На правах рукописи

Пракойо Феликс Санто

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ФАЦИЙ СЕДИМЕНТАЦИИ И ЭПИГЕНЕЗА ЮРСКО-МЕЛОВЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ КОМПЛЕКСОВ ЮГО-ВОСТОКА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИМ ДАННЫМ

25.00.16 – Горнопромышленная и нефтегазопромысловая геология, геофизика, маркшейдерское дело и геометрия недр

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Томск
2015

Диссертация выполнена в Федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Национальный исследовательский Томский политехнический университет»

Научный руководитель: **Исаев Валерий Иванович**,
доктор геолого-минералогических наук, профессор

Официальные оппоненты: **Берзин Анатолий Георгиевич**,
доктор геолого-минералогических наук, профессор,
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования
«Северо-Восточный федеральный университет им. М.К. Аммосова»,
профессор кафедры геофизических методов поисков и разведки месторождений полезных ископаемых (г. Якутск)
Мельник Игорь Анатольевич,
доктор геолого-минералогических наук,
АО Томский филиал «Сибирский научно-исследовательский институт геологии, геофизики и минерального сырья»,
заведующий лабораторией интерпретации материалов геофизических исследований скважин (г. Томск)

Ведущая организация: **Федеральное государственное бюджетное учреждение науки «Институт тектоники и геофизики им. Ю.А. Косыгина ДВО РАН»** (г. Хабаровск)

Защита диссертации состоится **«17» декабря 2015 г.** в 15-00 на заседании диссертационного совета Д 212.269.12 при ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» по адресу: 634050, г. Томск, пр. Ленина, 30 (корпус 20, ауд. 504).

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» по адресу: 634050, г. Томск, ул. Белинского, 53 и на сайте http://portal.tpu.ru/council/2802/worklist

Автореферат разослан «____» октября 2015 г.

Ученый секретарь диссертационного совета
Д 212.269.12, д. г.-м. н., профессор А.А. Поцелуев

1 ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы. Как в России, так и за рубежом разрабатывается *проблема типизация фаций осадконакопления*, литогенетических типов пород, типов седиментационных структур и методик литолого-фациального анализа. Это работы известных ученых и специалистов В.Б. Белозерова, А.Г. Берзина, Л.Н. Ботвинкиной, Н.Б. Вассоевича, А.В. Ежовой, Ю.М. Карогодина, Г.Л. Кирилловой, А.Э. Конторовича, В.А. Конторовича, Г.Ф. Крашенинникова, Л.С. Маргулиса, И.А. Мельника, В.С. Муромцева, И.И. Нестерова, Т.Г. Перевертайло, Е.П. Развозжаевой, Х.Г. Рединга, Л.Б. Рухина, О.С. Черновой, О.В. Япаскурта, Р. Шериффа и Л. Гелдарта, R.M. Slatt, R.G. Walker и многих других.

Основные разрабатываемые нефтегазоносные комплексы (НГК) Западной Сибири сосредоточены в верхнеюрских и меловых отложениях. Согласно результатам исследований А.Э. Конторовича и его коллег (2013, 2014), а также трудам других томских и новосибирских геологов и геофизиков, процессы трансгрессии-регрессии на юго-востоке Западной Сибири активно менялись в юрско-меловое время. Эти процессы влияли на формирование и фациальный состав песчаных тел в осадочных пластах.

Фациальный анализ важен при поисковых и разведочных работах, т.к. его результаты позволяют дать оценку характеристик резервуара. Наши исследования, направленные на разработку эффективной методики прогнозирования продуктивности терригенных пластов на основе комплексной типизация фаций, являются *актуальными.* Объектами экспериментальной апробации методики являются нефтеперспективные верхнеюрские и меловые отложения.

Степень разработанности темы. В основу проводимых геолого-геофизических исследований при фациальном анализе положено детальное изучение слоев и признаков седиментационных структур.

Палеогеографические условия формирования верхнеюрских отложений и циклитов меловых отложений исследуются на основе детального изучения керна, седиментационных структур, ихнологического и литолого-фационального анализов, а также электрометрических характеристик (В.Б. Белозеров, Т.Г. Перевертайло, О.С. Чернова и др.).

Данные сейсморазведки (сейсмические атрибуты) используются для анализа фаций и прогнозирования потенциальных зон скопления углеводородов (В.А. Конторович и др.). Эта методика широко распространена и имеет важное значение для разведочных работ.

В.С. Муромцев (1984) основал методику фациального анализа по кривым ПС. Фациальную интерпретацию кривых ПС для терригенных отложений континентальной, переходной и морской групп фаций выполнил В.Б. Белозеров (2011). Результаты новейших

фациальных исследований меловых отложений Томской области на основе инновационной интерпретации материалов комплекса ГИС опубликованы И.А. Мельником (2015).

Применение одного способа фациального анализа может привести к недостаточно достоверным и детальным результатам. Поэтому *перспективно интегрирование (комплексирование) геолого-геофизических способов фациального анализа.*

Целью работы является изучение и комплексная типизация фаций терригенных отложений для оценки их продуктивности.

В диссертационной работе решена следующая научная задача – усовершенствована методика оценки продуктивности юрско-меловых отложений юго-восточной части Западной Сибири на основе комплексного фациального анализа седиментационных структур, фильтрационно-емкостных свойства (ФЕС) и каротажей.

Решение задачи разделено на следующие этапы: 1) сбор и систематизация материалов по седиментационным структурам, ФЕС и каротажам терригенных коллекторов месторождений мира и Западной Сибири; 2) анализ и комплексная типизация фаций терригенных отложений по литологии, седиментационным структурам, характеристикам ФЕС и каротажам; 3) сбор и систематизация материалов по структурам пустотного пространства, ФЕС и каротажам вторичных коллекторов месторождений мира и Западной Сибири; 4) анализ и комплексная типизация «фаций» эпигенеза терригенных отложений по характеристикам текстурно-структурных изменений, по структуре пустотного пространства, по ФЕС и каротажам; 5) экспериментальная апробация комплексных моделей типовых фаций терригенных коллекторов на примере оценки продуктивности юрско-меловых пластов месторождений юго-востока Западной Сибири.

Научная новизна работы

1. Выполнена интегрированная типизация фаций терригенных пластов на основе анализа седиментационных структур, ФЕС и комплекса каротажей ПС, КС и ГК.
2. Выполнена интегрированная типизация «фаций» вторичных коллекторов на основе анализа текстурно-структурных изменений, структуры пустотного пространства, ФЕС и комплекса каротажей БК, ГК, ГГК, ННК и АК.
3. Построены прогнозные схемы распределения фаций 15-ти юрско-меловых нефтегазоносных пластов на площади Северного и Приграничного месторождений Томской области.

