

**Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение  
высшего образования  
«Российский государственный университет нефти и газа (национальный  
исследовательский университет) имени И.М. Губкина»**

---

На правах рукописи  
УДК 550.832

**Синякина Юлия Сергеевна**

**ОБОСНОВАНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ И ПЕТРОУПРУГИХ МОДЕЛЕЙ  
ТОНКОСЛОИСТЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД**

Специальность 25.00.10 – «Геофизика, геофизические методы поисков полезных  
ископаемых»

**ДИССЕРТАЦИЯ**  
на соискание ученой степени  
кандидата геолого-минералогических наук

**Научный руководитель:**  
кандидат геолого-минералогических наук,  
доцент Соколова Татьяна Федоровна



МОСКВА – 2017

## СОДЕРЖАНИЕ

<b>ВВЕДЕНИЕ.....</b>	<b>4</b>
<b>ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ТОНКОСЛОИСТЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕТОДАМИ ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ.....</b>	<b>9</b>
1.1. Особенности характеристик тонкослоистых разрезов.....	9
1.2. Краткий исторический обзор изучения тонкослоистых терригенных отложений методами керна и ГИС.....	12
<b>ГЛАВА 2. ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИЗУЧАЕМЫХ ОТЛОЖЕНИЙ.....</b>	<b>27</b>
2.1. Условия формирования изучаемых терригенных тонкослоистых отложений .....	27
2.2. Условия формирования ачимовских отложений Сургутского свода.....	30
2.3. Литолого-петрофизическая характеристика отложений ачимовской свиты Сургутского свода.....	34
2.4. Условия формирования туронских отложений одной из площадей акватории Атлантического океана.....	41
2.5. Литолого-петрофизическая характеристика туронских отложений одной из площадей акватории Атлантического океана.....	45
2.6. Условия формирования отложений викуловской свиты Красноленинского свода.....	51
2.7. Литолого-петрофизическая характеристика отложений викуловской свиты Красноленинского свода.....	57
<b>ГЛАВА 3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС.....</b>	<b>76</b>
3.1. Интерпретация данных ГИС в отложениях викуловской свиты.....	76
3.2. Интерпретация данных ГИС в отложениях турона одной из площадей акватории Атлантического океана.....	82
3.3. Интерпретация данных ГИС в ачимовских отложениях одного из месторождений Сургутского свода.....	88
3.4. Основные результаты и выводы по главе 3.....	94
<b>ГЛАВА 4. МОДЕЛИРОВАНИЕ УПРУГИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ ГИС.....</b>	<b>96</b>

4.1. Эмпирическое моделирование упругих свойств .....	97
4.2. Теоретическое моделирование упругих свойств .....	101
4.3. Обоснование целесообразности и способа инверсионных преобразований сейсмических данных при анализе упругих свойств пород .....	118
4.4. Моделирование упругих свойств горных пород в отложениях ачимовской свиты одного из месторождений Сургутского свода .....	121
4.5. Анализ результатов моделирования упругих свойств .....	127
4.6. Моделирование свойств отложений викуловской свиты одного из месторождений Красноленинского свода .....	134
4.7. Анализ результатов моделирования упругих свойств .....	137
4.8. Основные результаты и выводы по главе 4.....	140

## ВВЕДЕНИЕ

### Актуальность проблемы

На современном этапе развития геологических наук проблемы построения геологических моделей и вопросы моделирования приобретают практически доминирующее значение. Для получения достоверной геологической модели объекта комплексируются различные по масштабу, глубинности и физическим основам виды исследований – от лабораторных измерений на керне, описаний шлифов и шлама до площадных сейсмических данных. Одним из передовых инструментов для создания геологических моделей путем подобных комплексных исследований является инверсия сейсмического волнового поля. С целью оценки возможностей использования того или иного вида инверсионного преобразования сейсмических данных в конкретных геологических условиях выполняется моделирование упругих свойств горных пород по данным геофизических исследований скважин (ГИС), основой которого являются результаты интерпретации данных ГИС. Причем изучение однородных, мощных, выдержанных по площади терригенных коллекторов с массивной текстурой в настоящее время, как правило, не представляет значительных трудностей. Однако количество залежей углеводородов, приуроченных к коллекторам такого типа, неизменно сокращается, а среди изучаемых объектов возрастает количество случаев, представленных коллекторами сложного типа. Среди последних особое место занимают тонкослоистые анизотропные коллекторы, которые имеют широкое распространение как на территории России, так и за рубежом и к которым приурочены значительные запасы углеводородов. Выделение продуктивных интервалов и оценка свойств анизотропных тонкослоистых коллекторов по данным ГИС сопряжены с рядом трудностей, поскольку толщины отдельных прослоев в них находятся ниже вертикальной разрешающей способности методов стандартного комплекса ГИС, и сам коллектор имеет характеристику, схожую с глинистой породой.

Работа посвящена изучению различных типов тонкослоистых разрезов, их моделей и обоснованию методики интерпретации данных ГИС, моделированию упругих свойств пород в условиях тонкослоистых терригенных разрезов.

**Целью** исследований является разработка моделей тонкослоистого разреза и оценка возможностей прогноза распространения тонкослоистых коллекторов по сейсмическим данным в терригенном разрезе на основе изучения влияния изменения литологического состава пород, а также степени и характера насыщения коллекторов на упругие характеристики.

### **Основные задачи исследований**

1. Изучение геологических условий формирования различных типов тонкослоистых терригенных отложений;
2. Создание петрофизической основы для интерпретации данных ГИС в условиях тонкослоистого разреза по материалам керна и ГИС;
3. Построение объемной модели пород в результате интерпретации данных ГИС;
4. Моделирование упругих свойств по данным ГИС, оценка применимости различных типов сейсмической инверсии в условиях тонкослоистых пород с целью прогноза коллекторов;
5. Обоснование количественных критериев для выделения литологических разностей коллекторов в зависимости от характера и степени их насыщения в поле сопоставления различных упругих параметров.

### **Методы решения поставленных задач**

При решении поставленных в диссертационной работе задач использовались следующие методы: анализ и обобщение литературных данных, касающихся геологических условий формирования тонкослоистых терригенных коллекторов, свойств и особенностей интерпретации данных ГИС в тонкослоистых анизотропных терригенных отложениях, а также вопросов теоретического моделирования упругих свойств горных пород по данным ГИС; анализ имеющихся петрофизических исследований, выполненных более чем на 600 образцах керна; уточнение имеющихся методик интерпретации данных ГИС

для условий тонкослоистых типов отложений; моделирование упругих свойств на основании полученных результатов, обобщение и обработка геолого-геофизической информации по 26 скважинам изучаемых месторождений.

Работа выполнена с использованием следующих программных средств: Microsoft Excel, PowerLog (в том числе модуль RPM) и Techlog.

Достоверность предложенных автором выводов и рекомендаций проверялась путем сравнения параметров, полученных в результате интерпретации материалов ГИС, с данными определений на керне и опробований пластов. Оценка качества выполненного моделирования производилась на качественном уровне – путем сопоставления модельных кривых с измеренными данными (на планшетах и кросс-плотах) и количественном уровне – величине невязки между измеренными и модельными данными, не превышающей 20%.

### **Научная новизна**

1. Разработаны алгоритмы выделения и оценки свойств различных типов тонкослоистых отложений, основанные на имеющемся комплексе данных керна и ГИС с учетом литолого-петрофизических особенностей изучаемых отложений.
2. Впервые выполнено моделирование упругих свойств горных пород по данным ГИС в тонкослоистом разрезе викуловских отложений, в том числе с применением моделей, учитывающих формы распределения глинистого материала.
3. Для различных типов разрезов, включающих тонкослоистые отложения, впервые выполнен комплексный подход к их исследованию разномасштабными видами геолого-геофизической информации (данные керна, ГИС и сейсморазведки).
4. Впервые определены возможности и установлены критерии выделения коллекторов по упругим свойствам с учетом фациальных обстановок осадконакопления для рассматриваемых объектов.

### **Основные защищаемые положения**

1. Анализ упругих свойств горных пород следует выполнять с учетом фациальных обстановок осадконакопления для корректного обоснования возможностей прогноза коллекторов по результатам сейсмической инверсии с применением выработанных критериев.
2. Оценка петрофизических и коллекторских свойств разнотипных тонкослоистых отложений пород викуловской свиты Красноленинского свода, ачимовских отложений (Ач-1) Сургутского свода и отложений туронского возраста акватории Атлантического океана должна производиться с учетом обоснованных в работе интерпретационных и петроупругих моделей.
3. Выделение коллекторов по упругим параметрам ( $V_p/V_s$ , AI) следует производить на основании критических значений петрофизических свойств пород – пористости, глинистости и водонасыщенности, обоснованных в работе для отложений викуловской свиты Красноленинского свода и ачимовских отложений (Ач-1) Сургутского свода.

### **Публикации**

Основные положения работы были доложены на конференции школы-семинара «Петрофизическое моделирование осадочных пород. Петромодель» (2013 г.); на совместном семинаре EAGE/SPE «Геолого-геофизический мониторинг процесса разработки» (2013 г.); на конференциях «Губкинские чтения» (2014, 2016 гг.); на семинаре «Актуальные вопросы геологии в подсчете запасов и оценке ресурсов углеводородов» (2014 г.); на Международном Молодежном научно-практическом Конгрессе «Нефтегазовые Горизонты» (2014 г.); на международной научно-практической конференции «Через интеграцию геонаук — к постижению гармонии недр», EAGE (2016 г.).

По теме диссертации опубликовано четыре статьи, три из которых – в изданиях, входящих в перечень рецензируемых научных изданий ВАК.

### **Практическая ценность и личный вклад**

Разработанные алгоритмы интерпретации данных ГИС с применением современного комплекса ГИС в терригенных тонкослоистых отложениях позволяют проводить оценку параметров тонкослоистых коллекторов как в рассматриваемых отложениях, так и в аналогичных им породах других регионов.

Автором выполнялся комплексный анализ данных лабораторных исследований керна, интерпретация данных ГИС, а также моделирование упругих свойств изучаемых объектов. Анализ результатов выполненного петроупругого моделирования позволил обосновать количественные критерии выделения коллекторов на основании сопоставления нескольких упругих параметров в изучаемых отложениях с учетом фациальных обстановок осадконакопления и типа коллектора.

### **Объем и структура работы**

Диссертация состоит из введения, четырех глав и заключения, изложенных на 152 странице, включая 104 рисунка, 9 таблиц и список литературы, включающий 78 наименований.

### **Благодарности**

Автор выражает глубокую признательность и благодарность научному руководителю, к.г.-м.н., доценту Соколовой Татьяне Федоровне за всестороннюю поддержку, помощь, внимание и терпение.

Автор признателен профессорско-преподавательскому составу кафедры ГИС РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, особенно д.г.-м.н., профессору Г.М. Золоевой, д.т.н, профессору М.И. Кременецкому, к.г.-м.н., доценту А.В. Городнову, к.г.-м.н., доценту М.С. Хохловой и к.г.-м.н., ст. преподавателю М.В. Кулаповой за ценные рекомендации и замечания при обсуждении работы; также автор выражает благодарность коллегам: к.г.-м.н., П.С. Куляпину, И.А. Бабенко (ООО "РН-Эксплорейшн"), к.г.-м.н., Е.О. Малышевой, к.г.-м.н., О.Г. Никифоровой (ООО "РН-Шельф-Арктика) и А.А. Радченко (CGG Vostok) за плодотворное сотрудничество и ценные советы по теме диссертационной работы.



# ГЛАВА 1. СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ПРОБЛЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ ТОНКОСЛОИСТЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ МЕТОДАМИ ПРОМЫСЛОВОЙ ГЕОФИЗИКИ

## 1.1. Особенности характеристик тонкослоистых разрезов

Интерпретация данных геофизических исследований скважин в диссертационной работе осуществлялась с целью создания петрофизической основы для решения геологических задач методами сейсмической инверсии и имела ряд особенностей, отличающих ее алгоритм от алгоритма для массивных коллекторов. Во-первых, для целей сейсмической инверсии необходима непрерывная характеристика свойств разреза во всем интервале исследований (как в коллекторах, так и неколлекторах). Во-вторых, результаты комплексной интерпретации данных ГИС используются для выполнения моделирования упругих свойств горных пород с целью оценки перспектив использования данных сейсморазведки для выделения коллекторов в изучаемых пластах.

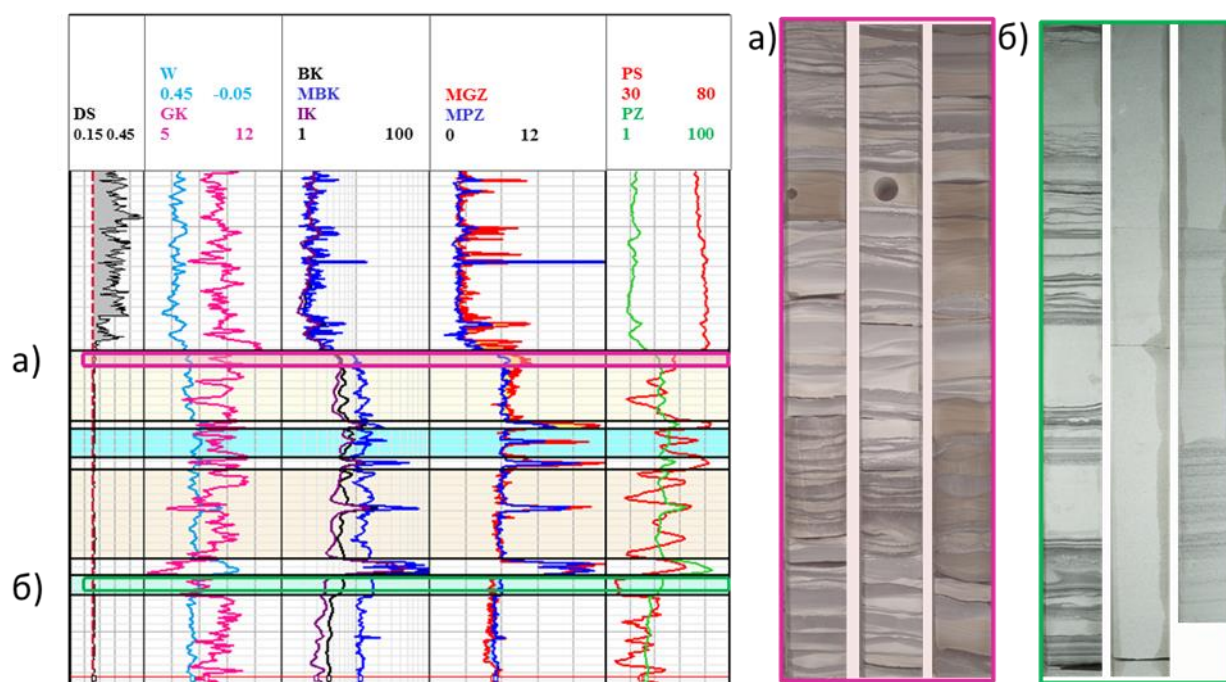
Также необходимо учитывать, что изучаемые тонкослоистые терригенные коллекторы обладают отличительными свойствами на кривых ГИС по сравнению с «традиционными» массивными песчано-глинистыми коллекторами.

Разрезы скважин изучаемых площадей представлены тонкослоистыми анизотропными терригенными отложениями. Подобный тип отложений характеризуется тонким чередованием прослоев коллектора и неколлекторов, а толщины отдельных прослоев изменяются от нескольких миллиметров до нескольких десятков сантиметров. В связи с этим методы стандартного комплекса ГИС, имеющие небольшую разрешающую способность по вертикали, позволяют оценить только интегральные характеристики тонко переслаивающейся песчано-алеврито-глинистой пачки. К примеру, измерение удельного электрического сопротивления (УЭС) приборами с большим радиусом исследования эквивалентно измерению сопротивления при параллельном соединении резисторов. В этом случае основное влияние на величину УЭС слоистой пачки оказывают прослой с наименьшим УЭС, таким образом, продуктивный слоистый

коллектор (при отсутствии плотных прослоев) имеет сопротивление, мало отличающееся от вмещающих глинистых пород.

Тонкослоистые песчано-алеврито-глинистые интервалы по методам ГИС имеют характеристику, схожую с характеристикой глинистой породы (Рисунок 1.1):

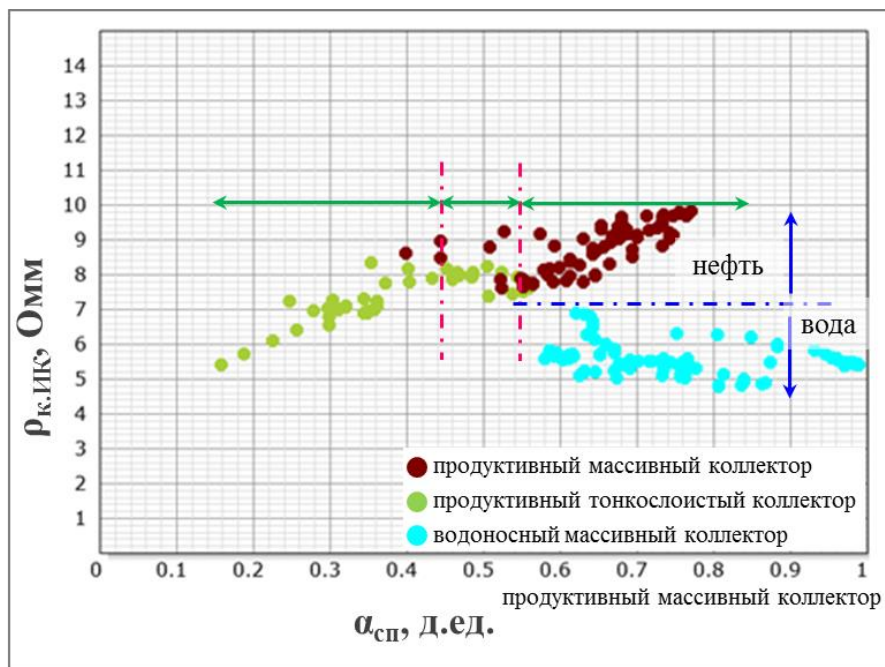
- пониженные удельные электрические сопротивления в продуктивных интервалах;
- значения  $\alpha_{\text{сп}}$  в диапазоне  $0,1 < \alpha_{\text{сп}} < 0,4$ ;
- средние показания стационарных нейтронных методов;
- средние и повышенные значения объемной плотности и интервального времени пробега продольной волны в породе, что соответствует характеристикам глинистых неколлекторов [23].



**Рисунок 1.1** Характеристика тонкослоистых (а) и преимущественно массивных (б) коллекторов по данным ГИС и керна на одном из месторождений Западной Сибири [31]

На рисунке 1.2 приведено сопоставление  $\rho_{\text{к.ИК}}=f(\alpha_{\text{сп}})$  для викуловских нефте- и водонасыщенных терригенных коллекторов. В разрезе пласта встречаются как тонкослоистые, так и «традиционные» массивные терригенные коллекторы с рассеянной формой распределения глинистого вещества. При этом продуктивные

тонкослоистые отложения характеризуются значениями  $\alpha_{сп}$ , изменяющимися в диапазоне  $0,15 < \alpha_{сп} < 0,45$  и значениями сопротивлений, близкими к значениям таковых в водоносных массивных коллекторах, переходные разности имеют значения  $\alpha_{сп}$ , лежащие в диапазоне  $0,4 \div 0,55$ , массивные –  $\alpha_{сп} > 0,55$ .



**Рисунок 1.2** Сопоставление  $\rho_{к.ик}=f(\alpha_{сп})$  для продуктивных терригенных отложений викуловской свиты одного из месторождений Западной Сибири [33]

Ввиду этих особенностей интервалы коллекторов в подобном типе разреза с тонким переслаиванием песчаных и глинистых прослоев сложно выделить по показаниям комплекса стандартных методов ГИС, что может привести к пропуску продуктивных интервалов и недоучету запасов углеводородов. Помимо этого, достоверно оценить свойства разреза такого типа, пользуясь стандартной методикой интерпретации, рассчитанной на коллекторы с рассеянным типом глинистого вещества, весьма сложно.

Таким образом, свойства данного типа сложного коллектора необходимо оценивать, применяя нестандартные методы ГИС и особые алгоритмы интерпретации, отличные от способов изучения «традиционных» массивных коллекторов с рассеянным типом распределения глинистого материала [33].

## 1.2. Краткий исторический обзор изучения тонкослоистых терригенных отложений методами керна и ГИС

В последнее время вопросам изучения нетрадиционных тонкослоистых коллекторов нефти и газа, в том числе, уделяется всё большее внимание. Публикуются многочисленные статьи, описывающие результаты исследований различных объектов, включающих этот тип сложного коллектора [1, 4, 12, 24, 26 и т.д.].

История изучения тонкослоистых анизотропных терригенных коллекторов по материалам геофизических исследований скважин и керна материала насчитывает более полувека. В середине прошлого века Г. Долль, В.Н. Дахнов [10], М.Г. Латышова впервые предложили методики оценки коллекторских свойств в отложениях, представляющих собой тонкое переслаивание песчаных, алевролитовых и глинистых разностей. Методики основывались на зависимости сопротивления тонкослоистой пачки пород и относительной амплитуды метода потенциалов самопроизвольной поляризации (СП) от коэффициента слоистой глинистости и были применимы исключительно в продуктивной части пласта-коллектора.

Впервые на возможность дифференциальной оценки свойств литологических разностей тонкослоистых пластов указал еще в 1953 году В.Н. Дахнов [10], предложивший формулу для оценки УЭС анизотропного пласта:

$$\frac{1}{\rho_{\text{п}}} = \frac{\chi_{\text{песч}}}{\rho_{\text{песч}}} + \frac{\chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}} \quad (1.1)$$

$$\chi_{\text{песч}} + \chi_{\text{гл}} = 1 \quad (1.2)$$

$$\sum h_{\text{песч}} = H_{\text{п}} \chi_{\text{песч}} \quad (1.3)$$

где:  $\rho_{\text{п}}$ ,  $\rho_{\text{песч}}$  и  $\rho_{\text{гл}}$ , соответственно, сопротивление пачки, прослоев песчаника и глины,  $\chi_{\text{песч}}$  и  $\chi_{\text{гл}}$ , соответственно, доля песчаных и глинистых прослоев в пачке,  $H_{\text{п}}$  – мощность тонкослоистой пачки,  $h_{\text{песч}}$  – суммарная мощность песчаных прослоев в пачке.

Исследования В.Н. Дахнова были продолжены в 1958 году М.Г. Латышевой и Н.В. Манчевой, которые изучали продуктивные отложения Шебелинского месторождения с целью подсчета запасов газа в красноцветной толще отложений нижней перми. При известном удельном сопротивлении пачки и прослоев глины, задавая удельное сопротивление прослоев продуктивного коллектора, рассчитывалась доля песчаных прослоев в пачке, путем решения уравнения (1.1) относительно  $\chi_{\text{песч}}$ . В качестве  $\rho_{\text{гл}}$  принималось удельное сопротивление глин, вмещающих пачку. Сопротивление продуктивных песчаников  $\rho_{\text{пес}}$  оценивалось либо как расчетное значение по средним параметрам, измеренным на образцах керна ( $K_{\text{п.ср}}, K_{\text{н.ср}}, \rho_{\text{нп}} = P_{\text{п}} \cdot P_{\text{н}} \cdot \rho_{\text{в}}$ ), либо как удельное сопротивление наиболее чистых продуктивных массивных коллекторов в разрезе с рассеянной формой распределения глинистого материала, если таковые присутствуют.

Таким образом, описанная выше методика позволяет вычислить суммарную эффективную толщину продуктивного коллектора  $\Sigma h_{\text{песч}}$ .

Однако данный анализ возможно выполнять только в зоне предельного насыщения коллекторов, что подразумевает наличие исходной информации о положении уровня ВНК (ГВК).

В 1957 Г. Долль предложил использовать метод СП для оценки доли глинистых прослоев в тонкослоистой пачке. Он предложил следующие уравнения:

$$\alpha_{\text{СП}} = \frac{\lg \frac{B + u}{B + 1}}{\lg u} = \frac{\lg \frac{\rho_{\text{п,гл}}}{\rho_{\text{пп,гл}}}}{\lg \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{пп}}}} \quad (1.4)$$

$$B = \frac{\chi_{\text{гл}}}{1 - \chi_{\text{гл}}} \frac{\rho_{\text{п}}}{\rho_{\text{гл}}} = \frac{\chi_{\text{гл}} / \rho_{\text{гл}}}{\frac{1 - \chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{п}}}} = \frac{\Sigma_{\text{гл}}}{\Sigma_{\text{п}}} \quad (1.5)$$

где  $\alpha_{\text{СП}}$  – относительная амплитуда СП, а параметр  $B$  представляет собой отношение полных электропроводностей глинистых  $\Sigma_{\text{гл}}$  и песчаных  $\Sigma_{\text{п}}$  прослоев,  $u = \rho_{\text{п}} / \rho_{\text{пп}}$  – отношение удельных сопротивлений песчано-глинистой породы в неизменной части пласта и полностью промытой зоне [10].

$$\frac{V + u}{V + 1} = \frac{\frac{\chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}} + \frac{1 - \chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{пп}}}}{\frac{\chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{гл}}} + \frac{1 - \chi_{\text{гл}}}{\rho_{\text{п}}}} = \frac{\rho_{\text{п,гл}}}{\rho_{\text{пп,гл}}} \quad (1.6)$$

В 1975 г. американскими исследователями E.C. Thomas, S.J. Stieber [75] была предложена методика оценки содержания различных типов распределения глинистого вещества (рассеянного, слоистого и структурного), определяемых по соотношению коэффициента общей пористости и объемной глинистости, оцененных по данным каротажа. При этом объемная глинистость оценивается по гамма-каротажу (ГК), а коэффициент пористости, рассчитывается по показаниям плотностного каротажа (ГК-п). На рисунке 1.4 приводятся две треугольные области диаграммы E.C. Thomas и S.J. Stieber, которые позволяют работать с моделями, описывающими случаи, когда глинистое вещество находится: 1) в рассеянном и слоистом виде; 2) в рассеянном и структурном виде.

В концептуальной модели строения терригенных коллекторов рассматривается несколько типов распределения глинистого вещества в породе (Рисунок 1.3):

- слоистая глинистость – прослой глины в песчанике;
- рассеянная глинистость – глинистые минералы, заполняющие поровое пространство песчаника;
- структурная глинистость – вторичный глинистый материал, замещающий зерна полевых шпатов, роговых обманок и т.д. в песчанике [33].

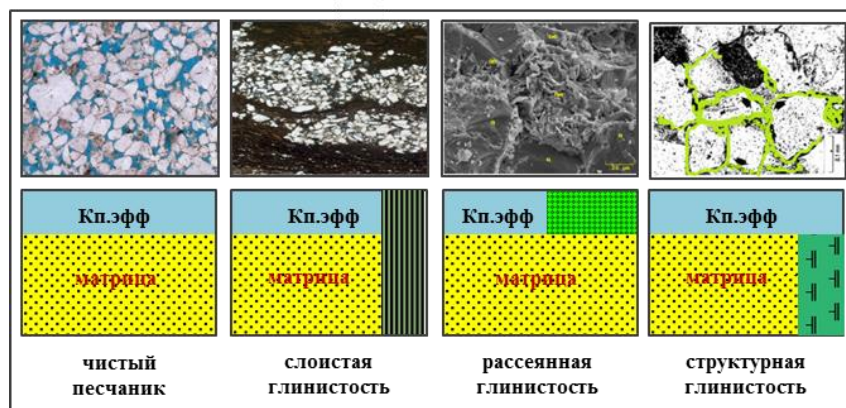


Рисунок 1.3. Модели терригенных пород с различными типами распределения глинистого вещества в породе (где:  $K_{\text{п.эфф}}$  – коэффициент эффективной пористости породы)

Линии палетки Е.С. Thomas и S.J. Stieber математически описываются двумя параметрами – пористостью скелета и пористостью глинистого материала, которые непосредственно оцениваются для каждого изучаемого объекта.

Метод Е.С. Thomas и S.J. Stieber предполагает, что показания плотностного и гамма-метода зависят исключительно от изменения пористости или глинистости в разрезе, что не всегда соответствует действительности. Необходимо учитывать множество других факторов, которые могут оказывать искажающее влияние: наличие калиевых полевых шпатов, высокорadioактивных акцессорных минералов, эффект остаточной газонасыщенности на показания плотностного метода.

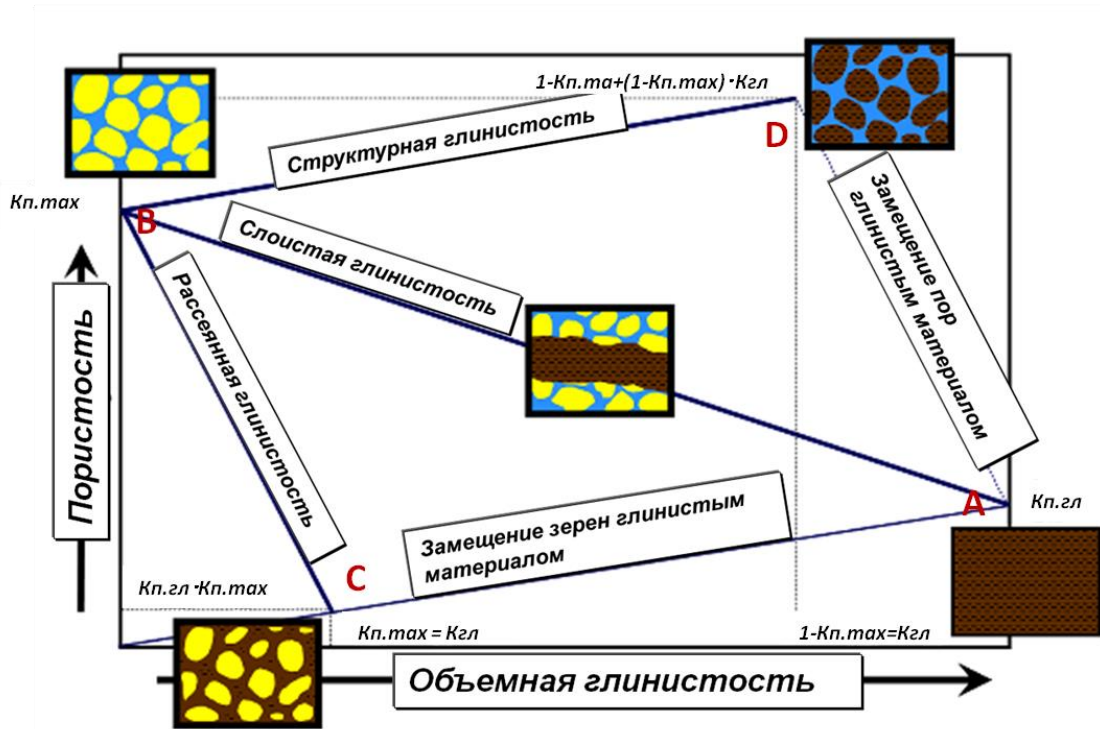


Рисунок 1.4 Диаграмма Е.С. Thomas и S.J. Stieber

Методика, разработанная Е.С. Thomas и S.J. Stieber, позволяет определить объем и тип распределения глинистого вещества в породе, кроме того, позволяет уточнить пористость в прослоях песчаника. Для решения данных задач используется диаграмма, построенная по следующим ограничивающим точкам.

Точка А – точка глины с пористостью  $K_{п.гл}$  и соответствующая породе, со 100%-м содержанием глинистого материала;

Точка В – точка чистого песчаника с пористостью  $K_{п.песч}$  и соответствует нулю шкалы объемной глинистости;

Точка С соответствует случаю, когда все поровое пространство песчаника заполнено рассеянным глинистым веществом; следовательно пористость равна  $K_{п.песч} \cdot K_{п.гл}$ , а объем дисперсного глинистого материала равен объему пустотного пространства чистого песчаника;

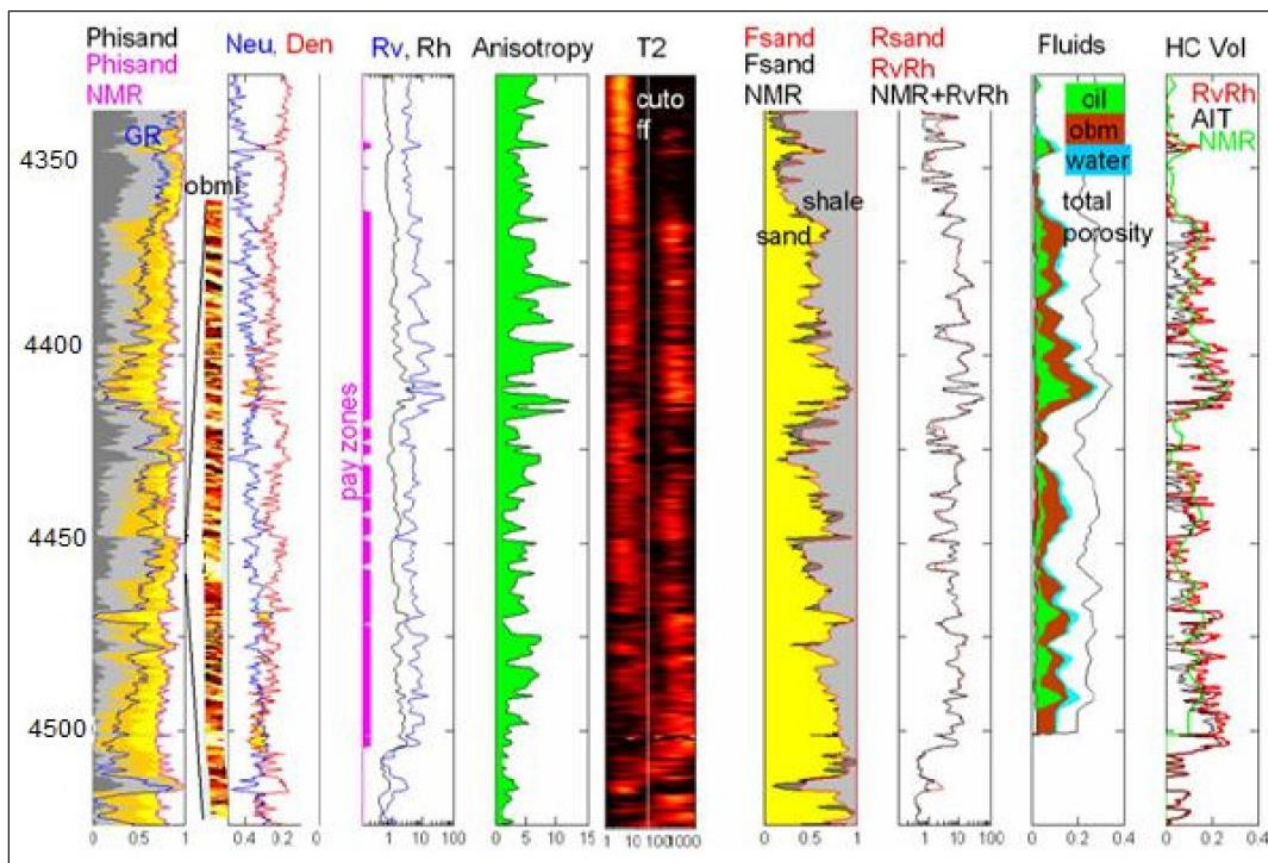
Точка D соответствует случаю, когда все зерна песчаника замещены глинистым веществом, соответственно пористость породы в данном случае будет равна  $K_{п.песч} + (1 - K_{п.песч}) \cdot K_{гл}$ , а объем структурной глинистости будет равен  $V_{структ} = (1 - K_{п.песч})$ . Эта модель учитывает наличие только глинистой и песчаной фракций, при этом алевритовая фракция отсутствует.

Таким образом, треугольник ABC отражает комбинацию слоистая глинистость+рассеянная глинистость, а треугольник ABD – сочетание структурная+рассеянная глинистость [33,75].

Использование модели E.C. Thomas и S.J. Stieber позволяет оценить тип распределения глинистого вещества в породе, учесть содержание рассеянного глинистого материала в прослоях коллектора и оценить пористость в прослоях коллектора.

E.C. Thomas и S.J. Stieber в своей статье [75] отмечали, что разработанная ими методика позволяет делать более достоверную оценку свойств тонкослоистых коллекторов, однако стоит учитывать, что она не является способом идентификации интервалов тонкослоистых коллекторов. Для того, чтобы воспользоваться данной методикой необходима априорная информация об интервалах распространения тонкослоистых коллекторов. Эта информация может быть получена в результате изучения колонки полноразмерного керна при 100% его выносе, а также по результатам изучения имиджей скважинных микросканеров и в некоторых случаях по данным ядерно-магнитного томографического метода (ЯМТК) (рисунок 1.5).



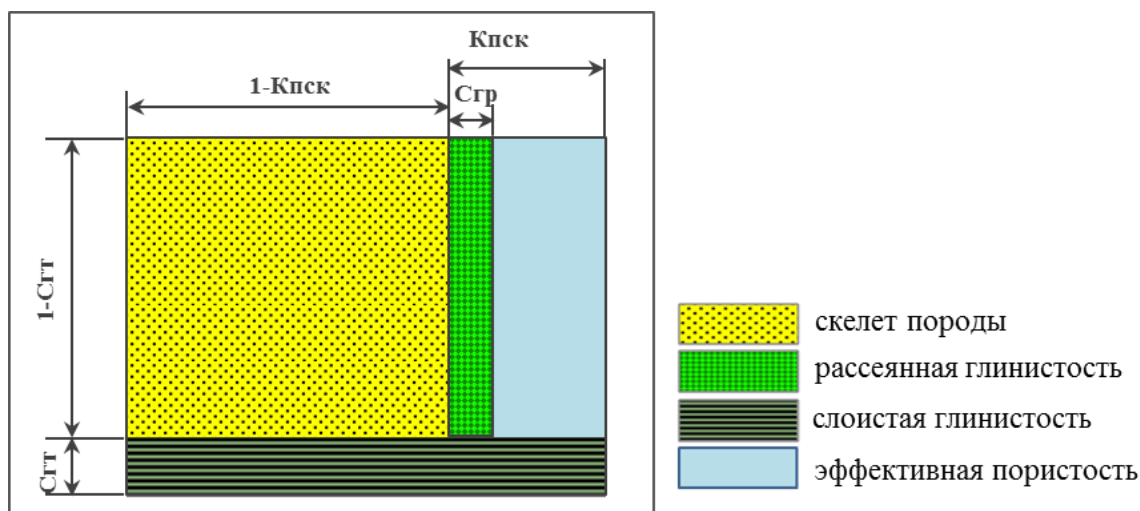


**Рисунок 1.5. Пример выделения продуктивных тонкослоистых интервалов с использованием данных 3Д-индукционного и ядерно-магнитного методов и микросканера [59]**

В 1983 г. методика Е.С. Thomas и S.J. Stieber была усовершенствована и адаптирована к условиям полимиктовых коллекторов Западной Сибири коллективом советских авторов Я.Н. Басиным, В.А. Новгородовым, А.А.Чердниченко и др. и впоследствии применялась при подсчете запасов ряда месторождений Западной Сибири.

Комплексная методика интерпретации данных радиоактивного и электрического каротажа, разработанная этим коллективом авторов для полимиктовых песчано-глинистых нефтеносных отложений нижнего мела Западной Сибири [7], позволяет определять коэффициент открытой пористости, содержание рассеянной и слоистой глинистости, а также коэффициент нефтегазонасыщенности слоистого коллектора.

Компонентная модель песчано-глинистых пород нижнемеловых отложений, которая рассматривается в мнемониках авторов, в соответствии с их представлениями, приведена на рисунке 1.6.



**Рисунок 1.6. Компонентная модель песчано-глинистых пород нижнемеловых отложений**

Компонента  $C_{гт}$  – объемное содержание макроскопических скоплений глинистого материала в виде отдельных линз, включений, слоев, замещающих поровое пространство и минеральный скелет породы (слоистая глинистость).

В оставшемся объеме породы выделяют минеральный скелет и поровое пространство скелета ( $K_{пск}$ ).

В объеме  $K_{пск}$  выделяют рассеянную глинистость  $C_{гр}$ , заполняющую часть порового пространства породы.

Для определения  $K_{п}$  используется система уравнений для методов ННК-т и ГК. Влияние полимиктовости на величину  $K_{п}$  учитывается с помощью включения в алгоритм комплексной интерпретации величины относительной глинистости  $\eta_{гл}$ , которая оценивается по зависимости  $\alpha_{сп}=f(\eta_{гл})$ . Зависимость  $\alpha_{сп}=f(\eta_{гл})$  для отложений пластов АВ Вартовского свода имеет следующий вид:

$$\alpha_{сп} = 1,015 - 1,205\eta_{гл} \quad (1.7)$$

Система уравнений, соответственно, для ННК-т и ГК имеет следующий вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \omega_{\Sigma} = [K_{пск} - C_{гр}(1 - \omega_{гр})](1 - C_{гт}) + C_{гт}\omega_{гт}, \\ \Delta J_{ГК} = \frac{\left(g\delta_{п}^0 \frac{1 - K_{пск}}{1 - K_{пск}^0} + C_{гр}\delta_{гр}\right)(1 - C_{гт}) + C_{гт}\delta_{гт} - g\delta_{п}}{\delta_{п}(1 - g)} \end{array} \right. \quad (1.8)$$

где  $\omega_{\Sigma}$  - суммарное водородосодержание;

$\Delta J_{ГК}$  – относительный разностный параметр ГК;

$g$  – обратная величина коэффициента дифференциации по ГК;

$\delta_{\text{п}}^0$  и  $K_{\text{пск}}^0$  – плотность и скелетная пористость неглинистого пласта.

Плотность пласта  $\delta_{\text{п}}$  равна

$$\delta_{\text{п}} = [\delta_{\text{ск}}(1 - K_{\text{пск}}) + \delta_{\text{ф}}(K_{\text{пск}} - C_{\text{гр}}) + \delta_{\text{гр}}C_{\text{гр}}](1 - C_{\text{гт}}) + \delta_{\text{гт}}C_{\text{гт}} \quad (1.9)$$

Система уравнений (1.8) решается относительно трех компонент модели ( $K_{\text{пск}}$ ,  $C_{\text{гр}}$ ,  $C_{\text{гт}}$ ) графическим путем в виде палетки (Рисунок 1.7), которая строится по следующей схеме.

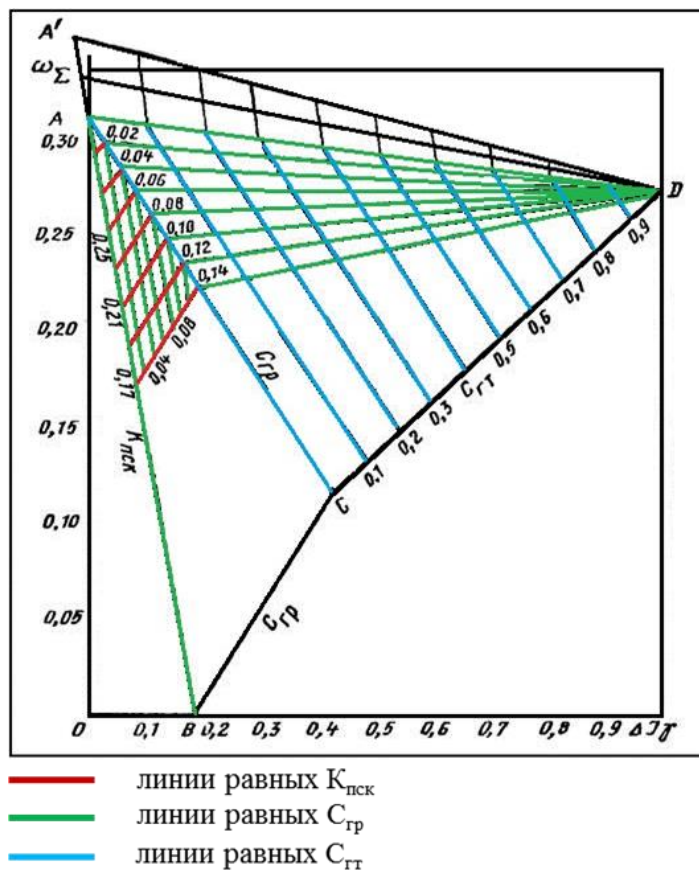


Рисунок 1.7. Палетка определения  $K_{\text{пск}}$ ,  $C_{\text{гр}}$ ,  $C_{\text{гт}}$  по авторам [7]

Положения опорных точек вычисляются следующим образом:

координата точки А соответствует неглинистому пласту при условии  $C_{\text{гр}}=0$ ,  $C_{\text{гт}}=0$ ,  $K_{\text{пск}}=K_{\text{пск}}^0=K_{\text{пск}}^{\text{м}}$ ;

координата точки В соответствует пласту, представленному неглинистым песчаником при условии  $C_{\text{гр}}=0$ ,  $C_{\text{гт}}=0$ ,  $K_{\text{пск}}=0$ ,  $K_{\text{пск}}^0=K_{\text{пск}}$ ;

координата точки С соответствует пласту, скелетная пористость которого полностью заполнена глинистым цементом при условии  $C_{\text{гт}}=0$ ,

$C_{гр} = K_{пск}^0 = K_{пск}^M = K_{пск}$  ( $K_{пск}^M$  – модальное значение пористости скелета, определенное по данным статистической обработки анализов керн);

точка Д соответствует пласту, замещенному глинистым материалом  $C_{гт}$  при условии  $C_{гт}=1$ ,  $C_{гр}=0$ ,  $K_{пск}=1$ ;

в треугольник А'АД попадают пласты с  $K_{пск} > K_{пск}^M$  и  $C_{гр}=0$ .

Искомые параметры определяют по положению фактических точек относительно палеточных прямых, согласно схеме, представленной в таблице 1.1.

Таблица 1.1

### Определение компонент пласта

Область палетки	Заданное условие	Определяемые параметры
выше АД	$C_{гр}=0$	$K_{пск}$ , $C_{гт}$
$\Delta$ АСД	$K_{пск} = K_{пск}^M$	$C_{гр}$ , $C_{гт}$
$\Delta$ АВС	$C_{гт}=0$	$C_{гр}$ , $K_{пск}$
левее АВ	$C_{гт}=0$ , $C_{гр}=0$	$K_{пск} = \omega_{\Sigma}$

В области палетки, расположенной левее АВ, группируются точки, характеризующие прослой песчаника с карбонатным цементом.

Таким образом, на выходе палетки имеются параметры пласта  $K_{пск}$ ,  $C_{гр}$  и  $C_{гт}$ . Величина  $C_{гт}$ , наиболее сильно связанная с ГК, отражает суммарный эффект влияния присутствия полевых шпатов и глинистого материала на показания ГК. Для определения суммарной глинистости  $C_{гт}$  и в качестве дополнительного уравнения используется связь  $\alpha_{сн}$  с относительной глинистостью (формула 1.7):

$$\eta_{гл} = \frac{K_{гл}}{K_{гл} + K_{п}} \quad (1.10)$$

$K_{гл}$  – содержание «сухой» глины в объеме породы; в методике НК-ГК под величинами  $C_{гр}$  и  $C_{гт}$  понимается объемное содержание «влажного» глинистого материала:

$$K_{гл} = C_{гр}(1 - K_{пгр}) + C_{гт}(1 - K_{пгт})[1 - C_{гр}(1 - K_{пгр})] \quad (1.11)$$

Исходя из модели пласта, его пористость равна

$$K_{\Pi} = [K_{\text{пск}} - C_{\text{гр}}(1 - K_{\text{пгр}})](1 - C_{\text{гт}}) + C_{\text{гт}}K_{\text{птг}} \quad (1.12)$$

Если в формуле под величиной  $C_{\text{гт}}$  понимать чистую глинистость, то, подставив в формулу (1.10) выражения (1.11) и (1.12), приняв  $C_{\text{гт}} = C_{\text{гт}}^{\text{и}}$  и решив это уравнение относительно  $C_{\text{гт}}^{\text{и}}$ , получим

$$C_{\text{гт}}^{\text{и}} = \frac{C_{\text{гр}}A - \eta_{\text{гл}}K_{\text{пск}}}{(\eta - 1)B(1 - C_{\text{гр}}A) - \eta_{\text{гл}}(K_{\text{пск}} - K_{\text{птг}} - C_{\text{гр}}A)} \quad (1.13)$$

где  $A = 1 - K_{\text{пгр}}$ ;  $B = 1 - K_{\text{птг}}$ .

Располагая всеми компонентами ( $K_{\text{пск}}$ ,  $C_{\text{гр}}$  и  $C_{\text{гт}}^{\text{и}}$ ), по формуле (1.12) находят коэффициент открытой пористости пласта [7].

При определении  $K_{\text{н}}$  в методике, описанной Я.Н. Басиным и В.А. Новгородовым учитывается дополнительная электропроводность, создаваемая глинистыми включениями, если их содержание превышает величину  $C_{\text{гт}}$  для опорного (вероятного) пласта. УЭС породы в принятой модели описывается формулой (1.14). Глинистые включения – эллипсоиды вращения, помещенные во вмещающую среду с  $УЭС = \rho_{\text{гт}}$ . Вмещающая среда – «нормализованный» пласт с  $УЭС \rho_{\text{п}}^{\text{N}}$  и рассеянной глинистостью  $C_{\text{гр}}$ .

$$\rho_{\text{п}} = \rho_{\text{п}}^{\text{N}} \frac{(1 - C_{\text{гт}})\rho_{\text{п}}^{\text{N}} + [(n - 1) + C_{\text{гт}}]\rho_{\text{гт}}}{[1 + (n - 1)C_{\text{гт}}]\rho_{\text{п}}^{\text{N}} + (n - 1)(1 - C_{\text{гт}})\rho_{\text{гт}}} \quad (1.14)$$

где  $n$  – параметр, зависящий от эксцентриситета эллипсоидов вращения.

Для определения коэффициента нефтенасыщенности пласта используются экспериментальные зависимости  $P_{\text{н}} = f(K_{\text{п}})$  и  $P_{\text{н}} = f(K_{\text{в}})$  для данной залежи. Нефтенасыщенность реального пласта определяется по формуле С.Г. Комарова:

$$K_{\text{н}} = \frac{K_{\text{п}}^{\text{N}}K_{\text{н}}^{\text{N}}}{K_{\text{п}}} (1 - \Delta C_{\text{гт}}) \quad (1.15)$$

где  $K_{\text{н}}$  – нефтенасыщенность реального пласта,  $K_{\text{п}}^{\text{N}}$  – пористость нормализованного пласта,  $K_{\text{н}}^{\text{N}}$  – нефтенасыщенность нормализованного пласта,  $K_{\text{п}}$  – пористость реального пласта,  $\Delta C_{\text{гт}}$  – превышение содержания глинистых включений пласта над их содержанием в опорном пласте [7].

В 2002 г. Т.Ф. Дьяконова и др. [12] при подсчете запасов нефти в отложениях викуловской свиты Красноленинского месторождения применили

методику, использующую данные стандартного комплекса ГИС (СП и ГТК-п), которая позволила определить сопротивление и пористость отдельных прослоев песчаника в пачке.

Уравнение (1.1) решалось относительно  $\rho_{\text{песч}}$  сопротивления прослоя песчаника. В качестве сопротивления глин  $\rho_{\text{гл}}$  принималось сопротивление глин ханты-мансийской свиты, залегающих выше продуктивных викуловских отложений. Доля глинистых прослоев  $\chi_{\text{гл}}$  определялась по зависимости  $\alpha_{\text{сп}}=f(\chi_{\text{гл}})$ , полученной по данным результатов лабораторных анализов керна. Эта зависимость описывается следующим уравнением:

$$\chi_{\text{гл}} = -0,93\text{Lg}(\alpha_{\text{сп}}) \quad (1.16)$$

Пористость прослоев песчаника ( $K_{\text{п,песч}}$ ) определялась с использованием общей пористости, оцененной по данным гамма-гамма плотностного каротажа и с учетом доли глинистых прослоев, определенной по зависимости (1.16). Пористость глин была определена на основании анализа результатов исследования трех образцов керна из вышележающих ханты-мансийских глин и принималась равной 18%.

$$K_{\text{п.песч}} = \frac{K_{\text{п}} - K_{\text{п,гл}} \cdot \chi_{\text{гл}}}{1 - \chi_{\text{гл}}} \quad (1.17)$$

Общая пористость рассчитывалась по данным плотностного каротажа по модели коллектора с рассеянным типом распределения глинистого вещества. Коэффициент нефтенасыщения оценивался по уравнению Дахнова-Арчи с использованием сопротивления  $\rho_{\text{песч}}$ , рассчитанного по уравнению (1.1) [70].

