

На правах рукописи



**Успенская Людмила Андреевна**

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

25.00.10 – Геофизика, геофизические методы поиска полезных  
ископаемых

**АВТОРЕФЕРАТ**

диссертации на соискание учёной степени  
кандидата геолого-минералогических наук

Москва – 2014

Работа выполнена в Федеральном государственном бюджетном образовательном учреждении высшего профессионального образования «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова»

Научные руководители:

кандидат геолого-минералогических наук, доцент Шалаева Наталья Владимировна,

кандидат технических наук, доцент Калмыков Георгий Александрович

Официальные оппоненты:

Билибин Святослав Игоревич, доктор технических наук, Заместитель генерального директора ОАО «ЦГЭ» по новым технологиям

Кляжников Дмитрий Викторович, кандидат геолого-минералогических наук, главный петрофизик ООО «ГПБ Ресурс»

Ведущая организация: Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт физики Земли им. О.Ю. Шмидта Российской академии наук

Защита состоится 22 октября 2014 г. в 14 часов 30 минут на заседании Диссертационного совета Д.501.001.64 по защите докторских и кандидатских диссертаций при ФГБОУ ВПО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова» по адресу: 119991, Москва, Ленинские горы, д. 1, геологический факультет, ауд. 308.

С диссертацией можно ознакомиться в читальном зале отдела диссертаций Фундаментальной библиотеки МГУ имени М.В. Ломоносова (Ломоносовский проспект, д. 27, сектор «А», 8 этаж, к. 812) и на сайте геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова <http://geo.web.ru/db/disser/>

Автореферат разослан «\_\_\_\_\_» \_\_\_\_\_ 2014 г.

Учёный секретарь  
диссертационного совета



Никулин Борис Александрович

## ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

### Актуальность темы

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

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

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

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

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

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

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

**Защищаемые положения:**

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

### **Научная новизна:**

1. Впервые для моделирования упругих свойств Урненско-Усановская зона разделена на «северную» и «южную» части;
2. Установлено, что основным глинистым минералом коллекторов тюменской и васюганской свит месторождений Урненско-Усановской зоны, в независимости от их фациальной принадлежности, является постседиментационный аутигенный каолинит;
3. Модель эффективной среды может служить контролем качества выполненной интерпретации ГИС в скважинах с малым/полным отсутствием кернового материала;
4. С помощью модели эффективной среды для отложений васюганской и тюменской свит уточнена схема фациального районирования и выделены зоны коллекторов с повышенными ФЕС;

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

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

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

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

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

**Фактический материал.** Для исследований использовались материалы ООО «ТНК-Уват», ТНК-ВР. В основу диссертационной работы положены следующие материалы: макроописания керна по 58 скважин, микроописания шлифов, результаты определения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), гранулометрического и рентгеноструктурного анализа (РСА), растровой электронной микроскопии (РЭМ), выполненные различными геолого-геофизическими организациями. Использовались данные ГИС 62 скважин и данные сейсморазведки 3Д (более 1800 км<sup>2</sup>).

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

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

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

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

## **СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ**

Во **ВВЕДЕНИИ** кратко излагаются состояние проблемы, обосновывается актуальность темы диссертационной работы, а также сформулированы цели и задачи исследований, отмечена их практическая значимость и научная новизна

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

В главе подробно описана стратиграфия, тектоника, нефтегазоносность и условия формирования тюменской и васюганской свит в пределах Урненско-Усановской зоны (Урненское и Усть-Тегусское месторождения).

Согласно исследованиям кернового материала месторождения Урненско-Усановской зоны отличаются резкой фациальной изменчивостью как по латерали, так и по вертикали. Тюменская свита представлена в объеме верхов средней ( $J_2b$ , пласт  $Ю_5$ ) и верхней ( $J_2b - J_2bt$ , пласты  $Ю_2-Ю_4$ ) подсвит. Характеризуется неравномерным чередованием песчаников, алевролитов, аргиллитов. Мощность тюменской свиты в исследуемых районах меняется от 0м (в районе Урненского месторождения) до 200м на востоке (в районе Усть-Тегусского месторождения). Васюганская свита ( $J_2k - J_3ok$ ) подразделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита характеризуется преимущественно алевроито-глинистыми, углисто-глинистыми отложениями. Верхняя подсвита – преимущественно песчаными разностями. Вышеописанное строение васюганской свиты применимо только к разрезам «северных» скважин (Урненское и Усть-Тегусское месторождения). В «южной» части Урненского месторождения васюганская свита значительно опесчанена, песчаники как терригенные, так и карбонатные органогенно-обломочные (мощностью до 15 м). Таким образом, площадь можно разделить на «северную» и «южную» части. Разрез скважин «южной» части (васюганская свита) месторождения характеризуется карбонатно-песчаным строением с небольшой примесью глинистого материала, а «северной» - песчаным, алевроито-глинистым. Присутствие карбонатов (органогенно-обломочных известняков) мощностью 5-15 м делает Урненско-Усановскую зону уникальным объектом исследования, т.к. васюганская свита в пределах Западно-Сибирского нефте-газоносного бассейна (НГБ) обычно представлена терригенными отложениями.

Характеристике пород тюменской и васюганской свит Урненско-Усановской зоны, а также их фациальному районированию, посвящены работы следующих исследователей (S.G. Reberton др., 2007), (В.В. Шиманский, Н.В. Таинская и др., 2008). Основной недостаток представленных работ по фациальному районированию – отсутствие анализа пород фундамента, отсутствие на момент исследований скважин, вскрывших карбонатные отложения васюганской свиты. Поэтому автором была выполнена работа по изучению пород фундамента, проанализирован минералогический состав пород, условия формирования пластов  $Ю_5-Ю_1$  и расположение источников снова.

