

ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ
ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
КАЗАНСКИЙ (ПРИВОЛЖСКИЙ) ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
ИНСТИТУТ ГЕОЛОГИИ И НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

На правах рукописи

ПЛАТОВ БОРИС ВИКТОРОВИЧ

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ТОЛЩИНЫ МАЛОМОЩНЫХ
ПЛАСТОВ ПО СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫМ ДАННЫМ
(НА ПРИМЕРЕ ТУЛЬСКО-БОБРИКОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН)**

Специальность 1.6.9 – Геофизика

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени

кандидата технических наук

Научный руководитель:
доктор геол.-минерал. наук,
профессор Нургалиев Д.К.

Казань – 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ГЛАВА 1. АНАЛИЗ РАЗРЕШАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ПОД ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ МАЛОМОЩНЫХ ПЛАСТОВ (ОБЗОР).....	10
1.1. Вертикальная разрешающая способность сейсморазведки	10
1.2. Актуальность повышения разрешающей способности сейсморазведки.....	17
1.3. Классификация методов повышения разрешающей способности сейсморазведки .	19
1.4. Обзор технологий возбуждения и регистрации сейсмических сигналов для увеличения разрешающей способности сейсморазведки	20
1.5. Обзор методов обработки сейсмических сигналов для увеличения разрешающей способности сейсморазведки	31
1.6. Обзор методов интерпретации сейсмических сигналов для увеличения разрешающей способности сейсморазведки	36
1.7. Применение нейронных сетей для решения геологических задач	44
1.8. Дискретизация сейсморазведочных данных.....	52
Выводы по главе 1	54
ГЛАВА 2. ОБЪЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ	56
2.1. Литология и стратиграфия	56
2.2. Тектоника.....	57
2.3. Нефтегазоносность	60
2.4. Палеоврезы на территории Республики Татарстан	63
2.5. Сейсмогеологические и петрофизические характеристики исследуемого разреза ..	72
2.5.1. Сейсмогеологическая характеристика разреза	72
2.5.2. Петрофизические свойства исследуемых пластов	75
Выводы по главе 2	77
ГЛАВА 3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ	78
3.1. Исходные данные.....	78
3.2. Интерпретация каротажных данных.....	79
3.3. Параметры полевой регистрации сейсморазведочных данных	86
3.4. Параметры обработки сейсморазведочных данных	88
3.4.1. Граф обработки сейсморазведочных данных на месторождении Б.....	88
3.4.2. Граф обработки сейсморазведочных данных на месторождении А.....	89

3.4.3. Анализ результатов обработки сейсмических сигналов по месторождению Б и месторождению А.....	91
3.5. Сейсмостратиграфическая привязка отражений	91
3.5.1. Сейсмостратиграфическая привязка отражений на месторождении Б.....	91
3.5.2. Сейсмостратиграфическая привязка отражений на месторождении А.	93
3.6. Трассировка отражений.....	94
3.7. Параметры сейсмических данных по исследуемым территориям.....	96
3.8. Обзор специализированного программного обеспечения, использованного при расчетах.....	98
Выводы по главе 3	99
ГЛАВА 4. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ТОЛЩИНЫ МАЛОМОЩНОГО ПЛАСТА.....	100
4.1. Построение карт мощностей	100
4.2. Метод схождения.....	100
4.3. Расчет мощности по данным сейсмических атрибутов	101
4.4. Сейсмо моделирование.....	107
4.5. Расчет мощности методом применения классификации по форме сигнала.....	110
4.6. Предлагаемый оптимальный алгоритм расчета эффективных толщин.....	116
4.7. Методы оценки результатов.....	120
Выводы по главе 4	121
ГЛАВА 5. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ	122
5.1. Месторождение Б.....	122
5.1.1. Оценка результатов для Месторождения Б	125
5.2. Месторождение А	129
5.2.1. Оценка результатов для Месторождения А	131
5.3. Анализ результатов и обсуждение	136
5.4. Анализ достоверности результатов.....	141
Выводы по главе 5	151
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	152
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	154

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность темы исследования

Добыча нефти и газа является одним из основных источников доходов федерального бюджета России в 2020-х годах. Однако поддержание текущего уровня добычи возможно только с применением современных технологий. В Республике Татарстан накоплен значительный опыт применения инновационных технологий поиска и добычи нефти, который позволил добыть свыше 3 млрд т нефти к 2014 году и стабилизировать добычу на этом уровне [Муслимов, 2014]. К основным источникам восполнения запасов можно отнести:

- повышение эффективности геологоразведочных работ на территории действующих нефтепромыслов в пределах лицензионных участков Республики Татарстан;
- повышение коэффициента нефтеизвлечения;
- вовлечение в освоение нижележащих горизонтов разрабатываемых месторождений;
- освоение ресурсов и запасов высоковязких тяжелых нефтей;
- геологическое изучение и оценку нетрадиционных коллекторов («доманикитов» и высоковязких нефтей (ВВН)) [Справка о состоянии и перспективах использования..., 2021].

Повышение эффективности геологоразведочных работ на территории действующих нефтепромыслов включает поиск пропущенных интервалов [Архипов и др., 2012] и уточнение запасов по данным сейсморазведки [Екименко, 2008]. Данные задачи требуют поиска новых подходов к уточнению строения нефтеносных пластов и более точного определения их толщины.

Проблема определения мощности продуктивных отложений имеет принципиальную важность при картопостроении. Точные значения мощностей необходимы для подсчета запасов нефтяных и газовых месторождений, определения параметров геологических объектов, проектирования положения бурящихся горизонтальных скважин, определения оптимальных параметров гидрогазрыва пласта (ГРП).

Для оценки толщины пластов в межскважинном пространстве применяют данные 3D сейсморазведки. Однако ввиду ограниченной вертикальной разрешающей способности сейсморазведочных данных оценка толщин маломощных отложений (менее четверти длины волны) является трудновыполнимой задачей [Widess, 1973].

Некорректное определение толщины маломощных пластов приводит к:

- неверному подсчету запасов (завышенному или заниженному);
- сложностям в планировании разработки месторождения;
- ошибкам при бурении горизонтальных скважин [Хисамов и др., 2018].

Точная информация о толщинах маломощных пластов необходима при планировании гидрогазрыва пластов. В случае проведения ГРП в пластах малой мощности существует риск

возникновения трещин, пересекающих покрывку или касающихся водонефтяного контакта (ВНК). Такие ситуации могут привести к быстрому обводнению скважин [Малышев и др., 1997; Усачев, 1986; Имангалиева, 2007].

При проектировании геометрии горизонтальных скважин необходимо учитывать изменения толщин маломощных пластов. Чем меньше толщина пласта, тем выше риск выхода скважины из продуктивной части пласта в процессе бурения, что ухудшает ее эксплуатационные характеристики. При проведении скважины необходимо выбирать области с наибольшей толщиной продуктивных отложений [Иванова, Хисматуллин, Важенин, 2022; Горбань, Керусов, Шилкин, 2017; Хисамов и др., 2017].

Еще одной важной задачей является определение параметров маломощных геологических объектов с переменной толщиной. На территории Республики Татарстан примером таких объектов могут быть визейские палеоврезы. В данных геологических образованиях сосредоточены значительные запасы нефти; их выделение и определение свойств необходимы для оптимальной разработки месторождений [Валеева, Баранова, Успенский, 2014; Ларочкина и др., 2010]. Толщины данных объектов изменяются в широком диапазоне, часто на пределе вертикальной разрешающей способности сейсморазведочных данных.

Целью диссертационного исследования является разработка методики оценки толщины маломощных пластов по данным сейсморазведки, оценка точности и достоверности метода для конкретного геологического объекта (тульско-бобриковских отложений Республики Татарстан).

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

1. Проведение обзора существующих методов оценки толщины маломощных пластов;
2. Выбор объекта исследования. Оценка параметров объекта по скважинным данным (мощность пласта, геофизические характеристики) и по данным 3D-сейсморазведки. Интерпретация геолого-геофизической информации. Подбор сейсмических атрибутов, наиболее пригодных для оценки толщины пласта на пределе разрешающей способности сейсморазведки;
3. Создание и апробация новой методики оценки толщины маломощных пластов (на пределе разрешающей способности сейсморазведки);
4. Оценка точности определения эффективных толщин маломощных пластов при помощи сейсмических атрибутов, классификации по форме сейсмотрасс и применения машинного обучения;
5. Оценка достоверности прогноза эффективных толщин.

Предмет исследования – определение толщины маломощных пластов (на пределе разрешающей способности сейсморазведки) по результатам интерпретации 3D сейсморазведочных данных и оценка достоверности прогноза.

Объект исследования – продуктивные отложения бобриковско-радаевского возраста двух месторождений Республики Татарстан, представленные терригенными породами (песчаниками и глинами). Исследуемые отложения осложнены визейскими палеоврезами, в которых наблюдается значительное увеличение как общей толщины интервала, так и эффективной толщины коллектора.

Согласно расчетам, в терригенных отложениях нижнего карбона содержится до 10% всех разведанных запасов Ромашкинского месторождения. Аналогичные оценки получены для других месторождений Юго-Востока Татарстана [Нефтегазоносность Республики Татарстан, 2007, т. 1]. На отложения бобриковско-радаевского возраста приходится порядка 15% всех месторождений Республики Татарстан [Хисамов и др., 2010].

По объектам исследований были подготовлены данные глубокого бурения, каротажные данные по всем доступным скважинам, данные 3D сейсморазведки.

Методы исследования

Для достижения цели диссертационного исследования и решения поставленных задач использовались следующие методы:

1. Интерпретация каротажных данных для выделения эффективных толщин продуктивных отложений;
2. Атрибутивный анализ сейсмического сигнала (расчет частотных сейсмических атрибутов);
3. Классификация сейсмического сигнала по форме сейсмотрасс для прогноза эффективных толщин;
4. Применение методов машинного обучения:
 - линейная регрессия от частотных сейсмических атрибутов (монократная компонента 50 и 60 Гц);
 - метод ближайшего соседа (на основе карт Кохонена);
 - нейронная сеть с архитектурой многослойного персептрона (MLP);
 - алгоритм «случайный лес» (Random Forest);
 - модель Колмогорова для нейронных сетей;
5. Оценка достоверности прогноза эффективных толщин при помощи:
 - анализа распределений эффективных толщин в скважинах и прогнозных картах;
 - анализа среднеквадратичных отклонений реализаций прогнозных карт;
 - параметра Simularity.

Научная новизна

Разработана новая методика расчета толщины маломощных пластов на пределе разрешающей способности сейсморазведки с применением алгоритмов машинного обучения. Методика заключается в применении седиментационных слайсов сейсмических атрибутов для обучения алгоритмов машинного обучения и прогноза эффективных толщин.

Установлено применение классификации по форме сейсмического сигнала для расчета эффективных толщин на пределе разрешающей способности и определены ее оптимальные параметры расчета.

Разработана методика оценки достоверности прогнозов эффективных толщин по анализу распределений эффективных толщин в скважинах и прогнозных картах, анализу среднеквадратичных отклонений реализаций прогнозных карт и параметру Similarity.

Практическая значимость работы

Применение методов машинного обучения для оценки эффективной толщины маломощных пластов позволяет снизить величину среднеквадратичной ошибки в 1,5 – 2 раза по сравнению с линейной регрессией от сейсмических атрибутов.

Методика оценки достоверности прогноза эффективных толщин по анализу распределений эффективных толщин в скважинах и прогнозных картах, анализу среднеквадратичных отклонений реализаций прогнозных карт и параметру Similarity позволяет уменьшить вероятность ложных прогнозов.

Показано, что подробные сведения об эффективной толщине необходимы для подсчета запасов, проектирования ГРП, бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин.

Положения, выносимые на защиту

1. Методика расчета карт эффективных толщин, основанная на применении седиментационных слайсов сейсмических атрибутов и обучении алгоритмов машинного обучения, позволяет определить эффективную толщину на пределе разрешающей способности сейсморазведки.

2. Методика расчета карт эффективных толщин, основанная на классификации по форме сейсмического сигнала, обладает большей среднеквадратичной ошибкой, чем методы, основанные на седиментационных слайсах и алгоритмах машинного обучения.

3. Методика оценки достоверности прогноза эффективных толщин на пределе разрешающей способности сейсморазведки, основанная на анализе распределений сейсмических атрибутов, среднеквадратичных отклонений и параметра Similarity, позволяет повысить надежность прогноза и исключить ложные аномалии.

Личный вклад автора

Автор выполнил теоретические исследования ограничений разрешающей способности сейсморазведки. Разработал методику расчета карт эффективных толщин, основанную на применении седиментационных слайсов сейсмических атрибутов и обучении алгоритмов машинного обучения. Определил оптимальные параметры методики расчета карт эффективных толщин, основанные на классификации по форме сейсмического сигнала. Разработал методику оценки достоверности прогноза эффективных толщин на пределе разрешающей способности сейсморазведки на основе анализа распределений сейсмических атрибутов, среднеквадратичных отклонений и параметра Similarity. Выполнил комплексную интерпретация сейсморазведочных данных на двух площадях исследований и опробование разработанных методик.

Апробация работы и публикации. Диссертационное исследование рассмотрено, обсуждено и одобрено на заседании кафедры геофизики и геоинформационных технологий Института геологии и нефтегазовых технологий Федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Казанский (Приволжский) федеральный университет».

Основные научные положения и практические результаты диссертации опубликованы в 8 научных работах, 3 из которых – в ведущих рецензируемых журналах, рекомендованных ВАК РФ для защиты диссертаций, 5 – в журналах, индексирующихся в международной базе научного цитирования Scopus. При подготовке данной работы были проведены выступления на 5 конференциях с докладами: Научно-практическая конференция «Проблемы поиска и разведки нетрадиционных запасов из нетрадиционных коллекторов» (2017); Международная научная конференция SGEM (2018, 2019); Международная научно-практическая конференция «Kazan Golovkinsky Stratigraphic Meeting» (2019); Научно-практическая конференция «Красноярск – 2024. Сейсморазведка в Сибири и за ее пределами» (2024), Международная конференция «First Artificial Intelligence & High-Performance Geophysics Workshop» (2026).

По теме диссертационной работы автором было прочитано 4 курса лекций студентам и аспирантам Китайского нефтяного университета (г. Циндао) 10 мая 2023 года, 1 июля 2024 года, 1 июля 2025 года, 8 января 2026 года. По теме диссертации проведен курс лекций для студентов и аспирантов университета Юникамп (Кампинас, Бразилия) 15 мая 2026 года.

Структура и объем диссертации обусловлены ее целью и задачами. Исследование состоит из введения, пяти глав и заключения. В работе содержится иллюстративный материал: 134 рисунка, 9 таблиц, список литературы, включающий 279 наименований.

Благодарности

Автор глубоко признателен научному руководителю, доктору геолого-минералогических наук, профессору Данису Карловичу Нургалиеву за помощь в постановке задач исследования и общее руководство работой. Выражает благодарность Айнуру Илгизаровичу Кадинову за ценные советы и постоянное внимание, Юлии Витальевне Багмановой, сотрудникам НОЦ ТРИЗ и кафедры геофизики и геоинформационных технологий за консультации и критические замечания при обсуждении результатов на всех этапах исследований, Ильдусу Адгамовичу Чукмарову за создание условий для написания данной работы, сотрудникам ООО «ТНГ-Групп» и лично Игорю Вадимовичу Устимову за ценные советы по выполнению работы.

ГЛАВА 1. АНАЛИЗ РАЗРЕШАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ПОД ЗАДАЧИ ИССЛЕДОВАНИЯ МАЛОМОЩНЫХ ПЛАСТОВ (ОБЗОР)

Я знаю, что я ничего не знаю, – говорил Сократ. – Но люди воображают, будто они что-то знают, а оказывается, что они не знают ничего. Вот и получается, что, зная о своем незнании, я знаю больше, чем все остальные.

[Платон. Апология Сократа]

1.1. Вертикальная разрешающая способность сейсморазведки

Сейсморазведочные данные широко используются в нефтяной геологии при поисках и разведке месторождений нефти и газа, при этом сейсморазведка является одним из основных методов [Екименко, 2008].

Стандартная интерпретация, заключающаяся в трассировке отражений и построении структурных карт, не позволяет полностью извлечь полезную информацию из сейсморазведочных данных. По этой причине получили развитие различные направления интерпретации сейсмических данных.

Атрибутивный анализ основан на математических преобразованиях исходной сейсмической записи для получения наиболее релевантной информации. Широко используется для выделения объектов, изменяющих сейсмическую запись: разломов, выклиниваний, палеорусел, органогенных построек и др. [Chopra, Marfurt, 2005; Chopra, Marfurt, 2016; Randen et al., 2000; Xia et al., 2015; Williamson et al., 2003].

AVO (amplitude versus offset) анализ. Базируется на изучении изменения амплитуды отраженной волны в зависимости от угла падения. Применяется для определения характера насыщения пластов, изменения литологического состава пласта и особенностей его залегания [Bacon, Simm, Redshaw, 2007; Хилтерман, 2010].

Сейсмическая инверсия – группа методов математических преобразований сейсмической записи, позволяющих перейти от амплитуд сейсмических отражений к разрезу акустического импеданса [Ампилов и др., 2009; Яковлев, Ампилов, Филиппова, 2011].

Сейсмофациальный анализ. Построен на изучении изменения характеристик сейсмического сигнала и их связи с фациальными обстановками [Ольнева, 2017; Сапрыкин, Ольнева, 2004; Нигмедзянова, Борисов, 2002; Khamidullina et al., 2019a].

Сейсмостратиграфический анализ. Основан на изучении геометрии отражений и нахождении циклов осадконакопления (секвенсов) и выделения фаций в пределах каждого секвенса [Catuneanu, 2006].

Определение трехмерной геометрии коллекторов важно для решения геологических задач, таких, как подсчет запасов нефти и газа. Многие пласты коллектора имеют толщину

меньше сейсмического разрешения. Когда сейсмическая волна достигает отражающей границы (границы изменения акустического импеданса), часть энергии отражается и достигает приемника на поверхности. В пласте отражение происходит как от кровли, так и от подошвы (поскольку на обеих границах происходит изменение акустического импеданса). Для маломощного пласта существует предел толщины, при котором возможно разделение сейсмических волн, отраженных отдельно от кровли и подошвы. Вертикальная разрешающая способность сейсморазведки, таким образом, зависит от толщины пласта и параметров записи сейсмического сигнала [Widess, 1973, Вилмаз, 1986; Кунин, Шейх-Заде, 1993; Neidell, Poggiagliolmi, 1977].

В данной работе под мощностью пласта будет пониматься вертикальная толщина пласта – расстояние между кровлей и подошвой пласта, измеренное по вертикальной линии [Геологический словарь, 1973]. Поскольку в исследуемых отложениях отсутствуют значительные углы падения пластов – будет рассматриваться исключительно вертикальная толщина. Под эффективной толщиной в данной работе понимается суммарная мощность всех прослоев коллекторов в пределах пласта [Нефтегазопромысловая геология, 1983]. Термины «толщина пласта» и «мощность пласта» будут использованы как синонимы.

Одним из первых исследователей, обративших внимание на проблему ограниченности вертикальной разрешающей способности сейсморазведочных данных, был выдающийся американский ученый Моисей Видес (Moses Widess). Он родился в Российской империи, но после революции вместе с семьей переехал в США, где начал свою научную карьеру. Первая модель сейсмического сигнала в зависимости от изменения толщины пласта была предложена Видесом в 1973 г. в статье «How thin is a thin bed?», опубликованной в журнале «Geophysics» и ставшей основополагающей по вопросу вертикального разрешения сейсмических сигналов [Widess, 1973]. Статья имеет более 900 цитирований в международной базе данных научного цитирования «Scopus», что является большим значением для узкоспециализированной темы. Абсолютное большинство исследователей сравнивают свои результаты с результатами Видеса, как с неким эталоном в данном виде исследования.

В своей статье Видес приводит расчеты изменения формы сейсмического сигнала в зависимости от толщины пласта для модельного сейсмического импульса. В его модели присутствует высокоскоростной пласт, помещенный в среду с низкой скоростью прохождения сейсмической волны. Отражения происходят как от кровли пласта (переход от низкого к высокому акустическому импедансу), так и от подошвы пласта (обратный переход от высокого к низкому импедансу). Модель, использованная Видесом (рис. 1).

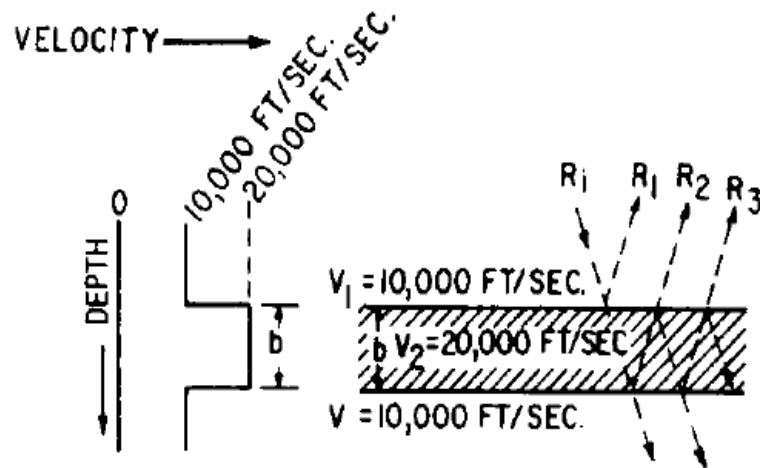


Рисунок 1 - Модель изменения пластовой скорости в модели Видеса [Widess, 1973].

Видес рассчитал, что теоретическая минимальная толщина пласта для формирования отдельных отражений составляет порядка от $1/8$ до $1/4$ длины падающей волны. Разрешающая способность, таким образом, зависит от частоты сигнала и скоростей сейсмических волн в горных породах (рис. 2). При использовании стандартной сейсмической записи (частота 60 Гц, скорость 3000 м/с) длина волны составляет 50 м, а сейсмическое разрешение составляет от $1/8$ до $1/4$ от 50 м, то есть от 6.25 м до 12.5 м. Похожие оценки величины разрешающей способности были получены и другими исследователями, которые указывают на взаимосвязь частоты сейсмического сигнала и его разрешающей способности [Гертнер, Климмер, 1982; Гогоненков, Птецов, 1981].

Еще одной ключевой работой по вычислению вертикальной разрешающей способности является статья «Narrow-band spectral analysis and thin-bed tuning» за авторством К.Д. Marfurt и Р.Л. Kirilin [Marfurt, Kirilin, 2001]. В этой статье авторы рассматривают математические аспекты определения связи амплитуды сейсмического сигнала и его толщины для разных частот.

Развитием модели Видеса занимались многие группы ученых, причем в названиях статей зачастую указывалась отсылка именно на его основополагающую работу. Например «How Thin Is A Thin Bed? An Alternative Perspective» [Zeng, 2009] или «Thin-Beds Seismic Modeling-Beyond Widess» [Al-Otaibi, Hiltermann, 2007]. Результаты Видеса множество раз пересчитывались и перепроверялись. Например, на рисунке 3 приведена модель изменения амплитуды и формы сигнала в зависимости от толщины пласта для формации Джуянг, Китай [Saeed et al., 2020].

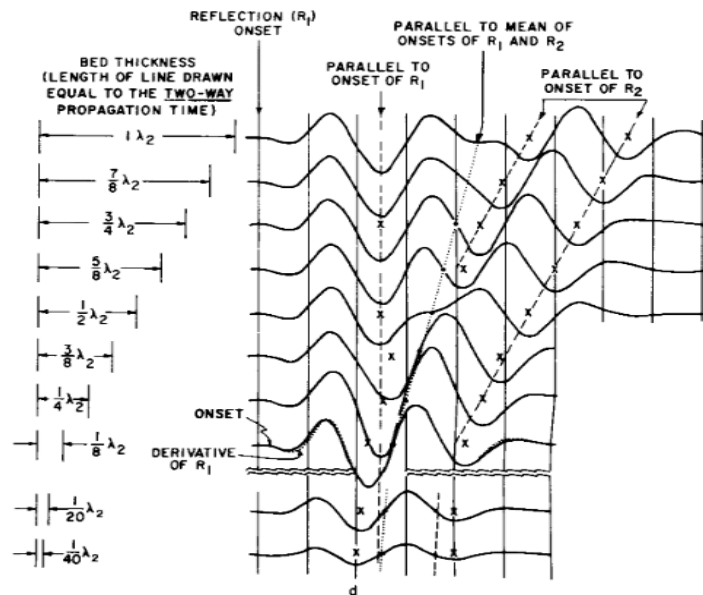


Рисунок 2 - Модель Widess изменения сейсмического сигнала в зависимости от толщины пласта [Widess, 1973]

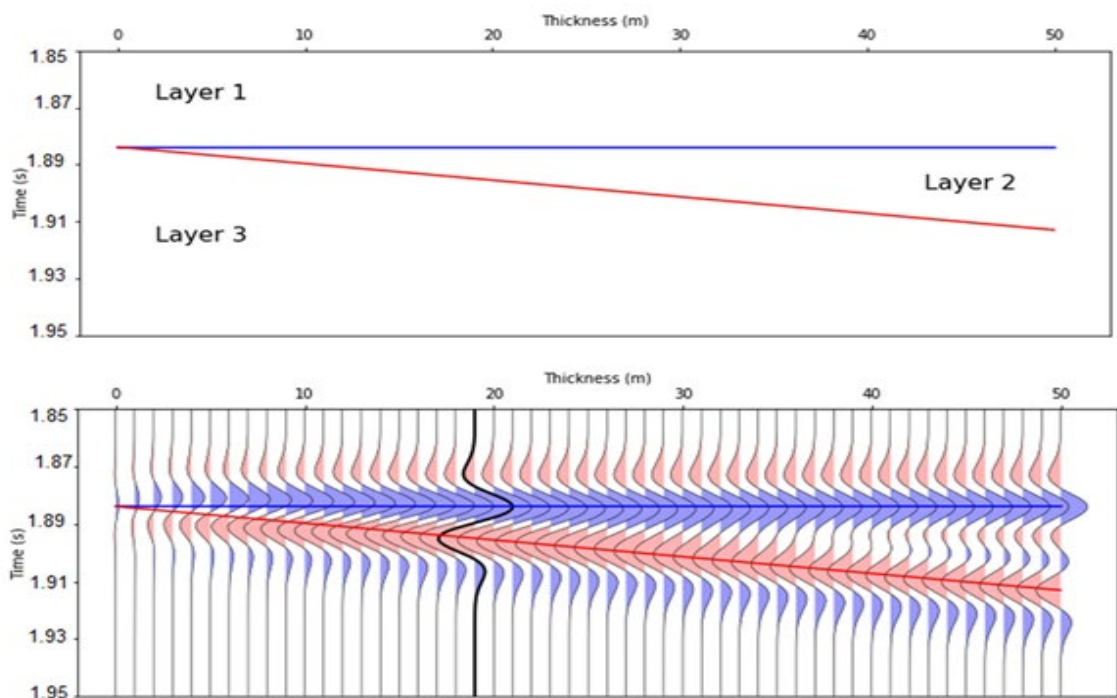


Рисунок 3 - Расчетная модель изменения формы и амплитуды сейсмического сигнала в зависимости от толщины пласта для формации Джуянг, Китай [Saeed et al., 2020]

Более современные расчеты по модели выклинивающегося пласта провел John Castagna из Университета Хьюстона. В своей работе он рассмотрел модели изменения амплитуды сигнала от толщины пласта в зависимости от частоты [Charles, Castagna, 2008]. Методика заключается в разделении общего сигнала на две компоненты: четную и нечетную. Четная компонента имеет одинаковый знак и амплитуду, нечетная – противоположные знаки и одинаковую амплитуду (Рисунок 4).

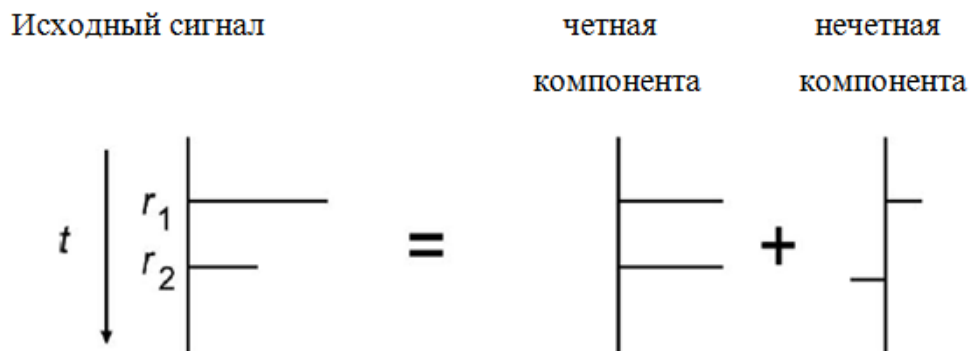


Рисунок 4 - Разделение сигнала на четную и нечетную компоненты [Charles, Castagna, 2008]

После разделения на компоненты проводится расчет моделей для каждой из них, как показано на рисунке 5.

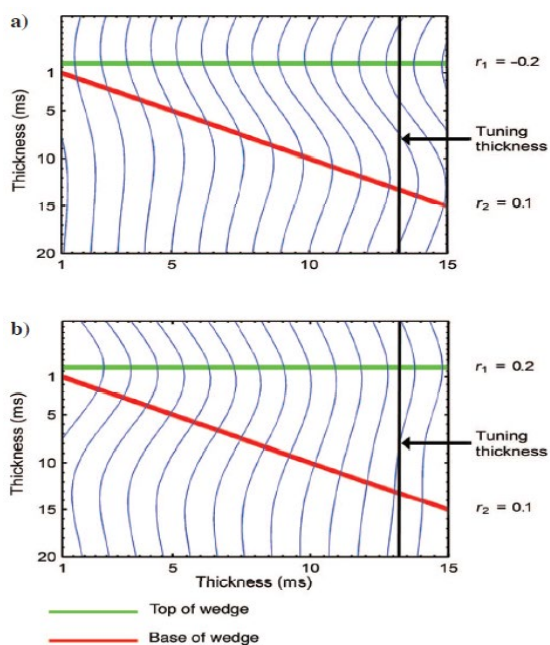


Рисунок 5 - Модели отражений от выклинивающего пласта для четной (а) и нечетной (б) компонент. Модель рассчитана для вейвлета с частотой 30 Гц [Charles, Castagna, 2008]

Применение метода к реальным данным показало корреляцию между расчетной и скважинной толщинами (рис. 6).

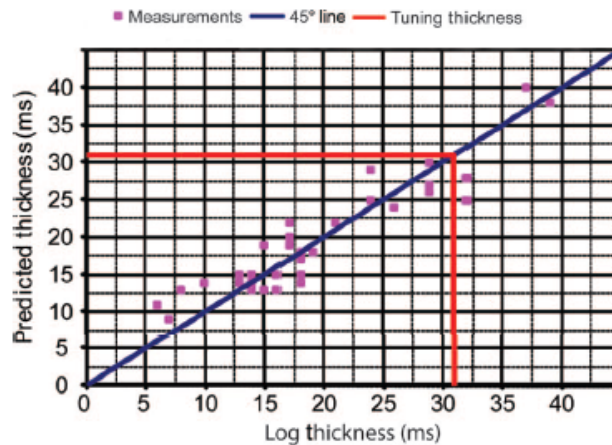


Рисунок 6 - Кросс-плот толщин, рассчитанных из сейсмических данных и полученных по данным каротажа. Красным цветом показана расчетная разрешающая способность сейсмических данных [Charles, Castagna, 2008]

Согласно расчетам Видеса, четверть длины преобладающей волны можно рассматривать в качестве приемлемой оценки вертикальной разрешающей способности, но это не единственный фактор. Кроме этого, влияет качество полученных сейсморазведочных данных и соотношение сигнал/помеха. Стандартная оценка 1/4 длины волны может быть излишне оптимистичной оценкой в случае, когда отражающая способность невелика (из-за незначительной разницы акустических импедансов и отсутствия контрастного отражения).

Преобладающая длина сейсмических волн может быть рассчитана при помощи следующего уравнения [Вилмаз, 1986]:

$$\lambda = \frac{v}{f} \quad (1),$$

где v – скорость, f – преобладающая частота.

В реальной сейсмической записи при наличии помех, некоррелированного шума и сложных геологических условий выделение пластов с толщиной 1/4 длины волны становится проблематичным. Разрешающая способность может существенно ухудшаться [Bacon, Simm, Redshaw, 2007].

Согласно геофизической теории, разрешающая способность сейсморазведки определяется наличием отдельных отражений (сигналов или лепестков импульсов – *wavelet lobes*) от кровли и подошвы тонкого пласта. Это определение не учитывает эффекты изменения амплитуды сигнала в зависимости от толщины пласта. Параметры сейсмической записи (амплитуда, частота, форма сигнала, интервальная скорость) могут использоваться для оценки мощности и пространственного распространения пластов. Во многих стратиграфических ситуациях проблема заключается не в разрешающей способности, а в обнаружении тонких пластов [Вилмаз, 1986].

Ограничение на выделение маломощных пластов следует из выбранной модели среды. При решении структурных задач (построение карт и разломов) интерпретаторы, как правило, ограничиваются моделью абсолютно идеальной упругой среды [Боганик, Гурвич, 2006]. Если рассмотреть экспериментальные исследования по данной теме, то можно обнаружить, что реальные среды не являются идеально упругими. Следовательно, многие важные динамические особенности волнового поля в реальных средах не могут быть объяснены в рамках модели идеально упругой среды.

В своей работе Е.А. Козлов [Козлов, 2006] приводит следующую классификацию упругих сред в сейсморазведке:

I. Сплошные среды:

- однородные изотропные упругие сплошные среды;
- (макро)неоднородные упругие сплошные среды;
- сплошные упругие анизотропные среды;
- сплошные неупругие изотропные среды;

II. Дискретные (несплошные) среды:

- однородные изотропные упругие дискретные среды;
- (макро)неоднородные изотропные упругие дискретные среды;
- однородные анизотропные упругие дискретные среды;
- (макро)неоднородные анизотропные упругие дискретные среды;
- неупругие дискретные среды.

В реальных средах на колеблющиеся частицы среды помимо собственно упругих сил действуют иные силы, например, вызванные теплопроводностью, сухим или вязким трением и иными процессами. Как результат – необратимый переход механической энергии (энергия колебаний частиц среды) в иные виды энергии, такие как тепловая или потенциальная. Среда, в которых происходит такое преобразование энергии, называют поглощающими средами.

В реальных средах скорость распространения поперечных и продольных волн изменяется с частотой (дисперсия скорости). Дисперсия связана с поглощением, слоистостью и другими факторами, обуславливающими неидеальную упругость и неоднородность среды. Частотная дисперсия скорости может иметь как нормальный, так и аномальный характер [Авербух, 1969; Carcione, Herman, Kroode, 2002; Virieux et al., 2012]. При нормальной дисперсии скорость и частота связаны обратно пропорционально. При аномальной дисперсии скорость и частота имеют прямо пропорциональную связь. При изучении закономерностей возникновения дисперсии в поглощающих средах принято использовать различные подходы.

Первый подход основывается на попытке моделирования физических процессов при распространении упругих волн. Существуют теории, исходящие из гипотез упругого последствия, вязкого трения [Авербух, 1982; Кондратьев, 1986]. Общим их недостатком является грубая схематизация и упрощение сложных явлений, происходящих при воздействии частиц в реальных средах.

Другой подход связан с представлением среды в виде линейного фильтра (линейной системы), вносящего искажения в амплитуды и фазы проходящих через него сейсмических колебаний [Авербух, 1969; Боганик, Гурвич, 2006; Дойбель, 1982; Кондратьев, 1986; Лоссовский, 1982]. При этом поглощающая среда рассматривается как линейно-неупругая система, для которой справедлив принцип суперпозиции. Известно, что данный принцип хорошо соблюдается в сейсморазведке, за исключением небольшой по размеру области вблизи источника возбуждения упругих волн [Боганик, Гурвич, 2006]. При таком подходе для многих практических ситуаций удастся значительно проще выявить основные закономерности и связи, существующие между кинематическими и динамическими характеристиками отраженных волн и петрофизическими характеристиками изучаемого геологического разреза. В этом случае не делается никаких предложений о взаимодействии частиц среды при распространении упругих колебаний, что можно признать положительным фактором.

Существует несколько подходов к обнаружению тонких пластов и оценке их толщины при помощи сейсморазведочных данных. Основные из них связаны со следующими факторами:

- 1) параметры регистрации сейсмических сигналов;
- 2) алгоритмы и параметры обработки сейсмического сигнала;
- 3) методики интерпретации сейсморазведочных данных.

Данные подходы будут рассмотрены в соответствующих главах.

1.2. Актуальность повышения разрешающей способности сейсморазведки

Разработка месторождений нефти на территории Республики Татарстан требует повышения разрешающей способности сейсморазведочных данных. На Ромашкинском месторождении в девонский пластах средняя толщина продуктивных отложений изменяется от 6.1 м для пластов «б», до 5.5 м для пластов «а» и 3.3 м для пластов «г» [Абрамов, Петров, Власов, 2015].

Для продуктивных отложений бобриковского горизонта в пределах Южно-Татарского свода характерны средние толщины в пределах 10 м [Геология Татарстана, 2003].

Информация о толщине продуктивного пласта необходима геологам для решения целого ряда геологических задач:

- подсчет запасов;
- проектирование и бурение горизонтальных скважин;

- разработка дизайна и проведения гидравлического разрыва пласта;
- выделение геологических объектов с переменной мощностью.

Рассмотрим эти задачи подробнее.

Точное определение мощности продуктивных пластов необходимо для подсчета запасов нефти. Начальные геологические запасы рассчитываются по формуле:

$$Q = F * H_{\text{эф}} * K_{\text{п}} * K_{\text{н}} * \Theta * \delta \quad (2),$$

Где Q – начальные геологические запасы нефти;

F – площадь залежи;

Θ – пересчетный коэффициент, учитывающий усадку нефти;

$H_{\text{эф}}$ – эффективная нефтенасыщенная толщина;

$K_{\text{н}}$ – коэффициент нефтенасыщенности;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент открытой пористости;

δ – плотность нефти [Петерсилье, Проскун, Яценко, 2003].

Как видно из уравнения (2), точность определения толщины пласта напрямую влияет на оценку запасов. Неправильный расчет толщины может привести к повышению неопределенности и недооценке (или переоценке) запасов нефти [Хисамов и др., 2018].

Высокая точность определения толщины маломощных пластов необходима при проектировании разработки, бурении горизонтальных скважин и зарезке боковых стволов. Наибольшая продуктивность скважины может быть достигнута только при прохождении наиболее мощной части пласта коллектора. В случае бурения горизонтальной скважины необходимо максимизировать проходку в пределах продуктивного пласта, по возможности не пересекая его кровлю и подошву. Данные сейсморазведки активно применяются для расчета оптимальной траектории бурения [Иванова, Хисматуллин, Важенин, 2022; Горбань, Керусов, Шилкин, 2017].

При разработке дизайна ГРП для низкопроницаемых пластов ключевую роль играет точная оценка толщин. В данном случае важна не только толщина продуктивного пласта (для оценки необходимого размера трещины ГРП), но и оценка толщины выше- и нижележащих пластов для предотвращения прорыва трещин ГРП [Малышев и др., 1997; Усачев, 1986; Имангалиева, 2007].

Еще одна геологическая задача, связанная с необходимостью точной оценки толщины пластов, – выделение геологических объектов с переменной мощностью. Например, на территории Республики Татарстан широко распространены эрозионные палеоврезы бобриковско-радаевского возраста. С палеоврезовыми отложениями связаны многие месторождения нефти [Валеева, Баранова, Успенский, 2014; Ларочкина и др., 2010].

Визейские эрозионные палеоврезы (палеоканалы) представляют зоны размыва турнейских горных пород, на которых со стратиграфическим несогласием залегают терригенные породы бобриковского возраста. Мощность бобриковских отложений вне палеовреза может существенно отличаться от зоны вреза (врезные отложения могут быть мощнее в несколько раз). Наиболее вероятное происхождение данных геологических тел – размыв турнейских отложений в бобриковское время и заполнение палеоврезов терригенными осадками (аллювиальными) [Бадамшин и др., 1997; Мухаметшин, 2016]. Исследованием визейских палеоврезов занимались различные группы ученых Казанского университета и других научных и производственных организаций [Серова, 2012; Ларочкина, 2008; Мухаметшин, Напалков, 2009].

1.3. Классификация методов повышения разрешающей способности сейсморазведки

Разрешающая способность обратно пропорциональна преобладающей длине волны, а сама длина волны зависит от частоты и скорости упругих волн в пласте. На пластовую скорость невозможно повлиять при измерениях, следовательно, повысить разрешающую способность сейсморазведочных данных можно, увеличив преобладающую частоту суммарных данных, поскольку разрешение обратно частоте сигнала [Latimer, Davidson, Riel, 2000]. Преобладающая частота суммарного сигнала данной площади определяется следующими параметрами:

- параметрами регистрации сейсмического сигнала на поверхности;
- физическими свойствами геологического разреза (плотность и скорость горных пород);
- применяемыми алгоритмами обработки сейсмического сигнала.

Интерпретатор не в состоянии изменять свойства горных пород, однако есть возможность воздействовать на качество получаемого сигнала. Геологический разрез обладает свойствами поглощения высокочастотной составляющей [Авербух, 1982; Галаган и др., 1979].

Поскольку управление свойствами геологического разреза невозможно, то следует сосредоточиться на возможностях увеличения разрешающей способности при помощи:

- 1) подбора оптимальных параметров возбуждения и регистрации сейсмических сигналов;
- 2) подбора алгоритмов и параметров обработки полевого сейсмического сигнала;
- 3) новых методик интерпретации сейсморазведочных данных.

Существующие методы повышения разрешающей способности сейсморазведки можно классифицировать по этим направлениям. На рисунке 7 показана разработанная автором схема классификации методов увеличения разрешающей способности сейсморазведочных данных.

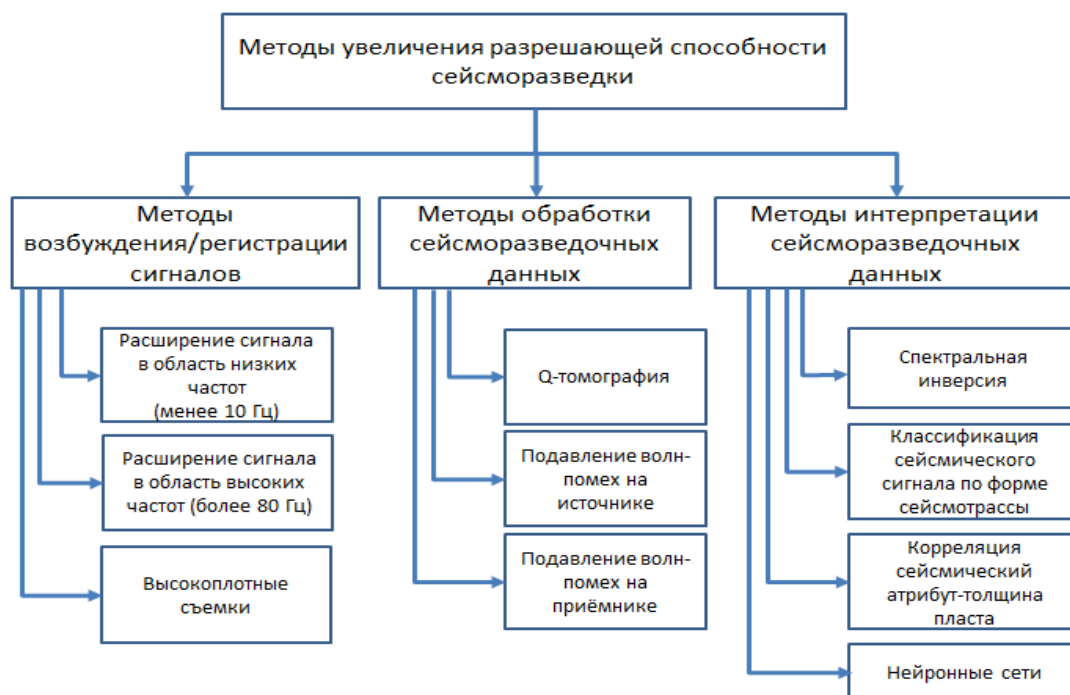


Рисунок 7 - Схема классификации методов увеличения разрешающей способности сейсморазведочных данных

Согласно приведенной классификации, проблема повышения разрешающей способности может быть решена улучшением технологии получения сейсмического сигнала (как параметров источников сейсмического сигнала, так и параметров приемников), применением специальных методов обработки, а также использованием усовершенствованных подходов к интерпретации полученных данных.

Важно отметить, что все методы взаимно дополняют друг друга: расширение частотного диапазона при регистрации требует специальных процедур обработки, обработанный широкополосный сигнал даст лучший результат при интерпретации, по сравнению со стандартной съемкой. В следующих разделах методы из приведенной классификации будут рассмотрены подробнее.

1.4. Обзор технологий возбуждения и регистрации сейсмических сигналов для увеличения разрешающей способности сейсморазведки

Одна из основных задач получения качественного сейсморазведочного материала при регистрации – это сохранение высоких частот и подавление помех. Шаг дискретизации регистрируемого сигнала и фильтры зеркальных частот должны соответствовать интервалу регистрации желательных частот.

Расстановки сейсмоприемников при группировании должны быть достаточно малыми, чтобы исключить существенные потери сейсмического сигнала в области высоких частот (вызванные статикой и смещением во времени между группами). С другой стороны, расстановки

не должны быть настолько короткими, чтобы снизилась их эффективность в подавлении случайных высокочастотных помех (микросейсм). Мощность источника должна быть достаточной для обеспечения адекватного отношения сигнал/помеха внутри желательной полосы частот. Все это делает задачу получения качественного сейсмического сигнала сложновыполнимой. До тех пор, пока отношение сигнал/помеха полевых данных не будет превышать некоторый минимум, алгоритмы обработки будут испытывать трудности в восстановлении сигнала, поскольку прежде, чем сигнал будет усилен, его необходимо обнаружить [Вилмаз, 1986].

При оценке разрешающей способности важное значение имеют не только максимальная и средняя частоты сигнала, но и ширина полосы частот в нем. Чем шире частотный диапазон, тем более разрешенный сигнал [Птецов, 1989].

Важно понимать не только частотные характеристики оборудования, но и такую величину, как искажение. Оно фактически соответствует нежелательному гармоническому шуму, характеристики которого нелинейным образом зависят от характеристик сигнала. Искажения присутствуют во всей сейсмической полосе частот и засоряют основной сигнал, который требуется зарегистрировать. Уровень гармонического шума связан с частотой: чем ниже частота сигнала, тем выше уровень искажения (на низких частотах амплитудные искажения более выражены и имеют больше гармоник в пределах интересующей полосы частот). Однако искажения можно уменьшить с помощью более совершенного оборудования [Телье, Эрман, 2021].

Стандартный сейсмический сигнал, как правило, имеет частотный диапазон в пределах от 10 Гц до 80 Гц [Птецов, 1989].

Увеличение частотного диапазона возможно при применении современных технологических решений. С начала 2000-х годов геофизики работают над задачей расширения спектра сигнала, применяя не только новейшие технологии обработки (в частности, миграции сейсмических волн), но и получения данных. При использовании современных решений можно расширить частотный диапазон как минимум на 1 октаву в каждую сторону [Mougenot, 2018].

Наиболее значительные результаты в области расширения частотного диапазона были достигнуты в морской сейсморазведке с введением в строй нового оборудования (например, сплошные и/или многокомпонентные косы) в сочетании с инновационными геометриями (например, косы переменной глубины) и обработки (deghosting).

В области морских сейсмоприемников ситуация с уменьшением частотного спектра вызвана влиянием перепада плотности на поверхности воды. Чем глубже погружена коса под воду, тем хуже сохраняются высокие частоты. Это происходит из-за наличия волн-помех,

отраженных от поверхности воды. Чем ближе поверхность – тем более высокие частоты отраженной от поверхности моря волны попадают на приемник. Их фильтрация уменьшает частотный спектр сверху. И наоборот, с уменьшением глубины ухудшается качество приема низких частот по причине меньшего шума, особенно на низких частотах [Mougenot, 2018].

Для источников сейсмических волн, применяемых на акваториях, есть ограничения в частотном спектре. Максимальные частоты ограничены 150 Гц, для косы на глубине 5 м [Mougenot, 2018]. Глубина погружения пневматического источника сейсмических волн оказывает на низкие частоты два противоположенных эффекта: увеличение погружения благоприятствует низким частотам (как и для приемников сейсмических волн), но возрастание давления уменьшает период T , от которого зависит минимальная частота ($F_{\min} = 1/T$) источника. Необходимо принимать во внимание другие особенности, характерные для сейсмического оборудования. Увеличение объема воздуха в источнике путем группирования небольших источников или использования более крупного источника увеличивает T и, следовательно, уменьшает $F_{\min}$. Использование более высокого давления воздуха снижает $F_{\min}$. Пневматические источники излучают волны с частотами ниже $F_{\min}$, но эти волны сильно ослаблены. Возможности регистрации сигналов с низкой частотой будут зависеть от характеристик приемников. Пьезоэлектрические гидрофоны имеют широкую полосу регистрации сейсмических сигналов, их нижняя граница находится на уровне 2-3 Гц. Большое влияние оказывает архитектура самих приемников. Сейсмические косы, заполненные жидкостью или гелем, производят больше низкочастотного шума, чем твердотельные косы, что очень важно для регистрации низкочастотных сигналов.

Учитывая указанные особенности сейсморазведочного оборудования (как источников, так и приемников), а также разнонаправленные особенности влияния глубины на частотные характеристики сигнала, сервисные геофизические компании предложили различные варианты расширения спектра регистрируемого сигнала (в области сохранения как низких, так и высоких частот). Все они связаны с удалением волн-помех как на источнике, так и приемнике. Для ослабления волн-помех компания «WeternGeco» разработала систему Over-Under, суть которой состоит в размещении батарей источников на нескольких глубинах одновременно. Такое решение позволяет расфокусировать волны-помехи и улучшить соотношение сигнал/помеха. Для усиления эффекта источники срабатывают на разных временах [Hegna, Parkes, 2012; Sablon et al., 2013]. На рисунках 8-13 показаны примеры улучшения сейсмических изображений по технологии расширения спектра при помощи размещения батарей источников и приемников на разных глубинах одновременно (Variable-depth streamer) [Soubaras, Dowle, 2010].

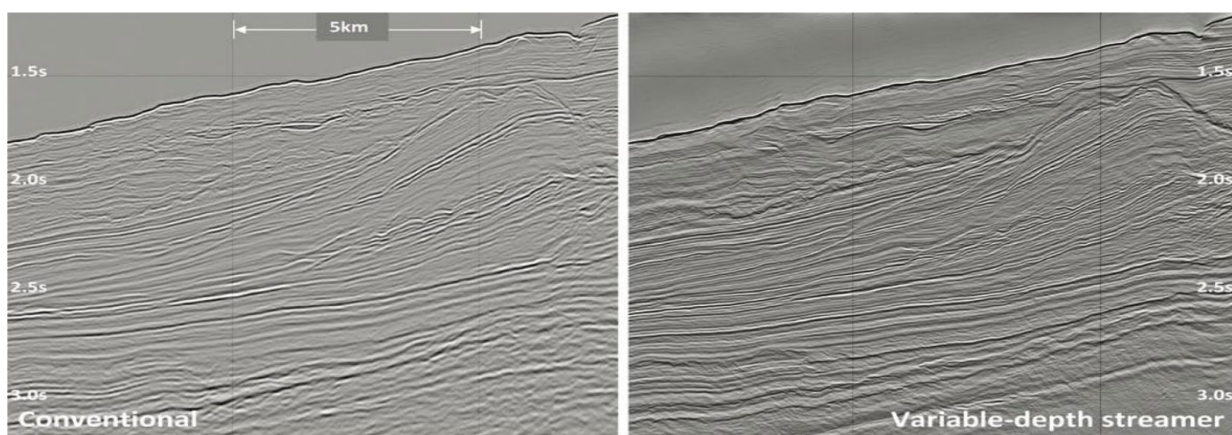


Рисунок 8 - Сравнение стандартной сейсмической записи (слева) и широкополосной сейсмической записи (справа), полученной по технологии Variable-depth streamer для морских исследований [Soubaras, Dowle, 2010]

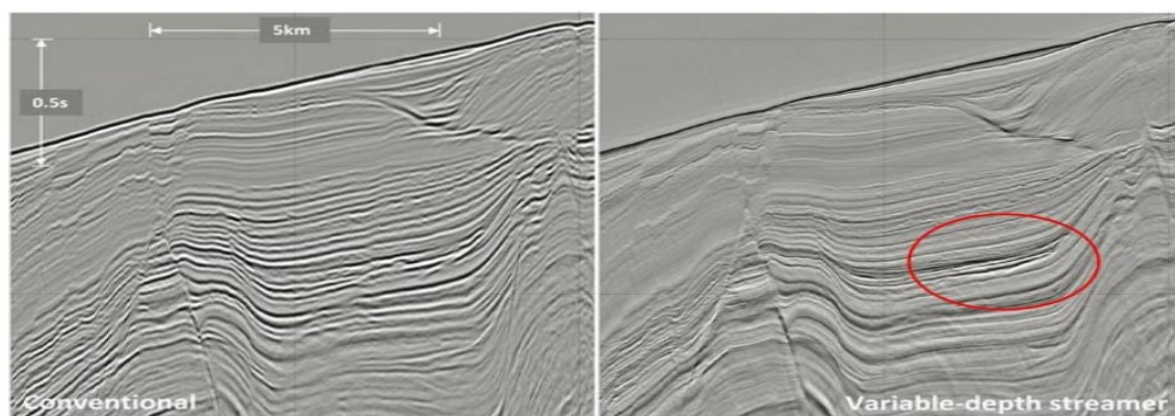


Рисунок 9 - Сравнение стандартной сейсмической записи (слева) и широкополосной сейсмической записи (справа), полученной по технологии Variable-depth streamer для морских исследований. Видно заметное улучшение качества и разрешенности картинки, особенно в отмеченной красным зоне выклинивания пласта [Soubaras, Dowle, 2010]

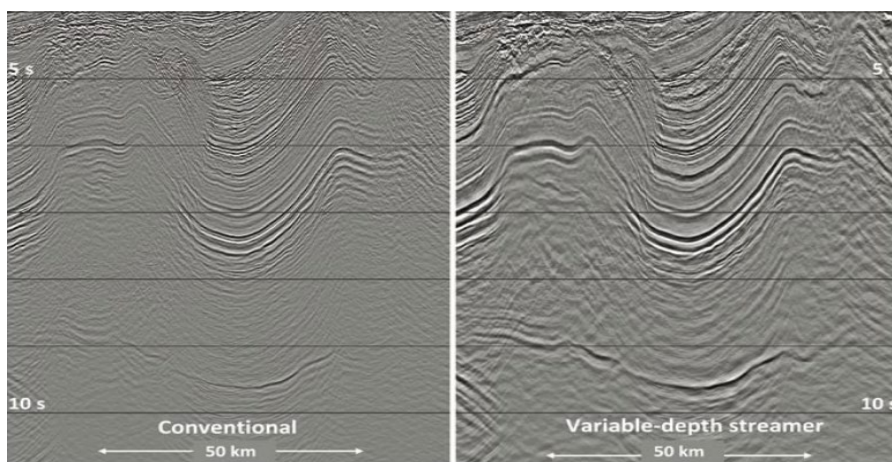


Рисунок 10 - Сравнение стандартной сейсмической записи (слева) и широкополосной сейсмической записи (справа), полученной по технологии Variable-depth streamer [Soubaras, Dowle, 2010]

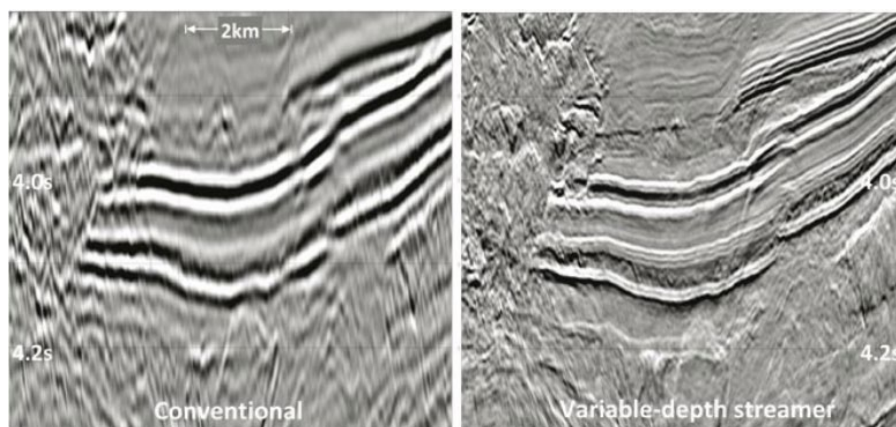


Рисунок 11 - Сравнение стандартной сейсмической записи (слева) и широкополосной сейсмической записи (справа), полученной по технологии Variable-depth streamer [Soubaras, Dowle, 2010]

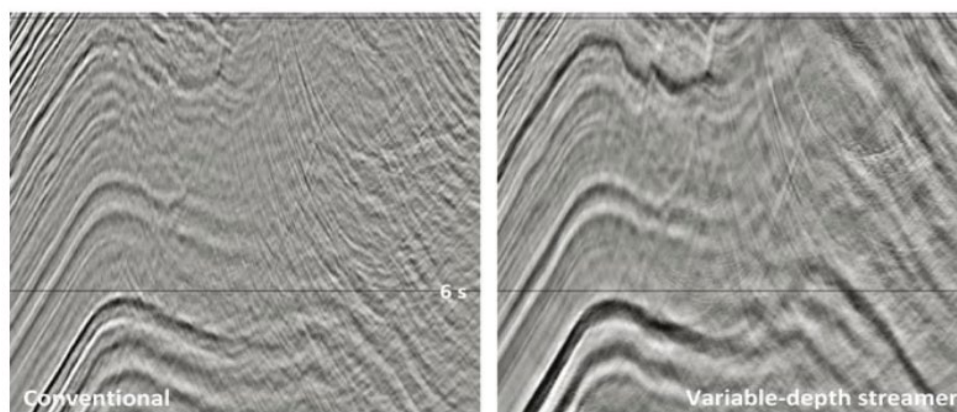


Рисунок 12 - Сравнение стандартной сейсмической записи (слева) и широкополосной сейсмической записи (справа), полученной по технологии Variable-depth streamer [Soubaras, Dowle, 2010]

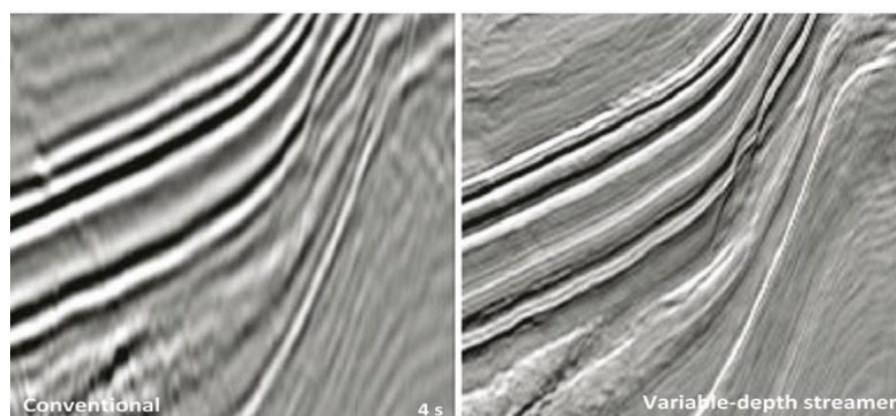


Рисунок 13. Сравнение стандартной сейсмической записи (слева) и широкополосной сейсмической записи (справа), полученной по технологии Variable-depth streamer [Soubaras, Dowle, 2010]

Для приемников были разработаны мультикомпонентные системы регистрации. С их развитием увеличивалось количество регистрируемых компонент сигнала — от 2С

(«GeoStreamer» [Tenghamm, Dhelie, 2009]), 3C («Sentinel MS of Sercel» [Mellier et al., 2014]) до 4C («Isometrix/Nessie-6 streamer of WesternGeco» [Goujon et al., 2012]). Компании применяли различные комбинации сейсмоприемников, такие как геофон и гидрофон (разработки компании «PGS») или гидрофоны и акселерометры (Y-Z от компании «Sercel», X-Y-Z от компании «WesternGeco»). Другая оригинальная идея состоит в одновременном размещении двух стандартных сейсмических кос на разных глубинах. Такой прием позволяет разделить восходящие (идущие от геологического разреза) и нисходящие (отраженные от поверхности воды) волны. Примером такой системы могут служить Over-Under или DISCover от компании «WesternGeco» [Hill et al., 2007]. Логичным улучшением использования данного приема стало размещение приемников на нескольких различных глубинах. Примерами могут служить BroadSeis от компании «CGG» или ObliQ от компании «WesternGeco». Применение современных алгоритмов обработки сигналов [Wang et al., 2013; Moseley, 2015] позволяет проводить переобработку ранее полученных данных (стандартная архитектура съемки). Однако качество такой переобработки будет заметно хуже по сравнению с данными, получаемыми специальной широкополосной аппаратурой [Mougenot, 2018]. Применение новых технологий дает хорошие результаты, например, в работе [Soubaras, Dowle, 2010] указывается, что частотный диапазон был увеличен вдвое, с трех октав (7 Гц – 55 Гц) до шести (2.5 Гц – 155 Гц). Еще большее расширение диапазона было достигнуто применением подавления волн-помех на источнике (deghosting on the source side). В примере из работы [Sablon et al., 2013] верхняя граница частотного диапазона была увеличена до 200 Гц (рис. 14). При применении донных приемников (Ocean Bottom Nodes, OBN) для записи сейсмических сигналов технология подавления волн-помех (degghosting) может улучшить их характеристики по регистрации низких частот [Egan, El-Kasseh, Moldoveanu, 2007]. Применение высокой плотности OBN позволяет записывать сигналы с низкими частотами до 2 Гц [King et al., 2016].