Таким образом, данная методика, позволила определить сопротивление прослоев песчаника, их пористость и коэффициент нефтенасыщения. Однако данная методика не учитывает влияния других типов распределения глинистого вещества.

Исследованию свойств тонкослоистых терригенных отложений викуловской свиты Красноленинского месторождения также посвящена работа [1] Акиншина А.В. и Ефимова В.А. В статье помимо описания существующих подходов к построению петрофизических моделей тонкослоистых терригенных

коллекторов, представлен разработанный авторами при участии А.Р. Акманаева метод определения доли глинистых прослоев в разрезе путем компьютерной обработки фотографий керна. Также в работе поднимаются проблемы построения петрофизической и интерпретационной моделей тонкослоистого коллектора при существующем способе отбора цилиндрических образцов керна: в большинстве случаев цилиндры отбираются только из интервалов чистых неглинистых коллекторов, что приводит к искажению петрофизической модели и неучету особенностей тонкослоистых коллекторов при интерпретации данных ГИС.

Проблема «подмены методики изучения анизотропного типа коллектора на методики изотропного», также освещена в работе [12] Т.Ф. Дьяконовой, Т.Г. Исаковой и В.А. Смирнова. Кроме того, в статье показана важность использования «истинных моделей коллекторов как на этапе геологического, так и гидродинамического моделирования». В статье предложен способ выделения пачек анизотропных пород, а также определения параметров песчаных прослоев в пачке, основанный на сопоставлении коэффициентов нефтегазонасыщенности, определённых разными способами: по стандартной методике с использованием УЭС и по капиллярной модели.

Помимо усовершенствования методических разработок в течение многих лет также велась работа и в области разработки новой аппаратурной базы, соответствующей уровню сложности объектов, содержащих тонкослоистые терригенные коллекторы нефти и газа.

Так, в 1978 г. Г.Х. Шерман [49] разработал аппаратуру индукционного каротажа для измерения поперечной проводимости горных пород, которая позволяет оценивать анизотропию электрических свойств, что является актуальной задачей в тонкослоистых разрезах. Впоследствии на Западе были разработаны зонды трехмерного индукционного каротажа 3DEX фирмы Baker Hughes и Rt-Scanner фирмы Schlumberger [4, 65], которые внедрены в массовое производство и активно применяются в комплексе современных геофизических исследований скважин.

Обработка измерений трехмерного индукционного каротажа, который описывает тензор сопротивлений [49], решается путем одномерной инверсионной задачи [4, 65], в результате чего определяются кривые вертикального и горизонтального сопротивлений различной разрешающей способности.

J.D. Klein, P.R. Martin и D.F. Allen [50] разработали модель, позволяющую оценить сопротивление песчаных прослоев по результатам комплексного анализа вертикального и горизонтального сопротивлений пород. Результаты использования этой модели позволяют более достоверно разделить продуктивную и водонасыщенную часть пласта, оценить содержание глинистой и песчаной компонент, а также рассчитать сопротивление глинистых и песчаных прослоев (Рисунок 1.8) [4, 33].

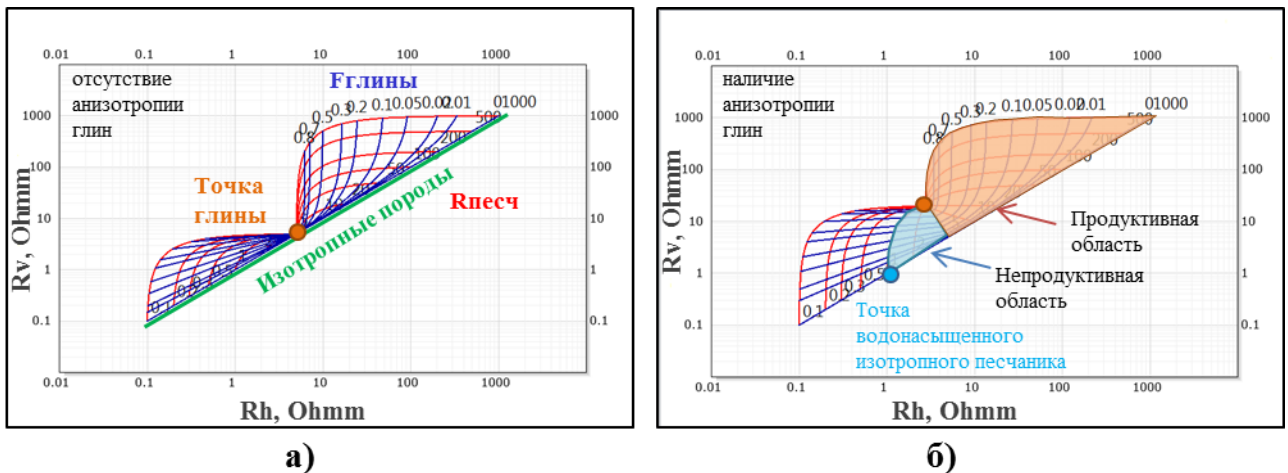


Рисунок 1.8. Диаграммы Клейна

а) «диаграмма-бабочка» для случая отсутствия анизотропии глин; б) «диаграмма-бабочка» для случая наличия анизотропии глин

Точки водонасыщенного неглинистого песчаника расположены на линии изотропных пород в соответствии с их пористостью. Координаты точки глин: горизонтальное сопротивление глинистого пласта  $R_{h, \text{глин}}$  по оси  $Ox$  и вертикальное  $R_{v, \text{глин}}$  – по оси  $Oy$ . В случае отсутствия анизотропии пластов глины  $R_{v, \text{глин}} = R_{h, \text{глин}}$  (Рисунок 1.8а), при наличии анизотропии координаты точки глин смещаются и  $R_{v, \text{глин}} > R_{h, \text{глин}}$  (б). Фактические точки в поле диаграммы, попавшие в область ниже перпендикуляра, соединяющего точку глин и линию чистого песчаника, будут соответствовать водонасыщенной зоне пласта, выше



перпендикуляра – продуктивной его части. Красные линии на графике (Рисунок 1.8) соответствуют сопротивлению прослоев песчаника, синие – доле глинистых прослоев в пачке.

Прямыми методами идентификации тонкослоистых коллекторов, которые зачастую могут быть пропущены по результатам анализа стандартного комплекса ГИС, являются визуальное изучение колонки полноразмерного керна и материалы исследования скважинными микросканерами, которые визуализируют развернутое изображение (имидж) стенки ствола скважины. Комплексированию результатов скважинных микросканеров и данных ядерно-магнитного каротажа посвящены работы F. Shray, T. Borbas [74], C. Cao Minh, P. Sundararaman [54]; C. Cao Minh, I. Joao, J.V. Clavaud et al. [55], M. Claverie, D.F. Allen, N. Heaton et al. [57].

Для более достоверной оценки коллекторских свойств в интервалах тонкослоистых коллекторов была разработана методика SHARP, которая с привлечением скважинных микросканеров позволяет построить тонкослоистую модель среды и прямым расчетом геофизических параметров восстановить свойства тонких прослоев [31].

Методика основана на комплексировании данных микрометодов с высокой вертикальной разрешающей способностью, а также методов ГИС, обладающих достаточной глубиной. По данным микрометодов (в том числе микросканеров), осуществляется детальное расчленение разреза, и построение морфологической модели тонкослоистых пород. Методы ГИС достаточной глубины используются для оценки геофизических характеристик и построения геофизической модели разреза. Расчет модельных кривых методов ГИС осуществляется путем конволюции параметров геофизической модели разреза с привлечением специальных фильтров. При этом геофизические параметры плотных и глинистых пропластков задаются по значениям, снятым с кривых соответствующих методов ГИС, в соседних мощных пластах, а для коллекторов используются результаты «интерпретации комплекса ГИС по стандартной методике и петрофизической модели».

В случае значительной невязки модельных и исходных кривых методов ГИС осуществляется уточнение параметров модели и повторная конволюция. Процесс повторяется до получения приемлемых результатов [31].

Результатам решения прямой задачи путем выполнения одномерного и двумерного моделирования удельного электрического сопротивления в тонкослоистой среде с целью последующей интерпретации скважинных данных также посвящена работа Q.R. Passey, K.E. Dahlberg, K.B. Sullivan и др. [70].

Для изучения терригенных тонкослоистых отложений наряду с такими современными методами ГИС, как Rt-Scanner и микросканер, успешно в современный комплекс ГИС включают прибор ядерно-магнитного каротажа в сильном поле – MR Scanner. Прибор позволяет одновременно на разноглубинных зондах проводить измерения петрофизических свойств горных пород и свойств насыщающих их флюидов. MR Scanner обладает возможностью регистрации данных в режиме редактирования диффузии на разных частотах, что позволяет выполнять оценку характера насыщения, объема и свойств углеводородов даже в условиях, ограничивающих применение других методов ГИС (низкоомные коллекторы, тонкослоистые разрезы, пресные пластовые воды).

Комплексирование различных методических и аппаратурных возможностей способствует успешному решению задачи оценки коллекторских свойств. В литературе описаны примеры совместного использования трехмерного индукционного каротажа, скважинных микросканеров, ядерно-магнитного каротажа, стандартного комплекса ГИС (с последующим применением методики E.C. Thomas и S.J. Stieber) для тонкослоистых разрезов Западной Сибири [60], шельфа Мексиканского залива [63], северно-восточной части Италии [68]. Однако в случае использования разработанных другими исследователями подходов стоит оценивать условия их применимости. Для этого необходимо детальнее анализировать различные особенности изучаемых объектов, чему будет посвящена следующая глава.

## ГЛАВА 2. ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ИЗУЧАЕМЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

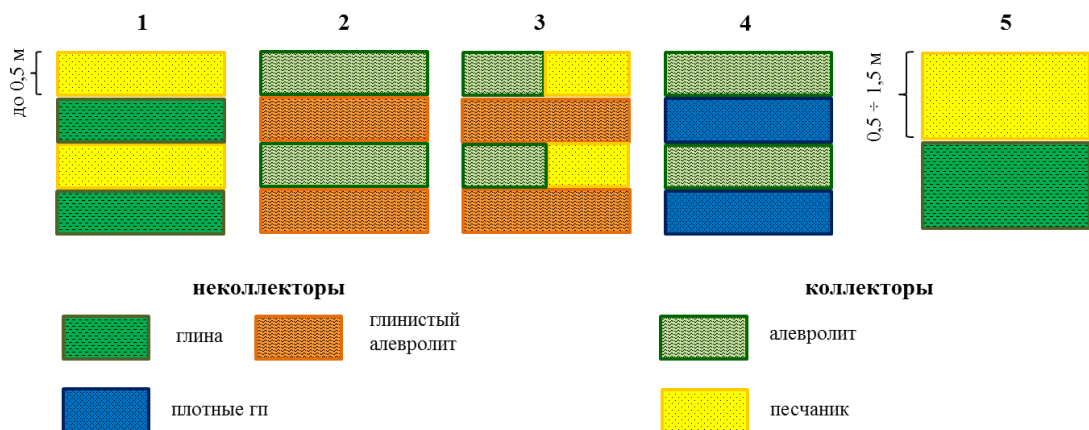
### 2.1. Условия формирования изучаемых терригенных тонкослоистых отложений

Песчаные тела формируются в различных обстановках осадконакопления и, как правило, особенно крупные, имеют полифациальное строение [28], таким образом песчаные тела будут характеризоваться различным строением, составом, морфологией и, как следствие, изменяющимися в пределах песчаных тел петрофизическими свойствами в соответствии с распределением фаций.

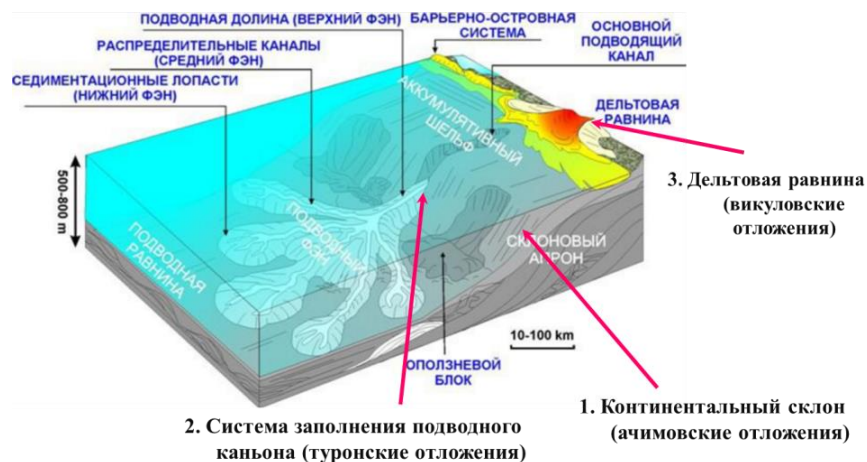
Практически во всех песчаных телах, сформированных в различных условиях седиментации, присутствуют фации, характеризующиеся наличием тонкого переслаивания прослоев коллекторов и неколлекторов (Таблица 2.1). К примеру, при глубоководной терригенной седиментации тонкослоистость может быть связана с отложениями турбидитовых потоков. С тонкослоистыми терригенными отложениями могут быть связаны значительные запасы углеводородов, однако, зачастую, отложения подобного типа в силу различного рода причин остаются недоизученными или пропускаются вовсе, что приводит к недоучету запасов углеводородов. Существующая неоднородность свойств изучаемых объектов должна быть исследована и учтена при построении петрофизических, интерпретационных и петроупругих моделей. При этом петрофизические модели тонкослоистых коллекторов также весьма разнообразны (Рисунок 2.1): прослои неколлекторов могут быть представлены, глинами, глинистыми алевролитами, плотными горными породами и т.д.; состав прослоев коллектора также может быть разнообразными – песчаники и алевролиты «чистые», песчаники и алевролиты, содержащие рассеянное глинистое вещество, алевропесчаники и т.д.

Объектами изучения настоящей работы являются различные типы тонкослоистых отложений, сформированных в условиях глубоководной морской седиментации и прибрежно-морских условиях дельтового комплекса (Рисунок

2.2). Примерами тонкослоистых образований, сформировавшихся в глубоководных морских обстановках, рассмотренными в работе, являются терригенные отложения, сформировавшие клиноформенные комплексы на континентальном склоне и его подножье (первый объект – ачимовские отложения Сургутского свода, модель 5 на рисунке 2.2). Также рассмотрены отложения, осажденные из мутьевых потоков (турбидитов) и заполняющие ранее сформированные системы каньонов в пределах континентальных склонов (второй объект – отложения туронского возраста акватории Атлантического океана, модель 1 на рисунке 2.2). Кроме того, рассмотрены тонкослоистые терригенные отложения викуловской свиты, сформированные в прибрежно-морских условиях дельтового комплекса, которые являются третьим изучаемым объектом (модель 2 на рисунке 2.2.).


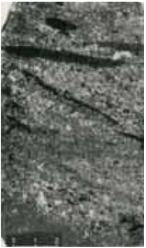





**Рисунок 2.1** Схематичные модели пород тонкослоистых отложений



**Рисунок 2.2.** Условия формирования изучаемых тонкослоистых терригенных отложений

Примеры различных типов тонкослоистых отложений

Условия осадконакопления	Фациальная ассоциация	Характерные особенности	Примеры
Континентальные	Пойменные отложения равнинных рек	представляют собой покровы мелких песков и алевритов, глинистого песка и глины, откладывающиеся на заливных участках речной поймы; отличаются тонкой слоистостью, присутствием знаков ряби и трещин усыхания, заполненных песком [6]; <b>размеры слоев составляют миллиметры, размеры серий чередующихся слоев - сантиметры [13]</b>	 Тонкослоистые пойменные отложения меандрирующей реки [6]
	Отложения временных потоков	представляют собой чередование серий косых и горизонтальных слоев; косые серии состоят из грубого материала, горизонтальные - мелкого и содержат прослойки и линзы алевролита, глины и угля; <b>мощность серий – несколько метров, слоев – сантиметры [13]</b>	 Чередование серий косых и горизонтальных слоев (временных потоков) [13]
	Отложения удаленного побережья (на примере пелагитов)	характеризуется прямолинейностью и горизонтальностью слоев и контактов между ними; размеры слоистости составляют от <b>нескольких сантиметров до нескольких метров [13]</b>	 Тонкослоистые озерные пелагиты [6]
Глубоководно-морские	Отложения гравитационных процессов (на примере турбидитов)	характеризуются горизонтальным или очень пологонаклонным чередованием слоев обломочного материала; в каждом слое наблюдается постепенное уменьшение размера частиц от подошвы к кровле; в основании и на поверхности наблюдается резкий контакт; слои имеют <b>мощность от нескольких миллиметров до метров [13]</b>	 Тонкозернистые турбидиты с сокращенной последовательностью элементов [6]
Переходные	Отложения подводной дельтовой равнины	характеризуются сильной слоистостью и неравномерным переслаиванием алевролита, аргиллита и отдельными песчано-алевритовыми прослоями, обычно в верхней части циклов; <b>толщины отдельных прослоев не превышают 50 см.</b>	 Фрагменты керна из отложений подводной дельтовой равнины

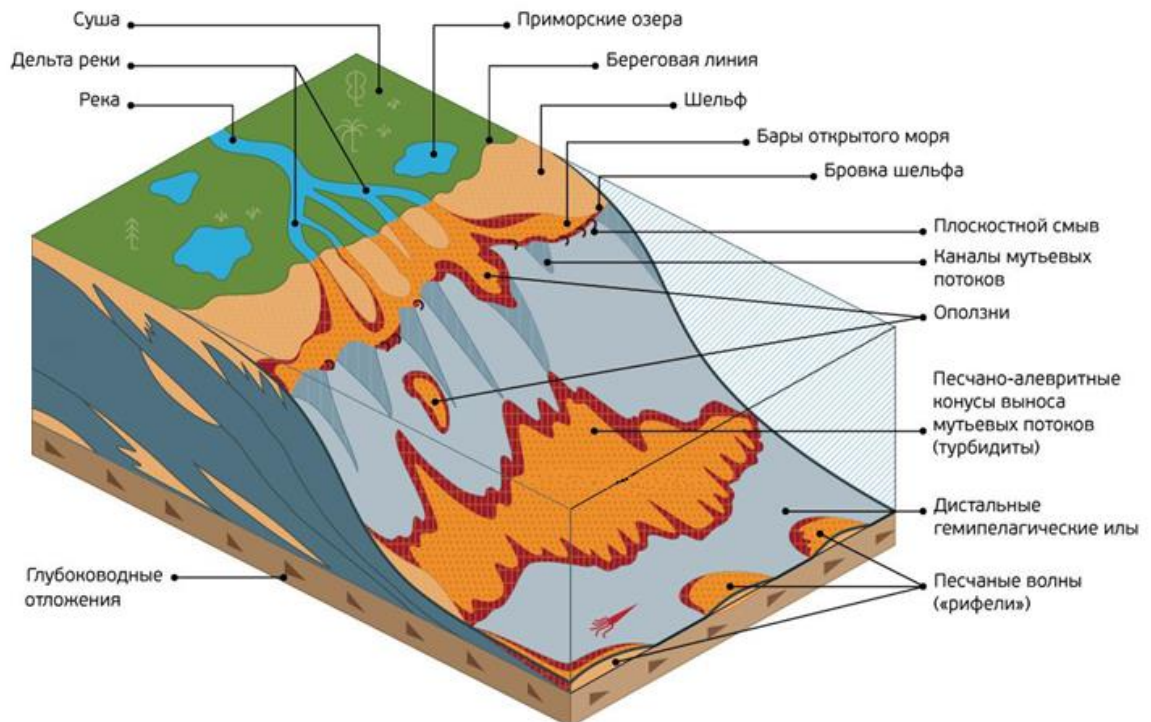
\*В таблице представлены лишь некоторые фациальные ассоциации различных условий осадконакопления, для которых характерна наличие тонкого переслаивания прослоев песчано-алевритовых коллекторов и алеврито-глинистых неколекторов

## 2.2. Условия формирования ачимовских отложений Сургутского свода

Отложения ачимовской свиты Сургутского свода (Ач-1) являются первым изучаемым объектом и служат примером тонкослоистых терригенных образований, сформировавшихся в глубоководных морских условиях. Мощность отдельных песчаных прослоев отложений ачимовской свиты не превышает 1,5 м., и при изучении сейсмическими методами подобный тип разреза также относится к тонкослоистому разрезу.

Изучение глубоководных морских отложений началось с экспедиции английского судна «Челенджер» (1872-1876 гг.). После этой экспедиции Мерреем и Ренаром была предложена модель, согласно которой в глубоководных областях морей развиты только пелагические глины и биогенные илы, а все более грубозернистые обломочные осадки распространены исключительно в мелководных или наземных обстановках. Такая модель господствовала в глубоководной морской седиментологии почти в течение столетия. Однако накопление фактического материала (проб глубинных осадков), и развитие эхолотной съемки в начале XX в., дали возможность установить отсутствие закономерного уменьшения зернистости осадков при продвижении через шельф в сторону открытого моря и позволили считать краевые склоны океанов важнейшим центром терригенного осадконакопления.

В пределах глубоководных морских областей можно выделить три основные фундаментально различающие обстановки осадконакопления: **шлейф склона, подводные конуса выноса и дно бассейна**. Изучаемые отложения ачимовской свиты являются примером отложений нормальных (обломочных) шлейфов склонов, сформированных в низкоэнергетической обстановке. *Нормальные шлейфы склонов* имеют относительно ровный выпукло-вогнутый профиль, надстраиваемый вверх и наружу при наступлении склона. В низкоэнергетических обстановках они имеют поперечный разрез с сигмоидально-проградационной структурой (Рисунок 2.3) и имеют тенденцию выравниваться и размываться течениями.



**Рисунок 2.3. Модель шлейфового склона для низкоэнергетической обстановки осадконакопления [Буторин А.С. с правками]**

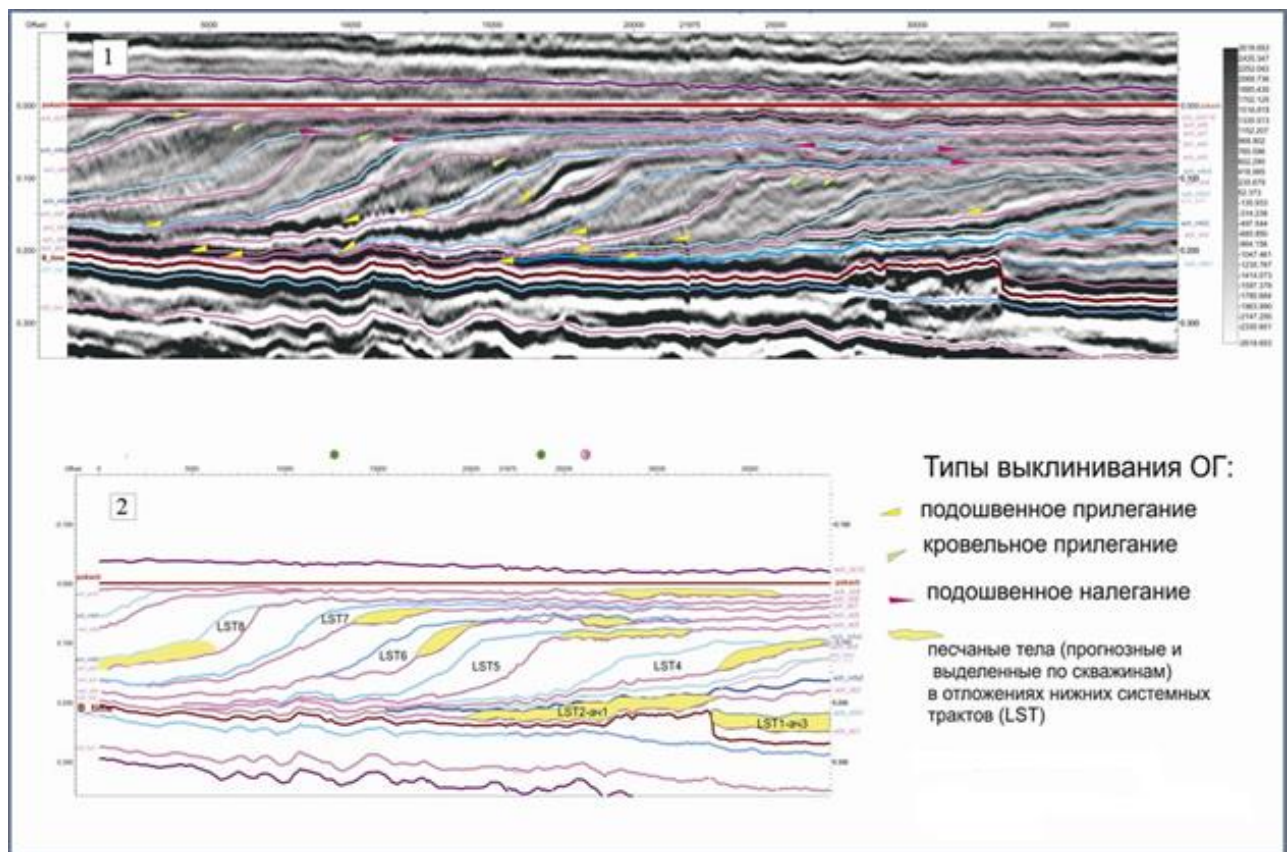
*Конусы выноса* встречаются как в форме округлых тел, так и вытянутых структур, имеющих наклон, близкий к наклону склонов и уменьшающийся от нижней к верхней части конуса. Основные морфологические элементы конусов выноса включают в себя одно или более питающих русел, оползневые уступы и блоки, скопления отложений обломочных потоков, намывные валы русел, лопастевидные выступы, формирующиеся на окончании русел и протоков и относительно ровные или всхолмленные течениями междорусловые области и области между лопастевидными выносами. Выделяются верхние, средние и нижние, или внутренние, центральные и внешние подобстановки конусов выноса.

Существует три основных типа конусов выноса: радиальный и вытянутый конуса выноса (с всевозможными переходами между ними), формирующиеся в глубоководных обстановках, и третий мелководный – дельтовый конус выноса, который будет рассмотрен ниже. «Глубоководные» конусы выноса могут встречаться в относительно мелководных бассейнах, располагаясь в основании

склона, тогда как дельтовые конуса выноса представляют собой подводные продолжения аллювиальных конусов [30].

*Дно бассейна* служит конечной ловушкой для осадков, сносимых с континента и с подводных поднятий. Питание осадками происходит за счет нескольких источников: глубоководные каньоны, подводные русла, конуса выноса и склоны, окружающие подводную равнину [30].

К характерным особенностям изучаемых ачимовских отложений неокомского комплекса одного из месторождений Сургутского свода Западной Сибири относится клиноформное строение разреза (Рисунок 2.4), преобладание глубоководных осадков, в том числе склоновых и донных, и их латеральные замещения шельфовыми отложениями, а также тесная связь с породами баженовской свиты [34].



**Рисунок 2.4. Секвенс-стратиграфическое расчленение неокомского комплекса: 1- композитный сейсмический профиль, выровненный по отражающему горизонту в кровле клиноформного комплекса; 2 – тот же разрез с обособлением секвенций и прогнозом развития песчаных коллекторов [по Малышевой Е.О.] [34]**





Подзона нижнего склона (область 2) представлена разрезами, состоящими из нескольких песчаных слоев коллектора разделенных глинисто-алевритовыми прослоями. Разрезы этой зоны характеризуются относительно пониженными значениями песчаности, чередованием песчаных и глинистых прослоев и повышенными общими толщинами. Уже на дне бассейна выделены зоны проксимального (3) и дистального (4) конусов выноса. Разрез зоны проксимального конуса выноса отличается значительными толщинами и вертикальной расчлененностью, присутствием тонких прослоев неколектора – линз и уплощенных галек глинистого материала. Зона дистального конуса выноса (4) представлена разрезами двух типов: а) разрезами, отличающимися от отложений зоны проксимального конуса выноса более однородным песчаным составом и значительно меньшими толщинами коллектора, не превышающими 10 м; б) разрезами, играющими подчиненную роль и характеризующимися «прогрессивным» строением с утонением обломочного материала вниз по разрезу, резким верхним контактом и, которые, вероятно, отражают русловые обстановки осадконакопления. Все это подтверждает условия формирования, связанные с глубоководными донными и склоновыми конусами [34].

В результате комплексного анализа скважинных и сейсмических данных также была выделена зона развития «аномальных разрезов пласта Ач-1» (область 5 на рисунке 2.5), которая отличается резкой латеральной и вертикальной неоднородностью. Присутствие прослоев баженитов и значительное сокращение, вплоть до полного отсутствия, песчаных коллекторов являются отличительной особенностью разрезов этой области [34].

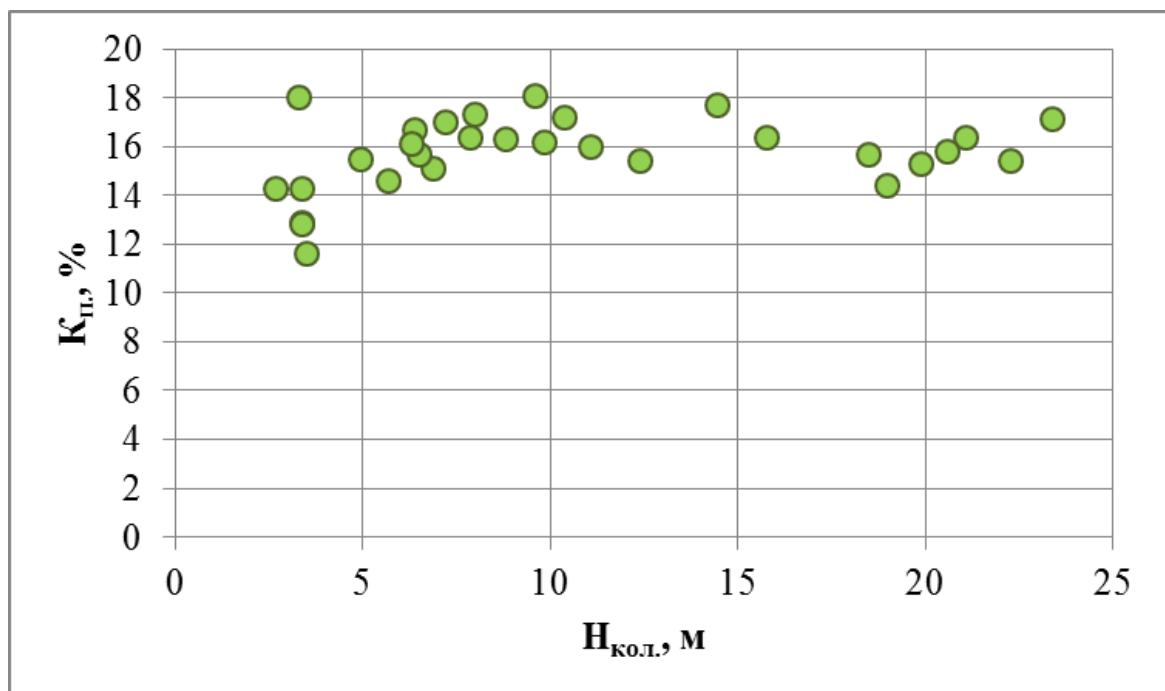
### **2.3. Литолого-петрофизическая характеристика отложений ачимовской свиты Сургутского свода**

Ачимовская толща пород охарактеризована керном, отобранным из пяти скважин участка [34]. Отложения представлены переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов с включением карбонатных прослоев. Для изучаемых ачимовских отложений характерно изменение толщин и коллекторских свойств

отдельных прослоев по вертикали и латерали, резкое взаимозамещение одних литотипов другими. Коллекторы представлены мелкозернистыми песчаниками и крупно-зернистыми алевролитами, в разной степени глинистыми, слоистыми с косой, перекрестно-волнистой слоистостью, которая связана с намывами глинистого, углисто-детритового и слюдяного материала [34].

По составу обломочной части коллекторы в изучаемых ачимовских отложениях полимиктовые и представлены полевыми шпатами (25÷50%), кварцем, обломками пород (15÷25%) и примесями слюд (1÷3%). Цемент неравномерно распределенный, глинистый, по составу представлен в основном каолинитом, хлоритом и гидрослюдами, в подчиненном количестве присутствует аутигенный цементирующий материал, представленный кальцитом, лейкоксомом, сидеритом и пиритом [34].

Также стоит отметить отсутствие влияние толщины коллекторов на их емкостные свойства. Как видно из графика сопоставления (Рисунок 2.6) мощности коллекторов ( $H_{кол}$ ) с коэффициентом пористости ( $K_p$ ), связи между этими параметрами не наблюдается.



**Рисунок 2.6** Сопоставление мощности коллекторов ( $H_{кол}$ ) с коэффициентами пористости ( $K_p$ ) для ачимовских отложений (по данным ГИС)

### **Анализ результатов петрофизических исследований керна**

Для продуктивных пластов ачимовских отложений комплекс петрофизических исследований ограничен определениями коэффициентов пористости, абсолютной проницаемости по газу и остаточной водонасыщенности, что позволяет получить связи между этими параметрами и оценить обоснованность рекомендуемых кондиционных величин. Отсутствие исследований удельного электрического сопротивления на образцах при частичном и 100% водонасыщении для этих пластов предполагает при оценке коэффициентов нефтенасыщенности привлечение связей  $P_n=f(K_n)$  и  $P_n=f(K_v)$  с соседних месторождений, полученных на образцах из ачимовской свиты.

Результаты определения петрофизических свойств для этих пластов использовались в целях оценки качества и коррекции показаний плотностного каротажа, при необходимости, а также для оценки достоверности выполнения определений коэффициентов пористости ( $K_n$ ) по данным ГИС [34].

### **Определение граничных значений емкостных и фильтрационных свойств**

Общее количество образцов, отобранных в пяти скважинах лицензионного участка из отложений ачимовской свиты, составляет 125 образцов. Надежное обоснование граничных значений параметров для выделения коллекторов на количественном уровне не представляется возможным.

На рисунках 2.7, 2.8 и 2.9 представлены попарные сопоставления коэффициентов пористости ( $K_n$ ), проницаемости ( $K_{пр}$ ) и остаточной водонасыщенности ( $K_{во}$ ), определенных на образцах керна из ачимовской толщи. Как видно из графиков, коллекция образцов представлена двумя группами пород: коллекторами с низкими коллекторскими свойствами (1 группа) и неколлекторами (2 группа). Образцы 1-ой группы характеризуются значениями коэффициентов пористости  $K_n$ , соответствующими диапазону 12÷20%, значениями  $K_{пр}$ , лежащими в диапазоне 0,5÷8 мД и значениями коэффициентов остаточной водонасыщенности  $K_{во}$ , изменяющимися от 42 до 70%. Для образцов этой группы определены связи между рассматриваемыми параметрами и

установлены граничные значения для выделения коллекторов:  $K_{п,гр}=14\%$ ,  $K_{во,гр}=70\%$ ,  $K_{пр,гр}=0,5$  мД [34].

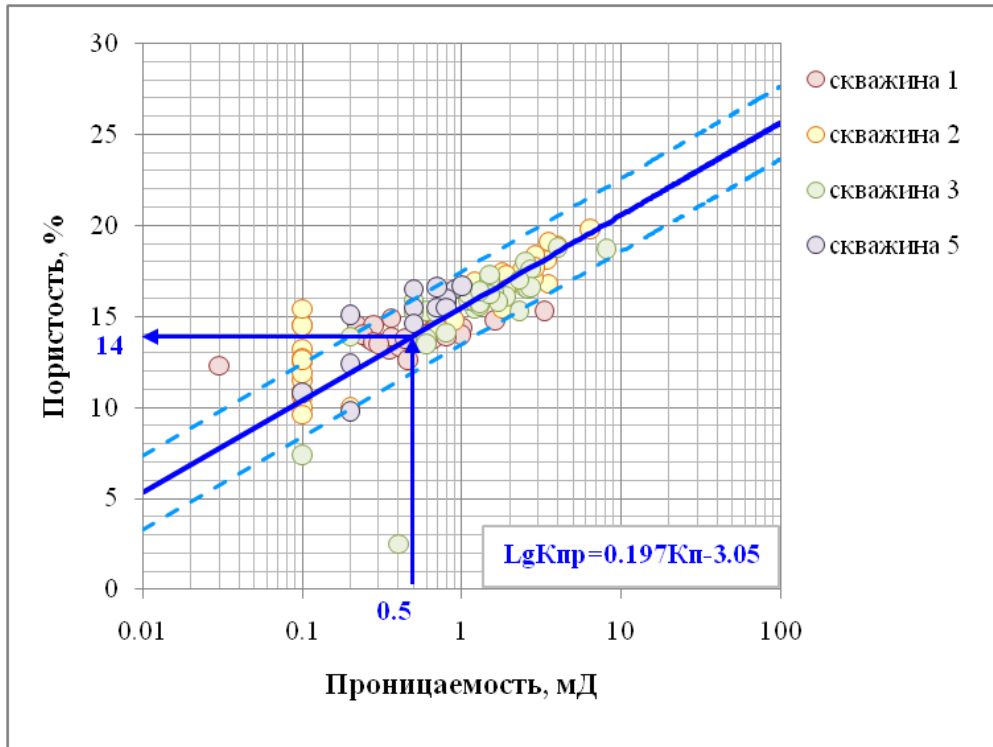


Рисунок 2.7. Сопоставление коэффициентов проницаемости  $K_{пр}$  и пористости  $K_{п}$  для ачимовских отложений [34]

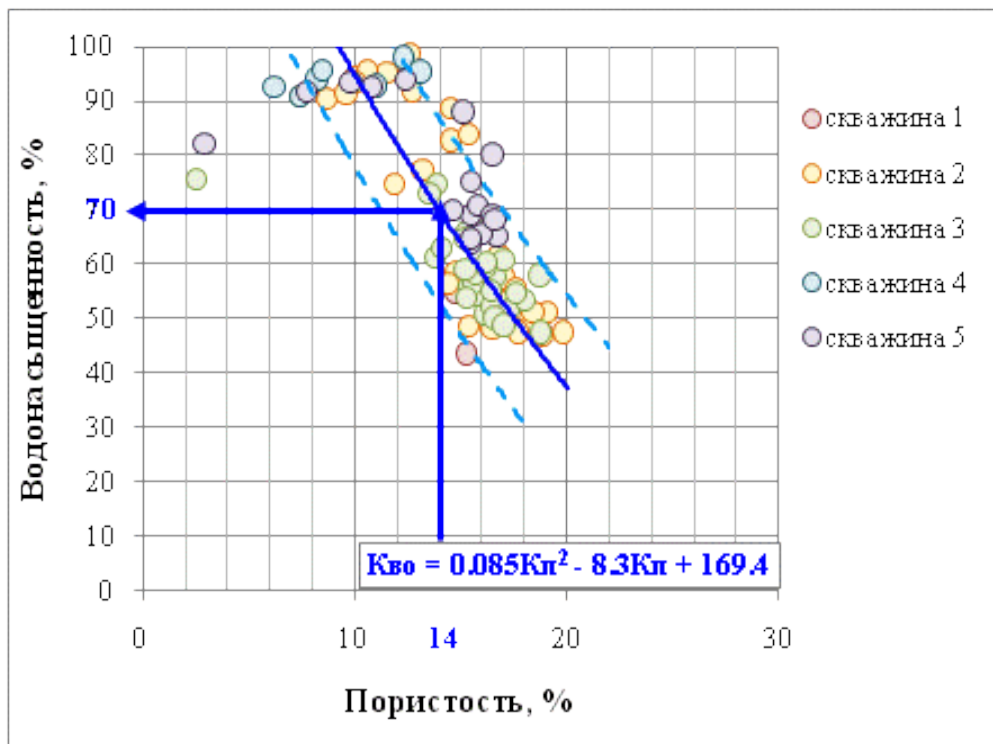


Рисунок 2.8. Сопоставление коэффициентов пористости  $K_{п}$  и остаточной водонасыщенности  $K_{во}$  для ачимовских отложений [34]

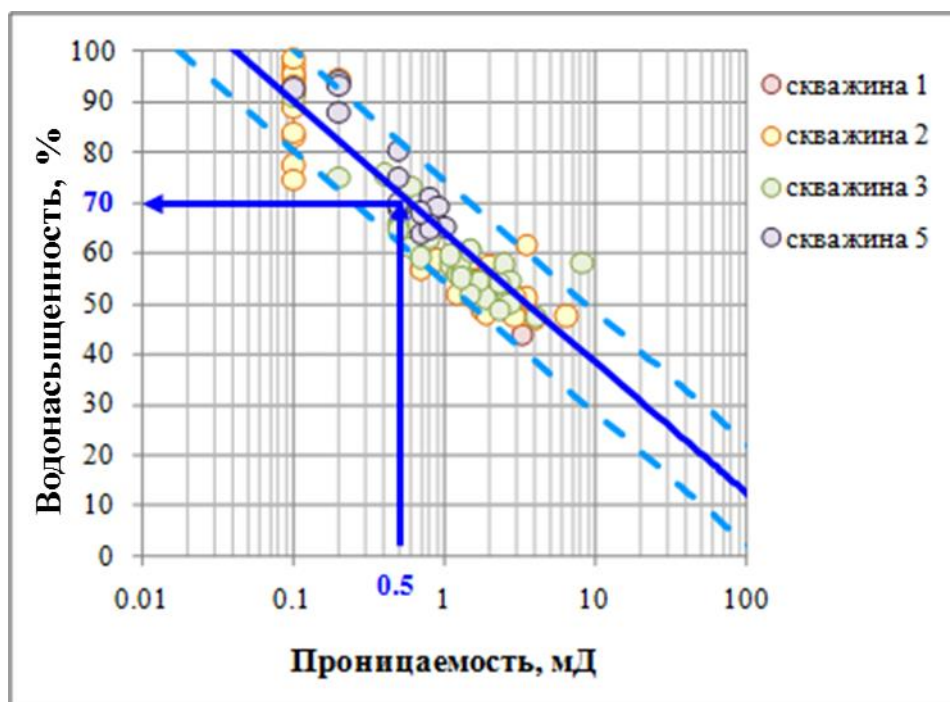


Рисунок 2.9. Сопоставление коэффициентов проницаемости  $K_{пр}$  и остаточной водонасыщенности  $K_{во}$  для ачимовских отложений [34]

Также в образцах пород из ачимовских отложений присутствует карбонатный материал. Его содержание в образцах керна изменяется от 2 до 8% и оказывает существенное влияние на емкостные свойства пород. Сопоставление содержания карбонатного материала ( $S_{карб}$ ) и коэффициента пористости ( $K_{п}$ ) приведено на рисунке 2.10 [34].

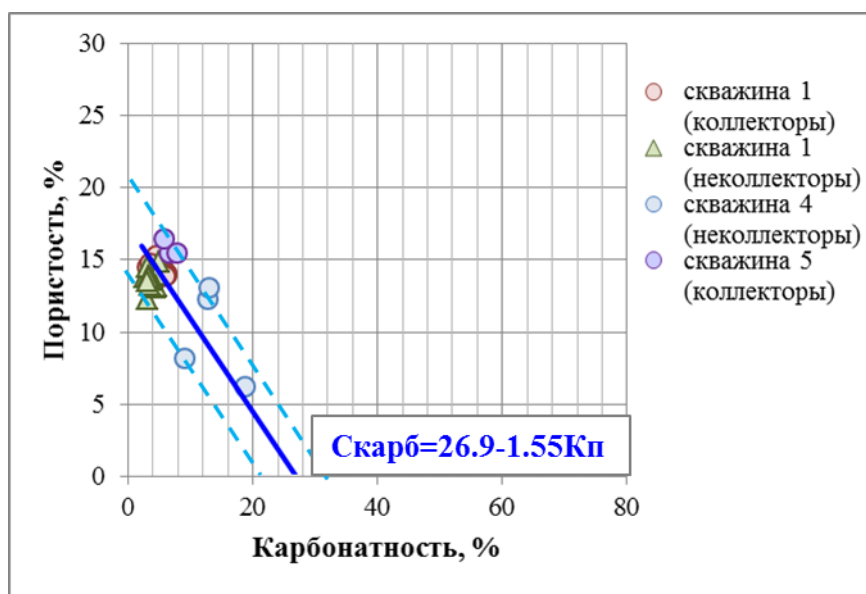


Рисунок 2.10. Сопоставление содержания карбонатного материала  $S_{карб}$  и коэффициента пористости  $K_{п}$  для ачимовских отложений [34]

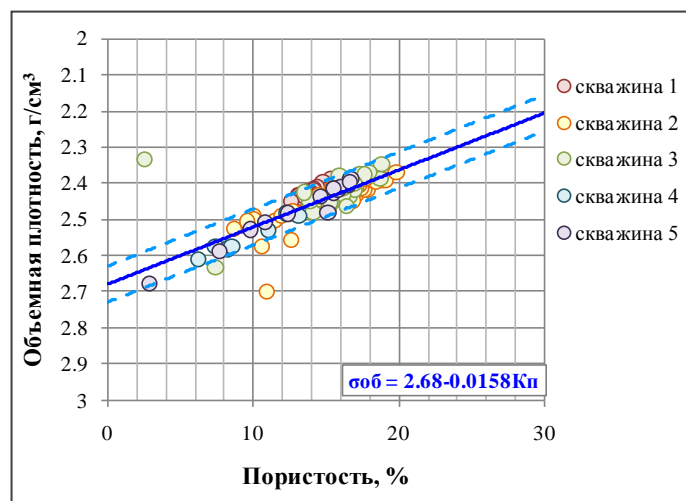
Таким образом, в предоставленной коллекции образцов присутствуют породы неколлекторы и коллекторы с невысокими ФЕС.

### **Объемная и минералогическая плотность ачимовских отложений**

Величины скоростей продольной и поперечной волн, объемной и минералогической плотностей являются важными параметрами для решения задач комплексирования сейсмики и ГИС при выполнении сейсмического проекта, поскольку они и определяют упругие свойства пород. Результаты исследования образцов керна по изучению этих величин используются, во-первых, как критерии для оценки качества зарегистрированных кривых в стволе скважины и последующей их коррекции, во-вторых, для обоснования свойств скелета породы (минералогической плотности, интервального времени пробега упругих волн в породе).

На образцах керна из изучаемых ачимовских отложений были выполнены исследования объемной и минералогической плотностей, представленные небольшой коллекцией из 121 образца; скорости волн не измерялись.

На рисунке 2.11 приведена зависимость объемной плотности образцов от коэффициента открытой пористости. Анализ данных графика показывает, что значение минералогической плотности скелета равно  $2,68 \text{ г/см}^3$ . Полученное значение минералогической плотности использовались для определения коэффициентов пористости по данным плотностного каротажа [34].



**Рисунок 2.11. Зависимость объемной плотности от коэффициента открытой пористости для ачимовских отложений на площади лицензионного участка**

Результаты определения объемной плотности, выполненные на образцах керна, сопоставлялись с кривыми плотностного каротажа и использовались для коррекции кривых плотности, полученных при записи ГГК-п. Для сравнения керновых и каротажных данных значения объемной плотности, определенных на сухих образцах керна, пересчитывались в значения плотности, соответствующие водонасыщенным образцам. Коррекция кривых плотностного каротажа по керновым данным успешно решалась в тех скважинах, в которых был выполнен полный вынос керна с его последующими детальными исследованиями (более трех определений плотности на 1 метр разреза) [34].

### **Выводы и рекомендации**

В результате анализа петрофизических свойств образцов керна из ачимовских отложений одного из месторождений Сургутского свода и зависимостей, полученных по этим данным, можно сделать следующие выводы:

1) изучен вещественный состав пород, слагающих разрезы скважин на площади лицензионного участка с целью определения модели обломочной части пород (коллекторов и неколлекторов), а также их глинистой компоненты;

2) получены граничные значения пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности для выделения коллекторов в изучаемых ачимовских отложениях;

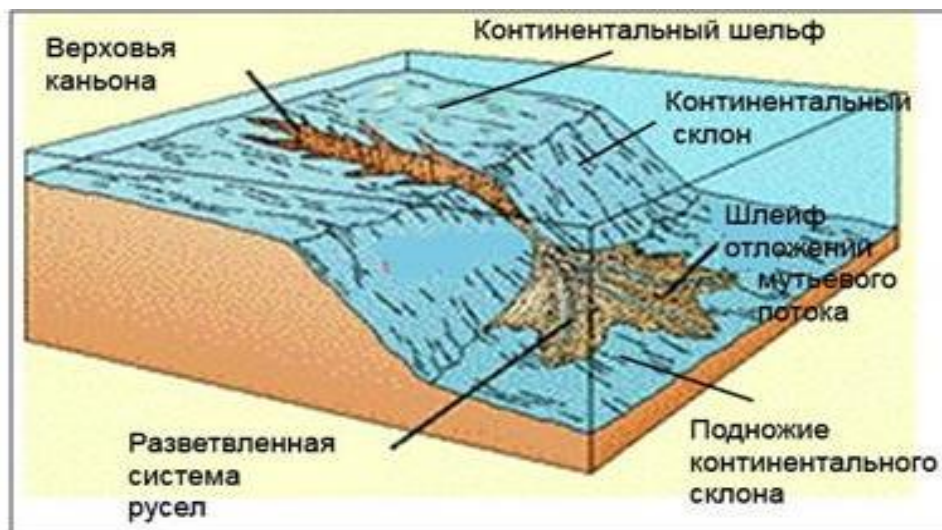
3) результаты использованы для обоснования методик количественной интерпретации данных ГИС, а также для оценки качества и коррекции (при необходимости) кривых плотностного каротажа.

С целью более достоверного определения коэффициентов нефтенасыщенности можно рекомендовать выполнение исследований полностью и частично водонасыщенных образцов пород из ачимовских отложений с целью построения связей  $P_n=f(K_n)$  и  $P_n=f(K_v)$  для этих продуктивных пластов [34].



## 2.4. Условия формирования туронских отложений одной из площадей акватории Атлантического океана

**Вторым объектом** исследований являются отложения туронского возраста акватории Атлантического океана. Изучаемые тонкослоистые отложения также как и отложения первого объекта, были сформированы в глубоководных морских условиях. Однако в отличие от отложений ачимовской свиты, обстановка формирования изучаемых отложений туронского возраста была высокоэнергетической. Поперечный разрез шлейфов высокоэнергетических обстановок характеризуется косопроградационным строением, а склон может прорезаться оврагами и раскаться оползнями с формированием на его подошве лопастевидных осадочных выступов, скоплений материала обломочных потоков и оползневых блоков. Под прямым углом к простиранию склона через определенные интервалы могут формироваться более крупные каньоны и глубоководные русла (Рисунок 2.12) [30]. Как правило, сформированные в пределах склона системы врезанных каньонов затем заполняются отложениями турбидитных потоков (рассматриваемый случай).



**Рисунок 2.12. Модель шлейфового склона для высокоэнергетической обстановки осадконакопления**

Турбидитные отложения представляют собой пласты песчаников, алевролитов или обломочных известняков, чередующиеся с алевроаргиллитами и

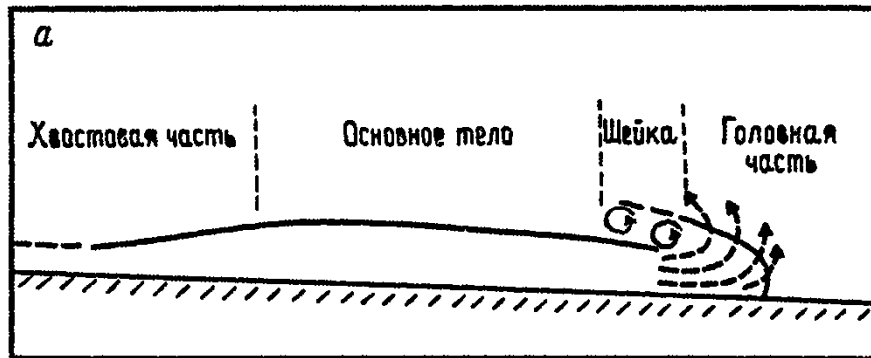
аргиллитами (глинами), причем каждый слой песчаника залегает с резким контактом на подстилающем алевроаргиллите или аргиллите.

Рассмотрим способы образования турбидитных отложений. Накапливаясь на склонах, осадки могут достичь критической массы, что приводит к подводным оползням. Поток мелких и крупных обломков песка, глинистого или карбонатного ила начинает с все возрастающей скоростью перемещаться вниз по склону. Его скорость может достигать  $70\div 90$  км/ч. Сметая на своем пути осадки и донные организмы, поток стремится к подножию, где и откладывает весь перемещенный материал в виде мощных конусов, имеющих в плане форму веера.

