

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Московский государственный университет
имени М.В. Ломоносова»

На правах рукописи



Успенская Людмила Андреевна

**МОДЕЛИРОВАНИЕ УПРУГИХ СВОЙСТВ ПОРОД С УЧЕТОМ
ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА И ТИПА ЗАПОЛНЯЮЩЕГО
ФЛЮИДА (НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УРНЕНСКО-
УСАНОВСКОЙ ЗОНЫ)**

25.00.10 – Геофизика, геофизические методы поиска полезных
ископаемых

Диссертация

на соискание ученой степени

кандидата геолого-минералогических наук

Научные руководители:

кандидат геолого-минералогических наук,

доцент

Шалаева Наталья Владимировна,

кандидат технических наук, доцент

Калмыков Георгий Александрович

Москва – 2014

Введение

Актуальность работы. На сегодняшний день прирост запасов нефти и газа, поддержание и увеличение добычи связаны с вовлечением в разработку и эксплуатацию сложно-построенных месторождений: скважины, расположенные всего в 500 метрах друг от друга, могут вскрывать разрезы, существенно отличающиеся по литологическому составу, фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС), и как следствие, по добычным характеристикам. Для прогноза литологии, коллекторских свойств и насыщения в межскважинном пространстве в настоящее время все чаще используется сейсмическая инверсия – процесс преобразования сейсмических данных в количественное описание свойств пород, слагающих резервуар. Интерпретация результатов инверсионных преобразований основывается на анализе влияния литологического состава, насыщения и петрофизических параметров на упругие характеристики горных пород. Данный вид анализа может быть выполнен:

1. Путем графического сопоставления упругих свойств и объемной плотности с прогнозными параметрами. Определение искомым зависимостей неоднозначно из-за дисперсии значений, представленных на графиках. На скорости продольных и поперечных волн, а также объемную плотность могут влиять несколько параметров сразу (пористость, глинистость, насыщение и т.д), которые при таком подходе трудно учесть одновременно.

2. На основании модели эффективной среды (effective elastic media). (Mavko, 2009). Под моделью эффективной среды автор подразумевает многомерные зависимости между упругими модулями (объемный модуль сжатия – K ; модуль сдвига – μ), объемной плотностью и минерально-компонентным составом пород (МКСП).

На сегодняшний день создано значительное количество теоретических, эмпирических и полуэмпирических моделей сред (Mavko, 2009), с помощью которых можно хорошо описать реальную среду и спрогнозировать значения упругих параметров. С учетом имеющегося разнообразия моделей, особую важность приобретает выбор определенной модели эффективной среды, которая бы наиболее полно отражала априорную геологическую информацию. Полученная модель позволяет понять, изменение каких параметров (МКСП, пористость, насыщение) или их сочетания имеет влияние на сейсмический отклик, правильно проинтерпретировать результаты сейсмической инверсии, и в дальнейшем снизить геологические риски при планировании разведочного и эксплуатационного бурения.

Цель работы: Выбор модели эффективной среды для решения задач сейсмической инверсии.

Для достижения поставленной цели решались следующие **задачи**:

1. Изучение условий формирования отложений васюганской и тюменской свит на месторождениях Урненско-Усановской зоны.
2. Подробное изучение данных керновых исследований скважин отложений васюганской, тюменской свит, а также пород фундамента Урненско-Усановской зоны.
3. Определение связей между упругими параметрами и литологией, а также характером насыщения по измеренным данным («кern-кern», «кern-ГИС», «ГИС-ГИС»);
4. Комплексная интерпретация данных геофизических исследований скважин, создание объемной петрофизической модели (расчет объемного содержания компонент матрицы, пористости, насыщения);
5. Анализ существующих моделей эффективных сред;
6. Верификация модели эффективной среды, предложенной для отложений васюганской и тюменской свит месторождений Урненско-Усановской зоны;
7. Моделирование изменения пористости, МКСП и насыщения в масштабе ГИС и в сейсмическом масштабе;
8. Петрофизическое обоснование применения инверсионных преобразований трехмерной (3Д) сейсморазведки;

Защищаемые положения:

1. Подобранные значения упругих параметров геологически обоснованы, и достаточны для создания и выбора модели эффективной среды в условиях сложно-построенных месторождений нефти и газа;
2. Упругие параметры модели эффективной среды для «северной» и «южной» части Урненско-Усановской зоны различны;
3. Для отложений васюганской и тюменской свит Урненско-Усановской зоны наименьшая систематическая погрешность относительно измеренных данных при моделировании упругих свойств горных пород достигается при использовании модели, предложенной Шу и Вайт; (Xu&White, 1996).

Научная новизна:

1. Впервые для моделирования упругих свойств Урненско-Усановская зона разделена на «северную» и «южную» части;

2. Установлено, что основным глинистым минералом коллекторов тюменской и васюганской свит месторождений Урненско-Усановской зоны, в независимости от их фациальной принадлежности, является постседиментационный аутигенный каолинит;

3. На основе выбранной модели эффективной среды может осуществляться контроль качества выполненной интерпретации ГИС в скважинах с малым/полным отсутствием кернового материала

4. С помощью модели эффективной среды для отложений васюганской и тюменской свит уточнена схема фациального районирования и выделены зоны коллекторов с повышенными ФЕС;

Практическая ценность работы заключается в повышении эффективности интерпретации результатов сейсмической инверсии васюганской и тюменской свит, что позволило выполнить не только площадной прогноз литологии и коллекторских свойств, но и рассчитать кубы литологии, пористости и насыщения, выделить зоны распространения коллекторов с повышенными ФЕС.

Выделенные зоны распространения коллекторов с повышенными ФЕС подтверждены бурением новых скважин. Снижены геологические риски при планировании разведочного и эксплуатационного бурения.

Предложенная автором методика геологического обоснования создания модели эффективной среды была успешно опробована еще на одном из месторождений нефти, может быть включена в технологический процесс интерпретации данных сейсморазведки и ГИС на других месторождениях аналогах.

Апробация работы и публикации. Основные научные положения, различные аспекты и практические результаты работы докладывались на I международной научно-практической конференции по геологии и геофизике нефтегазовых бассейнов и резервуаров ЕАГО (г. Сочи, 2011 г.); XIII конференции EAGE по проблемам комплексной интерпретации геолого-геофизических данных при геологическом моделировании месторождений углеводородов «Геомодель-2011», Геленджик, 2011; Международной научно-практической конференции AAPG (г. Милан, Италия, 2011 г.); V Международной геолого-геофизической конференции и выставке «Науки о Земле: новые горизонты в освоение недр» (г. Санкт-Петербург, 2012 г.); III Международной научно-практической конференции «Современные методы сейсморазведки при поисках

месторождений нефти и газа в условиях сложно-построенных структур (Сейсмо-2012)» (АР Крым, Украина, 2012 г.).

Результаты проведенных исследований по теме диссертации изложены в 10 опубликованных работах, в том числе 3 работы были опубликованы в журналах, рекомендованных ВАК.

Фактический материал. Для исследований использовались материалы ООО «ТНК-Уват», ТНК-ВР. В основу диссертационной работы положены следующие материалы: макроописания керна по 58 скважин, микроописания шлифов, результаты определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), гранулометрического и рентгеноструктурного анализа (РСА), растровой электронной микроскопии (РЭМ), выполненные различными геолого-геофизическими организациями. Использовались данные ГИС 62 скважин и данные сейсморазведки 3Д (более 1800 км²).

Личный вклад автора. Автор собрал и обобщил геолого-геофизические материалы для пород фундамента, тюменской и васюганской свит, провел комплексную интерпретацию данных петрофизических, механико-прочностных и литологических исследований, собрал материалы ГИС по 62 скважинам, провел их интерпретацию. На основе данных керна, автор провел фациальное районирование, создал модель эффективной среды, выполнил петрофизическое обоснование применения инверсионных преобразований трехмерной (3Д) сейсморазведки.

Структура и объем работы. Диссертация состоит из введения, 5 глав, заключения, списка литературы из 61 наименований, иллюстрирована 75 рисунком и содержит 5 таблиц. Общий объем работы составляет 123 страницы.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность научным руководителям: кандидату геолого-минералогических наук, доценту Наталье Владимировне Шалаевой и кандидату технических наук, доценту Георгию Александровичу Калмыкову, без научных консультаций которых написание данной работы было бы невозможным. Автор благодарит ООО «ТННЦ» и лично главного геолога ТНК-Уват, Емельянова Д.В., директора департамента ГРР Кулика А.П. и начальника отдела геологии Гаренских Д.А за интерес к работе.

Автор признателен А.А. Беломестных, Д.С. Кучерявенко, М.Ю. Романенко, С.Н. Ильину за постоянное содействие в практической реализации идей работы и за помощь в подборе фактического материала. Отдельно автор благодарит членов своей семьи за всестороннюю поддержку на всех этапах подготовки работы.

1. Характеристика пород тюменской и васюганской свит Урненско-Усановской зоны

Урненско-Усановская зона находится в пределах Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна, в южной части Тюменской области и приурочена к центральной части Демьянского мегавала. Основные перспективы нефтеносности связаны с отложениями верхне-среднеюрского возраста: тюменской (пласты Ю4-Ю2) и васюганской свитами (пласт Ю1) (Рис.)

1.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Стратиграфическое описание палеозойских отложений дано по "Региональной стратиграфической схеме палеозойских образований Западно-Сибирской равнины", утвержденной МСК России в 2000 г. Основу стратиграфического расчленения разреза мезозойских отложений составляют "Региональные стратиграфические схемы триасовых и юрских отложений Западной Сибири", принятые VI Межведомственным стратиграфическим совещанием 16 октября 2003 г. (г. Новосибирск) и утвержденные МСК Российской Федерации 9 апреля 2004 г. Стратиграфическое описание нижнемеловых отложений проведено по «Региональной стратиграфической схеме берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири» 2000г. Стратиграфическое описание палеогеновых и неогеновых отложений проведено по "Унифицированной региональной стратиграфической схеме палеогеновых и неогеновых отложений Западно-Сибирской равнины", принятой на Межведомственном региональном стратиграфическом совещании 28 сентября 2000 г. (г. Новосибирск) и утвержденной МСК России 2 февраля 2001 г.

1.1.1. Доюрские образования

Отложения доюрского комплекса, на изучаемой территории, охарактеризованы керном в большинстве поисково-разведочных скважинах. Доюрская толща представлена метаморфизированными осадочными, эффузивными породами основного состава, эффузивно-осадочными и интрузивными породами кислого состава.

Кислые интрузии представлены аляскитами, гранодиоритами, гранитами и их палеотипными аналогами – кварцевыми порфирами. Главные породообразующие минералы: кварц, калиевые полевые шпаты (КПШ), плагиоклазы ($An < 30$), биотит. Акцессорные минералы: апатит, циркон, сфен, турмалин, гранат.

Изверженные породы: базальты, андезито-базальты и их палеотипные аналоги – диабазы и порфириты. Главные породообразующие минералы: плагиоклазы ($An > 40$),

роговая обманка, орто- и клинопироксен, оливин. Акцессорные минералы: апатит, циркон, сфен, рутил, ильменит, магнетит.

Осадочно-метаморфические породы вскрыты одной скважиной и представлены метаморфизованными глинисто-кремнистыми, известковистыми породами, темно-серыми до черных с зеленоватым оттенком.

К кровле доюрского основания приурочен опорный отражающий горизонт А (ОГ А)

Доюрские образования с угловым стратиграфическим несогласием перекрываются песчано-глинистыми породами юрской системы. Рельеф кровли доюрского основания контролирует стратиграфический объем пород юрского возраста. В погруженных частях вскрыты отложения, среднеюрского возраста, на выступах фундамента (Усановская структура) выклиниваются не только средне, но и верхнеюрские отложения.

1.1.2. Юрская система

Нижний отдел

Нижнеюрские отложения на рассматриваемой территории отсутствуют.

Средний отдел

Отложения средней юры выделяются в *тюменскую свиту* (J2 аален–байос–батранний келловей). Свита, представлена чередованием аргиллитов, алевролитов и песчаников с прослоями углей. Аргиллиты серые до темно-серых, алевролитистые, слюдястые, углистые. Алевролиты серые, часто карбонатизированные.

На Усть-Тегусском месторождении тюменская свита представлена в объеме верхов средней (пласт Ю₅) и верхней (пласты Ю₄-Ю₂) подсвит.

Пласт Ю₄ представлен песчаниками от светло- до темно-серого, (нефтедержущие разности - коричневатые-серые), средне-мелкозернистыми, сцементированными глинистым, реже карбонатным цементом. Отмечается косо волнистая слоистость, обусловленная многочисленными тонкими прослойками углистого детрита. Текстура слоистая. По составу породообразующих обломков песчаники неоднородны.

Пласт Ю₃ отличается литологическая неоднородность, по керну пласт представлен переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты темно-серые, до черных, плотные, слоистые. Алевролиты серые, средней крепости, с включениями растительных остатков. Коллекторы, слагающие пласт, представлены песчаниками среднезернистыми, кварц-полевошпатовыми, средней крепости, сцементированными

глинистым цементом. Отмечена горизонтальная, пологопадающая, флазерная и линзовидная слоистость.

Отложения пласта Ю₃ перекрываются глинистой пачкой представленной аргиллитами черными, тонкоотмученными, участками алевритистыми, с частыми прослоями углей и алевролитов серых с глинистым цементом, с мелкими чешуйками слюды, углефицированным растительным детритом, многочисленными корнями растений и ходами илоедов.

Пласт Ю₂ представлен песчаниками с редкими прослоями крупнозернистых алевролитов. Песчаники серые, мелкозернистые, реже среднезернистые. Отсортированность обломочного материала, в целом, хорошая, зерна окатанные и полуокатанные. Слоистость преобладает мелкая косая, но присутствует также параллельная, субпараллельная, пологоволнистая, флазерная, знаки ряби. В кровле пласта встречаются конгломераты, включения белемнитов и рассеянного раковинного детрита (47, 56, 59 скв.). Цемент глинистый и местами карбонатизированный. Кое-где встречаются прослой карбонатного органогенно-обломочного песчаника. (47 скв.).

К кровле пласта Ю₂ приурочен опорный отражающий горизонт Т (**ОГ Т**).

Толщина тюменской свиты от 0 м (район Усановского поднятия) до 200 м на востоке Усть-Тегусского месторождения (скв. 104б).

Верхний отдел

Отложения верхней юры с трансгрессивным несогласием перекрывают осадки тюменской свиты и представлены породами *васюганской, георгиевской и баженовской* свит.

Васюганская свита (J2 келловей – J3 оксфорд) традиционно подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита преимущественно глинистая, сложена аргиллитами тонкоотмученными, с большим содержанием органики и вкраплениями пирита. Верхняя подсвита, сложена преимущественно песчаными разностями. В пределах территории исследования вышеописанное строение васюганской свиты применимо только к разрезам восточных скважин (Усть-Тегусское месторождение). На западе (район Урненского месторождения) васюганская свита значительно опесчанена, песчаники как терригенные, так и карбонатные органогенно-обломочные. Количество карбонатного материала увеличивается вверх по разрезу. В составе подсвиты выделяется продуктивный пласт Ю₁.

В восточной части территории исследований (район Усть-Тегусского месторождения) пласт Ю₁ представлен разнозернистыми песчаниками, гравелитами, с прослоями аргиллитов и алевролитов. Песчаники средне-мелкозернистые, массивные,

реже слоистые, с окатанными и полуокатанными обломками пород различного состава, обогащены углистым детритом. Слоистость пологоволнистая, параллельная, флазерная (58 скв.) Обломки пород представлены эффузивными и осадочными разностями. Цемент глинистый, местами карбонатный. Алевролит темно-серый, мелкозернистый с глинистыми слойками, образующими пологоволнистую, микролинзовидноволнистую слоистость со слабой биотурбацией (58 скв.). Толщина пласта около 10-20 м.

В западной части территории исследования (район Урненского месторождения) песчаник переслаивается с обломочным органогенным известняком. Песчаники серые разномиктовые, полимиктовые, часто с карбонатным цементом. Известняк светло-серый до белесого, биокластический с многочисленными обломками раковин. В известняке и песчанике встречаются переотложенные обломки и реже целые створки раковин двустворок и единичные ростры белемнитов. Толщина пласта Ю₁ в этой части территории исследования меняется от 0 м (вблизи выступов фундамента) до 50 м (скв 25).

Георгиевская свита (J3km) залегает на отложениях васюганской свиты и перекрывается баженовской свитой. Свита представлена аргиллитами буровато-черными со слабо заметной горизонтальной слоистостью. Толщина свиты от 0 до 5 м.

Баженовская свита (J3tt – K1) залегает в кровельной части верхнеюрского комплекса, перекрывает отложения георгиевской свиты. На территории Урненского и Усть-Тегусского месторождений отложения свиты представлены битуминозными, темно-серыми до черных аргиллитами, часто с буроватым оттенком, ближе к основанию глинами слабобитуминозными, кремнистыми и известковистыми. Минимальная толщина (1-2 м) отмечена в юго-западной части территории исследования, в северо-восточной части полигона исследований толщина баженовской свиты увеличивается до 20-25 м.

К кровле баженовской свиты приурочен опорный отражающий горизонт В (ОГ В)

1.1.3. Меловая система

Мегионская свита (K1b-v) объединяет толщи различного состава, генезиса, морфологии. В основании мегионской свиты залегает «подачимовская пачка», представленная морскими темно-серыми плотными глинами. В нижней части свиты - линзовидные пласты, образующие ачимовскую толщу клиноформного резервуара БВ8-9. В верхней части свиты – шельфовые пласты клиноформного резервуара БВ8-9 и перекрывающая его покрывка – регионально выдержанная самотлорская пачка.

Общая толщина мегионской свиты составляет 200-310 м.

Ванденская свита (K1v-h-br) согласно залегает на породах мегийской свиты. Представлена чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов. Толщина свиты 460-610 м.

Алымская свита (K1a) подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита представлена тонким линзовидным переслаиванием глин, песчаников и алевролитов ("рябчик"). Верхняя подсвита имеет в составе две пачки. Первая пачка (кошайская) представлена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми, тонкоотмученными, однородными. Пачка является литологическим репером, к ней приурочен региональный отражающий горизонт М (ОГ М). Вторая пачка верхней подсвиты представлена переслаиванием глин и алевролитов, редко серых песчаников с маломощными прослоями глинистых известняков.

Толщина алымской свиты 30-70 м.

Покурская свита (K1 a-al - K2s) согласно залегает на алымской. Свита подразделяется на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита представлена алевролитами, уплотненными песками и песчаниками с прослоями глинистых известняков. Средняя подсвита сложена глинами с прослоями светло-серых песчаников, алевролитов. Верхняя подсвита (K2s) представлена переслаиванием алевролитов серых, песчаников серых, полевошпатовых, глин зеленых, аргиллитоподобных. К кровле покурской свиты приурочен отражающий горизонт G (ОГ G). Толщина покурской свиты - 700-750 м.

Кузнецовская свита (K2t-k) несогласно залегает на породах покурской свиты и согласно перекрывается березовской свитой. Сложена свита темно-серыми, алевролитистыми глинами, с единичными прослоями алевролитов. Толщина свиты 10-20 м.

Березовская свита (K2k-st-km) согласно перекрывается ганькинской свитой. Литологически подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита, сложена преимущественно опоками и глинами опоквидными, с редкими прослоями алевролитов. С кровлей нижеберезовской подсвиты связан опорный отражающий горизонт С (ОГ С). Возможно, в районе исследования кремнистые породы нижеберезовской подсвиты замещаются в восточном направлении более глинистыми породами ипатовской свиты. Косвенным подтверждением данной теории является незакономерное изменение амплитуд ОГ С и разрастание временных толщин между ОГ Г и ОГ С.

Верхняя подсвита, представлена глинами серыми и серовато-зелеными, слабоалевритистыми, участками опоквидными, с глауконитом.

Толщина березовской свиты 70-120 м.

Ганькинская свита (K2m – P1d) завершает разрез отложений меловой системы, с несогласием перекрывается талицкой свитой. Сложена глинами желтовато- и зеленовато-серыми, с редкими зернами глауконита и конкрециями сидерита. Толщина свиты 45-95 м.

1.1.4. Палеогеновая система

В составе палеогеновой системы выделяются талицкая, люлинворская, тавдинская, атлымская, новомихайловская и туртасская свиты.

Талицкая свита (P1) представлена глинами темно-серыми, иногда с буроватым оттенком, алевритистыми, аргиллитоподобными. Толщина свиты 80-115 м.

Люлинворская свита (поздний палеоцен - эоцен) представлена в основном опоковидными глинами. Толщина свиты 180-210 м.

Тавдинская свита (P2) сложена глинами зеленовато-серыми и серовато-зелеными, вверху листоватыми, алевритистыми, с прослоями алевритов. Толщина свиты до 110-130 м.

Атлымская свита (P31-2) сложена песками светло-серыми, кварцевыми, мелко - тонкозернистыми, с прослоями зеленовато-серых глин, алевритов. Толщина свиты 20-60 м.

Новомихайловская свита (P32) включает в себя глины серые, коричневатые-серые, алевролиты, пески кварцевые, с прослоями бурых углей. Толщина свиты до 80 м.

Туртасская свита (P32-3) завершает разрез палеогена. Сложена глинами, алевритами с прослоями диатомитов и кварцево-глауконитовых песков. Толщина свиты 40-70 м.

1.1.5. Неогеновая система

Абросимовская свита сложена глинами алевритистыми и алевритами бурыми и зеленовато-серыми с прослоями песка и лигнитов. Толщина до 20 м.

Бещеульская свита представлена переслаиванием глин, алевритов и песков коричневатых-серых и серых. Толщина 10-30 м.

1.1.6. Четвертичные отложения

Четвертичные отложения со стратиграфическим несогласием залегают на размывтой поверхности континентальных отложений палеогена. Для них характерны аллювиальные и озерно-аллювиальные пески, глины, супеси и суглинки. В нижней части присутствуют грубозернистые пески с включениями гравия, гальки, реже валунов. Толщина осадков 90-140 м.

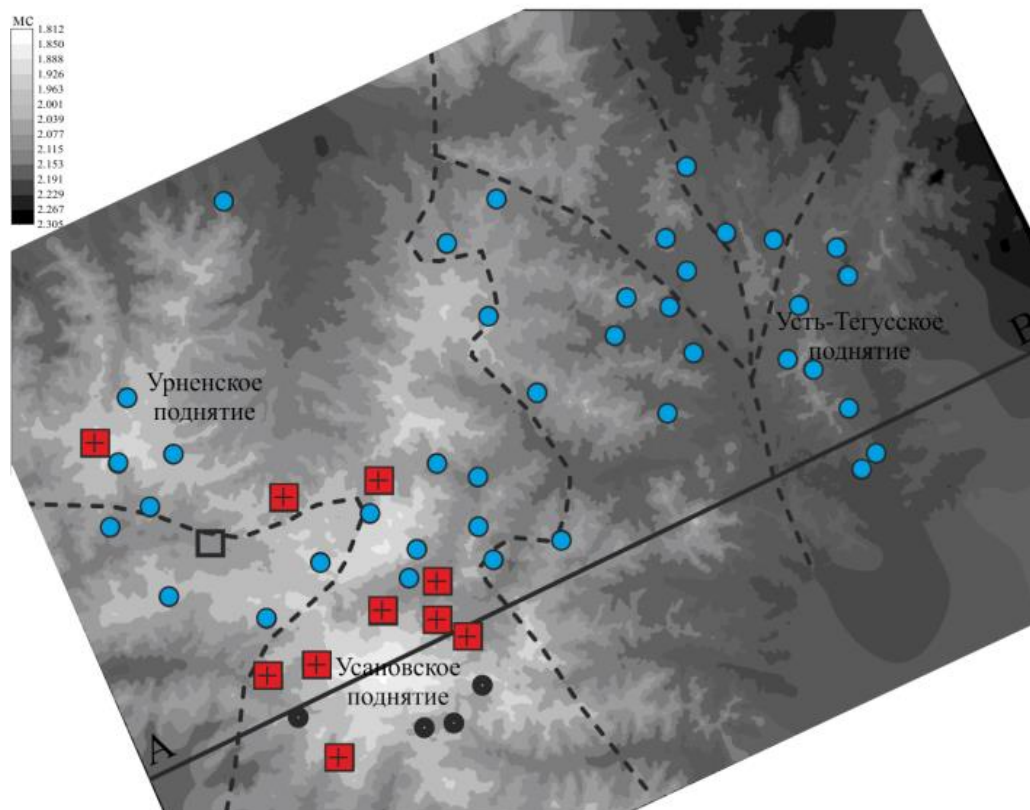
1.2.Тектоника

Изучаемая площадь располагается в пределах Салымско-Чингизском раннегерцинского блока (D2 – C1), осложненного синорогенными интрузиями (В.С. Сурков, 1981). Согласно «Тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты» месторождения Урененско-Усановской зоны располагаются в пределах структуры I порядка – Демьянского мегавала линейно вытянутого с северо-запада на юго-восток, который в свою очередь с севера примыкает к Юганской мегавпадине. С западной стороны мегавал отделяется от Пологрудовского мегавала узким вытянутым с северо-запада на юго-восток Васисским мегапрогибом. От Каймысовского свода с северо-восточной стороны мегавал отделяет структура второго порядка: Кельтаминская ложбина. От Каймысовского свода мегавал отделяет Верхнедемьянская мегаседловина. Размеры Демьянского мегавала составляют 270x80 км. В северной части мегавала к настоящему времени выявлен ряд месторождений нефти, приуроченных к структурам третьего порядка: Тайлаковское, Гавриковское, Урененское, Усть-Тегусское.

На современном структурном плане фундамента выделяются две положительных структуры II порядка: Урененско-Усановская и Усть-Тегусская. Урененско-Усановская структура – древнего заложения, время формирования Усть-Тегусской структуры – неоген.

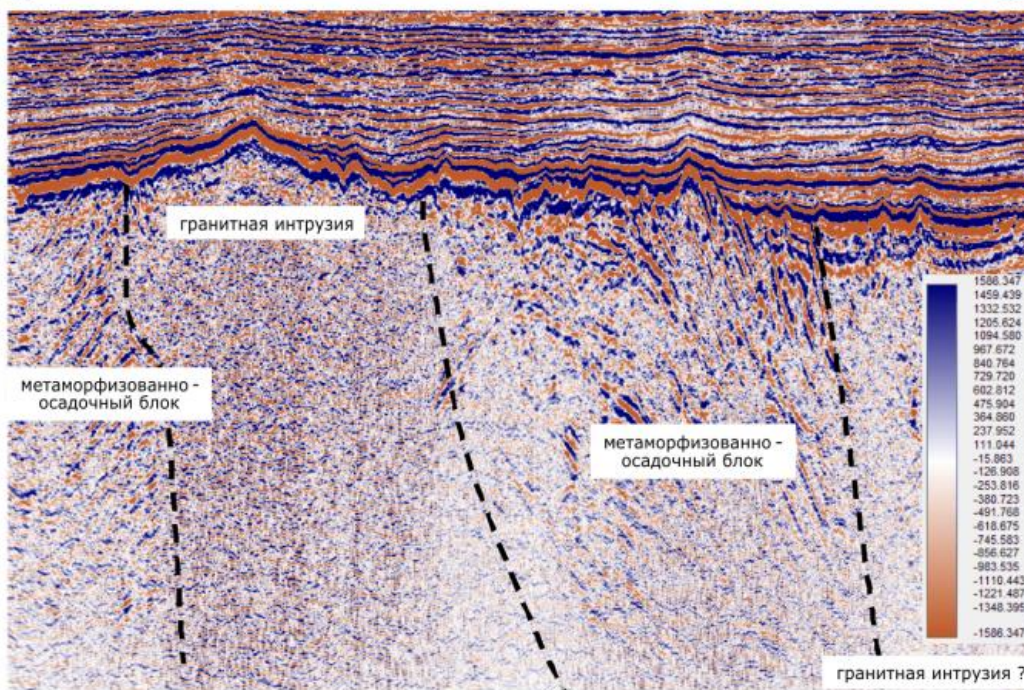
Отложения доюрского комплекса вскрыты 58 поисково-разведочными скважинами. Согласно описанию и фотографиям керна доюрские отложения представлены магматическими (кислые интрузии, эффузивы основного и среднего состава) и осадочно-метаморфическими горными породами (Рис.).

По характеру рисунка сейсмической записи в интервале ниже отражающего горизонта А (доюрское основание) можно выделить три блока (Рис.). Два блока, западный и восточный, отвечают смятым в складки метаморфизованно-осадочным породам, третий, центральный блок – линейной гранитной интрузии. Гранитная интрузия состоит из нескольких близкорасположенных гранитных массивов, внедрившихся вдоль ослабленной зоны предположительно на границе девона и карбона [Сурков, 1981]. В пермский период начался этап пенепленизации. В результате тектонических и денудационных процессов сформировался крайне расчленённый гористый рельеф. В районе развития гранитного массива сформировались поднятия. В раннетриасовое время отрицательные формы рельефа заполнялись вулканогенно-осадочными породами.



А

В



Состав пород фундамента по данным керна:

- - кислые интрузии
- - эффузивные породы основного/среднего состава
- - осадочно-метаморфические

--- разлом
 — линия профиля А-В

Рис. 1.2. Характеристика пород фундамента Урненско-Усановской зоны, А – карта изохрон по отражающему горизонту А, В – сейсмический разрез вдоль профиля А-В (Л.А. Успенская, Н.В. Попова, Г.А. Калмыков и др., 2012)

Локальное развитие средне- и верхнеюрских отложений во впадинах подтверждает то, что вышеописанный рельеф фундамента сохранился и во время накопления средне-верхнеюрских отложений. Вулканогенно-осадочные породы не полностью заполнили существовавшие отрицательные формы рельефа, гранитный массив оставался приподнятым во время накопления пластов Ю4-Ю1, являясь тем самым одним из поставщиков терригенного материала.

1.3. Краткая характеристика ФЕС коллекторов

В пределах Урненского и Усть-Тегусского месторождений был отобран керн из 73 поисково-разведочных скважин, керновые исследования проведены в 58 скважинах. Процент выноса керна по скважинам находится в диапазоне от 35,4 % до 97,5 %. Петрофизические исследования керна выполнялись в ЦЛ Главтюмень геологии и в ЗАО «ТННЦ». Комплекс исследований кернового материала включал в себя: описание керна и шлифов, стандартные исследования (определение пористости, плотности и проницаемости при атмосферных условиях), спектрометрию, капилляриметрию, гранулометрию, рентгеноструктурный анализ (РСА), определение общей минералогии пород методом растровой электронной микроскопии, в пластовых условиях определялись акустические свойства, объемная плотность, пористость.

Ниже приводится физико-литологическая характеристика пород-коллекторов пластов Ю₁, Ю₂, Ю₃ и Ю₄ – Урненского и Усть-Тегусского месторождений по данным исследований керна из поисковых и разведочных скважин.

Пласт Ю₁ Пласт охарактеризован 1002 определениями пористости, 678 – проницаемости, 451 - водоудерживающей способности, из которых в коллекторы попали 635 определений пористости, 428 – проницаемости и 352 – водоудерживающей способности. На Рис. 1. приведены распределения коэффициента пористости, проницаемости, объемной плотности и водоудерживающей способности, определенных на керне из продуктивных пластов месторождения. Общая толщина продуктивного пласта Ю1 по скважинам изменяется от 0 м на выступах фундамента до 50 м (скв. 25).

В восточной части территории исследований (район Усть-Тегусского месторождения, северная часть Урненского месторождения) пласт Ю₁ представлен разнозернистыми песчаниками, гравелитами, с прослоями аргиллитов и алевролитов. Песчаники средне-мелкозернистые, массивные, реже слоистые, с окатанными и полуокатанными обломками пород различного состава, обогащены углистым детритом.

Слоистость пологоволнистая, параллельная, флазерная (58 скв.) Обломки пород представлены эффузивными и осадочными разностями. Цемент глинистый, местами карбонатный. Алевролит темно-серый, мелкозернистый с глинистыми слоями,

образующими пологоволнистую, микролинзовидноволнистую слоистость со слабой биотурбацией.

В западной части территории исследования (район Урненского месторождения) песчаник переслаивается с обломочным органогенным известняком. Песчаники серые разнозернистые, полимиктовые, часто с карбонатным цементом. Известняк светло-серый до белесого, биокластический с многочисленными обломками раковин. В известняке и песчанике встречаются переотложенные обломки и реже целые створки раковин двустворок и единичные ростры белемнитов.

Пласт Ю₂ вскрыт на абсолютных отметках (а.о) от 2327,0 (скв. 16) до 2429,0 м (скв. 104). Пласт охарактеризован 1039 (502 при Подсчете Запасов - ПЗ 2006 г.) определениями пористости, 837 (261 при ПЗ 2006 г.) – проницаемости, 493 (190 при ПЗ 2006 г.) - водоудерживающей способности, из которых в коллекторы попали 686 определений пористости, 473 – проницаемости и 396 – водоудерживающей способности. На рис 1.3 приведены распределения коэффициента пористости, проницаемости, объемной плотности и водоудерживающей способности, определенных на керне из продуктивных пластов месторождения. Общая толщина продуктивного пласта Ю₂ по скважинам изменяется от 6,3 м (скв. 60) до 27,8 м (скв. 7), в среднем составляя 13,8 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина коллекторов варьирует от 1 м (скв. 43) до 12,8 м (скв. 115). Песчаность пласта колеблется в пределах 0,09-0,91, в среднем составляет 0,53. Пласт в нефтенасыщенной части содержит от двух до десяти прослоев коллекторов, в среднем расчлененность равна 5. Пласт Ю₂ сложен песчаниками с прослоями алевролитов. Из наиболее характерных особенностей является ориентированно-слоистая текстура, обусловленная ориентацией удлиненных обломков, линзовидных включений сидерита, развитого вероятно по глинистому материалу и волнистых намывов растительного детрита. Встречаются включения белемнитов и рассеянного раковинного детрита.

Коллекторы представлены песчаниками. Песчаники серые мелкозернистые, реже среднезернистые. Отсортированность обломочного материала в целом хорошая, зёрна окатанные и полуокатанные.

По составу породообразующих компонентов песчаники аркозовые, реже полимиктовые. Содержание кварца колеблется в пределах 35-45 %, полевых шпатов – 30-45 %, обломков пород 15-35 %. Содержания слюды (биотит) редко превышает 1 %. Среди обломков пород чаще всего встречаются эффузивы, обломки слюдисто-кремнистых и кремнистых пород.

Тип цементации пленочно-поровый, неравномерно распределенный по породе. Плёнки тонкие, прерывистые хлорит-гидрослюдистые. Большинство пор остаются свободными.

Фильтрационно-емкостные свойства пород коллекторов пласта Ю₂ имеют средние значения. Коэффициент открытой пористости по пласту изменяется от 12,8 до 26,6%. В большинстве исследованных образцов коэффициент пористости составляет 19-22 % (рис. 4.1). Коэффициент проницаемости по пласту варьирует в широком диапазоне: от единиц мД до 1395,5 мД, основное количество определений приходится на интервал 70-400 мД (рис. 4.2). Водоудерживающая способность пород пласта изменяется от 17,1 до 70 %, чаще составляет 23-35 %. Объемная плотность пород изменяется от 2,05 до 2,30 г/см³, с наиболее вероятными значениями в диапазоне 2,12–2,25 г/см³ (Рис. 1.).

По классификации Ханина А.А. породы-коллекторы пласта Ю₂ относятся к III классу.

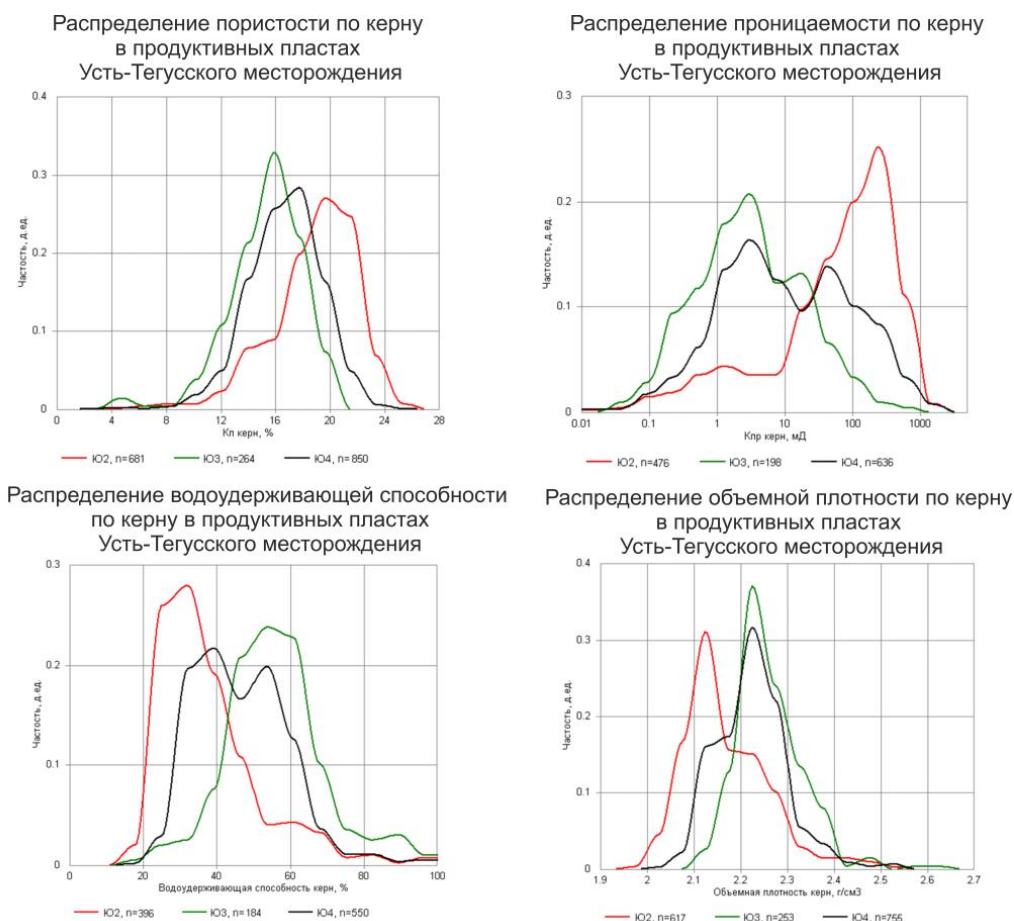


Рис. 1.3. Распределение пористости, проницаемости, водоудерживающей способности, объемной плотности по керну в продуктивных пластах Усть-Тегусского месторождения

Пласт Ю₃ отделяется от пласта Ю₂ хорошо прослеживающейся по всей площади месторождения глинистой перемычкой толщиной от 2,2 м (скв. 115) до 27,0 м (скв. 116).

Абсолютные отметки кровли вскрытия пласта изменяются от – 2344,0 м (скв. 16) до -2451,0 м (скв. 104 бис). Общая толщина пласта Ю₃ по площади месторождения колеблется от 3,4 до 39,5 м. Эффективная толщина непостоянна и изменяется от 0,6 до 20,1 м, в среднем равна 5,2 м. Пласт Ю₃ характеризует существенная литологическая неоднородность, что отражается в разбросе значений коэффициента песчаности: от 0,06 (скв. 34) до 0,94 (скв. 110), в среднем составляя 0,32. Пласт в залежи содержит от одного до десяти прослоев коллекторов. Среднее значение коэффициента расчлененности составляет 3,7.

От вышележащего пласта пласт Ю₃ отличает также и литологическая неоднородность. По керну пласт представлен переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. Аргиллиты тёмно-серый, до черных, плотные слоистые. Алевролиты серые, средней крепости с включениями растительных остатков.

Коллекторы, слагающие пласт, представлены песчаниками среднезернистыми, кварц-полевошпатовыми, средней крепости, сцементированными глинистым цементом. Отмечена тонкая горизонтальная, или пологопадающая слоистость, обусловленная наличием тонких прослоев аргиллитов и растительного детрита. Обломочный материал составляет 80-90 %. Размер обломков по пласту изменяется от 0,07 до 0,45 мм, содержание песчаной и алевролитовой фракции практически равны. Степень отсортированности хорошая, ближе к средней, зёрна окатанные, полуокатанные.

По составу породообразующих обломков породы песчаники аркозовые с примерно равным соотношением кварца и полевых шпатов (30-45 %). Содержание слюд 1-4 %. Кварц светлый "чистый", с редкими включениями пелитовой размерности. Полевые шпаты - калиевые разности и плагиоклазы чаще слабой и средней степени измененности. Обломки пород - эффузивных, кремнистых, слюдисто-кремнистых пород. Слюда – преимущественно биотит, часто сидеритизированный, встречаются мусковит, хлорит.

Аутигенные минералы представлены цирконом, титансодержащими, реже встречается апатит. Пирит встречается в виде единичных скоплений мелких глобулей в массе породы, лейкоксен - в виде плёнок и примазок, сидерит пелитоморфный - по слюде. Реже встречается кальцит.

Цементирующий материал составляет 10-17 %. Распределение цемента неравномерное. Тип цементации пленочно-поровый. Пленки неравномерные по толщине,

прерывистые, хлоритовые, иногда гидрослюдисто-хлоритовые. Поры частично, реже полностью заполнены мелкоагрегатным каолинитом.

Пласт Ю₃ охарактеризован 571 определением пористости, 458 – проницаемости, 284 (190 при ПЗ 2006 г.) - водоудерживающей способности, из которых в коллекторы попали 258 (82 при ПЗ 2006 г.) определений пористости, 193 (42 при ПЗ 2006 г.) – проницаемости и 185 (36 при ПЗ 2006 г.) – водоудерживающей способности (ТП 7). Коэффициент открытой пористости по пласту изменяется от 12,8 до 19,8 %. В большинстве исследованных образцах отмечается пористость в диапазоне 13,5–18 % с наиболее вероятным значением 16 % (рис. 4.1). Коэффициент проницаемости по пласту варьирует в диапазоне: от 0,5 мД до 148 мД, основное количество определений приходится на интервал 0,7 - 30 мД, при наиболее вероятном значении 3 мД.. Водоудерживающая способность пород пласта изменяется от 27 до 72 %, чаще составляет 45-65 % (рис. 4.3). Объемная плотность пород изменяется от 2,1 до 2,4 г/см³, с наиболее вероятными значениями в диапазоне 2,2–2,3 г/см³ (Рис. 1).. По классификации Ханина А.А. коллектора относятся к IV классу.

Пласт Ю₄ вскрыт на а.о. от 2389,0 м (скв. 107) до 2483,0 м (скв. 104^{бис}). По сравнению с вышележащим продуктивным пластом тюменской свиты существенно опесчанен. Общая толщина пласта изменяется от 18,3 м (скв. 104) до 42,6 м (скв. 112). Эффективная толщина варьирует в очень широких пределах от 1,2 м (скв. 30) до 34,9 м (скв. 112), нефтенасыщенная – от 3,7 (скв. 43) до 23,3 (скв. 113). На увеличение количества песчаного материала по сравнению с вышележащим пластом указывает среднее значение коэффициента песчанистости, который в среднем составляет 0,59. В нефтенасыщенной части пласт содержит от одного до девятнадцати прослоев. Среднее значение коэффициента расчлененности равно 10.

Пласт охарактеризован 1297 (618 при ПЗ 2006 г.) определениями пористости, 1166 (314 при ПЗ 2006 г.) - проницаемости и 727 (188 при ПЗ 2006 г.) – водоудерживающей способности (включая непроницаемую часть пласта). В коллекторы попали 840 определений пористости, 632 – проницаемости и 547 – водоудерживающей способности (табл. 4.6, книга 3). Коэффициент открытой пористости по пласту изменяется от 12,8 до 24,3 %. Основная доля коллекторов пласта по пористости находится в диапазоне 13–21 % при наиболее вероятном значении 17,9 % (рис. 4.1). Коэффициент проницаемости по пласту варьирует в широком диапазоне: от 0,5 мД до 1520 мД. Основное количество определений приходится на интервал 0,7 - 12 мД при наиболее вероятном значении 3 мД и на интервал 30–400 мД при наиболее вероятном значении 45 мД (рис. 4.2). Водоудерживающая способность пород пласта

изменяется от 27 до 74 %, чаще составляет 30–57 % (Рис. 1).. Объемная плотность пород изменяется от 2,05 до 2,40 г/см³, с наиболее вероятными значениями в диапазоне 2,12- 2,30 г/см³.

Коллекторы представлены песчаниками от светло- до тёмно-серого, (нефтедержащие разности – коричневато-серые), средне-, мелкозернистыми, сцементированными глинистым, реже карбонатным цементом. Отмечается косоволнистая слоистость, обусловленная многочисленными тонкими прослойками углистого детрита. Текстура слоистая за счёт однонаправленной ориентации слюды и удлиненных обломков.

Степень отсортированности песчаного материала хорошая, реже средняя ближе к хорошей. Зёрна окатанные, и полуокатанные. Обломочный материал составляет 85-96 %, цемент – 4-15 %. Размер обломков по пласту изменяется от 0,01 до 0,49 мм, преобладают обломки размером 0,1-0,35 мм.

По составу породообразующих обломков песчаники неоднородны. Содержание кварца изменяется от 25 до 50 %, полевых шпатов – от 18 до 45 %, содержание слюд 1-6 %, обломков пород – 15-41 %. Кварц светлый с редкими воздушно-капельными включениями пелитовой размерности, отдельные зерна со следами регенерации. Полевые шпаты - калиевые разности (в том числе редкие микроклины) и плагиоклазы от слабой до сильной степени изменённости. Обломки пород - эффузивных, кремнистых, слюдисто-кремнистых, сланцев. Слюда – биотит, часто в значительной степени сидеритизированный, встречается мусковит.