Большинство донных приемников (OBN) оснащены широкополосными цифровыми акселерометрами без функции ослабления низких частот. В сочетании со съемками с высокой плотностью расстановки это позволило восстановить низкочастотные данные [Dangerfield et al., 2012].

Однако даже при наличии донных широкополосных датчиков в записи редко присутствуют частоты выше 100 Гц в отличие от исследований широкополосными косами. В частности, из-за веса модуля – вместе с датчиком движения он может достигать более 10 кг. Такой вес необходим для улучшения сцепления с морским дном [Mougenot, 2018].

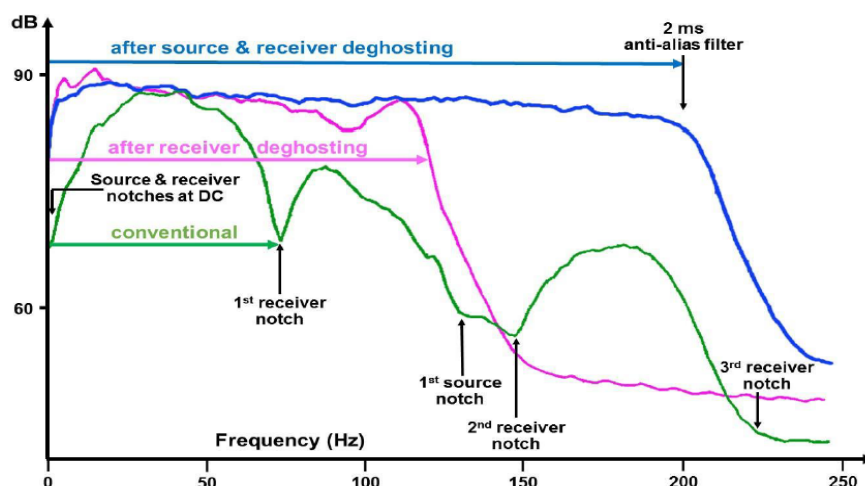


Рисунок 14 - Типичные амплитудно-частотные спектры сейсмического сигнала:

Зеленый цвет - обычная морская съемка;

Розовый цвет - широкополосная (запись только на стороне приемника);

Синий цвет - широкополосная (запись как на стороне источника, так и приемника)

На каждом шаге добавляется одна октава к высоким частотам. В области низких частот происходит подавление волн помех на приемнике в сочетании с использованием низкошумной твердотельной косы, способной усиливать две октавы. Выделены разные записи, соответствующие буксировке косы на глубине 10 м и буксировке источника на глубине 6 м

[Mougenot, 2018]

В наземной сейсморазведке геофизики долгое время не уделяли должного внимания изучению низких частот. Одна из причин заключалась в желании избежать повреждения приемников вблизи линии источников, другая – в создании мощных низкочастотных поверхностных волн-помех, трудно удаляемых из записи [Шнеерсон, Майоров, 1980]. Кроме того, наземные источники (как вибрационные, так и взрывные) не создают высокоамплитудный сигнал на низких частотах (ниже 10 Гц).

При проведении наземных сейсмических работ с взрывными источниками возникают те же проблемы, что и при морских съемках, хотя и менее выраженные. До сих пор не найдено однозначного решения данной проблемы, поскольку сигналы от маленьких зарядов имеют высокие частоты и малую глубину проникновения, тогда как большие заряды, наоборот, низкие частоты и большую глубину проникновения. В современных съемках наиболее часто применяются заряды (от 1 кг до 10 кг), погруженные на небольшую глубину. Такие источники генерируют значительный низкочастотный сигнал, однако в основном это относится к поверхностным волнам (рис. 15). Волны, проникающие в глубину разреза, подвержены сильному затуханию. Применение более мощных взрывных источников только увеличивает энергию сигнала, не изменяя характеристики его затухания [Bremner et al., 2002; Quigley, Thompson, 2004].

Предполагается, что такое затухание связано с фантомным отражением от поверхности земли, которое, как и в случае с морской сейсморазведкой, вызывает провалы в частотном спектре [Archer et al., 2012].

Основной прогресс в наземной сейсморазведке получен с применением сейсмических вибраторов. Над расширением нижней границы частотного диапазона работали многие авторы [Caporal, Blacqui re, 2015; Yanchak, Monk, Versfelt, 2018].

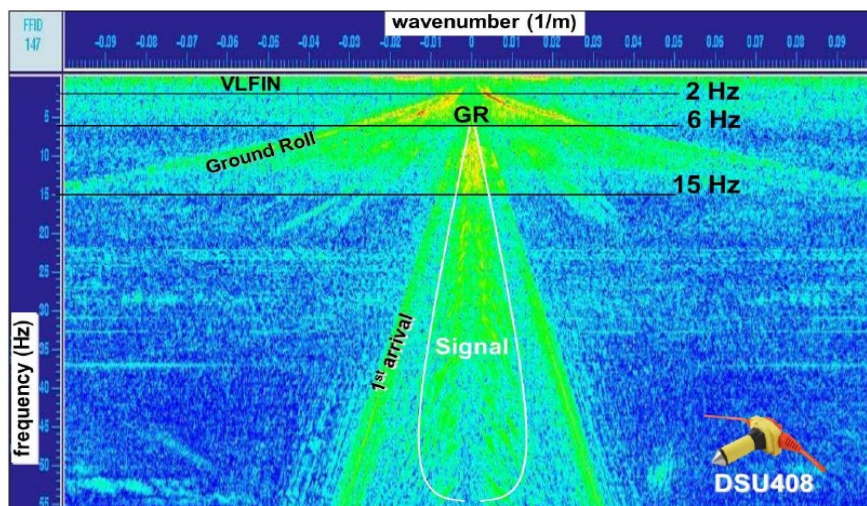


Рисунок 15 - FK-диаграмма точки возбуждения для типового заряда (4 кг на 15 м), снятая без затухания акселерометрами MEMS с интервалом 5 м (блок цифровых датчиков системы 408UL: DSU408). Поверхностные волны не отфильтрованы. Преобладает энергия от 2 Гц до 6 Гц. Ниже мы замечаем увеличение в сторону очень низких частот, помехи на приемнике (VLFIN), которые характерны для первого поколения MEMS. Сигнал отображает пиковую энергию между 15 Гц и 8 Гц, которая уменьшается при движении к низким частотам [Mougenot, 2018]

Значительную роль здесь играет технология получения SWEEP-сигнала при вибрационном источнике, что позволяет увеличить ширину окна с 8-80 Гц в традиционной съемке до более низких частот (до 2 Гц). Это достигается применением нелинейных низкочастотных свип-сигналов и тяжелых вибраторов [Bagaini, 2008; Boucard, Ollivrin, 2010; Fougerat, Gu r neau, Tellier, 2018; Reust et al., 2015; Tellier, Ollivrin, Boucard, 2015; Tellier, Ollivrin, Caradec, 2015; Wei, 2018; Tellier, Ollivrin, 2019; Чичинин, Сагайдачная, 2013].

При проведении наиболее продвинутых съемок на Ближнем Востоке SWEEP-сигналы начинаются с 1.5 Гц [Mahrooqi et al., 2012], что позволяет получать сигнал с минимальными частотами до 2-2.5 Гц при специальной обработке [Retailleau, El Asrag, Shorter, 2015].

Для наземных сейсмоприемников существует проблема низкой чувствительности для низких частот (менее 10 Гц). Применение новых разработок (таких, как технологии MEMS – Micro-Electro-Mechanical System) позволяет расширить частотный диапазон. Однако по причине

низкого соотношения сигнал/помеха эффективное применение таких сейсмоприемников возможно только при правильной геометрии и дизайне расстановки [Postel, 2015].

Расширение частотного диапазона (как в область низких, так и высоких частот) возможно с применением современных технологических решений при создании источников и приемников сейсмических волн, а также их расстановке. Серьезное влияние оказывает выветрелая и частично разрушенная верхняя часть разреза [Denis et al., 2013]. В России ведутся опытно методические работы по регистрации низкочастотных компонент сигнала при сейсморазведочных исследованиях [Телье, Дагаев, Больбат, 2016; Чичинин, Сагайдачная, 2013; Череповский, 2017].

Существует проблема увеличения максимальной частоты регистрируемого сигнала. Взрывные источники (с небольшим зарядом на маленькой глубине) и некоторые вибрационные источники могут излучать сейсмические сигналы с частотами до 250-400 Гц. Современные сейсмоприемники могут регистрировать сигналы до 150-240 Гц. Данная величина может быть улучшена с применением высокочастотных геофонов, однако это повлечет уменьшение чувствительности в области низких частот. Применение технологии MEMS не имеет практического потолка по частотам и может записывать сигналы до 800 Гц. На практике высокие частоты не регистрируются, поскольку такие волны быстро затухают в горных породах и не несут полезной информации. Эффект быстрого затухания можно сгладить применением высокоплотных съемок с использованием высокопродуктивной вибросейсморазведки, большого количества каналов на квадратный километр и малого расстояния между источниками и приемниками. При таких расстановках появляется возможность расширения высокочастотного спектра на одну октаву (от 60-80 Гц до 100-150 Гц) [Mougenot, 2018].

При проведении тестовых исследований в Омане в 2008 году удалось достичь существенного расширения частотного спектра. Зарегистрированный сигнал имел частоты до 150 Гц от глубины порядка 2 км. Для достижения таких параметров применили 64 SWEEP-сигнала и сверхплотную расстановку геофонов: 5 м между инлайнами и кросслайнами [Beaten, Heijden, 2008]. Данный пример показателен: даже сильно затухающий сигнал возможно записать. Показательна связь между шириной спектра сигнала и плотностью расстановки [Egan et al., 2010].

Современные сейсмоприемники, в зависимости от конструкции, могут измерять смещение, скорость или ускорение колебания частиц в грунте. Измерения смещения, скорости или ускорения в большинстве случаев дадут эквивалентные результаты после соответствующего дифференцирования или интегрирования. Однако даже небольшие различия, обусловленные характеристиками сигнала и/или доминирующих помех, могут наблюдаться и влиять на выбор типа приемника [Campman, Behn, Faber, 2016].

Для успешного расширения спектра недостаточно применить какой-либо один технический прием – улучшение качества сигнала может быть достигнуто только при комплексном подходе:

- достаточно мощный источник, позволяющий генерировать высокоамплитудный сигнал во всем частотном диапазоне;
- правильная геометрия высокоплотной расстановки, позволяющая разделять сигнал и помехи;
- применение мультиазимутальных съемок.

Стоимость проведения таких съемок значительно выше стандартной сейсморазведки, а обработка – достаточно сложная. Однако данный подход позволяет находить новые месторождения как на море [Firth, Horstad, Schakel, 2014; Kneller et al., 2015], так и на суше [Wallick, Girolodi, 2013].

В опытном варианте опробован одиночный пьезоэлектрический сейсмоприемник LDKJ-1A для наземных работ. Авторы технологии в своей статье указывают, что ширина частотного спектра данного сейсмоприемника составляет 5-400 Гц, что значительно превосходит стандартные характеристики [Xinmin et al., 2016].

В области регистрации низкочастотной составляющей сейсмического сигнала много внимания уделялось пассивной сейсморазведке и микросейсмическим исследованиям [Биряльцев, Рыжов, Шабалин, 2005; Горбатилов, 2006; Графов и др., 1998; Lyubushin, 2008].

Исследования сейсмических данных в широком диапазоне частот ведутся не только в области поиска нефти и газа, но и при анализе данных природной сейсмической активности и детектирования землетрясений [Nagaraju, Gupta, Prakasam, 2018; Huang et al., 2011; Huang, Lin, Kagiya, 2017].

Важное значение для улучшения качества сигнала имеет расстановка системы возбуждения и регистрации. Поскольку функция сейсмотрассы является не сплошной, а дискретной, то на запись влияет размер шага между приемниками [Egan et al., 2010]. Влияние есть как по шагу дискретизации во времени, так и по шагу дискретизации по расстановке. Чем плотнее расстановка, тем выше разрешающая способность. На рисунке 16 показаны 2 сейсмических разреза, полученных с одного и того же месторождения (Западный Техас). Обработка проводилась по одному и тому же графу, но во втором случае частично исключались пункты приёма и возбуждения. Из рисунка видно, что уменьшение размеров бина существенно увеличивает разрешающую способность. Кроме увеличения вертикальной разрешающей способности уменьшение размеров бина ведет к увеличению горизонтальной разрешающей

способности (рис. 17). Однако для извлечения всей информации из сигнала необходимо применять более совершенные методики обработки.

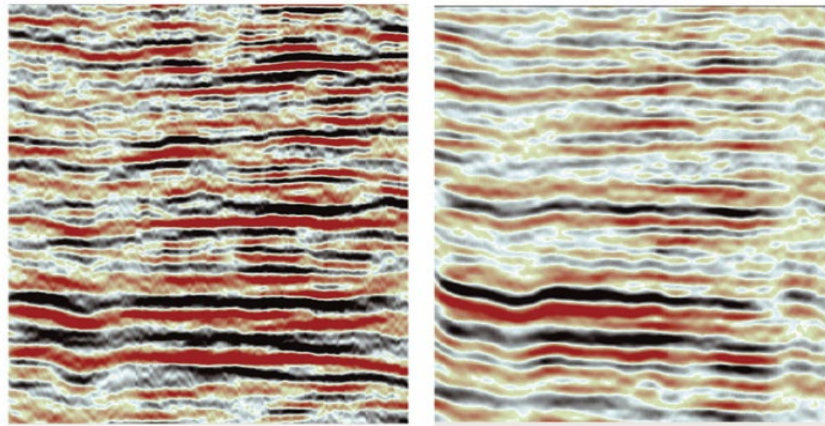


Рисунок 16 - Сравнение сейсмических разрезов с месторождения Западного Техаса. Слева размер бина составляет 40*40 футов (12*12 м), справа размер бина составляет 110*110 футов (33.5 * 33.5 м) [Egan et al., 2010]

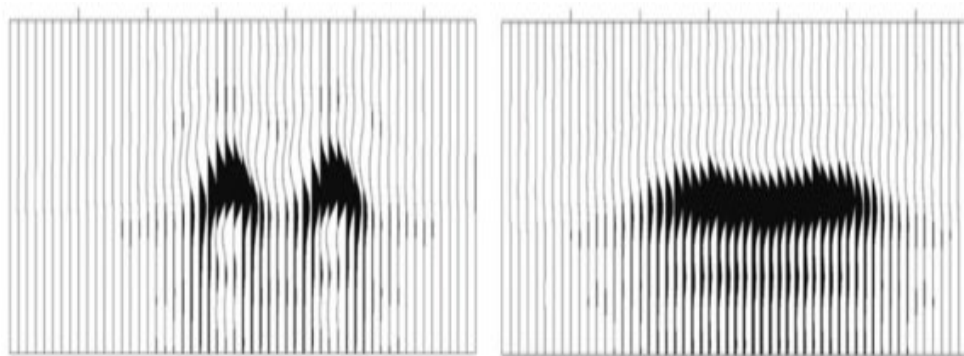


Рисунок 17 - Результаты численного моделирования отражения сейсмической волны от двух точечных объектов, находящихся на расстоянии 240 футов (73 м). Слева расстояние между приемниками составляет 6 м, справа – 24 м [Egan et al., 2010]

Необходимо отметить иные подходы к выделению маломощных и малоамплитудных аномалий при помощи сейсморазведочных данных. А.П. Жуковым и М.Б. Шнеерсоном была разработана и опробована система обнаружения скоплений углеводородов на основе взаимодействия волн из вибрационных источников. Суть подхода – в применении нескольких групп сейсмических вибраторов, работающих на разных частотах. Одна группа возбуждает стандартные квазигармонические колебания в частотном диапазоне от f_{min} до f_{max} , а другая работает на моночастотной компоненте f_m . В результате взаимодействия этих волн будут появляться волны с составными частотами, а наибольшей частотой будут обладать волны разностной частоты $(f_{min} - f_m)/(f_{max} - f_m)$. По интенсивности волн с комбинационными частотами и по характеру поведения отражающих горизонтов на временных разрезах можно

решать структурные задачи, выделять нелинейные объекты и прогнозировать нахождение скоплений нефти [Жуков, Шнеерсон, 2000].

Большую работу в области повышения разрешающей способности вибрационной сейсморазведки провели А.Н. Иноземцев и С.В. Колесов. Они разработали подходы, позволяющие увеличить разрешающую способность и надежность прогноза месторождений углеводородов [Иноземцев и др., 1987; Иноземцев и др., 1993; Баранский и др., 2001; Баранский и др., 2004].

1.5. Обзор методов обработки сейсмических сигналов для увеличения разрешающей способности сейсморазведки

При обработке сейсморазведочных данных следует стремиться к сохранению и отображению высокочастотного сигнала, присутствующего во входных данных. Следует следить за тем, чтобы на окончательной сумме отображался весь высокочастотный сигнал. Для этой цели может быть с успехом использована деконволюция после суммирования [Вилмаз, 1986].

Оценка разрешающей способности по величине преобладающей частоты возможна только в случае выполнения ряда условий:

- вмещающие породы выше и ниже отражающей границы однородны по акустическому импедансу (скорость и плотность);
- длина отражающей площадки на границе многократно превышает радиус фронта падающей на него волны;
- сигнал затухает по времени достаточно быстро – его энергия сосредоточена в главной фазе [Птецов, 1989].

Если толщина слоя, акустический импеданс по горизонтали не постоянны, то для оценки разрешающей способности необходимо оперировать не только преобладающей частотой. В этом случае для оценки разрешающей способности по горизонтали используют зону Френеля:

$$F = \sqrt{2H\lambda + \lambda^2/4} \quad (3)$$

где H – глубина залегания кровля слоя, λ – длина волны [Гертнер, Климмер, 1982]. Из уравнения видно, что разрешающая способность уменьшается не только при уменьшении частоты, но и при увеличении глубины и скорости в слое.

При обработке реальных сейсмических данных важно понимать следующее:

1. Каждая трасса общей глубинной точки (с учетом миграции) получена для независимых пар приемник/источник на основе суммирования отдельных трасс на вертикальную проекцию точек отражений. Как следствие, сигнал представляет усредненную характеристику горизонтальной неоднородности среды. Систематические изменения горизонтальной

неоднородности будут проявляться тем сильнее, чем больше размеры этих неоднородностей по отношению к расстоянию источник/приемник.

2. При резких латеральных изменениях сейсмоакустических свойств среды будут сказываться волновые эффекты, такие как дифракция, преломление и обмен волн на границах и в точках разрыва, сферическая форма волны [Птецов, 1989].

А.А. Пьянков разработал методику расчета разрешающей способности сейсмических изображений на основе коэффициента разрешенности [Пьянков, 2013; Пьянков, 2012; Пьянков, 2013a]. Суть методики сводится к определению коэффициента разрешенности (power resolving) [Widess, 1982] с применением приближенной оценки [Кунин, Шейх-Заде, 1993].

В рамках работы с сейсмическими данными необходимо подобрать оптимальную систему обработки и подавления волн-помех. Над решением данной проблемы работали многие авторы [Нахамкин, Троян, 1966; Нахамкин, 1966; Логинов, Кондратьев, Чертанов, 1981; Чистов, 1975; Троян, 1982]. Геологическая среда является фильтром высоких частот для сейсмического сигнала [Кипоть, Тумаков, 2009]. Это приводит к быстрому затуханию высокочастотной части записи. Для борьбы с этим эффектом предлагается применение инверсионного Q-фильтра [Wang, 2006].

Для увеличения разрешающей способности сейсморазведочных данных необходимо не просто увеличение максимальной (или центральной) частоты сигнала, но увеличение ширины частотного спектра в область как высоких, так и низких частот. Применение полевых широкополосных съемок требует специальных процедур обработки сигнала для сохранения и усиления полезного сигнала во всей полосе частот [Retailleau, El Asrag, Shorter, 2015; Pavlis, 2011].

К примеру, индийские исследователи применяют новые технологии обработки широкополосных данных для традиционной морской сейсморазведки в седиментационном бассейне KG при поиске газогидратных месторождений. Применение улучшенного графа обработки позволило выделить аномалию, связанную с газогидратным месторождением, которое не было выделено при стандартной обработке [Prakash, Kumar, Rana, 2019]. Граф обработки приведен на рисунке 18. Результаты применения указанного графа обработки показаны на рисунке 19. Как видно, применение более совершенного алгоритма позволило существенно увеличить разрешение сейсмической записи, особенно в области продуктивного пласта. Выделение разрывных нарушений и трассировка маломощного пласта, содержащего газогидраты, существенно упрощается [Prakash, Kumar, Rana, 2019].

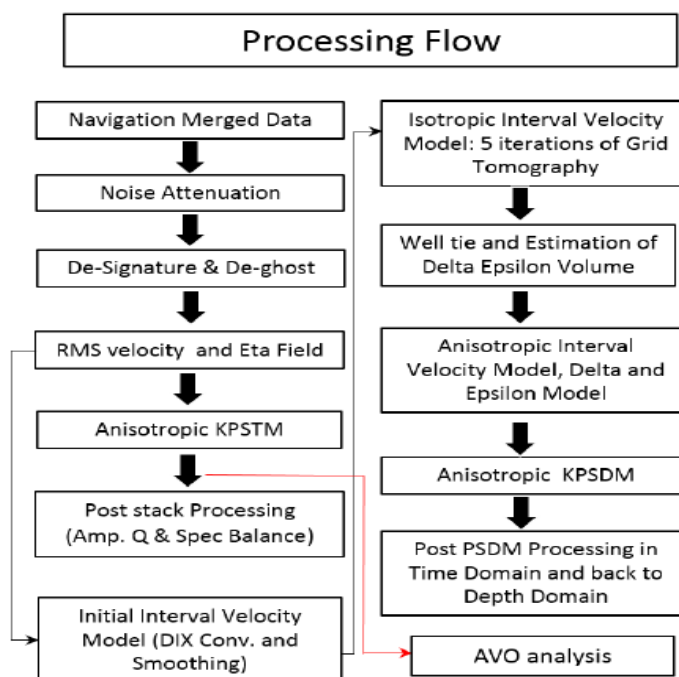


Рисунок 18 - Граф обработки, примененный для получения широкополосного сигнала [Prakash, Kumar, Rana, 2019]

Специальная обработка широкополосных сейсморазведочных данных необходима для сохранения преимуществ в ширине зарегистрированного частотного спектра сигнала. Для улучшения качества сейсмических изображений применяют подходы сейсмической томографии [Rawlinson, Pozgay, Fishwick, 2010].

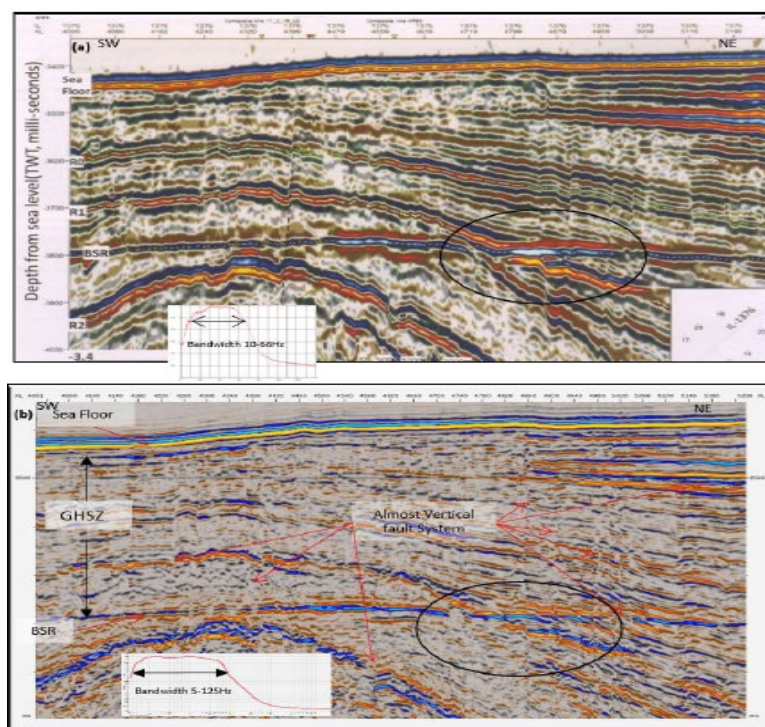


Рисунок 19 - Сейсмический разрез после стандартной обработки (сверху) и после специальной обработки (снизу) [Prakash, Kumar, Rana, 2019]

В свою очередь, ученые из Австралии применяли следующие подходы для улучшения вертикальной разрешенности сигнала:

- удаление волн-помех на источнике;
- удаление волн-помех на приемнике.

Компенсация адсорбции сейсмических волн горными породами при помощи Q-томографии с центроидным частотным сдвигом (centroid frequency shift Q-tomography (FS-QTOMO)) и Q-миграции после суммирования в глубинной области QPSDM [Zhou et al., 2015]. На рисунках 20 и 21 показано сравнение стандартной и широкополосной сейсмических записей.

Определение коэффициента добротности Q необходимо для учета потерь энергии сигнала в связи с рассеиванием (вследствие присутствия объемных неоднородностей среды много меньше длины волны) [O'Doherty, Anstey, 1971; Richards, Menke, 1983; Sato, Fehler, 1998] и внутренним поглощением, обусловленным трением между зернами в матрице породы и между скелетом и флюидом [Уайт, Михайлова, Ляховицкий, 1975]. Методики расчета коэффициента Q описаны в работе В.С. Немцова [Немцов, 2019].

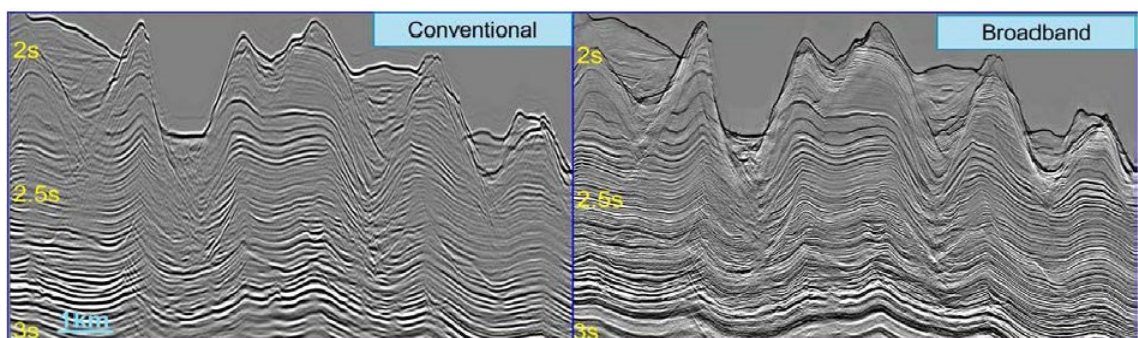


Рисунок 20 - Сравнение стандартной (слева) и широкополосной (справа) сейсмических записей [Zhou et al., 2015]

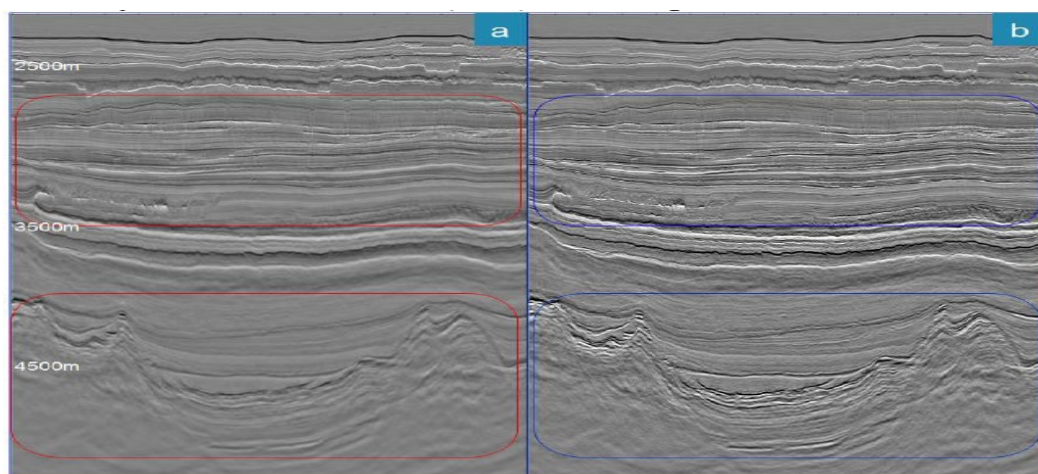


Рисунок 21 - Сравнение сейсмических разрезов. Слева – стандартная обработка без применения коэффициента Q , справа – обработка с применением Q-миграции после суммирования в глубинной области QPSDM [Zhou et al., 2015]

Суть технологии Q-томографии с центроидным частотным сдвигом разработана авторами из «CGG» и «Shell» [Xin et al., 2014]. Метод трехмерной томографической инверсии Q для оценки объемного поля Q на основе измеренного адаптивного сдвига частоты центроида был разработан для расширения частотного спектра и улучшения вертикальной разрешенности данных. Пример применения этой технологии на наборе широкополосных данных Sandman приведен на рисунке 22. Как видно из рисунка, применение технологии QPSDM с Q-моделью от FS-QTOMO значительно расширило спектр в область высоких частот, особенно для больших глубин. Качество и разрешенность сейсмического разреза существенно улучшились.

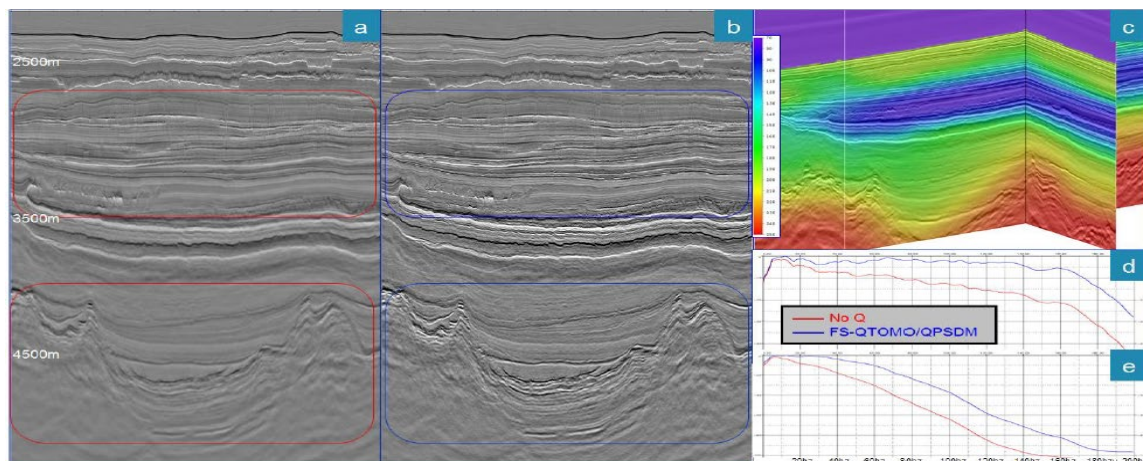


Рисунок 22 - Сравнение суммированных данных PSDM (a) без Q; (b) QPSDM с Q-моделью от FS-QTOMO; (c) Q-модель; (d) сравнение спектров для малых глубин; (e) сравнение спектров для больших глубин [Zhou et al., 2015]

Методика расчета Q-томографии применяется для сохранения амплитудных аномалий при глубинной миграции [Xie et al., 2009].

Расширение частотного спектра сейсмической записи в область не только высоких, но и низких частот позволяет увеличить разрешающую способность и общее качество данных при сейсмической инверсии [Wen et al., 2019]. Так, расширение спектра в область низких частот увеличивает амплитуду основного максимума вейвлета и уменьшает амплитуды побочных максимумов (рис. 23).

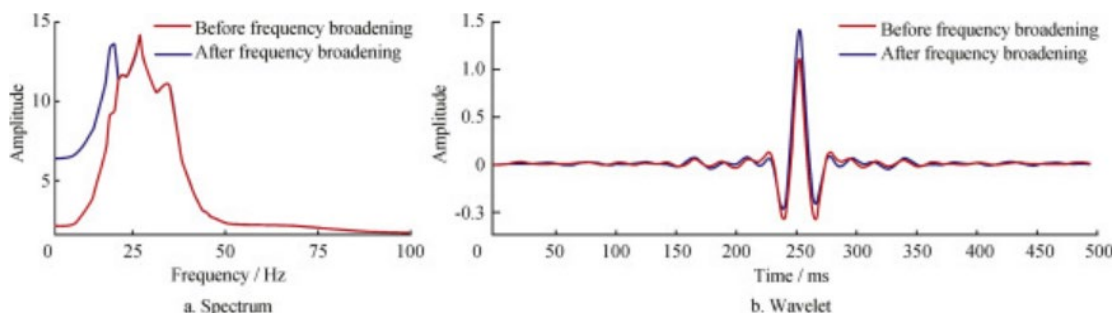


Рисунок 23 - Сейсмограммы широкополосного и стандартного вейвлетов. а – амплитудно-частотный спектр вейвлета; b – форма вейвлета [Wen et al., 2019]

1.6. Обзор методов интерпретации сейсмических сигналов для увеличения разрешающей способности сейсморазведки

Для корректной интерпретации сейсморазведочные данные должны быть привязаны к данным по скважинам [Хромова, Николаев, 2012]. Скважинные данные могут использоваться для построения карт мощностей и без привлечения данных сейсморазведки. Однако карты мощности на основе скважинных данных (границ пластопересечения по скважинам) будут иметь большую неопределенность [Shoemaker et al., 2007]. Точное прогнозирование границ и оценка толщины песчаных тел важны для снижения рисков бурения и повышения нефтеотдачи [Wei Li et al., 2020].

Обзор технологий по улучшению сейсмических изображений на этапе интерпретации сейсмических данных для решения задач сейсмофациального анализа приведен в статье [Ольнева, Егоров, Орешкова, 2023]. Авторы рассматривают два подхода: с помощью частотно-зависимых сейсмических атрибутов и с помощью специальных подходов к визуализации данных (в основном с целью выделения палеоканалов в сейсмической записи).

В ряде работ [Гурвич, Боганик, 1980; Найдель, Поджиаглиолми, 1982; Neidell, Roggiagliolmi, 1977] авторы указывают на взаимосвязь между суммарной амплитудой отражения и толщиной слоя. Такой подход позволяет оценить толщины не только по трассировке пластов, но и по анализу динамических характеристик отражения. Действительно, ограничение, рассчитанное Видессом как четверть длины волны, может рассматриваться только в смысле разделения соседних пиков при раздельной трассировке кровли и подошвы пласта [Widess, 1973]. Однако уменьшение толщины пласта ниже четверти длины волны ведет к изменению амплитуды и частотного спектра сигнала.

Большую работу по улучшению технологии выявления нефтяных залежей провел В.Б. Писецкий. В своих работах он разрабатывал теорию динамико-флюидального метода прогноза и анализа месторождений нефти и газа по сейсмическим данным [Писецкий, Федоров, 1998], а также методами высокоразрешающей сейсморазведки [Милашин и др., 2002; Писецкий, Милашин, 1999].

Пакистанские авторы применили сейсмическую инверсию и анализ сейсмических атрибутов, основанные на непрерывном вейвлет-преобразовании суммированных данных для картирования мощностей песчаника на одном из месторождений на юго-западе Пакистана. Ввиду низкой частоты сигнала авторам удалось выделить только песчаные линзы толщиной не менее 23 м и найти области с аномально большой толщиной коллектора [Naseer, 2021]. Методика выделения маломощных пластов при помощи метода спектральной инверсии разработана

несколькими авторами [Castagna, Sun, Siegfried, 2003; Chopra, Castagna, Portniaguine, 2006; Portniaguine, Castagna, 2005]. Данный алгоритм выполняется в 2 шага:

1. Извлечение из данных параметров вейвлета. Эти параметры изменяются как во времени (по координате Z), так и в пространстве (по координатам X и Y). Данная процедура требует наличия скважин для расчета. В отсутствии скважин возможно применение статистических допущений.

2. Вейвлеты, полученные на первом шаге, удаляются из сигнала посредством операции деконволюции.

Результаты применения метода показаны на рисунках 24 и 25.

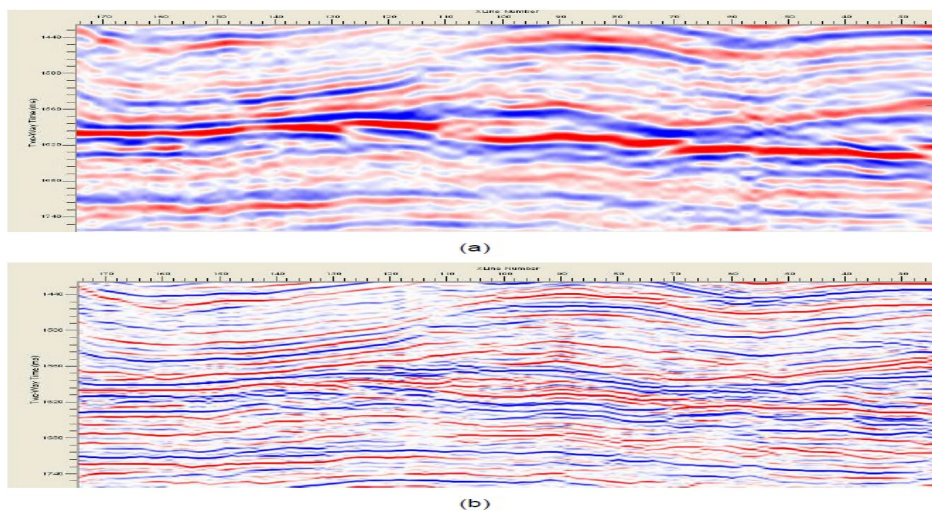


Рисунок 24. Сравнение стандартного сейсмического разреза (a) и разреза, полученного при помощи спектральной инверсии (b) [Chopra et al., 2007]

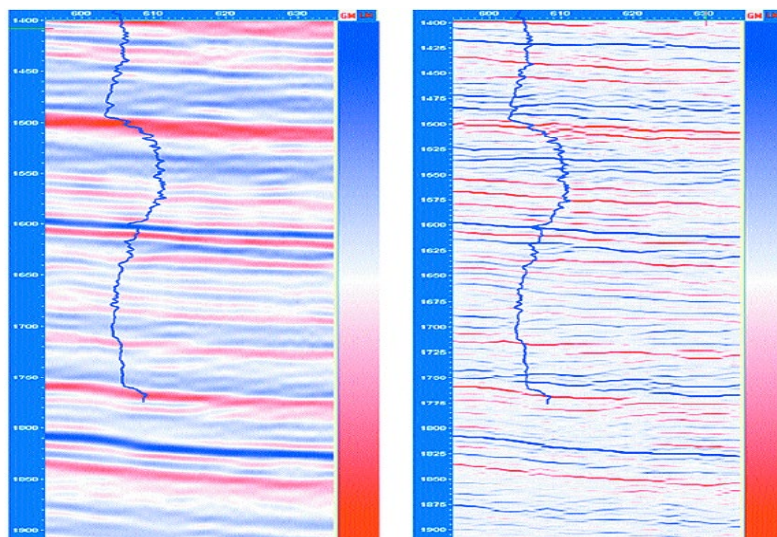


Рисунок 25 - Сравнение стандартного сейсмического разреза (слева) и разреза, полученного при помощи спектральной инверсии (справа). На разрезе показана кривая акустического каротажа [Chopra, Castagna, Portniaguine, 2006]

В то же время некоторые авторы уделяют внимание сложности определения толщины слоя при наличии переслаивания тонких пропластков [Gochioco, 1991].

Ряд исследователей предлагает использовать метод инверсии отражательной способности тонкого слоя, основанный на алгоритме согласующего преследования, методе разреженной декомпозиции сигнала. В отличие от традиционного алгоритма, новый метод сначала создает базу данных синтетических сейсмических сигналов возможных моделей отражений тонкослоистой среды, а затем выбирает оптимальные модели путем сопоставления всех синтетических сейсмических волн в модельном наборе данных с реальной сейсмической записью [Yang et al., 2011].

Следующий подход к увеличению разрешенности сейморазведочных данных – сейсмическая инверсия отражающей способности разреженного слоя с использованием разложения базисного преследования – basis pursuit inversion (BPI) [Zhang, Castagna, 2011]. Подробно суть метода описана в работе [Chen, Donoho, Saunders, 2001]. Инверсия с разреженными пиками (Sparse-spike inversion – SSI) – это альтернативный метод инверсии. В отличие от SSI, BPI использует алгоритм простого двойного логарифмического барьера [Chen, Donoho, Saunders, 2001], тогда как SSI решает только основное уравнение [Taylor, Banks, McCoy, 1979]. И BPI, и SSI имеют компромиссный коэффициент λ для управления выходным сигналом инверсии. Однако значения несопоставимы между методами. И то, и другое должно быть определено независимо путем тестовых испытаний. Сравнение сейсмических разрезов, полученных при помощи BPI и SSI, показано на рисунке 26.

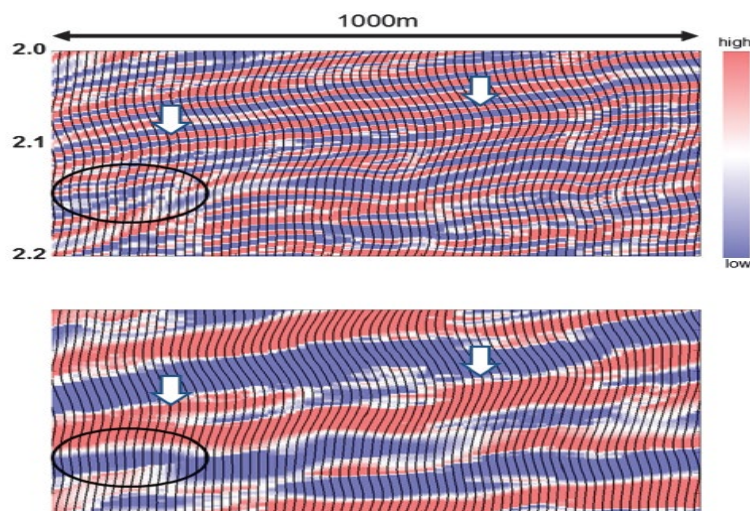


Рисунок 26 - (а) Результаты BPI показывают пары непрерывных латерально падающих слоев (белая стрелка), характерных для ненарушенной геологии. (б) Результат SSI показывает гораздо более простую структуру слоев импеданса. Черный эллипс на (а) подчеркивает клиновидную структуру, которая видна в BPI, но не видна в исходных сейсмических данных и в SSI [Zhang, Castagna, 2011]

Научная группа под руководством А.А. Архипова разработала технологию и программную реализацию «NSEIS» для расширения спектра и увеличения разрешающей способности сейсморазведки за счет технологий нелинейного анализа сейсмических данных, позволяющую провести расширение спектра записи в 2-2.5 раза, и получить прирост детализации на 100-150% [Архипов, 2023].

Ряд авторов [Wei Li et al., 2020] применял комбинации различных сейсмических атрибутов, таких как «доминирующая частота» и «стратиграфические переменные» для поиска их взаимосвязей с толщиной пласта. Применение операции разделения сейсмического сигнала на частотные составляющие (спектральное разложение), а также комбинаций частотных вариаций сигнала применяются для поиска толщин маломощных пластов [Wei Li et al., 2020; Shoemaker et al., 2007; Bitrus, Iacopini, Bond, 2016].

В своей работе авторы [Oliveira et al., 2005] применили зависимости вида «сейсмический атрибут – толщина пласта» для расчета толщин. Они использовали атрибуты: нормализованные значения извлеченных сейсмических амплитуд от интерпретируемого отражения, нормализованное значение среднего импеданса и составную сейсмическую амплитуды. На рисунке 27 приведена зависимость нормализованных значений извлеченных сейсмических амплитуд от толщины пласта. После исключения значений толщин более 20 м кросс-плот приобрел иной вид с высокой корреляцией (рис. 28). Анализировалась зависимость нормализованного значения среднего импеданса от толщины пласта (рис. 29) и составной сейсмической амплитуды (рис. 30) [Oliveira et al., 2005].

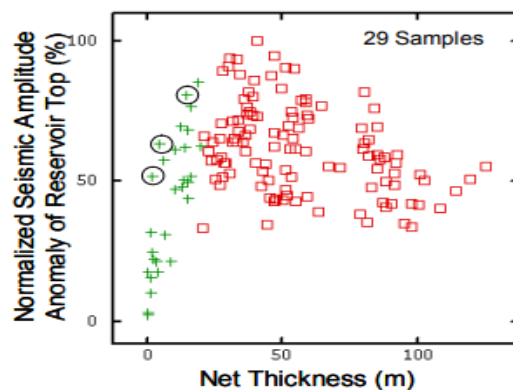


Рисунок 27 - Зависимость нормализованной амплитуды сейсмического сигнала от толщины пласта для всех скважин Marlim Deep Water Turbidite Oilfield [Oliveira et al., 2005]

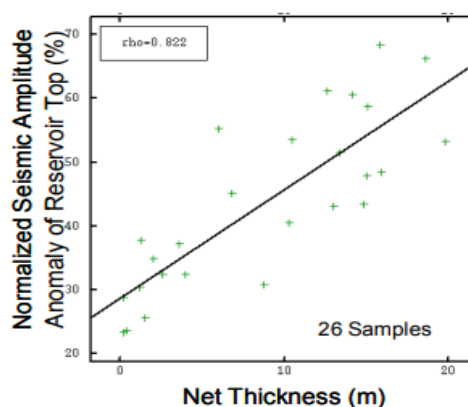


Рисунок 28 - Зависимость нормализованной амплитуды сейсмического сигнала от толщины пласта. Выбраны только скважины с толщиной пласта менее 20 м для Marlim Deep Water Turbidite Oilfield [Oliveira et al., 2005]

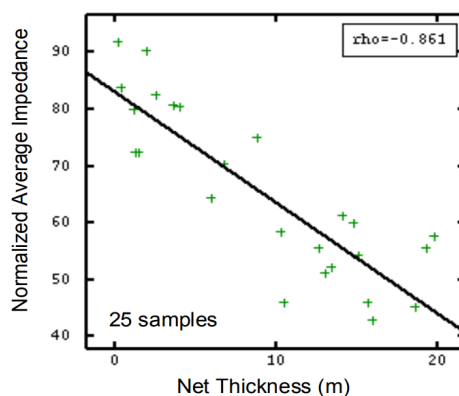


Рисунок 29 - Зависимость нормализованного значения среднего импеданса от толщины пласта. Выбраны только скважины с толщиной пласта менее 20 м для Marlim Deep Water Turbidite Oilfield [Oliveira et al., 2005]

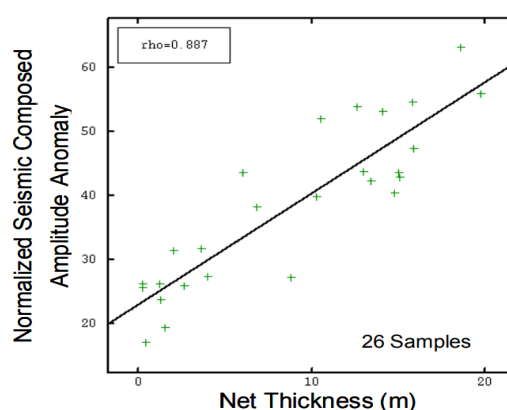


Рисунок 30 - Зависимость нормализованного значения составной сейсмической амплитуды от толщины пласта. Выбраны только скважины с толщиной пласта менее 20 м для Marlim Deep Water Turbidite Oilfield [Oliveira et al., 2005]

В своей работе авторы из Чили исследовали возможность применения сейсмических атрибутов «мгновенная частота», «спектральная магнитуда на частоте 10 Гц» и «спектральный

пик» (spectral frequency peak) для расчета толщины продуктивного пласта. Наилучшая корреляция получилась для атрибута спектральная магнитуда на частоте 10 Гц (Рисунок 31), карта распространения которого показана на Рисунке 32. Полученный коэффициент корреляции ($r=0.6322$) не позволил рассчитать карты мощностей с достаточной точностью [Ortiz et al., 2020].

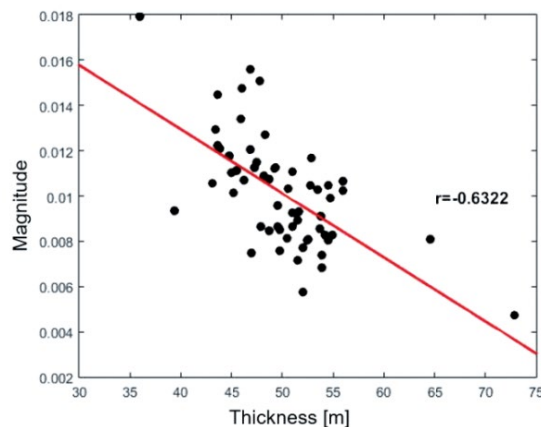


Рисунок 31 - Кросс-плот между значением сейсмического атрибута «спектральная магнитуда» на частоте 10 Гц и толщиной пласта [Ortiz et al., 2020]

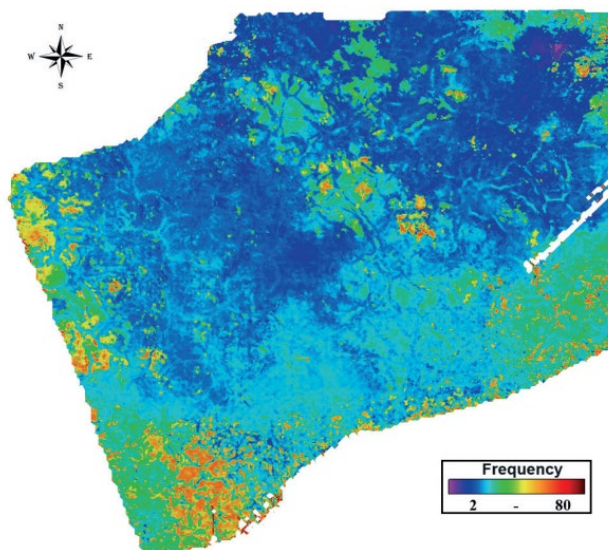


Рисунок 32 - Карта значений сейсмического атрибута «спектральная магнитуда на частоте 10 Гц» [Ortiz et al., 2020]

Иные комбинации применения сейсмических атрибутов для расчета толщины маломощных пластов описаны у авторов [Robertson, Nogami, 1984; Gaifulina et al., 2021; Huang, Yao, Li, 2009; Liu Haojie et al., 2014].

К.Ж. Marfurt и R.L. Kirlin в своей работе предложили использовать спектральную декомпозицию в переменном во времени окне для выявления изменений мощности в пределах палеоканалов. Авторам удалось выделить области в палеоканале с различными мощностями песчаника [Marfurt, Kirlin, 2001]. Результатом работы стала карта мультитрассового сейсмического атрибута, связанного с толщиной пласта, которая показана на рисунке 33.

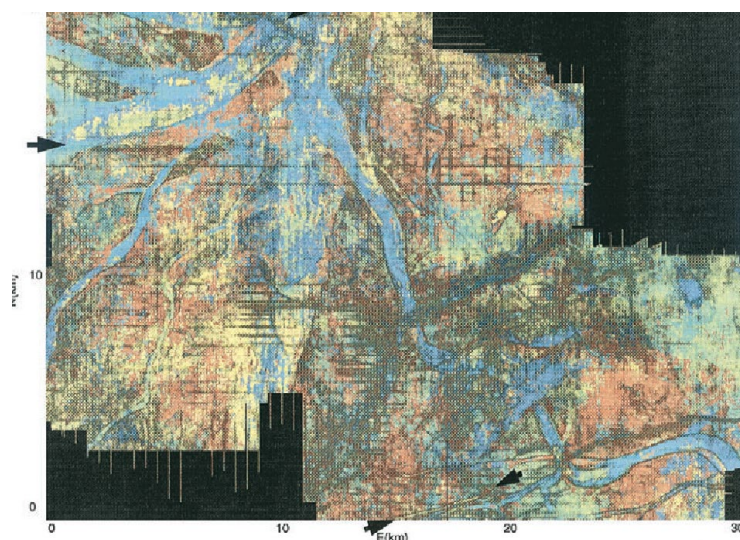


Рисунок 33 - Карта мультитрассового атрибута, показывающая изменение толщины палеоканалов. Синий цвет соответствует более широкой и глубокой (более мощной) части палеоканала, желтый, зеленый и голубой цвета показывают более узкие и мелкие участки палеоканалов [Marfurt, Kirilin, 2001]

Другие исследователи применяют нейросетевые алгоритмы для расчета карт мощностей [Wei Li et al., 2020; Sun et al., 2009; Wu et al., 2012]. Эти методы основаны на обучении нейронной сети по данным скважин и карт (или кубов) сейсмических атрибутов. На рисунке 34 показан алгоритм расчета, примененный авторами из Китая [Wei Li et al., 2020].

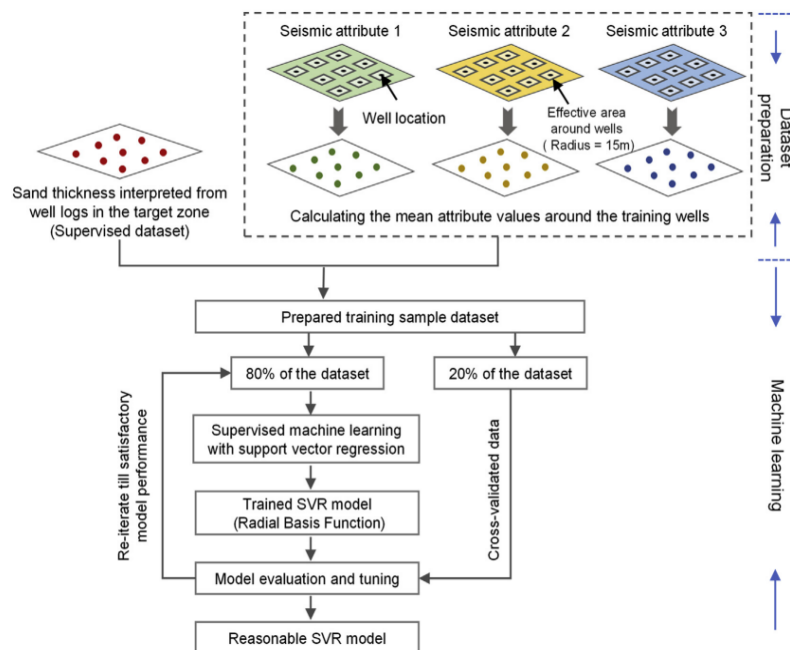


Рисунок 34 - Алгоритм расчета толщины пласта с применением SVR алгоритма [Wei Li et al., 2020]

Еще одним подходом к оценке мощности пластов является классификация сейсмических данных по форме сейсмической трассы. Форма сейсмического сигнала зависит от набора

факторов: особенности источника, поглощающие свойства среды, явления на отражающих границах, особенности приема и регистрации волн [Карпенко, Тяпкин, 1981].

Характеристики пластов могут быть отражены в изменении формы и характера сейсмической волны [Zahraa, Ghosh, 2017; Овечкина, Ольнева, 2012]. Форма сейсмической волны (waveform shape) несет информацию о характеристиках сигнала, и ее изменение может быть связано с изменениями литологии, пористости и типа флюида [Zahraa, Ghosh, 2017]. Кроме этого можно оценить и толщину пласта, даже в области малых мощностей, менее четверти длины волны [Lodwick, Grant-Woolley, 2016]. Суть данного подхода – моделирование влияния изменения мощности акустически контрастных отложений на форму сейсмического сигнала. Пример изменения формы сейсмического сигнала от толщины пласта показан на рисунке 35. Как видно из рисунка, изменение формы сейсмического сигнала зависит от толщины пласта даже в области значительно менее четверти длины волны [Anstey, 1980; Wang et al., 2019; Xu, Naq, 2022]. Исследователи используют математическую модель пласта с переменной мощностью для вычисления зависимости формы сигнала от толщины пласта, а затем проводят классификацию реальных сейсмотрасс на основании этой модели. На выходе получается карта распространения классов, каждый из которых соответствует определенной толщине пласта.

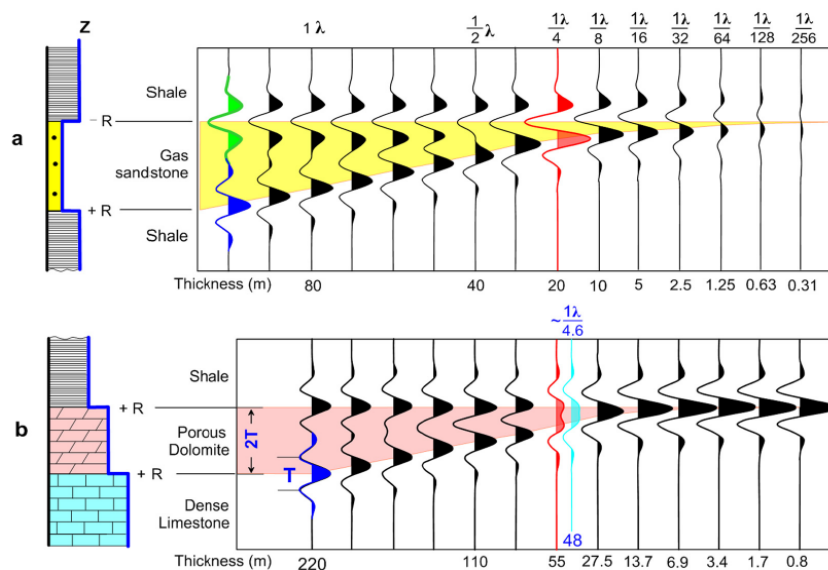


Рисунок 35 - Изменение формы сейсмического сигнала в зависимости от толщины пласта. а – модель для газонасыщенного песчаника с низким акустическим импедансом, залегающего между пластами глины с высоким акустическим импедансом; б – модель для пористого доломита со средним акустическим импедансом, который ограничен сверху пластом глины с низким акустическим импедансом, снизу – пластом плотного доломита с высоким акустическим импедансом [Xu, Naq, 2022]

Для прослеживания границ в тонкослоистых средах предложено немало алгоритмов сжатия сигналов, которые основаны на методах деконволюции [Гогоненков, Кравцов, 1976;

Козлов и др., 1973]. Однако в рамках традиционных методов деконволюции оценивание фазовых спектров не производится, их считают либо минимально фазовыми, либо нуль-фазовыми. Ряд авторов указывает на ограничения в использовании нуль-фазовых импульсов [Kallweit, Wood, 1982]. Для обхода этой проблемы был разработан алгоритм фазочастотной деконволюции, идея которого состоит в вычислении мгновенных фазовых спектров участков сейсмотрассы в скользящем вдоль трассы окне анализа и формировании на их основе функции правдоподобия. Полученные результаты подтвердили перспективность применения фазочастотной деконволюции для анализа тонкослоистых геологических сред [Кочегуров и др., 2017].

С увеличением объема широкополосных съемок появилась возможность создания детальных трехмерных моделей месторождений с учетом внутренней структуры отложений [Bouayad, Pivot, Lopez, 2020].

На территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции проводились работы по анализу подтверждаемости подсчетных параметров, рассчитанных по сейсморазведочным данным. Согласно данным В.Б. Левянта, оценка величины относительных погрешностей определения эффективной мощности Нэф составляет порядка 25-30%. Однако из-за низкой представительности (определения проводились только по терригенным продуктивным пластам среднего и нижнего карбона по группе из трех месторождений (Шершневскому, Трифоновскому и Гагаринскому) в Пермской области) данная оценка не может быть признана типовой [Левянт, 2008].

Оригинальный способ оценки мощности палеорусловых отложений предложен на основе морфогенетических типов палеоканалов по параметризации сейсмообразов. Суть метода заключается в выделении палеоканала по сейсмическим данным, типизация его по морфологическим признакам (извилистость, форма меандр, ширина пояса руслоформирования и ширина русла, параметр синусоидальности). Каждому типу канала соответствует определенная средняя толщина, которая может быть за пределами разрешающей способности сейсморазведочных данных [Ольнева и др., 2022; Ольнева и др., 2024].

1.7. Применение нейронных сетей для решения геологических задач

Первые нейронные сети были описаны в 1943 г. в работе американских ученых У. МакКаллока и У. Питтса [McCulloch, Pitts, 1943]. Нейронная сеть представляет собой особую вычислительную среду, способную хранить и обрабатывать большие массивы данных. В качестве основной идеи архитектуры нейронных сетей была взята теория строения человеческого мозга. Человеческий мозг является сложным механизмом, состоящим из отдельных нервных клеток (нейронов), которые обмениваются электрическими сигналами по нейронным связям (синапсам). Не удивительно, что один из создателей теории нейронных сетей, Уоррен Мак-

Каллок, был нейропсихологом и нейрофизиологом. Из нейрофизиологии и пришли основные термины нового направления.

Нейроны – блоки обработки входных данных для расчета выходного значения, оценки или определения параметров для нелинейных задач. Элементарным математическим преобразователем является искусственный нейрон (artificial neuron) [Bhatt, Helle, Ursin, 2001; Fertl, 1975; Namada, 2006; Kohli, Arora, 2014].

Искусственный нейрон состоит из умножителей (или синапсов), сумматора и обладает функцией активации (передаточной).

Связь между отдельными нейронами происходит посредством синапсов. Эти преобразователи умножают входной сигнал на вес синапса (силу связи). Сложение сигналов, поступающих по синаптическим связям от других нейронов и внешних входных сигналов, выполняет сумматор. Выход сумматора преобразуется функцией активации.