Пласты Ю1-Ю5 формировались в трансгрессивный цикл осадконакопления, обстановки сменялись от континентальных (Ю5-Ю4) до прибрежно-морских (Ю1). При этом, во время накопления пласта Ю1 на «западных» склонах Усановского поднятия («южная» часть Урненского месторождения) существовали условия благоприятные для карбонатного осадконакопления – низкая волновая активность и малое поступление терригенного материала. На остальной части территории откладывались глинисто-алеврито-песчаные отложения. Положения уровня моря, близость источника сноса и интенсивности его размыва играли значительную роль в распределении ФЕС коллекторов верхне-среднеюрских отложений. Основной питающей провинцией для пластов Ю5-Ю1 являлись гранитные массивы. Во время формирования пластов Ю4-Ю3 и Ю1 таким массивом служило Урненское поднятие. В момент накопления пласта Ю2 – массив, расположенный западнее Урненско-Усановской зоны. Преобладание каолинита в алевро-песчаных отложениях (коллекторах) связано с продуктами разрушения гранитного массива - вторичные изменения КППШ привели к возникновению аутигенного каолинита. Коллектора пласта Ю5-Ю4 с хорошими ФЕС сконцентрированы преимущественно в пониженных участках рельефа, Ю3 – на локальных палеоподнятиях, Ю2-Ю1 – на склонах палеоподнятий. Близость питающей провинции способствовала накоплению коллекторов с высокими фильтрационно-емкостными характеристиками.

### **Выводы по Главе 1**

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

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

### **Глава 2. Петрофизическое обеспечение сейсмической инверсии.**

Обоснование выбора методики создание модели эффективной среды. Сейсмическая инверсия – решение обратной динамической задачи сейсморазведки, то есть восстановление распределения упругих параметров геологической среды по зарегистрированному волновому полю. Одними из самых важных данных для инверсионных преобразований являются данные геофизических исследования скважин (ГИС). Искомые параметрами при инверсии являются акустический (AI), сдвиговый



(SI) импедансы и плотность, то есть основными методами ГИС для инверсии являются акустический (АК) и плотностной (ГГК-п) каротаж

На первом этапе диаграммы ГИС проходят через стандартные процедуры обработки: систематизация, сшивка, увязка. Следующим этапом является коррекция кривых АК и ГГК-п и их нормализация, интерпретация ГИС. Коррекция данных акустического и плотностного каротажа в интервалах размыва ствола скважины позволяет избежать формирования ложных фаз и нарушения динамики на синтетических трассах. По причине бурения скважин в различные годы разными фирмами, и исследованиями различной аппаратурой нормировка и масштаб записи кривых могут значительно отличаться. А для прогноза пористости, литологии и насыщения по результатам инверсии важно, чтобы одним и те же породам с одинаковыми свойствами в разных скважинах соответствовали одни и те же абсолютные значения каротажных кривых. Следовательно, каротажные диаграммы зачастую нуждаются в нормализации. Далее диаграммы ГИС используются для: увязки сейсмических и скважинных данных, служат дополнительным источником информации при оценке сейсмического импульса; используются для построения низкочастотной модели среды; установления взаимосвязей между упругими свойствами горных пород и прогнозными параметрами; являются основой для интерпретации результатов сейсмической инверсии (Рис. 1). Каротажные диаграммы используются для контроля качества инверсионных преобразований: сопоставление результатов сейсмической инверсии с данными ГИС.

**Модели эффективных сред.** Для интерпретации результатов инверсионных преобразований существенное значение имеет анализ влияния литологического состава, насыщения и петрофизических параметров на упругие свойства горных пород. Горная порода имеет сложную и трудно описываемую структуру, которая не позволяет математически рассчитать значения упругих модулей. Для этого используются различные модели эффективных сред, которые в той или иной степени аппроксимируют реальную горную породу. Под моделью эффективной среды автор подразумевает многомерные зависимости между упругими модулями (объемный модуль сжатия –  $K$ ; модуль сдвига –  $\mu$ ), а также объемной плотностью и минерально-компонентным составом пород (МКСП). В свою очередь под МКСП подразумевается минеральный состав пород, и соотношение флюидов известного состава (нефть, газ, минерализованная пластовая вода, фильтрат бурового раствора), заполняющих поровое пространство.