Акцессорные минералы представлены гранатом, цирконом, апатитом. Аутигенные – сидеритом (пелитоморфным и мелкокристаллическим по глинистому материалу цемента и обломков, иногда образующим «цепочки» по гидрослюдистым плёнкам вокруг зёрен), пиритом (глобули в массе породы) и лейкоксеном (плёнки, примазки).

Тип цементации пленочно-поровый, неравномерно распределенный. Поры преимущественно остаются свободными, некоторые частично заполнены каолинитом, который в отдельных порах хорошо раскристаллизован. Плёнки прерывистые, гидрослюдисто-хлоритовые, развиты слабо не повсеместно и неравномерно, зачастую отсутствуют.

По классификации Ханина А.А. породы пласта Ю₄ относятся к коллекторам IV класса и имеют пониженные фильтрационно-емкостные свойства. Часть образцов обладают средними ФЕС и относятся к коллекторам III класса.

Фундамент на Усть-Тегусской структуре представлен базальтом, пилотакситовой мелкопорфировой структуры. Порода состоит из лейст плагиоклаза – седвойникованных и одиночных, ориентированных почти субпараллельно. Около 10 % составляют мелкие зерна пироксена, чаще замещенные зеленоватыми плеохроирующими продуктами. Встречаются редкие сростки зерен – возможно оливин, замещенный глинистыми продуктами. Редкие мелкие миндалины окремнены и опализированы.

1.4. Условия формирования пластов Ю1-Ю4

Раздел написан на основании опубликованной статьи (Успенская Л.А., Попова Н.В., Калмыков Г.А. и др., 2012) «Влияние локальных источников сноса на формирование верхнее-среднеюрских отложений».

Нефтегазоносность тюменской и васюганской свит установлена на многих площадях Западной Сибири. Результаты бурения поисковых и разведочных скважин выявили огромные по величине ресурсы нефти, но на большей части территории они являются малоперспективными в связи с низкими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) коллекторов. Пористость коллекторов пластов Ю3, Ю4 не превышает 12-15%, Ю2 – 11-14%, дебиты нефти редко выше 5 м³/сут [Гаврилова, 2011]. В пределах Урненско-Усановской зоны, в отличие от большей части месторождений Западной Сибири, пласты Ю4-Ю1 значительно отличаются по ФЕС. Пористость пластов Ю4, Ю3 – 13-19%, Ю2 – 14-21%, дебит нефти выше на один-два порядка.

Опыт эксплуатационного бурения показал, что скважины, расположенные всего в 500 метрах друг от друга, могут вскрывать разрезы, существенно отличающиеся по ФЕС, и как следствие, по добычным характеристикам. Такая неоднородность связана с переменными во времени и пространстве континентальными и мелководно-морскими условиями осадконакопления. Определяющий фактор, влияющий на формирование отложений с хорошими ФЕС – близость источников сноса (питающей провинции) обломочного материала. Таким образом, анализ расположения источников сноса позволит наиболее точно спрогнозировать участки залежи углеводородов с высокими ФЕС.

Изучение минералогического состава пластов Ю4-Ю1. Опыт эксплуатационного бурения показал, что скважины, расположенные всего в 500 метрах друг от друга, могут вскрывать разрезы, существенно отличающиеся по ФЕС, и как следствие, по добычным характеристикам. Такая неоднородность связана с переменными во времени и пространстве континентальными и мелководно-морскими

условиями осадконакопления. Определяющий фактор, влияющий на формирование отложений с хорошими ФЕС – близость источников сноса (питающей провинции) обломочного материала. Таким образом, анализ расположения источников сноса позволит наиболее точно спрогнозировать участки залежи углеводородов с высокими ФЕС.

Согласно описанию шлифов, песчаники пластов Ю2-Ю4 представлены кварцевыми граувакками, реже - олигомиктами. Песчаники пласта Ю1 – аркозами. Полевые шпаты представлены калиевыми разностями (микроклин, ортоклаз) и кислыми плагиоклазами. Обломки пород – кварциты, эффузивы, кременисто-слюдистые сланцы.

Среди акцессорных минералов присутствуют: апатит, циркон, сфен, гранат, турмалин, эпидот, титаносодержащие (ильменит, рутил). Попытка районирования распространения акцессорных минералов по вертикали и латерали не помогла выявить определенной закономерности.

Анализ минералогического состава глин проводился на основании данных рентгеноструктурного анализа (РСА), растровой электронной микроскопии (РЭМ) и описания шлифов.

По данным РСА отметили следующее: 1) состав глинистых минералов в песчаных/алевропесчаных отложениях характеризуется преимущественно каолинитовым составом с примесью иллита и хлорита; 2) в алевроито-глинистых – хлорит-иллитовым с примесью каолинита.

Иллиты свойственны отложениям различных геологических обстановок, мало чувствительны к колебаниям рН окружающей среды. Минералы развиты в континентальных корах выветривания, осадках морей и океанов, где они зачастую находятся в сочетании с хлоритами. Источником вещества для аутигенных хлоритов служат: 1) трансформация минералов группы биотита, растворение амфиболов, пироксенов; 2) преобразования вулканических стекол (основного и среднего состава). По этой причине хлорит особенно широко развит в вулканогенно-осадочных и терригенных отложениях грауваккового состава (Япаскурт, 2008).

Формирование каолинита реализуется под воздействием растворов с низкими значениями рН. Для образования первичного каолинита самые благоприятные условия возникают в субстрате торфяников, в fumarольных полях с кислыми гидротермами и в корах выветривания. В ходе эрозионно-денудационных процессов, каолинитовые частички транспортируются и примешиваются к другим осадочным компонентам. [Япаскурт, 2008].

Каолинитизация также происходит на участках регрессивно-эпигенетических (наложенных) изменений преимущественно песчаных пород, претерпевших тектонические перестройки своей структуры. Упомянутые перестройки обуславливают изменение гидрогеологического режима и усиливают вероятность проникновения в песчаный пласт чужеродных по своему химизму вод. Если они обладали повышенной кислотностью (так как контактировали с нефтяными залежами или скоплениями твердых битумов, или по каким-то иным причинам), то входя в соприкосновение с минеральными компонентами песчаника, эти воды стимулируют развитие аутигенного каолинита в его цементе (Япаскурт, 2008).

Анализ РЭМ показал – формирование каолинита связано преимущественно с метасоматическим замещением (частичным или полным) обломочных полевых шпатов и др. силикатов. Синтезируемые из раствора кристаллы имеют правильные шестигранные контуры и группируются в упорядоченные агрегаты в формах «столбика монет», либо «червеобразных» сростков (Рис. 1.). Метасоматические новообразования внедрены в ростками внутри замещаемого ими минерала. Согласно описанию шлифов в некоторых образцах встречен каолинит разных генераций, что связано с разрушением кор выветривания или переотложением пород с седиментационным каолинитом.

Ограниченное количество исследований, направленных в основном на изучение коллекторов, не позволило определить способ образования глинистых минералов в не коллекторах (алевролитоглинистых отложениях) по данным РЭМ. Однако, согласно описаниям шлифов и результатам РСА изменения коснулись только глинистых минералов. Состав сменился с каолинитового на хлорит-иллитовый. Состав других обломочных компонентов остался неизменным. Это позволило сделать предположение, что данное изменение связано со сменой обстановки осадконакопления.

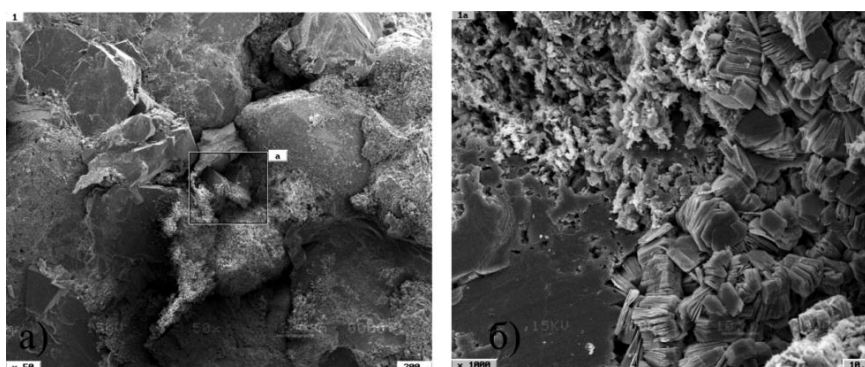


Рис. 1.4. Песчаник крупнозернистый гравилитовый. а – каолинит в отдельных порах (увеличение 50х), б – «червеобразные» сростки каолинита, следы выщелачивания полевых шпатов (увеличение 1000х)

На основании проведенного минералогического анализа пластов Ю4-Ю1 можно сделать следующие выводы:

1. Преобладание обломков кварцитов и калиевых полевых шпатов (микроклин, ортоклаз) и кислых плагиоклазов, указывает на один источник сноса – гранитный массив. Продукты разрушения эффузивных пород – обломки собственно эффузивов, титаносодержащие акцессорные минералы присутствует в породах в качестве примеси;

2. Преобладание каолинита в алевро-песчаных отложениях связано с продуктами разрушения гранитного массива. Вторичные изменения КППШ привели к возникновению аутигенного каолинита;

3. Преобладание хлорит-иллитовых образований в алевролитоглинистых отложениях связано со сменой обстановки осадконакопления.

Условия формирования пластов Ю1-Ю4. Пласты Ю1-Ю4 формировались в трансгрессивный цикл осадконакопления, обстановки сменялись от континентальных (Ю4) до прибрежно-морских (Ю1). На основе данных сейсмической корреляции выполнено районирование распространения отложений Ю1-Ю4, что явилось основой для выделения аккумулятивных и эрозионных форм рельефа.

Пласт Ю4 накапливался в преимущественно континентальных обстановках. Урненско-Усановская зона представляла собой обширную денудационную равнину (Рис. 1.), с которой обломочный материал сносился временными потоками и реками, отлагался в окрестностях современного Усть-Тегуского поднятия и далее на восток. Близость источника сноса обеспечила широкое площадное распространение песчаных отложений с хорошими коллекторскими свойствами. Коллектора с высокими ФЭС сконцентрированы преимущественно в пониженных участках рельефа, приурочены к фациям русел и прирусловых валов.

Пласт Ю3. К моменту накопления пласта Ю3 уровень моря повысился. Отложения накапливались в условиях заболоченных лагун. Пласт представлен алеврито-глинистыми, углистыми отложениям с редкими прослоями песчаников с раковинным детритом. Мощность песчаных отложений в среднем составляет 3 м. Это может свидетельствовать о том, что ко времени накопления пласта Ю3 Урненско-Усановское поднятие было практически полностью сивелировано, и поступление обломочного материала с него было затруднено. Повышение уровня моря не обеспечивало активную волновую переработку материала и, соответственно, развитие мощных аккумулятивных тел. Дополнительный переув материал происходил только на локальных палеоподнятиях. В этих условиях формировались коллекторы с высокими ФЕС (Рис. 1.5).

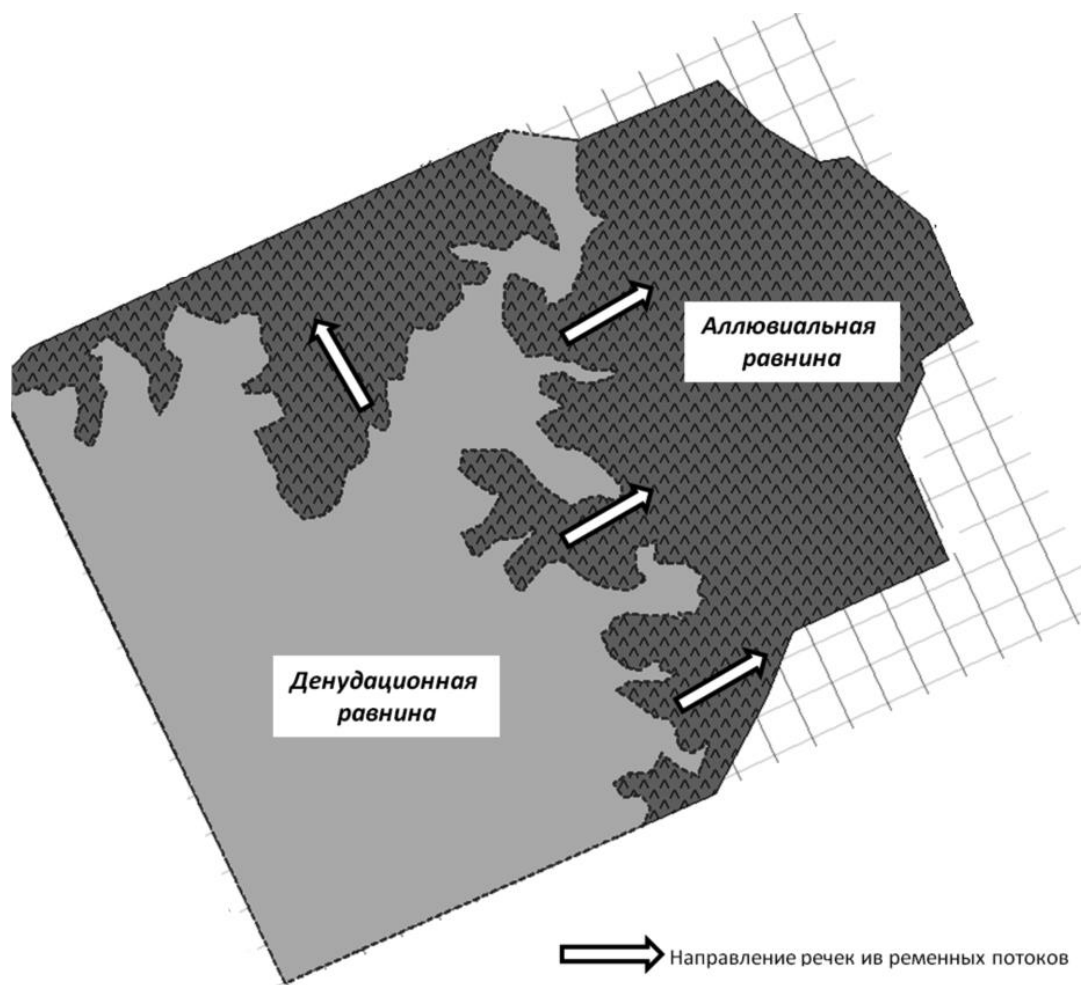


Рис. 1.5.Схема обстановок формирования пластов Ю3-Ю4

Пласт Ю2. Во время накопления пласта Ю2 поднятие значительно затопилось, площадь питающей провинции сократилась вдвое (Рис.1.6). Большие мощности песчаных отложений и широкое распространение пласта Ю2, не позволяют рассматривать Урненско-Усановскую зону, как основную питающую провинцию. Основной объем материала в данном случае должен был поступать из другого локального источника, вероятно расположенного западнее (Рис. 1.). Высокий коэффициент песчаности говорит о его близком расположении. Формирование пласта происходило преимущественно в условиях мелкого моря. Обломочный материал привносился в бассейн реками с запада. В результате волновой деятельности на склонах палеоподнятий, он подвергался интенсивной переработке и сортировке, что способствовало формированию пород с высокими коллекторскими свойствами. Песчаники с хорошими ФЭС приурочены к склонам палеоподнятий и к фациям приливно-отливных баров.

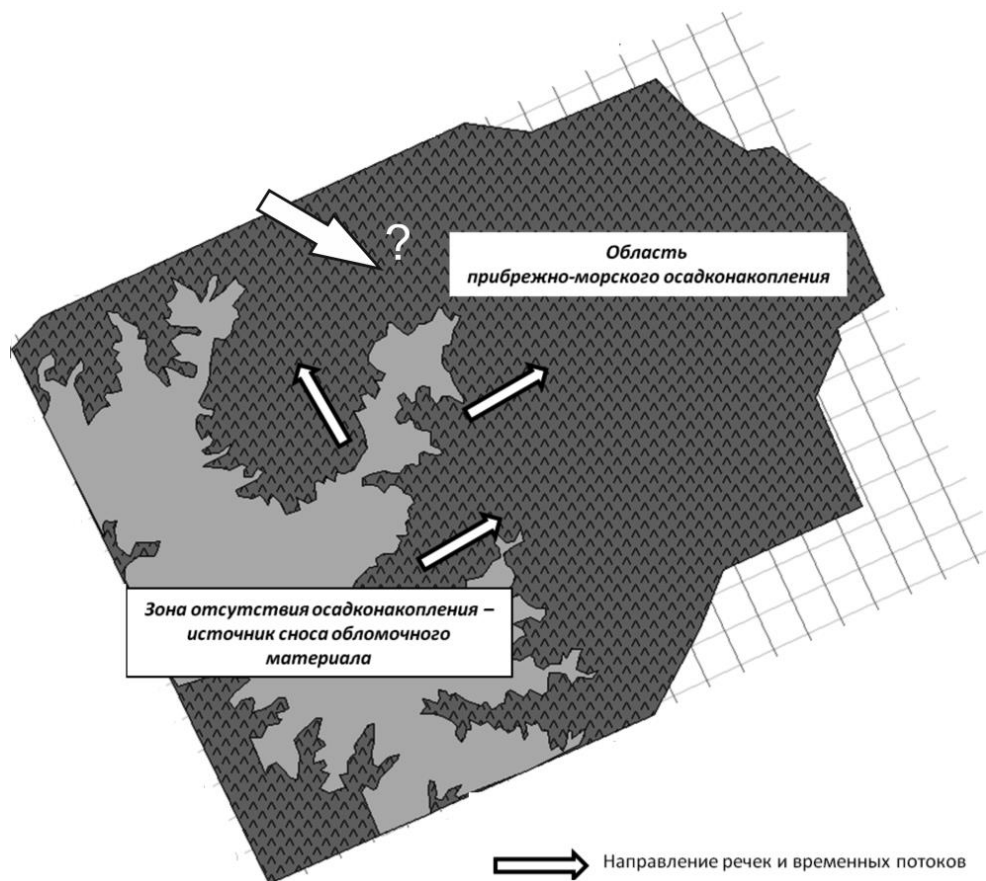


Рис. 1.6. Схема обстановок формирования пластов Ю2

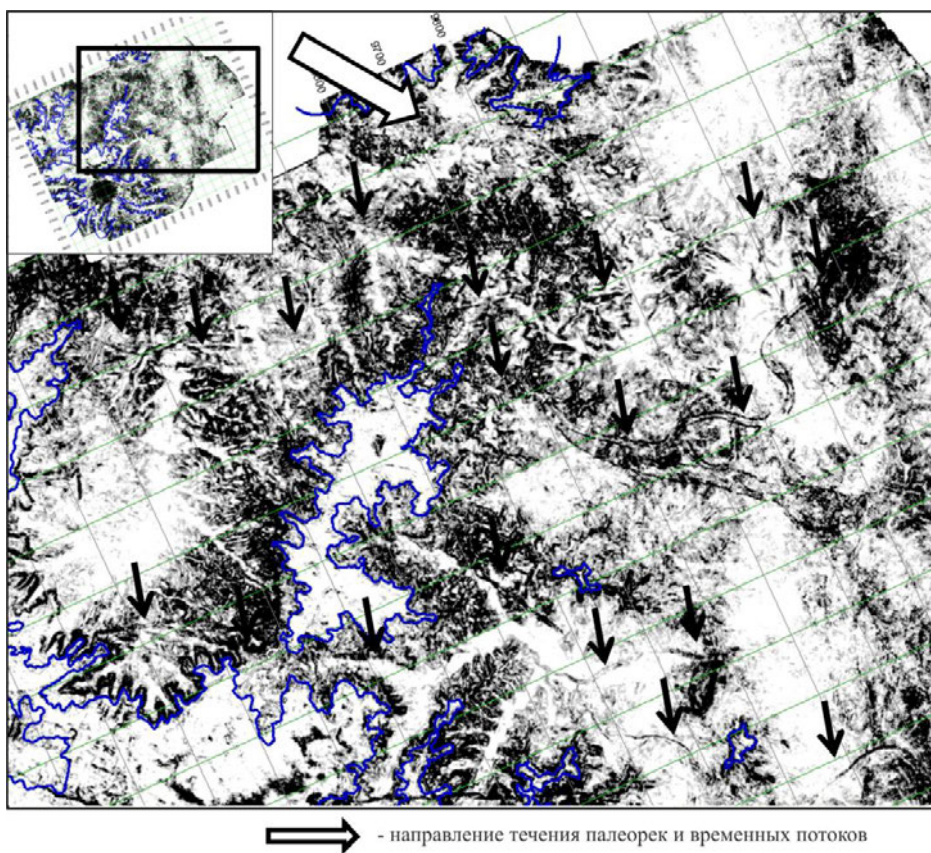


Рис. 1.7. Карта атрибута когерентности для пласта Ю2

Пласт Ю1. Дальнейшее повышение уровня моря привело к еще большему сокращению палеоподнятия (Рис. 1.). На момент накопления пласта Ю1 оно представляло собой вытянутый остров. Материал поступал в бассейн за счет временных потоков. На «восточных» склонах материал перерабатывался в условиях высокой гидродинамической активности. На «западных» склонах, в условиях слабой волновой активности, возникли условия благоприятные для карбонатного осадконакопления, пласт Ю1 представлен органогенно-обломочными известняками и карбонатизированными песчаниками. Коллектора с хорошими ФЕС приурочены к склонам палеоподнятий. Территория современного Усть-Тегусского поднятия оказалась на глубинах, слабо доступных действию морских волн. Коллектора представлены маломощными глинистыми песчаниками с низкими ФЕС. Это связано с более глубоководной, спокойной гидродинамической обстановкой и отдаленностью источника сноса.

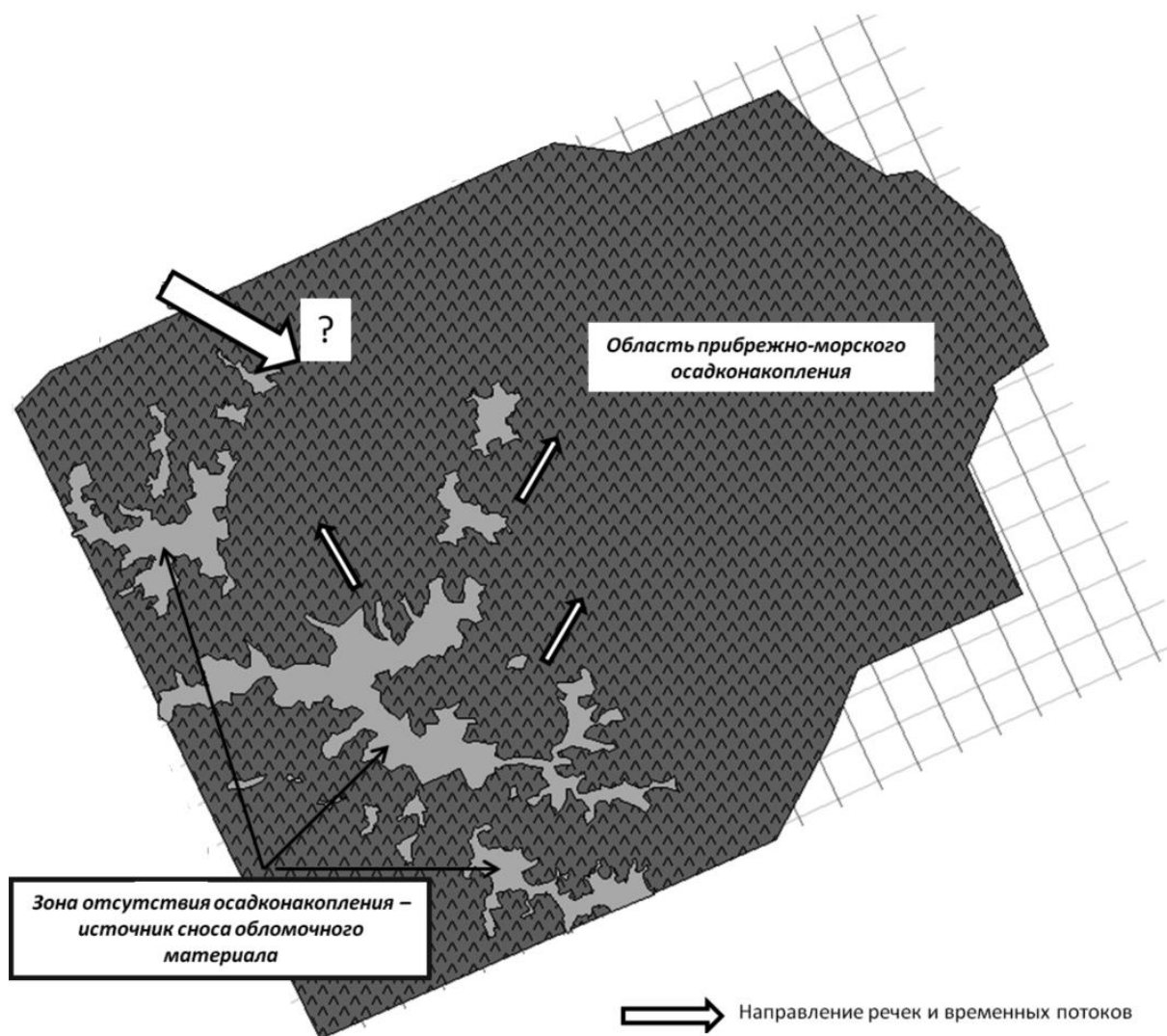


Рис. 1.8.Схема обстановок формирования пластов Ю1

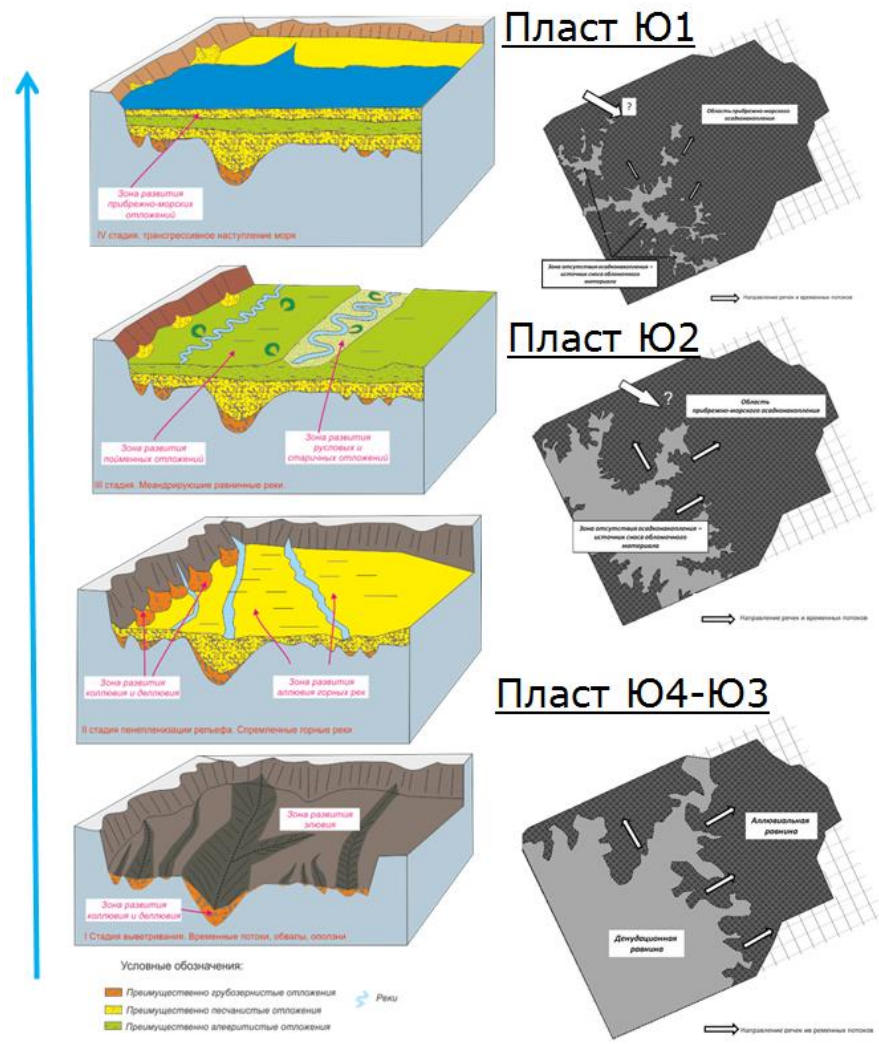
Таким образом, петрографический состав отложений свидетельствует о том, что не смотря на широкое распространение покровов эффузивных пород основного/среднего составов, основной питающей провинцией являлся гранитный массив. Во время формирования пластов Ю4-Ю3 и Ю1 таким массивом служило Урненское поднятие. В момент накопления пласта Ю2 – массив расположенный западнее Урненско-Усановской зоны.

Положения уровня моря, близость источника сноса и интенсивности его размыва играли значительную роль в распределении ФЕС коллекторов верхне-среднеюрских отложений. Коллектора пласта Ю4 с хорошими ФЕС сконцентрированы преимущественно в пониженных участках рельефа, Ю3 – на локальных палеоподнятиях, Ю2-Ю1 – на склонах палеоподнятий. Близость питающей провинции способствовала накоплению коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными характеристиками (Рис. 1.9).

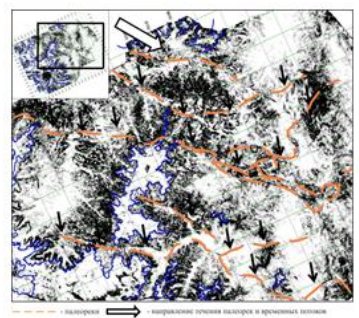
1.1.1. Выводы по Главе 1

1. Урненско-Усановскую зону условно можно разделить на «северную» и «южную» части. Разрез скважин «южной» части месторождения (васюганская свита) характеризуется преимущественно карбонатно-песчаным строением, а «северной» (васюганская, тюменская свиты) - песчаным, алевроито-глинистым;

2. Работа по изучению расположения источников сноса, условий накопления отложений Ю5-Ю1 легла в основу фациального анализа, позволила наиболее точно спрогнозировать участки залежи углеводородов с высокими ФЕС по результатам инверсионных преобразований.



Пласты Ю1-Ю4 формировались в трансгрессивный цикл осадконакопления, обстановки сменялись от континентальных (Ю4) до прибрежно-морских (Ю1)



Коллектора с хорошими ФЕС :

Ю2-Ю1 – на склонах палеоподнятий

Ю3 – на локальных палеоподнятиях

Ю4 – сконцентрированы преимущественно в пониженных участках рельефа

Рис. 1.9. Условия формирования пластов Ю1-Ю4

2. Петрофизическое обеспечение сейсмической инверсии

Главная цель геолого-геофизических исследований – количественное описание резервуара: создание на основе сейсмических и скважинных данных 3D модели, описывающей распределение прогнозных параметров, таких как пористость, литология, насыщение, проницаемость. Основной проблемой при построении такой модели является осуществление интеграции разнородной информации: скважинной, сейсмической, геологической. Сейсмическая инверсия – решение обратной динамической задачи сейсморазведки, то есть восстановление распределения упругих параметров геологической среды по зарегистрированному волновому полю (Рис. 2.1). В сочетании с зависимостями между петрофизическими параметрами и упругими свойствами горных пород она позволяет объединить скважинные и сейсмические материалы для описания объемного распределения коллекторских свойств продуктивных пластов в межскважинном пространстве (Ампиров, 2008).

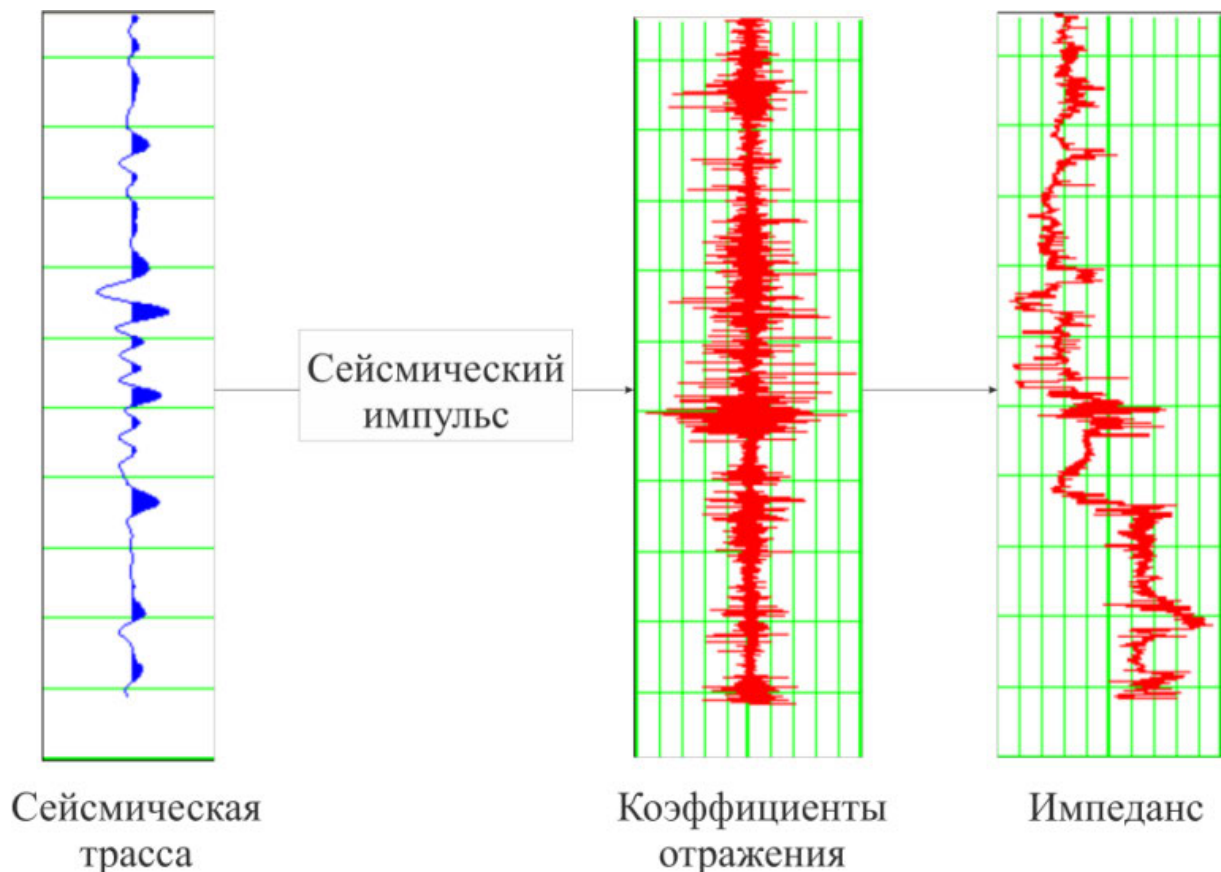


Рис. 2.1. Схематическое представление обратной динамической задачи сейсморазведки (B. Russell, 2006)

Решение обратной задачи не единственно: одно и то же волновое поле может быть порождено бесконечным числом различных моделей. Поэтому на решение накладываются ряд ограничений, которые заключаются в том, что оно должно

соответствовать некоторой априорной модели, построенной по скважинным данным. (Ампилов и др., 2009).

Одними из самых важных данных для инверсионных преобразований являются данные геофизических исследования скважин (ГИС). Измерения ГИС являются единственным геофизическим методом, доставляющим информацию о геологическом разрезе, измеренной непосредственно в условиях залегания пластов. Так как основными искомыми параметрами при инверсии являются акустический (AI), сдвиговый (SI) импедансы, объемная плотность ρ , соотношение скоростей продольных и поперечных волн (V_p/V_s), то и основными методами ГИС становятся показания акустического (АК) и плотностного (ГГК-п) каротажа. Методы АК и ГГК-п позволяют провести надежную стратиграфическую увязку сейсмических и скважинных данных, а также используются для добавления низкочастотной компоненты, выходящей за пределы сейсмической полосы частот. Запись акустического каротажа широкополосного (АКШ) дает возможность проведения синхронной инверсии, а также полноценного моделирования упругих свойств, включая замещения флюидов на основе теории Гассмана. Каротажные диаграммы используются для контроля качества инверсионных преобразований: сопоставление результатов сейсмической инверсии с данными ГИС (кривыми акустического (AI), сдвигового (SI) импедансов, объемной плотности ρ , отношения продольных и поперечных волн (V_p/V_s) и коэффициентов Ламэ).

Диаграммы ГИС на первом этапе проходят через стандартные процедуры обработки: систематизация, сшивка, увязка. Следующим этапом является коррекция кривых АК и ГГК-п и их нормализация. Коррекция данных акустического и плотностного каротажа в интервалах размыва ствола скважины позволяет избежать формирования ложных фаз и нарушения динамики на синтетических трассах. Таким образом, при работе с данными АК и ГГК-п, специалист должен представлять, какое изменение синтетических трасс вызовут коррекции этих методов. Недостающие данные о скорости продольных, поперечных волн и объемной плотности в местах отсутствия записи синтезируются путем пересчета по зависимостям из других методов ГИС. По причине бурения скважин в различные годы разными фирмами, и применения разных каротажных приборов, нормировка и масштаб записи кривых могут значительно отличаться. А для прогноза пористости, литологии и насыщения по результатам инверсии важно, чтобы одним и те же породам с одинаковыми свойствами в разных скважинах соответствовали одни и те же абсолютные значения каротажных кривых. Следовательно, каротажные диаграммы могут нуждаться в нормализации.

Далее кривые ГИС используются для: увязки сейсмических и скважинных данных, служат дополнительным источником информации при оценке сейсмического импульса; используются для построения низкочастотной модели среды; установления взаимосвязей между упругими свойствами горных пород и прогнозными параметрами; являются основой для интерпретации результатов сейсмической инверсии (Рис. 2.2); выступают в качестве контроля результатов инверсионных преобразований. Выполняется интерпретация данных ГИС.

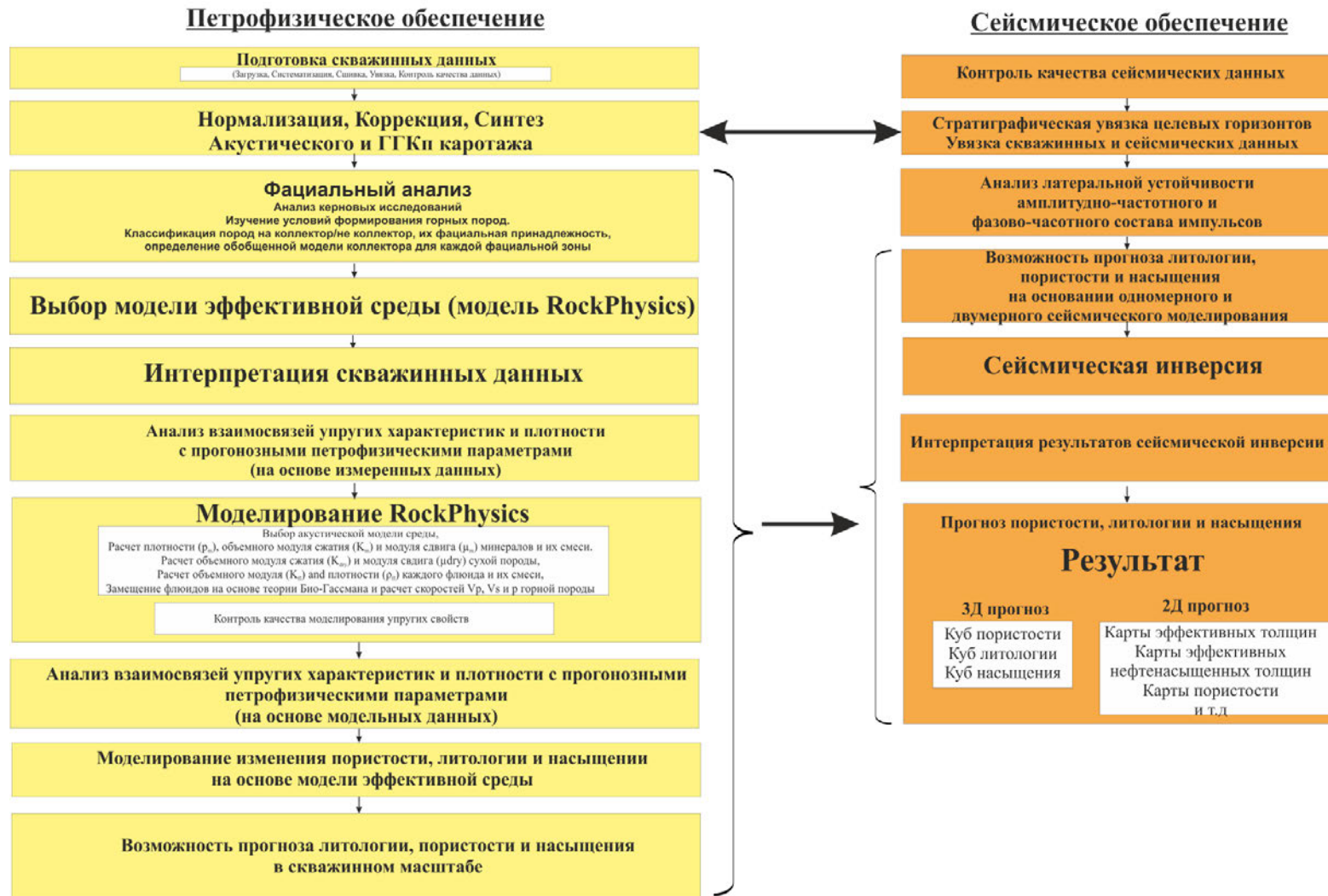


Рис. 2.2. Основные этапы работ по петрофизическому обеспечению сейсмической инверсии

2.1. Модели эффективных сред

Для интерпретации результатов инверсионных преобразований существенное значение имеет анализ влияния литологического состава, насыщения и петрофизических параметров на упругие свойства горных пород. Данный вид анализа может быть выполнен следующими способами:

1. Путем сопоставления упругих свойств и объемной плотности с прогнозными параметрами. Для этого изучаются графики сопоставления различных упругих свойств (Рис. 2.3), и выясняется, в пространстве каких параметров становится возможным разделить целевые пласты на литотипы, выделить интересующие продуктивные зоны, удастся ли установить устойчивые зависимости между упругими и петрофизическими параметрами и т.п. Эта информация также помогает определить, какой именно метод инверсии необходимо применить в заданных геологических условиях. Способ прост в исполнении, но, результат напрямую зависит от хорошей статистической выборки, которая не всегда есть. Графическое определение искомых зависимостей неоднозначно из-за дисперсии значений, представленных на графиках. Кроме того, на скорости продольных и поперечных волн, а также объемную плотность могут влиять несколько параметров сразу (пористость, глинистость, насыщение и т.д), которые при таком подходе трудно учесть одновременно.



Рис. 2.3. Пример сопоставления акустического (AI), сдвигового (SI) импедансов и объемной плотности с общей пористостью горной породы

2. На основании модели эффективной среды (effective elastic media). (Mavko, 2009). Под эффективной моделью среды будем подразумевать многомерные зависимости между упругими модулями (объемный модуль сжатия – K ; модуль сдвига – μ), а также объемной плотностью и минерально-компонентным составом пород (МКСП). В свою очередь под МКСП будем подразумевать минеральный состав пород, и соотношение флюидов известного состава (нефть, газ, минерализованная пластовая вода, фильтрат бурового раствора), заполняющих поровое пространство.

Реальная порода имеет сложную и трудно описываемую структуру, которая не позволяет математически рассчитать значения упругих модулей. Эффективные модели сред в той или иной степени аппроксимируют реальную горную породу, подразумевают нахождение упругих модулей (объемный модуль сжатия – K ; модуль сдвига - μ) породы, а также объемной плотности минералов или их ассоциаций. Задача заключается в оптимизации упругих модулей и плотностей каждой компоненты в отдельности для достижения максимальной корреляции между измеренными и модельными кривыми, рассчитанными с данными параметрами.

В независимости от того, какое программное обеспечение используется для моделирования, расчет основных упругих характеристик (V_p , V_s , ρ) выполняется в одной и той же последовательности (Рис. 2.4):

1. Расчет плотности (ρ_m), модулей сжатия (K_m) и сдвига (μ_m) для смеси минералов;
2. Расчет модулей сжатия (K_{dry}) и сдвига (μ_{dry}) сухой породы;
3. Расчет модуля сжатия (K_{fl}) и плотности (ρ_{fl}) каждого флюида и их смеси;
4. Замещение флюида на основе теории Гассмана (Mavko, 2009) и собственно расчет скоростей V_p , V_s и плотности ρ .

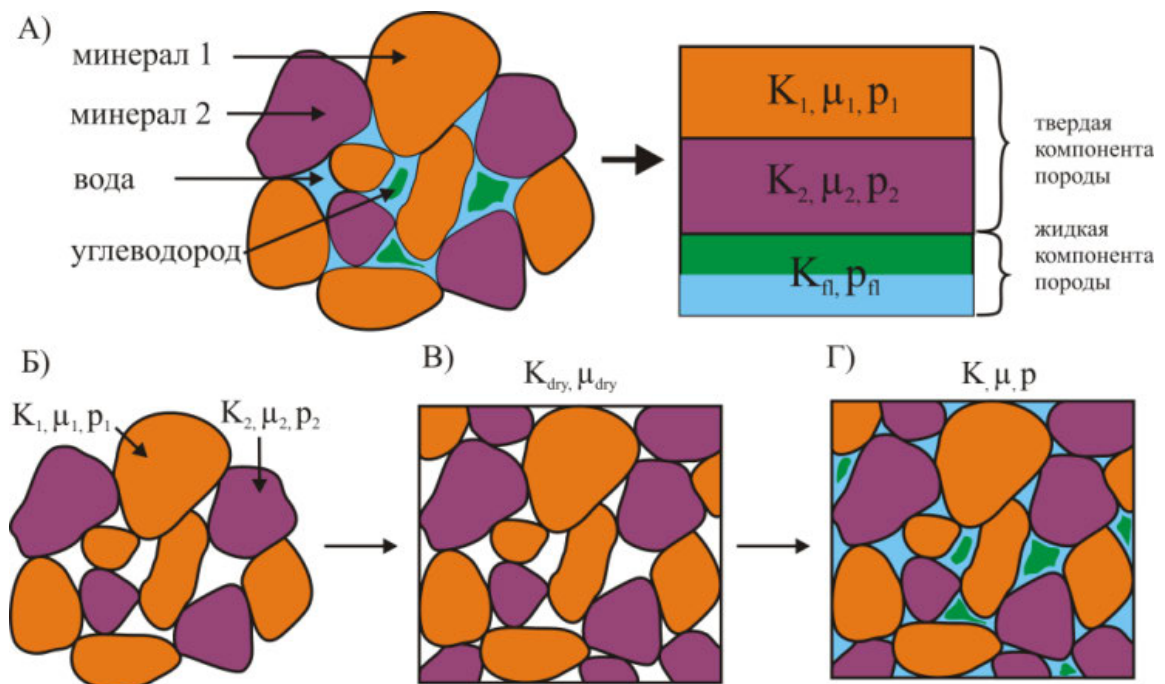


Рис. 2.4. Схематическое представление изучаемой горной породы (А). Расчет скоростей продольной и поперечной волн (Б-Г): Б – расчет плотности, модулей сжатия и сдвига смеси минералов; В – Расчет модулей сжатия и сдвига сухой породы; Г – расчет плотности, скоростей продольных и поперечных волны горной породы

Исходными данными для моделирования являются: информация о литологическом составе пород, термобарические условия залегания пласта и свойства пластовых флюидов, данные, полученные по результатам петрофизической интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС): объемное содержание компонент породы, пористости, коэффициенты нефте-водонасыщенности.