Далее наступает затишье и период чрезвычайно медленного осаждения тончайшего материала, выпадающего из толщи воды. Следующий оползень или подземный толчок вызывает очередной мутьевой поток. Этот процесс повторяется многократно. Поэтому возникают мощные циклично построенные толщи, т. е. образуются многокилометровые осадки, состоящие из правильного чередования тысяч сравнительно тонких (до  $1,5\div 2$  м) слоев, образованных отдельными мутьевыми потоками, и тончайших (несколько миллиметров) фоновых осадков.

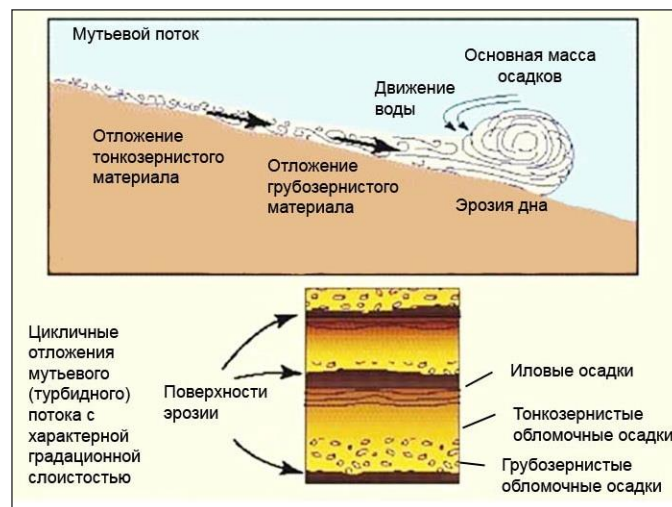
Эксперименты показали, что турбидитные потоки имеют характерное продольное строение и состоят из головной и хвостовой частей, тела и шейки (Рисунок 2.13). Головная часть турбидитного потока имеет характерную форму и текстуру течения. В плане она лопастевидная с локальными ответвлениями от направления потока. Внутри головной части существует система круговых вихрей, направленных вперед и вверх. Здесь, как правило, концентрируются наиболее крупные частицы. Тело располагается за головной частью и характеризуется почти однородной мощностью потока. В пределах тела может происходить осадконакопление, в то время как в пределах головной части еще продолжается эрозия. В хвостовой части поток быстро утоняется и становится очень разжиженным. За счет смешения потока с окружающей жидкостью образуется разжиженный горизонт. Турбидитный поток будет ослабляться и по

существу остановится при перемешивании его с водой, вследствие осаждения и отделения потока в шейке [30].



**Рисунок 2.13** Схематическое разделение турбидного потока на головную и хвостовую части, основное тело и шейку [30]

Наиболее крупная песчаная фракция выпадает сразу, затем более мелкая и т.д. вплоть до илов (Рисунок 2.14). В обычном турбидитном потоке большая часть грубого материала отлагается за период времени, измеряемый часами, хотя для полного осаждения мелкозернистого материала потребуется неделя. Таким образом, для турбидитов характерно ритмичное чередование прослоев снизу вверх песков, алевритов и илов. Каждый такой слойный элемент ритма именуется циклом Боума и образуется в результате однократного «схода лавины» [30]. В теле турбидита содержатся десятки, сотни и тысячи таких циклов в зависимости от возраста турбидита и интенсивности осадконакопления на шельфе.



**Рисунок 2.14.** Характерная цикличность отложений мутьевого потока

Рассматриваемая площадь располагается недалеко от центра бассейна Тано-Ивориан между бровкой континентального шельфа и малым склоном и находится в системе каньона Асини, который был образован в верхнемеловое время. Заполнение этой системы каньонов наклонными турбидитовыми потоками относится к туронскому времени. Дренажная система реки Вольта обеспечивала внос грубых обломочных материалов, которые быстро попадали в систему каньона из-за узкой шельфовой области. Серия эпизодов заполнения каньона началась в начале кампана и продолжалась вплоть до маастрихта. Миграция дренажной системы реки Вольта на восток в конечном итоге отрезала питание обломочными осадками восточную часть бассейна Тано-Ивориан, и привела к осаждению аргиллитов в верхнем маастрихте и третичное время, обеспечив региональную нефтяную систему покрывкой. «Боковую закупорку» обеспечивают стенки каньона, выклинивание песчаников вверх по восстанию пластов и боковые выклинивания в связи с последующей эрозией и осаждением герметизирующих сланцев, происходившем на следующем цикле осадконакопления. Русловые отложения и комплексы конусов выноса сформировали здесь объединенную залежь.

На рисунке 2.15 ниже показан разрез полнократного куба амплитуд через место расположения скважины 1. Эта линия наглядно демонстрирует латеральные выклинивания на северо-западе и юго-востоке. Внутренняя геометрия указывает на объединенный канал (более ограниченная геометрия) и конус выноса (менее ограниченная геометрия) комплексного осадконакопления.

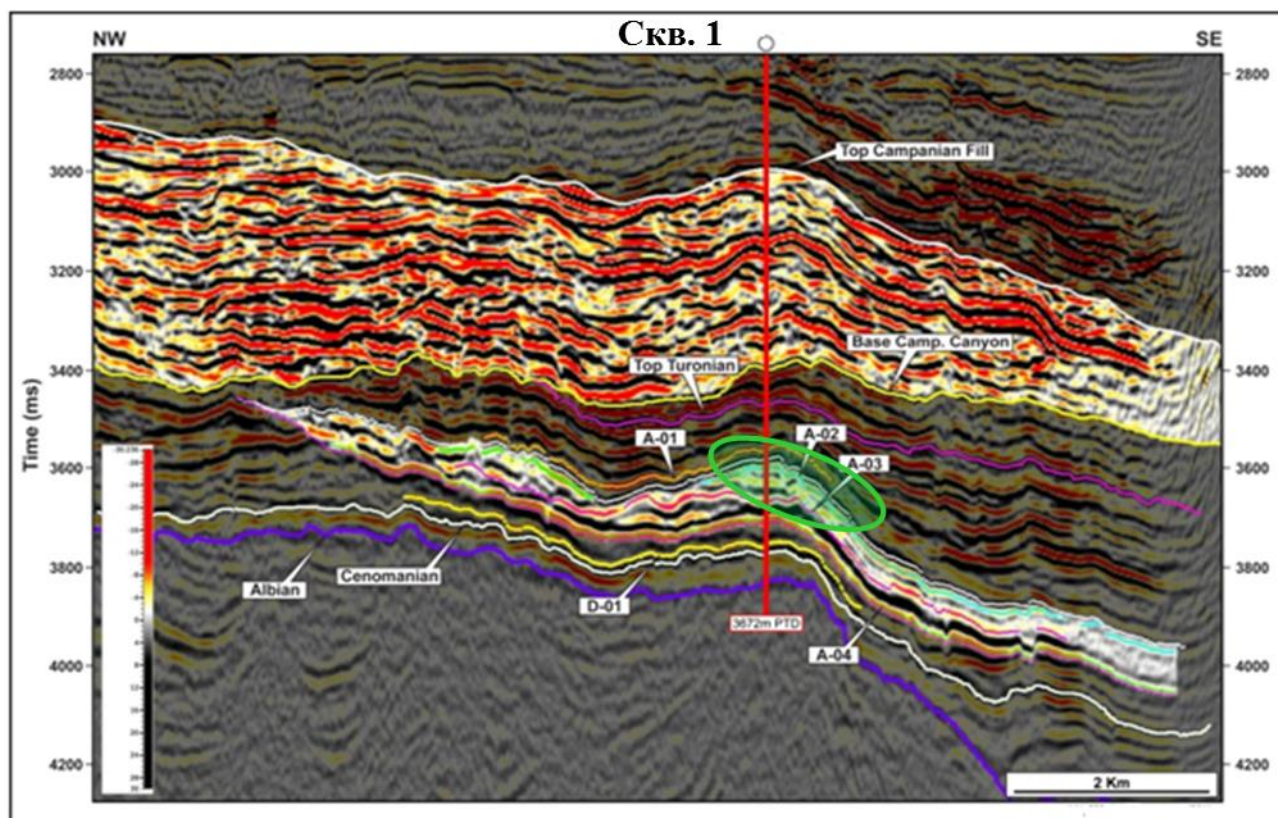


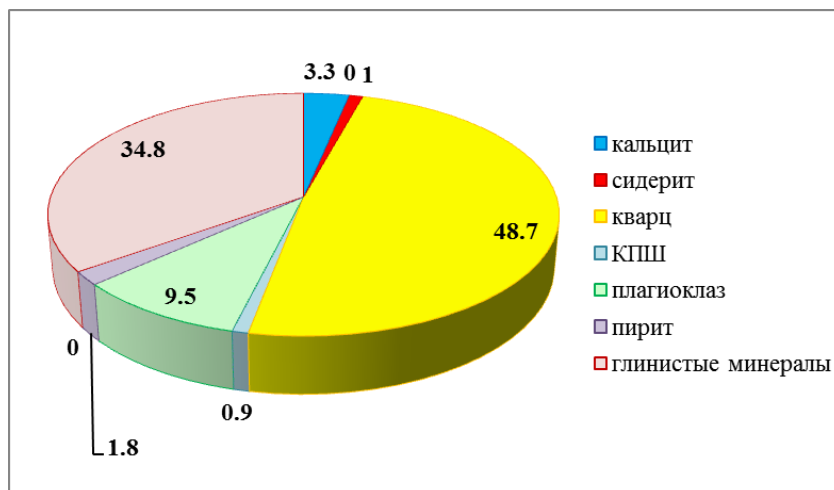
Рисунок 2.15 Разрез полнократного куба амплитуд через место расположения скважины

## 2.5. Литолого-петрофизическая характеристика туронских отложений одной из площадей акватории Атлантического океана

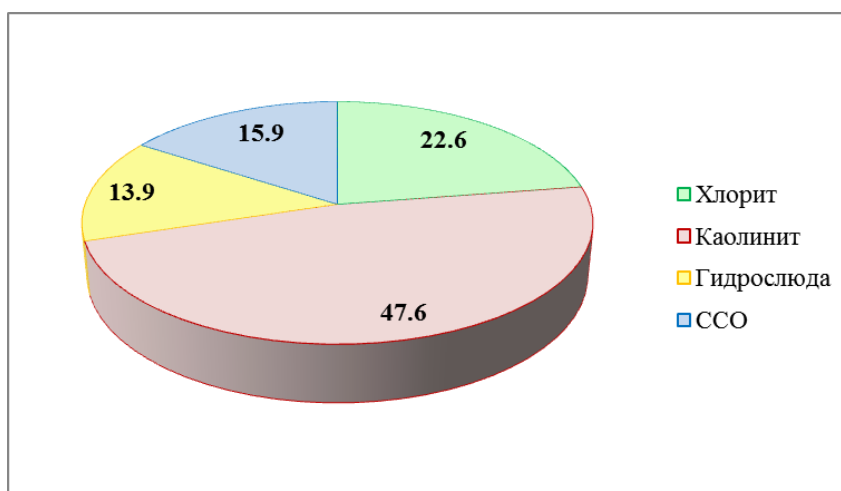
Отложения туронского возраста охарактеризованы керном трех скважин изучаемой площади. Коллекция керна насчитывает 96 образцов и представлена несколькими типами пород: слоистыми глинистыми разностями, песчаниками разной степени отсортированности и алевролитами, алевритистыми глинами и карбонатизированными плотными разностями.

В составе скелета песчаников и слоистых разностей преобладает кварц (48,7%); в меньшем количестве содержатся плагиоклазы (9,5%); в небольшом количестве присутствуют калиевые полевые шпаты (Рисунок 2.16). Также отмечаются карбонатизированные растительные остатки и зерна тяжелых минералов – пирита и сидерита, что отражается на результатах измерения минералогической плотности образцов пород.

Прослой слоистых глинистых разностей содержат большое количество глинистых минералов, смешанных с зернами минералов алевритовой и песчаной размерности. В составе глинистых минералов преобладает каолинит (47,6%), в меньшем количестве содержится хлорит (22,6 %) и практически в равных долях присутствуют ССО (15,9%) и гидрослюда (13,9%) (Рисунок 2.17).



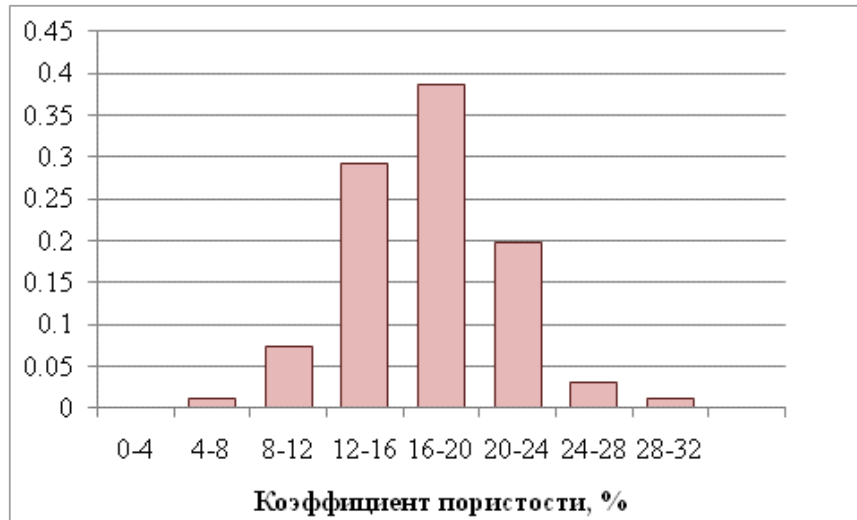
**Рисунок 2.16. Минералогический состав твердой части пород туронского возраста**



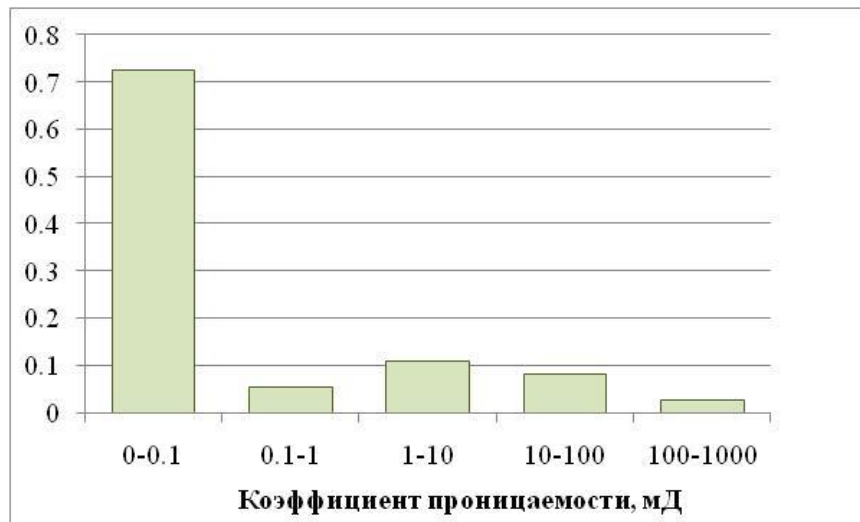
**Рисунок 2.17. Минералогический состав глинистых минералов цемента отложений туронского возраста**

Пустотное пространство образцов песчаных пород, а также песчаных прослоев в слоистых разностях представлено в большей степени первичной межгранулярной пористостью, вторичная пористость растворения имеет подчиненное значение.

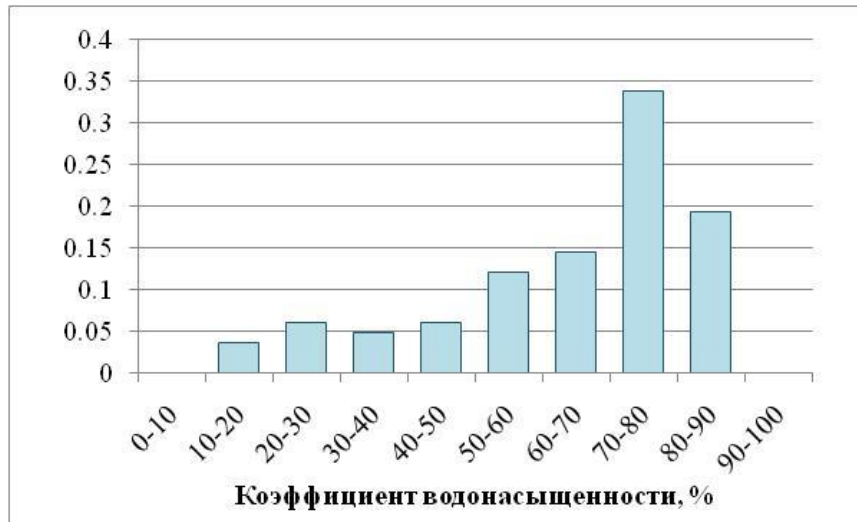
На рисунках 2.18, 2.19 и 2.20, соответственно, представлены распределения пористости, проницаемости и водонасыщенности изучаемой коллекции образцов.



**Рисунок 2.18. Распределение коэффициентов пористости ( $K_p$ ) образцов пород туронского возраста**



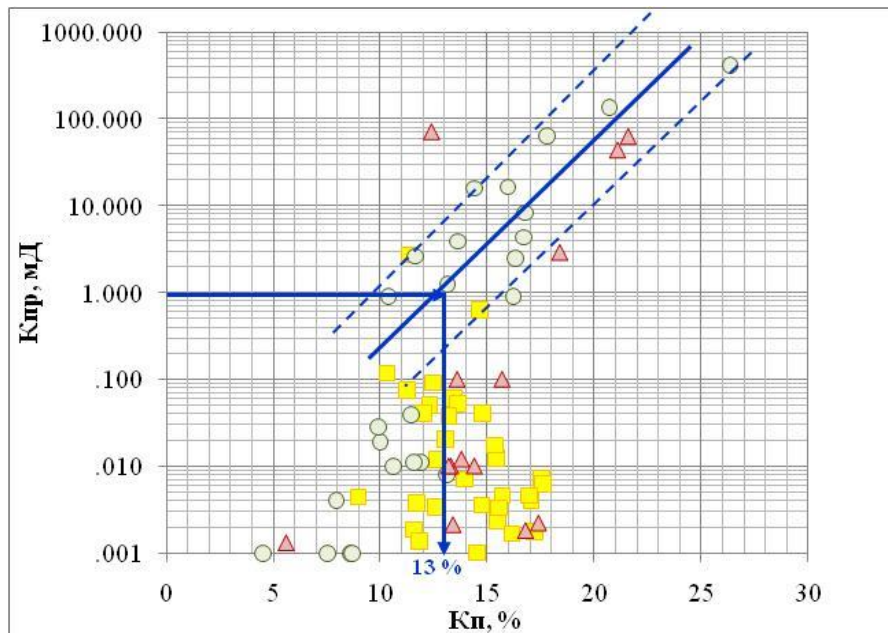
**Рисунок 2.19. Распределение коэффициентов проницаемости ( $K_{пр}$ ) образцов пород туронского возраста**



**Рисунок 2.20. Распределение коэффициентов водонасыщенности ( $K_v$ ) образцов пород туронского возраста**

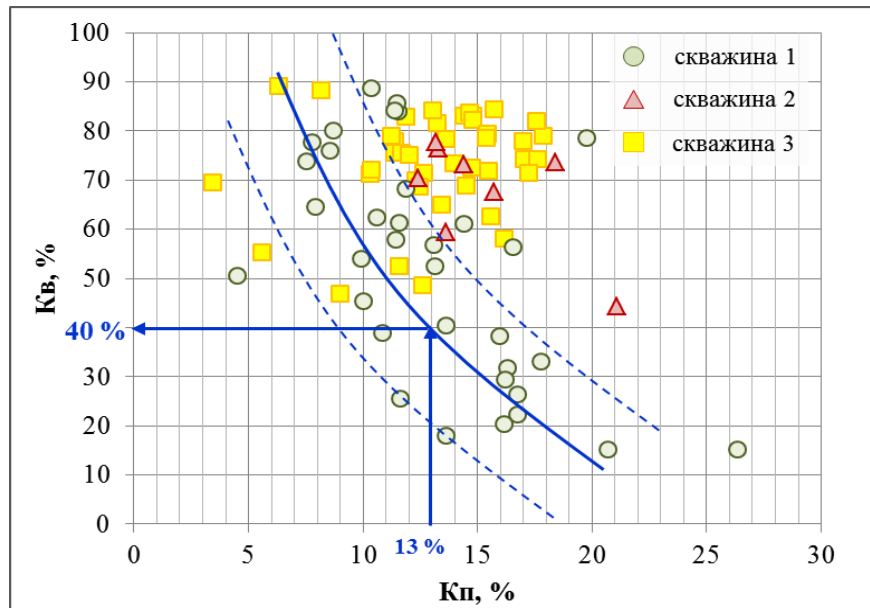
### Анализ результатов петрофизических исследований кернa

Для определения граничных значений коэффициентов пористости ( $K_p$ ), проницаемости ( $K_{пр}$ ) и водонасыщенности ( $K_v$ ) были построены попарные сопоставления коэффициентов пористости, проницаемости и водонасыщенности, которые приведены на рисунках 2.21 и 2.22.



**Рисунок 2.21. Сопоставление коэффициентов проницаемости  $K_{пр}$  и пористости  $K_p$  для отложений туронского возраста**

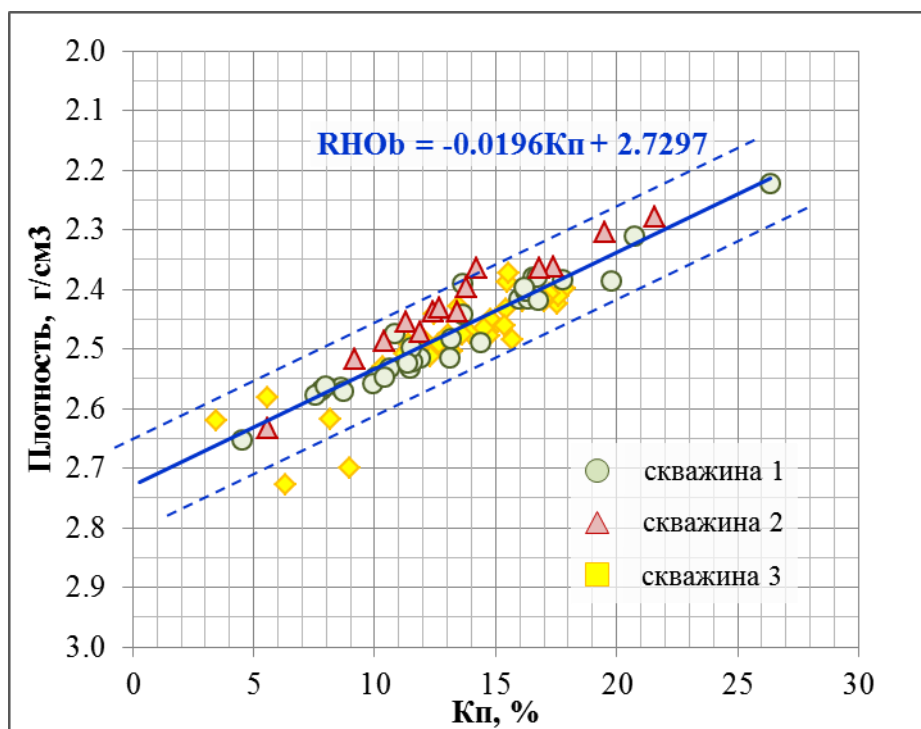




**Рисунок 2.22. Сопоставление коэффициентов пористости  $K_{п}$  и остаточной водонасыщенности  $K_{во}$  для отложений туронского возраста**

Как видно из графиков, коллекция образцов представлена двумя группами пород: коллекторами с различными ФЕС и неколлекторами. Для образцов первой группы выполнено определение кондиционных параметров коэффициентов пористости  $K_{п,гр}=13\%$  и коэффициента  $K_{в,гр}=40\%$  при коэффициенте проницаемости равном  $K_{пр,гр}=1$  мД. Вторая группа образцов представлена алеврито-глинистыми породами-неколлекторами с низкими ФЕС и высокими коэффициентами остаточной водонасыщенности.

На рисунке 2.23 приведена зависимость объемной плотности образцов от коэффициента открытой пористости, с помощью которого оценено значение минералогической плотности скелета, равное  $2,73$  г/см<sup>3</sup>. Полученное высокое значение минералогической плотности отражает наличие тяжелых минералов в составе породы.



**Рисунок 2.23. Зависимость объемной плотности от коэффициента открытой пористости для отложений туронского возраста**

Комплекс петрофизических исследований образцов ядра из отложений туронского возраста включал только лишь определения пористости, проницаемости, плотности, водонасыщенности. Определения удельного электрического сопротивления на образцах при частичном и 100% водонасыщении, которые необходимы для построения связей  $P_n=f(K_n)$  и  $P_n=f(K_v)$ , в комплексе лабораторных исследований ядра изучаемых отложений отсутствовали.

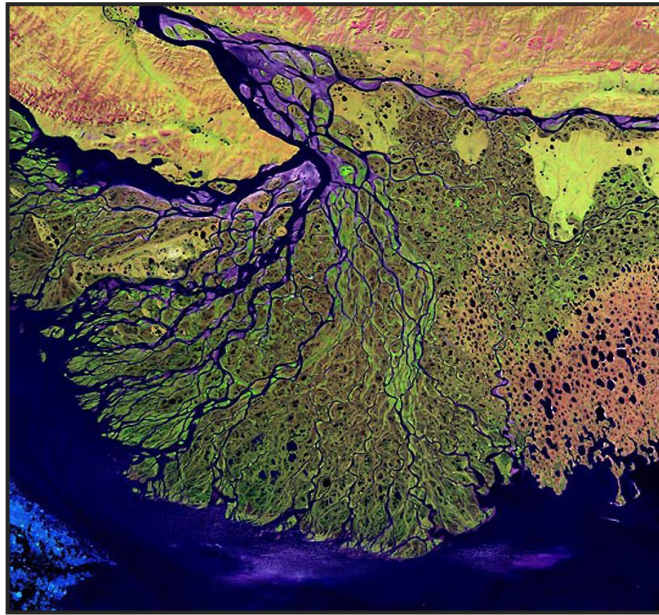
В целом, отложения туронского возраста сложены массивными, а также тонкослоистыми полимиктовыми песчаниками и алевролитами с примесью тяжелых минералов, глинистыми разностями и прослоями уплотненных карбонатизированных пород. Породы-коллекторы характеризуются невысокими ФЕС – пористость изменяется в диапазоне от 13% до 32% и в среднем составляет 16÷20%, проницаемость лишь в редких случаях превышает 100 мД.

## 2.6. Условия формирования отложений викуловской свиты Красноленинского свода

Третьим объектом исследования настоящей работы являются тонкослоистые терригенные отложения Викуловской свиты, сформированные в переходных (дельтовых) условиях.

Дельта фактически представляет собой конус выноса обломочного материала, приносимого рекой. Когда река достигает моря, скорость течения падает. В результате этого большое количество материала, как влекомого по дну, так и находящегося во взвешенном состоянии, оседает. Таким путем образуется широкий наземный конус выноса с вершиной, обращенной к реке, и наклонным в сторону моря основанием. Часть принесенного материала выпадает в море, образуя подводную дельту, или авандельту. При относительно небольшой глубине моря русло реки быстро загромождается наносами и уже не может пропустить через себя все количество поступающей речной воды. В результате возникают прорывы берегов, и образование дополнительных русел, называемых рукавами или протоками, которые разбивают дельту на отдельные острова. Отдельные протоки постепенно отчлениются, мелеют, превращаются в озера. В ходе развития часть из них постепенно заполняется озерными осадками, часть зарастает и превращается в болота.

При каждом половодье дельта реки меняет форму, расширяется, повышается и удлиняется в сторону моря. В результате образуются обширные аллювиально-дельтовые равнины со сложным рельефом и строением. Примером такой дельты является дельта реки Лена (Рисунок 2.24).



**Рисунок 2.24 Современный аналог – дельта реки Лена. Вид сверху (2012 г.)**

Также в формировании прибрежно-морских отложений большую роль играют приливно-отливные и вдольбереговые течения и волновая деятельность моря, которые перерабатывают принесенный рекой обломочный материал.

Таким образом, отложения аллювиально-дельтовых равнин представляют собой комплекс континентальных и морских отложений, сложно чередующихся, характеризующихся быстрой сменой фаций в горизонтальном и вертикальном направлениях, частым выклиниванием, иногда линзовидной формой.

Изучаемые отложения викуловской свиты Красноленинского свода являются примером тонкослоистых терригенных отложений, сформированных в условиях подводной дельтовой равнины ( $BK_2$  и  $BK_3$ ) и трансгрессивного шельфа моря с плоским дном ( $BK_1$ ) и характеризуется сильной неоднородностью по вертикали и представлены часто переслаивающимися песчано-алевритовыми и глинистыми породами. Толщины прослоев коллекторов не превышают 50 сантиметров.

Отложения нижней части викуловской свиты представлены алевритами, алевролитами, песчаниками с прослоями глин и глинистых известняков, верхней части – алевролитами с прослоями глин, песками, глинистыми песчаниками.

В составе верхней части викуловской свиты выделяют три продуктивных пласта –  $ВК_1$ ,  $ВК_2$ ,  $ВК_3$ . Общая толщина викуловского продуктивного интервала, а также толщины отдельных продуктивных пластов практически не меняются по площади.

В ходе исследований изучаемой площади коллективом авторов (Маркелова Л.Н., Сержанович И. и др.) было выявлено, что механизмы формирования нижней части изучаемого пласта (пласты  $ВК_3$ ,  $ВК_2$ ) и верхней ( $ВК_1$ ) различны. Основные этапы формирования викуловской свиты представлены на рисунке 2.25.

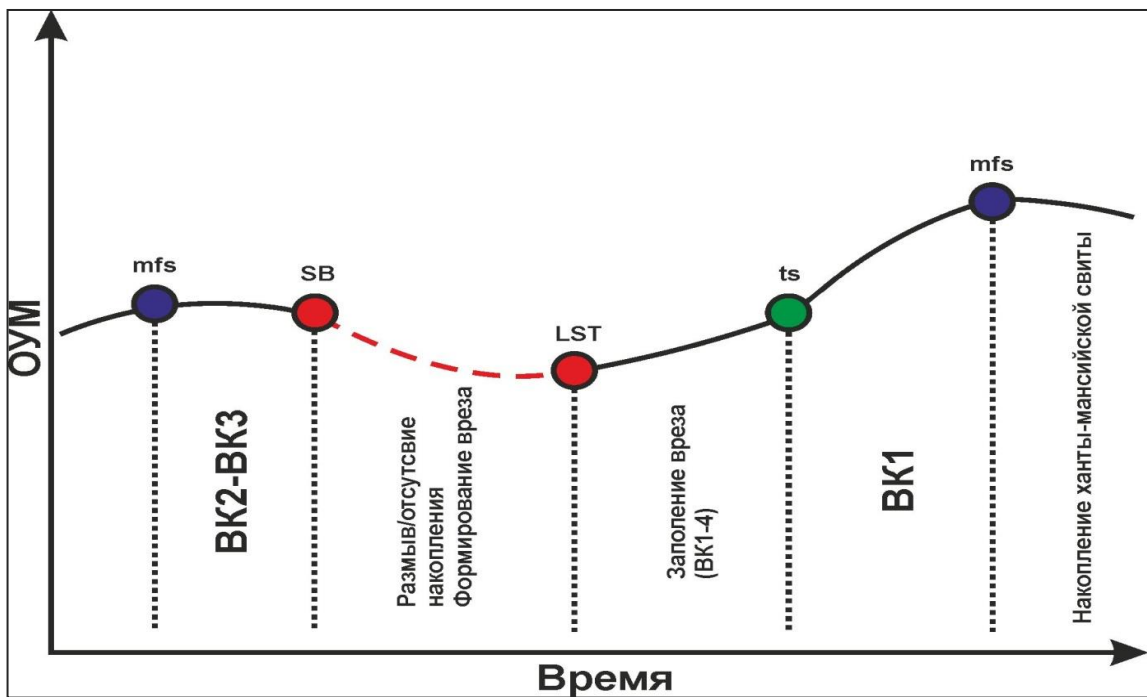


Рисунок 2.25. Основные этапы формирования викуловской свиты

На начальном этапе происходило формирование пластов  $ВК_3$  и  $ВК_2$  викуловской свиты в условиях подводной дельтовой равнины. Особенностью отложений этой части изучаемого разреза является наличие четко выраженных регрессивных циклов.

На следующем этапе произошло опускание относительного уровня моря, которое привело к перерыву в осадконакоплении и размыву уже отложившихся осадков, образованию врезанных долин.

На завершающем этапе образования отложений викуловской свиты происходило заполнение вреза и накопление пласта  $ВК_1$ , перекрывающего отложения  $ВК_2$  и  $ВК_3$ , а также врез. Формирование перекрывающего пласта происходило в условиях трансгрессивного шельфа моря с плоским дном.

Важной особенностью викуловского интервала разреза является наличие крупного вреза в южной части площади, присутствие которого подтверждается как скважинными (Рисунок 2.26), так и сейсмическими данными (Рисунок 2.27).

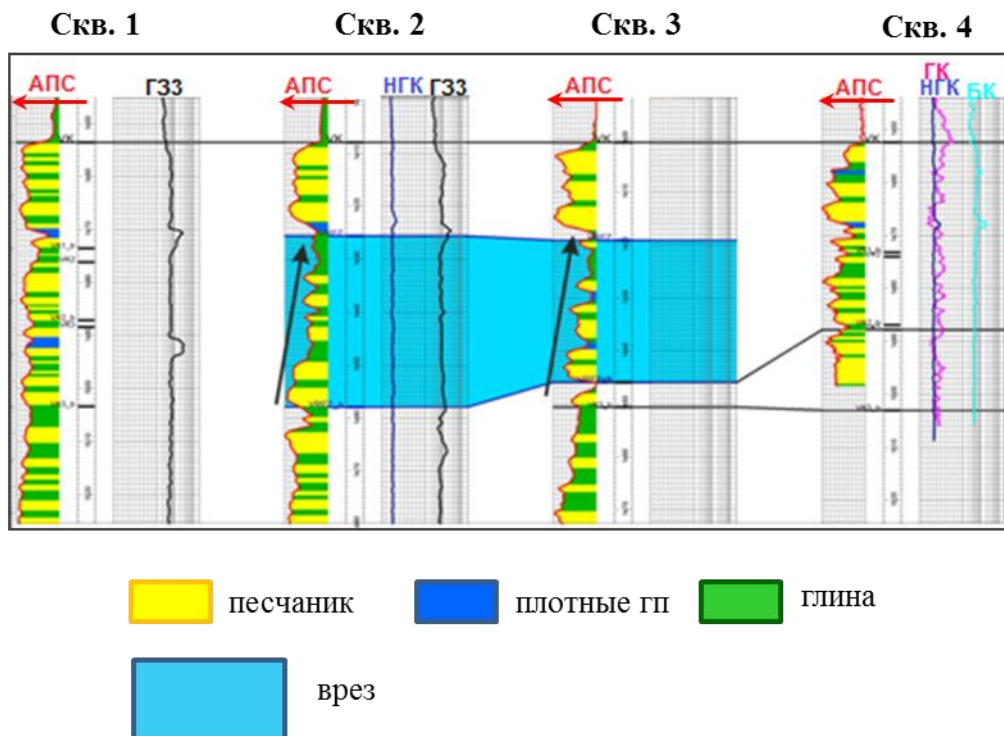
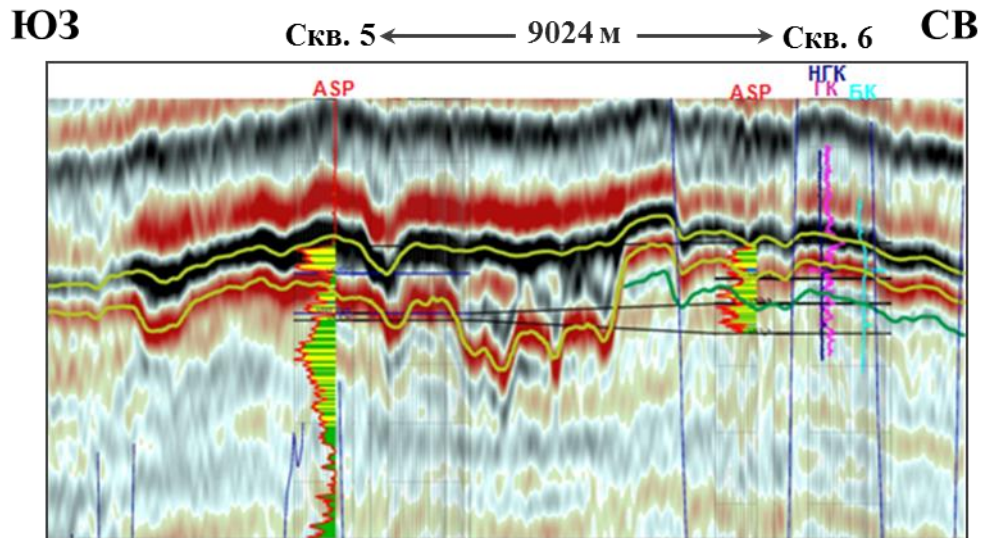


Рисунок 2.26. Пример выделения вреза по скважинным данным

На стратиграфических слайсах в зоне вреза видны тела, характерные для русловых условий, что позволяет говорить о субэральном характере его формирования и заполнения. Из анализа каротажных диаграмм видно, что разрез скважин, находящихся в зоне вреза, имеет ярко выраженный трансгрессивный характер. В пределах вреза имеет место уменьшение зернистости вверх по разрезу, что в условиях эрозии характерно для русловых процессов. В пределах вреза помимо трансгрессивных зон выделяются зоны повышенной глинизации, которые соответствуют прирусловым валам. Расположены они по периферии вреза.

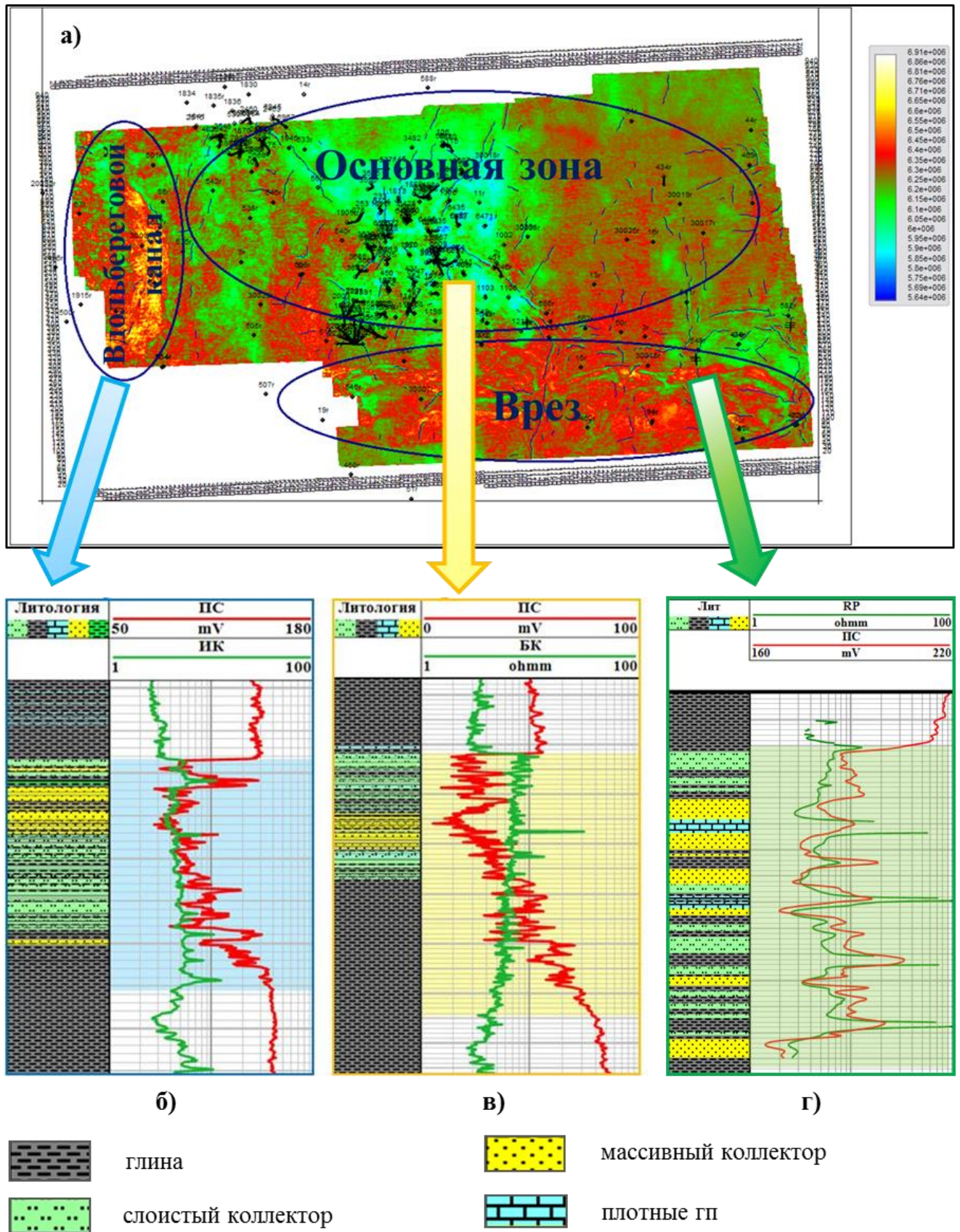


**Рисунок 2.27. Пример выделения вреза по сейсмическим данным**

Контрастное тело в западной части площади, проявляющееся на поздних этапах, интерпретируется как вдольбереговой канал, который начал формироваться на заключительной стадии заполнения вреза в морских условиях. По нему, в том числе, шла транспортировка осадков, которые формировали толщу заполнения вреза на заключительной субаквальной стадии. Его характерной особенностью является лучшая сортировка осадков и, как следствие, их большая однородность в нижней части пласта  $ВК_1$ .

Таким образом, изучаемая площадь в интервале викуловских отложений может быть разделена на несколько зон (Рисунок 2.28): «основную», зону вреза и зону отложений вдольберегового канала.

По результатам генетического анализа выявлена значительная анизотропия изучаемого разреза. Исходя из керновых данных, толщина проницаемых прослоев не превышает 50 см, а средняя толщина прослоев пород коллекторов – 15 см. Значительные изменения фильтрационно-емкостных свойств в викуловских отложениях в большей степени характерны для зоны вреза и, в меньшей степени – для зоны вдольберегового канала [35].



**Рисунок 2.28.** Выделение зон на изучаемой площади по срезу куба акустического импеданса (а). Кривые ГИС в отложениях вдольберегового канала (б), «основной» зоны (в) и зоны вреза (г)



Как видно из рисунка, отложения вдольберегового канала (б) характеризуются больше однородностью, в сравнении с отложениями «основной зоны» (в), и имеют улучшенные коллекторские свойства. В отложениях зоны вреза (г) также преобладают однородные массивные коллекторы в средней части пласта, а тонкослоистые отложения приурочены к кровле продуктивной свиты.

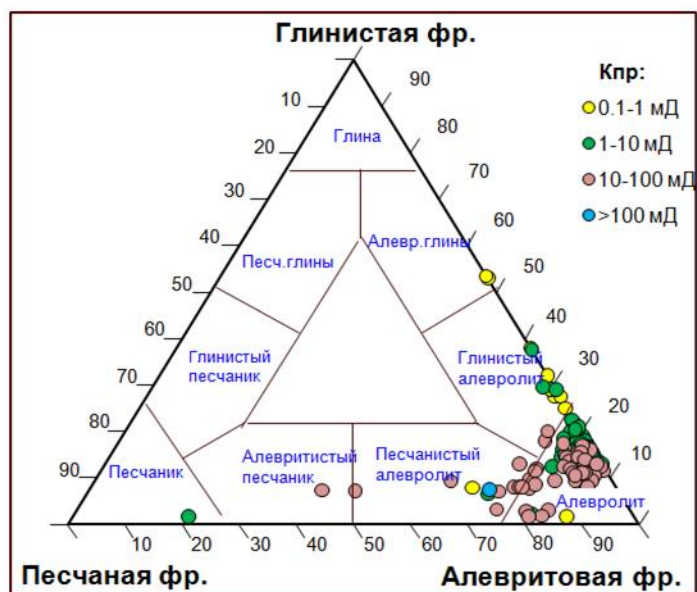
## **2.7. Литолого-петрофизическая характеристика отложений викуловской свиты Красноленинского свода**

Исследуемые отложения викуловской свиты характеризуются высокой вертикальной неоднородностью и представляют собой тонкослоистые пачки часто переслаивающихся песчано-алеврито-глинистых прослоев, толщины которых не превышают 50 сантиметров.

### **Минералогический и гранулометрический составы пород**

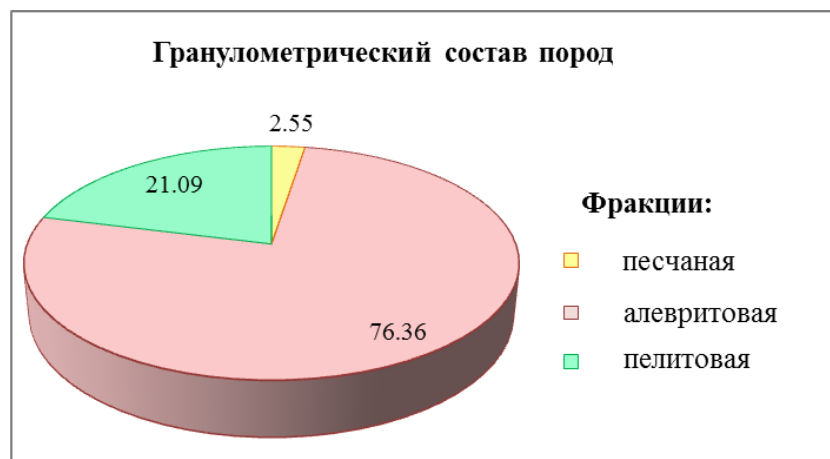
Породы-коллекторы викуловской свиты изучаемой площади представлены, главным образом, алевролитами и алевритистыми мелкозернистыми песчаниками. К классу неколлекторов отнесены глинистые алевролиты и алевритистые глины, иногда сильно карбонатизированные. Породы данного класса имеют довольно высокую пористость, однако практически непроницаемы ввиду наличия значительного количества порового глинистого или карбонатного цемента.

По гранулометрическому составу викуловские отложения относятся к слабо и средне отсортированным крупнозернистым, чаще мелкозернистым алевролитам. Гранулометрическая характеристика пород приведена на рисунке 2.29.



**Рисунок 2.29** Гранулометрическая характеристика пород викуловской свиты

Следует отметить, что среди исследованных образцов керна практически нет «чистых» алевролитов, песчаников или глин: все образцы пород представляют собой совокупность глинистого, алевритистого и песчаного материалов в различных соотношениях. По данным гранулометрических исследований образцов в породах викуловской свиты изучаемой площади преобладает алевритовая фракция: ее объем, в среднем, составляет 76,4%, объем пелитовой фракции - ~21%, объем псаммитовой фракции - ~2,6% (Рисунок 2.30). Кроме того, в образцах алевролитов и алевритистых мелкозернистых песчаников присутствуют карбонаты (в виде кальцитового цемента порового, реже базального типов).



**Рисунок 2.30.** Гранулометрический состав пород викуловской свиты

Минеральный состав пород-коллекторов отложений викуловской свиты представлен, главным образом, обломками кварца (~39,6%) и натриевых полевых шпатов (~27,56%). Содержание калиевых полевых шпатов составляет в среднем 7,56% (рис. 3). Содержание карбонатов в этих отложениях варьирует в широких пределах – от 3÷6% до 18%. Они представлены поровым кальцитом (1÷4%), доломитом (1-4%) и микростяжениями сидерита (1÷16%), которые заметно ухудшают фильтрационно-емкостные свойства продуктивных пластов викуловской свиты (Рисунок 2.31).

Помимо описанных выше минералов, спорадически в следовых концентрациях встречается аутигенный пирит, который присутствует чаще всего в виде мелких агрегатов, часто приуроченных к органическим остаткам углефицированного растительного детрита.



**Рисунок 2.31. Минералогический состав пород отложений викуловской свиты**

Глинистый цемент, присутствующий в продуктивных отложениях, представлен двумя основными типами: поровым (каолинит, реже иллит) и пленочным (хлорит).

В верхней части разреза (ВК<sub>1</sub>) цемент породы глинисто-карбонатный (20÷30%), причем, преимущественно карбонатный, обычно сложен сидеритовым, реже – кальцитовым. Глинистого цемента около 5%. Ниже по разрезу – цемент глинистый, чаще каолинитовый, иногда каолинитово-гидрослюдистый. Объем

цемента –  $5\div 10\%$ ; тип цемента – контактовый и поровый для глинистого цемента, базальный, пойкилитовый – для карбонатного.

Характерной особенностью описываемых отложений является наличие двух основных форм распределения глинистого вещества. Во-первых, глинистое вещество находится в породе в рассеянной форме в виде порового цемента, что было описано выше. Во-вторых, в форме отдельных прослоев и линзочек – слоистый тип распределения глинистого вещества. Таким образом, в связи с наличием двух форм распределения глинистого вещества в породе, несмотря на высокое общее весовое содержание глинистого материала, рассматриваемые отложения сохраняют свои фильтрационно-емкостные свойства.

### **Фильтрационно-емкостные свойства**

На основании результатов лабораторных исследований керна в отложениях викуловской свиты по фильтрационно-емкостным и гранулометрическим характеристикам выделено три класса пород (Рисунок 2.32):

**Первый класс** (синий) – неколлекторы – глинистые и/или сильно известковистые алевролиты, а также алевролитистые известняки, имеющие проницаемость менее  $1\div 1,5$  мД, пористость – от  $1,1\div 4,7\%$  (алевролитистые известняки и сильно известковистые алевролиты) до  $19,6\div 21,2\%$  (глинистые алевролиты), водоудерживающую способность от  $51,7\div 78,4\%$  (глинистые алевролиты) и от  $82,6$  до  $98,9\%$  (алевролитистые известняки и сильно известковистые алевролиты).

**Второй класс** (зеленый) – глинистые слабо карбонатные алевролиты, имеющие проницаемость  $1,0\div 10,0$  мД, пористость – от  $22,0$  до  $26,7\%$ , водоудерживающую способность – от  $34,8$  до  $71,6\%$ .

**Третий класс** (красный) – слабо карбонатные, средне проницаемые алевролиты, имеющие проницаемость  $10\div 50$  мД, пористость –  $25,3\div 28,4\%$ , водоудерживающую способность – от  $26,4\div 41,6\%$ . Внутри данного класса также можно выделить подкласс улучшенных коллекторов. При этом улучшение фильтрационно-емкостных свойств наблюдается с ростом содержания в составе пород зерен песчаной размерности.

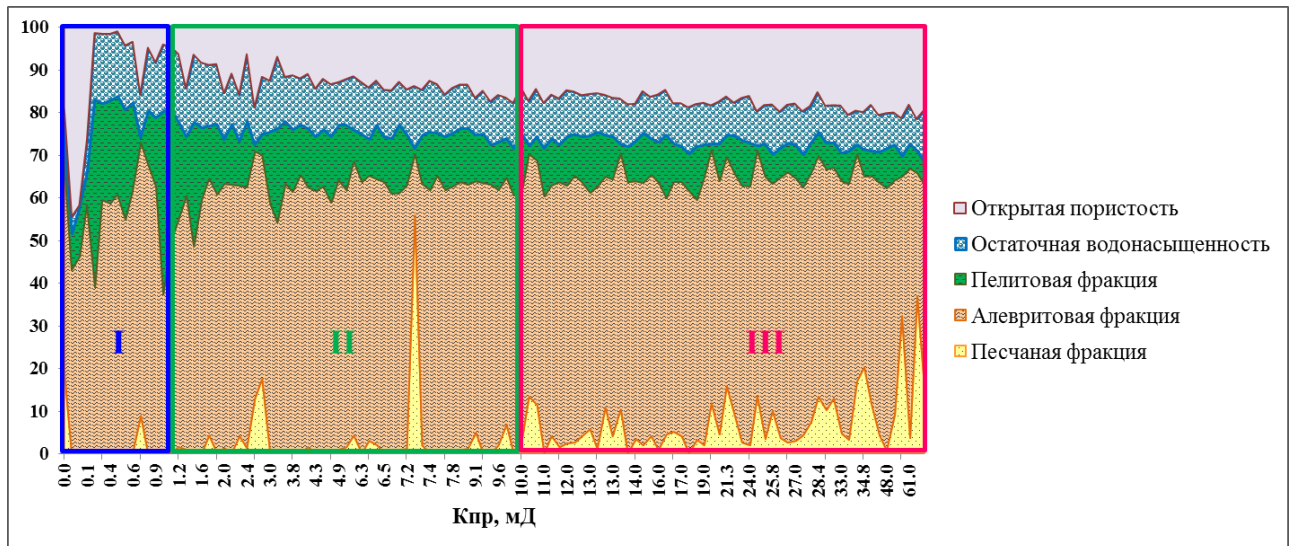


Рисунок 2.32. Выделение классов пород викуловской свиты

### Определение слоистой глинистости ( $\chi_{\text{глин}}$ ) и анализ ее связей с основными литолого-петрофизическими параметрами

На образцах керна, отобранных в одной из скважин изучаемой площади, были проведены специальные исследования по определению доли глинистых прослоев в слоистой пачке  $\chi_{\text{глин}}$  и ее влиянию на литолого-петрофизические свойства пород.

