

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ
ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«НОВОСИБИРСКИЙ НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ» (НОВОСИБИРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
УНИВЕРСИТЕТ, НГУ)

Факультет: ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ

Кафедра: ГЕОЛОГИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Направление подготовки: ГЕОЛОГИЯ

Образовательная программа: ГЕОЛОГИЯ И ГЕОХИМИЯ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Путинцева Полина Олеговна

Тема работы: **Геологические особенности юрского коллектора по данным
электрокаротажа в скважинах с горизонтальным завершением
(Восточно-Сургутское месторождение)**

«К защите допущен»

Заведующий кафедрой,

Д.Г.-М.Н.

Фомин А.Н./.....

«25» июня 2020г.



«20» июня 2020г.

Дата защиты: «02» июля 2020г.

Новосибирск, 2020

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	3
ГЛАВА 1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕРРИТОРИИ ИССЛЕДОВАНИЯ..	5
1.1 Общие сведения о Восточно-Сургутском месторождении	5
1.2. Стратиграфия	6
1.3. Тектоника	23
1.4. Нефтегазоносность	25
1.5. Условия формирования основных продуктивных горизонтов	26
ГЛАВА 2. МЕТОДЫ ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ИССЛЕДОВАНИЯ СВОЙСТВ ОТЛОЖЕНИЙ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОКАРОТАЖНЫХ ДАННЫХ.....	28
2.1. Методы геофизических исследований скважин	28
Боковое каротажное зондирование	28
ВЭМКЗ.....	30
Комплекс СКЛ	33
2.2. Геоэлектрические модели терригенных нефтеводонасыщенных пластов- коллекторов	34
Особенности сигналов БКЗ при разном угле наклона скважины	34
Модель с переменной толщиной пластов	36
ГЛАВА 3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ СКВАЖИННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ	39
3.1. Описание комплекса данных методов ГИС в вертикальных и горизонтальной скважинах	39
3.2. Построение геоэлектрической модели коллектора по кажущемуся УЭС	39
3.3. Сигналы электрокаротажа в горизонтальной скважине и их численная инверсия	47
3.4. Корреляция геоэлектрических разрезов скважин.....	58
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	62
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	64

Введение

В течение последних десятилетий ученые все чаще сталкиваются с такими параметрами разрабатываемых пластов, как тонкая слоистость, небольшая толщина и наличие контрастных по удельному электрическому сопротивлению (УЭС) прослоев. Также на нефтяных месторождениях повсеместно происходит внедрение наклонно-горизонтального бурения. В этих условиях традиционные подходы к интерпретации данных электрокаротажа, используемые для определения параметров мощных однородных коллекторов, имеют существенные ограничения. Развитие технологии численной интерпретации комплекса методов электрометрии обеспечит проведение достоверных оценок значения УЭС коллектора и его размеров, и тем самым корректной оценки насыщения нефтегазовых залежей.

Представленная работа посвящена решению проблемы интерпретации данных электрокаротажа в скважинах с горизонтальным завершением, возникающей в связи с недостаточной изученностью зависимости измеряемых сигналов от электрофизических параметров пород геологического разреза.

Объект исследования – юрский нефтяной коллектор скважин Восточно-Сургутского месторождения.

Цель дипломной работы – повышение точности результатов геологической интерпретации путем применения трехмерного численного моделирования и инверсии данных электрокаротажных зондирований при изучении разреза, вскрытого сильно наклонными и горизонтальными скважинами.

Для достижения поставленной цели необходимо решить следующие **задачи:**

— по опубликованным данным выполнить обзор по стратиграфии, тектонике и нефтеносности Восточно-Сургутского месторождения и построить обобщенную литолого-стратиграфическую колонку изучаемой территории;

- построить геоэлектрические модели терригенных нефте-, газо-, водонасыщенных пластов-коллекторов;
- провести численное моделирование и инверсию сигналов для электромагнитного каротажа в скважине с горизонтальным завершением;
- провести анализ и геологическую интерпретацию электрических параметров латеральных неоднородностей пласта ЮС₂¹

При выполнении дипломной работы использовался следующий **фактический материал**: тектоническая карта юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (под редакцией А.Э. Конторовича и др., 2001), схема нефтегазогеологического районирования Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (Конторович и др., 2001), решение 6-го Межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири (Решение..., 2004). Результаты работы получены при обработке архивных данных геофизического исследования в скважинах Восточно-Сургутского месторождения, предоставленных сотрудниками компании "Сургутнефтегеофизика".

Глава 1. Геологическая характеристика территории исследования

1.1 Общие сведения о Восточно-Сургутском месторождении

Согласно атласу месторождений нефти и газа Ханты-Мансийского автономного округа – Югры (Атлас..., 2013), Восточно-Сургутское нефтяное месторождение располагается в Сургутском районе ХМАО-Югры, в 10 км восточнее г. Сургут, относится к Сургутскому НГР Среднеобской НГО (рис. 1.1).

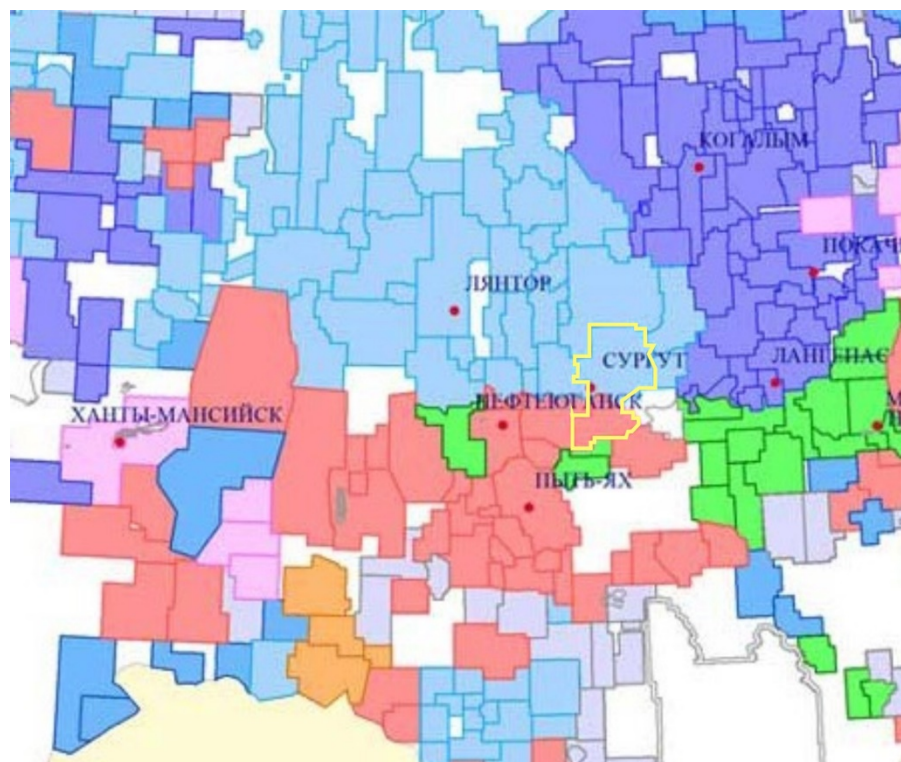


Рис 1.1 Фрагмент карты состояния лицензирования недр ХМАО - Югры на 01.01.2018 г. (<http://www.crru.ru/sostlic.html>)

Глубокое бурение начато в 1975 г. Месторождение открыто в 1977 г. поисковой скважиной 28 Восточно-Сургутской (Сургутская НРЭ), в которой при испытании пласта ЮС₁ (верхняя юра) получен фонтан нефти дебитом 84,3 м³/сут на 8-мм штуцере.

Территория исследования в геоморфологическом отношении представляет собой низменную озерно-аллювиальную равнину. Абсолютные отметки высот колеблются от 25 до 75 м. Равнинный рельеф, а также большое

количество осадков и малая испаряемость определили развитие процессов заболачивания территории.

Восточно-Сургутское месторождение по величине извлекаемых запасов относится к крупным, по количеству выявленных залежей нефти – многопластовым. Нефтеносность Восточно-Сургутского месторождения установлена в нижнемеловых отложениях (пласт БС₁₀⁰), в ачимовской толще (пласты БС₂₁ и БС₂₂), в верхнеюрских (пласт ЮС₁¹) и среднеюрских (пласт ЮС₂¹) отложениях.

Нефти всех пластов месторождения недонасыщены газом (давление насыщения нефти газом значительно ниже пластового давления). Коллекторы в разрезах продуктивной толщи выделялись по данным ГИС, согласованным с результатами испытания скважин и керновыми данными.

Месторождение разрабатывается недропользователями: в северной части (правобережье р. Обь) - ОАО «Сургутнефтегаз», в южной (левобережье) – ООО «РН-Юганскнефтегаз» по лицензии ХМН 02026 НЭ от 17.11.2006 г. (срок действия до 17.04.2039 г.). Объектами лицензирования являются пласты: БС₁₀, Ачим, ЮС₁, ЮС₂.

1.2. Стратиграфия

В стратиграфическом отношении геологический разрез месторождения представлен мощной толщей осадочных терригенных пород мезозойско-кайнозойского чехла, залегающей на породах доюрского фундамента, представленных эффузивными породами триасового возраста, в верхней части залегает маломощная кора выветривания (до 10 м). Осадочный чехол представлен терригенными песчано-глинистыми отложениями.

В основу литолого-стратиграфической характеристики разреза положены региональные стратиграфические схемы мезозойских отложений Западно-Сибирской равнины, принятые Межведомственным стратиграфическим комитетом (МСК) России 9 апреля 2004 г (Решение..., 2004), кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины, принятые МСК

России 2 февраля 2001 г (Унифицированные..., 2001), а также стратиграфическая схема докембрийских и палеозойских отложений Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗСГ), которая принята на межведомственном совещании в г. Новосибирске в 1998 году и утвержденная МСК России (Решения..., 1999).

Юрская система

Нижняя – средняя юра (без келловоя)

Согласно схеме фациального районирования J₁-J₂ (без келловоя). Восточно-Сургутское месторождение расположено на территории Уват-Мегионского фациального района Обь-Иртышской фациальной области. В этой области генезис осадков J₁-J₂ континентальный (рис. 1.2) (Решение..., 2004).

Осадочные образования ниже-среднеюрского возраста представлены *шеркалинской* и *тюменской* свитами.

Шеркалинская свита залегает с размывом на нижележащих доюрских породах складчатого фундамента, в стратиграфическом объеме ей соответствует верхнеплинсбахский до верхнеааленского подъярусы.

Согласно стратиграфической схеме, свита разделена на нижнюю и верхнюю (пешковскую) подсвиты.

Нижняя подсвита содержит две пачки. Пачка 1, лежащая в основании подсвиты, состоит из кварцевых гравелитов и песчаников с прослоями аргиллитоподобных глин. В разрезе пачки выделяются пласты ЮК₁₁, ЮН₁₁. Мощность пачки 30-200 м. Выше по разрезу в нижней подсвите выделяется пачка 2 (аналог тогурской свиты). Представлена она глинами темно-серыми тонкоотмученными. Мощность 5-30 м.

В составе верхней подсвиты (пешковская) выделяется пачка 1-2, состоящая из кварцевых песчаников, гравелитов, иногда с редкими прослоями аргиллитоподобных темно-серых глин в кровле. В верхней подсвите выделяются пласты ЮК₁₀, ЮН₁₀. Мощность 40-150 м (Решение..., 2004).

Выше по разрезу согласно залегают отложения *тюменской свиты*. Временной интервал данной свиты - от верхнего аалена до верхнего бата. Разделена свита на нижнюю, среднюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита сложена чередованием песчаников и алевролитов. Мощность до 200 м. Песчаные пласты, представленные в подсвите, индексируются как ЮК₇₋₉, ЮН₇₋₉. В основании средней подсвиты залегают глины с редкими фораминиферами и двустворками, а в составе ее верхней части представлены песчаники слабо сортированные. Мощность подсвиты 50-120 м. Песчаные пласты индексируются как ЮК₅₋₆, ЮН₅₋₆. Верхняя подсвита представлена переслаиванием глин и песчаников. Мощность 70-160 м. В данной подсвите пласты имеют индекс ЮК₂₋₄, ЮН₂₋₄ (Решение..., 2004).

Келловей – верхняя юра

Согласно схеме фациального районирования келловей-верхнеюрских отложений, месторождение расположено на территории Пурпейско-Васюганского района Обь-Ленской фациальной области (рис. 1.3) (Решение..., 2004).

Разрез келловей-верхнеюрского возраста представлен отложениями *васюганской, георгиевской, и баженовской свит*.

Васюганская свита залегают несогласно на отложениях *тюменской свиты*, в стратиграфическом объеме ей соответствуют верхи верхнего бата – низы верхнего оксфорда. Свита делится на нижнюю и верхнюю подсвиты. В подошве *васюганской свиты* выделяется *пахомовская пачка*. Представлена она песчаниками и алевролитами буроватыми, слабосцементированными, иногда глауконитовыми, с сидеритовыми оолитами и прослоями глин. Мощность пачки 1-6 м. В составе нижней подсвиты выделяются глины и аргиллиты темно-серые, преимущественно тонкоотмученные с редкими прослоями алевролитов и песчаников. Мощность 10-50 м. Песчаные пласты индексируются как Ю₁⁴ (Решение..., 2004). Верхняя подсвита представлена песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Мощность 8-70 м. Песчаные пласты имеют индекс Ю₁³, Ю₁², Ю₁¹ (Решение..., 2004).

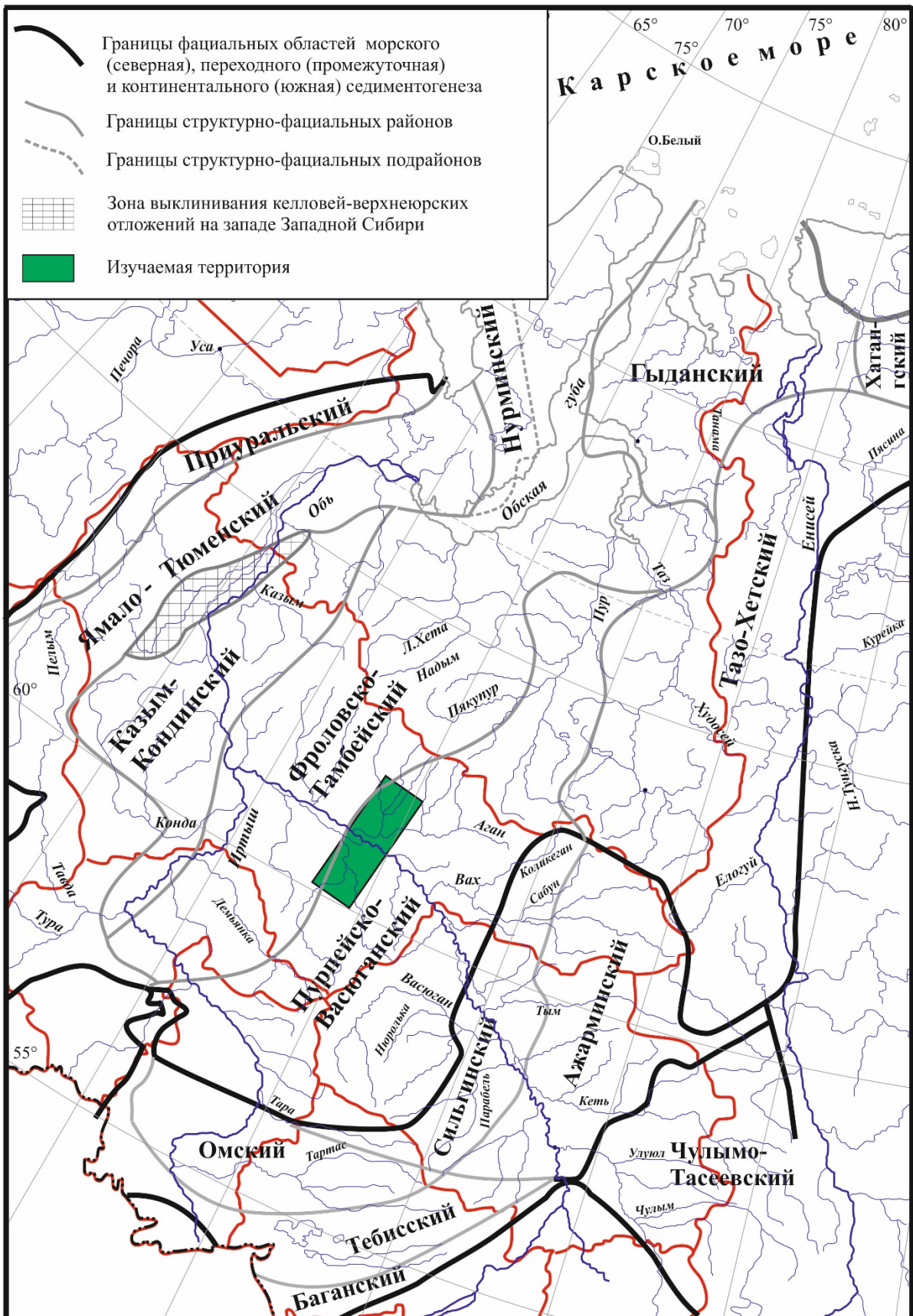


Рис. 1.3. Схема структурно-фациального районирования келловей и верхней юры Западной Сибири (Решение..., 2004).