В случае мономинерального состава пород определить искомые модули не составляет труда. Увеличение количества компонент, входящих в состав породы, приводит к тому, что задача определения упругих модулей матрицы существенно усложняется. Кроме того, в условиях сложно построенных месторождений (резкой фациальной изменчивости), может потребоваться создание нескольких моделей эффективных сред, то есть необходимо проводить классификацию пород на коллектор/не коллектор, определять их фациальную принадлежность. В этом случае особую важность приобретает МКСП – неверное определение которого приводит к ошибочной оценке влияния литологии, коллекторских свойств и насыщения на акустические свойства среды.

2.1.1. Эмпирические модели эффективных сред

Эмпирические модели эффективных сред (Nur 1991, 1995; Geertsma, 1961; Wyllie 1956, 1958, 1963; Rymer-Hunt-Gardner relations, 1980; Han, 1986; Eberhart-Phillips, 1989; Tosaya ,1982; Castanga 1985)) представляют собой аналог метода сопоставления упругих свойств с прогнозными параметрами, нахождение искомым зависимостей на графиках. В условиях лабораторных измерений на керновом материале, или на основе результатов работ других авторов, исследуется влияние пористости, глинистости, эффективного давления на упругие параметры среды. Недостаток: не учитывают влияние насыщения, геометрические свойства включений (порового пространства), характер взаимоотношения зерен между собой.

Связь скорости продольных волн и пористости. Первые исследования, посвященные анализу взаимосвязи скорости продольных волн и пористости, были сделаны в (Willie et al, 1956, 1958, 1963). В своей работе они продемонстрировали, что зависимость скорости продольных волн и пористости в осадочных горных породах имеет следующий вид:

$$\Delta T = \phi * \Delta T_{\text{фл}} + (1 - \phi) * T_{\text{ск}} \quad [1]$$

где ϕ - общая пористость, ΔT – двойное время пробега продольной волны в горной породе, $\Delta T_{\text{фл}}$ – двойное время пробега продольной волны флюида, $\Delta T_{\text{ск}}$ – двойное время пробега продольной волны скелета.

Позже, Раймер-Хант-Гарднер (Raymer et al 1980) улучшили эмпирическое уравнение Вилли для пород с разной пористостью:

$$V = (1 - \phi)^2 * V_{ск} + \phi * V_{фл}, \text{ при } \phi < 37\% \quad [2]$$

$$\frac{1}{\delta * V^2} = \frac{\phi}{\delta_{фл} * V_{фл}^2} + \frac{1 - \phi}{\delta_{ск} * V_{ск}^2} \text{ при } \phi > 47\% \quad [3]$$

$$\frac{1}{V} = \frac{0.47 - \phi}{0.1} * \frac{1}{V_{37}} + \frac{\phi - 0.37}{0.1} * \frac{1}{V_{47}} \quad [4]$$

Второе выражение является аналогом среднего по Ройсу. Третье используется для расчета скоростей в породах с промежуточным значением пористости ($37\% < \phi < 47\%$). Оно получено путем интерполяции из первых двух, где V_{37} - скорость, рассчитанная для пород с пористостью меньше 37%, V_{47} - скорость, рассчитанная для пород с пористостью более 47%

В 1982 г. в ходе лабораторных исследований Тосая и Нюр (Tosaya and Nur, 1982) получили эмпирическую зависимость скорость – пористость, объемное содержание глинистого вещества (C), как для продольных, так и для поперечных волн. Измерения проводились для случая водонасыщенных песчаников при эффективном давлении 40МПа.

$$V_p(\text{км/с}) = 5.8 - 8.6 * \phi - 2.4 * C \quad [5]$$

$$V_p(\text{км/с}) = 3.7 - 6.3 * \phi - 2.1 * C \quad [6]$$

В 1985 г. Кастанья и др. (Castagna et al, 1985) на основе каротажных диаграмм вывели эмпирическую зависимость скорости от пористости и объемного содержания глинистого вещества. Таким образом, для алевролитов-глинистых пород зависимость имеет вид:

$$V_p(\text{км/с}) = 1.36 + 1.16 * V_s \quad [7]$$

Для глинистых водоносных песчаников:

$$V_p(\text{км/с}) = 5.81 - 9.42 * \phi - 2.21 * C \quad [8]$$

$$V_p(\text{км/с}) = 3.89 - 7.07 * \phi - 2.04 * C \quad [9]$$

В 1986 Хан (Han, 1986) продолжил изучать влияния пористости и объемного содержания глины на скорости продольных и поперечных волн. Но в отличие, от своих предшественников, исследования проводил при различном эффективном давлении. В ходе работы (Han, 1986) было изучено 80 образцов, которые представляли собой хорошо сцементированные глинистые песчаники, с пористостью от 3 до 30% и объемным содержанием глинистой фракции от 0 до 55%. В результате экспериментов Хан получил несколько зависимостей для расчета скоростей продольных и поперечных

волн при различном эффективном давлении (Таблица 1). Он отметил, что присутствие глины ухудшает корреляционную зависимость, но если объем глинистого вещества включен в уравнение регрессии, то скорость продольных волн можно рассчитать довольно точно.

“Чистые” песчаники” (измерения выполнялись на 10 образцах)		
Насыщение - вода		
40 МПа	$V_p = 6.08 - 8.06\phi$	$V_s = 4.06 - 6.28\phi$
Глинистые песчаники (измерения выполнялись на 10 образцах)		
Насыщение - вода		
40 МПа	$V_p = 5.59 - 6.93\phi - 2.18C$	$V_s = 3.52 - 4.91\phi - 1.89C$
30 МПа	$V_p = 5.55 - 6.96\phi - 2.18C$	$V_s = 3.47 - 4.84\phi - 1.87C$
20 МПа	$V_p = 5.49 - 6.94\phi - 2.17C$	$V_s = 3.39 - 4.73\phi - 1.81C$
10 МПа	$V_p = 5.39 - 7.08\phi - 2.13C$	$V_s = 3.29 - 4.73\phi - 1.74C$
5 МПа	$V_p = 5.26 - 7.08\phi - 2.02C$	$V_s = 3.16 - 4.77\phi - 1.64C$
“Сухие” образцы		
40 МПа	$V_p = 5.41 - 6.35\phi - 2.87C$	$V_s = 3.57 - 4.57\phi - 1.83C$

Таблица 1. Связь скоростей продольных и поперечных волн (км/с) с пористостью и объемным содержанием глинистой фракции (измерения в лабораторных условиях)

(Han, 1986)

Эберхарт-Филиппс (Eberhart-Phillips, 1989) на основании исследований (Han, 1986) предложила зависимости скоростей от эффективного давления, пористости, объема глинистого вещества. Она показала, что скорости продольной и поперечной волн могут быть описаны следующим образом

$$V_p = 5.77 - 6.94 * \phi - 1.73 * \sqrt{C} + 0.446 * (Pe - e^{-16.7Pe}) \quad [10]$$

$$V_s = 3.70 - 4.94 * \phi - 1.57 * \sqrt{C} + 361 * (Pe - e^{-16.7Pe}), \quad [11]$$

где Pe – эффективное давление в килобарах

Позже Нюр и другие (Nur et al, 1991, 1995) отметил, что для горных пород существует понятие критической пористости (ϕ_c) (Рис. 2.5). При пористости больше ϕ_c горная порода представляет собой суспензию, зерна теряют контакт друг с другом и изменяются их прочностные характеристики. Значение ϕ_c зависит от типа горной породы. Так, например, для песчаника $\phi_c \approx 0,4$, для мергелей $\phi_c \approx 0,7$, для гранитов $\phi_c \approx 0,2-0,03$.

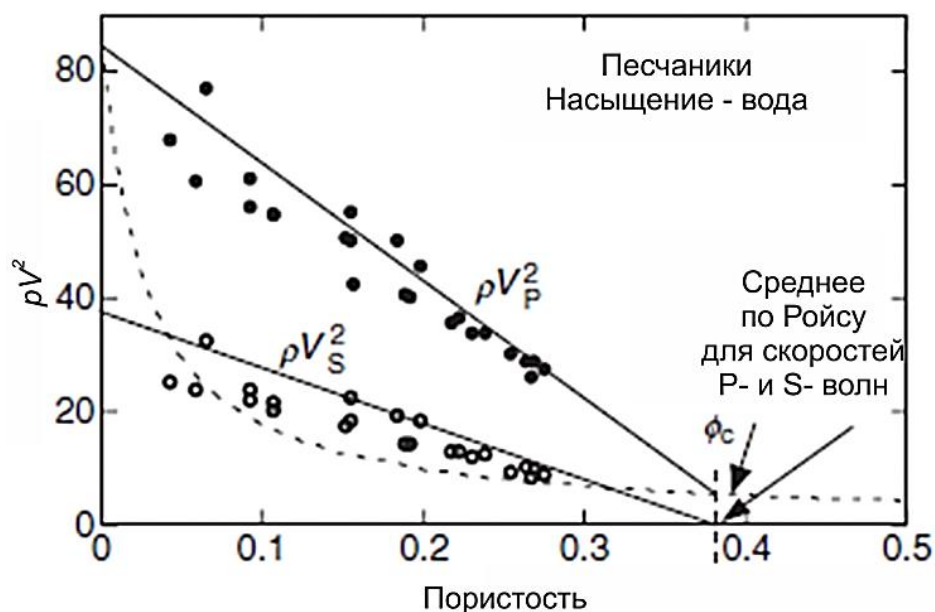


Рис. 2.5. Нахождение значений критической пористости горной породы (сопоставление ρV_p^2 и ρV_s^2 и общей пористости) (Nur et al., 1991, 1995)

В случае превышения пористостью ϕ значения ϕ_c эффективные модули горной породы K , μ рассчитываются согласно закону Ройса (Mavko, 2009), при этом модуль сдвига $\mu=0$. В случае $\phi < \phi_c$ модули сухой породы (K_{dry} , μ_{dry}) могут быть найдены по зависимости:

$$K_{dry} = K_{min} \left(1 - \frac{\phi}{\phi_c} \right), \quad \mu_{dry} = \mu_{min} \left(1 - \frac{\phi}{\phi_c} \right), \quad [12]$$

где K_{min} и μ_{min} - объемные модуль сжатия и сдвига минерала соответственно.

Недостатки модели критической пористости Ньюра:

1. Критическая пористость – результат эмпирический
2. Модель учитывает только изменение общей пористости. Необходимо введение поправки за содержание глинистого вещества.

2.1.2. Простые теоретические модели эффективных сред. Верхний и нижний предел изменения упругих модулей горной породы

Если мы хотим рассчитать упругие модули полиминеральной породы, нам необходимо знание следующих параметров:

- объемное содержание минералов, слагающих породу;
- упругие модули каждого компонента изучаемой породы;
- геометрические свойства и упаковка компонент породы.

В случае, когда мы пренебрегаем геометрическими свойствами, мы можем предсказать только верхний и нижний пределы изменения упругих модулей пород (Рис. 2.6)

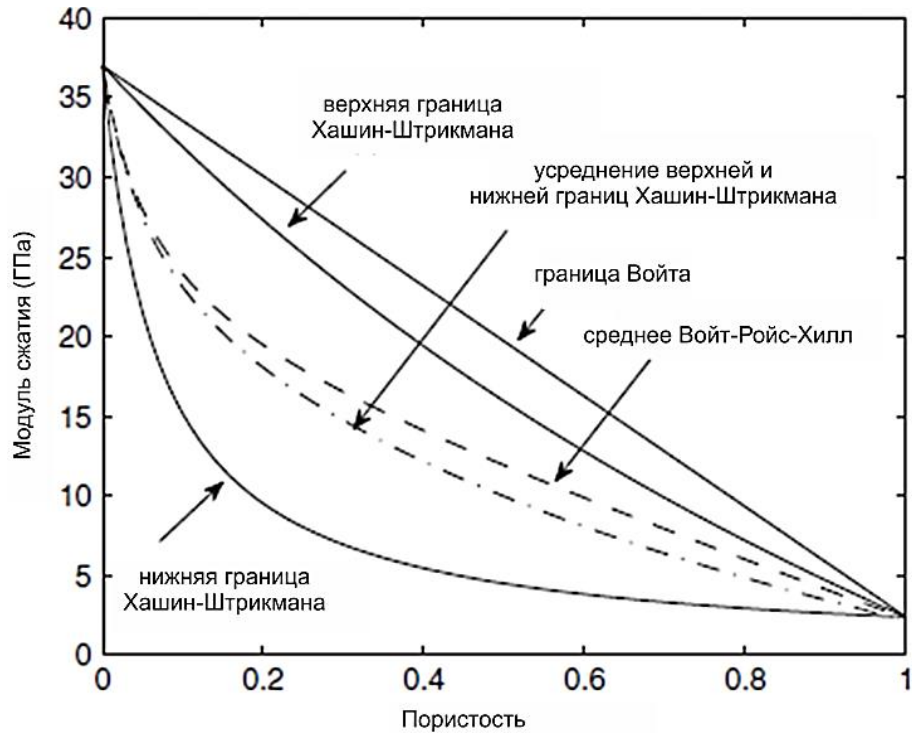
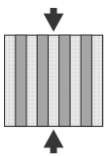


Рис. 2.6.Верхние и нижние границы упругих модулей (G.Mavko et all, 2009)

Границы Войта и Ройса (Voight and Reuss Bounds) и среднее Войта-Ройса-Хилла (Boigt-Reuss-Hill). Верхний предел определяется согласно модели изо-деформаций Войта (Voigt, 1910), которая находится в предположении, что деформация распределена равномерно:

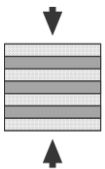
$$M_V = \sum_{i=1}^N M_i \cdot V_i \quad [13]$$



где M_i – упругий модуль i -ой компоненты.

Нижний предел определяется согласно модели изо-напряжений Ройса (Reuss, 1929), которая находится в предположении, что напряжение распределено равномерно:

$$\frac{1}{M_R} = \sum_{i=1}^N \frac{V_i}{M_i} \quad [14]$$



Под средним Войта понимается соотношение средней деформации внутри смеси компонент породы, а под средним Ройса - соотношение среднего напряжения внутри смеси компонент породы.

Границы Ройса и Войта применяются в случае горизонтального и вертикального распределения компонент соответственно. Для моделирования скоростей в этих пределах, необходимы данные о структурно-текстурных особенностях пород. В случае осадочных комплексов организация слоев (горизонтально-слоистая) очевидно больше соответствует модели Ройса.

В 1952 году Хилл (Hill, 1952) предложил осреднить среднее Войта (M_V) и Ройса (M_R) для оценки значений упругих модулей, известное в настоящее время как среднее Войта-Ройса-Хила (Voigt–Reuss–Hill average):

$$M_{VRH} = \frac{M_v + M_R}{2} \quad [15]$$

Границы Хашин-Штрикмана (Hashin-Shtrikman bounds)

Для двухкомпонентной смеси пород в 1963 г. Хашин и Штрикман (Hashin and Shtrikman, 1963) представили следующую модель расчета упругих модулей:

$$K^{HS\pm} = K_1 + \frac{V_2}{(K_2 - K_1)^{-1} + V_1 * (K_1 + 4\mu_1 / 3)^{-1}} \quad [16]$$

$$\mu^{HS\pm} = \mu_1 + \frac{V_2}{(\mu_2 - \mu_1)^{-1} + 2V_1 * (\mu_2 - \mu_1) / [5\mu_1 * (K_1 + 4\mu_1 / 3)]} \quad [17]$$

Где K_1 , K_2 - объемные модуль 1-й и 2-й компоненты соответственно; μ_1 , μ_2 - модули сдвига каждой компоненты; V_1 , V_2 - объемное содержание каждой компоненты.

Модель породы Хашин-Штрикман представляет собой пространство заполнено сферическими зёрнами - 1-я компонента, каждое из которых окружено сферами компоненты 2 (Рис. 2.7). Верхняя граница Хашин-Штрикмана получается при условии, что 1-я компонента представляет собой более жесткий материал, по сравнению со 2-й, нижняя граница – 1-я компонента является более мягким материалом, чем 2-я

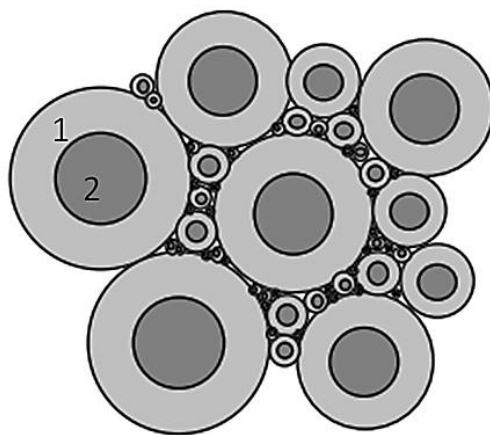


Рис. 2.7. Модель горной породы согласно представлению Хашин-Штрикмана (G.Mavko et all, 2009)

2.1.3. Сложные теоретические модели эффективных сред

Теоретические модели эффективных сред представляют собой многомерные зависимости между упругими модулями (объемный модуль сжатия – K ; модуль сдвига – μ), а также объемной плотностью и минерально-компонентным составом пород (МКСП), насыщением, геометрическими свойствами порового пространства (Kuster and Toksoz, 1974, Berrymann 1980, Самосогласованная модель, Дифференциальная эффективная модель, модель Xu-White, 1996) и характером взаимоотношения контактов зерен между собой (Wang and Nur, 1992, Hertz-Mindlin, и др.).

Теоретические модели зернистых сред (granular media model), такие как Wang and Nur, 1992, Hertz-Mindlin, 1882, 1949; Walton 1987, Digby, 1981, Dvorkin and Nur, 1996 рассматривают взаимоотношение контактов зерен между собой. Основные недостатки моделей:

1. расчет выполняется для идентичных сфер/зерен (порода мономинеральная);
2. необходимо знание горного/эффективного давления, пористости, контактное число (в приведенных моделях – среднее количество сфер, которые одновременно могут касаться одной и той же сферы), радиус сферы, сжимаемость под нормалью и под углом. Все параметры, за исключением пористости и давления, трудно поддаются оценке;

Для сложно построенных месторождений с резкой фациальной и литолого-минералогической изменчивостью, применение описанных моделей не дает возможность учесть всю априорную геологическую информацию

Теоретические модели, учитывающие геометрию порового пространства

(Kuster and Toksoz, 1974; Berryman, 1980, Дифференциальная эффективная модель - Differential effective media – DEM) – подразумевают постепенное добавление одной компоненты (фаза 2) во вмещающий материал (фаза 1), затем используется та или иная схема для расчета эффективных модулей горной породы. Самосогласованная модель же (Self-consistent approximations – SCA) не соотносит какую-либо компоненту с вмещающим материалом, а рассматривает горную породу как совокупность всех составляющих (Рис. 2.8)

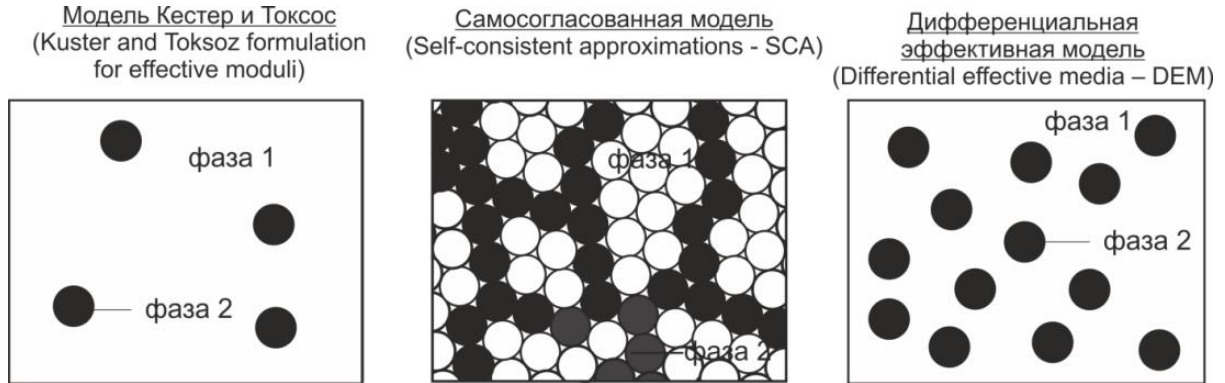


Рис. 2.8.Схематическое представление различия между моделями эффективных сред: Kuster and Toksoz, SC, DEM

Модель Kuster and Toksoz, 1974 (Kuster and Toksoz formulation for effective moduli) (Mavko, 2009) Расчет эффективных модулей K_{KT}^* и μ_{KT}^* для различных форм включений (Kuster and Toksoz, 1974; Berryman, 1980) производится следующим образом:

$$(K_{KT}^* - K_m) \left(\frac{K_m + \frac{4}{3}\mu_m}{K_{KT}^* + \frac{4}{3}\mu_m} \right) = \sum_{i=1}^N x_i (K_i - K_m) P^{mi} \quad [18]$$

$$(\mu_{KT}^* - \mu_m) \left(\frac{\mu_m + \zeta_m}{\mu_{KT}^* + \zeta_m} \right) = \sum_{i=1}^N x_i (\mu_i - \mu_m) Q^{mi} \quad [19]$$

x_i – объемное содержание различных типов пор. Коэффициенты P^{mi} и Q^{mi} описывают эффект влияния включений материала i на вмещающую среду m (Таблица 2).

Отметим, что в случае сферических включений, выражение (Kuster and Toksoz, 1974) является аналогом верхней границы Хашин-Штрикмана

Основные недостатки модели Кустер-Токсос: малая концентрация включений (низкая пористость); лучший результат достигается при работе на высоких частотах (Mavko, 2009).

Формы включений	P^{mi}	Q^{mi}
Сферические (Sphere)	$\frac{K_m + \frac{4}{3}\mu_m}{K_i + \frac{4}{3}\mu_m}$	$\frac{\mu_m + \zeta_m}{\mu_i + \zeta_m}$
Игольчатые (Needle)	$\frac{K_m + \mu_m + \frac{1}{3}\mu_i}{K_i + \mu_m + \frac{1}{3}\mu_i}$	$\frac{1}{5} \left(\frac{4\mu_m}{\mu_m + \mu_i} + 2 \frac{\mu_m + \gamma_m}{\mu_i + \gamma_m} + \frac{K_i + \frac{4}{3}\mu_m}{K_i + \mu_m + \frac{1}{3}\mu_i} \right)$
Форма диска (Disk)	$\frac{K_m + \frac{4}{3}\mu_i}{K_i + \frac{4}{3}\mu_i}$	$\frac{\mu_m + \zeta_i}{\mu_i + \zeta_i}$
Уплойщенной монеты (Penny cracks)	$\frac{K_m + \frac{4}{3}\mu_i}{K_i + \frac{4}{3}\mu_i + \pi\alpha\beta_m}$	$\frac{1}{5} \left(1 + \frac{8\mu_m}{4\mu_i + \pi\alpha(\mu_m + 2\beta_m)} + 2 \frac{K_i + \frac{2}{3}(\mu_i + \mu_m)}{K_i + \frac{4}{3}\mu_i + \pi\alpha\beta_m} \right)$
$\beta = \mu \frac{(3K+\mu)}{(3K+4\mu)}, \gamma = \mu \frac{(3K+\mu)}{(3K+7\mu)}, \zeta = \frac{\mu(9K+8\mu)}{6(K+2\mu)}, \alpha = \text{аспектное соотношение пор}$		

Таблица 2. Коэффициенты Р и Q для различной форм включений минералов (Berryman, 1995)

Самосогласованная модель (Self-consistent approximations – SCA) (Mavko, 2009). Взаимодействие компонент между собой - замена материалом 2 материала 1. Уравнения для расчета эффективных модулей сжатия и сдвига, K^*_{sc} и μ^*_{sc} породы соответственно, представлены ниже. Модель представляет собой породу с случайно ориентированными «сухими» включениями, соответствующими форме «уплощенных монет» (dry penny-shaped cracks) (O’Connell and Budiansky, 1974):

$$\frac{K^*_{sc}}{K} = 1 - \frac{16}{9} \left(\frac{1 - \nu_{sc}^{*2}}{1 - 2\nu_{sc}^*} \right) \varepsilon \quad [20]$$

$$\frac{\mu^*_{sc}}{\mu} = 1 - \frac{32}{45} \frac{(1 - \nu_{sc}^*)(5 - \nu_{sc}^*)}{(2 - \nu_{sc}^*)} \varepsilon \quad [21]$$

$$\varepsilon = \frac{45}{16} \frac{(1 - \nu_{sc}^*)(2 - \nu_{sc}^*)}{(1 - \nu_{sc}^{*2})(10 - 3\nu_{sc}^* - \nu_{sc}^*)}, \quad [22]$$

где K и μ - объемный модуль сжатия и сдвига среды без включений (uncrack medium), ε – параметр плотности включений (crack density parameter), который определяет их количество на единицу объема, ν - коэффициент Пуассона среды без включений (uncrack solid), ν_{sc}^* - эффективный коэффициент Пуассона

Упрощенный расчет для нахождения эффективного коэффициента Пуассона, и соответственно, эффективных модулей сжатия и сдвига породы, следующий:

$$\nu_{sc}^* \approx \nu \left(1 - \frac{16}{9} \varepsilon \right) \quad [23]$$

Для пород насыщенных флюидом с включениями бесконечно тонких «уплощенных монет»:

$$\frac{K_{SC}^*}{K} = 1 \quad [24]$$

$$\frac{\mu_{SC}^*}{\mu} = 1 - \frac{32}{45} \left(\frac{1 - v_{sc}^*}{2 - v_{sc}^*} \right) \varepsilon \quad [25]$$

$$\varepsilon = \frac{45 (v_{sc}^* - v)(2 - v_{sc}^*)}{16 (1 - v_{sc}^{*2})(1 - 2v)} \quad [26]$$

Однако, эти расчеты дают хорошие результаты лишь для включений с малым аспектным соотношением пор (α) и поровым флюидом, характеризующимся параметром $\omega = K_{\text{fluid}}/\alpha K$ (≈ 1). При этом условия соответствующие уравнения О'Connell and Budiansky приобретают вид:

$$\frac{K_{SC}^*}{K} = 1 - \frac{16}{9} \left(\frac{1 - v_{sc}^{*2}}{1 - 2v_{sc}^*} \right) D \varepsilon \quad [27]$$

$$\frac{\mu_{SC}^*}{\mu} = 1 - \frac{32}{45} (1 - v_{sc}^*) \left[D + \frac{3}{2 - v_{sc}^*} \right] \varepsilon \quad [28]$$

$$\varepsilon = \frac{45}{16 (1-)} \frac{(v - v_{sc}^*)(2 - v_{sc}^*)}{[D(1 + 3v)(2 - v_{sc}^*) - 2(1 - 2v)]} \quad [29]$$

$$D = \left[1 + \frac{4}{3\pi} \frac{(1 - v_{sc}^{*2})}{(1 - 2v_{sc}^*)} \frac{K}{K_{SC}^*} \omega \right] \quad [30]$$

Ниже приведены варианты расчета эффективных модулей согласно самосогласованной модели, полученные другими исследователями.

В самосогласованной модели (Wu, 1966) эффективные модули двухфазной среды выражаются следующим образом (m – матрица, i – включения):

$$K_{SC}^* = K_m + x_i (K_i - K_m) P^{mi} \quad [31]$$

$$\mu_{SC}^* = \mu_m + x_i (\mu_i - \mu_m) Q^{mi} \quad [32]$$

Берриман (Berryman 1980b, 1995) представил в более общем виде самосогласованную модель для N-фазовой (N-компонентной) среды:

$$\sum_{i=1}^N x_i (K_i - K_{SC}) P^{mi} = 0 \quad [33]$$

$$\sum_{i=1}^N x_i (\mu_i - \mu_{SC}) Q^{mi} = 0 \quad [34]$$

где i – материал, x_i – объем материала i , Коэффициенты P^{mi} и Q^{mi} описывают эффект влияния включений материала i на вмещающую среду m . Значения P^{mi} и Q^{mi} приведены в таблице 2 (см. выше)

Дифференциальная модель эффективной среды (Differential effective media – DEM) (Mavko, 2009). Дифференциальная модель эффективной среды – модель двухфазной (двухкомпонентной) среды. Расчет эффективных модулей сухой горной породы предполагает постепенное добавление включений фазы 2 в фазу 1 (матрицу) (Cleary et al., 1980; Norris, 1985; Zimmerman, 1991a). В начале делается предположение, что фаза 1 (матрица) не имеет включений фазы 2 (концентрация фазы 2 равна нулю), затем с каждым шагом увеличивается концентрация фазы 2 до тех пор пока не будет достигнута желаемая концентрация.. Добавление фазы 2 к фазе 1 не приведет к тем же эффективным модулям, если мы предположим, что фаза 2 является вмещающей средой.

Система двух обыкновенных дифференциальных уравнений для расчета эффективных модулей сжатия и сдвига K^* и μ^* соответственно (Venuguman, 1992b), с заданными начальными условиями $K^*(0)=K_1$ и $\mu^*(0)=\mu_1$, где K_1 и μ_1 – объемный модуль сжатия и сдвига начальной вмещающей среды (фаза 1), K_2 и μ_2 – объемные модули сжатия и сдвига постепенно добавляемых включений (фаза 2), y – концентрация фазы 2

$$(1-y) \frac{d}{dy}[K^*(y)] = (K_2 - K^*)P(y) \quad [35]$$

$$(1-y) \frac{d}{dy}[\mu^*(y)] = (\mu_2 - \mu^*)Q(y) \quad [36]$$

В случае, когда в качестве включения рассматривается флюид, y – соответствует значению пористости. Коэффициенты P и Q – геометрический фактор (Таблица 2), который описывает влияние фазы 2 на вмещающую среду (фаза 1) с эффективными модулями K^* и μ^* .

Модель Шу и Вайт (Xu-White, 1996). Теоретическая модель разработана для расчета скоростей продольных и поперечных волн для глинистых песчаников. Для расчета упругих модулей сухой породы используется зависимость (Kuster and Toksoz, 1974), для ограничения количества включений – дифференциальная модель эффективной среды (Differential Effective Media). Флюидозамещение выполняется на основе уравнений Гассмана. Модель Xu-White характеризуется аспектным соотношением α (соотношение длины и ширины породы) порового пространства для каждой компоненты породы.

Отличие модели (Xu-White, 1996) от (Kuster and Toksoz, 1974) и дифференциальной эффективной модели (ДЭМ) состоит в том, что в модели Xu-White, 1996 порода состоит из двух твердых компонент (фаз), каждая из которых характеризуется определенной геометрией порового пространства. Таким образом, в

модели Xu-White предполагается наличие 4-х фаз для расчета сухих модулей горной породы, две из которых являются вмещающими и две – включениями (порами). В моделях (Kuster and Toksoz,1974) и ДЭМ подразумевается наличие 2-х фаз для расчета сухих модулей горной породы – одна компонента (фаза 2) постепенно добавляется во вмещающий материал (фаза1)

Граф расчета скоростей V_p , V_s согласно модели (Xu-White, 1996) следующий:

1. Расчет интервального времени для смеси минералов P и S волн (уравнение среднего времени),а также объемной плотности:

$$T_m^p = (1 - V'_c)T_g^p + V'_g T_c^p \quad [37]$$

$$T_m^s = (1 - V'_c)T_g^s + V'_g T_c^s \quad [38]$$

$$V'_c = \frac{V_c}{1 - \phi} \quad [39]$$

где T_g , T_c , T_m – интервальное время продольной волны в песчанике, глине, смеси минералов соответственно, V'_c –доля глины от твердой составляющей породы, V'_g – доля песчаника от твердой составляющей породы, ϕ – общая пористость ($\phi = \phi_c + \phi_g$), ϕ_c – пористость глины, ϕ_g - пористость песчаника

$$\rho_m = (1 - V'_c)\rho_g + V'_g \rho_c, \quad [40]$$

Где ρ_g , ρ_c , ρ_m – объемная плотность песчаника, глины и смеси минералов соответственно

2. Расчет упругих модулей смеси минералов:

$$K_m = \rho_m \left(\frac{1}{(T_m^p)^2} + \frac{4}{3(T_m^s)^2} \right) \quad [41]$$

$$K_m = \rho_m \left(\frac{1}{(T_m^s)^2} \right) \quad [42]$$

3. Расчет упругих модулей сухой породы (Kuster and Toksoz, 1974) и дифференциальной эффективной модели (DEM)

$$K_d = \frac{K_m + 4A\mu_m}{1 - 3A} \quad [43]$$

$$\mu_d = \mu_m \frac{1 + B(9K_m + 8\mu_m)}{1 - 6B(K_m + 2\mu_m)} \quad [44]$$

$$A = \frac{1}{3} \frac{K_m - \mu_m}{3K_m + 4\mu_m} \sum_{l=s,c} \phi_l T_{ijij}(a_l) \quad [45]$$

$$B = \frac{1}{25} \frac{\mu'_m - \mu_m}{\mu_m(3K_m + 4\mu_m)} \sum_{l=s,c} \phi_l \left(T_{ijij}(a_l) - \frac{T_{ijij}(a_l)}{3} \right) \quad [46]$$

K_d, K_m, K' – модули сжатия сухой породы, смеси минералов и флюида соответственно; μ_d, μ_m, μ' – модуль сдвига сухой породы, смеси минералов и флюида соответственно; T_{ijij}, T_{ijij} – функции аспектного соотношения включений, упругих модулей и плотностей смеси компонентов и флюидов.

4. Флюидозамещение на основе теории Гассмана

2.1.4. Взаимосвязь насыщения с упругими модулями и объемной плотностью

Прогнозирование скоростей продольных и поперечных волн, а также объемной плотности горных пород при различном насыщении (вода-нефть-газ) является одной из самых сложных задач при анализе данных ГИС, а также сейсморазведки. На основе уравнений Гассмана более сложные модели эффективных сред адаптируются для моделирования флюидозамещения. Уравнения Гассмана связывают между собой упругие параметры пористой среды, насыщенной жидкостью или газом.

Модель породы, в которой происходит распространение волн, представляет собой 2-х фазную систему, состоящую из твердой и жидкой (газообразной) компоненты, пустотное пространство распределено равномерно и его свойства не зависят от направления (изотропны). Твердая фаза представляет собой жесткий каркас (скелет), характеризуется тремя независимыми параметрами: модуль всестороннего сжатия (K), модуль сдвига (μ), плотность (ρ). Жидкая (газообразная) фаза полностью заполняет пустотное пространство. Основная характеристика пустотного пространства – пористость (отношение объема пустот к объему всего образца):

$$\phi = \frac{V_{por}}{V} \quad [47]$$

Двухфазная система (твердая и жидкая) характеризуется следующими параметрами: 1. упругие модули насыщенного материала: K, μ, ρ ($K_{sat}, \mu_{sat}, \rho_{sat}$); 2. упругие модули твердой фазы (минерального вещества): K_m, μ_m, ρ_m ; 3. упругие модули ненасыщенного материала породы (сухого): $K_{dry}, \mu_{dry}, \rho_{dry}$; 4. упругие модули жидкой фазы (флюида): K_f, ρ_f ; 5. пористость ϕ .

Упругие модули сухой (ненасыщенной) горной породы можно выразить как сумму сжимаемости минералов и порового пространства:

$$\frac{1}{K_{dry}} = \frac{1}{K_{min}} + \frac{\phi}{K\phi} \quad [48]$$

Где ϕ – пористость, K_{dry} – объемный модуль сжатия сухой породы, K_{min} – объемный модуль сжатия минералов, $K\phi$ – объемный модуль сжатия порового пространства, которая определяется следующим образом:

$$\frac{\phi}{K\phi} = \frac{1}{v_{pore}} + \frac{\partial v_{pore}}{\partial \sigma} \quad [49]$$

Где v_{pore} - объем порового пространства, σ – приращение гидростатического давления при прохождении акустической волны. Таким образом, горная порода имеет низкую сжимаемость порового пространства K_ϕ при условии, что: 1) порода плохо сцементирована, 2) порода с микротрещинами, 3) находится в условиях низких давлений. И наоборот, высокие K_ϕ при условии: 1) порода хорошо сцементирована, 2) не имеет трещин, 3) находится под высоких эффективным давлением.

На параметр $K\phi$ также оказывает сильное влияние геометрия порового пространства или его аспектное соотношение α – α увеличивается и $K\phi$:

$$K\phi = \alpha K_{min} \quad [50]$$

Упругие модули насыщенной горной породы определяются следующим образом:

$$\frac{1}{K_{sat}} = \frac{1}{K_{min}} + \frac{\phi}{K_\phi K_{min} / (K_{min} - K_{fluid})} \quad [51]$$

в упрощенном виде его можно представить:

$$\frac{1}{K_{sat}} \approx \frac{1}{K_{min}} + \frac{\phi}{K_\phi + K_{fluid}} \quad [52]$$

Таким образом, чувствительность породы к флюиду определяется комбинацией пористости и сжимаемости порового пространства, которое в свою очередь зависит от геометрии порового пространства и упругих модулей минералов.

Выразив K_ϕ из двух последних уравнений, мы получим уравнение Гассманна (Gassmann, 1951):

$$K = K_{dry} + \frac{\left(1 - \frac{K_{dry}}{K_m}\right)^2}{\frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{1 - \phi}{K_m} - \frac{K_{dry}}{K_m^2}}, \quad [53]$$

Где K_{sat} – модуль объемного сжатия насыщенной породы, K_{dry} – модуль объемного сжатия сухой породы, K_{min} – модуль объемного сжатия минералов слагающих породу, K_{fluid} – модуль объемного сжатия насыщающего флюида. Предполагается, что модуль сдвига при изменении насыщения остается неизменным:

$$\mu_{sat} = \mu_{dry} \quad [54]$$

где μ_{sat} – модуль сдвига насыщенной породы, μ_{dry} – модуль сдвига сухой породы
Плотность горной породы (ρ) же флюида вычисляется согласно формуле:

$$\rho = \rho_m(1 - \phi) + \rho_{fl}\phi \quad [55]$$

где ρ_m – плотность скелета, ρ_{fl} – плотность флюида, ϕ – пористость

Основной смысл уравнений Гассманна заключен в выражении для модуля всестороннего сжатия пористых насыщенных сред. Уравнения используются для оценки степени влияния флюида на свойства породы. Могут быть рассчитаны упругие характеристики пористой насыщенной среды. Например, скорости продольной (V_p) и поперечной (V_s) волн.

Существуют другие формы записи уравнений Гассманна, которые могут быть использованы для решения прикладных задач:

Неявная форма:

$$\frac{K_{sat}}{K_m - K_{sat}} = \frac{K_{dry}}{K_m - K_{dry}} + \frac{K_{fl}}{\phi(K_m - K_{fl})} \quad [56]$$

Форма Ройса:

$$\frac{1}{K_R} = \frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{1 - \phi}{K_m} \quad [57]$$

Форма Био:

$$K = K_{dry} + B_2 M \quad [58]$$

$$\frac{1}{M} = \frac{B - \phi}{K_m} + \frac{\phi}{K_{fl}} \quad [59]$$

$$B = 1 + \frac{K_{dry}}{K_m} \quad [60]$$

Коэффициент Био, B – характеристика пустотного пространства. Величина коэффициента Био определяется свойствами пустотного пространства. Можно сказать, что данный параметр характеризует отношение изменения объема пор к изменению общего объема породы при деформации.

Уравнение Гассмана имеет ряд допущений и ограничений, которые подробно описаны (Мавко, 2009): 1. Среда однородная, изотропная; 2. Все поры в породе связаны и сообщаются; 3. Поры заполнены невязким флюидом; 4. Система «порода-флюид» является закрытой; 5. Поровый флюид не влияет на свойства скелета породы

Согласно первому ограничению длина волны должна во много раз превышать размер зёрен и пор. Это ограничение имеет отношение ко многим теориям распространения волн в пористых средах и в рамках сейсмических методов выполняется всегда. Допущение 2 указывает на отсутствие в горной породе изолированных или плохо сообщающихся пор. Это условие даёт гарантию наступления равновесия потока поровой жидкости, вызванного проходящей волной, за время,

равное половине периода волны. Уравнение Гассмана предполагает длину волны бесконечной (нулевая частота). Ограничение 3 нарушается практически всегда, поскольку все флюиды имеют ненулевую вязкость. Это допущение также имеет отношение к длине волны или частоте. Если частота волны равна нулю, то флюид с любой вязкостью будет уравновешен за время, равное половине длины волны, т.е. за бесконечное время. Согласно 4 и 5 из горной породы не происходит утечек флюида, и между скелетом породы и флюидом не происходит химических процессов и физических взаимодействий. Био (Biot) обобщил уравнение Гассмана для всего диапазона частот. Он включил параметр вязкости флюида в уравнение, а также учел, что флюид может перемещаться относительно скелета породы. Согласно исследованиям Ванг (Wang) и Нюр (Nur), разница в скоростях, рассчитанных по уравнению Био для нулевой (уравнение Гассмана) и бесконечной частоты, обычно менее 3%. В практике сейсмической интерпретации уравнение Био не получило широкого распространения. (Шубин А.В., 2009).

Оценка граничной частоты применимости уравнений Гассмана. Уравнение Гассмана хорошо подходит только к низким частотам – изменение порового давления, вызванного проходящей волной, успевает прийти в состояние равновесия за период колебания волны. Но на сколько же низкими должны быть частоты? Критическая частота определяется характеристикой времени взаимопроникновения флюида в межпоровые каналы, трещины и обратно. Одной из формул, предложенных для определения граничной частоты, является формула Био.

Для большинства горных пород резонансная частота Био выше 20-30 кГц. Это позволяет нам использовать уравнения Гассмана для сейсмических частот и частот акустического каротажа

$$f_{\max} = 0.1 f_{\text{Bio}} = 0.1 \frac{\eta \phi}{2\pi k \rho_f}, \quad [61]$$

где ϕ – пористость горной породы, η – вязкость флюида, k – абсолютная проницаемость горной пород, ρ_f – плотность флюида

Другим известным уравнением для оценки критической частоты является уравнение (O'Connell and Budansky, 1977).

Расчет объемного модуля сжатия флюидов. Для расчета плотности и модуля сжатия воды, нефти и газа на практике используются эмпирические уравнения, предложенные (Batzle and Wang, 1992). Они описываются зависимостью свойств газа, нефти, воды от температуры, давления и их состава.

Для оценки модуля сжатия смеси флюидов (K_{fl}) на практике используются уравнения Вуда (Wood):

$$\frac{1}{K_{fl}} = \frac{S_w}{K_w} + \frac{1-S_w}{K_{hc}} \quad [62]$$

и уравнение Бри (Brie et al, 1995):

$$K_{fl} = (K_{liquid} - K_{gas})(1 - S_{gas})^e + K_{gas} \quad [63]$$

Где K_{hc} – модуль сжатия углеводородов, S_w – коэффициент водонасыщенности, S_{gas} – коэффициент газа, K_{liquid} – модуль сжатия порового флюида e – эмпирический коэффициент. В случае, когда $e = 1$ – уравнение принимает вид среднего по Войту (схоже с Mavko and Mukerji, 1998), когда $e \rightarrow \infty$ - принимает вид среднего по Ройсу (схоже Domenico, 1976). При $e = 3$ (найдено эмпирически) дает лучший результат в условиях лабораторных исследований, т.е в условиях высоких частот.

Как показывает практика, уравнения Гассмана можно использовать для оценки влияния насыщения на упругие параметры среды лишь на качественном уровне – в качестве значения K_{sat} рассматриваются посчитанное значение упругого модуля из входных кривых каротажа (скорости P и S-волн; объемную плотность). Таким образом, происходит привязка к измеренным значениям скоростей и плотности, и уже на их основе рассчитывается модуль сухой породы. Однако, в реальности упругие модули сухой породы (K_{dry} , μ_{dry}) трудно поддаются оценке, т.к зависят от минерального состава, геометрии порового пространства, контактов зерен, давления и т.д. Для того, чтобы учесть влияние этих факторов на свойства сухой породы, применяются модели эффективных сред.