Математически существуют разные типы функций активации:

1) Функция жесткого предела. У такого варианта функции активации есть два варианта выходного сигнала: 0 или 1. На выходе такой функции мы получаем двоичную систему.

2) Линейная функция. У такого варианта функции активации выходной сигнал представляет собой линейную функцию (вида $y=kX+b$), где единственное выходное значение линейно зависит от входного.

3) Сигмоидная функция. У такого варианта функции активации выходной сигнал варьируется от 0 до 1.

В работах некоторых авторов, например [Helander, 1983; Hornik, Stinchcombe, White, 1989; Ketineni et al., 2015], утверждается, что для многослойной нейронной системы сигмовидная функция дает лучшие результаты, чем линейная функция или функция жесткого предела.

Персептрон является простой математической моделью нейронной сети, состоящей из одного слоя искусственных нейронов (artificial neuron). Способ объединения нейронов в нейронные сети называется архитектурой нейронной сети. Наиболее распространенной архитектурой нейронных сетей персептронов является многослойный персептрон [Круглов, Борисов, 2002].

Нейронная сеть состоит из K слоев нейронов, где K – любое натуральное положительное число. Первый слой называется входным слоем или сенсорным слоем, внутренние слои называются скрытыми, а последний – выходным. Количество нейронов в слое произвольное и задается архитектурой слоя.

Multilayer Perceptron (MLP) – это многослойный персептрон. Поскольку каждый слой подобного многослойного персептрона способен обрабатывать и преобразовывать сигналы

независимо от других слоев, то на выходе можно получить нелинейные зависимости выходных данных от входных. Это условие определяет перспективность применения многослойных персептронов для аппроксимации функций. В процессе обучения нейронная сеть настраивается таким образом, чтобы минимизировать ошибку. Если рассмотреть пример с определением пористости по данным геофизических исследований и пористости по керну, то многослойный персептрон будет настраивать синаптические веса таким образом, чтобы расчетная кривая пористости (полученная как выход нейронной сети) была максимально похожа (имела минимальную среднеквадратичную ошибку) на данные пористости по керну. В этом случае связь может получиться нелинейной, а зависимость может быть построена по нескольким входным кривым каротажа. Такая функция позволяет нейронным сетям стать не просто механизмом запоминания, но механизмом полноценной обработки входной информации. В дополнение MLP-сеть демонстрирует большую надежность и устойчивость к ошибкам благодаря встроенной избыточности. Если в скрытых слоях сети появятся неверные вычисления, они не будут коренным образом влиять на выходные параметры. Однако каждый дополнительный слой нейронной сети требует дополнительных вычислительных мощностей.

В отличие от Multiple Linear Regression (MLR) – множественной линейной регрессии, которая предсказывает взаимосвязь между переменными, – многослойный персептрон поддерживает переменный и нелинейный характер входных и выходных данных, поскольку не имеет тенденции усиливать алгоритм, чтобы предсказанные значения лежали близко к средним [Riedmiller, Braun, 1993; Panesso, Quaglia, 2002; Powell, 1977].

Нейронные сети создавались как математический прототип человеческого мозга, и они способны к обучению. Возможность такого обучения (то есть настройки алгоритма на входные данные для решения поставленной задачи) – одно из главных преимуществ нейронной сети перед традиционными алгоритмами (такими как линейная регрессия, анализ главных компонент и т. д.). Задача обучения персептрона – выбрать такие значения параметров сети, при которых ошибка минимальна для заданной обучающей выборки. Обучение нейронной сети – это математическое объяснение алгоритма параметров желаемого результата.

Существуют три основных класса алгоритмов обучения нейронных сетей:

I. Обучение с учителем или контролируемое обучение. При таком обучении на вход нейронной сети подается несколько массивов входных данных. Часть данных описывает входную функцию, другая часть – ожидаемый результат на тестовом наборе данных. Нейронная сеть обучается, имея заданные входные данные максимально приблизиться к заданным выходным параметрам.

II. Обучение с подкреплением: сеть оценивается по производительности своего алгоритма, целевой результат не обеспечивается.

III. Неконтролируемое обучение или обучение без учителя: нейронная сеть сама определяет параметры кластеризации входных данных без опоры на учителя [Helander, 1983; Hornik, Stinchcombe, White, 1989; Ketinen et al., 2015].

Нейронные сети выполняют три основные задачи:

1. Классификация – разделение исходного набора данных на классы, которые задаются пользователем как входной параметр. Классификация всегда требует обучения с учителем.

2. Кластеризация – разделение на классы исходного набора данных без задания входных условий, то есть нейронная сеть сама определяет параметры разделения на классы без учителя. Количество классов задается пользователем.

3. Регрессия – нахождение функциональной зависимости между наборами входных и выходных данных. Требует наличия учителя (рис. 36).

Принципы работы нейронной сети с точки зрения взаимодействия с пользователем можно описать следующим образом:

1. Обучение. На вход нейронной сети подается входной набор данных (это могут быть карты, каротажные кривые, таблицы по керну, сейсмические разрезы и кубы, сейсмические атрибуты и др.) и данные для обучения (например, пористость по керну, толщина пласта в точках скважин, литологический или фациальный состав пород по скважинам и др.). Нейронная сеть ищет скрытые взаимосвязи между входными данными и данными для обучения. Например, находит взаимосвязь между методами каротажа и пористостью по керну.

2. Проверка работоспособности нейронной сети. Кроме данных, используемых для обучения, часть данных используется для тестирования результата. На тестовом наборе данных проверяется качество работы нейронной сети. Пользователь задает параметры окончания расчета: или достижение необходимого уровня ошибки, или прохождение достаточного количества итераций.

3. Применение обученной нейронной сети для всего объема данных. На этом этапе обученная нейронная сеть получает на вход полный объем данных и формирует итоговое решение.



Рисунок 36 - Основные задачи, выполняемые нейронной сетью

Искусственные нейронные сети – современный подход к обработке больших массивов данных. При соответствующей настройке они обладают высокой гибкостью, то есть хорошо описывают решение в пределах заданных входных значений. Однако искусственным нейронным сетям присущи неточности в случае экстраполяции [Hettiarachchi, Hall, Minns, 2005]. Например, если обучить нейронную сеть вычислению пористости по керну со значениями от 5% до 15%, то такая сеть будет достаточно точно рассчитывать пористость в заданных пределах, и может иметь существенные ошибки за рамками интервала (то есть для пористости менее 5 процентов или более 15 процентов).

Нейросетевое моделирование дает наилучшее качество интерпретации входных данных, если иные способы его обработки не дают удовлетворительных результатов. Важная особенность нейронной сети – она анализирует только тот набор данных, который был подан на обучение. Например, если нейронной сети подать в качестве входных данных кривые каротажа, то она не будет анализировать толщины исследуемых пластов (если этот параметр не подавать на вход обучения), а вот человек-интерпретатор может их учитывать даже в тех случаях, когда в этом нет необходимости [Cannady, 1998]. Иными словами, нейронные сети лишены субъективности при построении собственного решения: они вычисляют результат строго по заданным входным характеристикам согласно архитектуре сети.

Следует отметить, что искусственные нейронные сети способны фиксировать даже небольшие изменения (не видимые человеком-интерпретатором при обработке данных) во входных данных и учитывать необходимый эффект в решении. По этой причине нейронные сети можно применять при разработке систем автоматической (или автоматизированной) интерпретации геофизических исследований скважин на новых объектах (по которым еще не получены устойчивые детерминированные зависимости), а также на нетрадиционных и сложно-построенных месторождениях при определении литологии и расчете ФЕС [Lisovskaya, Platov,

2021]. Данное свойство нейронных сетей может ухудшать результаты, если нейронная сеть будет пытаться воспроизводить некоррелированный шум в данных.

Отечественные ученые-геофизики давно применяют различные подходы к интерпретации геолого-геофизической информации при помощи нейронных сетей. Например, в ООО «ТНГ-Групп» для распознавания нефтеперспективных зон создан алгоритм на основе нейронной сети, который позволил по комплексу геофизических и геохимических параметров решить задачи по поиску нефти с высокой точностью. Результаты опытных работ свидетельствуют, что искусственная нейронная сеть (многослойный персептрон – MLP) обеспечивает корректное решение нефтепоисковых задач с вероятностью более 98%, тогда как при классификации традиционными детерминированными методами вероятность составляет только 54% [Паклин, Мухамадиев, 2005].

Искусственные нейронные сети активно применяются для решения различных геологических и геофизических задач, таких как классификация литологических структур [Ford, Kelly, 2001], оценка водонасыщенности [Nakutnyy, Asghari, Torn, 2008; Hamada, Elsakka, Chaw, 2018], проницаемости [Maslennikova, 2013] и пористости [Hamada, Elsakka, Chaw, 2018].

В Республике Татарстан на базе обширного геолого-геофизического материала разработаны подходы к его обработке и интерпретации с применением машинного обучения [Патент № 2158939 С1, 2000; Хисамов и др, 2021].

В Институте геологии и нефтегазовых технологий Казанского федерального университета были проведены работы по уточнению геологического строения залежей нефти при помощи нейросетевого моделирования [Разработка автоматизированного подхода., 2018]. Учеными создан программно-методический комплекс для улучшения выделения литологических неоднородностей. Полученный алгоритм работы разработанной нейронной сети может применяться для определения зон с наличием тонких уплотненных прослоев и переслаиваний.

Автор диссертационной работы применял нейронные сети для решения геолого-геофизических задач. Классификация сейсмической записи по сейсмическим атрибутам и по форме сигнала позволяет выделять сейсмические фации и анализировать их с точки зрения геологических фаций [Platov, Safina, Zinjukov, 2018; Platov, Kozhevnikova, Shipaeva, 2019]. Важная особенность нейронной сети – возможность одновременного анализа большого объема входных данных. Автором были применены иные подходы к выделению и анализу сейсмических фаций [Хамидуллина и др., 2018].

Еще одно применение нейронных сетей – построение нейронной сети для связи керновых данных (пористости) и геофизических кривых. Данный подход позволяет рассчитывать

пористость даже в условиях отсутствия четкой взаимосвязи вида «Керн-ГИС» для сложнопостроенных коллекторов [Lisovskaya, Platov, 2021].

В 2022 году произошел резкий рывок в области доступности машинного обучения для конечных пользователей.

Летом 2022 года вышла программа MidJourney для генерации изображений по текстовому описанию или по загруженным образцам картинок. Программа использует технологии машинного обучения для создания образов. MidJourney реализована в онлайн формате, что позволяет иметь доступ из любой точки мира. Алгоритм достаточно оптимизирован и способен генерировать картинки высокого разрешения за несколько минут.

В ноябре 2022 года вышла программа ChatGPT. Этот чат-бот способен анализировать информацию и выдавать ее в виде связного текста на свободную тематику. Он способен понимать контекст и генерировать связанные между собой тексты. Такой подход позволяет создавать статьи на свободную тематику произвольного объема с минимальной необходимостью редактирования. ChatGPT может вытеснить с рынка труда многие профессии, такие как копирайтер, новостной обозреватель и журналист. В геофизике данная технология пока не нашла своего применения, однако это только вопрос времени. В перспективе подобные текстовые помощники смогут писать отчеты и формировать базы данных. Возможно применение подобных технологий для анализа большого объема текстовой литературы – например, создания литературных обзоров по определенным темам или геологическим объектам.

Различные алгоритмы машинного обучения (не только основанные на нейронных сетях) активно применяются в сейсморазведке для прогноза коллекторских свойств пластов. Для этого комбинируются данные со скважин (каротажные данные, керн) и данные сейсморазведки (в основном 3D). В результате можно рассчитать как прогнозные карты свойств, так и построить трехмерные модели распределения искомых фильтрационно емкостных свойств, наличия коллектора и эффективных толщин [Егоров, Приезжев, Гладкова, 2018; Приезжев, Данько, 2020].

В современных программных продуктах активно и давно используются алгоритмы машинного обучения (нейронные сети, самоорганизующиеся карты, random forest и другие подходы) для решения задач регрессии, классификации и кластеризации. В рамках исследования автором применялось ПО Petrel от компании Schlumberger, ПО CANVAS от Paradigm и ПО IP_Seismic от ООО «Лаборатория Приезжева».

Для решения задачи регрессии ПО Petrel использует модель многослойного перцептрона (Multilayer Perceptron, MLP). Это классическая архитектура нейросети, состоящая из нескольких слоев нейронов, соединенных полносвязными связями. MLP подходит для моделирования нелинейных зависимостей между входными признаками (например, сейсмические атрибуты,

данные геофизических исследований скважин (ГИС)) и выходными значениями (например, пористость, проницаемость).

Для классификации по форме сигнала в ПО Canvas применяются автокодировщики (Autoencoders). Автокодировщики представляют собой нейросети, обученные реконструировать свой вход. В процессе обучения они учатся извлекать наиболее важные признаки данных. В контексте кластеризации формы сейсмического сигнала, автокодировщик может использоваться для снижения размерности данных и представления сейсмических сигналов в виде векторов признаков. Эти векторы затем используются для кластеризации.

Для решения задач регрессии в ПО IP_Seismic применяется набор различных нейросетевых моделей. В рамках исследования применялись сети на основе нейронной сети Кохонена и нелинейный прогнозирующий оператор, основанный на модели Колмогорова с гибридными технологиями обучения [Kobrunov, Priezzhev, 2016].

Самоорганизующиеся карты Кохонена (Self-Organizing Maps, SOM), известные как сети Кохонена, обычно не используются для задач регрессии в их классической форме. SOM – это алгоритм неконтролируемого обучения, который предназначен для кластеризации, снижения размерности и визуализации данных, а не для предсказания непрерывных числовых значений (что является задачей регрессии). Однако, в IP_Seismic нейронные сети Кохонена реализованы в виде метода ближайшего соседа, где нейроны – это точки пластопересечения с известными значениями эффективной толщины по скважинам. В процессе прогноза находится несколько ближайших соседей (нейронов) и усреднение значения прогноза с весами по схожести и/или по расстоянию (в метрах) до точек пластопересечения [Приезжев, Данько, Онищенко, 2025].

Модель Колмогорова для нейронных сетей основана на теореме Колмогорова о суперпозиции. Теорема утверждает, что любую непрерывную функцию от n переменных можно представить в виде композиции непрерывных функций от одной переменной и операции сложения. В более формальном виде для любой непрерывной функции $f(x_1, \dots, x_n)$ от n переменных существуют функции от одной переменной $g_i(y)$ и константы λ_{in} , такие что:

$$f(x_1, \dots, x_n) = \sum_i g_i(\sum_n \lambda_{in} x_n) \quad (4)$$

Эта теорема показывает, что в принципе любую функцию можно аппроксимировать с помощью композиции функций от одной переменной. Если представить, что g_i – это функции активации нейронов, а λ_{in} – это веса связей между нейронами, то теорема подразумевает, что, в теории, даже достаточно простые нейронные сети могут приблизить любую непрерывную функцию [Колмогоров, 1957].

Классическая нейронная сеть использует нейроны, которые являются взвешенной суммой входного вектора, с последующим использованием активационной функции сигмоидного вида.

В модели Колмогорова применяются полнофункциональные активационные функции на основе теоремы Колмогорова [Priezzhev, 2020]. Сравнение математических записей классического нейрона и модели Колмогорова представлена в общем виде на рисунке 37.

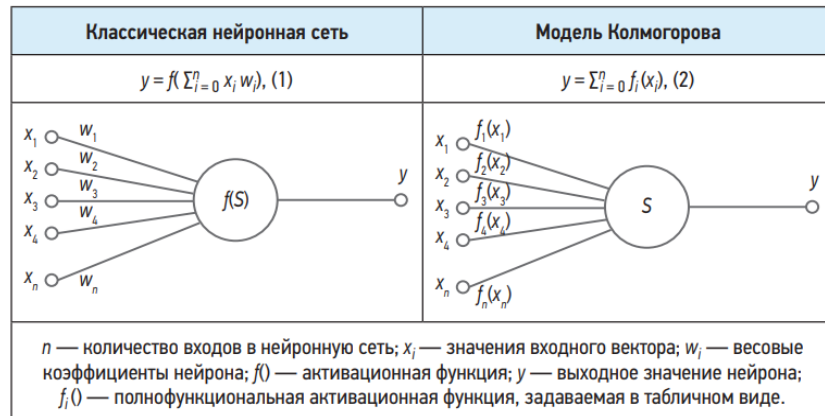


Рисунок 37 - Классическая нейронная сеть и модель Колмогорова [Priezzhev, 2020]

Сравнительный анализ архитектур нейронов показывает, что функциональные преобразования на входах, в отличие от классического подхода, обеспечивают значительно большую свободу нейрону. Это позволяет нейросетям с полнофункциональными нейронами Колмогорова адаптивно работать с различными распределениями входов, однако цена такой гибкости – многократное увеличение числа параметров, поскольку функции преобразования часто задаются таблично. Обучение таких нейронных сетей возможно на основе ранее представленных И.И. Приезжевым моделей [Kobrunov, Priezzhev, 2016; Priezzhev, Shmaryan, Bejarano, 2008], со стабилизацией по А.Н. Тихонову [Tikhonov, Arsenin 1977].

1.8. Дискретизация сейсморазведочных данных

Сейсморазведочные данные записываются, обрабатываются и хранятся в цифровом формате. Для хранения обработанных сейсморазведочных данных создан стандарт SEG-Y – данный формат файла широко применяется в России и мире.

В SEG-Y-файле сейсмические данные хранятся в виде дискретного набора отсчетов. Дискретизация задана как по горизонтали (расстояние между соседними точками записи), так и по вертикали (расстояние по времени между соседними отсчетами на сеймотрассе). В современных сейсмических съемках дискретизация по времени составляет от 2 миллисекунд до 4 миллисекунд.

Согласно теореме Котельникова, при дискретизации аналогового сигнала потерь информации не будет только в том случае, если наивысшая частота полезного сигнала (спектральная плотность) равна половине или меньше частоты дискретизации [Котельников, 1933]. В англоязычной литературе данное утверждение доказано Гарри Найквистом [Nyquist, 1928], а предельная частота восстановления сигнала называется частотой Найквиста.

Исходя из данной теоремы, можно рассчитать предельную частоту сигнала, которую можно восстановить из дискретной сейсмической записи.

Для шага дискретизации 4 миллисекунды частота Найквиста будет составлять $f_N = \frac{1}{2} * (1/0.004 \text{ с}) = 125 \text{ Гц}$.

Для шага дискретизации 2 миллисекунды частота Найквиста будет составлять $f_N = \frac{1}{2} * (1/0.002 \text{ с}) = 250 \text{ Гц}$.

Частотный спектр стандартной сейсмической записи составляет от 10 Гц до 80 Гц. Следовательно, частота дискретизации 2 миллисекунды достаточна для восстановления стандартных сейсмических сигналов. Однако в случае применения широкополосных сейсмоприемников необходимо уменьшение шага дискретизации по времени, что приведет к увеличению объема данных.

Выводы по главе 1

1. Теоретически вертикальная разрешающая способность сейсморазведочных данных составляет от $1/8$ до $1/4$ длины волны и зависит от частоты сигнала и пластовой скорости волны. Для стандартных условий (центральная частота сейсмического сигнала 60 Гц, скорость порядка 3000 м/с) ограничение составляет от 6.25 м до 12.5 м.

2. Точное определение толщины маломощных пластов необходимо для:

- увеличения точности подсчета запасов;
- проектирования разработки месторождений и выбора геометрии горизонтальных скважин;
- проектирования ГРП;
- выделения геологических объектов (например, палеоврезов).

3. Автором разработана классификация методов увеличения разрешающей способности сейсморазведочных данных. Все методы разделены на 3 класса:

- методы возбуждения/регистрации сигналов;
- методы обработки сейсморазведочных данных;
- методы интерпретации сейсморазведочных данных.

4. Методы возбуждения и регистрации сейсморазведочных данных основаны на расширении частотного диапазона записи как в области высоких частот, так и в области низких частот. Основные успехи:

- новые конфигурации расположения источников и приемников (при морских съемках);
- применение широкополосных вибросейсмисточников (в наземной сейсморазведке);
- применение широкополосных сейсмоприемников;
- применение высокоплотных сейсмических съемок.

5. Новые методы обработки сейсморазведочных данных для повышения разрешающей способности разрабатываются для обработки новых широкополосных данных, однако способны улучшить сейсмические изображения, полученные при стандартных съемках. Основные нововведения:

- подавление волн помех на источнике сейсмических волн;
- подавление волн помех на сейсмоприемнике;
- применение технологии Q-томографии.

6. Новые методы интерпретации сейсморазведочных данных позволяют улучшить разрешающую способность сигнала после суммирования. Основные методики:

- спектральная инверсия сейсмического сигнала;

- классификация сейсмического сигнала по форме сеймотрассы и построение математической модели зависимости формы сигнала от толщины маломощного пласта;
- корреляция сейсмических атрибутов (амплитудных и частотных) со значениями толщины маломощных пластов в скважинах. Дальнейшее применение этой корреляционной зависимости при прогнозе толщин в межскважинном пространстве;
- интеграция различных источников данных (карт классификаций, карт и кубов сейсмических атрибутов, значений толщин пластов по скважинным данным) при помощи нейронных сетей. Используется обучение с учителем, где в качестве опорных данных применяются значения толщин по скважинам.

7. Стандартная частота дискретизации сейсморазведочных данных (2 миллисекунды) достаточна для восстановления частотного спектра стандартных сейсмических сигналов, однако может быть недостаточной для восстановления широкополосных данных (свыше 250 Гц).

ГЛАВА 2. ОБЪЕКТЫ ИССЛЕДОВАНИЯ. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОБЪЕКТОВ

Объектами исследования стали отложения тульско-бобриковского возраста на двух месторождениях Юго-Восточной части Республики Татарстан – нефтяном месторождении А и нефтяном месторождении Б.

2.1. Литология и стратиграфия

Осадочный чехол Республики Татарстан включает в себя палеозойские, мезозойские и кайнозойские отложения. Осадочные породы залегают на кристаллическом фундаменте архейско-протерозойского возраста.

Кристаллический фундамент

Отложения кристаллического фундамента вскрыты глубокими скважинами на территории Республики Татарстан. Возраст отложений – Архей – Протерозой. Породы сложены магматическими и метоморфическими породами [Геология Татарстана, 2003].

Палеозойская эратема

Осадочный чехол на территории Республики Татарстан представлен палеозойскими отложениями девонской, каменноугольной и пермской систем.

Объектом исследования являлись горные породы каменноугольного возраста, а именно отложения турнейского и визейского ярусов.

Каменноугольная система

Каменноугольные (карбоновые) отложения преимущественно карбонатные по составу. Терригенными породами сложены радаевский и бобриковский горизонты, которые находятся в основании визейского яруса. Еще один терригенный горизонт – верейский, – находится в нижней части московского яруса. Толщина отложений каменноугольного возраста составляет порядка 1 км (от 800 м до 1400 м).

Нижний отдел каменноугольной системы включает турнейский, визейский и серпуховский ярусы.

Турнейский ярус конформно залегает на породах фаменского яруса. Породы турнейского яруса представлены известняками с прослоями доломитов, аргиллитов, глин. В отложениях встречается разнообразная фауна: фораминиферы, брахиоподы, остракоды, водоросли. Толщина яруса достигает 200 м [Геология Татарстана, 2003].

В нижней части визейского яруса преобладают терригенные породы: песчаники, аргиллиты и глины. В верхней его части преобладают карбонатные породы: известняки с прослоями мергелей, доломитов, глин. В аргиллитах встречаются окаменелые остатки фауны, обитавшей в этом районе в каменноугольное время. Толщина отложений может достигать 300 м

[Геология Республики Татарстан, 2014; Геология Татарстана, 2003]. Фрагмент стратиграфической схемы приведен на рисунке 38.

Система	Отдел	Ярус	Подъярус	Горизонт
Каменноугольная	Нижний	Визейский		Тульский
				Бобриковский
				Радаевский
				Косьвинский
		Турнейский	Верхний	Кизеловский
				Черепецкий
			Нижний	Упинский
				Малевский
				Гумеровский

Рисунок 38 - Стратиграфическая схема нижнего отдела каменноугольных отложений Республики Татарстан [Геология Татарстана, 2003]

2.2. Тектоника

Тектонические структуры территории Республики Татарстан представляют собой часть структуры Волго-Уральской антеклизы, расположенной на восточной границе древней Восточно-Европейской платформы [Геология Татарстана, 2003].

Территория Татарстана может быть разделена на четыре крупных тектонических элемента Волго-Уральской антеклизы:

Южно Татарский свод (ЮТС);

Северо-Татарский свод (СТС), разделенный Прикамским разломом;

Мелекесская впадина;

Казанско-Кировский прогиб [Геология Татарстана, 2003].

Южно-Татарский свод ограничен с севера Прикамским разломом, с востока – Бирской седловиной, с запада – Мелекесской впадиной. Со всех сторон свод ограничен разломами.

Современная структура Южно-Татарского свода окончательно сложилась в ходе альпийского цикла тектогенеза [Геология Татарстана, 2003].

Изучение тектонического строения осадочного чехла Республики Татарстан проводилось по данным глубокого бурения, сейсморазведки, гравиразведки, магниторазведки. В частности, проводились региональные сейсморазведочные исследования по профилю «Татсейс» [Трофимов, 2006]. Результаты интерпретации строения осадочного чехла по данным регионального сейсморазведочного профиля «Татсейс» проводились сотрудниками Казанского федерального университета [Platov, Usmanov, Eliva, 2017]. Расположение регионального

сейсмического профиля «Татсейс» показано на рисунке 39. Сейсмический разрез в формате времен приведен на Рисунке 39. По результатам интерпретации скважинных и сейсмических данных вдоль профиля была построена двумерная модель осадконакопления (рис.40). Кристаллический фундамент на территории Республики Татарстан имеет выраженное блоковое строение [Плотникова и др., 1988; Нургалиев, Чернова, Нугманов, 2011].

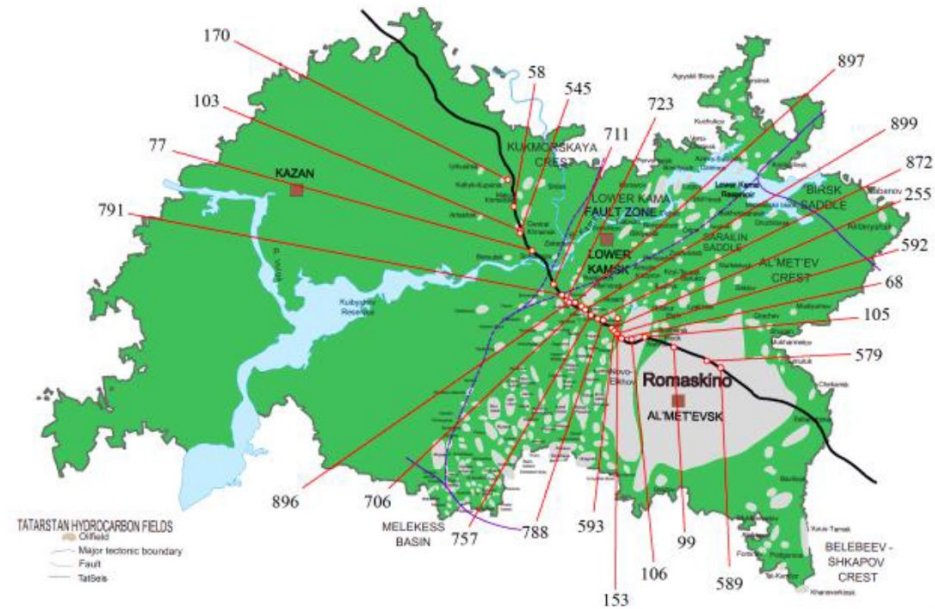


Рисунок 39 - Расположение регионального сейсмического профиля «Татсейс» на территории Республики Татарстан. Серым цветом показано расположение основных нефтяных месторождений.[Platov, Usmanov, Eliva, 2017].

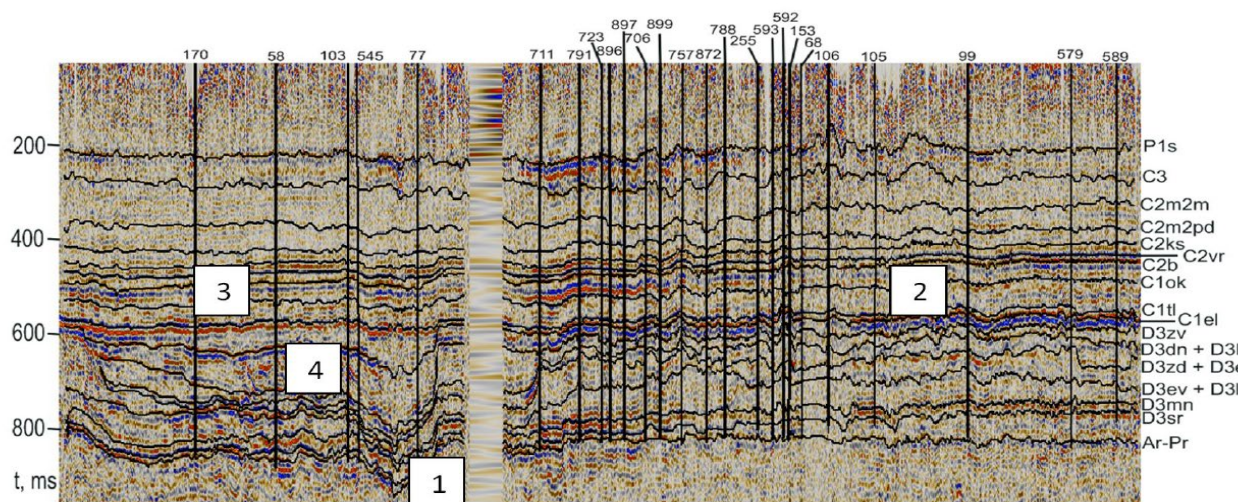


Рисунок 40 - Сейсмический разрез вдоль регионального профиля «Татсейс» в формате наблюдаемых времен. Цифрами показано расположение крупных тектонических элементов: 1 – Сарайлинский прогиб, 2 – Южно-Татарский свод, 3 – Северо-Татарский свод, 4 – зона увеличения мощности девонских отложений [Platov, Usmanov, Eliva, 2017]

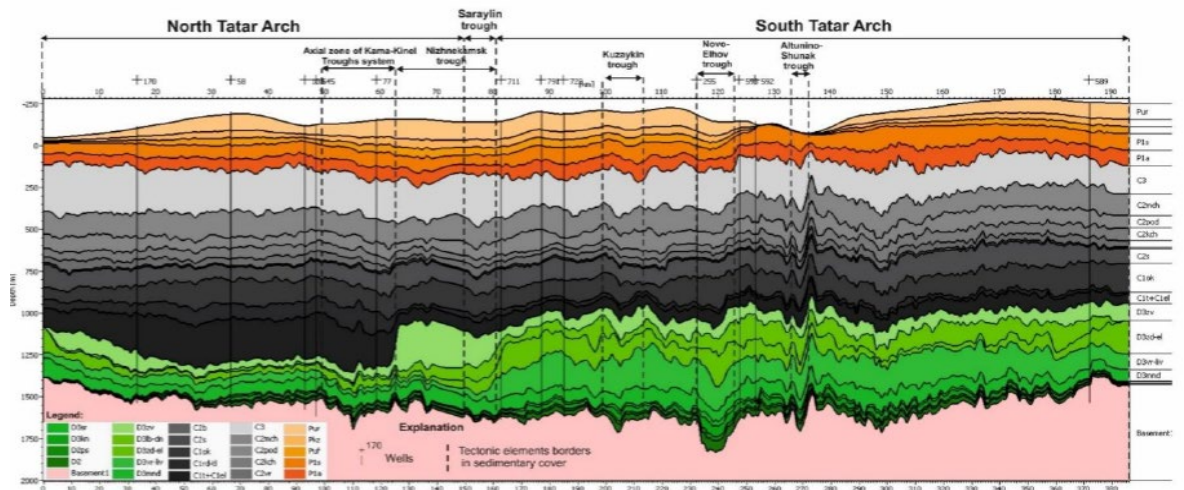


Рисунок 41 - Модель осадконакопления вдоль сейсмического профиля «Татсейс» [Kadyrov, Platon, 2018].

Тектоническая схема палеозойского осадочного чехла Республики Татарстан с указанием основных тектонических элементов приведена на рисунке 42 [Геология Татарстана, 2003].

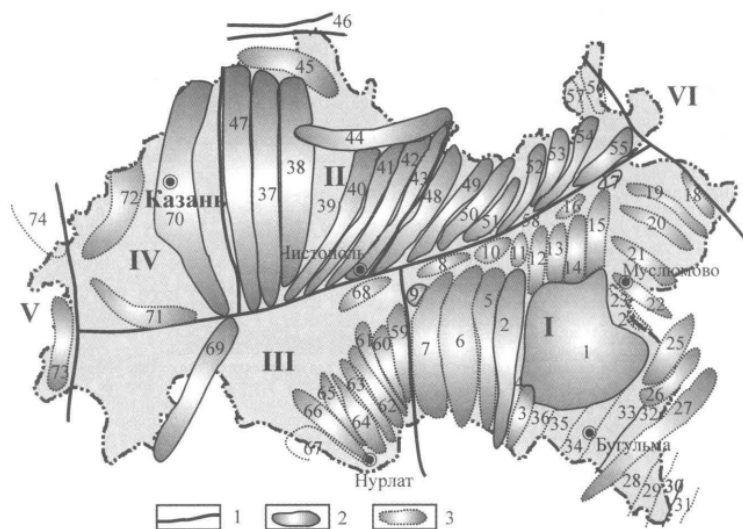


Рисунок 42 - Тектоническая схема строения осадочного чехла та территории Республики Татарстан.

1 – границы крупных тектонических структур первого порядка (I – ЮТС, II – СТС, III – Мелекесская впадина, IV – Казанско-Кировский прогиб, V – восточный склон Токмовского свода, VI – Бирская седловина);

2 – сквозные и наложенно-сквозные структуры;

3 – наложенные и погребенно-наложенные структуры, по: [Геология Татарстана, 2003].

В тектоническом отношении участок месторождения Б расположен на западном склоне южного купола Татарского свода. Структура поверхности ЮТС расчленена системой разломов на ряд строгих линейных гряд. Исследуемая территория находится в пределах Черемшано-

Ямашинского блока фундамента, разделенного на Ашальчинскую и Беркет-Ключевскую гряды Кзыл-Кочским грабенообразным прогибом.

Поверхность кристаллического фундамента представляет собой моноклиальный склон, погружающийся в западном и юго-западном направлениях. На фоне общего падения слоев выделяется ряд амплитудных выступов фундамента, разделенных между собой прогибовыми зонами, представленными, в основном, в виде цепочки локальных отрицательных форм различной конфигурации. Эродированная поверхность кристаллического фундамента перекрывается отложениями осадочного чехла, которые носят унаследованный характер напластования с тенденцией к выполаживанию вверх по разрезу.

Месторождение А в тектоническом плане расположена в зоне сочленения двух блоков Южно-Татарского свода: сводовой части Южно-Татарского свода и Западным склоном Южно-Татарского свода. Согласно данным глубокого бурения и интерпретации данных сейсморазведочных работ установлено, что поверхность кристаллического фундамента испытывает ступенчатое погружение в западном направлении и разбита серией разноориентированных тектонических нарушений. Формирование блоковой структуры связано с движениями земной коры по зонам разломов меридионального направления. Эродированная поверхность кристаллического фундамента перекрывается отложениями осадочного чехла, которые носят унаследованный характер напластования с тенденцией к выполаживанию вверх по разрезу.

Одной из особенностей строения территории (как месторождения Б, так и месторождения А) является размыв поверхностей турнейского и башкирского ярусов и образование эрозионных врезов верейского и визейского возрастов. Данные эрозионные образования в карбонатных породах заполнены терригенным материалом, в основном кварцевыми песчаниками, с прослоями глин и углей. Широкое развитие по площади имеют визейские врезы, подтвержденные данными глубокого бурения. Мощность отложений в пределах развития врезов может в несколько раз отличаться от вневрезных территорий и достигать 80 м.

2.3. Нефтегазоносность

Республика Татарстан является одним из крупнейших нефтедобывающих регионов России. Добыча нефти является одним из важнейших направлений развития промышленности в Республике Татарстан. Здесь сосредоточено более 100 месторождений (рис.43).

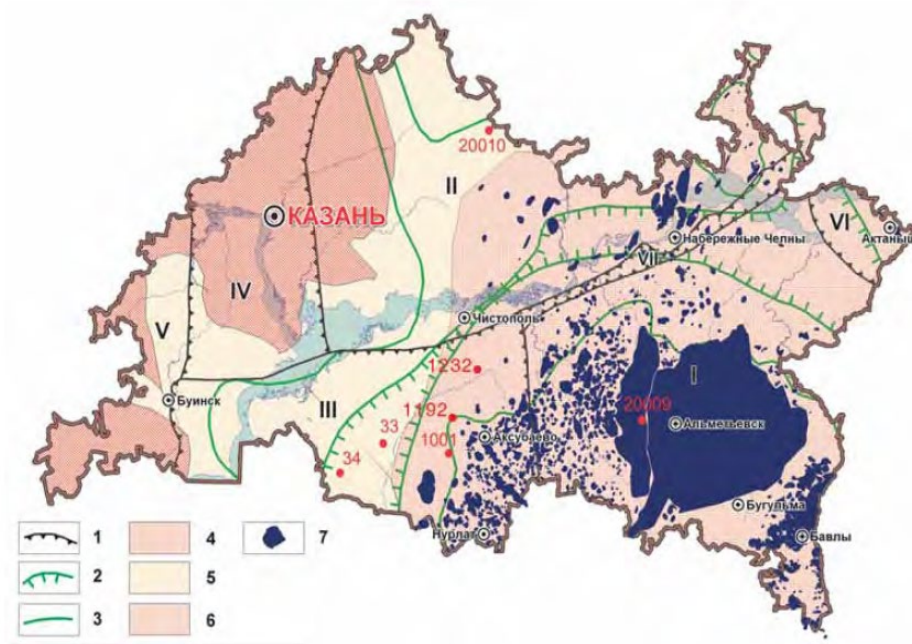


Рисунок 43 - Карта нефтегазоносности Республики Татарстан. Красным цветом показаны параметрические скважины, пробуренные до кристаллического фундамента.

1 – границы тектонических структур первого порядка:

I – ЮТС, II – СТС, III – Мелекесская впадина, IV – Казанская седловина, V – Токмовский свод, VI – Бирская седловина, VII – Сарайлинская седловина;

границы Камско-Кинельской системы прогибов: 2 – осевой, 3 – внутренний прибортовой;

земли: 4 – опоискованные, высокоперспективные, 5 – недостаточно опоискованные, высокоперспективные, 6 – слабоизученные, 7 – нефтяные месторождения [Нефтегазоносность Республики Татарстан, 2007, т. 1]

На всей территории ЮТС, восточного борта Мелекесской впадины и юго-восточного склона СТС наблюдается нефтеносность верхнетурнейских отложений. Здесь выделяются 3 вида залежей:

1. Структуры облекания фаменских или верхнефранских биогермов (Ашальчинская, Шегурчинская, Бастрыкская и др.). Они имеют округлую конфигурацию и размеры от 3 км² до 90 км².

2. Тектонические структуры приразломного типа (Бавлинская, Куакбашская и др.).

3. Бортовая зона Актанышско-Чишминского и Нижнекамского прогибов Камско-Кинельской системы прогибов и приуроченные к рифогенным постройкам кизеловского горизонта (Афанасовская, Кабановская, Ильнчевская). Покрышкой для них служит пропласток кизеловских глин в сочетании с перекрывающей их 4-5-метровой пачкой плотных карбонатных

пород. Залежи имеют небольшие размеры, этаж нефтеносности – 10-15 м. Скважины малодебитные, 1-3 т/сут.

Преобладают залежи нефти, приуроченные к первому типу. На высокоамплитудных поднятиях, кроме верхнетурнейских, нефтеносны и нижнетурнейские отложения. Такие залежи встречаются на землях западного склона ЮТС и реже – на его сводовой части.

Нефти верхнетурнейских отложений имеют низкую газонасыщенность. Газовый фактор колеблется от 35 м³/т до 14 м³/т. Заполненность верхнетурнейских структур нефтью зависит от нескольких ведущих факторов: сохранность Малиновских глин-покрышек, тип и приуроченность структур к определенному тектоническому элементу. На территории Южно-Татарского свода, а также восточного борта Мелекесской впадины, наиболее часто отмечается полное заполнение структур нефтью. Недозаполненность ловушек нефтью, как правило, приурочена к местам частичного размыва Малиновских глин.

Залежи в песчаниках радаевско-бобриковского и нижней части тульского горизонтов на территории Республики Татарстан встречаются наиболее часто, имеют различные типы и размеры, этаж нефтеносности, которые зависят от литолого-фациального состава отложений и типа структур.

Относительно крупные залежи нефти находятся в областях с аргиллитово-песчаным типом разреза. На распределение залежей нефти оказывает влияние амплитуда сформированных ловушек. На территории Восточного Татарстана (Южно-Татарский свод) наиболее благоприятными для формирования залежей нефти небольших размеров в бобриковско-радаевских отложениях являются районы с песчаным, аргиллитово-песчаным и песчано-аргиллитовыми типами разрезов в зонах средне- и высокоамплитудных поднятий. Малоамплитудные поднятия формируют либо мелкие залежи (этаж нефтеносности 2-5 м), либо не образуются вовсе. Тульский горизонт является наиболее продуктивным.

Еще одним фактором, оказывающим влияние на распределение залежей нефти, является способность терригенной толщи каменноугольного возраста формировать собственные седиментационные структуры. Эти поднятия образуются в области песчаного, аргиллитово-песчаного и песчано-аргиллитового типов разреза. Амплитуда подобных антиклинальных структур обычно не превышает 10-25 м. Они встречаются как на бортовых, так и осевых частях прогибов Камско-Кинельской системы, сводовой части Южно-Татарского свода.

Тульско-бобриковские отложения слабо насыщены газом: газонасыщенность нефти находится в интервале от четырех до 25-30 кубометров на тонну. Наиболее газонасыщены нефти юго-восточного, частично западного склонов ЮТС и его сводовой части. На площадях северного склона ЮТС, восточном борту Мелекесской впадины и СТС тульские отложения разделяются

слоями песчаника. По этой причине их роль как надежной покрышки понижается, поэтому газонасыщенность нефти составляет всего 4-15 м³/т, а давление насыщения – 6-7 МПа [Геология Татарстана, 2003].

Несмотря на продолжающуюся более 70 лет добычу и существенное истощение запасов нефти, Республика Татарстан по-прежнему является одним из лидеров среди регионов России по добыче нефти. В последние годы наблюдается стабилизация уровня добычи нефти на уровне порядка 25 миллионов тонн нефти в год. Основной вклад в добычу вносит компания «Татнефть».

2.4. Палеоврезы на территории Республики Татарстан

На территории Республики Татарстан широко распространены палеоврезы визейского и верейского возрастов. Палеоврезы визейского возраста представляют зоны размыва карбонатных отложений турнейского возраста и их заполнение терригенными отложениями бобриковско-радаевского возраста. Благодаря высокой пористости и проницаемости (и слабой сцементированности и рыхлости отложений) визейские врезы имеют большой нефтепоисковый интерес.

Изучением визейских палеоврезов занимались многие группы ученых. Впервые нетипичный и неполный тип разреза карбонатных пород турнейского возраста, осложненных терригенными породами (мелкозернистыми песчаниками с прослоем углисто-глинистых сланцев) был открыт в 1950 году на восточном борту Мелекесской впадины (скважина № 7 Аксубаево). В 1952 году А.П. Блудоборов на ЮТС обнаружил разрез со значительно увеличенной мощностью терригенной толщи нижнего карбона, включающий пласты углей и глин.

Профессор Казанского университета Виктор Иванович Троепольский одним из первых высказал предположение о генезисе этих образований. Согласно теории Троепольского, аномальные разрезы являются продуктом вмыва в нишеобразные углубления, возникшие в карбонатных породах во время проявления предвизейских эрозионных процессов и заполнения их терригенным материалом в бобриковско-радаевское время.

В своей монографии В.И. Троепольский и С.С. Эллерн подробно и последовательно изложили свое видение происхождения врезов. Согласно их данным, врезы представляют собой палеоканалы древних речных потоков, устьевые части которых заканчиваются в прогибах Камско-Кинельской системы [Троепольский, Эллерн, 1964].

Активно занимался изучением визейских палеоврезов Р.З. Мухаметшин. За основу своей теории возникновения палеоврезов как результата размыва турнейских пород речными потоками он взял следующие факты:

1. Палеогеоморфологические факторы, такие как региональный уклон территории в юго-восточном направлении в течение всего каменноугольного периода и наличие Билярской (по Г.И. Васясину), или Аксубаевской (по Е.Д. Войтовичу), палеовозвышенности, с которой генетически связаны врезы рукавообразной формы, или руслового типа.

2. Строение самой врезовой толши, компенсационно заполняющей эрозионные долины в турнейском карбонатном ложе, в которой песчаные образования имеют признаки осадков водных потоков. Морфологически речные долины выражены в виде узких (обычно 0,1-0,3 км) извилистых рукавов протяженностью до 60 км.

3. Фациальный анализ и палеогеографические реконструкции, выполненные Г.И. Васясиным для турнейских образований Татарстана. Весьма важными и информативными оказались результаты специальных исследований Г.И. Васясина, В.Н. Напалкова и Г.А. Кринари, благодаря которым удалось подтвердить и выделить среди морских турнейских образований группу континентальных и лагунных фаций (без этого реконструкции палеогеографии территории Татарстана в нижнекаменноугольную эпоху была бы весьма неполной). Ранее Г.И. Васясиным и В.В. Богатыревым (1972) была высказана мысль о существовании на территории Татарстана в турнейской карбонатной толще погребенных врезов и о разновозрастности как турнейских, так и визейских врезов.

4. Приуроченность большинства эродированных участков турнейской поверхности к отрицательным формам палеорельефа, установленная на основе палеотектонического анализа ряда локальных поднятий.

5. Отсутствие признаков закарстованности известняков турнейской карбонатной толши и какого-либо усиления процессов выщелачивания карбонатных пород в примыкающих к эрозионным врезам зонам. В то же время нельзя не отметить, что палерусла (как и русла современных рек) тяготеют к тектонически ослабленным зонам; именно поэтому в процессе проводки скважин нередко случаи поглощения промывочной жидкости именно в интервалах турнейского карбонатного ложа. Примечательно, что при опробовании таких скважин после вторичного вскрытия интервалы поглощения себя никоим образом не проявляли. Подобный динамический характер фильтрационных свойств пластов специфичен для коллекторов трещинного и смешанного типов.

6. Постулат Н.М. Страхова (1960) о пределе по толщине развития аллювия в условиях рельефа одного типа: для равнины Европейской части СССР он составляет всего 16-20 м, что подтверждает обусловленность глубокого размыва карбонатных пород турнея наложенным характером эрозионных врезов в раннекаменноугольную эпоху. В Саратовском Поволжье известно почти полное совпадение элементов даже бобриковской и верейской речных систем.

7. Детализация геологического строения ряда месторождений нефти (Ромашкинское, Ямашинское, Шегурчинское, Тавельское и др.) в результате их разбуривания позволила подтвердить, что рукавообразные зоны могут иметь ширину, равную или меньше шага между эксплуатационными скважинами.

8. Промысловые данные по многим локальным поднятиям, осложненным эрозионными врезами (Мало-Сульчинское, Ивашкинское, Ямашинское, Демкинское и др.). По этим данным существует гидродинамическая связь между породами-коллекторами визейского и турнейского ярусов, подтвержденное не только совпадением водонефтяного контакта (ВНК), но и результатами гидродинамических исследований и промысловыми данными в процессе эксплуатации. Кроме того, на Ульяновском месторождении, разрабатываемом с поддержанием пластового давления при внутри- и законтурном заводнении, выявлены перетоки части закачиваемой воды из пластов бобриковского горизонта в отложения турнейского яруса из-за отсутствия елховского глинистого раздела между ними в рукавообразных эрозионных зонах [Мухаметшин, Напалков, 2009].

Современными исследователями выделяются три генотипа врезов: локальный, русловой и площадной. Генотипы были выделены по результатам детального гранулометрического анализа, который подтвердил теорию о речном происхождении бобриковских врезов [Ларочкина, Мельников, 1984].

Врезы площадного генотипа встречаются на Аксубаевской (Билярской) возвышенности на борту Усть-Черемшанского прогиба [Мухаметшин, Халтурин, Тихонов, 1983]. Врезы руслового генотипа веерообразно разветвляются от возвышенностей, к которым они генетически привязаны.

С палеоврезовыми отложениями связаны многие месторождения нефти, с чем связан значительный интерес к их изучению [Валеева, Баранова, Успенский, 2014; Ларочкина, 1981; Ларочкина и др., 2010].

Детальное изучение генезиса врезовых отложений и закономерностей развития коллекторских толщ радаевско-бобриковского возраста позволяет разработать комплекс геолого-технических мероприятий, направленных на повышение эффективности разработки одного из основных продуктивных горизонтов на территории Татарстана [Ларочкина, Михайлова, Новиков, 2011]. Пример геометризации визейских врезов на карте начальных мощностей отложений бобриковского возраста на территории Ульяновского месторождения по данным глубокого бурения и сейсморазведки показан на рисунке 44.

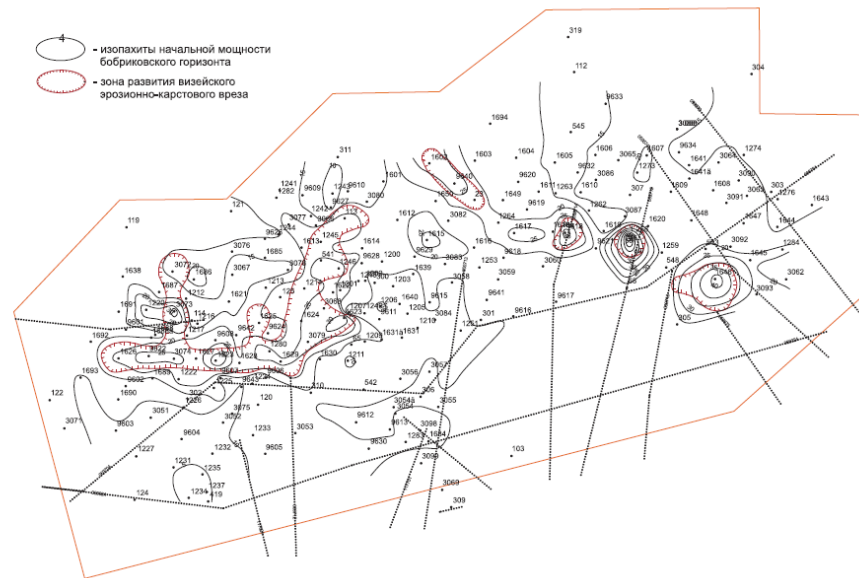


Рисунок 44 - Карта начальных мощностей отложений бобриковского возраста на территории Ульяновского месторождения [Ларочкина, Михайлова, Новиков, 2011].

Длительное время тульско-бобриковские терригенные пласты-коллекторы на территории Республики Татарстан рассматривались как единый нефтесодержащий резервуар. При выполнении работ по подсчету запасов бобриковского горизонта все пласты-коллекторы принимались гидродинамически связанными, с единым водонефтяным контактом, следовательно, расчеты велись по горизонту в целом. Авторами из Казанского университета было проведено исследование на месторождениях восточного борта Мелекесской впадины, по результатам которого в бобриковском горизонте были выделены, прослежены и проиндексированы отдельные пласты-коллекторы с собственными литологическими и петрофизическими свойствами, в некоторых случаях со своим собственным ВНК. Каждый из пластов-коллекторов может являться самостоятельным объектом не только подсчета запасов нефти, но и разработки. Геологические разрезы по исследованному месторождению с указанием строения врезов приведены на рисунках 45-47. В результате работы авторы пришли к выводу, что не все пласты бобриковского возраста представляют единую гидродинамическую систему, а некоторые из них изолированы. Заметно различие ФЕС пластов, что объясняется различием условий их отложения. Коллекторские свойства продуктивных пластов, заполняющих врез, улучшаются в направлении к осевой части вреза. Толщина коллектора увеличена в зонах развития врезов [Валеева, Баранова, Успенский, 2014].

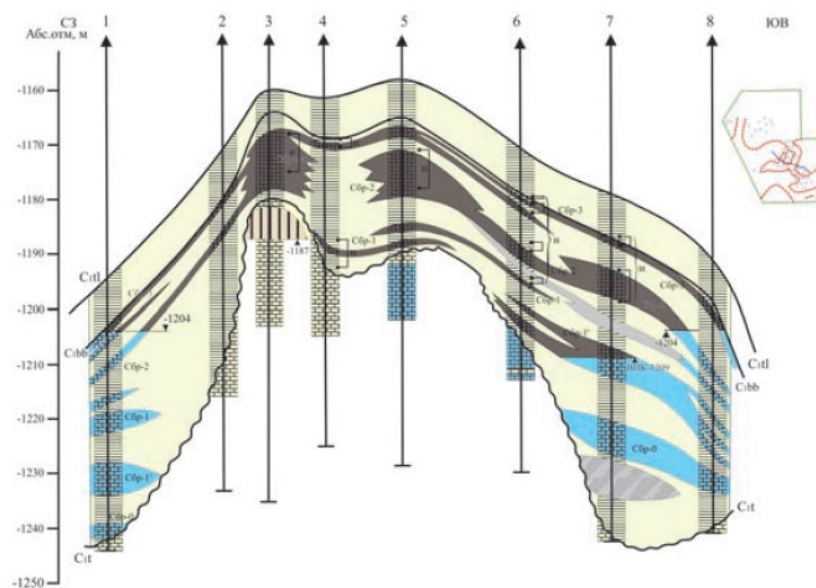


Рисунок 45 - Геологический профиль нижнекаменноугольных отложений Аделяковского месторождения (по линии скважин 1-8), по: [Валеева, Баранова, Успенский, 2014].

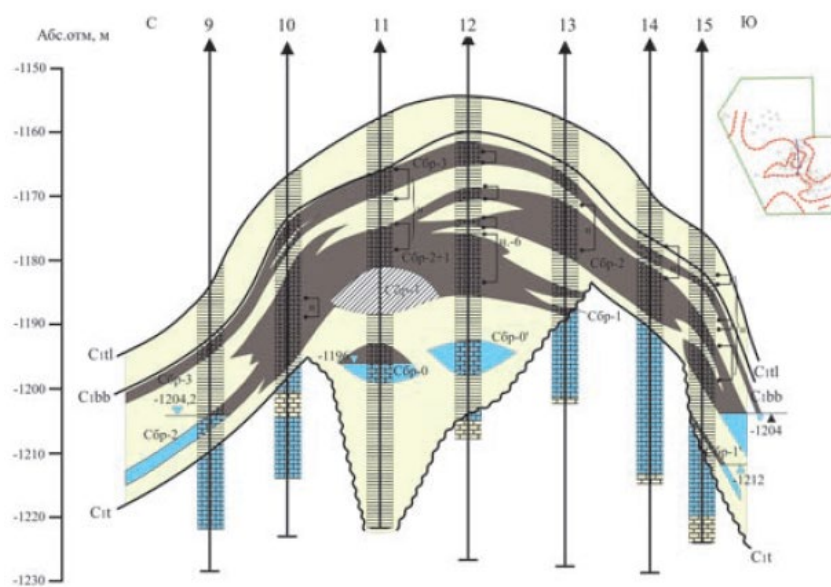


Рисунок 46 - Геологический профиль нижнекаменноугольных отложений Аделяковского месторождения (по линии скважин 9-15) [Валеева, Баранова, Успенский, 2014]

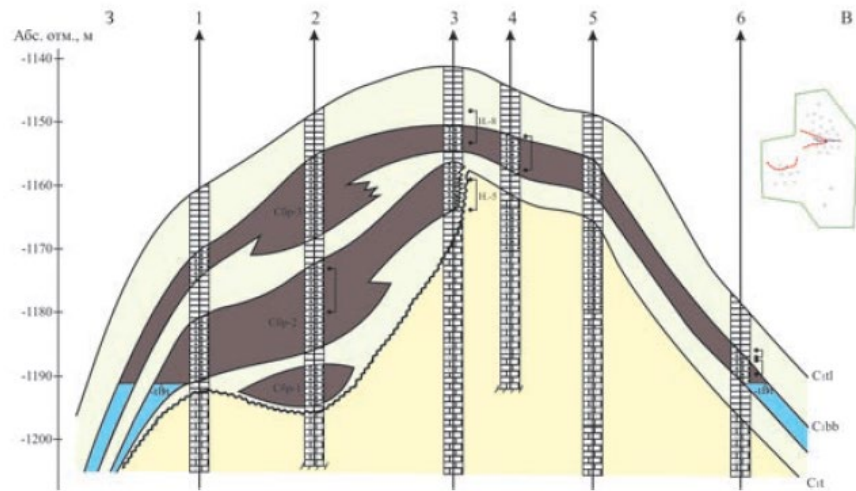


Рисунок 47 - Геологический профиль нижнекаменноугольных отложений Осеннего месторождения [Валеева, Баранова, Успенский, 2014]

Геометризация визейских палеоврезов выполняется при помощи данных глубокого бурения и сейсморазведки. В частности, применяются различные наборы сейсмических атрибутов.

Так, группа ученых из Казанского университета исследовала одно из месторождений на территории Республики Татарстан, осложненное визейскими врезами. Врезные отложения выделяются в разрезе по увеличенной толщине тульско-бобриковских отложений. Выделение врезных отложений по данным ГИС показано на Рисунке 47. Как видно из рисунка, врезные отложения выделяются по увеличенной мощности терригенного комплекса тульско-бобриковского возраста. Данные отложения характеризуются пропластками глин (с повышенными значениями естественной радиоактивности и повышенными показаниями потенциалов самопроизвольной поляризации). На рисунке 48 врезные отложения находятся в скважинах 309, 16, 306 и 317.

При стандартной трассировке сейсмических отражений выделение врезов является сложной задачей, поскольку их толщина может быть менее разрешающей способности сейсморазведки. Для трассировки врезных отложений в межскважинном пространстве были использованы сейсмические атрибуты «хаос» (рис 49), доминирующая частота (рис. 50), моночастотная компонента на частоте 50 Гц (рис 51). В результате применения данных атрибутов можно выделить геометрию визейского палеовреза [Platov, Stepanov, 2018].

