

Министерство образования и науки Российской Федерации
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«КАЗАНСКИЙ (ПРИВОЛЖСКИЙ) ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

УДК 550.3

№ госрегистрации

Инв.№

УТВЕРЖДАЮ

Проректора по вопросам
экономического и стратегического
развития, д-р. экономических наук,
профессор, вице-президент АН РТ

_____ М.Р. Сафиуллин

«_____» _____ 2016 г.

ОТЧЕТ
О НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКОЙ РАБОТЕ

Полноволновое сейсмическое моделирование

по теме:

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ МОБИЛЬНОГО СЕЙСМИЧЕСКОГО
МОНИТОРИНГА В УСЛОВИЯХ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО
ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ
(зааключительный)

Зам.директора по научной работе
ИГ и НГТ

_____ А.Н. Кольчугин

подпись, дата

Научный руководитель
инженер НОЦ «Современные
геофизические технологии»

_____ Р.Н. Ситдиков

подпись, дата

Казань 2016

СПИСОК ИСПОЛНИТЕЛЕЙ

Руководитель темы,
инженер НОЦ «Современные
геофизические технологии»

_____ Р.Н. Ситдиков

подпись, дата

Нормконтролер

_____ Р.Н. Ситдиков

подпись, дата

Реферат

Отчет 34 с., 1 ч., 10 рис., 0 табл., 87 источников.

СЕЙСМОРАЗВЕДКА, БИТУМ, СВЕРХВЫСОКОВЯЗКАЯ НЕФТЬ, МОНИТОРИНГ, ПАРОГРАВИТАЦИОННЫЙ ДРЕНАЖ, ВЯЗКОСТЬ, СКОРСТЬ ПРОДОЛЬНЫХ ВОЛН, СКОРОСТЬ ПОПЕРЕЧНЫХ ВОЛН.

Объектом исследования являются залежи высоковязких и сверхвысоковязких нефтей, природных битумов.

Цель этапа — проведение полноволнового моделирования сейсмических полей с целью выявления воздействия закачки пара в процессе добычи СВН методом SAGD на пласт и влияние этих процессов на различные сейсмические параметры.

В процессе работы проводилось моделирование различных видов: Ray Tracing, AVO моделирование, моделирование волновых полей. Для работы использовался программный комплекс Tesserai

СОДЕРЖАНИЕ

Содержание	4
Введение	7
Программный комплекс TESSERAL	8
Построение модели	11
Лучевое трассирование	16
Моделирование AVO эффектов	18
Моделирование наземных сейсморазведочных работ	24
Заключение	26
Список использованных источников	28

ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящем отчете о НИР применяются следующие термины с соответствующими определениями:

- 1) тяжелая нефть – это тип сырой нефти, которая является высоковязкой. Департамент энергетики США относит к «тяжёлой» нефти с плотностью по API в диапазоне между $10,0^0 \div 22,3^0$, причем точная связь между плотностью и вязкостью не ясна;
- 2) SAGD – технология парогравитационного воздействия с применением пары горизонтальных скважин;
- 3) Ray Tracing – лучевое трассирование;
- 4) PS – обменные волны;
- 5) AVO – (Amplitude Variation with Offset) - метод изучения зависимости амплитуд отраженной волны от удаления.
- 6) AVAz – метод изучения зависимости амплитуд основанные на азимутальной анизотропии P- и S-волн, атрибутный анализ волнового поля;

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

АК – акустический каротаж;
ВСП – вертикальное сейсмическое профилирование;
ВЧР – верхняя часть разреза;
ОТВ – общая точка взрыва;
ОТП – общая точка приема;
ОСТ – общая средняя точка;
АЧХ – амплитудно-частотные характеристики;
МЭМС – микроэлектромеханическая система;
ЗМС – зона малых скоростей.
КС – каротаж сопротивления;
МГ – маркирующий горизонт;
МОВ – метод отраженных волн;
МОГТ – метод общей глубинной точки;
ПБ – природный битум;
ПТВ – паротепловое воздействие;
СВН – свервязкая нефь;

.

ВВЕДЕНИЕ

Температурное воздействие на пласт составляет основу метода SAGD, что приводит к изменению его локального напряженно-деформированного состояния в виду снижения вязкости битумоида, увеличения порового давления, изменения фазового соотношения газ-жидкость-нефть и пр. вблизи области дренирования пара, а также в выше- и нижележащих вмещающих породах. Таким образом наша задача заключается в том, чтобы промоделировать сейсмические эффекты и дать рекомендации к способам мониторинга разработки залежей тяжелых нефтий посредством различных тепловых воздействий на пласт. Как было сказано в предыдущих этапах, скоростные свойства высоковязких нефтий сильно зависят от температуры и их состава, соответственно, все изменения скоростных характеристик пластов можно засечь при простой кинематической обработке, которая будет показывать изменения времени пробега волны при воздействии на земной поверхности в пласте и тем самым давая прогнозы о поведении скоростных свойств. Как раз-таки в этом и заключается суть проблемы в целом, особенности мониторинга добычи, так как не все изменения в пласте будут поддаваться наблюдению, тут стоит упомянуть о вертикальных и горизонтальных разрещающих способностях сейсморазведки. Поэтому, на наш взгляд, необходимо проводить мониторинг в комплексе геофизических методов, например, такие как электроразведка и прочие методы. По завершению моделирования будут даны некоторые рекомендации по методу мониторинга касающихся только сейсморазведочных методов.

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС TESSERAL

Моделирование выполнялось в двух программных комплекса, предназначенных для моделирования: Tesseral 2D и Tesseral Pro. В первом пакете проводилось моделирование AVO эффектов, так как в более новом программном пакете Tesseral Pro такой возможности нет. В нем проводилось моделирование синтетических сейсмограмм и дополнительно Ray Tracing. Далее подробно будет описан процесс моделирования, результаты и выводы. В этой главе будет описание этих двух программных комплексов.

Тессерал 2-Д это первый общедоступный коммерческий программный пакет моделирования полного сейсмического (акустического) поля с встроенным графическим интерфейсом, реализованный на персональном компьютере (рис. 1). Он позволяет задавать различные системы сейсмических наблюдений, проводить построение числовых моделей сложных сейсмогеологических разрезов и рассчитывать распространение колебаний в неоднородной среде точнее и значительно быстрее, чем это было достижимо до сих пор.

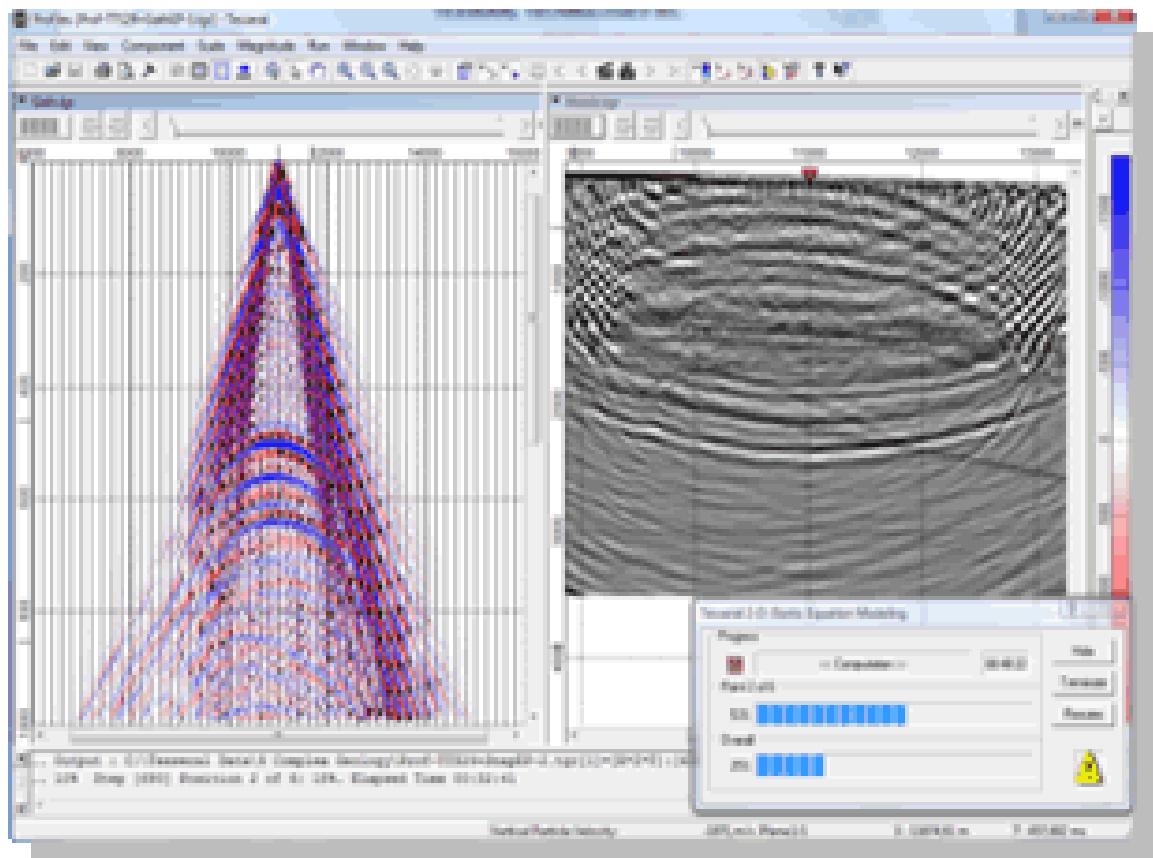


Рис. 1. Интерфейс программного Tesseral 2D.

Тессерал 2-D использует точную и быструю схему вычислений, основанную на методе конечных разностей, что дает возможность в кратчайшие сроки выполнять моделирование сколь угодно сложных геологических сред, включая комбинацию твердых тел и жидкостей. При разработке данного способа были разрешены многие технические трудности и значительно сокращены вычислительные погрешности, которые обычно проявляются в подобных методах.