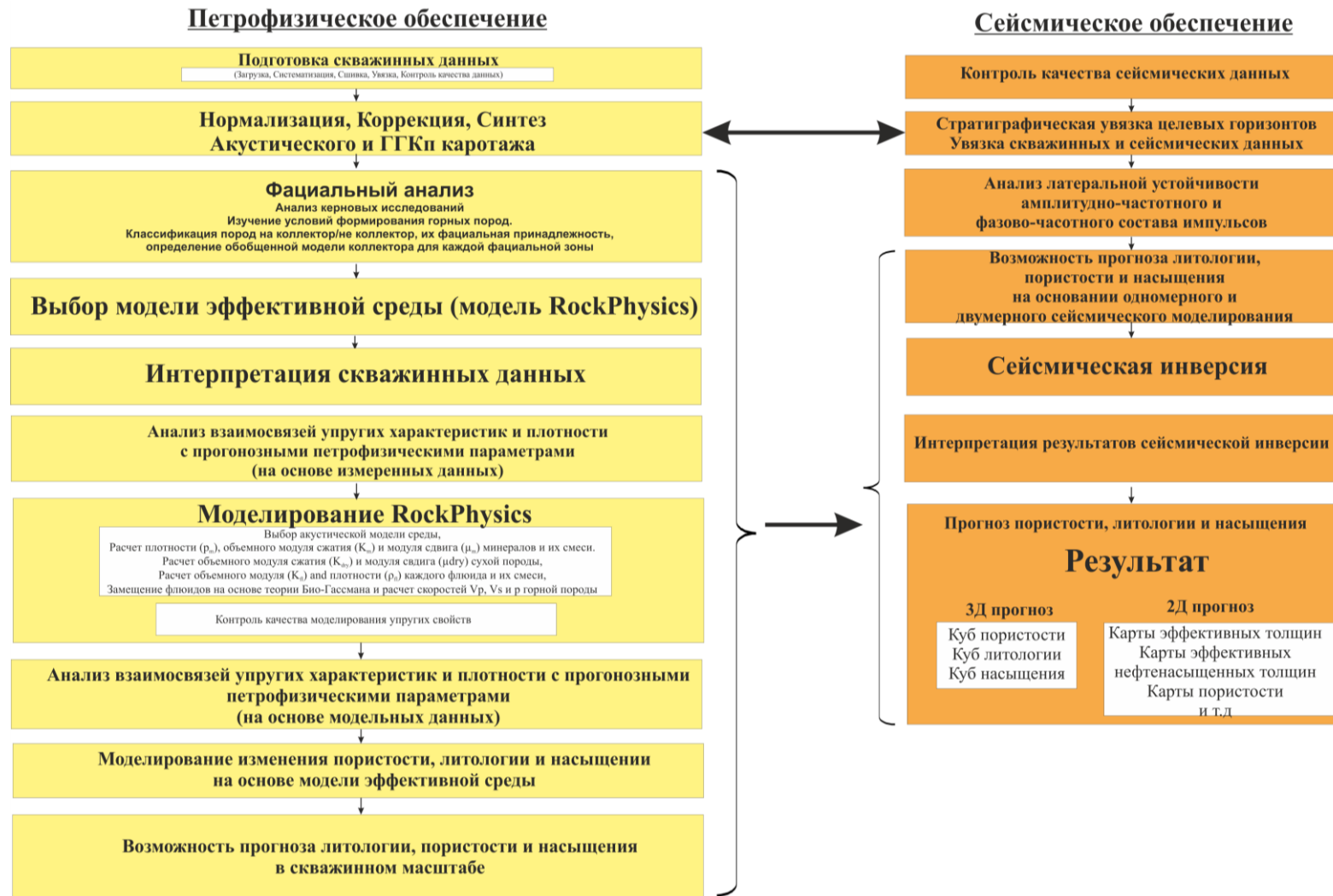


Рис. 1. Петрофизическое обеспечение сейсмической инверсии. Анализ влияния литологии, пористости, насыщения в скважинном и сейсмическом масштабах с помощью модели эффективной среды.

Задача заключается в оптимизации модулей и плотностей каждой компоненты в отдельности для достижения максимальной корреляции между измеренными и модельными кривыми, рассчитанными с данными параметрами. Связи между параметрами, установленные на основе создания модели эффективной среды, ограничивают соотношения пар значений упругих параметров, полученных по результатам инверсии.

Для расчета упругих модулей полиминеральной породы, необходимо знание: 1. объемного содержания минералов, слагающих породу; 2. упругие модули каждой компоненты породы; 3. геометрические свойства (геометрия порового пространства, характер взаимоотношения зерен между собой). В случае, когда мы пренебрегаем геометрическими свойствами, мы можем предсказать только верхний и нижний пределы изменения упругих модулей пород: верхний предел Войта (Voigt, 1910), нижний предел Ройса (Reuss, 1929), среднее Хилла (Hill, 1952), верхняя и нижняя границы Хашин-Штрикмана (Hashin-Shtrikman, 1963) и т.д.

Для оценки влияния пористости, глинистости, давления на упругие параметры среды созданы эмпирические модели эффективных сред (Wyllie 1956, 1958, 1963; Geertsma, 1961; Rymer-Hunt-Gardner relations, 1980; Han, 1986; Eberhart-Phillips, 1989; Tosaya, 1982; Castanga 1985, Nur 1991, 1995). Недостатки: не учитывают влияние насыщения, геометрические свойства включений (порового пространства), характер взаимоотношения зерен между собой.

Для учета влияния геометрических свойств используются: теоретические модели зернистых сред (granular media model), такие как Wang and Nur, 1992, Hertz-Mindlin, 1882, 1949; Walton 1987, Digby, 1981; Dvorkin and Nur, 1996; теоретические модели, учитывающие геометрию порового пространства (Kuster and Toksoz, 1974; Berryman, 1980, Дифференциальная модель эффективной среды - Differential effective media, самосогласованная модель - Self-consistent approximations) и созданная на их основе модель Xu-White, 1996.

На основе уравнений Гассмана (Gassmann, 1951) модели эффективных сред адаптируются для моделирования флюидозамещения. Уравнения Гассмана связывают между собой упругие параметры пористой среды, насыщенной жидкостью или газом. Как показывает практика, уравнения Гассмана можно использовать для оценки влияния насыщения на упругие параметры среды лишь на качественном уровне – в качестве значения  $K_{sat}$  рассматривается посчитанное значение упругого модуля из входных данных ГИС (скорости P и S-волн; объемную плотность). Таким образом, происходит привязка к измеренным значениям скоростей и плотности, и уже на их основе

рассчитывается модуль сухой породы. Однако, в реальности упругие модули сухой породы ( $K_{dry}$ ,  $\mu_{dry}$ ) трудно поддаются оценке, т.к. зависят от минерального состава, геометрии порового пространства, контактов зерен, давления и т.д. Чтобы учесть влияние этих факторов на свойства сухой породы и применяются модели эффективных сред.

С учетом имеющегося разнообразия моделей, каждая из которых имеет свои ограничения и допущения, особую важность приобретает выбор определенной теоретической модели среды, которая бы наиболее полно отражала априорную геологическую информацию. Кроме того, в условиях сложно построенных месторождений (резкой фациальной изменчивости), может потребоваться создание нескольких моделей эффективных сред, т.е. необходимо проводить классификацию пород на коллектор/не коллектор, определять их фациальную принадлежность. В этом случае особую важность приобретает МКСП – неверное определение которого приводит к ошибочной оценке влияния литологии, коллекторских свойств и насыщения на акустические свойства среды.