Теоретическая и практическая значимость работы

1. Разработаны методические основы комплексного фациального анализа юрско-меловых отложений юго-востока Западной Сибири по геолого-геофизическим данным.

2. Определены и продемонстрированы прогностические возможности комплексных моделей фаций терригенных отложений для оценки продуктивности пластов-коллекторов юго-востока Западной Сибири.

3. На основе комплекса литологических и каротажных данных выполнено прогнозирование продуктивности пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, $БВ_9$, $БВ_9^1$, $БВ_9^2$, $БВ_9^3$, $БВ_8$, $БВ_7$, $БВ_7^1$, $БВ_7^2$, $АВ_1$, $ПК_{18-20}$, $ПК_1$, ИП Северного и Приграничного нефтяных месторождений.

Методы исследования

1. Актуалистический подход к анализу процессов осадконакопления при типизации седиментационных структур.

2. Комплексный анализ седиментационных структур, вторичных текстурно-структурных изменений, структур пустотного пространства, ФЕС и каротажей при типизации фаций терригенных отложений и «фаций» вторичных коллекторов.

3. Экспериментальная проверка прогностических возможностей моделей типовых фаций на примере оценки продуктивности юрско-меловых пластов юго-востока Западной Сибири.

Положения, выносимые на защиту

1. Типовые модели фаций терригенных отложений по комплексу видов седиментационных структур и геофизическим характеристикам пластов для оценки продуктивности пластов на основе комплексного фациального анализа.

2. Диагностика «фаций» эпигенеза (типов вторичных коллекторов) на основе комплексного анализа постседиментационных текстурно-структурных изменений терригенных отложений и геофизических характеристик коллектора.

3. Прогностические возможности моделей фаций терригенных отложений для оценки продуктивности юрско-меловых пластов-коллекторов юго-востока Западной Сибири.

Характеристика исходных данных

Выполнен сбор и анализ материалов седиментационных структур, структур пустотного пространства, ФЕС, характеристик каротажей ПС, КС, БК, ГК, ННК и АК терригенных и вторичных коллекторов по 167-ми месторождениям мира и Западной Сибири. Использованы региональные палеогеографические схемы Западной Сибири А.Э. Конторовича (2013, 2014), модель (интерпретационная таблица) промыслово-геофизических характеристик терригенного пласта А.В. Ежовой (2007). Анализировались данные бурения, испытаний и ГИС 70-ти глубоких скважин Северного и Приграничного месторождений Томской области.

Степень достоверности результатов

1. Для 70-ти глубоких скважин, вскрывших верхнеюрские и меловые пласты на площади экспериментальной проверки прогностических возможностей комплексных моделей типовых фаций, уровень достоверности прогноза составил 92 %.

2. Сопоставление локального прогнозирования фаций для верхнеюрских и меловых пластов площади Северного и Приграничного месторождений с региональными палеогеографическими схемами юрского и мелового периодов Западной Сибири А.Э. Конторовича (2013, 2014) показало хорошую согласованность.

Апробация результатов исследования

Основные положения и результаты исследований докладывались на Международном семинаре «Вопросы теории и практики геологической интерпретации гравитационных, магнитных и электрических полей» им. Д.Г. Успенского (Москва, 2013), на Международном симпозиуме имени академика М.А. Усова (Томск, 2013, 2015), на Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов, посвященной 80-летию академика А.Э. Конторовича (Новосибирск, 2014), на Международной научно-практической конференции с элементами школы-семинара (Томск, 2014). Основные результаты диссертационной работы изложены в 8-и публикациях диссертанта, в том числе 3-и статьи в журналах перечня ВАК.

Личный вклад автора

Автор выполнил сбор и анализ материалов седиментационных структур, структур пустотного пространства, ФЕС и каротажей по месторождениям нефти и газа. Выполнил комплексную типизацию фаций терригенных и вторичных коллекторов. Выполнил экспериментальную проверку прогностических возможностей комплексных моделей и построил схемы распределения фаций 15-ти пластов Северного и Приграничного месторождений.

Структура и объем диссертации

Диссертация состоит из введения, 5 разделов, заключения. Общий объем 178 страниц, 45 иллюстраций и 12 таблиц. Список источников включает 181 наименование, 3 приложения.

Благодарности. Автор выражает глубокую благодарность научному руководителю д. г.-м. н. В.И. Исаеву. Автор признателен коллегам по совместным исследованиям Лобовой Г.А., Осиповой Е.Н., Устиновой В.Н., Старикову Н.Н., Амани Мангуа Марк, Власовой А.В., Кудряшовой Л.К. Автор благодарит профессора Л.Я. Ерофеева, директора ИПР А.Ю. Дмитриева, заведующего кафедрой геофизики Ю.В. Колмакова за поддержку работы в ТПУ. Автор благодарит генерального директора ОАО «Томскнефть» ВНК С.А. Анжигура за разрешение использовать фактические данные по месторождениям Томской области.

2 Модели фаций терригенных отложений

Мы пользуемся тремя основными системами фаций (Brown, Cleaves, Erxleben, 1973; Рединг, 1990): континентальная система (зона), включающая эоловую, речную и аллювиальную фации; прибрежно-морская система (зона), включающая озерную, дельтовую, лагунную и шельфовую фации; морская система (зона), включающая турбидитовую, оползневую и глубоководно-морскую фации.

Для каждой фации в диссертации дана краткая типовая характеристика литологии. Типы седиментационных структур, их фильтрационно-емкостные свойства в коллекторах анализировались и систематизировались по 90-а месторождениям с использованием актуалистического подхода. *Выделены 52-а типа седиментационных структур, которые определены как прогнозные индикаторы фаций.* При этом остается неопределенность, обусловленная возможностью присутствия структур одного типа в разных фациях. Фрагмент этой типизации представлен в табл. 2.1. Важнейшей характеристикой типа седиментационной структуры является размер «зерна» и их ассоциации. Тип фации, в свою очередь, определяет параметры ФЕС пластов (табл. 2.2).