Тессерал 2-D создан для интерактивного анализа и проверки глубинно-скоростных моделей и может быть легко встроен в общепринятый процесс обработки и интерпретации сейсмической информации. При расчетах можно использовать наборы данных о физических свойствах вмещающих пород, их корреляции, а также модели типичных геологических ситуаций.

Tesseral Pro это новая реализация программного обеспечения на основе Tesseral 2D пакетов (рис. 2). Она включает в себя дополнительные инструменты, такие как трассировка лучей и предназначен для использования интерактивного анализа и изучения глубинно-скоростной модели месторождений нефти и газа с использованием геолого - геофизических баз данных.

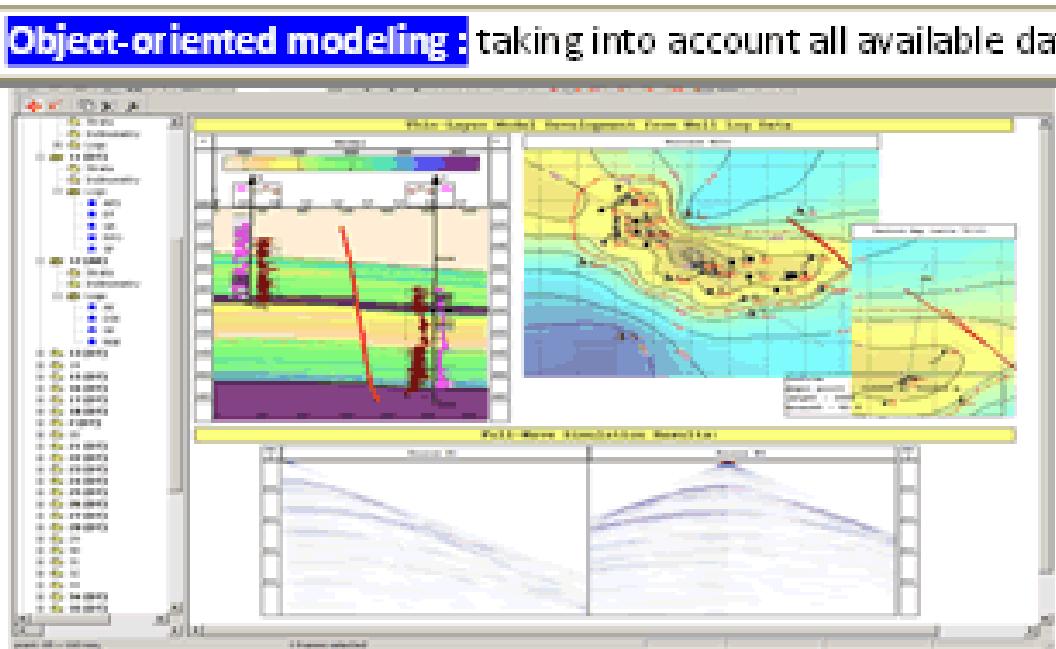


Рис. 2. Окно рабочей области в интерфейсе программы Tesseract.

Программное обеспечение позволяет создавать глубинно-скоростные модели по каротажным данным, картам геологических поверхностей, 2D и 3D сейсмическим

скоростным моделям, для расчета синтетических данных построенных 2D-моделей, и также как подготовка к расчету 2.5D задания.

Tesseral Pro позволяет создание тонкослоистых моделей с большой точностью и правильностью моделирования. Наряду с каротажными данными, пользователь может ввести дополнительные данные, такие как: координаты скважины и инклинометрии, стратиграфическое расположение, информацию об ошибках, горизонт карты и т.д.

WYSIWYG подход позволяет объединение карт, разрезов, 2D и 3D рисунков, многопараметрических моделей, сейсмических разрезов и кубов, рисунков и текстовых строк для создания участков высокого качества. Поддерживается наложение и прозрачность контролируемых полей. Композитные документы могут быть распечатаны или экспортированы в различные форматы файлов.

ПОСТРОЕНИЕ МОДЕЛИ

Построение модели осуществлялось на основе собранных данных на предыдущих этапах работы над проектом. Были собрано большое количество априорной геолого-геофизической информации по территории исследований. Весь фондовый материал был проанализирован, были изучены вопросы, связанные с битумонозными отложениями. Для построения модели использовались данные по геологическому строению территории исследования, обобщение петрофизических исследований, данные по литологии, скважинные данные и т.п.

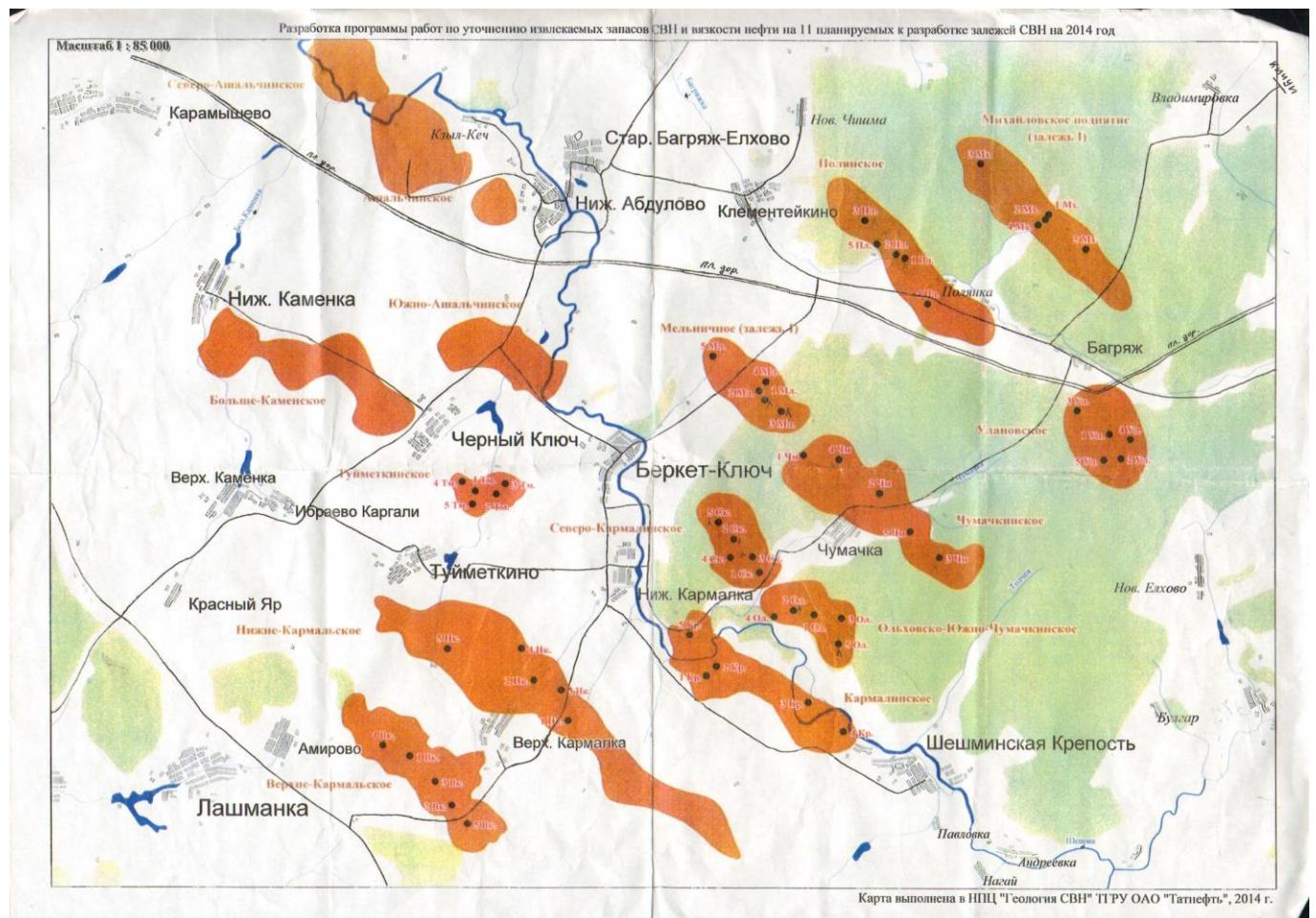


Рис. 3. Обзорная карта извлекаемых запасов СВН.

На рисунке 3 изображена обзорная карта запасов СВН. Разберем основные поднятия и структуры, которые представляют интерес в нашей работе и вкратце дадим описание залежам, находящимся на территории данного района исследования. Ашальчинское, Верхнекармальское и Черемшанское поднятия, которые

представляют собой брахиантеклинали субмеридионального простирания и ограничиваются друг от друга прогибами. Наиболее ярко выраженной структурой на описываемой территории Акташско-Новоелховского вала является Багряжский структурный нос, в пределах которого расположены основные объекты исследования: Улановская и Варваркинская залежи сверхвысоковязких нефти. В предыдущем отчете приводилось описание всех зон (участков) данной территории исследования, можно лишь упомянуть вывод о том, что условия залегания продуктивных толщ отложений песчаной пачки показывают сложное и неоднородное строение Черемшано-Ямашинской структурной зоны западного склона Южно-Татарского свода, в пределах которой расположены находящиеся в опытно-промышленной эксплуатации Мордово-Кармальское и Ашальчинское месторождения и большинство разведанных месторождений природных битумов. Мы здесь не будем приводить литолого-геофизическую характеристику разреза. Можно лишь упомянуть об распределении битумонасыщенности, водонасыщенности, пористости и карбонатности по разрезу песчаной пачки уфимского яруса (глава 1.2 отчет по второму этапу), так как эта информация является опорной в построении каркаса (геометрии) модели: Песчаная пачка сложена песками и песчаниками разной степени сцепментированности, с маломощными пропластками алевролитов и глин. Битумонасыщенными являются средне- и мелкозернистые полимиктовые пески и песчаники с редкими прослойками алевролитов. Песчано-алевролитовые породы, слагающие песчаную пачку, значительно различаются по степени сцепментированности, карбонатности и насыщенности пластовыми флюидами. Анализируя количественное распределение параметров пористости, карбонатности и битумонасыщенности коллекторов по разрезу песчаной пачки, можно выделить несколько зон по степени битумонасыщенности. Верхнюю зону образуют песчаники, залегающие в кровле песчаной пачки у непосредственного контакта с перекрывающими "линголовыми глинами". В пределах контуров битумоносности месторождений природных битумов верхняя зона представлена песчаниками от слабосцепментированных до известковистых плотных, средней крепости. Битумонасыщенность песчаников этой части разреза весьма