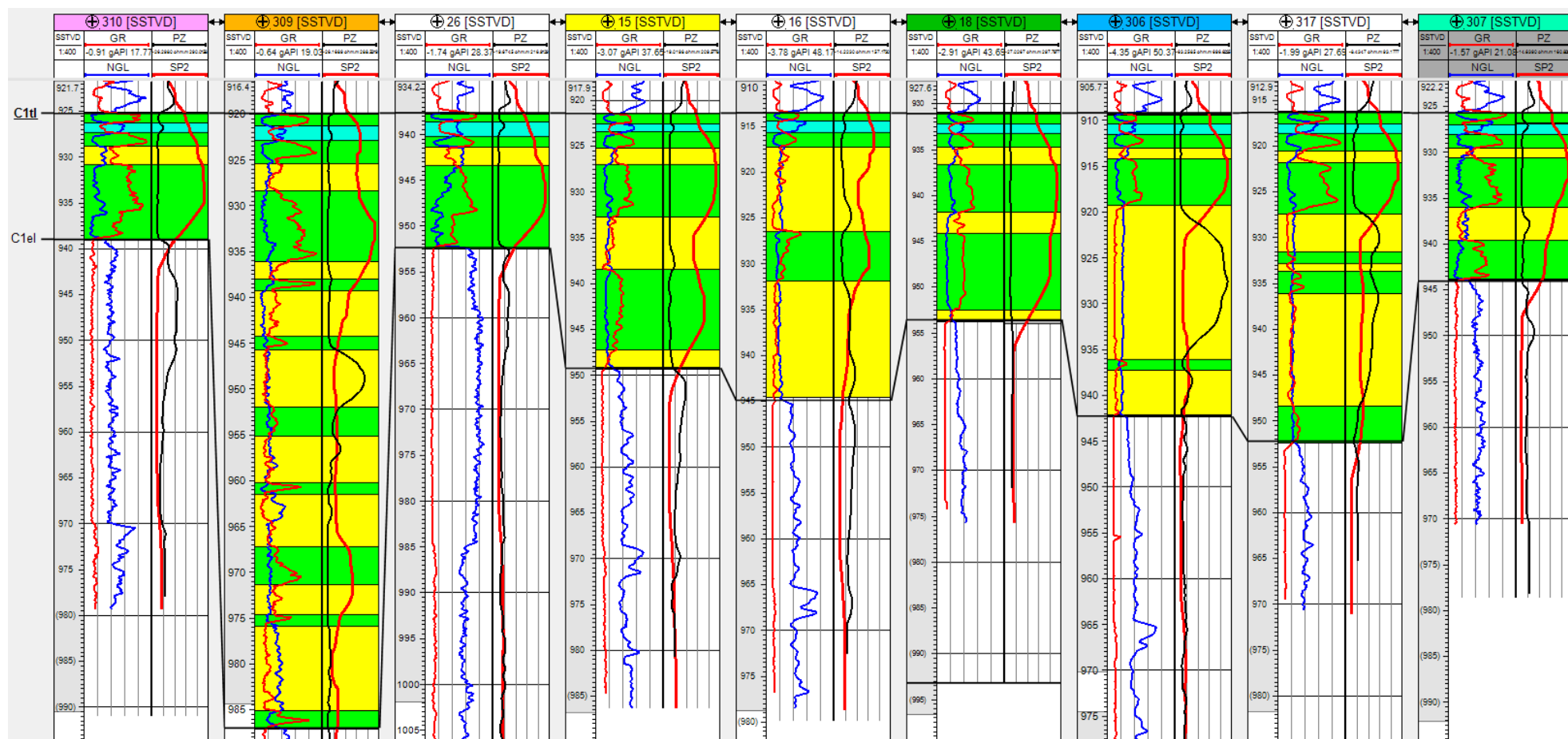


Рисунок 48 - Схема корреляции по линии скважин 310-309-26-15-16-18-306-317-307 на месторождении, осложненном визейскими врезами. Желтым выделен песчаник, синим – известняк, зеленым – глина. Глубины выровнены по кровле тульских отложений [Platov, Stepanov, 2018]

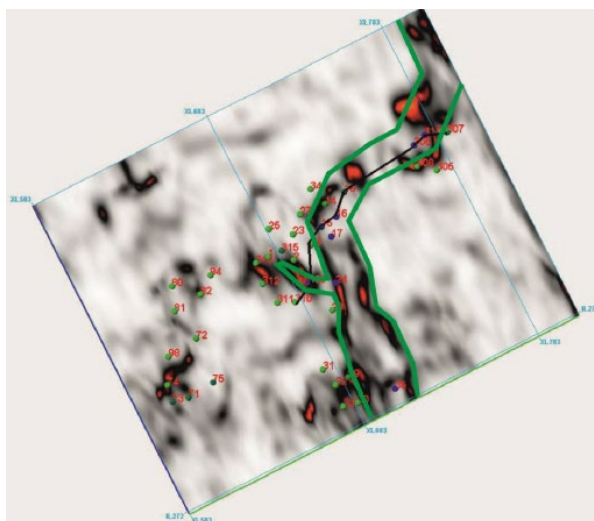


Рисунок 49 - Выделение визейского палеовреза (зеленая линия) при помощи сейсмического атрибута «Хаос» [Platov, Stepanov, 2018]

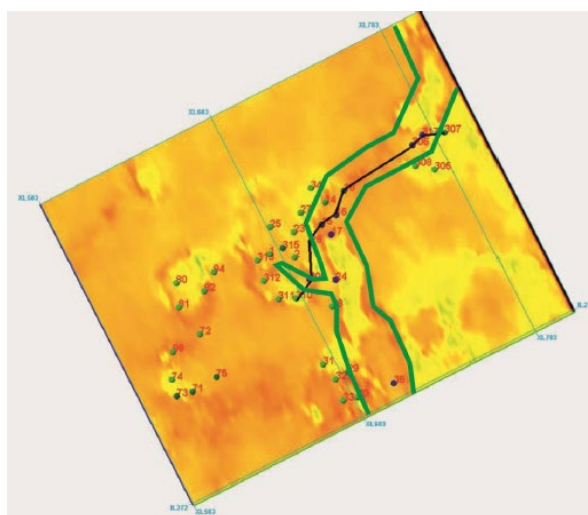


Рисунок 50 - Выделение визейского палеовреза (зеленая линия) при помощи сейсмического атрибута «доминирующая частота» [Platov, Stepanov, 2018]

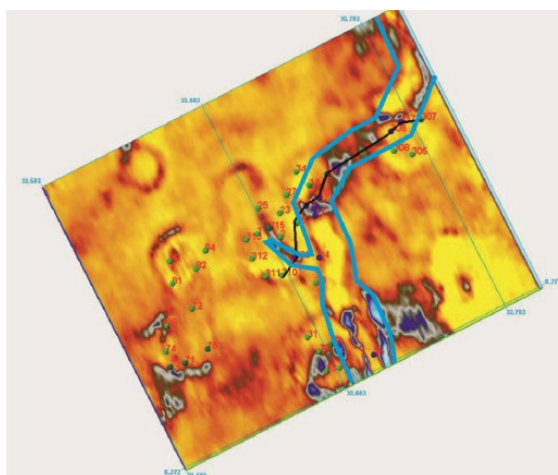


Рисунок 51 - Выделение визейского палеовреза (синяя линия) при помощи сейсмического атрибута «моночастотная компонента на частоте 50 Гц» [Platov, Stepanov, 2018]

Для выделения визейских палеоврезов по данным сейсморазведки могут применяться технологии на основе нейронных сетей. Авторами была выполнена классификация областей сейсмической записи на основе сейсмических атрибутов вдоль границы подошвы бобриковского горизонта (рис.52) [Platov, Kozhevnikova, Shipaeva, 2019]. Скважины, попавшие в класс с кодом 3 (фиолетовый цвет) соответствуют врезовым отложениям, что подтверждается данными бурения (рис. 53).

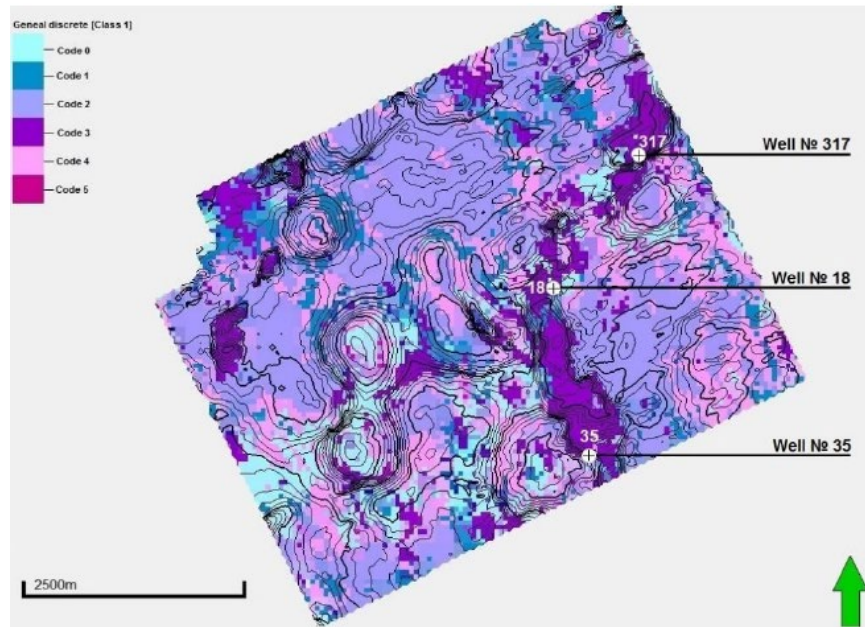


Рисунок 52 - Результаты интерпретации сейсморазведочных данных при помощи технологии нейронных сетей. Выделены скважины, вскрывшие визейский врез [Platov, Kozhevnikova, Shipaeva, 2019]

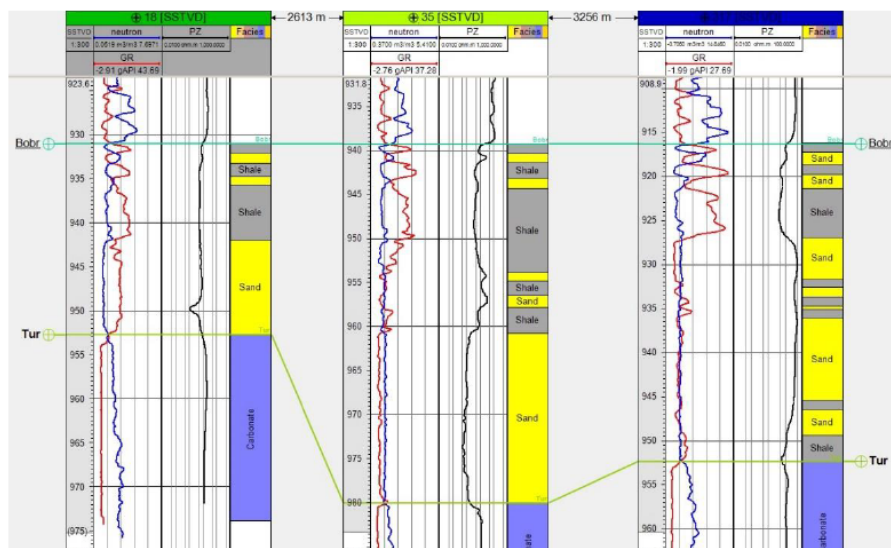


Рисунок 53 - Разрез по линии скважин 18-35-317, вскрывших визейский палеоврез [Platov, Kozhevnikova, Shipaeva, 2019]

2.5. Сейсмогеологические и петрофизические характеристики исследуемого разреза

2.5.1. Сейсмогеологическая характеристика разреза

Месторождения А и Б находятся на относительно небольшом расстоянии друг от друга и относятся к одному тектоническому подразделению (западный склон Южно-Татарского свода). По этой причине сейсмогеологические и петрофизические свойства на этих территориях имеют значительные сходства. Ниже приведена сейсмогеологическая характеристика разреза для обеих площадей исследования.

В геологическом строении рассматриваемых площадей по данным бурения принимают участие породы кристаллического фундамента архейско-раннепротерозойского возраста и осадочного чехла, представленного отложениями девонской, каменноугольной, пермской и четвертичной систем.

Породы кристаллического фундамента представлены в основном гнейсами различного состава, среди которых преобладают биотитплагиоклазовые и гранато-биотитосиллиманитовые, участками катаклазированные.

Скорость распространения продольных волн составляет 6000 м/с.

Контактирующая с осадочным комплексом часть элювиальных осадков по составу хлористо-каолинитовая, с включениями эродированных зерен кварца, которая ниже сменяется трещиноватыми разгнейсованными породами.

С кровлей кристаллического фундамента отождествляется отражающая граница А.

Разрез осадочного чехла подразделяется на ряд комплексов и пачек, сравнительно постоянных по составу и выдержанных по площади.

Живетско-нижнефранский терригенный комплекс стратиграфически представлен воробьевским, ардатовским и муллинским горизонтами живетского яруса среднего девона, а также пашийским, тиманским и саргаевским горизонтами франского яруса верхнего девона.

Мощность терригенного комплекса в пределах исследуемой площади изменяется в пределах от 100 м до 200 м. Повышенные значения мощности отмечаются в районе Кузайкинского девонского прогиба.

Интервальные скорости составляют от 3100 м/с до 5800 м/с.

С подошвой регионального репера «аяксы» тиманского горизонта отождествляется отражающая граница Д.

Среднефранско-турнейский карбонатный комплекс объединяет отложения семилукского, мендымского, воронежского и евлано-ливенского горизонтов франского яруса, фаменского яруса верхнего девона и турнейского яруса нижнего карбона.

Семилукский горизонт сложен мелкозернистыми и массивными известняками, участками органогенно-обломочными, неравномерно битуминозными с прослоями битуминозно-глинистых сланцев, мергелей и аргиллитов.

Отложения мендымского горизонта представлены известняками, часто глинистыми с прослоями мергелей, аргиллитов, глинистых сланцев. Верхнефранский, ниже- и среднефаменский подъярусы сложены разномасштабными известняками, участками доломитизированными до перехода в доломит. Заволжский надгоризонт представлен органогенными известняками с тонкими прослоями доломитов.

Турнейский ярус сложен известняками пористыми, прослоями кавернозными, тонкотрещиноватыми (пласты Смл+уп-1, Счр-1, Скз-1). Мощность комплекса изменяется в пределах от 500 м до 700 м.

Интервальные скорости составляют 5300-5900 м/с.

С кровлей турнейского яруса отождествляется отражающая граница Т.

Визейская терригенная пачка представляет наибольший интерес для данного исследования. Она представлена отложениями елховского, радаевского, бобриковского и тульского горизонтов нижнего карбона. Елховский и радаевский горизонты развиты не повсеместно и сложены аргиллитами плотными, слоистыми, с включением пирита, с прослоями плотных алевролитов. Бобриковские отложения слагают песчаники, алевролиты с прослоями аргиллитов и углистых сланцев. Выделяются пласты-коллекторы Сбр-1, Сбр-2, Сбр-3, которые на исследуемой территории являются нефтеносными. Верхний пласт Сбр-3 хорошо выдержан по площади и прослеживается во всех скважинах.

Отложения тульского горизонта сложены аргиллитами с прослоями песчаников, алевролитов и известняков. Мощность терригенных пород тульского горизонта резко возрастает с 9 м до 18 м. Мощность терригенной пачки изменяется в пределах 10-20 м (во внефрезовой части) до 40-45 м (в областях развития визейских палеоврезов).

Интервальные скорости составляют 3100-4800 м/с.

С кровлей тульского горизонта отождествляется отражающая граница У.

Визейско-башкирский карбонатный комплекс включает отложения окского надгоризонта визейского яруса и серпуховского яруса нижнего карбона, а также башкирского яруса среднего карбона.

Окский надгоризонт представлен перекристаллизованными известняками с прослоями доломитов и включениями гипса. Серпуховский ярус сложен крепкими известняками, участками кавернозными, пористыми с прослоями доломита. Доломиты преобладают в нижней части разреза. Отложения башкирского яруса представлены известняками с признаками глинистого

материала, прослоями трещиноватыми и кавернозными. Общая мощность карбонатного комплекса изменяется в пределах от 200 м до 300 м.

Интервальные скорости составляют 5300-6100 м/с.

С кровлей башкирского яруса отождествляется отражающая граница Б.

Верейская карбонатно-терригенная пачка представлена в нижней части разреза органогенно-обломочными глинистыми известняками, которые перекрываются пачкой переслаивания плотных алевролитов и глинистых аргиллитов. В отложениях верейского горизонта выделяются пласты-коллекторы Свр-5, Свр-4, Свр-3 и Свр-2. Мощность изменяется в пределах от 30 м до 70 м.

Интервальные скорости составляют 4100-4900 м/с.

С кровлей верейского горизонта отождествляется отражающая граница В.

Московско-сакмарский карбонатный комплекс включает каширско-мячковские отложения среднего карбона, породы верхнего карбона и нижней перми.

Каширский горизонт сложен органогенно-обломочными известняками и кристаллически-зернистыми доломитами.

Подольский, мячковский горизонты среднего карбона и верхнекаменноугольные отложения сложены плотными известняками и доломитами с включениями гипса и ангидрита с тонкими прослоями глиен.

Ассельский ярус слагается доломитами и загипсованными известняками. Сакмарский ярус представлен кавернозными и трещиноватыми известняками и доломитами с прослоями гипсов и ангидритов. Кровля сакмарского яруса эродирована. Мощность комплекса изменяется в пределах от 300 м до 500 м.

Интервальные скорости составляют 3800-5100 м/с.

Верхнепермско-четвертичный терригенный комплекс представлен уфимским и казанским ярусами верхней перми, неогеном и отложениями четвертичной системы.

В строении уфимского яруса выделяются две пачки. Нижняя сложена, в основном, глинами и алевролитами с небольшими прослоями песчаников, известняков и мергелей. Верхняя слагается плотными известковистыми песчаниками. Местами имеют распространение песчаники слабосцементированные, рыхлые, пропитанные битумом.

Нижнеказанский подъярус включает байтуганский горизонт, состоящий из нижней глинистой и верхней известковистой пачек, а также камышлинский горизонт, в строении которого принимают участие две пачки: нижняя – песчаная и верхняя, сложенная оолитовым известняком. Верхнеказанский подъярус представлен переслаиванием глиен, песчаников и алевролитов с прослоями известняков и доломитов.

Неоген представлен плиоценом. Отложения этого яруса трансгрессивно залегают на сильно эродированной поверхности пермской системы. Литологически они представлены серыми глинами с тонкими прослоями песчаников.

Отложения четвертичной системы представлены элювием-суглинками и супесями. Аллювиальные отложения речных террас сложены песчаниками с включением гальки, суглинками, супесями. Мощность комплекса в зависимости от степени расчлененности рельефа колеблется в пределах от 200 м до 350 м.

Интервальные скорости составляют 2400-2700 м/с.

2.5.2. Петрофизические свойства исследуемых пластов

В пределах исследуемой территории тульско-бобриковские отложения являются продуктивными. Ведется активная добыча нефти.

Основными породами коллекторами выступают кварцевые песчаники с межзерновой пористостью.

Пористость изменяется в пределах от 10% до 30%.

Нефтенасыщенность по данным интерпретации электрических методов геофизических исследований скважин изменяется в пределах от 0.4 до 0.7.

Плотность горных пород алексинского, тульского и бобриковского горизонта определялась по данным плотностного каротажа. Скорость прохождения упругих колебаний в породах алексинского, тульского и бобриковского горизонта, а также врхнетурнейского подъяруса определялась по данным акустического каротажа.

Акустический импеданс рассчитывался как произведение плотности горных пород на скорость упругих колебаний, полученную по данным акустического каротажа.

Коэффициент отражения рассчитывался, исходя из средних значений акустических импедансов.

Информация о средних значениях плотности, скорости упругих волн, акустическом импедансе и коэффициентах отражения приведена в Таблице 1. Как видно из Таблицы 1, коэффициент отражения между алексинским и тульским отложениями имеет большую величину. Отражение сильное положительное. Отражение прослеживается по всей площади исследования на обоих месторождениях (к данной границе приурочена отражающая граница У).

Коэффициент отражения между тульскими и бобриковскими отложениями имеет маленькую величину. Отражение слабое положительное. Из-за маленькой мощности тульских отложений прослеживается только в пределах развития визейских палеоврезов.

Основные петрофизические характеристики пород алексинского, тульского и бобриковского горизонта, а также верхнетурнейского подъяруса на исследуемой территории

Стратиграфическое подразделение	Средняя плотность по пласту по данным ГГКп, г/см ³	Средняя скорость упругих колебаний по пласту по данным АК, м/с	Акустический импеданс, (г*м)/(с*см ³)	Коэффициент отражения
Алексинский горизонт	2.7	5800	15660	-0.22
Тульский горизонт	2.4	4150	9960	0.12
Бобриковский горизонт	2.35	3300	7755	-0.21
Верхнетурнейский подъярус	2.55	4700	11985	

Отражение между бобриковским горизонтом и кровлей верхнетурнейского является сильным отрицательным и прослеживается по всей площади исследования (к данной границе приурочена отражающая граница Т). Пример сейсмического профиля с протрассированными отражающими границами У и Т показан на Рисунке 54.

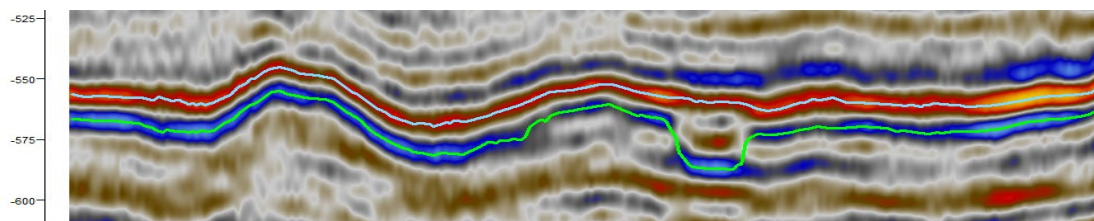


Рисунок 54 - Фрагмент сейсмического профиля по месторождению Б. Синей линией протрассирована отражающая граница У, зеленой – отражающая граница Т

Согласно сейсмогеологической характеристике отложений, интервальные скорости изменяются в пределах 3100 м/с – 4800 м/с. Центральная частота сейсмических данных составляет 60 Гц. Следовательно, длина волны для данных отложений составляет от 52 м до 80 м, а вертикальная разрешающая способность (в идеальных условиях без учета помех) может быть оценена как 1/8 – 1/4 длины волны и составляет от 6,5 м до 20 м.

Мощность терригенной пачки визейского возраста изменяется в пределах 4-20 м (во вневрезовой части) до 80 м (в областях развития визейских палеоврезов). Следовательно, стандартные подходы к оценке толщины данных отложений выходят за пределы разрешающей способности.

Выводы по главе 2

1. На исследуемой территории в интервале тульско-бобриковских отложений выделяются визейские палеоврезы. Данные объекты интересны с нефтепоисковой точки зрения, поскольку имеют увеличенную толщину коллектора.

2. Исследуемые месторождения тектонически приурочены к западному склону Южно-Татарского свода. Сейсмогеологические условия и петрофизические свойства на исследуемых площадях имеют схожие характеристики.

3. Согласно сейсмогеологической характеристике отложений, интервальные скорости изменяются в пределах 3100 м/с – 4800 м/с. Центральная частота сейсмических данных составляет 60 Гц. Следовательно, длина волны для данных отложений составляет от м 52 до 80 м, а вертикальная разрешающая способность (без учета помех) может быть оценена как $1/8 - 1/4$ длины волны и составляет от 6,5 м до 20 м.

4. Мощность терригенной пачки визейского возраста на исследуемых объектах изменяется в пределах 4-20 м (во вневрезовой части) до 80 м (в областях развития визейских палеоврезов). Следовательно, стандартные подходы к оценке толщины данных отложений выходят за пределы разрешающей способности.

ГЛАВА 3. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ

3.1. Исходные данные

В рамках диссертационной работы автором проводились исследования по сейсморазведочным данным месторождения А и Б.

По каждому из выбранных месторождений интерпретировался сейсмический 3D куб и данные по глубоким скважинам. Данных по исследованиям керна доступных не было.

На исследуемой территории месторождения Б присутствуют эрозионные врезы бобриковского возраста.

Для достижения поставленной цели поиска оптимального подхода к определению эффективной толщины маломощных пластов (на пределе разрешающей способности сейсморазведки) автором были решены следующие задачи:

1. Интерпретация каротажных данных для нахождения стратиграфических границ тульского горизонта и турнейского яруса.
2. Сейсмостратиграфическая привязка отражений на исследуемых площадях. Расчет синтетических сейсмограмм.
3. Выделение и трассировка отражающей границы ОГ У, ассоциируемой с отложениями тульского возраста. Выделение и трассировка отражающей границы ОГ Т, ассоциируемой с отложениями турнейского возраста.
4. Расчет мощности целевых отложений.

Расчет мощности проводился при помощи следующих приемов:

- метод расчета мощности по данным сейсмических атрибутов;
- метод расчета мощности при помощи классификации по форме сигнала;
- метод расчета мощности при помощи алгоритмов машинного обучения;
- анализ точности полученных результатов.

На месторождении А площадь участка 31.7 км^2 , общее количество скважин 114 (рис. 55). На месторождении Б общая площадь участка составляет 100 км^2 , общее количество скважин 49 (рис. 56).

Интерпретация данных ГИС, сейсмостратиграфическая привязка отражений, трассировка и построение карт проводились в программных комплексах «Petrel» (Schlumberger), построение карт мощности по классификации по форме сигнала проводилось в ПО «Canvas» (Emerson). Нейросетевой алгоритм был реализован в ПО IP_Seismic.

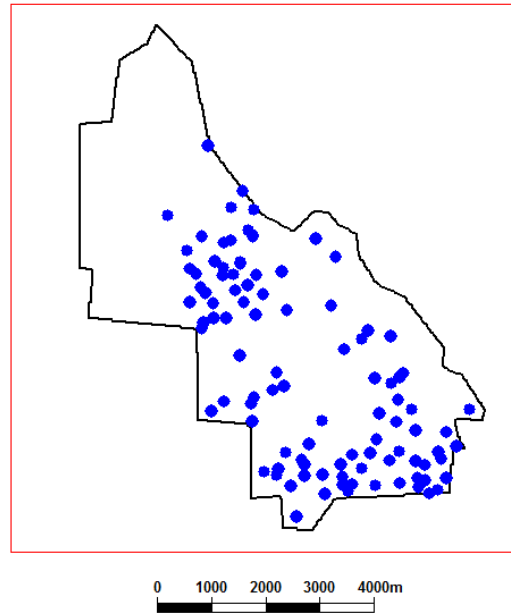


Рисунок 55 - Расположение скважин (синие точки) на месторождении А. Черный контур – граница всего участка сейсморазведки

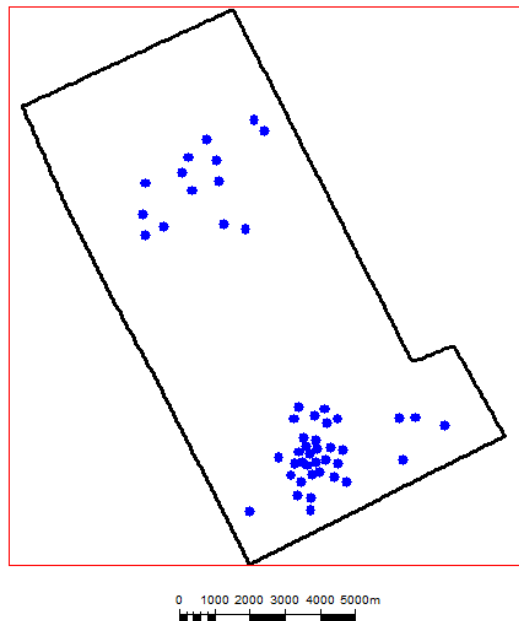


Рисунок 56 - Расположение скважин (синие точки) на месторождении Б. Черный контур – граница всего участка сейсморазведки

3.2. Интерпретация каротажных данных

Кровля тульских отложений по данным ГИС выделяется по реперу «Тульский известняк» [Хисамов, Давлетшин, Минебаев, 2011], который характеризуется низкими значениями естественной радиоактивности и высокими показаниями нейтронного каротажа. Породы тульско-бобриковского возраста с размывом залегают на кизеловских отложениях турнейского яруса. Переход от терригенных тульско-бобриковских отложений к карбонатным породам

кизеловского возраста отмечается резким снижением показаний естественной радиоактивности (ГК) и возрастанием показаний нейтронного каротажа (НГК) и сопротивления.

Пласты тульско-бобриковского возраста являются продуктивными и включены в разработку. Основными продуктивными породами являются терригенные коллекторы, представленные кварцевыми песчаниками. Чистые песчаные пласты часто пересекаются маломощными прослоями глинистых пород.

Пример выделения кровли тульского горизонта и кровли кизеловского горизонта турнейского яруса по скважинам 24 (находится вне визейского вреза) и 17 (находится в визейском врезе) по части месторождения Б показан на рисунке 57. Как видно из рисунка, терригенная пачка имеет разную мощность в зависимости от наличия вреза. Кровля тульских отложений выделяется по наличию репера «тульский известняк» (здесь происходит резкое падение показаний естественной радиоактивности горных пород). Кровля турнейского яруса выделяется по резкому переходу от терригенных пород бобриковского возраста (повышенные показания гамма-каротажа и средние/низкие показания нейтронного каротажа) к нижележащим карбонатным породам (резкое падение показаний гамма-каротажа и рост показаний нейтронного каротажа). В скважине 25 врез не присутствует, общая толщина тульско-бобриковских отложений составляет 12 м. В скважине 17 толщина терригенной пачки составляет 33 м.

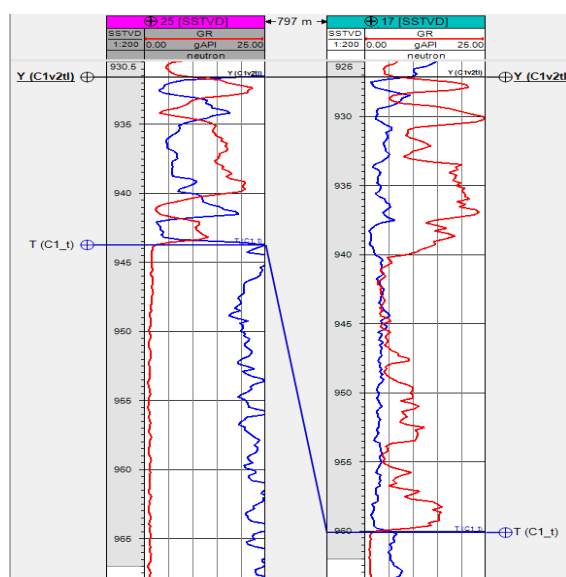


Рисунок 57 - Пример выделения кровли тульского горизонта и кровли кизеловского горизонта турнейского яруса по скважинам 24 (находится вне визейского вреза) и 17 (находится в визейском врезе) месторождения Б

На рисунке 58 показано расположение скважин на части исследуемой площади на месторождении Б с указанием толщины тульско-бобриковских отложений. Красным цветом показано расположение скважин по линии корреляции I (рис 59), синим цветом – по линии II (рис 60), фиолетовым цветом – по линии III (рис 61).

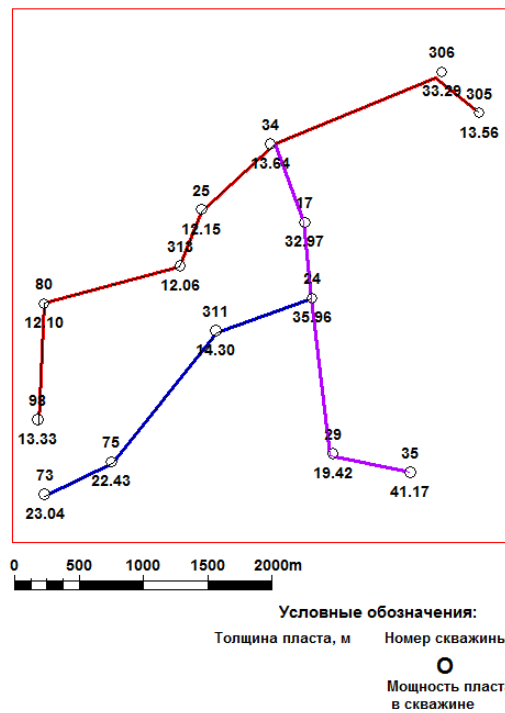


Рисунок 58 - Расположение скважин на исследуемой площади на месторождении Б с указанием толщины тульско-бобриковских отложений по скважинам. Красным цветом показано расположение скважин по линии корреляции I, синим цветом – по линии II, фиолетовым цветом – по линии III

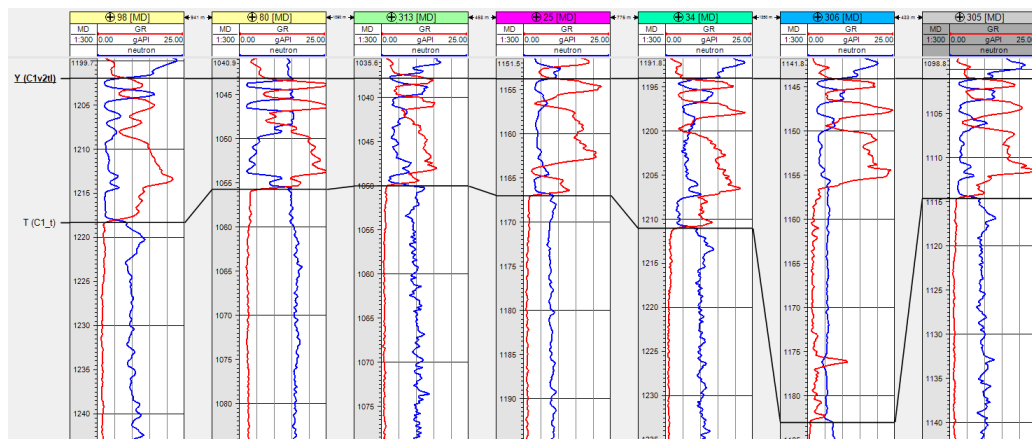


Рисунок 59 - Каротажные данные по линии корреляции I (скважины 98-80-313-25-34-306-305).

Проведено выравнивание по кровле тульского горизонта

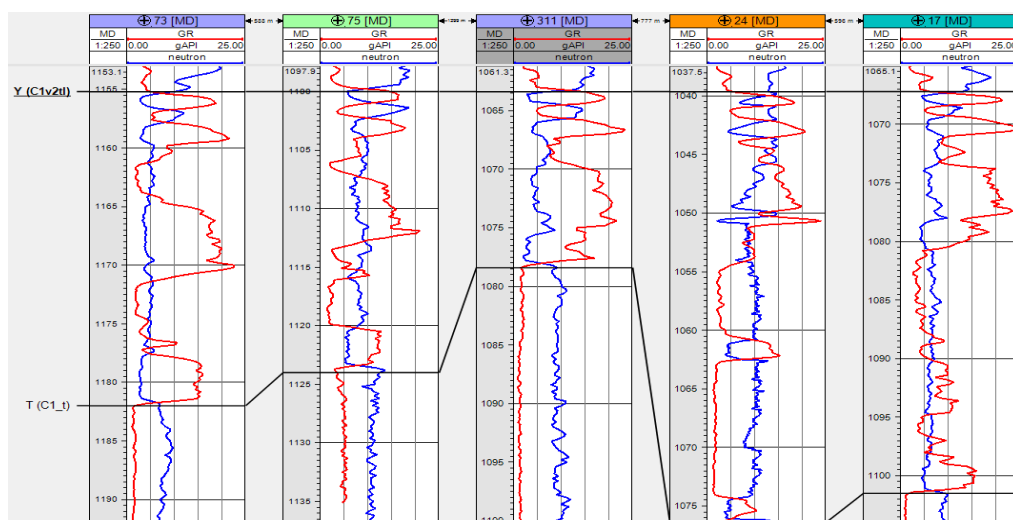


Рисунок 60 - Каротажные данные по линии корреляции II (скважины 73-75-311-24-17).

Проведено выравнивание по кровле тульского горизонта

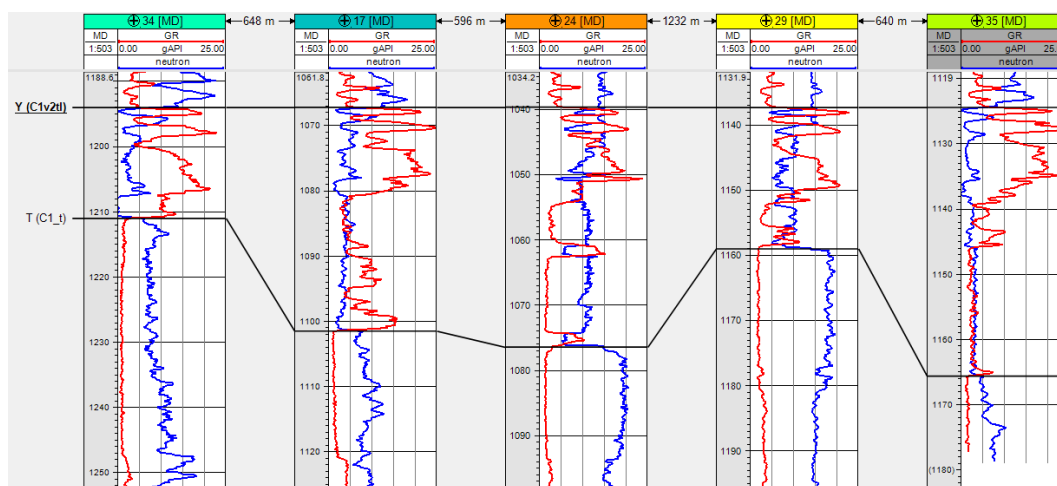


Рисунок 61 - Каротажные данные по линии корреляции III (скважины 34-17-24-29-35).

Проведено выравнивание по кровле тульского горизонта

Для оценки запасов месторождения используется не общая мощность, а эффективная, то есть суммарная толщина коллектора в исследуемом интервале. В тульско-бобриковских отложениях коллектором является песчаник. Данные по эффективной и общей мощности тульско-бобриковских отложений по скважинам месторождения Б приведены в Таблице 2.

Как видно из рисунков 59-61 и Таблицы 2, увеличение толщины тульско-бобриковских отложений (более 30 м) выделяется на скважинах 306, 17, 24, 35. Такое увеличение, по мнению автора, свидетельствует о наличии визейского палеовреза.

Таблица 2

Толщины и эффективные толщины тульско-бобриковских отложений по скважинам по месторождению Б

Номер скважины	Мощность тульско-бобриковских отложений, м	Эффективная мощность тульско-бобриковских отложений, м
17	33	15.7
24	36	17.9
25	12.1	2.7
29	19.4	7.8
34	13.6	3.7
35	41.2	24.0
73	23.0	10.0
75	22.4	9.3
80	12.1	1.5
98	13.3	2.2
305	13.6	4.5
306	33.3	21.0
311	14.3	2.2
313	12.1	2.0

Кросс-плот зависимости общей и эффективной мощности приведен на рисунке 62.

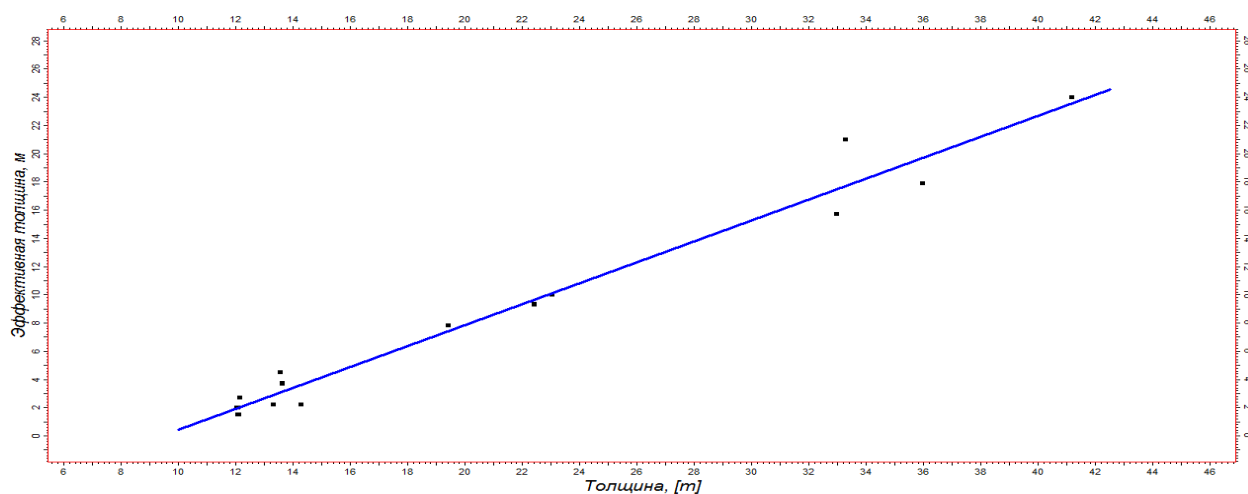


Рисунок 62 - Кросс-плот зависимости эффективной и общей мощности для тульско-бобриковских отложений на месторождении Б. Коэффициент корреляции составляет 0.96.

На рисунке 63 показано расположение скважин на части исследуемой площади на Нефтяном месторождении А. Красным цветом показано расположение скважин по линии корреляции I (рис. 64), синим цветом – по линии II (рис. 65), фиолетовым цветом – по линии III (рис. 66).

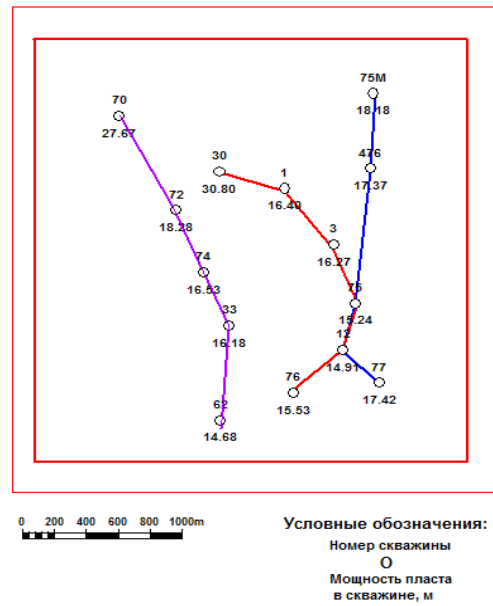


Рисунок 63 - Расположение скважин на исследуемой площади на месторождении А с указанием толщины тульско-бобриковских отложений по скважинам. Красным цветом показано расположение скважин по линии корреляции I, синим цветом – по линии II, фиолетовым цветом – по линии III

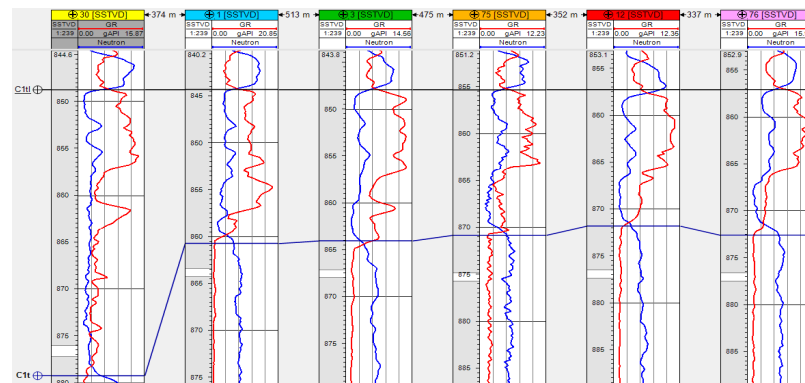


Рисунок 64 - Каротажные данные по линии корреляции I (скважины 30-1-3-75-12-76).

Проведено выравнивание по кровле тульского горизонта

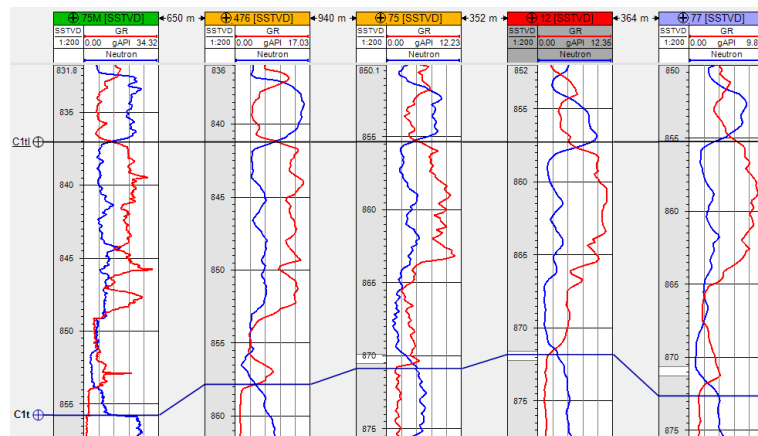


Рисунок 65 - Каротажные данные по линии корреляции II (скважины 75M-476-75-12-77).

Проведено выравнивание по кровле тульского горизонта

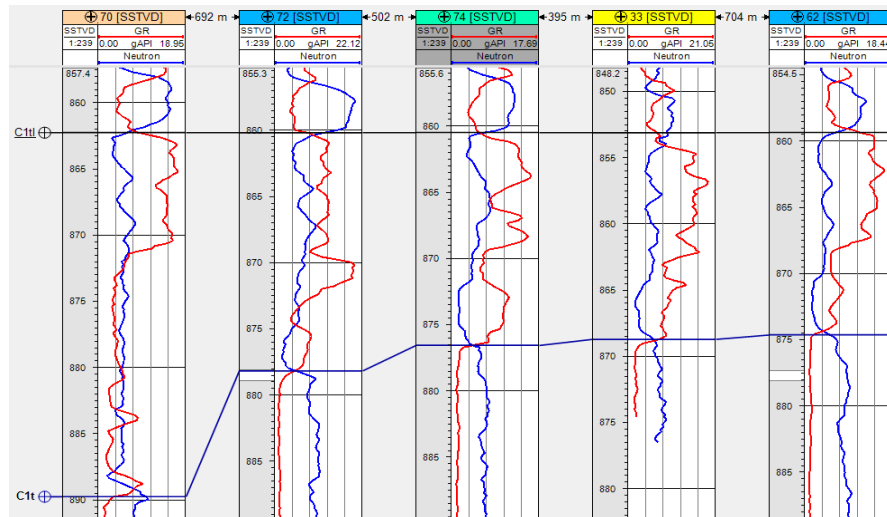


Рисунок 66 - Каротажные данные по линии корреляции III (скважины 70-72-74-33-62).

Проведено выравнивание по кровле тульского горизонта

Данные по эффективной мощности тульско-бобриковских отложений по скважинам месторождения А приведены в Таблице 3.

Таблица 3

Толщины тульско-бобриковских отложений по скважинам по месторождению А

Номер скважины	Мощность тульско-бобриковских отложений, м	Эффективная мощность тульско-бобриковских отложений, м
76	15.5	3.0
75	15.2	2.0
77	17.4	5.5
1	16.4	4.5
3	16.3	4.0
30	30.8	18.0
33	16.2	2.0
70	27.7	15.0
72	18.3	5.0
74	16.5	3.0
76	15.5	3.0
12	14.9	1.5
62	14.7	3.0
75M	18.2	6.0

Кросс-плот зависимости общей и эффективной мощности приведен на рисунке 67. Как видно из рисунков 65-67 и Таблицы 3 мощность тульско-бобриковских отложений изменяется в пределах 30 м, а эффективные толшины меняются от 1.5 м до 18 м. Потенциально врезовые отложения находятся в скважинах 30 и 70.

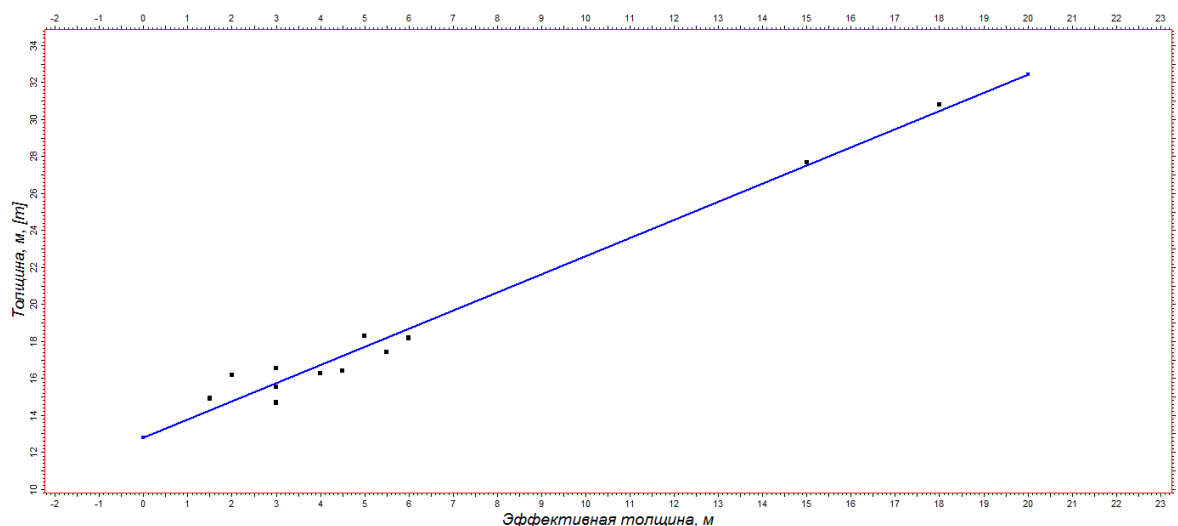


Рисунок 67 - Кросс-плот зависимости эффективной и общей мощности для тульско-бобриковских отложений на Нефтяном месторождении А. Коэффициент корреляции составляет 0.97

Согласно данным, по обоим площадям исследования существует сильная корреляционная зависимость между общей мощностью и эффективной мощностью тульско-бобриковских отложений. Области повышенной толщины бобриковских отложений имеют наибольшую эффективную мощность, точное определение мощности позволяет найти наилучшие области коллектора.

3.3. Параметры полевой регистрации сейсморазведочных данных

Полевые сейсморазведочные работы МОГТ 3D в пределах месторождений А и Б были выполнены силами ООО «ТНГ-Групп».

Параметры полевой регистрации указаны в Таблице 4. Как видно из Таблицы 4, полевые работы выполнялись по стандартной методике МОГТ 3D, принятой в Республике Татарстан. Размеры бина соответствовали стандартным размерам 25*75 для месторождения Б и 25*25 для месторождения А. В качестве источника сейсмических колебаний применялись виброустановки СВ-10/180 (для месторождения Б) и виброустановки PLS-362 и взрывы в группе (для месторождения А). В обоих случаях применялись сейсмоприемники GS-20DX (однокомпонентные).

Следует обратить внимание, что полевая съемка на месторождении А проводилась по более совершенной методике и с более высокой плотностью расстановки, что позволило получить данные более высокого качества.

Условия проведения, техника и методика сейсморазведочных работ с.п. 13/99

№№ пп	Наименование показателей, характеризующих условия, методику и объемы работ, ед. измерения	Месторождение А	Месторождение Б
1	2	4	3
1.	Количество отрядов, отр.	1	1
2.	Категория трудности: II (%) III (%)	70 30	47 53
3.	Сейсморегистрирующая система	Sercel 428-XL	INPUT/OUTPUT System-2
4.	Тип источника	PLS-362, взрывы в группе	Виброустановки CB-10/180
5.	Тип сейсмоприемников	GS-20DX	GS-20DX
6.	Система наблюдений Размер бина Номинальная кратность	радиальная с max удалением 1800 25*25 200	типа «крест» 25*75 96
7.	Параметры группирования источников: - количество приборов в группе, шт. - база группы, м	3 12	12 11
8.	Параметры группирования виброустановок: - база группирования, м - количество установок в группе, шт	45 4	96 4
9.	Параметры регистрации: - длина записи, с - интервал временного квантования, мс	3 2	2 2

Применение такой аппаратуры и плотности съемки позволяет достичь требуемой кратности и выполнить поставленные перед сейсмопартиями стандартные геологические задачи:

- уточнение геологического строения месторождения;
- рекомендации на проведение дальнейших геологоразведочных работ;
- стратиграфическое расчленение разреза, привязка, индексация интервалов временных разрезов и отдельных отражений;
- прослеживание основных отражающих горизонтов;
- прогноз развития тектонических нарушений, эрозионных врез.

Однако такая методика проведения полевых работ не позволяет получать запись сейсмического сигнала в широкой полосе частот. Отсутствие записи в низкочастотном (менее 10 Гц) и высокочастотном (более 100 Гц) диапазонах сокращает возможности по увеличению разрешающей способности сейсморазведки. При стандартном подходе к обработке и интерпретации вертикальная разрешающая способность будет находиться на уровне 13-20 м.

3.4. Параметры обработки сейсморазведочных данных

Обработка сейсморазведочных данных МОГТ 3D выполнялась по стандартному графу, применяемому в ООО «ТНГ-Групп».

3.4.1. Граф обработки сейсморазведочных данных на месторождении Б

Работы выполнены на ВЦ ООО «ТНГ-Групп» с использованием пакетов FOCUS фирмы Paradigm Geophysical и OMEGA 2.1 фирмы Western Geco. Обработка была направлена на достижение максимальной временной разрешенности записи и повышения соотношения сигнал/помеха.

Граф обработки:

1. Ввод полевых данных в ЭВМ с преобразованием их из формата SEGД. Просмотр и редактирование исходных записей.
2. Создание базы данных с информацией по геометрии системы наблюдений, формирование заголовков трасс.
3. Коррекция амплитуд за сферическое расхождение и затухание во времени (GAIN). Применен экспоненциальный закон восстановления амплитуд за затухание во времени с коэффициентом 0.6.
4. ФК-фильтрация низкоскоростных волн-помех (MULTICHAN DIP FILTER), удаление аномальных значений амплитуд и случайных шумов (SWELL NOISE ATTEN).
5. Минимально-фазовая поверхностно-согласованная предсказывающая деконволюция в заданной полосе частот с использованием оценки сигнала по трем факторам: источнику, приемнику и удалению. Спектральная балансировка сигнала в окне 1000 мс в полосе частот 14-100 Гц (SPEQ) применена с целью выравнивания спектрального состава записи.
6. Поверхностно-согласованная балансировка абсолютных амплитуд по трем факторам: источнику, приемнику, удалению с анализом амплитуд в окне 100 мс – 1000 мс на минимальном удалении (BALAN, BALSOL, BALAPP).
7. Расчет статических поправок за рельеф для 3D данных с линией приведения 130 м и скоростью 2000 м/с.
8. Первичный скоростной анализ.
9. Получение куба сейсмических данных с априорными статическими и кинематическими поправками.
10. Автоматическая коррекция статических поправок (STAT3D).
11. Приведение геометрии отражающей границы В (C_{2vr}) в соответствие со структурным планом кровли верейского горизонта среднего карбона по данным глубокого и структурного бурения.

12. Окончательный анализ кинематических поправок и параметров внешнего мьютинга.
13. Получение окончательного куба сейсмических данных с применением TRIM-статистики (коррекция остаточных фазовых сдвигов).
14. Нульфазовая деконволюция по окончательному кубу сейсмических данных (DECONZ).
15. FXY-деконволюция с фильтрацией на базе 21 x 21 трасс CDP по inline и crossline в окне 400 мс с добавлением 40% от исходной трассы к модельной (FXY-DECON).
16. Трехмерная временная конечно-разностная миграция после суммирования.

В результате выполненной последовательности процедур в процессе обработки были получены кубы сейсмических данных до и после миграции после суммирования, представляющие собой совокупность сеймотрасс ОГТ, покрывающих площадь по сетке 75 м x 25 м.

3.4.2. Граф обработки сейсморазведочных данных на месторождении А

Работы выполнены на Центре «Геоинформ» ООО «ТНГ-Групп» с использованием пакетов FOCUS фирмы Paradigm Geophysical и OMEGA фирмы Western Geco. Обработка выполнялась с сохранением реальных соотношений амплитуд и была направлена на достижение максимальной временной разрешенности записи и повышения соотношения сигнал/помеха.

Граф обработки:

1. Ввод полевых данных в ЭВМ с преобразованием их из формата SEGД во внутренний формат программного пакета FOCUS. Просмотр и редактирование исходных записей.
2. Создание базы данных с информацией по геометрии системы наблюдений, формирование заголовков трасс. В результате была создана трехмерная модель ОГТ с размерами бинов 25*25 м, количеством inlines – 360, и количеством crosslines – 392. Номинальная кратность – 75.
3. Контроль соответствия между описанной системой наблюдений и сейсмическим материалом выполнен по всему объему сейсмограмм с наложением удалений в процессе просмотра их на экране.
4. Расчет априорных статических поправок по временам прихода первых вступлений рефрагированной волны, в диапазоне удалений 100-1800 м со скоростью замещения 2000 м/с.
5. Коррекция амплитуд за сферическое расхождение и затухание во времени (GAIN). Приведение относительного уровня амплитуд к 20000, фильтрация в полосе частот 8-12-120-130 Гц.

6. Подавление аномальных амплитуд (SWELL_NOISE_ATTEN).
7. Подавление среднескоростных волн помех в FK-области (MULTICHAN_DIP_FILTER).
8. Поверхностно-согласованная коррекция амплитуд.
9. Поверхностно-согласованная минимально фазовая предсказывающая деконволюция (SURFDEC) в полосе частот 10-120 Гц.
10. Поверхностно-согласованная коррекция амплитуд.
11. Анализ априорных кинематических поправок и внешнего мьютинга (VELDEF). База формирования суперсейсмограммы составляла 15 сейсмограмм ОГТ, сетка точек подбора 1200*1200 м.
12. Получение контрольного куба сейсмических данных.
13. Несколько итераций коррекции статических поправок. После каждой итерации проводилось уточнение кинематических поправок по сетке 600*600 м.
14. Коррекция длинопериодной составляющей статических поправок путем приведения геометрии отражения У (от кровли тульского горизонта нижнего карбона) в соответствие с данными глубокого бурения.
15. Повышение соотношения сигнал/помеха по сейсмограммам ОГТ с введенными статическими и кинематическими поправками.
16. Поверхностно-согласованная коррекция амплитуд.
17. Получение контрольного куба сейсмических данных.
18. FXY-деконволюция для подавления случайных шумов с фильтрацией на базе 11 x 11 трасс CDP во временном окне 400 мс с добавлением 70% исходной трассы к модельной.
19. Временная миграция после суммирования с использованием скоростей равных 110% от скоростей суммирования и сглаженных на базе 300 x 300 м inline и crossline, в интервале 48 мс по времени.
20. Нульфазовая деконволюция по кубу сейсмических данных (DECONZ), применяется для повышения сейсмической разрешенности записи.
21. Когерентная фильтрация по кубу сейсмических данных (COHERE).
22. Удаление следов расстановки, выполняется по горизонтальным срезам куба сейсмических данных.

Обработка выполнена во временном интервале от 0 с до 3 с. В результате примененного графа обработки получен куб сейсмических данных удовлетворительного качества.

3.4.3. Анализ результатов обработки сейсмических сигналов по месторождению Б и месторождению А.

Примененные графы обработки является стандартным для Республики Татарстан. В результате применение процедур обработки, приведенных в графе, удалось получить временные разрезы после суммирования надлежащего качества, пригодные для решения поставленных геологических задач. Следует обратить внимание, что обработка данных на месторождении А проводилась по более совершенной методике, что позволило получить данные более высокого качества.

Процедура получения данных Q-томографии не проводилась. Подавление помех на источнике и приемнике проводилось по стандартным процедурам в стандартных программных продуктах.

Однако обрабатываемый сигнал был ограничен стандартной методикой полевых наблюдений, не позволявшей получать широкополосные данные. Стоит отметить, что перед командой обработчиков не стояла специальная задача увеличения разрешающей способности полученных данных. По этой причине обработка была ограничена стандартными процедурами, не позволяющими выделить маломощные пласты в записи.

3.5. Сейсмостратиграфическая привязка отражений

Сейсмостратиграфическая привязка осуществлялась для выделения отражений, ассоциируемых с тульским горизонтом (отражающий горизонт У) и турнейским ярусом (отражающий горизонт Т).

Сейсмостратиграфическая привязка проводилась в следующей последовательности:

- выбор скважины с данными акустического и плотностного каротажей;
- расчет лог акустического импеданса и коэффициентов отражений от границ пластов (R);
- создание модельного импульса (вейвлета);
- расчет синтетической сейсмограммы путем свертки модельного импульса с логом коэффициентов отражения;
- сопоставление синтетической сейсмограммы с реальной сейсмической трассой и нахождение соответствий между сейсмическими отражениями и границами пластов (тульский горизонт и турнейский ярус).

3.5.1. Сейсмостратиграфическая привязка отражений на месторождении Б

На месторождении Б сейсмостратиграфическая привязка осуществлялась по скважины 17 ввиду наличия в ней акустического и плотностного каротажей в исследуемом интервале.

В качестве модельного импульса применялся вейвлет, извлеченный из сейсмического куба в области скважины 17. Характеристики вейвлета приведены на рисунке 68.

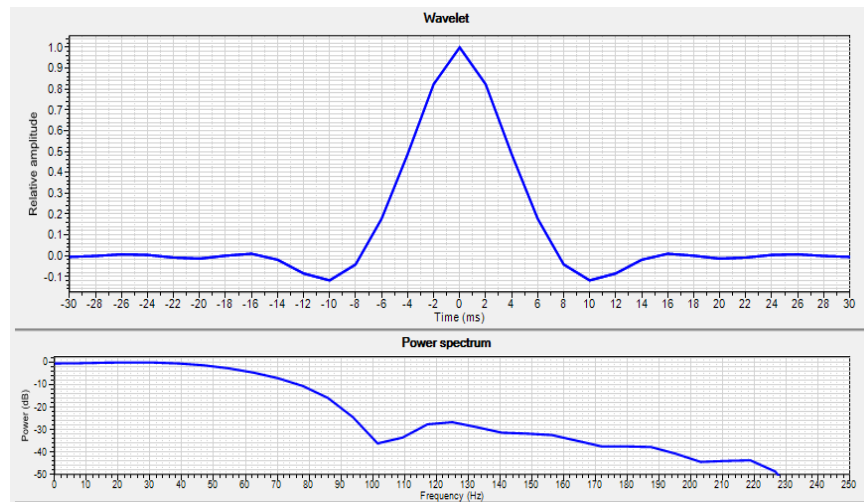


Рисунок 68 - Параметры извлеченного вейвлета, примененного для сейсмостратиграфической привязки отражений на месторождении Б

В результате свертки лог-коэффициентов отражения с модельным импульсом была получена синтетическая сейсмотрасса. Согласно расчетам, подошва тульских отложений характеризуется сильным положительным отражением. Кровля турнейского яруса характеризуется сильным отрицательным отражением.

Результаты расчета синтетической сейсмотрассы и ее сопоставление с реальной сейсмотрассой для месторождения Б приведены на рисунке 69. Прослеживаются искомые сильное положительное (отражающая граница У) и сильное отрицательное (отражающая граница Т) отражения. Коэффициент корреляции между реальной и синтетической сейсмотрассой в области исследования составляет 0.89.

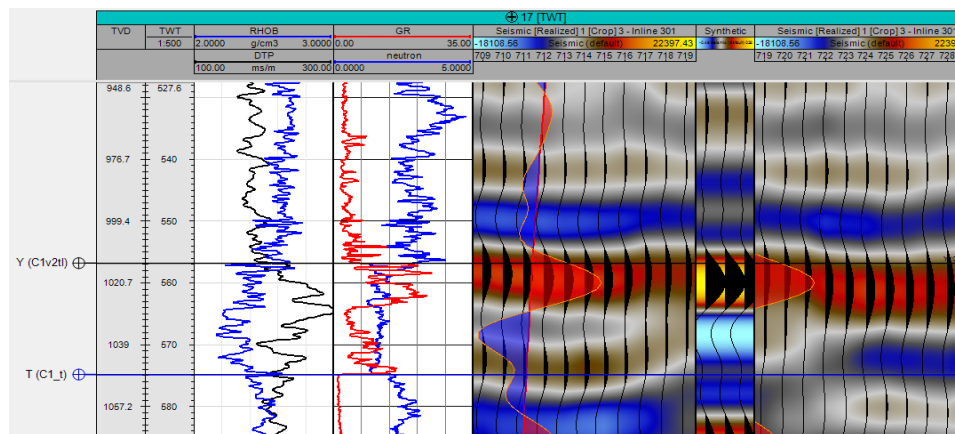


Рисунок 69 - Сейсмостратиграфическая привязка отражений по скважине № 17 месторождения Б

3.5.2. Сейсмостратиграфическая привязка отражений на месторождении А.

На месторождении А сейсмостратиграфическая привязка осуществлялась по скважине 75 ввиду наличия в ней акустического и плотностного каротажей в искомом интервале.