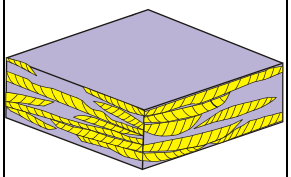
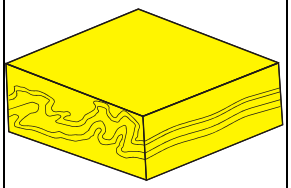
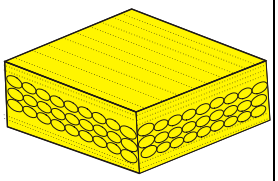
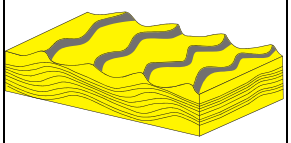
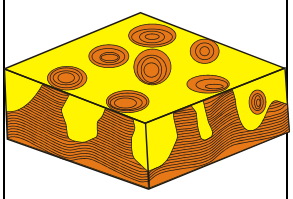
Для каждой фации седиментации определена модель каротажей ПС, КС и ГК (конфигурация, диапазон значений кривых), предназначенная для литолого-фациальной интерпретации геофизических данных (табл. 2.3). Каротажи ПС, ГК, КС позволяют выделить коллектор и, в ряде случаев, могут дать информацию, чтобы прогнозировать коллектор как определенную фацию.

Комплексный анализ типов фаций, их седиментационных структур и литологии, ФЕС и каротажных характеристик позволяет сделать следующие ***выводы:***

1. Тип седиментационной структуры терригенных отложений являются неоднозначным, но важным признаком для прогнозной идентификации фации и оценки продуктивности коллектора.
2. Модели каротажей методов ПС, ГК и КС фаций седиментации могут дать дополнительную информацию, чтобы определить фациальную принадлежность коллектора.
3. Анализ седиментационных структур без анализов каротажей недостаточен, чтобы уверенно идентифицировать фацию. Только анализ каротажей без изучения седиментационных структур тоже может привести к неоднозначному определению фации.
4. Комплексный (текстурно-структурный седиментационный и каротажный) фациальный анализ отложений повышает достоверность определения их фациальной принадлежности и оценки качества коллектора.

Таблица 2.1

Фрагмент сводной таблицы типов (моделей) седиментационных структур

Тип структуры	Тип фации	Размер зерна	Геометрическая схема (модель)	Примеры*
Линзовидная слоистость (Lenticular bedding)	Дельтовая, шельфовая, лагунная	Ил–мелкое зерно		Ordovician Reedsville shale, Pennsylvania.
Оползневая структура (Slump structure)	Оползневая, тектонический эффект	Глина–мелкое зерно		Al Athrun formation, northern Cyrenaica, Libya.
Галечниковый горизонт (Pebble bed)	Аллювиальная, речная	Гравий–галечник–очень грубое зерно		Budleigh salterton pebble beds, Wessex coast, England.
Восходящая рябь (Climbing ripples)	Озерная, турбидитовая	Тонко–мелкое зерно		Entrada formation, Utah.
Строматолитовая структура (Stromatolitic structure)	Глубоководно-морская	Ил–мелкое зерно		Tieling formation, East Beijing, China.

*- интернет-ресурсы

Таблица 2.2

Сводная характеристика седиментационных структур и ФЕС типовых фаций седиментации

Типы фаций		Возможные седиментационные структуры	Пористость (%)	Проницаемость (мД)
Континентальная	Эоловая	Фронтальный наклонный слой конуса выноса, диагональная слоистость, биотурбация, слоистость, дюны, биогенная структура	5–20	50–800
	Речная	Галечниковый горизонт, канал обломков, диагональная слоистость, холмистое косое наслоение, врезание и заполнение структуры, залегание, залегание знак ряби, канал и выемка	0–23	0,001–1000
	Аллювиальная	Галечниковый горизонт, канал обломков, шарово-подушечная структура, перекрытие внахлестку, следы выпахивания структур, залегание, залегание знак ряби	5–25	0,0001–1000
Прибрежно-морская	Озерная	Трещины усыхания, микротонкие слои, параллельная слоистость, восходящая рябь, плоский слоистый ил и глина, колонная структура.	3–15	1–50
	Дельтовая	Линзовидная слоистость, волнистая слоистость, флазерная слоистость, диагональная слоистость, шевронная диагональная слоистость, линейная рябь, плоская слоистость, фронтальный наклонный слой конуса выноса, следы выпахивания структур, биогенная структура	12–34	10–1500
	Лагунная	Тонкослойчатые текстуры и обилие биотурбаций, вызванных корнями растений, линзовидная, волнистая, шевронная диагональная слоистость	6–19	10–1500
	Шельфовая	Характерна линзовидная, флазерная и шевронная диагональная слоистость, геопетальные структуры	1–22	0,002–0,174
Морская	Турбидитовая	Нормальные седиментационные структуры и реверс пластов, илистый сортированный песок, конкреция, факельная структура, конволютная слоистость	10–25	1–2400
	Оползневая	Валунный песок и ил, оползневая структура	10–25	1–100
	Глубоководно-морская	Параллельная слоистость, биотурбация, микротонкие слои, карбонатный ил, куплет, шарово-подушечная структура, дропстон, холмистое косое наслоение, сжатие-разрыв структур, строматолитовая структура, биогенная структура	2–23	0,09–10

Таблица 2.3

Сводная характеристика каротажей ПС, КС и ГК типовых фаций седиментации

Типы фаций		Краткая характеристика каротажей
Континентальная	Эоловая	Значения кривых ПС, ГК от минимальных до средних, значения кривой КС – от минимальных до средних (25–43 Ом м).
	Речная	На кривых ПС, ГК значениями от минимальных до средних, значения кривой КС – средние значения сопротивления (11–12 Ом м).
	Аллювиальная	Значения кривых ПС, ГК от минимальных до средних, значения кривой КС – от минимальных до средних (25–43 Ом м).
Прибрежно-морская	Озерная	Характеризуется максимальными значениями ПС и ГК, значения кривой КС от 3 Ом м до более 40 Ом м.
	Дельтовая	Атрибуты кривых ПС и ГК – по большей части это минимальные значения и возможны, локально, максимальные значения. Характер кривой КС – от минимальных значений с последующим увеличением (от 3 до 40 Ом м).
	Лагунная	Характеризуется обычно максимальными значениями ПС и ГК, значения кривой КС уменьшается до 7 Ом м.
	Шельфовая	Значения ПС, ГК от минимальных до максимальных, значения кривой КС – от минимальных (5 Ом м) до высоких значений (более 100 Ом м).
Морская	Турбидитовая	Характерны следующие атрибуты кривых: ПС, ГК – практически минимальные значения и, локально, средние значения. Значения кривой КС – обычно минимальные (0,5–0,7 Ом м).
	Оползневая	Значения кривых ПС, ГК в подавляющих случаях максимальные, локально, со средними значениями. Значения кривой КС – от средних (10 Ом м) до высоких (100 Ом м).
	Глубоководно-морская	Параметры кривых ПС, ГК – в основном максимальные значения, локально, с минимальными значениями. Значения кривой КС – от минимальных (1 Ом м) до высоких значений (до 500 Ом м).