неравномерная и характеризуется эта толща как частое чередование интенсивно битумонасыщенных (до 66,97 %) и слабобитумонасыщенных (до 6,14 %) пропластков, толщина которых колеблется от 0,1 до 0,4 м. При этом пористость песчаников может быть достаточно высокой (до 23,26 %)- образцы керна из скважин при экстрагировании рассыпаются. На отдельных участках залежей природных битумов верхняя зона сложена плотными, сцементированными песчаниками, пористость которых изменяется от 9 до 22 %, составляя в среднем 15-17 %, а битумонасыщенность колеблется от 2 до 6 % масс. Толщина верхней слабобитумонасыщенной зоны, по геолого-промышленным данным разведанных месторождений природных битумов, изменяется от 0,6 до 4. 8 м.

Опишем каким образом осуществлялось построение модели на основе опыта предыдущих работ участников проекта. Укажем основные моменты и затем опишем различия и нюансы построения модели для нашего случая (рис. 4.). Кардинальное различие состоит в том, что там построение модели осуществлялось практически в ручном режиме (этап оцифровки, построение поверхностей, извлечение координат вертексов полигонов, пересортировка текстовых данных в формат Tesselar для получения модели), здесь построение модели схоже, но лишь, как уже говорилось с небольшими отклонениями.

В программе ArcMap, входящей в программный пакет ArcGIS for Desktop, была произведена оцифровка всех исходных данных, в частности структурных карт и геологических профилей, предварительно была осуществлена географическая привязка этих материалов для корректного отображения и совмещения их с геологическими объектами на карте. В дальнейшем в этот документ карты ArcMap будут добавлены дополнительные данные, относящиеся к этому проекту. На основе собранной оцифрованной информации была составлена таблица, содержащая абсолютную глубину залегания кровли пластов в определенной скважине. Связав таблицу глубин кровли пластов в скважинах и непосредственно сам векторизованный слой скважин, мы получили возможность построить поверхность кровли пластов с помощью трехмерной сплайн-интерполяции. Следующим шагом была разработка способа импорта рассчитанной сейсмогеологической модели в программу

математического моделирования Tesseral (TESSERAL Technologies, Канада). Разработанный способ позволяет импортировать в неё модель в виде электронной таблицы в текстовом формате. Она должна описывать все представленные в виде замкнутых полигонов слои, входящие в модель. Полигон образуется при замыкании линии на саму себя, а её положение в пространстве модели определяется координатами вертексов – формообразующими узлами. Электронная таблица создаётся в программе Microsoft Excel, она должна быть устроена следующим образом: в каждой строке прописываются условная координата каждого вертекса полигона и характеристики слоя, такие как скорость пробега продольных и поперечных волн в слое, его плотность, причём параметры для смежных границ полигонов прописываются как для подошвы вышележащего слоя, так и для кровли нижележащего слоя.

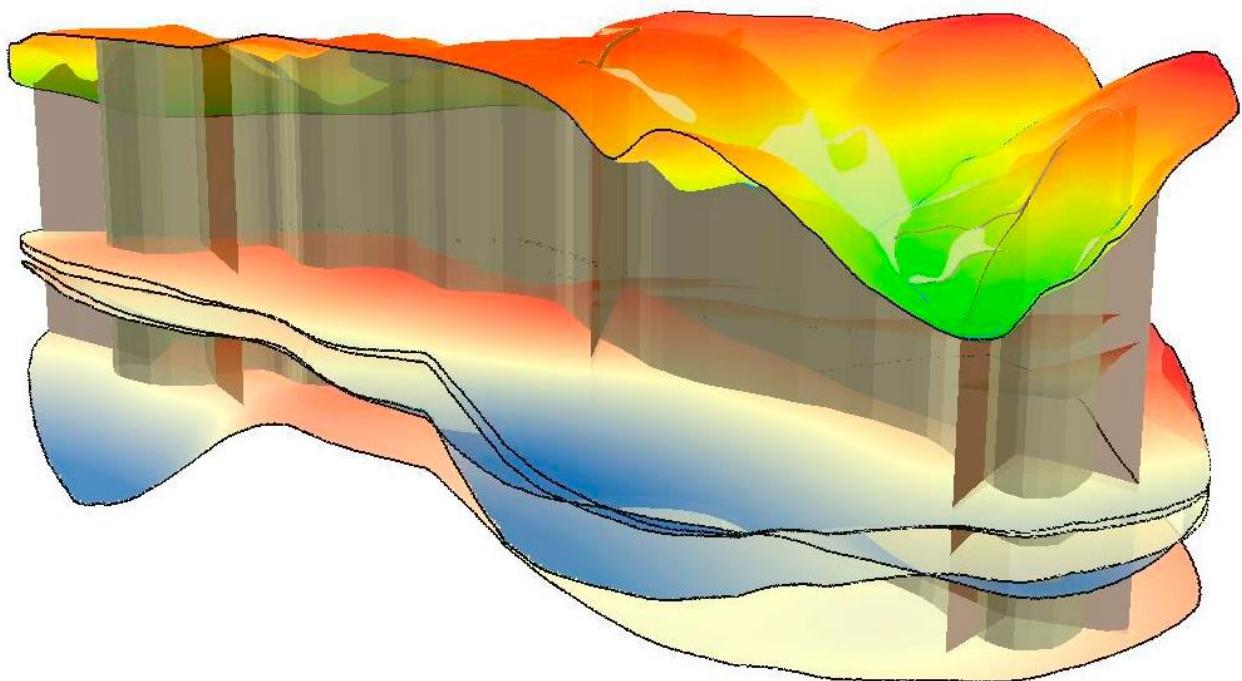


Рис. 4. Трехмерная сейсмогеологическая модель Улановской залежи [Ситдиков Р.Н., Степанов А.В. Применение математического моделирования...]

Таким образом была построена модель на основе структурных карт и геологических профилей. В нашем распоряжении также были данные геофизических исследований скважин, на основе которых осуществлялась корректировка модели.

Для облегчения процесса моделирования и построения модели делалось допущение о горизонтальном строении геологической среды, соответственно это

позволяло достаточно просто построить модель, так как создание геометрии модели существенно облегчалось и более важную роль играли петрофизические данные по разрезу модели. Была выбрана опорная скважина, на основе которой снимались значения глубин, мощностей всех пластов в модели. Для этого необходимо иметь проинтерпретированные скважинные данные, чтобы в базе данных Tesserai создать файлы отбивки каротажных кривых по пластам. Для заполнения геометрического каркаса модели необходимо иметь данные акустического каротажа после обработки и каротажа, а также данные плотностного каротажа.

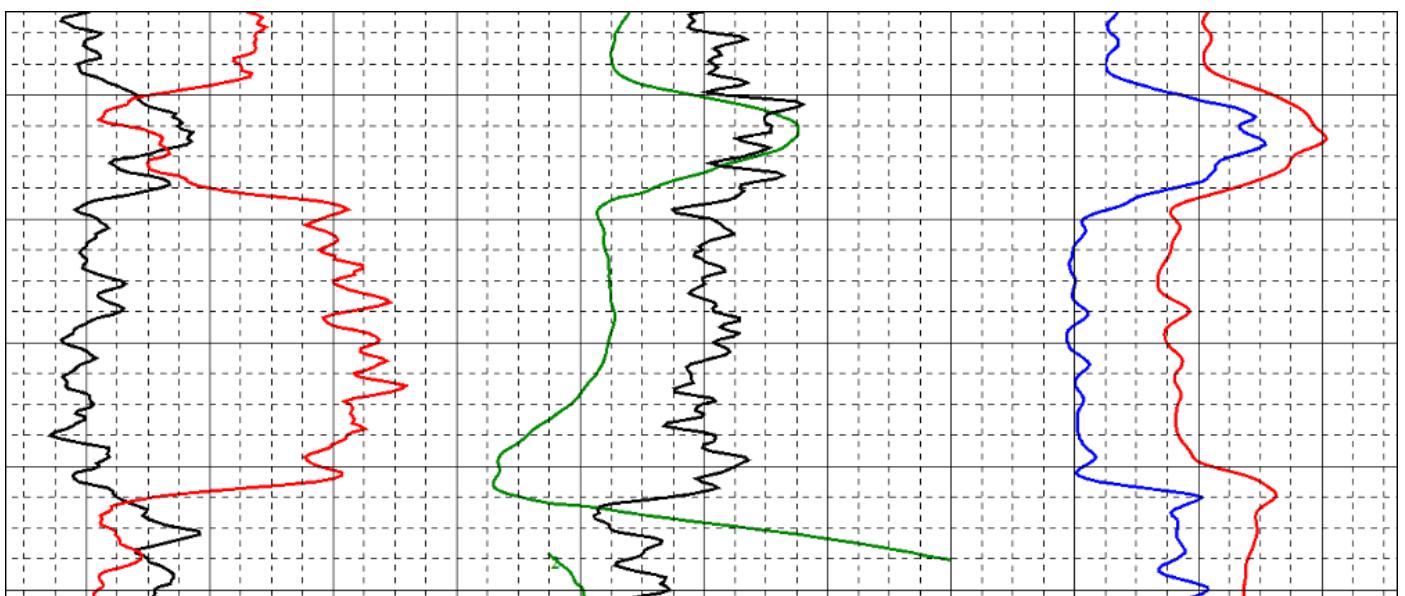


Рис. 5. Фрагмент каротажных кривых в песчаной пачке шешминского горизонта.