Для сложно-построенных месторождений автором предложена методика геологического обоснования упругих параметров для создания и выбора эффективной среды:

1. Проанализировать данные керновых исследований (описание керна, описание шлифов, ФЕС, РСА, РЭМ и т.д).
2. Изучить условия формирования пород;
3. Провести классификацию пород на коллектор/не коллектор, определить их фациальную принадлежность и определить обобщенную модель коллектора для каждой фациальной зоны;
4. Выполнить настройку упругих параметров модели эффективной сред
  - 4.1. На основании исследований кернового материала выполнить комплексную интерпретацию данных ГИС;
  - 4.2. Преобразовать среду с 3-мя и более минеральными компонентами в 2-х компонентную (существующие модели эффективных сред подразумевают собой наличие не более 2-х твердых составляющих/зерен);
  - 4.3. Выполнить настройку упругих параметров модели эффективной среды (постседиментационные изменения минеральных зерен затрудняют использование табличных значений для определения упругих параметров);
5. Выбрать модель эффективной среды, которая бы наиболее полно отражала априорную геологическую информацию

6. Выполнить верификацию интерпретации данных ГИС посредством модели эффективной среды;

### **Выводы по Главе 2**

Модели эффективных сред служат основой для интерпретации результатов сейсмической инверсии/

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

Для сложно-построенных месторождений автором предложена методика настройки модели эффективной среды, которая учитывает априорную геологическую информацию, основывается на изучении кернового материала и подразумевает собой выбор теоретической модели, соответствующей геолого-геофизическим особенностям изучаемых пород.

### **Глава 3. Методика расчета объемной петрофизической модели для настройки модели эффективной среды.**

В разделах 3.1-3.2 даны сведения об отборе и исследовании кернового материала Урненско-Усановской зоны, дана краткая характеристика фильтрационно-емкостных отложений тюменской и васюганской свит.

#### **3.3. Интерпретация данных ГИС**

В скважинах, которые использовались для создания модели эффективной среды, интерпретация выполнялась путем построения объемной петрофизической модели для учета влияния каждого компонента горной породы на измеряемые физические параметры..

**Оценка объемного содержания компонентов матрицы.** Для оценки объемного содержания минералов строятся графики индикаторных параметров. Основными такими параметрами являются: кажущиеся значения матрицы для акустического, плотностного и литоплотностного методов, а также некоторые величины, рассчитываемые по различным уравнениям, в которые вовлечены показания большинства основных методов пористости (акустический, нейтронный и плотностной). С этих графиков снимаются граничные значения каждой компоненты породы.

Для скважин, разрез которых представлен 2-мя компонентами, расчет содержания компонентов матрицы выполнялся с применением детерминистического подхода. В связи с полимиктовым составом песчаников метод гамма каротажа (ГК) неинформативен для оценки объемного содержания глинистой компоненты. Для решения этой задачи применялось комплексирование методов НК и ГГК-п.. В качестве верхнего предела задавалась величина объемной глинистости 70% (по данным растровой электронной микроскопии). Оценка общей пористости (Кп) проводилась по данным метода объемной плотности совместно с расчетными кривыми глинистости. Контроль качества выполненной интерпретации осуществлялся путем сопоставления коэффициентов пористости, определенных на керне, со значениями, рассчитанными по ГИС с учетом литологического состава

Следующим этапом после комплексной интерпретации данных ГИС следует выбор модели эффективной среды и сопоставление результатов моделирования с экспериментальными данными, полученными на месторождениях Урненско-Усановской зоны.

### **Выводы по главе 3**

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

2. Для скважин, разрезы которых характеризуются 3-х компонентным составом матрицы для оценки объемного содержания компонент используется стохастический метод, для скважин, разрезы которых характеризуются 2-х компонентным составом породы – детерминистический метод;

3. В связи с полимиктовым составом отложений метод ГК не информативен для оценки объемного содержания глинистого вещества, в этом случае использовался комплекс методов НК и ГГК-п.

### **Глава 4. Выбор модели эффективной среды.**

С учетом имеющегося разнообразия моделей эффективных сред, каждая из которых имеет свои ограничения и допущения, особую важность приобретает выбор определенной теоретической модели среды, которая бы наиболее полно отражала априорную геологическую информацию. Выбор неправильной модели способен оказать существенное влияние на достоверность полученных результатов.

Создание модели эффективной среды, или моделирование упругих свойств выполнено в скважинах, отобранных по принципу полноты проведенного комплекса

ГИС в пределах изучаемого интервала. Помимо прочего, в них были проведены исследования с помощью аппаратуры волнового акустического каротажа (ВАК) Привлекались результаты количественной петрофизической интерпретации: объемное содержание глинистого вещества ( $K_{гг}$ ), объемное содержание песчаника ( $K_{песч}$ ), общая пористость ( $K_p$ ), коэффициенты водо- и нефтенасыщенности ( $K_v$ ,  $K_n$ ). Расчет основных упругих характеристик ( $V_p$ ,  $V_s$ ,  $\rho$ ) выполняется в следующей последовательности: 1. Расчет плотности ( $\rho_m$ ), модулей сжатия ( $K_m$ ) и сдвига ( $\mu_m$ ) для смеси минералов; 2. Расчет модулей сжатия ( $K_{dry}$ ) и сдвига ( $\mu_{dry}$ ) сухой породы; 3. Расчет модуля сжатия ( $K_{fl}$ ) и плотности ( $\rho_{fl}$ ) каждого флюида и их смеси; 4. Замещение флюида на основе теории Био-Гассмана (Mavko, 2009) и собственно расчет скоростей  $V_p$ ,  $V_s$  и плотности  $\rho$ .

Для сопоставления были выбраны две хорошо известные модели эффективных сред – аналитическая модель Шу-Вайт (Xu-White) и эмпирическая модель критической пористости (Critical porosity). Настройка параметров выполнена с учетом всей имеющейся геолого-геофизической информации – данных скважинных исследований, результаты исследований керна, данных анализа пластовых флюидов и др.