Васюганскую свиту перекрывает *георгиевская свита*. В стратиграфическом объеме ей соответствует верхний оксфорд – нижний титон. Сложена свита аргиллитоподобными глинами темно-серыми до черных, тонкоотмученными с неравномерным распределением глауконита, в верхах иногда слабобитуминозными разностями. В основании свиты залегает *барабинская пачка*, которая сложена песчаниками серыми, часто глауконитовыми, мощностью до 10 м, песчаные пласты которой имеют индекс Ю₁⁰. Общая мощность свиты изменяется от 1 до 80 м (Решение..., 2004).

Выше по разрезу согласно залегает *баженовская свита* средне-титонского – ранне-берриасского возраста. Свита представлена аргиллитами битуминозными черными, с коричневатым оттенком, с прослоями листоватых разностей, глинистых известняков, радиоляритов, иногда в основании отмечается глауконит. К данной свите приурочен региональный сейсмический отражающий горизонт Б. Мощность свиты 7-90 м. Песчаные пласты данной свиты индексируются как Ю₀ (Решение..., 2004).

Меловая система

Берриасский – аптский ярусы

Согласно схеме фациального районирования нижнемеловых отложений Западной Сибири, западная часть исследуемой территории входит в состав Нижневартковского фациального района. Отложения берриас-апта представлены *мегионской, ванденской и алымской* свитами (рис. 1.4) (Региональные..., 2005).

Мегионская свита залегает на *баженовской свите*. В стратиграфическом объеме она охватывает интервал от берриасса до нижнего валанжина. В основании свиты залегает подачимовская пачка, состоящая из переслаивания небитуминозных и слабобитуминозных глин. Пачка имеет мощность 3-10 м. Далее разрез свиты представлен серыми и темно-серыми глинами аргиллитоподобными, с прослоями песчаников в нижней (пласты Ач_{10,12}) и верхней (пласты БВ₈₋₉) частях разреза. Фауна представлена аммонитами,

двустворками, фораминиферами. В кровле свиты выделяется самотлорская пачка мощностью 30-40 м, состоящая из глин темно-серых. Мощность свиты 183-250 м (Региональные..., 2005).

Ванденская свита согласно залегает на *мегионской свите*, ей соответствуют ярусы нижневаланжинский до верхнебаремского. Разрез представлен чередованием пачек глин, алевролитов и песчаников. Свита делится на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита образована песчаниками светло-серыми до серых, слюдистыми, мелко-среднезернистыми; индекс пластов - БВ₀₋₇. Верхняя подсвита представлена песчаниками и алевролитами серыми и зеленовато-серыми, неравномерно чередующимися с зелеными и зеленовато-серыми прослоями комковатых глин. Для пород характерен обугленный растительный детрит, содержание которого возрастает вверх по разрезу. Встречаются единичные фораминиферы, аммониты, двустворки. Индекс пластов верхней подсвиты - АВ₂₋₈. Мощность свиты 160-450 м (Региональные..., 2005).

Алымская свита залегает с небольшим перерывом на отложениях *ванденской свиты*. В стратиграфическом объеме ей соответствует верхний баррем – средний апт. Свита представлена неравномерным переслаиванием песков, алевролитов и глин. В породах свиты встречаются включения рассеянного обугленного растительного детрита. Пласты свиты индексируются как АВ₁. Мощность свиты составляет 33-80 м (Региональные..., 2005).

Восточная часть исследуемой территории входит в состав Сургутского фациального района. Разрез представлен 4 свитами - *сортымской, усть-балыкской, сангопайской* и *алымской* (рис. 1.4) (Региональные..., 2005).

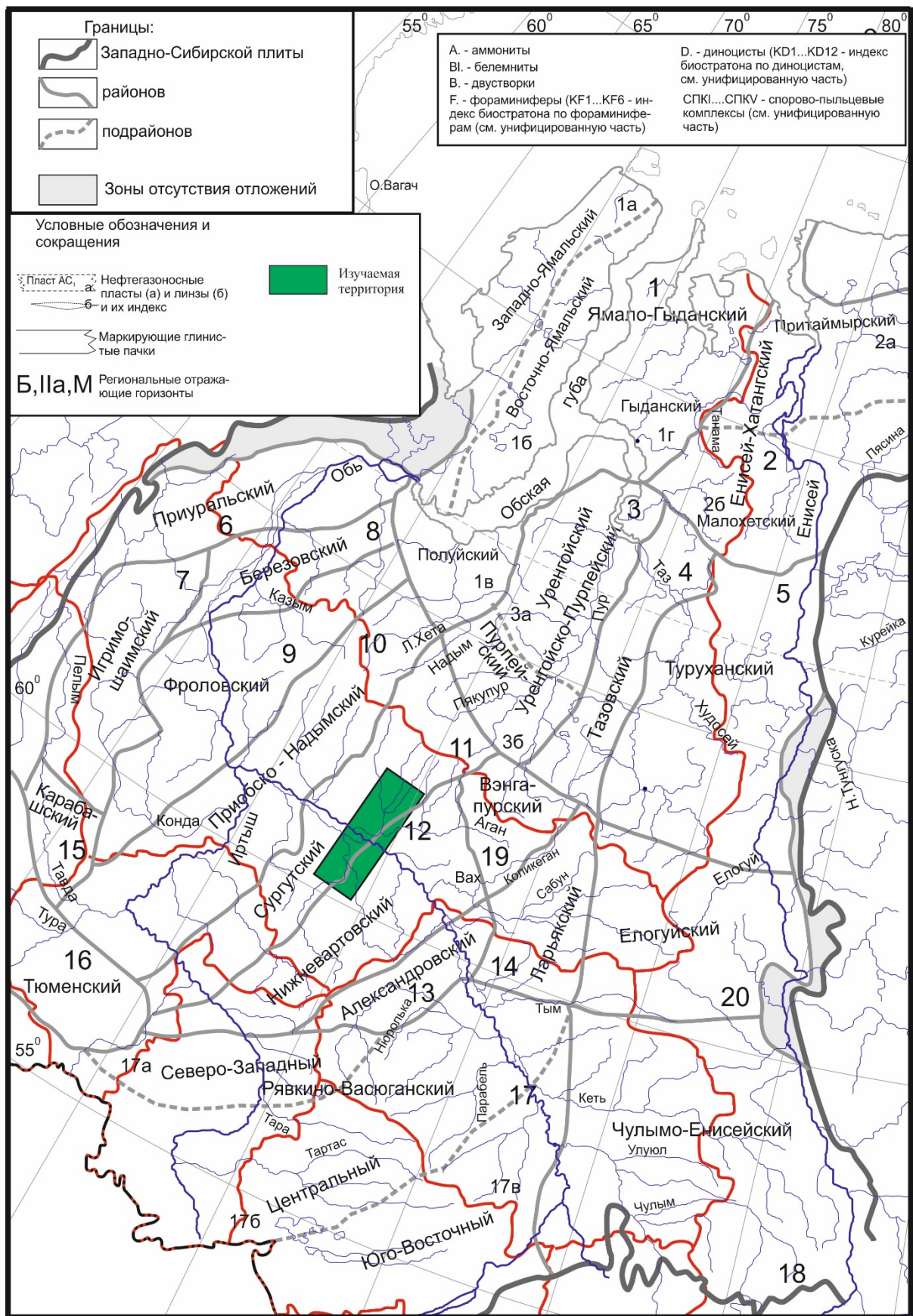


Рис. 1.4. Схема структурно-фациального районирования берриасс-аптских отложений Западной Сибири (Региональные..., 2005)

Сортымская свита залегает на отложениях *баженовской свиты*. В основании свиты залегает толща 1 (подачимовская пачка), сложенная переслаиванием небитуминозных и слабобитуминозных глин. Мощность пачки 3-10 м. Далее вверх по разрезу представлена толща 2 (ачимовская), мощностью до 150 м, которая состоит из песчаников и алевролитов серых часто известковистых, линзовидных, с прослоями темно-серых аргиллитоподобных глин. Выше залегает толща 3, состоящая из глин аргиллитоподобных темно-серых, серых, линзовидно- и горизонтально-слоистых. В кровле свиты представлена чеускинская пачка, мощностью 30-45 м, образованная глинами аргиллитоподобными. Мощность *сортымской свиты* до 500 м (Региональные..., 2005).

Вверх по разрезу согласно залегает *усть-балыкская свита*. Свита подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя часть нижней подсвиты сложена песчаниками серыми с прослоями глин. Мощность - 45-60 м. В верхней части нижней подсвиты представлена сармановская пачка, имеющая мощность 30-55 м и сложенная глинами аргиллитоподобными. Мощность нижней подсвиты 75-115 м (Региональные..., 2005).

Верхняя подсвита состоит из песчаников серых с подчиненными прослоями серых глин. В кровле подсвиты залегает пимская пачка, которая состоит из глин аргиллитоподобных. Мощность верхней подсвиты 90-150 м (Региональные..., 2005).

Сангопайская свита согласно залегает на отложениях *усть-балыкской свиты*. Свита подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита состоит из песчаников и алевролитов серых и зеленовато-серых, чередующихся с косослоистыми зеленовато-серыми глинами. В кровле нижней свиты представлена быстринская пачка, сложенная глинами аргиллитоподобными, серыми. Мощность нижней подсвиты 57-115 м (Региональные..., 2005). Верхняя подсвита сложена песчаниками серыми, зеленовато-серыми, чередующимися с глинами серыми, зеленовато-серыми,

комковатыми, с зеркалами скольжения. Мощность верхней подсвиты – от 80 до 100 м (Региональные..., 2005).

Вверх по разрезу представлены отложения *алымской свиты*. Свита подразделяется на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита представлена двумя пачками. Пачка 1 мощностью 25-60 м в нижней части подсвиты сложена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми до серых, тонкоотмученными до алевроитовых, с редкими прослоями глинистых алевролитов. Пачка 2 мощностью 30-90 м в верхней части подсвиты состоит из глин аргиллитоподобных, темно-серых до серых, с мелкими линзами, гнездами и прослоями алевролитов и глинистых известняков.

Верхняя подсвита также разделена на 2 пачки. Пачка 1 мощностью 6-25 м в нижней части подсвиты состоит из глин аргиллитоподобных, темно-серых, тонкоотмученных, однородных, иногда слабобитуминозных, с редкими прослоями алевролитов и глинистых известняков. Пачка 2 мощностью 7-25 м залегает в верхней части подсвиты. Сложена глинами аргиллитоподобными, темно-серыми до серых, с частыми тонкими прослоями алевролитов серых. К кровле нижней и подошве верхней подсвит приурочен региональный сейсмический отражающий горизонт М. Мощность *алымской свиты* 68-200 м (Региональные..., 2005).

Аптский – сеноманский ярусы

Согласно схеме фациального районирования апт-альб-сеноманских отложений Западной Сибири, восточная часть исследуемой территории входит в состав Омско-Уренгойского фациального района. Отложения представлены *покурской свитой* (рис. 1.5) (Региональные..., 2005).

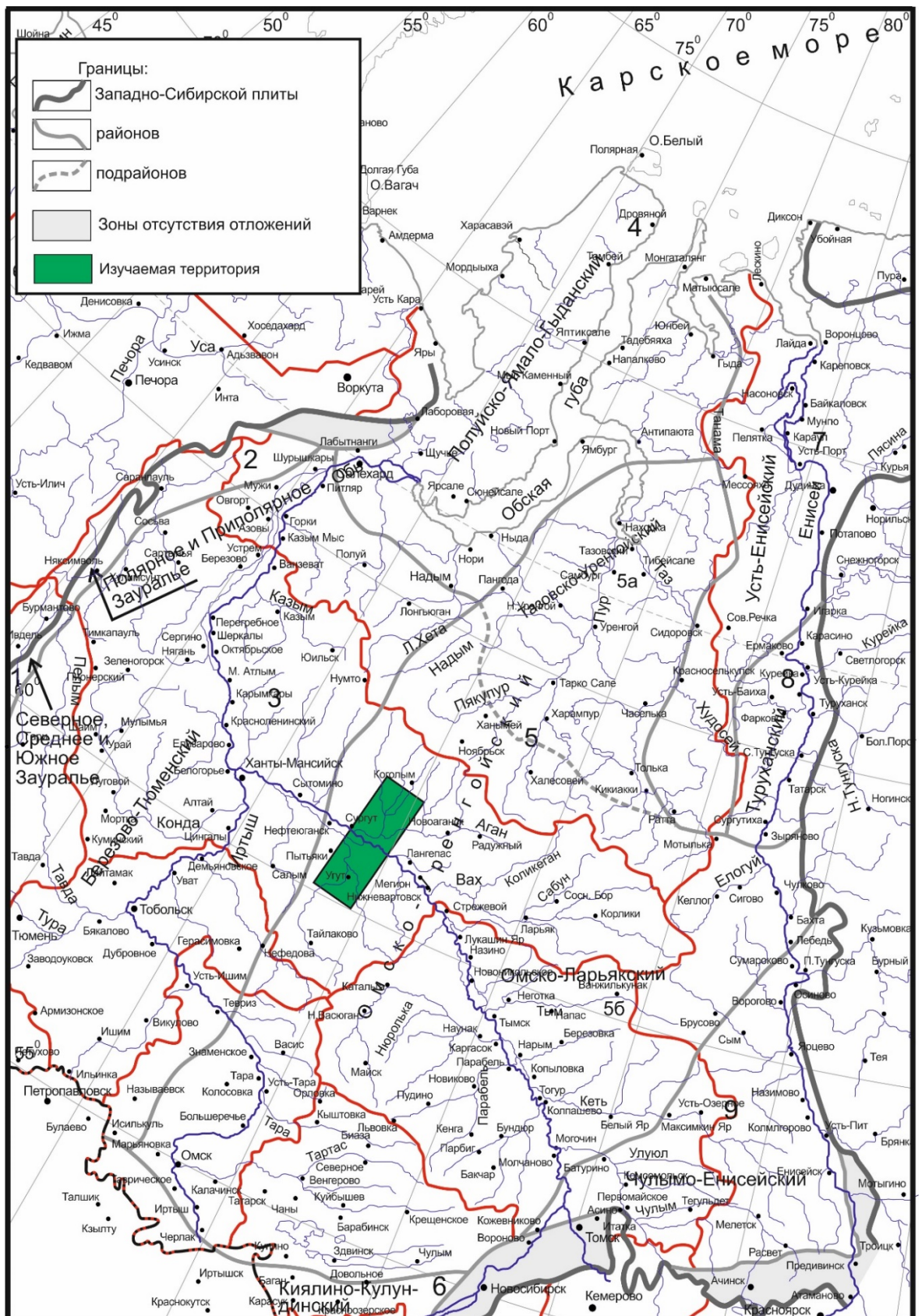


Рис. 1.5. Схема структурно-фациального районирования апт-альб-сеноманских отложений Западной Сибири (Региональные..., 2005)

Покурская свита согласно залегает на *алымской свите*. В нижней части свиты, которая приурочена к аптскому временному интервалу, отложения представлены песчаниками, алевролитами серыми, грязно-серыми, с буроватым, реже зеленоватым оттенком, с разнообразными типами слоистости, с окатышами глин в основании ряда пластов, с подчиненными прослоями глин серых, темно-серых, иногда углистых, с буроватым, реже зеленоватым оттенком. Характерен растительный детрит, фрагменты растений, в том числе корневых систем, сидерит, пласты бурых углей. Песчаные пласты имеют индекс ПК₁₄-ПК₁₈. Мощность 100-210 м.

Средняя часть свиты, приуроченная к альбскому временному интервалу, состоит из крупных пачек глин серых до темно-серых, в отдельных прослоях с буроватым, реже зеленоватым оттенком от алевролитовых до тонкоотмученных, иногда углистых, чередующихся в сложном сочетании с уплотненными песками, песчаниками, алевролитами серыми, реже буровато- или зеленовато-серыми. Породы с разнообразными типами слоистости, характерен растительный детрит, фрагменты растений, в том числе корневых систем, сидерит, в верхней половине - янтарь, в нижней - пласты бурых углей. Песчаные пласты имеют индекс ПК₇-ПК₁₂. Мощность 150-300 м.

В состав верхней части свиты, приуроченной к сеноманскому временному интервалу, входят пески уплотненные, песчаники, алевролиты серые, зеленовато-, буровато-серые с разнообразными типами слоистости, иногда известковистые, с подчиненными прослоями глин серых алевролитовых с разнообразными типами слоистости, с редкими трещинами усыхания. Встречаются прослой конгломератов, галька представлена глинистыми сидеритизованными окатышами. Характерен растительный детрит, фрагменты растений, янтарь, реже сидерит. Песчаные пласты имеют индекс ПК₁-ПК₆. Мощность 120-280 м. К кровле свиты приурочен региональный сейсмический отражающий горизонт Г (Региональные..., 2005).

Туронский – маастрихтский ярусы

Согласно схеме фациального районирования верхнемеловых отложений (без сеномана) Западной Сибири, исследуемая территория входит в состав Березово-Вартовского подрайона, Ямало-Тюменского фациального района. Отложения представлены *кузнецовской, березовской и ганькинской свитами* (рис. 1.6) (Региональные..., 2005).

Кузнецовская свита. В стратиграфическом объеме ей соответствует туронский ярус. Сложена свита глинами серыми и зеленовато-серыми, с прослоями алевролитов и зерен глауконита. Мощность свиты 7-100 м (Региональные..., 2005).