Следует обратить внимание на тот факт, что прослойки или слойки, выделявшиеся как глинистые, на самом деле не являются чистыми глинами, как таковыми. Проведенные специальные исследования с использованием рентгено-структурного анализа и оптической микроскопии «алевролитовых» и «глинистых» слойков, показали, что содержание глинистого материала в «алевролитовых» прослойках составляет в среднем  $10\div 19\%$ , а в «глинистых» –  $32\div 42\%$ . Таким образом, содержание глинистого материала в последних в 2-3 раза больше, чем в первых. Иными словами, так называемые «глинистые» прослойки на самом деле представляют собой или сильно глинистые алевролиты или алевритистые глины. Кроме того, за глинистые прослойки часто принимаются углисто-слюдистые намывы, которые к тому же часто бывают обогащенными микростяжениями сидерита (в этом случае они выделяются как уплотненные прослойки). Поэтому определение величины  $\chi_{\text{глин}}$  сопряжено с рядом трудностей.

Сопоставление величины  $\chi_{\text{глин}}$  с проницаемостью и водоудерживающей способностью образцов позволило выявить значимые связи (Рисунок 2.33 а и б), а с пористостью намечается лишь слабая обратно пропорциональная зависимость (Рисунок 2.33в).

Таким образом, неоднородные (слоистые) образцы характеризуются весьма своеобразными литолого-петрофизическими свойствами, что необходимо учитывать при составлении алгоритмов решения обратной задачи ГИС.

Несомненный интерес представляет связь между весовой глинистостью, определенной по данным гранулометрического анализа, и доли слоистой глинистости  $\chi_{\text{глин}}$ . Между этими параметрами существует значимая зависимость с коэффициентом детерминации, равным 0,71 (Рисунок 2.34). Из полученной зависимости следуют два вывода. Во-первых, при  $\chi_{\text{глин}}=0$  суммарная глинистость составляет около 9%, то есть самые лучшие с точки зрения коллекторских свойств однородные (неслоистые) алевролиты имеют в своем составе не менее 9% рассеянной глинистой фракции в объеме породы. Во-вторых, при  $\chi_{\text{глин}}=100\%$  величина суммарной глинистости составляет 53,2%. Это означает, что так называемые глинистые прослои на самом деле в среднем состоят из глинистой фракции на 53% и, соответственно, на 47% – из алевролитистой, то есть являются сильно алевролитистыми глинами.

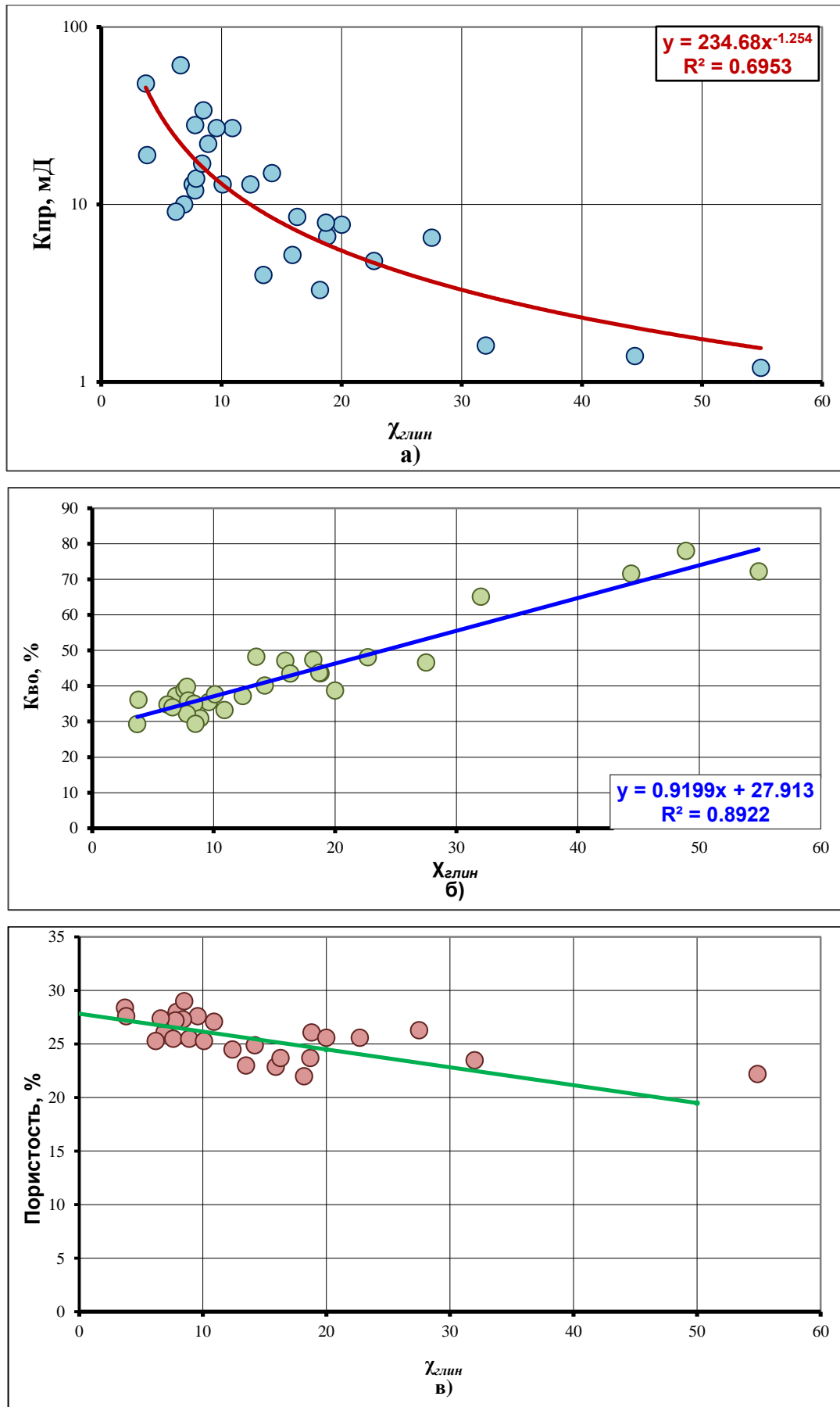


Рисунок 2.33. Зависимости проницаемости (а), водоудерживающей способности (б) и пористости (в) образцов викуловской свиты от величины  $\chi_{\text{глин}}$

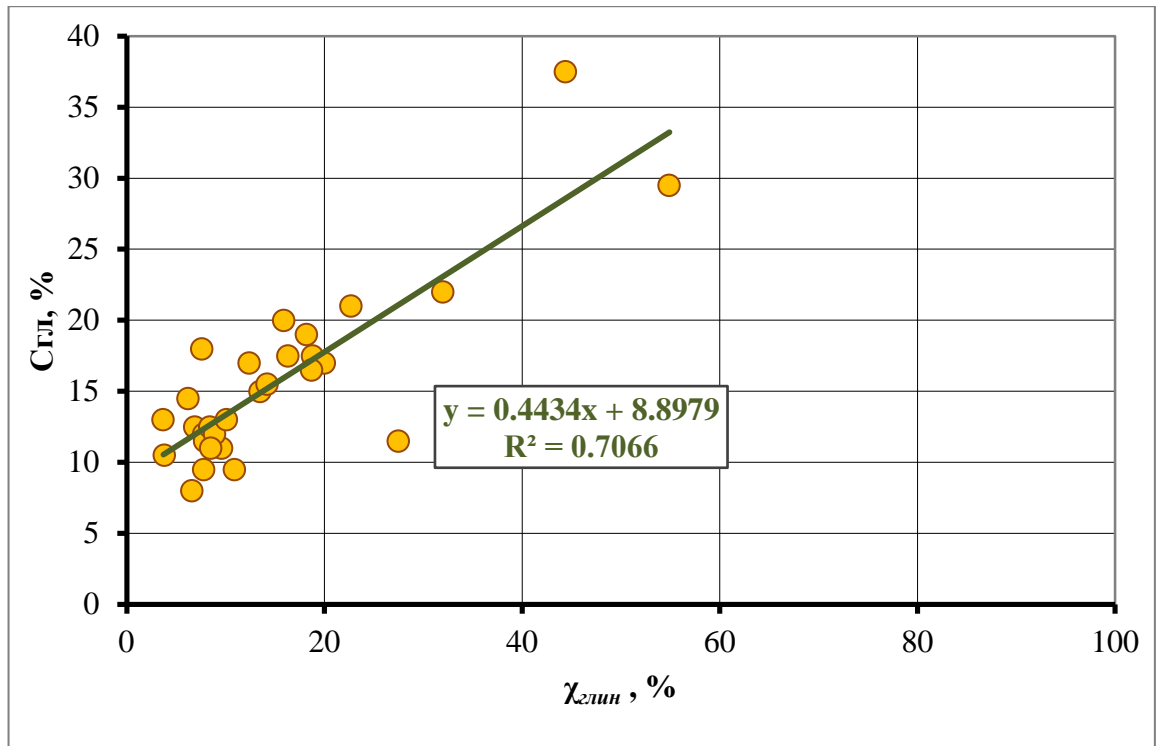


Рисунок 2.34. Зависимости величины  $\chi_{\text{глин}}$  и весовой глинистости

### Обоснование граничных значений емкостных и фильтрационных свойств

Результаты петрофизических исследований кернa были использованы при разработке методики количественной интерпретации данных ГИС, а также для оценки достоверности полученных результатов.

Анализ исследований кернa, полученных для продуктивных пластов викуловского ( $ВК_1$ ,  $ВК_2$  и  $ВК_3$ ) комплекса, показал, что свойства пород, слагающих каждый из них, близки, и в дальнейшем петрофизические свойства и зависимости будут рассматриваться для продуктивного пласта в целом.

Обычно при решении задачи обоснования граничного значения пористости, проницаемости и содержания остаточной воды с целью определения критериев выделения коллекторов используются коэффициенты эффективной проницаемости по газу или по нефти в зависимости от характера насыщения исследуемых продуктивных отложений. К сожалению, исследования эффективной проницаемости по нефти были выполнены всего лишь на 3-х образцах кернa, отобранных в скважинах изучаемой площади. В связи с этим

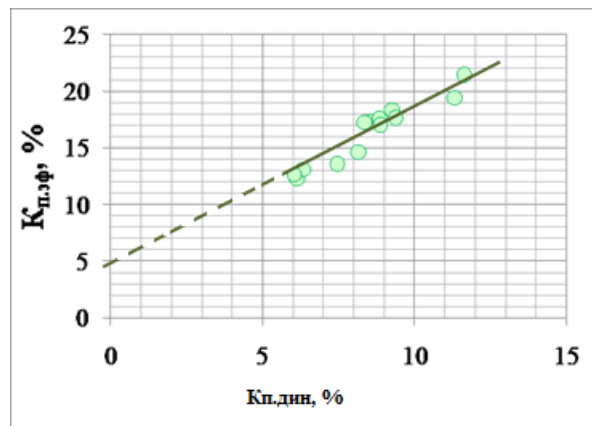


определение граничных значений перечисленных выше параметров основывалось на сопоставлении коэффициентов эффективной и динамической пористостей:

$$K_{п.эф} = K_{п} * (1 - K_{во}) \quad (2.1)$$

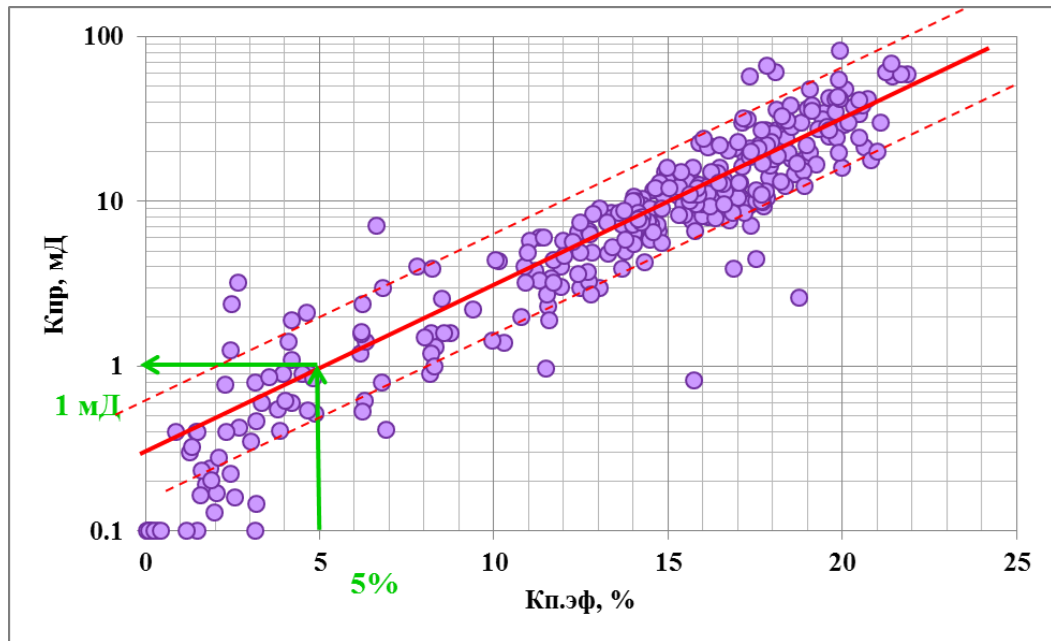
$$K_{п.дин} = K_{п} * (1 - K_{во} - K_{но}) \quad (2.2)$$

Для реализации этого способа необходимо наличие определений остаточных водо- и нефтенасыщенностей ( $K_{но}$ ) на образцах керна. Эти исследования были проведены на 13 образцах керна. Коэффициент остаточной нефтенасыщенности изменяется в диапазоне от 24,1% до 32,9%. Результаты сопоставления параметров приведены на рисунке 2.35. При значении  $K_{п.дин}=0$  было определено граничное значение  $K_{п.эф}=5\%$ , которое затем было использовано для определения граничного значения коэффициента проницаемости.



**Рисунок 2.35. Сопоставление коэффициентов эффективной и динамической пористостей для образцов пород викуловских отложений изучаемой площади**

На рисунке 2.36 приводится сопоставление  $K_{пр}$  и  $K_{п.эф}$  для отложений викуловской свиты изучаемой площади. Как видно из этих графиков, между изучаемыми параметрами имеется достаточно тесная связь, что позволяет использовать граничное значение  $K_{п.эф}$  для определения кондиционного значения коэффициента абсолютной газовой проницаемости ( $K_{пр}$ ). Для изучаемых отложений значению  $K_{п.эф}=5\%$  соответствует значение абсолютной проницаемости, равное 1 мД.



**Рисунок 2.36. Сопоставление коэффициента абсолютной газовой проницаемости и коэффициента эффективной пористости для отложений викуловской свиты**

### **Фильтрационно-емкостные и водоудерживающие свойства пород**

Для получения количественных критериев выделения коллекторов были построены традиционные зависимости между пористостью, проницаемостью и содержанием остаточной воды. На рисунке 2.37 представлено сопоставление коэффициентов пористости и проницаемости и указана зависимость между этими параметрами. Зависимость была построена по данным лабораторных исследований на 420 образцах из 8 скважин, равномерно отобранных из всего продуктивного интервала викуловских отложений, что говорит о представительности коллекции образцов керна. Сопоставления коэффициентов проницаемости и остаточной водонасыщенности для викуловских отложений приведено на рисунке 2.38, коэффициентов пористости и остаточной водонасыщенности представлено на рисунке 2.39, содержания карбонатного материала и коэффициентов пористости – на рисунках 2.40а и 2.40б, соответственно. Анализ рисунка 2.40 указывает на влияние карбонатного материала на формирование фильтрационно-емкостных свойств породы. Содержание карбонатного материала в коллекторах изменяется в диапазоне от 2 до 18%. В целом отмечается тенденция к снижению объема емкостного

пространства и проницаемости породы при увеличении содержания карбонатного материала.

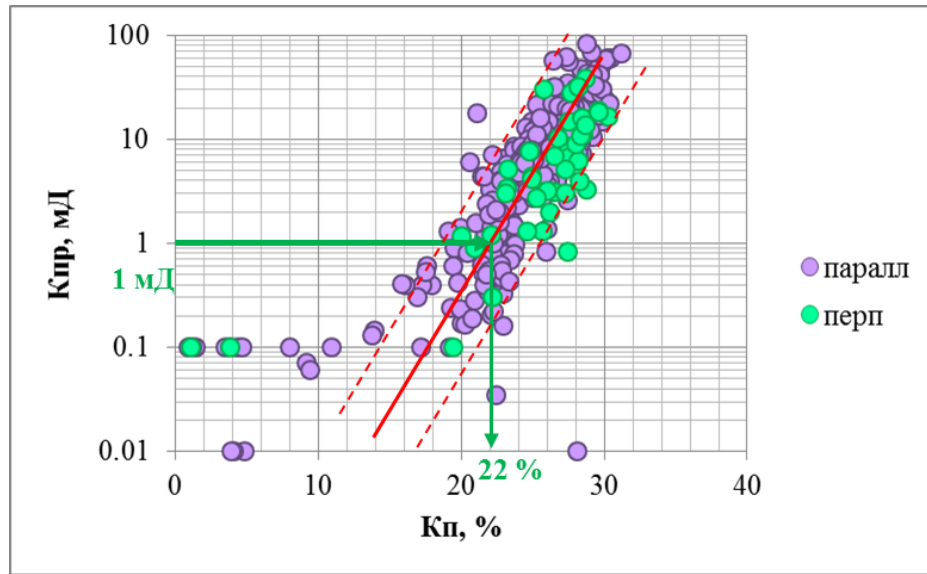


Рисунок 2.37. Сопоставление коэффициентов пористости и проницаемости

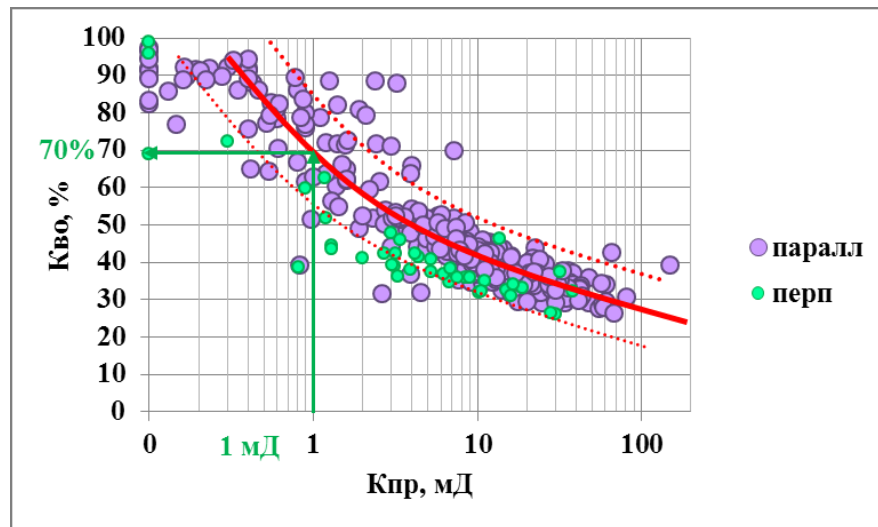


Рисунок 2.38. Сопоставление коэффициента проницаемости и остаточной водонасыщенности

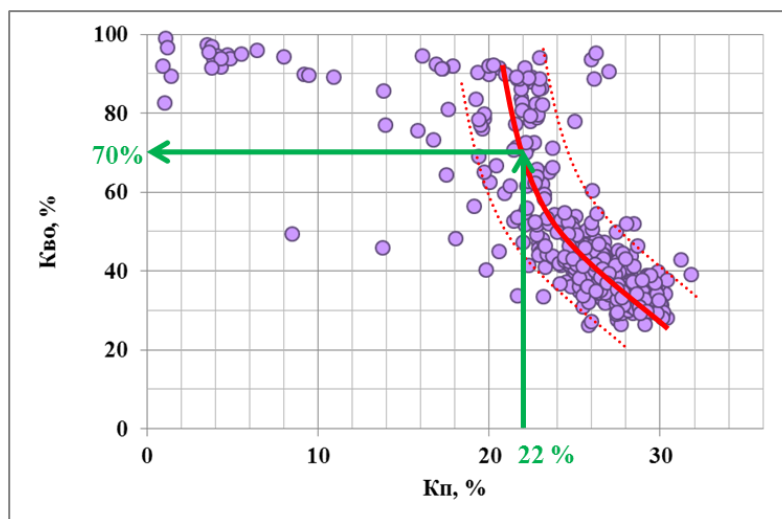


Рисунок 2.39. Сопоставление коэффициентов пористости и остаточной водонасыщенности

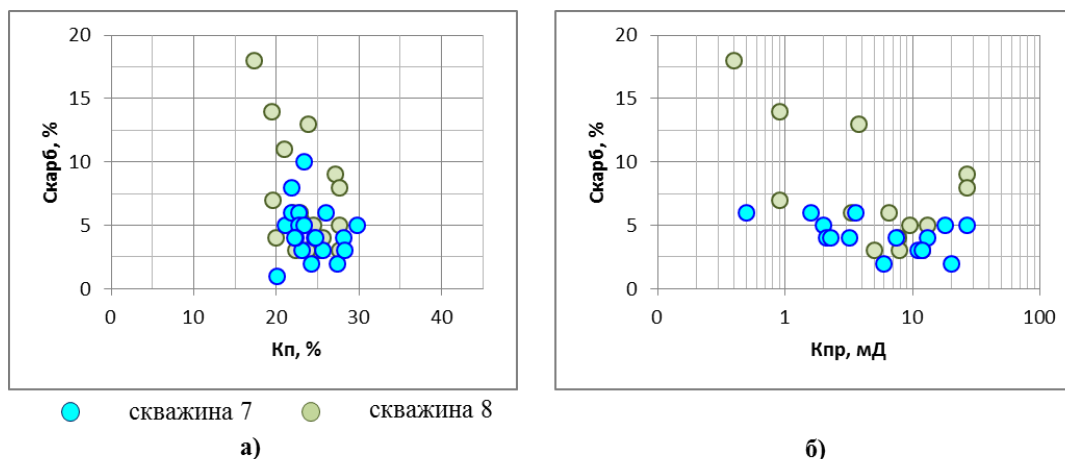


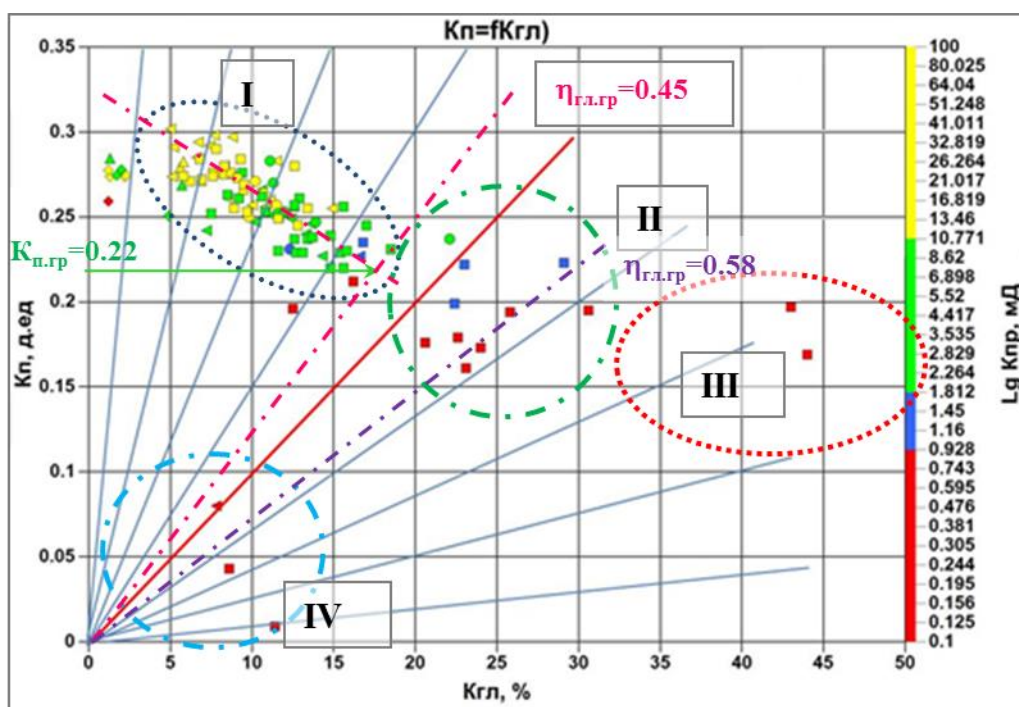
Рисунок 2.40. Сопоставление содержания карбонатного материала и коэффициента пористости (а) и проницаемости (б)

### Взаимосвязь содержания глинисто-алевритовой компоненты с фильтрационно-емкостными и водоудерживающими свойствами

По результатам количественных определений гранулометрического состава горных пород ситовым методом, был построен ряд зависимостей между фильтрационно-емкостными и водоудерживающими свойствами пород викуловских отложений.

На рисунке 2.41 приведено сопоставление коэффициентов пористости и объемной глинистости  $K_{гп}$ . Как следует из графика, в области I между этими параметрами существует обратная зависимость. Область I в поле графика, которая характеризуется прямой зависимостью  $K_{п}$  и  $K_{гп}$ , соответствует однородным

массивным коллекторам. В области II расположены образцы, которые даже при довольно высоком содержании частиц пелитовой размерности, обладают хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Эта область соответствует коллекторам со слоистым распределением глинистого вещества. Область III характеризует глинистые неколлекторы, в область IV попадают породы-неколлекторы с карбонатным цементом.



**Рисунок 2.41. Сопоставление коэффициентов пористости и объемной глинистости в продуктивных отложениях викуловской свиты (раскраска точек по величине коэффициента проницаемости)**

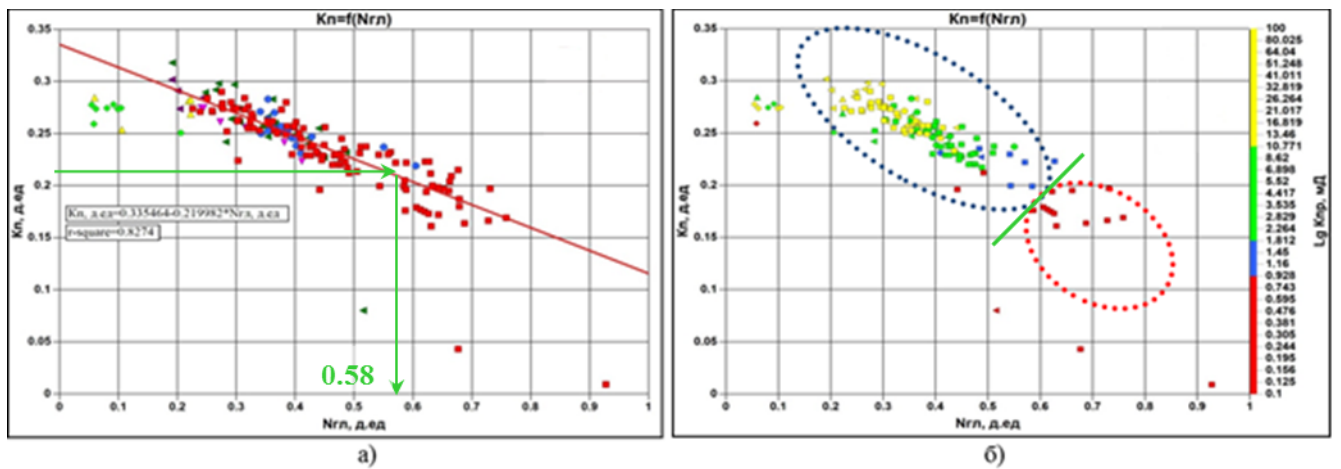
Для выделения коллекторов на количественном уровне в песчано-алеврито-глинистых породах применение граничного значения пористости не достаточно, поскольку коллекторские свойства таких пород изменяются в широких пределах. Поэтому однозначно решить задачу выделения коллекторов на количественном уровне по одному граничному значению пористости невозможно. Для решения этой задачи необходимо так же использовать ограничения по содержанию глинистого вещества в объеме породы. В качестве такого ограничивающего параметра часто применяют параметр относительной глинистости, определяемый формулой:

$$\eta_{\text{гл}} = \frac{K_{\text{гл}}}{K_{\text{гл}} + K_{\text{п}}} \quad (2.3)$$

Достаточно тесной является зависимость коэффициента пористости от относительного содержания глинистого вещества (Рисунок 2.42). Уравнение связи коэффициента пористости и относительной глинистости имеет вид:

$$K_{\text{п}} = 0,335 - 0,22 \cdot \eta_{\text{гл}} \quad (2.4)$$

В поле графика б) показаны области распространения коллекторов и неколлекторов с учетом проницаемости пород.



**Рисунок 2.42. Зависимость коэффициента пористости от относительного содержания глинистого вещества для отложений викуловской свиты**

Довольно высокие коэффициенты корреляции (0,82 и 0,79) имеют связи относительной глинистости с абсолютной проницаемостью по газу, а также с остаточным водонасыщением. Графики сопоставления вышеуказанных параметров, а так же уравнения связи между этими параметрами, приведены на рисунках 2.43 и 2.44 соответственно.

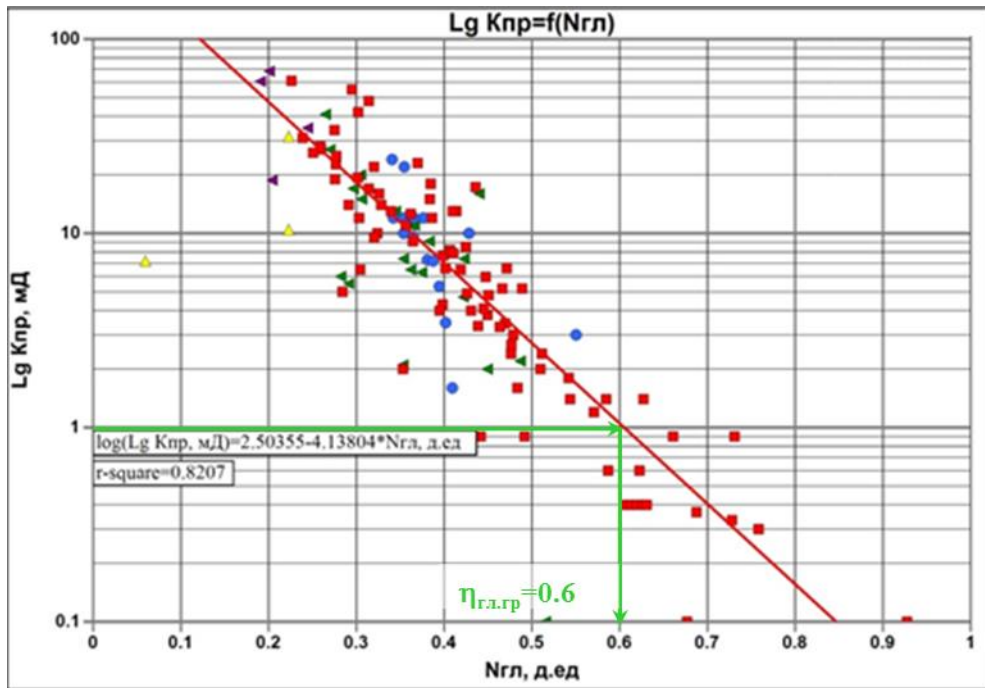


Рисунок 2.43. Сопоставление параметра относительной глинистости с коэффициентом проницаемости для отложений викуловской свиты

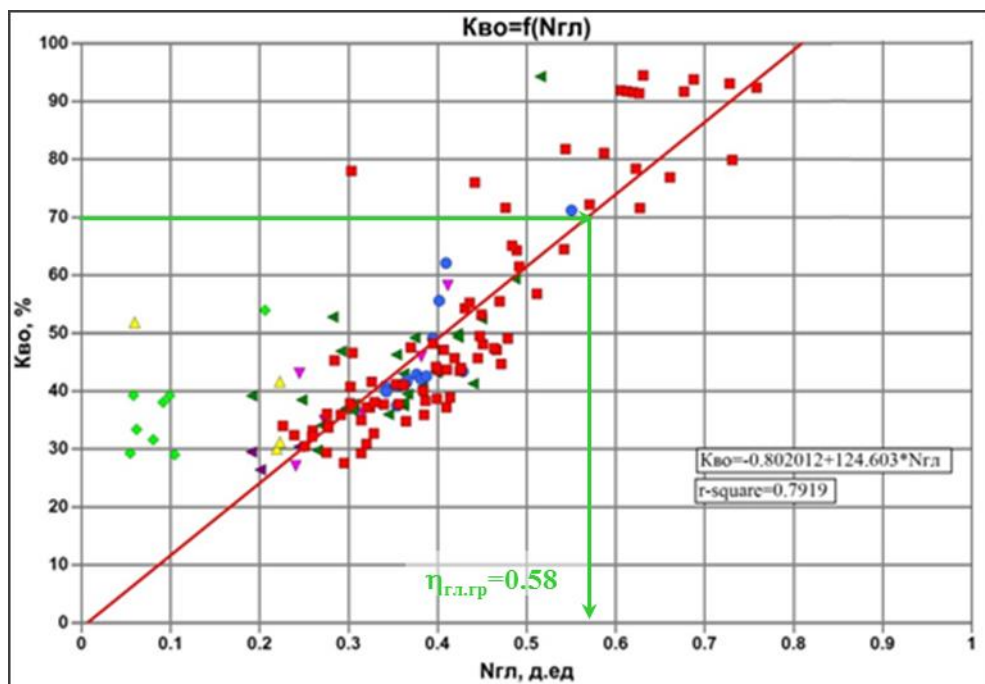


Рисунок 2.44. Сопоставление коэффициента остаточного водонасщения с относительным содержание глинистого вещества

Приведенные на рисунках 2.41-2.44 зависимости указывают на существенное влияние глинистого вещества на фильтрационные, емкостные и водоудерживающие свойства пород. Глинистая компонента является одним из

основных факторов, ухудшающих коллекторские свойства пород. Полученные достаточно тесные связи позволяют сделать вывод о возможности выполнения оценки указанных свойств по величинам объемной и относительной глинистости, которые могут быть оценены по показаниям методов ГК и СП. Кроме того, для решения задачи выделения коллекторов в отложениях викуловской свиты на основании количественных критериев, в совокупности с коэффициентом пористости и остаточной водонасыщенности необходимо использовать количественный критерий по относительному содержанию глинистой компоненты, который для изучаемых тонкослоистых отложений равен  $0,58 \div 0,6$ . Стоит отметить, что массивные коллекторы отделяются от тонкослоистых по величине относительной глинистости равной 0,45 (рисунок 2.41).

#### **Объемная и минералогическая плотности продуктивных пластов викуловской свиты**

На рисунке 2.45 приведена зависимость объемной плотности образцов от коэффициента открытой пористости. Эти зависимости были использованы для определения минералогической плотности скелета пород-коллекторов викуловской свиты. Из графиков следует, что значение этого параметра равно  $2,68 \text{ г/см}^3$ . Полученное значение минералогической плотности скелета может быть использовано при определении пористости пластов-коллекторов по данным плотностного каротажа, и было заложено в качестве входного параметра при выполнении моделирования упругих свойств горных пород по данным ГИС.



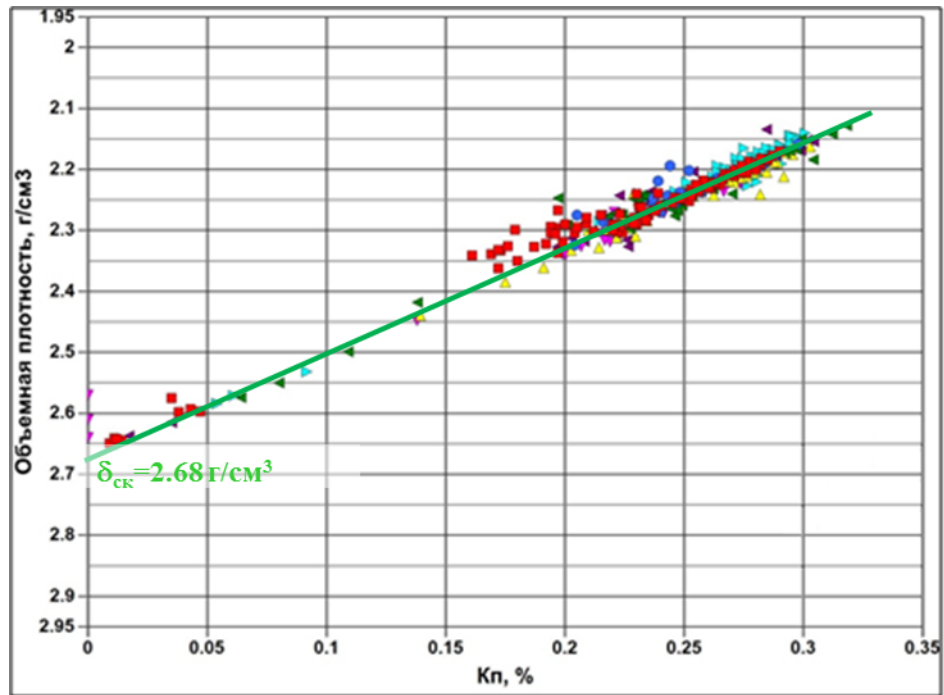


Рисунок 2.45. Сопоставление объемных плотностей и коэффициентов пористости

Результаты измерений объемной плотности, выполненные на образцах керна, были использованы для коррекции кривых ГГК-п. При этом для сравнения с каротажными данными значения объемной плотности, определенные на сухих образцах керна, пересчитывались в значения плотности, соответствующие водонасыщенным образцам.

#### Зависимости $P_{п}=f(K_{п})$ и $P_{н}=f(K_{в})$ для продуктивных отложений викуловской свиты

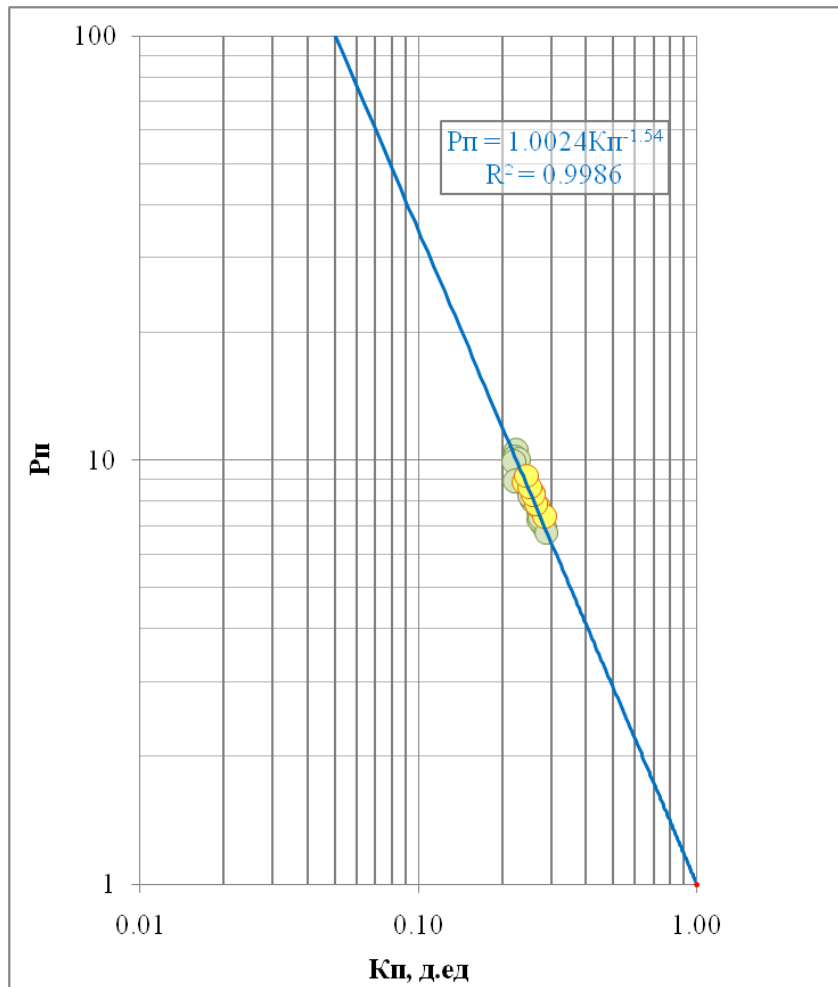
Для определения коэффициентов нефтенасыщения по результатам лабораторных исследований керна были построены зависимости  $P_{п}=f(K_{п})$  и  $P_{н}=f(K_{в})$ .

Величина параметра пористости  $P_{п}$  рассчитывается по формуле:

$$P_{п} = \rho_{вп} / \rho_{в} \quad (2.5)$$

где:  $\rho_{вп}$  – удельное сопротивление полностью водонасыщенной породы,  $\rho_{в}$  – сопротивление воды, насыщающий образец. При изучении глинистых терригенных пород рассматриваемые связи предпочтительнее отстраивать по результатам исследований образцов, выполненных в условиях, имитирующих

пластовые. На изучаемой площади в пластовых условиях были изучены образцы из 2-х скважин. Результаты построения связи  $P_{\Pi} = f(K_{\Pi})$  приведены на рисунке 2.46.



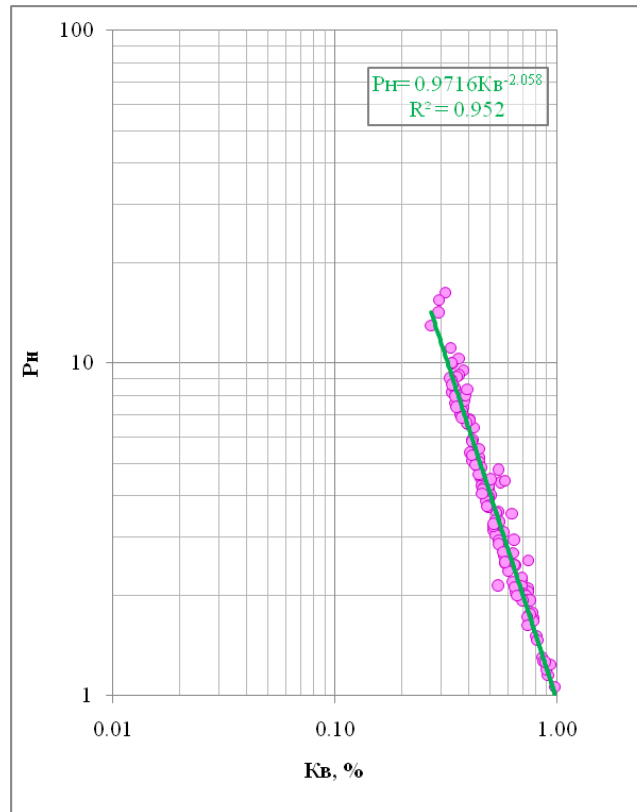
**Рисунок 2.46. Зависимость параметра пористости  $P_{\Pi}$  от коэффициента пористости  $K_{\Pi}$  для продуктивных отложений викуловской свиты изучаемой площади**

Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности получают по результатам экспериментальных определений удельного электрического сопротивления частично водонасыщенных образцов пород. Величина параметра насыщения оценивается с помощью следующей формулы:

$$P_{\Pi} = \rho_{\text{нп}} / \rho_{\text{вп}} \quad (2.6)$$

где:  $\rho_{\text{нп}}$  – сопротивление частично водонасыщенного образца породы,  $\rho_{\text{вп}}$  – сопротивление того же образца при его полном насыщении водой.

Связь параметра насыщения с коэффициентом водонасыщения приведена на рисунке 2.47.



**Рисунок 2.47. Зависимость параметра насыщения от коэффициента водонасыщенности для продуктивных отложений викуловской свиты изучаемой площади**

### Результаты

На основании анализов петрофизических свойств образцов керна из продуктивных отложений викуловской свиты, а также зависимостей, полученных по этим данным, были получены следующие результаты:

- 1) получены граничные значения пористости, проницаемости, остаточной водонасыщенности и относительной глинистости для выделения коллекторов;
- 2) выполнено разделение пород-коллекторов на группы по фильтрационно-емкостным и гранулометрическим характеристикам;
- 3) построены петрофизические связи  $P_n = f(K_n)$  и  $P_n = f(K_v)$ ;
- 4) результаты керновых исследований были использованы для обоснования методики количественной интерпретации данных ГИС;
- 5) результаты измерений объемной плотности, выполненные на образцах керна, были использованы для коррекции кривых ГТК-п.

## ГЛАВА 3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС

### 3.1. Интерпретация данных ГИС в отложениях викуловской свиты

Оценка свойств тонкослоистых коллекторов разреза викуловской свиты по данным ГИС сводилась к решению нескольких задач:

- 1) определению литотипов;
- 2) оценке пористости прослоев коллектора и содержания в нем глинистого материала (слоистого, рассеянного, структурного);
- 3) выделению коллекторов;
- 4) определению удельного сопротивления прослоев коллекторов и степени насыщения их углеводородами.

#### Определение литотипов и выделение коллекторов

Как было отмечено выше, выделение тонкослоистых коллекторов в разрезе на основании стандартного комплекса ГИС может быть сопряжено с рядом трудностей. При решении задачи литологического расчленения разреза отложений викуловской свиты весьма эффективно использование данных трехмерного индукционного каротажа с высокой разрешающей способностью. Этот метод дает возможность выделения интервалов тонкослоистых анизотропных коллекторов по расхождению значений кривых  $R_v$  и  $R_n$ . На рисунке 3.1 приведен планшет с результатами литологического расчленения изучаемого разреза и выделения интервалов массивных однородных (желтый) и тонкослоистых коллекторов (зеленый) с использованием данных трехмерного индукционного каротажа на примере одной из скважин изучаемой площади.

По показаниям комплекса методов ГИС изучаемые отложения были разделены на несколько литологических типов:

Породы-коллекторы:

- тонкослоистые (зеленый);
- преимущественно массивные (желтый).

Породы-неколлекторы:

- преимущественно глинистые разности (серый);
- уплотненные разности (голубой).

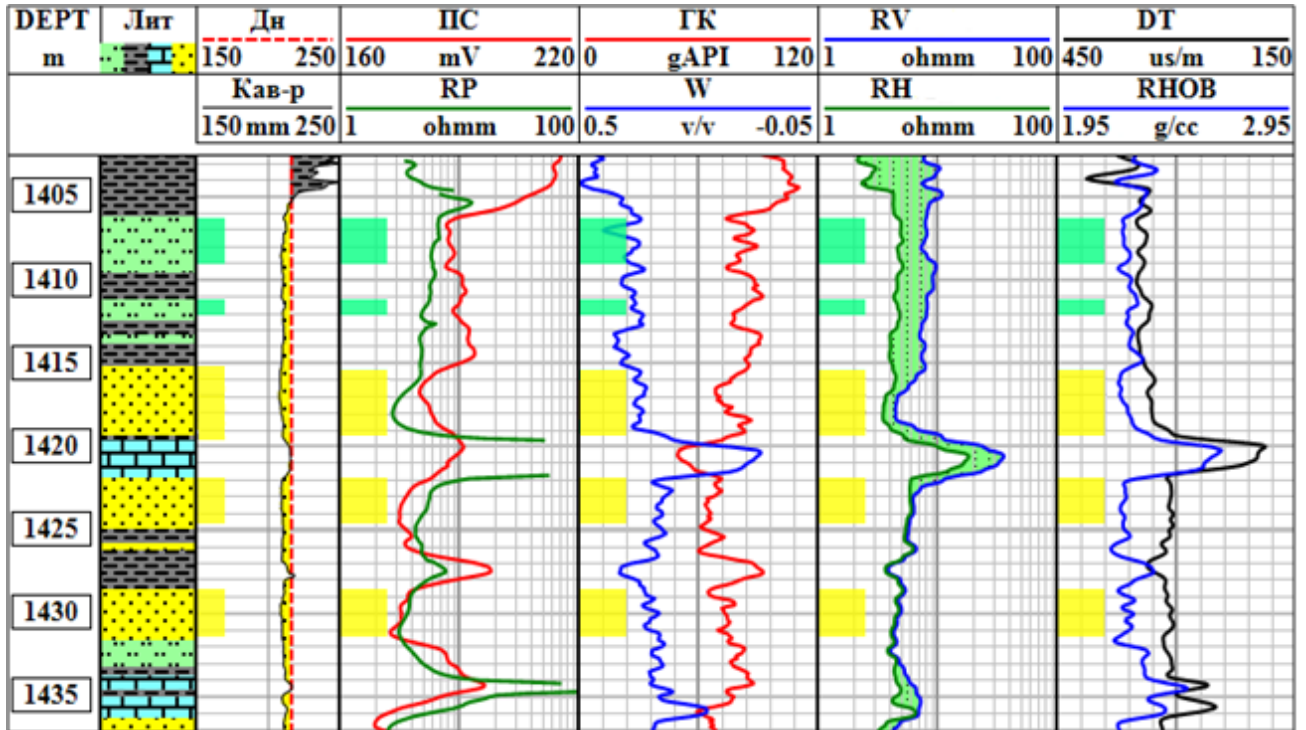
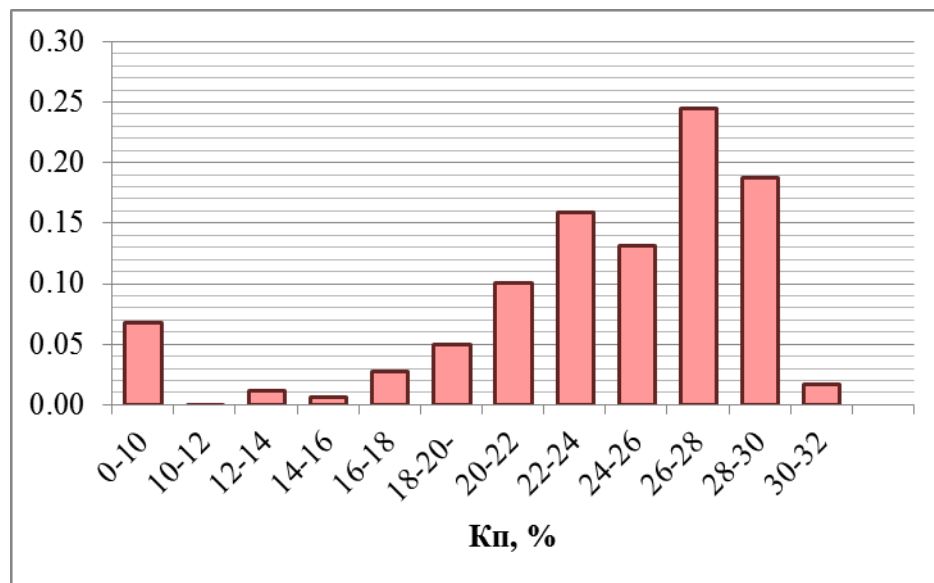


Рисунок 3.1. Выделение массивных (желтый) и тонкослоистых коллекторов (зеленый) с использованием данных трехмерного индукционного каротажа на примере изучаемых отложений

### Определение количества и формы распределения глинистого материала

Определение количества глинистого вещества и формы его распределения в породе имеет важнейшее значение, поскольку свойства глинистого вещества оказывают существенное влияние на фильтрационно-емкостные и упругие характеристики горных пород – на скорости продольных и поперечных волн. В отложениях викуловской свиты отмечено наличие двух типов распределения глинистого вещества – рассеянного и слоистого. С целью оценки отдельного содержания каждой из них была опробована методика E.C. Thomas и S.J. Stieber. В каждой из изучаемых скважин палетка для реализации этой методики настраивалась в соответствии с результатами анализов лабораторных исследований керна и комплексной интерпретации данных ГИС. На рисунке 3.3 приведена диаграмма E.C. Thomas и S.J. Stieber, построенная для оценки

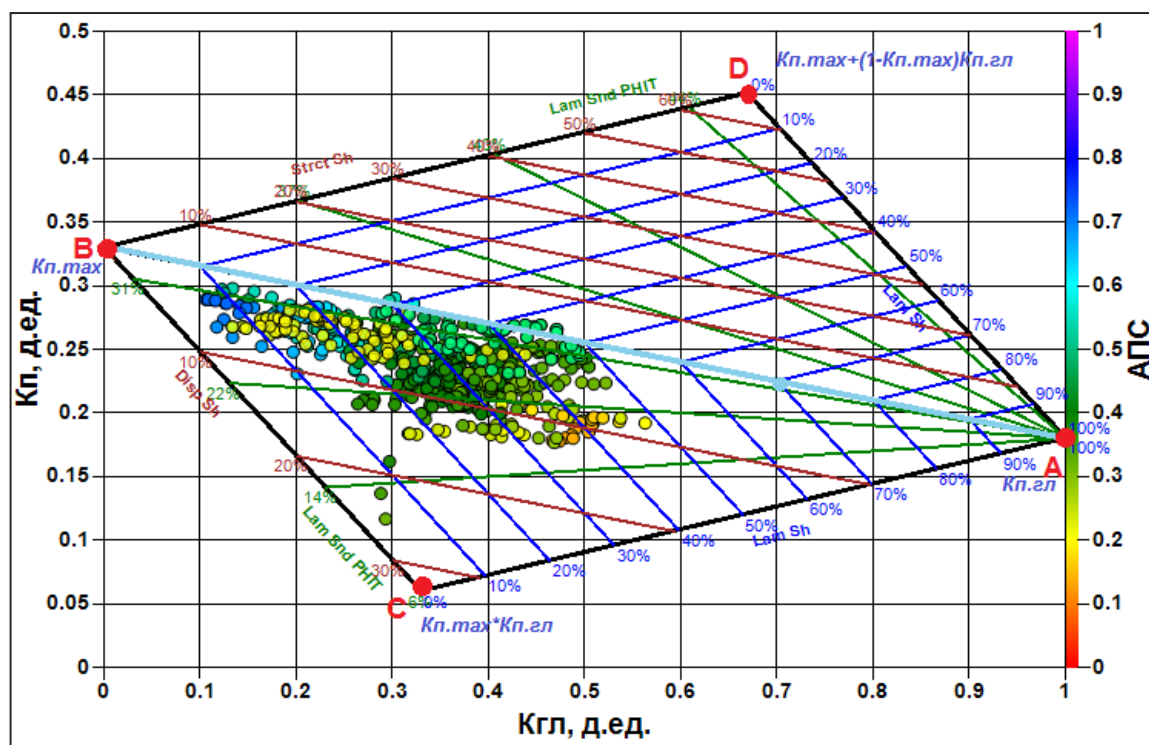
содержания в породе количества структурного, рассеянного и слоистого глинистого вещества, а также определения пористости прослоев песчаника на примере одной из скважин изучаемой площади. Красным цветом на рисунке отмечены опорные точки палетки, координаты которых были обоснованы для конкретного разреза. Положение точки В и А определялось с привлечением лабораторных исследований керна и результатов интерпретации данных ГИС. На рисунке 3.2. представлено распределение коэффициентов пористости, определенных на образцах керна. Как видно из распределения, максимальная пористость образцов коллектора лежит в диапазоне 30-32%. Максимальная пористость прослоя чистого песчаника по результатам интерпретации данных ГИС составила 31,5%. Эти данные были использованы при определении координат точки А.