Первоначальная модель была построена по данным акустического каротажа скважин, по которой были построены попластовые кривые V_p , $GGKP$, V_s , KP , DT . Также были использованы данные каротажа ГК, НГК, ИК, ГГК (фрагмент изображен на рис. 5). Попластовые кривые АК были добавлены в проект, на их основе построена простая горизонтально-слоистая модель с параметрами пластов V_p и $Density$ (плотность).

ЛУЧЕВОЕ ТРАССИРОВАНИЕ

Лучевое трассирование и, особенно, конечно-разностное численное моделирование позволяют точно имитировать все сейсмические эффекты прохождения сейсмического волнового поля для мультипараметрической, гетерогенной и геологически реалистичной глубинной модели среды. Точность моделирования ограничивается только сложностью использованного дифференциального приближения волнового уравнения и техническим совершенством применяемых схем расчета.

Первая проблема лучевого моделирования – описание блоковой среды и автокодировка лучей в условиях большого количества блоков с сильно криволинейными границами, примыканиями и выклиниваниями слоев, вертикальными и субвертикальными границами. Модель среды представляется набором отражающих границ со специфическими (связанными с особенностями метода и среды) параметрами. Вторая проблема – ветвление решений прямой кинематической задачи (многоэкстремальность функционала Ферма). Во многих работах предлагается отказаться от традиционного для лучевого моделирования построения модели, как набора специфически описанных горизонтов и использовать простую решеточную параметрическую модель среды. Это приводит к ухудшению качества (соответствия) синтетических сейсмограмм. С другой стороны, метод конечных элементов позволяет использовать модель-решетку любой сложности и дает качественный результат, но требует значительных вычислительных ресурсов. В варианте 2D-моделирования время расчета синтетической сейсмограммы в десятки раз превышает время расчета лучевым методом. В варианте 3D показатели конечноразностного метода еще хуже. Устойчивость конечноразностного метода зависит от шага матрицы конкретной модели, что вносит в алгоритм элемент неопределенности. Кроме того, конечноразностный метод не дает информации о трассе прохождения луча между источником и приемником (важнейшей для задач сейсмической расстановки). Решению данного вопроса посвящена статья. В ней предлагается алгоритм лучевого трассирования, основанный на построении трассы

луча поскоростной модели разреза любой сложности. Поскольку не ставится задача получить качественное сейсмическое изображение, а только проследить трассу луча от источника к приемнику, то алгоритм, развивающий метод представляется целесообразным. Алгоритм разработан и реализован в программе полноволнового конечноразностного моделирования Tesserall Pro.

На рисунке 6 изображены результаты лучевого трассирования для горизонтально слоистой геологической модели, построенной на основе каротажных данных акустического каротажа и плотностного. На основе полученных результатов можно сделать какие-либо выводы по представлению взаимосвязи углов падения на границу пластов и удалений. Первое будет характеризоваться AVO зависимостями, а второе – системой наблюдения, а конкретно длиной активной расстановки сейсмоприемников. Эти два аспекта будут рассмотрены в дальнейшем.

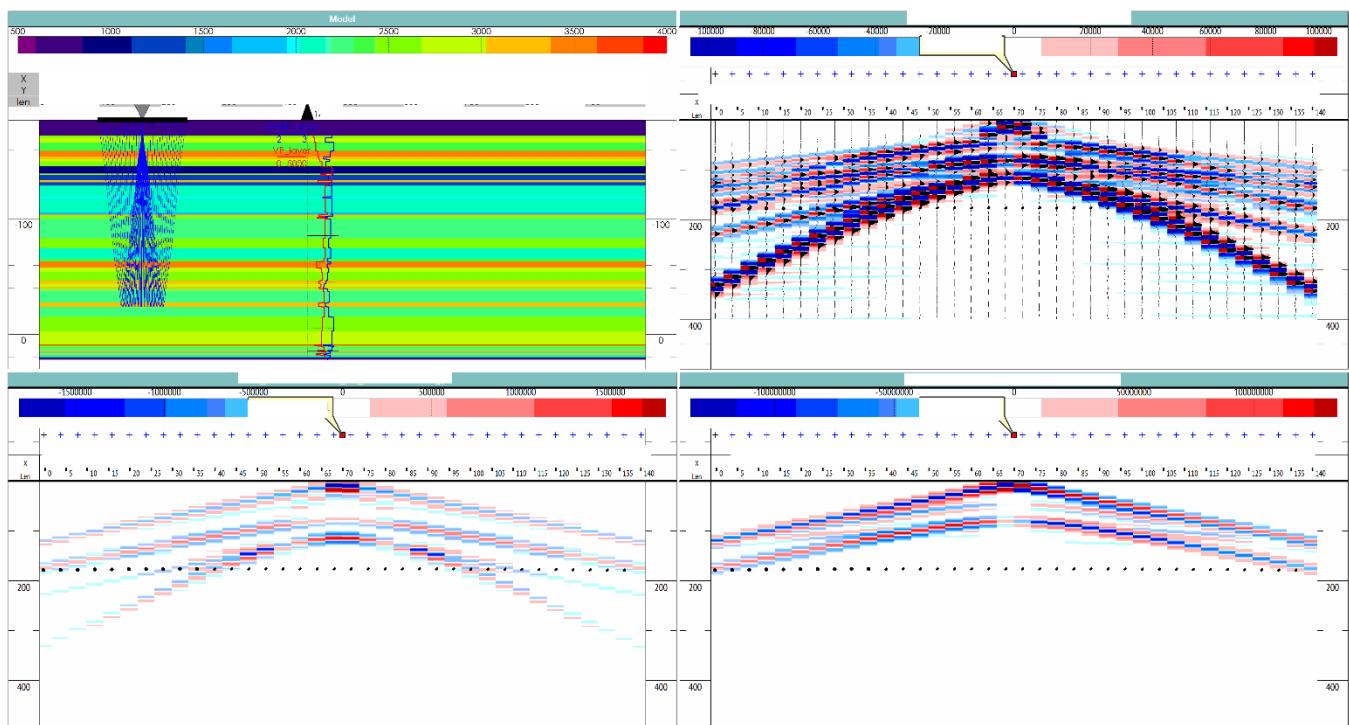


Рис. 6. Результат моделирования лучевого трасирования и наземной системы наблюдения.

МОДЕЛИРОВАНИЕ АВО ЭФФЕКТОВ

AVO (Amplitude Variation with Offset) – изучение изменений амплитуд с удалением, т.е. с расстоянием между источником и приемником. Этот подход в настоящее время применяют, в основном, для поисков и разведки газовых резервуаров в молодых терригенных породах, а также для обнаружения новых залежей на уже разрабатываемых месторождениях.

Соотношение между удалением и углом падения волны на границу можно определить, если известна скорость распространения волны в среде и глубина границы. Поэтому задачу изучения амплитуд отражений в зависимости от удаления можно свести к изучению этих амплитуд в зависимости от угла падения волны на границу.

При наклонном падении плоской Р-волны на поверхность раздела двух сред с параметрами скоростей продольных (V_{P1} , V_{P2}), поперечных волн (V_{S1} , V_{S2}) и плотностей (ρ_1 , ρ_2) возникают отраженная и проходящая Р-волны, а также отраженная и проходящая S-волны (рис. 7). Последние две волны называют обменными. Углы падения, отражения и прохождения на границе для всех волн взаимосвязаны согласно закону Снеллиуса.

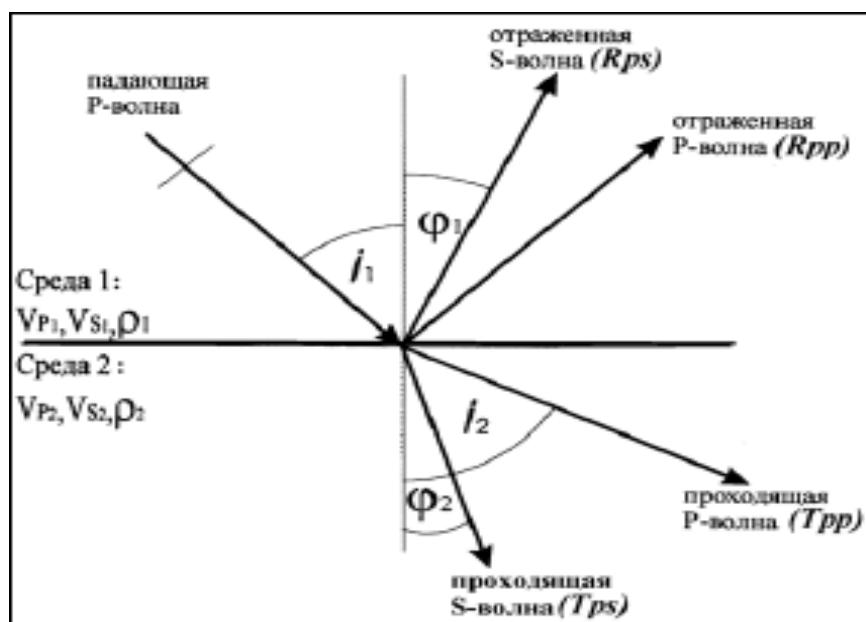


Рис. 7. Наклонное падение Р-волны на границу двух сред.

Коэффициенты отражения и прохождения R_{PP} , R_{PS} , T_{PP} , T_{PS} определяются, как отношения амплитуд отраженных и проходящих волн к амплитуде падающей волны.