Березовская свита. В стратиграфическом объеме ей соответствуют верхи туронского – кампанский ярусы. Свита делится на нижнюю и верхнюю подсвиты. Нижняя подсвита представлена опоками серыми и голубовато-серыми, глинами темно-серыми и черными, монтмориллонитового состава. Мощность нижней подсвиты 40-120 м.

Верхняя подсвита представлена глинами серыми, зеленовато-серыми, темно-серыми, слабоалевритистыми, с редкими прослоями опоквидных глин и опок. Мощность верхней подсвиты 40-150 м. К кровле нижней и подошве верхней подсвит приурочен региональный сейсмический отражающий горизонт С (Региональные..., 2005).

Ганькинская свита. В стратиграфическом объеме ей соответствуют верхи кампанского – маастрихтский ярусы. Свита представлена глинами известковыми, серыми, реже светло-серыми, с зеленоватым оттенком, с прослоями алевролитов. Мощность свиты 25-160 м (Региональные..., 2005).

Кайнозойская эратема

Палеогеновая система

В соответствии со схемой фациального районирования палеогеновых отложений Западной Сибири, исследуемая территория входит в состав Центрального литофациального района. В составе палеогеновых отложений выделяются *талицкая, люлинворская, тавдинская, атлымская, новомихайловская и лагернотомская свиты* (Унифицированные..., 2001).

Талицкая свита соответствует по возрасту палеоцену, согласно залегает на отложениях *ганькинской свиты* и разделяется на две подсвиты. Нижняя подсвита представлена темно-серыми глинами с буроватым оттенком, алевритистыми, аргиллитоподобными. Верхняя подсвита состоит из глин темно-серых с мелкими линзами алевритов и кварцево-глауконитовых песчаников. Толщина свиты 90-165 м (Унифицированные..., 2001).

Люлинворская свита в стратиграфическом объеме соответствует верхам палеоцена - среднему эоцену и состоит из трех подсвит. Нижняя подсвита, мощностью 5-50 м, сложена опоками и опокovidными глинами с прослоями глауконитовых песчаников. В состав средней подсвиты, мощностью до 40 м, входят глины серые с прослоями диатомитов. Верхнюю подсвиту, мощностью до 70 м, слагают глины желтовато-зеленые, оскольчатые, с прослойками глинистых алевритов (Унифицированные..., 2001).

Тавдинская свита (средний–верхний эоцен) залегает с размывом на нижележащих отложениях, представлена зеленовато-серыми глинами, листоватыми, алевритистыми, с прослоями алевритов; мощность до 200 м (Унифицированные..., 2001).

Атлымская свита (нижний олигоцен) с несогласием залегает на породах *тавдинской свиты*, представлена песками и алевритами; мощность 5-40 м (Унифицированные..., 2001).

Новомихайловская свита (нижний олигоцен) залегает согласно на отложениях *атлымской свиты*. Отложения представлены глинами и алевритами. Мощность свиты до 80 м (Унифицированные..., 2001).

Лагернотомская свита с несогласием перекрывает подстилающие отложения, в стратиграфическом объеме соответствует верхнему олигоцену. Свита представлена песками с прослоями глин. Мощность 15-45 м (Унифицированные..., 2001).

Неогеновая система

Согласно схеме фациального районирования неогеновых отложений Западной Сибири, изучаемая территория входит в состав Центрального

литофациального района. Отложения неогенового возраста представлены *абросимовской, бещеульской, таволжанской и чановской* свитами.

Абросимовская свита согласно перекрывает *туртасскую свиту* и в стратиграфическом объеме соответствует нижнему миоцену. Она сложена алевритистыми глинами и бурыми, зеленовато-серыми алевритами с прослоями песка и лигнитов. Мощность свиты достигает 20 м.

Бещеульская свита среднемиоценового возраста с размывом залегает на отложениях *абросимовской свиты* и состоит из переслаивающихся глин, алевритов и коричневатого-серых песков. Ее мощность 10-30 м.

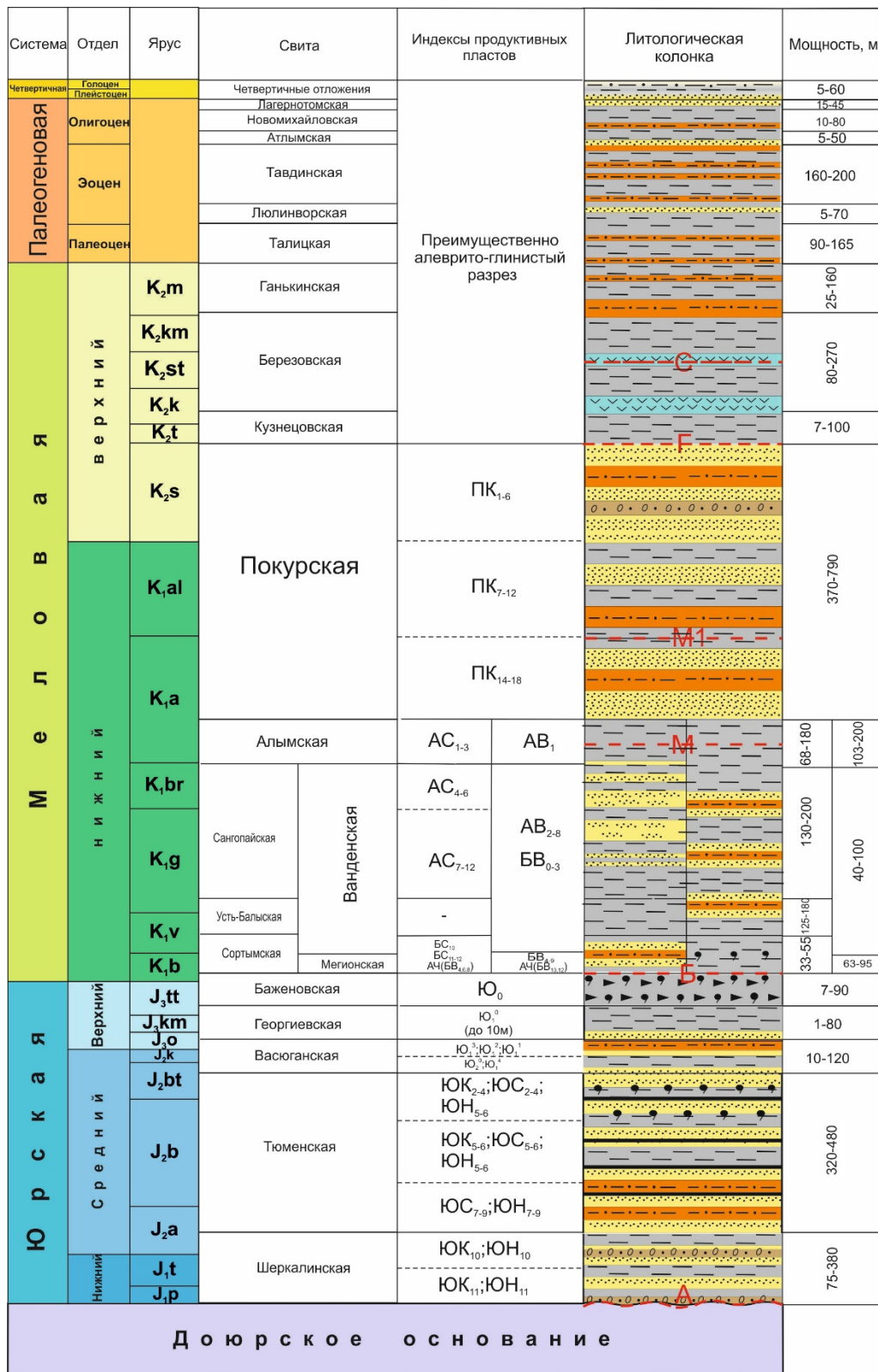
Далее вверх по разрезу согласно залегает *таволжанская свита* (средний – верхний миоцен). Отложения свиты представлены глинами с известковистыми конкрециями. Мощность свиты – 5-30 м.

Чановская свита с несогласием перекрывает подстилающие отложения, в стратиграфическом объеме соответствует плиоценовому отделу. Свита состоит из песков и супесей с прослоями глин с карбонатными стяжениями. Мощность свиты достигает 15 м (Унифицированные..., 2001).

Четвертичная система

Осадки четвертичного возраста, несогласно залегают на палеогеновых отложениях. Это осадки аллювиальных, озерно-аллювиальных, озерных, ледниковых, озерно-ледниковых, флювиогляциальных, субаэральных фаций и современных отложений, состоящих из чередования глины, песка, суглинка, алеврита, торфяников с включением растительного детрита. В основании разреза четвертичной системы встречаются галечник и валуны. Глины зеленовато- и буровато-серые, вязкие, песчанистые. Песок серый, желтовато-серый, разномерный, кварцево-полевошпатовый. Суглинок легкий, алевритовый, алеврит глинистый. Мощность четвертичных отложений достигает 450 м (Унифицированная..., 2000).

В результате проведенного анализа стратиграфии изучаемого района построена литолого-стратиграфическая колонка (рис 1.7).



Условные обозначения:

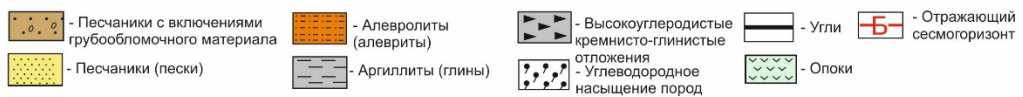


Рис. 1.7. Литолого-стратиграфическая колонка района исследования.

1.3. Тектоника

Современное строение Западной Сибири представляет собой результат длительной и сложной истории ее тектонического развития. В результате на ее территории сформировался комплекс структур различных порядков.

В тектоническом отношении, согласно “Тектонической карте юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции” (Конторович, Беляев, Конторович и др., 2001), изучаемая территория расположена в зоне сочленения положительной и отрицательной надпорядковыми структурами – Хантейской гемиантеклизой и Мансийской синеклизой соответственно (рис. 1.8). Хантейская гемиантеклиза представляет собой полузамкнутую структуру и изометричную форму, Мансийская синеклиза – полузамкнутую структуру изометричной формы площадью 46 890 км² с амплитудой 400 м, контролируется изогипсой - 2800 м.

Объект исследования расположен на юго-восточном склоне Сургутского свода – положительной структуре I порядка. В рельефе подошвы осадочного мезозойско-кайнозойского чехла он оконтурен по изолинии –3200 м. Свод вытянут с юго-востока на северо-запад, размеры на территории Широтного Приобья составляют 150 км × 100 км, площадь 11 450 км², амплитуда превышает 480 м.

На севере исследуемой территории в пределах Мансийской синеклизы выделена отрицательная структура I порядка – Юганская мегавпадина.

Центральная часть Сургутского свода также осложнена положительной структурой II порядка – Центрально-Сургутским куполовидным мезоподнятием.

В пределах Юганской мегавпадины на исследуемой территории выделяется отрицательная структура II порядка – Северо-Юганский мезопрогиб.

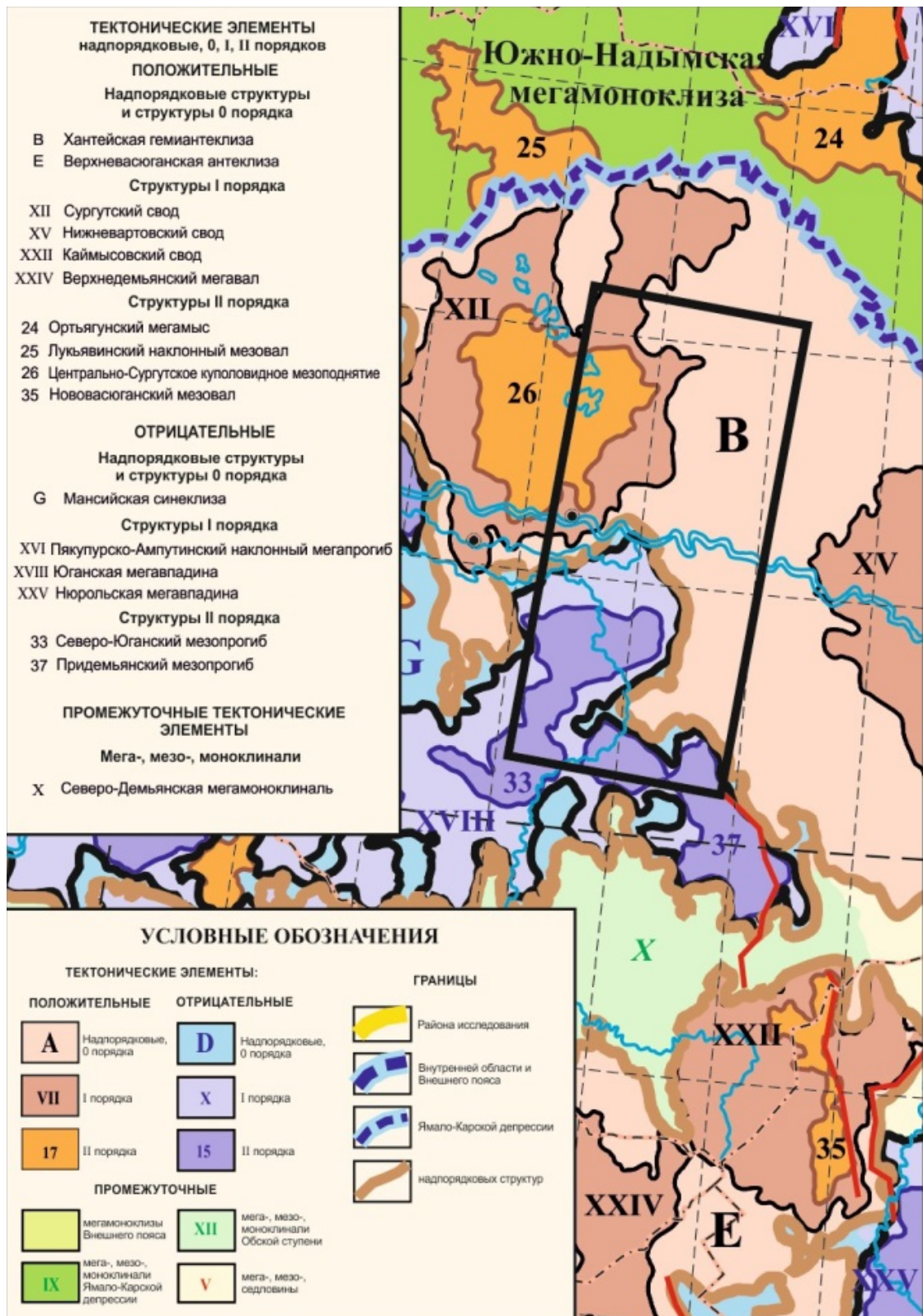


Рис. 1.8. Фрагмент тектонической карты юрского структурного яруса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции (по Конторовичу и др., 2001).

1.4. Нефтегазоносность

В соответствии с нефтегазогеологическим районированием Западно-Сибирской провинции, Восточно-Сургутское месторождение входит в состав Среднеобской нефтегазоносной области в зоне сочленения Сургутского и Нижневартовского районов.

Промышленная нефтеносность месторождения выявлена в среднеюрских отложениях тюменской свиты ($ЮС_2^1$ - среднеюрский нефтегазоносный комплекс, васюганской свиты ($ЮС_1$ - верхнеюрский нефтегазоносный комплекс), в нижнемеловых отложениях ачимовской пачки сортымской свиты берриаса (пласты $БС_{21}$, $БС_{22}$) и валанжина (пласт $БС_{10}^0$).

Основная залежь месторождения – пласт $ЮС_2^1$. Залежь пласта $ЮС_2^1$ приурочена к кровле тюменской свиты и распространена по всей площади Восточно-Сургутского месторождения, по типу является пластовой сводовой, литологически экранированной. Вмещающие породы коллекторы представляют собой толщу неравномерно переслаивающихся песчаников, алевролитов, аргиллитов с прослойками и линзами карбонатных пород и углей. Тип коллектора - поровый. Размеры залежи составляют 40×39.5 км, высота залежи около 284 м. Общая толщина варьирует от 9.2 до 26.7 м (средняя – 12.7), средняя эффективная толщина – 4.5 м, коэффициент нефтенасыщенности – 73%, проницаемость 8×10^{-3} мкм². Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 4.9 м, в диапазоне от 0.6 до 16.4 м.

Характеристика нефтей

Для юрских пластов (тюменская свита) – $Ю_2$ - $Ю_4$

- Исследуемая территория характеризуется незначительной газонасыщенностью (меньше $59 \text{ м}^3/\text{т}$)
- Плотность нефтей – $0,851$ - $0,870 \text{ г}/\text{см}^3$
- Вязкость незначительная – меньше $5 \text{ мПа} \cdot \text{м}$
- Содержание смол и асфальтенов - 5 - 15% (смолистые)
- Содержание серы 1 - 2% -сернистые

- Содержание парафинов - 1,51-6,0 (парафинистые)

Меловые залежи

- Плотность нефтей – меньше 0,89 г/см³
- Содержание серы - меньше 1,5% (сернистые)
- Содержание смол и асфальтенов - 2-3% (малосмолистые)
- Содержание парафинов -1-3 (малопарафинистые)
- Область распространения тяжелых нефтей, высокосернистые и сернистые нефти.

Тяжелые сернистые нефти имеют преимущественно морской генезис.