Отражения, связанные с целевыми горизонтами, имеют маленькую изменчивость по площади. Выклинивания и разломы отсутствуют в исследуемом интервале. По этой причине сейсмостратиграфическая привязка проводилась по одной скважине. В качестве модельного импульса применялся вейвлет, извлеченный из сейсмического куба в области скважины 75. Характеристики вейвлета приведены на рисунке 70.

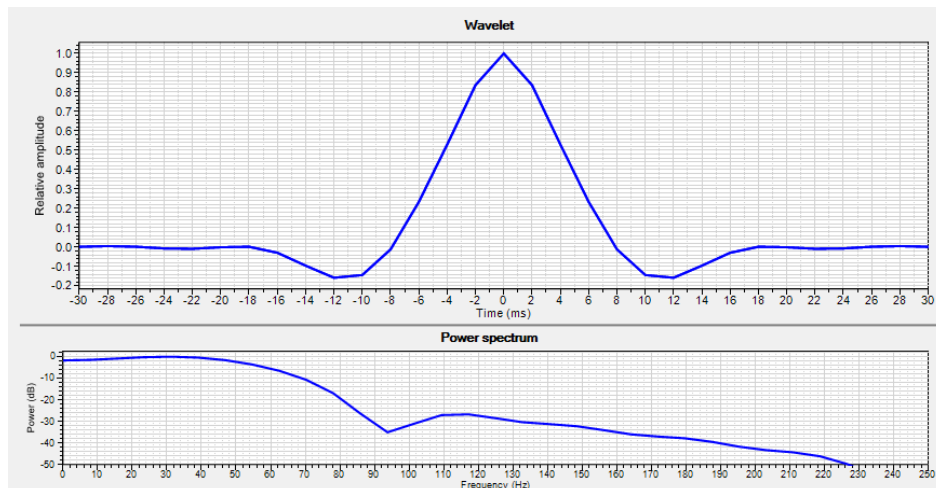


Рисунок 70 - Параметры извлеченного вейвлета, примененного для сейсмостратиграфической привязки отражений на месторождении Б

Результаты расчета синтетической сейсмотрассы и ее сопоставление с реальной сейсмотрассой для месторождения А приведены на рисунке 71. Как видно из рисунка, достаточно хорошо прослеживаются искомые сильное положительное (отражающая граница У) и сильное отрицательное (отражающая граница Т) отражения. Коэффициент корреляции между реальной и синтетической сейсмотрассой в области исследования составляет 0.82.

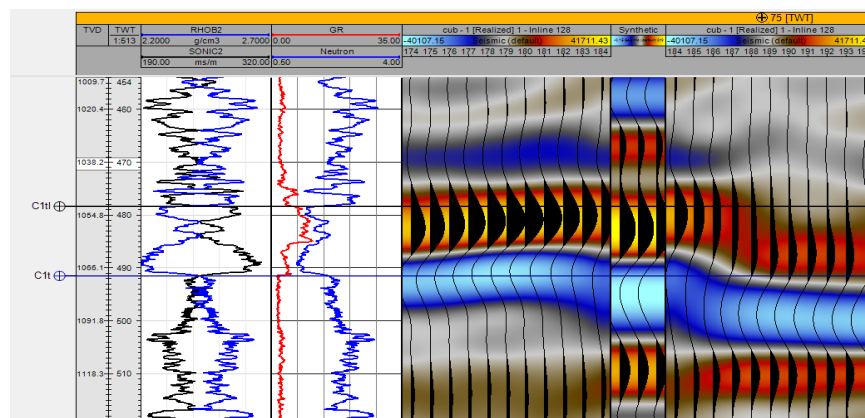


Рисунок 71 - Сейсмостратиграфическая привязка отражений по скважине № 75 на месторождении А

Отражение Y, ассоциируемое с тульским горизонтом, является сильным положительным отражением. Отражение T, ассоциируемое с кровлей турнейского яруса, является сильным отрицательным отражением.

3.6. Трассировка отражений

После проведения сейсмостратиграфической привязки выполнялась трассировка отражающих горизонтов по всей площади исследования на месторождениях А и Б.

Отражение от кровли тульского горизонта является сильным положительным отражением. Трассировка – уверенная на всей территории исследований.

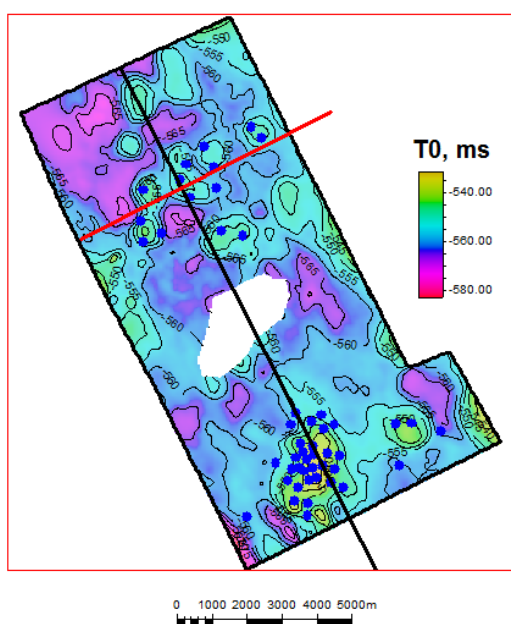


Рисунок 72 - Карта наблюдаемых времен T0 по отражающей границе Y на месторождении Б. Красным показано положение инлайна 302 (рис. 72), черным – положение кросслайна 668 (рис. 73). Белым цветом выделена область отсутствия сейсморазведочных данных из-за населенного пункта

На рисунке 72 показана карта наблюдаемых времен T0 по отражающей границе Y на месторождении Б. Линиями показано положение на площади исследования профилей (X-line и Inline), изображенных на рисунках 73-74. В центральной части площади имеется область отсутствия данных, поскольку на данной территории располагается населенный пункт и сейсмические данные не были получены.

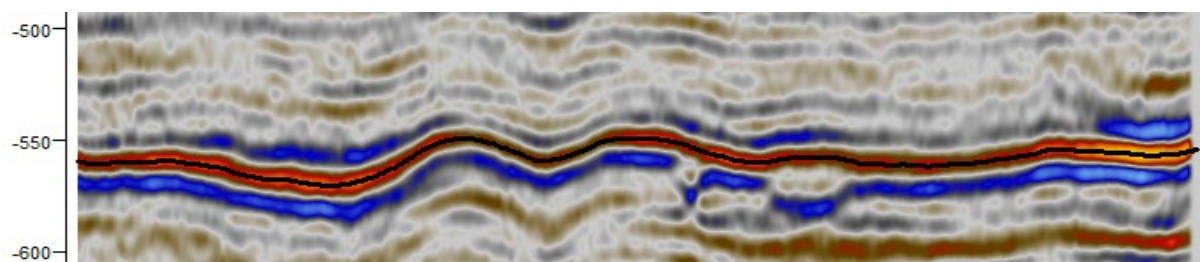


Рисунок 73 - Сейсмический разрез инлайна 302. Черным показана трассировка ОГ Y

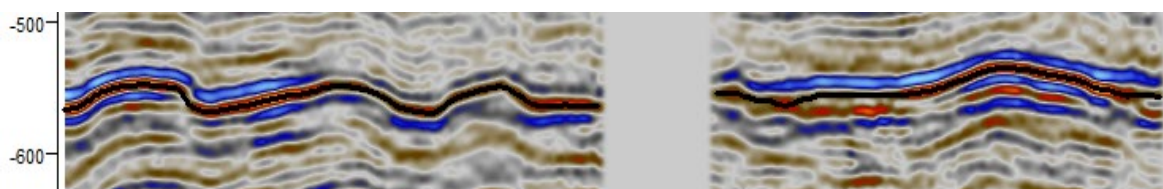


Рисунок 74 - Сейсмический разрез кросслайна 668. Черным показана трассировка ОГ Y. Поверхность отражающего горизонта Y не имеет резких перепадов и разломов.

На рисунке 75 показана карта наблюдаемых времен T0 по отражающей границе Y на месторождении А. Линиями показано положение на площади исследования профилей (X-line и Inline), изображенных на рисунках 76-77.

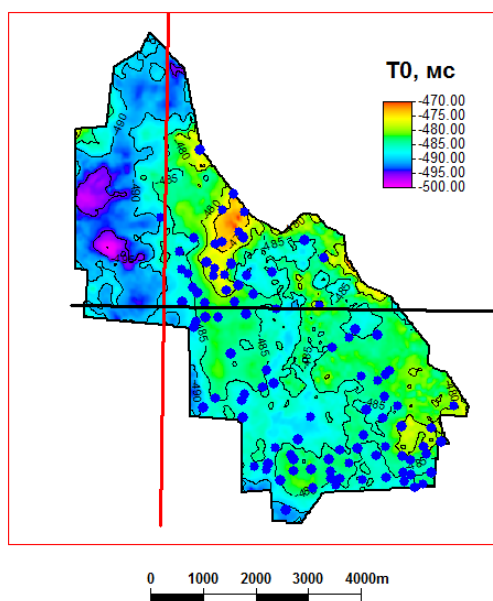


Рисунок 75 - Карта наблюдаемых времен T0 по отражающей границе Y на месторождении А. Красным показано положение инлайна 71 (рис. 76), черным – положение кросслайна 167 (рис. 77)

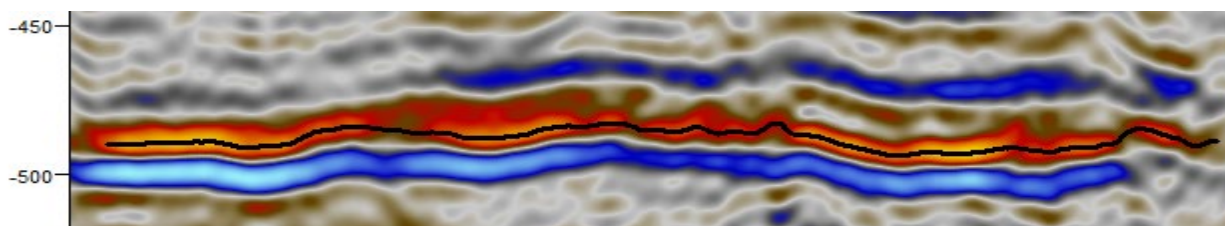


Рисунок 76 - Сейсмический разрез инлайна 71. Черным показана трассировка ОГ Y

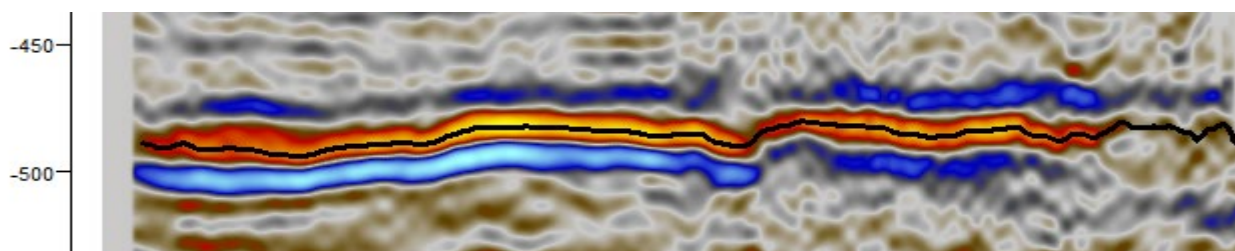


Рисунок 77 - Сейсмический разрез кросслайна 167. Черным показана трассировка ОГ Y

3.7. Параметры сейсмических данных по исследуемым территориям

1) Месторождение Б.

Параметры сейсмического куба:

Инлайнов: 240

Кросслайнов: 320

Площадь: 101 км²

Количество скважин: 49

Эффективная мощность по скважинным данным:

Мин. 1,2 м. Сред. 6,5 м Макс. 24 м.

Для анализа амплитудно-частотных характеристик сигнала в области расположения исследуемого пласта исходный сейсмический куб был обрезан по вертикали. Анализируемый сигнал находится в интервале 480-600 мс. Амплитудно-частотная характеристика исходных сейсморазведочных данных (как полного куба, так и обрезанного) приведена на рисунке 78. Основная энергия сигнала собрана в частотном окне от 20 Гц до 80 Гц, сигнал не является широкополосным. Доминирующая частота около 50 Гц, интервальная скорость в области исследования составляет 3500 м/с. Теоретическая разрешающая способность в таких условиях $70/4 - 70/8 = 17,5 \text{ м} - 8,75 \text{ м}$.

По скважинным данным мощность тульско бобриковских отложений на данной площади составляет от 41 м до 12 м, а эффективные толщины составляют от 24 м до 1,5 м. По этой причине их выделение стандартными методами находится на пределе разрешающей способности сейсморазведочных данных.

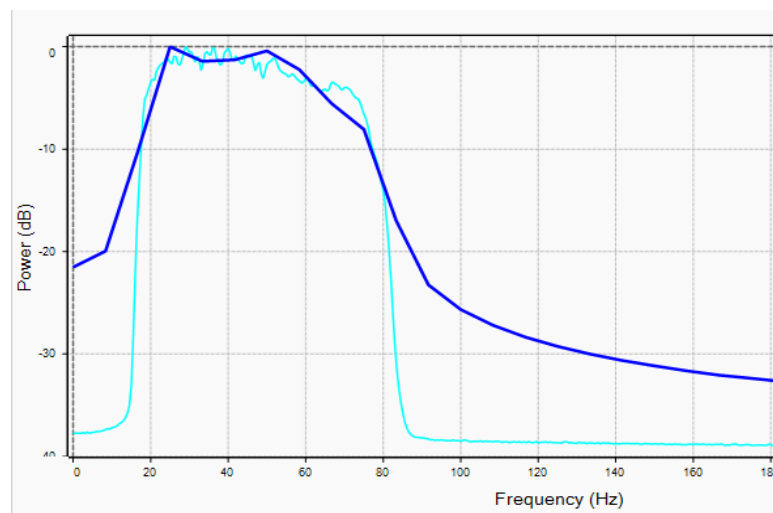


Рисунок 78 - Амплитудно-частотная характеристика данных 3D сейсморазведки, использованных в работе по Месторождению Б. Голубой цвет АЧХ по полному кубу, синий цвет АЧХ по кубу, обрезанному в интервале интереса

2) Месторождение А.

Параметры сейсмического куба:

Инлайнов: 305

Кросслайнов: 392

Площадь: 31.7 км²

Количество скважин: 101

Мощность по скважинным данным:

Мин. 1,5 м. Сред. 4,5 м Макс. 18 м.

Для анализа амплитудно-частотных характеристик сигнала в области расположения исследуемого пласта исходный сейсмический куб был обрезан по вертикали. Анализируемый сигнал находится в интервале 400-550 мс. Амплитудно-частотная характеристика исходных сейсморазведочных данных приведена на рисунке 79.

Как видно из Рисунка 78, основная энергия сигнала собрана в частотном окне от 20 Гц до 80 Гц, сигнал не является широкополосным. Доминирующая частота около 35 Гц, интервальная скорость в области исследования составляет 3500 м/с. Теоретическая разрешающая способность в таких условиях $100/4 - 100/8 = 25 \text{ м} - 12.5 \text{ м}$.

По скважинным данным мощность тульско бобриковских отложений на данной площади составляет от 31 м до 14 м, а эффективные толщины составляют от 18 м до 1.5 м. По этой причине их выделение стандартными методами находится на пределе разрешающей способности сейсморазведочных данных.

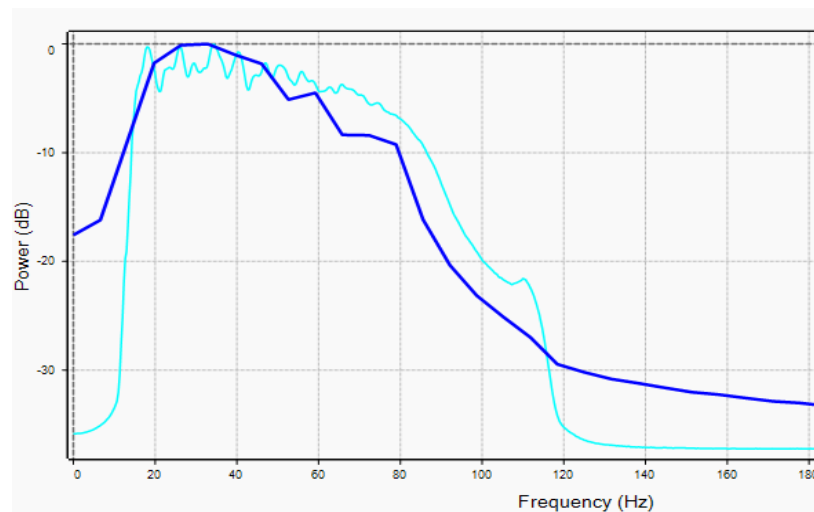


Рисунок 79 - Амплитудно-частотная характеристика данных 3D сейсморазведки, использованных в работе на месторождении А. Голубой цвет АЧХ по полному кубу, синий цвет АЧХ по кубу, обрезанному в интервале интереса

3.8. Обзор специализированного программного обеспечения, использованного при расчетах

Интерпретация исходных данных, расчеты и графическое оформление материалов проводились автором в стандартных коммерческих продуктах, предназначенных для интерпретации геолого-геофизических данных.

Основная часть работы проведена в программном комплексе Petrel 2018 от компании Schlumberger. Данный программный комплекс позволяет проводить работу с геолого-геофизической информацией от бурения скважин до вывода на расчет гидродинамических моделей. Большая функциональность позволяет решать множество геологических задач в рамках одного проекта без необходимости выгружать данные в другие программные продукты. В рамках данной работы автор проводил интерпретацию каротажных данных, сейсмостратиграфическую привязку, трассировку отражений, расчет сейсмических атрибутов и нахождение корреляции вида «сейсмический атрибут – толщина пласта».

Помимо Petrel использовалась программа Canvas от компании Paradigm. Функционал программного комплекса несколько уступает Petrel и во многом дублирует его. Однако ряд функций в Canvas превосходят аналогичные из Petrel (например, более удобная система сейсмостратиграфической привязки или более совершенный алгоритм автоматической трассировки). Кроме того, компания Paradigm является одним из лидеров в области разработки технологий классификаций сейсмического сигнала. Расчет классификации по форме сейсмического сигнала проводился в ПО Canvas.

Применялось ПО IP_Seismic от компании ООО «Лаборатория Приезжева» для расчета карт прогнозных эффективных толщин по данным сейсмических атрибутов с применением нескольких нейросетевых алгоритмов.

Выводы по главе 3

1. Исследование проводилось по данным глубокого бурения и 3D сейсморазведки по двум месторождениям (месторождения А и Б).
2. Согласно данным, по обоим площадям исследования существует сильная корреляционная зависимость между общей мощностью и эффективной мощностью тульско-бобриковских отложений. Области повышенной толщины бобриковских отложений имеют наибольшую эффективную мощность.
3. Сейсморазведочные данные были получены по стандартной методике и обработаны по стандартному графу обработки. Частотный спектр не широкополосный, что осложняет выделение маломощных пластов.
4. Выполнена интерпретация геофизических исследований скважин (выделены границы тульского и турнейского возраста) по месторождению Б (49 скважин) и месторождению А (101 скважина).
5. Выполнена стандартная интерпретация данных сейсморазведки (сеймостратиграфическая привязка границ тульского и турнейского возрастов, трассировка отражающих границ Y и T).

ГЛАВА 4. МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ТОЛЩИНЫ МАЛОМОЩНОГО ПЛАСТА

4.1. Построение карт мощностей

Стандартная методика для маломощных пластов (при толщине на пределе разрешающей способности по Видессу, менее 12.5 м) заключается в использовании метода схождения. Карта толщин строится по скважинным данным без привлечения сейсмической записи.

Еще один стандартный подход – применение сейсмических атрибутов (преимущественно частотных). Устанавливается зависимость толщины пласта от сейсмического атрибута, и при наличии корреляции строится карта мощностей.

Более сложный и реже применяемый метод – оценка толщины пласта через моделирование изменения формы сейсмического сигнала. Модельные сеймотрассы сравниваются с реальными, после чего область исследования разделяется на классы, каждому из которых присваивается определенное значение толщины.

Автором работы опробована методика на основе алгоритмов машинного обучения:

- случайный лес (Random forest);
- многослойный персептрон (MLP);
- метод ближайшего соседа;
- нейронные сети на основе модели Колмогорова.

Рассмотрим каждый из указанных методов более подробно.

4.2. Метод схождения

Метод схождения применяется в случаях, когда есть необходимость построения структурной карты по опорной поверхности, вскрытой скважинами при отсутствии сейсмических данных. Обязательным условием применения данного метода является наличие на том же месторождении выделенного реперного горизонта, который согласно залегает выше по разрезу и был пройден значительным числом скважин. Такой реперный (или маркирующий) горизонт может быть построен по скважинным данным и служить опорой при построении (в качестве тренда) структурной карты искомого горизонта. Сущность метода схождения заключается в изучении закономерности изменения толщин между двумя поверхностями – маркирующей и искомой [Жданов, 1981].

Ввиду отсутствия применения сейсмических данных и очевидной низкой точности данного подхода он в расчетах не применялся.

4.3. Расчет мощности по данным сейсмических атрибутов

Расчет сейсмических атрибутов для решения задач выделения сейсмофаций автор применял в работах [Platov, Safina, Zinjukov, 2018; Platov, Kozhevnikova, Shipaeva, 2019; Gubaidullina, Platov, 2021].

Эксперимент включал расчет 7 кубов сейсмических атрибутов:

- доминирующая частота;
- спектральная декомпозиция на моночастотные компоненты 40, 45, 50, 55 и 60 Гц;
- RMS-амплитуда;
- относительный акустический импеданс.

Подробнее суть данных атрибутов изложено в работах [Bitrus, Iacopini, Bond, 2016; Chopra, Marfurt, 2005].

Iso-frequency – спектральная декомпозиция на моночастотные компоненты. Спектральное разложение на основе заданных пользователем частот на моночастотные компоненты. Метод основан на анализе определения вклада каждой частоты в сейсмические данные. Работает во времени. Задачи: выявление тонких слоев и неявных стратиграфических объектов (например, рифов, каналов и клиньев).

Dominant Frequency – доминирующая частота. Квадратный корень из суммы квадратов мгновенной частоты и мгновенной ширины полосы. Обнаруживает изменяющиеся во времени спектральные свойства сейсмических данных. Помогает в поиске низкочастотных аномалий.

Среднеквадратичная амплитуда (RMS) – это обычно используемый метод для отображения значений амплитуды в заданном окне данных. Среднеквадратичная амплитуда анализирует общую амплитуду сигнала, концептуально описывает среднюю амплитуду сигнала. RMS основан на величине сигнала как мере его силы, независимо от того, является ли амплитуда положительной или отрицательной. RMS рассчитывается возведением в квадрат каждого значения сейсмотрассы, поэтому все они положительны, затем вычисляется среднее значение сигнала, за которым следует извлечение квадратного корня. Одно из преимуществ данного метода состоит в том, что он позволяет определить, насколько большой неосциллирующий источник может потребоваться для доставки той же энергии, что и синусоидальная волна, за определенный промежуток времени.

Относительный акустический импеданс – физический атрибут, отображающий контраст свойств и дающий возможность сопоставления со скважинными данными: предполагает данные нулевой фазы. Получается интегрированием сейсмической трассы с последующим применением фильтра низких частот для удаления трендов [Russell et al., 1997].

Значения сейсмических атрибутов в точках скважин сопоставлялись с эффективной мощностью пласта. Примеры зависимостей «эффективная мощность пласта / сейсмический атрибут» для месторождений Б и А приведены на рисунках 80-81 и 83-84.

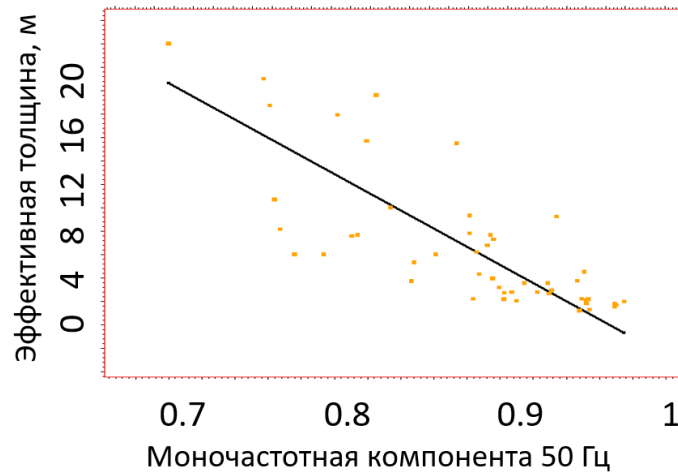


Рисунок 80 - Кросс-плот «эффективная толщина пласта/сейсмический атрибут» «моночастотная компонента» на частоте 50 Гц для месторождения Б.
Коэффициент корреляции -0.77

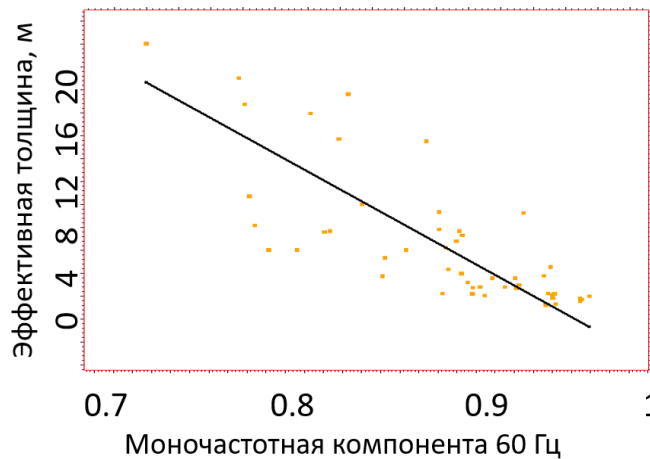


Рисунок 81 - Кросс-плот «эффективная толщина пласта/сейсмический атрибут» «моночастотная компонента» на частоте 60 Гц для месторождения Б.
Коэффициент корреляции -0.77

Как видно из рисунков, для месторождения Б высокий коэффициент корреляции встречается только для частотных атрибутов «моночастотная компонента» на частотах 50 Гц (рис. 80, коэффициент корреляции -0.77) и 60 Гц (рис.81, коэффициент корреляции -0.77).

На рисунках 82-83 изображены карты сейсмического атрибута «моночастотная компонента на частоте 60 Гц» на месторождении Б.

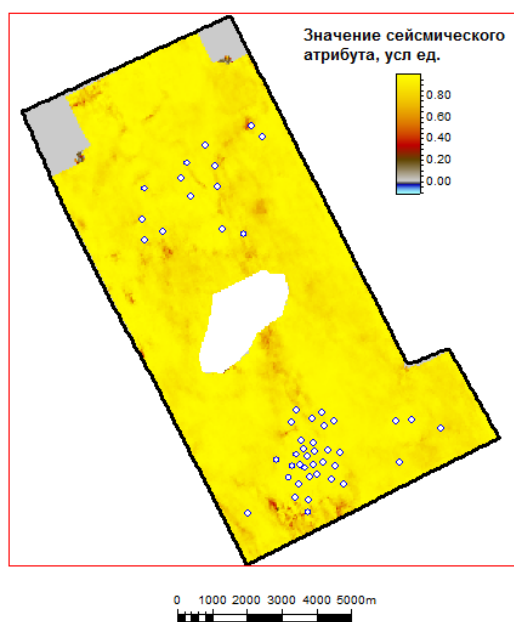


Рисунок 82 - Карта сейсмического атрибута «моночастотная компонента на частоте 50 Гц» на месторождении Б. Белым цветом выделена область отсутствия сейсморазведочных данных из-за населенного пункта

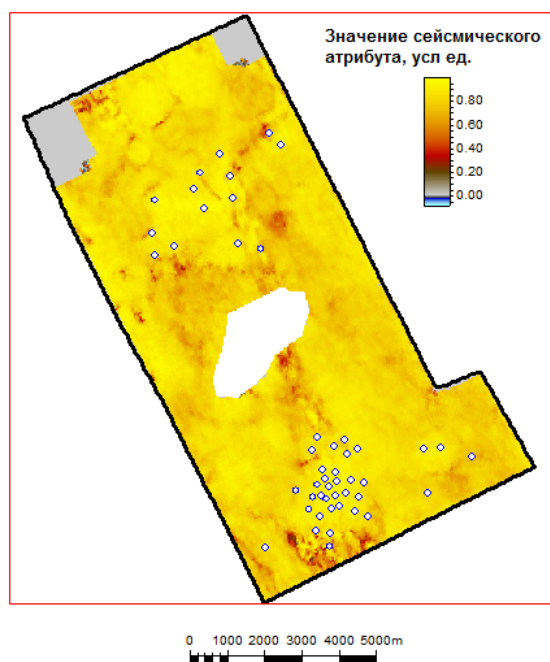


Рисунок 83 - Карта сейсмического атрибута «моночастотная компонента на частоте 60 Гц» на месторождении Б. Белым цветом выделена область отсутствия сейсморазведочных данных из-за населенного пункта

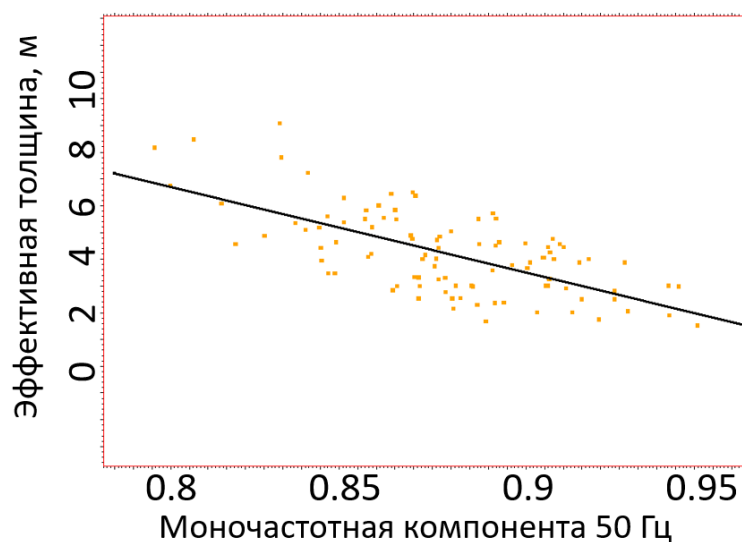


Рисунок 84 - Кросс-плот зависимости «эффективная толщина пласта/сейсмический атрибут» «моночастотная компонента» на частоте 50 Гц для месторождения А. Коэффициент корреляции -0.65

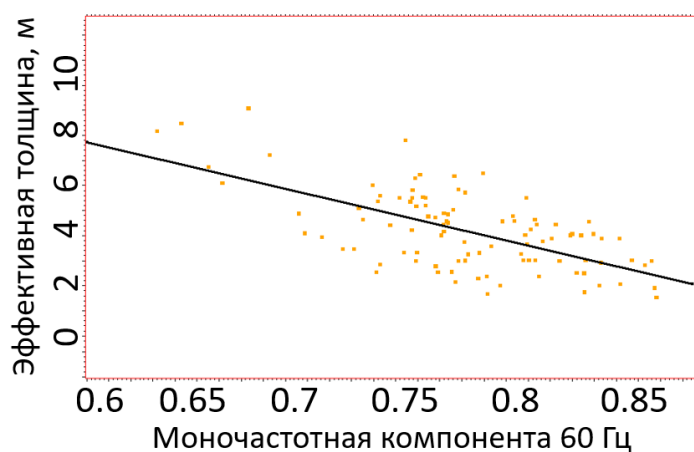


Рисунок 85 - Кросс-плот зависимости «эффективная толщина пласта/сейсмический атрибут» «моночастотная компонента» на частоте 60 Гц для месторождения А. Коэффициент корреляции -0.63

На месторождении Б выделяется врез терригенных отложений визейского возраста. Наиболее контрастное отображение вреза получено на седиментационном слайсе на 12 мс ниже отражения У на сейсмическом атрибуте «моночастотная компонента» на частоте 50 Гц (рис. 86). На рисунках 87-89 приведены сейсмические разрезы с указанием положения вреза.

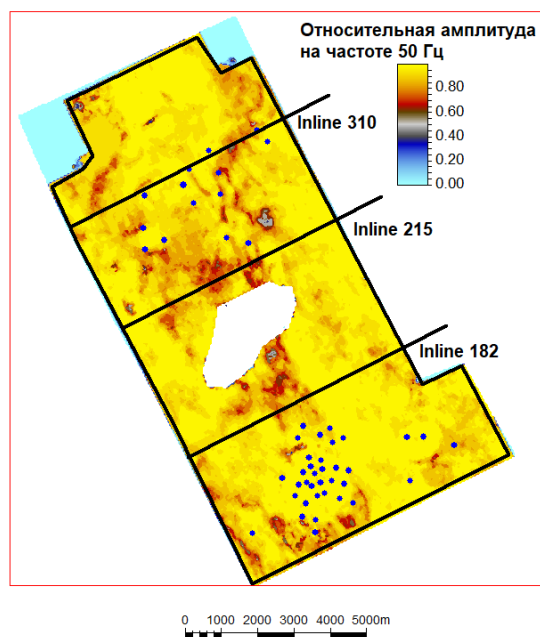


Рисунок 86 - Седиментационный слайс на 12 мс ниже отражения У на сейсмическом атрибуте «моночастотная компонента» на частоте 50 Гц для месторождения Б. Белым цветом выделена область отсутствия сейсморазведочных данных из-за населенного пункта

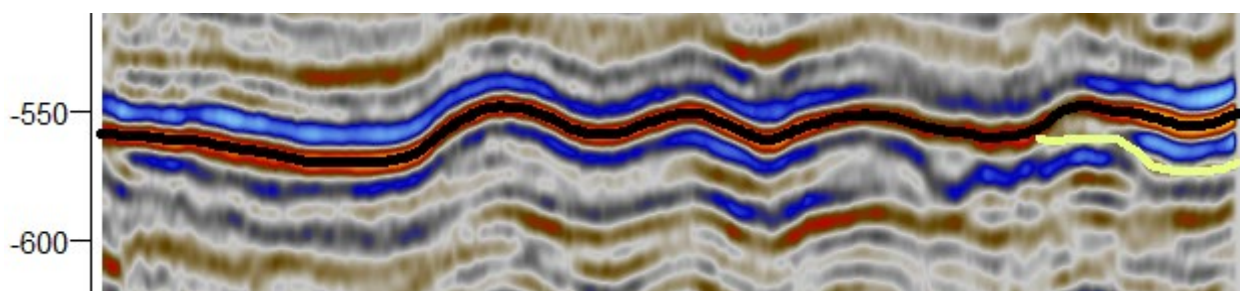


Рисунок 87 - Инлайн 310 на месторождении Б. Желтым выделено положение вреза

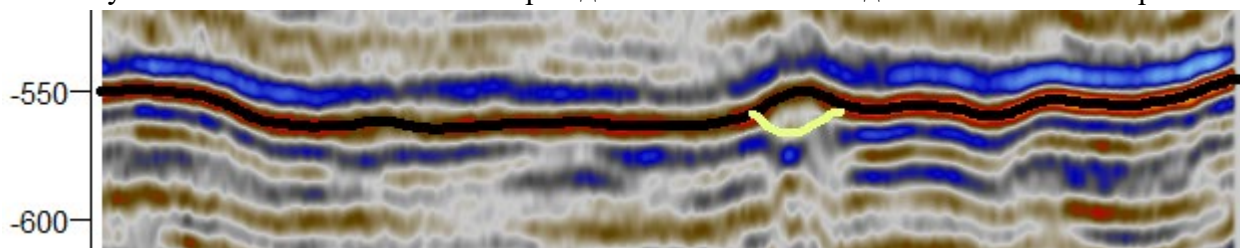


Рисунок 88 - Инлайн 215 на месторождении Б. Желтым выделено положение вреза

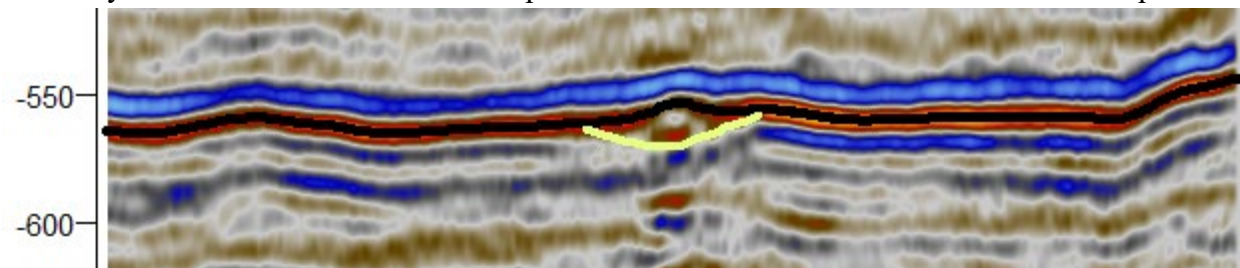


Рисунок 89 - Инлайн 182 на месторождении Б. Желтым выделено положение вреза
Как видно из рисунков, для месторождения А высокий коэффициент корреляции наблюдается только для частотных атрибутов «моночастотная компонента» на частотах 50 Гц

(рис. 84, коэффициент корреляции -0.65) и 60 Гц (рис. 85, коэффициент корреляции -0.63). Однако важно учитывать не только величину коэффициента, но и распределение точек на кросс-плоте.

На рисунке 90 изображена карта сейсмического атрибута «моночастотная компонента на частоте 50 Гц» на месторождении А.

На рисунке 91 изображена карта сейсмического атрибута «моночастотная компонента на частоте 60 Гц» на месторождении А.

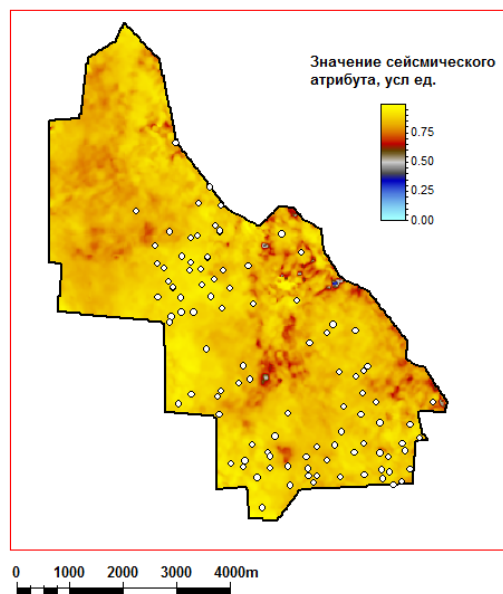


Рисунок 90 - Карта сейсмического атрибута «моночастотная компонента на частоте 50 Гц» на месторождении А

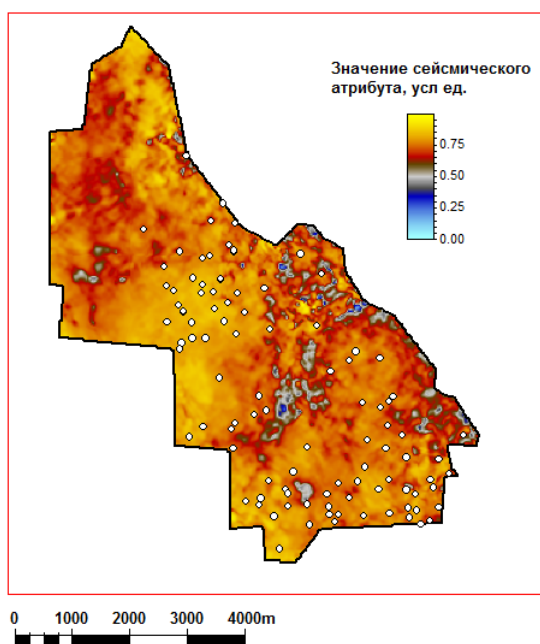


Рисунок 91 - Карта сейсмического атрибута «моночастотная компонента на частоте 60 Гц» на месторождении А

4.4. Сейсмо моделирование

Автором было проведено сейсмическое моделирование сигналов для выбранного интервала. Методика проведения моделирования взята из работы Некрасова А.С. [Некрасов, 2024].

Моделирование выполнялось посредством синтезирования волнового поля в интервалах, соответствующих тульско-бобриковским отложениям. В качестве импульсов для свертки с трассами коэффициентов отражения использовались функции автокорреляции: нуль-фазовые импульсы Риккера с различными преобладающими частотами в диапазоне от 30 до 70 Гц и сигнал наблюдаемого волнового поля вблизи скважины. Преобладающая частота сейсмической записи на данной площади оценивается диапазоном 30–50 Гц.

Для моделирования была выбрана скважина 17 месторождения Б. Планшет по скважине 17 с полным комплексом ГИС и керновыми данными приведен на рисунке 92.

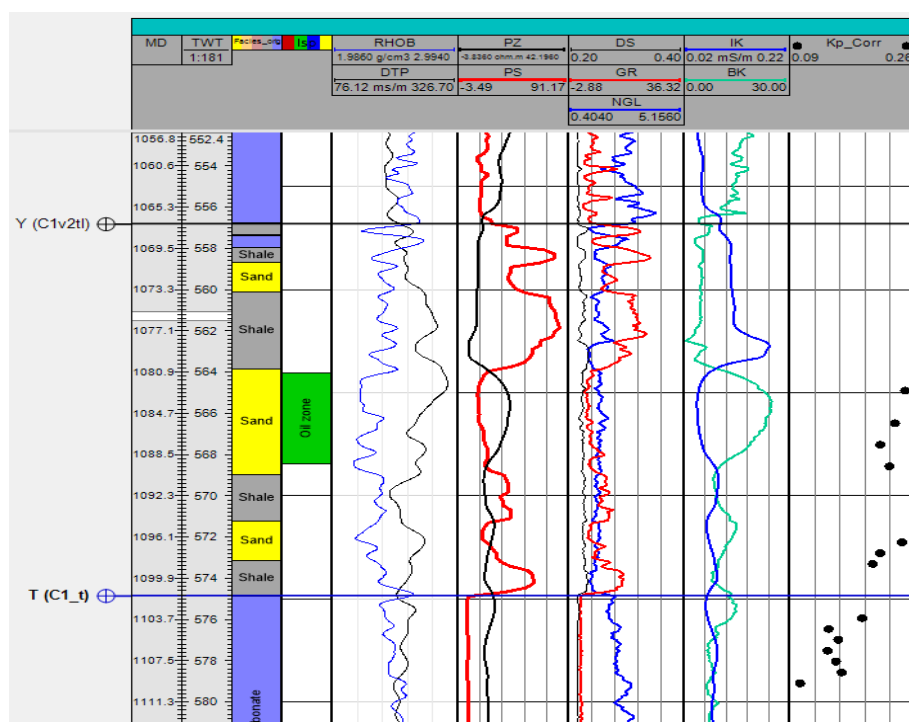


Рисунок 92 - Планшет по скв 17

Первая колонка: измеренная глубина, Вторая колонка: двойное время пробега волны
Третья колонка: литологическая колонка по данным интерпретации ГИС. Серый цвет глина,

желтый цвет песчаник, синий цвет – карбонатные породы

Четвертая колонка: результаты испытаний. Зеленый цвет – приток нефти.

Пятая колонка: плотностной картоаж (синий), акустический каротаж (черный)

Шестая колонка: ПС (красный), КС (черный), Седьмая колонка: ГК (красный), НГК (синий), ДС (черный), Восьмая колонка: БК (зеленый), ИК (синий)

Девятая колонка: пористость по керну

Моделирование проводилось в 2 этапа.

На первом этапе расчет модели проводился по реальному каротажу. По данным плотностного и акустического каротажа проводился расчет коэффициентов отражения и свертка с набором импульсов 30-40-50-60-70 Гц. В результате получены модельные сеймотрассы на этих частотах.

На втором этапе из модели исключались интервалы коллектора. Для этого в реальных данных плотностного и акустического каротажа значения в продуктивных отложениях (песчаниках) заменялись на значения в неколлекторе (глине). Полученные значения коэффициентов отражения также сворачивались с набором импульсов 30-40-50-60-70 Гц.

Результаты сейсмомоделирования приведены на рисунке 93.

Для лучшего выделения различий в моделях с коллектором и при отсутствии коллектора был построен рисунок 94. На данном рисунке модельные сеймотрассы с реальных данных каротажа отображены черным цветом, а сеймотрассы без коллектора отображены синим цветом.

Как видно из рисунка, на низких частотах (30 и 40 Гц) различия в сеймотрассах минимальные, что подтверждает меньшую разрешающую способность на низких частотах. На высоких частотах (50, 60 и 70 Гц) различия значительные и увеличиваются с ростом частоты. Эти вычисления подтверждают высокую разрешающую способность на высоких частотах, а также присутствие зависимости «эффективная частота – высокочастотная компонента сейсмической записи», приведенные в разделе 4.3.

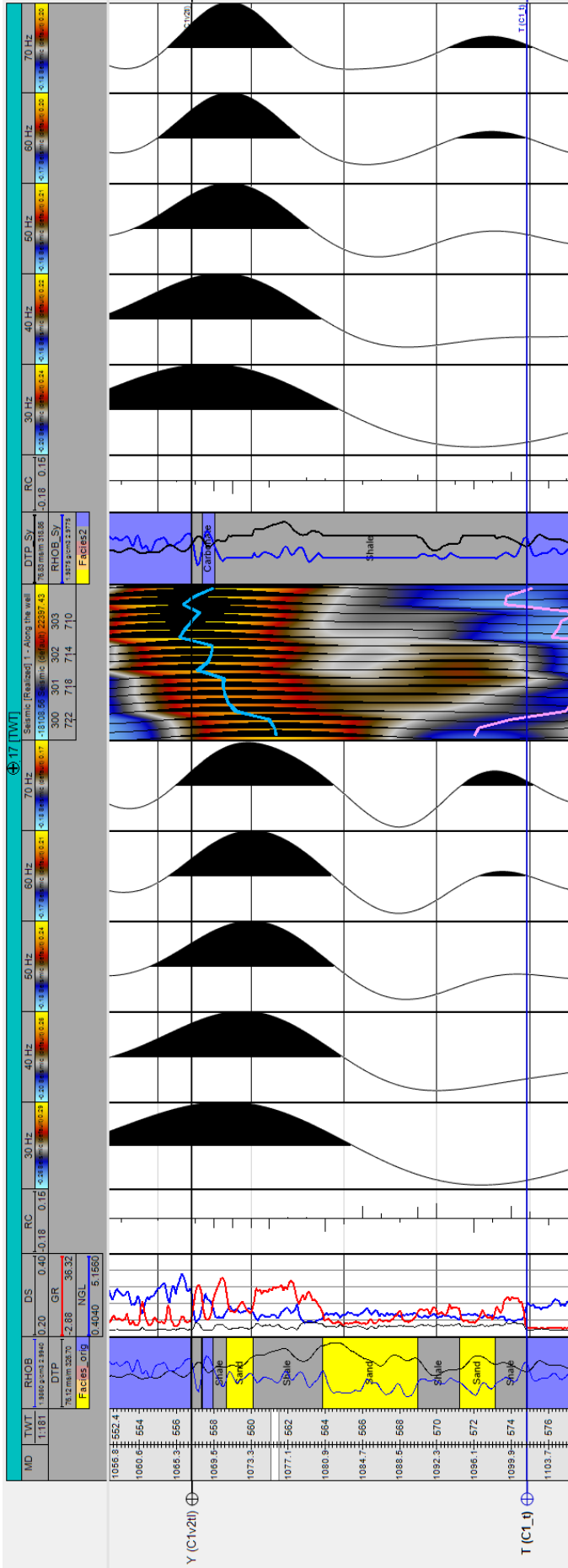


Рис. 93 - Результаты синтизирования волнового поля в скважине 17

1 колонка: измеренная глубина (MD). 2 колонка: двойное время пробега волны (TWT)

3 колонка: плотностной картоаж (синий цвет), акустический каротаж (черный цвет) На фоне указана литологическая колонка по данным интерпретации ГИС. Серый цвет глина, желтый цвет песчаник, синий цвет – карбонатные породы

4 колонка: ГК (Красный цвет), НГК (синий цвет), ДС (черный цвет). 5 колонка: расчетные коэффициенты отражения

6 – 10 колонки: результаты свертки с импульсом Риккера 30-70 Гц

11 колонка: реальная сейсмическая запись в месте расположения скважины

12 колонка: модельные кривые для случая отсутствия пласта коллектора. плотностной картоаж (синий цвет), акустический каротаж (черный цвет) На фоне указана литологическая колонка по данным интерпретации ГИС. Серый цвет глина, желтый цвет песчаник, синий цвет – карбонатные породы

13 колонка: расчетные коэффициентыотражения. 14 – 18 колонки: результаты свертки с импульсом Риккера 30-70 Г

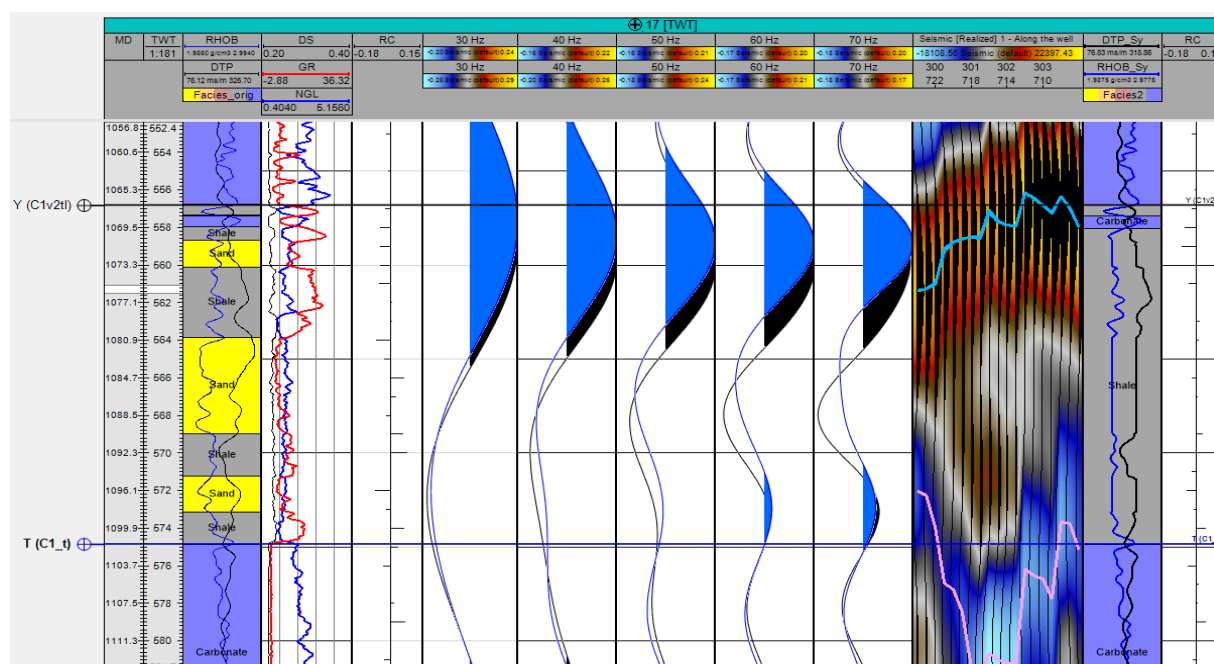


Рисунок 94 - Результаты синтеза волнового поля в скважине 17

1 колонка: измеренная глубина (MD). 2 колонка: двойное время пробега волны (TWT)

3 колонка: плотностной картоаж (синий), акустический каротаж (черный) На фоне указана литологическая колонка по данным интерпретации ГИС. Серый глина, желтый песчаник, синий– карбонатные породы

4 колонка: ГК (красный), НГК (синий), ДС (черный). 5 колонка: расчетные коэффициенты отражения

6 – 10 колонки: результаты свертки с импульсом Риккера 30-70 Гц. Черным цветом показаны результаты с коллектором, синим цветом – без коллектора.

11 колонка: реальная сейсмическая запись в месте расположения скважины

12 колонка: модельные кривые для случая отсутствия пласта коллектора. плотностной картоаж (синий), акустический каротаж (черный) На фоне указана литологическая колонка по данным интерпретации ГИС. Серый глина, желтый песчаник, синий– карбонатные породы

4.5. Расчет мощности методом применения классификации по форме сигнала

Классификация сейсмического сигнала по форме сейсмотрассы (waveform classification) заключается в анализе исходного сейсмического сигнала в целевом интервале и подборе наиболее характерных для этого интервала форм сейсмического сигнала [Приезжев, Солоха, Манрал, 2014; Neff, Runnestrand, Butler, 2001].

В данной диссертационной работе автор провел классификацию по форме сейсмического сигнала на основе математической модели пласта и установил связь полученных классов с толщинами пластов. В программном продукте Canvas была построена математическая модель

изменения формы сейсмического сигнала в зависимости от мощности пласта. Моделирование проводилось на основе данных плотностного и акустического каротажей.

Для применения указанного метода необходимо создать модель акустических свойств разреза. Выполняется это в несколько этапов:

- сейсмостратиграфическая привязка скважины к данным сейсморазведки;
- расчет акустического импеданса по выбранной скважине;
- подбор импульса для свертки;
- расчет модельных форм сигнала в зависимости от изменения толщины исследуемого пласта. Подбор шага изменения толщины для расчетного импульса;
- трассировка исследуемого сейсмического горизонта;
- подбор параметров интервала исследования;
- построение карты классификации по форме сейсмического сигнала на основе выделенных модельных импульсов.

Сейсмостратиграфическая привязка и трассировка отражений описаны в Главе 3. В данном разделе более подробно остановимся на выборе параметров для расчета модельных форм сигнала.

Для расчета модельных форм сигнала необходимо задать в программе пределы изменения толщин моделируемого пласта. Границы задавались исходя из известных толщин по скважинам с расширением в большую и меньшую сторону. Для месторождения Б толщины по скважинам от 12 м до 41 м, модель была рассчитана для изменения импульса от 4 м до 54 м. При создании модели необходимо выбрать количество классов, на которое будут разделены моделируемые сигналы, то есть задать шаг изменения формы сигнала от толщины пласта. На рисунке 95 показаны модельные расчетные сеймотрассы от 4 м до 54 м (50 классов).

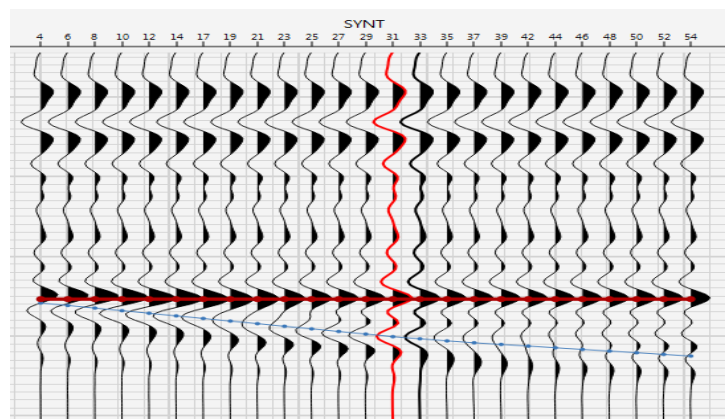


Рисунок 95 - Расчетные модельные сеймотрассы для изменения толщины исследуемого пласта от 4 м до 54 м (50 классов). Выделенная красным цветом сеймотрасса рассчитана по опорной скважине. Бордовым цветом выделено отражение от кровли исследуемого интервала

Следующим шагом была классификация исследуемой площади на сейсмоклассы, полученные в математической модели. Каждый класс модели (модельная сеймотрасса) соответствует определенной толщине пласта.

Итоговая карта классификации имеет дискретный шаг изменения толщины и, как следствие, расхождения между расчетными и скважинными значениями. Для оценки точности была рассчитана среднеквадратическая ошибка (СКО) отклонений расчетной мощности от данных бурения.

Проводился анализ изменения ошибки в зависимости от параметров моделирования. В качестве анализируемых параметров использовались:

1. Изменение интервала анализа и его положения относительно кровли интервала. Интервал менялся вверх от отражения (в Таблице 5 первое число со знаком «+») и вниз от отражения (в Таблице 5 второе число со знаком «-»). Применялся шаг по толщине класса 2 м.
2. Изменение количества классов для анализа от 10 до 100 (шаг толщины класса модели 0,5 м до 5 м, на общий интервал 50 м). Применялся временной интервал анализа +10 -10 мс.

Результаты расчетов представлены в Таблицах 5 и 6.

Таблица 5

Изменение среднеквадратичной ошибки в зависимости от интервала анализа

Окно анализа для исследования (относительно отражения от кровли интервала), мс	Длина интервала анализа, мс	Среднеквадратичная ошибка, м
+0-10	10	14
+2-10	12	11
+4-10	14	10
+6-10	16	9.8
+8-10	18	9.8
+10-10	20	4.3
+10-12	22	14
+10-14	24	18
+10-16	26	19
+10-18	28	18
+10-20	30	14
+10-30	40	15
+20-20	40	18

Изменение среднеквадратичной ошибки в зависимости изменения количества классов

Количество классов для окна +10-10 мс	Среднеквадратичная ошибка, м
10 (толщина класса 5 м)	18.4
25 (толщина класса 2 м)	4.3
50 (толщина класса 1 м)	11.2
100 (толщина класса 0.5 м)	12

В результате расчетов получены следующие результаты:

1. Изменение интервала анализа.

Минимальный размер окна анализа был принят за половину длины волны (10 мс). Меньший интервал содержит слишком мало отсчетов (для работы алгоритма необходимо как минимум 5 отсчетов, что составляет 10 мс). В меньшем окне анализа уже не содержится достаточно информации для построения модели толщины.

На следующем этапе проводилось последовательное увеличение интервала до 40 мс (две длины волны).

Как видно из таблицы 5, наилучшие результаты получены при длине интервала 20 мс (соответствует длине волны для данного объекта) и расположению отражения от кровли по центру интервала (вариант расчета «+10 -10», то есть центр сигнала находится на линии трассировки, а сам сигнал включает отрезки по 10 миллисекунд сверху и снизу). При изменении интервала на 2 мс ошибка существенно возрастает.

Отрезок сигнала менее 1 длины волны недостаточен для достоверной оценки изменения толщины пласта.

При увеличении интервала анализа более 1 длины волны ошибка возрастает. Вероятно, это связано с включением в анализ участка сигнала, не связанного с анализируемым пластом.

Анализ положения интервала проводился от положения отражения от кровли пласта вниз. Начальное положение интервала от отражения от кровли пласта на 10 мс вниз, затем проводилось его увеличение с шагом 2 мс вверх до достижения равных интервалов выше и ниже отражения, затем интервал увеличивался вниз. Наилучшие результаты получены для интервала, симметричного относительно отражения от кровли интервала. Смещение интервала относительно симметричного положения в обе стороны приводит к увеличению ошибки.

Результаты расчетов представлены в виде итоговых карт толщин с указанием формы анализируемых сейсмотрасс. На рисунке 96 приведены карты классификации по форме сигнала для разных параметров интервала анализа для месторождения Б. Количество классов везде принималось равным 25 (2 м на каждый класс).

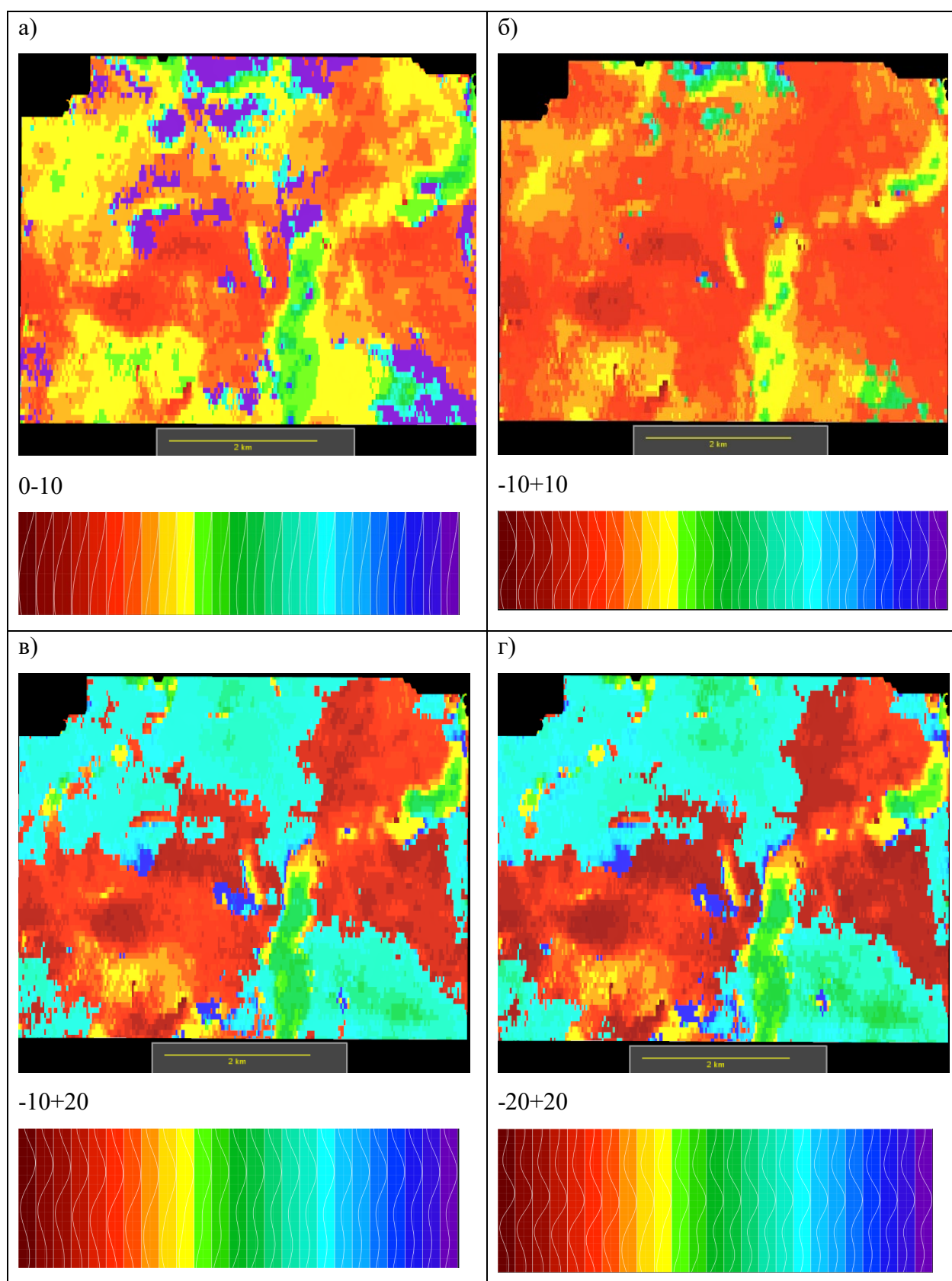


Рисунок 96 - Карты классификации по форме сигнала для месторождения Б для параметров интервала анализа: а) 0 – 10 мс; б) +10 – 10 мс; в) +10 – 20 мс; г) +20 – 20 мс

2. Изменение количества классов.