**Моделирование упругих свойств на основе модели Шу-Вайт (Xu-White).** Основной критерий модели Шу-Вайт (Xu-White) – различие в геометрии порового пространства для каждой компоненты породы. Параметр, определяющий форму пор – аспектное соотношение пор ( $\alpha$ ), т.е. отношение короткого радиуса поры к ее длинному радиусу. Так, порода с вытянутыми порами менее жесткая (низкие значения  $\alpha$ ), чем порода с порами сферической формы (высокие значения  $\alpha$ ). Форма пор определяет, находится ли смесь компонентов ближе к нижнему пределу Ройса (Reuss) или к верхнему пределу Войта (Voigt).

Была предоставлена исчерпывающая информация о свойствах пластовых флюидов, температурном режиме залежи, пластовом давлении и т.д., задача существенно упростилась, поскольку число параметров, имеющих степень свободы (т.е. параметры, значения которых могут изменяться) значительно сократилось. Как следствие, задача заключалась в оптимизации упругих модулей, а также аспектных соотношений пор глин и песчаников для достижения максимального соответствия между измеренными и модельными кривыми. Параметры, используемые для моделирования акустических свойств представлены в Таблице.1-Таблице.2. Полученные значения были применены без изменения для расчета кривых скоростей упругих волн и плотности во всех остальных скважинах.

Таблица 1. Обобщенная информация о термобарических условиях и свойствах пластовых флюидов Урненской и Усть-Тегусской площадях

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

Таблица 2. Параметры для моделирования упругих свойств

Компонента породы	Аспектное соотношение пор $\alpha^*$	Объемная плотность, г/см <sup>3</sup>	Модуль сдвига $\mu$ , ГПа	Объемный модуль сжатия $K$ , ГПа
Южная часть площади – карбонатный разрез				
Сухая глина	0.06	2.6	12.69	29.34
Известняк	0.14	2.71	33.13	68.62
Песчаник	0.14	2.65	27.52	58.98
Северная часть площади – терригенный разрез				
Сухая глина	0.06	2.6	12.69	29.34
Песчаник	0.12	2.65	31.52	53.99

При сопоставлении смоделированных и измеренных кривых по скважинам в целевом интервале отмечается хорошая сходимость смоделированных данных с измеренными (Рис.2). Таким образом, подтверждается пригодность разработанной методики моделирования упругих свойств в рассматриваемых геолого-геофизических условиях. Полученные на данном этапе параметры в дальнейшем использовались при выполнении моделирования замещения флюидов Гассмана и детального анализа акустических свойств.

**Моделирование упругих свойств на основе уравнения среднего времени (Time Average).** При сравнении модельных (зеленые каротажные диаграммы) и измеренных интервальных времен продольных и поперечных волн наблюдается хорошее сопоставление по продольным волнам (DTP), и занижение интервальных времен по поперечным волнам (DTS), что соответственно приводит к несоответствию измеренного и смоделированного отношения  $V_p/V_s$  (Рис. 2).

**Моделирование упругих свойств на основе модели Критической пористости (Critical porosity).** Модель основана на положении, что для горных пород существует понятие критической пористости ( $\phi_c$ ). При пористости больше  $\phi_c$  горная порода представляет собой суспензию, зерна теряют контакт друг с другом и изменяются их прочностные характеристики. Значение  $\phi_c$  зависит от типа горной породы. Более подробно о методике расчета, которая используется в модели критической пористости



изложено в разделе 2.3.2 диссертации. Модель критической пористости – эмпирическая, изначально была предназначена для мономинеральной породы. Автор использовал эту модель для расчета скоростей  $V_p$ ,  $V_s$ , когда в породе присутствуют две твердые компоненты – песчаник, глина. Для этого, с помощью графика  $V_s^{2*p}$  – общая пористость ( $K_n$ ) нашли значения критической пористости ( $K_{п.кр}$ ) для глин и песчаников и произвели расчет скоростей  $V_p$ ,  $V_s$  с использованием значений упругих модулей, полученных в модели Xu-White.