1.5. Условия формирования основных продуктивных горизонтов

Согласно Конторовичу А.Э. и его коллегам (2013), в позднеплинсбахское время (J₁) изучаемая территория представляла собой денудационно-аккумулятивную равнину, в пределах которой происходили процессы размыва и сноса осадочного материала. В тоаре – аалене - байосе данная территория уже представляла собой прибрежную равнину, временами заливавшуюся морем, и была сложена аллювиальными отложениями, с высоким содержанием песчаной составляющей. В батском веке формирование горизонта ЮС₂ происходило на фоне общей трансгрессии. На данном этапе преобладают прибрежно-континентальные дельтовые обстановки осадконакопления, следствием формирования которых является песчано-глинисто-алевритовая толща верхней подсвиты тюменской свиты. По утверждению О.В. Тюкавкиной и Г.К. Ешимова (2012), в результате проведенных исследований было установлено, что ЮС₂ характеризуется признаками как континентальных, так и прибрежно-морских, мелководных условий осадконакопления, иногда несет признаки русловых отложений палеорек. Для этого пласта типична прерывистость, резкая фациальная изменчивость мощностей и коллекторских свойств как по площади, так и по разрезу. Значения коллекторских свойств пласта предопределились благодаря

процессам гравитационного уплотнения пород-коллекторов, обусловленных тектоническим развитием Сургутского свода.

Среднеюрское время характеризуется мелководно-морским осадконакоплением, существовавшим по причине продолжившегося прогибания Сургутского района. Породы заполняли бассейн в направлении с юго-востока на северо-запад методом бокового наращивания. В келловейское время завершением трансгрессии моря обусловилось формирование глинистого разреза нижневасюганской подсвиты. Затем, в период поздней юры кластические породы накапливались в результате нескольких трансгрессий моря с севера. Следствием данного процесса явилась невозможность поступления вод из соседних бассейнов и ограничение циркуляции. Это привело к образованию пласта черных органогенных сланцев большой толщины, отлагающихся в бескислородных условиях. Он является нефтематеринской толщей для резервуаров нижнемелового периода и называется баженовской свитой.

Образование шельфовой зоны на изучаемой территории происходило в раннемеловом периоде. Ее углубление происходило к западу, вследствие чего дно данного участка имело наклонный рельеф, который способствовал образованию клиноформ. Также благоприятным фактором был привнос обломочных пород в регрессивные периоды. В среднем и позднем мелу продолжалось заполнение бассейна, и происходила частичная миграция пород на запад.

Глава 2. Методы геофизического исследования свойств отложений и моделирование электрокаротажных данных

2.1. Методы геофизических исследований скважин

Геофизические методы используют при исследованиях терригенных отложений для того, чтобы получить достоверную литологическую информацию. Наибольший интерес в данной работе представляют собой два метода скважинной электротометрии: боковое каротажное зондирование (БКЗ) и высокочастотное электромагнитное каротажное зондирование (ВЭМКЗ). Также для выявления закономерностей распределения пород и построения геоэлектрических моделей проводится анализ данных других геофизических методов, таких как потенциал самополяризации (ПС), боковой каротаж (БК) и радиоактивный каротаж (нейтронный НКТ и естественной гамма-активности ГК). Удельное электрическое сопротивление (УЭС) бурового раствора определяется резистивиметром. Учет данного параметра при количественной интерпретации каротажных данных позволяет корректно строить геоэлектрическую модель целевого пласта.

Боковое каротажное зондирование

Боковое каротажное зондирование относится к электрическим методам и основано на изучении искусственного электрического поля в горных породах. Развитие данного метода началось в 1927 году братьями Шлюмберже. В своих работах они положили начало теории электрического каротажа методом сопротивления. По мнению Л.И. Померанца и М.Т. Бондаренко (1981), заключается в измерении УЭС пластов пород при измерении разности потенциалов искусственного электрического поля, что позволяет определить:

- коллекторские свойства продуктивных пластов и характер их насыщения,
- удельное сопротивление неизменяемой части пласта $\rho_{п}$,
- удельное сопротивление зоны проникновения $\rho_{зп}$.

Набор однотипных зондов, отличающихся длиной, позволяют делать измерения кажущегося удельного сопротивления ($\rho_{к}$) пластов по разрезу

скважины (рис. 2.1). Радиус исследования зависит от размера зонда. Кроме того, величина ρ_k также меняется в связи с различными объемами проводящих сред.

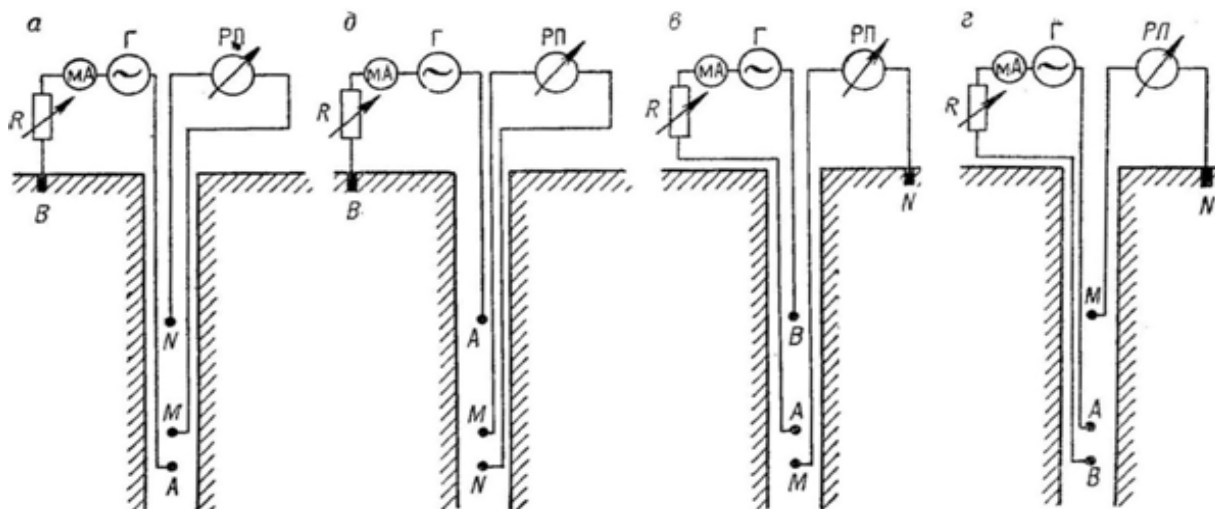


Рис. 2.1. Схема измерения кажущегося сопротивления горных пород в скважине обычными зондами БКЗ разного типа (Дьяконов и др., 1977): а, в – потенциал-зонды; б, г – градиент-зонды; Г — генератор тока для создания электрического поля в скважине; R — реостат; РП— регистрирующий прибор

Величина ρ_k , измеряемая малым зондом, отражает удельное сопротивление ближайшего к нему участка среды (скважина и примыкающая к ней часть пласта). Показания большего зонда зависят от удельного сопротивления удаленных от зонда участков среды.

Кажущееся удельное сопротивление пласта, измеренное обычным зондом, отличается от истинного значения тем, что на его величину также оказывают влияние скважина (ее диаметр и удельное сопротивление промывочной жидкости), зона проникновения фильтрата промывочной жидкости (ее диаметр и удельное сопротивление), вмещающие пласт среды (удельные сопротивления покрывающих и подстилающих пород); кроме того, оно зависит от отношения длины зонда к мощности пласта и типа зонда. При интерпретации данных БКЗ исключается влияние перечисленных факторов и определяется истинное сопротивление пласта.

Обработка полученных с помощью метода БКЗ данных происходит путем сопоставления их с расчетными данными. На основании теоретических формул построены палетки БКЗ для определения истинного удельного сопротивления пластов при отсутствии проникновения фильтрата промывочной жидкости (двухслойные палетки) и при его наличии (трехслойные палетки).

Технология БКЗ регистрирует показания набора пяти последовательных градиент-зондов разной длины (A0.4M0.1N, A1.0M0.1N, A2.0M0.5N, A4.0M0.5N, A8.0M1.0N).

Для того, чтобы иметь возможность сопоставлять показания прибора, снятых в скважинах одной и той же территории исследования, необходимо использовать одинаковые (стандартные) зонды.

ВЭМКЗ

Данный метод был разработан в 90-е годы прошлого века с созданием в Институте геологии и геофизики СО РАН прибора ВИКИЗ, а далее его серийным производством в НПП ГА "Луч". Такие конструктивные параметры прибора, как частотный диапазон и измеряемые параметры электромагнитного отклика от среды, обуславливают его активное использование.

Метод ВЭМКЗ основан на измерении параметров магнитного поля трехкатушечными индукционными зондами, обладающими геометрическим и электродинамическим подобием (рис. 2.2) (Технология..., 2000).

Измеряемая величина – разность фаз гармонического магнитного поля $\Delta\varphi$ в пяти трехкатушечных зондах (одна генераторная и две приемные катушки) различной глубинности исследования. Использование двух приемных катушек обусловлено возможностью минимизации влияния на результаты самой скважины (Технология..., 2000).

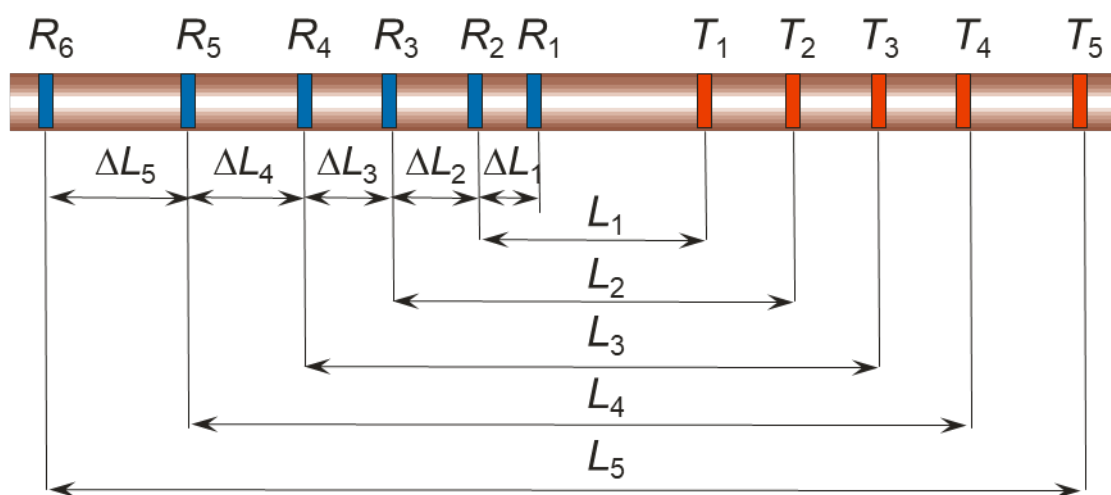


Рис. 2.2. Система из 5 (ВИКИЗ) или 9 (ВЭМКЗ) трехкатушечных зондов (Технология..., 2000).

Переменный ток, протекающий в генераторной катушке, создаёт переменное электромагнитное поле, индуцирующее вихревые токи в среде (Технология..., 2000). Их сила тем больше, чем больше проводимость среды. Поле, образуемое в области измерительных катушек, есть сумма полей, создаваемых генераторной катушкой (первичное поле), и поле, индуцируемое вихревыми токами (вторичное) (Технология..., 2000). Напряженность вторичного поля зависит от силы вихревых токов и характеризуется проводимостью горных пород. Первичное поле не несёт информацию о горных породах и его компенсируют (исключают).

Показания всех зондов ВИКИЗ в однородной среде соответствуют одному и тому же значению разности фаз благодаря изопараметричности. В неоднородной среде зонды отражают радиальное изменение УЭС, поэтому при интерпретации используются цилиндрически-слоистые модели (Технология..., 2000).

Аппаратура ВЭМКЗ включает в себя 5 зондов, которые характеризуются такими же изопараметрами, что и зонды ВИКИЗ. Значения изопараметров для других 4-х зондов равны $\sqrt{f}L_1=0.8\cdot\sqrt{3.5}\cdot 10^3$, $\Delta L/L_1=0.1768$. В однородной среде показания зондов с одинаковыми изопараметрами соответствуют одному и тому же значению разности фаз, и отношению амплитуд, то есть, одним

значениям – группа из 5-и основных зондов, а другим значениям – группа из 4-х дополнительных зондов. При этом трансформации сигналов в кажущееся сопротивление и диэлектрическую проницаемость одинаковы для всех зондов.

Частоты зондов ВЭМКЗ находятся в диапазоне от 0.875 до 14.0 МГц. Этот диапазон частично перекрывается с одной из частот комплекса LWD (2.0 МГц), но в основном не повторяет рабочие частоты других приборов.

В работе (Эпов, Сухорукова, 2012) отмечено, что электрические и электромагнитные каротажные зондирования позволяют оценивать УЭС коллекторов в нефтяных и газовых скважинах. В настоящее время на территории Западной Сибири вскрываются залегающие на большой глубине юрские коллекторы небольшой мощности. При уплотнении и преобразовании пород коллекторов с увеличением глубины происходит их пиритизация и глинизация, а также тип пористости меняется с межзерновой на трещинную. В настоящее время становятся все более распространенными исследования в тонкослоистых коллекторах, вскрытых бурением с наклонным направлением. В таких условиях уменьшается эффективность традиционных методов интерпретации, которые предназначены для исследования однородных терригенных коллекторов большой мощности. Становится более актуальной разработка новых приемов и методики численной интерпретации данных электрокаротажа, а также создание новых алгоритмов и программы расчета и инверсии сигналов.

Использование метода ВЭМКЗ позволяет решать следующие задачи ГИС:

- литологическое расчленение и корреляция разрезов, вскрытых скважинами;
- визуальная экспресс-оценка характера флюидонасыщения;
- выделение и оценка параметров радиальных неоднородностей в области проникновения, в том числе скоплений соленой пластовой воды («окаймляющие зоны»), как прямого качественного признака присутствия подвижных углеводородов в коллекторах;

- определение удельного электрического сопротивления частей пластов, незатронутых проникновением, зон проникновения и окаймляющих их зон с одновременной оценкой глубины измененной части пласта (Технология..., 2000);
- определение зон водонефтяных и газоводяных контактов в пластах-коллекторах.

Комплекс СКЛ

В связи с разработкой все более глубоких скважин, характеризующихся сложным строением, а также применением высокопроводящих биополимерных буровых растворов, традиционные методы электрокаротажа становятся малоэффективными и требуется разработка комплексов, способных достоверно анализировать данные условия. Каротаж с использованием расширенного комплекса методов ГИС проводится за одну спускоподъемную операцию, что позволяет осуществлять исследования в скважине за более короткий срок. Сигналы новых комплексов характеризуются высоким качеством и хорошей согласованностью.

Данный комплекс широко используется для определения распределения УЭС в терригенных разрезах сложного строения всеми видами скважин.

Основными преимуществами СКЛ являются:

- экономия спускоподъемных операций,
- одновременность измерений исключает необходимость взаимной увязки по глубине диаграмм разных методов,
- использование жесткого корпуса позволяет проводить измерения БКЗ в наклонных и горизонтальных скважинах.

Комплексы СКЛ спроектированы так, чтобы при минимальной длине в их составе был представлен расширенный комплекс геофизических методов:

- высокочастотный электромагнитный каротаж (875 кГц – 14 МГц) – ВЭМКЗ-20;
- низкочастотный индукционный каротаж (50 кГц) – ИК;

- боковое каротажное зондирование – БКЗ;
- двухзондовый боковой каротаж – 2БК;
- гамма каротаж – ГК;
- компенсированный нейтрон-нейтронный каротаж по тепловым нейтронам–2ННК-Т;
- компенсированный гамма плотностной каротаж – 2ГГК-П;
- каротаж самопроизвольной поляризации – ПС;
- измерение температуры в скважине – Т;
- резистивиметрия;
- инклинометрия (азимут, зенитный угол);
- широкополосный акустический каротаж – ультразвуковой профилемер – каверномер – АКП.

Комплекс СКЛ является геофизическим прибором, в состав которого входит набор модулей, реализующих представленные выше методы. Благодаря общему управляющему модулю все измерения проводятся практически одновременно и привязаны к единому системному времени (Эпов и др., 2010).

2.2. Геоэлектрические модели терригенных нефтеводонасыщенных пластов-коллекторов

В дипломной работе проводятся расчеты сигналов в нескольких типичных моделях, часто встречаемых в осадочных геологических разрезах. Для этой цели было осуществлено численное моделирование сигналов БКЗ и ВЭМКЗ на основе их количественной интерпретации.

Особенности сигналов БКЗ при разном угле наклона скважины

Наклон скважины является одним из важнейших факторов влияния на форму диаграмм КС зондов БКЗ. В результате наклонного положения скважины изменяется геометрия зон экранирования сигналов гальванических зондов. С увеличением зенитного угла наклона скважины увеличиваются видимые мощности геологических формаций. Области влияния вмещающих

пород на сигналы, полученные вдоль наклонной скважины, становятся более вытянутыми и протяженными. Описанные эффекты особенно сильно вносят вклад в измеряемые зондами значения УЭС при зенитных углах скважины более 30°. При зенитных углах, характерных для субгоризонтальных стволов, снижается чувствительность к вмещающим пластам по сравнению с вертикальной скважиной.

Для анализа влияния угла наклона скважины рассчитаны сигналы градиент-зондов в типичной геоэлектрической модели с плоскими горизонтальными границами.