Точное решение задачи определения коэффициентов отражения и прохождения дано Цёппритцем в 1919 г. Решение исходит из непрерывности смещений и напряжений на отражающей границе в качестве граничных условий для нахождения коэффициентов отражения и прохождения, как функции угла падения и свойств упругой среды.

Поведение коэффициентов отражения Р-волн даже в области небольших углов (до 30°) существенно зависит от соотношения скоростей V_p/V_s (или коэффициентов Пуассона) покрывающей и подстилающей толщ. Так, если значения V_p/V_s для обеих сред близки, то коэффициенты отражения в этом диапазоне углов также близки к коэффициентам отражения для нормального падения. Однако, если V_p/V_s для контактирующих сред различны, то поведение коэффициента отражения может сильно отклоняться от случая для нормального падения.

Скорости V_p и V_s в горных породах, а также их отношение V_p/V_s зависят от литологии, пористости, термодинамических условий (давления, температуры) и УВ-насыщения1). Изменение скоростей V_p , V_s и плотностей горных пород при замене воды в порах на нефть и газ приводит к изменениям коэффициента отражения, и это является причиной появления “ярких пятен” и АВО аномалий. Приведем краткие сведения о связи скоростей с указанными выше факторами.

Общее поведение скоростей волн в зависимости от геостатического давления и температуры хорошо известны. С увеличением давления скорости увеличиваются, а с повышением температуры уменьшаются. Однако, влияние увеличения геодавления превалирует над влиянием повышения температуры с глубиной, поэтому, как правило, скорости с глубиной возрастают. Исключение составляют лишь зоны пониженных скоростей АВПД, в которых увеличено внутреннее (поровое) давление, действующее противоположно геостатическому. Для амплитудного анализа особый интерес представляет поведение коэффициентов отражения в зависимости от геодавления (или глубины). При давлениях и температурах характерных для осадочного чехла V_p минерализованной воды составляет 1,5-1,65 км/с. Скорость V_p в нефти существенно зависит от ее газонасыщенности и изменяется от 0,45 км/с (для «живой» - сильно газонасыщенной нефти) до 1,2 км/с (для «мертвой» нефти), а V_p для

УВ газов зависит от давления и возрастает с глубиной от 0,4 до 0,6 км/с. Плотность воды с глубиной практически не изменяется и в зависимости от минерализации составляет 1,0-1,1 г/см³, плотность нефти с глубиной в среднем уменьшается от 0,9 до 0,6 г/см³, а плотность газов за счет повышения давления может возрастать с увеличением глубины на порядок (с 0,01г/см³ на поверхности до 0,1-0,2 г/см³ на глубинах 2-4 км).

Поскольку влияние поровых флюидов на скорость больше для относительно неконсолидированных терригенных пород, то эффект яркого пятна лучше проявляется при относительно молодых отложениях и поэтому методика яркого пятна особенно хорошо применима, например, к третичным терригенным бассейнам, которые располагаются, главным образом, в прибрежной полосе и по периферии континентов. Каждый из указанных трех типов амплитудных аномалий обычно проявляется в определенных диапазонах глубин – яркие пятна на относительно небольших глубинах, аномалии в виде обращения фазы на больших глубинах и最难 определяемые тусклые пятна на еще больших глубинах. В последнее время под обобщающим термином аномалия типа “яркого пятна” в литературе часто понимают все три отмеченные выше случая проявления УВ на сейсмических разрезах.

Значительный опыт применения методики яркого пятна у нас и за рубежом для прогнозирования залежей в 1970-80-х годах, когда с ней связывались большие надежды, показал, что аномалии амплитуд на разрезах ОСТ не могут быть однозначно ассоциированы только с залежами УВ. Основные причины неудач этой методики можно объяснить амплитудными аномалиями, связанными с литологическими изменениями разреза, а также с тем, что амплитуды разреза ОСТ могут быть не пропорциональными коэффициентам отражения для нормального падения, т.к. разрез является результатом накапливания трасс, полученных при различных углах падения волн на границы. Поэтому, наряду с этой методикой, стал развиваться более совершенный подход к прогнозированию УВ, основанный на изучении изменений амплитуд непосредственно по сейсмограммам – АВО.

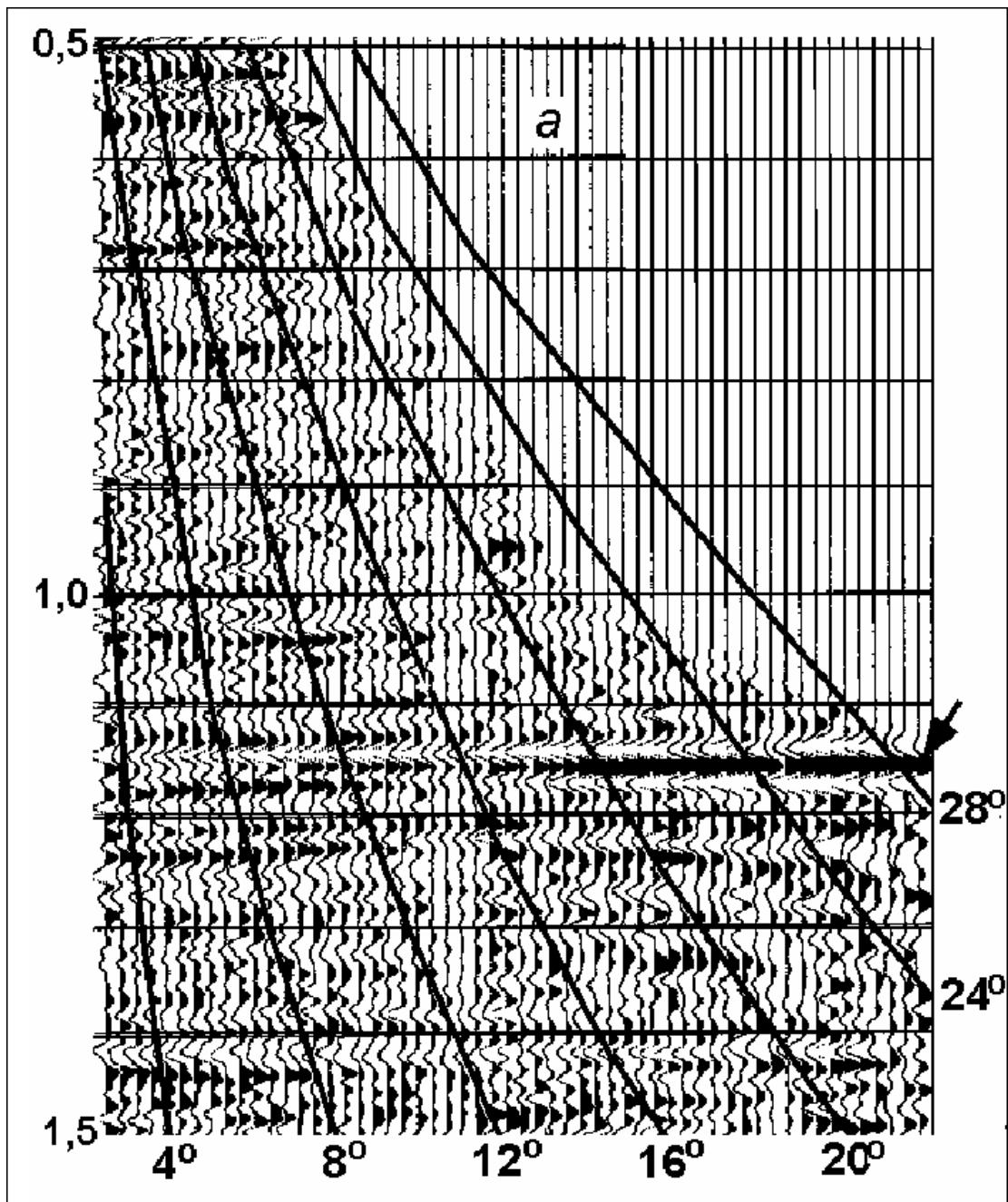


Рис. 8. Сейсмограмма с наложенными на нее линиями равных углов падения [по Ю.Н. Воскресенскому]

Одной из основных технологий АВО является получение и использование параметров А и В двучленной аппроксимации Шуэ. Обычно для этого используют сейсмограммы ОСТ, в которых предварительно вводятся нормальные кинематические поправки, а, при необходимости, и поправки за наклон (DMO). Пример такой сейсмограммы дан на рисунке 8, где на времени 1,15 с хорошо видна представляющая интерес ось, амплитуда которой возрастает с удалением. Чтобы

рассматривать изменение амплитуд как функцию угла падения, сейсмограмму ОГТ следует, зная скорости, преобразовать в сейсмограмму AVA (Amplitude Variation with Angle) – изменения амплитуд в зависимости от угла падения. Для пересчета удалений в углы падения в предположении о горизонтальности границы и среднескоростной модели можно воспользоваться, например, выражением А.Н. Лёвина: $\sin i = l/V t$.

По завершению моделирования были получены графики зависимостей коэффициентов от угла падения для следующих видов волн:

- По направлению:
 - отраженная волна;
 - проходящая волна;
- По типу:
 - продольная Р-волна;
 - поперечная SV-волна;
 - поперечная SH-волна;
- Для всех видов волн получены:
 - амплитудные кривые;
 - фазовые кривые.

Результатом AVO моделирования в Tesseral является файл, формата 3av, который является по содержанию обычным текстовым файлом. Там в виде табличных данных хранятся все вычисленные значения. Первом делом необходимо было определить, чему соответствуют значения в различных колонках. Пример зависимости коэффициента отражения от угла падения изображен на рисунке 9.