Создано значительное количество теоретических, эмпирических и полуэмпирических эффективных моделей среды, таких как Войт и Ройс (Voigt and Reuss Bounds), Хашин-Штрикман (Hashin and Shtrikman Bounds), Герц-Миндлин (Hertz-Mindlin), самосогласованная модель (Self-Consistent model), дифференциальная эффективная модель (ДЭМ), модель Шу-Вайт (Xu-White), модель критической пористости (Critical Porosity) и многие другие (Mavko, 2009). Они позволяют при определенных условиях достаточно хорошо описать реальную среду и спрогнозировать значения упругих параметров, хорошо согласующиеся с измеренными данными в скважинах. С учетом имеющегося разнообразия моделей, каждая из которых имеет свои ограничения и допущения, особую важность приобретает выбор определенной теоретической модели среды, которая бы наиболее полно отражала априорную геологическую информацию. Выбор неправильной модели способен оказать существенное влияние на достоверность полученных результатов.

Кроме того, в условиях сложно построенных месторождений (резкой фациальной изменчивости), может потребоваться создание несколько моделей эффективных сред, т.е. необходимо проводить классификацию пород на коллектор/не коллектор, определять их фациальную принадлежность. В этом случае особую важность приобретает МКСП – неверное определение которого приводит к ошибочной оценке влияния литологии, коллекторских свойств и насыщения на акустические свойства среды.

Таким образом, для сложно-построенных месторождений автором предложена **методика создания модели эффективной среды:**

1. Проанализировать данные керновых исследований (описание керна, описание шлифов, литологический состав пород, ФЕС);
2. Изучить условия формирования пород;
3. Провести классификацию пород на коллектор/не коллектор, определить их фациальную принадлежность и определить обобщенную модель коллектора для каждой фациальной зоны;
4. На основании исследований кернового материала выполнить комплексную интерпретацию данных ГИС: и выполнить ее верификацию посредством эффективной модели среды;
5. Выбрать модель эффективной среды, которая бы наиболее полно отражала априорную геологическую информацию.

2.1.5. Выводы по Главе 2

1. Модели эффективных сред служат основой для интерпретации результатов сейсмической инверсии. Расчетные эффективные модули горной породы зависят от литологического состава (свойств каждой компоненты породы, их объемного содержания) и геометрических факторов (геометрии порового пространства и характера взаимоотношений зерен между собой);

2. При пренебрежении геометрическим фактором, мы можем предсказать лишь верхний и нижний пределы изменения упругих модулей породы (Voigt, 1910; Reuss 1929; Hill, 195; Hashin-Shtrikman, 1963);

3. Эмпирические модели эффективных сред (Nur 1991, 1995; Geertsma, 1961; Wyllie 1956, 1958, 1963; Rymer-Hunt-Gardner relations, 1980; Han, 1986; Eberhart-Phillips, 1989; Tosaya ,1982; Castanga 1985) не учитывают влияние насыщения, геометрические свойства включений (порового пространства), характер взаимоотношения зерен между собой;

4. Теоретические модели зернистых сред (granular media model), такие как (Wang and Nur, 1992, Hertz-Mindlin, 1882, 1949; Walton 1987, Digby, 1981; Dvorkin and Nur, 1996) рассматривают взаимоотношение контактов зерен между собой. Основные недостатки моделей: используются для идентичных сфер/зерен (порода мономинеральная); необходимо знание горного/эффективного давления, контактное число (в приведенных моделях – среднее количество сфер, которые одновременно могут касаться одной и той же сферы), радиус сферы, сжимаемость под нормалью и под углом, которые трудно поддаются оценке; При применении таких моделей не возможно учесть априорную геологическую информацию;

5. Теоретические модели, учитывающие геометрию порового пространства - (Kuster and Toksoz, 1974; Berryman, 1980, Дифференциальная модель эффективной среды - Differential effective media – DEM) – подразумевают постепенное добавление одной компоненты во вмещающий материал, затем используют ту или иную схему для расчета эффективных модулей горной породы. Самосогласованная модель же (Self-consistent approximations – SCA) не соотносит определенную компоненту с вмещающим материалом, а рассматривает горную породу как совокупность всех составляющих;

6. В модели Xu-White предполагается наличие 4-х фаз для расчета сухих модулей горной породы, две из которых являются вмещающими и две – включениями (порами). В моделях (Kuster and Toksoz, 1974) и ДЭМ подразумевается наличие 2-х фаз для расчета сухих модулей горной породы – одна компонента (фаза 2) постепенно добавляется во вмещающий материал (фаза 1);

7. При оценке насыщения на основе уравнений Гассмана, происходит привязка к измеренным данным скоростей, и уже на их основе рассчитываются упругие модули «сухой» породы. Однако, модули «сухой» породы трудно поддаются оценке, т.к на них влияет совокупность факторов – минеральный состав, пористость, геометрия порового пространства и т.д. Для учета влияния всех этих факторов применяются модели эффективных сред;

8. С учетом имеющегося разнообразия моделей, особую важность приобретает выбор определенной теоретической модели среды, которая бы наиболее полно отражала априорную геологическую информацию. Особую важность приобретает МКСП – неверное определение которого приводит к ошибочной оценке влияния литологии, коллекторских свойств и насыщения на акустические свойства среды;

9. Для сложно-построенных месторождений автором предложена методика создания эффективной модели среды, которая учитывает априорную геологическую информацию, основывается на изучении кернового материала и подразумевает собой

выбор теоретической модели, соответствующей геолого-геофизическим особенностям изучаемых пород.

3. Методика расчета объемной петрофизической модели и выбор модели эффективной среды

3.1. Методика и результаты интерпретации данных ГИС

В скважинах, которые используются для создания модели эффективной среды, интерпретация выполняется путем построения объемной петрофизической модели для учета влияния каждого компонента горной породы на измеряемые физические параметры. При выборе системы петрофизической модели учитывается вся доступная на момент выполнения интерпретации геолого-геофизическая информация.

3.1.1. Оценка объемного содержания компонентов матрицы

На первом этапе для оценки состава компонент матрицы в условиях сложно-построенных месторождений (резкой литологической и фациальной изменчивости), необходимо построить график зависимости между коэффициентом общей пористости и упругими параметрами, объемной плотности (например, графики зависимостей общей пористости и скорости продольных волн). Выделить области, каждая из которых соответствует своему литотипу. Соответствующие области очертить с помощью полигонов. Проверить насколько выделенные тенденции соблюдаются в других скважинах (обстановках). Для этого необходимо построить аналогичные графики, на который нанести точки по остальным скважинам, располагающимся в различных частях изучаемой площади (Рис. 3.1).

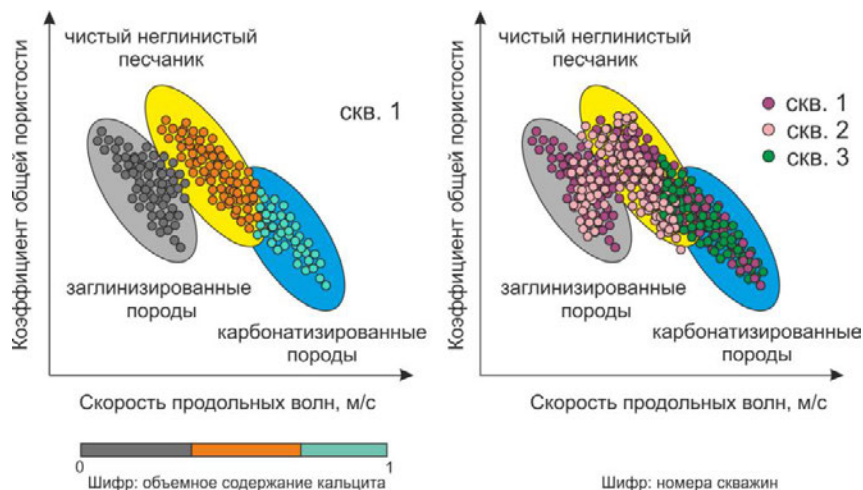


Рис. 3.1. Схематичное представление графика зависимости между коэффициентом общей пористости и скоростью продольных волн в скв. 1, 2, 3

Строятся графики индикаторных параметров (Рис. 3.2). Основными такими параметрами являются: кажущиеся значения матрицы для акустического, плотностного

и литоплотностного каротажа, а также некоторые величины, рассчитываемые по различным уравнениям, в которые вовлечены показания большинства основных методов пористости (акустический, нейтронный и плотностной). С этих графиков снимаются граничные значения каждой компоненты породы. Проверить насколько выделенные тенденции соблюдаются в других скважинах (обстановках).

$$MLITH = \frac{DT_{fl} - DT}{RHOV - RHOV_{fl}} \quad [64]$$

$$NLITH = \frac{1 - NPHI}{RHOV - RHOV_{fl}} \quad [65]$$

MLITH – литология по акустическому и плотностному каротажу, NLITH – литология по нейтронному и плотностному каротажу, RHOV – объемная плотность, RHOV_{fl} – плотность флюида, NPHI – пористость по нейтронному каротажу, DT – интервальное время продольной волны, DT_{fl} – интервальное время флюида

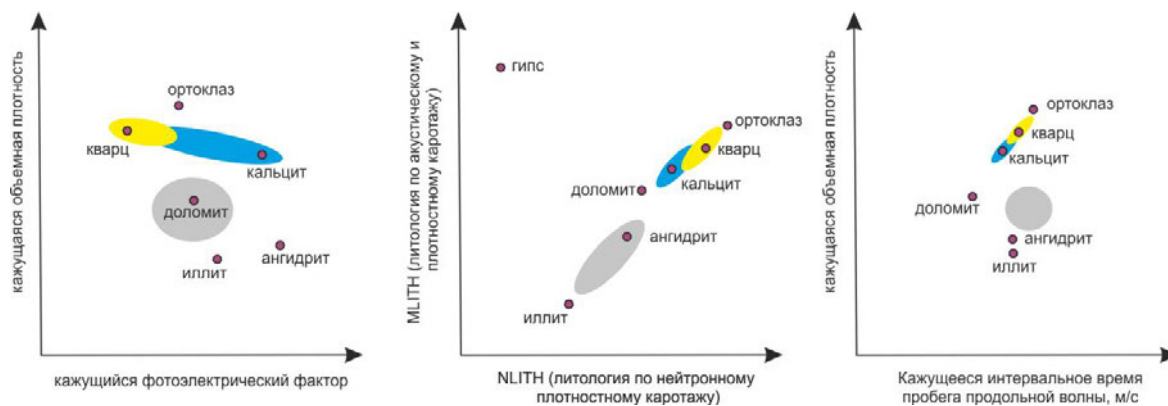


Рис. 3.2. Пример графиков индикаторных параметров

Для скважин, разрезы которых характеризуются 3-х компонентным составом матрицы (например, известняк, песчаник, глина) или более, для оценки объемной петрофизической модели (объемное содержание известняка, песчаника, глины, пористости, насыщения) используется стохастический метод. В основе этого метода лежит подход предложенный (W.K. Mitchell, R.J. Nelson, 1988). Основной элемент для расчета – матрица, которая состоит из строк входных каротажных данных, колонок минералов и пористости и насыщения. В качестве входных данных можно использовать любую каротажную полевую или расчетную диаграмму, реагирующую на литологию/минералогию. Параметры породы рассчитываются таким образом, чтобы минимизировать разницу между измеренной и реконструированной (теоретической) кривыми. Для расчета объемного содержания каждой фракции рассчитывается система линейный уравнений, удовлетворяющих каждому методу:

$$f_i = \sum_{j=1}^m e_{ij} V_j \quad [66]$$

Для $i=1, n$, где V_j – объем фракции минерала j , m – номер рассчитываемого минерала, j – номер метода, используемого при расчете, f_i – расчетные значения кривых i -го метода ГИС, e_{ij} – граничные значения каротажной кривой (метода) i и минерала j . Соответствующие граничные значения (endpoint value) и стандартное отклонение вводятся для каждого определяемого элемента (минерала или пористости), которые используются как показатель достоверности. Данные акустического метода при расчете объемной модели не применяются, поскольку в этом случае моделирование становится бессмысленным.

Для скважин, разрез которых представлен 2-мя компонентами, расчет содержания компонент матрицы выполнялся с применением детерминистического подхода. В связи с полимиктовым составом песчаников метод гамма каротажа (ГК) неинформативен для оценки объемного содержания глинистой компоненты. Для решения этой задачи применяется комплексирование методов НК и ГГК-п. На кроссплоте ΔW (водородный индекс) – ГГКп выбирались две опорные точки в чистой неглинистой породе, которые определяют «линию песков» и одно значение в опорной глинистой породе, через которую проходит «линия глин», параллельная «линии песков». Линии постоянных значений объемной глинистости идут параллельно этим линиям на удалении, пропорциональном расстоянию между «линией песков» и «линией глин» (Рис. 3.3.). По данным растровой электронной микроскопии в качестве верхнего предела задавалась величина объемной глинистости 70% (по данным электронной растровой микроскопии)

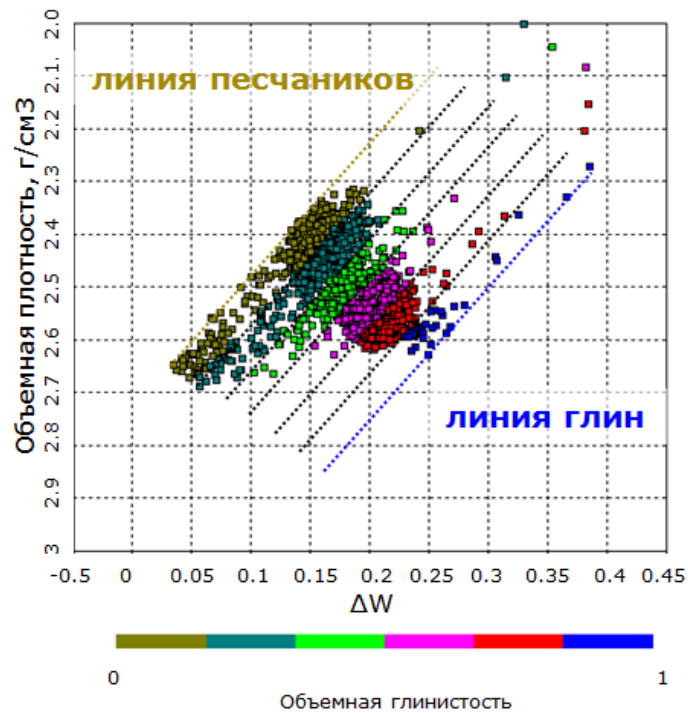


Рис. 3.3. Пример определения объемной глинистости по комплексу нейтронно-плотностного каротажа (шифр: глинистость)

В случае отсутствия замеров плотностного каротажа или его плохого качества, объемное содержание глинистой фракции определяется по данным гамма-метода (ГК), но как было уже сказано выше в случае полимиктовых (кварц-полевошпатовых) песчаников метод ГК имеет низкую информативность.

Оценка общей пористости (K_p) проводилась по данным метода объемной плотности совместно с расчетными кривыми глинистости по формуле:

$$K_n = \frac{\rho_{ск} - \rho}{\rho_{ск} - \rho_{фл}} - K_{гл} \frac{\rho_{ск} - \rho_{гл}}{\rho_{ск} - \rho_{фл}} \quad [67]$$

где: $\rho_{ск}$ – плотность скелета, $\rho_{фл}$ – плотность флюида, ρ – замеренная плотность, $\rho_{гл}$ – плотность глин, $K_{гл}$ – коэффициент глинистости.

Контроль качества выполненной интерпретации осуществляется путем сопоставления коэффициентов пористости, определенных на керне, со значениями, рассчитанными по ГИС с учетом литологического состава.

3.2. Выбор модели эффективной среды

В настоящее время анализ влияния петрофизических параметров и литологического состава на упругие свойства горных пород имеет существенное значение для корректной интерпретации результатов сейсмической инверсии. Наибольший интерес для целей сейсмической инверсии представляют такие

петрофизические параметры, как пористость, литология и водонасыщенность. Анализ влияния этих параметров на упругие свойства среды может быть выполнен посредством модели эффективной среды. С учетом имеющегося разнообразия моделей сред, каждая из которых имеет свои ограничения и допущения, особую важность приобретает выбор определенной теоретической модели среды, которая бы наиболее полно отражала априорную геологическую информацию. Выбор неправильной модели способен оказать существенное влияние на достоверность полученных результатов.

Создание модели эффективной среды, или моделирование упругих свойств выполнено в скважинах, отобранных по принципу полноты проведенного комплекса ГИС в пределах изучаемого интервала: в них были проведены исследования с помощью аппаратуры волнового акустического каротажа (ВАК). Привлекались результаты количественной петрофизической интерпретации: объемное содержание глинистого вещества ($K_{г\text{л}}$), объемное содержание песчаника ($K_{песч}$), общая пористость ($K_{п}$), коэффициенты водо- и нефтенасыщенности ($K_{в}$, $K_{н}$).

Для сопоставления были выбраны три модели – теоретическая модель Шу-Вайт (Xu-White, 1996), эмпирическая модель критической пористости (Nur et al, 1991, 1995) и уравнение среднего времени (Willie et al, 1956, 1958, 1963). Настройка параметров выполнена с учетом всей имеющейся геолого-геофизической информации – данных скважинных исследований, результаты исследований керна, данных анализа пластовых флюидов и др.

Расчет основных упругих характеристик (V_p , V_s , ρ) выполняется в следующей последовательности:

1. Расчет плотности (ρ_m), модулей сжатия (K_m) и сдвига (μ_m) для смеси минералов;
2. Расчет модулей сжатия (K_{dry}) и сдвига (μ_{dry}) сухой породы;
3. Расчет модуля сжатия (K_{fl}) и плотности (ρ_{fl}) каждого флюида и их смеси;
4. Замещение флюида на основе теории Гассмана [Mavko, 2009] и собственно расчет скоростей V_p , V_s и плотности ρ .

3.2.1. Моделирование упругих свойств на основе модели Шу-Вайт (Xu-White)

Основной критерий модели Шу-Вайт (Xu-White) – различие в геометрии порового пространства для каждой компоненты породы. Параметр, определяющий форму пор – аспектное соотношение пор (α), т.е. отношение короткого радиуса поры к ее длинному радиусу. Так, порода с вытянутыми порами менее жесткая (низкие значения α), чем порода с порами сферической формы (высокие значения α). Форма пор определяет,

находится ли смесь компонентов ближе к нижнему пределу Ройса (Reuss) или к верхнему пределу Войта (Voigt) (Рис. 3.4).

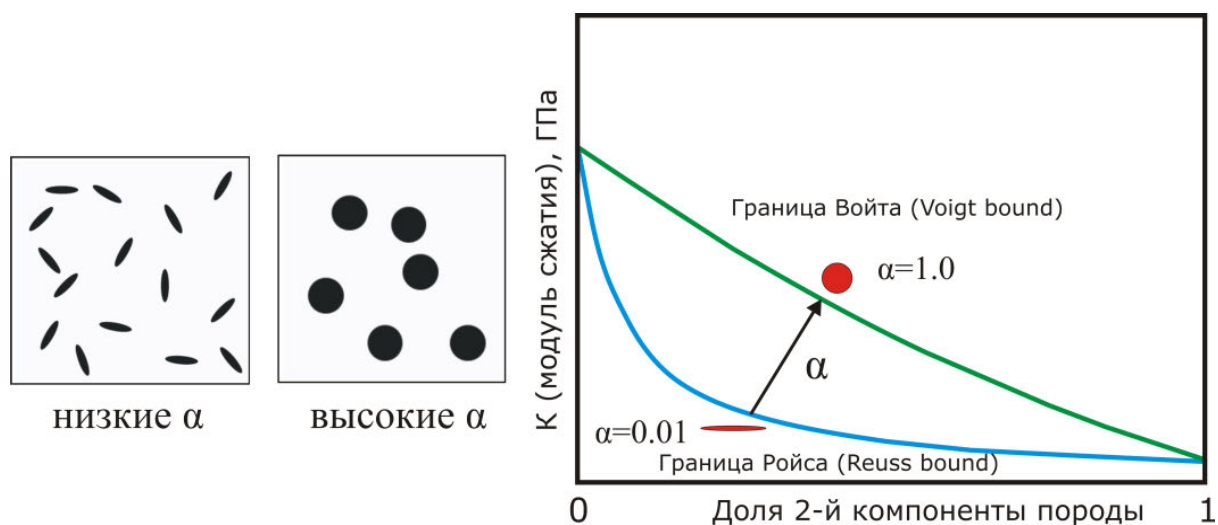


Рис. 3.4.Различие геометрии порового пространства (α – аспектное соотношение пор)

Расчет объемного модуля сжатия (K_{dry}) и сдвига (μ_{dry}) сухой породы в модели выполняется на основе теории Кестер и Токсос (Kuster and Toksoz) и Дифференциальной эффективной модели (ДЭМ). Это позволяет обойти ограничения, которые возникают от недостатка знания этих модулей при применении теории Гассмана, и делает модель очень гибким инструментом для исследования, т.к скорости продольной и поперечной волн зависят от литологии, пористости и насыщения.

Отметим, что поскольку была предоставлена исчерпывающая информация о свойствах пластовых флюидов, температурном режиме залежи, пластовом давлении и т.д., задача существенно упростилась, поскольку число параметров, имеющих степень свободы (т.е. параметры, значения которых могут изменяться) значительно сократилось. По сути, задача заключалась в оптимизации упругих модулей, а также аспектных соотношений пор глин и песчаников для достижения максимального соответствия между измеренными и модельными кривыми. Параметры, используемые для моделирования акустических свойств представлены в Таблица 3. –Таблица 4.

Пластовое давление, МПа	Пластовая температура, °С	Газовый фактор, м ³ /м ³	Плотность нефти, API	Удельный вес газа,	Минерализация пластовой воды, г/см ³
Южная часть площади					
23	86.6	11.58	28	0.84	30
Северная часть площади					
25.30	84	28.00	27	0.75	30

Таблица 3. Обобщенная информация о термобарических условиях и свойствах пластовых флюидов Уренской и Усть-Тегусской площадях

Компоненты породы	Аспектное соотношение пор α^*	Объемная плотность, г/см ³	Модуль сдвига μ , ГПа	Объемный модуль сжатия К, ГПа	ΔT_p , мкс/м	ΔT_s , мкс/м
Южная часть площади – карбонатный разрез						
Сухая глина	0.06	2.64	12.69	29.34	242	461
Известняк	0.14	2.71	33.13	68.62	155	286
Песчаник	0.14	2.65	27.52	58.98	166	310
Северная часть площади – терригенный разрез						
Сухая глина	0.06	2.64	12.69	29.34	242	461
Песчаник	0.12	2.65	31.52	53.99	166	290

Таблица 4. Параметры для моделирования упругих свойств

3.2.2. Моделирование упругих свойств на основе уравнения среднего времени (Time Average)

Модель основана на уравнении среднего времени, предложенной (Willie et al, 1956, 1958, 1963):

$$\Delta T = \phi * \Delta T_{\text{фл}} + (1 - \phi) * T_{\text{ск}} \quad [68]$$

где ϕ - общая пористость, ΔT – двойное время пробега продольной волны в горной породе, $\Delta T_{\text{фл}}$ – двойное время пробега продольной волны флюида (614 мкс/м – значение получено согласно уравнениям Batzle and Wang, 1992 для расчета пластовых флюидов), $\Delta T_{\text{ск}}$ – двойное время пробега продольной волны скелета (Таблица 4).

При сравнении модельных и измеренных интервальных времен продольных и поперечных волн наблюдается хорошее сопоставление по продольным волнам (DTP), и занижение интервальных времен по поперечным волнам (DTS), что соответственно

приводит к несоответствию измеренного и смоделированного отношения V_p/V_s (Рис. 3.5).

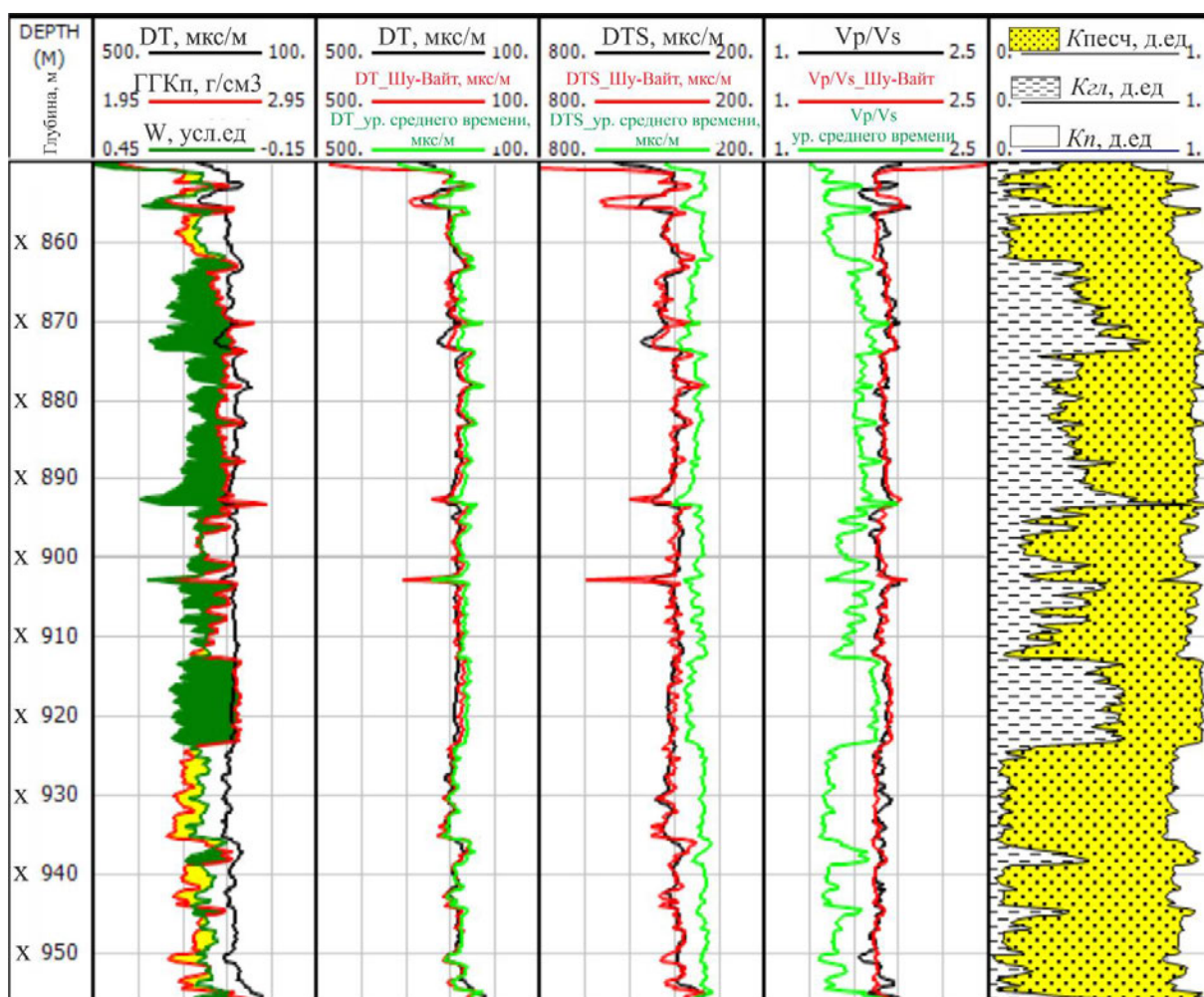


Рис. 3.5. Контроль качества моделирования акустических свойств согласно модели Шу-Вайт и Уравнения среднего времени

3.2.3. Моделирование упругих свойств на основе модели Критической пористости (Critical porosity).

Модель основана на положении, что для горных пород существует понятие критической пористости (ϕ_c). При пористости больше ϕ_c горная порода представляет собой суспензию, зерна теряют контакт друг с другом и изменяются их прочностные характеристики. Значение ϕ_c зависит от типа горной породы. Так, например, для песчаника $\phi_c \approx 0,4$, для мергелей $\phi_c \approx 0,7$, для гранитов $\phi_c \approx 0,2-0,03$.

В случае превышения пористостью ϕ значения ϕ_c эффективные модули горной породы K, μ рассчитываются согласно закону Ройса (Mavko, 2009), при этом модуль сдвига $\mu=0$. В случае $\phi < \phi_c$ модули сухой породы (K_{dry}, μ_{dry}) могут быть найдены по зависимости:

$$K_{dry} = K_{min} * \left(1 - \frac{\phi}{\phi_c}\right) \quad [69]$$

$$\mu_{dry} = \mu_{min} * \left(1 - \frac{\phi}{\phi_c}\right) \quad [70]$$

где K_{min} и μ_{min} - объемные модуль сжатия и сдвига минерала соответственно.

Модель критической пористости – эмпирическая, изначально была предназначена для мономинеральной породы. В своей же работе мы использовали эту модель для расчета скоростей V_p , V_s , когда в породе присутствуют две твердые компоненты – песчаник, глина. Для этого, с помощью графика $V_s^2 * p - K_p$ – общая пористость (K_p) нашли значения критической пористости ($K_{p,кр}$) для глин и песчаников (Рис. 3.6) при этом полученное значение критической пористости для песчаников составило 0.4, что соответствует теории. Выполнен расчет скоростей V_p , V_s с использованием значений упругих модулей, полученных в модели Xu-White.

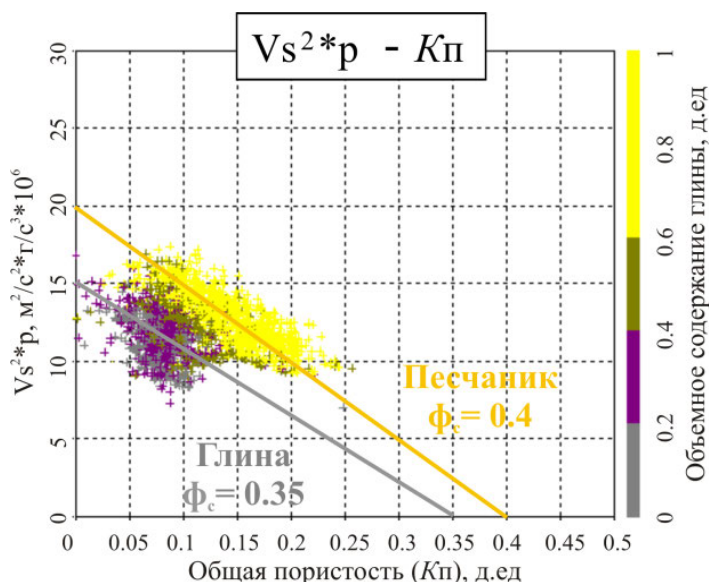


Рис. 3.6.Нахождение значения критической пористости для глин и песчаников (шифр: глинистость)

Критерий качества подобранных параметров – сопоставление измеренных и смоделированных кривых акустических методов. Как видно из Рис. 3.7 модельные кривые, полученные с применением модели Шу-Вайт и Критической пористости, хорошо согласуются с измеренными данными. Однако, несмотря на визуальное хорошее сопоставление модельных и измеренных кривых, применение модели критической пористости показало сильное расхождение расчетной и измеренной кривых отношения V_p/V_s . Применение же модели Xu-White позволило получить во всем диапазоне изменения пористости и литологического состава отношение V_p/V_s , по значениям близкие к измеренным (Рис. 3.8).

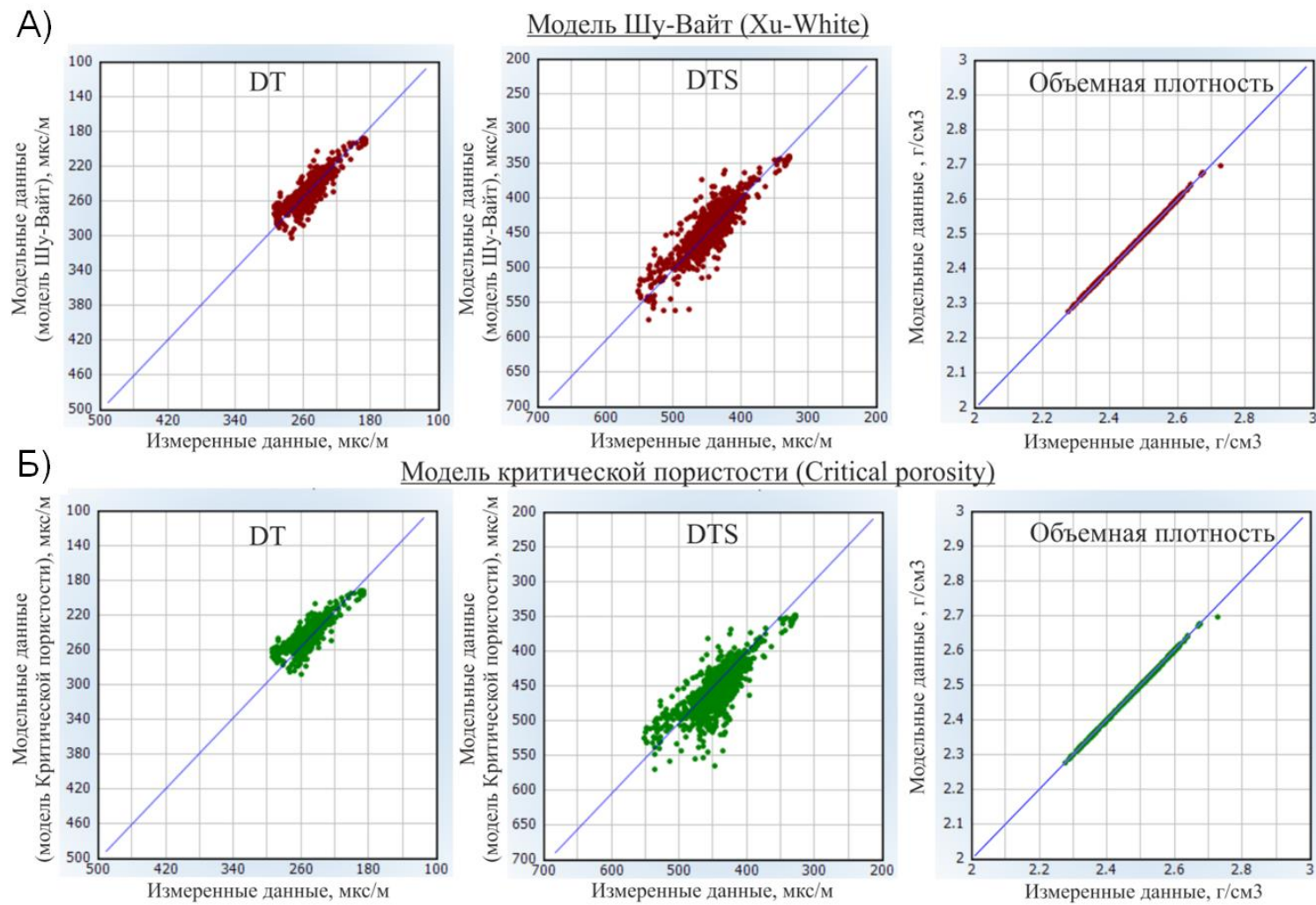
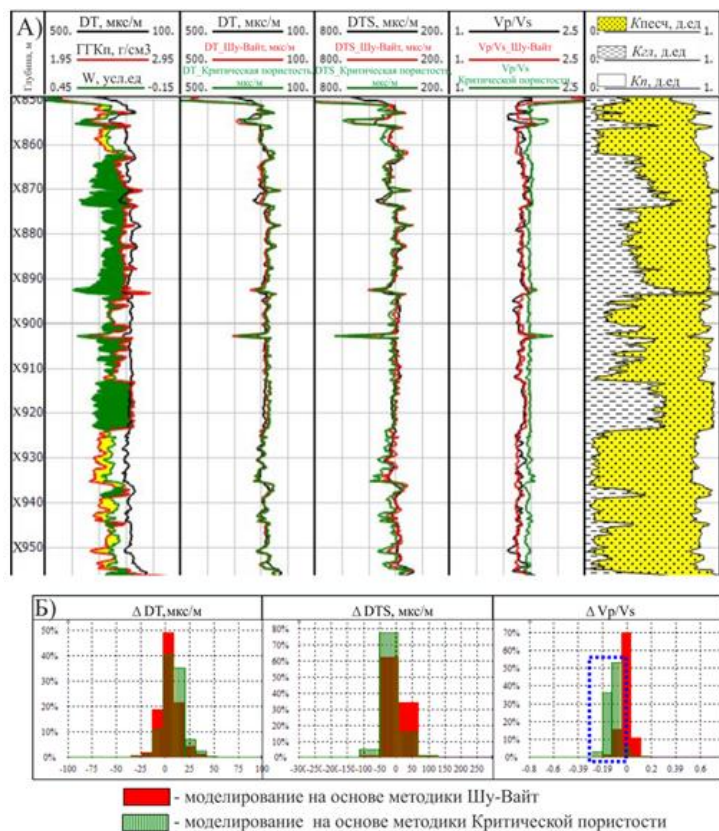
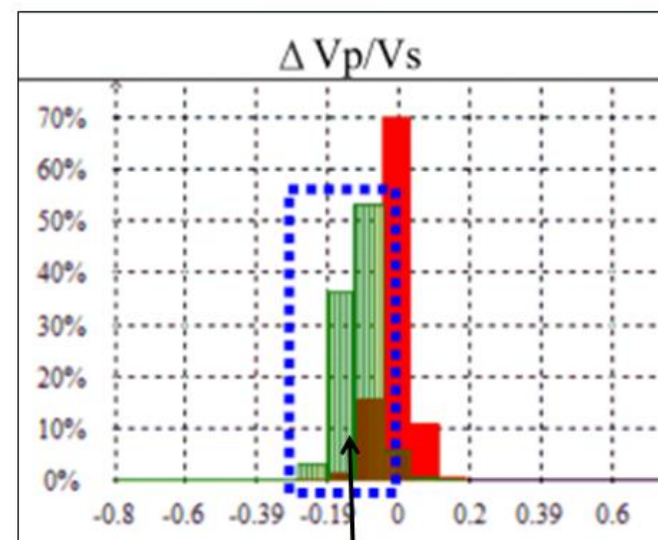
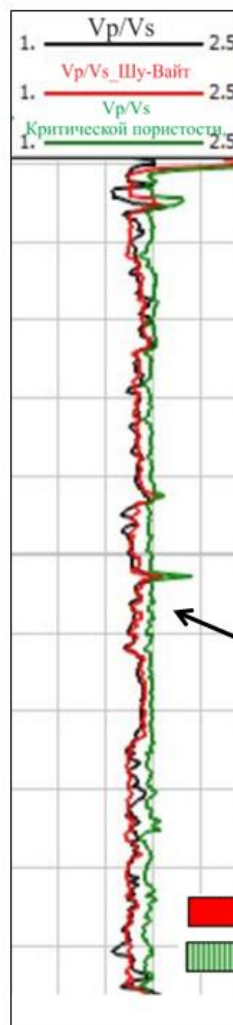


Рис. 3.7. Контроль качества моделирования акустических свойств согласно модели Шу-Вайти и Критической пористости.

А – модель Шу-Вайт, Б – модель критической пористости)



Б - Разница между измеренными и модельными данными акустических свойств



Сильное различие отношений Vp/Vs, полученных в результате использования модели Критической пористости и исходными данными

■ - моделирование на основе методики Шу-Вайт
 ■ - моделирование на основе методики Критической пористости

Рис. 3.8. Контроль качества моделирования акустических свойств согласно модели Шу-Вайти и Критической пористости. Б - Разница между измеренными и модельными данными акустических свойств

3.2.4. Выводы по Главе 3

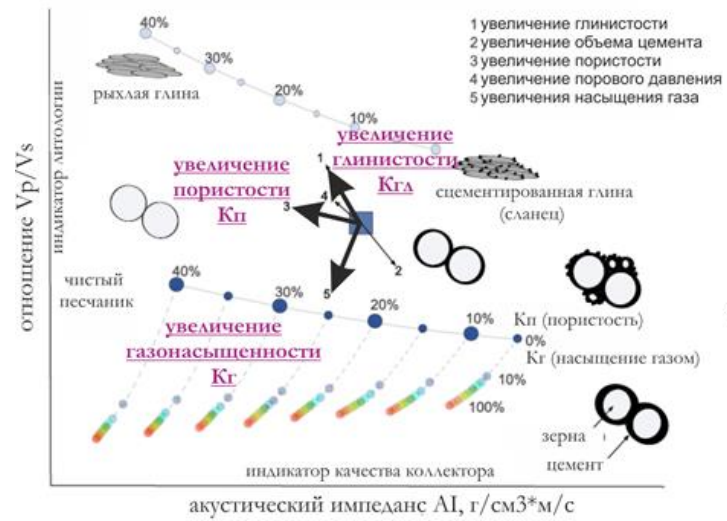
Для создания модели эффективной среды интерпретация ГИС выполнялась путем построения объемной петрофизической модели пород, чтобы учесть влияние каждой компоненты породы на упругие свойства горных пород.

Проанализированы три модели – эмпирическая модель критической пористости (Nur et al, 1991, 1995), уравнение среднего времени (Willie et al, 1956, 1958, 1963) и модель Шу-Вайт (Xu&White, 1996).

Выбор определенной модели эффективной среды для месторождений Урненско-Усановской зоны позволил правильно сделать заключения о взаимосвязи упругих параметров с литологическим составом, пористостью и насыщением, а также создаст надежную основу для трехмерной интерпретации результатов сейсмической инверсии.

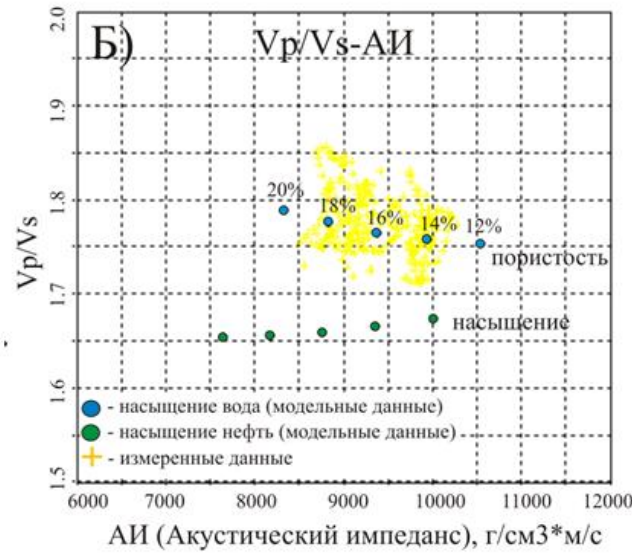
Для отложений васюганской и тюменской свит Урненско-Усановской зоны наименьшая систематическая погрешность относительно измеренных данных при моделировании упругих свойств горных пород достигается при использовании модели, предложенной Шу и Вайт.

Концептуальная модель зависимости отношения V_p/V_s от акустического импеданса (AI) при изменении глинистости, объема цемента, пористости, порового давления и насыщения



(Odegaard&Avseth, First Break, 2004)

Модель Шу-Вайт



Модель Критической пористости

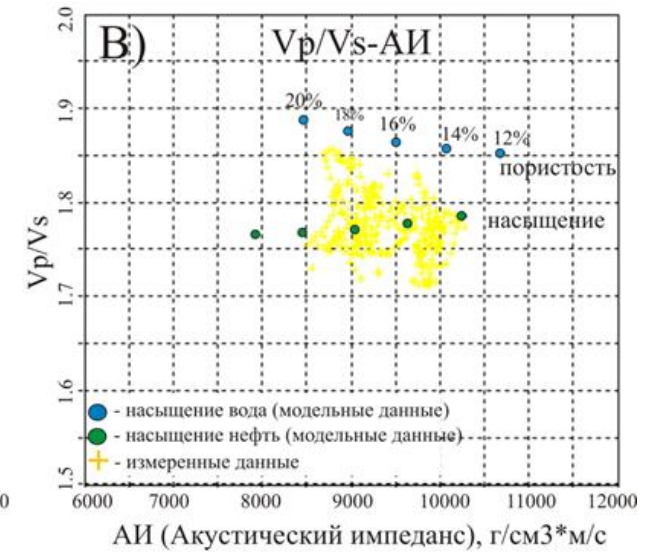


Рис. 3.9. Моделирование изменения пористости и насыщения: А – теоретическое моделирование RockPhysics, Б – модель Шу-Вайт, В – модель Критической пористости

4. Опробование и реализация методики на примере нефтяных месторождений Урненско-Усановской зоны

Как уже было отмечено ранее основной проблемой при изучении месторождений нефти и газа является прогноз литологии, коллекторских свойств и насыщения в межскважинном пространстве. Наиболее простым способом, для выполнения данного вида прогноза является построение карт на основе 2Д атрибутов или интерполяции данных геофизических исследований скважин (ГИС). Данный способ прост в исполнении и используется для принятия быстрых и оперативных решений по дальнейшему планированию геолого-технических мероприятий (ГТМ). Однако результат зависит от статистической выборки, используемой для построения зависимости и отображает только латеральную изменчивость свойств пласта.

Для того чтобы снизить риски при дальнейшем планировании ГТМ, целесообразно выполнять прогноз искомых параметров в трехмерном (3Д) пространстве. Такой прогноз может быть реализован двумя способами: посредством геологического 3Д моделирования и посредством использования результатов инверсионных преобразований 3Д сейсморазведки. При геологическом моделировании в качестве вертикального тренда чаще всего используются геолого-статистических разрезы (ГСР), которые напрямую зависят от статистической выборки скважин. В качестве горизонтального - зависимости дискретного петрофизического параметра (эффективных толщин) от сейсмических атрибутов (амплитуды, импеданса), что является не всегда корректным, так как на сейсмические параметры оказывает влияние совокупность непрерывных свойств (общая пористость, литология, насыщение и т.п).

Из всего вышесказанного следует, что для выполнения корректного прогноза необходимо проводить анализ влияния коллекторских свойств и литологического состава на упругие параметры среды, надежность которого напрямую зависит от качественной интерпретации данных ГИС. Она может быть выполнена путем создания объемной петрофизической модели и ее верификации посредством построения петроупругой модели среды. Применение такой модели также широко используется для решения задач определения эффектов влияния флюидонасыщения, литологии и пористости на упругие свойства горных пород, то есть позволяет создать такой набор модельных кривых (V_p , V_s , плотность), которые не представлены реальными данными. Полученные таким образом кривые позволяют выполнить полноценное сейсмическое моделирование, понять изменение каких параметров (литология, пористость и т.п) или их сочетание имеет влияние на сейсмический отклик, правильно проинтерпретировать

результаты сейсмической инверсии и построить прогнозные кубы литологии и пористости, что и отражено в данной работе.