Наилучшие результаты были получены при делении сигнала на 25 классов на 50 метровый интервал (1 класс на 2 м). Проводились расчеты с иными вариантами деления на классы.

При увеличении количества классов (уменьшении шага класса) растет ошибка. Наиболее вероятно это связано с тем, что сейсмические сигналы не могут уловить столь незначительные изменения толщины и возрастает влияние шумов в исходной сейсмической записи.

При увеличении шага ошибка возрастает, что, вероятно, связано со слишком большим скачком толщин на границе разных классов.

Результаты расчетов представлены в виде итоговых карт толщин с указанием формы анализируемых сеймотрасс. На рисунке 97 приведены карты классификации по форме сигнала для разного количества классов для месторождения Б.

На всех приведенных параметрах отчетливо прослеживается увеличение толщины вдоль вытянутого с юга на северо-восток объекта. Этот объект является палеоканалом, наличие которого подтверждается по скважинным данным.

В результате проведенной работы была создана математическая модель изменения формы сейсмической трассы в зависимости от изменения толщины маломощного пласта. Оценивались параметры изменения интервала анализа от 10 до 40 мс (от 1/2 до 2 длин волн) и шаг толщины в классе (от 0.5 м на класс до 5 м на класс).

Наилучшие параметры для расчета толщины маломощного пласта получились следующие: длина интервала равна длине волны (20 мс), расположение интервала симметрично относительно отражения от кровли исследуемого интервала, шаг класса по глубине 2 м. Данные параметры применялись при расчетах карт толщин в данной работе.

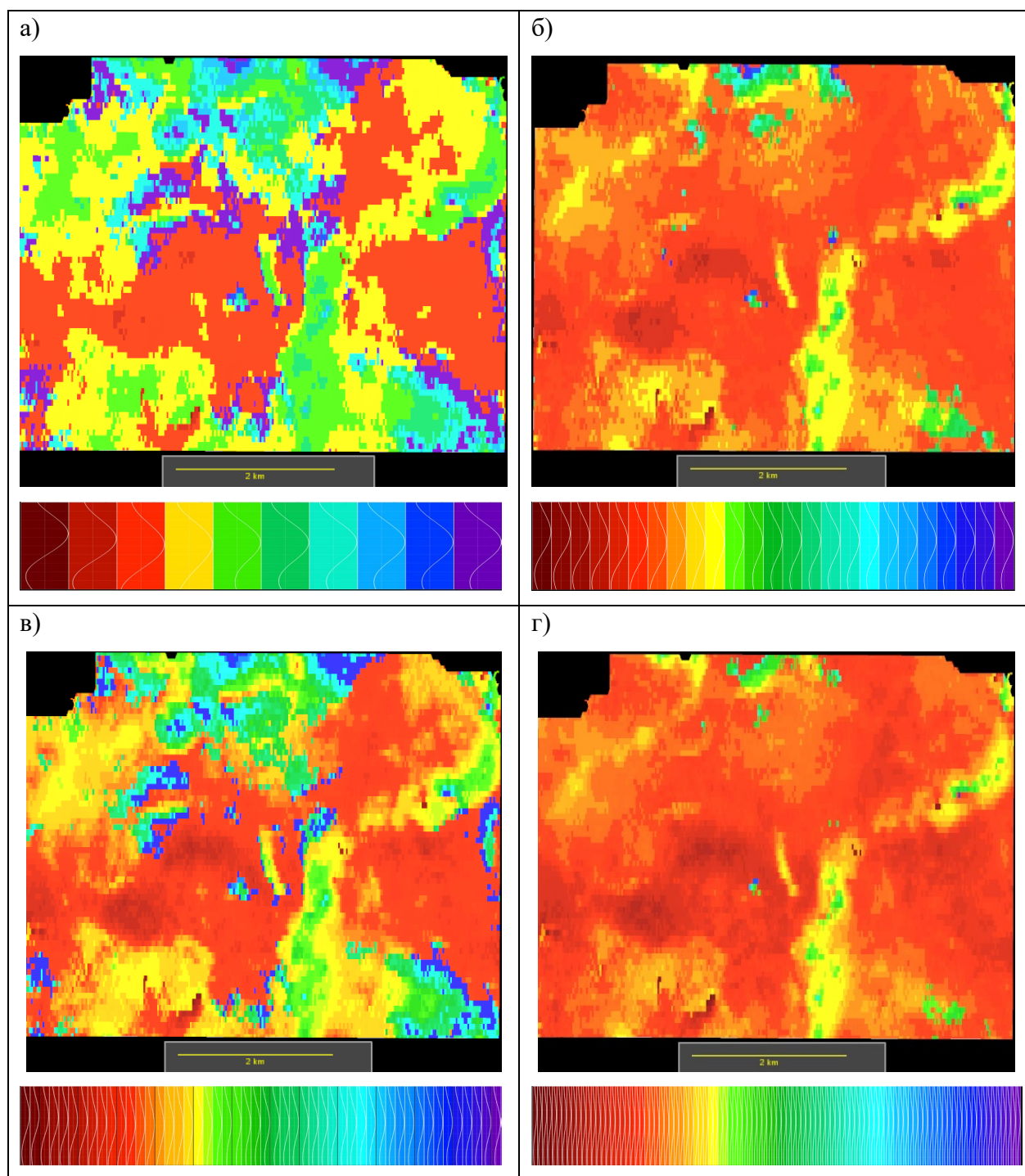


Рисунок 97 - Карты классификации по форме сигнала для месторождения Б для параметров интервала анализа: а) 10 классов; б) 25 классов; в) 50 классов; г) 100 классов

4.6. Предлагаемый оптимальный алгоритм расчета эффективных толщин

Автором предлагается следующий алгоритм расчета эффективных толщин по данным сейсморазведки:

1. трассировка целевого отражающего горизонта (кровли интервала, для которого проводится расчет толщин);

2. расчет частотных сейсмических атрибутов и нахождение корреляционных зависимостей «эффективная толщина пласта – сейсмический атрибут»;
3. нарезка кубов сейсмических атрибутов на седиментационные слайсы параллельно кровле интервала. Снятие значений сейсмических атрибутов вдоль седиментационных слайсов. Выбор слайсов атрибутов со значением линейной корреляции более 0.75;
4. использование выбранных слайсов для алгоритмов машинного обучения. Расчет 100 реализаций с исключением 30% исходных данных;
5. выбор алгоритма с наименьшей среднеквадратической ошибкой.

Анализ зависимости частотных сейсмических атрибутов от эффективной толщины по обучающим выборкам скважин выявил высокую корреляцию.

Расчет карт толщин проводился в программном продукте IP_Seismic. Проводилась нарезка кубов сейсмических атрибутов на седиментационные слайсы параллельно кровле интервала анализа (10 слайсов с шагом 2 мс), а также расчет коэффициентов корреляции между сейсмическими атрибутами и эффективной толщиной по обучающей выборке скважин по каждому седиментационному слайсу. Пример деления на слайсы показан на рисунке 98.

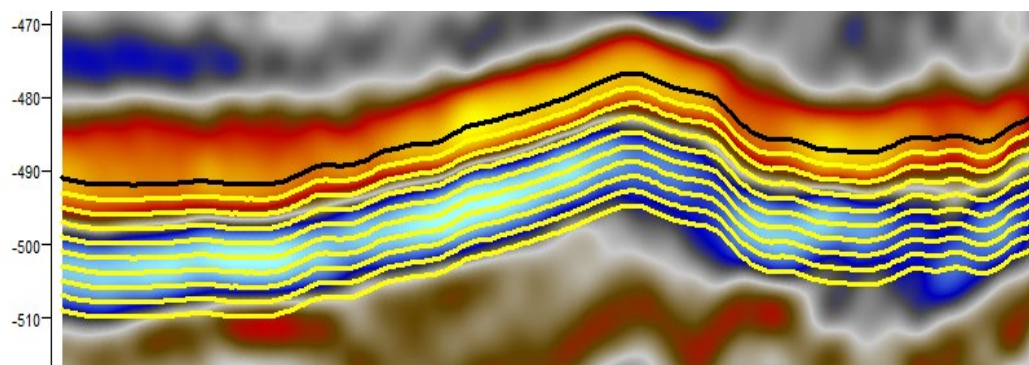


Рисунок 98 - Схема нарезки сейсмического куба на седиментационные слайсы. Черным показана опорная поверхность, желтым – седиментационные слайсы с шагом 2 мс

Для построения применялись все слайсы со значением линейной корреляции > 0.75 между эффективной толщиной по скважинам и значением сейсмического атрибута по слайсу.

Для валидации результатов проводился расчет 100 реализаций. Каждый раз программа случайным образом отбирала 70% скважин на расчет и 30% скважин на валидацию. В результате расчетов каждый раз строились вероятностные карты эффективных толщин P10, P50, P90 и карта стандартного отклонения реализаций. Алгоритм расчета вероятностных карт, следующий: рассчитывается 100 реализаций карт толщин, строится кумулятивная кривая вероятности получения значения толщины, с кумулятивной кривой снимаются значения толщины для вероятности P10 (10% значений дают величину, большую чем указанная), P50 (50% значений дают величину, большую чем указанная), P90 (90% значений дают величину, большую чем указанная).

В качестве алгоритмов машинного обучения применялись:

- 1) линейная регрессия;
- 2) многослойный перцептрон (MLP);
- 3) случайный лес (Random Forest);
- 4) метод ближайшего соседа (основанный на самоорганизующихся картах Кохонена);
- 5) модель Колмогорова для нейронных сетей.

Линейная регрессия — используемая в статистике регрессионная модель зависимости одной (объясняемой, зависимой) переменной Y от другой или нескольких других переменных (факторов, регрессоров, независимых переменных) X с линейной функцией зависимости.

Модель многослойного перцептрона (Multilayer Perceptron, MLP) - классическая архитектура нейросети, состоящая из нескольких слоев нейронов, соединенных полносвязными связями. MLP подходит для моделирования нелинейных зависимостей между входными признаками (например, сейсмические атрибуты) и выходными значениями (например, эффективная мощность). В работе применялись параметры: количество скрытых слоев: 1, количество нейронов в скрытом слое: 5, количество итераций для обучения: 500, алгоритм обучения: генетический, размер популяции: 10, размер выборки: 5, функция активации: сигмоида. График обучения нейронной сети MLP показан на рисунке 99.

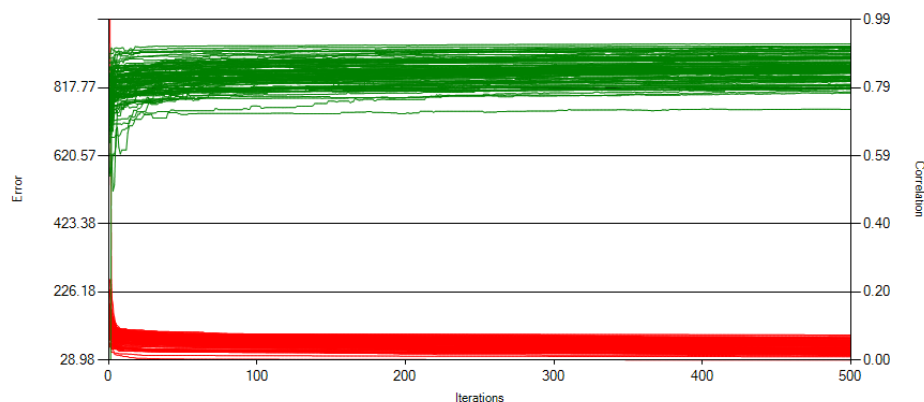


Рисунок 99 - График обучения нейронной сети MLP. Красным показана ошибка, зеленым – корреляция. По оси X – номер итерации

Случайный лес (Random Forest) — это ансамблевый алгоритм машинного обучения, который объединяет множество деревьев решений для повышения точности и устойчивости модели. В работе применялись параметры: максимальная вероятность определения 0.95, максимальная глубина леса 500.

Самоорганизующиеся карты Кохонена (Self-Organizing Maps, SOM), известные как сети Кохонена, обычно не используются для задач регрессии в их классической форме. SOM — это алгоритм неконтролируемого обучения, который предназначен для кластеризации, снижения размерности и визуализации данных, а не для предсказания непрерывных числовых значений

(что является задачей регрессии). Однако, в IP_Seismic нейронные сети Кохонена реализованы в виде метода ближайшего соседа, где нейроны – это точки пластопересечения с известными значениями эффективной толщины по скважинам и значениями сейсмических атрибутов. В процессе прогноза находится несколько ближайших соседей (нейронов) и усреднение значения прогноза с весами по схожести с точками пластопересечения [Приезжев и др., 2025]. В работе применялись параметры: количество соседей = 3, метрика расстояния – схожесть между точками.

Модель Колмогорова для нейронных сетей основана на теореме Колмогорова о суперпозиции. Теорема утверждает, что любую непрерывную функцию от n переменных можно представить в виде композиции непрерывных функций от одной переменной и операции сложения. В более формальном виде, для любой непрерывной функции $f(x_1, \dots, x_n)$ от n переменных, существуют функции от одной переменной $g_i(y)$ и константы λ_i .

Эта теорема показывает, что в принципе любую функцию можно аппроксимировать с помощью композиции функций от одной переменной. Если представить, что g_i – это функции активации нейронов, а λ_i – это веса связей между нейронами, то теорема подразумевает, что, в теории, даже достаточно простые нейронные сети могут приблизить любую непрерывную функцию [Колмогоров, 1957].

Классическая нейронная сеть использует нейроны, которые являются взвешенной суммой входного вектора, с последующим использованием активационной функции сигмоидного вида. В модели Колмогорова применяются полнофункциональные активационные функции на основе теоремы Колмогорова [Priezzhev, 2020]. В работе применялись параметры: количество скрытых слоев: 1, количество нейронов в скрытом слое: 3, количество итераций для обучения: 500, алгоритм обучения: генетический, размер популяции: 10, размер выборки: 5, функция активации: сигмоида. График обучения нейронной сети MLP показан на рисунке 100.

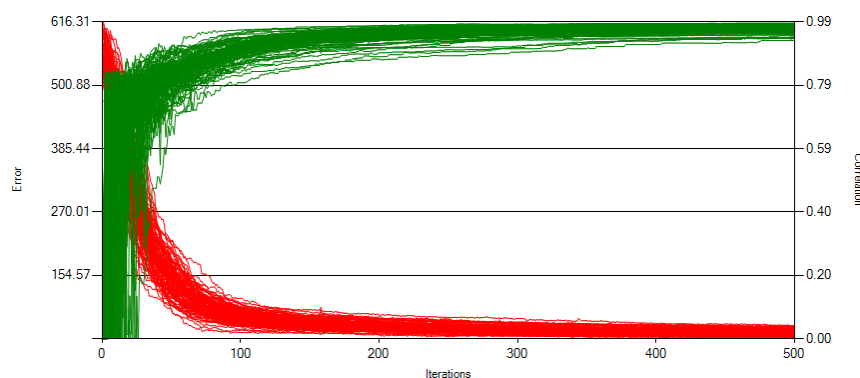


Рисунок 100 - График обучения модели Колмогорова. Красным показана ошибка, зеленым – корреляция. По оси X – номер итерации

4.7. Методы оценки результатов

Кросс-валидация использовалась для оценки качества расчетов. Суть метода:

- последовательное исключение части скважин;
- построение карты по оставшимся скважинам;
- сравнение прогноза с данными исключенных скважин [Kohavi, 1995; Stone, 1974].

Этапы проверки:

- обучение модели (или установление зависимости для атрибутов) по обучающей выборке;
- расчет карты эффективных толщин;
- сравнение с данными валидационных скважин.

Построение карт по сейсмическим атрибутам и при помощи машинного обучения проводилось в ПО IP_Seismic, где реализована возможность многовариантных расчетов. Проводилось 100 реализаций, при которых 30% всех скважин использовались для валидации. В результате получены карты стандартного отклонения реализаций, вероятностные прогнозные карты (P10, P50, P90). По данным стандартного отклонения реализаций рассчитывались среднеквадратичные ошибки по скважинам. Среднеквадратичная ошибка вычислялась по разнице значений на карте P50 и фактическими значениями по скважинам.

Для построения карт по классификации по форме сейсмического сигнала получалась одна карта толщин. Ошибка вычислялась как среднеквадратичная невязка между построенной картой и фактическими данными по скважинам.

Выводы по главе 4

1. Проведен расчет эффективной мощности бобриковских отложений при помощи 6 методов:

- метод применения классификации сейсмического сигнала по форме и нахождение зависимости формы сигнала от толщины пласта;
- линейная регрессия от частотных сейсмических атрибутов (монократная компонента 50 Гц и 60 Гц);
- нейронная сеть с архитектурой «Многослойный персептрон» (MLP);
- алгоритм «Случайный лес» (Random Forest);
- метод ближайшего соседа (основанный на самоорганизующихся картах Кохонена);
- модель Колмогорова для нейронных сетей.

2. Наилучшие параметры для расчета толщины маломощного пласта при классификации по форме сигнала: длина интервала равна длине волны (20 мс), расположение интервала симметрично относительно отражения от кровли исследуемого интервала, шаг класса по глубине 2 м.

3. Оценка точности построения итоговых карт мощностей проводилась методом кросс-валидации.

4. Предлагаемая методика позволяет рассчитать эффективную толщину маломощных пластов на пределе разрешающей способности сейсморазведки и оценить достоверность прогноза.

ГЛАВА 5. РЕЗУЛЬТАТЫ ПРОВЕДЕННЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ

В результате проделанной работы автором были получены оценки точности расчетов эффективных толщин и итоговые карты эффективных толщин, рассчитанные 6 способами:

- карта, основанная на линейной регрессии от частотных сейсмических атрибутов (моночастотная компонента 50 Гц и 60 Гц);
- карта, построенная при помощи нейронной сети с архитектурой «Многослойный персептрон» (MLP);
- карта, построенная при помощи алгоритма «Случайный лес» (Random Forest);
- карта, построенная при помощи метода ближайшего соседа;
- карта, построенная при помощи модели Колмогорова для нейронных сетей;
- карта, построенная методом применения классификации по форме сейсмического сигнала.

По каждому из приведенных методов проведена оценка качества картопостроения методом кросс-валидации.

5.1. Месторождение Б

Результирующие вероятностные карты P10, P50, P90 для примененных алгоритмов приведены на рисунках 101-105.

На рисунке 106 показана карта, построенная при помощи классификации по форме сейсмического сигнала.

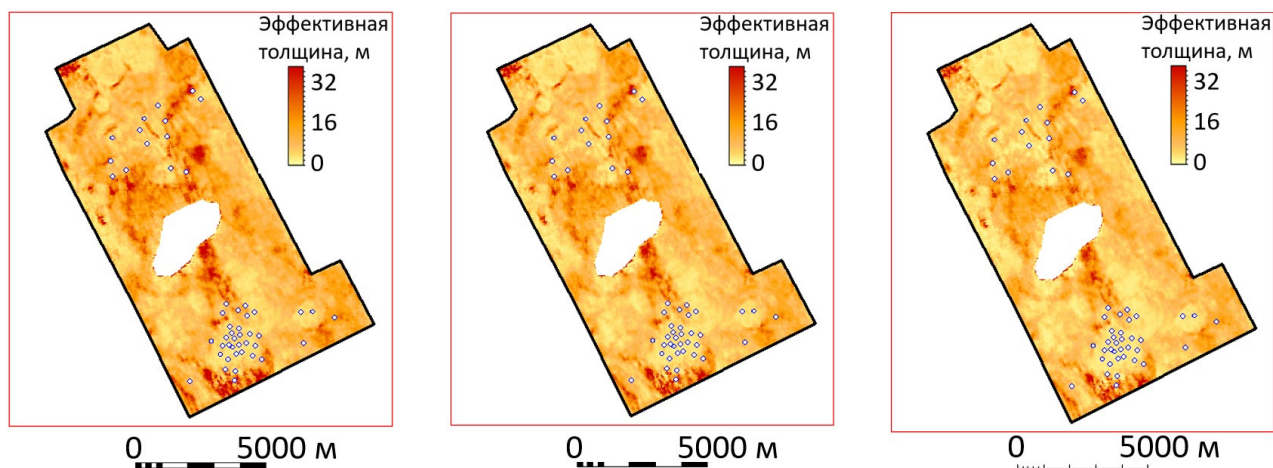


Рисунок 101 - Вероятностные карты эффективных толщин P10, P50, P90, рассчитанные при помощи линейной регрессии. Белым цветом выделена область отсутствия сейсморазведочных данных из-за населенного пункта

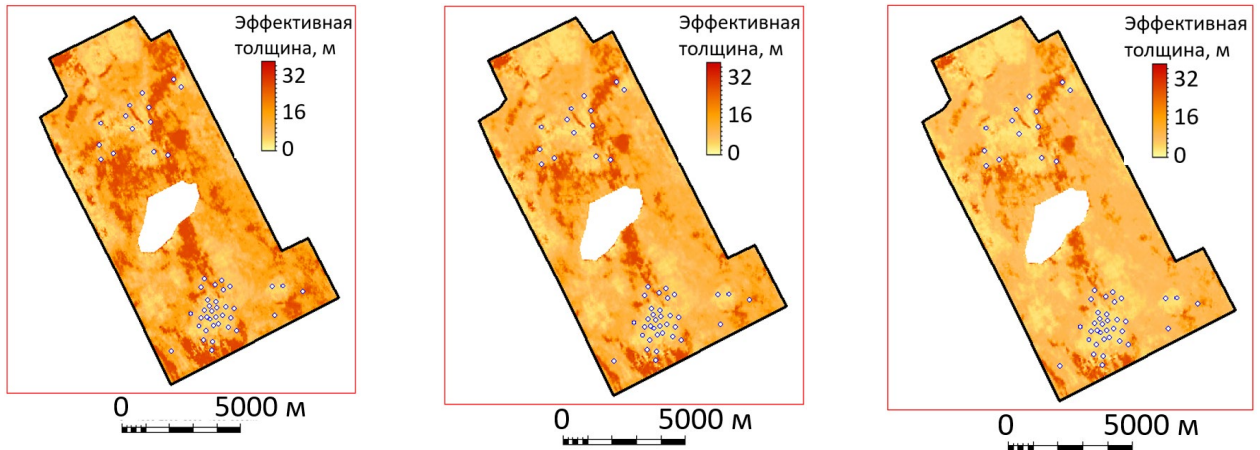


Рисунок 102 - Вероятностные карты эффективных толщин P10, P50, P90, рассчитанные при помощи нейронной сети с архитектурой «Многослойный персептрон». Белым цветом выделена область отсутствия сейсморазведочных данных из-за населенного пункта

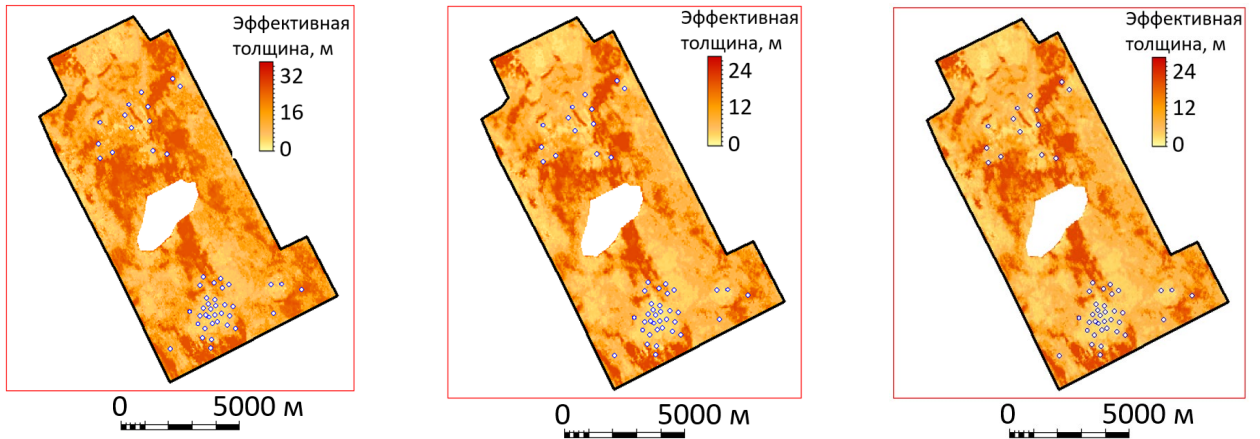


Рисунок 103 - Вероятностные карты эффективных толщин P10, P50, P90, рассчитанные при помощи алгоритма «Случайный лес» (Random Forest). Белым цветом выделена область отсутствия сейсморазведочных данных из-за населенного пункта

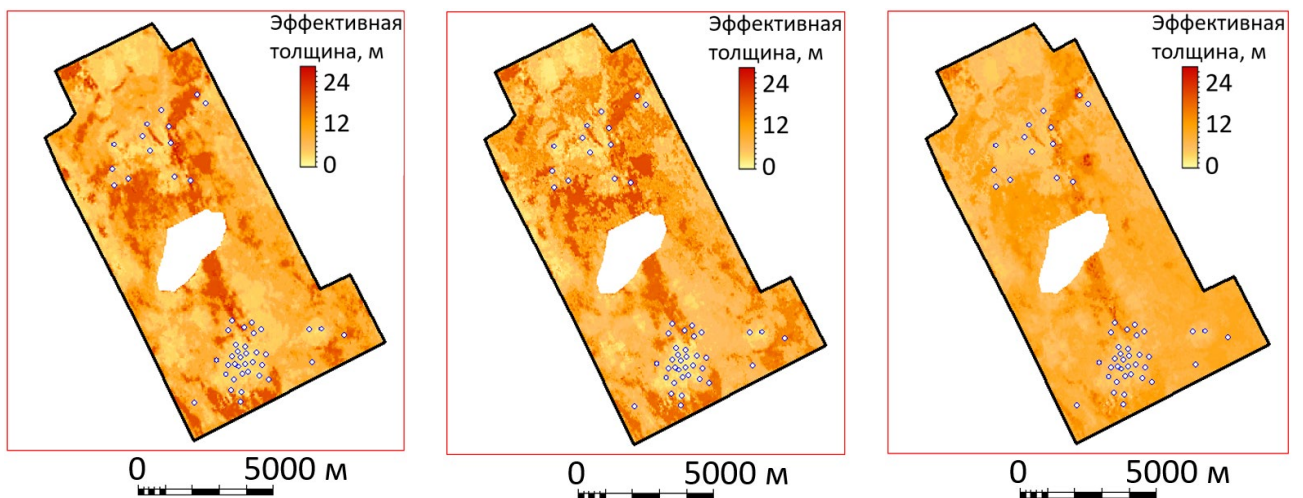


Рисунок 104 - Вероятностные карты эффективных толщин P10, P50, P90, рассчитанные при помощи метода ближайшего соседа. Белым цветом выделена область отсутствия сейсморазведочных данных из-за населенного пункта

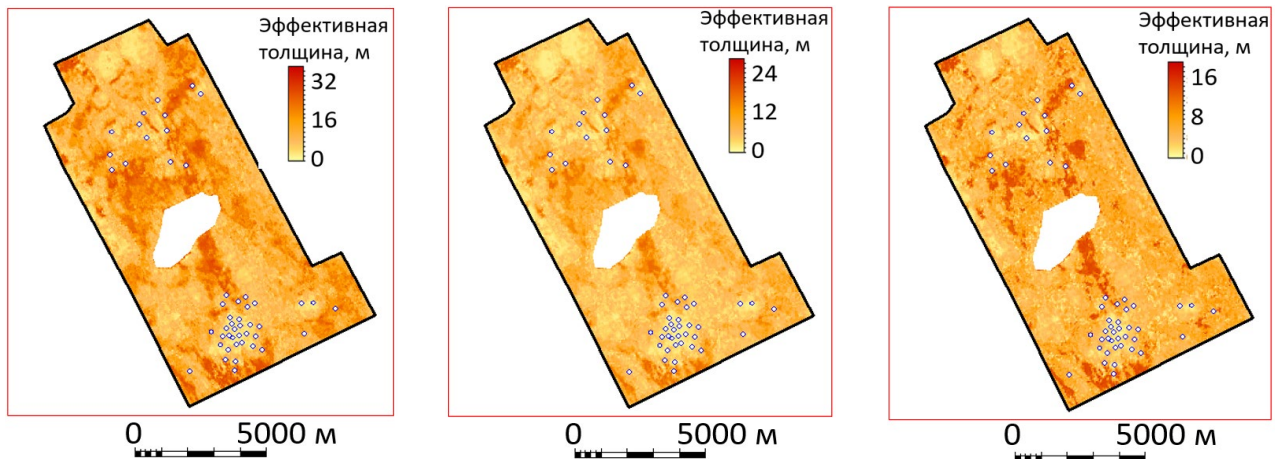


Рисунок 105 - Вероятностные карты эффективных толщин P10, P50, P90, рассчитанные при помощи модели Колмогорова для нейронных сетей. Белым цветом выделена область отсутствия сейсморазведочных данных из-за населенного пункта

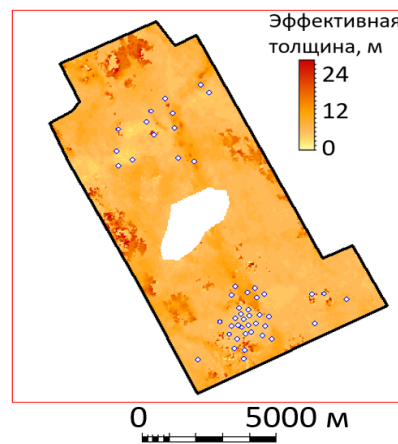


Рисунок 106 - Карта эффективных толщин, построенная методом применения классификации по форме сейсмического сигнала. Белым цветом выделена область отсутствия сейсморазведочных данных из-за населенного пункта

Как видно из карт эффективных толщин, в центральной части выделяется руслообразный объект с повышенными значениями толщин. Данный объект выделяется по всем приведенным методам, однако наиболее контрастен для метода ближайшего соседа, случайного леса и полносвязного персептрона.

На карте классификации данный объект выделяется слабо.

Можно отметить, что при использовании линейной регрессии карты P10 и P90 отличаются незначительно, что связано с методикой расчета. Средние значения толщин слабо меняются при применении линейной регрессии.

Наиболее значительные отличия карт P10 и P90 встречаются у алгоритмов «Случайный лес» и «полносвязный персептрон», что указывает на меньшую стабильность в расчетах этих алгоритмов. В целом значения эффективных толщин в межскважинном пространстве незначительно отличаются для отдельных методов расчета.

5.1.1. Оценка результатов для Месторождения Б

Для оценки качества построений использовались карты стандартного отклонения реализаций (для линейной регрессии и методов, основанных на машинном обучении), а также значение среднеквадратичной ошибки по скважинам. Среднеквадратичная ошибка рассчитывалась для невязки по скважинам с картой толщин Р50.

Полученные среднеквадратичные ошибки по скважинам приведены в Таблице 7.

Таблица 7

Среднеквадратичные ошибки расчета эффективных толщин, рассчитанные по разным методам (Месторождение Б)

Название метода	Среднеквадратичная ошибка, м
Линейная регрессия от частотных сейсмических атрибутов (монократная компонента 50 Гц и 60 Гц)	3.1
Нейронная сеть с архитектурой «Многослойный перцептрон» (MLP)	2.6
Алгоритм «Случайный лес» (Random Forest).	2.7
Метод ближайшего соседа	2.1
Модель Колмогорова для нейронных сетей	2.9
Классификация по форме сейсмического сигнала	4.3

Метод ближайшего соседа (основанный на сетях Кохонена) показал наименьшую ошибку (2.1 м).

Нейросетевые методы:

Нейронная сеть с архитектурой «Многослойный перцептрон» (2.6 м) и Модель Колмогорова (2.9 м) продемонстрировали средние результаты. MLP, вероятно, лучше адаптирован к нелинейным зависимостям, чем линейная регрессия, но уступает методу ближайшего соседа. Модель Колмогорова, возможно, ограничена устаревшей архитектурой или недостаточной настройкой гиперпараметров.

«Случайный лес» (Random Forest):

СКО 2.7 м близка к MLP, но немного хуже. Разница может быть связана с:

- неоптимальным количеством деревьев или глубиной;
- особенностями данных (например, табличные данные с низкой размерностью).

Линейная регрессия (3.1 м):

Высокая ошибка объясняется ограниченностью двух частотных компонент (50 Гц и 60 Гц) и неспособностью моделировать нелинейности. Добавление большего числа признаков могло бы улучшить результат, но, по результатам предварительного анализа, высокая корреляция с иными сейсмическими атрибутами отсутствовала.

Классификация по форме сигнала (4.3 м) показала наихудший результат. Судя по всему, моделирование формы сигнала не передает детального изменения толщины пласта на пределе разрешающей способности сейсморазведки.

На рисунках 107-112 приведены кросс-плоты зависимостей эффективных толщин по скважинам от расчетных эффективных толщин по данным Р50 каждого из методов.

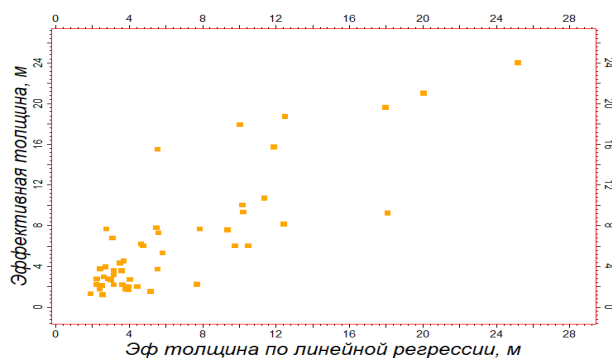


Рисунок 107 - Кросс-плот зависимости эффективных толщин по скважинам от расчетных эффективных толщин по данным Р50 для линейной регрессии. Месторождение Б

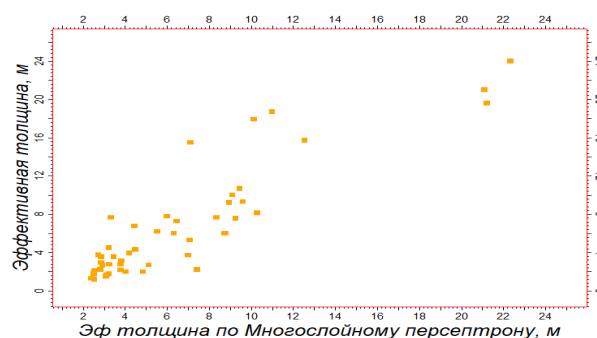


Рисунок 108 - Кросс-плот зависимости эффективных толщин по скважинам от расчетных эффективных толщин по данным Р50 для нейронной сети с архитектурой «Многослойный перцептрон». Месторождение Б

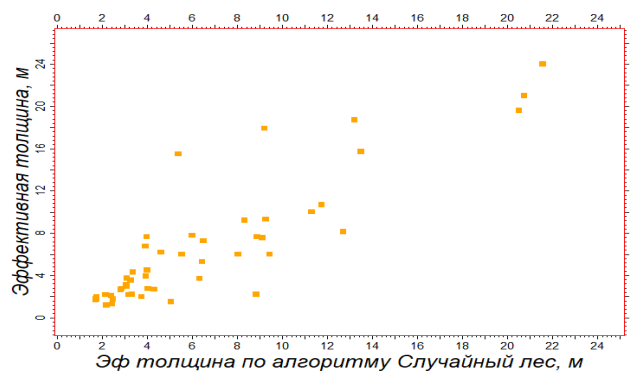


Рисунок 109 - Кросс-плот зависимости эффективных толщин по скважинам от расчетных эффективных толщин по данным Р50 для алгоритма «Случайный лес». Месторождение Б

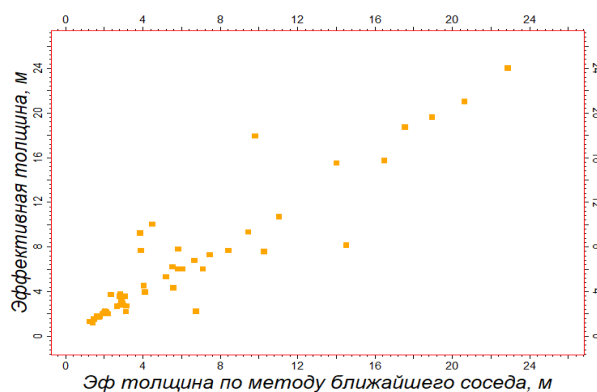


Рисунок 110 - Кросс-плот зависимости эффективных толщин по скважинам от расчетных эффективных толщин по данным P50 для метода ближайшего соседа. Месторождение Б

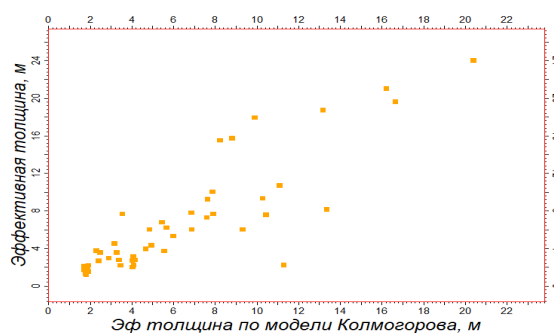


Рисунок 111 - Кросс-плот зависимости эффективных толщин по скважинам от расчетных эффективных толщин по данным P50 для модели Колмогорова для нейронных сетей.

Месторождение Б

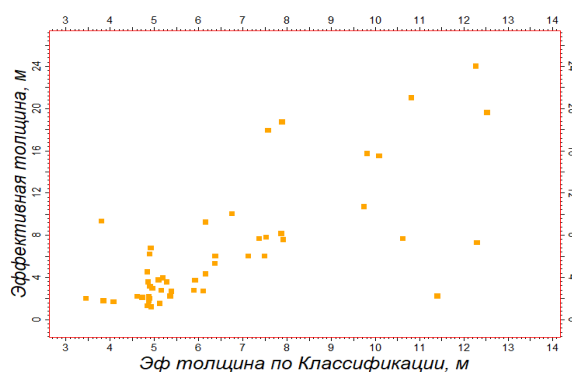


Рисунок 112 - Кросс-плот зависимости эффективных толщин по скважинам от расчетных эффективных толщин по данным P50 для классификации по форме сигнала. Месторождение Б

На рисунке 113 приведены карты стандартных отклонений эффективных толщин по 100 реализациям, рассчитанные разными методами.

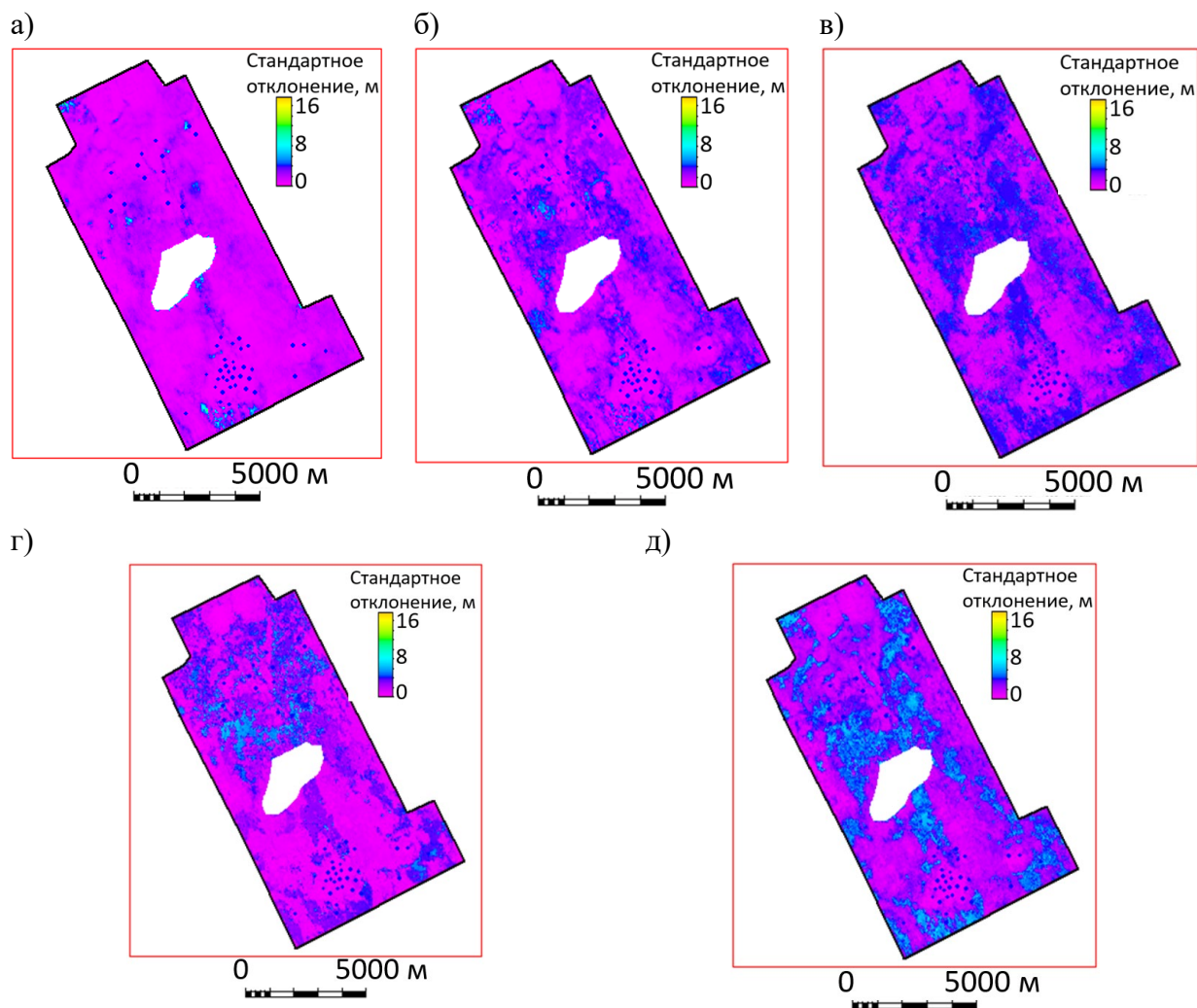


Рисунок 113 - Карты стандартного отклонения вариаций эффективной толщины для месторождения Б, рассчитанные по методам:

- А) линейная регрессия от частотных сейсмических атрибутов;
- Б) нейронная сеть с архитектурой «Многослойный перцептрон» (MLP);
- В) алгоритм «Случайный лес» (Random Forest);
- Г) метод ближайшего соседа;
- Д) модель Колмогорова для нейронных сетей

Белым цветом выделена область отсутствия сейсморазведочных данных из-за населенного пункта

Карты стандартного отклонения показывают, насколько в среднем отличаются значения, полученные в разных реализациях, при отключении 30% скважин. Наибольшее отклонение говорит о максимальной нестабильности решения в определенной зоне.

Как видно из анализа полученных карт стандартного отклонения, решения имеют разную стабильность.

Линейная регрессия. Карта получилась практически однородной. Следовательно, разные реализации не значительно отличались друг от друга и отличия равномерно распределены по

всей площади. Нет областей, в которых реализации бы отличались сильнее, чем на остальной площади.

Карты, полученные алгоритмами машинного обучения, менее однородны. Наименьшие отклонения наблюдается в областях концентрации скважин, что объясняется взаимным влиянием скважин – в областях, где скважин много, уменьшается неоднозначность решения. Можно отметить максимальные отклонения в области развития визейского палеовреза. Это связано с тем, что сам врез имеет повышенную толщину, и, как следствие, больший возможный разброс по толщинам. Если во вневрезовой части толщины составляют порядка 1-10 м, то во врезовой части могут быть более 20 м.

5.2. Месторождение А

Результирующие вероятностные карты P10, P50, P90 для примененных алгоритмов приведены на рисунках 114-118.

На рисунке 119 показана карта, построенная при помощи классификации по форме сейсмического сигнала.

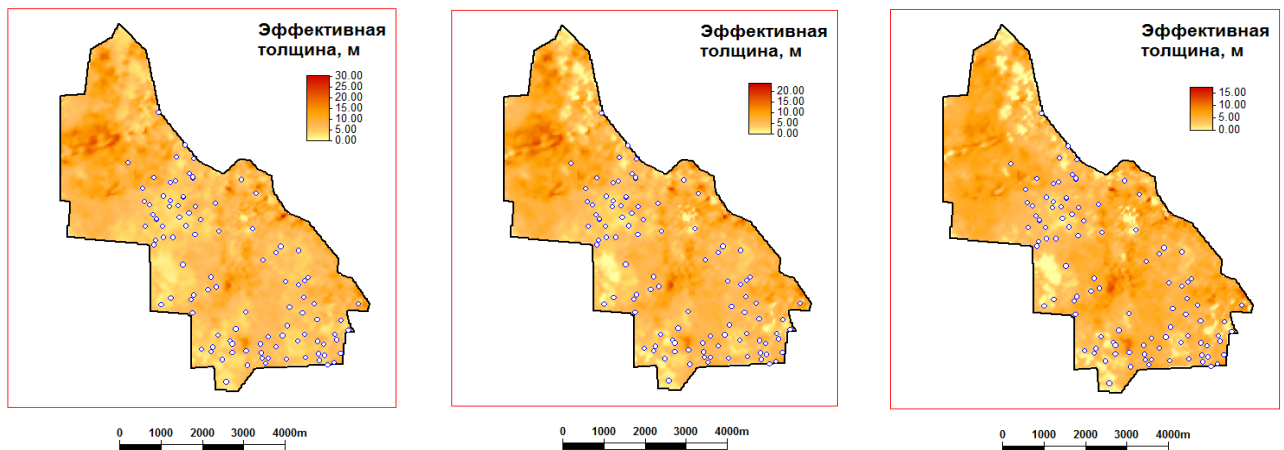


Рисунок 114 - Вероятностные карты эффективных толщин P10, P50, P90, рассчитанные при помощи линейной регрессии

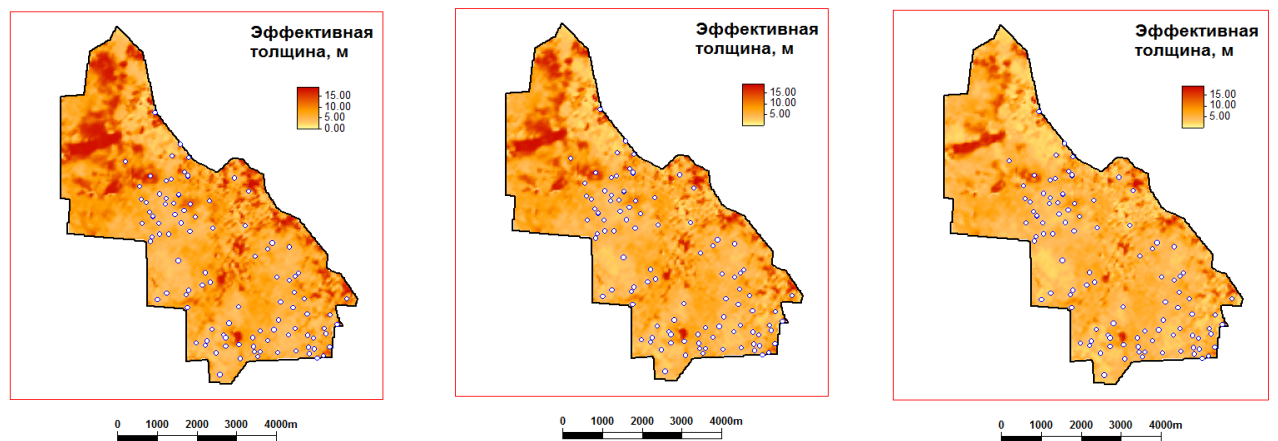


Рисунок 115 - Вероятностные карты эффективных толщин P10, P50, P90, рассчитанные при помощи нейронной сети с архитектурой «Многослойный персептрон»

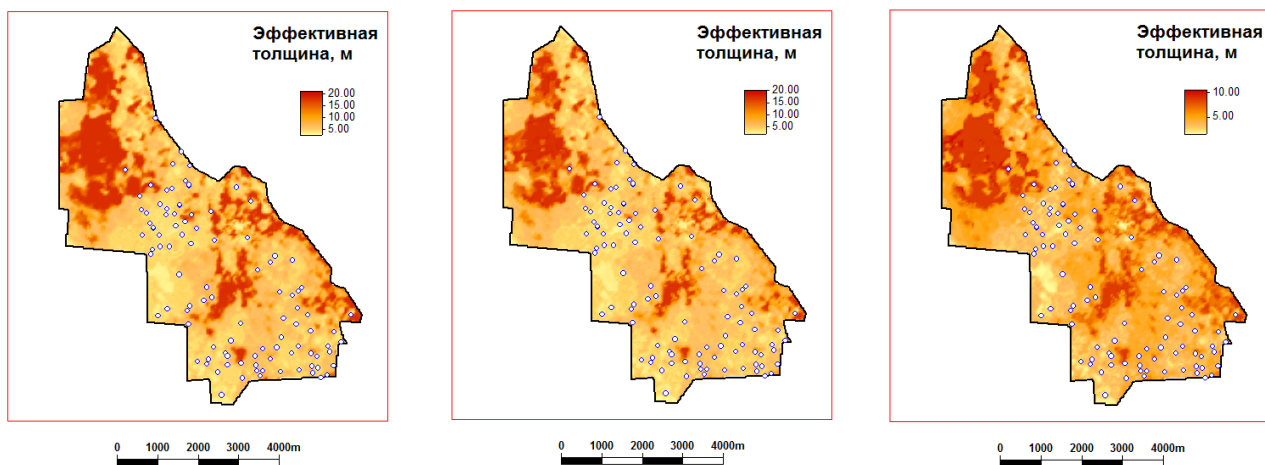


Рисунок 116 - Вероятностные карты эффективных толщин P10, P50, P90, рассчитанные при помощи алгоритма «Случайный лес» (Random Forest)

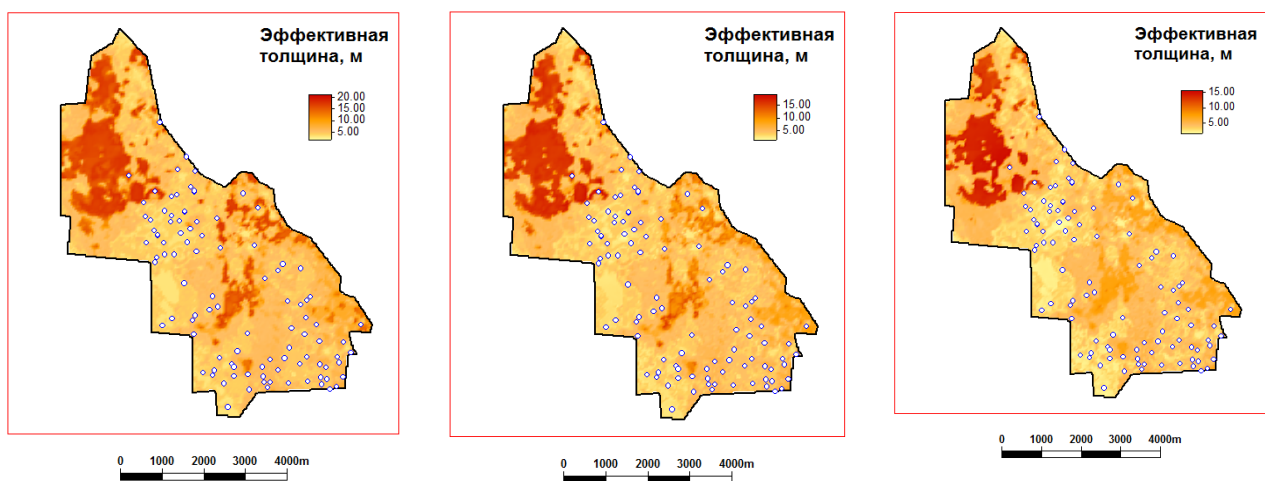


Рисунок 117 - Вероятностные карты эффективных толщин P10, P50, P90, рассчитанные при помощи метода ближайшего соседа

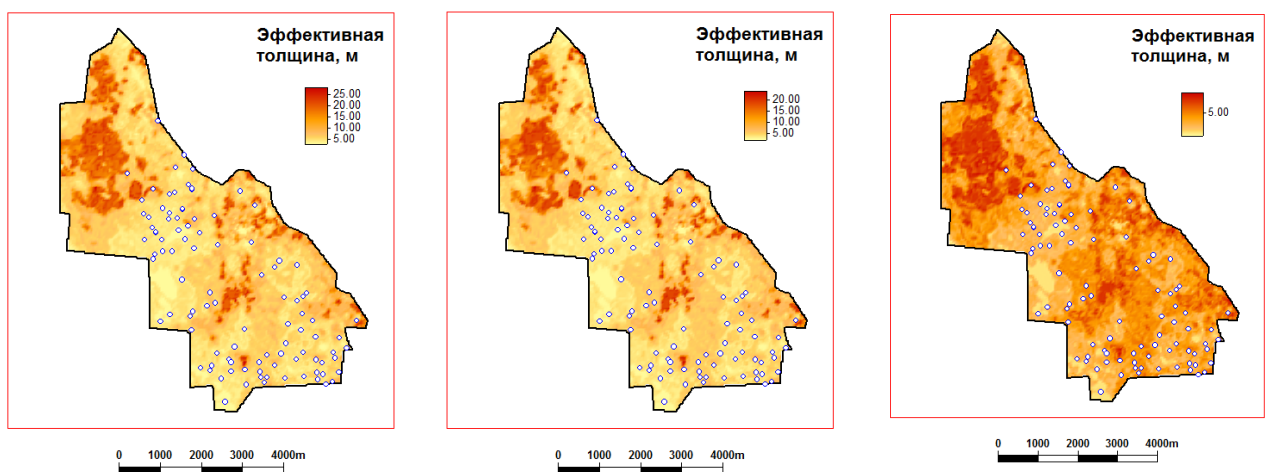


Рисунок 118 - Вероятностные карты эффективных толщин P10, P50, P90, рассчитанные при помощи модели Колмогорова для нейронных сетей

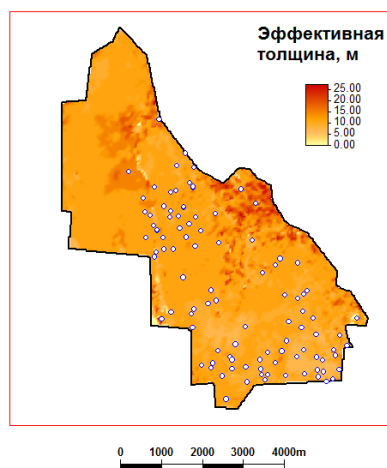


Рисунок 119 - Карта эффективных толщин, построенная методом применения классификации по форме сейсмического сигнала

Как видно из карт эффективных толщин, в северо-западной части площади выделяется объект с повышенными значениями эффективных толщин. Данный объект выделяется по всем приведенным методам, кроме линейной регрессии и классификации. Важно отметить, что данный объект не вскрыт скважинами и увеличенная эффективная мощность может являться расчетным артефактом. Подтвердить или опровергнуть эти данные чисто по сейсмическим данным не представляется возможным. Однако повторяемость наличия и формы объекта на картах, рассчитанных разными способами, подтверждает его наличие.

Можно отметить, что при использовании линейной регрессии карты P10 и P90 отличаются незначительно, что связано с методикой расчета. Средние значения толщин слабо меняются при применении линейной регрессии.

Наиболее значительные отличия карт P10 и P90 встречаются у алгоритма «Случайный лес» и модели Колмогорова для нейронных сетей, что указывает на меньшую стабильность в расчетах этих алгоритмов.

В целом значения эффективных толщин в межскважинном пространстве незначительно отличаются для отдельных методов расчета.

5.2.1. Оценка результатов для Месторождения А

Для оценки качества построений использовались карты стандартного отклонения реализаций (для линейной регрессии и методов, основанных на машинном обучении), а также значение среднеквадратичной ошибки по скважинам (разница полученной карты эффективных толщин P50 и значений по скважинам).

Полученные среднеквадратичные ошибки по скважинам приведены в Таблице 8.

Таблица 8

Среднеквадратичные ошибки расчета эффективных толщин, рассчитанные по разным методам (Месторождение А)

Название метода	Среднеквадратичная ошибка, м
Линейная регрессия от частотных сейсмических атрибутов (монократная компонента 50 Гц и 60 Гц)	1.7
Нейронная сеть с архитектурой «Многослойный персептрон» (MLP)	2.2
Алгоритм «Случайный лес» (Random Forest).	1.2
Метод ближайшего соседа	0.7
Модель Колмогорова для нейронных сетей	1.4
Классификация по форме сейсмического сигнала	6

Метод ближайшего соседа (основанный на картах Кохонена) показал наименьшую ошибку (0.7 м).

Нейросетевые методы:

Нейронная сеть с архитектурой «Многослойный персептрон» (2.2 м), Модель Колмогорова (1.4 м) и «Случайный лес» (Random Forest) (1.2 м) продемонстрировали средние результаты. MLP, вероятно, лучше адаптирован к нелинейным зависимостям, чем линейная регрессия, но уступает методу ближайшего соседа. Модель Колмогорова, возможно, ограничена устаревшей архитектурой или недостаточной настройкой гиперпараметров.

Линейная регрессия (1.7 м) показала лучше результат, чем для месторождения Б, однако все равно уступает методу ближайшего соседа. Решения получились более стабильными, но ближе к среднему значению эффективных толщин и не передают геологической изменчивости результатов.

Классификация по форме сигнала (6 м):

Наихудший результат. Судя по всему, моделирование формы сигнала не передает детального изменения толщины пласта на пределе разрешающей способности сейсморазведки.

На рисунках 120-125 приведены кросс-плоты зависимостей эффективных толщин по скважинам от расчетных эффективных толщин по данным P50 каждого из методов.

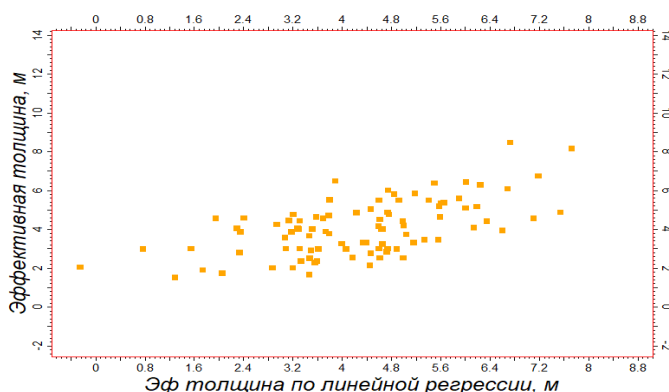


Рисунок 120 - Кросс-плот зависимости эффективных толщин по скважинам от расчетных эффективных толщин по данным P50 для линейной регрессии. Месторождение А

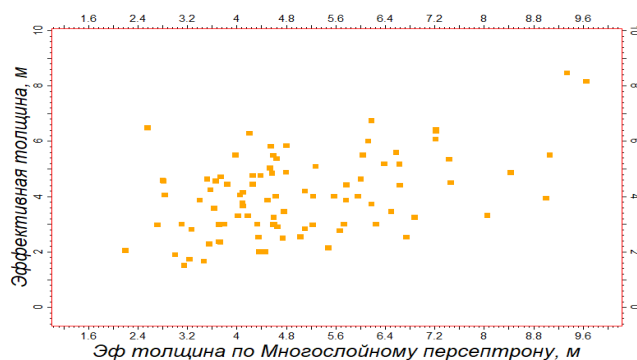


Рисунок 121 - Кросс-плот зависимости эффективных толщин по скважинам от расчетных эффективных толщин по данным P50 для нейронной сети с архитектурой «Многослойный персептрон». Месторождение А

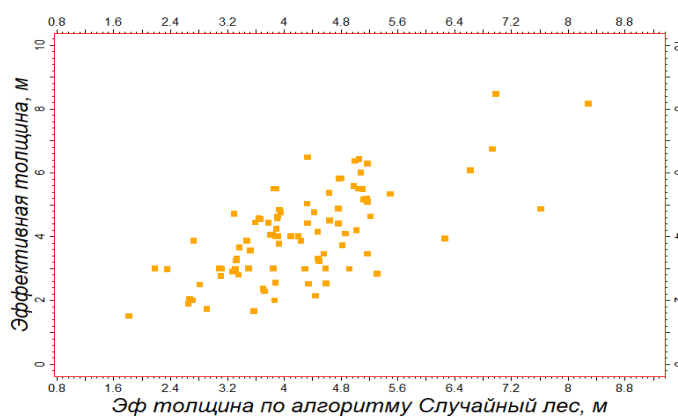


Рисунок 122 - Кросс-плот зависимости эффективных толщин по скважинам от расчетных эффективных толщин по данным P50 для алгоритма «Случайный лес». Месторождение А

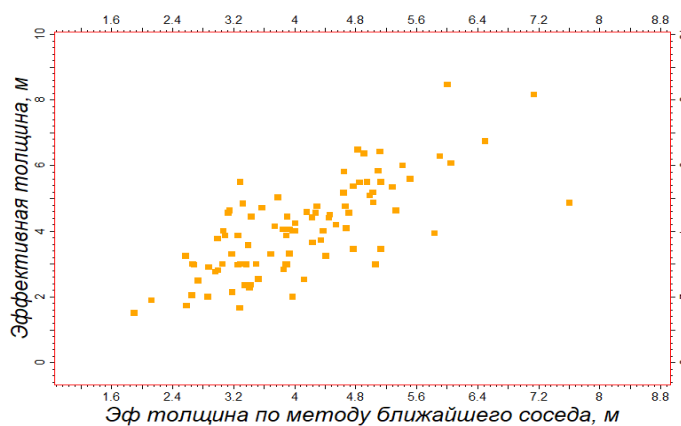


Рисунок 123 - Кросс-плот зависимости эффективных толщин по скважинам от расчетных эффективных толщин по данным P50 для метода ближайшего соседа. Месторождение А

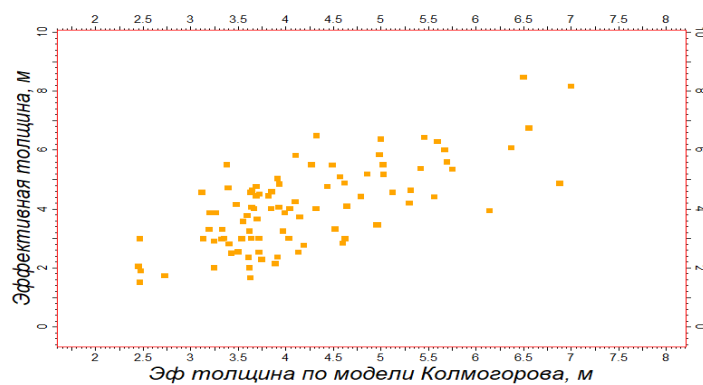


Рисунок 124 - Кросс-плот зависимости эффективных толщин по скважинам от расчетных эффективных толщин по данным P50 для модели Колмогорова для нейронных сетей.