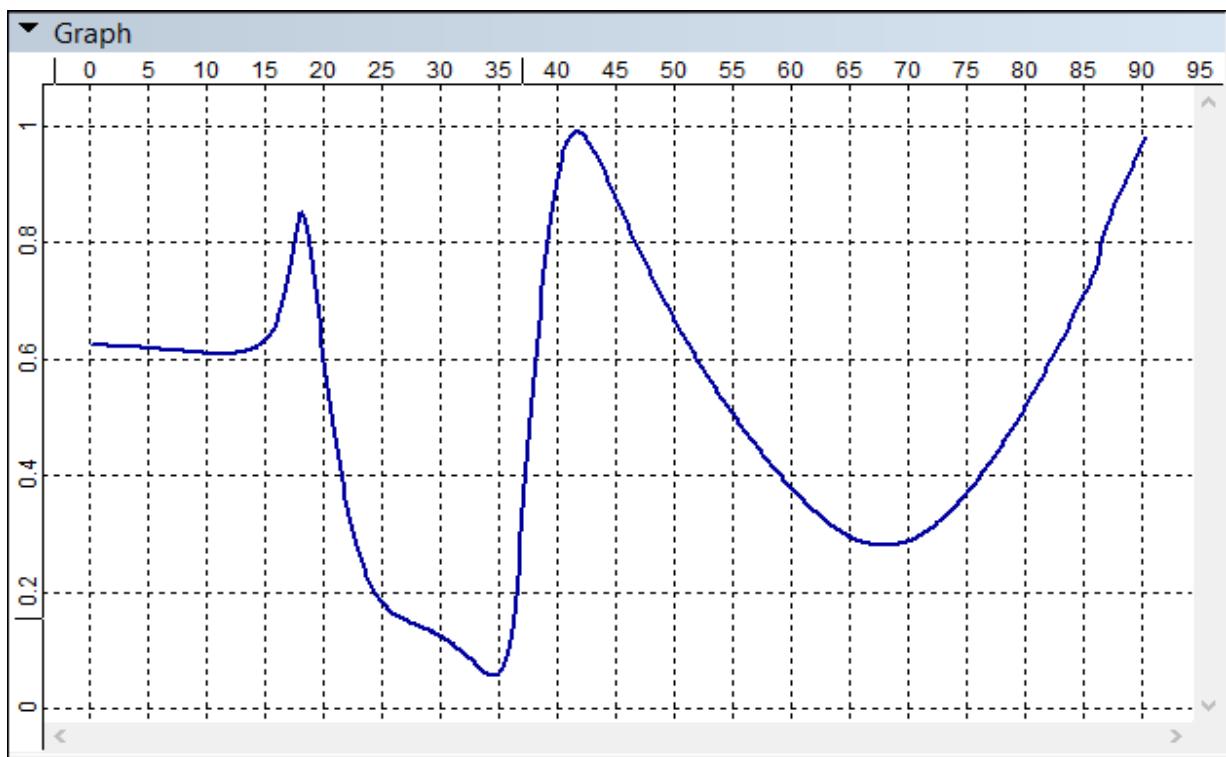


Рис. 9. Пример зависимости коэффициента отражения от угла падения на границу раздела двух сред.

Таким образом можно сказать что критические углы для отражения от кровли песчаной пачки весьма невелики (от 15° до 45°).

МОДЕЛИРОВАНИЕ НАЗЕМНЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ

В рамках проведенных работ проводилось моделирование наземной сейсморазведки МОВ. Метод отраженных волн — метод сейсморазведки, основанный на изучении упругих волн, отразившихся от границы раздела двух сред, обладающих различными волновыми сопротивлениями. Теоретические и технические основы МОВ разработаны в СССР В. С. Воюцким (1923), в практику сейсморазведки МОВ начал внедряться с 1935 г. и в настоящее время является основным методом сейсморазведки при поисках и разведке нефтеносных структур разл. амплитуды и степени сложности. Основные особенности МОВ: сравнительно высокая разрешающая способность, т. е. возможность исследовать тонкослоистые среды; возможность регистрации отражений, независимо от того, увеличивается или уменьшается волновое сопротивление при переходе из верхней среды в нижнюю; возможность прослеживания при небольших расстояниях взрыв — прибор одновременно большого количества отражений в значительном интервале глубин: по гидографам отраженных волн можно вычислять эффективную скорость, изучать ее распределение с глубиной и по площади, т. е. получить параметры, необходимые для определения положения сейсмических границ. Методика наблюдений в МОВ мало зависит от глубины исследования. Основной системой наблюдений, т. е. системой взаимного расположения пунктов взрыва и точек установки сейсмоприемников, в МОВ является непрерывное профилирование, обеспечивающее корреляцию отраженной волны по кинематическим признакам вдоль всего профиля.

Пример части результатов моделирования представлены на рисунке 6. Так как моделирование проводилось полноволновое, то на выходе мы получаем многокомпонентные сейсмограммы. Для случая 2D моделирования (наш случай) в нашем распоряжении сейсмограммы двух компонент: Z и X (вертикальная составляющая и продольная).

На рисунке 10 представлена синтетическая сейсмограмма, смоделированная при центральной симметричной системе наблюдения.

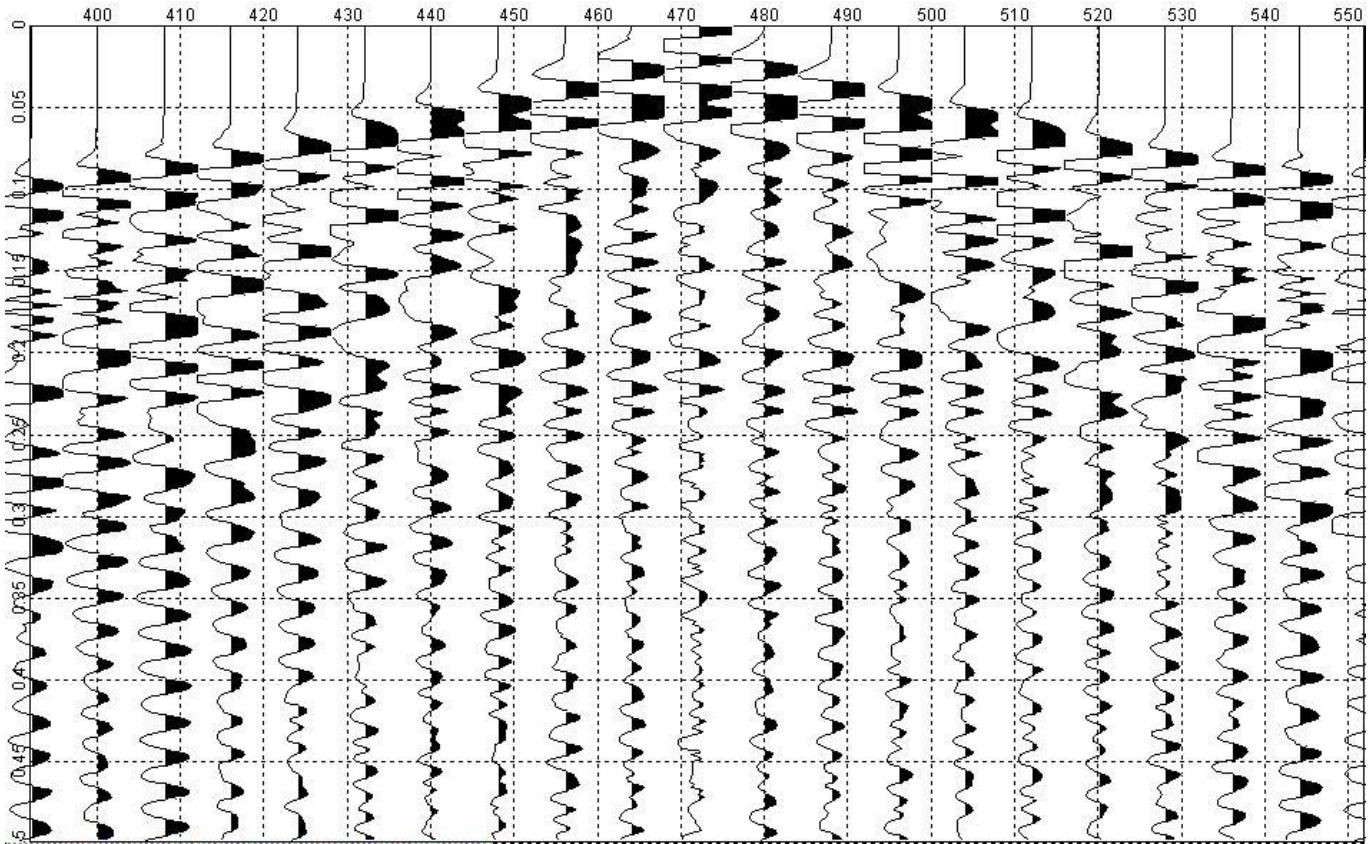


Рис. 10. Пример синтетической сейсмограммы.