4.1.Интерпретация данных ГИС. Оценка объемного содержания компонентов матрицы для создания модели эффективной среды

Для выполнения работ по моделированию акустических свойств задействованы: 13 скважин Урненской площади и 20 скважин Усть-Тегусской площади

В эксплуатационных и части разведочных скважинах геофизические исследования выполнялись аппаратурой компании Baker Hughes, Schlumberger, а также совместно компаниями Тюменьпромгеофизика (ТПГ) и Schlumberger. Акустический каротаж широкополосный выполнен приборами ХМАС компании Baker Hughes и DSI компании Schlumberger. В остальной части разведочных скважинах геофизические исследования были выполнены отечественной аппаратурой.

На этапах интерпретации данных ГИС, петрофизического анализа и моделирования были задействованы следующие методы:

- Потенциал самопроизвольной поляризации (СП);
- Данные естественной гамма активности в интегральной и спектральной модификациях;
- Электрометрия (индукционный и боковой каротажи);
- Гамма-Гамма каротаж в плотностной и литоплотностной модификациях;
- Нейтронный каротаж;
- Ядерно-Магнитный каротаж

В скважинах, которые были использованы для петроупругого моделирования, интерпретация выполнялась путем построения объемной петрофизической модели для учета влияния каждого компонента горной породы на измеряемые физические параметры. Изучив априорную информацию (описание керна), автор отметил, что породы изучаемой толщи на «южной» части Урненского месторождения характеризуются тремя компонентами: кварц, кальцит, глина, а на Усть-Тегусском и «северной» части Урненского месторождения двумя: кварц, глина.

На первом этапе по данным скв. 1057 проведен анализ состава компонент матрицы – построен график зависимости между коэффициентом общей пористости и скоростью продольных волн. В качестве шифра точек использовалось содержание кальцита. На рис. выделяются три области, каждая из которых соответствует своему литотипу – чистому неглинистому песчанику, песчанику с карбонатным цементом или же карбонатной породе, а также глинам или сильно заглинизированным породам. Соответствующие области были очерчены с помощью полигонов. Далее была

выполнена проверка – насколько выделенные тенденции соблюдаются в других скважинах (обстановках). Для этого был построен аналогичный график, на котором были нанесены точки уже по трем выбранным скважинам, располагающимся в различных частях изучаемой площади. Анализ графиков показал, что «южная» часть площади характеризуется песчаными, карбонатными и глинистыми породами (скв. 1057), а скважины «северной» части – песчаными, песчано-глинистыми и их переходными разностями (скв. 6, 45). Полигоны, полученные на данном этапе, использовались для классификации точек по литотипам, а также для нахождения граничных значений при оценке объемного содержания минералов.

Для оценки объемного содержания минералов строились графики индикаторных параметров.

Для скважин «южной» части площади, матрица которых состоит из 3-х компонент (песчаник, известняк, глина), расчет объемного содержания минералов выполнялся в модуле StatMin программного комплекса PowerLog с применением статистического подхода. StatMin – это статистическая программа, которая рассчитывает минералогический состав и/или пористость и насыщение. Применявшиеся при расчете параметры приведены в Таблице 5. Данные акустического метода при определении объемной модели не применялись, поскольку в противном случае моделирование стало бы бессмысленным.

Измеряемая величина	Песчаник	Известняк	Глина	Единицы измерения
Объемная плотность	2.65	2.71	2.64	г/см ³
Водородосодержание	-0.04	0	0.247	д.ед
Сечение фотоэффекта	5.04	14.13	11.12	бэрн/см ³
Торий	0	0	12.3	ppm
Калий	0	0	4.48	%
Уран	0.1	1.4	4.8	ppm

Таблица 5. Петрофизические параметры для расчета компонентов породы в эксплуатационных скважинах

Для «северной» части площади достаточно было ограничиться двухкомпонентной моделью породы – песчаник, глина. Это связано с тем, что на основании анализа данных

керновых исследований скважин Усть-Тегусской площади, а также «северных» скважин Урененской площади, разрез характеризуются песчаниками, алевролитами, глинами и их переходными разностями. Расчет содержания компонентов матрицы выполнялся в программном комплексе PowerLog с применением детерминистического подхода. Расчет объемной петрофизической модели с помощью детерминистического подхода (см. раздел 3.3.1.). Оценка общей пористости (K_p) проводилась по данным метода объемной плотности совместно с расчетными кривыми глинистости по формуле раздела 3.3.1:

Контроль качества выполненной интерпретации осуществляется путем сопоставления коэффициентов пористости, определенных на керне, со значениями, рассчитанными по ГИС с учетом литологического состава (Рис. 4.1-Рис. 4.3).

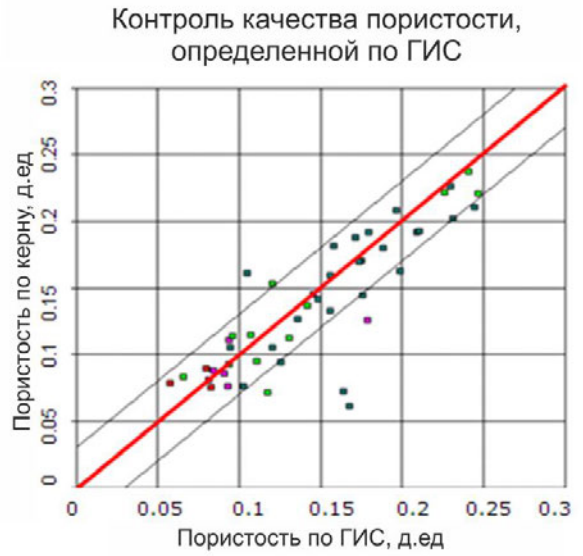
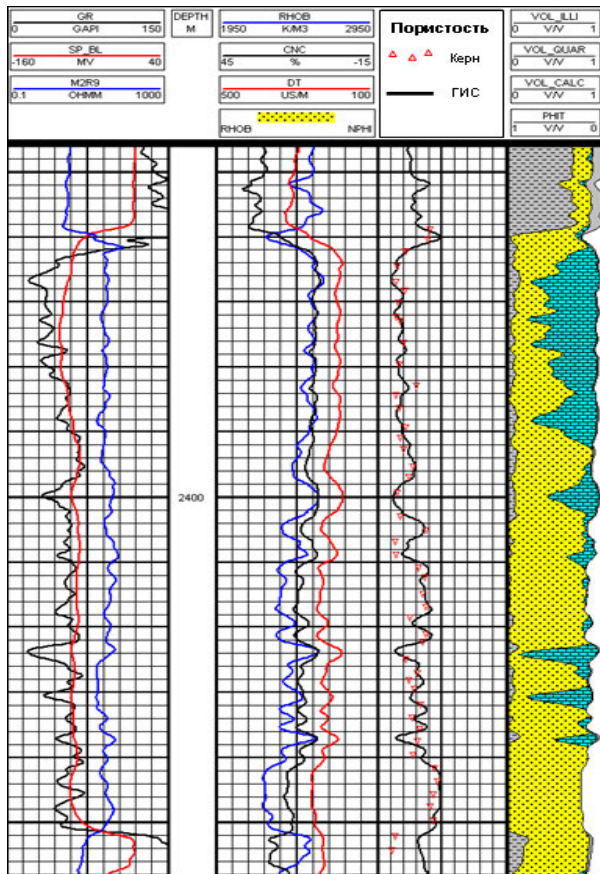


Рис. 4.1. Результат определения литологического состава и пористости в скв. 1057

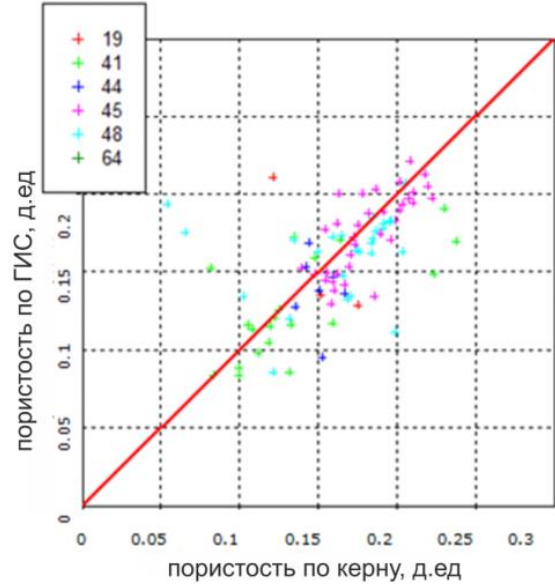
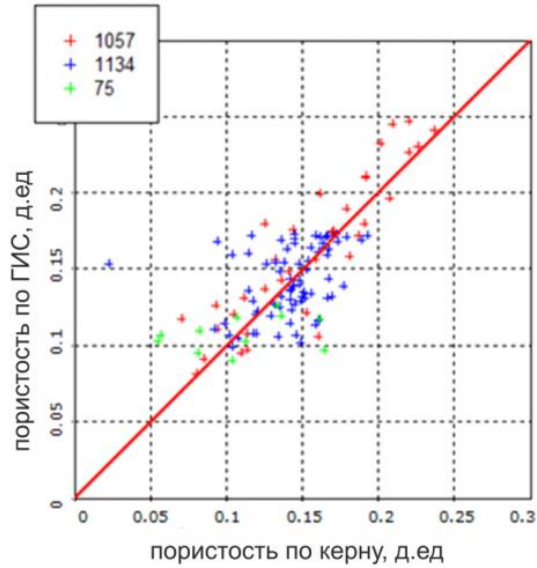


Рис. 4.2. Сопоставление пористости «кern-ГИС» в скважинах Урненского месторождения

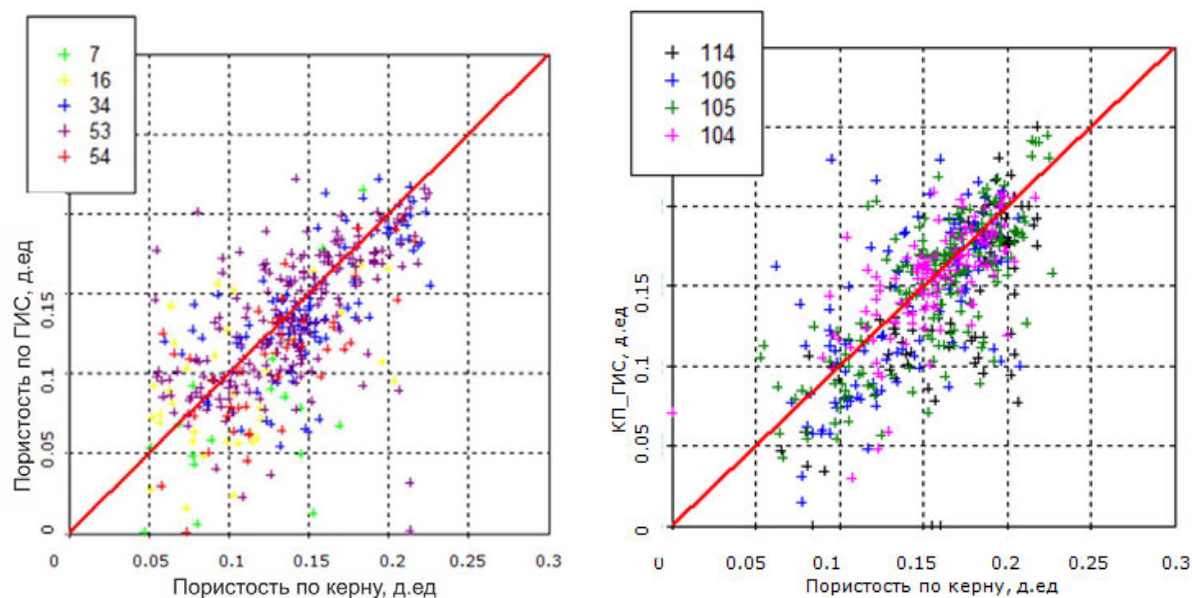


Рис. 4.3. Сопоставление пористости «кern-ГИС» в скважинах с отечественным (слева) и западным (справа) комплексом ГИС на Усть-Тегусском месторождении

4.2. Моделирование упругих свойств на основе модели эффективной среды

Высокая литологическая изменчивость исследуемых пластов позволяет условно разделить Урненско-Усановскую зону на «северную» и «южную» части, характеризующиеся различным литологическим составом. Так, разрез скважин «южной» части месторождения характеризуется карбонатно-песчаным строением с небольшой примесью глинистого материала, а «северной» - песчаным, алеврито-глинистым.

В «южной» части площади по упругим свойствам пласт Ю1 разделяется на две части: верхнюю (Ю1-Ю1¹), представленную преимущественно карбонатами с редкими прослоями песчаников, и нижнюю (Ю1¹-Ю2), напротив, представляющую собой песчаный коллектор, который включает в себя прослойки карбонатов. В «северной» части площади пласт Ю1 также разделен на две части: верхняя преимущественно песчаная с прослоями алевролитов и карбонатов, а нижняя алеврито-глинистая. На Рис. 4.4 показано различие песчаников верхней и нижней пачки «южной» части территории и песчаников «северной» части территории по упругим свойствам. Отличие песчаников верхней и нижней части в «южных» скважинах связано с наличием существенного количества карбонатной примеси в верхней части разреза. Отличие же песчаников «северных» и «южных» скважин – с различными показателями упругих свойств, что и было учтено при моделирование упругих свойств.

Моделирование упругих свойств проводилось в модуле RPM (Rock Physics Module) программного комплекса PowerBanch. Для моделирования была принята аппроксимирующая модель (Xu-White,1996). Использовалась вся априорная информация о свойствах пластовых флюидов, температурном режиме залежи, пластовых давлениях для расчета упругих модулей флюида согласно методике (Batzle and Wang, 1992)

В рамках работы выбраны 17 скважин (1057, 1070, 1134, 1203, 1265, 6u, 45, 104, 105, 114, 2132, 2193, 2227, 2443В 2564, 2624, 2671), отобранных по принципу полноты выполненного комплекса ГИС в пределах изучаемого интервала. В 10 скважинах были выполнены замеры скорости поперечных волн, что дает возможность выполнения полноценного моделирования акустических свойств, включая выполнение замещения флюидов Гассмана. Это важно, поскольку наличие сведений о скорости поперечных волн и влиянии флюидонасыщения на акустические свойства среды являются критическими для интерпретации результатов синхронной инверсии.

Настройка параметров выполнялась в скважинах 1057 и 1134, 45, 6U Урненской площади, а также в скв. 105, 106, 114, 2564, 2624, 2671 Усть-Тегусской площади. Полученные значения (Таблица 4, Глава 4) были применены без изменения для расчета кривых скоростей упругих волн и плотности во всех остальных скважинах.

Критерием качества подобранных параметров является сопоставление измеренных и смоделированных кривых акустических методов и объемной плотности (рис.2). Очевидно, что за исключением отдельных интервалов, маркируемых как места размыва ствола скважины, в целевом интервале отмечается хорошая сходимость смоделированных данных с измеренными (Рис. 4.5-Рис. 4.12). Таким образом, подтверждается пригодность разработанной методики моделирования упругих свойств в рассматриваемых геолого-геофизических условиях. Полученные на данном этапе параметры в дальнейшем использовались для детального анализа упругих свойств для целей прогноза ФЕС по данным сейсмических исследований.

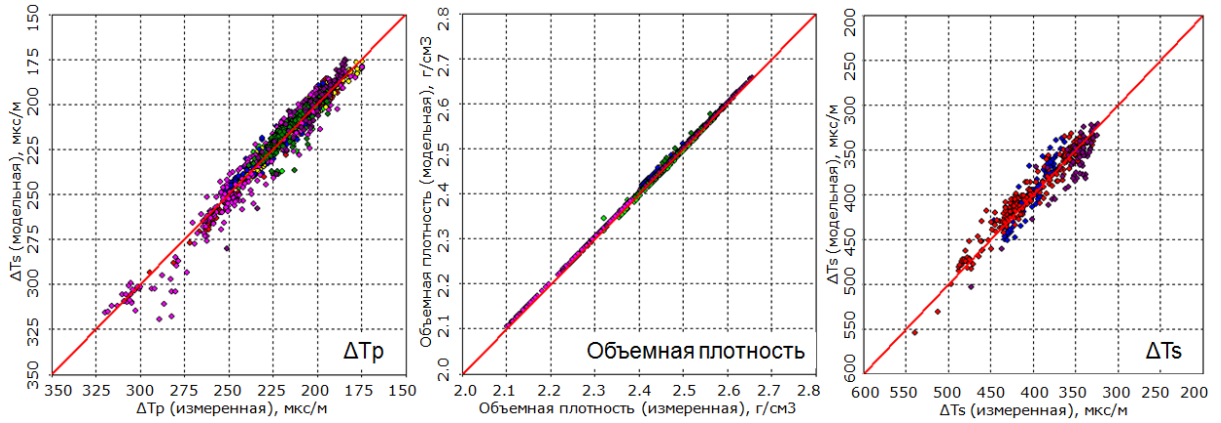


Рис. 4.5. Пример контроля качества моделирования акустических свойств с применением теоретической модели Xu-White для скважин «южной» части территории

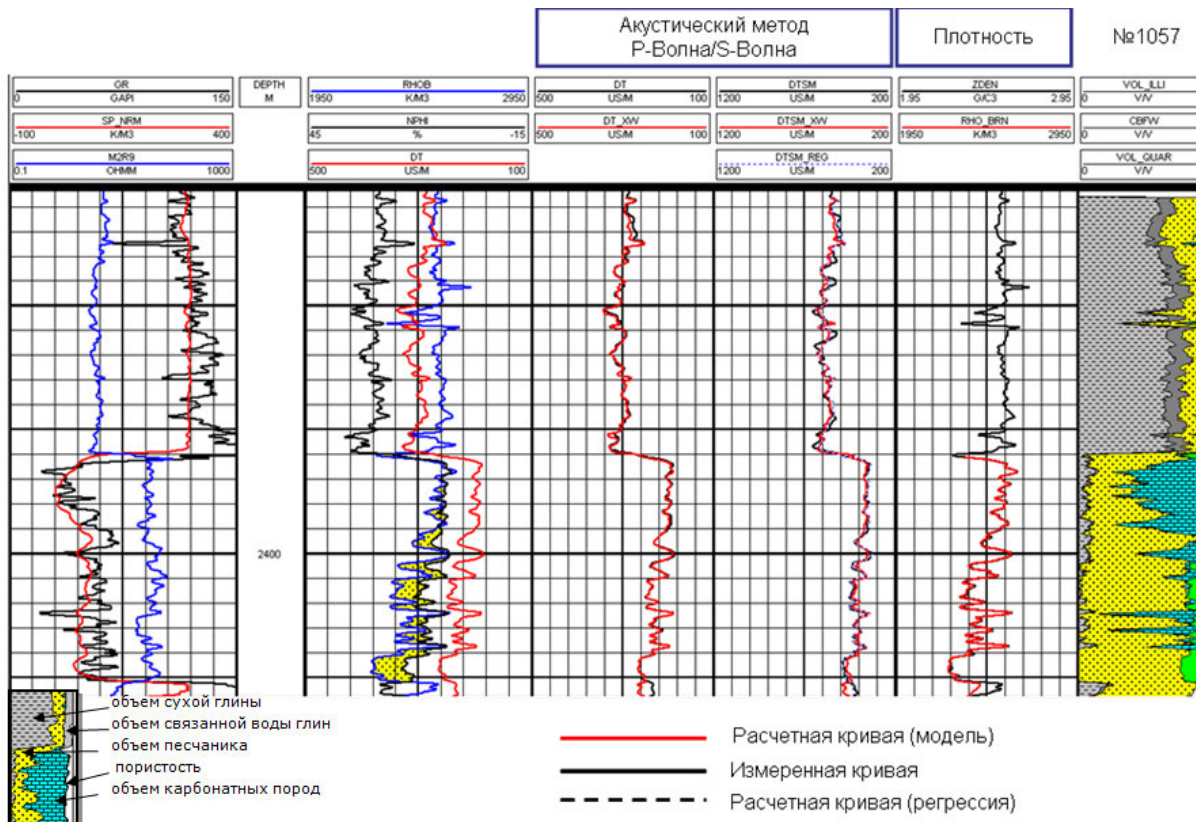


Рис. 4.6. Результат моделирования упругих свойств пласта Ю1 в скв. 1057

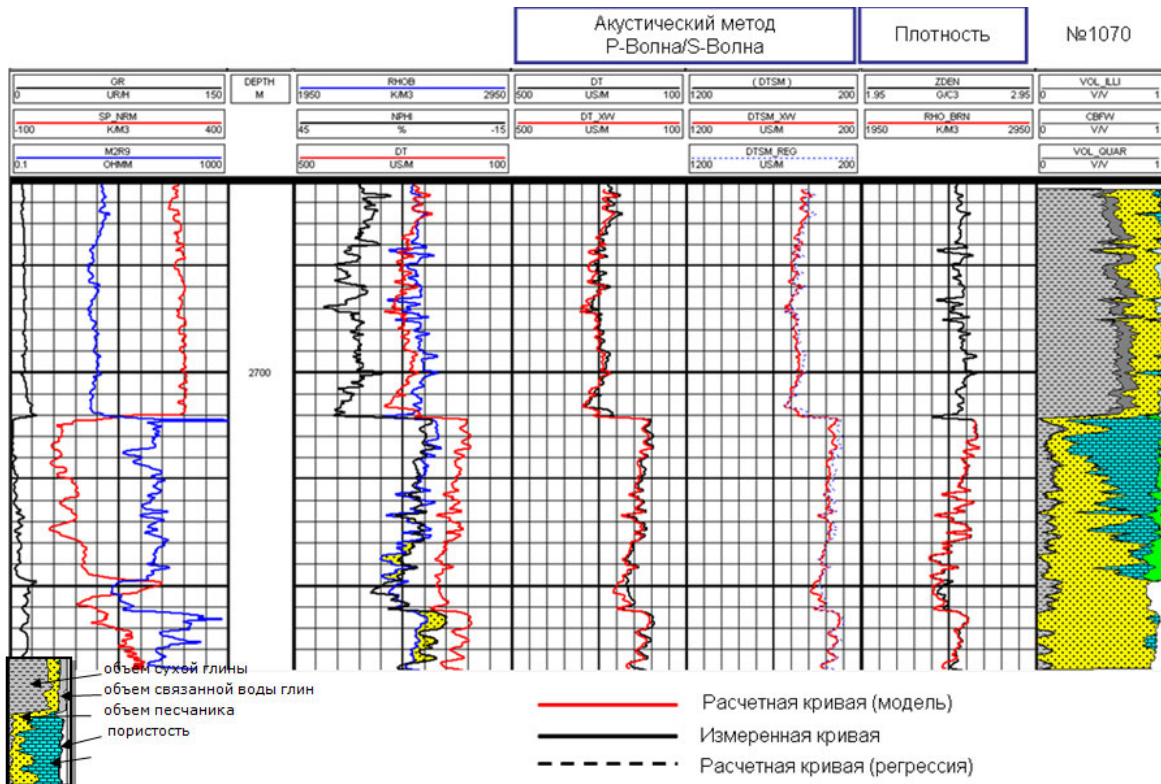


Рис. 4.7. Результат моделирования упругих свойств пласта Ю1 в скв. 1070

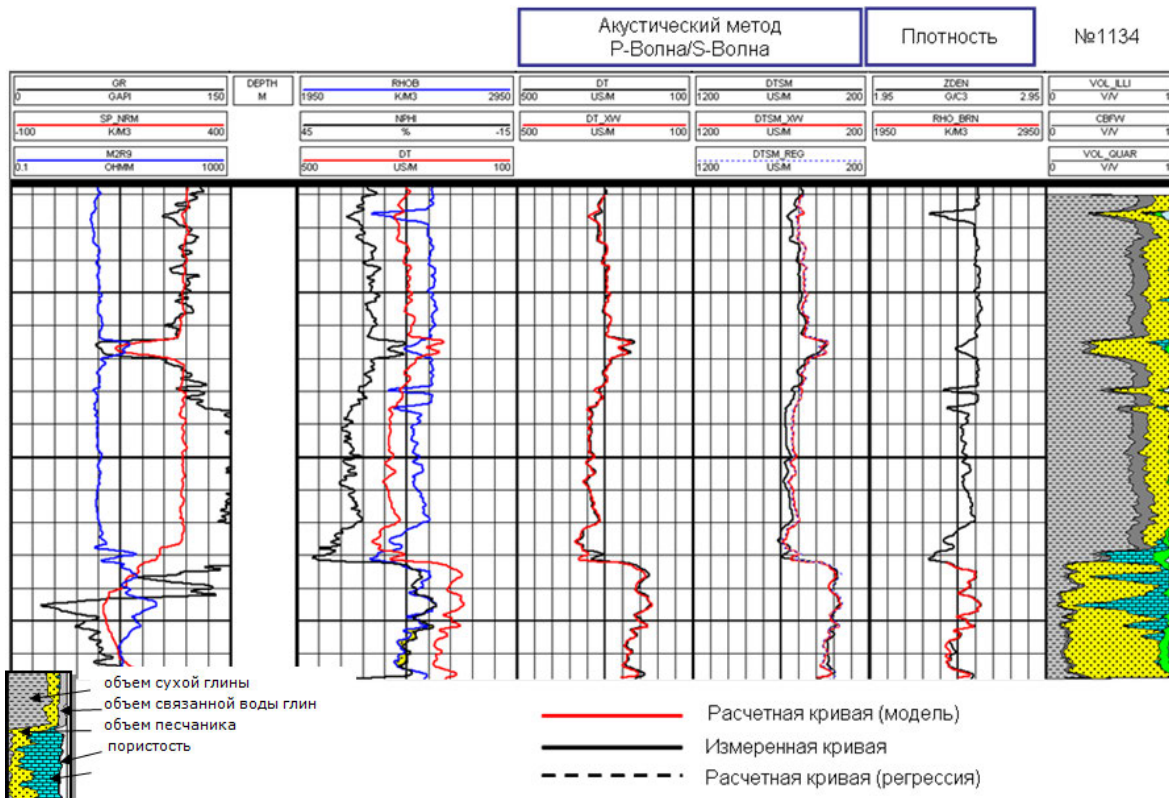


Рис. 4.8. Результат моделирования упругих свойств пласта Ю1 в скв. 1134

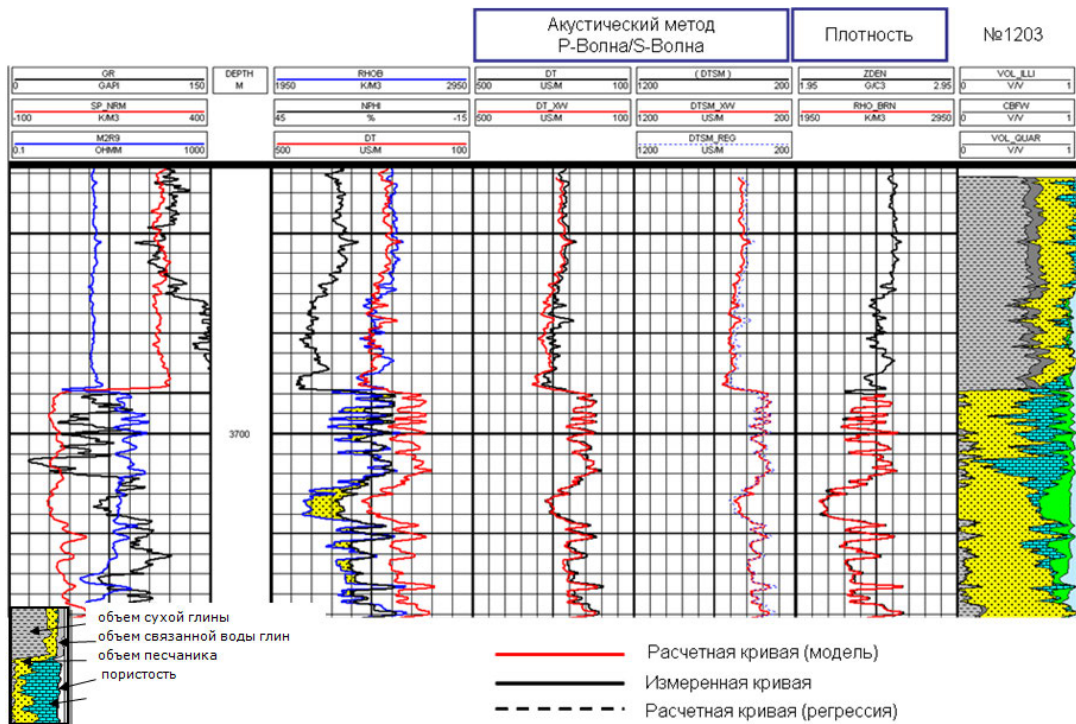


Рис. 4.9. Результат моделирования упругих свойств пласта Ю1 в скв. 1203

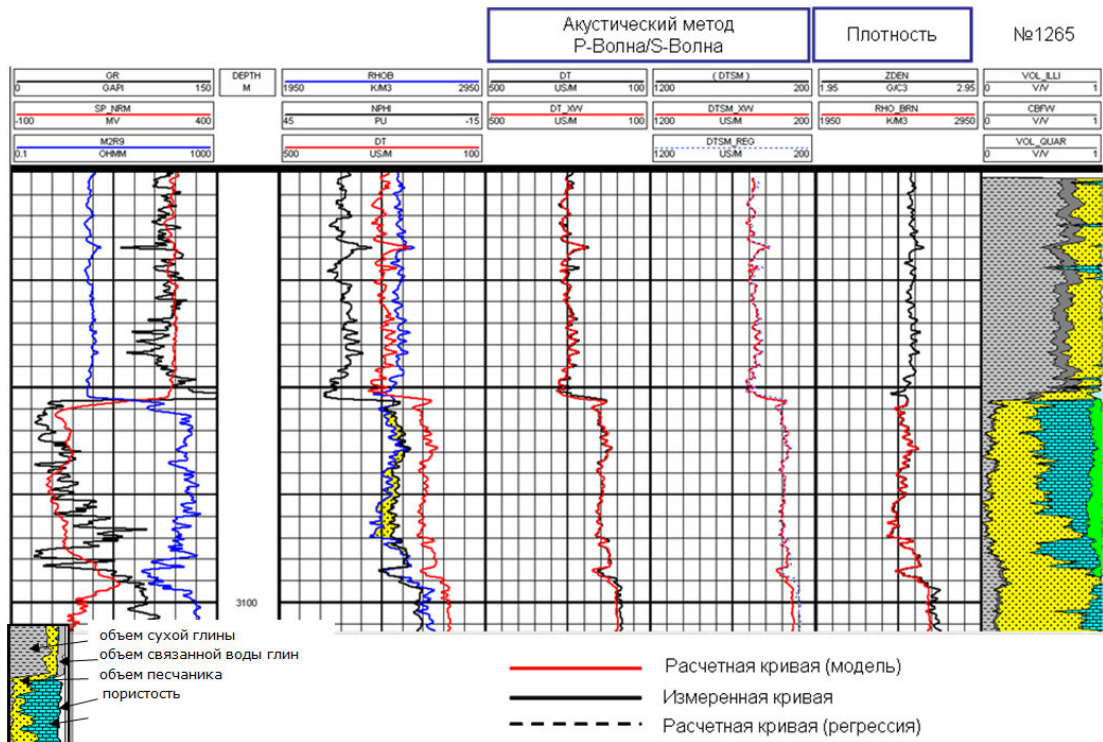


Рис. 4.10. Результат моделирования упругих свойств пласта Ю1 в скв. 1265

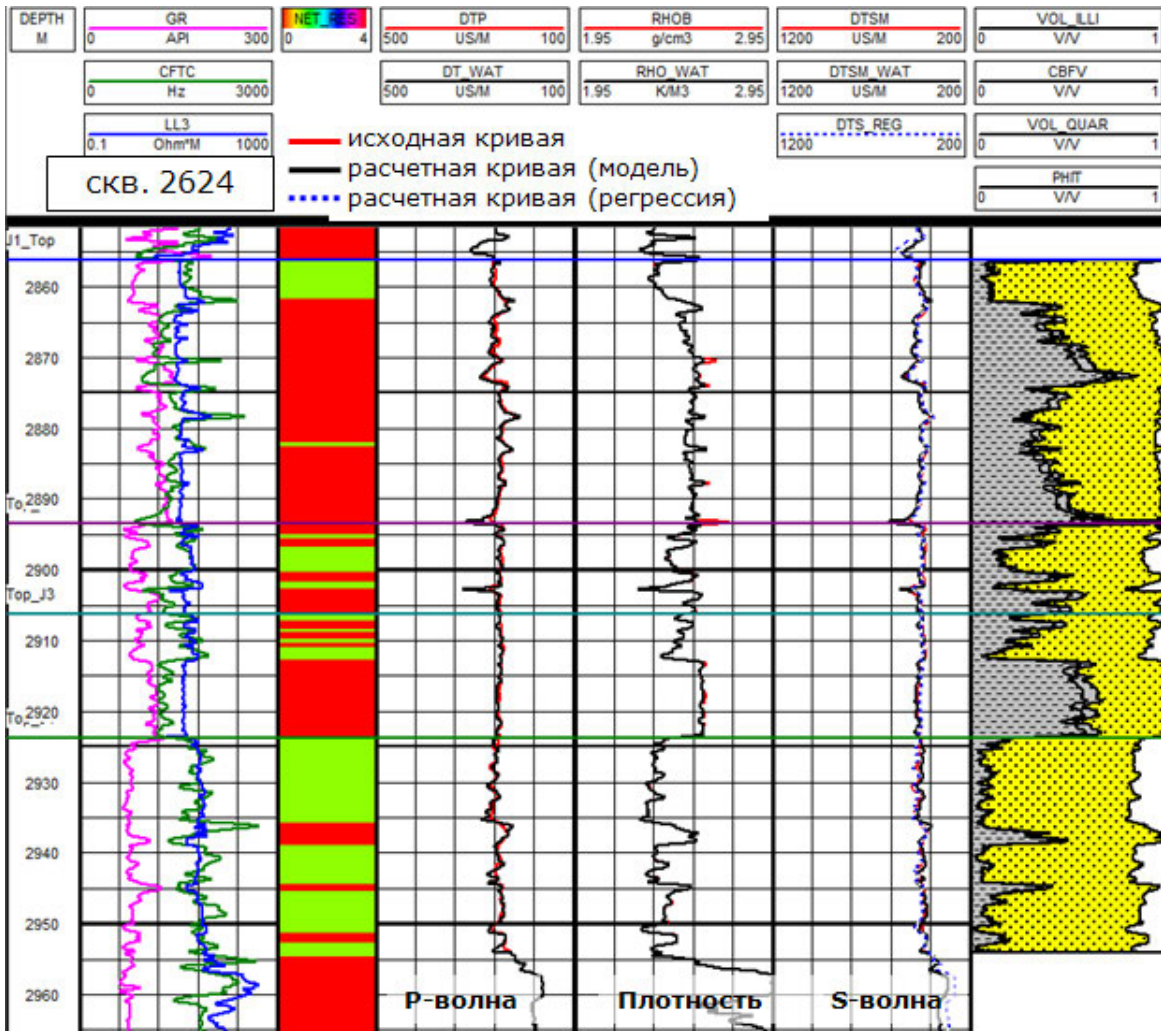


Рис. 4.11. Пример результата моделирования упругих свойств в скважинах Усть-Тегусской площади

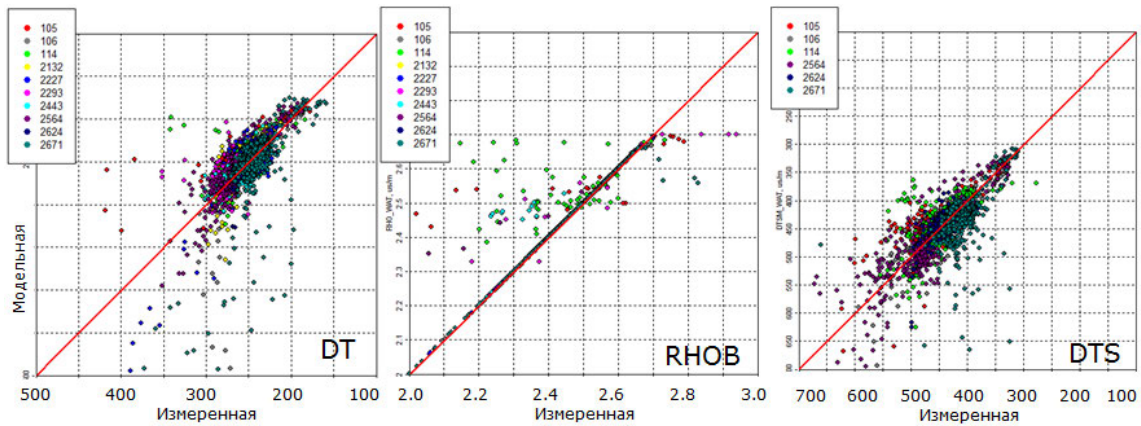


Рис. 4.12. Контроль качества моделирования упругих свойств в скважинах Усть-Тегусской площади

4.3. Уточнение интерпретационных параметров посредством модели эффективной среды

Контроль качества выполненной интерпретации осуществлялся путем сопоставления коэффициентов пористости, определенных на керне со значениями, рассчитанными по ГИС с учетом литологического состава. Кроме того, дополнительный контроль осуществлялся по результатам сопоставления измеренной и смоделированной кривых интервального времени пробега продольной и поперечной волн (DT, DTS), а также объемной плотности (RHOV). В случае, когда упомянутые выше кривые имели сильные расхождения, производилась коррекция входных параметров (объемная модель, пористость), используемых при моделировании. Рис. 4.15-

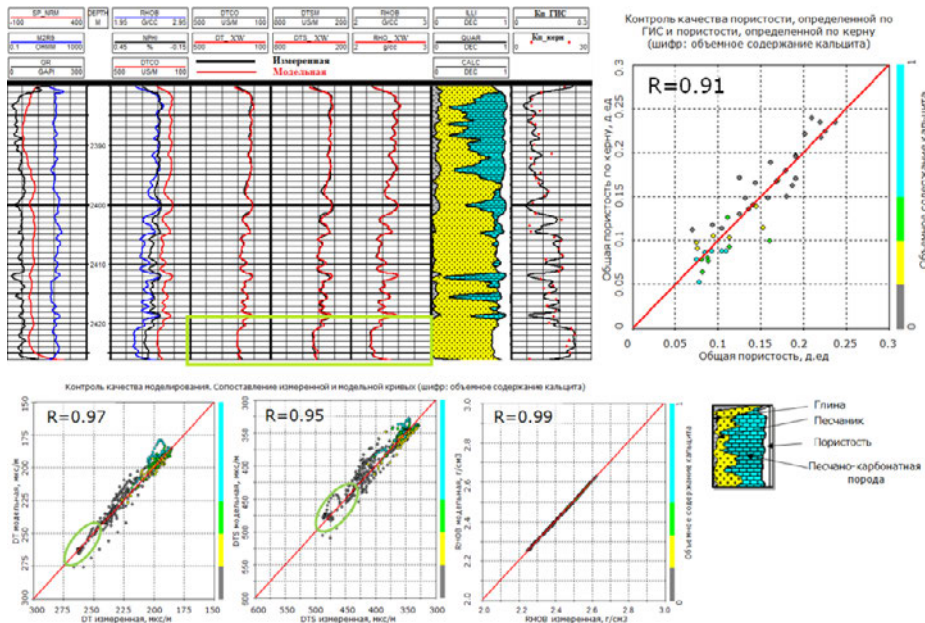


Рис. 4.14 иллюстрируют подобное сопоставление до и после коррекции данных интерпретации.

Большее количество итераций для коррекции интерпретационных параметров, входящих в модель, требовалось в скважинах с отсутствующей замеренной плотностью, так как в этом случае объемное содержание глинистой фракции определялось по данным гамма-метода, который имеет низкую информативность, значения $K_{ГД}$, рассчитанные таким образом являются лишь оценочными и не претендуют на истинное.

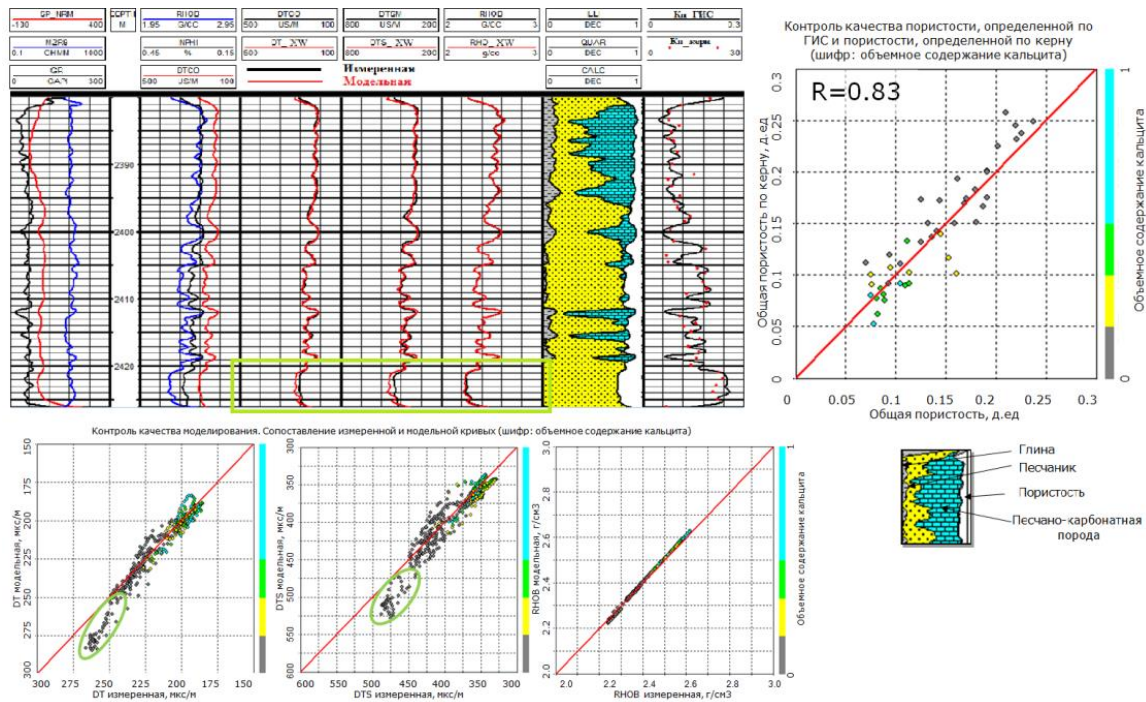


Рис. 4.13. Результат определения литологического состава и пористости на примере скважины из «южной» части месторождения по данным ГИС, а также контроль качества пористости, определенной по ГИС и пористости, определенной по керну

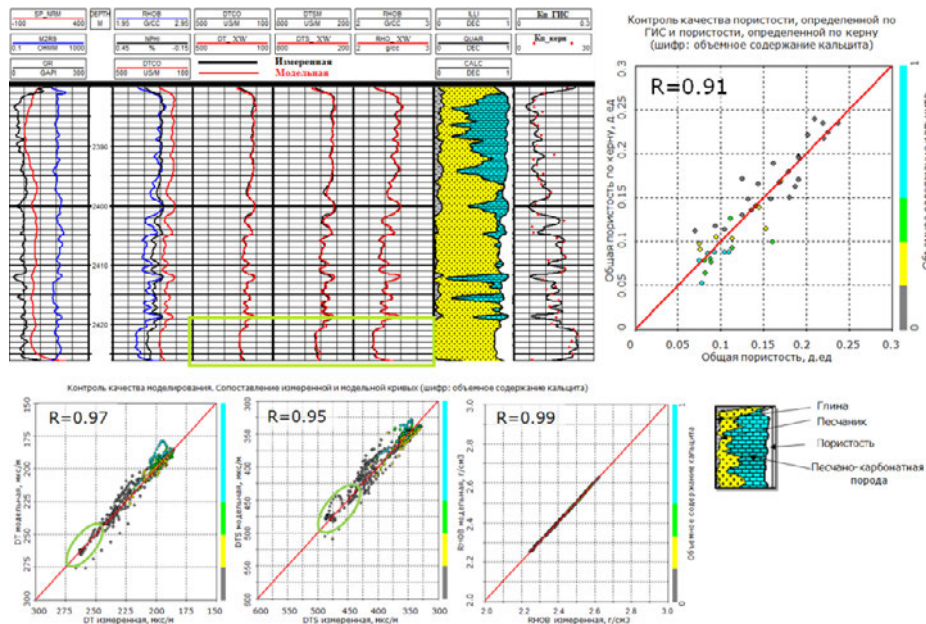


Рис. 4.14. Результат коррекции литологического состава и пористости на примере скважины из «южной» части месторождения по данным ГИС, а также контроль качества пористости, определенной по ГИС и пористости, определенной по керну

4.4. Анализ взаимосвязи упругих свойств

Анализ связей между упругими параметрами и литологией является определяющим при изучении физических свойств пород и позволяет выявить взаимосвязи между петрофизическими параметрами и сейсмическими данными. Полученные взаимосвязи представляют собой основу для интерпретации атрибутов и свойств, рассчитанных по сейсмическим данным, с целью получения прогнозируемых характеристик продуктивных пластов.

Анализ упругих свойств горных пород выполнялся через построение серии графиков с последующим их анализом и вынесением решения о том, какие свойства и/или их комбинации позволяют с наибольшей вероятностью разделить породы исследуемых интервалов по составу и качеству коллекторских свойств. Для «южных» скважин анализировались 3 литотипа: песчаные породы, карбонатные породы и вмещающая глина (интервал 50м выше Ю1), для «северных» песчаные, алевролитоглинистые породы и аналогичный «южным» скважинам интервал вмещающих глин.