Приведенные выше выводы обосновывают 1-е защищаемое положение: «Типовые модели фаций терригенных отложений по комплексу видов седиментационных структур и геофизическим характеристикам пластов для оценки продуктивности пластов на основе комплексного фациального анализа».

3 Модели «фаций» эпигенеза терригенных отложений

В истории осадочной горной породы вначале проявляются процессы уплотнения осадков, а затем и пород, сопровождаемые местами процессами стилолитизации. Далее следуют вторичные процессы перекристализации, выщелачивания, трещиноватости, окремнения, ангидритизации, каолинизации, пиритизации, доломитизации, кальцитизации, карбонатизации, серицитизации, амфиболизации, серпентинизации, сульфатизации, соссюритизации, хлоритизации, пелитизации, альбитизации. *Анализ перечисленных эпигенетических изменений осадочных горных пород, влияющих на их ФЕС, позволил представить в диссертации схему 16-типов эпигенетических процессов, с примерами фотошлифов пород.* Фрагмент этой схемы представлен в таблице 3.1.

В диссертации условно выделены типы «фаций» коллекторов эпигенетических измененных осадочных горных пород, сформированных разными постседиментационными процессами. При этом учтено, что вторичные изменения осадочных пород отождествляются с «фациальными» (Логвиненко, Орлова, 1987). Такие изменения присущи отложениям, для которых по условиям седиментации и диагенеза вторичные минеральные и структурные ассоциации принадлежат к «запрещенным» (Япаскурт, 1999). Фации седиментации, рассмотренные во 2-м разделе автореферата, создают, как правило, поровый тип коллектора. *Мы условно выделили 9-ть типов «фаций» коллекторов эпигенетически измененных осадочных горных пород (табл. 3.2).*

В результате анализа информации эпигенетических процессов и каротажей сложно построенных коллекторов по 77-ми месторождениям сделаны следующие ***выводы:***

1. Выщелачивание и альбитизация это процессы, благоприятные для улучшения пористости и проницаемости осадочных горных пород, характерны следующим типам коллекторов: каверново-поровый, трещинный, порово-каверновый, порово-трещинный.
2. В группу коллекторов с улучшенной пористостью входят «фации» коллекторов следующих типов: поровый, каверновый, каверново-поровый. Для этой группы коллекторов характерны следующие эпигенетические процессы: перекристаллизация, выщелачивание и доломитизация.
3. В группу коллекторов с улучшенной проницаемостью входят «фации» коллекторов следующих типов: поровый, каверновый, порово-каверновый. Для этой группы коллекторов характерны следующие эпигенетические процессы: перекристаллизация, выщелачивание, доломитизация и карбонатизация.

Таблица 3.1

Фрагмент сводной схемы типов эпигенетических процессов и характера изменения ФЕС

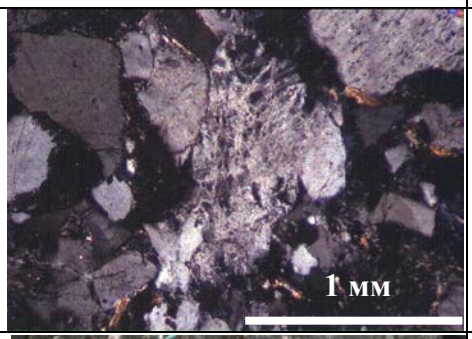
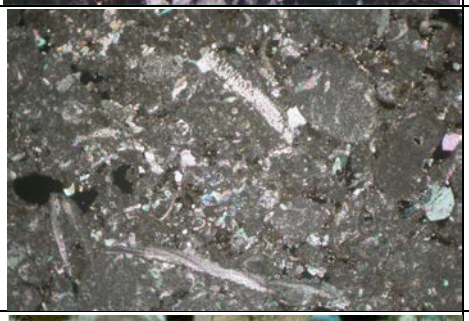
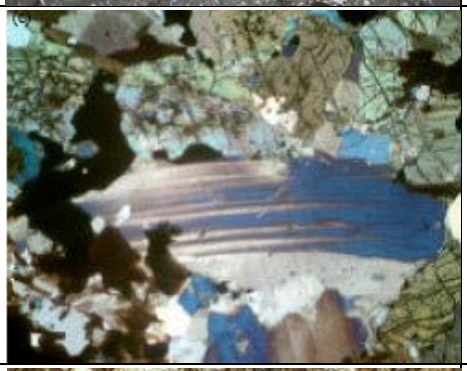
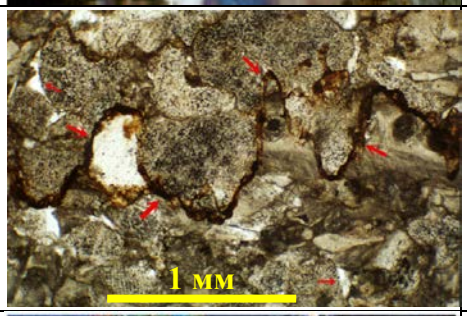
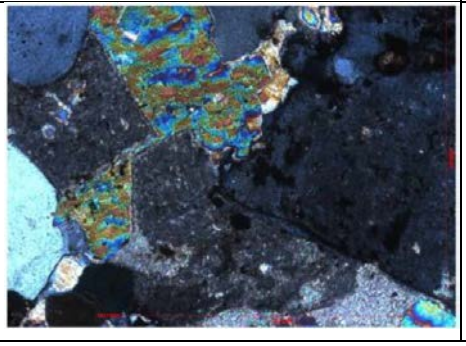
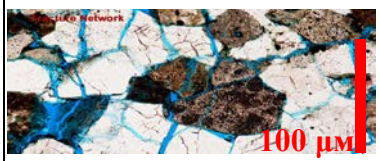
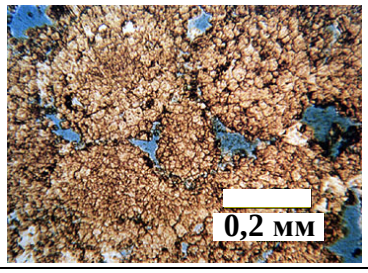
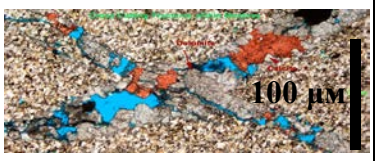
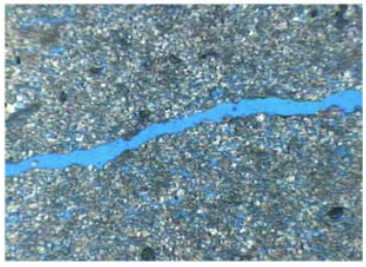
Тип процесса	Фотошлиф (интернет-ресурсы)	Изменение пористости. Общая характеристика пористости.	Изменение проницаемости. Общая характеристика проницаемости.
Альбитизация		Улучшение. Высокая пористость	Улучшение. Высокая проницаемость
Выщелачивание X20		Улучшение. Высокая пористость	Улучшение. Высокая проницаемость
Трещиноватость X40		Невелико влияние на развитие пористости. Низко-средняя пористость	Невелико влияние на развитие проницаемости. Низко-средняя проницаемость
Стилолитизация		Невелико влияние на развитие пористости. Низко-средняя пористость	Невелико влияние на развитие проницаемости. Низко-средняя проницаемость
Сульфатизация X100		Улучшение при условиях высокой трещиноватости. Низкая пористость	Улучшение при условиях высокой трещиноватости. Низкая проницаемость