**Рисунок 3.2. Гистограмма распределения коэффициентов пористости отложений викуловской свиты (по данным лабораторных исследований керна)**

Координаты точек С и D рассчитываются автоматически по приведенным на рисунке 3.3 формулам. По положению опорных точек А, В, С и D была построена палетка, на которой синим цветом указаны линии равного содержания слоистого глинистого вещества, зеленым – линии равных коэффициентов пористости прослоев песчаника, красным цветом обозначены линии равного

содержания в породе рассеянной и структурной глинистости – нижний и верхний треугольники, соответственно.



**Рисунок 3.3. Использование диаграммы Е.С. Thomas и S.J. Stieber для расчета содержания в породе объемов структурного, рассеянного и слоистого глинистого вещества, а так же определения пористости прослоев песчаника на примере отложений викуловской свиты в одной из скважин площади**

Построенная по материалам ГИС: по коэффициентам общей пористости  $K_p$  и объемной глинистости  $K_{гг}$  палетка Е.С. Thomas и S.J. Stieber использовалась затем для решения обратной задачи в рассматриваемых отложениях. При этом оценивалось объемное содержание различных типов глинистого вещества в породе и коэффициент пористости прослоев коллектора. Результаты оценки перечисленных параметров в одной из исследуемых скважин приведены на рисунке 3.5 в виде планшета.

### **Оценка характера насыщения и степени насыщения тонкослоистых коллекторов**

Решение задачи оценки коэффициента насыщенности коллекторов углеводородами в тонкослоистой пачке требует информации о доле глинистых прослоев в пачке, их сопротивление ( $\rho_{гг}$ ), сопротивление прослоев коллекторов

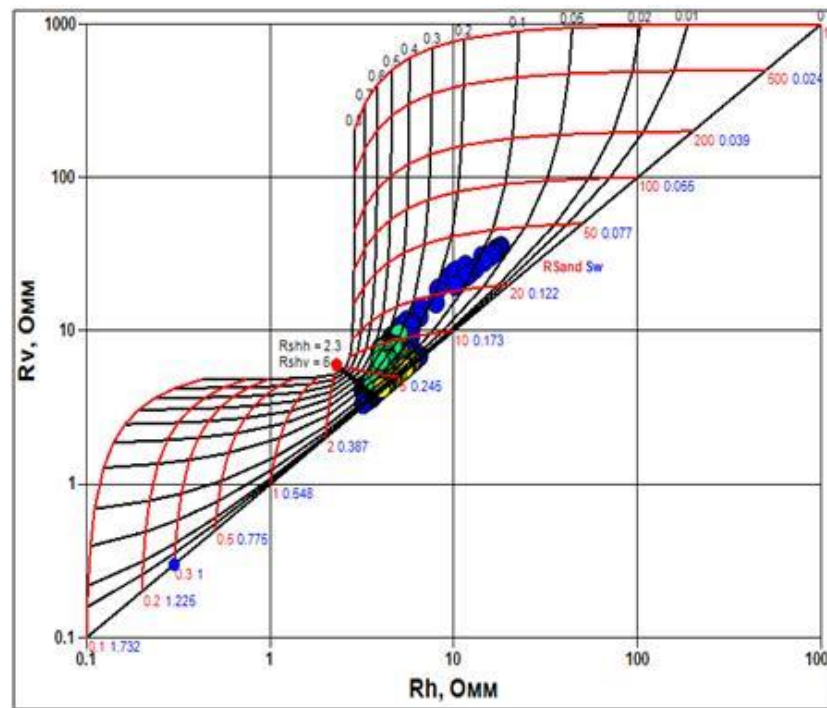
( $\rho_n$ ) и их пористости. В этом случае используется уравнение (1.1). Из перечисленных неизвестных, по данным стандартного комплекса ГИС есть возможность определить только сопротивление прослоев глин по показаниям методов электрометрии в мощных интервалах вмещающих пород. Параметр  $\rho_n$  определяется приближенно двумя способами: 1) принимается равным сопротивлению продуктивных пластов массивного типа; 2) расчетным путем на основании результатов изучения образцов керна – средних значений коэффициентов пористости  $K_n$  и остаточной водонасыщенности  $K_{во}$ . Таким образом, решение задачи в данном случае сводится лишь к весьма приближенному определению сопротивления песчаных прослоев-коллекторов и, соответственно, приближенному определению эффективных толщин прослоев коллектора при условии априорной информации о положении уровня ВНК или ГВК.

Наличие в комплексе ГИС данных трехмерного индукционного каротажа в одной из скважин изучаемой площади позволило в тонкослоистом разрезе оценить сопротивление песчаных и глинистых прослоев, а также содержание глинистой и песчаной компонент на основании комплексного анализа вертикального и горизонтального сопротивления пород с использованием «диаграммы-бабочки» J.D. Klein. Результаты использования этой модели также позволили определить положение флюидального контакта в интервале тонкослоистых коллекторов и выделить интервалы продуктивного коллектора. «Диаграмма-бабочка» J.D. Klein при этом настраивалась на свойства конкретного разреза. Для настройки палетки по значениям, снятым с кривых  $R_h$  и  $R_v$  в прослое глинисто-алевритовых неколлекторов, определялись координаты точки глин. Положение точки водонасыщенного песчаника определялось по горизонтальному и вертикальному сопротивлениям в интервале изотропного полностью водонасыщенного коллектора.

Пример использования диаграммы J.D. Klein для решения задачи оценки характера и степени насыщенности тонкослоистых коллекторов в одной из скважин изучаемой площади приведен на рисунке 3.4. Палетка построена с



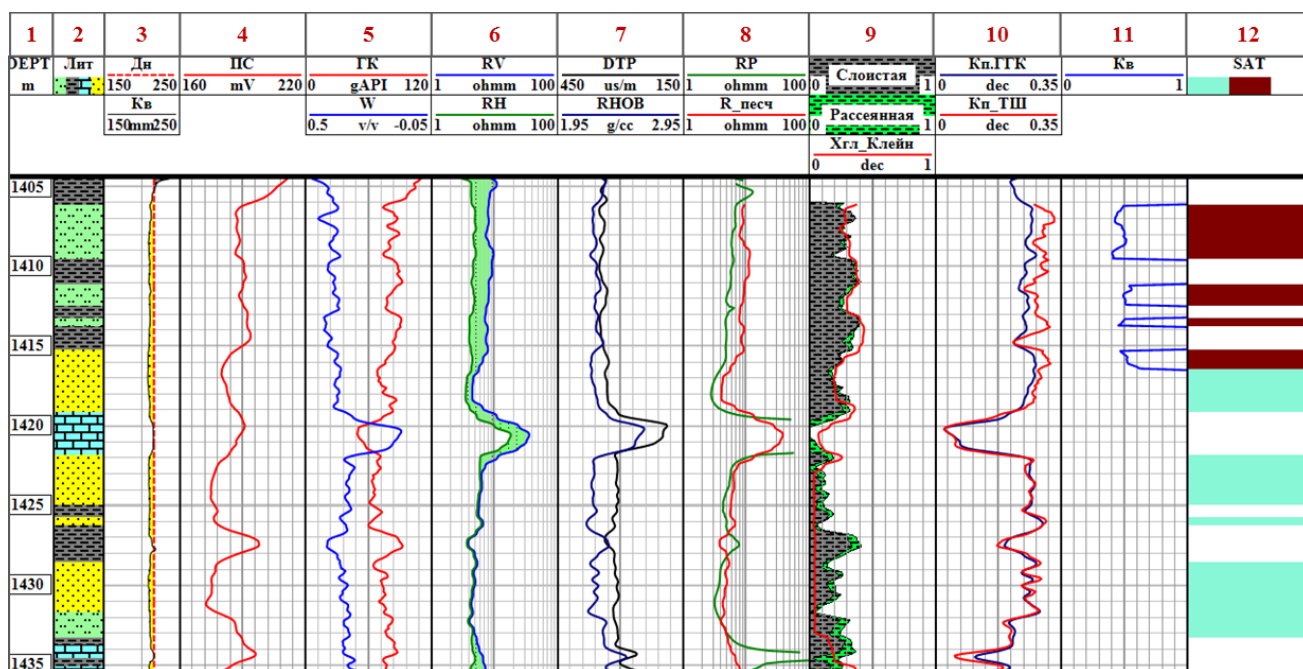
учетом свойств рассматриваемого разреза. На ней интервалы массивных неслоистых коллекторов лежат на линии электрически изотропных пород и обозначены на графике желтыми точками. Области слоистых пачек, выделенных по расхождению на кривых горизонтального и вертикального сопротивления и другим характерным свойствам методов ГИС, обозначены на графике зеленым цветом, синим цветом показаны неколлекторы. Цветовое обозначение массивных и слоистых коллекторов соответствуют интервалам, выделенным на рисунке 3.1 зеленым и желтым цветом. Фактические точки, попавшие в область ниже линии чистых глин, соответствуют водонасыщенной зоне пласта, точки, лежащие выше – продуктивной его части.



**Рисунок 3.4. Использование диаграммы J.D. Klein на примере отложений викуловской свиты**

Результаты комплексной интерпретации данных ГИС, выполненной в одной из скважин изучаемой площади, с использованием палетки E.C. Thomas и S.J. Stieber и диаграммы J.D. Klein, приведены на рисунке 3.5. В трех последних треках на планшете содержатся результаты обработки комплекса методов ГК, ГГК-п и трехмерного индукционного каротажа. Красные кривые  $R_{\text{песч}}$  в треке 8 и  $X_{\text{гл}}_{\text{Клейн}}$  в треке 9 – сопротивление прослоев песчаника и объем прослоев

неколлектора, соответственно, рассчитанные по диаграмме J.D. Klein на основе соотношения горизонтального ( $R_h$ ) и вертикального ( $R_v$ ) сопротивлений. Синяя кривая в треке 10 (Кп.общ) – коэффициент общей пористости, определенный по данным плотностного метода, красная линия в том же треке (Кп\_ТШ) – коэффициенты пористости прослоев песчаника, уточненные по палетке E.C. Thomas и S.J. Stieber, а вычисленные по этой же палетке объемы слоистого и рассеянного вещества приведены в треке 9 и обозначены серым и зеленым цветом соответственно [35].



**Рисунок 3.5. Результаты использования палетки E.C. Thomas и S.J. Stieber и диаграммы J.D. Klein на примере исследуемых отложений**

Как видно из рисунка, доли глинистых прослоев, определенные различными способами имеют хорошую сходимость в интервалах тонкослоистого коллектора, а использование палетки E.C. Thomas и S.J. Stieber позволило уточнить коэффициенты пористости прослоев песчаника в тонкослоистых интервалах.

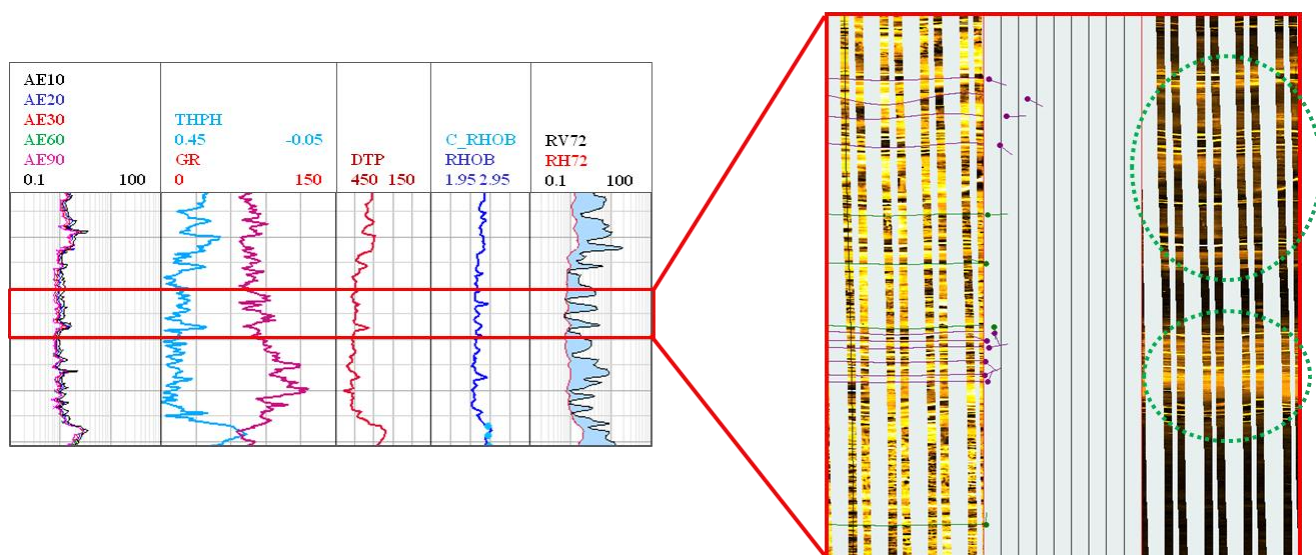
### **3.2. Интерпретация данных ГИС в отложениях турона одной из площадей акватории Атлантического океана**

Комплекс ГИС в изучаемых скважинах акватории Атлантического океана помимо основных современных методов, представлен и новыми методами,

такими как Rt-Scanner, MR Scanner, FMI, которые использовались при оценке свойств интервалов тонкослоистых коллекторов.

### Выделение интервалов тонкослоистых коллекторов

Для идентификации интервалов тонкослоистых коллекторов в изучаемом разрезе помимо данных трехмерного индукционного каротажа использовались исследования скважинными микросканерами, которые позволяют получить развернутое изображение стенки ствола скважины с вертикальной разрешающей способностью до 5 мм. Пример выделения тонкослоистых анизотропных интервалов в одной из скважин изучаемой площади по результатам изучения скважинных имиджей и данных трехмерного индукционного каротажа приведен на рисунке 3.6.



**Рисунок 3.6. Выделение интервалов тонкослоистых коллекторов в отложениях турона**

Оценка содержания глинистого вещества (в рассеянной, слоистой и структурной формах) и коэффициента пористости в прослоях коллекторов в отложениях изучаемой площади, также осуществлялась на основании результатов интерпретации гамма-каротажа и плотностного метода с использованием палетки E.C. Thomas и S.J. Stieber, адаптированной к условиям рассматриваемого разреза.

На рисунках 3.7 и 3.8 приведены примеры использования палетки E.C. Thomas и S.J. Stieber для определения свойств тонкослоистых коллекторов в одной из скважин района.

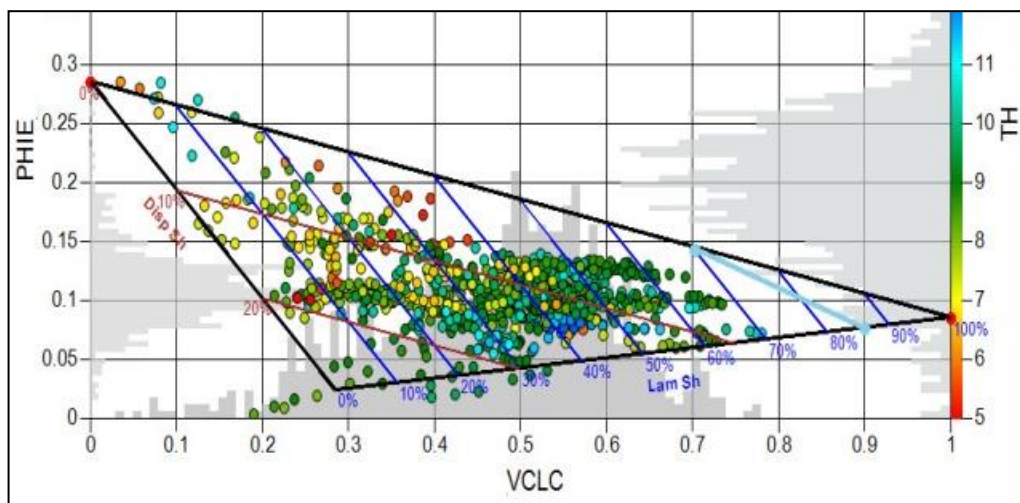


Рисунок 3.7. Применение палетки Томаса-Штибера для определения свойств тонкослоистых нефтенасыщенных коллекторов турона

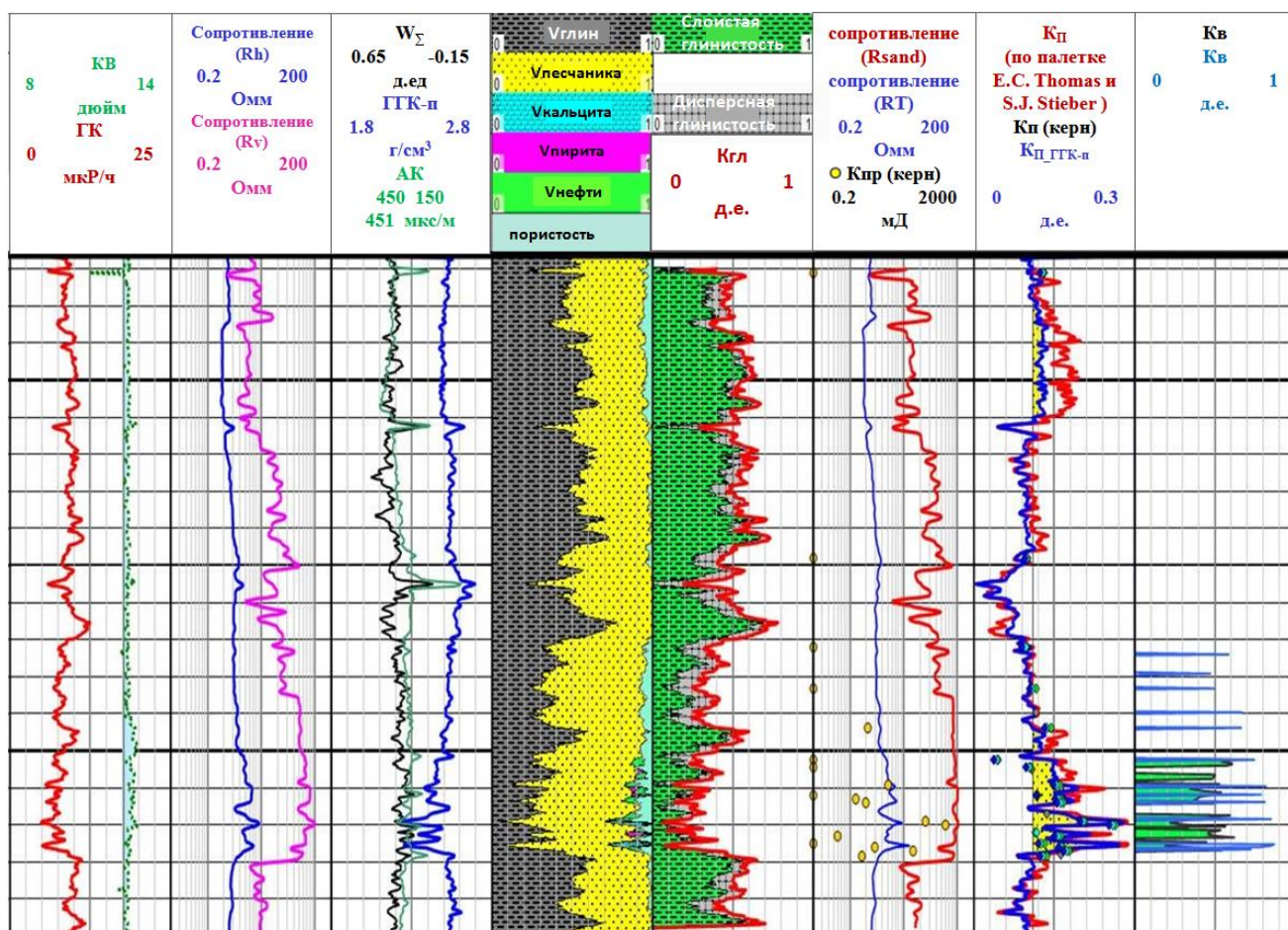


Рисунок 3.8. Результаты интерпретации тонкослоистых нефтенасыщенных коллекторов турона

Как видно из рисунка, использование метода E.C. Thomas и S.J. Stieber позволило более достоверно оценить коэффициенты пористости прослоев-

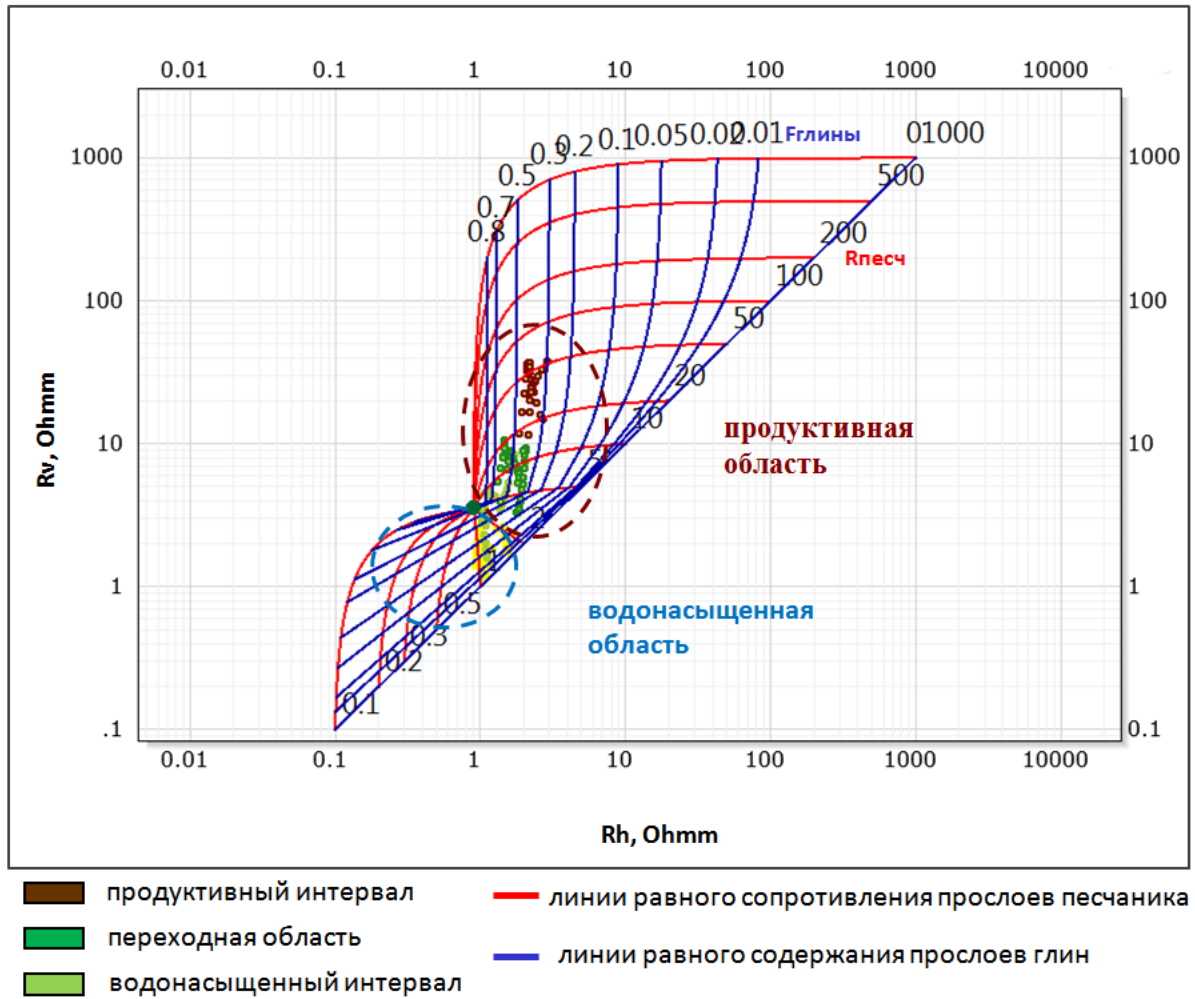
коллекторов и выделить дополнительные интервалы коллекторов по сравнению со стандартной методикой интерпретации.

### **Определение степени насыщения коллекторов**

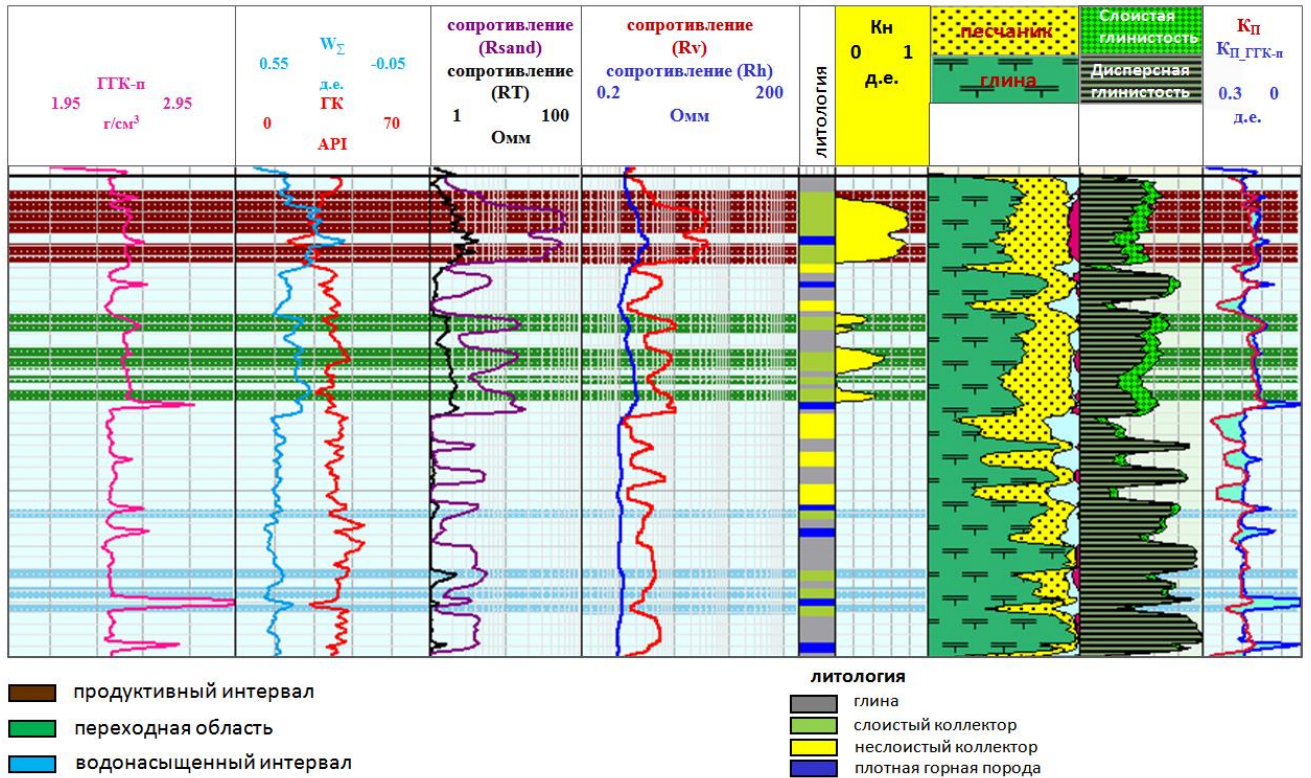
Решение комплекса задач по определению удельного сопротивления прослоев коллекторов и степени насыщения их углеводородами стало возможным при наличии в комплексе ГИС данных трехмерного индукционного каротажа.

По данным замеров вертикального и горизонтального сопротивлений методом Rt-Scanner с использованием «диаграммы-бабочки» J.D. Klein интервал тонкослоистых туронских отложений был разделен на водоносную и продуктивную зоны (Рисунок 3.9).

На рисунке 3.10 для этой скважины приведены результаты комплексной интерпретации данных стандартного комплекса ГИС 1) с использованием палетки E.C. Thomas и S.J. Stieber) и 2) Rt-Scanner (с использованием «диаграммы-бабочки» J.D. Klein) в интервале тонкослоистых анизотропных отложений, вскрытых с помощью раствора на нефтяной основе.



**Рисунок 3.9. Интерпретация данных 3Д индукционного каротажа в рассматриваемом интервале разреза (Рисунок 3.10)**



**Рисунок 3.10. Результаты интерпретации тонкослоистых нефтенасыщенных коллекторов акватории Атлантического океана**

Наличие углеводородов в верхней части интервала тонкослоистых отложений и воды в нижнем интервале также подтверждается результатами обработки данных MR Scanner. На рисунке 3.11а (продуктивная область) и рисунке 3.11б (водонасыщенная область) приведены карты типа флюида, полученные по данным ЯМК для трех зондов с различной глубиной исследования (3,81; 6,86 и 10 см). Следует отметить наличие радиального изменения в распределении флюидов на рисунке 3.11а, что свидетельствует о наличии проникновения в пласт нефти из раствора на нефтяной основе, с помощью которого была вскрыта скважина. Наиболее глубинное измерение свободно от влияния скважинных условий и отражает истинное насыщение пласта, в данном случае – нефть (Рисунок 3.11а) и пластовая вода (Рисунок 3.11б).

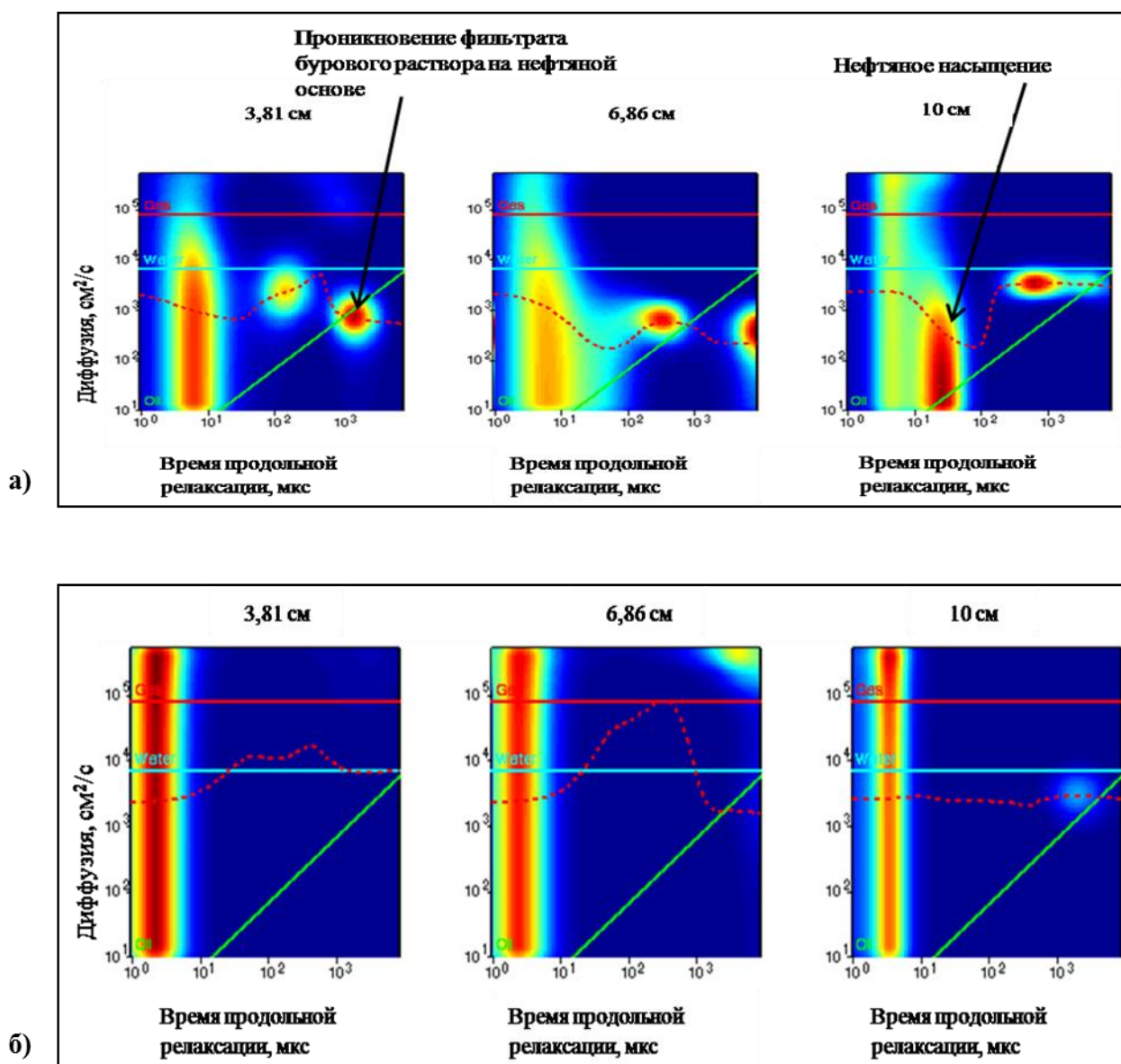


Рисунок 3.11. Результаты интерпретации данных MR Scanner в продуктивном (а) и водоносном (б) интервалах тонкослоистых коллекторов (зоны, отмеченные на рисунке 3.9 коричневым и голубым цветом, соответственно) [33]

### 3.3. Интерпретация данных ГИС в ачимовских отложениях одного из месторождений Сургутского свода

В процессе комплексной интерпретации данных ГИС в разрезе отложений ачимовской толщи [34] решались следующие задачи:

- 1) выделение коллекторов;
- 2) оценка коэффициентов пористости  $K_p$  и глинистости  $K_{гл}$ ;
- 3) оценка характера и степени насыщения пород углеводородами;



4) проверка правильности результатов интерпретации данных ГИС по сравнению с кеновыми данными.

### Способы выделения коллекторов

Выделение коллекторов в изучаемом терригенном разрезе осуществлялось по наличию прямых качественных признаков:

- 1) отрицательной аномалии на кривой потенциалов самопроизвольной поляризации;
- 2) уменьшенным или, реже, номинальным диаметром скважины;
- 3) положительными приращениями на кривых микрозондов при общих невысоких значениях УЭС;
- 4) наличием градиента сопротивлений на кривых бокового и микробокового методов.

Кроме того, использовались количественные критерии для выделения коллекторов с учетом обобщения данных по керну:  $K_{п.гр}=14\%$  при  $K_{пр.гр}=0,5$  мД. Кроме перечисленных кондиционных значений коэффициентов пористости, при выделении коллекторов использовались и ограничения по содержанию глинистого материала: для ачимовских отложений критерий выделения коллектора –  $\alpha_{сп,гр}=0,35$ .

На рисунке 3.12 показана исходная информация для обоснования критического значения параметра  $\alpha_{сп,гр}$  для ачимовских отложений лицензионного участка. Распределение этого параметра в скважинах Юганского района приводится в соответствии с результатами обобщения свойств ачимовских пород на территории региона. В соответствии с этим графиком, граничное значение  $\alpha_{сп,гр}$  составляет 0,35.

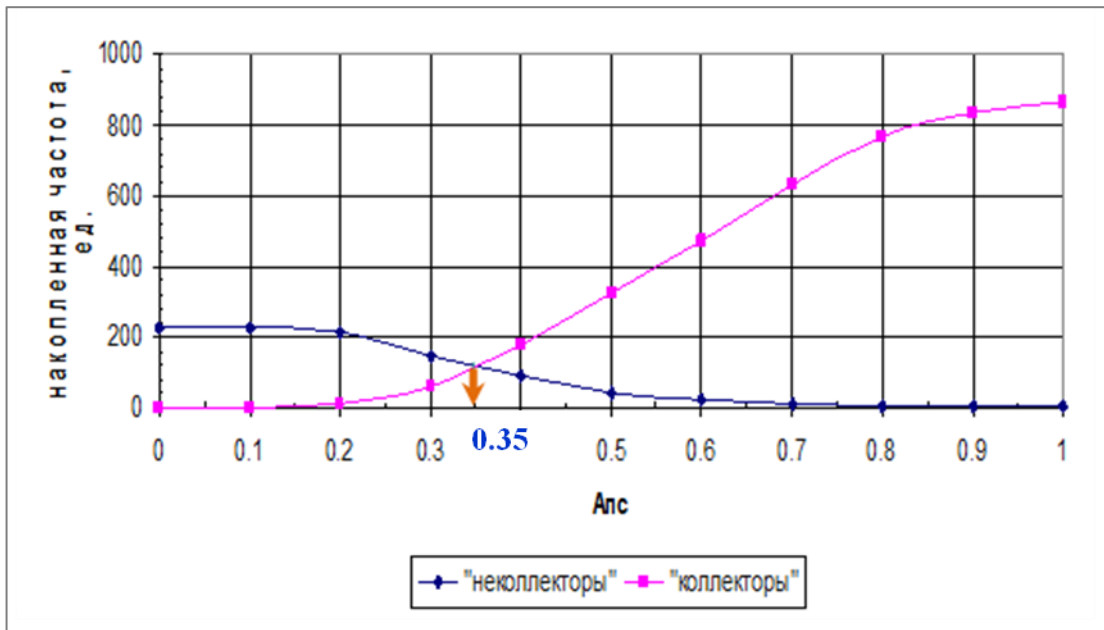


Рисунок 3.12. Обоснование критического значения  $\alpha_{сн}$  для ачимовских отложений [68]

### Определение литотипов пород

Породы в разрезах изучаемых ачимовских отложений были разделены на типы по показаниям комплекса методов ГИС. Были выделены:

- 1) породы-коллекторы (песчаники) – представлены одним классом пород.
- 2) породы-неколлекторы были разделены на следующие типы:
- 3) глины, которые характеризуются интенсивным размывом ствола скважины;
- 4) глинистые неколлекторы, которые имеют высокие показания ГК, высокое водородосодержание по НК, повышенные значения объемной плотности, положительные аномалии ПС, и, в отличие от глин и аргиллитов, характеризуются величиной диаметра скважины, близкой к номинальному.
- 5) уплотненные разности, характеризующиеся пониженными значениями коэффициента пористости, высокими показаниями нейтронного и плотностного методов, низкими показаниями интервального времени пробега;
- 6) угли, характеризующиеся низкими показаниями нейтронного и гамма-метода, плотностного каротажа, высокими значениями интервального времени пробега продольной волны в породе, высокими удельными сопротивлениями.

### **Определение коэффициентов глинистости**

Определение общего количества глинистого материала в породах изучаемого пласта выполнено по связи:

$$K_{\text{гл}} = 0,7 \cdot \Delta J_{\text{ГК}} \quad (3.1)$$

Уравнение было получено в результате количественных определений коэффициентов пористости по данным ГИС в скважинах с хорошим выносом и многочисленными результатами исследования свойств пород на образцах керна, в частности, пористости.

Содержание глинистого материала существенно сказывается на упругих характеристиках горных пород – на скорости продольной и поперечной волн. При значениях коэффициентов объемной глинистости, не соответствующей данному разрезу, модельные скорости не будут соответствовать исходным кривым. Расхождение модельной и исходной кривых скоростей указывает на наличие неадекватных параметров пласта, полученных при интерпретации данных ГИС, и, как следствие, на необходимость уточнения исходных параметров для моделирования. В первую очередь, при переинтерпретации материалов комплекса ГИС следует уточнять методику оценки содержания глинистого вещества. Приведенное для оценки  $K_{\text{гл}}$  уравнение было получено в процессе интерпретации материалов ГИС и моделирования в опорных скважинах.

### **Определение коэффициентов пористости**

Определение коэффициентов пористости выполнено по показаниям плотностного каротажа во всем интервале разреза, включая коллекторы и неколлекторы, с использованием следующей формулы:

$$K_{\text{п.ГГК-п}} = \frac{(2,68 - Rhob)}{(2,68 - 1)} \quad (3.2)$$

где  $Rhob$  – величина объемной плотности, оцененная по показаниям кривой плотностного метода. Результаты оценки пористости сравнивались со значениями пористости, полученными при изучении образцов керна.

### Выделение продуктивных интервалов

Оценка характера насыщения коллекторов в ачимовских отложениях выполнялась по данным методов электрометрии. В большинстве интервалов разреза, ввиду его неоднородности в качестве удельного электрического сопротивления принимались показания индукционного каротажа ИК –  $\rho_{к.ИК}$ . В отдельных интервалах разреза была выполнена интерпретация БКЗ. В качестве критического значения сопротивления для выделения продуктивных коллекторов в ачимовских отложениях принимали значение  $\rho_{п}=7,5$  Омм.

### Определение коэффициентов нефтенасыщенности

Коэффициент нефтенасыщенности ( $K_n$ ) коллекторов оценивался с помощью традиционной методики Дахнова-Арчи по зависимостям  $P_n=f(K_n)$  и  $P_n=f(K_v)$ , которые были получены в результате обобщения материалов изучения керна в Юганском регионе и которые представлены на рисунках 3.13 и 3.14 и описываются формулами:

$$P_n = \frac{0,8157}{K_n^{1,934}} \quad (3.3)$$

$$P_n = \frac{1,008}{K_v^{1,613}}, \text{ для } P_n < 2.5 \quad (3.4)$$

$$P_n = \frac{0,8355}{K_v^{1,939}}, \text{ для } P_n > 2.5 \quad (3.5)$$

Сопротивления пластовых вод для продуктивных ачимовских пластов изучаемого участка принималось равным 0,174 Омм.

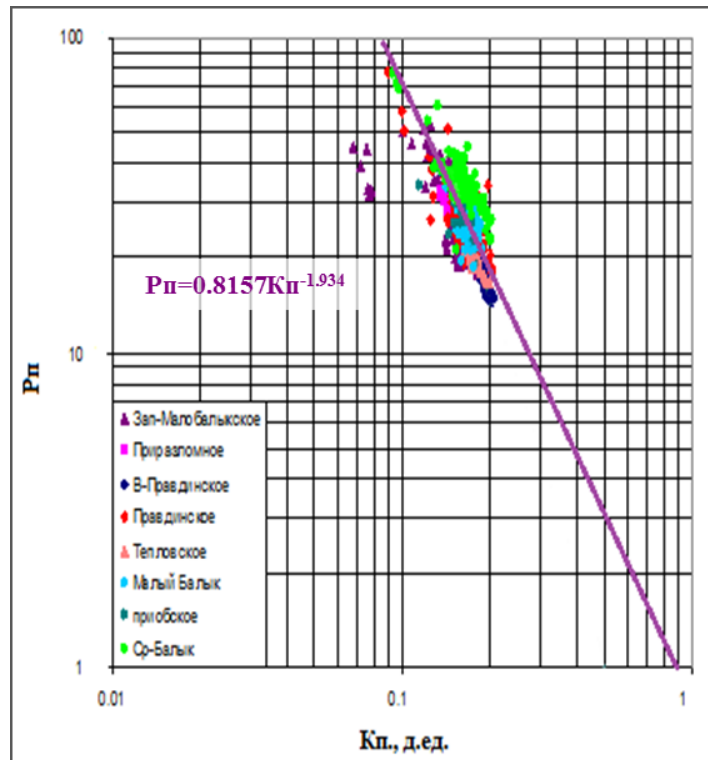


Рисунок 3.13. Зависимость параметра пористости  $P_n$  от коэффициента пористости  $K_{п}$  для коллекторов ачимовских отложений Юганского региона

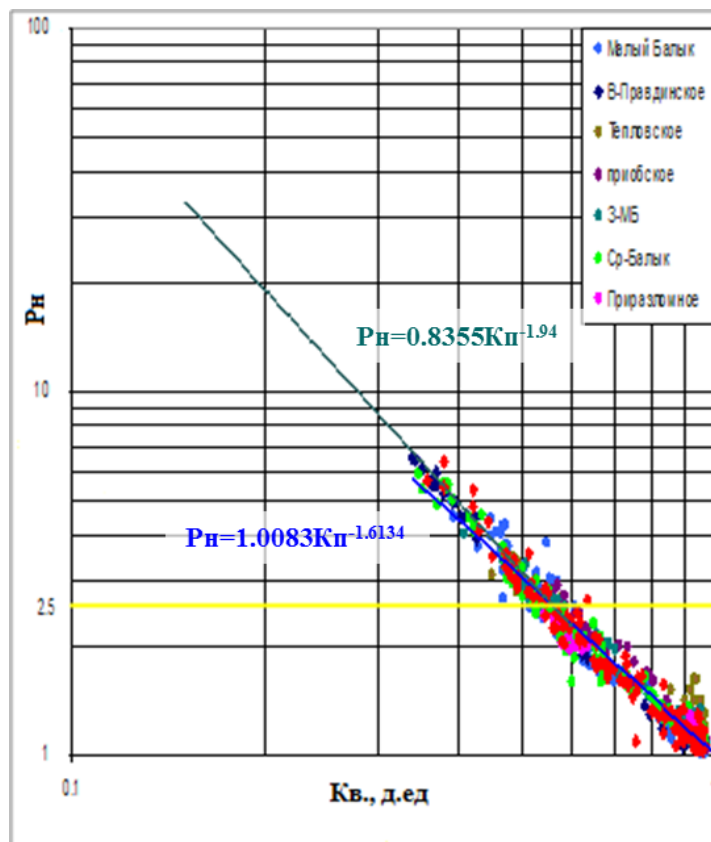


Рисунок 3.14. Зависимость параметра насыщения  $P_n$  от коэффициента водонасыщенности  $K_{в}$  для коллекторов ачимовских отложений Юганского региона

Пример комплексной интерпретации данных ГИС в одной из продуктивных скважин изучаемой площади приведен на рисунке 3.15.

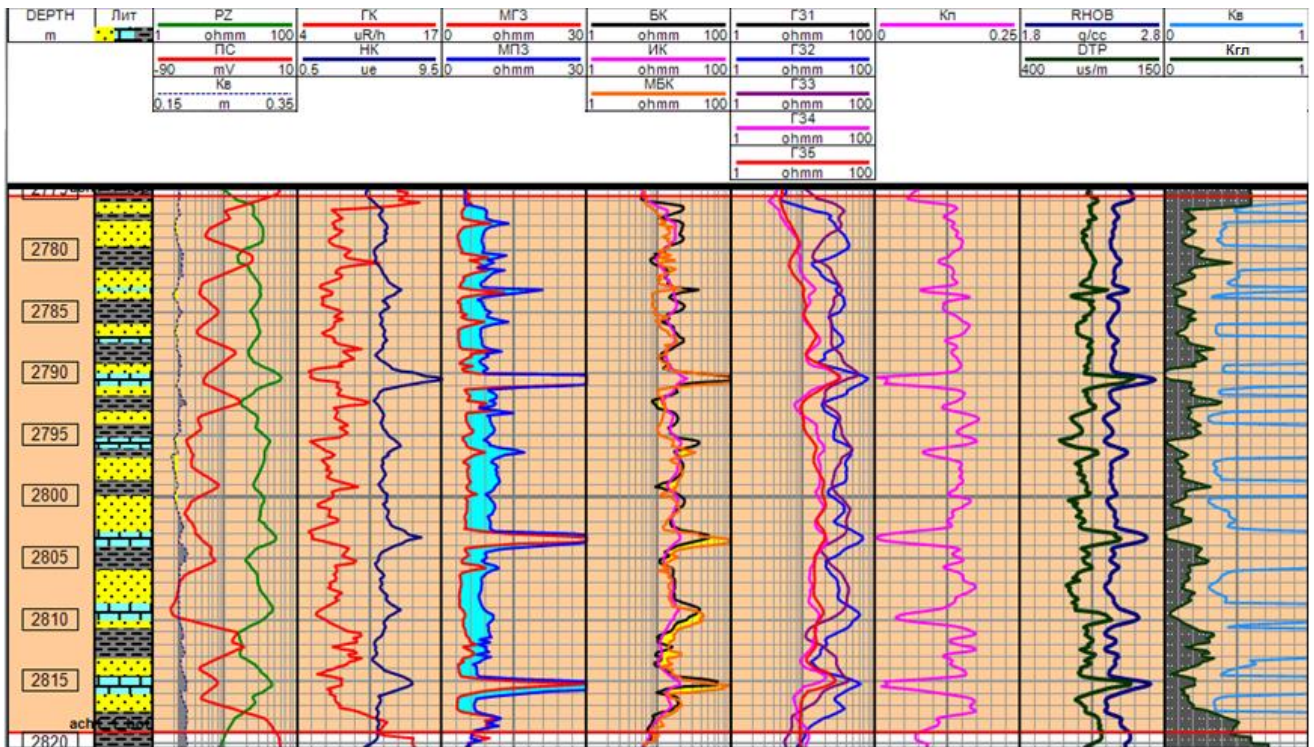


Рисунок 3.15. Пример результатов комплексной интерпретации данных ГИС в одной из скважин изучаемой площади

### 3.4. Основные результаты и выводы по главе 3

Были разработаны алгоритмы оценки свойств изучаемых тонкослоистых отложений с использованием новых методов ГИС. Результаты комплексной интерпретации данных керна и ГИС были использованы для создания объемных моделей горных пород разрезов и послужили входными данными для дальнейшего петроупругого моделирования и создания синтетических кривых объемной плотности и скоростей продольных и поперечных волн.