На основании построенных графиков были сделаны следующие выводы: 1) в пределах «южной» части площади для пласта Ю1 существуют хорошие предпосылки для прогноза литологии и пористости по упругим свойствам – практически все исследованные атрибуты позволяют выполнить разделение пород по литологическому признаку; 2) пласт Ю1 в пределах «северной» части площади, и пласты Ю2-Ю4 менее благоприятны для решения задачи разделения по литотипам – по отдельности ни один из исследованных атрибутов не позволяет достоверно выполнить разделение пород по литологическому признаку, наилучшими индикаторами литологии в пласте являются комплексные графики – отношение V_p/V_s - плотность.

4.5. Анализ влияния литологического состава, пористости, характера насыщения на упругие свойства горных пород

Анализ упругих свойств горных пород является важным этапом при изучении физических свойств горных пород и позволяет выявить взаимосвязи между петрофизическими параметрами и сейсмическими данными. Полученные взаимосвязи представляют собой основу для интерпретации атрибутов и свойств, рассчитанных по сейсмическим данным, с целью получения прогнозируемых коллекторских свойств, таких как пористость и насыщение. В рамках обозначенной задачи выполнялось построение

серии гистограмм и графиков с последующим их анализом и вынесением решения о том, какие свойства или их комбинации позволяют с наибольшей вероятностью разделить породы исследуемых интервалов по составу, качеству коллекторских свойств, характеру насыщения.

Отметим, что имеющийся фактический материал в большей степени освещает лишь зоны остаточного нефтенасыщения, и делать на его основании какие-либо выводы о влиянии флюидонасыщения на упругие свойства некорректно. Выводы о влиянии характера насыщения на акустические свойства получены на основании результатов моделирования замещения флюидов Гассмана. При замещении моделировались сценарии полного водонасыщения, а также предельного насыщения коллектора нефтью. Параметры модели и свойства пластовых флюидов рассматривались выше в главе «Петроупругое моделирование».

Ниже в краткой форме представлены результаты проведенного анализа.

4.5.1. Урненская площадь. Пласт Ю1

Результаты построений вынесены на Рис. 4.15-Рис. 4.22. На их основании были сделаны следующие выводы:

1. Интервал благоприятен для решения задачи разделения по литотипам на основании анализа акустических свойств;
2. Наилучшими индикаторами литологии в пласте являются скорости упругих волн;
3. При наличии в скважине записи интервального времени по поперечным волнам (DTS), кривая DTS, а также сдвиговый импеданс позволяют с высокой степенью однозначности разделить породы по литотипам;
4. Наблюдается зависимость между изменениями значений общей пористости и изменением акустического и сдвигового импедансов в интервале песчаников;
5. Изменение типа флюида влияет на акустические свойства незначительно;
6. Лучшими индикаторами типа флюида являются отношение скоростей продольных и поперечных волн (V_p/V_s) и объемная плотность.

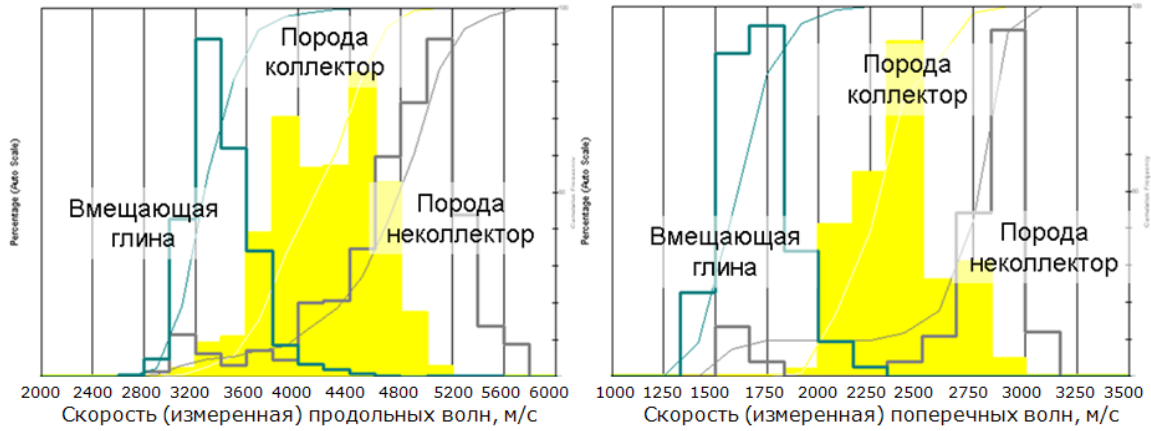


Рис. 4.15. Распределение скоростей продольных и поперечных волн в скважинах Урненской площади

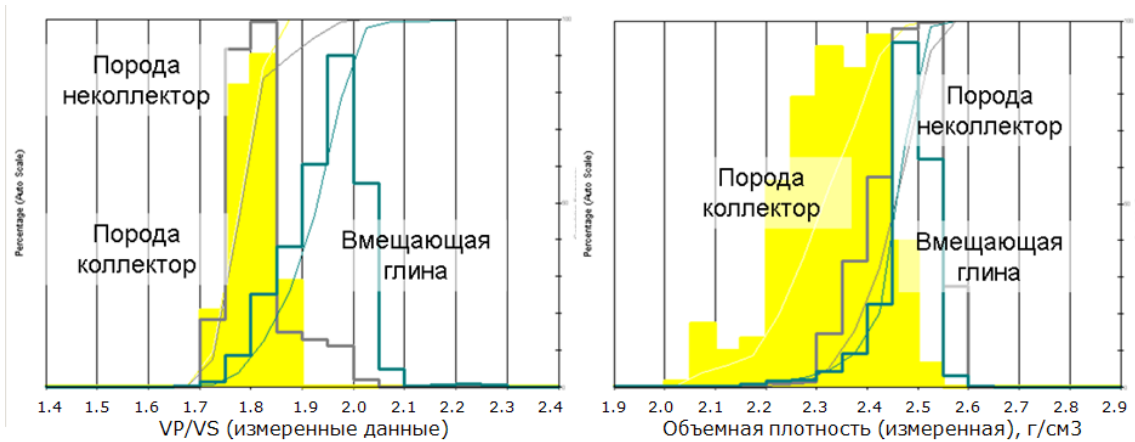


Рис. 4.16. Распределение отношения VP/VS и объемной плотности в скважинах Урненской площади

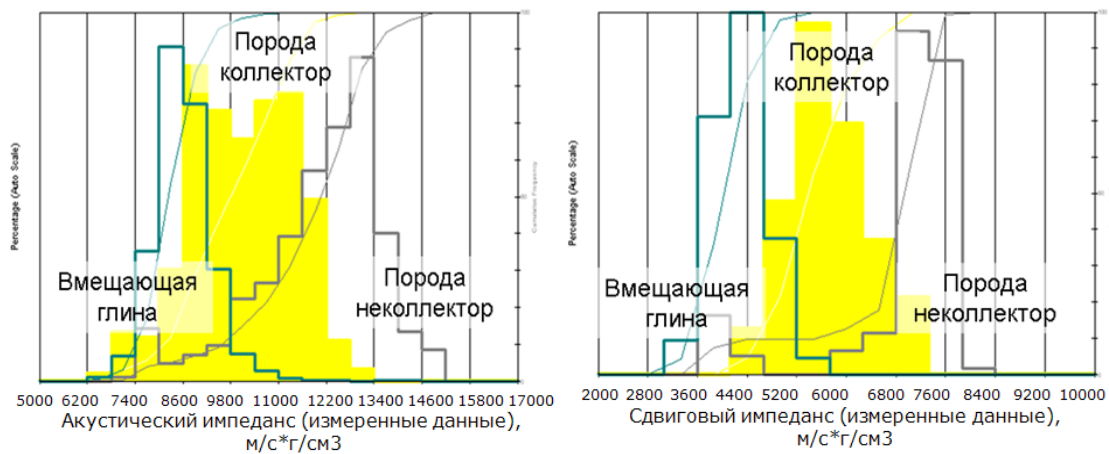


Рис. 4.17. Распределение значений акустического и сдвигового импеданса в скважинах Урненской площади

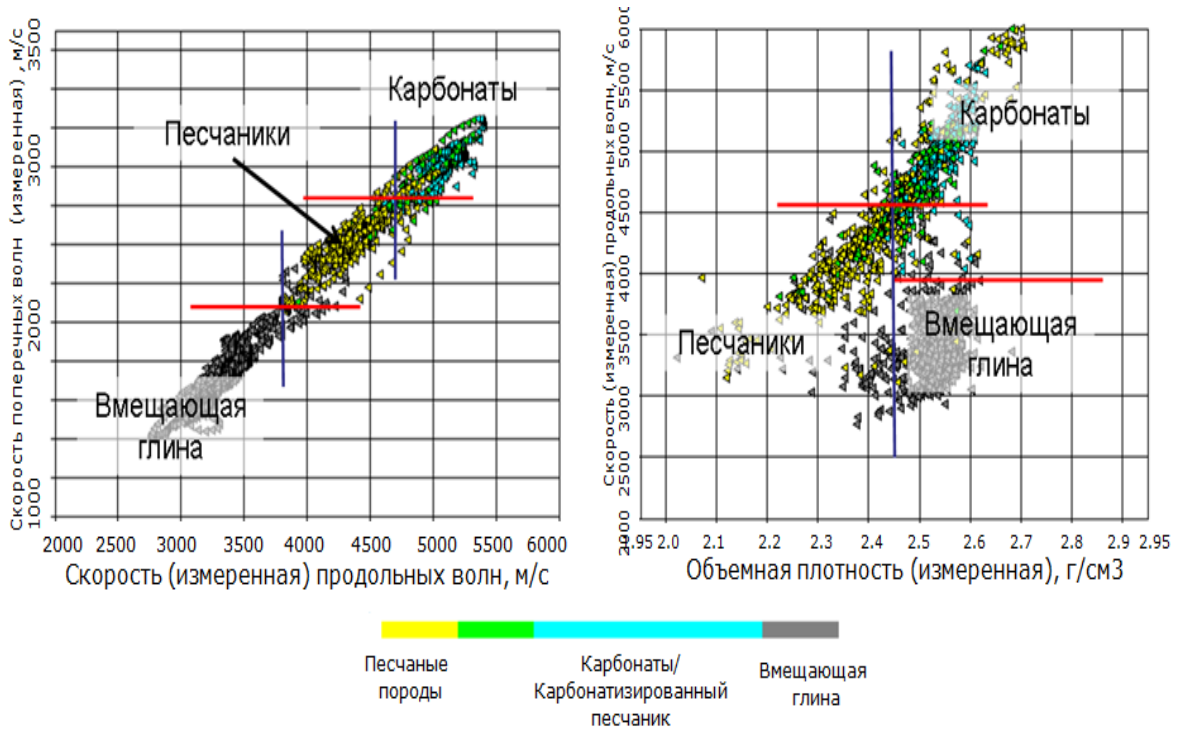


Рис. 4.18.Графики зависимостей скоростей продольной и поперечной волны, а также скорости продольной волны от объемной плотности в скважинах Уртенской площади

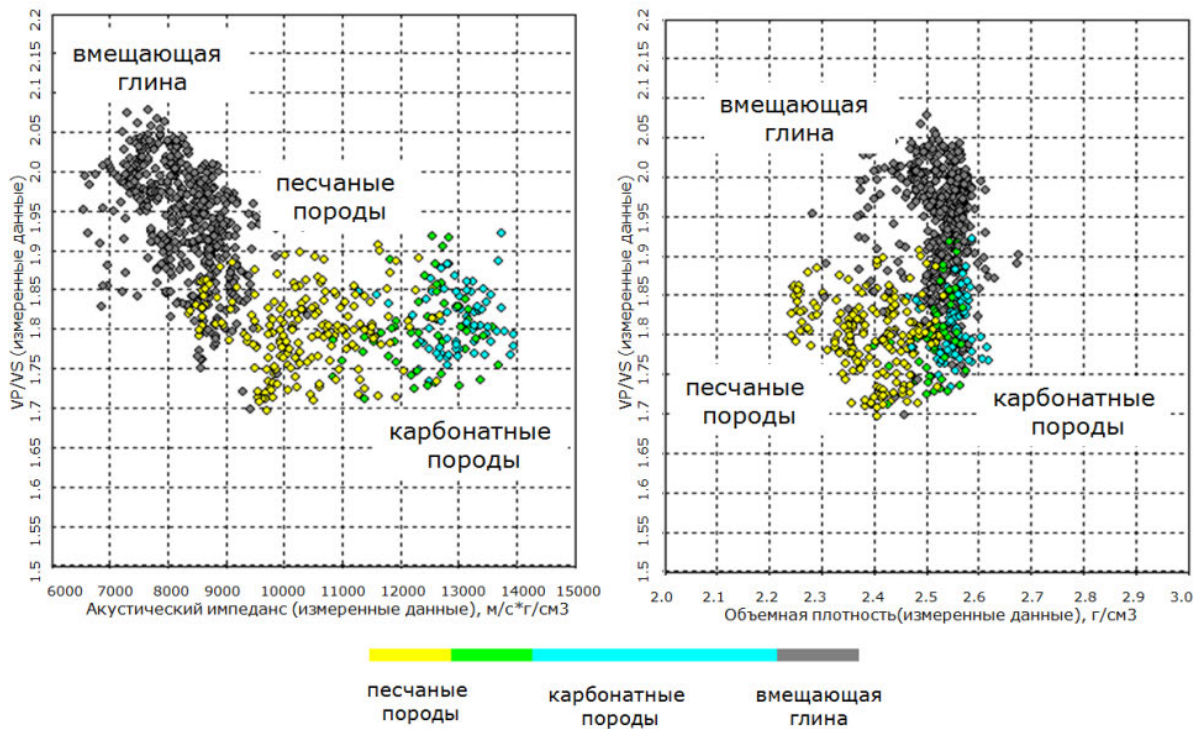


Рис. 4.19.Графики зависимостей отношения V_p/V_s от акустического импеданса и плотности в скважинах «южной» части территории

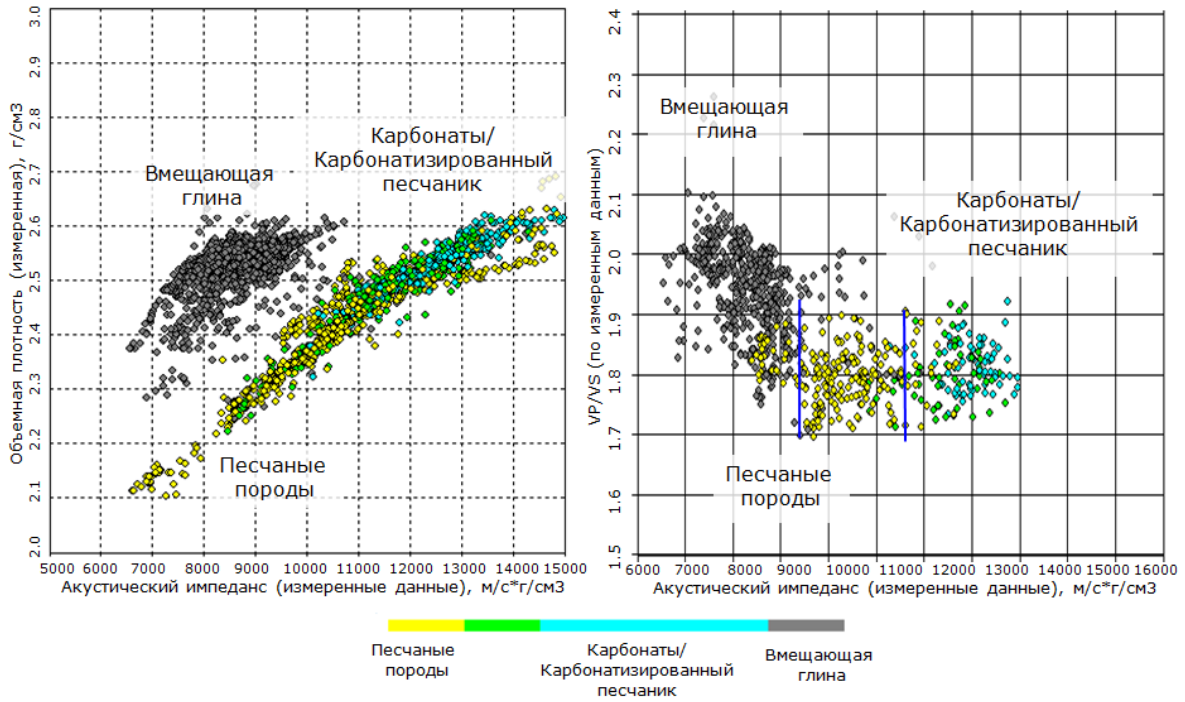


Рис. 4.20. График зависимостей объемной плотности и отношения V_p/V_s от акустического импеданса в скважинах Урненской площади

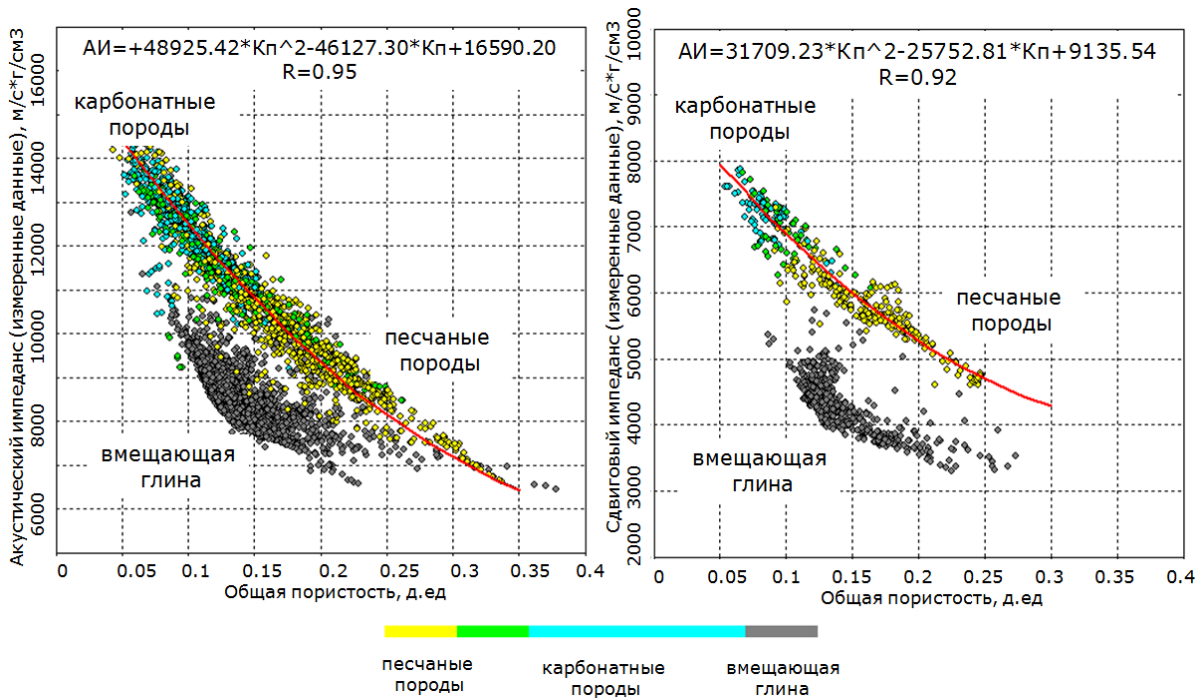


Рис. 4.21. Графики зависимостей акустического и сдвигового импедансов от пористости в скважинах «южной» части территории

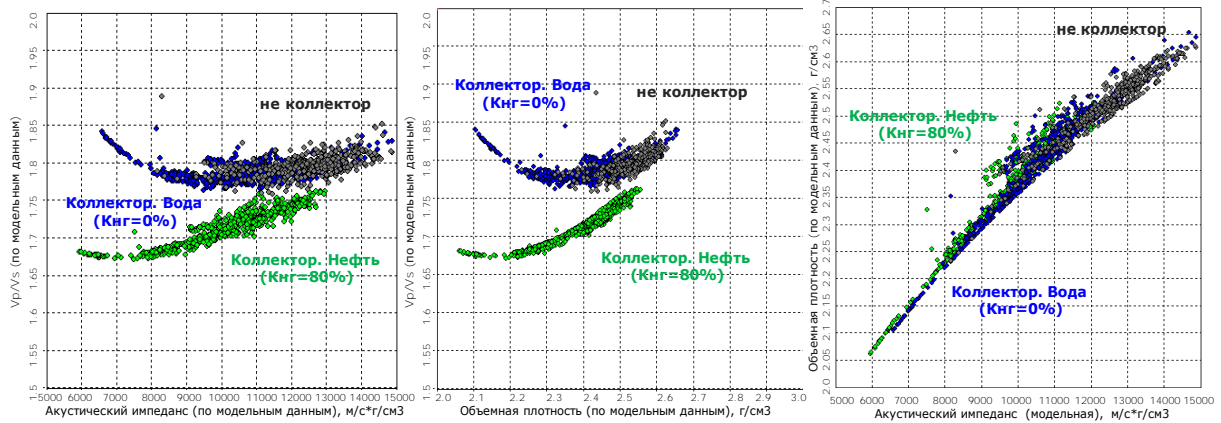


Рис. 4.22. Графики зависимостей отношения V_p/V_{s0t} значений акустического импеданса и объемной плотности, а также объемной плотности от акустического импеданса при различном насыщении в скважинах Урненской площади

4.5.2. Усть-Тегусская площадь. Пласт Ю1

Результаты построений вынесены на Рис. 4.23-Рис. 4.25. На их основании были сделаны следующие выводы:

1. Интервал менее благоприятен для решения задачи разделения по литотипам на основании анализа упругих свойств. По отдельности ни один из исследованных атрибутов не позволяет достоверно выполнить разделение пород по литологическому признаку;
2. Наилучшими индикаторами литологии в пласте является объемная плотность (RHOV) и комплексный график объемная плотность (RHOV) – акустический импеданс (AI);
3. Наблюдается тенденция между изменениями значений общей пористости и изменением акустического и сдвигового импедансов в интервале песчаников;
4. Лучшими индикаторами типа флюида является отношение скоростей продольных и поперечных волн (V_p/V_s)

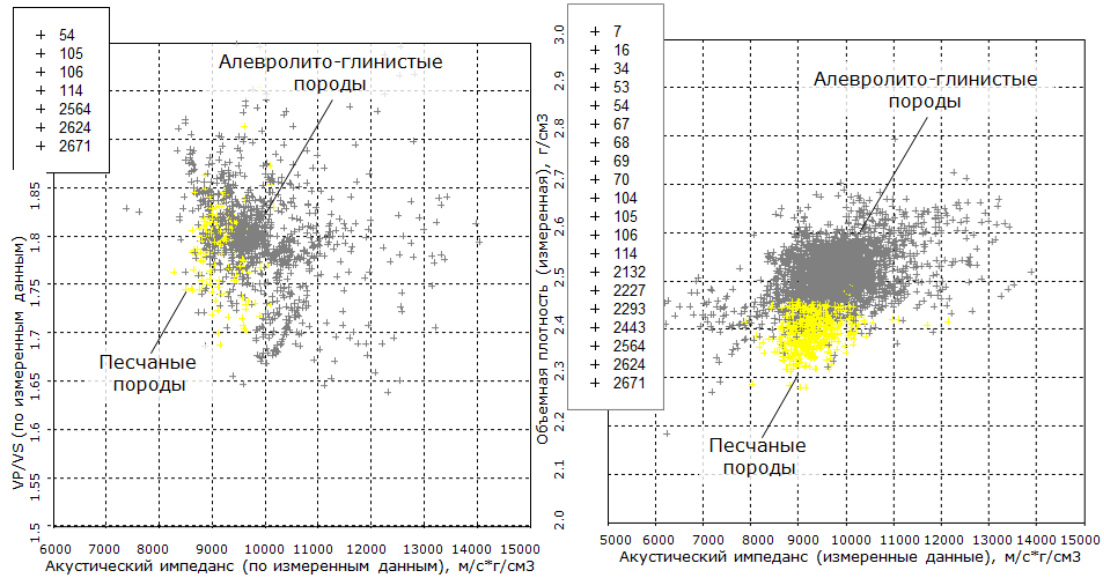


Рис. 4.23. Пласт Ю1. Графики зависимостей отношения скоростей продольных и поперечных волн (V_p/V_s) от акустического импеданса (AI), а также объемной плотности (RHOV) от акустического импеданса (шифр: литология)

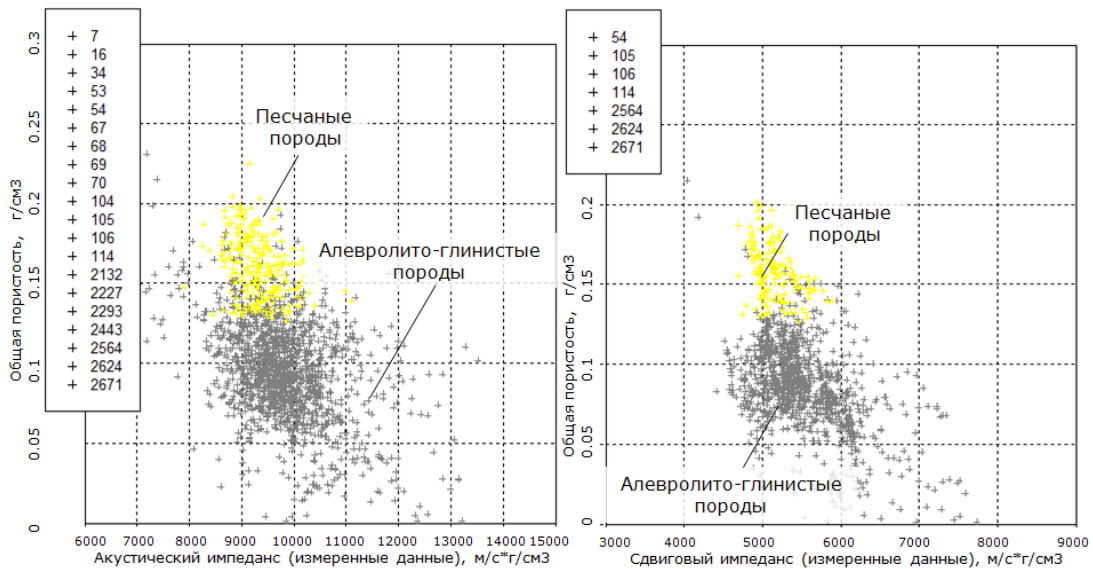


Рис. 4.24. Пласт Ю1. Графики зависимостей пористости от акустического и сдвигового импедансов в скважинах Усть-Тегусской площади (шифр: литология)

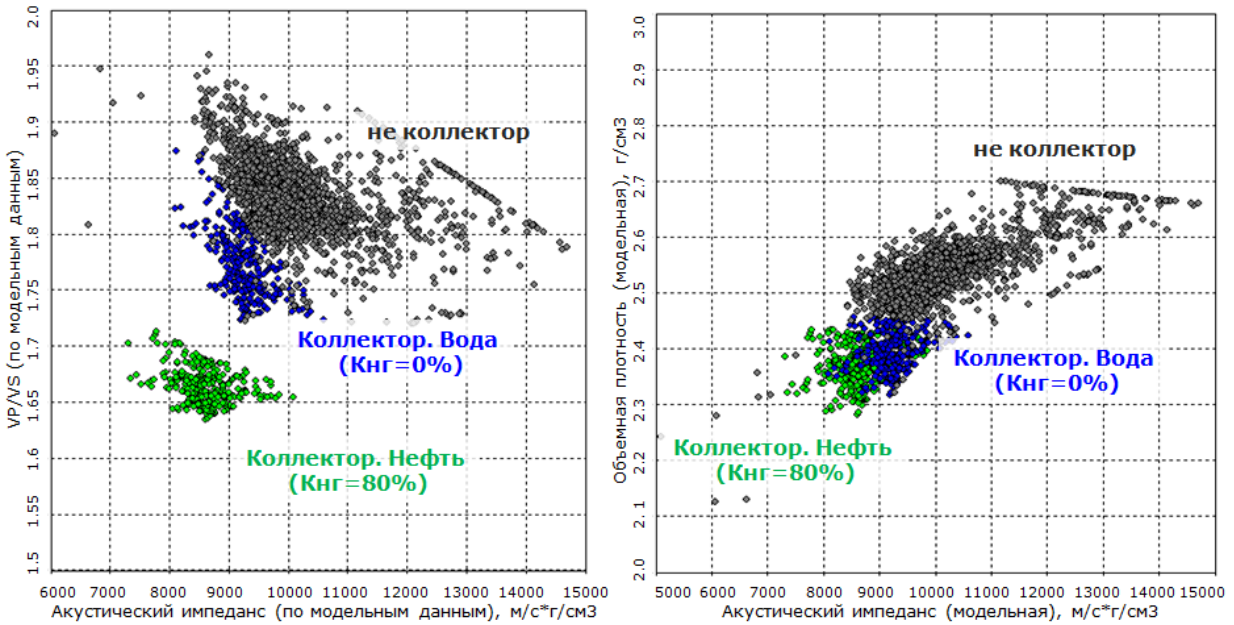


Рис. 4.25. Пласт Ю1. Графики зависимостей отношения скоростей продольных и поперечных волн (V_p/V_s) от акустического импеданса (AI), а также объемной плотности ($RHOV$) от акустического импеданса (шифр: насыщение)

4.5.3. Усть-Тегусская площадь. Пласт Ю2

Результаты построений вынесены на Рис. 4.26-Рис. 4.28. На их основании были сделаны следующие выводы:

1. Интервал мало благоприятен для решения задачи разделения по литотипам на основании анализа упругих свойств. По отдельности ни один из исследованных атрибутов не позволяет достоверно выполнить разделение пород по литологическому признаку;
2. Наилучшими индикаторами литологии в пласте является объемная плотность ($RHOV$) и комплексные графики объемная плотность ($RHOV$) – акустический импеданс (AI), отношение V_p/V_s –акустический импеданс (AI);
3. Наблюдается тенденция между изменениями значений общей пористости и изменением акустического и сдвигового импедансов в интервале песчаников;
4. Лучшими индикаторами типа флюида является отношение скоростей продольных и поперечных волн (V_p/V_s)

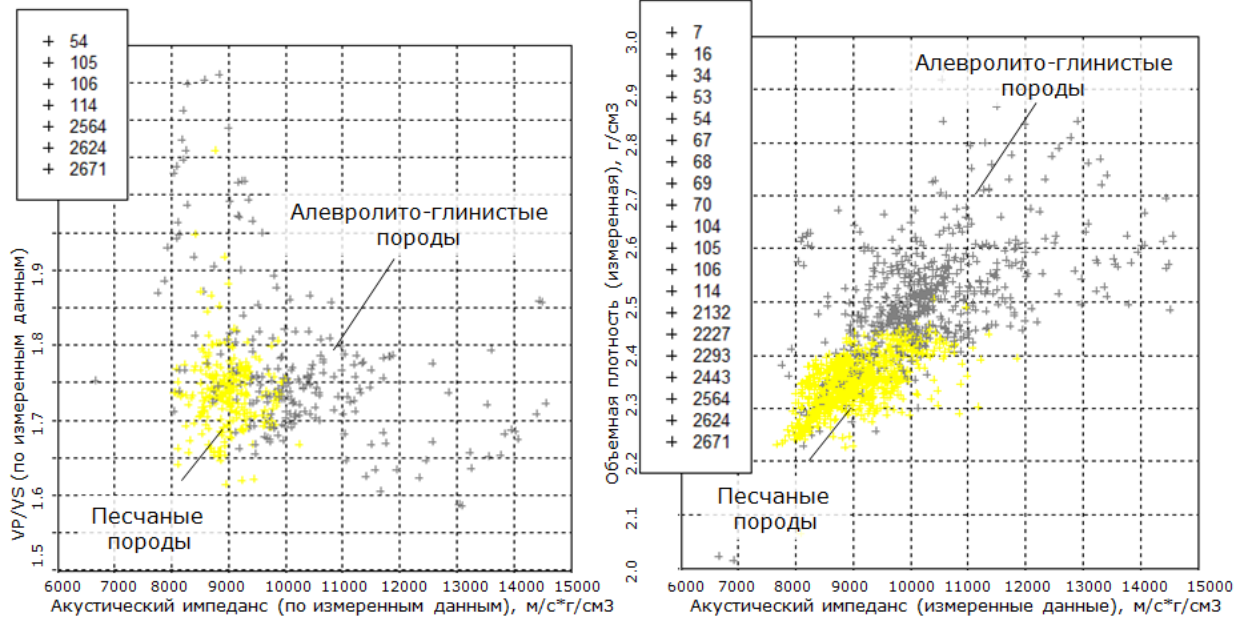


Рис. 4.26. Пласт Ю2. Графики зависимостей отношения скоростей продольных и поперечных волн (V_p/V_s) от акустического импеданса (AI), а также объемной плотности (RHOV) от акустического импеданса (шифр: литология)

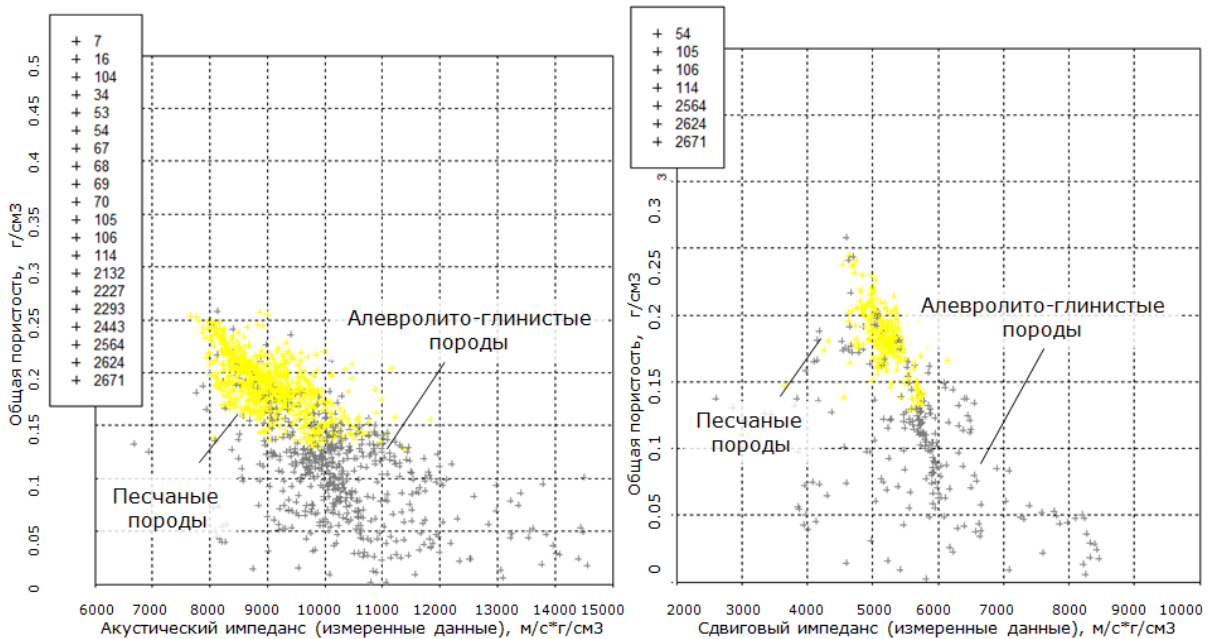


Рис. 4.27. Пласт Ю2. Графики зависимостей пористости от акустического и сдвигового импедансов в скважинах Усть-Тегусской площади (шифр: литология)

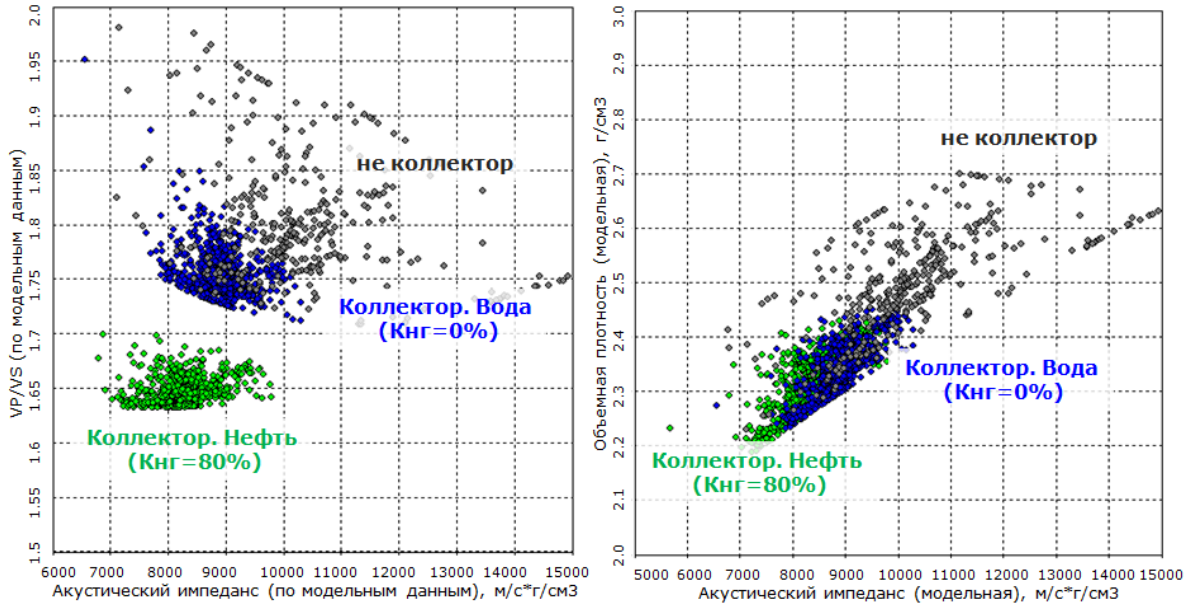


Рис. 4.28. Пласт Ю2. Графики зависимостей отношения скоростей продольных и поперечных волн (V_p/V_s) от акустического импеданса (AI), а также объемной плотности (RHOV) от акустического импеданса (шифр: насыщение)

4.5.4. Усть-Тегусская площадь. Пласт Ю4

Результаты построений вынесены на Рис. 4.29-Рис. 4.31. На их основании были сделаны следующие выводы:

1. Интервал мало благоприятен для решения задачи разделения по литотипам на основании анализа упругих свойств. По отдельности ни один из исследованных атрибутов не позволяет достоверно выполнить разделение пород по литологическому признаку;
2. Наилучшими индикаторами литологии в пласте является объемная плотность (RHOV) и комплексный график отношение V_p/V_s – акустический импеданс (AI);
3. Наблюдается тенденция между изменениями значений общей пористости и изменением акустического и сдвигового импедансов в интервале песчаников;
4. Лучшими индикаторами типа флюида является отношение скоростей продольных и поперечных волн (V_p/V_s)

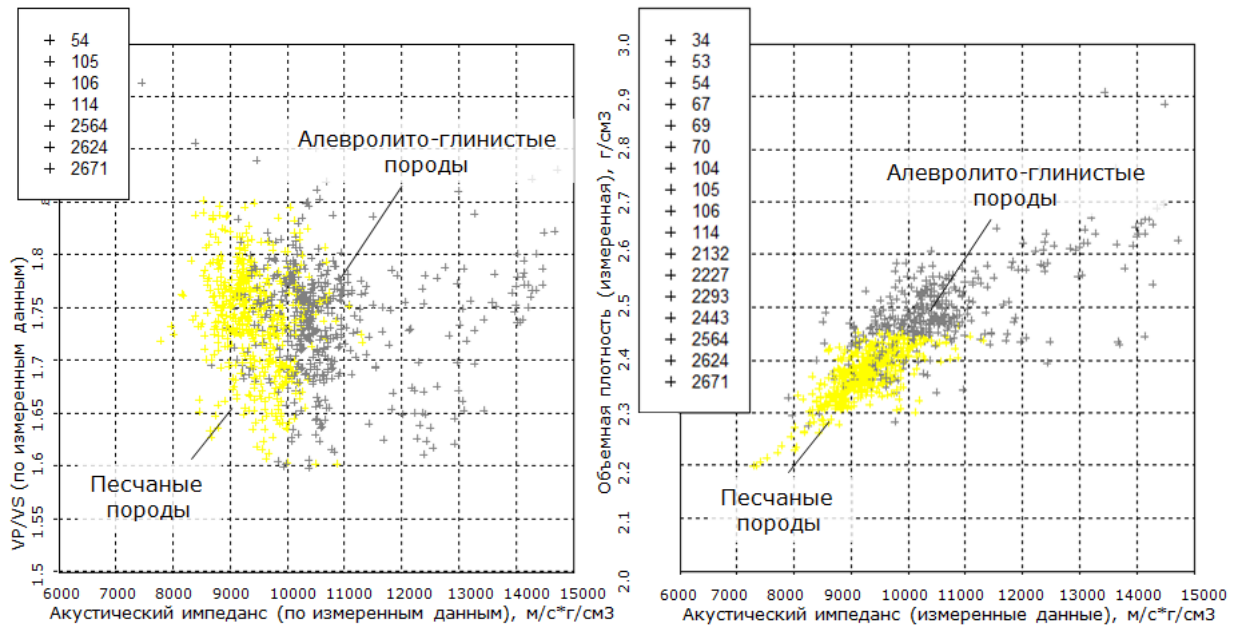


Рис. 4.29.Пласт Ю4. Графики зависимостей отношения скоростей продольных и поперечных волн (V_p/V_s) от акустического импеданса (AI), а также объемной плотности (RHOV) от акустического импеданса (шифр: литология)

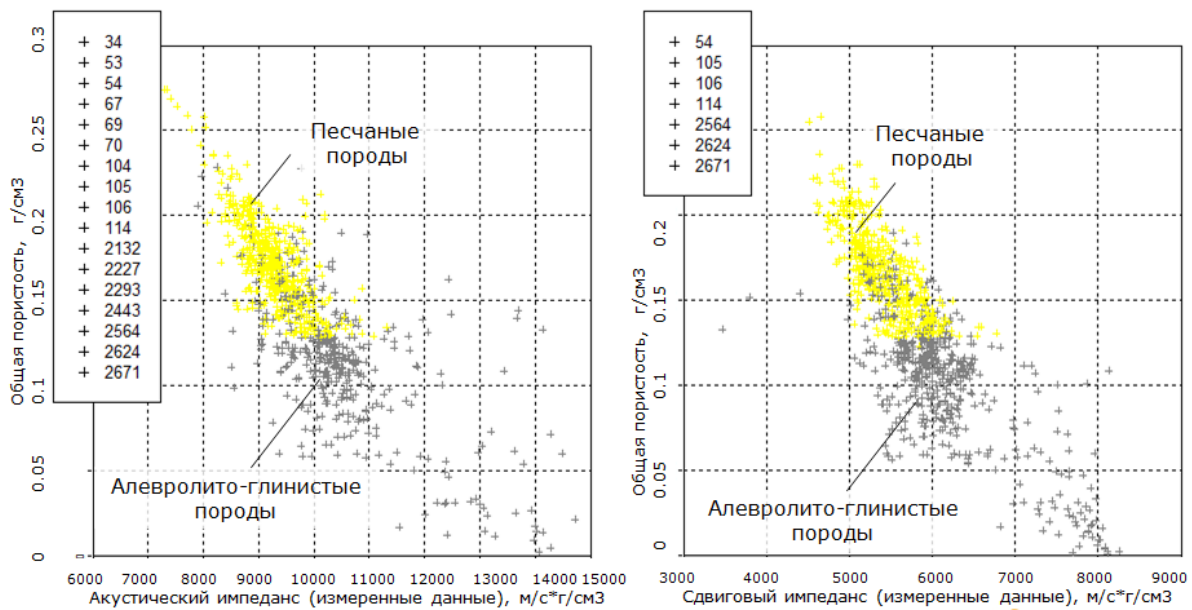


Рис. 4.30.Пласт Ю4. Графики зависимостей пористости от акустического и сдвигового импедансов в скважинах Усть-Тегусской площади (шифр: литология)

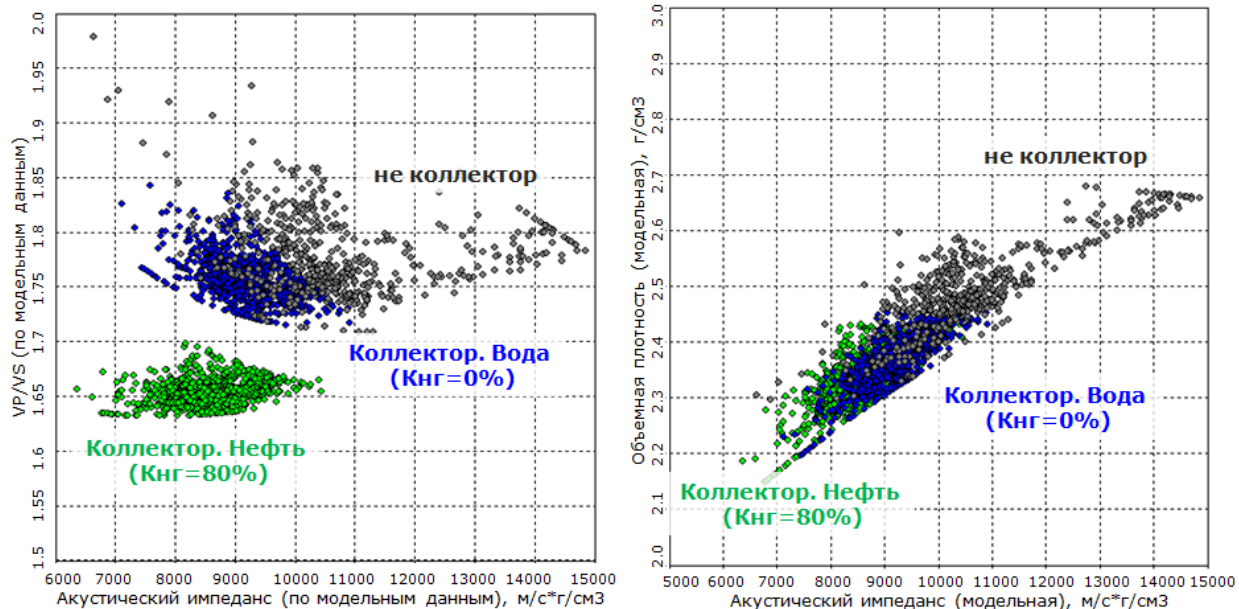


Рис. 4.31. Пласт Ю4. Графики зависимостей отношения скоростей продольных и поперечных волн (V_p/V_s) от акустического импеданса (AI), а также объемной плотности (ρ) от акустического импеданса (шифр: насыщение)

4.6. Сейсмическое моделирование влияния прогнозных параметров

Моделирование изменения МКСП проводится для оценки его влияния на упругие характеристики среды, и возможности увидеть эти изменения на результатах сейсмической инверсии. Для корректной оценки влияния изменения МКСП на упругие параметры горных пород необходимо решить следующие задачи:

1. Для каждого из значений пористостей и глинистости, характеризующих изучаемые отложения получить модельные значения скоростей продольных (V_p) и поперечных (V_s) волн, объемной плотности (ρ) (Рис. 4.32. Б – синие точки);
2. На кроссплоте отношение V_p/V_s – акустический импеданс (AI) полученные модельные значения (синие точки) сопоставить с измеренными данными (серые и желтые точки) Рис. 4.32 Б;
3. Исходя из графика V_p/V_s -AI определить зависимость изменения пористости от изменения объемного содержания твердой компоненты породы (например, глинистости), которая бы наиболее корректно описывала изучаемые отложения (красные точки) Рис. 4.32.Б;

4. На основе зависимости пористость-насыщение, полученной на основании связей «керна-керна» или (и) «ГИС-ГИС» выполнить моделирование изменения насыщения при пошаговом изменении пористости (Рис. 4.32 В).

