Бернштейн Д.А., Соколов Ю.И. // Гостоптехиздат. - 1961.

38. Гулин, Ю. А. Комплекс радиометрических исследований песчано-глинистых отложений в нефтяных скважинах [Текст] / Гулин, Ю. А. // Изд. «Наука», Сибирское отделение, Новосибирск. – 1972. - С.302-311.
39. Гулин, Ю.А. Гамма-гамма метод исследования нефтяных скважин [Текст] / Ю. А. Гулин // М.: Недра. - 1975 г. - 160 с.
40. Дахнов, В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения горных пород [Текст] / В. Н. Дахнов // 2-е изд., перераб. И доп.- М.: Недра. - 1985. - 310 с.
41. Гурари, Ф. Г. Геология и перспективы нефтегазоносности Обь-Иртышского междуречья [Текст] / Ф. Г. Гурари // Л.: Гостехиздат. - 1959. - 174 с.
42. Даев, Д. С. Высокочастотные электромагнитные методы исследования скважин [Текст] / Д. С Даев // М.: Недра. - 1974. - 189 с.
43. Дахнов, В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследований разрезов скважин [Текст] / В. Н. Дахнов // Недра. – 1982. - 448с.
44. Дахнов, В. Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств коллектора нефти и газа [Текст] / В. Н. Дахнов // М.: Недра. - 1970. - 360 с.
45. Дахнов, В. Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин [Текст] / В. Н. Дахнов // М.: Недра. - 1981.
46. Дворкин, И. Л. О радиусе зоны исследования нейтрон-нейтронного метода по тепловым нейтронам в обсаженных скважинах [Текст] / И. Л. Дворкин, В. Н. Стариков // Изв. АН СССР Физика земли. – 1972. - № 12. - С. 101-104.
47. Добрынин, В. М. Геофизические исследования скважин [Текст] / В. М. Добрынин, Б. Ю. Венделынтейн, Р. А. Резванов, А. Н. Африкян // М., изд. «Нефть и Газ». - 2004. - 399 с.
48. Добрынин, В. М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа [Текст] / В. М. Добрынин // М.: Недра. - 1970.
49. Добрынин, С. В. Оценка проницаемости и динамической пористости по данным широкополосного акустического каротажа (АКШ) [Текст] / С. В. Добрынин, А. В. Стенин // НТВ «Каротажник». - Тверь: Изд. АИС. - 2008. - № 4(169). - С. 45–49.

50. Добрынин, В. М. Петрофизика (физика горных пород) [Текст] / В. М. Добрынин, Б. Ю. Венделыптейн // М.: изд. «Нефть и газ». - 2004. - С. 280-281.
51. Дьяконов, Д. И. Общий курс геофизических исследований скважин [Текст] / Д. И. Дьяконов, Е. И. Леонтьев, Г. С. Кузнецов // М.: Недра. - 1984. - 432 с.
52. Ерёменко, Н. А. Геология нефти и газа на рубеже веков [Текст] / Н. А. Ерёменко, Г. В. Чилингар // М: Наука. - 1996.
53. Ерофеев, Л. Я. Физика горных пород [Текст] / Л. Я. Ерофеев, Г. С. Вахромеев, В. С. Зинченко, Г. Г. Номоконова // Томск: Изд-во Томского Политехнического Университета. - 2006. - 520 с.
54. Ефимов, В. А. Петрофизические модели сложнопостроенных глинистых коллекторов для оценки их нефтенасыщенности по данным электрометрии скважин [Текст] / В. А. Ефимов // Диссертация к.г.-м.н. – Тюмень. –ТИИ. - 1984. – 257 с.
55. Жданов, М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчёт запасов нефти и газа [Текст] / М. А. Жданов // М: Недра. - 1981.
56. Журавлев, В. П. Определение удельного сопротивления анизотропных пластов [Текст] / В. П. Журавлев // Прикладная геофизика. -1968. - № 51. - С. 43-62.
57. Заляев, Н. З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин [Текст] / Н. З. Заляев // Минск.: Университетское. - 1990. - 144с.
58. Заморина, О. В. Опыт определения УЭС промывочной жидкости [Текст] / О. В. Заморина, Н. А. Белоусова, И. П. Бриченко // Разведочная геофизика. М.: Изд-во ВИЭМС. - 1985. - № 8. - 38 с.
59. Зефиров, И. П. Инструкция по интерпретации диаграмм методов электрического каротажа [Текст] / И. П. Зефиров, М. Т. Бондаренко, В. Т. Чукин и др. // М.: Изд-во ВНИИгеофизика. - 1983.
60. Зефиров, И. П. Методические рекомендации по боковому микрокаротажу [Текст] / И. П. Зефиров, В. Т. Чукин, А. В. Ручкин и др. // М.: ВНИИгеофизика. - 1975.