Выводы по моделированию наземной сейсморазведки таковы. В ВЧР, включающей отложения казанского и вернеуфимского возраста, наблюдается образование отражённых волн, в том числе и от целевого объекта – верхнеуфимских отложений. В волновом поле синтетических сейсмограмм доминируют преломлённые и псевдорелеевские волны. Битумная залежь при достаточной мощности создаёт дополнительные оси синфазности в поле отражённых волн, образующиеся от верхнеуфимских отложений, наблюдаются также динамические и кинематические аномалии.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основываясь на проведенные работы в рамках проекта можно сделать некоторые выводы о том каким образом влияет разработка месторождений методом SAGD, а именно парогравитационное воздействие на пласт. В процессе воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи происходит изменение упругих свойств гетерогенной геологической среды. С точки зрения кинематической обработки видно, что при повышении вязкости флюида в пласте-коллекторе скорости распространения упругих волн уменьшаются. Это дает повод применять время пробега волны в геологической среде как показатель изменения скорости. Само собой разумеется, что при уменьшении скорости, время пробега волны увеличивается. Это находит свое отражение при изучении волновой картины. Отражающие границы на временных разрезах будут опускаться в область больших времен. Так что если воздействие на пласт оказывается достаточно долгое время и изменения вязкости тяжелой нефти достаточно велики, то сейморазведочные исследования показывают очень высокую информативность. Проведя лучевое трассирование и моделирование AVO аномалий дало нам некоторые рекомендации относительно системы наблюдения. Видно, что большие удаления подходят только если работать методом МОГТ МОВ, так как большие удаления для преломленных волн критичны. Возвращаясь к результатам моделирования видно, что углы выше 45 градусов уже в большинстве случаев будут закритическими. Изначально было ясно что к изменениям картины волнового поля будут иметь отношение воздействие парогравитационного дренажа. А он в свою очередь, вызывает изменение, в первую очередь, температуры, и порового давления, литостатического давления. К тому же все эти свойства могут меняться локально. Эти факты приводят к тому, что плотность системы наблюдения была достаточно плотной на начальном этапе применения парогравитационного дренажа, так как изменения петрофизических свойств пласта незначительны и здесь кинематические аномалии будут небольшими. Если рассматривать динамические аспекты сейморазведочных работ, то здесь можно апериоровать амплитудами отражений от целевой кровли песчаной пачки. Из курса сейморазведки известно, что коэффициент отражения от

границы, при нормальном падении зависит от акустического контраста между двумя слоями. При воздействии на пласт, акустический контраст будет уменьшаться в следствии понижении скоростей продольных волн в пласте коллекторе. По мнению авторов, песчаную пачку при парогравитационном дренаже можно рассматривать как анизотропную среду, так как свойства пласта не будут одинаковы во всех направлениях. Это связано с тем, что при закачке пара в горизонтальную скважину воздействие в первую очередь происходит в начальной зоне паровой камеры. Таким образом среду можно рассматривать как горизонтальную изотропнопоперечную. Из этого следует вывод что при планировании сейсморазведочных работ необходимо учитывать горизонтальную зональность в интересующей нас толще, так как кинематические и динамические свойства упругих волн будут зависеть от азимута системы наблюдения относительно направления зональности паровой камеры. Эти явления сводятся к переходу от обыкновенного AVO к азимутальному. Немаловажную роль будет играть и вертикальная и горизонтальная разрешающие способности сейсморазведки, что будет прямым способом влиять на стоимость мониторинговых сейсморазведочных работ на месторождении. В условиях нынешних цен на нефть, этот вопрос весьма важный и существенный, который необходимо тщательно рассматривать и изучать. То есть при планировании мониторинговых работ необходимо тщательно изучать геологическое строение, литологию, петрофизические свойства пластов и исходя из этого рассматривать различные варианты работ при этом ища компромисс между информативностью работ и их стоимостью.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1 Ю.Н. Воскресенский. Изучение изменений амплитуд сейсмических отражений для поисков и разведки залежей углеводородов.
- 2 Н.В. Шалаева. AVO-анализ: физические основы возможности и ограничения.
- 3 Аки К., Ричардс П. Количественная сейсмология. Т.1, - М., Мир, 1983, с. 519.
- 4 Shuey R. T. A simplification of the Zoeppritz equations. - Geophysics, 1985, v. 50, p.p. 609-614.
- 5 Т.И. Чичинина, И.Р. Оболенцева, Г.А. Дугаров. Критический анализ теоретических основ модели разрыва смещений для сред с ориентированными трещинами.
- 6 Thomsen L. Weak elastic anisotropy // Geophysics. 1986. V. 51. P. 1954–1966.
- 7 Schoenberg M. Elastic wave behavior across linear slip interfaces // J. Acoust. Soc. Amer. 1980.
- 8 Schoenberg M. Reflection of elastic waves from periodically stratified media with interfacial slip // Geophys. Prosp. 1983.
- 9 Bakulin A., Grechka V., Tsvankin I. Estimation of fracture parameters from reflection seismic data – Part I: HTI model due to a single fracture set // Geophysics. 2000a. V. 65. P. 1788–1802.
- 10 Е.И. Гальперин. Вертикальное сейсмическое профилирование: опыт и результаты. – М.: Наука, 1994.
- 11 Rüger A. Variation of P-wave reflectivity with offset and azimuth in anisotropic media. - Geophysics, 1998, v. **63**, N 3, p.p. 935-947.
- 12 Rüger A., Tsvankin I. Using AVO for fracture detection: basis and practical solutions. - The Leading Edge, 1997, v. **16**, N 10, p.p. 1429-1434.
- 13 Я. В. Мендрий АТРИБУТНЫЙ АНАЛИЗ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХПРИ КАРТИРОВАНИИ ЗОН ТРЕЩИНОВАТОСТИ

- 14 Физические основы сейсмического метода. Отв. ред. А.В. Николаев, И.Н. Галкин. –М.: Наука, 1991. – 240 с.
- 15 Clayerbout J.F. Fundemantal of geophysical data processing. – New York: Mc- Graw-Hill, 1976.
- 16 Хромова И.Ю. Технология построения цифровой сейсмической модели. – М.: 2007,Lendmark МГУ. – 384 с.
- 17 Yilmaz Oz. Seismic Data Analysis. Tulsa: Society of Exploration Geophysicists. – 2001. – 1000 p.; 2. – 1000 p.
- 18 Furumura T., Kennet B., and Takenara H. Parallel 3-D pseudospectral simulation of elastic wave propagation // J. Geophys. – 1998. – 63. – P. 279–288.
- 19 Cerveny V. Ray synthetic seismograms for complex two-dimensional and three- dimensional structures // J. Geophys. – 1985. – 58. – P. 2–26.
- 20 Бабич В.М. Лучевой метод вычисления интенсивностей волновых фронтов в упругой неоднородной анизотропной среде // Вопросы динамической теории распространения сейсмических волн – Л.: Изд-во Ленингр. гос. ун-та, 1961. – 5. – С. 39–56.
- 21 Kostyukevich A.S., Starostenko V.I. and Stephenson R.A. The full-wave images of the models of the deep lithosphere structures constructed according to DSS and CDP data interpretation // Геофизический журнал. – 2000. – 22. – С. 96–98.
- 22 Satinder Chopra. Seismic Elastic Modelling. – CSEG National Convention. – 2005. – P. 424–428.
- 23 Cerveny V., Hron F. The ray series method and dynamic ray tracing system for three-dimensional inhomogeneous media // Bulletin of the Seismological Society of America. – 1980. – 70. – P. 40–47.
- 24 Rawlinson N., Hauser J. and Cambridge M. Seismic ray tracing and wavefront tracking in laterally heterogeneous media. Advances in Geophysics. – 2007. – 49. – P. 203–267.
- 25 Saeger E. and Bohlen T. Finite-difference modelling of viscoelastic and

- anisotropic wave propagation using the rotated staggered grid. *Geophysics*. – 2004. – 69. – P. 583–591.
- 26 Сегерлинд Л. Применение метода конечных элементов. – М.: Мир, 1979.
- 27 Finite-difference calculation of travel times / J. E. Vidale: *Bull. Seis. Soc. Am.* – 1988. – 78. – P. 2062–2076.
- 28 Роганов Ю.В. 3D eikonal solver in tilted TI media. 68th EAGE Conf., Vienna, 12–15 June 2006.
- 29 Гилл Ф., Мюррей У., Райт М. Практическая оптимизация: Пер. с англ. – М.: Мир, 1985.
- 30 Коломиец А.В. Совместное использование скважинных и сейсмических данных при создании скоростной модели геологической среды в пакетах Tesseral-2D и Tesseral Pro // Проблеми програмування. – 2008. – № 2-3. – С. 679–684.
- 31 <http://www.tesseral-geo.com>
- 32 Успенский Б.В., Валеева Н.Ф.. Геология месторождений природных битумов Республики Татарстан. - Казань: Изд-во ООО «ПФ Гарт», 2008. - 347 с.
- 33 Степанов А.В., Ситдиков Р.Н. О возможности использования малоглубинной сейсморазведки при детализации строения залежей сверхвязкой нефти на этапе их разведки в условиях западного склона Южно-Татарского свода // Нефтяное хозяйство. 2014. № 10. С. 40-43.
- 34 Степанов А.В. О статистическом прогнозировании скоростей в ВЧР по данным ГИС вдоль широтного сейсмического регионального профиля Татарстана. // Вопросы геолого-геофизических исследований Татарстана и сопредельных областей: Сб. науч. Трудов. - 1991. Казань: Изд-во Казанского ун-та. - С. 87-98.
- 35 Тиханов П.М., Баринов И.А. Битум и озокерит. // Геофизические методы поисков и разведки неметаллических полезных ископаемых. 1984. – М.: Недра. - С.63-68.
- 36 Руководство пользователя ArcGIS. Copyright © 1995-2013 Esri.

- 38 Метод преломленных волн/ А.М. Епинатьева, Г.М. Голошибин, А.М. Литвин и др. М.: Недра 1990. – 297 с.
- 39 Макаревич, В.Н. Ресурсный потенциал тяжелых нефтей Российской Федерации: перспективы освоения [Текст] / В.Н. Макаревич, Н.И. Искрицкая, С.А. Богословский // Нефтегазовые технологии. Теория и практика. –М.: 2010. -Т. 5. № 2. - С. 1-13.
- 40 Хисамов, Р.С, Геология и освоение залежей природных битумов республики Татарстан [Текст] / Р.С. Хисамов, Н.С. Гатиятуллин, И.Е. Шаргородский, Е.Д. Войтович, С.Е Войтович. – Казань: «Фэн» Академии наук РТ, 2007.- 295 с.
- 41 Эллерн, С.С. Строение и перспективы битумоносности казанских отложений центральной части Закамской Татарии и смежных областей // Пути повышения эффективности подготовки новых запасов нефти на месторождениях Татарии. - Альметьевск, - 1985. –С. 23-24.
- 42 Игнатьев, В.И. Формирование Волго-Уральской антеклизы в пермский период.- Казань: Изд-во Казанского ун-та, 1976. – 256 с.
- 43 Батурина, В.П. Литолого-палеогеографическое исследование уфимских отложений юго-восточной Татарии и соседних районов. –М. Тр. Института нефти АН СССР, 1954. Т.3, - С.107-130.
- 44 Тихвинский, И.Н. Карст и элювиально-делювиальные образования нижнепермских отложений // Геология и генезис месторождений горнохимического сырья.- Казань. 1971. - С.153-160.
- 45 Хисамов, Р.С. Нефтебитумоносность пермских отложений Южно-Татарского свода и Мелекесской впадины [Текст] / Р.С. Хисамов, И.Е. Шаргородский, Н.С. Гатиятуллин // Под ред. Р.С. Хисамова. Казань: Фэн, 2009. - 431 с.
- 46 Войтович, Е.Д. Тектоника Татарстана [Текст] / Е.Д. Войтович, Н.С. Гатиятуллин. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 2003. – 132 с.