Моделирование МКСП на месторождениях Урненско-Усановской зоны для продуктивных пластов «северной» и «южной» выполнено отдельно.

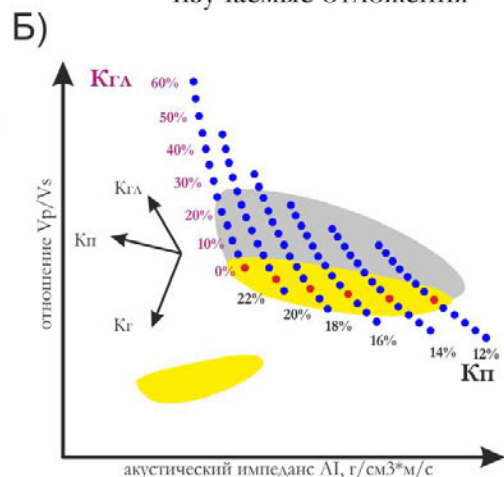
На «южной» части территории моделирование проведено для верхней и нижней пачек пласта Ю1 отдельно. Это связано с разными коллекторскими свойствами преимущественно карбонатной и песчаной верхней и нижней пачек соответственно: диапазон изменения пористости верхней пачки – 8-16%, нижней - 12-20%. На «северной» части территории моделирования выполнено для пластов Ю1, Ю2 и Ю4. Для пласта Ю3 моделирование не проводилось - пласт Ю3 имеет неоднородное строение, мощность коллекторов в пределах изучаемой территории составляет в среднем 5 м, что делает прогноз коллекторских свойств и насыщения пласта Ю3 в сейсмическом масштабе бессмысленным.

Концептуальная модель зависимости V_p/V_s от акустического импеданса (AI) при изменении глинистости, объема цемента, пористости, порового давления и насыщения



(Odegaard&Avseth, First Break, 2004)

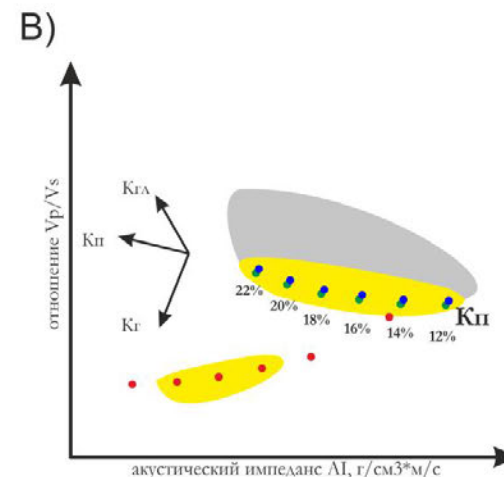
Выбор модели породы (пористость=f(твердая компонента)), наиболее корректно описывающей изучаемые отложения



Модель изменения пористости в зависимости от твердой составляющей горной породы

- - модельные данные (насыщение - вода)
- - модель породы, описывающая коллектора
- - измеренные данные (не коллектора)
- - измеренные данные (коллектора)

Моделирование изменения пористости и насыщения на основе выбранной модели породы



Модель изменения насыщения при различной пористости

- - насыщение вода (модельные данные)
- - насыщение нефть (модельные данные)
- - насыщение газ (модельные данные)
- - измеренные данные (не коллектора)
- - измеренные данные (коллектора)

Рис. 4.32 Схематическое представление моделирования оценки влияния литологии, пористости, насыщения на упругие параметры горных пород на основании модели эффективной среды (скважинный масштаб)

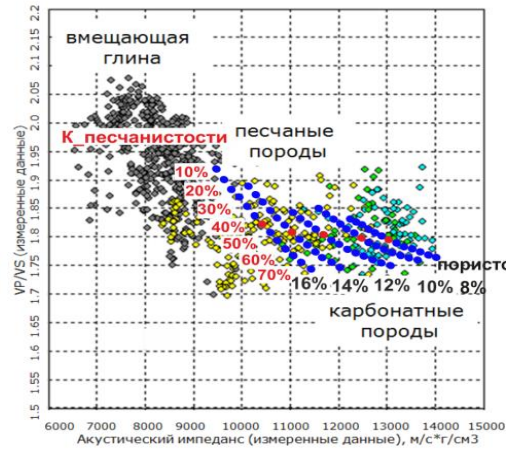
На основе модели Xu-White для отложений тюменской и васюганской свит выполнен расчет значений упругих свойств при пошаговом изменении пористости, глинистости, карбонатной составляющей, а также УВ-насыщения (вода-нефть). Чтобы определить, какая модель породы (соотношение пористости/глинистости/песчаности/содержания карбонатов) наиболее корректно описывает изучаемые отложения, для каждого из значений пористостей, карбонатной составляющей, песчаности и глинистости получены значения скоростей продольных (V_p) и поперечных (V_s) волн, а также объемной плотности (RHO_V). Насыщение породы задавалось как вода, чтобы исключить влияние УВ на упругие характеристики среды. На кросс-плоте отношения V_p/V_s – акустический импеданс (AI) полученные модельные значения (синие точки) были сопоставлены с измеренными данными (Рис. 4.33). Исходя из графика V_p/V_s -AI, была определена модель (красные точки) изменения пористости в зависимости от твердых составляющих породы, наиболее корректно описывающая изучаемые отложения.

Выполнено изменение насыщения при пошаговом изменении пористости на основе зависимости пористость-насыщение. Моделировался эффект замещения воды на нефть (Рис 4.34).

Таким образом, создан набор объемных петрофизических моделей, отражающих влияние МКСП на упругие характеристики горных породы. Полученные модели использованы для сейсмического моделирования. В результате проведенного сейсмического моделирования по продуктивным пластам Урненско-Усановской зоны можно отметить, что изменение литологии, эффективных толщин, пористости и насыщения продуктивных пластов отражается в интенсивности сейсмической записи по модельным данным. Это дает предпосылки для использования имеющихся сейсмических данных для прогноза параметров ФЕС изучаемых пластов на основе инверсионных преобразований.

“южная” часть территории

Пласт Ю1-1

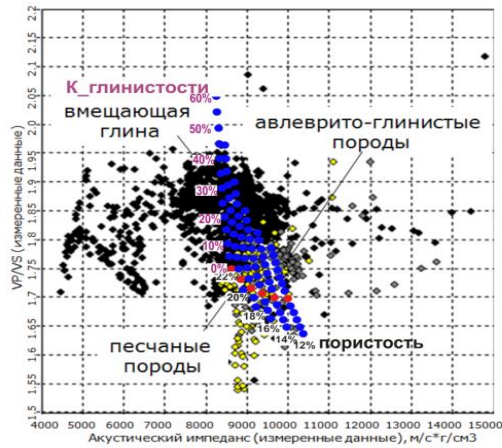


Пласт Ю1-2

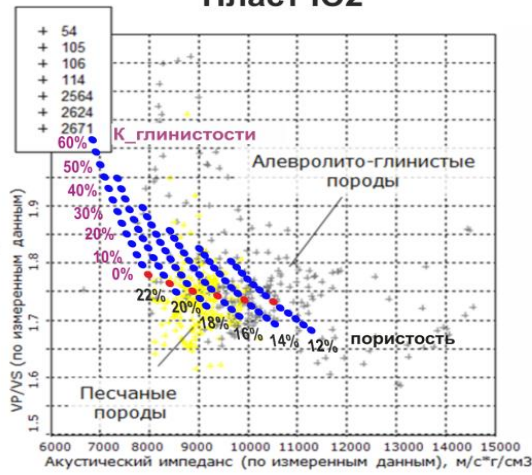


“северная” часть территории

Пласт Ю1



Пласт Ю2



Пласт Ю4

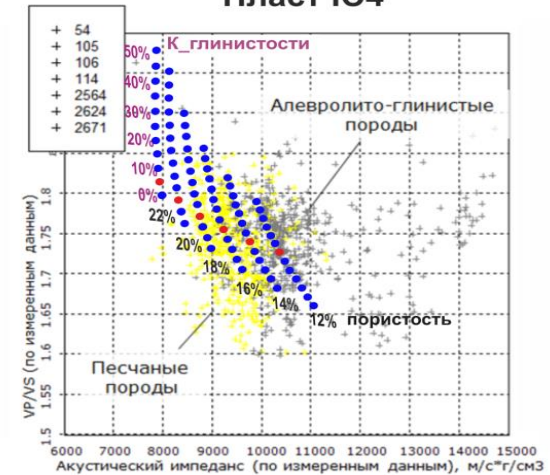
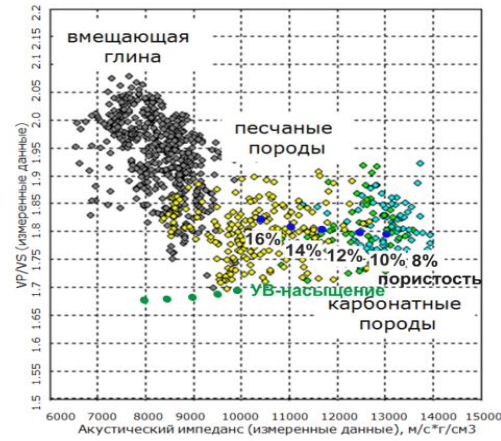


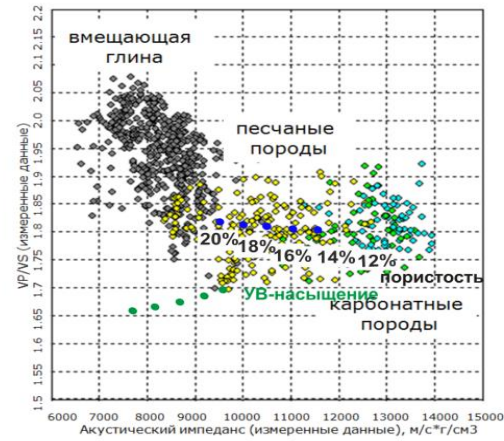
Рис. 4.33. Моделирование изменения пористости в скважинах Уренско-Усановской зоны

“южная” часть территории

Пласт Ю1-1

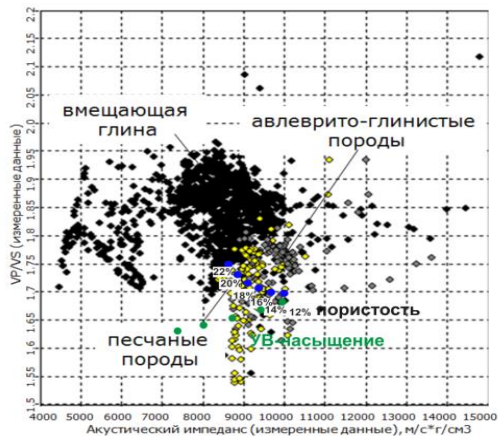


Пласт Ю1-2

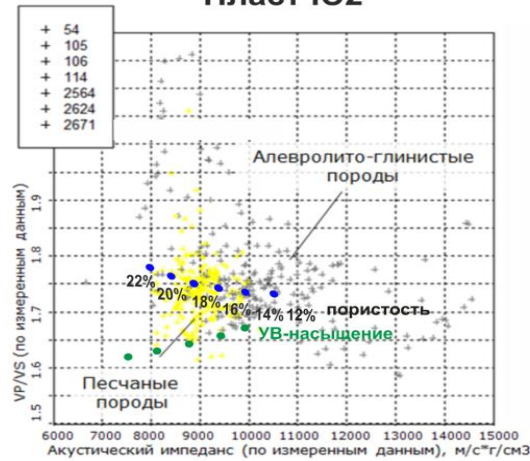


“северная” часть территории

Пласт Ю1



Пласт Ю2



Пласт Ю4

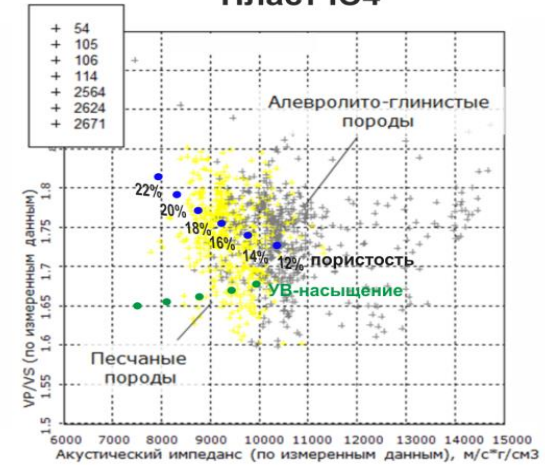


Рис. 4.34. Моделирование изменения УВ-насыщения в скважинах Урненско-Усановской зоны

На основе данных ГИС (кривые V_p , V_s и плотность) строилась толстослоистая модель, по которой рассчитывались синтетические угловые сейсмограммы с диапазоном углов от 0 до 36 градусов. Затем для разных вариантов пористости, насыщения, количества песчаных и карбонатных пропластков в пласте, толщины коллектора рассчитывалась серия сейсмограмм, проводился анализ амплитуд с удалением и выполнялась инверсия синтетических сейсмограмм, а также анализ результатов инверсии. Изменение количества песчаных и карбонатных поропластов в верхней и нижней части пласта Ю1 выполнено на основе результатов расчета объемной модели по данным ГИС (Рис. 4.35).

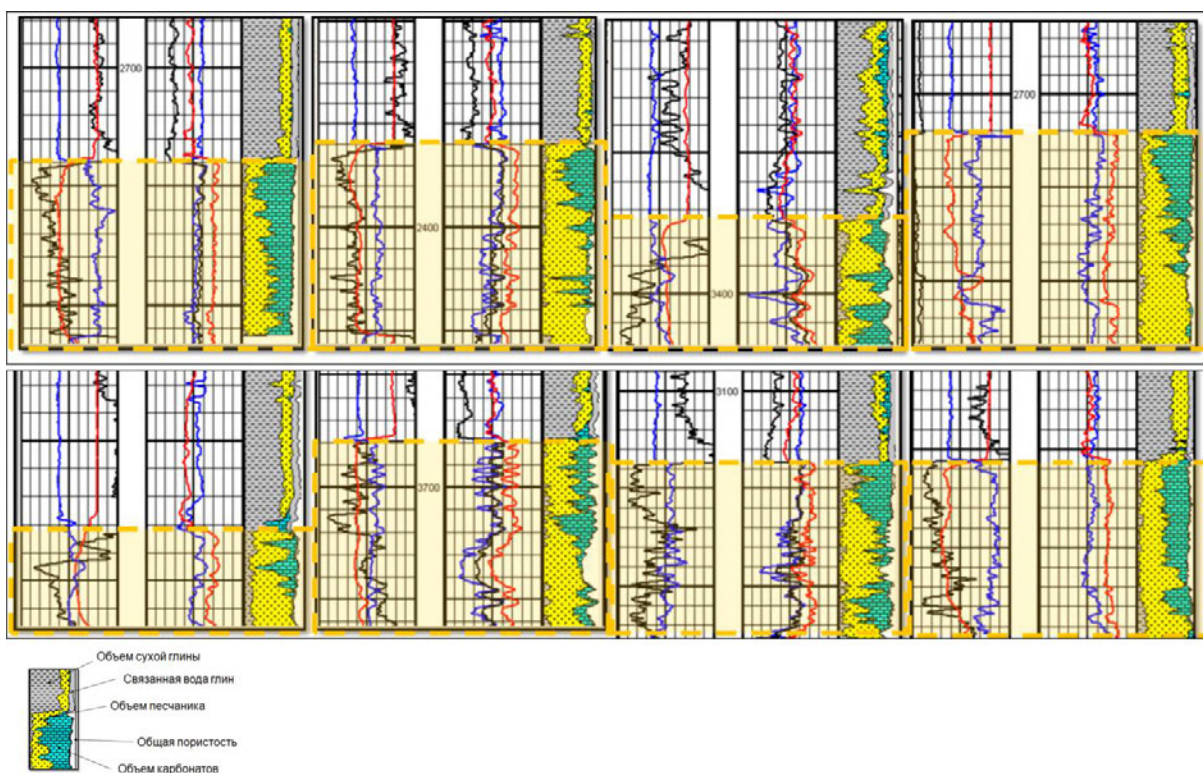


Рис. 4.35. Результаты расчета объемной модели по данным ГИС

На основании проведенного моделирования сделаны следующие выводы: возможен прогноз пористости и литологии. Замещение воды на нефть в коллекторе приводит к незначительным изменениям упругих свойств, соответственно предпосылки для прогноза насыщения слабые. Примеры сейсмического моделирования приведены на Рис. 4.366-Рис. 4.44.

Урненская площадь. Ппласт Ю1. Верхняя, карбонатная часть пласта

Результаты построений вынесены на Рис. 4.36-Рис. 4.38. На их основании были сделаны следующие выводы:

При добавлении песчаных пропластков в карбонатную часть пласта отмечается уменьшение интенсивности отражения от кровли пласта и подошвы пласта. Значения акустического импеданса в пласте уменьшаются при увеличении количества песчаных пластов

При увеличении пористости пласта происходит заметное уменьшение интенсивности отражений от кровли и подошвы пласта, а значения акустического импеданса в пласте уменьшаются

Изменения объема кварцевых и карбонатных минералов коллектора пласта при постоянной пористости незначительно отражается в волновом поле

При замещении в коллекторе воды на нефть происходят незначительные изменения упругих свойств. Лучше всего на изменение насыщения реагирует отношение скоростей V_p к V_s

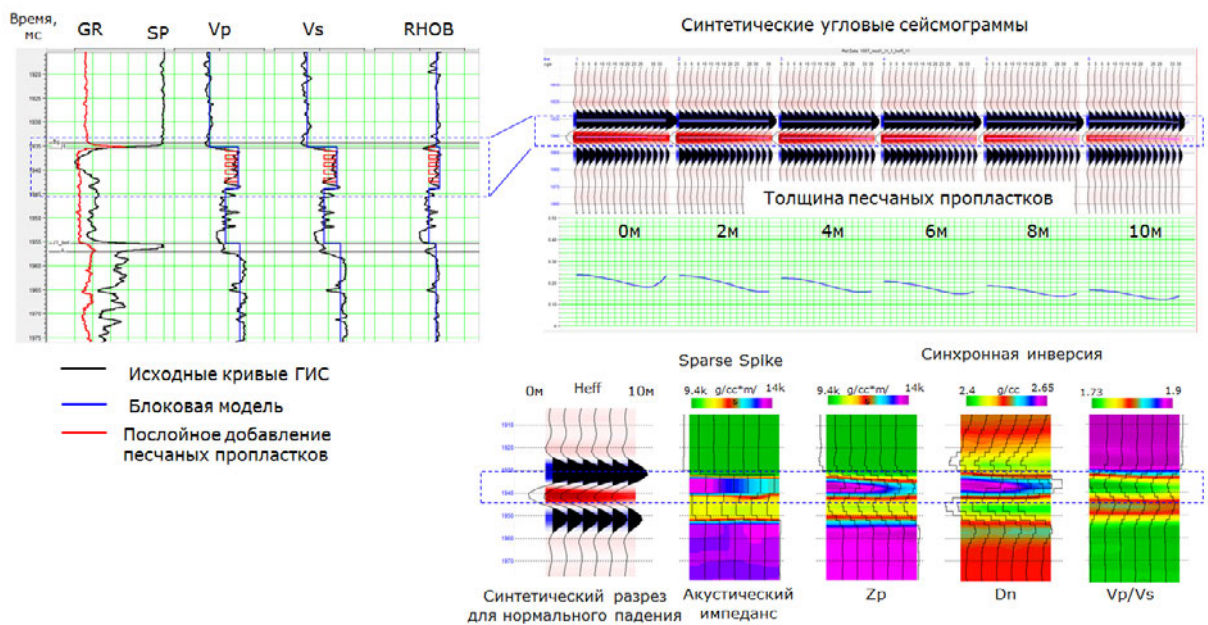


Рис. 4.36. Моделирование увеличения количества песчаных пластов в карбонатной части пласта Ю1 Уренского месторождения

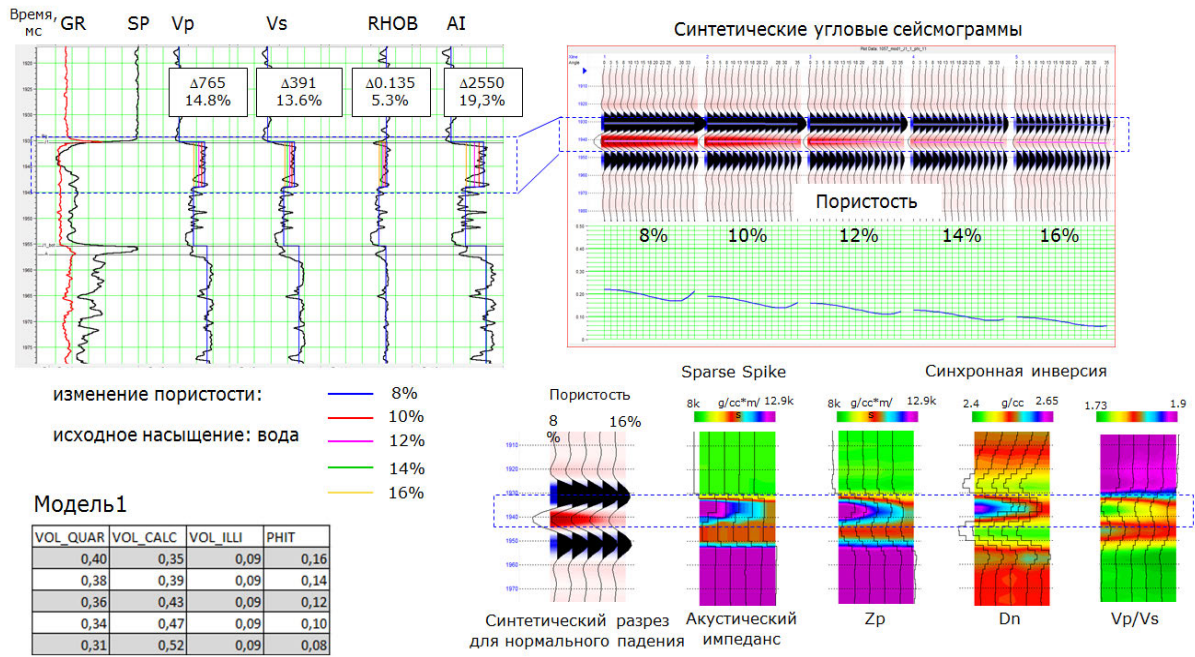


Рис. 4.37. Моделирование изменения пористости в карбонатной части пласта Ю1 Уренского месторождения

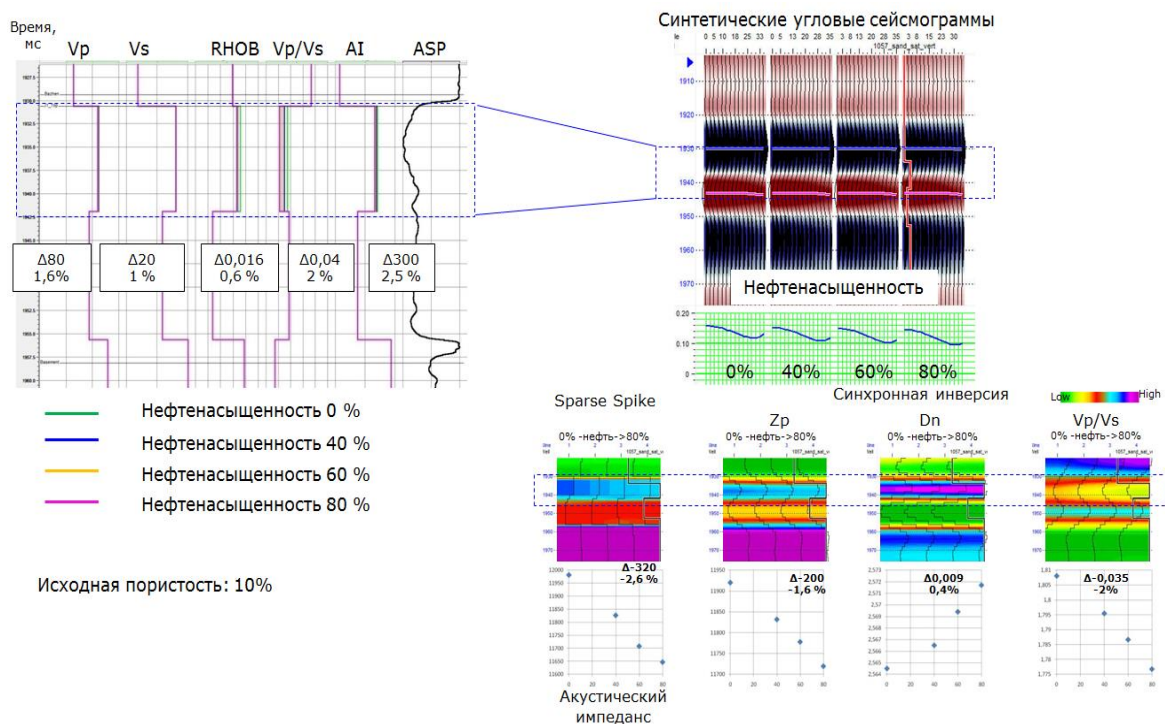


Рис. 4.38. Моделирование изменения насыщений в карбонатной части пласта Ю1 Уренского месторождения

Урненская площадь. Ппласт Ю1. Нижняя, песчаная часть пласта

Результаты построений вынесены на Рис. 4.39-Рис. 4.41. На их основании были сделаны следующие выводы:

Добавление карбонатных пропластков в песчаную часть пласта при моделировании увеличивает акустическую жесткость пласта, что так же отражается в волновом поле – отрицательное отражение от кровли пласта становится менее выразительным при увеличении количества карбонатных пластов

Схожим образом в волновое поле и акустическом импедансе отображается пласт при ухудшении качества коллектора

Моделирование замещения воды нефтью не приводит к существенным изменениям волнового поля. На разрезах акустического импеданса, на разрезах отношения V_p/V_s и плотности этот эффект выражается в уменьшении среднего значения параметра в интервале пласта

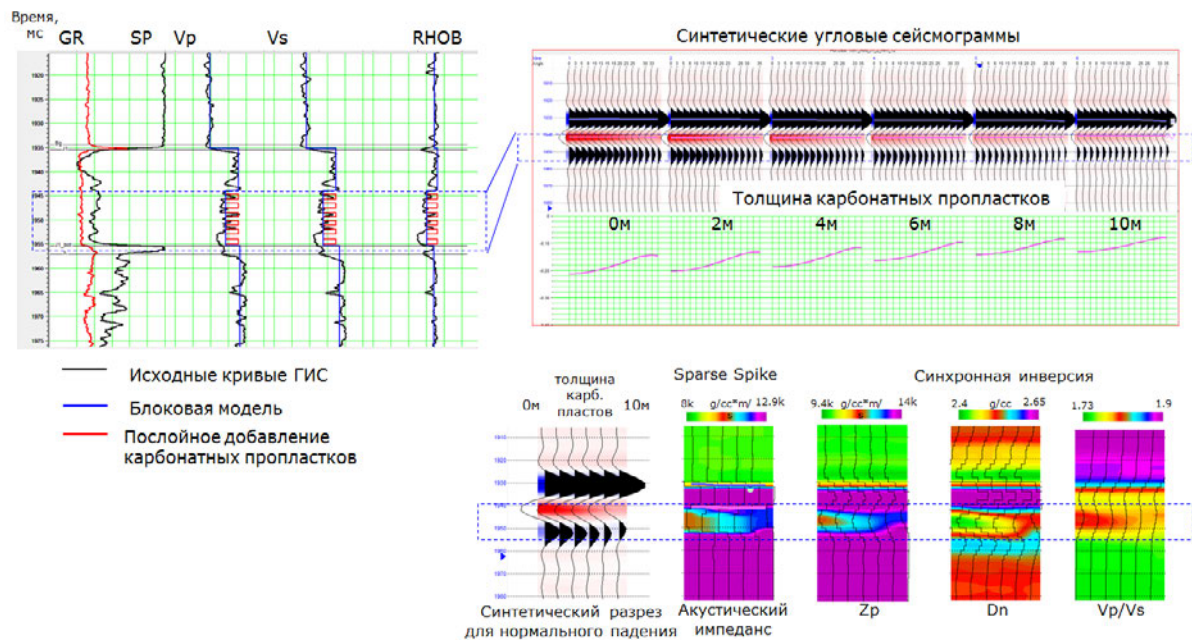


Рис. 4.39. Моделирование изменения карбонатных пропластков в песчаной части пласта Ю1 Урненского месторождения

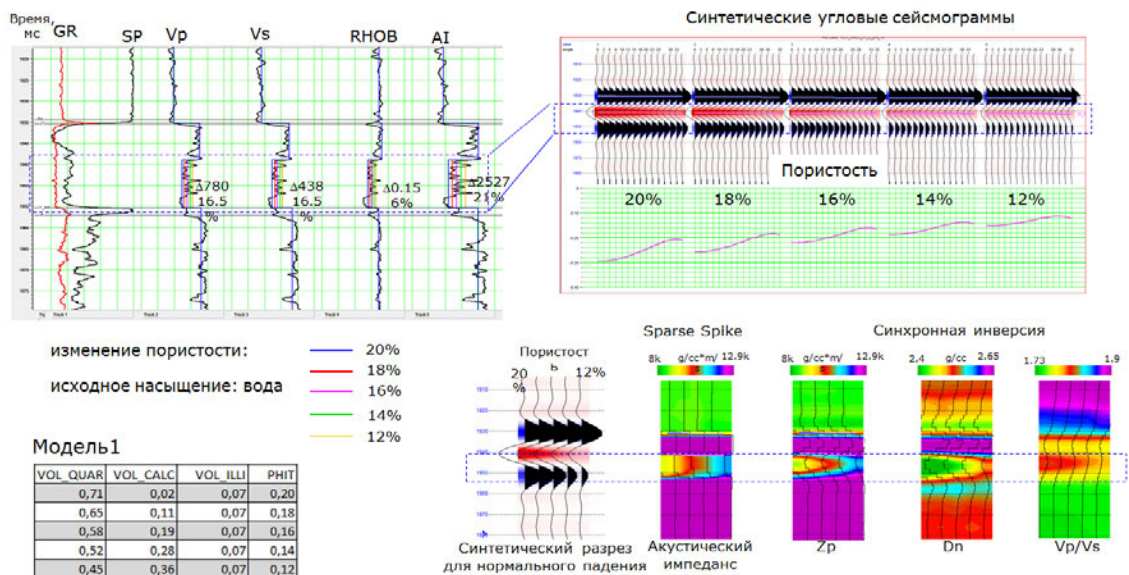


Рис. 4.40. Моделирование изменения пористости в песчаной части пласта Ю1 Уренского месторождения

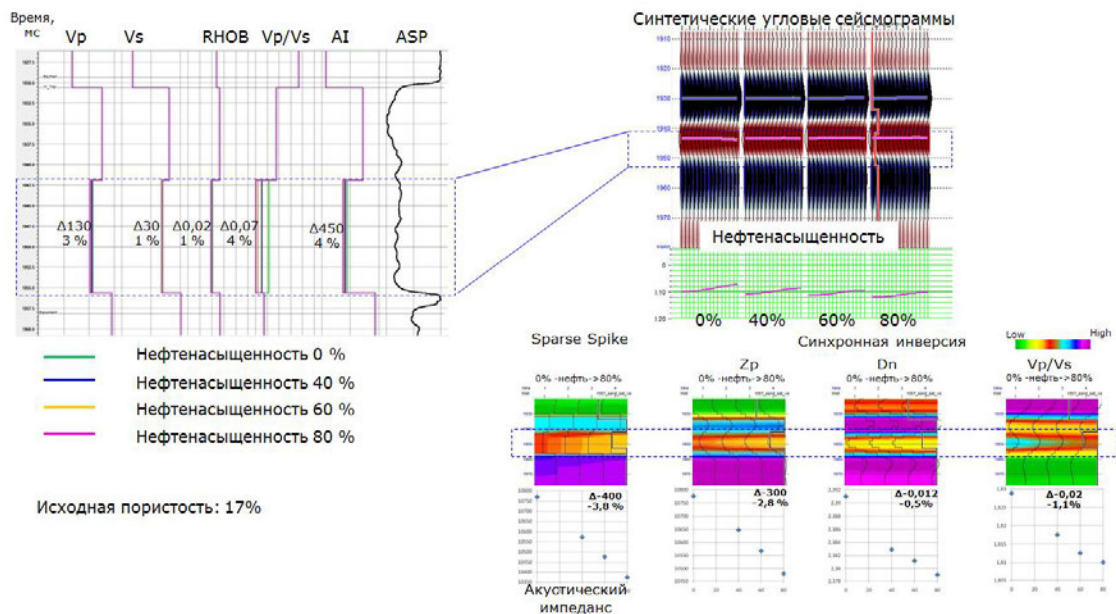


Рис. 4.41. Моделирование изменения насыщения в песчаной части пласта Ю1 Уренского месторождения

Усть-Тегусская площадь Пласты Ю2-Ю4.

Результаты построений вынесены на Рис. 4.42-Рис. 4.44. На их основании были сделаны следующие выводы:

При послойном добавлении глинистых пропластков в нижнюю часть происходят заметные изменения волной картины. Отрицательное отражение от кровли пласта становится менее интенсивным. Положительное отражение для подошвы пласта также становится слабее и меняет свою форму, что скорее всего связано с эффектом

интерференции. Эти изменения отражаются и в акустическом импедансе в виде увеличения значений импеданса при увеличении мощности глинистых пропластков.

Моделирование ухудшения качества коллектора приводит к ослаблению сейсмической записи как для кровли, так и для подошвы пласта, пласт теряет акустическую выразительность. Уменьшение пористости в пласте отображается увеличением значений акустического импеданса.

Замещение воды на нефть достаточно контрастно отображается в сейсмической записи за счет усиления отрицательного отражения на кровле пласта и положительного – на подошве. Также эффект насыщения отображается в акустическом импедансе и на разрезе V_p/V_s за счет пониженных значений в случае насыщения нефтью.

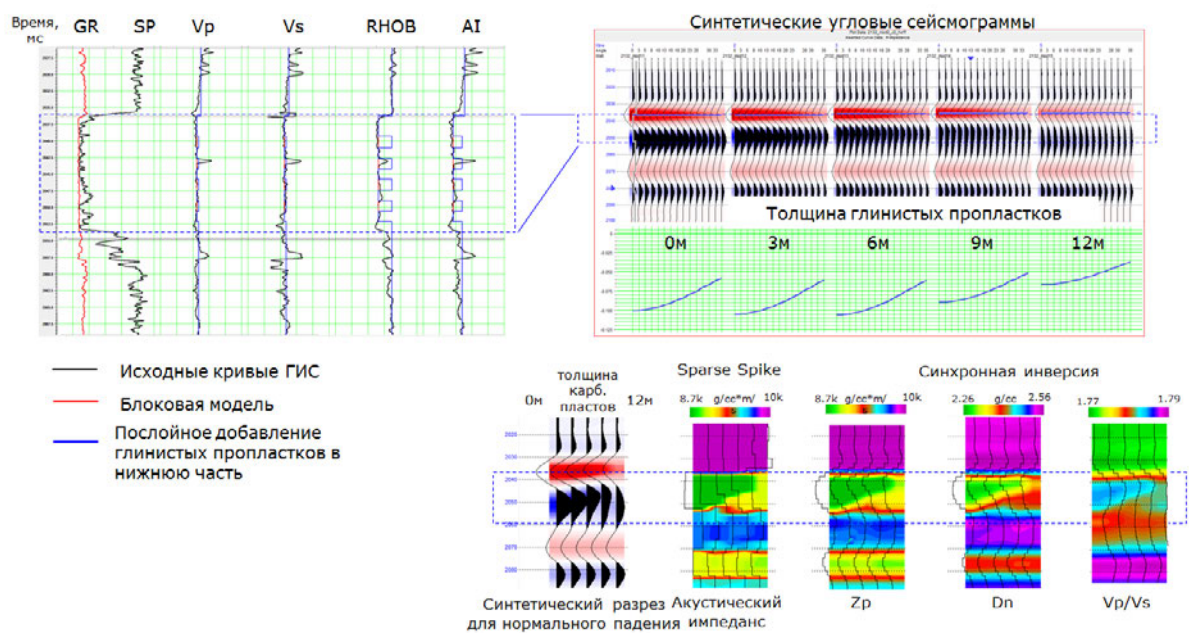


Рис. 4.42 Моделирование добавления глинистых прослоев в пласте Ю2 Усть-Тегусского месторождения

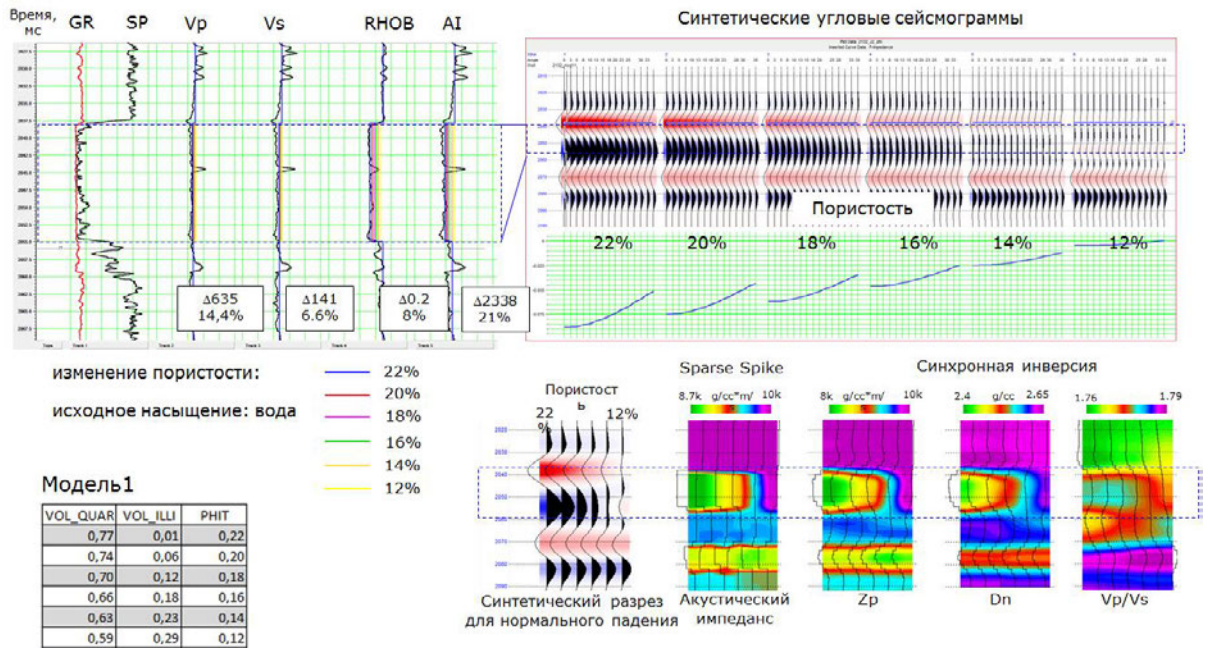


Рис. 4.43 Моделирование изменения пористости в пласте Ю2 Усть-Тегусского месторождения

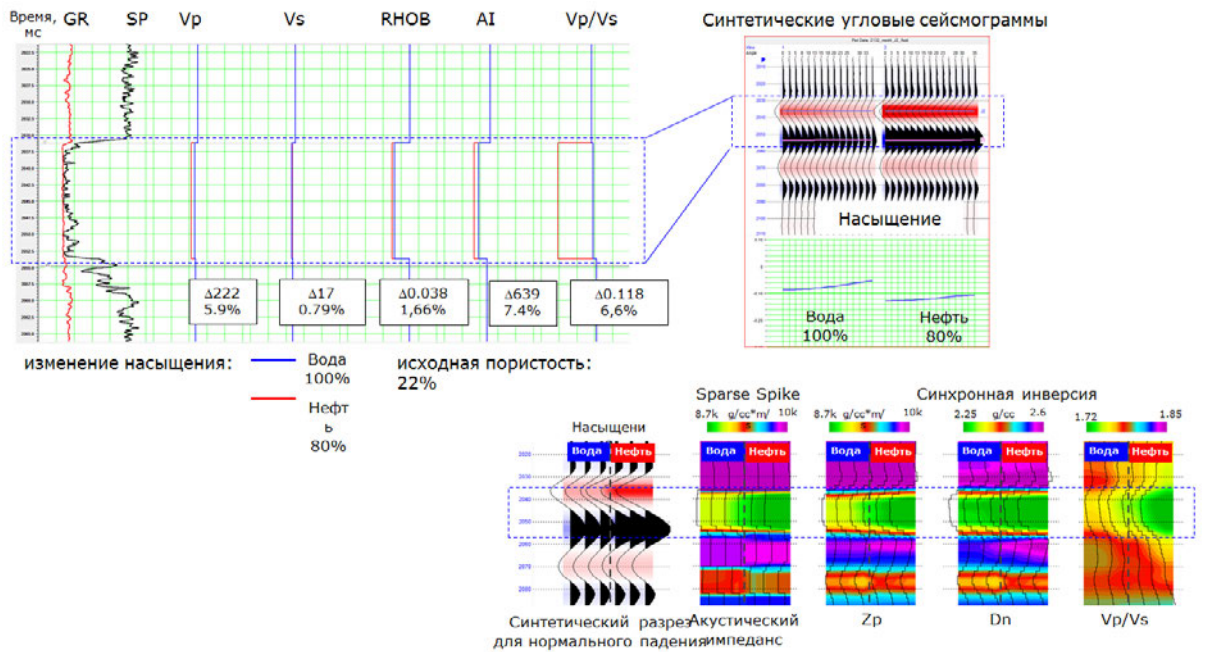


Рис. 4.44 Моделирование изменения насыщения в пласте Ю2 Усть-Тегусского месторождения

4.7. Построение кубов литологии и пористости.

Опираясь на выявленные благодаря модели эффективной среды закономерности распределения упругих свойств в изучаемом интервале, был построен куб литологии. По пороговому значению акустического импеданса был выделен наиболее контрастный литотип «карбонатные породы». Для выделения оставшихся литотипов была выбрана пара свойств Vp-плотность, позволяющая наиболее уверенно разделить глинистые

породы от песчаных. Точки, которые попали в зону перекрытия, были выделены в отдельный литотип «песчано-алевритовые породы». Для расчета куба пористости основой послужил куб литологии. По зависимостям, найденным посредством модели эффективной среды был получен куб пористости. Для оценки качества прогноза кривые пористости, полученные по данным ГИС, сопоставлялись с прогнозными кривыми пористости в точках скважин. Результат прогноза оказался очень близок к замеренным значениям.

Основой для расчета куба пористости послужил куб литологии. Значения акустического были пересчитаны в пористость. Для оценки качества прогноза кривые пористости, полученные по данным ГИС, сопоставлялись с прогнозными кривыми пористости в точках скважин. Результат прогноза оказался очень близок к замеренным значениям .