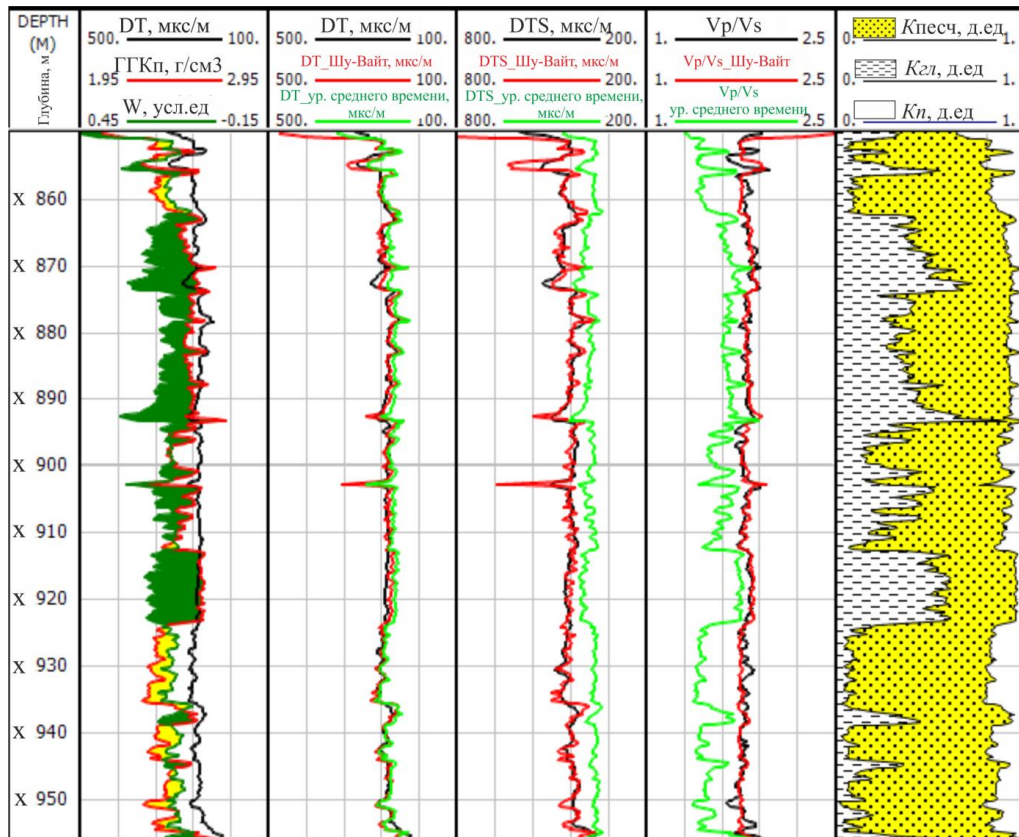
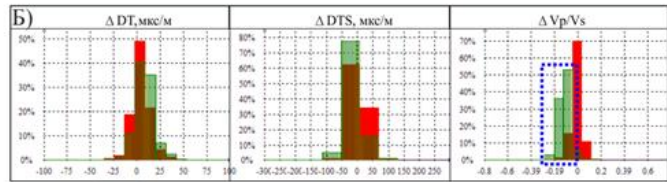
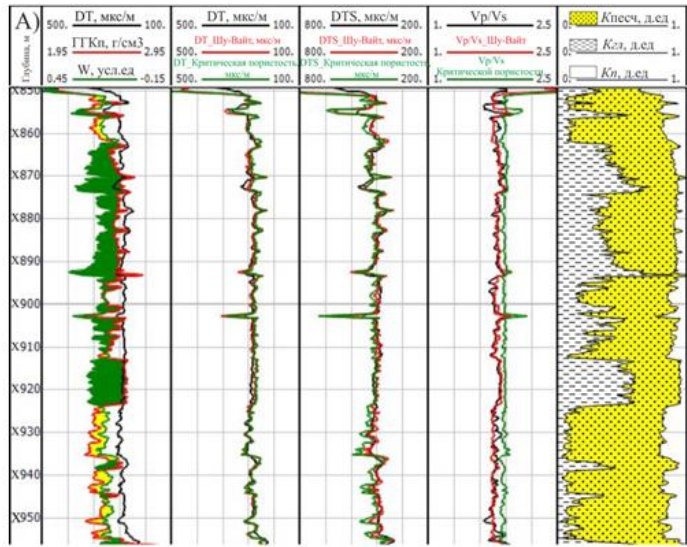


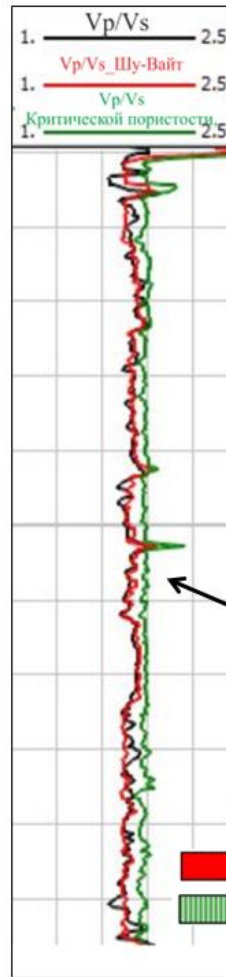
Рис. 2. Контроль качества моделирования акустических свойств согласно модели Шу-Вайти (красные каротажные диаграммы) и Уравнения среднего времени (зеленные каротажные диаграммы)

Критерий качества подобранных параметров – сопоставление измеренных и смоделированных кривых акустических методов. Модельные диаграммы, полученные с применением модели Шу-Вайт и Критической пористости, хорошо согласуются с измеренными данными. Однако, не смотря на визуальное хорошее сопоставление модельных и измеренных кривых, применение модели критической пористости показало сильное расхождение расчетной и измеренной кривых отношения  $V_p/V_s$ . Применение же модели Xu-White позволило получить во всем диапазоне изменения пористости и литологического состава отношение  $V_p/V_s$ , по значениям близкие к измеренным (Рис. 3)

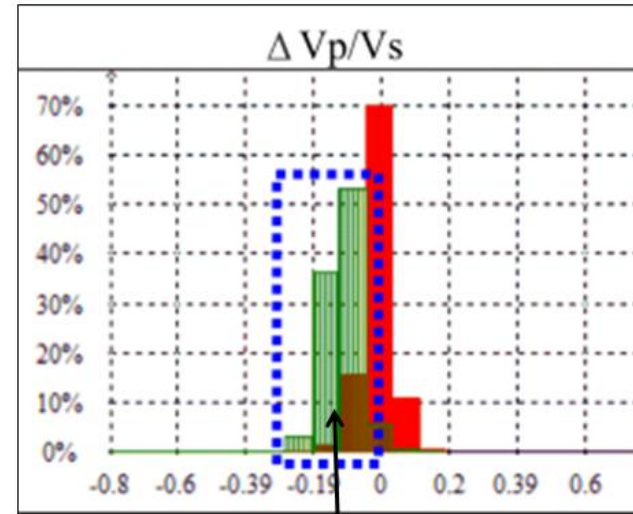


■ - моделирование на основе методики Шу-Вайт  
■ - моделирование на основе методики Критической пористости

Б - Разница между измеренными и модельными данными акустических свойств



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



Сильное различие отношений  $V_p/V_s$ , полученных в результате использования модели Критической пористости и исходными данными

Рис.3. Контроль качества моделирования акустических свойств согласно модели Шу-Вайти и Критической пористоти. Б - Разница между измеренными и моедльными данными акустических свойств

#### **Выводы по Главе 4**

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

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

#### **Глава 5. Опробование и реализация предложенной методики на примере месторождений Урненско-Усановской зоны.**

В «южной» части площади по упругим свойствам пласт Ю1 разделяется на две части: верхнюю (Ю1-Ю11), представленную преимущественно карбонатами с редкими прослоями песчаников, и нижнюю (Ю11-Ю2), напротив, представляющую собой песчаный коллектор, который включает в себя прослойки карбонатов. В «северной» части площади пласт Ю1 также разделен на две части: верхняя – песчаная с прослоями алевролитов и карбонатов, а нижняя – алевролитисто-глинистая. Разрезы «северной» части территории (Ю4-Ю2) характеризуются песчаниками, алевролитами, глинами и их переходными разностями.