61. Знаменский, В. В. Геофизические методы разведки и исследования скважин [Текст] / В. В. Знаменский, М. С. Жданов, Л. П. Петров // М: Недра. - 1991.
62. Игошкин, В. П. Генетические типы неокомских клиноформ Западной Сибири [Текст] / В. П. Игошкин, А. Е. Шлезингер // Геология и геофизика. - №8. – 1990. С. 16 – 20.
63. Игошкин, В. П. Клиноформы как региональные нефтегазоносные объекты. Закономерности размещения и прогноз в них литологических резервуаров [Текст] / В. П. Игошкин, Л. Я. Трушкова // «Нефтегазовая геология. Теория и практика». - №3. – 2008.
64. Игошкин, В. П. Сейсмостратиграфический анализ неокомских отложений западных и северо-западных районов Широкого Приобья в связи с поисками и разведкой сложнопостроенных залежей нефти [Текст] / В. П. Игошкин // Автореферат к.г.-м.н.- М.: ИГиРГИ. – 1992. - 25 с.
65. Итенберг, С. С. Геофизические исследования скважин [Текст] / С. С. Итенберг, Т. Д. Дахгильков // М.: Недра. - 1982. - 352 с.
66. Итенберг, С. С. Интерпретация результатов каротажа скважин [Текст] / С. С. Итенберг // М.: Недра. - 1978. - 249 с.
67. Итенберг, С.С. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов [Текст] / С.С. Итенберг, Г.А. Шнурман // М.: Недра. - 1984. - 256 с.
68. Добрынин, В. М. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник [Текст] / Под ред. В. М. Добрынина // М: Недра. - 1988. - 476с.
69. Инструкция по обработке БКЗ с комплектом палеток и теоретических кривых электрического каротажа. // М.: Нефтегеофизика. - 1985.
70. Иоф, В. М. Восстановление начальной амплитуды сигналов свободной прецессии в поле Земли [Текст] / В. М. Иоф // Известия вузов. - Нефть и газ. – 1979. - №1. - С. 75-86.
71. Кобранова, В. Н. Петрофизика [Текст] / В. Н. Кобранова // М.: Недра. - 1986. - 392 с.

72. Кожевников, Д. А. Нейтронные характеристики горных пород и их использование в нефтепромысловой геологии [Текст] / Д. А. Кожевников // Изд. 2-е, переработанное и доп. - М.: Недра. - 1982. - 221с.
73. Кононенко, И. Я. Регистрация и обработка недетектированных сигналов ЯМК [Текст] / И. Я. Кононенко, В. Д. Неретин, А. А. Старцев, Б. И. Тетельбаум, // Ядерная геофизика при поисках и разведке месторождений нефти и газа. - М. - 1981.
74. Котяхов, Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов [Текст] / Ф.И. Котяхов // М., Недра. – 1977. - 287с.
75. Кондратьев, И. К. Детальность и точность решений в задаче сейсмической волновой инверсии [Текст] / И. К. Кондратьев, П. А. Лисицын, Ю. М. Киссин // Геофизика. - №. 3. - 2005.
76. Козлов, Е. А. Миграционные преобразования в сейсморазведке [Текст] / Е. А. Козлов // М.: Недра. - 1986. - 247 с.
77. Кондратьев, И. К. Динамическая интерпретация данных сейсморазведки при решении задач нефтегазовой геологии [Текст] / И. К. Кондратьев, М. Т. Бондаренко, С. П. Каменев // Геофизика. - № 5. - 1996. – С. 41-47.
78. Копилевич, Е. А. Модельное обоснование прогнозирования фильтрационно-емкостных коллекторов в межскважинном пространстве [Текст] / Е. А. Копилевич, М. Л. Афанасьев, А. Ю. Петров // Нефтяное хозяйство. - №9. – 2006. - С. 10-14.
79. Корн, Г. Справочник по математике для научных работников и инженеров [Текст] / Г. Корн, Т. Корн // М.: Наука. – 1978. – 831с.
80. Клубова, Т. Т. Глинистые коллекторы нефти и газа [Текст] / Т. Т. Клубова // М.: Недра. - 1988. – 157 с.
81. Кнеллер, Л. Е. Анализ возможностей интерпретации на ЭВМ данных электрокаротажа с учетом радиальной неоднородности зоны проникновения [Текст] / Л. Е. Кнеллер, А. И. Сидорчук // Региональная разведочная и промысловая геофизика. М.: ВИЭМС. - 1983. - №. 20.