При изучении свойств тонкослоистых коллекторов были разработаны специальные методики интерпретации ГИС с учетом особенностей этого типа коллектора.

Применение методик E.C. Thomas и S.J. Stieber при оценке свойств тонкослоистых коллекторов позволило получить более детальное представление о параметрах объемной модели породы.

Применение новых аппаратных разработок для решения задач анизотропного коллектора позволило:

1) повысить достоверность выделения продуктивного коллектора при включении в комплекс ГИС прибора MR Scanner;

2) произвести оценку сопротивления прослоев коллектора, коэффициента нефтегазонасыщенности и определять положение ВНК и ГВК при использовании прибора трехмерного индукционного каротажа в комплексе методов ГИС.

## ГЛАВА 4. МОДЕЛИРОВАНИЕ УПРУГИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ ГИС

Во всех областях современной науки и, практически, на всех этапах научного исследования моделирование различных объектов, процессов или явлений приобрело широкое распространение. Данный метод познания применяется как в естественных, так и гуманитарных науках, там, где объекты исследования сложны и труднодоступны для непосредственного изучения. Поэтому вопросы построения и изучения различных моделей, а также условий и границ их применения являются весьма актуальными и в современной нефтегазопромысловой геологии, поскольку объектами ее изучения являются месторождения и залежи углеводородов.

Геологическая модель является результатом обобщения смежных геолого-геофизических данных, полученных различными методами, и построение достоверной модели невозможно без наличия комплекса разнотипных и разномасштабных геолого-геофизических и промысловых исследований. В частности, скважинные данные представляют детальную информацию о строении изучаемых объектов непосредственно вдоль ствола скважины, а данные сейсморазведки позволяют получить информацию об изменении интересующих нас физических свойств пород на протяжении сотен и тысяч метров межскважинного пространства.

Геологическое моделирование месторождений нацелено на увеличение детальности геологического строения и повышение достоверности прогноза свойств месторождений нефти и газа, при этом сейсмическая инверсия является одним из передовых инструментов для построения геологических моделей [3].

Для целей сейсмической инверсии необходимы не только качественные данные сейсморазведки, но и данные геофизических исследований скважин. При этом особое значение приобретают наличие замеров акустического и плотностного методов и их качество, поскольку искомыми параметрами при инверсии являются акустический ( $AI=R_{hob} \cdot V_p$ ) и сдвиговый импедансы

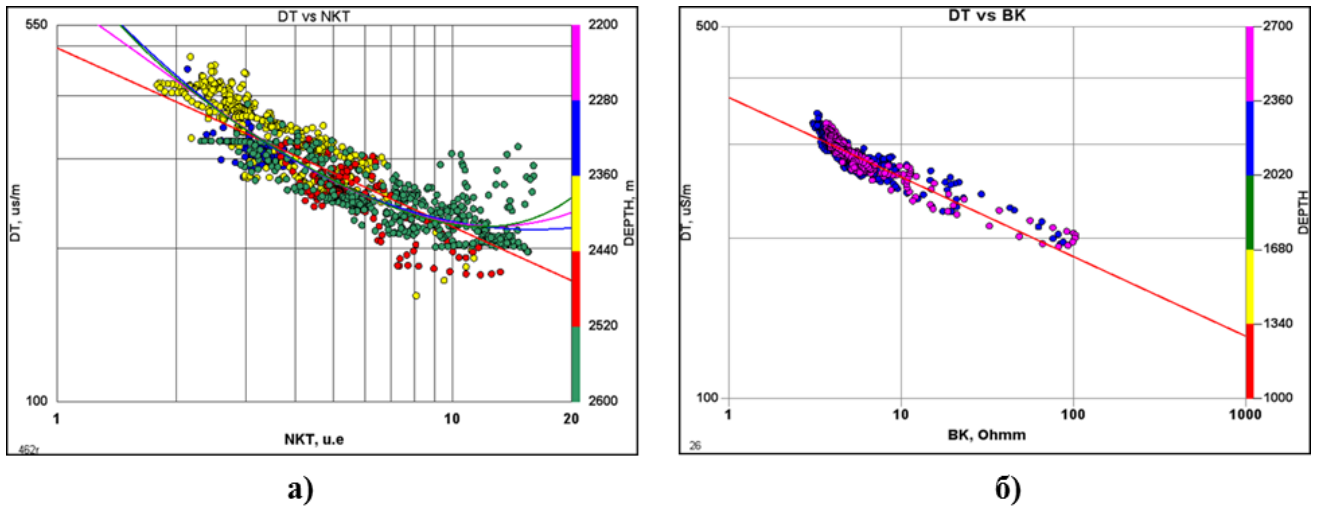


( $SI = \rho_{\text{hob}} \cdot V_s$ ) и плотность пород ( $\rho_{\text{hob}}$ ). Важным является то, что показания этих методов должны отражать истинные характеристики разреза горных пород, т.е. не должны быть подвержены влиянию различного рода искажающих факторов. Получить такую информацию прямыми замерами в скважинах не представляется возможным. Исходные замеры всегда имеют искажения в силу различного рода технологических и геолого-геофизических причин. Поэтому, с целью получения неискаженных влиянием скважины кривых акустического и плотностного методов используется моделирование упругих свойств по данным ГИС. Различают два вида петроупругого моделирования: 1) эмпирическое; 2) теоретическое (Rock Physics).

#### **4.1. Эмпирическое моделирование упругих свойств**

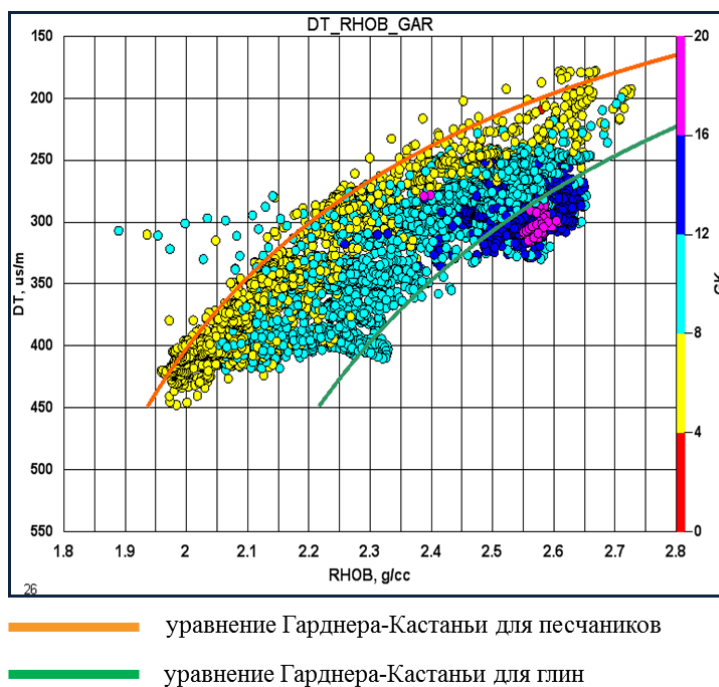
Целью эмпирического моделирования является получение непрерывной упругой характеристики горных пород во всем вскрытом скважиной разрезе, что позволяет более корректно выполнить стратиграфическую привязку сейсмического волнового поля.

Эмпирическое моделирование сводится к замещению интервалов отсутствия либо некачественной записи кривых АК (акустический метод) и ГГК-п (плотностной метод) на расчетные (синтетические) кривые этих методов. Синтетические кривые АК рассчитываются на основе корреляционных связей показаний этого метода с другими методами комплекса ГИС. Существуют различные способы расчета синтетических кривых АК. Наиболее часто используются зависимости показаний АК с результатами замеров одного из нейтронных методов или сопротивлением пород  $\Delta T = f(NK, \text{Depth})$ ,  $\Delta T = f(Rt, \text{Depth})$  (Рисунок 4.1а и Рисунок 4.1б соответственно). Кроме этого для получения синтетических кривых нередко используются многомерные связи или алгоритм нейронных сетей.



**Рисунок 4.1. Использование кросс-плотов АК и НК (а), АК и кривой сопротивления (б) от глубины залегания для обоснования корреляционных связей между показаниями этих методов**

Расчет синтетических кривых плотностного метода с целью дальнейшего их использования для коррекции исходных кривых производится на основе уравнений Гарднера-Кастаньи с учетом литологии пласта (Таблица 4.1). При этом сохраняется вид зависимости, а коэффициенты в эмпирических уравнениях Гарднера-Кастанья необходимо обосновывать для каждого выдержанного интервала разреза (Рисунок 4.2).



**Рисунок 4.2. Пример настройки уравнений Гарднера-Кастаньи для расчета синтетических кривых плотности пород**

**Таблица 4.1**

**Уравнения Гарднера-Кастаньи для расчета плотности пород [67]**

Литотип	$\rho = a \cdot V_p^2 + b \cdot V_p + c$ [g/cm <sup>3</sup> ] [km/s]	$\rho = d \cdot V_p^f$ [g/cm <sup>3</sup> ] [km/s]
Глина	$\rho = -0.0261 \cdot V_p^2 + 0.373 \cdot V_p + 1.458$	$\rho = 1.75 \cdot V_p^{0.265}$
Песчаник	$\rho = -0.0115 \cdot V_p^2 + 0.261 \cdot V_p + 1.515$	$\rho = 1.66 \cdot V_p^{0.261}$
Известняк	$\rho = -0.0296 \cdot V_p^2 + 0.461 \cdot V_p + 0.963$	$\rho = 1.359 \cdot V_p^{0.386}$
Доломит	$\rho = -0.0235 \cdot V_p^2 + 0.390 \cdot V_p + 1.242$	$\rho = 1.74 \cdot V_p^{0.252}$
Ангидрит	$\rho = -0.0203 \cdot V_p^2 + 0.321 \cdot V_p + 1.732$	$\rho = 2.19 \cdot V_p^{0.160}$
Песчаник-глина		$\rho = 1.74 \cdot V_p^{0.250}$

Большое значение имеет оценка качества записи методов АК и ГГК-п и процедура уточнения уровня показаний (нормализации) этих методов в скважинах изучаемой площади. В работе Т.Ф. Соколовой и А.А. Поправко [43] приведено подробное описание способов выполнения коррекции показаний АК и ГГК-п, а также приемов нормализации показаний этих методов. Основой для оценки уровня показаний кривых акустического и плотностного методов являются результаты исследований образцов керна, данные ВСП, результаты количественной интерпретации данных ГИС, а также показания этих методов в

опорных средах – плотных породах известного литологического состава, не размытых глинистых интервалах. На рисунке 4.3 приводится пример уточнения уровня показаний методов АК и ГГК-п с использованием данных керна и ВСП на примере одной из изучаемых скважин акватории Атлантического океана.

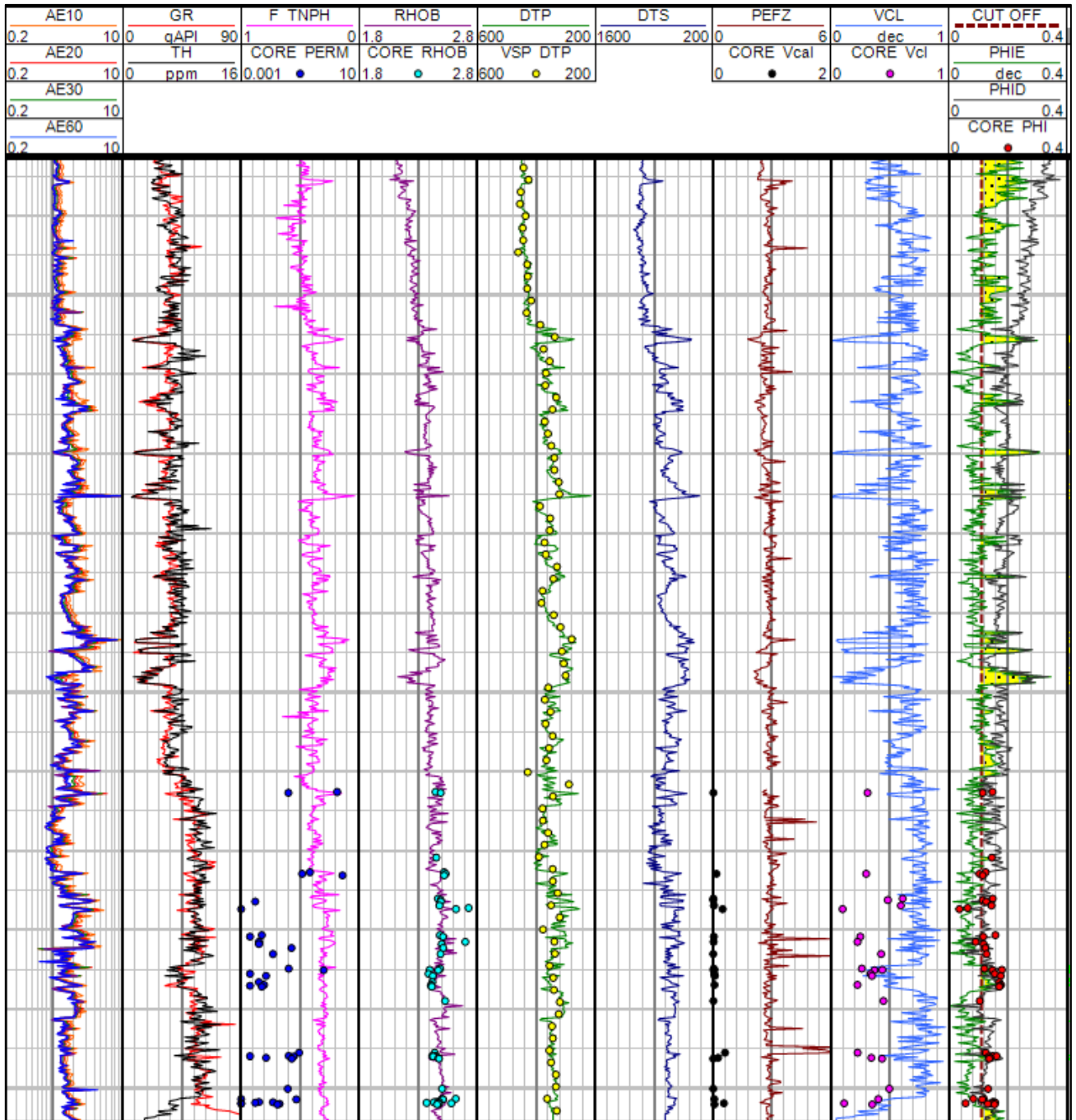


Рисунок 4.3. Уточнение уровня показаний методов АК и ГГК-п с использованием данных керна и ВСП на примере одной из изучаемых скважин акватории Атлантического океана

Результатом эмпирического моделирования являются кривые акустического и плотностного методов, откорректированные в интервалах

отсутствия записи, а так же в интервалах разрушения ствола скважины (Рисунок 4.4), которые затем используются для привязки сейсмического волнового поля к стратиграфическому разрезу.

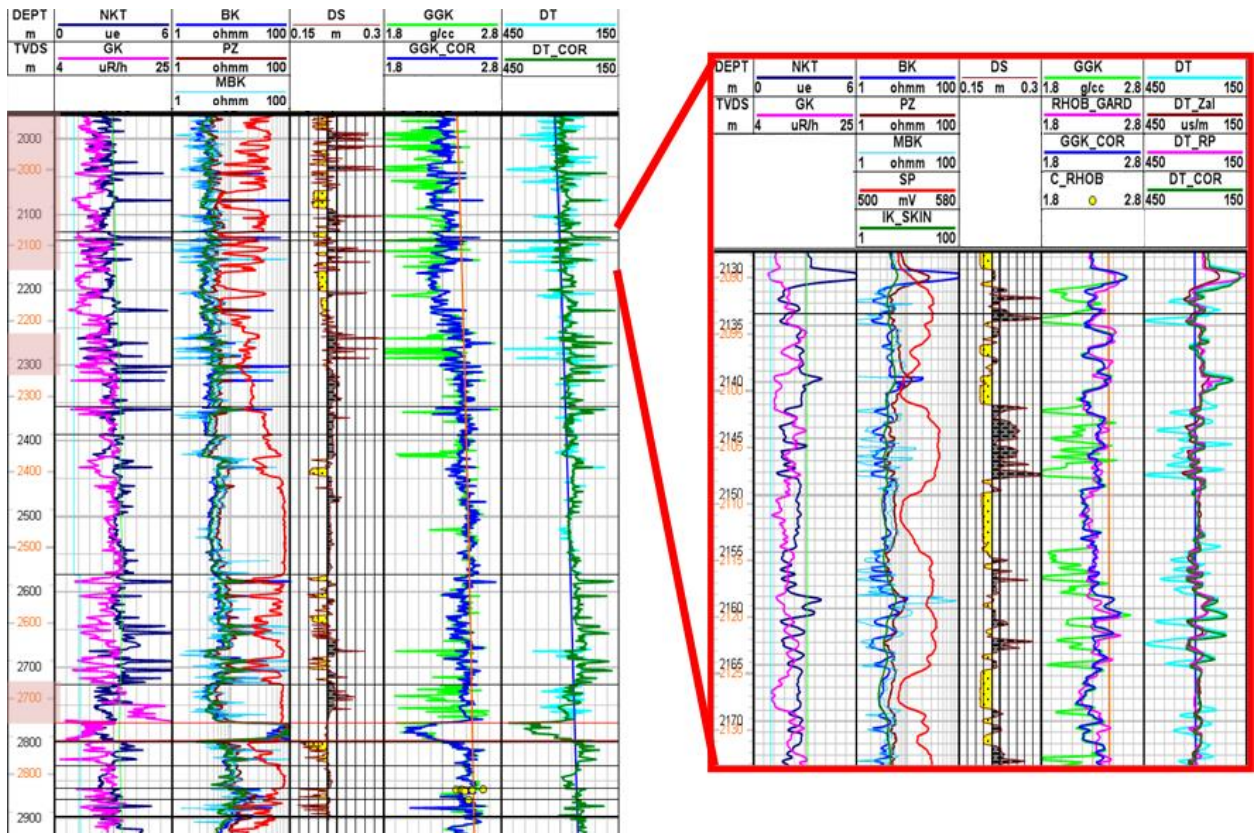


Рисунок 4.4. Результаты коррекции данных акустического и плотностного методов на примере одной из скважин изучаемой площади Сургутского свода

## 4.2. Теоретическое моделирование упругих свойств

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

Во-первых, для разнотипных методов ГИС форма кривых против малоэнергетических прослоев несхожа (симметричная или асимметричная) из-за различной физической основы методов ГИС, что при поточечной интерпретации приводит к определенным несоответствиям в оценке свойств пород. Во-вторых, увязка по глубине кривых различных методов ГИС не всегда совершенна. На вход петроупругого моделирования подается единый набор данных по

коллекторским свойствам для одновременного расчета кривых акустического и плотностного методов, что позволяет получить на выходе согласованные между собой синтетические кривые этих методов. Кроме того, не всегда есть возможность получить качественные замеры методов АК и ГГК-п, записанные одними и теми же приборами во всех скважинах изучаемой площади или месторождения. В-третьих, петроупругое моделирование позволяет уточнить уровень показаний методов АК и ГГК-п в интервалах разрушения стенок скважин. В-четвертых, моделирование упругих свойств по данным ГИС позволяет выполнять процедуру флюидозамещения в породах-коллекторах любым типом флюида (нефтью, газом, водой), который потенциально может присутствовать в рассматриваемых залежах, а исходные кривые отвечают какому-либо одному состоянию пласта, как правило, наличие фильтра промывочной жидкости в коллекторах с тем или иным характером насыщения. Кроме того, есть возможность производить моделирование путем изменения литологического состава (скелета и глинистого вещества породы), емкостных свойств пород (пористости и водонасыщенности), что дает возможность изучать влияние характера и степени насыщения, а также литологии и коллекторских свойств пород на их упругие характеристики. В-пятых, при петроупругом моделировании есть возможность учесть разновременность выполнения сейсмической съемки и геофизических исследований в скважинах и различие в состоянии залежи углеводородов на эти моменты времени, что часто наблюдается в сейсмических проектах, и привести коллекторские и упругие свойства пород к условиям проведения сейсмической съемки.

В работе по моделированию упругих свойств использовано 11 скважин в четырех геологических объектах.

В основе анализа возможностей использования сейсмических данных и обоснования типа сейсмической инверсии, используемой для прогноза коллекторов, лежит моделирование упругих свойств горных пород по данным ГИС, рассматриваемое за рубежом в рамках дисциплины Rock Physics.

Вопросами создания теоретических моделей Rock Physics и их практического применения занимались многие отечественные и зарубежные исследователи: Баюк И.О., Вербицкий Т.З., Еникеев Б.Н., Козлов Е.А., Петкевич Г.И., Рыжков В.И., G. Mavko, M. Sams, M. Batzle, J. Dvorkin, Xu S. и др. В России это направление приобрело широкое практическое применение. За прошедшие 15 лет рядом отечественных и зарубежных сервисных компаний было выполнено большое количество работ по комплексному изучению геолого-геофизических данных и применению технологий сейсмической инверсии для построения геологических моделей месторождений. По результатам этих работ авторами было написано множество статей, опубликованных как в отечественных, так и в зарубежных специализированных изданиях [43, 11, 16, 25, 46 и др.].

Моделирование упругих свойств горных пород базируется на результатах оценки литологического состава пород и их коллекторских свойств ( $K_p$ ,  $K_{гп}$  и  $K_v$ ), полученных в процессе комплексной интерпретации данных ГИС, и в общем виде сводится к **решению трех основных задач:**

- 1) моделированию объемной плотности;
- 2) моделированию скорости распространения продольных волн в породе;
- 3) моделированию скорости распространения поперечных волн в породе.

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

образом, для реализации задачи моделирования упругих свойств необходимы следующие входные данные:

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

Исходя из того, что деформация слоистой среды зависит от направления напряжения относительно ориентации слоев, а плотность постоянна при любом пространственном распределении элементов, **при моделировании объемной плотности горной породы** пространственное расположение частиц, слагающих породу, не имеет решающего значения (в отличие от моделирования скоростей упругих волн). Таким образом, объемная плотность породы может быть представлена в виде суммы значений плотностей ее составных компонентов в соответствии с их объемами, что в общем виде может быть выражено следующей формулой:

$$\sigma = \sum_i V_i \sigma_i \quad (4.1)$$

где  $V_i$  – объемное содержание и  $\sigma_i$  – плотность  $i$ -ой компоненты.

**Моделирование скоростей упругих волн** представляет собой более сложную процедуру в виду значительного влияния пространственного распределения компонентов породы на ее упругие свойства. В основу расчета скоростей  $V_P$ ,  $V_S$  положены известные уравнения:

$$\mu = \rho V_S^2 \quad (4.2)$$

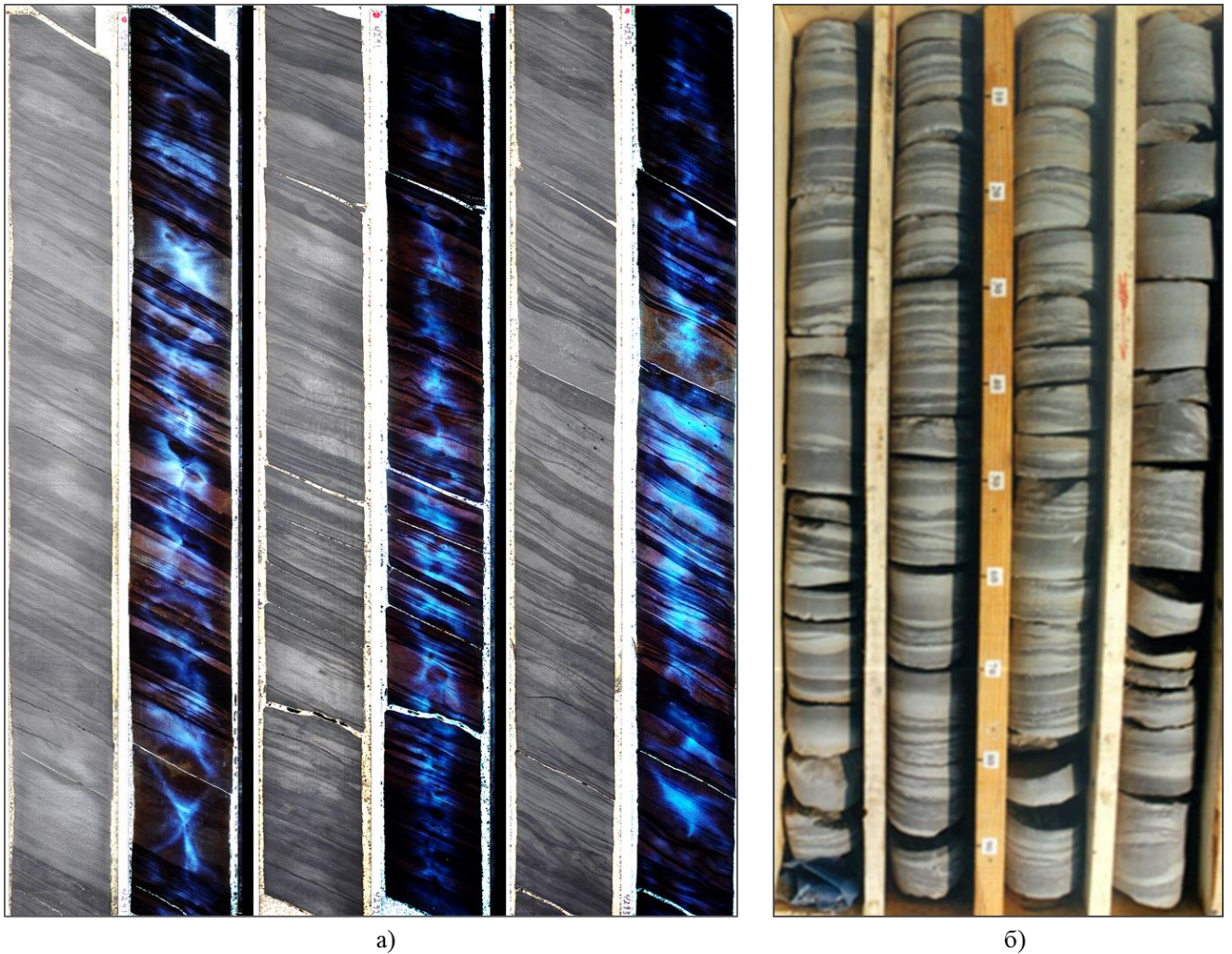
$$K = \rho \left( V_P^2 - \frac{4}{3} V_S^2 \right) \quad (4.3)$$



где  $K$  и  $\mu$  – упругие модули всестороннего сжатия и сдвига, соответственно.

Как следует из приведенных формул, расчет модельных кривых плотности, скоростей распространения продольной и поперечной волны в породе выполняется на основании упругих модулей породы.

Следует отметить, что описываемый ниже алгоритм моделирования упругих свойств горных пород по данным ГИС, имеет определенные ограничения – не предназначен для использования в наклонных скважинах, а также не предусмотрен для случаев преобладания в изучаемых отложениях кривой слоистости (Рисунок 4.5а), т.е. подразумевает горизонтально слоистую модель породы. На рисунке 4.5б приведена фотография керна, отобранного в одной из изучаемых скважин, которая подтверждает наличие горизонтального залегания прослоев пород в вертикальной разведочной скважине. Рассматриваемые в работе объекты моделирования упругих свойств соответствуют модели 4.5б.



**Рисунок 4.5. Косая (а) и горизонтальная (б) слоистость, отмеченная в керне отложений исследуемых скважин**

Объемный модуль «сухой» (не насыщенной флюидом) породы рассчитывается на основе одной из теоретических моделей Rock Physics, учитывающих геометрические формы и пространственное распределение компонентов породы, для чего необходимо установить: 1) объемное содержание компонентов породы, 2) упругие модули каждой из компонентов породы и 3) пространственное распределение этих компонентов в объеме породы.

Большое количество теоретических моделей подразумевают мономинеральный состав скелета породы, поэтому для того, чтобы представить полиминеральный скелет породы как некий «усредненный минерал» с упругими модулями, равными средним значениям компонентов скелета породы,

применяются «модели границ». На практике часто всего используются модели Hashin-Shtrikman и Voigt-Reuss.

Уравнения Hashin-Shtrikman для расчета верхней и нижней границ изменения упругих модулей породы, состоящей только из двух компонентов, имеют вид:

$$K^+ = K_1 + \frac{f_2}{(K_2 - K_1)^{-1} + f_1(K_1 + 4\mu_1/3)^{-1}} \quad (4.4)$$

$$\mu^+ = \mu_1 + \frac{f_2}{(\mu_2 - \mu_1)^{-1} + 2f_1(K_1 + 2\mu_1)[5\mu_1(K_1 + 4\mu_1/3)]^{-1}} \quad (4.5)$$

$$K^- = K_2 + \frac{f_1}{(K_1 - K_2)^{-1} + f_2(K_2 + 4\mu_2/3)^{-1}} \quad (4.6)$$

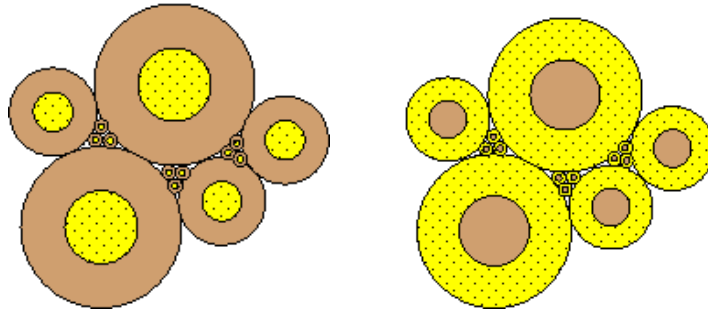
$$\mu^- = \mu_2 + \frac{f_1}{(\mu_1 - \mu_2)^{-1} + 2f_2(K_2 + 2\mu_2)[5\mu_2(K_2 + 4\mu_2/3)]^{-1}} \quad (4.7)$$

где  $K^+$  и  $\mu^+$  – верхние пределы объемного и сдвигового модулей соответственно,  $K^-$  и  $\mu^-$  – нижние пределы объемного и сдвигового модулей соответственно,  $K_1$  и  $K_2$  – объемные модули более твердой и более мягкой фаз соответственно,  $\mu_1$  и  $\mu_2$  – сдвиговые модули более твердой и более мягкой фаз соответственно, а  $f_1$  и  $f_2$  – объемные фракции более твердой и более мягкой фаз соответственно.

При использовании вышеуказанных уравнений предполагается, что компонента с большим объемным модулем также имеет большее значение сдвигового модуля, и компонента с меньшим значением объемного модуля имеет меньший сдвиговый модуль.

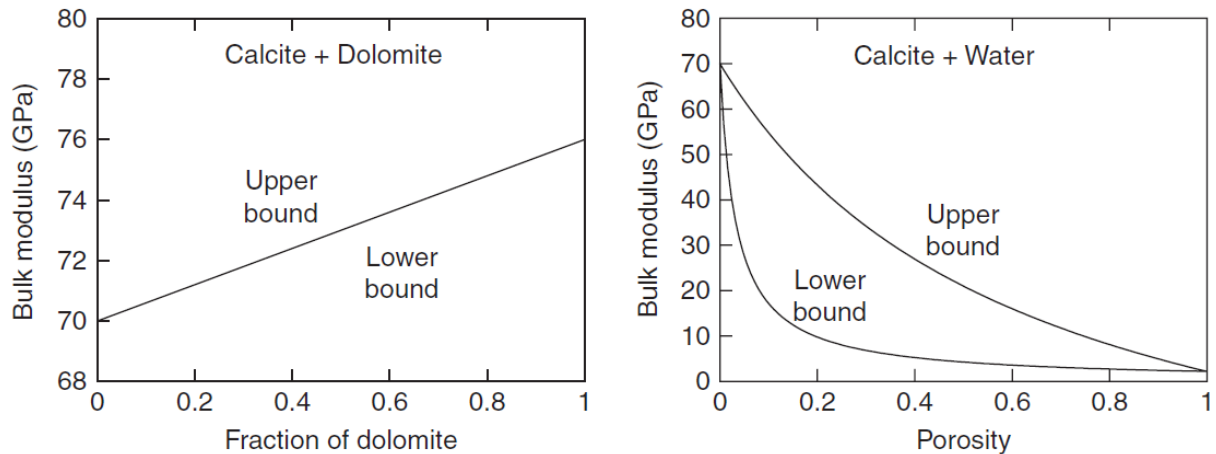
Пространство заполнено совокупностью сфер, состоящих из минерала 2 и окруженных оболочкой минерала 1. Каждая сфера и ее оболочка имеют определенную объемную фракцию  $f_1$  и  $f_2$ . Верхняя граница соответствует случаю, когда более жесткий материал формирует оболочку, нижняя – когда более

жесткая компонента формирует ядро. При этом предполагается, что твердая часть породы представляет собой совокупность сфер различных размеров при полном заполнении ими всего объема твердой части модели. Схематические модели границ Hashin-Shtrikman приведены на рисунке 4.6.



**Рисунок 4.6. Схематические модели границ Hashin-Shtrikman**

Расстояние между верхней и нижней границами зависит от того, насколько различны упругие свойства компонентов смеси. Как показано на рисунке 4.7, когда упругие модули смешиваемых компонентов близки по значениям, границы практически идентичны друг другу. С другой стороны, когда упругие модули компонентов смеси имеют сильно отличающиеся значения, (например, минерал и поровый флюид) границы сильно разделяются.



**Рисунок 4.7. Верхняя и нижняя границы Hashin-Shtrikman для компонентов, со схожими свойствами (слева) и различными (справа) [67]**

Помимо модели Hashin-Shtrikman для расчета «верхней границы» значений упругого модуля на практике часто используется уравнение Voigt, а для расчета «нижней границы» значения упругого модуля – уравнение Reuss.

Уравнение Voigt для расчета «верхней границы» значений упругого модуля  $M_v$  вещества, состоящего из  $n$  фаз, имеет следующий вид:

$$M_v = \sum_{i=1}^n f_i M_i \quad (4.8)$$

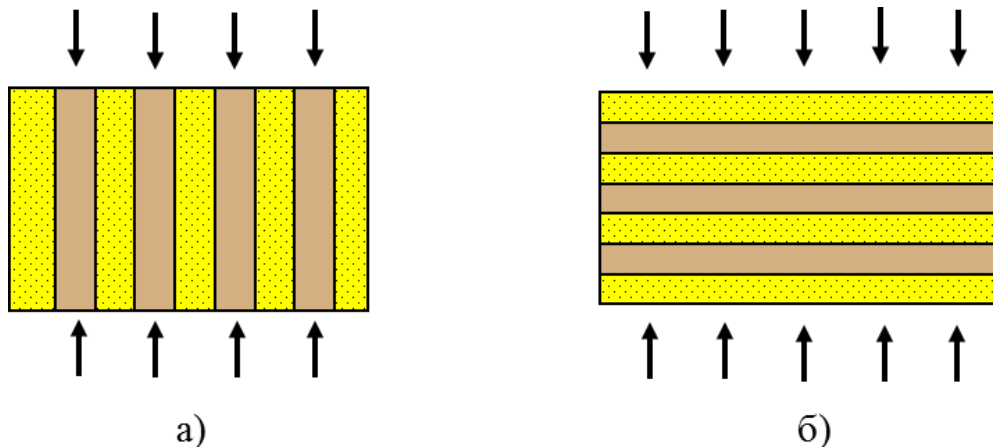
где  $f_i$  – объемная фракция  $i$ -ой фазы и  $M_i$  – упругий модуль  $i$ -ой фазы.

Уравнение Reuss для расчета «нижней границы» значения упругого модуля, имеет вид:

$$\frac{1}{M_r} = \sum_{i=1}^n \frac{f_i}{M_i} \quad (4.9)$$

где  $f_i$  – объемная фракция  $i$ -ой фазы и  $M_i$  – упругий модуль  $i$ -ой фазы.

Схематические модели границ Voigt и Reuss приведены на рисунке 4.8.

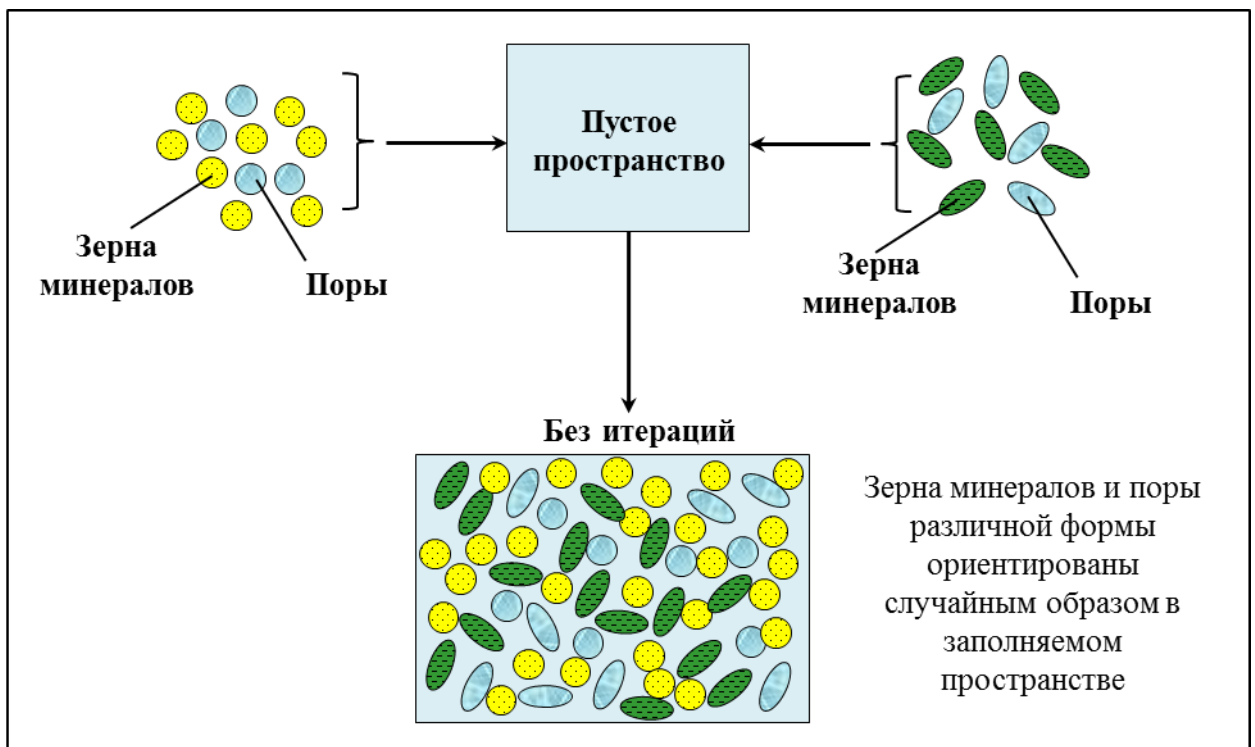


**Рисунок 4.8.** Схематические модели границ Voigt (а) и Reuss (б)

На основе установленных с помощью моделей границ усредненных упругих модулей минералов, входящих в состав скелета породы, а также упругих модулей глинистых минералов осуществляется расчет объемных модулей «сухой» породы с использованием одной из теоретических моделей Rock Physics, позволяющих учесть геометрические формы и пространственное распределение компонентов породы. В работах [67 и 45] приведено подробное описание большинства из используемых моделей Rock Physics. Ниже приведены лишь

наиболее часто используемые на практике, в том числе в настоящей работе, схемы расчета упругих модулей «сухой» породы.

К примеру, в самосогласованной модели (Self-Consistent) используется математическое решение для деформации изолированных включений (минеральные зерна и поры), которыми заполняется пустотное пространство модели породы. При этом включения, ориентированные случайным образом, имеют различные свойства и различные формы. Схематично процесс представлен на рисунке 4.9.



**Рисунок 4.9. Схематичная модель Self-Consistent (самосогласованное приближение)**

В теории эффективных сред (Differential Effective Medium) моделируются упругие свойства двухкомпонентной модели породы путем пошагового добавления включений одной компоненты в другую (вмещающую) компоненту – матрицу. Первоначально матрица состоит из компоненты 1 (концентрация компоненты 2 равна нулю) и затем изменяется с каждым шагом итерации путем добавления материала компоненты 2. Процесс повторяется до тех пор, пока не будут достигнуты необходимые пропорции компонентов. При этом полученные упругие свойства модели зависят не только от «конечных» объемов компонентов,

но и от порядка последовательного добавления включений. То есть, если первоначально задавать в качестве матрицы вещество 1 и постепенно добавлять включения вещества 2, полученные на выходе упругие свойства не будут такими же, как в случае, если матрица была представлена веществом 2 и дополнялась веществом 1. Свойства матрицы, или вмещающего вещества, при этом оказывает наибольшее влияние на результаты расчета упругих модулей модели. Схематично процесс представлен на рисунке 4.10.

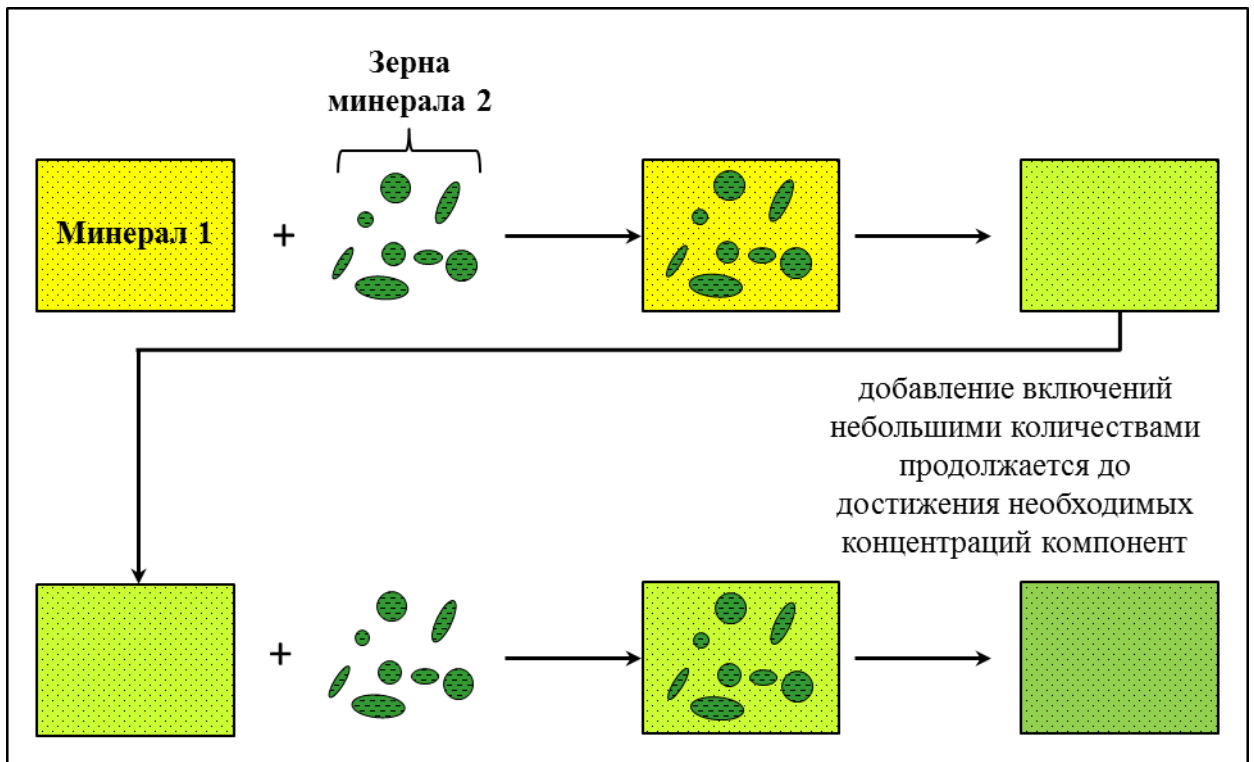


Рисунок 4.10. Схематичная модель DEM (теория эффективных сред)

Упругие модули насыщенной флюидом породы рассчитываются на основе теории Гассмана (Gassmann, 1951 г.), с использованием полученных упругих модулей «сухой» породы [61].

Данная теория использует уравнения, связывающие модули всестороннего сжатия насыщенной породы, сухой породы, минерального скелета, насыщающего флюида и пористости и позволяет изучать влияние различных пластовых жидкостей, насыщающих породы, на скорости упругих волн.

$$\frac{K_{\text{sat}}}{K_0 - K_{\text{sat}}} = \frac{K_{\text{dry}}}{K_0 - K_{\text{dry}}} + \frac{K_{\text{fluid}}}{\phi(K_0 - K_{\text{fluid}})} \quad (4.10)$$

$$\mu_{\text{sat}} = \mu_{\text{dry}} \quad (4.11)$$

где:

$K_{\text{sat}}$  – модуль объемного сжатия насыщенной породы

$K_{\text{dry}}$  – модуль объемного сжатия сухой породы

$K_0$  – модуль объемного сжатия минералов, слагающих породу

$K_{\text{fluid}}$  – модуль объемного сжатия насыщающего флюида

$\phi$  – коэффициент пористости.

Подробная информация об упругих свойствах различных типов пластовых флюидов представлена Batzle и Wang в работе [52]. Для случаев, когда состав порового флюида представлен не одним, а несколькими типами используются различные уравнения (Voigt, Reuss, Brie, Wood и др.), позволяющие установить объемный модуль флюидальной смеси. Ниже представлены некоторые из этих уравнений.

При наличии в составе порового флюида нескольких равномерно смешанных типов объемный модуль смеси может быть описан при помощи уравнения Reuss:

$$\frac{1}{K_{\text{fl}}} = \sum \frac{S_i}{K_i} \quad (4.12)$$

где  $K_{\text{fl}}$  – объемный модуль смеси флюидов,  $K_i$  – объемный модуль  $i$ -ой компоненты смеси флюидов,  $S_i$  – коэффициент насыщения породы  $i$ -ой компонентой.

Для случая, когда компоненты смеси флюидов не перемешаны между собой, то ее объемный модуль будет описываться уравнением Voigt:

$$K_{\text{fl}} = \sum S_i K_i \quad (4.13)$$

где  $K_{\text{fl}}$  – объемный модуль смеси флюидов,  $K_i$  – объемный модуль  $i$ -ой компоненты смеси флюидов,  $S_i$  – коэффициент насыщения породы  $i$ -ой компонентой.



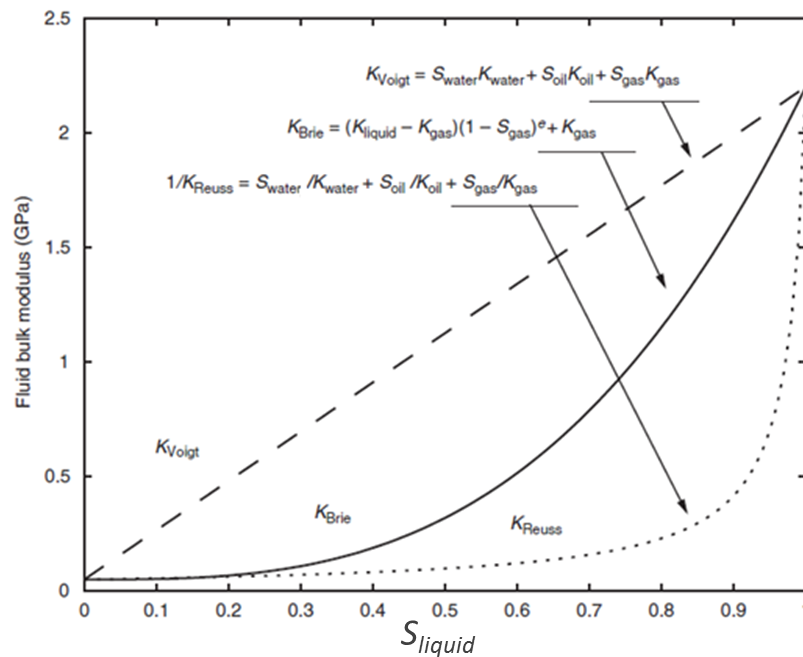
Таким образом, значение объемного модуля смеси флюидов находится между границами Voigt и Reuss и будет приближаться к верхней или нижней границе в зависимости от того, насколько хорошо перемешаны между собой компоненты.

Brie в работе [53] предложил эмпирическое уравнение для нахождения объемного модуля газожидкостной смеси флюидов, представленной несколькими типами, которое имеет вид:

$$K_{\text{Brie}} = (K_{\text{liquid}} - K_{\text{gas}})(1 - S_{\text{gas}})^e + K_{\text{gas}} \quad (4.14)$$

где  $K_{\text{gas}}$  – объемный модуль газа,  $K_{\text{liquid}} = (S_{\text{water}}/K_{\text{water}} + S_{\text{oil}}/K_{\text{oil}})^{-1}$  – объемный модуль жидкости, рассчитанный по уравнению Reussa для водонефтяной смеси ( $K_{\text{water}}$  – объемный модуль воды,  $K_{\text{oil}}$  – объемный модуль нефти),  $e$  – эмпирическая константа.

На рисунке 4.11 приведено сравнение эффективных модулей, оцененных по уравнениям Voigt, Reuss и Brie [65].



**Рисунок 4.11. Зависимости Voigt, Reuss и Brie для расчета объемных модулей пластовых флюидов, состоящих из нескольких типов компонентов [67]**

Алгоритм расчета синтетической кривой плотности, скорости продольной и поперечной волн в схематичном виде представлен на рисунке 4.12. Контроль

качества моделирования выполняется, как визуально – путем сопоставления модельных кривых с измеренными данными на планшетах и кросс-плотах, так и по гистограммам распределения невязки моделирования (разницы между измеренными и модельными кривыми), рассчитываемой по формуле:

$$\text{Error} = \frac{2(a - b)}{(a + b)} \quad (4.15)$$

где Error – невязка между синтетической и замеренной кривой, а – замеренная кривая, b – модельная кривая.

В случае значительных расхождений между измеренными и модельными кривыми, либо при наличии значений невязки моделирования, выходящих за пределы допустимого диапазона ( $\pm 0,2$ ), осуществляется корректировка входных данных, выполняется переинтерпретация данных ГИС и процесс моделирования повторяется.