Таблица 3.2

Фрагмент сводной характеристики типов «фаций» эпигенеза (вторичных коллекторов) осадочных пород

Тип коллектора (тип «фации»)	Фотошлиф (интернет-ресурсы)	Типы эпигенетических процессов	Характеристика пористости	Характеристика проницаемости
Трещинный		Выщелачивание, стилолитизация, трещиноватость, сульфатизация, пиритизация, карбонатизация, пелитизация, хлоритизация, альбитизация	Низко-средняя	Низко-средняя
Поровый		Перекристализация, пиритизация, кальцитизация, каолинизация, серицитизация	Высокая	Высокая
Каверново-поровый		Перекристаллизация, окремнение, ангидритизация, выщелачивание, стилолитизация	Высокая	Средне-высокая
Трещинно-поровый		Стилолитизация	Низко-средняя	Низко-средняя
Трещинно-каверновый		Перекристализация, окремнение, выщелачивание, стилолитизация, сульфатизация, карбонатизация, кальцитизация, доломитизация	Низко-средняя	Низко-средняя
Порово-трещинный X47		Выщелачивание, доломитизация	Низко-средняя	Низкая

4. Показания стандартных методов ГИС (кривые ДС, ГК и/или ПС) не информативны для выявления и изучения сложнопостроенных вторичных коллекторов.

5. Методами радиоактивного каротажа можно достаточно однозначно диагностировать «фацию» трещинного коллектора (автономный прибор радиоактивного каротажа (2ГК+3ННК)-А, ООО «Нефтегазгеофизика», 2008)

6. Весьма затруднена диагностика коллекторов «фаций» порово-трещинного, каверново-трещинного, каверново-порового типов. Необходимы сложные технологии ГИС, включающие временные замеры ННК.

7. «Фацию» порово-кавернового типа можно оперативно прогнозировать с помощью таких признаков: кривые БК – на увеличение, удельное сопротивление по нормированному ННК – несколько меньше данных БК, кривые ГГК – на уменьшение, кривые АК (интервальное время) – на увеличение.

8. Выявление и идентификация «фации» порово-трещинного типа возможны по методике радиоактивного каротажа (2ГК+3ННК)-А и по методике акустического каротажа (прибор 4АК-А, ООО «Нефтегазгеофизика», 2008).

9. Выявление и идентификация «фации» каверново-порового типа возможны по комплексной методике нормирования (ННК-Т-БК) и (ННК-Т-АК) (Некрасов, Костицын, Шумилов, 2010).

10. Маловероятно диагностировать «фацию» кавернового типа, т.к. результат анализа кривых каротажа этой «фации» очень похож на оценки «фации» каверново-трещинного типа.

11. Комплексный (эпигенетический и каротажный) «фациальный» анализ вторичных коллекторов повышает достоверность их диагностики и оценки качества.

Приведенные выше выводы обосновывают 2-е защищаемое положение: «Диагностика «фаций» эпигенеза (типов вторичных коллекторов) на основе комплексного анализа постседиментационных текстурно-структурных изменений терригенных отложений и геофизических характеристик коллектора».

4 Фациальный анализ и оценка продуктивности юрско-меловых пластов юго-востока Западной Сибири

Площадь исследования расположена в северной части Томской области и включает Северное и Приграничное нефтяные месторождения. Нефтегазоносными являются юрские отложения васюганской свиты, где присутствуют пласты: $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, а также группы пластов меловых отложений куломзинской свиты ($БВ_9^1$, $БВ_9^2$, $БВ_9^3$), тарской свиты ($БВ_7$, $БВ_7^1$, $БВ_7^2$), алымской свиты ($АВ_1$), покурской свиты ($ПК_{18-20}$), ипатовской свиты (ИП). В тектоническом плане площадь исследований находится в пределах Александровского свода (рис. 4.1).