82. Кузнецов, В. И. Элементы объемной (3D) сейсморазведки [Текст] / В. И. Кузнецов // Учебное пособие для студентов вузов. – Тюмень. - Издательство «Тюмень». – 2004. - 272с.
83. Кунин, Н. Я. Комплексирование геофизических методов при геологических исследованиях [Текст] / Кунин Н. Я. // М: Недра. – 1972.
84. Ларионов, В. В. Оценка пористости и нефтенасыщенности песчано-глинистых коллекторов по хлорсодержанию [Текст] / В. В. Ларионов // Разведка и разработка полезных ископаемых. - М.: Гостоптехиздат. - 1958. - С. 118-122.
85. Латышова, М. Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин [Текст] / М. Г. Латышова, Б. Ю. Вендельштейн, В. П. Тузов // М.: Недра. - 1990.
86. Латышова, М. Г. Практическое руководство по интерпретации диаграмм геофизических методов исследования скважин [Текст] / М. Г. Латышова // 2-изд., переработанное. - М.: Недра. - 1981. – 182 с.
87. Латышова, М. Г. Обработка и интерпретация материалов геофизических исследований скважин [Текст] / М. Г. Латышова, Б. Ю. Вендельштейн, В. П. Тузов. // М.: Недра. - 1990. – 311 с.
88. Левченко, А. А. Опыт интерпретации кривых ИК в пачках пластов с проникновением [Текст] / А. А. Левченко, В. А. Пантюхин // Разведочная геофизика. - М.: ВИЭМС. - 1987. - № 11.
89. Лобанков, В. М. Эталонные модели пластов и скважин для нефтепромысловой геофизики [Текст] / В. М. Лобанков, В. Д. Святохин // Нефтегазовое дело. – Т. 5. - № 2. – 2007. - С. 71- 76.
90. Лукина, Т. Ю. Определение пористости и минерального состава пород-коллекторов по результатам комплексных петрофизических исследований в пластах сложного строения [Текст] / Т. Ю. Лукина, Е.О. Семёнов, В. Г. Фоменко, Г. Ф. Кравченко // Газовая промышленность. - № 6. - 2015. - С. 12–17.