Месторождение А

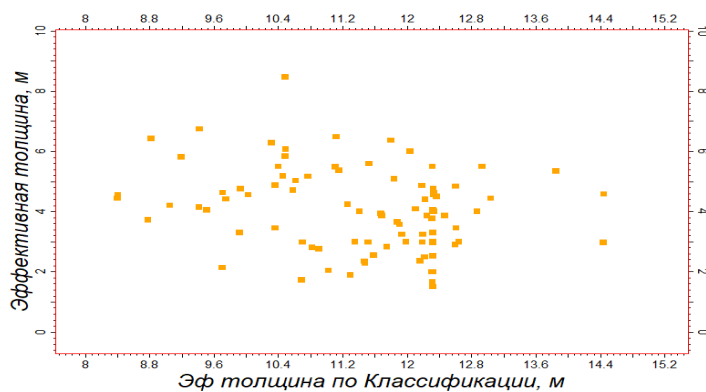


Рисунок 125 - Кросс-плот зависимости эффективных толщин по скважинам от расчетных эффективных толщин по данным P50 для классификации по форме сигнала. Месторождение А

На рисунке 126 приведены карты стандартных отклонений эффективных толщин для месторождения А по 100 реализациям, рассчитанные разными методами.

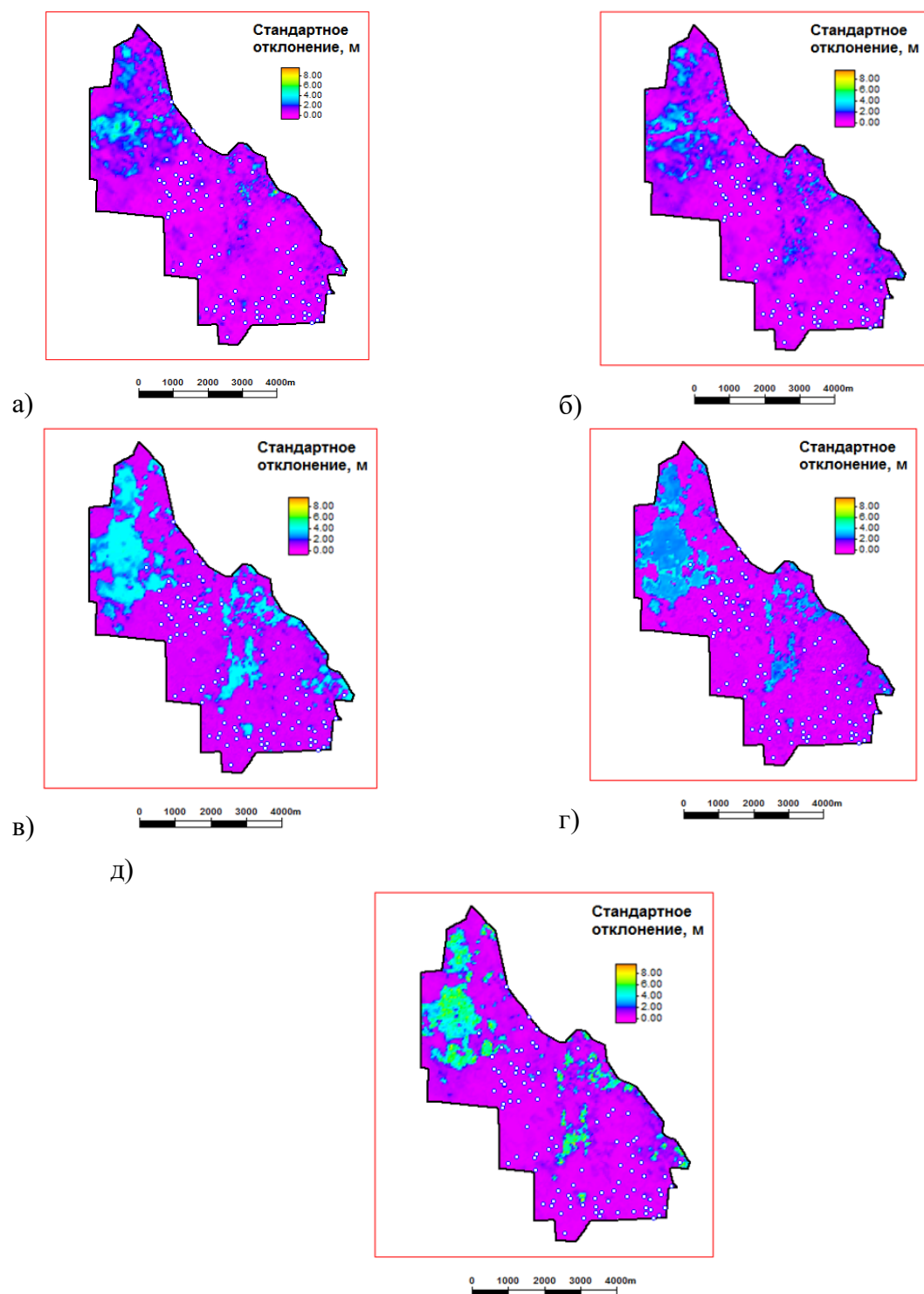


Рисунок 126 - Карты стандартного отклонения вариаций эффективной толщины для месторождения А, рассчитанные по методам:

А) линейная регрессия от частотных сейсмических атрибутов; Б) нейронная сеть с архитектурой «Многослойный персептрон» (MLP); В) алгоритм «Случайный лес» (Random Forest); Г) метод ближайшего соседа; Д) модель Колмогорова для нейронных сетей

Карты стандартного отклонения показывают, насколько в среднем отличаются значения, полученные в разных реализациях, при отключении 30% скважин. Наибольшее отклонение говорит о максимальной нестабильности решения в определенной зоне.

Как видно из анализа полученных карт стандартного отклонения, решения имеют разную стабильность.

Линейная регрессия. Карта получилась практически однородной, но область в северо-западной части выделяется повышенными значениями отклонения. Несмотря на то, что по картам P10, P50 и P90 данная область явно не выделяется, значения по разным реализациям в этой области существенно отличались.

Карты, полученные алгоритмами машинного обучения, менее однородны. Наименьшие отклонения наблюдаются в областях концентрации скважин, что объясняется взаимным влиянием скважин – в областях, где скважин много, уменьшается неоднозначность решения.

Наибольшие отклонения встречаются в северо-западной части площади, которая характеризуется потенциально наибольшими значениями эффективных толщин. Большое отклонение свидетельствует о значительном разбросе в вычислениях. Решения нестабильны, для точной оценки эффективных толщин в этой области необходимы скважинные данные для обучения.

5.3. Анализ результатов и обсуждение

Итоговые результаты расчетов приведены в виде карт эффективных толщин и таблиц среднеквадратичного отклонения расчетных эффективных толщин (P50) и скважинных данных.

Согласно результатам, наилучшие результаты были получены для метода ближайшего соседа.

Построение карт эффективных толщин при помощи классификации по форме сейсмического сигнала дает значительную ошибку, а также значительно превосходит по трудоемкости иные методы расчета. По этой причине массовое внедрение этой технологии для расчетов карт эффективных толщин нецелесообразно.

Карты среднеквадратичного отклонения показывают области, где решение наименее стабильно. Оценка толщин в этих областях наименее точная. Как правило, это области, не пройденные бурением, или на которых недостаточно скважинных данных.

Сводные значения среднеквадратичных ошибок приведены в Таблице 9.

В результате расчетов наилучшие результаты получились у метода ближайшего соседа. Полученная среднеквадратичная ошибка – наименьшая среди всех расчетов. Наихудшие результаты получены в обоих случаях для классификации по форме сигнала.

Результаты расчетов среднеквадратичной ошибки по месторождениям А и Б

Название метода	Месторождение А Среднеквадратичная ошибка, м	Месторождение Б Среднеквадратичная ошибка, м
Линейная регрессия от частотных сейсмических атрибутов (монократная компонента 50 Гц и 60 Гц)	1.7	3.1
Метод ближайшего соседа	0.7	2.1
Нейронная сеть с архитектурой «Многослойный персептрон» (MLP)	2.2	2.6
Алгоритм «Случайный лес» (Random Forest)	1.2	2.7
Модель Колмогорова для нейронных сетей	1.4	2.9
Классификация по форме сейсмического сигнала	6	4.3

Метод ближайшего соседа – лидер на обоих месторождениях: минимальные среднеквадратичные ошибки (0.7 м для А, 2.1 м для Б). Возможные причины успеха: эффективное выявление кластерных структур и устойчивость к шумам и нелинейным зависимостям.

«Случайный лес» (Random Forest) показал хороший результат для месторождения А (1.2 м), но хуже на Б (2.7 м). Возможные факторы: на месторождении А данные имеют четкие табличные зависимости, которые хорошо обрабатываются деревьями. На месторождении Б могут преобладать сложные нелинейные связи, требующие более глубоких ансамблей или нейросетей. Вероятно, при наличии палеоврезов «Случайный лес» работает хуже.

Линейная регрессия показала значительный рост ошибки на месторождении Б (3.1 м против 1.7 м на А). Возможная причина – линейная модель неспособна уловить нелинейные закономерности, которые доминируют на месторождении Б. Например, наличие врезов не может быть выделено при помощи простой линейной регрессии.

Нейросетевые методы (MLP и модель Колмогорова) показали разные результаты на месторождениях А и Б. Для месторождения А модель Колмогорова (1.4 м) превосходит MLP (2.2 м), что может указывать на преимущество ее архитектуры для специфики данных А. Для месторождения Б обе модели показывают средние результаты (2.6-2.9 м), уступая методу ближайшего соседа и Random Forest.

Классификация по форме сигнала показала наихудшие результаты на обоих месторождениях (6.0 м для А, 4.3 м для Б). Возможные причины: форма сигнала слабо коррелирует с целевой переменной.

Результаты подчеркивают, что выбор метода машинного обучения крайне зависит от специфики месторождения. Метод ближайшего соседа продемонстрировали универсальность, Random Forest эффективен для структурированных данных. Классификация по форме сигнала оказалась неприменимой в текущей постановке задачи. Для повышения точности необходимо адаптировать методы под геологические условия каждого месторождения.

В графическом виде результаты можно представить в виде сравнения полученных карт толщин. На рисунках 127 и 128 показаны карты для месторождений А и Б, полученные вычитанием карт эффективных толщин тульско-бобриковского горизонта, рассчитанных разными способами: а) метод ближайшего соседа – Линейная регрессия от частотных сейсмических атрибутов, б) метод ближайшего соседа – Нейронная сеть с архитектурой «Многослойный персептрон» (MLP), в) метод ближайшего соседа – Алгоритм «Случайный лес» (Random Forest), г) метод ближайшего соседа – Модель Колмогорова для нейронных сетей, д) метод ближайшего соседа – Классификация по форме сейсмического сигнала.

Синим цветом показано уменьшение толщины относительно карты, полученной методом ближайшего соседа, красным цветом – увеличение толщины.

Наибольшая разница в результатах с методом ближайшего соседа проявляется у линейной регрессии, многослойного персептрона и классификации по форме сигнала (рис. 127). Классификация по форме сигнала дает максимальную разницу с картами метода ближайшего соседа, что объясняется в целом значительно большей ошибкой данного метода. Карты линейной регрессии и MLP дают наибольшие отличия в северо-западной части карты, где присутствует потенциальное увеличение толщины. Обе карты (линейная регрессия и MLP) дают значительно большие значения эффективной толщины в этой области, чем метод ближайшего соседа.

Отличия между методом ближайшего соседа и сетями Колмогорова, а также случайным лесом не такие существенные и распределены по площади более равномерно.

Как видно из рисунка 128, наибольшая разница в результатах с методом ближайшего соседа проявляется у классификации по форме сигнала. Классификация по форме сигнала дает максимальную разницу с картами метода ближайшего соседа, что объясняется в целом значительно большей ошибкой данного метода.

Отличия между методом ближайшего соседа и остальными методами не такие существенные и распределены по площади более равномерно. Что важно отметить, наличие вреза не отражается на данных картах, то есть все методы достаточно уверенно выделяют его наличие и эффективные толщины.

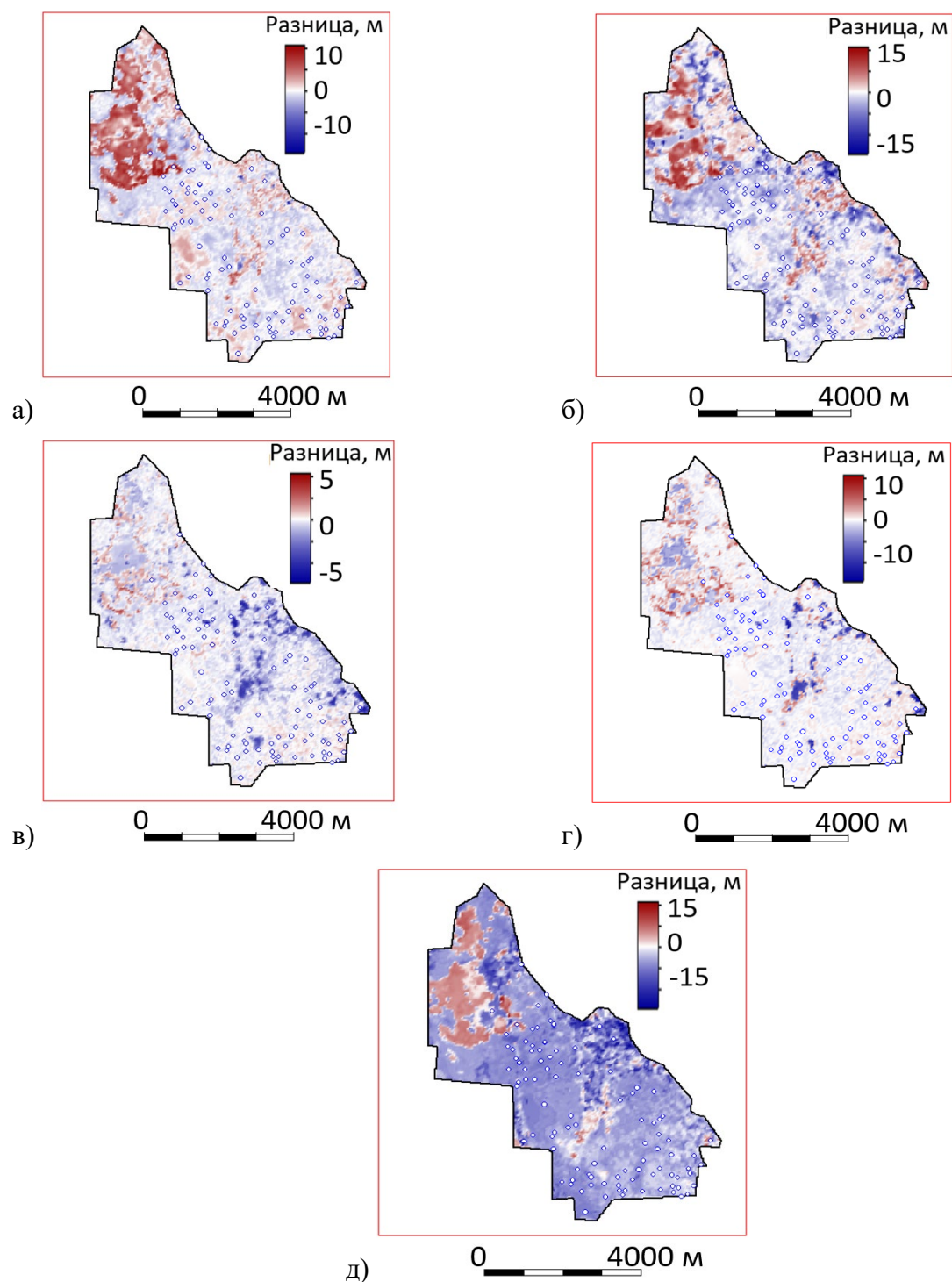


Рисунок 127 - Карты, полученные вычитанием карт эффективных толщин тульско-бобриковского горизонта, рассчитанные разными способами для месторождения А.

а) метод ближайшего соседа – Линейная регрессия от частотных атрибутов; б) метод ближайшего соседа – нейронная сеть «Многослойный персептрон» (MLP); в) метод ближайшего соседа – «Случайный лес» (Random Forest); г) метод ближайшего соседа – модель Колмогорова; д) метод ближайшего соседа – классификация по форме сейсмического сигнала.

Синим цветом показано уменьшение толщины относительно карты, полученной методом ближайшего соседа, красным цветом – увеличение толщины

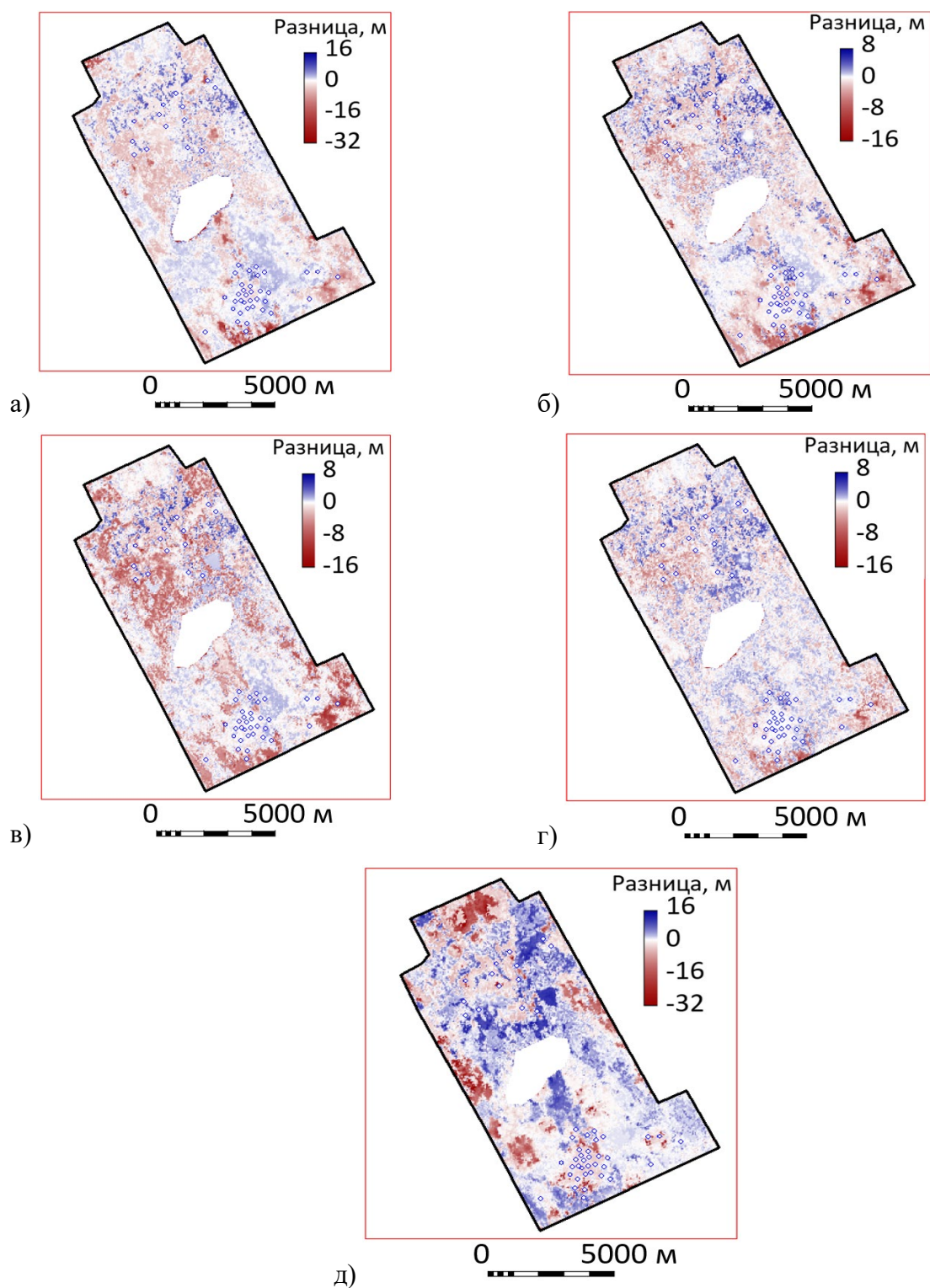


Рисунок 128 - Карты, полученные вычитанием карт эффективных толщин тульско-бобриковского горизонта, рассчитанные разными способами для месторождения Б.

а) метод ближайшего соседа – Линейная регрессия от частотных сейсмических атрибутов; б) метод ближайшего соседа – Нейронная сеть с архитектурой «Многослойный перцептрон» (MLP); в) метод ближайшего соседа – Алгоритм «Случайный лес» (Random Forest); г) метод ближайшего соседа – Модель Колмогорова для нейронных сетей; д) метод ближайшего соседа – Классификация по форме сейсмического сигнала.

Синим цветом показано уменьшение толщины относительно карты, поученной методом ближайшего соседа, красным цветом – увеличение толщины. Белым цветом выделена область отсутствия сейсморазведочных данных из-за населенного пункта

5.4. Анализ достоверности результатов

Итоговые результаты расчетов карт эффективных толщин необходимы для решения геологических задач, таких как подсчет запасов или планирование бурения новых скважин. Однако необходимо решить вопрос достоверности прогноза эффективных толщин по площади и отбраковать ложные аномалии.

Для анализа достоверности результатов предлагаются следующие виды проверки:

1. Сравнение распределения эффективных толщин по скважинам и по картам, полученным по сейсморазведочным данным. Этот анализ показывает, насколько сильно распределение и границы прогноза отличаются от фактических данных. Значения прогнозных эффективных толщин, которые не встречаются или редко встречаются в скважинных данных можно считать ненадежными.

2. Анализ карт среднеквадратичного отклонения реализаций. Параметр показывает, насколько сильно отличаются в среднем прогнозы при исключении 30% исходных данных. Чем выше значение среднеквадратичного отклонения – тем выше неопределенность определения эффективной толщины. Данный параметр можно использовать только для карт, полученных при расчете множества реализаций. В данной работе этот параметр рассчитывался для методов: линейная регрессия от частотных сейсмических атрибутов (монократная компонента 50 Гц и 60 Гц), метод ближайшего соседа, нейронная сеть с архитектурой «Многослойный персептрон» (MLP), алгоритм «Случайный лес» (Random Forest), модель Колмогорова для нейронных сетей. Для классификации по форме сейсмического сигнала карты среднеквадратичного отклонения не рассчитывались.

3. Анализ параметра Similarity. Данный параметр предложен Иваном Ивановичем Приезжевым как параметр для оценки достоверности геофизических аномалий. Параметр Similarity рассчитывается следующим образом:

- значения сейсмических атрибутов снимаются в точках, где пробурены скважины (в обучающей выборке);
- из этих данных выбираются 2 максимально непохожие друг на друга точки (с точки зрения значений сейсмических атрибутов в этих точках). Их непохожесть устанавливается как 100% параметра Similarity;
- при вычислении карты эффективных толщин каждая точка карты сравнивается со всеми точками в обучающей выборке (всеми скважинами) и находится наиболее похожая из них.

Рассчитывается мера похожести (Similarity) между этой точкой на карте и максимально похожей на нее точкой из обучающей выборки (из точек, где пробурены скважины);

- строится карта Similarity, которая показывает степень похожести каждой точки на площади с точками скважин. По сути, карта Similarity показывает уверенность прогноза в каждой точке при данной обучающей выборке.

Карта Similarity может быть интерпретирована следующим образом. Низкие значения параметра Similarity указывают на высокую степень похожести точки на карте с одной из скважин обучающей выборки. Это означает, что в обучающем наборе были данные, похожие на эту точку на карте и нейронная сеть может достаточно уверенно прогнозировать эффективную толщину. Высокие значения параметра Similarity указывают на большие различия между обучающей выборкой и точками в скважинах. Следовательно, прогноз в таких точках менее обоснован.

Значение параметра Similarity более 100 означает, что данная точка на карте не похожа ни на одну из точек по обучающей выборке (скважинам) более чем скважины не похожи между собой. То есть прогноз в этих точках недостоверен.

Карту параметра Similarity можно интерпретировать, как меру достаточности обучающей выборки для прогноза свойств на данной площади. Если на карте существуют значительные области со значениями Similarity более 100, это означает, что обучающая выборка недостаточна для прогноза свойств. В этом случае нужно или добавить дополнительные точки в обучающую выборку (пробурить новые скважины), или сократить область прогноза (уменьшить прогнозируемую карту), или игнорировать рассчитанные значения эффективных толщин в точках с высоким значением параметра Similarity.

Рассмотрим эти критерии для каждого месторождения по отдельности.

Месторождение А:

1) Сравнение распределения эффективных толщин по скважинам и по картам, полученным по сейсморазведочным данным.

На рисунке 129 приведено распределение эффективных толщин по скважинам (а), а также распределения значений эффективных толщин, полученных по разным методам: (б) линейная регрессия от частотных сейсмических атрибутов (монократная компонента 50 Гц и 60 Гц); (в) метод ближайшего соседа; (г) нейронная сеть с архитектурой «Многослойный персептрон» (MLP); (д) алгоритм «Случайный лес» (Random Forest); (е) модель Колмогорова для нейронных сетей; (ж) классификация по форме сейсмического сигнала. На рисунке 127 приведена гистограмма распределения значений эффективных толщин в точках расположения скважин по разным методам для месторождения А.

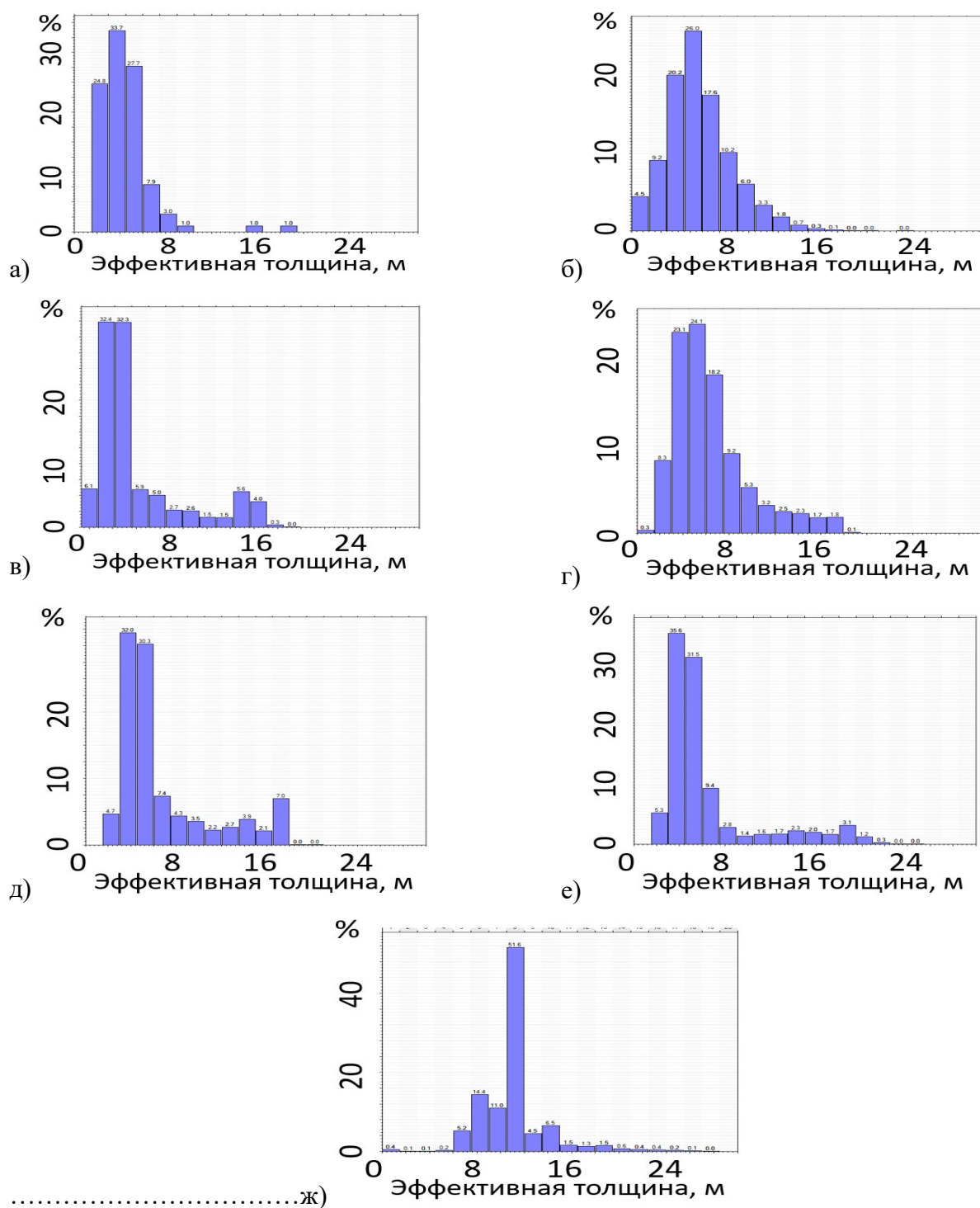


Рисунок 129 - Распределение эффективных толщин по месторождению А по скважинам (а), а также распределения значений эффективных толщин, полученных по разным методам:

б) линейная регрессия от частотных сейсмических атрибутов (моночастотная компонента 50 Гц и 60 Гц); в) метод ближайшего соседа;

г) нейронная сеть с архитектурой «Многослойный перцептрон» (MLP);

д) алгоритм «Случайный лес» (Random Forest);

е) модель Колмогорова для нейронных сетей;

ж) классификация по форме сейсмического сигнала

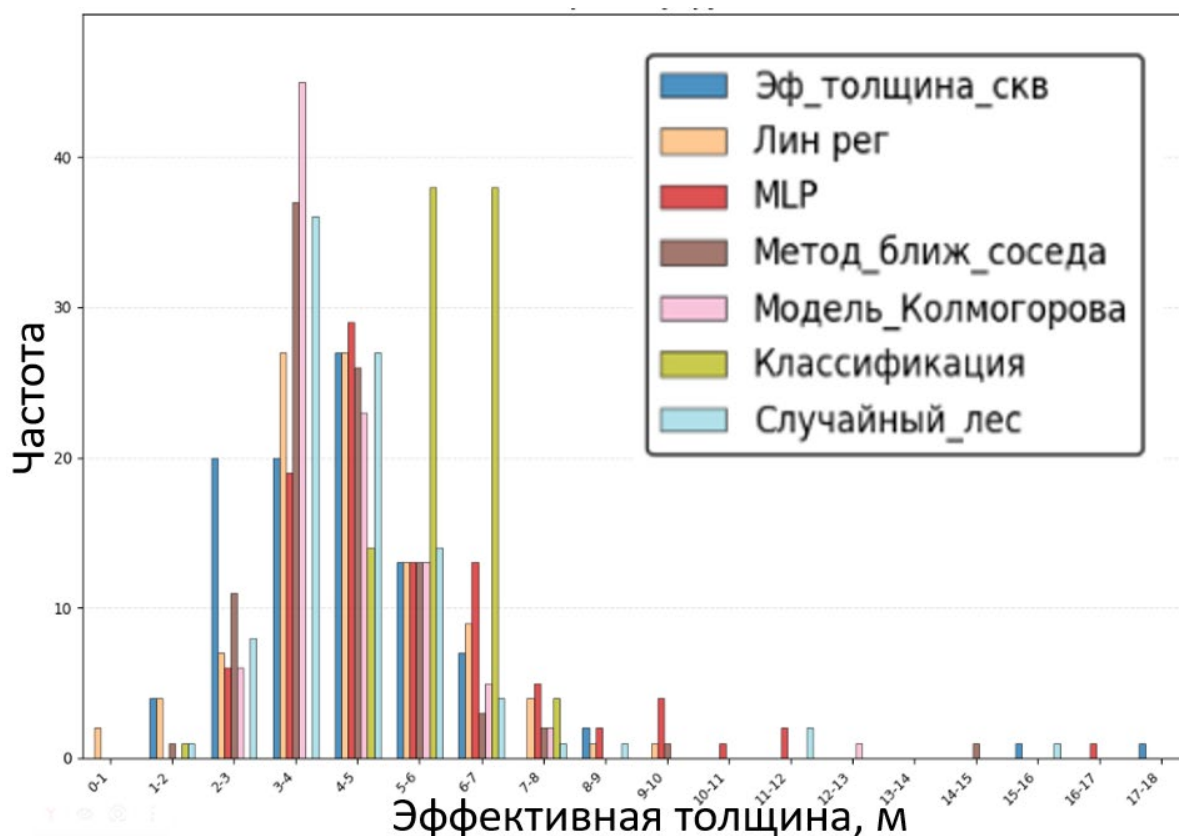


Рис.130 - Гистограмма распределения значений эффективных толщин в точках расположения скважин по разным методам для месторождения А.

Синий цвет – скважинные данные;

Оранжевый цвет – линейная регрессия;

Красный цвет - нейронная сеть с архитектурой «Многослойный перцептрон» (MLP);

Голубой цвет - алгоритм «Случайный лес» (Random Forest);

Розовый цвет - модель Колмогорова для нейронных сетей;

Зеленый цвет - классификация по форме сейсмического сигнала

Как видно из рисунка, распределения существенно различаются. Важно отметить, что разница в распределениях эффективных толщин по скважинным данным и по расчетам может являться результатом неравномерного расположения скважин на площади. Скважины не всегда равномерно расположены на площади и не всегда вскрывают области с наибольшими или наименьшими значениями эффективных толщин.

Тем не менее, результаты классификации по форме сигнала дают прогноз больших эффективных толщин, чем остальные методы. Существенно отличается и само распределение. По большинству методов и по скважинным данным большая часть значений сосредоточена в интервале до 10 м (а по скважинным данным – до 6 м), тогда как по данным классификации наибольшее число значений попадает в интервал от 10 м до 12 м. Эти прогнозы можно считать недостоверными.

Распределения остальных методов не так существенно отличаются от распределения скважинных данных. Однако скважины вскрывают не все области с потенциально высокими значениями эффективных толщин. Тем не менее, прогноз значений эффективных толщин в областях высоких значений эффективной толщины (более 10 м) нельзя считать полностью достоверным.

2) Анализ карт среднеквадратичного отклонения реализаций. Карты стандартных отклонений реализаций показаны на рисунке 117.

Анализ показывает, что карта, полученная при помощи линейной регрессии, имеет однородное распределение отклонений. То есть все точки карты одинаково отличаются друг от друга.

Карты отклонений, полученные по остальным методам, имеют существенные отличия. Наибольшие отклонения встречаются в местах, удаленных от скважин. Наибольшие отклонения приурочены к областям с повышенными значениями эффективных толщин, например, в северо-западной части площади.

Области с наибольшими значениями среднеквадратичных отклонений можно считать наименее достоверными, поскольку значения в этих областях наиболее сильно изменяются в зависимости от выбранных для обучения скважин.

3) Анализ параметра Similarity.

На Рисунке 131 показана карта параметра Similarity.

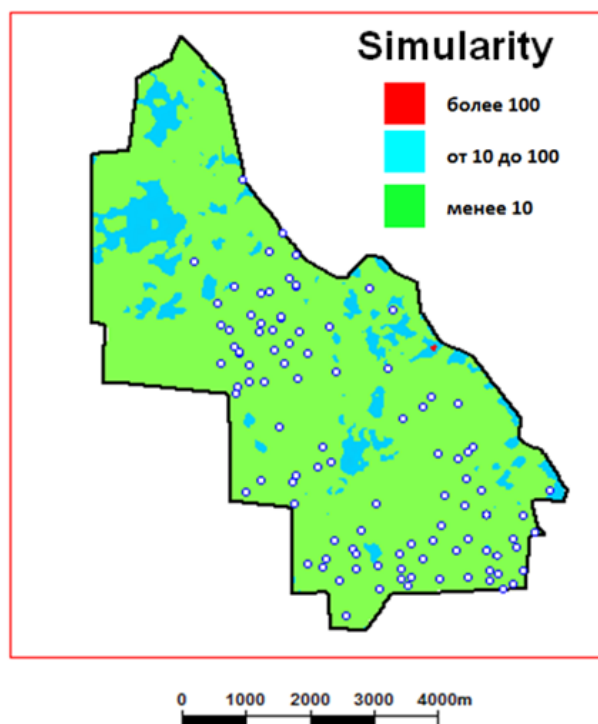


Рисунок 131 - Карта параметра Similarity для месторождения А. Красным цветом отмечены области со значениями более 100 (области не достоверного прогноза)

Как видно из рисунка, большая площадь карты имеет значения параметра Similarity менее 10. В этой области прогноз свойств будет достоверным, поскольку в обучающей выборке встречались схожие значения сейсмических атрибутов.

Небольшая часть карты имеет значения параметра более 100 (на рисунке отмечено красным). В данных областях прогноз наименее достоверный, так как похожие на эти области значения сейсмических атрибутов не встречались в обучающей выборке.

Области повышенного значения параметра Similarity приурочены к областям с повышенными прогнозными значениями эффективных толщин.

Такое распределение параметра можно интерпретировать следующим образом:

На большей части территории прогноз эффективных толщин достоверный. Незначительные области с высокими значениями Similarity имеют менее достоверный прогноз. Обучающая выборка достаточна для прогноза эффективных толщин на большей части площади.

По анализу всех трех параметров (распределение, среднеквадратичное отклонение реализаций, Similarity) можно считать прогноз эффективных толщин на исследуемой территории достоверным. Можно признать существование аномалии с повышенными значениями в северо-западной части площади.

Месторождение Б

1) Сравнение распределения эффективных толщин по скважинам и по картам, полученным по сейсморазведочным данным.

На Рисунке 132 приведено распределение эффективных толщин по скважинам (а), а также распределения значений эффективных толщин, полученных по разным методам: (б) линейная регрессия от частотных сейсмических атрибутов (монокотная компонента 50 Гц и 60 Гц), (в) метод ближайшего соседа, (г) нейронная сеть с архитектурой «Многослойный персептрон» (MLP), (д) алгоритм «Случайный лес» (Random Forest), (е) модель Колмогорова для нейронных сетей, (ж) классификация по форме сейсмического сигнала. На рисунке 133 приведена гистограмма распределения значений эффективных толщин в точках расположения скважин по разным методам для месторождения Б.

Как видно из рисунка, распределения существенно различаются. Важно отметить, что разница в распределениях эффективных толщин по скважинным данным и по расчетам может являться результатом неравномерного расположения скважин на площади. Скважины не всегда равномерно расположены на площади и не всегда вскрывают области с наибольшими или наименьшими значениями эффективных толщин.

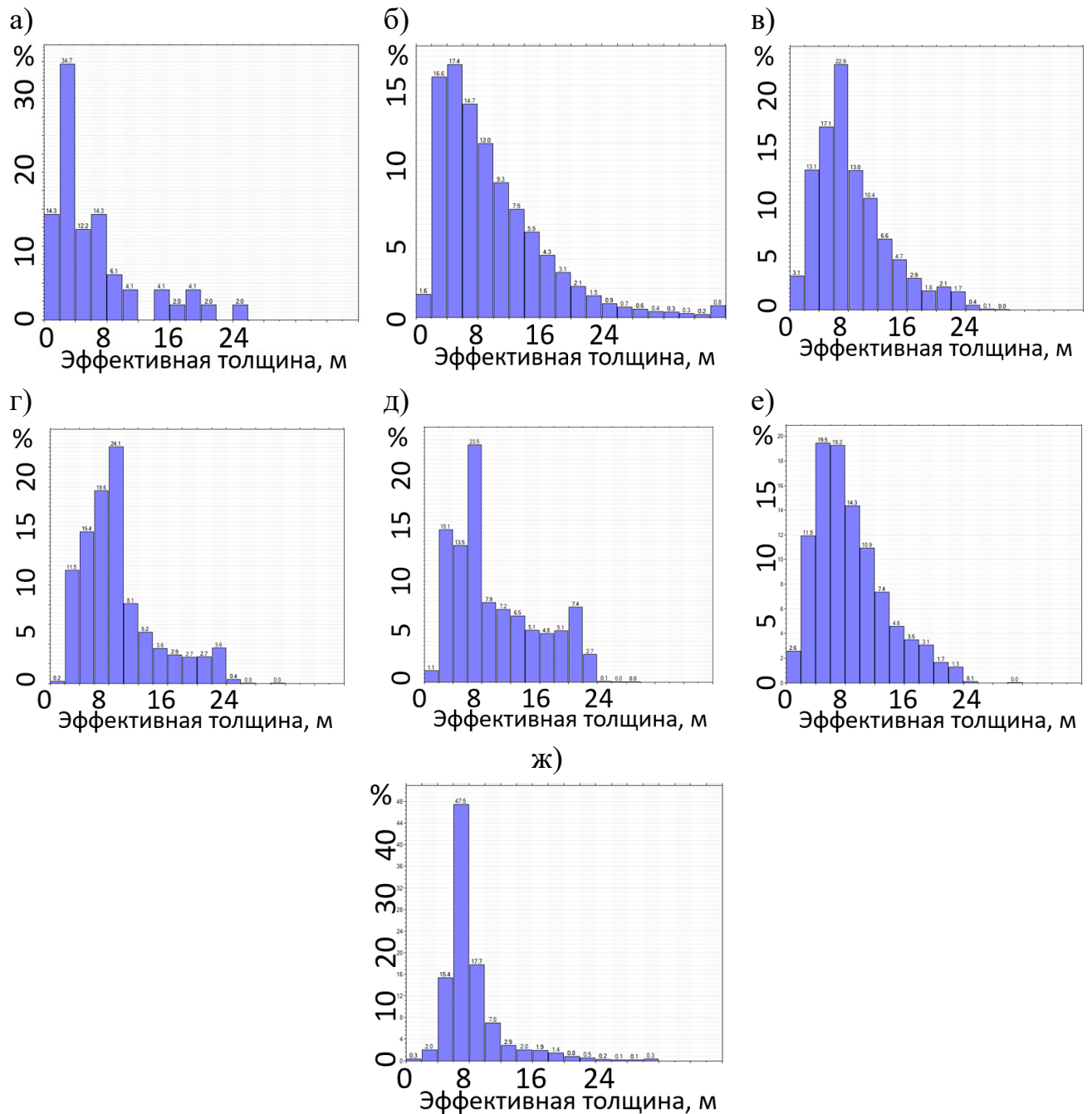


Рисунок 132 - Распределение эффективных толщин по месторождению Б по скважинам (а), а также распределения значений эффективных толщин, полученных по разным методам: б) линейная регрессия от частотных сейсмических атрибутов (моночастотная компонента 50 Гц и 60 Гц); в) метод ближайшего соседа; г) нейронная сеть с архитектурой «многослойный персептрон» (MLP); д) алгоритм «Случайный лес» (Random Forest); е) модель Колмогорова для нейронных сетей; ж) классификация по форме сейсмического сигнала

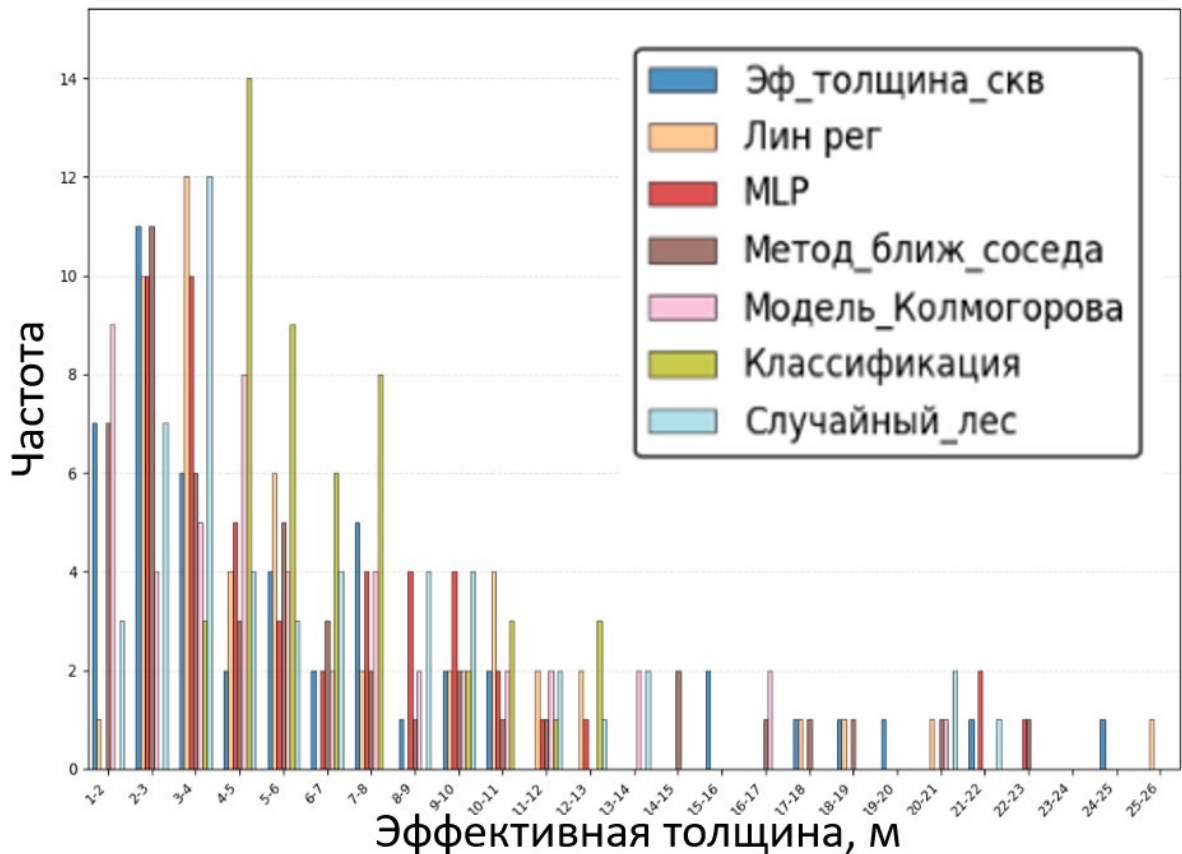


Рис.133 - Гистограмма распределения значений эффективных толщин в точках расположения скважин по разным методам для месторождения Б.

Синий цвет – скважинные данные;

Оранжевый цвет – линейная регрессия;

Красный цвет - нейронная сеть с архитектурой «Многослойный персептрон» (MLP);

Голубой цвет - алгоритм «Случайный лес» (Random Forest);

Розовый цвет - модель Колмогорова для нейронных сетей;

Зеленый цвет - классификация по форме сейсмического сигнала

Тем не менее, результаты линейной регрессии дают прогноз больших эффективных толщин, чем остальные методы. Это связано с работой алгоритма линейной регрессии – в межскважинном пространстве проводится линейная интерполяция значений на основе линейных функций. При сравнении результатов линейной регрессии со скважинными данными видно присутствие больших значений (более 24 м), которые не встречаются ни в одной из скважин. Эти прогнозы можно считать недостоверными.

Распределения остальных методов существенно отличаются от распределения скважинных данных в области больших значений эффективных толщин (более 15 м). Однако скважины вскрывают не все области с потенциально высокими значениями эффективных толщин. Тем не менее, прогноз значений эффективных толщин в областях высоких значений нельзя считать полностью достоверным.

2) Анализ карт среднеквадратичного отклонения реализаций. Карты стандартных отклонений реализаций показаны на рисунке 113.

Анализ рисунка показывает, что карта, полученная при помощи линейной регрессии, имеет однородное распределение отклонений, то есть все точки карты одинаково отличаются друг от друга.

Карты отклонений, полученные по остальным методам, имеют существенные отличия. Наибольшие отклонения встречаются в местах, удаленных от скважин. Наибольшие отклонения приурочены к областям с повышенными значениями эффективных толщин, например, в области наличия визейского палеовреза.

Области с наибольшими значениями среднеквадратичных отклонений можно считать наименее достоверными, поскольку значения в этих областях наиболее сильно изменяются в зависимости от выбранных для обучения скважин.

3) Анализ параметра Similarity.

На Рисунке 134 показана карта параметра Similarity.

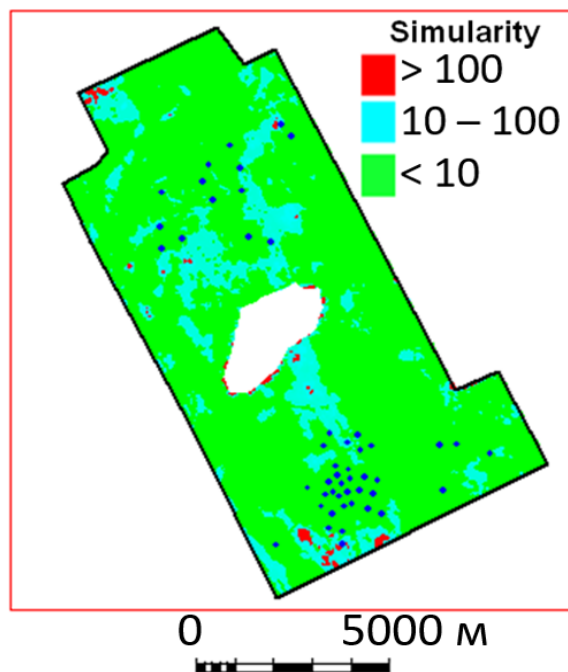


Рисунок 134 - Карта параметра Similarity для месторождения Б. Красным цветом отмечены области со значениями более 100 (области недостоверного прогноза). Белым цветом выделена область отсутствия сейсморазведочных данных из-за населенного пункта

Как видно из рисунка, большая площадь карты имеет значения параметра Similarity менее 10. В этой области прогноз свойств будет достоверным, поскольку в обучающей выборке встречались схожие значения сейсмических атрибутов.

Небольшая часть карты имеет значения параметра более 100 (на рисунке отмечено красным). В данных областях прогноз наименее достоверный, так как похожие на эти области значения сейсмических атрибутов не встречались в обучающей выборке.

Стоит отметить, что области повышенного значения параметра Similarity приурочены к областям с повышенными прогнозными значениями эффективных толщин. Отчетливо прослеживается геометрия визейского вреза.

Такое распределение параметра можно интерпретировать следующим образом:

На большей части территории прогноз эффективных толщин достоверный. Незначительные области с высокими значениями Similarity имеют менее достоверный прогноз. Обучающая выборка достаточна для прогноза эффективных толщин на большей части площади.

По анализу всех трех параметров (распределение, среднеквадратичное отклонение реализаций, Similarity) можно признать прогноз эффективных толщин на исследуемой территории достоверным. Однако прогноз эффективных толщин в области предполагаемого расположения визейского вреза можно признать менее достоверным.

Выводы по главе 5

1. Автором получены карты эффективных толщин тульско-бобриковских отложений по данным:

- линейная регрессия от частотных сейсмических атрибутов (монократная компонента 50 Гц и 60 Гц);
- метод ближайшего соседа (основанный на картах Кохонена);
- нейронная сеть с архитектурой «Многослойный персептрон» (MLP);
- алгоритм «случайный лес» (Random Forest);
- модель Колмогорова для нейронных сетей;
- классификация по форме сейсмического сигнала.

2. Метод ближайшего соседа обеспечивает наименьшую погрешность расчета эффективных толщин на пределе разрешающей способности сейсморазведки среди проанализированных методов на примере тульско-бобриковских отложений Республики Татарстан.

3. Построение карт эффективных толщин при помощи классификации по форме сейсмического сигнала дает значительную ошибку, а также значительно превосходит по трудоемкости иные методы расчета. По этой причине массовое внедрение этой технологии для расчетов карт эффективных толщин нецелесообразно.

4. Предложена методика оценки достоверности прогноза эффективных толщин на основе анализа трех параметров: сравнение распределения по скважинам и прогнозным картам, среднеквадратичное отклонение реализаций прогнозных карт, анализ параметра Similarity.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Добыча углеводородов остается ключевым источником доходов федерального бюджета России, а поддержание темпов добычи достижимо только при внедрении передовых технологий.

При выполнении диссертационного исследования автором выполнены следующие работы:

I. Проведен обзор существующих методов повышения разрешающей способности сейморазведки. Теоретически вертикальная разрешающая способность сейморазведочных данных составляет порядка $1/8 - 1/4$ длины волны и зависит от частоты сигнала и пластовой скорости упругой волны. Для стандартных условий (центральная частота сейсмического сигнала 60 Гц, скорость порядка 3000 м/с) ограничение составляет около 12.5 м.

Автором разработана классификация подходов к повышению разрешающей способности сейморазведки. Все методы можно разделить на 3 категории:

1. Возбуждение и регистрация сигналов (расширение частотного диапазона, высокоплотные съемки).

2. Обработка данных (Q-томография, подавление помех).

3. Интерпретация (спектральная инверсия, нейросетевые технологии).

II. Автором проведен расчет эффективной толщины пласта при помощи подходов:

- метод применения классификации сейсмического сигнала по форме и нахождение зависимости формы сигнала от толщины пласта;

- линейная регрессия от частотных сейсмических атрибутов;
- нейронная сеть с архитектурой «Многослойный персептрон» (MLP);
- алгоритм «Случайный лес» (Random Forest);
- метод ближайшего соседа;
- модель Колмогорова для нейронных сетей.

III. Разработана новая методика расчета эффективных толщин на пределе разрешающей способности сейморазведки:

1. Трассировка целевого отражающего горизонта (кровли интервала, для которого проводится расчет толщин);

2. Расчет частотных сейсмических атрибутов и нахождение корреляционных зависимостей «эффективная толщина пласта – сейсмический атрибут»;

3. Нарезка кубов сейсмических атрибутов на седиментационные слайсы параллельно кровле интервала. Снятие значений сейсмических атрибутов вдоль седиментационных слайсов. Выбор слайсов атрибутов со значением линейной корреляции более 0.75;

4. Использование выбранных слайсов для алгоритмов машинного обучения. Расчет 100 реализаций с исключением 30% исходных данных;

5. Выбор алгоритма с наименьшей среднеквадратической ошибкой.

Данная методика позволяет рассчитать эффективную толщину маломощных пластов на пределе разрешающей способности сейсморазведки и оценить достоверность прогноза.

IV. Установлено, что метод ближайшего соседа обеспечивает наименьшую погрешность расчета эффективных толщин на пределе разрешающей способности сейсморазведки среди проанализированных методов на примере тульско-бобриковских отложений Республики Татарстан.

V. Установлено, что метод, основанный на классификации по форме сейсмического сигнала обладает большей среднеквадратичной ошибкой, чем методы, основанные на алгоритмах машинного обучения.

VI. Впервые предложенная методика оценки достоверности прогноза эффективных толщин на основе анализа трех параметров: сравнение распределения по скважинам и прогнозным картам, среднеквадратичное отклонение реализаций прогнозных карт, анализ параметра Similarity позволяет проверить надежность прогноза и отбраковать ложные аномалии.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абдуллин, Н. Г. Перспективы поисков нефти в карбонатных отложениях Татарского свода / Н. Г. Абдуллин, Э. З. Бадамшин, Р. Х. Муслимов. – Казань : Изд-во Казан. ун-та, 1982. – 135 с.
2. Абрамов, В. Ю. К геологическим характеристикам продуктивных пластов Западно-Лениногорской площади Ромашкинского месторождения / В. Ю. Абрамов, А. С. Петров, П. Н. Власов // Вестник РУДН. Серия: Инженерные исследования. – 2015. – № 2. – С. 32–38.
3. Авербух, А. Г. Изучение состава и свойств горных пород при сейсморазведке / А. Г. Авербух. – М. : Недра, 1982. – 232 с.
4. Авербух, А. Г. Определение дисперсии скоростей упругих волн по амплитудной характеристике среды / А. Г. Авербух // Прикладная геофизика. – 1969. – Вып. 57. – С. 50–60.
5. Алгоритмы определения параметров продуктивных пластов нефтяных месторождений Республики Татарстан : стандарт по интерпретации ГИС / ОАО «Татнефть». – Альметьевск : [б. и.], 1999. – 28 с.
6. Почти все о сейсмической инверсии. Часть 1 / Ю. П. Ампилов, А. Ю. Барков, И. В. Яковлев [и др.] // Технологии сейсморазведки. – 2009. – № 4. – С. 3–16.
7. Комплексный подход к выявлению пропущенных залежей на разрабатываемых месторождениях ОАО «Самаранефтегаз» / В. С. Архипов, Ю. А. Зубова, Ю. Д. Крайний [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 11. – С. 56–59.
8. Архипов, А. А. Основы современных методов расширения спектра сейсмической записи. Технология «NSEIS» / А. А. Архипов // Геосочи – 2023. Актуальные проблемы геологии и геофизики : сб. материалов междунар. науч.-практ. конф. – Тверь : ПолиПРЕСС, 2023. – С. 97–101.
9. Геологические предпосылки поисков рукавообразных углеводородных залежей в Среднем Поволжье / Э. З. Бадамшин, Р. А. Батырбаева, Н. П. Лебедев [и др.] // Геология нефти и газа. – 1997. – № 8. – С. 20–25.
10. Высокоразрешающая сейсморазведка – инновационная технология поисков месторождений нефти и газа / Н. Л. Баранский, А. Н. Иноземцев, С. В. Колесов [и др.] // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2004. – № 2. – С. 16–21.
11. Перспективы перехода к высокоразрешающей сейсморазведке для прогноза зон скопления углеводородов / Н. Л. Баранский, А. Н. Иноземцев, С. В. Колесов [и др.] // Геофизика. – 2001. – № 6. – С. 16–21.
12. Биряльцев, Е. В. Особенности интерпретации спектральных характеристик природных микросейсм для локального прогноза нефтеносности в условиях республики Татарстан / Е. В. Биряльцев, В. А. Рыжов, Н. Я. Шабалин // Прием и обработка информации в сложных информационных системах. – Казань, 2005. – Вып. 22. – С. 113–120.
13. Боганик, Г. Н. Сейсморазведка : [учебник] / Г. Н. Боганик, И. И. Гурвич. – Тверь : АИС, 2006. – 744 с.
14. Валеева, С. Е. Особенности строения и изменения коллекторских свойств пластов бобриковского горизонта в визейских врезях (на примере месторождений Мелекесской впадины) / С. Е. Валеева, А. Г. Баранова, Б. В. Успенский // Георесурсы. – 2014. – № 3. – С. 41–43.