На Рис. 4 показано различие верхней и нижней пачек «южной» части территории и песчаников «северной» части территории по упругим свойствам. Отличие песчаников верхней и нижней части в «южных» скважинах связано с наличием существенного количества карбонатной примеси в верхней части разреза. Отличие же песчаников «северных» и «южных» скважин – с различными показателями упругих свойств, что и было учтено при моделировании упругих свойств, что говорит нам о том, что необходимо создать 2 эффективные модели среды с различными упругими характеристиками.

**Уточнение интерпретации ГИС посредством модели эффективной среды.** Контроль качества интерпретации ГИС – сопоставление коэффициентов пористости, определенных на керне со значениями, рассчитанными по ГИС. Дополнительный контроль – сопоставления измеренной и смоделированной кривых интервального времени пробега продольной и поперечной волн (DT, DTS), а также объемной плотности (RHOV). При сильном расхождении упомянутых выше кривых, производилась коррекция входных параметров (объемная модель, пористость),

используемых при моделировании. Таким образом, посредством модели эффективной среды повышается точность интерпретации ГИС в скважинах с малым или полным отсутствием кернового материала.

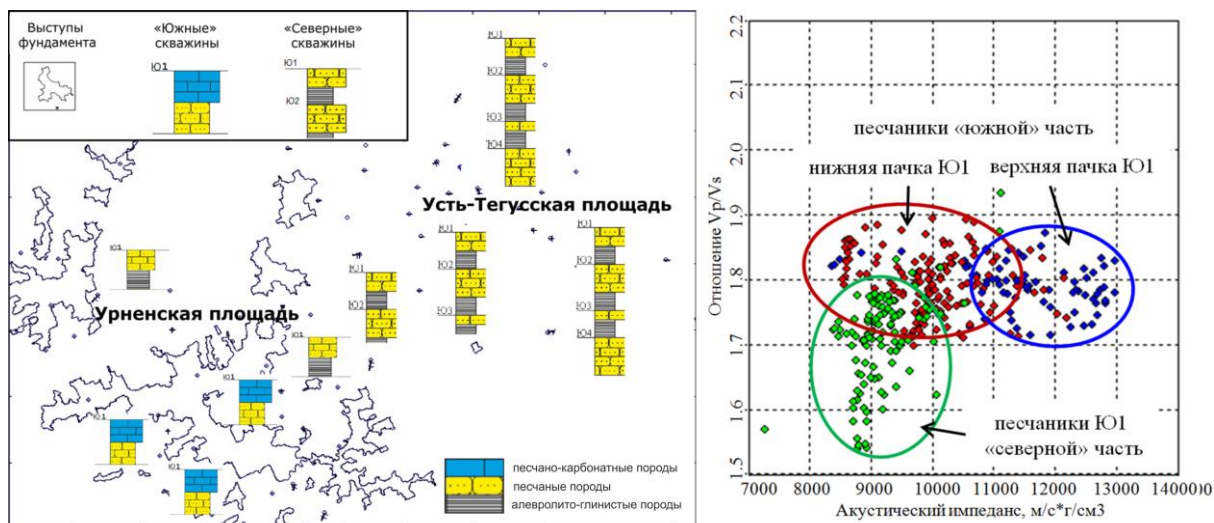


Рис. 4. Упругие свойства песчаных пород в «северной» и «южной» частях площади

**Анализ упругих свойств** горных пород выполнялся через построение серии графиков с последующим их анализом и вынесением решения о том, какие свойства и/или их комбинации позволяют с наибольшей вероятностью разделить породы исследуемых интервалов по составу и качеству коллекторских свойств. На основании построенных графиков были сделаны следующие выводы: 1) в пределах «южной» части площади для пласта Ю01 существуют хорошие предпосылки для прогноза литологии и пористости по упругим свойствам – практически все исследованные атрибуты позволяют выполнить разделение пород по литологическому признаку; 2) пласты Ю05-Ю01 в пределах «северной» части площади менее благоприятны для решения задачи разделения по литотипам – по отдельности ни один из исследованных атрибутов не позволяет достоверно выполнить разделение пород по литологическому признаку, наилучшими индикаторами литологии в пласте являются комплексные графики – отношение  $V_p/V_s$ - плотность.

**Моделирование изменения МКСП в скважинном и сейсмическом масштабах** выполнено для оценки влияния изменения МКСП на упругие характеристики среды, и возможности увидеть эти изменения на результатах сейсмической инверсии. Для корректной оценки влияния изменения МКСП на упругие параметры горных пород необходимо решить следующие задачи:

1. Для каждого из значений пористостей и глинистости, характеризующих изучаемые отложения получить модельные значения скоростей продольных ( $V_p$ ) и поперечных ( $V_s$ ) волн, объемной плотности ( $\rho_{HOB}$ );

2. На кроссплоте отношение  $V_p/V_s$  – акустический импеданс (AI) полученные модельные значения (синие точки) сопоставить с измеренными данными (серые и желтые точки);

3. Исходя из графика  $V_p/V_s$ -AI определить зависимость изменения пористости от изменения объемного содержания твердой компоненты породы (например, глинистости), которая бы наиболее корректно описывала изучаемые отложения (красные точки);

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

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

Чтобы определить, какая модель породы (соотношение пористости/глинистости/песчанистости/ содержания карбонатов) наиболее корректно описывает изучаемые отложения, для каждого из значений пористостей, карбонатной составляющей, песчанистости и глинистости получены значения скоростей продольных ( $V_p$ ) и поперечных ( $V_s$ ) волн, а также объемной плотности ( $RHO_V$ ) при пошаговом изменении пористости. Насыщение породы задавалось как вода, чтобы исключить влияние УВ на упругие характеристики среды. На кроссплоте отношения  $V_p/V_s$  – акустический импеданс (AI) полученные модельные значения (синие точки) были сопоставлены с измеренными данными (Рис. 5). Исходя из графика  $V_p/V_s$ -AI, была определена модель (Рис.5 - красные точки) изменения пористости в зависимости от твердых составляющих породы, наиболее корректно описывающая изучаемые отложения. Выполнено изменение насыщения при пошаговом изменении пористости на основе зависимости пористость-насыщение. Моделировался эффект замещения воды на нефть.