91. Мкртчян, О.М. Сейсмогеологический анализ нефтегазоносных отложений Западной Сибири [Текст] / О. М. Мкртчян, Л. Л. Трусков, Н. М. Белкин, В. А. Дегтев // М: Наука. – 1987. - 126 с.
92. Мейер, В. А. Методы ядерной геофизики [Текст] / Мейер В. А., Ваганов П. А., Пшеничный Г. А. // Издательство:ЛГУ. - 1988. - 375 с.
93. Петерсилье, В.И. Методические рекомендации по подсчёту геологических запасов нефти и газа объёмным методом [Текст] / В. И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко // М: Тверь. МПР РФ. ВНИГНИ. НПЦ «Тверьгеофизика». - 2003.
94. Окрепилов, В. В. Менеджмент качества [Текст] / В. В. Окрепилов // Спб: Наука. - 2007. - Т. 1. – 505 с.
95. Молчанов, А. А. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин [Текст] / А. А. Молчанов, В. В. Лаптев, В. Н. Моисеев, Р. С. Челокьян // Справочник. - М.: Недра. - 1987. - 263 с.
96. Нежданов, А. А. Геологическая интерпретация сейсморазведочных данных [Текст] / А. А. Нежданов // Тюмень. ТюмГНГУ. – 2000.
97. Нестеров И. И. Новый тип коллектора нефти и газа [Текст] / И. И. Нестеров // Геология нефти и газа. - № 10. - 1979. С. 26–29.
98. Нестеров, И. И. Нефтегазоносность глинистых пород Западной Сибири [Текст] / И. И. Нестеров, И. Н. Ушатинский, А. Я. Малыхин и др. // М.: Недра. - 1987. - 256 с.
99. Нестерова, Г. В. Эволюция зоны проникновения по данным повторного каротажа и гидродинамического моделирования [Текст] / Г. В. Нестерова, А. А. Кашеваров, И. Н. Ельцов // Каротажник. - № 1. - 2008. - С. 52-68.
100. Никитин, А. А. Теоретические основы обработки геофизической информации [Текст] / А. А. Никитин // М.: Недра. - 1986. - 256 с.
101. Никитин, А.А. Теория и методы выделения слабоконтрастных объектов в геофизических полях [Текст] / А. А. Никитин // Геофизика. - № 2. - 2001. - С. 9-18.

102. Никитин, А. А. Комплексование геофизических методов [Текст] / А. А. Никитин, В. К. Хмелевской // учебник для вузов. Тверь: ООО «Издательство ГЕРС». – 2004. - 294 с.
103. Одинокоев, В. П. Ядерная геофизика [Текст] / В. П. Одинокоев, С. А. Денисик, Ю. С. Шимелевич // М.: Гостоптехиздат. - 1959. - С. 154-169.
104. Отчёт «Построение цифровой и фильтрационной моделей, подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного газа продуктивных пластов Большого месторождения Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области» // «ЗапСибНИИГГ». Тюмень. – 2006. - 394 с.
105. Отчёт «Построение цифровой геологической и фильтрационной моделей, подсчет геологических и извлекаемых запасов нефти и растворенного газа продуктивных пластов Ольховского месторождения» // «ЗапСибНИИГГ». Тюмень. – 2006. - 322 с.
106. Отчёт «Общие, стандартные и специальные анализы керна по скв. № 2195 (25,8 м), № 2108 (22 м), № 2199 (27,7м) месторождения им. Виноградова и обработка данных ГИС» // ТПП «РИТЭКБелоярскнефть». ОАО «РИТЭК». Тверь. – 2015. - 519 с.
107. Отчет «Материалы оперативного подсчета запасов УВ месторождения им. Виноградова (по состоянию на 01.01.2015г.)» // ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». Москва. - 2015.
108. Отчет «Построение цифровой геологической модели, подсчет геологических запасов нефти и растворенного газа продуктивных пластов Каменной площади (восточная часть) Краснотенинского НГКМ» // ООО НПК «Геопроект». Саратов. - 2009. - 433 с.
109. Пархоменко, Э. И. Электрические свойства горных пород [Текст] / Э. И. Пархоменко // М.: Недра. - 1965. - 164 с.
110. Петкевич, Г. И. Исследования упругих свойств пористых геологических сред, содержащих жидкости [Текст] / Г. И. Петкевич, Т. З. Вербицкий // – Киев: Наукова думка. – 1965. - 74 с.