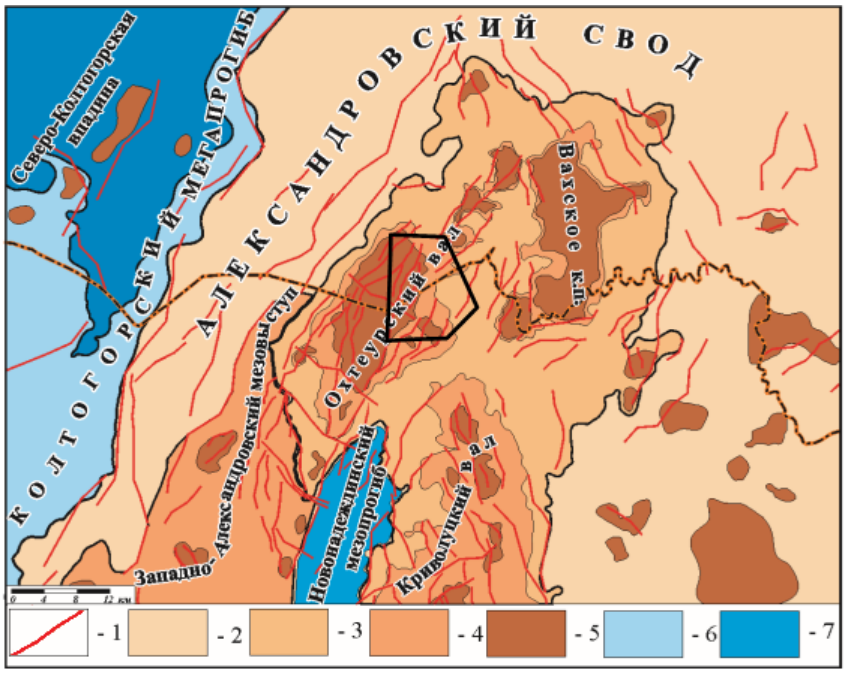


Рис. 4.1. Фрагмент структурно-тектонической схемы района исследований (Конторович В.А., Беляев С.Ю., Конторович А.Э и др., 2001). *1* – тектонические нарушения; *2–7* – тектонические элементы: положительные тектонические элементы первого (*2*) – второго (*3*) – третьего (*4*) – и четвертого (*5*) – порядков; отрицательные тектонические элементы первого (*6*) – и второго (*7*) – порядков. Черным контуром очерчено положение площади исследований.

Прогнозирование фаций выполняется с использованием фактических данных по 15-ти пластам, вскрытым в разрезах 70-ти глубоких скважин (303-и интервала). Процесс сопоставления осуществляется детальным анализом каротажей каждого пласта в каждой скважине на выбранной корреляционной линии и последующей литолого-фациальной интерпретации данных ГИС с помощью моделей каротажей типовых фаций и таблицы промыслово-геофизических характеристик терригенного пласта по А.В. Ежовой (2007).

Далее проводится сопоставление ФЕС прогнозируемой типовой фации и фактических данных по испытаниям пласта. Согласуются ли фактические данные о ФЕС (в том числе,

дебиты флюида) и ФЕС прогнозируемой фации? Если фактические данные и прогнозируемые согласуются между собой, то прогноз фации считается достоверным (подтвержденным).

Уровень достоверности прогноза С (%) для каждого пласта ($Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, $БВ_9$, $БВ_9^1$, $БВ_9^2$, $БВ_9^3$, $БВ_8$, $БВ_7$, $БВ_7^1$, $БВ_7^2$, $АВ_1$, $ПК_{18\text{-}20}$, $ПК_1$, ИП) оцениваем по следующей формуле С=[А/(А+В)]100, где, А – количество случаев согласованности прогноза с данными испытания пласта, В – количество случаев несогласованности прогноза. Прогнозирование фаций в автореферате демонстрируется на примере пластов $Ю_1^1$ и $БВ_7^1$.

Пласт $Ю_1^1$ (табл. 4.1). Интервал глубин пласта в разрезе 14-ти анализированных скважин составляет от 2132 м до 2497 м. Судя *по каротажам* пласта $Ю_1^1$, это *дельтовая фация.*

Обобщенная характеристика литологии пласта по результатам бурения: мелко-среднезернистые песчаники, алевролиты, аргиллиты, углистый аргиллит или уголь. Литология пласта (по интерпретационной таблице А.В. Ежовой) в большинстве скважин представлена средне-мелкозернистыми песчаниками. Крупнозернистые песчаники встречаются в скважинах 2, 13, 14. Алевролиты встречены только в скважине 12, редко углистые аргиллиты. Таким образом, размер «зерна» и их ассоциации, как параметры *седиментационной структуры*, соответствуют *дельтовой фации.*

Прогноз ФЕС по модели фации дельтовой – продуктивный коллектор. Фактически в скважинах 1 и 3 получен приток воды. Приток нефти получен в скважинах 2 и 6. В скважинах 7, 13 и 14 вскрыта залежь УВ. В скважинах 4 и 8 прогнозы не согласуются с испытанием пласта – «сухо».

Таким образом, анализ каротажей и литологии пласта $Ю_1^1$ позволил выполнить фациальный прогноз пласта $Ю_1^1$ – это фация дельтовая. *Уровень достоверности прогноза С (%) = 78, при числе определений (скважин) для сопоставления А+В=9.*

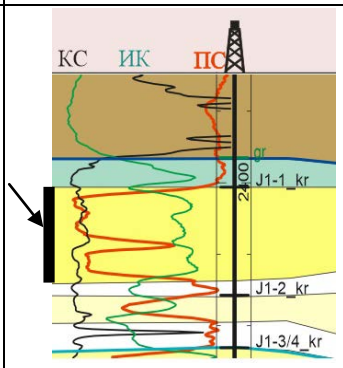
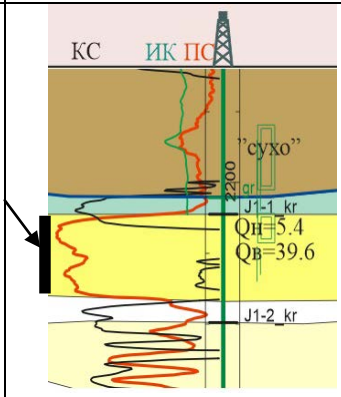
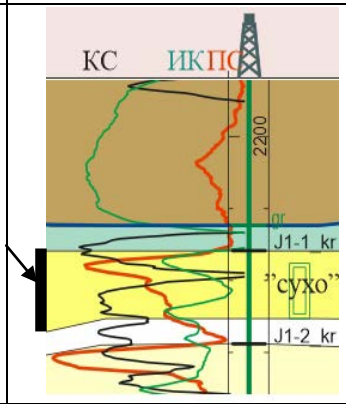
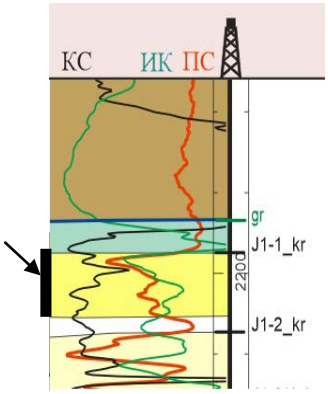
*Сопоставление нашего **локального** прогноза фации пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$ (дельтовая фация) с палеогеографической схемой оксфорда Западной Сибири А.Э. Конторовича (2013) показывает хорошую согласованность. На этой **региональной** схеме площадь наших исследований находится на общей границе области мелкого моря глубиной менее 25 м (области переходного осадконакопления) и области равнины прибрежной (включая дельтовые осадки).*

Пласт $БВ_7^1$. Интервал глубин пласта в разрезе 33-х анализированных скважин составляет от 1765 м до 2208 м.