Типичная геоэлектрическая модель терригенных нефте-газоводонасыщенных пластов-коллекторов предназначена для численного моделирования сигналов в типичных геоэлектрических ситуациях при различных траекториях скважины с целью обоснования методики численной интерпретации. На основе визуального и численного анализа данных каротажа, представленных из интервалов нефте-газоводонасыщенных коллекторов, вскрытых скважинами вертикального бурения, получены результаты численной интерпретации с определением электрофизических характеристик отложений. По данным из 2 разведочных и эксплуатационных скважин Восточно-Сургутского месторождения, содержащих записи ВЭМКЗ и БКЗ, построены типичные геоэлектрические модели терригенных нефтегазоводонасыщенных пластов-коллекторов. Модели содержат не менее 2-х пластов, разделенных плоскими горизонтальными границами, в том числе перекрывающий и/или подстилающий. Модели охарактеризованы УЭС, включают мощные и тонкослоистые электрически изотропные и макроанизотропные нефте-, газо- и/или водонасыщенные пласты, содержат не менее одной плоской горизонтальной границы. Толщина пластов находится в диапазоне от 0,5 до 10,0 м, значения УЭС находятся в диапазоне от 1 до 100 Ом·м.

Модель с переменной толщиной пластов

На рисунке 2.3 приведены результаты расчетов прямой задачи для моделей, каждая из которых представляет чередование непроницаемых пластов переменной мощности с уменьшением от 8 до 1 м, заключенных между вмещающими, мощность которых меняется в том же соответствии.

Модель состоит из пластов с УЭС 4 и 15 Ом·м. (рисунок 2.3).

Симметричная форма кривых сопротивлений для сильнонаклонного случая (когда зенитный угол скважины 85°) упрощает расстановку границ и определение кажущихся УЭС пластов в сравнении с сигналами, полученными для случая вертикальной скважины. Сильное влияние прилегающих (подстилающих) пластов на сигналы зондов БКЗ начинается с толщины пластов 2 м и усиливается по мере ее уменьшения.

УЭС пластов толщиной 8 и 4 м на диаграммах зондов А0.4М0.1N и А1.0М0.1N наиболее соответствуют расчетным параметрам. Стоит отметить более сглаженную форму диаграмм этих зондов в интервалах пластов толщиной 2 и 1 м для случая субгоризонтальной скважины, что приведет к большим ошибкам в определении кажущегося УЭС.

На рисунке 2.4 по результатам анализа сигналов ВЭМКЗ в скважине со сложной траекторией, приближающейся к границам тонкого высокоомного карбонатного прослоя, выявлены их особенности, которые при традиционной интерпретации могут привести к ошибочному заключению о повышенном нефтесодержании в исследуемых интервалах.

Так, например, при приближении скважины к высокоомному пласту происходит увеличение значений кажущегося УЭС зондов, что ошибочно может указывать на нефтенасыщение. Зонды, обладающие разной глубинностью, будут указывать на то, что происходит проникновение фильтра бурового раствора в пласт, а, на самом деле, это связано с тем, что длинные зонды чувствительны к карбонатному прослою и их завышение связано именно с этим.

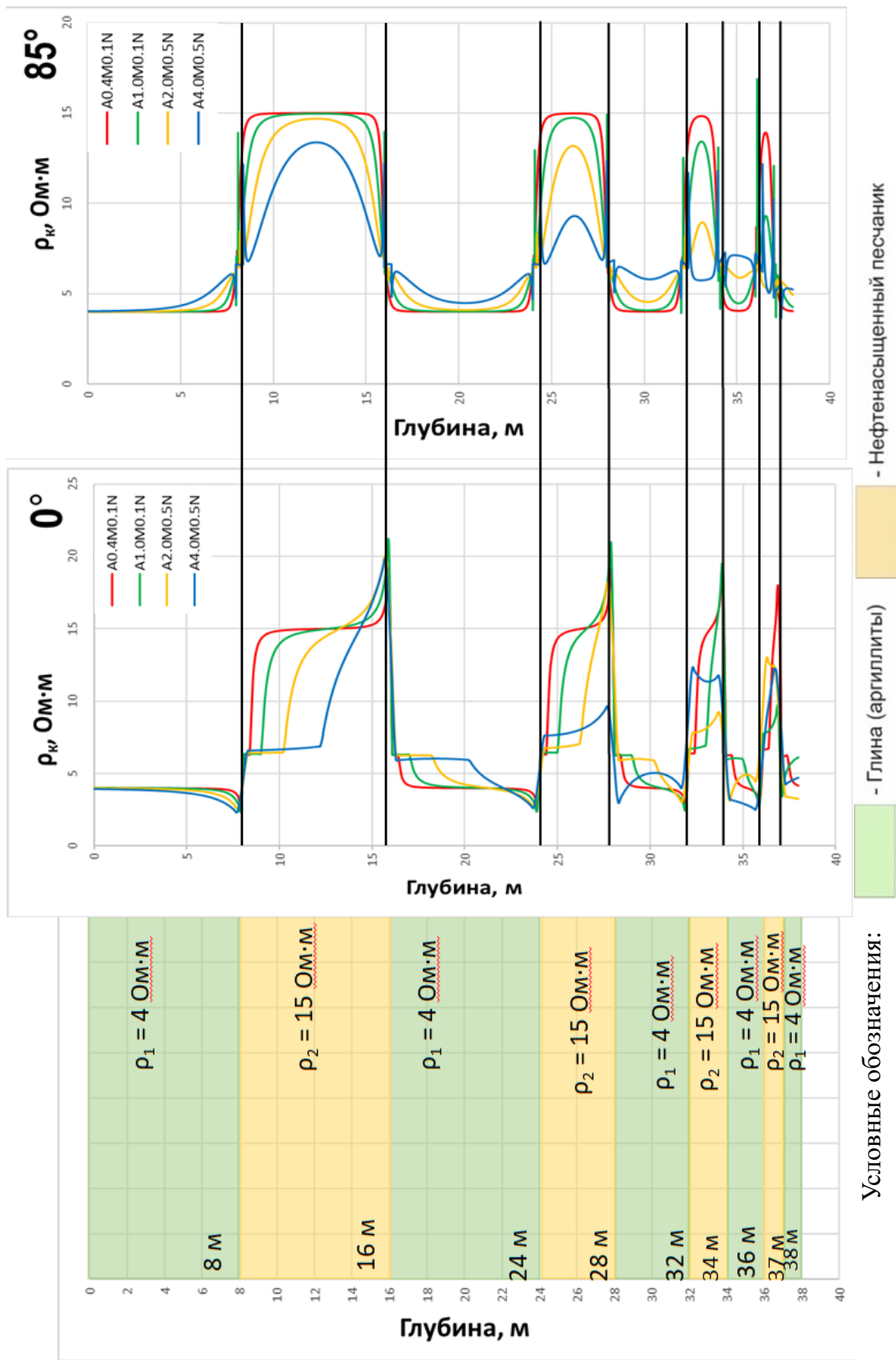


Рисунок 2.3 – Диаграммы БКЗ при пересечении последовательности пластов с уменьшающейся толщиной. Цена деления по оси абсцисс в диапазоне значений 0–25 Ом·м составляет 5 Ом·м.

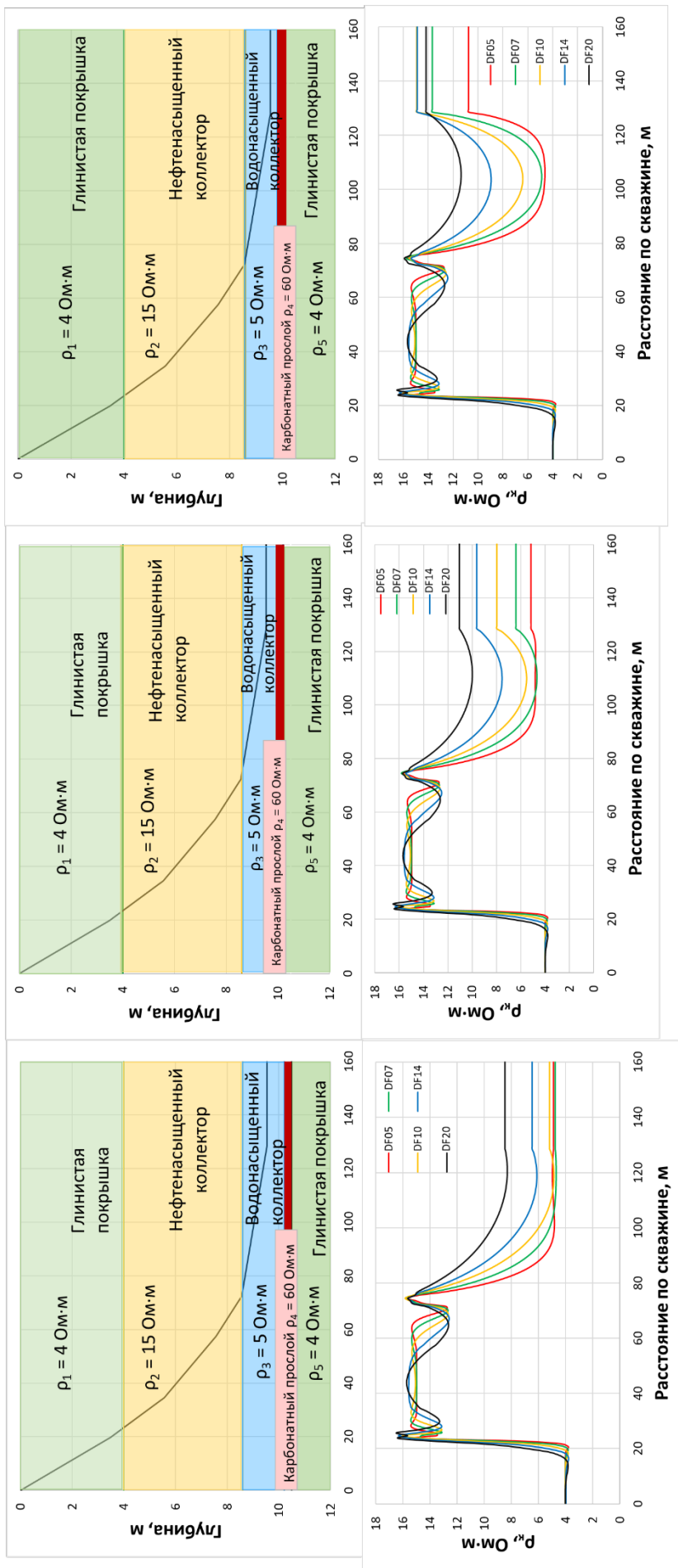


Рисунок 2.4. Геоэлектрические модели и диаграммы сигналов ВЭМКЗ в скважине со сложной траекторией

Глава 3. Интерпретация скважинных геофизических данных

3.1. Описание комплекса данных методов ГИС в вертикальных и горизонтальной скважинах

В ходе работы, при анализе материалов электрометрии в вертикальных скважинах применялся способ визуального анализа такой характеристики, как кажущееся удельное электрическое сопротивление (КС) в сопоставлении с глубиной точки измерения.

Для построения типичных геоэлектрических моделей, часто встречаемых в реальных разрезах геологических обстановок, компанией "Сургутнефтегеофизика" предоставлены данные электрического и электромагнитного каротажа из 22 скважин Восточно-Сургутского месторождения, измеренные аппаратурой К1А-723М (НПО "Геопром", Уфа) и серии СКЛ (НПП ГА "Луч", Новосибирск). Для повышения реалистичности геоэлектрических моделей, кроме данных электрического и электромагнитного каротажа предоставлены результаты измерений других геофизических методов: гамма-каротажа, нейтронного каротажа по тепловым нейтронам, потенциала самополяризации, резистивиметрии бурового раствора, инклинометрии, БК.

3.2. Построение геоэлектрической модели коллектора по кажущемуся УЭС

Построены планшеты диаграмм всех предоставленных данных, проведен их анализ. По результатам визуального и численного анализа выбрано 4 скважины, материал из которых будет использован далее для построения типичных геоэлектрических моделей нефте- и/или водонасыщенных коллекторов. Поскольку привязка скважин является конфиденциальной информацией, номера скважин в работе как материале с открытым доступом не приводятся. Далее скважины приводятся под номерами, назначенными в пределах данной работы.

На рисунке 3.1 представлена схема расположения десяти скважин с одного куста Восточно-Сургутского месторождения, по данным ГИС которых

производилось построение геоэлектрических моделей и сводных профилей корреляционных разрезов в интервалах пласта-коллектора ЮС₂¹.

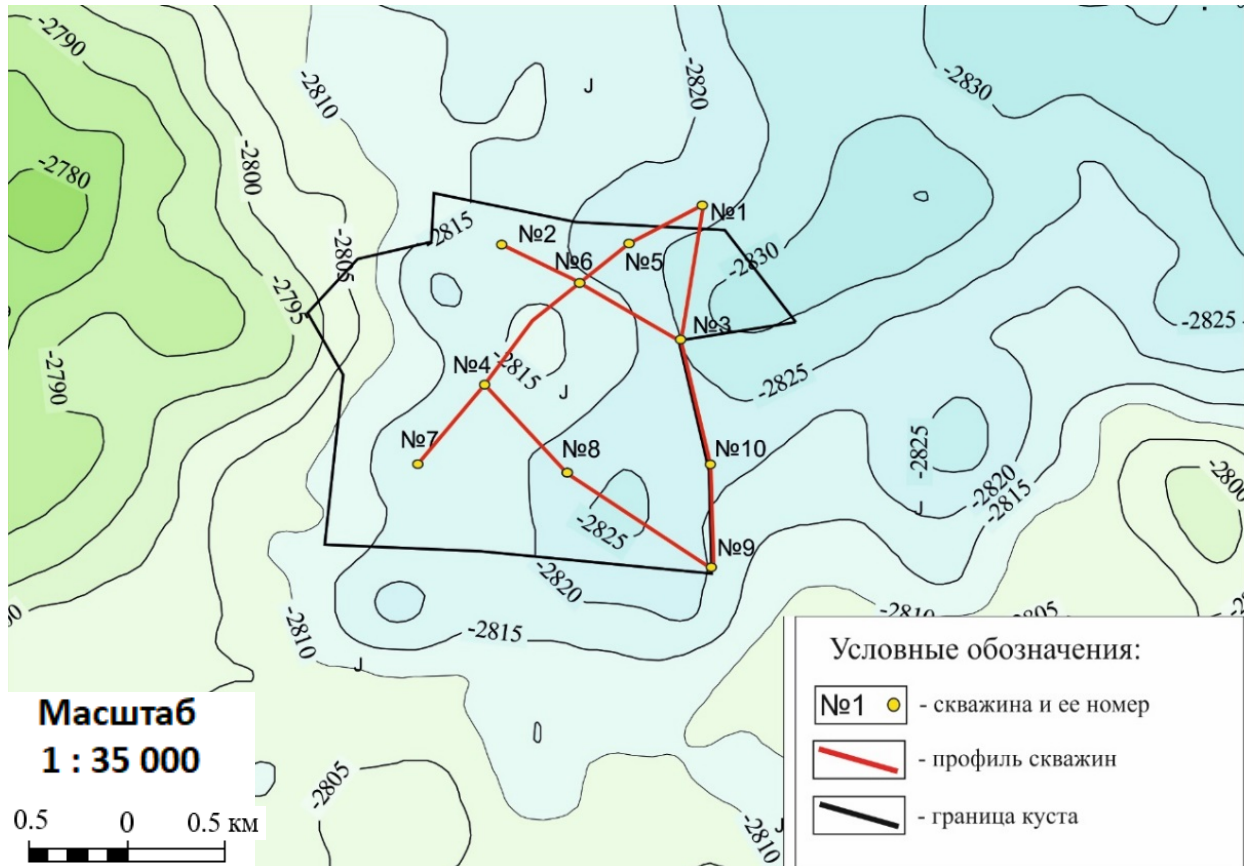


Рисунок 3.1 – Карта структурная пласта ЮС₂ Восточно-Сургутского месторождения со схемой профилирования.

Параметры геоэлектрической модели – положение горизонтальных и радиальных границ и УЭС областей между ними – удобно определять в программе инверсии EMF Pro с получением цилиндрически-слоистой изотропной модели. Расстановка границ проводится по всему доступному комплексу геофизических данных (Эпов и др., 2010).

При построении в системе EMF Pro изотропной модели по комплексу данных электротомии (рис. 3.2–3.5) отмечаются интервалы, в которых подбираются анизотропные параметры, – по признаку появления тонкой прискважинной зоны повышенного УЭС.

Так, преимущественно глинистые породы характеризуются на каротажных диаграммах отсутствием на диаграммах самопроизвольной поляризации (ПС) отрицательных аномалий и повышенными значениями интегральной гамма-активности (ГК). Уплотненным интервалам свойственны повышенные значения сигнала нейтронного каротажа по тепловым нейтронам (НКТ). Пласты песчаников (коллекторы) обычно характеризуются уменьшением диаметра скважины, отрицательными аномалиями ПС, в то время как глинистые песчаники и алевролиты отличаются от песчаников средними величинами ПС. (Дахнов, 1981; Добрынин и др., 2004; Итенберг и др., 1982). Фактическое отсутствие повышающей зоны проникновения устанавливается по значениям ρ_k ВЭМКЗ и БК на основании того, что сигналы ВЭМКЗ практически не зависят от параметров тонкой прискважинной зоны, а сигналы БК зависят существенно, если УЭС этой зоны больше, чем УЭС пласта. Следовательно, если ρ_k по данным БК не превышает ρ_k по данным ВЭМКЗ, то повышающая зона проникновения, возникающая при инверсии кривых зондирования БКЗ и ВЭМКЗ, является артефактом, обусловленным влиянием анизотропии на сигналы градиент-зондов (Сухорукова, 2018).