15. Вилмаз, О. Обработка сейсмических данных: [неофиц. пер. с рус.] : в 3 т. / О. Вилмаз ; РГУ НИУ им. И. М. Губкина. – 1986. – Т. 3. – 212 с. (Примечание: место издательства не указано, поэтому не пишем)
16. Решение литологических задач сейсмическими методами разведки / Е. А. Галаган, А. М. Епинатьева, В. Н. Патрикеев [и др.]. – М. : Недра, 1979. – 224 с.
17. Геологический словарь: в 2 т. / Х. А. Арсланов, М. Н. Голубчина, А. Д. Искандерова [и др.] ; отв. ред. К. Н. Паффенгольц. – 2-е изд., перераб. – М. : Недра, 1973. – Т. 2. – 456 с.
18. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана / под ред. Р. С. Хисамова. – Казань : Фэн АН РТ, 2010. – 283 с.
19. Геология Республики Татарстан: учеб.-метод. пособие / сост. Р. Х. Сунгатуллин, Г. М. Сунгатуллина. – Казань : К(П)ФУ, 2014. – 72 с.
20. Геология Татарстана. Стратиграфия и тектоника / гл. ред. Б. В. Буров. – М. : ГЕОС, 2003. – 403 с.
21. Гертнер, Х. Об определении рациональной плотности сейсмических наблюдений по величине зоны Френеля / Х. Гертнер, Г. Климмер // Сборник докладов II научного семинара стран-членов СЭВ по нефтяной геофизике. – М., 1982. – Т. 1: Сейсморазведка. – С. 339–352.
22. Гогоненков, Г. Н. Выбор регулируемых параметров при корректирующей деконволюции / Г. Н. Гогоненков, С. Я. Кравцов // Прикладная геофизика. – М. : Недра, 1976. – Вып. 81. – С. 33–45.
23. Гогоненков, Г. Н. Сейсморазведка высокого разрешения / Г. Н. Гогоненков, С. Н. Птецов. – М. : ВНИИОЭНГ, 1981. – 26 с.
24. Горбань, А. В. Геолого-геофизическое сопровождение бурения горизонтальных скважин по сейсмическим данным съемки 3D на примере месторождений Ракушечно-Широтной зоны поднятий на шельфе Каспийского моря / А. В. Горбань, И. Н. Керусов, С. Г. Шилкин // Горизонтальные скважины – 2017 : материалы конф. – Казань, 2017. – С. 1–5.
25. Горбатилов, А. В. Возможность оценки параметров геологических объектов на основе использования фонового микросейсмического поля. Результаты экспериментальных исследований и моделирование / А. В. Горбатилов // Современные методы обработки и интерпретации сейсмологических данных: материалы международной сейсмологической школы. – Обнинск, 2006. – С. 66–71.
26. Анализ геоакустического излучения низкочастотной залежи при использовании технологии АНЧАР / Б. М. Графов [и др.] // Геофизика. – 1998. – № 5. – С. 24–28. (Примечание: т.к. авторов >4, запись под заглавием, в области ответственности можно указать первого с [и др.])
27. Гурвич, И. И. Сейсмическая разведка / И. И. Гурвич, Г. Н. Боганик. – 3-е изд., перераб. – М. : Недра, 1980. – 551 с.
28. Демьянов, В. В. Геоэлектростатика: теория и практика / В. В. Демьянов, Е. А. Савельева ; под ред. Р. В. Арутюняна ; РАН, Ин-т проблем безопасного развития атомной энергетики. – М. : Наука, 2010. – 327 с.
29. Дойбель, К. Исследование сейсмических сигналов в реальных средах с поглощением / К. Дойбель // Сборник докладов II научного семинара стран-членов СЭВ по нефтяной геофизике. Т. 1. Сейсморазведка. – М. : Изд-во СЭВ, 1982. – С. 171–180.

30. Егоров, С. В. Применение алгоритмов машинного обучения для решения задач количественного прогноза ФЕС по сейсмическим и скважинным данным / С. В. Егоров, И. И. Приезжев, Е. А. Гладков // Геофизика. – 2018. – № 3. – С. 33–38.
31. Екименко, В. А. Сейсморазведка – основной метод поиска и разведки нефтяных залежей / В. А. Екименко // Георесурсы. – 2008. – № 4. – С. 14–16.
32. Жданов, М. А. Нефтегазопромысловая геология и подсчет запасов нефти и газа : учеб. пособие / М. А. Жданов. – 2-е изд., перераб. и доп. – М. : Недра, 1981. – 453 с.
33. Жуков, А. П. Адаптивные и нелинейные методы вибрационной сейсморазведки / А. П. Жуков, М. Б. Шнеерсон. – М. : Недра, 2000. – 100 с.
34. Иванова, С. А. Особенности размещения горизонтальных скважин с учетом данных сейсмогеологического анализа на Русском месторождении / С. А. Иванова, Р. М. Хисматуллин, С. Л. Важенин // Экспозиция «Нефть Газ». – 2022. – № 1. – С. 10–13.
35. Имангалиева, Г. Е. Определение предельного значения давления разрыва пласта и радиуса зоны его распространения / Г. Е. Имангалиева // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 4. – С. 19–22.
36. Новые возможности группирования в сейсморазведке / А. Н. Иноземцев, С. В. Колесов, В. А. Кынин [и др.] // Сборник докладов Международной геофизической конференции SEG-EATO. – М., 1993.
37. Повышение разрешающей способности вибрационной сейсморазведки / А. Н. Иноземцев, О. А. Потапов, М. Б. Шнеерсон [и др.]. – М. : ВИЭМС, 1987. – 75 с. – (Разведоч. геофизика. Обзор. информ. ВНИИ экономики минер. сырья и геол.-развед. работы).
38. Карпенко, И. В. Способ повышения разрешенности сейсмической записи при линейной зависимости фазового спектра элементарного сигнала от частоты / И. В. Карпенко, Ю. К. Тяпкин // Доклады Академии наук СССР. – 1981. – № 6. – С. 20–23.
39. Кипоть, В. Л. Частотно-избирательные свойства стратифицированной геологической среды / В. Л. Кипоть, Д. Н. Тумаков // Георесурсы. – 2009. – № 1. – С. 33–35.
40. Козлов, Е. А. Модели среды в разведочной сейсмологии / Е. А. Козлов. – Тверь : ГЕРС, 2006. – 479 с.
41. Цифровая обработка сейсмических данных / Е. А. Козлов, Г. Н. Гогоненков, Б. Л. Лернер [и др.]. – М. : Недра, 1973. – 311 с.
42. Колмогоров, А. Н. О представлении непрерывных функций нескольких переменных в виде суперпозиций непрерывных функций одного переменного и сложения / А. Н. Колмогоров // Доклады Академии наук СССР. – 1957. – Т. 114, № 5. – С. 953–956.
43. Кондратьев, О. К. Сейсмические волны в поглощающих средах / О. К. Кондратьев. – М. : Недра, 1986. – 176 с.
44. Котельников, В. А. О пропускной способности «эфира» и проволоки в электросвязи / В. А. Котельников. – [М.] : [Ред. упр. связи РККА], [1933] (Центр. тип. им. К. Ворошилова). – 19 с. – (Материалы к I Всесоюзному съезду по вопросам технической реконструкции дела связи и развития слаботочной промышленности).
45. Фазочастотная деконволюция сейсмических волн / А. И. Кочегуров, Е. А. Кочегурова, И. Э. Ильясова [и др.] // Изв. Том. политехн. ун-та. Инжиниринг георесурсов. – 2017. – Т. 328, № 12. – С. 84–93.
46. Круглов, В. В. Искусственные нейронные сети: теория и практика / В. В. Круглов, В. В. Борисов. – 2-е изд. – М. : Горячая линия-Телеком, 2002. – 381 с.

47. Кунин, Н. Я. Исследование литосферы докритическими отраженными волнами / Н. Я. Кунин, Э. Р. Шейх-Заде ; Рос. АН, Ин-т физики Земли им. О. Ю. Шмидта. – М. : Наука, 1993. – 223 с.
48. Ларочкина, И. А. Бобриковские врезы как объекты высокоэффективной разработки месторождений (на примере Ульяновского месторождения) / И. А. Ларочкина, Е. Н. Михайлова, И. П. Новиков // Георесурсы. – 2011. – № 4. – С. 27–30.
49. Влияние эрозионно-карстовых врезов на размещение залежей нефти в радаевско-бобриковских отложениях / И. А. Ларочкина, Р. Р. Ганиев, Е. Н. Михайлова [и др.] // Георесурсы. – 2010. – № 3. – С. 38–41.
50. Ларочкина, И. А. Геологические основы поисков и разведки нефтегазовых месторождений на территории Республики Татарстан / И. А. Ларочкина. – Казань : ПФ ГАРТ, 2008. – 210 с.
51. Ларочкина, И. А. Литолого-фациальные особенности радаевско-бобриковских отложений на бортах прогибов Камско-Кинельской системы и их влияние на распространение коллекторов / И. А. Ларочкина // Тр. ТатНИПИнефть. – Бугульма, 1981. – Вып. 48. – С. 32–39.
52. Ларочкина, И. А. Палеогеоморфология юго-востока Татарии в раннекаменноугольное время / И. А. Ларочкина, С. Н. Мельников // Геоморфология. – 1984. – № 3. – С. 65–69.
53. Левянт, В. Б. Отчет по анализу подтверждаемости подсчетных параметров карбонатных резервуаров, определенных с использованием данных сейсморазведки в Восточной Сибири, Тимано-Печерской и Волго-Уральской НГП / В. Б. Левянт. – М. : ЦГЭ, 2008. – (Базовый проект № 7.2-02/08).
54. Логинов, В. В. Подавление регулярных волн-помех с сильно меняющимися параметрами системой адаптивного вычитания / В. В. Логинов, И. К. Кондратьев, О. Н. Чертанов // Прикладная геофизика. – 1981. – Вып. 102. – С. 64–76.
55. Лоссовский, Е. К. Теоретические сейсмограммы на идеализированных моделях нефтегазовой залежи / Е. К. Лоссовский // Геофизический журнал. – 1982. – Т. 4, № 5. – С. 26–35.
56. Анализ влияния технологических факторов и механических свойств горных пород на эффективность гидроразрыва / А. Г. Малышев, Г. А. Малышев, В. П. Сонич [и др.] // Нефть Сургута : сб. статей, посвященных добыче 1 млрд т нефти на месторождении ОАО «Сургутнефтегаз». – М. : Нефтяное хозяйство, 1997. – С. 224–238.
57. Обнаружение сложных нефтеперспективных объектов в отложениях терригенного девона на юго-востоке Татарстана методами высокоразрешающей сейсмики / В. А. Милашин, В. Л. Трофимов, В. Б. Писецкий [и др.] // Геофизика. – 2002. – № 2. – С. 11–18.
58. Муслимов, Р. Х. Использование накопленного опыта и потенциала для дальнейшего развития нефтяной отрасли Республики Татарстан / Р. Х. Муслимов // Георесурсы. – 2014. – № 4. – С. 3–8.
59. Мухаметшин, Р. З. Особенности разработки залежей нефти, осложненных эрозионными врезами / Р. З. Мухаметшин, В. Г. Халтурин, В. В. Тихонов // Нефтяное хозяйство. – 1983. – № 10. – С. 24–27.
60. Мухаметшин, Р. З. Роль выпускников Казанского университета в познании природы нижнекаменноугольных эрозионных врезов / Р. З. Мухаметшин, В. Н. Напалков // Казанская геологическая школа и ее роль в развитии геологической науки в России : материалы междунар. науч.-практ. конф. – Казань, 2009. – С. 588–591.

61. Мухаметшин, Р. З. Эрозионные врезы и их нефтеносность : учеб. пособие / Р. З. Мухаметшин. – Казань : Изд-во Казан. ун-та, 2016. – 88 с.
62. Найдель, Н. С. Геофизическое обоснование и методика сейсмостратиграфического моделирования и интерпретации / Н. С. Найдель, Э. В. Поджиаглиолми // Сейсмическая стратиграфия. – М. : Мир, 1982. – С. 646–692.
63. Нахамкин, С. А. Алгоритм и программа разделения регулярных волн методом последовательных вычитаний / С. А. Нахамкин, В. Н. Троян // Вопросы динамической теории распространения сейсмических волн : сб. – М. ; Л. : Наука, 1966. – Вып. 8. – С. 83–91.
64. Нахамкин, С. А. Оптимальный алгоритм выделения сейсмических волн на фоне регулярных волн-помех / С. А. Нахамкин // Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли. – 1966. – Т. 115, № 5. – С. 52–67.
65. Некрасов, А. С. Теория и методология комплексного изучения карбонатных резервуаров Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции : монография / А. С. Некрасов ; Пермский государственный национальный исследовательский университет. – Пермь, 2024. – 376 с.
66. Немцов, В. С. Сравнение методик расчета коэффициента неупругого поглощения на примере модельных сейсмических данных / В. С. Немцов // Вестник Моск. ун-та. Сер. 4, Геология. – 2019. – № 4. – С. 63–69.
67. Нефтегазоносность Республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / под ред. Р. Х. Муслимова. – Казань : Фэн, 2007. – Т. 1. – 316 с.
68. Нефтегазопромысловая геология : терминологический справочник / под ред. М. М. Ивановой. – М. : Недра, 1983. – 262 с.
69. Нигмедзянова, А. Р. Сейсмостратиграфический анализ донных отложений современных озер: палеоклиматическое значение / А. Р. Нигмедзянова, А. С. Борисов // Георесурсы. – 2002. – № 3. – С. 2–3.
70. Нургалиев, Д. К. Современная геодинамика и свойства нефтей месторождений Республики Татарстан / Д. К. Нургалиев, И. Ю. Чернова, И. И. Нугманов // Георесурсы. – 2011. – № 6. – С. 2–5.
71. Овечкина, В. Ю. Сейсмогеологический прогноз распространения коллектора для решения задач мониторинга эксплуатационного бурения / В. Ю. Овечкина, Т. В. Ольнева // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 6. – С. 19–21.
72. Диагностика морфогенетических типов палеоканалов на основе параметризации сейсмообразов / Т. В. Ольнева, Е. А. Жуковская, М. Ю. Орешкова [и др.] // Геофизика. – 2022. – № 2. – С. 17–25.
73. Морфометрический подход к количественной оценке мощности отложений меандрирующих палеорусел тюменской свиты Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна / Т. В. Ольнева, М. Ю. Орешкова, А. В. Буторин [и др.] // Георесурсы. – 2024. – Т. 26, № 3. – С. 143–150.
74. Ольнева, Т. В. Сейсмофациальный анализ. Образы геологических процессов и явлений в сейсмическом изображении / Т. В. Ольнева. – М. : [б. и.] ; Ижевск : Ин-т компьютерных исследований, 2017. – 156 с.
75. Ольнева, Т. В. Улучшение сейсмического изображения на этапе интерпретации для решения задач сейсмофациального анализа / Т. В. Ольнева, А. С. Егоров, М. Ю. Орешкова // Геология нефти и газа. – 2023. – № 6. – С. 81–95.

76. Паклин, Н. Б. Использование обучающихся алгоритмов для интерпретации данных ГИС / Н. Б. Паклин, Р. С. Мухамадиев // Бурение и нефть. – 2005. – № 5. – С. 38–40.
77. Патент № 2158939 С1 Российская Федерация, МПК G01V 1/28(2006.01). Способ поиска нефтегазоносных залежей с использованием нейрокомпьютерной системы обработки данных сейсморазведки : заявл. 11.02.1999 : опубл. 11.10.2000 / Р. Х. Муслимов, С. А. Куликов, Н. С. Гатиятуллин [и др.]. – 9 с.
78. Петерсилье, В. И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / В. И. Петерсилье, В. И. Проскун, Г. Г. Яценко. – М. ; Тверь : ВНИГНИ, 2003. – 258 с.
79. Писецкий, В. Б. Динамико-флюидный метод прогноза и анализа месторождений нефти и газа по сейсмическим данным / В. Б. Писецкий, Ю. Н. Федоров // Пути реализации нефтегазового потенциала ХМАО. – Ханты-Мансийск, 1998. – С. 150–164.
80. Писецкий, В. Б. Динамическая концепция прогноза и анализа нефтяных ресурсов в Республике Татарстан / В. Б. Писецкий, В. А. Милашин // Высокоствязные нефти, природные битумы и остаточные нефти разрабатываемых месторождений : тр. VI Междунар. конф. – Казань : АН РТ, 1999. – С. 72–84.
81. Платов, Б. В. Методические аспекты расчета толщины маломощных пластов по данным 3D-сейсморазведки / Б. В. Платов, Р. Р. Юсупов, А. А. Михель // Мониторинг. Наука и технологии. Науки о Земле. – 2024. – № 1. – С. 23–26.
82. Платов, Б. В. Оценка толщины маломощных пластов при помощи данных сейсморазведки на примере тульско-бобриковских отложений Республики Татарстан / Б. В. Платов, Р. И. Хайрутдинова, А. И. Кадиров // Изв. вузов. Геология и разведка. – 2020. – № 4. – С. 80–87.
83. Подбор оптимальных параметров расчета толщины маломощных пластов при помощи классификации по форме сеймотрассы / Б. В. Платов, А. И. Кадиров, Р. А. Зинюков [и др.] // Вестник Воронеж. гос. ун-та. Серия: Геология. – 2024. – № 3. – С. 114–120.
84. Платон. Апология Сократа / Платон. – Псков : Греко-латинский кабинет, 2000. – 152 с. – (Собр. соч. ; Т. 1).
85. Детализация тектонической структуры поверхности фундамента на Южно-Татарском своде / И. Н. Плотникова, И. Х. Кавеев, Н. А. Плотников [и др.] // Вопросы геологии и геоморфологии Южного Урала и Приуралья. – Уфа : БФ АН СССР, 1988.
86. Приезжев, И. И. Иерархические нейронные сети в задачах прогноза свойств коллекторов нефти и газа по скважинным и сейсмическим данным / И. И. Приезжев, Д. А. Данько, А. Н. Онищенко // Геология и геофизика. – 2025. – Т. 6, № 1. – С. 131–140.
87. Приезжев, И. И. Прогноз компонент объемной литолого-петрофизической модели по керновым данным и ГИС на основе нейронных сетей Колмогорова с полнофункциональными активационными функциями / И. И. Приезжев, Д. А. Данько // Геомодель : XXII науч.-практ. конф. по вопросам геологоразведки и разработки месторождений нефти и газа. – М., 2020. – С. 53.
88. Приезжев, И. И. Фациальный анализ по форме сейсмического сигнала / И. И. Приезжев, Е. В. Солоха, С. Манрал // Геофизика. – 2014. – № 1. – С. 63–67.
89. Птецов, С. Н. Анализ волновых полей для прогнозирования геологического разреза / С. Н. Птецов. – М. : Недра, 1989. – 135 с.
90. Пьянков, А. А. Коэффициент разрешенности / А. А. Пьянков // Новые геотехнологии для старых провинций : материалы Междунар. науч.-практ. конф. – Тюмень : EAGE, 2013а. – С. 96–99.

91. Пьянков, А. А. Оценка разрешающей способности сейсмических изображений на основе применения нового атрибута / А. А. Пьянков // Современные проблемы науки и образования. – 2013. – № 6. – С. 942–949.
92. Пьянков, А. А. Разрешенность сейсмических данных / А. А. Пьянков // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна : материалы конф. – Тюмень : ТГНГУ, 2012. – Т. 2. – С. 84–87.
93. Разработка автоматизированного подхода к уточнению геологического строения мелкозалегающих залежей вязкой нефти на основе переинтерпретации геофизических исследований скважин при помощи нейросетевого моделирования : отчет о НИР / Казан. (Приволж.) федер. ун-т ; рук. С. А. Усманов ; исп. А. Р. Исмагилов, М. Ф. Валидов. – Казань, 2018. – 65 с.
94. Сапрыкин, Э. В. Сейсмостратиграфический и сейсмофациальный анализ подсолевых отложений Астраханского свода / Э. В. Сапрыкин, Т. В. Ольнева // Недра Поволжья и Прикаспия. – Саратов, 2004. – Вып. 38. – С. 14–24.
95. Сейсмическая стратиграфия: использование при поисках и разведке нефти и газа / под ред. Ч. Пейтона. – М. : Мир, 1982. – 846 с.
96. Серова, Е. Н. Ретроспектива исследований визейских врезов / Е. Н. Серова // Георесурсы. – 2012. – № 2. – С. 32–35.
97. Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Республики Татарстан на 15.03.2021 г. / ФГБУ «ВСЕГЕИ» в рамках выполнения Государственного задания Федерального агентства по недропользованию от 14.01.2021 г. № 049-00016-21-00.
98. Телье, Н. Успешные опытные работы открывают путь к применению в России вибрационной сейсморазведки на нижних частотах / Н. Телье, И. Дагаев, В. Больбат // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2016. – Т. 58, № 4. – С. 50–56.
99. Телье, Н. Хотите избавиться от искажений? / Н. Телье, Ф. Эрман // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2021. – № 3. – С. 53–56.
100. Троепольский, В. И. Геологическое строение и нефтеносность Аксубаево-Мелекесской депрессии / В. И. Троепольский, С. С. Эллерн. – Казань : Изд-во Казан. ун-та, 1964. – 658 с.
101. Трофимов, В. А. Глубинные сейсмические исследования МОВ-ОГТ на геотраверсе ТАТСЕЙС-2003, пересекающем Волго-Уральскую нефтегазоносную провинцию / В. А. Трофимов // Геотектоника. – 2006. – № 4. – С. 3–20.
102. Троян, В. Н. Статистические методы обработки сейсмической информации при исследовании сложных сред / В. Н. Троян. – М. : Недра, 1982. – 184 с.
103. Уайт, Д. Э. Распространение сейсмических волн в слоистых средах, насыщенных жидкостью и газом / Д. Э. Уайт, Н. Г. Михайлова, Ф. М. Ляховицкий // Изв. АН СССР. Сер. Физика Земли. – 1975. – № 10. – С. 44–52.
104. Усачев, П. М. Гидравлический разрыв пласта : учеб. пособие / П. М. Усачев. – М. : Недра, 1986. – 165 с.
105. Пример реконструкции процессов накопления карбонатных осадков на основе сейсмостратиграфического и палеогеоморфологического анализа / Г. С. Хамидуллина, Б. В. Платов, И. А. Нуриев [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2018. – № 1. – С. 18–22.
106. Хилтерман, Ф. Дж. Интерпретация амплитуд в сейсморазведке / Ф. Дж. Хилтерман. – Тверь : ГЕРС, 2010. – 256 с.

107. Вероятностно-статистическая оценка запасов и ресурсов по международной классификации SPE-PRMS / Р. С. Хисамов, А. Ф. Сафаров, А. М. Калимуллин [и др.] // Георесурсы. – 2018. – Т. 20, № 3. – С. 158–164.
108. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана / Р. С. Хисамов, А. А. Губайдуллин, В. Г. Базаревская [и др.]. – Казань : Изд-во «Фэн» АН РТ, 2010. – 283 с.
109. 25-летний опыт становления технологии бурения скважин с горизонтальным окончанием в Республике Татарстан / Р. С. Хисамов, И. Н. Хакимзянов, В. Н. Петров [и др.] // Георесурсы. – 2017. – Т. 19, № 3. – С. 159–165.
110. Искусственный интеллект – важный инструмент современного геолога / Р. С. Хисамов, А. П. Бачков, С. Е. Войтович [и др.] // Геология нефти и газа. – 2021. – № 2. – С. 37–45.
111. Хисамов, Р. С. Особенности поиска, освоения и пробной эксплуатации залежей нефти в карбонатных коллекторах репера «Тульский известняк» на Западном склоне Южно-Татарского свода / Р. С. Хисамов, Р. В. Давлетшин, Р. Р. Минебаев // Георесурсы. – 2011. – № 1. – С. 18–22.
112. Хромова, И. Ю. Что ожидает наземная сейсморазведка от скважинных сейсмических исследований / И. Ю. Хромова, Д. А. Николаев // Conference Proceedings, Galperin Readings 2012 – Innovative technologies and fundamental research, 2012. – CP-335-00001.
113. Череповский, А. В. Наземная сейсморазведка нового технологического уровня / А. В. Череповский. – 2-е изд., доп. – М. : Геомодель, 2017. – 252 с.
114. Чистов, П. И. Разработка теории и методики использования многоканальной фильтрации для метода отраженных волн : автореф. дис. ... канд. техн. наук : 01.04.12 / П. И. Чистов. – М., 1975. – 17 с.
115. Чичинин, И. С. Невзрывные сейсмические источники с широким частотным спектром. Часть 2. Дебалансные вибраторы или что надо сделать, чтобы невзрывные сейсморазведочные источники имели широкий частотный спектр / И. С. Чичинин, О. М. Сагайдачная // Приборы и системы разведочной геофизики. – 2013. – Т. 45, № 3. – С. 23–32.
116. Шлезингер, А. Е. Региональная сейсмостратиграфия / А. Е. Шлезингер. – М. : Науч. мир, 1998. – 144 с. – (Тр. ГИН РАН ; вып. 512).
117. Шнеерсон, М. Б. Наземная сейсморазведка с невзрывными источниками колебаний / М. Б. Шнеерсон, В. В. Майоров. – М. : Недра, 1980. – 205 с.
118. Яковлев, И. В. Почти все о сейсмической инверсии. Часть 2 / И. В. Яковлев, Ю. П. Ампилов, К. Е. Филиппова // Технологии сейсморазведки. – 2011. – № 1. – С. 5–15.
119. Archer, J. Obtaining low frequency data, onshore and in shallow water / J. Archer, L. Bell, M. Hall [и др.] // First Break. – 2012. – Vol. 30, № 1. – P. 79–87.
120. Thin-beds seismic modeling-beyond widess / F. Al-Otaibi, F. Hilterman // 69th EAGE Conference and Exhibition Incorporating SPE EUROPEC. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2007. – P. 110–115.
121. Anstey, N. A. Seismic exploration for sandstone reservoirs / N. A. Anstey. – Boston : IHRDC press, 1980. – 131 p.
122. Bacon, M. 3D Seismic interpretation / M. Bacon, R. Simm, T. Redshaw. – Cambridge University Press, 2007. – 224 p. (Примечание: место издания не указано – оставляем без)
123. Bagaini, C. Low-frequency Vibroseis data with maximum displacement sweeps / C. Bagaini // The Leading Edge. – 2008. – Vol. 27, Iss. 5. – P. 582–591.

124. Balch, A. H. Color sonograms: A new dimension in seismic data interpretation / A. H. Balch // *Geophysics*. – 1971. – Vol. 36, Issue 6. – P. 1074–1098.
125. Beaten, G. Improving S/N ratio for high frequencies / G. Beaten, H. van der Heijden // *The Leading Edge*. – 2008. – Vol. 27, Iss. 2. – P. 144–153.
126. Bhatt, A. Application of parallel neural networks in reservoir characterisation from well logs / A. Bhatt, H. B. Helle, B. Ursin. – DOI 10.3997/2214-4609.201406732 // *Conference Proceedings, EAGE/SEG Research Workshop on Reservoir Rocks*, 2001.
127. Bitrus, P. R. Defining the 3D geometry of thin shale units in the Sleipner reservoir using seismic attributes / P. R. Bitrus, D. Iacopini, C. E. Bond // *Marine and Petroleum Geology*. – 2016. – Vol. 78. – P. 405–425.
128. Bouayad, M. 3D seismic analogs construction from a shallow broadband seismic / M. Bouayad, F. Pivot, M. Lopez // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2020. – Vol. 195. – Art. 107754.
129. Boucard, D. Developments in vibrator control / D. Boucard, G. Ollivrin // *Geophysical Prospecting*. – 2010. – Vol. 58, Iss. 1. – P. 33–40.
130. Enhanced signal-to-noise ratio and bandwidth through explosive design / D. L. Bremner, G. A. Tite, P. Thompson [и др.] // *72nd SEG Meeting: Expanded Abstracts*. – Salt Lake City, 2002. – Vol. 21, Issue 1. – P. 64–66.
131. Campman, X. Sensor density or sensor sensitivity? / X. Campman, P. Behn, K. Faber // *The Leading Edge*. – 2016. – Vol. 35, Iss. 7. – P. 578–585.
132. Cannady, J. Artificial neural networks for misuse detection / J. Cannady // *National information systems security conference*. – Nova Southeastern University, Fort Lauderdale, 1998. – P. 443–456.
133. Caporal, M. Broadband seismic by means of dispersed source arrays / M. Caporal, G. Blacquière // *EAGE Workshop on Broadband Seismic*. – Oman, 2015. – P. 87–90.
134. Carcione, J. Seismic modeling / J. Carcione, G. C. Herman, A. P. ten Kroode // *Geophysics*. – 2002. – Vol. 67, № 4. – P. 1304–1325.
135. Seismic stratigraphic mapping of carbonate mounds using 3D texture attributes / A. Carrillat, T. Randen, L. Sonneland [и др.]. – DOI 10.3997/2214-4609-pdb.5.G041 // *64th EAGE Conference & Exhibition*. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2002.
136. Catuneanu, O. Principles of sequence stratigraphy / O. Catuneanu. – Amsterdam : Elsevier, 2006. – 375 p.
137. Castagna, J. P. Instantaneous spectral analysis: Detection of low-frequency shadows associated with hydrocarbons / J. P. Castagna, S. Sun, R. W. Siegfried // *The Leading Edge*. – 2003. – Vol. 22, Iss. 2. – P. 120–127.
138. Charles, I. P. Layer-thickness determination and stratigraphic interpretation using spectral inversion: Theory and application / I. P. Charles, J. P. Castagna // *Geophysics*. – 2008. – Vol. 73, № 2. – P. 37–48.
139. Chen, S. S. Atomic decomposition by basis pursuit / S. S. Chen, D. L. Donoho, M. A. Saunders // *SIAM Review*. – 2001. – Vol. 43, № 1. – P. 33–61.
140. Chopra, S. A. Geophysical seismic attributes – A historical perspective / S. A. Chopra, K. J. Marfurt // *Geophysics*. – 2005. – Vol. 70, Issue 5. – P. 3–28.
141. Chopra, S. A. Understanding the seismic disorder attribute and its applications / S. A. Chopra, K. J. Marfurt // *Leading Edge*. – 2016. – Vol. 35, Issue 8. – P. 695–702.

142. Chopra, S. A. Seismic resolution and thin-bed reflectivity inversion / S. A. Chopra, J. P. Castagna, O. Portniaguine // CSEG Recorder. – 2006. – Vol. 31, № 1. – P. 19–25.
143. Thin-bed reflectivity inversion and seismic interpretation / S. Chopra, J. Castagna, Y. Xu [и др.] // SEG Technical Program Expanded Abstracts. – Society of Exploration Geophysicists, 2007. – P. 1923–1927.
144. Rejuvenating understanding of structure and sand distribution in a difficult and declining North Sea Area / J. Dangerfield, J. Daniels, H. Sese [и др.] // 74th EAGE Conference. – Copenhagen, 2012. – P. 2077–2081.
145. Seismic geomorphology: Applications to hydrocarbon exploration and production / R. J. Davies, H. W. Posamentier, L. J. Wood [и др.]. – London, 2007. – 274 p. – (Geological Society Special Publication ; Vol. 277).
146. Can land broadband seismic be as good as marine broadband? / M. Denis, V. Brem, F. Pradalie [и др.] // The Leading Edge. – 2013. – Vol. 32, Iss. 11. – P. 1382–1388.
147. Dubrule, O. Achievements and challenges in petroleum geostatistics / O. Dubrule, E. Damsleth // Petroleum Geoscience. – 2001. – Vol. 7. – P. 1–7.
148. Dubrule, O. Geostatistics for seismic data integration in Earth models / O. Dubrule. – Society of Exploration Geophysicists/European Association of Geoscientists and Engineers, 2003. – 273 p.
149. Dubrule, O. Geostatistics in petroleum geology / O. Dubrule. – American Association of Petroleum Geologists, AAPG Continuing Education Course Notes Series, 1998. – Vol. 38. – 52 p.
150. Egan, M. Full deghosting of OBC data with over/under source acquisition / M. Egan, K. El-Kasseh, N. Moldoveanu // 77th SEG Meeting: Expanded Abstracts. – San Antonio, 2007. – Vol. 26, Issue 1. – P. 31–34.
151. The influence of spatial sampling on resolution / M. S. Egan, J. Seissiger, A. Salama [и др.] // CSEG Recorder. – 2010. – Vol. 35, № 3. – P. 29–36.
152. Ellis, D. V. Well logging for earth scientists / D. V. Ellis, J. M. Singer. – 2nd ed. – Springer, 2008. – 699 p.
153. Fertl, W. H. Shaly sand analysis in development wells / W. H. Fertl // SPWLA 16th Annual Logging Symposium. – Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts, 1975. – Paper A.
154. Firth, J. Experiencing the full bandwidth of energy from exploration to production with the art of BroadSeis / J. Firth, I. Horstad, M. Schakel // First Break. – 2014. – Vol. 32, Issue 6. – P. 89–97.
155. Ford, D. A. Using neural networks to predict lithology from well logs / D. A. Ford, M. C. Kelly // SEG Technical Program Expanded Abstracts. – San Antonio, 2001. – Vol. 20, Issue 1. – P. 666–667.
156. Fougerat, A. High-quality signal recording down to 0.001 Hz with standard MEMS accelerometers / A. Fougerat, L. Guérineau, N. Tellier // 88th SEG Annual Meeting: Expanded Abstracts. – Anaheim, 2018. – P. 196–200.
157. Improving the accuracy of seismic prediction of the effective thicknesses of the Ju2 formation of the Tyumen suite on the example of the fields of the Tortasinsky block (Russian) / E. F. Gaifulina, N. V. Nadezhnitsskaya, Yu. S. Kapustina [и др.] // OIJ. – 2021. – Vol. 2021. – P. 28–31.

158. Galikeev, T. Time-lapse seismic attributes and reservoir volumetric calculation / T. Galikeev, T. Davis // 67th Annual International Meeting, European Association of Geoscientists and Engineers (EAGE). – Madrid, 2005. – P. 617–620.
159. Gochioco, L. M. Tuning effect and interference reflections from thin beds and coal seams / L. M. Gochioco // *Geophysics*. – 1991. – Vol. 56. – P. 1288–1295.
160. Multicomponent (4C) towed-streamer design for high signal fidelity recording / N. Goujon, Ø. Teigen, K. Özdemir [и др.] // 82nd SEG Meeting: Expanded Abstracts. – Las Vegas, 2012. – P. 31–35.
161. Gubaidullina, J. V. Seismic facies analysis based on 3D seismic data on training field of the Republic of Tatarstan / J. V. Gubaidullina, B. V. Platov // 7th Scientific Exploration Conference – Tyumen 2021: Natural Resources Management as a Cross-Functional Process. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2021. – Vol. 2021. – P. 1–6.
162. Hamada, G. Artificial neural network (ANN) prediction of porosity and water saturation of shaly sandstone reservoirs / G. Hamada, A. Elsakka, N. Chaw // *Advances in Applied Science Research*. – 2018. – Vol. 9, № 2. – P. 26–31.
163. Hamada, G. M. Quality assurance lessens core, log data uncertainties / G. M. Hamada // *Oil & Gas Journal*. – 2006. – Vol. 104, Issue 37. – P. 41–46.
164. Hegna, S. An Acquisition System Using Complementary Components to Achieve Robust Broadband Seismic / S. Hegna, G. Parkes // 74th EAGE conference. – Copenhagen, 2012. – Expanded Abstract I01.
165. Helander, D. P. Fundamentals of formation evaluation / D. P. Helander. – OGCI Publication, 1983. – 332 p.
166. Hettiarachchi, P. The extrapolation of artificial neural networks for the modeling of rainfall-runoff relationships / P. Hettiarachchi, M. J. Hall, A. W. Minns // *Journal of Hydroinformatics*. – 2005. – Vol. 7, Issue 4. – P. 291–296.
167. Over/under a technology for illuminating deep objectives / D. I. Hill, J. Bacon, T. Brice [и др.] // 69th EAGE Conference. – London, 2007. – P. 2781–2786.
168. Hornik, K. Multilayer feed-forward network are universal approximations / K. Hornik, M. Stinchcombe, H. White // *Neural Networks*. – 1989. – Vol. 2, Issue 5. – P. 359–366.
169. Estimation of the rupture velocity and fault length of the 2004 Sumatra-Andaman earthquake using a dense broadband seismic array in Taiwan / B.-S. Huang, Y.-L. Huang, P.-L. Leu [и др.] // *Journal of Asian Earth Sciences*. – 2011. – Vol. 40, Issue 3. – P. 762–769.
170. Huang, W. Net thickness prediction for sand-shale interbedded reservoirs using 90° – phase seismic traces / W. Huang, F. Yao, H. Li // SEG Technical Program Expanded Abstracts. – Society of Exploration Geophysicists, 2009. – P. 1895–1899.
171. Shallow crustal velocities and volcanism suggested from ambient noise studies using a dense broadband seismic network in the Tatun Volcano Group of Taiwan / Y.-C. Huang, C.-H. Lin, T. Kagiya // *Journal of Volcanology and Geothermal Research*. – 2017. – Vol. 341. – P. 6–20.
172. Kadyrov, R. Paleotectonic Analysis of the Sedimentary Cover along the Seismic Profile «Tatseis» on the Territory of the Republic of Tatarstan, Russia / R. Kadyrov, B. Platov // *Advances in Devonian, Carboniferous and Permian Research: Stratigraphy, Environments, Climate and Resources*. – Italy : Filodiritto Publisher, 2018. – P. 350–355.
173. Kallweit, R. S. The limits of resolution of zero-phase wavelets / R. S. Kallweit, L. C. Wood // *Geophysics*. – 1982. – Vol. 47. – P. 1035–1046.

174. Structuring an integrative approach for field development planning using artificial intelligence and its application to an offshore oilfield / S. P. Ketineni, T. Ertekin, K. Anbarci [и др.] // *Proceedings – SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – 2015. – Vol. 2015. – P. 2040–2060.
175. Seismostratigraphic analysis of a carbonate section located in the territory of the South-Tatarian Arch / G. S. Khamidullina, B. V. Platov, A. Caramov [и др.] // *Sedimentary Earth Systems: Stratigraphy, Geochronology, Petroleum Resources: Kazan Golovkinsky Stratigraphic Meeting 2019*. – Bologna : Filodiritto Publisher, 2019. – P. 119–123.
176. Seismostratigraphy of the oil-bearing carbonate platform succession of the Volga-Ural basin (East European Platform, South Tatar Arch) / G. S. Khamidullina, B. V. Platov, A. Caramov [и др.] // *Late Paleozoic Sedimentary Earth Systems: Stratigraphy, Geochronology, Petroleum Resources: Fifth All-Russian Conference «Upper Paleozoic of Russia»: Abstract Volume Kazan Golovkinsky Stratigraphic Meeting 2019*. – Kazan, 2019a. – P. 122–123.
177. Full-azimuth ocean bottom seismic for imaging beneath complex overburden at Johan Sverdrup / B. King, S. Winterstø, J. Nilssen [и др.] // *78th EAGE Conference*. – Vienna, 2016. – Expanded Abstract Tu LHR5 04.
178. Benefits of broadband seismic data for reservoir characterization – Santos basin, Brasil / E. Kneller, A. Ferrer, J. Langlois [и др.] // *EAGE workshop on Broadband Seismic*. – Abu Dhabi, 2015. – P. 56–61.
179. Kobrunov, A. Hybrid combination genetic algorithm and controlled gradient method to train a neural network / A. Kobrunov, I. Priezzhev // *Geophysics*. – 2016. – Vol. 81, № 4. – P. 35–43.
180. Kohavi, R. A. Study of cross-validation and bootstrap for accuracy estimation and model selection / R. A. Kohavi // *Proceedings of the 14th International Joint Conference on Artificial Intelligence*. – Montreal, 1995. – Vol. 2. – P. 1137–1145.
181. Kohli, A. Application of artificial neural networks for well logs / A. Kohli, P. Arora // *International Petroleum Technology Conference (IPTC 2014)*. – Society of Petroleum Engineers, 2014. – Vol. 3. – P. 2276–2283.
182. Latimer, R. B. An interpreter's guide to understanding and working with seismic-derived acoustic impedance data / R. B. Latimer, R. Davidson, P. van Riel // *The Leading Edge*. – 2000. – Vol. 19, № 3. – P. 242–256.
183. Lavergne, M. Pseudo-diagraphies de Vitesse en offshore profonde / M. Lavergne // *Geophysical Prospecting*. – 1975. – Vol. 23, № 4. – P. 695–711.
184. Fusing multiple frequency-decomposed seismic attributes with machine learning for thickness prediction and sedimentary facies interpretation in fluvial reservoirs / W. Li, D. Yue, W. Wang [и др.] // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. – 2019. – Vol. 177. – P. 1087–1102.
185. Lindseth, R. O. Seislog process uses seismic reflection traces / R. O. Lindseth // *Oil & Gas Journal*. – 1976. – Vol. 74, № 43. – P. 67–71.
186. SPICE: A new general seismic attribute / C. Liner, C.-F. Li, A. Gersztenkorn [и др.] // *72nd Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, 2004*. – P. 433–436.
187. Lisovskaya, E. A. Application of neural network technology to calculate well logging porosity on the example of UK2-7 formations in the Yelizarovsky deflection (Western Siberia) / E. A. Lisovskaya, B. V. Platov // *Topical Issues of Rational Use of Natural Resources*. – 2021. – Vol. 266. – P. 50–57.

188. Liu, Haojie. Improving reservoir thickness prediction using seismic attributes and attributes fusion / Haojie Liu, Xinhua Lei, Chuanlong Mao [и др.] // *Acta Geophysica*. – 2014. – Vol. 62, Issue 3. – P. 544–563.
189. Lodwick, B. Waveform classification as a pseudo for reservoir thickness / B. Lodwick, L. Grant-Woolley. – DOI 10.1071/ASEG2016ab303 // *ASEG Extended Abstracts*. – 2016. – Vol. 1. – P. 1–4.
190. Lyubushin, A. A. Microseismic noise in the low frequency range (periods of 1–300 min): Properties and possible prognostic features / A. A. Lyubushin // *Izvestiya, Physics of the Solid Earth*. – 2008. – Vol. 44, № 4. – P. 275–290.
191. Land seismic low frequencies: Acquisition, processing and full wave inversion of 1.5–86 Hz / S. Mahrooqi, S. Rawahi, S. Yarubi [и др.] // 82nd SEG Annual Meeting. – Las Vegas, 2012. – P. 3978–3982.
192. Marfurt, K. J. Narrow-band spectral analysis and thin-bed tuning / K. J. Marfurt, R. L. Kirlin // *Geophysics*. – 2001. – Vol. 66, № 4. – P. 1274–1283.
193. Maslennikova, Y. Permeability prediction using hybrid neural network modeling / Y. Maslennikova // *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. – New Orleans, 2013. – Paper № SPE-167640-STU.
194. Matheron, G. Principles of geostatistics / G. Matheron // *Economic Geology*. – 1963. – Vol. 58. – P. 1246–1266.
195. McCulloch, W. A logical calculus of the ideas immanent in nervous activity / W. McCulloch, W. Pitts // *Bulletin of Mathematical Biophysics*. – 1943. – Vol. 5. – P. 115–133.
196. Identifying faults and gas chimneys using multiattributes and neural networks / P. Meldahl, R. Heggland, B. Bril [и др.] // *The Leading Edge*. – 2001. – Vol. 20, Issue 5. – P. 474–482.
197. A new multisensor solid streamer / G. Mellier, M. Maples, J. Hepp [и др.] // *SEG meeting: Expanded Abstract*. – Denver, 2014. – Vol. 33. – P. 228–232.
198. Moseley, B. Post-stack 1-D based broadband processing – A simple and efficient method for removing the ghost / B. Moseley // 77th EAGE Conference. – Madrid, 2015. – P. 3847–3851.
199. Mougnot, D. Marine, seabed, and land seismic equipment for broadband acquisition: A review / D. Mougnot // *Geophysical Prospecting*. – 2018. – Vol. 66, № 5. – P. 922–933.
200. Nagaraju, K. Micro-seismicity and seismotectonic study in Western Himalaya-Ladakh-Karakoram using local broadband seismic data / K. Nagaraju, S. Gupta, K. S. Prakasam // *Tectonophysics*. – 2018. – Vol. 726, № 1. – P. 100–109.
201. Nakutnyy, P. Analysis of waterflooding through application of neural networks / P. Nakutnyy, K. Asghari, A. Torn // *Petroleum Society of Canada Conference*. – Calgary, 2008. – Paper № PETSOC-2008-190.
202. Naseer, M. T. Seismic attributes and quantitative stratigraphic simulation's application for imaging thin-bedded incised valley stratigraphic traps of Cretaceous sedimentary fairway, Pakistan / M. T. Naseer // *Marine and Petroleum Geology*. – 2021. – Vol. 134, № 7. – Art. 105336.
203. Neff, D. B. Multi-attribute seismic waveform classification / D. B. Neff, S. A. Runnestrand, E. L. Butler. – USA Patent № 6223126, 2001.
204. Neidell, N. S. Stratigraphic modeling and interpretation – Geophysical principles and techniques: Section 3. Stratigraphic models from seismic data / N. S. Neidell, E. Poggiagliolmi // *Seismic Stratigraphy Applications to Hydrocarbon Exploration*. – Tulsa, 1977. – P. 389–416. – (AAPG Memoir ; Vol. 26).

205. Nyquist, H. Certain topics in telegraph transmission theory / H. Nyquist // *AIEE Transactions*. – 1928. – Vol. 47. – P. 617–644.
206. O'Doherty, R. F. Reflections on amplitudes / R. F. O'Doherty, N. A. Anstey // *Geophysical Prospecting*. – 1971. – Vol. 19. – P. 430–458.
207. Using seismic attributes to estimate net thickness in «pinch-out» areas: Marlim deep water turbidite oilfield, Campos Basin / R. M. Oliveira, N. M. S. Ribeiro Jr, P. R. S. Johann [и др.] // *SPE-94913*. – 2005.
208. Ortiz, V. Evaluation of thickness estimation techniques in seismically thin beds / V. Ortiz, R. Abarca-del-Río, A. Belmonte-Pool [и др.] // *Obras y Proyectos*. – 2020. – № 28. – P. 6–11.
209. Oterdoom, W. H. Petrological and tectonostratigraphic evidence for a mid-Ordovician rift pulse on the Arabian Peninsula / W. H. Oterdoom, M. A. Worthing, M. Partington // *GeoArabia*. – 1999. – Vol. 4, № 4. – P. 467–500.
210. Panesso, R. Reserves re-estimation using SCAL to validate SW model from neural net processed oil logs. La Ceibita Field, Eastern Venezuela: Case study / R. Panesso, A. Quaglia. – Текст : электронный // *SCA Annual Symposium*. – Norway, 2002. – Paper № 47. – URL: <https://www.ux.uis.no/~s-skj/ipt/Proceedings/SCA.1987-2004/1-SCA2002-47.pdf> (дата обращения: 04.08.2021).
211. Pavlis, G. L. Three-dimensional wavefield imaging of broadband seismic array data / G. L. Pavlis // *Computers & Geosciences*. – 2011. – Vol. 37, № 8. – P. 1054–1066.
212. Picou, C. La coupe sismique vectorielle: Un pointé semi-automatique / C. Picou, R. Utzmann // *Geophysical Prospecting*. – 1962. – Vol. 4. – P. 497–516.
213. Platov, B. Seismic facies analysis of the Carboniferous reservoir: Case study from Tatarstan, Russia / B. Platov, R. Safina, R. Zinjukov // *International Multidisciplinary Scientific GeoConference (SGEM 2018)*. – Bulgaria, 2018. – Vol. 18, № 1.4. – P. 775–780.
214. Platov, B. The example of neural net algorithm applying for seismic facies analysis: Case from the Republic of Tatarstan / B. Platov, N. Kozhevnikova, M. Shipaeva // *19th International Multidisciplinary Scientific GeoConference (SGEM 2019)*. – Bulgaria, 2019. – Vol. 19, № 1.1. – P. 593–600.
215. Platov, B. The study of the structural features of the sedimentary cover of the Republic of Tatarstan by the interpretation of the regional seismic profile «TATSEIS» / B. Platov, S. Usmanov, T. Eliva // *International Multidisciplinary Scientific GeoConference (SGEM 2017)*. – Vienna, 2017. – Vol. 17, № 15. – P. 591–598.
216. Platov, B. The use of seismic attributes to identify Visean erosion paleo-channels in the territory of the Republic of Tatarstan / B. Platov, A. Stepanov // *Advances in Devonian, Carboniferous and Permian Research: Stratigraphy, Environments, Climate and Resources*. – 2018. – Vol. 1. – P. 417–423.
217. Portniaguine, O. Spectral inversion: Lessons from modeling and Boonesville case study / O. Portniaguine, J. P. Castagna // *75th SEG Meeting*. – Society of Exploration Geophysicists, 2005. – P. 1638–1641.
218. Posamentier, H. W. Seismic geomorphology: Imaging elements of depositional systems from shelf to deep basin using 3D seismic data / H. W. Posamentier // *Geological Society, London, Memoirs*. – 2004. – Vol. 29. – P. 11–24.
219. Postel, J. J. P. Land broadband acquisition: Where do we stand on the receiver side? / J. J. P. Postel // *EAGE Workshop on Broadband Seismic*. – Abu Dhabi, 2015. – P. 18–21.

220. Powell, M. J. D. Restart procedures for the conjugate gradient method / M. J. D. Powell // *Mathematical Programming*. – 1977. – Vol. 12, № 1. – P. 241–254.
221. Prakash, A. Broadband processing of conventional 3D seismic survey for better reservoir characterization of gas hydrate deposits in KG Basin, India: A case study / A. Prakash, A. Kumar, C. Rana // *XIII Biennial International Conference and Exhibition*. – 2019. – P. 1–8.
222. Priezzhev, I. New age: Kolmogorov full functional neural network usage for nonlinear predictive seismic inversion / I. Priezzhev // *EAGE Saint Petersburg 2020*. – 2020. – P. 47.
223. Priezzhev, I. Non-linear multi-trace seismic inversion using neural network and genetic algorithm – genetic inversion / I. Priezzhev, L. Shmaryan, G. Bejarano // *EAGE Annual Meeting. Extended Abstracts*. – St. Petersburg, 2008.
224. Quigley, J. A comparison of seismic explosives – a case history / J. Quigley, P. Thompson // *74th SEG Meeting*. – Denver, 2004. – Vol. 23, № 1. – P. 25–28.
225. Three-dimensional texture attributes for seismic data analysis / T. Randen, E. Monsen, E. Signer [и др.] // *SEG Annual Meeting*. – Society of Exploration Geophysicists, 2000. – P. 1393–1396.
226. Rawlinson, N. Seismic tomography: A window into deep earth / N. Rawlinson, S. Pozgay, S. Fishwick // *Physics of the Earth and Planetary Interiors*. – 2010. – Vol. 178, № 3-4. – P. 101–135.
227. Retailleau, M. Processing land broadband data challenges that Oman surveys present and how they are addressed / M. Retailleau, R. El Asrag, J. Shorter // *EAGE/SPG Workshop on Broadband Seismic*. – Mumbai, 2015. – P. 25–27.
228. Very low frequency seismic source / D. Reust, O. Johnston, J. Giles [и др.] // *85th SEG Annual Meeting*. – New Orleans, 2015. – P. 221–225.
229. Richards, P. G. The apparent attenuation of a scattering medium / P. G. Richards, W. Menke // *Bulletin of the Seismological Society of America*. – 1983. – Vol. 73, № 4. – P. 1005–1021.
230. Ricker, N. The Form and Laws of Propagation of Seismic Wavelets / N. Ricker // *Geophysics*. – 1953. – Vol. 18, № 1. – P. 10–40.
231. Riedmiller, M. A direct method for faster backpropagation learning: The RPROP algorithm / M. Riedmiller, H. A. Braun // *Proceedings of the IEEE International Conference on Neural Networks*. – San Francisco, 1993. – P. 586–591.
232. Robertson, J. D. Complex Seismic Trace Analysis of Thin Beds / J. D. Robertson, H. H. Nogami // *Geophysics*. – 1984. – Vol. 49, № 4. – P. 344–352.
233. Multiattribute seismic analysis / B. Russell, D. Hampson, J. Schuelke [и др.] // *The Leading Edge*. – 1997. – Vol. 16, № 10. – P. 1439–1443.
234. Synchronized multi-level source and variable-depth streamer – a combined ghost-free solution for broadband marine data / R. Sablon, T. Payen, D. Hardouin [и др.] // *75th EAGE Conference*. – London, 2013. – P. 1099–1103.
235. An integrated petrophysical-based wedge modeling and thin bed AVO analysis for improved reservoir characterization of Zhujiang Formation, Huizhou Sub-Basin, China: A case study / W. Saeed, H. Zhang, Q. Guo [и др.] // *Open Geosciences*. – 2020. – Vol. 12, № 1. – P. 256–274.
236. Sato, H. Seismic wave propagation and scattering in the heterogeneous Earth / H. Sato, M. C. Fehler. – New York : Springer-Verlag, 1998. – 308 p.
237. Schoenberg, I. J. Contributions to the problem of approximation of equidistant data by analytic functions: Part A. On the problem of smoothing or graduation. A first class of analytic approximation formulae; Part B. On the problem of osculatory interpolation. A second class of

- analytic approximation formulae / I. J. Schoenberg // *Quarterly of Applied Mathematics*. – 1946. – Vol. 4. – P. 45–99, 112–141.
238. Seismic stratigraphy – applications to hydrocarbon exploration / ed. C. E. Payton. – Tulsa, Okla : American Association of Petroleum Geologists, 1977. – 516 p.
239. Sheriff, R. E. *Encyclopedic dictionary of applied geophysics* / R. E. Sheriff. – 2nd ed. – SEG, 1984. – 323 p. – (Geophysical References Series ; № 13). (Примечание: последующие издания можно не указывать, либо оформить как отдельные записи)
240. Prediction of thin bed reservoirs below 1/4 wavelength tuning thickness using full bandwidth inverted seismic impedance / M. L. Shoemaker, J. B. Robinson, P. N. Trumbly [и др.]. – DOI 10.2523/IPTC-11359-MS // *International Petroleum Technology Conference (IPTC) 2007*. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2007.
241. Simpson, S. Moveout averaging experiments / S. Simpson, D. Fink, S. Treitel // *Geophysics*. – 1967. – Vol. 32, № 3. – P. 494–498.
242. 3D model-based Bayesian classification / L. Sonneland, P. Tennebo, T. Gehrman [и др.] // 56th EAEG Meeting. – European Association of Geoscientists & Engineers, 1994. – P. 510–511.
243. Stone, M. Cross-validatory choice and assessment of statistical predictions / M. Stone // *Journal of the Royal Statistical Society B (Methodological)*. – 1974. – Vol. 36, № 2. – P. 111–147.
244. Thin-bed thickness calculation formula and its approximation using peak frequency / L. Sun, X. Zheng, J. Li [и др.] // *Applied Geophysics*. – 2009. – Vol. 6, № 3. – P. 234–245.
245. Taner, M. T. Application of amplitude, frequency, and other attributes to stratigraphic and hydrocarbon determination / M. T. Taner, R. E. Sheriff // *Applications to hydrocarbon exploration* / ed. C. E. Payton. – American Association of Petroleum Geologists, 1977. – Vol. 26. – P. 301–327.
246. Taner, M. T. Complex seismic trace analysis / M. T. Taner, F. Koehler, R. E. Sheriff // *Geophysics*. – 1979. – Vol. 44, № 6. – P. 1041–1063.
247. Seismic attributes revisited / M. T. Taner, J. S. Schuelke, R. O'Doherty [и др.] // 64th Annual International Meeting. – Society of Exploration Geophysicists, 1994. – P. 1104–1106.
248. Taylor, H. L. Deconvolution with the l1 norm / H. L. Taylor, S. C. Banks, J. F. McCoy // *Geophysics*. – 1979. – № 44. – P. 39–52.
249. Tellier, N. Higher vibrator hydraulic force for improved high frequency generation / N. Tellier, G. Ollivrin, G. Caradec // 77th EAGE Conference and Exhibition. – Madrid, 2015. – P. 346–350.
250. Tellier, N. Low-frequency Vibroseis: current achievements and the road ahead? / N. Tellier, G. Ollivrin // *First Break*. – 2019. – Vol. 37, № 1. – P. 49–54.
251. Tellier, N. Vibroseis equipment for efficient low-frequency generation and high-productivity operations / N. Tellier, G. Ollivrin, D. Boucard // *First Break*. – 2015. – Vol. 33, № 1. – P. 73–83.
252. Tenghamm, R. Geostreamer – increasing the signal-to-noise ratio using a dual-sensor towed streamer / R. Tenghamm, P. E. Dhelie // *First Break*. – 2009. – Vol. 27, № 10. – P. 45–51.
253. Thachaparambil, M. V. Discrete 3D fracture network extraction and characterization from 3D seismic data – A case study at Teapot Dome / M. V. Thachaparambil // *Interpretation*. – 2015. – Vol. 3, № 3. – P. ST29–ST41.
254. Tikhonov, A. N. *Solutions of ill-posed problems* / A. N. Tikhonov, V. Y. Arsenin. – Washington D.C. : V. H. Winston and Sons, 1977. – 258 p.
255. Modelling seismic wave propagation for geophysical imaging / J. Virieux, V. Etienne, V. Cruz-Atienza [и др.] // *Seismic Waves: Research and Analysis*. – 2012. – Vol. 13. – P. 253–304.

256. Shiri, Y. Gardner's relationship and regression analysis for prediction of p-wave velocity; case study, fractured dolomitic limestone reservoir, Farour / Y. Shiri, A. Moradzadeh, A. Shiri [и др.] // *Petroleum Science and Technology*. – 2013. – Vol. 31, Issue 16. – P. 1681–1686.
257. Soubaras, R. Variable-depth streamer – a broadband marine solution / R. Soubaras, R. Dowle // *First Break*. – 2010. – Vol. 28, № 12. – P. 89–96.
258. Wallick, B. P. Interpretation of full-azimuth broadband land data from Saudi Arabia and implications for improved inversion, reservoir characterization, and exploration / B. P. Wallick, L. Girolodi // *Interpretation*. – 2013. – Vol. 1, № 2. – P. T167–T176.
259. Premigration deghosting for marine streamer data using a bootstrap approach in Tau-P Domain / P. Wang, S. R. Suryadeep, C. Peng [и др.] // *75th EAGE Conference*. – London, 2013. – P. 4221–4225.
260. Wang, Y. Inverse Q-filter for seismic resolution enhancement / Y. Wang // *Geophysics*. – 2006. – Vol. 71, № 3. – P. V51–V60.
261. A method for restoring sedimentary sequence original structural profiles: A case study of Miocene strata from the northern continental slope of the South China Sea / Y. Y. Wang [и др.] // *Marine and Petroleum Geology*. – 2019. – Vol. 103. – P. 294–305. (Примечание: при 4+ авторах запись под заглавием)
262. Thickness prediction for high-resolution stratigraphic interpretation by fusing seismic attributes of target and neighboring zones with an SVR algorithm / Wei Li, D. Yuea, S. Wua [и др.] // *Marine and Petroleum Geology*. – 2020. – Vol. 113. – P. 1–14.
263. Wei, Z. Vibroseis controllers – Are your low frequency sweeps in phase? / Z. Wei // *88th SEG Annual Meeting*. – Anaheim, 2018. – P. 211–215.
264. Low-frequency sparse double-constrained broadband seismic impedance inversion / X. Wen, J. Yang, L. Li [и др.] // *Natural Gas Industry B*. – 2019. – Vol. 6, № 6. – P. 556–563.
265. Widess, M. B. How thin is a thin bed? / M. B. Widess // *Geophysics*. – 1973. – Vol. 38, № 6. – P. 1176–1180.
266. Widess, M. B. Quantifying resolving power of seismic systems / M. B. Widess // *Geophysics*. – 1982. – Vol. 47, № 8. – P. 1160–1173.
267. Quantitative interpretation of seismic facies – a case study, Oriente Basin Ecuador / A. Williamson, R. Walia, C. Xu [и др.] // *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. – Calgary: EnCana Corporation, 2003. – P. 342–345.
268. Prediction of sand thickness using seismic attributes based on BP-Neural Network / J. Wu, J. Yang, N. Nakagoshi [и др.] // *Advanced Materials Research*. – 2012. – Vol. 524–527. – P. 180–183.
269. Application of 3D fine seismic interpretation technique in Dawangzhuang Area, Bohai Bay Basin, Northeast China / S. Xia, Q. Li, X. Wang [и др.]. – DOI 10.1007/s12517-013-1225-6 // *Arabian Journal of Geosciences*. – 2015. – Vol. 8, Issue 1. – P. 87–97.
270. 3D prestack depth migration with compensation for frequency dependent absorption and dispersion / Y. Xie, K. Xin, J. Sun [и др.] // *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. – Society of Exploration Geophysicists, 2009. – P. 2919–2923.
271. Robust Q Tomographic Inversion Through Adaptive Extraction of Spectral Features / K. Xin, Y. He, Y. Xie [и др.] // *EAGE 2014*. – Amsterdam, 2014. – P. 3726–3730.
272. Development and application of single-point land piezoelectric sensor / S. Xinmin, L. Liping, G. Jian [и др.] // *SEG International Exposition and 86th Annual Meeting*. – Dallas, 2016. – Vol. 35. – P. 270–274.

273. Xu, G. Seismic facies analysis: Past, present and future / G. Xu, B. U. Haq // *Earth-Science Reviews*. – 2022. – Vol. 224, № 37. – Art. 103876.
274. Yanchak, D. Egypt West Kalabsha 3D broadband ultra high density seismic survey / D. Yanchak, D. Monk, J. Versfelt // 88th SEG Annual Meeting. – Anaheim, 2018. – P. 4080–4084.
275. Thin-bed reflectivity inversion based on matching pursuit / H. Yang, X. Ziaodong, S. Mufang [и др.] // SEG Annual Meeting. – San Antonio, Texas, 2011. – P. 2586–2590.
276. Zahraa, A. Seismic waveform classification of reservoir properties using geological facies through neural network / A. Zahraa, D. Ghosh // 4th International Conference on Integrated Petroleum Engineering and Geosciences (ICIPEG). – Kuala Lumpur, Malaysia, 2017. – P. 525–535.
277. Zeng, H. How thin is a thin bed? An alternative perspective / H. Zeng // *The Leading Edge*. – 2009. – Vol. 28. – P. 1192–1197.
278. Zhang, R. Seismic sparse-layer reflectivity inversion using basis pursuit decomposition / R. Zhang, J. Castagna // *Geophysics*. – 2011. – Vol. 76, № 6. – P. R147–R158.
279. Unlocking the full potential of broadband data with advanced processing technology: A case study from NWS Australia / J. Zhou, P. Chia, J. Li [и др.] // 77th EAGE Conference and Exhibition. – Madrid, 2015. – P. 1–5.