Определение типа фации по данным каротажей показывает, что пласт представлен двумя типами фаций. *Фация шельфовая* присутствует в скважинах 2, 4, 16, 17, 19, 28, 33, 34, 53, 54, 56, 57, 58, 59, 60, 66, 67, 68, 69, 70. *Фация дельтовая* присутствует в скважинах 9, 20, 26, 27, 35, 52, 55, 61, 62, 63, 64, 65.

Таблица 4.1

Фрагмент сводной таблицы прогноза фаций пласта $Ю_1^1$

Условный номер скважины	Каротажи	Приток флюида фактический	Литология (по методике А.В. Ежовой)	Тип фации (прогноз)	ФЕС (прогноз)	Примечание
1		Приток воды	Средне-мелкозернистые песчаники	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
2		Приток нефти – 5,4 м^3/сут, воды – 39,6 м^3/сут.	Крупно-среднезернистые песчаники, нефтенасыщенные	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз согласуется с испытанием пласта
4		Сухо	Мелкозернистые песчаники, углистые аргиллиты	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз не согласуется с испытанием пласта
5		Нет данных	Мелкозернистые песчаники, алевролиты	Дельтовая	Продуктивный коллектор	Прогноз не заверен испытанием пласта

Обобщенная характеристика литологии пласта по результатам бурения: мелко-среднезернистые песчаники, слабослюдистые, известковистые, алевролиты и аргиллиты. В составе литологии (по интерпретационной таблице А.В. Ежовой) преобладают средне-мелкозернистые песчаники с алевролитами и глинами, немало крупнозернистых песчаников с алевролитами, местами глины и известковистые песчаники.

Прогноз ФЕС по модели фации шельфовой – коллектор малой продуктивности. Прогноз ФЕС по модели фации дельтовой – продуктивный коллектор.

Фактические данные испытания *шельфовой* зоны пласта $БВ_7^1$ следующие. В скважине 19 получены слабые притоки газа 0,14 тыс. $м^3$/сут, нефти 1,6 т/сут. В скважине 16 получены притоки газа 0,06 тыс. $м^3$/сут, нефти 0,7 т/сут, воды 21,7 т/сут. Фактические данные испытания *дельтовой* зоны пласта $БВ_7^1$ следующие. В скважине 63 получены притоки газа 13,3 тыс. $м^3$/сут и значительные притоки нефти 86,0 т/сут. В скважине 61 получены значительные притоки газа 11,1 тыс. $м^3$/сут, нефти 71,3 т/сут. В скважине 62 получены притоки газа 2,8 тыс. $м^3$/сут и значительные притоки нефти 64,6 т/сут.

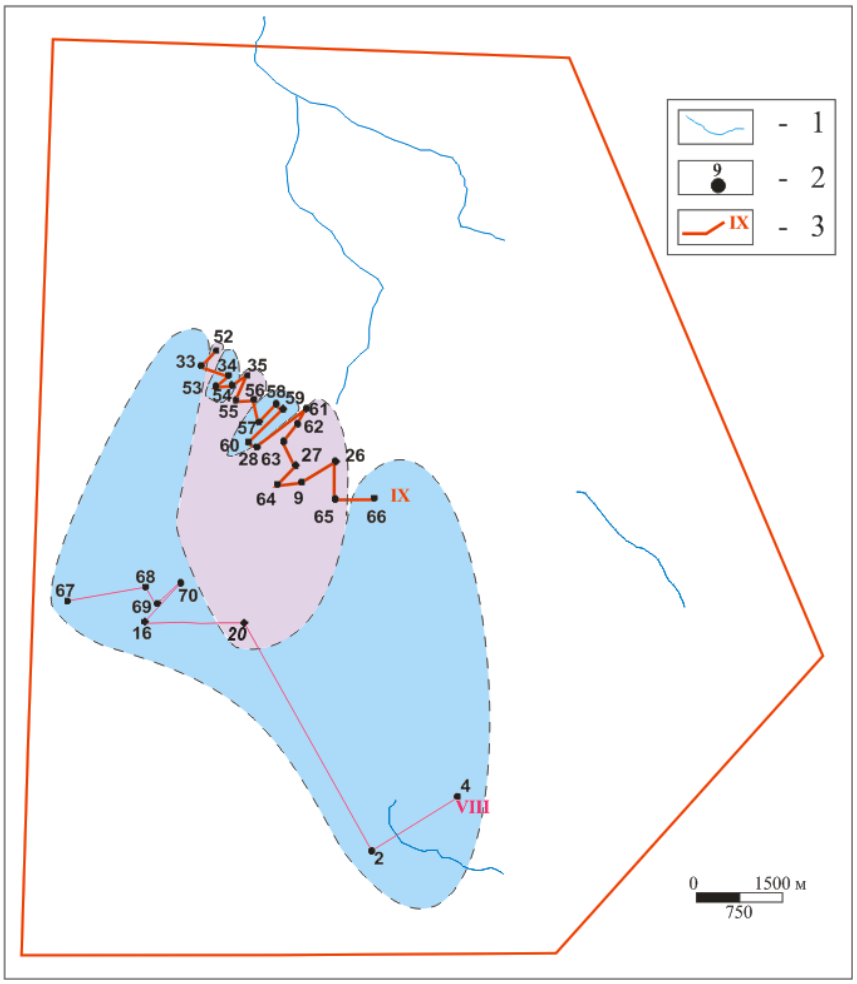


Рис. 4.2. Схема распространения фации шельфового и дельтового режима осадконакопления отложений пласта $БВ_7^1$. Розовым цветом выделена зона распространения дельты. *1* – река; *2* – исследуемая скважина и ее условный номер; *3* – линия корреляционного профиля.

В целом, у*ровень достоверности прогноза С=100%, при числе определений (скважин) для сопоставления А+В=10.*

На рисунке 4.2 показано предполагаемое распространение на площади исследований фаций шельфового и дельтового режимов осадконакопления мелового пласта $БВ_7^1$.

*Сопоставление нашего **локального** прогноза фации пластов $БВ_7$, $БВ_7^1$, $БВ_7^2$ (шельфовая фация, дельтовая фация) с палеогеографической схемой позднего валанжина Западной Сибири А.Э. Конторовича (2014) показывает хорошую согласованность. На этой **региональной** схеме площадь наших исследований находится на общей границе области мелкого моря глубиной менее 25 м и области равнины прибрежной (включая дельтовые осадки).*

Результаты применение комплексных моделей типовых фаций терригенных отложений (седиментационные структуры, ФЕС, каротажи) для фациального анализа данных месторождений юго-востока Западной Сибири позволяют сделать следующие ***выводы:***

1. Типы фаций седиментации юрско-меловых пластов площади исследования, определенные по моделям каротажей ПС, КС, ГК и литологическим данным, не противоречат фактическим данным бурения и испытания пластов в глубоких скважинах. В целом по площади исследований формализованная оценка уровня достоверности прогноза фаций составил порядка 90 %.