В каждой скважине по комплексу геофизических методов проведена расстановка горизонтальных границ с целью выделения в геологическом разрезе однородных по свойствам пластов, для каждого из которых определены значения УЭС и толщины.

Скважина 1 – вертикальная

Комплекс данных ГИС: инклинометрия, ПС, БК, ВЭМКЗ, БКЗ. При интерпретации используется унифицированный каротажный материал, представленный в виде файлов LAS стандарта.

По данным ГИС коллектор ЮС₂¹ занимает интервал 2932–2946,5 м (расстояние по скважине; рис. 3.2). В перекрывающих отложениях прослеживается пласт глин (УЭС около 6 Ом·м) по высоким значениям ПС (интервал по скважине 2925,8–2932 м). Под этим пластом расположена песчаная проницаемая и пористая порода, глинистость которой минимальна в

нижней половине и повышается к кровле. Эта порода, в свою очередь, расчленена на множество тонких прослоев повышенного УЭС (около 10-15 Ом·м). Подстиляется коллектор мощным пластом уплотненных глинизированных алевроитов (2946,5-2951 м).

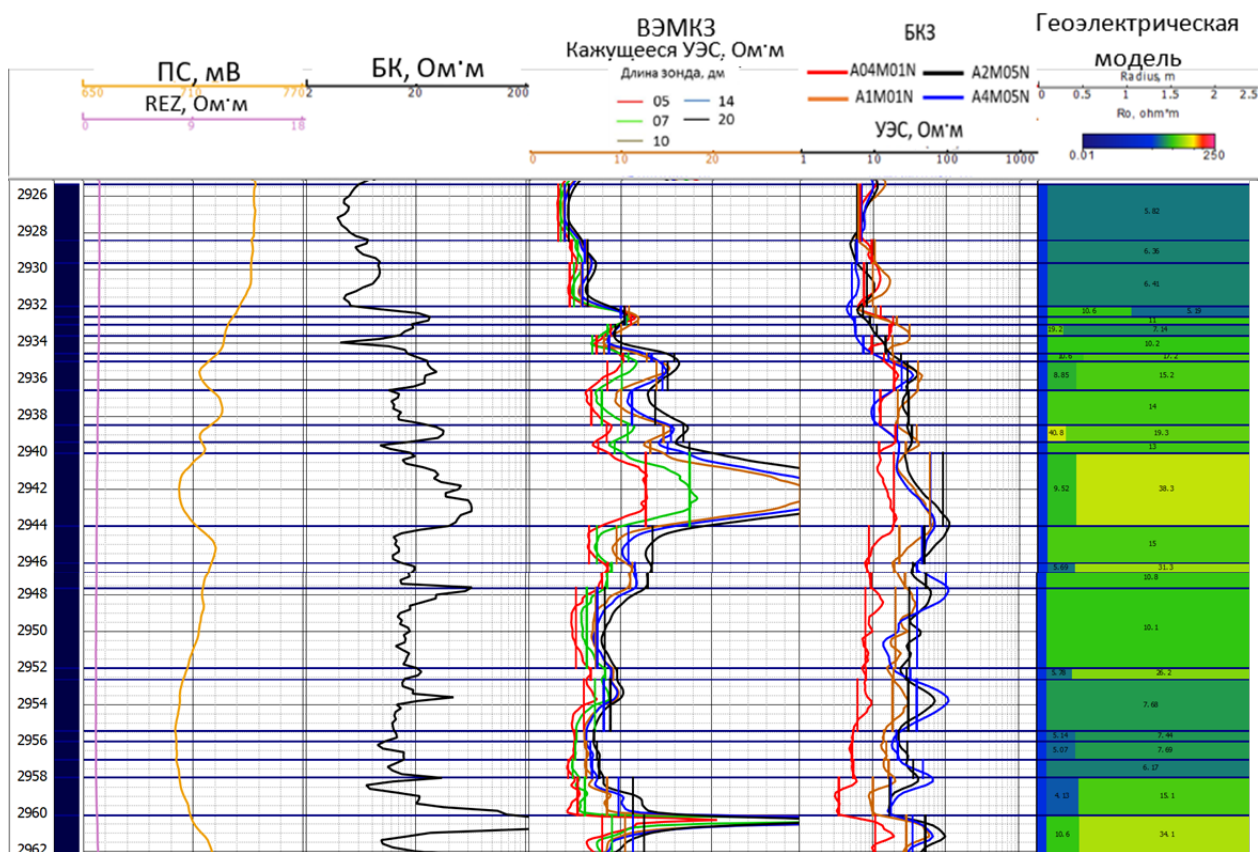


Рисунок 3.2 – Скважина 1. Практические диаграммы, слева направо: ПС и УЭС бурового раствора по данным резистивиметра; кажущееся сопротивление по данным БК; БКЗ; ВЭМКЗ; цветное представление геоэлектрической модели (распределение УЭС по глубине и радиусу).

Коллектор ЮС₂² прослеживается на интервале 2951-2959 м. На отрезке 2952-2952,6 м насыщение представлено смесью воды и нефти (УЭС около 30 Ом·м). Далее по разрезу песчаная проницаемая порода заполнена минерализованной водой.

Скважина 2 – вертикальная

Комплекс данных ГИС: инклинометрия, ПС, ГК, НКТ, БК, БКЗ. При интерпретации используется унифицированный каротажный материал, представленный в виде файлов LAS стандарта.

По данным ГИС кровля наиболее перспективной части коллектора ЮС₂¹ пересекается скважиной в отметке 3060 м, ее подошва – 3076 м (рис. 3.3). В этом интервале вскрыты мощные песчаные пласты-коллекторы (УЭС около 19 Ом·м), с частыми прослоями карбонатизированных песчаников, глин и алевролитов, а также двумя высокоомными карбонатными пластами (3068-3069,6 м и 3075,35-3076,7 м).

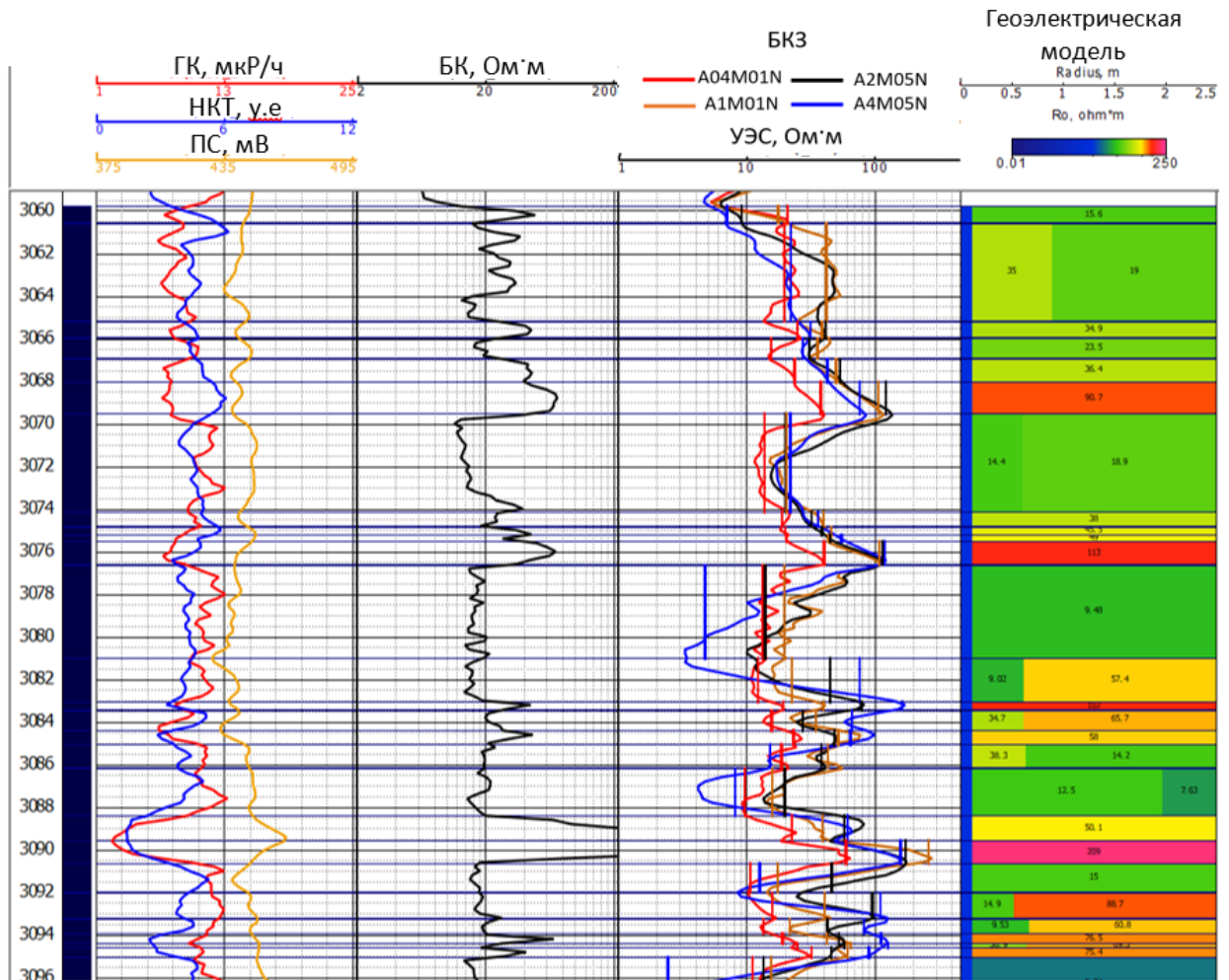


Рисунок 3.3 – Скважина 2. Практические диаграммы, слева направо: ПС; НКТ; ГК; БК; БКЗ; цветное представление геоэлектрической модели (распределение УЭС по глубине и радиусу).

Скважина 3 – вертикальная

Комплекс данных ГИС: инклинометрия, ПС, ГК, НКТ, БК, БКЗ. При интерпретации используется унифицированный каротажный материал, представленный в виде файлов LAS стандартов.

В скважине 3 выделяется 2 нефтеводонасыщенных юрских коллектора ЮС₂¹ и ЮС₂², разделенных высокоомным карбонатным прослоем со значением УЭС 100 Ом·м на отрезке 3010,1-3011,7 м (рис. 3.4).

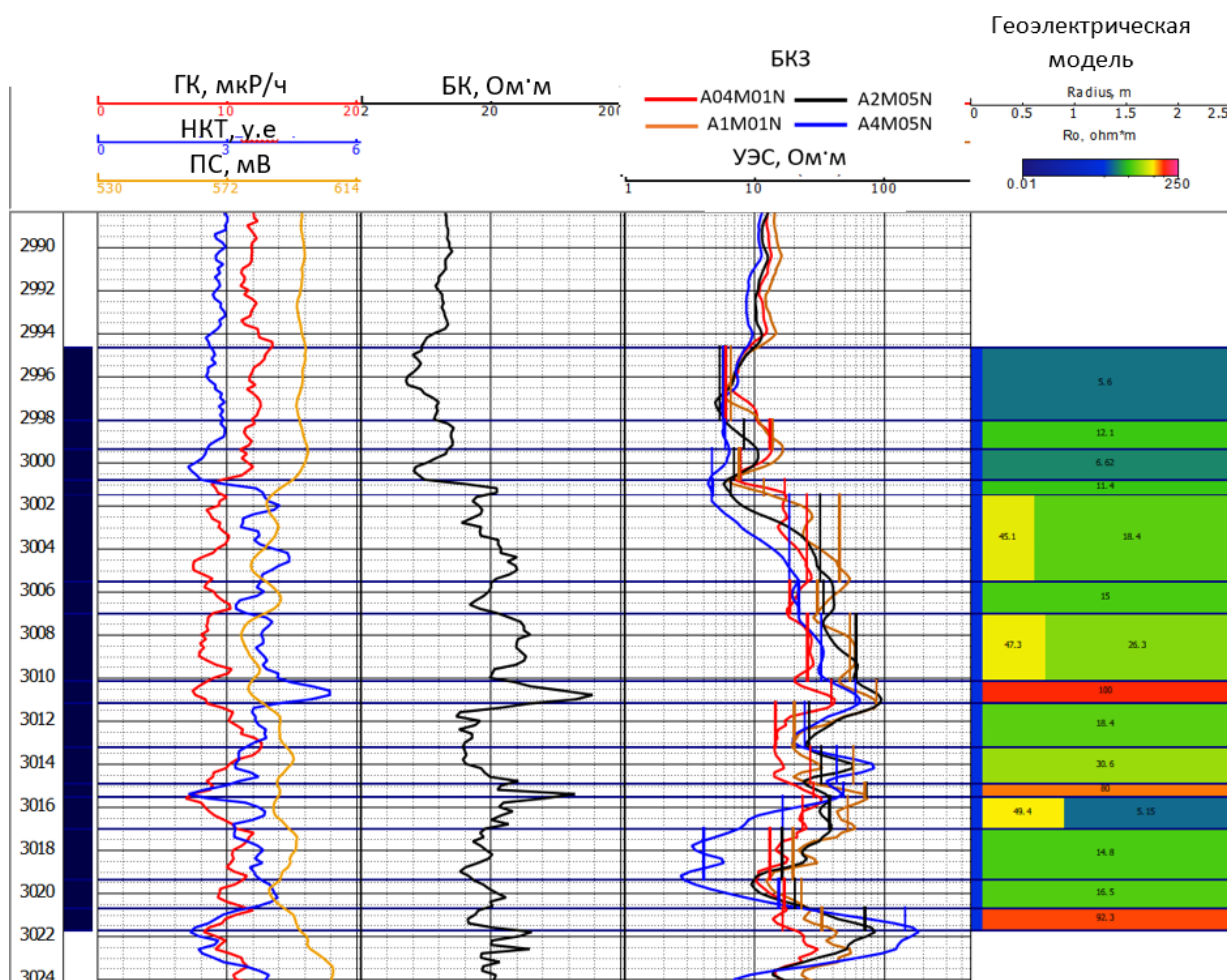


Рисунок 3.4 – Скважина 3. Практические диаграммы, слева направо: ПС; НКТ; ГК; БК; БКЗ; цветное представление геоэлектрической модели (распределение УЭС по глубине и радиусу).

Верхняя часть коллектора (3001,5–3010,2 м), лежащая между глинистой крышкой и карбонатным пластом, характеризуется значением УЭС около 20 Ом·м и толщиной 8,7 м. Она, в свою очередь, разделена непроницаемым высокоомным карбонатизированным прослоем глин со значением УЭС 15

Ом·м. Нижняя часть коллектора (3015,5–3016,82 м) расположена между нижним высокоомным карбонатным пластом и подстилающими карбонатизированными глинами и алевролитами, УЭС пласта составляет около 5 Ом·м, толщина 1,32 м. Значения УЭС всех частей коллектора соответствуют нефте-водяному насыщению. УЭС вмещающих пород карбонатизированного состава от 14,8 до 16,5 Ом·м.

Скважина 4 – вертикальная

Комплекс данных ГИС: инклинометрия, ПС, ГК, НКт, БК, БКЗ. При интерпретации используется унифицированный каротажный материал, представленный в виде файлов LAS стандарта.

В скважине 4 выделяется нефтенасыщенный юрский коллектор ЮС₂¹ (2956–2966 м, рис. 3.5), осложненный карбонатизированными непроницаемыми пластами глин и алевролитов, местами известняков. УЭС вмещающих пород в среднем лежит в диапазоне от 15 до 45 Ом·м. Значение УЭС коллектора незатронутой проникновением части пласта составляет от 11 до 21,6 Ом·м.

Коллектор ЮС₂², прослеживаемый на интервале 2970-2979 м, еще более осложнен непроницаемыми породами с высокими значениями УЭС. Флюидонасыщенная часть представлена на интервалах 2970-2973 м и 2978,2-2979 м (УЭС около 20 Ом·м).

Таким образом, с помощью количественной интерпретации построены геоэлектрические модели коллекторов ЮС₂¹ и ЮС₂². Для рассмотренного интервала осадочных пород характерны небольшие толщины сильно контрастных по УЭС пластов. Высокими значениями УЭС отмечаются пласты карбонатизированного песчаника и угольные пласты разной толщины. Продуктивные интервалы в среднем характеризуются значениями УЭС 10–30 Ом·м, что соответствует нефтесодержанию 70–80%. Общим для скважин является строение верхней части коллектора: проницаемые интервалы толщиной около 2–4 м, разделенные уплотненными породами более высокого УЭС. При этом, несмотря на близость скважин, очевидно и различие

геоэлектрических свойств. Наибольший контраст УЭС пластов наблюдается в скв. 2 и 3. В скв. 2 верхний проницаемый пласт (3060–3064 м) сложен песчаными и глинистыми прослоями по 0.5–0.7 м толщиной. В наиболее далеко отстоящей от остальных скважине 4 добавляется карбонатный прослой почти в середине верхнего пласта. Поэтому следует ожидать проявления в горизонтальных скважинах разного типа неоднородностей.