Таким образом, создан набор объемных петрофизических моделей, отражающих влияние МКСП на упругие характеристики горных породы. Полученные модели использованы для сейсмического моделирования. В результате проведенного сейсмического моделирования отмечено, что изменение литологии, эффективных толщин, пористости и насыщения продуктивных пластов отражается в интенсивности сейсмической записи по модельным данным, что дало возможность использования имеющихся сейсмических данных для прогноза коллекторских свойств изучаемых пластов на основе инверсионных преобразований.

**Выводы по Главе 5** Использование упругих параметров эффективной модели среды, подобранных с учетом МКСП, при расчете проницаемости, дает достоверный и теоретически обоснованный результат, привносит дополнительную информацию об интервалах с малым выходом керна.

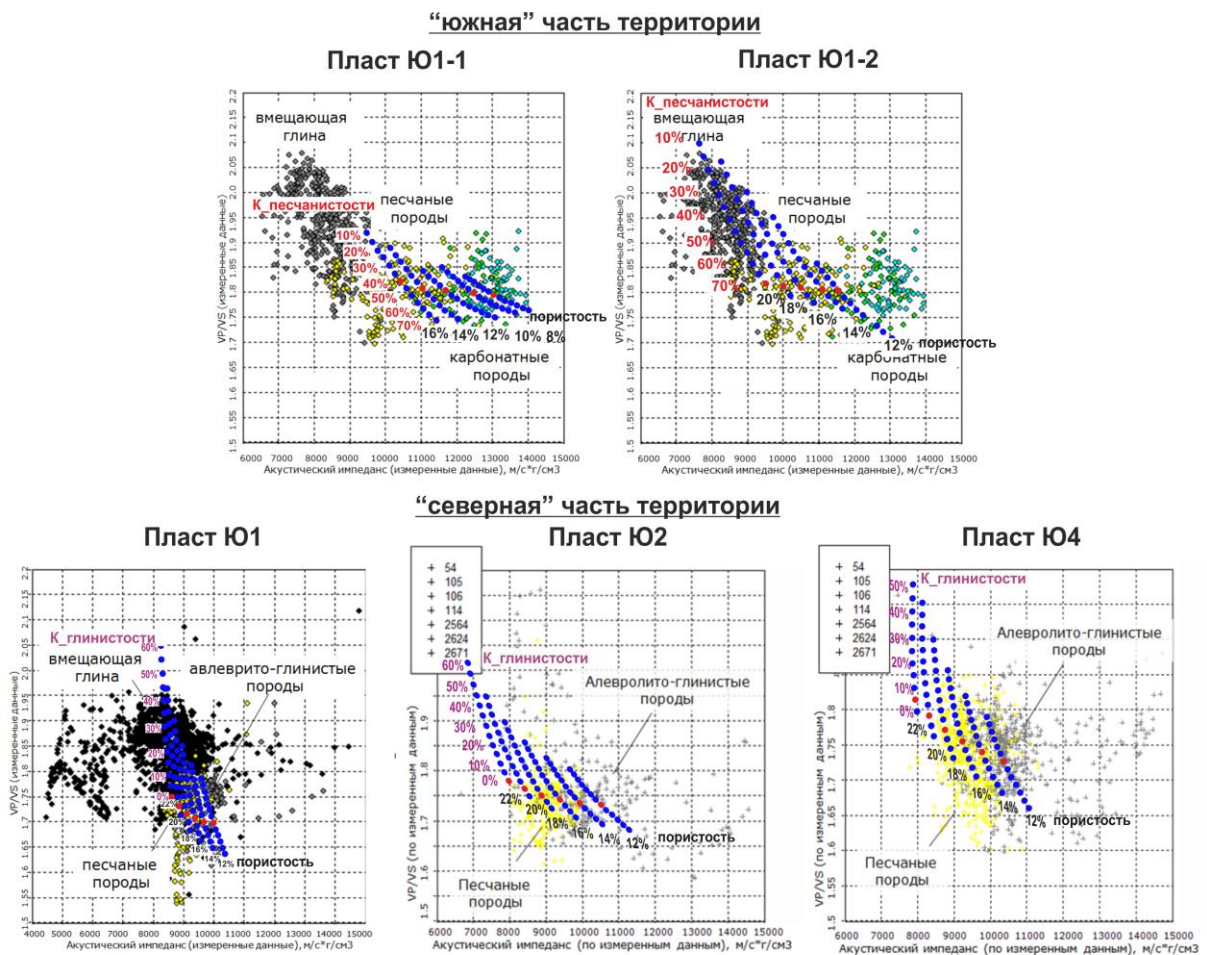


Рис 4 Моделирование изменения пористости в скважинах Урненско-Усановской зоны

## **Заключение**

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

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

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

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

### **Список работ, опубликованных по теме диссертации**

#### В научных журналах, рекомендованных ВАК

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

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

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

#### В технических журналах и тезисах научных конференций

4. **Успенская Л.А.**, Дешененков И.С., Романенко М.Ю., Киселев В.В. Возможности определения пористости, насыщения и литологии пород сейсмическими

методами по результатам петроупругого моделирования на примере неокомский отложений Западной Сибири // Электронный сборник тезисов докладов I международной научно-практической конференции ЕАГО, Сочи, Россия, 3-7 мая 2011

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

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

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

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

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

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