111. Пиккел, Дж. Изучение плотностей горных пород методом рассеянного гамма-излучения [Текст] / Дж. Пиккел, Дж. Хикокк // Сб.: Промысловая геофизика. Гостоптехиздат. - № 4. – 1962. – 178 с.
112. Попов, В. В. Изменение физических свойств образцов керна после их подъема с больших глубин на поверхность [Текст] / В. В. Попов // НТВ «Каротажник». Тверь: АИС. - 2009. -№ 178. - С. 80–89.
113. Под ред. Бурлюк, Р. В. Методические указания по комплексной интерпретации данных БКЗ, БК, ИК (с комплексом палеток) [Текст] / Под ред. Р. В. Бурлюк // Калинин: НПО «Союзпромгеофизика». - 1990. - 75 с.
114. Под ред. Кузнецова, О. Л. Методические рекомендации по интерпретации материалов широкополосного акустического каротажа [Текст] / Под ред. О.Л. Кузнецова // М.: ВНИИЯГГ. - 1980. - 91 с.
115. Под ред. Эпова, М. И. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство [Текст] / Под ред. М. И. Эпова, Ю. Н. Антонова и др. //Новосибирск: НИЦ ОИГГМ СО РАН. Издательство СО РАН. - 2000. 1- 22 с.
116. Под ред. Добрынина, В. М. Интерпретация результатов геофизических исследований нефтяных и газовых скважин [Текст] / Под ред. В. М. Добрынина // Справочник. М.: Недра. - 1988. - 475 с.
117. Под ред. Дортман, Н. Б. Петрофизика [Текст] / Под ред. Н. Б. Дортман, А. А. Молчанова // Справочник: в 3-х кн. М.: Недра. - 1992. – К. 1. – 391с. - К. 2. - 256 с. - К. 3. - 286 с.
118. Плюснин, М. И. Индукционный каротаж [Текст] / М. И. Плюснин // М.: Недра. - 1968. - 147 с.
119. Резванов, Р. А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин [Текст] / Р.А. Резванов // Учебник для вузов. М.: Недра. - 1982. - 368 с.
120. Ромм, Е.С. Структурные модели порового пространства горных пород [Текст] / Е.С. Ромм // Л.: Недра. - 1985. - 241 с.

121. Святохин, В. Д. Совершенствование метрологического обеспечения нейтронного каротажа [Текст] / В. Д. Святохин // Автореферат к.т.н. Уфа. - 2008. - 24с.
122. Сидорчук, А. И. Оценка влияния анизотропии на кривые КС в многослойных средах [Текст] / А. И. Сидорчук, Е. В. Чаадаев // Геология и геофизика. -№ 11. -1976. -С. 220 - 258.
123. Славкин, В. С. Геолого-геофизическое изучение нефтеносных продуктивных отложений [Текст] / В. С. Славкин // М.: МГУ. - 1999.
124. Чоловский, И. П. Спутник нефтегазопромыслового геолога [Текст] / И. П. Чоловский // М.: Недра. - 1989.
125. Сурков, В. С. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно-Сибирской плиты [Текст] / В. С. Сурков, О. Г. Жеро // М.: Недра. - 1981.
126. Топорков, В. Г. Современные технологии отбора и анализа керн [Текст] / В. Г. Топорков, А. С. Денисенко // Каротажник. - № 12. - 2008.
127. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований в скважинах // М.: Недра. - 1985.
128. Техническая инструкция по проведению геофизических исследований и работ приборами на кабеле в нефтяных и газовых скважинах // М.: Недра. – 2001. – 272 с.
129. Тульбович, Б. И. Методы изучения пород коллекторов нефти и газа [Текст] / Б. И. Тульбович // М.: Недра. - 1979. - 200 с.
130. Тюрин, Н. И. Введение в метрологию [Текст] / Н. И. Тюрин // Учебное пособие. М.: Издательство стандартов. - 1985, - 248 с.
131. Туренко, С. К. Адаптивный подход к обработке данных геофизических исследований скважин при построении сейсмогеологических моделей нефтегазовых объектов [Текст] / С. К. Туренко, Е. А. Черепанов // Нефтяное хозяйство. - № 5. - 2016. - С. 34 – 37.
132. Туренко, С. К. К оценке качества результатов обработки данных ГИС с позиции построения сейсмогеологических моделей [Текст] / С. К. Туренко, Е. А. Черепанов // Современные технологии сбора, обработки и