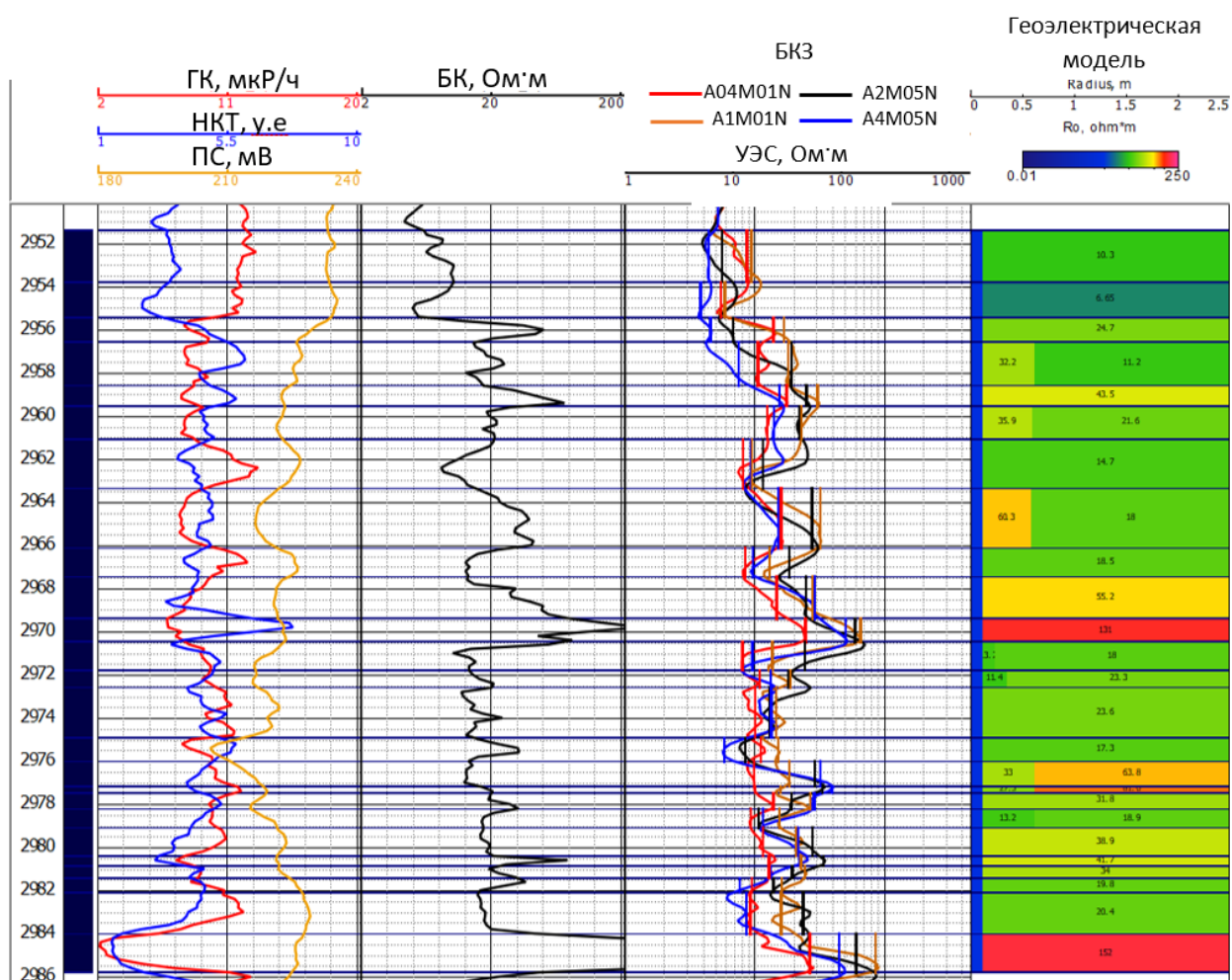


Рисунок 3.5 – Скважина 4. Практические диаграммы, слева направо: ПС; НКТ; ГК; БК; БКЗ; цветное представление геоэлектрической модели (распределение УЭС по глубине и радиусу).

3.3. Сигналы электрокаротажа в горизонтальной скважине и их численная инверсия

В работе (Глинских и др., 2013) отмечено, что численное моделирование диаграмм электромагнитного каротажа позволяет более детально подойти к изучению маломощных пластов, соизмеримых и меньших длины зондирующей системы. Достоверное определение УЭС пластов, пересекаемых наклонно-горизонтальной скважиной, обеспечивается подбором сигналов ВЭМКЗ в горизонтально-слоистой модели. Подбор может быть как автоматизированный, с применением алгоритмов оптимизации, так и ручной, с расчетом сигналов, их сравнением с измеренными и принятием решения о дальнейшем изменении параметров модели.

Результаты численного моделирования предназначены для установления их зависимости от параметров геоэлектрических моделей вертикальных скважин, расположенных вблизи целевой скважины. Профиль скважины 5 с горизонтальным завершением представлен на рисунке 3.6, данные радиоактивного и электромагнитного каротажа – на рисунке 3.7.

Горизонтальный интервал скважины пробурен на биополимерном растворе. Зенитный угол изменяется от 80° до 93° , удельное электрическое сопротивление бурового раствора – 0,04 Ом·м.

В интервале 2981–3237,6 м (расстояние по скважине) вскрыт мощный песчаный пласт-коллектор ЮС₂¹, с редкими прослоями карбонизированных песчаников, глин и алевролитов.

В дипломной работе было проведено численное моделирование сигналов для электромагнитного каротажа в скважине с горизонтальным завершением в модели ЮС₂. Для расчетов использовались разработанные типичные геоэлектрические модели пластов-коллекторов. Сигналы ВЭМКЗ включают в себя такие характеристики, как разность фаз и трансформации ее в КС.

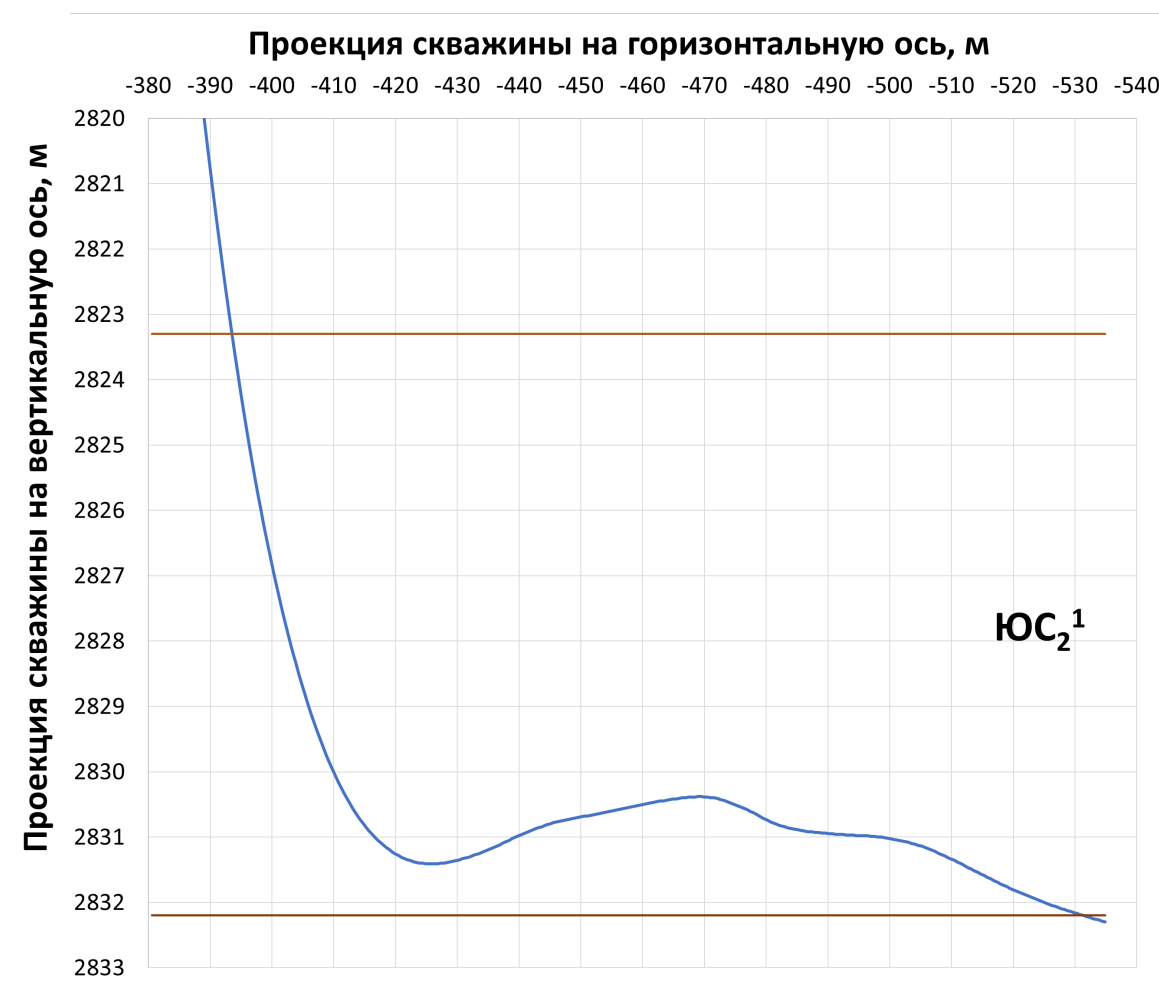


Рисунок 3.6 – Профиль скважины №5

Очень низкое УЭС бурового раствора, примененное при бурении этой скважины, не позволяет применять для анализа разреза данные БКЗ, которые в значительной степени подвержены влиянию большой электропроводности скважины.

Для подбора сигналов ВЭМКЗ в горизонтальном стволе стартовая модель строится обычно как результат инверсии данных электрометрии на базе цилиндрически-слоистой модели в системе EMF Pro. Первичная расстановка границ проводится по комплексу данных ГИС с акцентом на данные методов ГК и НКт. Далее для этой разбивки проводится инверсия пластовых отсчетов сигналов ВЭМКЗ (кривых зондирования) с оценкой УЭС зоны проникновения и неизменной зоны пласта. Полученные оценки сравниваются между собой, и проводится объединение пластов с близким

значением УЭС. Результат – зависимость УЭС пласта от расстояния по скважине – является первым приближением стартовой модели. Далее проводится объединение пластов с близкими УЭС для ускорения процесса инверсии.

Определение базовой геоэлектрической модели по сигналам в наклонно-горизонтальном участке скважины

В сильнонаклонном интервале скважины Восточно-Сургутского месторождения выполнен подбор геоэлектрической модели отложений (рис. 3.8), в которой синтетические сигналы ВЭМКЗ совпадают с практическими с точностью до погрешности измерения. На рисунке 3.7 приведены каротажные диаграммы ВЭМКЗ в интервале входа скважины в коллектор под углом 72,3 градуса (координата кровли 2979 м).

На этом интервале скважина пересекает несколько пластов перед выходом на горизонтальный участок в довольно мощном песчаном пласте в точке около 3030 м. Модель УЭС этих пластов достаточно легко подбирается с помощью ручного перебора параметров. Качество подбора можно оценить по совпадению измеренных и рассчитанных сигналов низкочастотных зондов ВЭМКЗ (DF14 – длина зонда 1.4 м, частота 1.75 МГц; DF20 – длина 2.0 м, частота 0.875 МГц). Колебания измеренных сигналов ВЭМКЗ с периодом 1.5–2.0 м по скважине в среднем коррелируют с колебаниями данных радиоактивного каротажа и отражают влияние неровностей стенки скважины (спиралевидную форму ствола).

Полученная при инверсии модель отражает те же особенности разреза, что и модели, построенные по данным из вертикальных скважин: небольшие толщины коллекторов, значительный контраст УЭС отложений, высокие значения УЭС непроницаемых пластов. Ствол скважины пересекает коллектор ЮС₂¹, спускается в подстилающие глинисто-карбонатные отложения, снова по коллектору поднимается до перекрывающего полуметрового пласта аргиллитов, не входя в него, и после этого уходит в нижележащие отложения. В целом длина горизонтального интервала скважины в этом коллекторе

составляет около 70 м. Судя по отсутствию больших расхождений измеренных и рассчитанных в подобранной модели сигналов в интервале скважины 2990–3100 м, явно выраженные латеральные неоднородности в коллекторе отсутствуют.

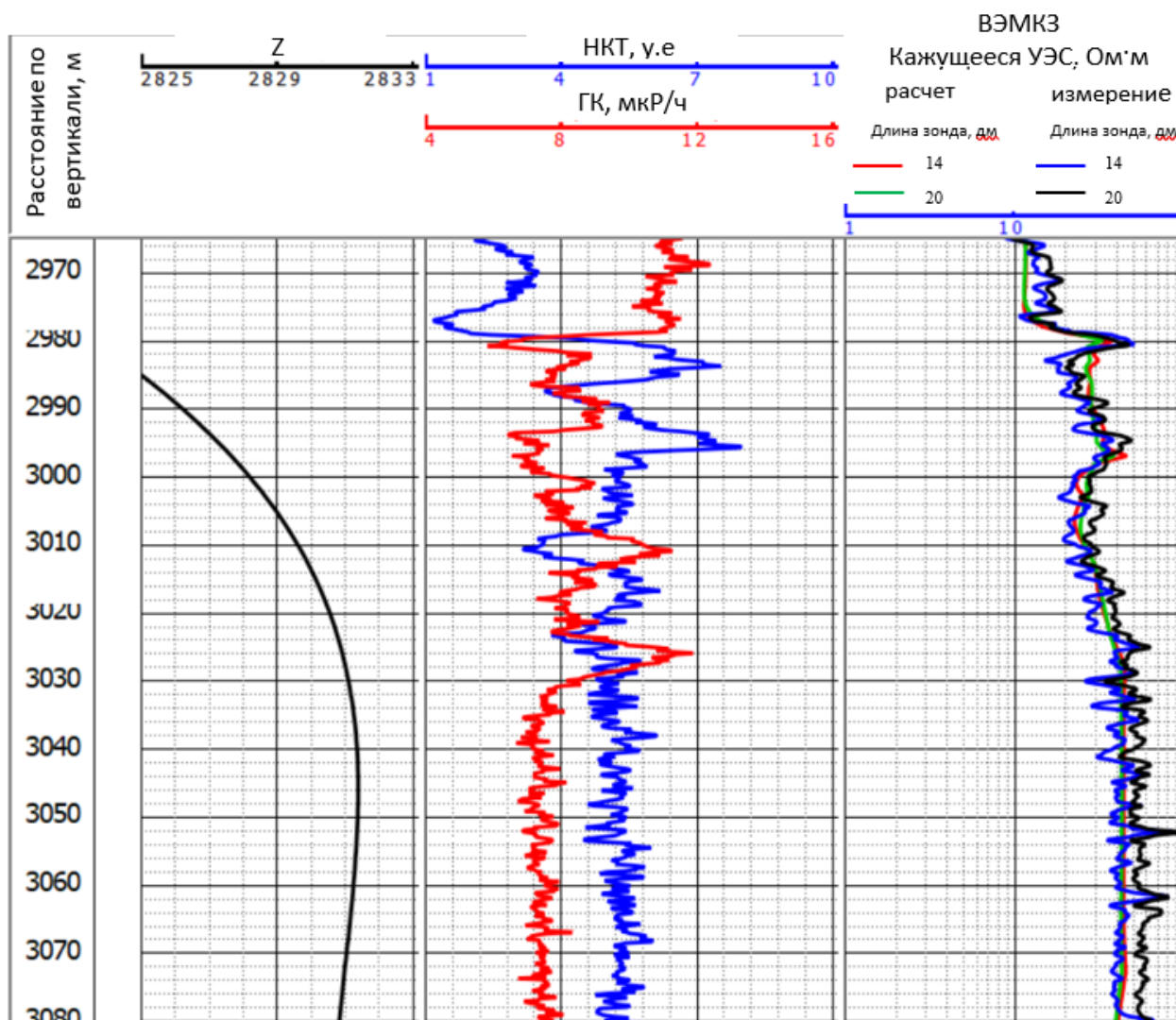


Рисунок 3.7 – Скважина 5. Практические диаграммы, слева направо: Z; НКТ; ГК; ВЭМКЗ