### Входные параметры (результаты интерпретации данных ГИС – $K_p, K_g, K_v, K_{ng}$ и ТБУ)

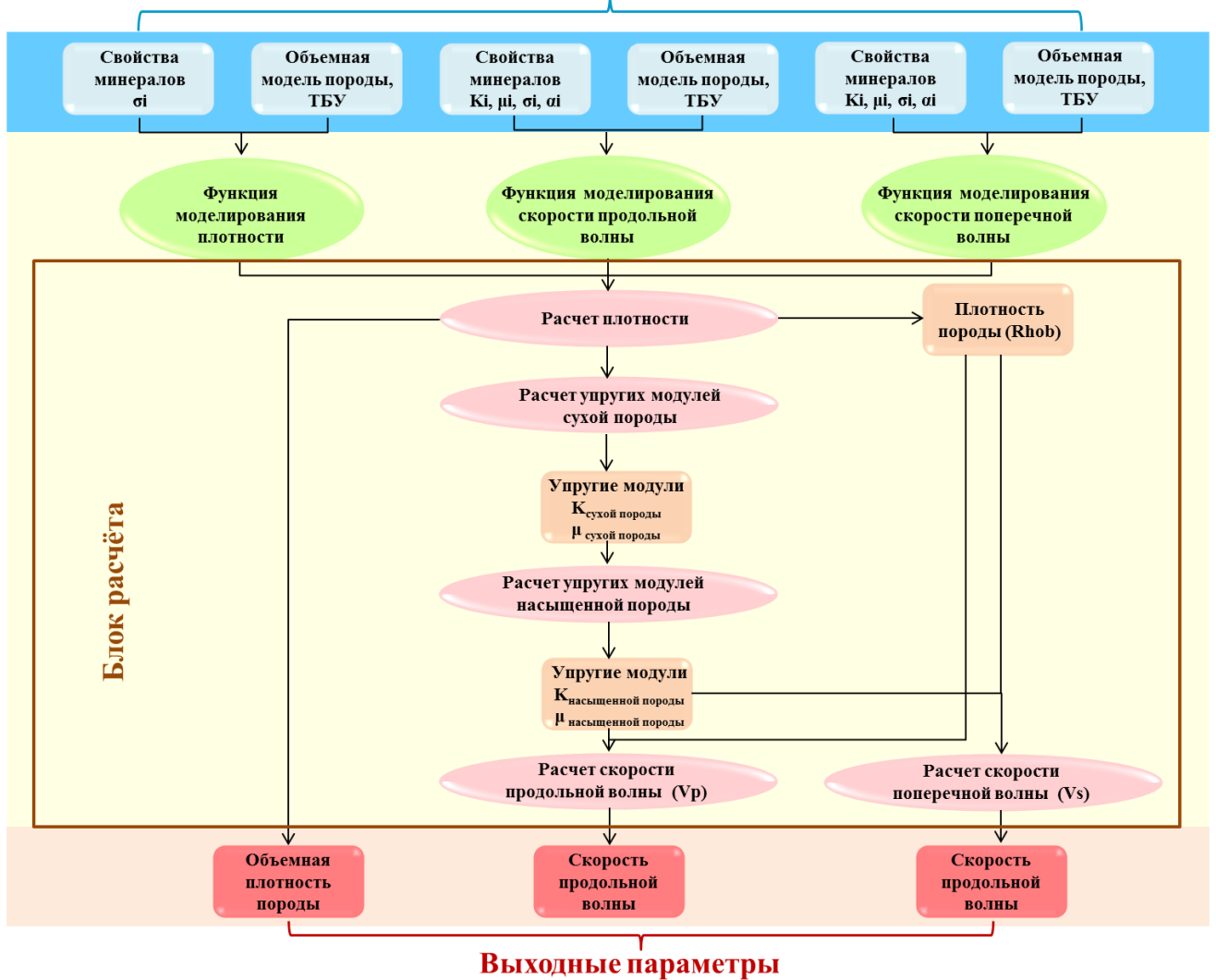


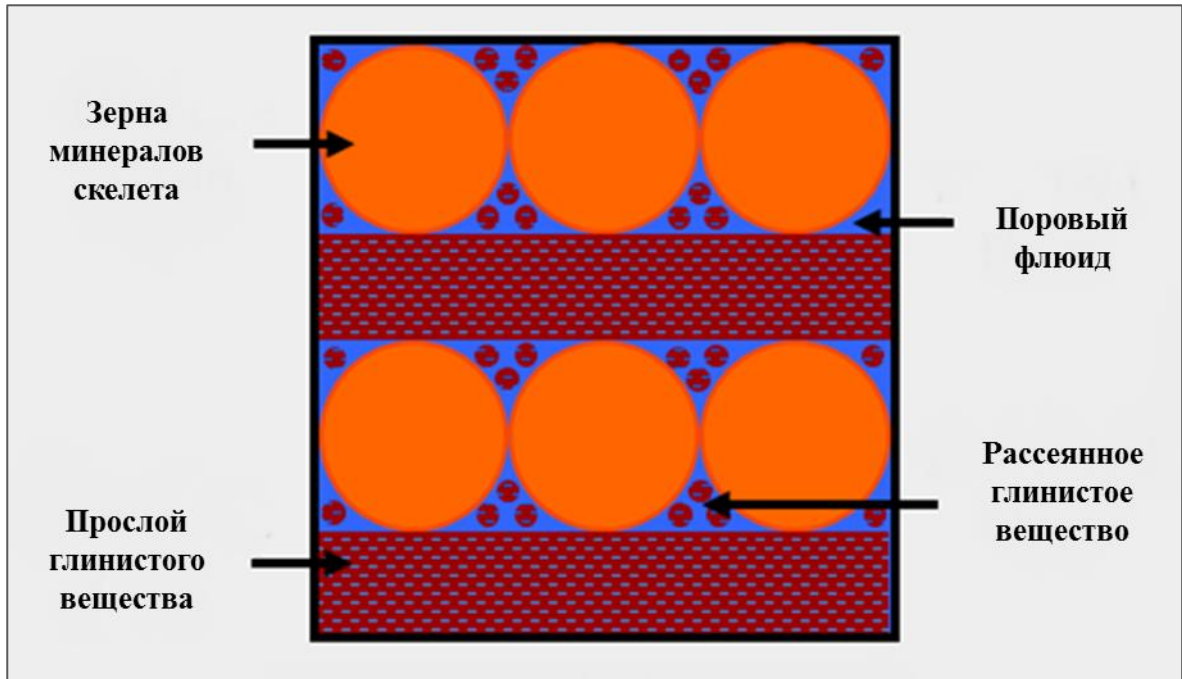
Рисунок 4.12. Схема алгоритма расчета упругих свойств горных пород по данным ГИС

Рассмотренные выше две теоретические модели (DEM и Self-Consistent) были использованы для моделирования упругих свойств пород отложений ачимовской свиты и интервалов коллекторов массивной текстуры викуловской свиты. Для тонкослоистых отложений викуловской свиты использовалась теоретическая модель, учитывающая содержание и особенности распределения глинистого вещества в рассматриваемых породах.

Моделирование упругих свойств в тонкослоистом разрезе имеет некоторые отличия от этого процесса в терригенных разрезах с рассеянным типом распределения глинистого вещества в песчаных прослоях. Для тонкослоистых терригенных разрезов, в которых глинистое вещество содержится не только в

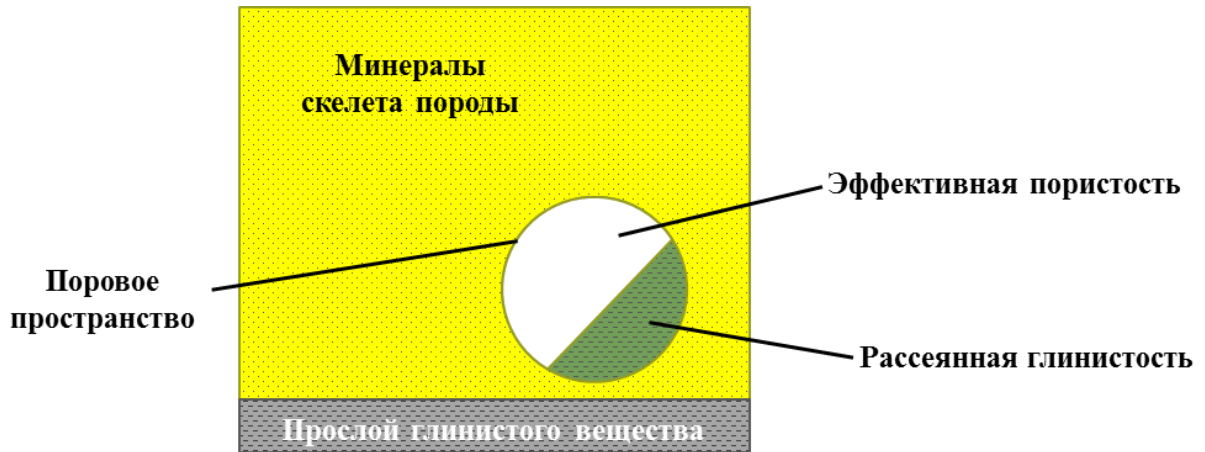
рассеянном виде, но и в виде тонких прослоев, используется соответствующая теоретическая модель.

Порода в тонкослоистом разрезе может быть представлена в виде модели, состоящей из прослоев песчаника и прослоев глины, как показано ниже на рисунке 4.13.



**Рисунок 4.13. Модель тонкослоистых отложений**

Все пустотное пространство песчаного прослоя схематично было объединено в единую поровую емкость, а все минералы скелета песчаника были объединены в прямоугольную зону (Рисунок 4.14). Глинистые минералы содержатся как в порах песчаника (рассеянная глинистость), так и в виде прослоев. Все оставшееся поровое пространство песчаника предполагается заполненным флюидом.



**Рисунок 4.14. Схематичная модель Layered Clay**

В отличие от некоторых других теоретических моделей, в применяемой модели упругие параметры глинистых минералов (объемный модуль и модуль сдвига), а также объем глинистого вещества, подаваемый на вход петроупругого моделирования, должны соответствовать «влажной» глине (не «сухой») в прослоях.

В общем виде процедуру расчета упругих параметров по разработанной теоретической модели можно свести к следующей схеме:

1. Первый шаг при выполнении моделирования по модели Dispersive and Layered Clay – вычисление упругих модулей для «смеси» рассеянного глинистого вещества и пустотного пространства, которая затем используется для заполнения пор песчаника. Смешивание компонентов глины и пустотного пространства осуществляется посредством самосогласованного приближения. Результатом первого шага моделирования будут являться объемный модуль и модуль сдвига среды, представленной совокупностью рассеянного глинистого вещества и пустотного пространства.

2. Для вычисления упругих параметров прослоев песчаника «смесь» рассеянного глинистого вещества и пустотного пространства включается в песчаную фракцию с использованием модели эффективных сред. Результатом этого шага являются вычисления упругих модулей песчаного прослоя с учетом рассеянной глины и пустотного пространства.

3. На следующем этапе для целей дальнейшего использования упругих модулей в уравнении Гассмана вычисляются объемный модуль и модуль сдвига только лишь твердой минеральной фракции прослоя песчаника – совокупности минералов скелета песчаного прослоя и рассеянного глинистого вещества.

4. На основании уравнения Гассмана осуществляется флюидонасыщение песчаного прослоя – фильтратом промывочной жидкости, пластовой водой, нефтью и газом. Результатом расчета будут являться объемные модули флюидонасыщенных прослоев песчаника.

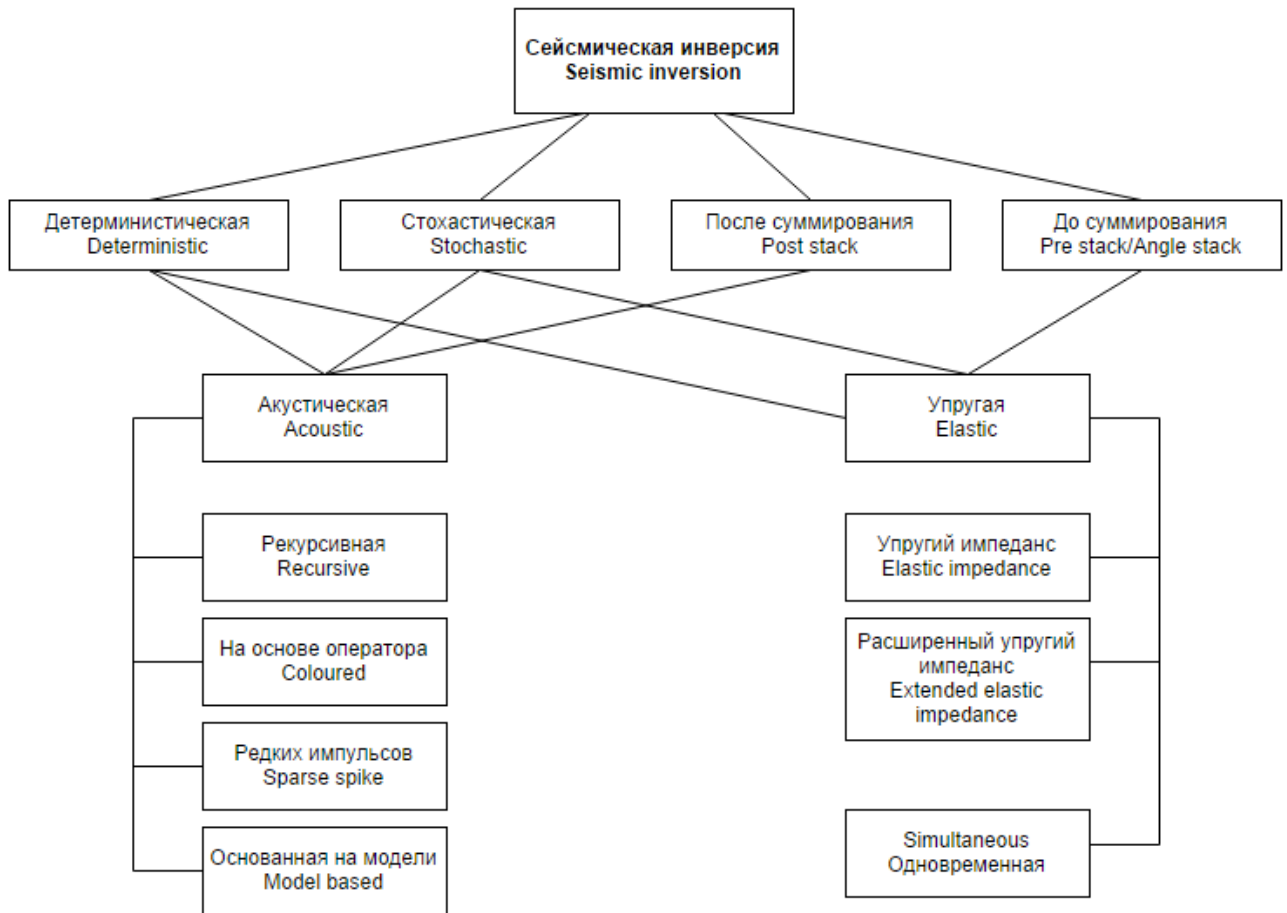
5. На последнем этапе осуществляется «смешивание» прослоев флюидонасыщенного песчаника с прослоями глины на основе закона Backus. Результирующие объемные модули упругости тонкослоистой породы, являются выходными параметрами, на основе которых рассчитываются скорости продольной и поперечной волн на основании приведенных в разделе 4.2 формул [67].

#### **4.3. Обоснование целесообразности и способа инверсионных преобразований сейсмических данных при анализе упругих свойств пород**

Конечной целью моделирования упругих свойств является анализ возможностей прогноза литологии разреза (выделения коллекторов) на основе изучения влияния на динамические упругие характеристики литологического состава пород и емкостных свойств, а также характера насыщения коллектора. Кроме того, анализ полученных модельных кривых также используется для обоснования способа инверсионного преобразования сейсмических данных для выполнения этого прогноза – типа сейсмической инверсии. Перспективы прогнозирования распространения коллекторов в межскважинном пространстве по данным сейсмических инверсий основываются на разделении пород на коллекторы и неколлекторы в поле сопоставления упругих параметров.

Подробный обзор способов инверсионных преобразований сейсмических данных приводится в работах А.Ю. Ампилова, К.Е. Филипповой, А.В. Шубина,

кроме того, в этих работах [3, 50, 46 и т.д.] предложена классификация способов инверсии сейсмических данных (Рисунок 4.15).

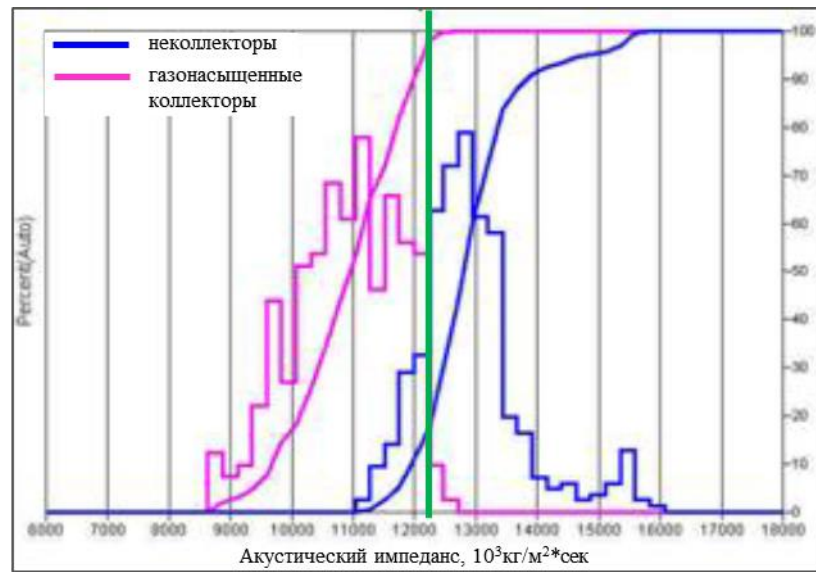


**Рисунок 4.15. Классификация способов инверсионных преобразований сейсмических данных [А.В. Шубин]**

Необходимым условием для прогноза коллекторов по данным сейсмических инверсий является существенное различие в упругих свойствах коллекторов и неколлекторов. Так для детерминистических и стохастических инверсий достаточно разделения коллекторов и вмещающих пород в поле одного упругого параметра (акустического импеданса – произведения плотности и скорости продольной волны). Для выполнения синхронных инверсий требуется контраст свойств различных литотипов (коллекторов и неколлекторов) в поле трех упругих параметров – плотности, скоростей продольной и поперечной волн (например,  $V_p/V_s$ –AI, SI–AI и т.д.).

На примере одного из месторождений Волго-Уральской провинции (Рисунок 4.16), породы которого обладают мономинеральным составом, а

коллекторы принадлежат к межзерновому типу, наблюдаем предпосылки к разделению коллекторов и неколлекторов в параметризации акустического импеданса. Однако в случае терригенных тонкослоистых коллекторов ситуация осложняется ввиду множества влияющих факторов. При отделении коллекторов от вмещающих пород в поле одного упругого параметра (акустического импеданса) появляется возможность их прогноза с помощью акустических инверсий, целью которых является восстановление модели акустического импеданса среды.

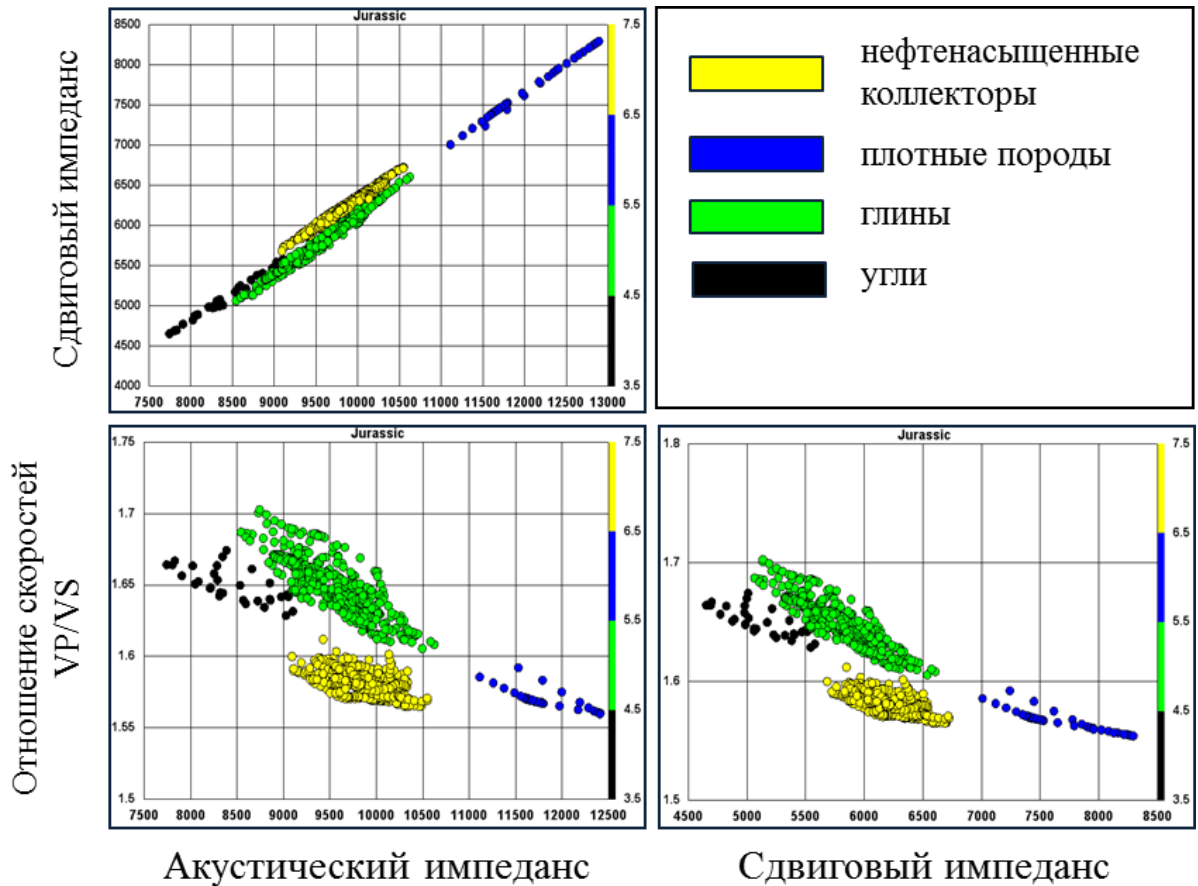


**Рисунок 4.16. Разделение пород на коллекторы и неколлекторы в поле акустического импеданса на примере карбонатных отложений одного из месторождений Волго-Уральской провинции (розовый – газонасыщенный коллектор, синий – неколлектор) [43]**

Стоит отметить, что возможность использовать данный способ инверсии сейсмических данных для выделения зон коллекторов в межскважинном пространстве часто отсутствует, ввиду значительного перекрытия распределений упругих параметров для коллекторов и неколлекторов в поле одного упругого параметра. Если в поле одного только акустического импеданса коллекторы не отделяются от неколлекторов, то, при наличии в комплексе ГИС параметров S-волны, необходимо провести анализ разделения литотипов в поле сопоставления нескольких упругих параметров (например,  $V_p/V_s$ -AI, SI-AI и т.д.). В случае разделения пород на литологические типы (на коллекторы и неколлекторы



различного типа) в поле таких графиков дается положительное заключение о перспективах прогноза коллекторов по данным сейсмических инверсий, результатом которых являются кубы нескольких упругих параметров (акустического и сдвигового импеданса, параметра  $V_p/V_s$  и т.п.) (Рисунок 4.17). Это способ работает в большинстве случаев, однако использовать его можно только при наличии замеров скорости S-волны в скважине.



**Рисунок 4.17. Разделение пород на литологические типы в поле сопоставления нескольких упругих параметров на примере отложений одной из скважин Западной Сибири**

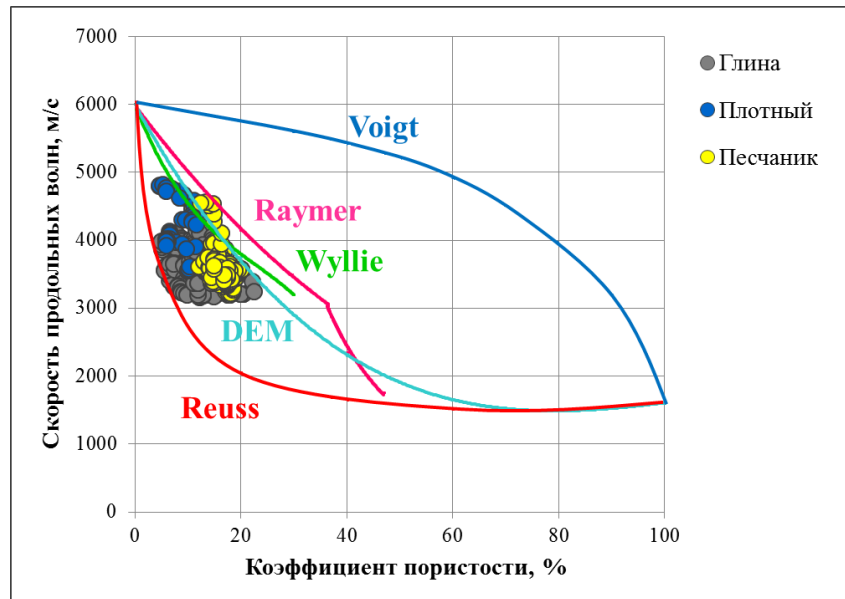
#### **4.4. Моделирование упругих свойств горных пород в отложениях ачимовской свиты одного из месторождений Сургутского свода**

Основой моделирования упругих свойств пород ачимовских отложений являлась полученная в результате интерпретации ГИС объемная модель породы, параметры которой подавались на вход блока петроупругого моделирования.

Исследуемый пласт нефтенасыщенный, моделирование выполнялось для условий его насыщения нефтью, газом и водой. На основании принятой теоретической модели (MatrixSupported – основную нагрузку несёт матрица породы) были рассчитаны синтетические кривые скоростей продольных и поперечных волн, а также кривая объемной плотности.

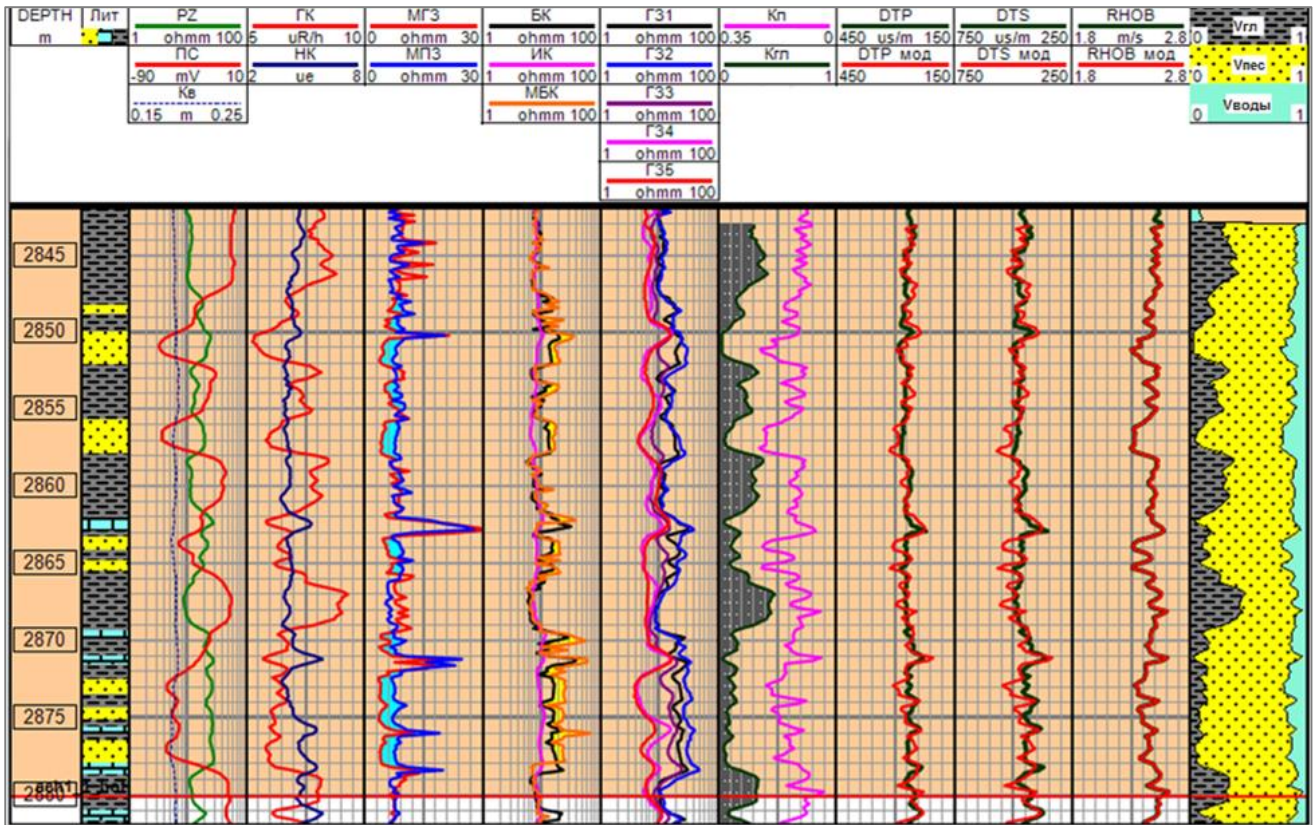
Для оценки свойств терригенных коллекторов массивной текстуры разработано большое количество теоретических моделей. Обоснование выбора той или иной теоретической модели является одним из ключевых моментов петроупругого моделирования и осуществляется в соответствии с особенностями изучаемых отложений. Условия применимости той или иной модели для терригенных отложений достаточно подробно описаны в работе [67]. На рисунке 4.18 приведен график сопоставления  $V_p=f(K_p)$ , в поле которого нанесены зависимости, описывающие некоторые теоретические модели. Выбор теоретической модели, подходящей для конкретных отложений, в том числе, осуществляется на основании сопоставления измеренных скоростей продольных волн  $V_p$  и рассчитанных коэффициентов пористости  $K_p$  в поле этого графика. Принцип выбора модели на основании графика  $V_p=f(K_p)$  также подробно описан в работе [43].

Для отложений ачимовской свиты была обоснована модель «MatrixSupported», которая основана на теории эффективных сред (DEM).



**Рисунок 4.18. Сопоставление скорости пробега продольной волны от коэффициента общей пористости. Теоретическая модель Войта, Ройса, Вайли, Раймера и модель дифференцированного эффективного пространства (DEM) обозначены синим, красным, зеленым, розовым и голубым цветами, соответственно**

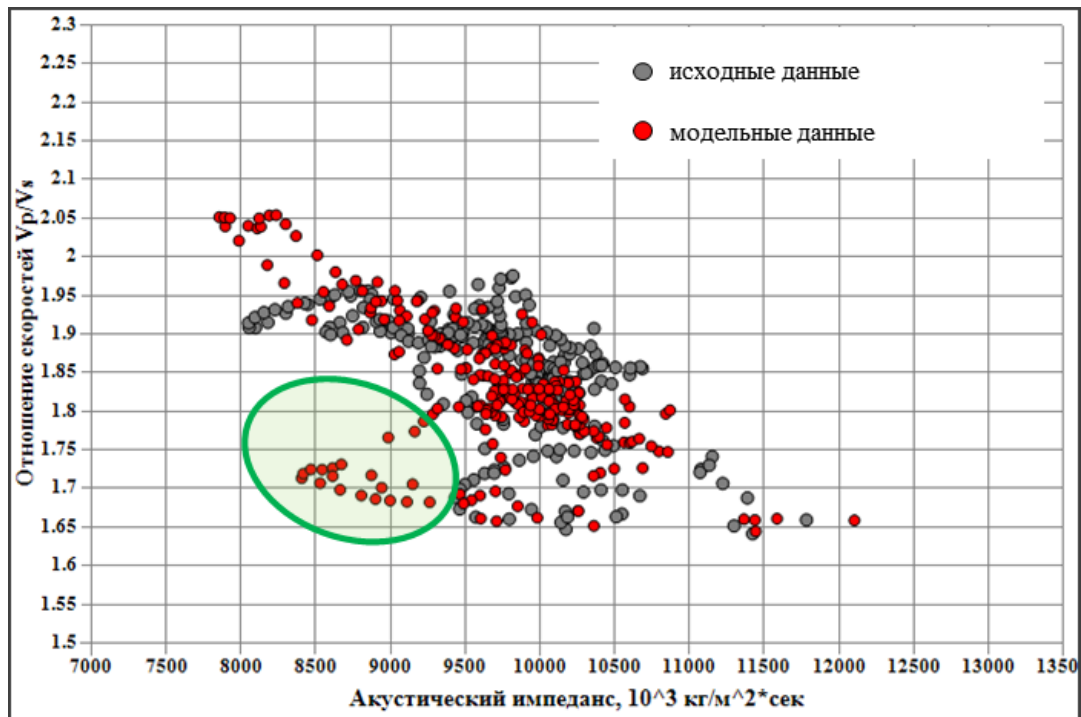
На рисунке 4.19 приведен планшет с результатами выполненного моделирования упругих свойств горных пород ачимовских отложений одной из скважин изучаемого месторождения. На планшете в трех предпоследних треках приводятся сопоставления исходных и синтетических кривых продольной, поперечной волны и плотности, где зеленым цветом обозначены замеренные кривые, красным — модельные данные. Как видно из рисунка, синтетические кривые, полученные в результате петроупругого моделирования, хорошо согласуются в интервалах неколлекторов с исходными замерами акустического и плотностного методов, выполненными в скважине.



**Рисунок 4.19. Результаты моделирования упругих свойств горных пород по данным ГИС в одной из скважин изучаемой площади (для случая водонасыщенных коллекторов). На планшете: последний трек – объемная модель породы; три предпоследних трека – зеленым цветом обозначены исходные кривые продольной, поперечной волны и плотности; красным – модельные кривые**

Помимо этого, для оценки качества результатов выполненного моделирования использовались сопоставления исходных и модельных данных в параметризации  $V_p/V_s$ -AI для реальных условий насыщения коллекторов (нефть) (Рисунок 4.20). Как видно из рисунка, исходные и модельные кривые имеют хорошую сопоставимость, за исключением выделенной области коллекторов. Это связано с различием насыщения коллекторов: зоне исследований методов АК и ГГК-п в емкостном пространстве коллекторов находится смесь фильтрата промывочной жидкости и остаточных углеводородов, а модельные кривые этих методов соответствуют нефтенасыщенным коллекторам. Для анализа качества выполненного моделирования также привлекались кросс-плоты замеренных и синтетических кривых скоростей распространения продольных и поперечных волн (Рисунок 4.21a и Рисунок 4.21б, соответственно). Кроме того,

анализировались гистограммы распределения невязок между исходными и синтетическими кривыми (Рисунок 4.22). На приведенных кросс-плотах наблюдается достаточно хорошая сходимость между сравниваемыми исходными и модельными данными. Рассчитанные значения невязок между исходными и синтетическими кривыми не выходят за пределы допустимого диапазона ( $\pm 0.2$ ). Таким образом, рассчитанные синтетические кривые могут быть использованы для дальнейшего анализа и обоснования способа инверсии сейсмических данных после преобразования полученных результатов в сейсмическую полосу частот.



**Рисунок 4.20. Сопоставление исходных и модельных кривых в параметризации  $V_p/V_s - AI$  на примере одной из рассматриваемых скважин**

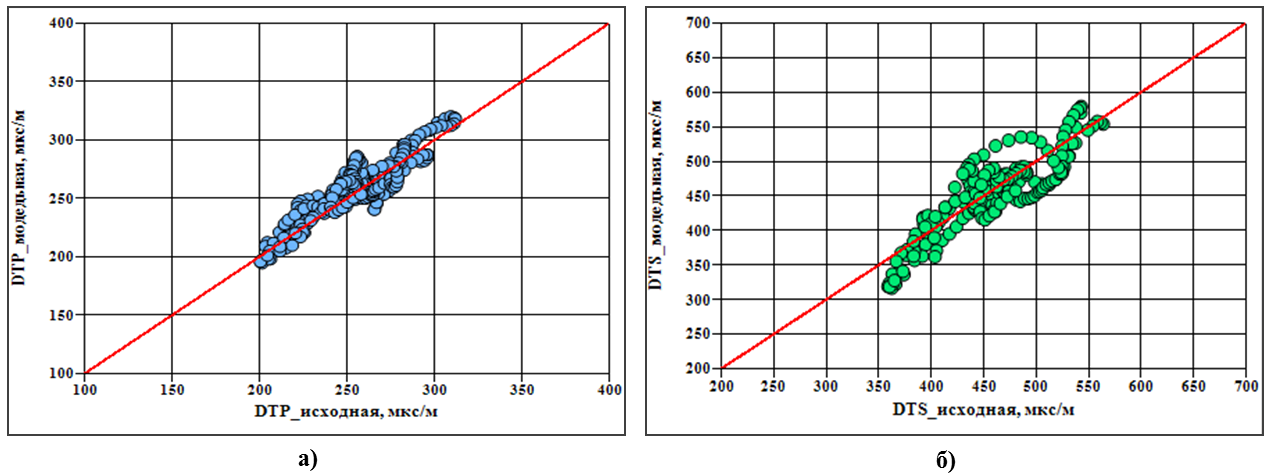


Рисунок 4.21. Сопоставление замеренных и модельных скоростей распространения продольных волн (а) и поперечных волн (б)

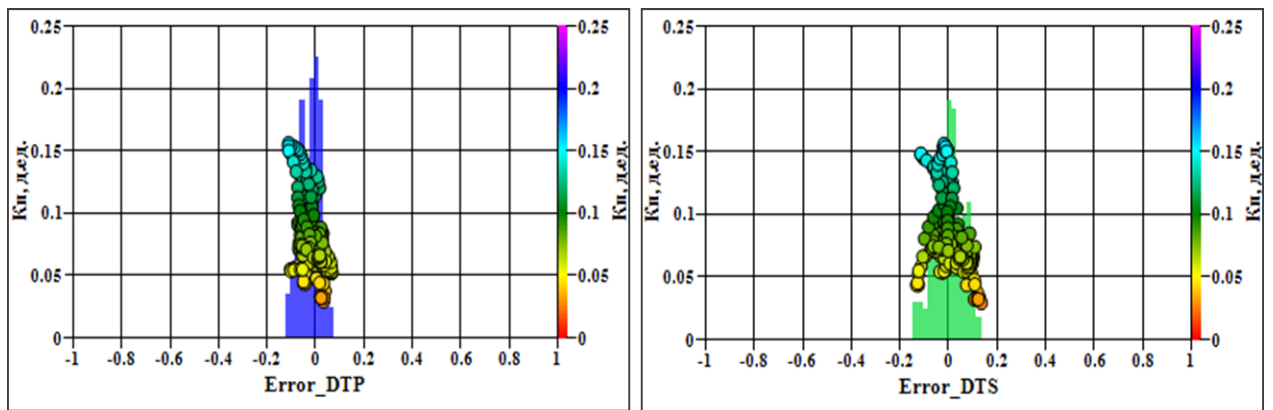


Рисунок 4.22. Гистограммы распределения невязок при моделировании кривых скоростей распространения продольных волн (слева) и поперечных волн (справа)

В таблице 4.2 приведены сведения о термобарических условиях залегания пород изучаемых отложений, а также необходимых для моделирования свойствах пластовых флюидов. Параметры теоретической модели Rock Physics, принятые при моделировании упругих свойств горных пород ачимовских отложений, приведены в таблице 4.3.

Таблица 4.2

Сведения о термобарических условиях залегания пород и свойствах пластовых флюидов

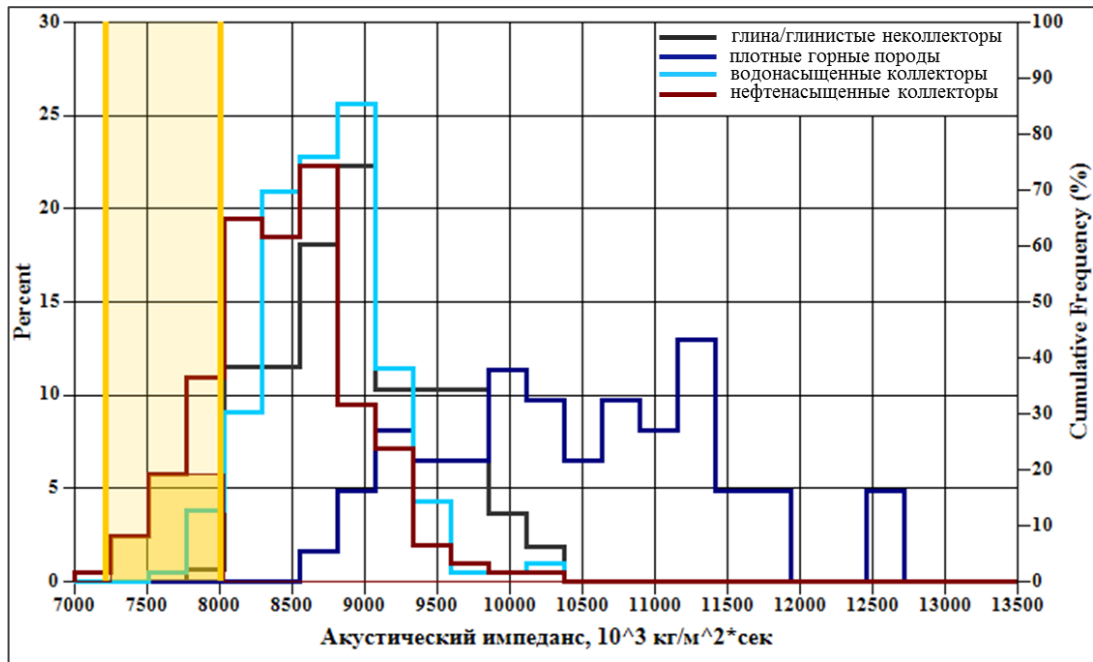
Пластовая температура	Пластовое давление	Мин-ия пл. воды	УЭС пл. воды	Плотность сепарир. нефти	Плотность нефти в пл. усл.	Газосоде ржание	Молярная масса газа
°С	МПа	г/л	Омм	г/см <sup>3</sup>	г/см <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /т	
75	27.7	15.6	0.174	0.846	0.783	78.5	27.34

**Параметры теоретической модели Rock Physics, принятые при моделировании упругих свойств горных пород ачимовских отложений**

	Параметр	Принятое значение
<b>обломочная часть</b>	объемный модуль, ГПа	39.8
	модуль сдвига, ГПа	31.03
	плотность, г/см <sup>3</sup>	2.68
	аспектное отношение	0.096
<b>глинистые минералы</b>	объемный модуль, ГПа	26
	модуль сдвига, ГПа	7.96
	плотность, г/см <sup>3</sup>	2.68
	аспектное отношение	0.08

#### 4.5. Анализ результатов моделирования упругих свойств

Для оценки перспективы прогнозирования коллекторов по скважинным данным был выполнен анализ разделения пород ачимовских отложений на литологические типы в поле акустического импеданса, полученного в процессе петроупругого моделирования. Распределение приведено на рисунке 4.23 на примере одной из скважин изучаемого месторождения, характеризующейся высокими коллекторскими свойствами, для условий насыщения коллекторов нефтью (коричневая гистограмма) и водой (голубая гистограмма). В изучаемых ачимовских отложениях наблюдается перекрытие распределений в поле акустического импеданса для коллекторов и неколлекторов, что часто наблюдается в терригенных разрезах и указывает на невозможность выделения коллекторов по данным инверсий полнократного куба. Исключение составляет заштрихованная на графике область, соответствующая предельно нефтенасыщенным коллекторам с улучшенными емкостными свойствами ( $K_p > 17.7\%$ ), которые в данном разрезе имеют подчиненное значение. Таким образом, на основании полученных результатов можно сделать вывод об отсутствии предпосылок прогноза коллекторов в межскважинном пространстве изучаемого месторождения по результатам акустических инверсий.



**Рисунок 4.23. Распределение литологических типов пород в поле акустического импеданса**

С целью оценки возможностей прогноза коллекторов на основании результатов других видов сейсмических инверсий, был выполнен анализ влияния литологического состава пород, а также степени и характера насыщения коллекторов, на упругие характеристики в параметризации нескольких упругих параметров – отношении скоростей продольных и поперечных волн ( $V_p/V_s$ ) и акустического импеданса (AI) [34].

Как правило, подобный анализ упругих свойств принято выполнять в пределах одного изучаемого объекта (пласта). На рисунке 4.24 приведен пример такого анализа для рассматриваемых ачимовских отложений в параметризации  $V_p/V_s$ –AI. Как видно из рисунка, в целом для большинства скважин наблюдается определенная тенденция отделения пород-коллекторов от неколлекторов в поле этого графика. Линиями на графике показаны границы между коллекторами с различным характером насыщения, что было смоделировано путем флюидозамещения. Исключение составляют две скважины, которые относятся к зоне отложений дистального конуса выноса (зона 4, рисунок 2.5). Коллекторы этой зоны попадают в область распространения неколлекторов отложений проксимального конуса выноса (зона 3, рисунок 2.5) и нижнего склона (зона 2, рисунок 2.5) [34].



Анализ отложений этих зон показал, что свойства прослоев коллекторов и неколлекторов этих областей различны. Так, в составе прослоев коллекторов областей проксимального конуса выноса и нижнего склона преобладает песчаная фракция, а в зоне отложений дистального конуса выноса – алевритовая. Кроме того, породы-неколлекторы и коллекторы в зоне проксимального конуса выноса и зоне нижнего склона имеют более контрастные свойства. «Чистые» неглинистые, характеризующиеся высокой пористостью коллекторы этих зон с резкими контактами чередуются с прослоями глин, в то время как в зоне отложений дистального конуса выноса четкая граница коллектор/неколлектор отсутствует – только прикровельная часть коллектора характеризуется высокими коллекторскими свойствами, а к подошве объекта свойства коллекторов постепенно ухудшаются, поскольку зернистость обломочного материала (преобладает алевролит) плавно уменьшается сверху вниз по разрезу, и коллекторы постепенно переходят в область неколлекторов, во фракционном составе которых, присутствует значительная доля алевритовой фракции (Рисунок 4.25) [34].

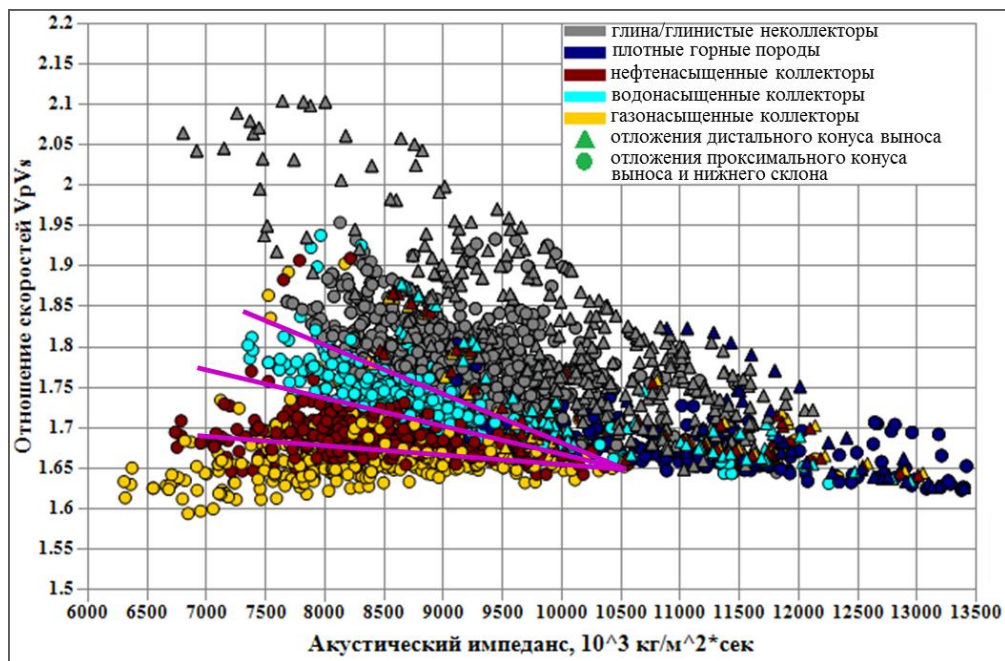
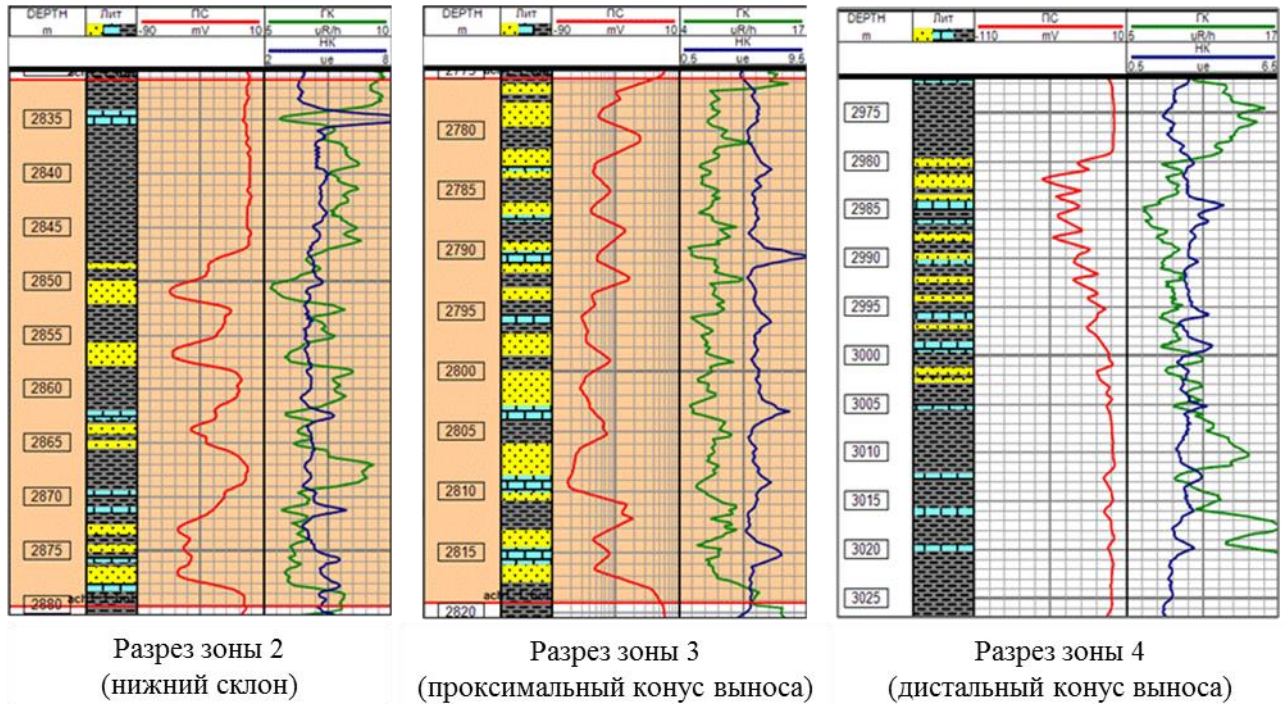


Рисунок 4.24. Сопоставление параметров  $V_p/V_s$  и акустического импеданса (АИ) по модельным кривым в скважинах зон 2, 3 и 4. Серый – неколлектор глинистый, синий – плотные горные породы, голубой – водонасыщенный коллектор, коричневый – нефтенасыщенный коллектор, желтый – газонасыщенный коллектор [34]

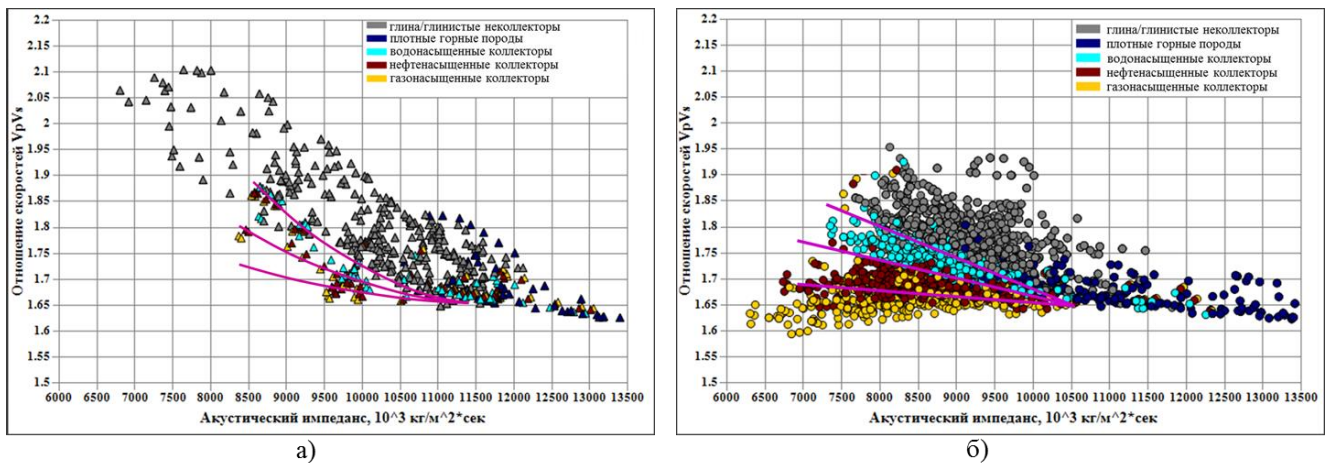


**Рисунок 4.25. Геофизическая характеристика разрезов скважин зоны 2 (нижний склон), 3 (проксимальный конус выноса) и 4 (дистальный конус выноса) [34]**

Для более корректного анализа результатов моделирования, полученных в скважинах изучаемого месторождения, выполнено отдельное сопоставление результатов моделирования упругих свойств в параметризации  $V_p/V_s$ -AI, в соответствии с выделенными сейсмофациальными зонами. На рисунке 4.26 приведено сопоставление  $V_p/V_s$ -AI отдельно для зоны отложений дистального конуса выноса (Рисунок 4.26а) и зон отложений нижнего склона и проксимального конуса выноса (Рисунок 4.26б). Как следует из рисунка 4.26а, для коллекторов зоны дистального конуса выноса область коллекторов также отделяется от зоны неколлекторов, однако граница между ними отличается от таковой в зонах нижнего склона и проксимального конуса выноса. Поэтому для отложений различных сейсмофациальных зон есть возможность разделения пород на коллекторы и неколлекторы при отдельном анализе упругих свойств пород этих зон. Совместный анализ данных может привести к пропуску коллекторов в области дистального конуса выноса, поскольку область их распространения на приведенных графиках перекрывается с областью

распространения неколлекторов в зонах проксимального конуса выноса и нижнего склона [34].