- интерпретации геолого-геофизических данных. Сборник докладов совещания-семинара. – Тюмень. – 2015. - С. 43 - 47.
133. Туренко, С. К. Использование данных нейтронного каротажа при построении сейсмогеологических моделей нефтегазовых объектов Западной Сибири [Текст] / С. К. Туренко, Е. А. Черепанов // Известия Вузов Нефть и газ. - № 2. – 2016. С. 27 – 32.
134. Фоменко, В. Г. Определение по данным ГИС подсчетных параметров и прогнозирование продуктивности коллекторов переходных зон (на примере месторождений Западной Сибири и Оренбуржья) [Текст] / В. Г. Фоменко // Автореферат д.г.-м.н. Тверь. - 1993. - 49 с.
135. Филиппов, Е. М. Гамма-гамма каротаж. Применение радиоактивных изотопов и излучений в нефтяной промышленности [Текст] / Е. М. Филиппов // – Сборник докладов Гостоптехиздат. – 1957. - С. 150-158.
136. Филиппов, Е. М. Некоторые вопросы методики и теории гамма-гамма метода [Текст] / Е. М. Филиппов // – Сборник «Ядерная геофизика». Гостоптехиздат. – 1959. - С. 306 - 332.
137. Филиппов, Е. М. Прикладная ядерная геофизика [Текст] / Е. М. Филиппов // М.: изд. АН СССР. – 1962. – 580 с.
138. Чаадаев, Е. В. О влиянии анизотропии пласта и зоны проникновения на форму кривых БКЗ [Текст] / Е. В. Чаадаев, В. Н. Румянцев, А. В. Ручкин и др. // Нефтегазовая геология и геофизика. М.: ВИИОЭНГ. - № 9. - 1977. - 45 с.
139. Чашков, А. В. Анализ зоны проникновения при вскрытии скважины раствором на нефтяной основе [Текст] / А. В. Чашков // Тезисы докладов IV Сибирской международной конференции молодых ученых по наукам о Земле. Новосибирск. - 2008. - С. 267.
140. Широков, В. Н. Метрология, стандартизация, сертификация [Текст] / В. Н. Широков, В. М. Лобанков // Учебник. М.: МАКС Пресс. – 2008. - 498 с.
141. Широков, В. Н. Скважинные геофизические информационно-измерительные системы [Текст] / В. Н. Широков, Е. М. Митюшин и др. // М.: Недра. - 1996. - 317 с.

142. Шпильман, В. И. Новая тектоническая карта центральных районов Западной Сибири [Текст] / В. И. Шпильман, Л. А. Солопахина, В. И. Пятаков // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. Ханты-Мансийск: ИздатНаукСервис. – 1999. - С. 96 – 122.
143. Шубин, А. В. Методика изучения сложнопостроенных природных резервуаров на основе петроупругого моделирования и инверсии сейсмических данных [Текст] / А. В. Шубин // Диссертация к.т.н. – Москва. - 2014. – 146 с.
144. Ханин А. А. О классификации коллекторов нефти и газа [Текст] / А. А. Ханин // Разведка и охрана недр. - № 1, - 1956.
145. Хаматдинов, В. Р. Автономная аппаратура плотностного гамма-гамма-каротажа наклонных и горизонтальных скважин [Текст] / В. Р. Хаматдинов // Каротажник. Тверь: АИС. - № 12. - 2014. С. 61 – 76.
146. Цимбалюк, Ю. А. Использование данных сейсморазведки 3D при изучении сложнопостроенных геологических сред [Текст] / Ю. А. Цимбалюк, Ю. В. Филиппович, А. В. Хабаров, И. Л. Цибулин // Вестник недропользователя. - №3. – 1999.
147. Цимбалюк, Ю. А. Новые возможности прогноза нефтегазоносности по сейсмогеологическим данным [Текст] / Ю. А. Цимбалюк, Г. М. Голошубин, Л. А. Дубровина // Нефтегазовая вертикаль. - №9. -2010.
148. Элланский, М. М. Использование многомерных связей в нефтегазовой геологии [Текст] / М. М. Элланский, Б. Н. Еникеев // М.: Недра. - 1991. - 205 с.
149. Элланский, М. М. Использование современных достижений петрофизики и физики пласта при решении задач нефтегазовой геологии по скважинным данным [Текст] / Элланский М. М. // М.: РГУ нефти и газа. - 1999. - 111 с.
150. Юматов, А. Ю. Распространение упругих продольных волн в пористых горных породах с трещинами и кавернами [Текст] / А. Ю. Юматов // Диссертация к.г.-м.н. Москва. - 1984. – 131 с.