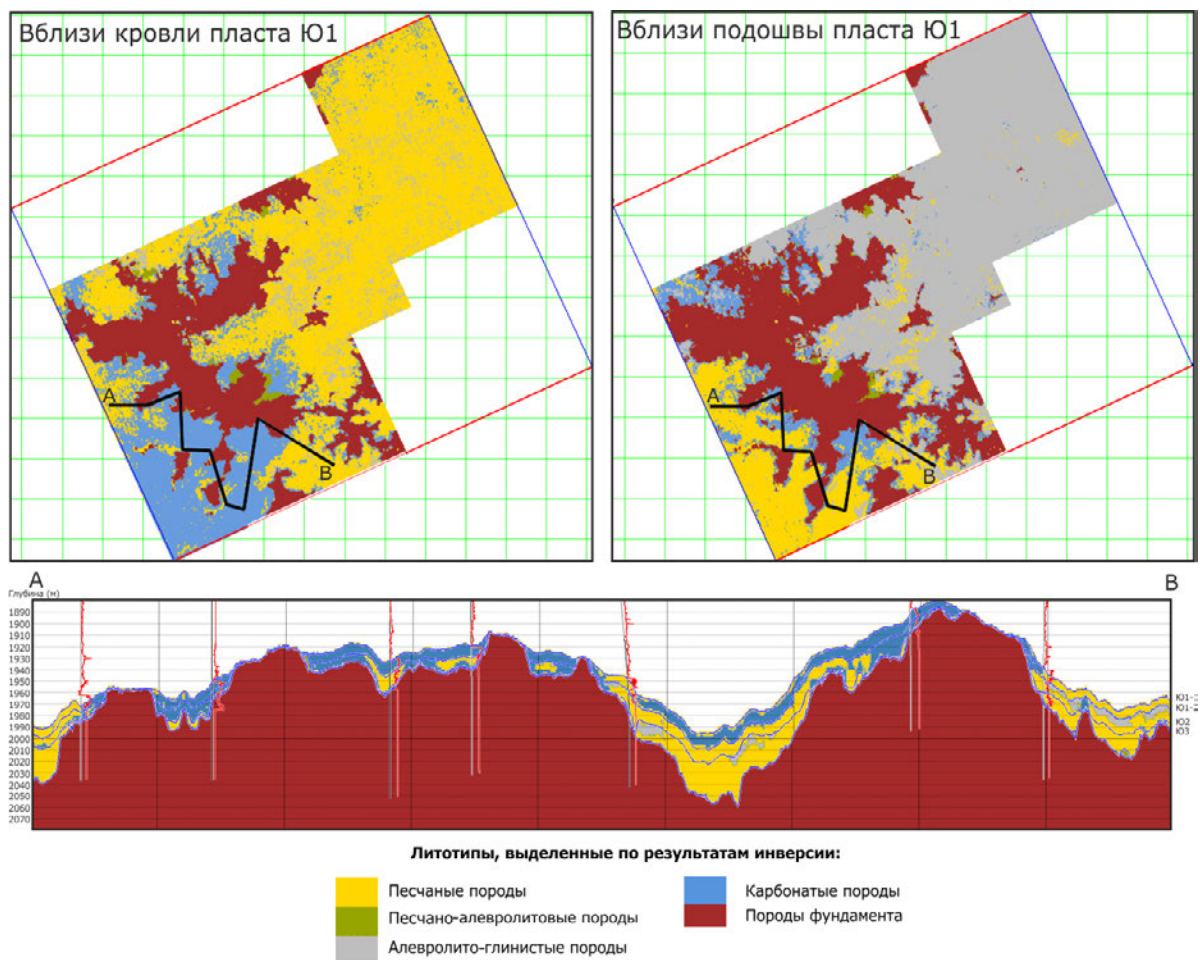


Рис. 4.45. Куб литологии по срезам вблизи кровли и подошвы пласта Ю1 и разрез через скважины Урненской площади (красные кривые в скважинах – кривые акустического каротажа) (Л.А. Успенская, Д.С. Кучерявенко, М.Ю. Романенко и др., 2012)

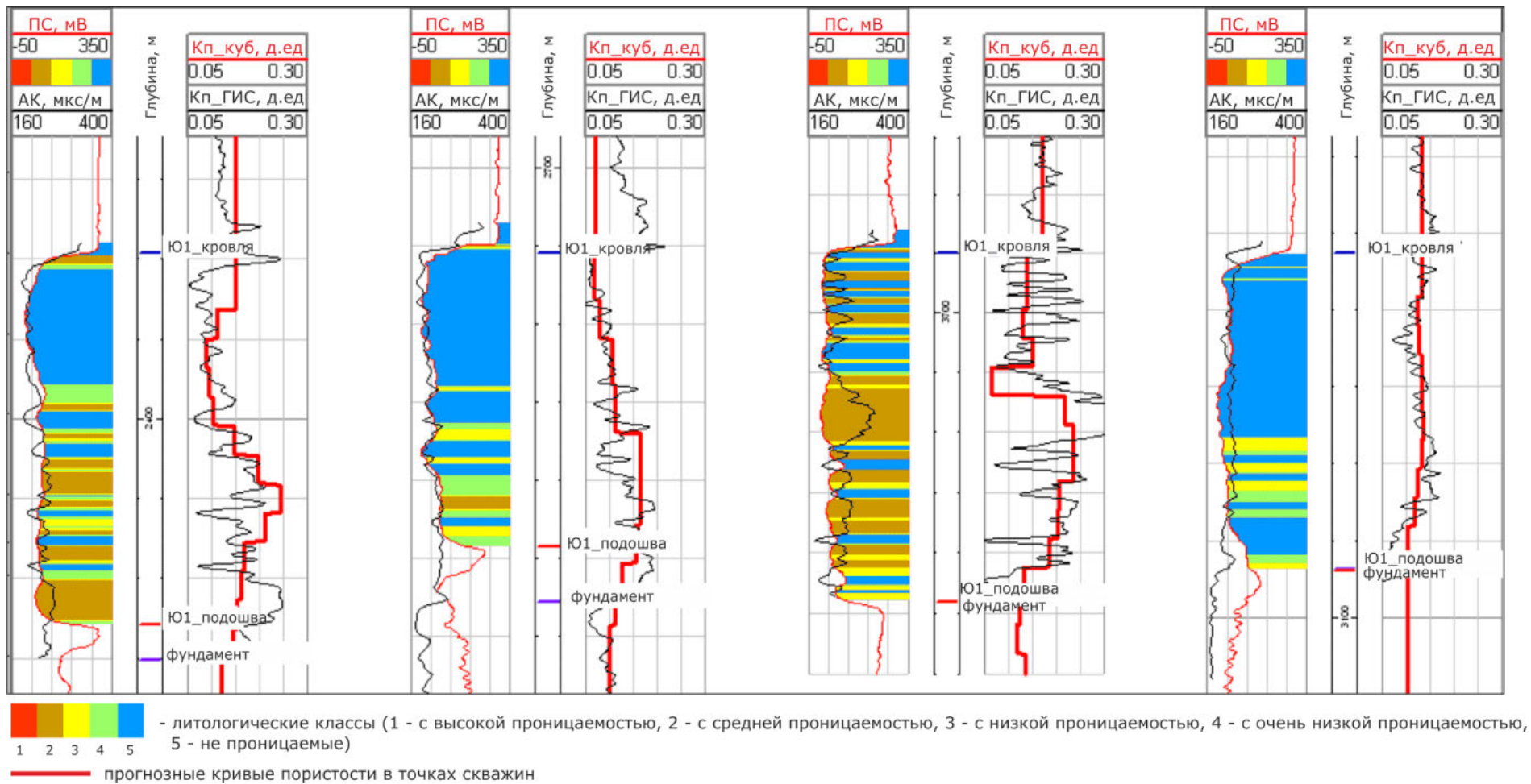


Рис. 4.46. Оценка качества куба прогноза пористости (Л.А. Успенская, Д.С. Кучерявенко, М.Ю. Романенко и др., 2012)

Создание петроупругой модели среды помогает решить задачи не только с оценкой влияния флюидонасыщения и изменения литологического состава, но и уточнить интерпретационные параметры (пористость, насыщение, объемная литологическая модель), влияющие на показания акустического метода. Таким образом, наличие интерпретационной и строгой петрофизической модели позволяет выполнить моделирование упругих свойств и создает надежную основу для трехмерной интерпретации результатов инверсионных преобразований, а также позволяет выполнить не только площадной прогноз литологии и коллекторских свойств, но и рассчитать кубы литологии и пористости.

4.8. Учет литологического состава пород при оценке проницаемости по параметрам Волны Стоунли

Раздел написан на основании статьи (Л.А. Успенская, Г.А. Калмыков, А.А. Беломестных, 2012). Информация о проницаемости горных пород служит одним из ключевых параметров при освоении месторождений нефти и газа. В то же время это один из наиболее трудно определяемых параметров. Стандартные методы определения проницаемости, такие как гидродинамические исследования скважин, испытание пластов, исследование керн и т.п. позволяют получить информацию о проницаемости только в нескольких точках скважины. Поэтому получение непрерывной кривой проницаемости является одной из самых актуальных задач. Наиболее часто непрерывную кривую проницаемости получают путем настройки соответствующих зависимостей на керновые данные. Однако на поисковой стадии, особенно при исследовании малоизученных территорий, такие зависимости, как правило, отсутствуют. Использование же зависимостей с соседних месторождений, как показывает практика, не всегда корректно. Один из современных подходов при определении проницаемости межзерновых коллекторов - ее расчет по данным исследований методом ядрено-магнитного каротажа (ЯМК) с применением общеизвестных моделей – Вилли-Роуз (Willie-Rose), Тимур (Timur) и др. Если записи ЯМК нет, то в качестве альтернативы расчет проницаемости может быть выполнен на основании анализа параметров волны Стоунли.

Оценка проницаемости по параметрам волн Стоунли решается по материалам волнового акустического каротажа (ВАК). В последние годы преобладают работы, в которых предлагается упрощенный алгоритм для определения проницаемости, представляющий собой нахождение разницы между расчетной и измеренной кривой волны Стоунли (Bala, 2010) (Рис. 4.47). Но, как показывает практика, полученные

значения могут служить лишь качественным критерием для выделения проницаемых зон и требуют дополнительной настройки на данные керна.

$$DTST_расч = \sqrt{(\rho_{ж} / \rho) * DTS^2 + DT_{ж}^2} \quad [71]$$

Где $DTST_расч$ - расчетная кривая скорости волны Стоунли, $\rho_{ж}$ - плотность промывочной жидкости (п.ж), ρ - объемная плотность, DTS – интервальное время поперечной волны, DTF – интервальное время поперечной волны п.ж

В процессе бурения при осаднении на стенках скважины глинистых частичек или за счет проникновения фильтрата бурового раствора (промывочной жидкости) в поровое пространство образуется глинистая корка. При проникновении в пласт твердые частички промывочной жидкости (п.ж) осаждаются в поровом пространстве, и, таким образом, создают некий барьер (<0,05 мм), который может снизить проницаемость в 100 – 20 000 раз [Maksimov, Merkulov, 2002].

В 1997 г. разработана модель (Liu, Johnson, 1997), учитывающая влияние глинистой корки при определении проницаемости по параметрам волны Стоунли. Другие исследователи (Kimball, Endo, 1998) использовали эту модель и предложили мультислотный метод инверсии для расчета параметра проницаемости. Помимо прочего, входные параметры данной модели – упругие модули (объемный модуль, K ; сдвиговой модуль, μ) минералов или их ассоциаций. Очевидно, что в случае мономинеральной породы с пренебрежимо малым содержанием глинистого вещества определить искомые модули не составляет труда.

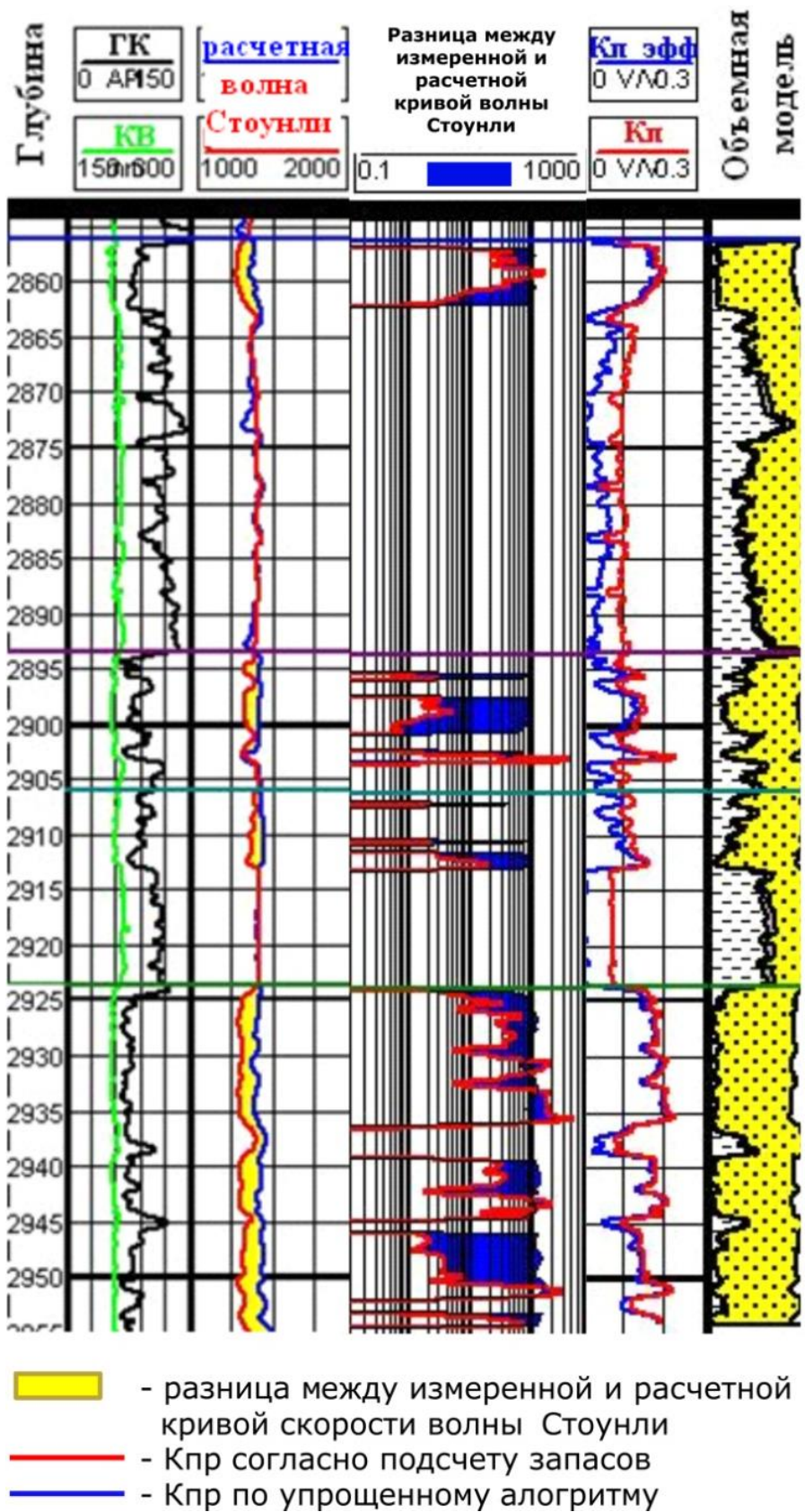


Рис. 4.47. Результаты определения проницаемости по упрощенному алгоритму

Увеличение же объемного содержания глинистого материала приводит к тому, что задача определения упругих модулей матрицы породы существенно осложняется. В

такой ситуации может помочь построение акустической модели среды на основе теории эффективных сред.

Уточнение входных параметров для расчета проницаемости выполнено за счет решения следующих задач: 1) создание объемной петрофизической модели (расчет объемного содержания компонентов матрицы, пористости, насыщения); 2) построение упругой модели среды и ее верификация (моделирование на ее основе упругих свойств с привлечением объемной петрофизической модели); 3) расчет кривой проницаемости на основе параметров созданной эффективной модели среды.

Модель среды, в которой происходит распространение волн, характеризуется конфигурацией внутреннего пространства скважины, состоящего из упругого пластичного слоя глинистой корки с внешним (r_1) и внутренним (r_2) радиусом, расположенного между промывочной жидкостью и горной породой (Рис. 4.48).

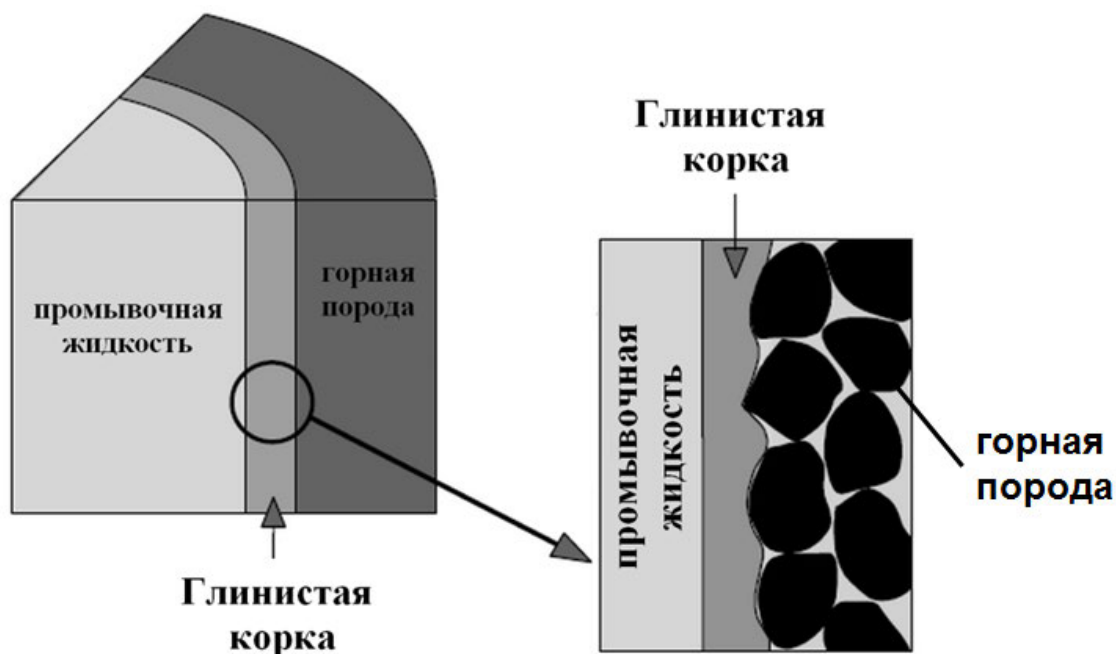


Рис. 4.48. Модель среды корки по (Endo, 2006)

Возникновение волны Стоунли можно объяснить следующим образом: на низких частотах скважину можно рассматривать в качестве узкой трубы, и какой бы излучатель не создавал в ней гармоническое акустическое поле, на некотором расстоянии от излучателя будет распространяться одномерная (параметры зависят только от расстояния от источника z и времени t) волна с плоским фронтом, практически перпендикулярным стенке трубы (Рис. 4.49). Поскольку радиальные смещения в волне Стоунли невелики, рассеяние энергии в породу минимально, волна распространяется на большое расстояние вдоль оси z с малым затуханием. Если пласт проницаем, то расхождение фронта и фильтрация жидкости из областей сгущения в

пласт и из пласта в области разряжения, соответствующие возникновению продольной волны 2-го рода, приводит к заметному снижению амплитуды волны Стоунли. На этом явлении основано выделение проницаемых пластов (Горбачев, 1990).

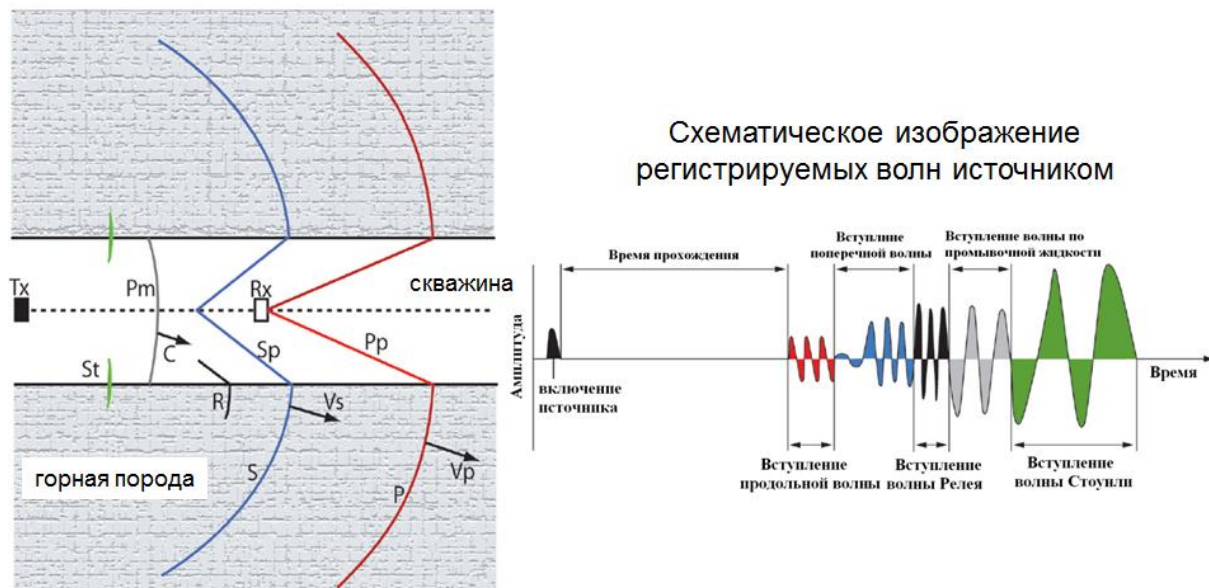


Рис. 4.49. Пример распространения акустических волн в скважине ()

Методика расчета проницаемости включала следующие этапы: 1) интерпретация данных геофизических исследований скважин (ГИС): расчет объемного содержания компонентов матрицы, пористости, насыщения; 2) определение плотности и упругих модулей пластовых флюидов по методике (Batzle, Wang, 1992); 3) моделирование упругих свойств на основе аппроксимирующей модели Шу-Вайт (Mavko et al., 2009); 4) определение проницаемости флюида ($K_{пр}$) на основе работы (Endo, 2006) с учетом упругой модели среды. Этапы 1-3 подробно освещены в Разделе 2-3

Расчет проницаемости горной породы можно выполнить несколькими способами: 1) с помощью зависимости проницаемость-пористость, полученной по данным керновых исследований согласно подсчету запасов (ПЗ) (Паукова, Шакирзянов, 2010); 2) по упрощенному алгоритму нахождения разницы между расчетной и измеренной кривой волны Стоунли (Bala, 2010); 3) по методике (Endo, 2006) с учетом модели эффективной среды.

Очевидно, что первые два способа наиболее простые в исполнении, но первый требует хорошей статистической выборки, которая не всегда есть, а второй не несет дополнительной информации о природе наблюдаемого явления. Учет же литологического состава требует высокого качества входных параметров и значительных затрат времени. Тем не менее, конечный результат является более точным и лучше теоретически обоснованным.

Технология расчета проницаемости подробно изложена в (Endo, 2006). Параметры упругой модели среды непосредственно использовали для расчета параметров медленной волны Био (угловая частота и волновое число) и модуля сдвига минералов слагающих породы ($M_{\text{мин}}$), в соответствии с указанной методикой [Endo, 2006]. Оценку качества расчетной кривой проницаемости осуществляли путем ее сопоставления с кривой, рассчитанной по зависимости $K_{\text{пр}}=f(K_{\text{п}})$, полученной по данным исследований керна.

Расчет проницаемости горной породы состоит из следующих этапов:

определение коэффициента диффузии медленной волны Био:

$$K_{\text{д}} = \frac{K_{\text{пр}} * K_{\text{п.ж}}}{\eta K_{\text{п}}} \quad [72]$$

где $K_{\text{д}}$ – коэффициент диффузии медленной волны Био, $K_{\text{пр}}$ – коэффициент проницаемости, $K_{\text{п.ж}}$ – модуль сдвига промывочной жидкости, η – вязкость пластового флюида, $K_{\text{п}}$ – общая пористость;

определение волнового числа медленной волны Био (Mavko, 2006):

$$k_{c2} = \sqrt{i\omega / K_{\text{д}}} \quad [73]$$

где k_{c2} – волновое число медленной волны Био, ω – угловая частота;

определение добавочной компоненты жесткости:

$$W(\omega) = - \frac{\eta K_{\text{д}} k_{c2} H_0^1(k_{c2} r_2)}{K_{\text{пр}} H_1^1(k_{c2} r_2)}, \quad [74]$$

Где W – добавочная частотно-зависимая компонента жесткости, H_0^1 , H_1^1 – функции Ханкеля 0-го и 1-го порядка соответственно;

расчет доли глинистой корки в скважине:

$$f_c = 1 - r_2^2 / r_1^2, \quad [75]$$

где f_c – доля глинистой корки в скважине скважины, r_1 и r_2 – внутренний и внешний радиус глинистой корки соответственно;

расчет модуля сдвига породы и глинистой корки:

$$M = \frac{M_{\text{мин}} (\lambda + 2\mu) + f_c (\lambda + \mu) (M_{\text{мин}} - \mu)}{\lambda + 2\mu + f_c (M_{\text{мин}} - \mu)}, \quad [76]$$

где M – модуль сдвига пород и глинистой корки, λ , μ – коэффициенты Ламе глинистой корки, $M_{\text{мин}}$ – модуль сдвига минералов, слагающих породы (определяли согласно петроупругой модели);

расчет проницаемости горной породы осуществляется путем подстановки уравнений (2 – 6) в уравнение (7):

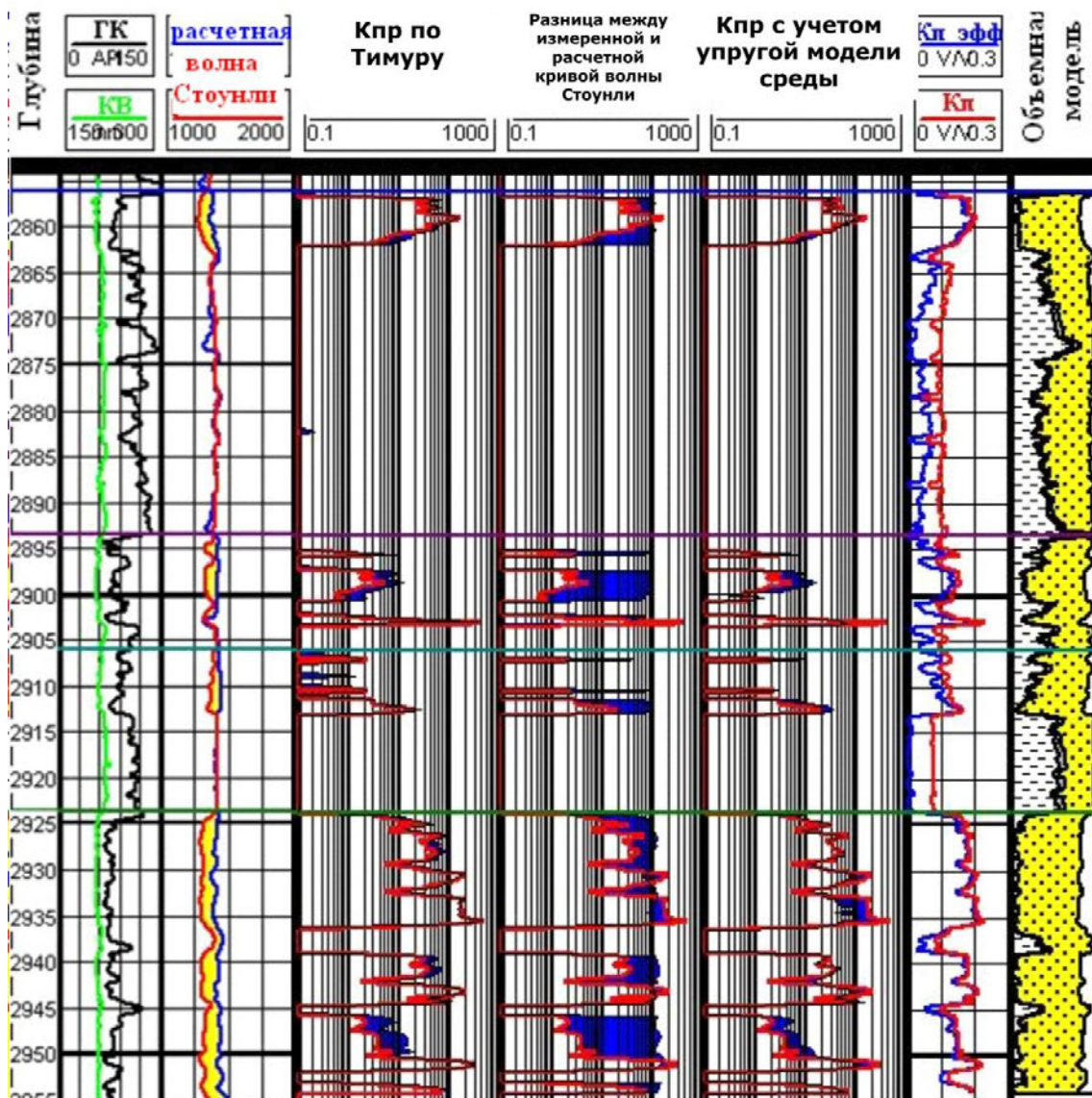
$$k(\omega)^2 = \omega^2 \rho_{п.ж} \left[\frac{\frac{1}{K_{п.ж}} + \frac{1}{M_{ск}} + \frac{1}{W_{гл.к} + W r_2} \frac{1}{r^2}}{(1-f_c)M_{мин}^2} \right] \frac{1}{[M_{мин} - f_c [(\lambda + \mu)/(\lambda + 2\mu)](M_{мин} - \mu)]^2}, \quad [77]$$

где $\rho_{п.ж}$, $K_{п.ж}$ – плотность и модуль сдвига промывочной жидкости соответственно, $W_{гл.к}$ - модуль сжатия глинистой корки. Результаты расчета приведены на Рис. 4.50.

Результат сравнения расчетной кривой с кривой, полученной по зависимости, построенной на анализе керна и проницаемостью по Тимуру, показывает хорошую сходимость.

Кривая проницаемости, полученная по упрощенному алгоритму нахождения разницы между расчетной и измеренной кривой волны Стоунли, менее детально отражает изменение проницаемости по разрезу, а также имеет существенные различия со значениями $K_{пр}$, определенными по зависимости, построенной по данным анализа керна. Расчет прост в исполнении, но не несет никакой дополнительной информации о разрезе, ее можно использовать лишь для оценки искомого параметра на качественном уровне.

Учет литологического состава пород при расчете проницаемости, при соответствующем подходе способен дать более достоверный и теоретически обоснованный результат, а также привнести дополнительную информацию об интервалах с малым выходом керна. Однако его реализация требует высокого качества входных данных и приложения значительных усилий.



- - Кпр согласно подсчету запасов (ПЗ)
- - разница между Кпр по ПЗ и Кпр, рассчитанными по другим методикам

Рис. 4.50. Результат расчета проницаемости

Выводы по Главе 5

Использование упругих параметров модели эффективной среды, подобранных с учетом МКСП, при расчете проницаемости, дает достоверный и теоретически обоснованный результат, привносит дополнительную информацию об интервалах с малым выходом керна.

5. Заключение

В результате исследования описания кернового материала и шлифов, установлено, что накопление пород васюганской (Ю1) и тюменской свит (Ю2-Ю4) на месторождениях Урненско-Усановской происходило в условия резкой фациальной изменчивости. Высокая литологическая изменчивость пласта позволила условно разделить всю площадь на «северную» и «южную», характеризующиеся различным литологическим составом.

На основании комплексного изучения минерально-компонентного состава и деформационно-прочностных свойств пород настроена эффективная модель среды с разными параметрами для «южной» и «северной» части.

Упругие параметры эффективной модели среды, подобранные с учетом МКСП, могут быть использованы при расчете проницаемости на месторождениях Урненско-Усановской зоны.

Наличие эффективной модели среды, соответствующей априорной геолого-геофизической информации, позволило выполнить моделирование упругих свойств, уточнить интерпретационные параметры и создало надежную основу для трехмерной интерпретации результатов инверсионных преобразований, а также позволило выполнить не только площадной прогноз литологии и коллекторских свойств, но и рассчитать кубы литологии и пористости.

Учет влияния всех факторов: изменения литологии, минерально-компонентного состава, пористости и заполняющего флюида, моделирование упругих свойств и анализ их распределения являются залогом успешного проведения сейсмической инверсии.

6. Список работ, опубликованных по теме диссертации

В научных журналах, рекомендованных ВАК

1. **Успенская Л.А.**, Кучерявенко Д.С., Романенко М.Ю, Емельянов Д.В., Кулик А.П. Оценка влияния изменений коллекторских свойств и литологического состава пород на упругие параметры среды на примере Урненского месторождения // Геофизика, №1, 2012. с. 36-40.

2. **Успенская Л.А.**, Калмыков Г.А., Беломестных А.А. Учет литологического состава при оценке проницаемости по параметрам Волны Стоунли // Вестник Московского Университета, серия 4 «Геология», №3, 2012, с 61-66.

3. **Успенская Л.А.**, Попова Н.В., Калмыков Г.А., Дубок А.Г. Влияние локальных источников сноса на формирование верхнее-среднеюрских отложений Урненско-Усановского зоны // Вестник Московского Университета, серия 4 «Геология», №5, 2012, с. 308-313.

В технических журналах и тезисах научных конференций

4. **Успенская Л.А.**, Дешененков И.С., Романенко М.Ю., Киселев В.В. Возможности определения пористости, насыщения и литологии пород сейсмическими методами по результатам петроупругого моделирования на примере неокомский отложений Западной Сибири // Электронный сборник тезисов докладов I международной научно-практической конференции ЕАГО, Сочи, Россия, 3-7 мая 2011

5. **Успенская Л.А.**, Беломестных А.А. Определение проницаемости по параметрам волны Стоунли с учетом литологического состава // Электронный сборник тезисов докладов XIII международной научно-практической конференции «Геомодель 2011», Геленджик, Россия, 12-15 сентября 2011.

6. Емельянов Д.В., Кулик А.П., **Успенская Л.А.**, Кучерявенко Д.С., Романенко М.Ю. Применение сейсмической инверсии при оценке влияния флюидонасыщения и изменения литологического состава пород на динамические параметры среды на Урненском месторождении // Новатор, ТНК-ВР, №2, 2012, с. 27-34.

7. **Успенская Л.А.**, Беломестных А.А. Применение различных моделей эффективных сред для расчета акустических свойств // Электронный сборник тезисов докладов III международной научно-практической конференции «Сейсмо-2012», Крым, Украина, 16-22 сентября 2012.

8. **Uspenskaya L.A.**, Kalmykov G.A. Facies Analysis in petroelastic modeling // AAPG International Conference & Exhibition Abstract – Milan, Italy, October, 23-26 October, 2011.

9. **Uspenskaya L.A.**, Emelyanov D.V., Kulik A.P., Belomestnykh A.A. Rock Physics modeling for successful well-log interpretation // EAGE 5th International Conference & Exhibition Abstract – Saint Petersburg, Russia, 2-5 April, 2012.

10. **Uspenskaya L.A.**, Belomestnykh A.A. Application of various Effective Models to determine elastic Rock Properties for Seismic Inversion Purposes // Technical Newsletter Wintershall, N27, 2012.

Список литературы

1. *Андреев А.Ф., Красавин С.В.* Использование волн Лэмба для исследования горных пород в скважинах // Вопросы технологии геохимических и геофизических исследований при геологоразведочных работах и охране окружающей среды. М.: ВНИИГеоинформсистем. 1989. С. 28-35
2. *Гаврилова Е.Н.* Формирование и нефтеносность высокоизменчивых среднеюрских природных резервуаров на западе Широкого Приобья. Автореферат // МГУ им. М.В. Ломоносова, 2011.
3. *Горбачев Ю.И.* Геофизические исследования скважин. // М., Недра, 1990.
4. *Крутин В.Н., Марков М.Г., Юматов А.Ю.* Скорость и затухание волны Лэмба-Стоунли в скважине, окруженной насыщенной пористой средой // Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли. М.: Наука. 1987. №9. С. 33-38.
5. *Ю.А. Курьянов, Ю.В. Терехов, А.Н. Завьялов и др.* Опыт применения широкополосного акустического каротажа с цифровой регистрацией на месторождениях Западной Сибири // Тюмень: изд. Запсибнефтегеофизика, 1987.
6. *Паукова Н.Н., Шакирзянов Л.Н.* Пересчет запасов нефти и растворенного газа, и ТЭО КИН Усть-Тегусского месторождения Урненского и Усть-Тегусского лицензионных участков // ООО «ТННЦ» ТНК-ВР. Тюмень, 2010.
7. *Сынгаевский П. Е.* Формация коры выветривания в осадочном цикле Западно-Сибирского бассейна. // Геология нефти и газа. Вып. 11, 1999
8. Тектоническая карта фундамента Западно-Сибирской плиты // под ред. В.С. Суркова, Москва, 1981
9. *Япаскурт О.В.* Генетическая минералогия и стадийный анализ процессов осадочного породо- и рудообразования // Учебное пособие. М.: Эслан, 2008. 356 с.
10. *Bala M.J.* Can we determine permeability with the Stoneley wave slowness from acoustic full waveform // 72nd EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2010. EAGE. Barcelona, 2010.
11. *Batzle, M. and Wang, Z.* Seismic properties of pore Fluids // Geophysics, 1992, Vol. 57

12. *Biot, M.A.* Theory of Propagation of Elastic Waves in a Fluid-Saturated Porous Solid, I. Low-Frequency Range // *J. Acoust. Soc. Am.*, 1956, Vol. 28, pp. 168–178.
13. *Biot, M.A.* Theory of Propagation of Elastic Waves in a Fluid-Saturated Porous Solid, II. High-Frequency Range // *J. Acoust. Soc. Am.*, 1956, Vol. 28, pp. 179–191.
14. *Berryman, J.G.* Mixture theories for rock properties. In *Rock Physics and Phase Relations: a Handbook of Physical Constants*, ed. T.J. Ahrens. Washington, DC // American Geophysical Union, 1995, pp. 205–228.
15. *Berryman, J.G.* Confirmation of Biot's theory // *Appl. Phys Lett.*, 1980, Vol.37, pp. 382–384.
16. *Berryman, J.G.* Elastic wave propagation in fluid-saturated porous media // *J. Acoust. Soc. Am.*, 1981, Vol. 69, pp. 416–424.
17. *Blangy, J.P.* Integrated Seismic Lithologic Interpretation: the Petrophysical Basis // Ph.D. dissertation, Stanford University, 1992
18. *Brown, R. and Korringa, J.* On the dependence of the elastic properties of a porous rock on the compressibility of the pore fluid // *Geophysics*, 1975, Vol. 40, pp. 608–616.
19. *Castagna, J.P., Batzle, M.L., Eastwood, R.L.* Relationships between compression wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks // *Geophysics*, 1985, Vol. 50, pp. 571–581.
20. *Close D., Cho D., F. Horn, and H. Edmundson.* The Sound of Sonic: A Historical Perspective and Introduction to Acoustic Logging // *CSEG RECORDER*, 2009, pp. 35-43
21. *Chang, S.K., Liu, H.L. and Johnson, D.L.* Low-Frequency Tube Wave in Permeable Rocks // *Geophysics*, 1988, Vol. 53, pp. 519–527
22. *Domenico, S.N.* Effect of brine-gas mixture on velocity in an unconsolidated sand reservoir // *Geophysics*, 1976, Vol. 41, pp. 882–894.
23. *Dominguez H., Perez G.* Permeability estimation in naturally fractured fields by analysis of Stoneley waves // *The Log Analyst.*, 1991, Vol. 32, №3, pp. 120-128.
24. *Dvorkin, J., Mavko, G., and Nur, A.* Squirt flow in fully saturated rocks. *Geophysics*, 1995, Vol. 60
25. *Eberhart-Phillips, D.M.* Investigation of Crustal Structure and Active Tectonic Processes in the Coast Ranges, Central California // Ph.D. dissertation, Stanford University, 1989
26. *Endo T.* Evaluation of Formation Permeability from Borehole Stoneley Waves // *Journal of Geography*, 2006, pp. 383-399

27. *Han D.H.* Effects of Porosity and Clay Content on Acoustic Properties of Sandstones and Unconsolidated Sediments // Ph.D. dissertation, Stanford University, 1986
28. *Hashin Z. and Shtrikman, S.* A variation approach to the elastic behavior of multiphase materials. // *J. Mech. Phys. Solids*, 1963, Vol. 11, pp. 127–140.
29. *Hil, R.* The elastic behavior of crystalline aggregate. // *Proc. Phys. Soc.*, London, 1952, Vol. 65, pp. 349–354.
30. *Geertsma J., Smit, D.C.* Some aspects of elastic wave propagation in fluid-saturated porous solids // *Geophysics*, 1961, Vol. 26, pp. 169–181.
31. *Kimball C.V, Endo, T.* Quantitative Stoneley Mobility Inversion // 68th Annual Conference and Exhibition, Expanded Abstracts, Soc. Exploration Geophysicists, New Orleans, 15 September, 1998, Vol. 17, pp. 252–255.
32. *Kuster G.T, Toksoz M.N.* Velocity and attenuation of seismic waves in two-phase media. *Geophysics*, 1974, Vol. 39, pp. 587–618.
33. *Liu H.-L, Johnson, D.L.* Effects of an Elastic Membrane on Tube Waves in Permeable Formations // *J. Acoust. Soc. Am.*, 1997, Vol. 101, pp. 3322–3329.
34. *Mavko G., Jizba, D.* Estimating grain-scale fluid effects on velocity dispersion in rocks // *Geophysics*, 1991, Vol. 56, pp. 1940–1949.
35. *Gary Mavko, Tapan Mukerji, Jack Dvorkin*, *The Rock Physics Handbook* // Cambridge University Press. Second Edition, 2009
36. *Maksimov G.A., Merkulov M.E.* Effect of a mudcake on the propagation of Stoneley waves in a borehole // *Acoustical Physics*. 2002. Vol. 48, № 2. p. 187 – 200.
37. *Mindlin, R.D.* Compliance of elastic bodies in contact // *J. Appl. Mech.*, 1949, Vol. 16, pp. 259–268.
38. *Mukerji, T., Mavko, G.* Pore fluid effects on seismic velocity in anisotropic rocks // *Geophysics*, 1994, Vol. 59, pp. 233–244.
39. *Nur A., Marion D., Yin H.* Wave velocities in sediments. In *Shear Waves in Marine Sediments*, ed. J.M. Hovem, M.D. Richardson, and R.D. Stoll. Dordrecht // Kluwer Academic Publishers, 1991, pp. 131–140.
40. *Nur A., Mavko G., Dvorkin J., Gal, D.* Critical porosity: the key to relating physical properties to porosity in rocks // *In Proc. 65th Ann. Int.*, 1995
41. *O'Connell R.J, Budiansky B.* Viscoelastic properties of fluid-saturated cracked solids // *J. Geophysics*, 1977, Vol.82, pp. 5719–5735.
42. *Paillet F.L. Cheng C.H.* *Acoustic Waves in Boreholes*. Boca Raton // FL: CRC Press, 1991, p. 264.

43. *Pickett G.R.* Acoustic character logs and their applications in formation evaluation // *J. Petrol. Technol.*, 1963, Vol. 15, pp. 650–667.
44. *Pumpur F., Rovellini M., Brie A, Fukushima T.* Effective Evaluation of Fluid Mobility from Stoneley Waves Using Full Biot Model Inversion: Two Case Histories // paper SPE 49132, SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, September, 1998, pp. 27–30
45. *Raymer L.L., Hunt E.R., Gardner J.S.* An improved sonic transit time-to-porosity transform // *Trans. Soc. Prof. Well Log Analysts*, 21st Annual Logging Symposium, Paper, 1980
46. *Reuss A.* Berechnung der Fliessgrenzen von Mischkristallen auf Grund der Plastizitätsbedingung für Einkristalle // *Z. Ang. Math. Mech.*, 1929, Vol. 9, pp.49–58.
47. *Rosenbaum, J.H.* Synthetic Microseismograms: Logging in Porous Formation// *Geophysics*, 1974, Vol. 39, pp. 14–32.
48. *Schmitt D.P., Bouchon M., Bonnet, G.* Full-Waveform Synthetic Acoustic Logs in Radially Semi-Infinite-Saturated Porous Media // *Geophysics*, 1988, Vol. 53, pp. 808–823.
49. *Tang, X.-M., Cheng, A.* Quantitative Borehole Acoustic Methods. // Amsterdam: Elsevier, 2004
50. *Thomsen, L.* Weak elastic anisotropy // *Geophysics*, 1986, Vol. 51, pp. 1954–1966.
51. *Tosaya, C.A.* Acoustical Properties of Clay-bearing Rocks // Ph.D. dissertation, Stanford University, 1982
52. *Voigt W.* Bestimmung der Elastizitätskonstanten von Eisenglanz. // *Ann. Phys.*, 1907, Vol. 24, pp.129–140.
53. *Vyssotski A.V., Vyssotski V.N. , Nezhdanov A.A.* Evolution of the West Siberian Basin // *Marine and Petroleum Geology*, 2006, Vol 23, pp. 93-126
54. *Wang, Z. and Nur, A.*, 1992. Seismic and Acoustic Velocities in Reservoir Rocks, vol. 2, Theoretical and Model Studies // *Soc. Expl. Geophys.*, Geophysics Reprint Series. Tulsa, OK: Society of Exploration Geophysicists, 1992
55. *Wood A.W.* A Textbook of Sound // New York: McMillan Co, 1955
56. *Williams D.M., Zemanek J., Angona F. A., Dennis C.L., Caldwell R.L.* The Long Spaced Acoustic Logging Tool // 25th Trans. SPWLA Annual Logging Symposium New Orleans, June, Paper T, 1984
57. *Winkler K.W.* Contact stiffness in granular porous materials: comparison between theory and experiment // *Geophys. Res. Lett.*, 1983, Vol.10, pp. 1073–1076.

58. *White, J.E.* Underground Sound: Application of Seismic Waves // New York: Elsevier, 1983
59. *Wyllie M.R.J., Gregory A.R., Gardner, L.W.* Elastic wave velocities in heterogeneous and porous media // *Geophysics*, 1956, Vol. 21, pp. 41–70.
60. *Wyllie, M. R. J., Gregory, A.R., and Gardner, G. H. F.* An experimental investigation of factors affecting elastic wave velocities in porous media. *Geophysics*, 1958 Vol. 23, pp. 459–493.
61. *Wyllie M.R.J., Gardner G.H.F., Gregory A.R.* Studies of elastic wave attenuation in porous media // *Geophysics*, 1963, Vol. 27, pp. 569–589.