2. Сопоставление локального прогнозирования фаций для верхнеюрских и меловых пластов с региональными палеогеографическими схемами Западной Сибири А.Э. Конторовича (2013, 2014) показало приемлемую согласованность.

3. Совокупность результатов заверенного и незаверенного прогноза (303-и интервала юрских и меловых пластов) позволила построить для площади исследований схемы латерального распределения фаций пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, $БВ_9$, $БВ_9^1$, $БВ_9^2$, $БВ_9^3$, $БВ_8$, $БВ_7$, $БВ_7^1$, $БВ_7^2$, $АВ_1$, $ПК_{18\text{-}20}$, $ПК_1$, ИП. Эти результаты прогнозирования могут быть использованы для планирования последующих промысловых работ.

4. Продемонстрирована возможная методика применения комплексных моделей типовых фаций терригенных отложений для прогнозной оценки продуктивности юрско-меловых пластов.

Приведенные выше выводы обосновывают 3-е защищаемое положение: «Прогностические возможности моделей фаций терригенных отложений для оценки продуктивности юрско-меловых пластов-коллекторов юго-востока Западной Сибири».

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Перспективность интегрирования (комплексирование) способов фациального анализа для повышения достоверности и детальности оценки продуктивности пластов определило тему диссертационных исследований.

Основные результаты исследований, обосновывающие 1-е защищаемое положение:

1. Установлены основные типы седиментационных структур терригенных отложений, которые являются важным параметром для прогнозной идентификации фаций и оценки ФЕС (продуктивности) пласта-коллектора.

2. Определены типовые каротажи ПС, ГК, КС фаций седиментации, которые позволяют выделить коллектор и дают дополнительную информацию, чтобы идентифицировать его как фацию.

3. Показана необходимость комплексирования текстурно-структурного седиментационного анализа отложений и анализа каротажей терригенных пластов для более уверенного определения типа фаций и качества коллекторов.

Основные результаты исследований, обосновывающие 2-е защищаемое положение:

1. Установлено, что для «фаций» коллекторов порового, кавернового, каверново-порового и порово-кавернового типов характерны эпигенетические процессы перекристаллизации, выщелачивания, доломитизация и карбонатизации.

2. Установлено, что «фации» коллекторов каверново-порового, трещинного, трещинно-порового типов можно распознать по каротажам БК, ГК, ГГК, ННК-Т и АК.

3. Сделано заключение, что комплексный (эпигенетический и каротажный) «фациальный» анализ вторичных коллекторов может повысить достоверность их диагностики и оценки качества.

Основные результаты исследований, обосновывающие 3-е защищаемое положение:

1. На площади Северного и Приграничного месторождений апробированы прогностические возможности комплексных моделей фаций седиментации терригенных пластов. Уровень соответствия прогноза фактическим данным составил порядка 90%.

2. Совокупность результатов заверенного и незаверенного прогноза позволила построить для площади исследований схемы латерального распределения фаций пластов $Ю_1^1$, $Ю_1^2$, $Ю_1^3$, $БВ_9$, $БВ_9^1$, $БВ_9^2$, $БВ_9^3$, $БВ_8$, $БВ_7$, $БВ_7^1$, $БВ_7^2$, $АВ_1$, $ПК_{18\text{-}20}$, $ПК_1$, ИП.

3. На примере 2-х месторождений юго-востока Западной Сибири продемонстрирована возможная методика применения комплексных моделей фаций седиментации для прогнозной оценки продуктивности юрско-меловых пластов.

СПИСОК РАБОТ ПО ТЕМЕ ДИССЕРТАЦИИ

Публикации в журналах перечня ВАК

1 Пракойо Ф.С. Седиментационные структуры песчаных коллекторов и их влияние на нефтегазоносность // Вестник Иркутского государственного технического университета. – 2013. – № 9. – С. 103–110.

2 Пракойо Ф.С., Осипова Е.Н., Исаев В.И. Реконструкции геотермической истории нефтематеринской баженовской свиты и оценка распределения плотности ресурсов в шельфовом резервуаре неокома Нюрольской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – № 2. – С. 1–16. – URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/22_2014.pdf.

3 Пракойо Ф.С., Лобова Г.А. Прогнозирование фаций и продуктивности юрско-меловых пород-коллекторов юго-востока Западной Сибири // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2015. – Т. 10. – № 3. – С. 1–26. URL: http://www.ngtp.ru/rub/4/33_2015.pdf.

Публикации в трудах международных и всероссийских конференций

4 Пракойо Ф.С., Устинова В.Н., Стариков Н.Н., Амани Мангуа Марк. Каротажные методы при изучении особенностей геологического строения верхнеюрских отложений Игольско-Талового месторождения // Вопросы теории и практики геологической интерпретации геофизических полей. Материалы 40-й сессии Международного семинара им. Д.Г. Успенского. – Москва: ИФЗ РАН, 2013. – С. 338–342.

5 Пракойо Ф.С. Коллекторские свойства продуктивных пластов нефтегазовых месторождений на юго-востоке Западно-Сибирской плиты // Проблемы геологии и освоения недр. Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых учёных. Том 1. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – С. 318–320.

6 Пракойо Ф.С. Математические модели седиментационных структур фаций побережья // Актуальные проблемы геологии нефти и газа Сибири. Материалы Всероссийской научной конференции молодых ученых и студентов, посвященной 80-летию академика А.Э. Конторовича. – Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2014. – С. 308–311.

7 Пракойо Ф.С. Систематика и актуализм седиментационных структур фаций побережья // Материалы III Международной научно-практ. конференции с элементами школы-семинара для студентов, аспирантов и молодых ученых. – Томск: ТГУ, 2014. – С. 637–641.

8 Prakoyo F.S., Osipova E.N., Kudryashova L.K. Petroleum potential of the Neocomian deposit of Nyurolsky megadepression: PGON2014 IOP Publishing. IOP Conf. Series: Earth and Environmental Science 21 (2014) 012011. – URL: http://iopscience.iop.org/1755-1315/21/1/012011/pdf/1755-1315_21_1_012011.pdf