Таким образом, полученные результаты позволяют сделать вывод о том, что для корректного обоснования возможностей прогноза коллекторов в межскважинном пространстве по результатам сейсмических инверсий, следует учитывать различие фациальных обстановок осадконакопления в рамках выделенных стратиграфических единиц [34].



**Рисунок 4.26. Сопоставление отношения  $V_p/V_s$  и акустического импеданса по модельным кривым в скважинах зоны дистального конуса выноса (а) и зон проксимального конуса выноса и нижнего склона (б) [34]**

Упругие свойства пород находятся в тесной зависимости от таких петрофизических характеристик, как пористость, глинистость, характер и степень насыщения порового пространства флюидами. Результаты изучения влияния этих факторов на возможность выделения коллекторов в зонах отложений проксимального конуса выноса и нижнего склона по упругим параметрам приведены на рисунке 4.27. Анализ полученных результатов позволил определить границу упругих параметров для отделения коллекторов от неколлекторов (линии выделены на рисунках красным цветом), которая описывается уравнением, приведенным на графиках, а также установить количественные критерии выделения пород-коллекторов по фильтрационно-емкостным свойствам отдельно для пород проксимального конуса выноса и нижнего склона (Таблица 4.4) и для пород дистального конуса выноса (Таблица 4.5) [34].

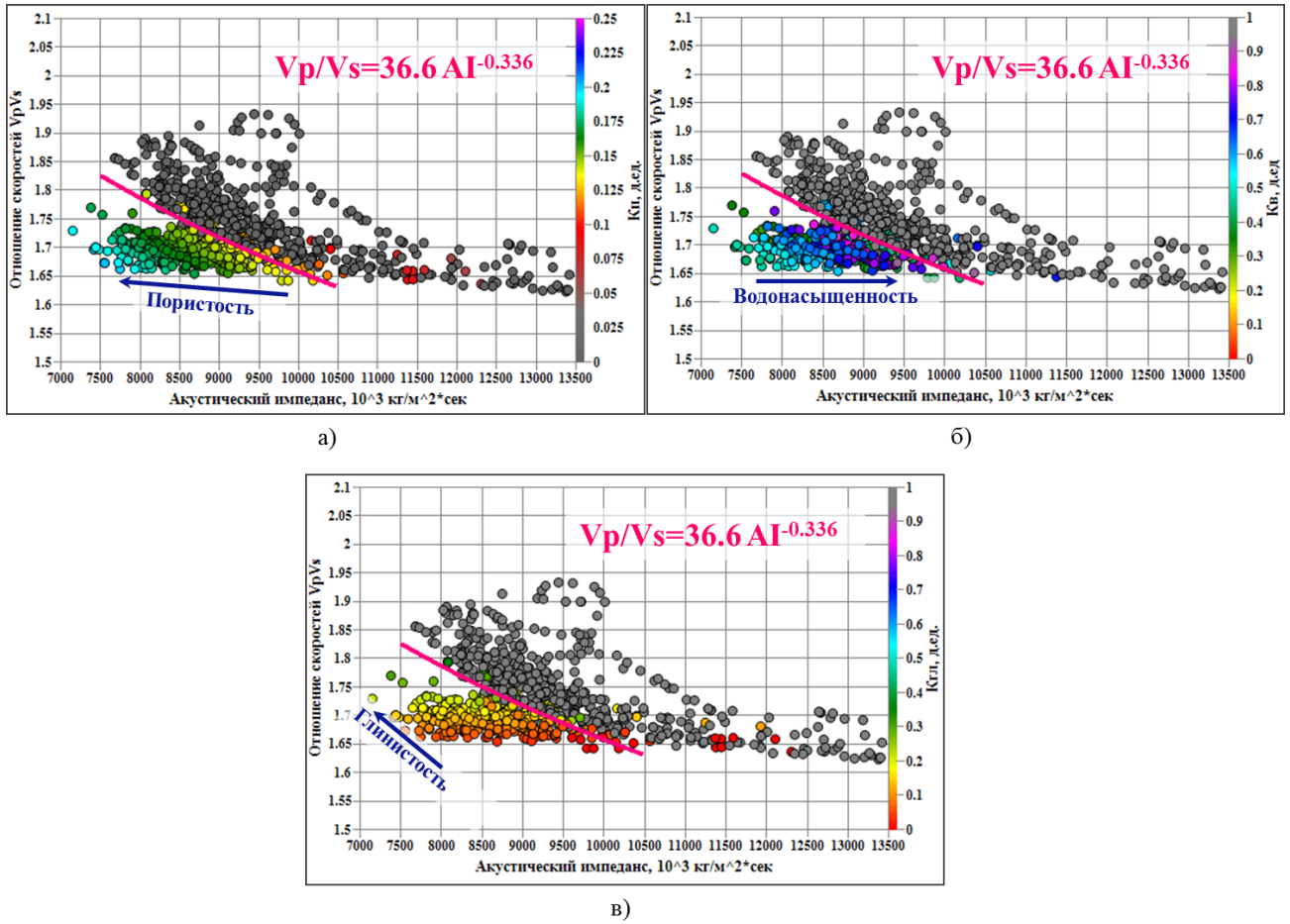


Рисунок 4.27. Анализ влияния пористости, глинистости и степени насыщения порового пространства флюидами на упругие характеристики пород (для нефтенасыщенных коллекторов) [34]

Таблица 4.4

Граничные значения  $K_p$ ,  $K_{гл}$ ,  $K_v$  для коллекторов проксимального конуса выноса [34]

Характер насыщения	$K_{гл}$	$K_p$	$K_v$
газ	<18%	>13.9-15.3%	<80%
нефть	<13%	>14.3-15.9%	<70%
вода	<5-7%	>18.3%	-

Таблица 4.5

Граничные значения  $K_p$ ,  $K_{gl}$ ,  $K_v$  для коллекторов дистального конуса выноса [34]

Характер насыщения	$K_{gl}$	$K_p$	$K_v$
газ	<17-19%	>15-16%	<9-10%
нефть	<15-16%	>16-18%	<8%
вода	<3-5%	>20%	-

На рисунке 4.28 приведен анализ результатов моделирования в параметризации  $V_p/V_s$ - $AI$ , приведенных к сейсмической полосе частот. Как видно из рисунка, сохраняется тенденция отделения продуктивных коллекторов от неколлекторов, что свидетельствует о возможности прогноза продуктивных коллекторов в межскважинном пространстве по результатам сейсмических инверсий.

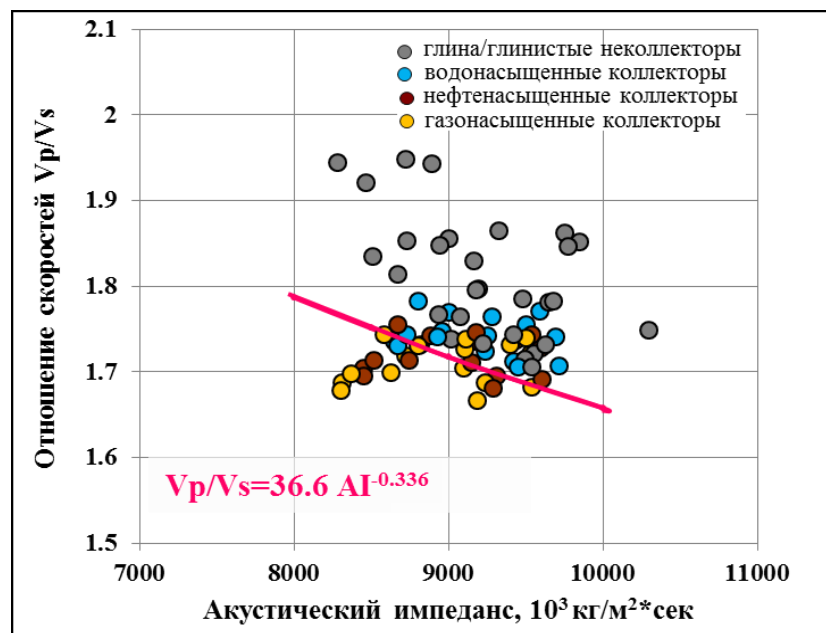


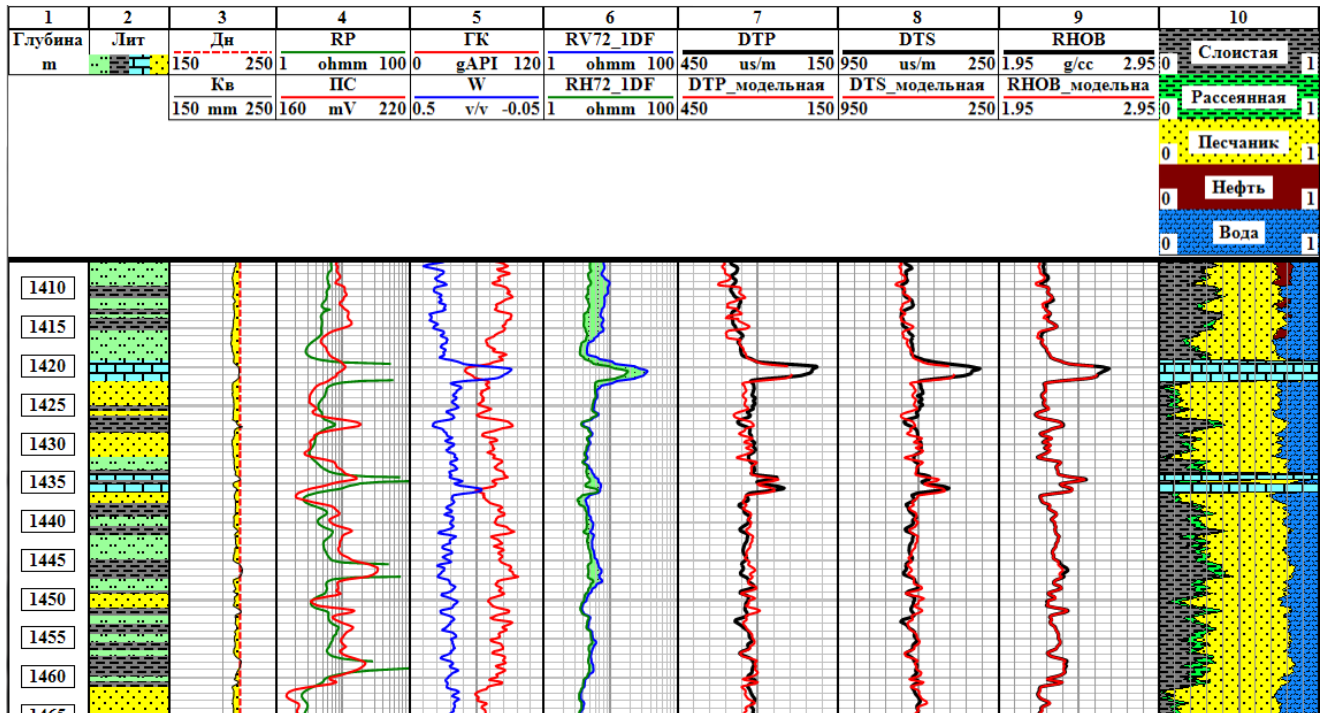
Рисунок 4.28. Сопоставление отношения  $V_p/V_s$  и акустического импеданса по модельным кривым, приведенным к сейсмической полосе частот

#### **4.6. Моделирование свойств отложений викуловской свиты одного из месторождений Красноленинского свода**

Как было отмечено ранее, по результатам изучения данных керна и ГИС, отложения викуловской свиты Красноленинского свода представляют собой тонкое чередование прослоев алевролита и алевролита глинистого, кроме того в разрезе встречаются более мощные интервалы однородных коллекторов массивной текстуры. Стоит отметить, что для моделирования упругих свойств тонкослоистых коллекторов, как и для интерпретации данных ГИС в отложениях подобного типа необходимо использовать определённые алгоритмы, отличные от тех, что подходят для изучения коллекторов с массивной текстурой. Зачастую на практике этому вопросу не уделяется должное внимание, и петроупругое моделирование в тонкослоистых отложениях выполняется без учета их особенностей – по алгоритму для массивных коллекторов с рассеянным типом глинистого вещества, что приводит к неверным оценкам возможностей сейсмических инверсий при прогнозе коллекторов в межскважинном пространстве и к полному исключению слоистых коллекторов из рассмотрения.

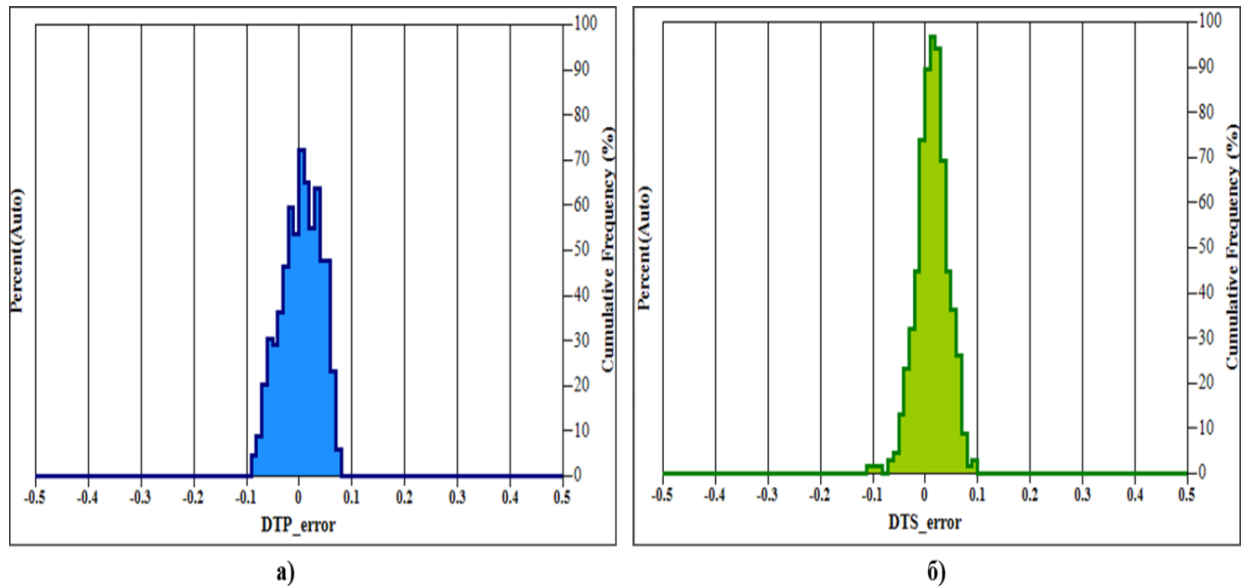
В связи с наличием в разрезе изучаемых отложений викуловской свиты коллекторов двух типов – массивных и тонкослоистых, для моделирования упругих свойств изучаемых отложений применялись две теоретические модели: «Matrix Supported» для интервалов с преобладанием однородных коллекторов и модель «Layered Clay» для преимущественно тонкослоистых интервалов. При этом следует отметить, что на вход петроупругого моделирования подавались результаты комплексной интерпретации данных ГИС по методикам E.C. Thomas и S.J. Stieber и палеткам J.D. Klein (в скважинах с наличием 3D-индукционного метода). Результаты моделирования в одной из скважин приведены на рисунке 4.29. На планшете в последней колонке приведены результаты интерпретации данных ГИС в виде объемной модели пород, в колонках 7, 8 и 9 черным цветом выведены исходные замеры акустического (DTP и DTS) и

плотностного методов (Rho<sub>b</sub>), красным – модельные кривые этих методов. Наблюдается хорошая сопоставимость исходных данных с модельными.

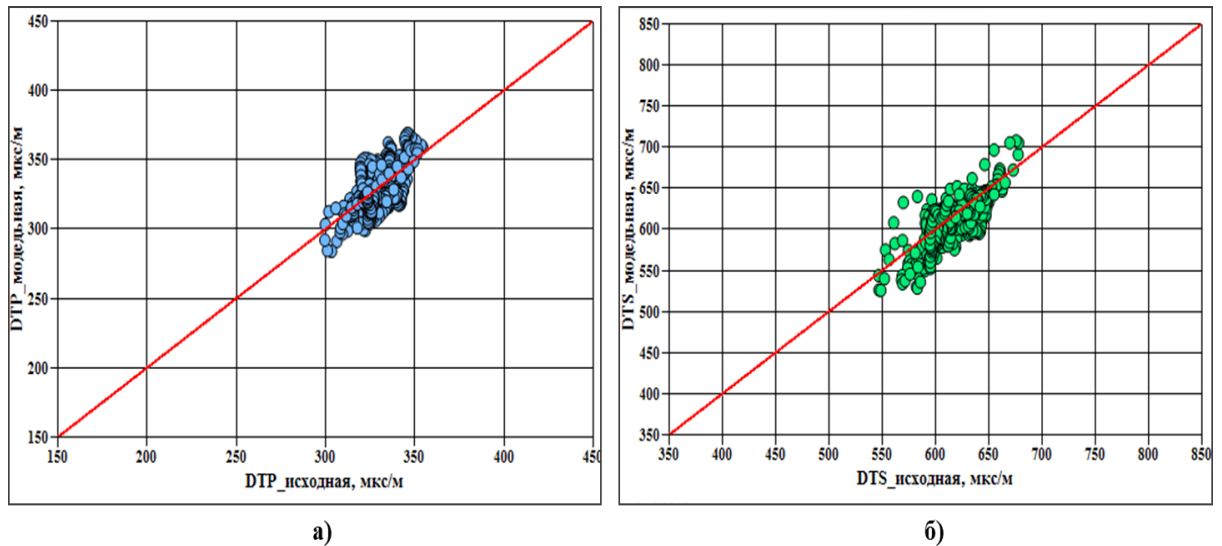


**Рисунок 4.29.** Результаты моделирования в одной из скважин изучаемой площади

Для контроля качества моделирования упругих свойств в отложениях викуловской свиты также использовались гистограммы распределения невязок между исходными и синтетическими кривыми скоростей распространения продольных (Рисунок 4.31а) и поперечных волн (Рисунок 4.30б), значения которых не выходят за пределы допустимого диапазона ( $\pm 0,2$ ). На приведенных на рисунке 4.31 кросс-плотах сопоставления замеренных и модельных скоростей распространения продольных волн (а) и поперечных волн (б) наблюдается достаточно хорошая сходимость между сравниваемыми исходными и модельными данными. Таким образом, рассчитанные синтетические кривые могут быть использованы для дальнейшего анализа упругих свойств изучаемых отложений викуловской свиты.



**Рисунок 4.30. Гистограммы распределения невязок при моделировании кривых скоростей распространения продольных волн (а) и поперечных волн (б)**



**Рисунок 4.31. Сопоставление замеренных и модельных скоростей распространения продольных волн (а) и поперечных волн (б)**

Принятые при моделировании упругих свойств отложений викуловской свиты параметры теоретических моделей Rock Physics приведены в таблице 4.6. Сведения о термобарических условиях залегания пород изучаемых отложений, а также необходимых для моделирования свойствах пластовых флюидов приведены в таблице 4.7.



Таблица 4.6

Параметры теоретических моделей Rock Physics, принятые при моделировании упругих свойств горных пород отложений викуловской свиты

	Параметр	Принятое значение	
		"Layered Clay"	"Matrix Supported"
обломочная часть	объемный модуль, ГПа	30.3÷35.9	37.9÷53
	модуль сдвига, ГПа	22.1÷33.2	31÷39.9
	плотность, г/см <sup>3</sup>	2.68	2.68
глинистые минералы	объемный модуль, ГПа	17.5÷20.5	21÷29.5
	модуль сдвига, ГПа	6÷6.9	5.7÷6.7
	плотность, г/см <sup>3</sup>	2.4	2.4

Таблица 4.7

Сведения о термобарических условиях залегания пород и свойствах пластовых флюидов

Пластовая температура	Пластовое давление	Мин-ия пл. воды	УЭС пл. воды	Плотность сепарир. нефти	Плотность нефти в пл. усл.	Газосодержание	Молярная масса газа
°С	МПа	г/л	Омм	г/см <sup>3</sup>	г/см <sup>3</sup>	м <sup>3</sup> /т	
55	12.07.2014	15	0.22	0.855	0.83	31	22.91

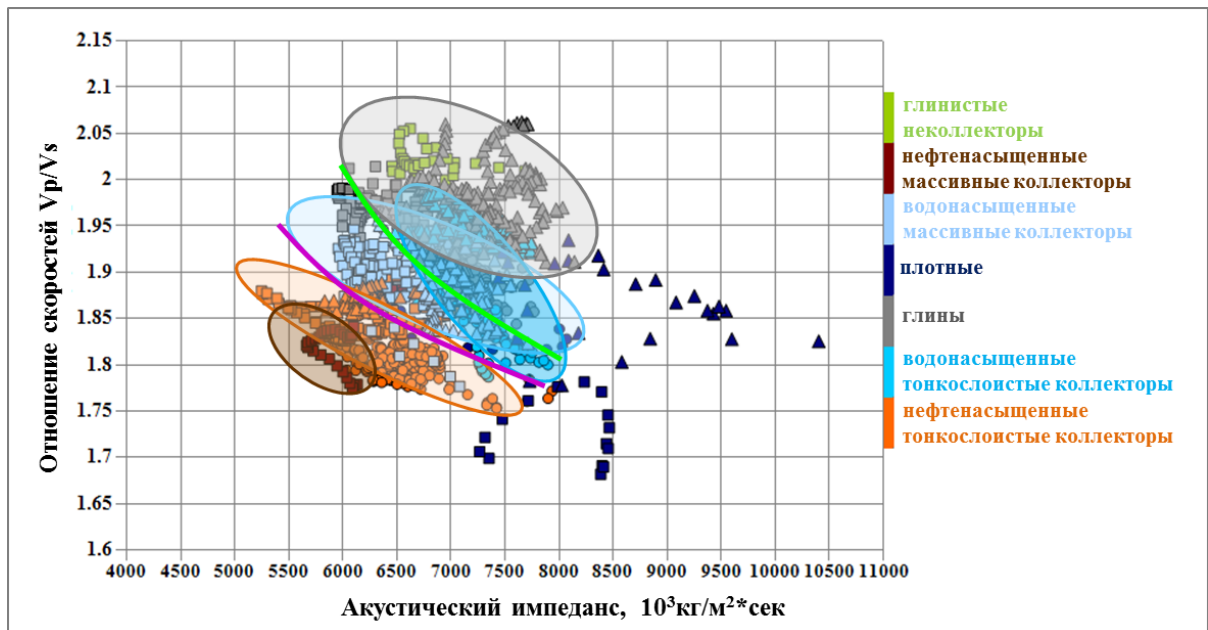
#### 4.7. Анализ результатов моделирования упругих свойств

Анализ влияния литологического состава пород, а также степени и характера насыщения коллекторов для изучаемых викуловских отложений, на упругие характеристики был выполнен в параметризации нескольких упругих параметров –  $V_p/V_s$ –AI (Рисунок 4.32) поскольку на основании результатов петроупругого моделирования в поле одного акустического импеданса отделение коллекторов от неколлекторов невозможно. Как правило, регистрации скорости S-волны в скважинах выполняют редко, однако в нескольких скважинах изучаемой площади такие замеры были проведены, что позволило выполнить подобный анализ.

Изучение результатов моделирования в параметризации  $V_p/V_s$ –AI позволило сделать вывод о необходимости отдельного изучения тонкопереслаивающихся интервалов и интервалов с преобладанием массивных коллекторов, поскольку тонкослоистые интервалы коллекторов имеют упругие характеристики, схожие с глинистыми неколлекторами и расположены в

определенной области кросс-плота  $V_p/V_s$ -AI, не соответствующей зоне массивных коллекторов.

Как правило, в скважинах записываются только скорости распространения продольных волн, что не дает возможности отдельного анализа массивных и тонкослоистых коллекторов, а, следовательно, не позволяет выделять последние. Таким образом, для изучения возможностей выделения тонкослоистых коллекторов по упругим характеристикам в комплекс ГИС необходимо включать замеры скорости S-волны.



**Рисунок 4.32. Сопоставление отношения скоростей  $V_p/V_s$  и акустического импеданса (AI) по модельным кривым для случая реального насыщения коллекторов**

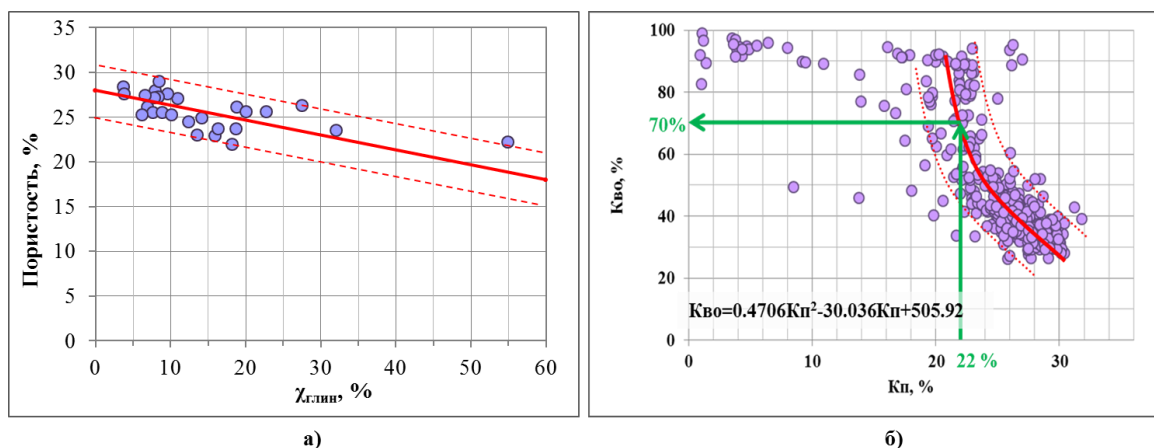
Анализ результатов моделирования викуловских отложений позволил сделать вывод о возможности выделения в тонкослоистых интервалах только продуктивных коллекторов в поле сопоставления параметров  $V_p/V_s$ -AI, а водоносные коллекторы попадают в область распространения глинистых неколлекторов.

Коллекторы изучаемого разреза обладают достаточно высокими фильтрационно-емкостными свойствами, поскольку целевые отложения находятся на небольших глубинах, и для рассматриваемых пород, в целом, характерно отсутствие интенсивных вторичных процессов. Хорошие

коллекторские свойства обеспечивают возможность выделения продуктивных коллекторов по результатам некоторых видов сейсмических инверсий даже при довольно высоком содержании глинистых прослоев в тонкослоистой пачке. При этом породы неколлекторы также имеют достаточно высокие коэффициенты пористости (до 18% при граничном значении пористости, установленном для выделения коллекторов, равном 22%)

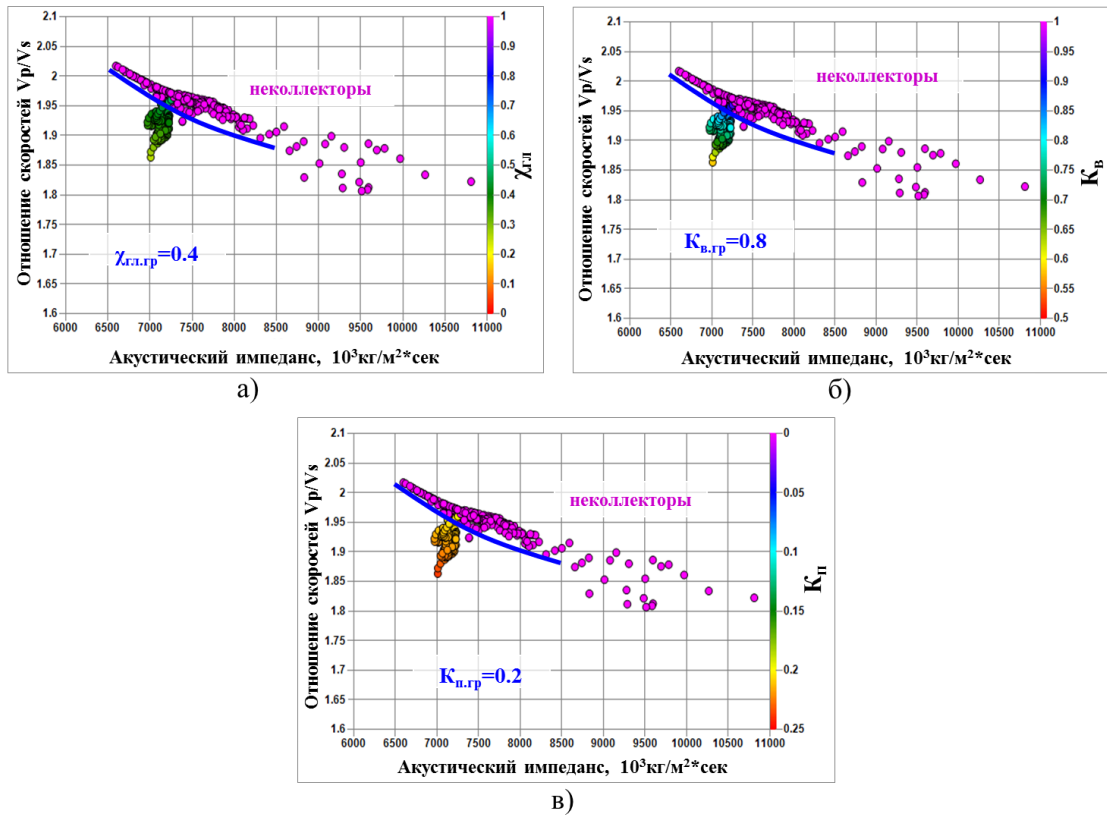
С целью выявления количественных критериев возможного выделения пород-коллекторов по упругим характеристикам для условий, при которых увеличение доли глинистых прослоев сопровождается ухудшением коллекторских свойств прослоев песчаника в тонкослоистой пачке, были выполнены исследования по изучению взаимосвязей вышеупомянутых петрофизических параметров и сейсмических атрибутов.

Сопоставление  $K_{п}$  и  $\chi_{гли}$  (Рисунок 4.33а), полученное по данным исследований образцов керна, показало наличие зависимости между ними – увеличение  $\chi_{гли}$  приводит к уменьшению  $K_{п}$ . По линейной зависимости рассчитывалась синтетическая кривая пористости. Водонасыщенность прослоев коллекторов оценивалась с помощью зависимости  $K_{во}=f(K_{п})$ , полученной по результатам лабораторных анализов керна (Рисунок 4.33б). В этом случае наши исследования ограничиваются только зоной предельного насыщения.



**Рисунок 4.33. а) Зависимость коэффициента пористости от доли прослоев глинистого неколлектора по данным керна, б) зависимость вида  $K_{во}=f(K_{п})$**

Влияние пористости, глинистости и степени насыщения порового пространства на упругие характеристики в предельно нефтенасыщенных породах приведено на рисунке 4.34.



**Рисунок 4.34. Сопоставление отношения  $V_p/V_s$  и акустического импеданса (AI) по модельным кривым для случая насыщения коллекторов нефтью. На рисунке фиолетовые точки – не коллекторы, для коллекторов задана цветовая раскраска а) по коэффициенту слоистой глинистости, б) по коэффициенту водонасыщенности, в) по коэффициенту пористости**

Анализ графиков показывает, что выделение продуктивных тонкослоистых коллекторов по упругим параметрам возможно при  $\chi_{гл} < 0,4$ ,  $K_{п} > 20\%$ ,  $K_{в} < 80\%$ .

#### 4.8. Основные результаты и выводы по главе 4

Выполненное моделирование упругих свойств горных пород указывает на возможность прогноза коллекторов в изучаемых отложениях ачимовской свиты с помощью стохастической сейсмической инверсии.

Изучение отложений ачимовской свиты требует осуществления комплексного геолого-геофизического анализа для решения задачи выделения коллекторов по результатам сейсмических инверсий с обязательным исследованием условий формирования отложений.

Анализ упругих свойств пород ачимовской свиты необходимо выполнять с учетом фациальных обстановок осадконакопления в рамках выделенных стратиграфических единиц.

В процессе анализа результатов моделирования упругих свойств горных пород викуловской свиты одного из месторождений Красноленинского свода были получены критерии выделения коллекторов по фильтрационно-емкостным свойствам в поле сопоставления упругих параметров и изучены характеристики ( $\chi_{\text{гл}}$ ,  $K_{\text{п}}$ ,  $K_{\text{в}}$ ), при которых возможно разделение коллекторов и неколлекторов в поле сопоставления упругих свойств [35].

На основании результатов моделирования упругих характеристик викуловских отложений был сделан вывод о возможности выделения продуктивных тонкослоистых коллекторов по результатам сейсмических инверсий по угловым суммам при раздельном анализе интервалов преобладания массивных и тонкослоистых коллекторов. Для исследуемых отложений также установлены количественные критерии выделения каждого из типов коллектора в поле сопоставления упругих параметров.

Таким образом, процессу моделирования упругих свойств должно предшествовать изучение условий формирования отложений и выделение интервалов преобладания того или иного типа коллектора, а анализ упругих свойств горных пород необходимо выполнять не только с учетом стратиграфических единиц, но и с учетом типов исследуемых коллекторов.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В работе были рассмотрены три объекта терригенных отложений, сформированных в глубоководно-морских и переходных прибрежно-морских условиях. Все три объекта характеризуются полифациальным строением и, как следствие, наличием различных типов коллекторов в пределах изучаемых площадей. Изучаемые объекты наряду с наличием «традиционных» массивных коллекторов с рассеянным типом глинистого вещества, отличаются присутствием различных типов тонкослоистых отложений: тонкопереслаивающиеся алверито-глинистые отложения викуловской свиты и песчано-глинистые отложения туронского возраста с толщинами «пачки», не превышающими 0,5 м. и ачимовские отложения с присутствием отдельных тонких прослоев коллекторов мощностью от 0,5 м. до 1,5 м.

В ходе исследований, проведенных в рамках диссертационной работы, были получены **следующие результаты:**

1. Обоснованы петрофизические модели тонкослоистых отложений, а так же определены количественные критерии для выделения коллекторов на основании изучения литолого-петрофизических характеристик пород, слагающих исследуемые отложения, по данным лабораторных исследований керн и шлифов.
2. На базе созданной петрофизической основы разработаны алгоритмы и выполнена интерпретация данных ГИС для создания объемных моделей горных пород изучаемых отложений.
3. Полученные объемные модели пород использованы при петроупругом моделировании, в результате которого изучены возможности выделения коллекторов в различных параметризациях.
4. Моделирование упругих свойств горных пород позволило изучить влияние различных факторов ( $K_p$ ,  $K_v$  и  $\chi_{г.л.}$ ) и получить количественные критерии выделения коллекторов в поле сопоставления упругих параметров для исследуемых отложений.

и сделаны **следующие выводы:**

5. Для решения задачи выделения коллекторов по результатам сейсмических инверсий необходимо предварительное исследование условий формирования изучаемых отложений и выделение интервалов преобладания того или иного типа коллектора.
6. Оценку свойств тонкослоистого коллектора необходимо выполнять, применяя нестандартные методы ГИС и особые алгоритмы интерпретации, которые позволяют определять содержание в породе количество структурного, рассеянного и слоистого глинистого вещества, а также определять пористость прослоев песчаника. Кроме того, новые методы ГИС и методики позволили определить положение флюидальных контактов в интервалах тонкослоистых коллекторов и выделять интервалы продуктивного коллектора.
7. Моделирование упругих свойств горных пород также необходимо выполнять с учетом типа изучаемых отложений, а анализ полученных результатов необходимо выполнять не только в пределах стратиграфических единиц, но и с учетом фациальных обстановок осадконакопления.

**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

1. Акинъшин А.В., Ефимов В.А. Проблемы описания и построения петрофизических моделей текстурно-неоднородных песчано-алеврито-глинистых коллекторов // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2014. – Москва: ОАО "EAGE Геомодель", 2014. – с. 42-74.
2. Алексеев В.П., Амон Э.О., Федоров Ю.Н. и др. Состав, строение и условия формирования коллекторов группы ВК восточной части Красноленинского нефтяного месторождения (Западная Сибирь): Научное издание / Под ред. В.П. Алексеева – Екатеринбург: Изд-во УГГУ, 2011. 325 с.
3. Ампилов Ю. П., Барков А. Ю., Яковлев И. В., Филиппова К. Е., Приезжев И. И. Почти все о сейсмической инверсии. Часть I.// «Технологии сейсморазведки», №4, 2009.
4. Андерсон Б., Барбер Т., Леверидж Р. и др. Трехмерный индукционный каротаж: старые измерения под новым углом // Нефтегазовое обозрение, 2008, с. 74-97.
5. Асташкин Д.А. Разработка петрофизической модели неоднородных песчано-алевритовых пород-коллекторов с целью повышения достоверности количественной интерпретации данных ГИС (на примере некоторых месторождений Западной и Восточной Сибири). Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Москва, 2005. 29 с.
6. Барабошкин Е.Ю. Практическая седиментология (терригенные коллектора). Томск: Томский политехнический университет, 2007. – 154 с.
7. Басин Я.Н., Новгородов В.А., Злотников М.Г., Фельдман А.Я., Чередниченко А.А. Методы радиоактивного и электрического каротажа при определении подсчетных параметров в песчано-глинистых полимиктовых разрезах. – М., 1983. – 48 с.
8. Билибин С.И. Трехмерная геологическая модель обязательный этап изучения нефтегазового месторождения. // «Вестник ЦКР Роснедра». №3, 2009 г.



9. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. 592 с.
10. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств нефтегазонасыщенных горных пород. – М.: Недра, 1985. – 310 с.
11. Даудина Д.А., Корякова К.А. Прогноз коллекторов неокомского комплекса Западной Сибири с использованием акустической инверсии и сиквенс-стратиграфии. Тезисы 5-й международной геолого-геофизической конференции «Санкт-Петербург 2012. Науки о Земле: новые горизонты в освоении недр», г. Санкт-Петербург, 2-5 апреля 2012 г.
12. Дьяконова Т.Ф., Исакова Т.Г., Смирнов В.А. Определение параметров анизотропных коллекторов для подсчета запасов углеводородов и цифрового моделирования // НТВ "Каротажник" №236, 2014. с. 3-17.
13. Ежова А.В. Литология: учебник/ А.В. Ежова; Томский политехнический университет. – 2-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2009. – 336 с.
14. Ершов Н.А. Разработка технологии исследования тонкослоистых терригенных коллекторов методами электрического каротажа с высоким вертикальным разрешением (на примере Ачимовских отложений Западной Сибири). Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Новочеркасск, 2013.
15. Еникеев Б.Н., Охрименко А.Б., Смирнов О.А. Фундаментальные и статистические взаимосвязи в петрофизике и проблематика сравнения сходных петрофизических взаимосвязей // НТВ "Каротажник" №205, 2011. с. 102-117.
16. Задорина Е.А. Исследование параметров геостатистической инверсии для прогноза коллекторских свойств по данным сейсморазведки. Дисс. ... канд. техн. наук. Москва, 2015. – 117 с.
17. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин: Справочник /Под ред. В.М. Добрынина – М.: Недра, 1988. 475 с.

18. Итенберг С.С. Интерпретация результатов геофизических исследований скважин. М.: Недра, 1987. – 375 с.
19. Итенберг С.С., Шнурман Г.А. Интерпретация результатов каротажа сложных коллекторов. М.: Недра, 1984. – 256 с.
20. Кобранова В.Н. Петрофизика. Учебник для вузов. – М.: Недра, 1986. – 392 с.
21. Козлов Е.А. Модели среды в разведочной сейсмологии. Тверь: Издательство ГЕРС, 2006. – 480 с.
22. Куляпин П.С. Разработка интерпретационной и петроупругой моделей пород-коллекторов многокомпонентного минералогического состава и сложной структуры емкостного пространства. Дисс. ...канд. геол.-мин. наук. Москва, 2015. 165 с.
23. Латышова М.Г., Мартынов В.Г., Соколова Т.Ф. Практическое руководство по интерпретации данных ГИС: уч. Пособие для вузов – М.: ООО «Недра-бизнесцентр», 2007. – 327 с.
24. Лопатин А.Ю., Медведев А.Л., Масалкин Ю.В., Р.Валенсия. «Методика интерпретации данных ГИС в полигенетических отложениях викуловской свиты месторождения Каменное (тонкослоистые штормовые отложения и комплекс заполнения врезанной долины)»
25. Малышева Е.О., Быков В.В., Даудина Д.А., Евдокимова М.Л., Соколова Т.Ф. Сейсмостратиграфия как инструмент геологической интерпретации сейсмических данных – классические примеры. Тезисы 5-й международной геолого-геофизической конференции «Санкт-Петербург 2012. Науки о Земле: новые горизонты в освоении недр», г. Санкт-Петербург, 2-5 апреля 2012 г., с.1-4.
26. Медведев А.Л. Комплекс заполнения врезанных долин – новый нефтепродуктивный объект в меловых отложениях Красноленинского свода Западной Сибири (на примере Каменного месторождения). Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук. Санкт-Петербург, 2010

27. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. / Ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ “Тверьгеофизика”, 2003.

28. Муромцев В.С. Электрометрическая геология песчаных тел-литологических ловушек нефти и газа. – Л.: Недра, 1984 г. – 260 с.

29. Попов В. В., Журавлев А. В. Использование анизотропии различных магнитных параметров для определения направления сноса материала при изучении турбидитных потоков // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2012. Т. 7. № 1.

30. Реддинг Х.Г., Коллинсон Дж.Д., Аллен Ф.А. и др. Обстановки осадконакопления и фации. М.: «Мир», 1990 г. Т1, 352 с., Т2, 384 с.

31. Свихнушин Н., Тухтаев Р., Шмыгля К. Исследование тонкослоистых коллекторов нефти и газа. Новые технологии ГИС // Нефтегазовое обозрение. Осень 2002, с. 46-51.

32. Синякина Ю.С., Соколова Т.Ф. Комплексирование материалов изучения керна и ГИС для моделирования упругих свойств терригенных пород Западной Сибири ( технология и примеры применения на объектах ОАО "НК"Роснефть" в) // Научно-технический вестник ОАО «НК «Роснефть». – М.: ЗАО "Издательство "Нефтяное хозяйство", 2014. № 4. С. 14-18

33. Синякина Ю.С., Т.Ф. Соколова, Куляпин П.С. Особенности интерпретации данных ГИС в тонкослоистом разрезе // Петрофизика сложных коллекторов: проблемы и перспективы 2015. – М.: ООО «EAGE Геомодель», 2015. С. 169-188

34. Синякина Ю.С., Соколова Т.Ф., Малышева Е.О. Моделирование упругих свойств на примере терригенных отложений неокомского клиноформенного комплекса одного из месторождений Западной Сибири // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2016. №4. С.

35. Синякина Ю.С., Соколова Т.Ф. Особенности моделирования упругих свойств тонкослоистых терригенных отложений викуловской свиты // Научно-технический вестник «Каротажник», 2017. №2 (272) (в печати)

36. Синякина Ю.С., Соколова Т.Ф. Особенности интерпретации и моделирования упругих свойств горных пород по данным ГИС в тонкослоистом разрезе //Материалы школы-семинара Петрофизическое моделирование осадочных пород. Петромодель 2013. – Петергоф, 14-18 сентября 2013 г.

37. Соколова Т.Ф., Куляпин П.С., Синякина Ю.С. Использование материалов керна и ГИС для прогноза нетрадиционных коллекторов с помощью сейсмических инверсий//совместный семинар EAGE/SPE Геолого-геофизический мониторинг процесса разработки. – Москва, 4-6 марта 2013.

38. Синякина Ю.С., Соколова Т.Ф. Особенности интерпретации и моделирования упругих свойств горных пород по данным ГИС в тонкослоистом разрезе// Материалы конференции «Губкинские чтения» , Москва, 2014 г.

39. Синякина Ю.С., Соколова Т.Ф. Комплексирование материалов изучения кернаи ГИС для моделирования упругих свойств терригенных пород на примере объектов ОАО "НК"Роснефть" //Актуальные вопросы геологии в подсчете запасов и оценке ресурсов углеводородов. – Тюмень, 7-8 октября 2014 г.

40. Синякина Ю.С., Соколова Т.Ф. Особенности интерпретации и моделирования упругих свойств горных пород по данным ГИС в тонкослоистом разрезе // Международный Молодежный научно-практический Конгресс «Нефтегазовые Горизонты». – Москва, 2014 г.

41. Синякина Ю.С., Соколова Т.Ф. Моделирование упругих свойств терригенных отложений неокомского клиноформенного комплекса сургутского свода//материалы конференции «Губкинские чтения». – Москва, ноябрь 2016 г.

42. «Синякина Ю.С., Соколова Т.Ф. Особенности интерпретации и моделирования упругих свойств горных пород по данным ГИС в тонкослоистом разрезе // Материалы международной научно-практической конференции «Через интеграцию геонаук — к постижению гармонии недр». EAGE, Санкт-Петербург 11-14 апреля 2016 г.

43. Соколова Т.Ф., Поправко А.А. Проблемы моделирования упругих свойств пород по данным геофизических исследований скважин для целей сейсмических инверсий: Збірник наукових праць Укр ДГРІ. №4/2012. – 139-157 с.

44. Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф., Шиманский В.В. Глубоководные конусы выноса и турбидиты. Модели, циклостратиграфия и применение расширенного комплекса ГИС. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. – 480 с.

45. Успенская Л.А. Моделирование упругих свойств пород с учетом литологического состава и типа заполняющего флюида (на примере месторождений Урненско-Усановской зоны). Дисс. ...канд. геол.-мин. наук. Москва, 2014. 123 с.

46. Филиппова К.Е., Кляжников Д.В. Результаты применения детерминистической акустической инверсии для уточнения стратиграфической модели пластов группы ЮВ1-ЮВ2. Тезисы международной геолого-геофизической конференции и выставке «Тюмень – 2009. К эффективности через сотрудничество», г. Тюмень, 2-5 марта 2009 г., с.1-4.

47. Хилтерман, Фред Дж. Интерпретация амплитуд в сейсморазведке : пер. с англ. / Ф. Дж. Хилтерман. — Тверь: ГЕРС, 2010. — 251 с.

48. Хуснулина Г.Р. Геологическое строение и условия формирования продуктивных пластов викуловской свиты Красноленинского месторождения нефти (Западная Сибирь). Дисс. ...канд. геол.-мин. наук. Тюмень, 2014. 195 с.

49. Шерман Г.Х. Разработка и исследование индукционного каротажа для измерения поперечной проводимости горных пород. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. Москва, 1978.

50. Шубин А.В. Методика изучения сложнопостроенных природных резервуаров на основе петроупругого моделирования и инверсии сейсмических данных. Дисс. ...канд. геол.-мин. наук. Москва, 2014. 146 с.

51. Avseth P., Mukerji T., Mavko G. Quantitative Seismic Interpretation. Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk. Cambridge University Press, 2010. 359 p.

52. Batzle M.L., Wang Z. Seismic properties of pore fluids// Geophysics. 1992. № 57. P. 1396-1408.
53. Brie A., Pampuri F. Marsala A.F., Meazza O. Shear sonic interpretation in gas bearing sands: SPE 30595, 1995. p. 701–710.
54. Cao Minh C., Sundararaman P. NMR Petrophysics in Thin Sand-Shale Laminations. SPE 102435, 2006. 15 p.
55. Cao Minh C., Joao I., Clavaud J.-B., Sundararaman P. Formation Evaluation in Thin Sand/Shale Laminations. SPE 109848, 2007. 8 p.
56. Cao Minh C., Clavaud J.-B., Sundararaman P., Froment S., Caroli E., Billon O., Davis G., Fairbairn R. Graphical Analysis of Laminated Sand-Shale Formations in the Presence of Anisotropic Shales. Petrophysics, Vol. 49, No. 5, October 2008. p. 395-405.
57. Claverie M., Allen D.F., Heaton N., Bordakov G. A New Look at Low-Resistivity and Low-Contrast (LRLC) Pay in Clastic Reservoirs. SPE 134402, 2010. 12 p.
58. Eshimokhai S., Akhirevbulu O., Osueni, L. Evaluation of thin bed using resistivity borehole and NMR imaging techniques. Ethiopian Journal of Environmental Studies and Management Vol. 4 No.4, 2011. 96-102 p.
59. Fanini O.N., Kriegshäuser B.F., Mollison R.A., Schön J.H., Yu L. Enhanced, Low-Resistivity Pay, Reservoir Exploration and Delineation with the Latest Multicomponent Induction Technology Integrated with NMR, Nuclear, and Borehole Image Measurements. SPE 69447, 2001. 16 p.
60. Filimonov A., Ezersky D., Shray F., Martynov M., Khabarov A., Shkunov E., Baybikov C. New Petrophysical Measurements and Analysis Increases Value of Oil Reserves for Western Siberia Reservoirs. WPC Conference Paper, June 2014. 27 p.
61. Gassman F. "Über die Elastizität poröser Medien // Vierteljahrsschrift der Naturforschende Gesellschaft. 1951. – № 96. P. 1 23.
62. Juhasz I. Assessment of the Distribution of Shale, Porosity and Hydrocarbon Saturation in Shaly Sands. 10th European Formation Evaluation Symposium, 1986.
63. Hayden R., Kostin A., Jacobsen S., Grant J., Alderman S., Katon B., Liu C.B., Schwartz K., Pham T. Thin Bed Interpretation Techniques for Northwestern Gulf of

Mexico Coastal and Offshore Clastics. SPWLA 50th Annual Logging Symposium, June 21-24, 2009. 16 p.

64. Kennedy W.D., Herrick D.C., Yao T. Calculating Water Saturation in Electrically Anisotropic Media. *Petrophysics*, Vol. 42, No. 2, March-April 2001. p. 118-136.

65. Klein J.D., Martin P.R., Allen D.F. The Petrophysics of Electrically Anisotropic Reservoirs. SPWLA 36th Annual Logging Symposium, June 26-29, 1995. 12 p.

66. Lopatin A.Yu., Medvedev A.L., Masalkin Yu.V., Valencia R. Log Interpretation Methodology in Polygenetic Deposits of the Vikulovskaya Suite at the Kamennoye Field (Thin-Layer Storm Deposits and Incised Valley Fill Complex). SPE 115490, 2008. 17 p.

67. Mavko G., Mukerji T., and Dvorkin J. *The Rock Physics Handbook*, Second Edition. Cambridge University Press, 2009. 511 p.

68. Mele M., Galli M.T., Borghi M., Livraghi L., Brambilla F., Mollison R. Interpreting Anisotropic Reservoirs with the Integration of NMR, Dielectric, Nuclear and Borehole Image Log Data: A Case History from Italy. OMC Conference Paper, 2005. 14 p.

69. Odegaard, E., Avseth, P. Interpretation of elastic inversion results using rock physics templates. EAGE Annual Meeting Extended Abstracts, 2003

70. Passey Q.R., Dahlberg K.E., Sullivan K.B., Yin H., Xiao Y.H., Guzman-Garcia A.G., Brackett R.A. A Systematic Approach to Evaluate Hydrocarbons in Thinly Bedded Reservoirs. SPWLA 45th Annual Logging Symposium, June 6-9, 2004. 12 p.

71. Per Avseth, Tor Arne Johansen. *Explorational Rock Physics and Seismic Reservoir Prediction*, October 2009, Moscow

72. Sams M., Focht T. An effective inclusion-based rock physics model for a sand–shale sequence: *First Break*, Vol 31, No 3, March 2013 pp. 61-71.

73. Schön J.H. *Physical properties of rocks – A workbook*. Elsevier B.V, 2011. 481 p.

74. Shray F., Borbas T. Evaluation of Laminated Formations Using Nuclear Magnetic Resonance and Resistivity Anisotropy Measurements. SPE 72370, 2001. 17 p.

75. Thomas E.C., Stieber S.J. The distribution of shale in sandstones and its effect upon porosity. In Trans. 16th Annual Logging Symposium of the SPWLA, paper T, 1975. 15 p.

76. Worthington P.F. Recognition and evaluation of low-resistivity pay. *Petroleum Geoscience*, Vol. 6, 2000, p. 77–92.

77. Worthington P.F. Quality-assured evaluation of freshwater-bearing hydrocarbon reservoirs. SPE 133898, 2010. 11 p.

78. Zhang Z., Yuan N., Liu R. 1D Inversion of Triaxial Induction Tool in Layered Anisotropic Formation. Chapter 1 in Well Logging Technical Report NO. 32. University of Houston, October 2011. p. 1-31.