- 47 Хачатрян, Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы.- М., 1979. - 171 с.
- 48 Якимова-Фукс, И.А. Перспективы нефтебитумоносности нижнепермских отложений Южно-Татарского свода: дис. канд. геол.-минер. наук. 2007. - 142 с.
- 49 Нечаев, А.В. Геологические исследования Северной части Самарской губернии [Текст] / А.В. Нечаев, А.Н. Замятин.- Тр. Геологического комитета, Новая серия, 1913, вып. 84,- 207 с.
- 50 Ноинский, М.Э. Краткий очерк изучения недр Татарской республики [Текст] / Геология и полезные ископаемые в Татарской республике. - Казань, 1932- С.7-25.
- 51 Батурина, В.П. Литолого-палеогеографическое исследование уфимских отложений юго-восточной Татарии и соседних районов. -М. Тр. Института нефти АН СССР, Т.3, 1954. - С.107-130.
- 52 Батурина, В.П. Петрографический анализ геологического прошлого по терригенным компонентам. - М., 1947. -338 с.
- 53 Акишев, И.М. Условия и время формирования залежей нефти на территории Татарской АССР // Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа Волго-Уральской области. - М., 1979. - С.136-146.
- 54 Акишев, И.М. Вероятные источники образования и основные факторы преобразования пермских залежей нефти в битумные на примере месторождений Татарии [Текст] / И.М. Акишев, Ф.С. Гилязова // Нефтеносность Татарской АССР и методика поисковых работ. - Бугульма. Тр. ТатНИПИнефть. Вып.56., 1985.- С.127-131.
- 55 Гилязова Ф.С. Особенности геологического строения и закономерности размещения залежей природных битумов в уфимских отложениях Мелекесской впадины и сопредельных склонов Южно-Татарского свода: Автореф. Дис.канд. геол.-мин. наук. -М.: ИГиРГИ, 1994. -26с.
- 56 Успенский Б.В. Научно-методические основы поиска, разведки и

- освоения природных битумов: дис. докт. геол.-мин. наук. Казань: КГУ, 2005. - 277 с.
- 57 Твенгофел У.Х. Учение об образовании осадков. - Л., 1932. -916 с.13
- 58 Успенский, Б.В. Геолого-геохимические основы освоения битумных месторождений Среднего Поволжья [Текст] / Б.В. Успенский, А.З. Бадамшин, Г.А. Ильина, Н.П. Лебедев // Под ред. Э.З. Бадамшина. Казань: Изд-во КГУ, 1988. - 146 с.
- 59 Виноходова, Г.В. О строении нижней части казанского яруса востока Мелекесской впадины [Текст] / Г.В. Виноходова, С.С. Эллерн // Геология и геохимия нефти и природных битумов. – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 1985. – С.8-25.
- 60 Виноходова, Г.В. Строение нижней части казанских отложений Южной Татарии и прилегающих областей в связи с оценкой их битумоносности [Текст] / Г.В. Виноходова, С.С. Эллерн // Геология и геохимия нефтеносных отложений – Казань: Изд-во Казанского ун-та, 1987. – С.96-113.
- 61 Грачевский, М.М. Корреляция разнофациальных толщ при поисках нефти и газа. – М.: Недра, - 1976. – 234 с.
- 62 Четалов, Г.А. Петрографическая классификация доломитов. // Докл. Болг. АН, 1972, 25, № 1.- С.103-106.
- 63 Lindholm, R.C. Detrital dolomite on Onondaga Limestone (Middle Devonian) of New York: its implications to the «dolomite question» // Bull. Amer. Petrol. V.53, №53, 1969. - Р. 1035-1042.
- 64 Kahle, C.F. Possible roles of clay minerals in formations of dolomite.// J. Sediment, Petrol., v. 35 №2, 1965. - Р. 448-453.
- 65 Теодорович, Г.И. Карбонатные фации нижней перми - верхнего карбона Урало-Волжской области. // Материалы к познанию геологического строения СССР.- М.: Изд. МОИП. Новая серия. Вып. 13 (17), 1949. - 304 с.
- 66 Aharon, P. Dolomitization of atolls by sea water convection flow: test of a

- hypothesis at niue, south pacific [Text] / P. Aharon, R.A. Socki, L. Chan // I. Geology, 1987. v.95 №2, - P. 187-203.
- 67 Machel, H.G. Chemistry and environments of dolomitization / H.G. Machel, E.W. Mountjoy // Earth Science Review, 1986. v. 23, - P. 175-222.
- 68 Budai, J.M., Burial dedolomite in the Mississippian Madison Limestone, Wyoming and Utah thrust belt [Text] / J.M. Budai, K.C. Lohmann, R.M. Owen // Journal of Sedimentary Petrology, 1984. v. 54, p. 276-288.
- 69 Аксенов, А.А., Зоны битумонакопления СССР [Текст] / Аксенов А.А., Жабрева П.С., Колесникова Н.В. // . – М.: Наука, 1986. – 120 с.
- 70 Неручев, С.Г. Главная фаза газообразования - один из этапов катагенетической эволюции сапропелевого рассеянного органического вещества [Текст] / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, Л.Н. Капченко // Геология и геофизика, 1973, № 10,- С. 14-16.
- 71 Максимов, С.П. К вопросу формирования пермских залежей нефти Урало-Волжской нефтегазоносной области.- Нефтяное хозяйство, 1955. № 10, - С.45-52.
- 72 Ильясова, А.С. Об органическом веществе в породах лингуловой толщи нижнеказанских отложений Татарии.- Изв. КФАН СССР. Сер. геол., № 3, 1955. - С.85-89.
- 73 Лебедев, Н.П. О происхождении битумов в пермских отложениях Мелекесской депрессии. [Текст] / Н.П. Лебедев, В.И. Троепольский, С.С. Эллерн // Вопросы геологии и нефтеносности Среднего Поволжья. – Вып. II–III. - Казань: Изд-во Казанского ун-та, 1970. - С.224–230.
- 74 Гольдберг, И.С. Вопросы классификации, образования и размещения скоплений битумов [Текст] / И.С. Гольдберг, Г.Т. Юдин // Геология битумов и битумовмещающих пород. - М., 1979. – С.15-20.
- 75 Курбский, Г.П. О составе природных битумов и нефти палеозоя Татарской АССР и их вероятных генетических взаимосвязях [Текст] / Г.П. Курбский, В.И. Троепольский, В.В. Абушаева // Природные битумы - дополнительный источник углеводородного сырья. - М., 1984. - С.102-

- 76 Макарова, Т.В. Пермские отложения центральных областей Русской платформы. - Л., 1957. - 123 с.
- 77 Наливкин, В.Д. Основные условия генерации и аккумуляции нефти и газа [Текст] / В.Д. Наливкин, М.М. Алиев. - М., 1978. - 141 с.
- 78 Конторович, А.З. К методике изучения истории залежи нефти и газа [Текст] / А.З. Конторович, А.А. Трофимук.- Геология нефти и газа, 1973, № 7, с. 18-24.
- 79 Тиссо, Б. Образование и распространение нефти [Текст] / Б. Тиссо, Д. Вельте.- М., 1961.-501 с.
- 80 Лопатин, Н.В. Геологические факторы катагенеза углей [Текст] / Н.В. Лопатин, Н.Х. Бостик // В кн.: Природа органического вещества современных и ископаемых осадков.- М., 1973. - С.79-90.
- 81 Гроссгейм, Д. А Палинология на службе нефтяной и региональной геологии: Автореф. дис... канд. геол.-минералог. наук. Казань, 1963. - 28 с.
- 82 Троепольский, В.И. Геологическое строение и нефтеносность Аксубаево-Мелекесской депрессии [Текст] / В.И. Троепольский, С.С. Эллерн. - Казань: Изд-во Казанского ун-та, 1964. - 658с.
- 83 Троепольский, В.И. К вопросу об условиях формирования и разрушения углеводородных скоплений в Волго-Уральском бассейне [Текст] / В.И. Троепольский, С.С. Эллерн // Современные проблемы геологии нефти и газа.- М., 1978. - С.172-179.
- 84 Максимов, СП. Закономерности размещения и условия формирования залежей нефти и газа. - М., 1964. - 486 с.
- 85 Хачатрян, Р.О. Тектоническое развитие и нефтегазоносность Волжско-Камской антеклизы.- М., 1979. - 171 с.
- 86 Кафичев, В.Г. Условия миграции нефти в пределах Татарского свода и Мелекесской депрессии.- Геология нефти и газа, № 8, 1984. - С.14-17.
- 87 Курбский, Г.П. составе природных битумов и нефтей палеозоя Татарской

АССР и их вероятных генетических взаимосвязях [Текст] / Г.П. Курбский, В.И. Троепольский, В.В. Абушаева // Природные битумы - дополнительный источник углеводородного сырья. - М., 1984. - С.102-106.