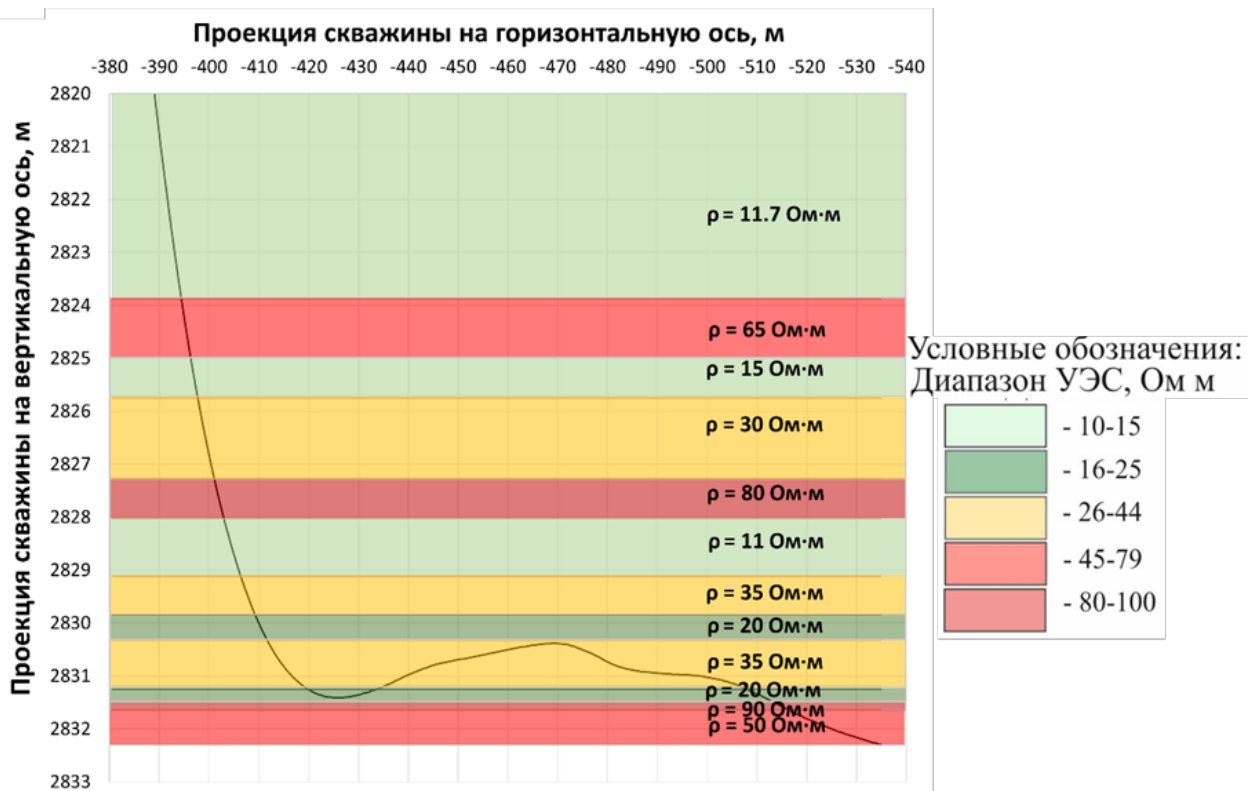


Рисунок 3.8 – Траектория скважины №5 и распределение УЭС по результатам моделирования

Автоматизированная инверсия сигналов в горизонтальном интервале скважины с определением геоэлектрической модели

Рассмотрим более удаленный субгоризонтальный участок скважины Восточно-Сургутского месторождения (рис. 3.9). Здесь измеренные сигналы ВЭМКЗ местами не соответствуют расчетным сигналам в подобранной модели, поэтому требуется дополнительный анализ. На интервале 3170–3190 м, в котором скважина хоть и не достигает максимальных глубин, наблюдается повышение значений сигналов НКт и значений ρ_k по длинному зонду ВЭМКЗ. Предположительно это связано с наличием уплотненного карбонатизированного песчаника.

Стартовая модель строится, как и ранее, в результате инверсии данных электрометрии на базе цилиндрически-слоистой модели в системе EMF Pro. После определения примерного положения основных границ и оценки УЭС пластов проводился автоматизированный подбор с уточнением значений этих параметров.

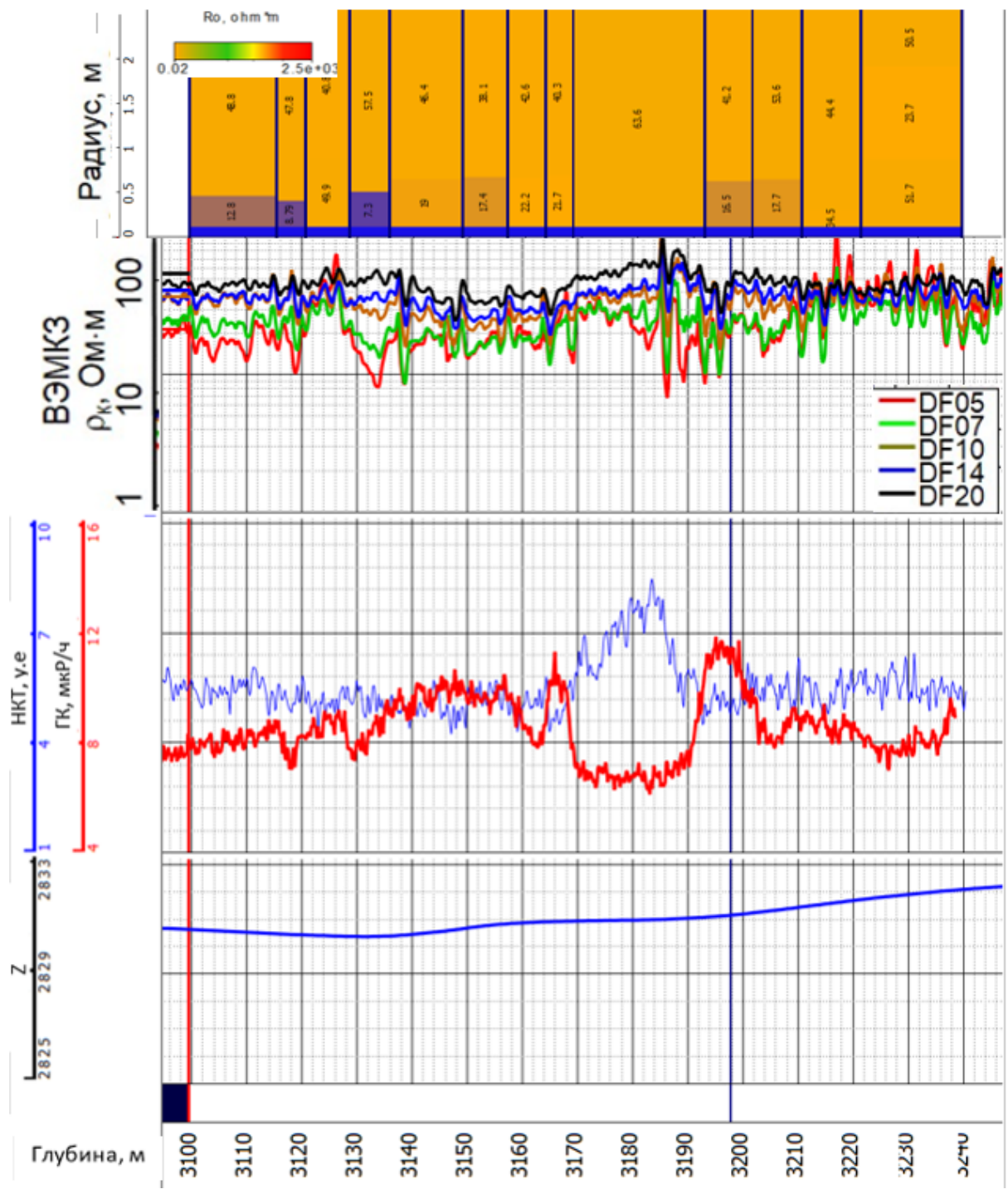


Рисунок 3.9 – Расстановка границ в горизонтальной скважине Восточно-Сургутского месторождения с помощью программной системы EMF Pro. Слева направо: относительная глубина (Z); НКТ, ГК; ρ_k по ВЭМКЗ; цветное изображение модели радиального распределения УЭС

Для иллюстрации качества подбора на рис. 3.10 приведены диаграммы измеренных и рассчитанных значений кажущегося сопротивления для двух

длинных зондов ВЭМКЗ DF14 и DF20, а также показаны результаты интерпретации сигналов в виде распределения УЭС вдоль скважины.

Для автоматизированного подбора было выделено два "окна", в каждом из них отдельно подбиралась модель.

Также на рисунке показаны результаты интерпретации в виде распределения УЭС пласта вдоль скважины, полученные с помощью алгоритма инверсии в горизонтально-слоистой модели. Границы пластов определены как горизонтальные, значение угла между скважиной и границей было оценено как соответствующее данным инклинометрии. Следует отметить, что значения УЭС пластов модели недостаточно соответствуют значениям кажущегося сопротивления. Одна из возможных причин этому – то, что коллектор осложнен карбонатизированными прослоями и низкоомными глинистыми отложениями, сильно влияющими на сигналы в условиях сильнонаклонного пересечения.

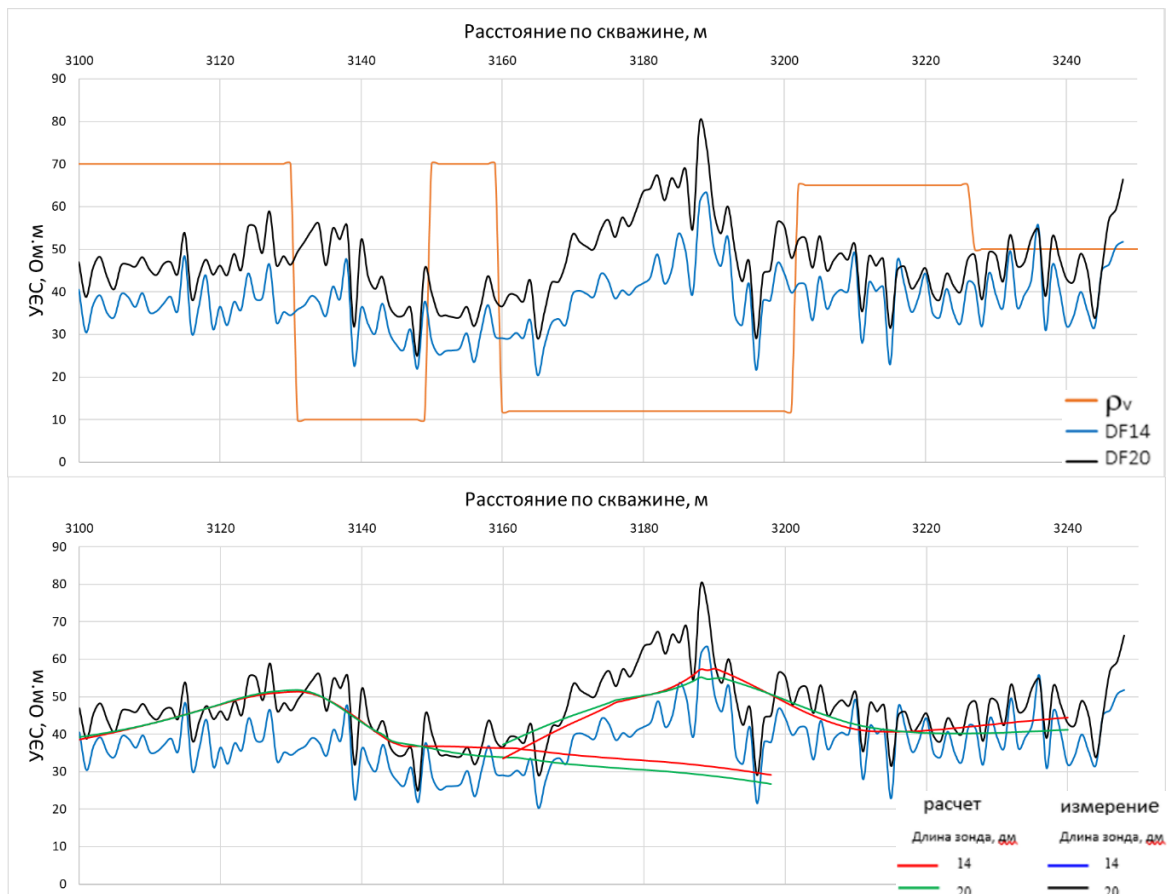


Рисунок 3.10 – Распределение УЭС вдоль скважины по данным ρ_k и результатам совместной инверсии кривых зондирования.

Если привести сигналы и подобранные УЭС пластов не от расстояния по скважине, а от вертикальной координаты (рис. 3.11), то выявляется более вероятная причина такого противоречия: толщины прослоев настолько малы (от нескольких сантиметров до полуметра), что к их параметрам просто отсутствует чувствительность. Следовательно, форма неоднородностей на этом интервале не соответствует горизонтальным пластам.

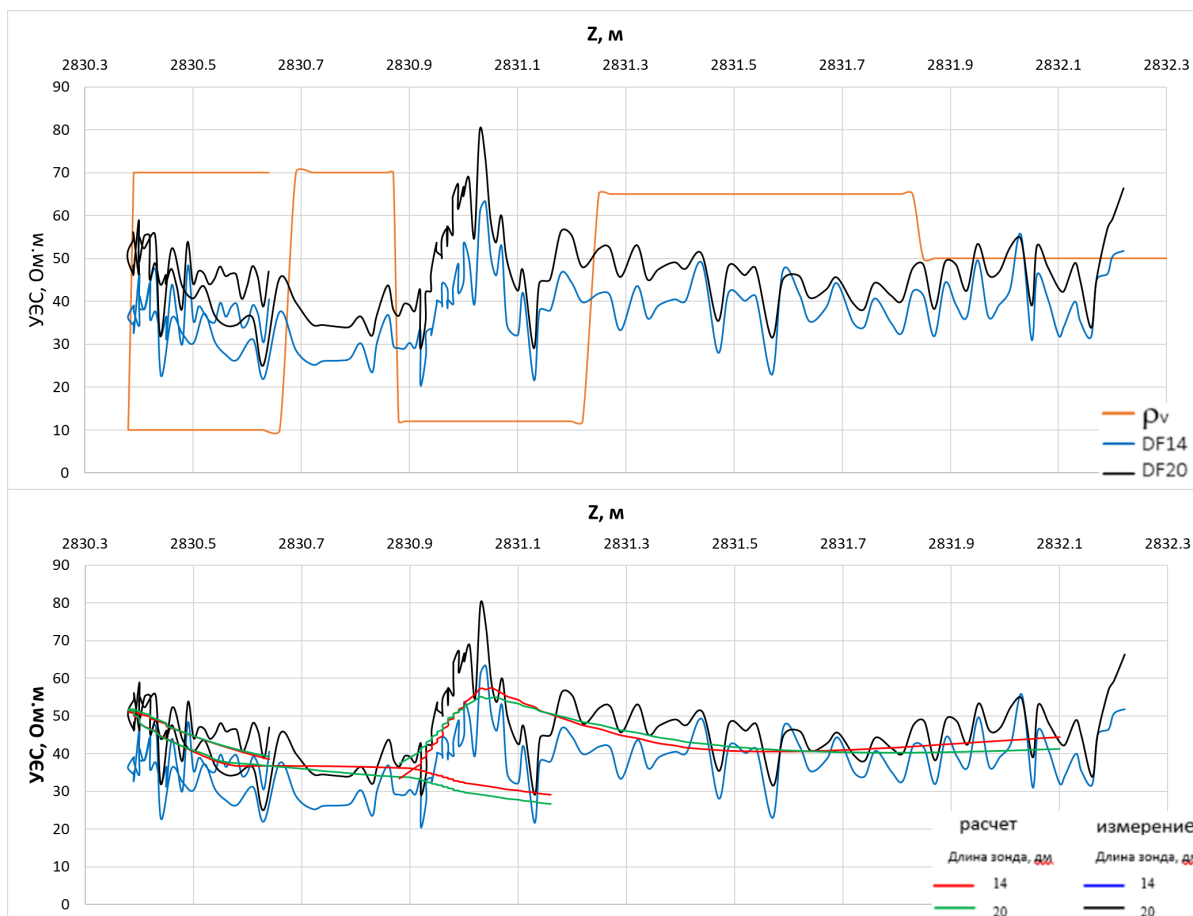


Рисунок 3.11 – Распределение УЭС по вертикали по данным ρ_k и результатам совместной инверсии кривых зондирования.

Таким образом, в горизонтальном интервале скважины распределение УЭС пласта вдоль скважины, полученное с помощью алгоритма инверсии в горизонтально-слоистой модели, плохо соответствует значениям кажущегося сопротивления, поскольку коллектор осложнен латеральными неоднородностями.

Численная инверсия с оценкой анизотропии УЭС

В работе (Горбатенко, Сухорукова, 2014) было отмечено, что диаграммы сигналов метода ВЭМКЗ, регистрируемых в вертикальных и наклонно-горизонтальных, существенно отличаются друг от друга. Это объясняется явлением «анизотропии», характеризующимся различием свойств среды в разных направлениях внутри этой среды. В случае терригенного разреза – различными величинами УЭС в направлениях плоскости напластования и ортогональном (Сухорукова, Петров, Нечаев, 2017). Пренебрежение данным параметром в большинстве случаев приводит к ошибочному определению УЭС коллектора при оценке его флюидонасыщения.

Для скважины 5 Восточно-Сургутского месторождения восстановление значений вертикального и горизонтального УЭС (ρ_v и ρ_h) было произведено вручную, затем для уточнения значений был применен алгоритм численной инверсии каротажных данных. Результат представлен на рис. 3.12 и 3.13.

Подобранные параметры на интервале 2925–3050 м близки к измеренным значениям, что доказывает необходимость учета анизотропии на данном участке. Далее по скважине наблюдаются расхождения между измеренными сигналами и полученными в результате инверсии. Эти области расхождений можно рассматривать как латеральные неоднородности коллектора: в интервале 3060–3080 м разность фаз снижается относительно сигнала в базовой модели, что соответствует повышению УЭС и может быть интерпретировано как уплотнение песчаника. В интервале 3145–3160 м разность фаз, наоборот, повышается, то есть, уменьшается УЭС, и такое изменение скорее всего вызвано повышенной глинистостью пересекаемого участка. Несовпадение сигналов на последнем интервале, начиная с 3170 м, с довольно резкими изменениями измеренных значений может быть признаком смены угла наклона пластов или смены положения скважины в пласте из-за его смещения по разлому.

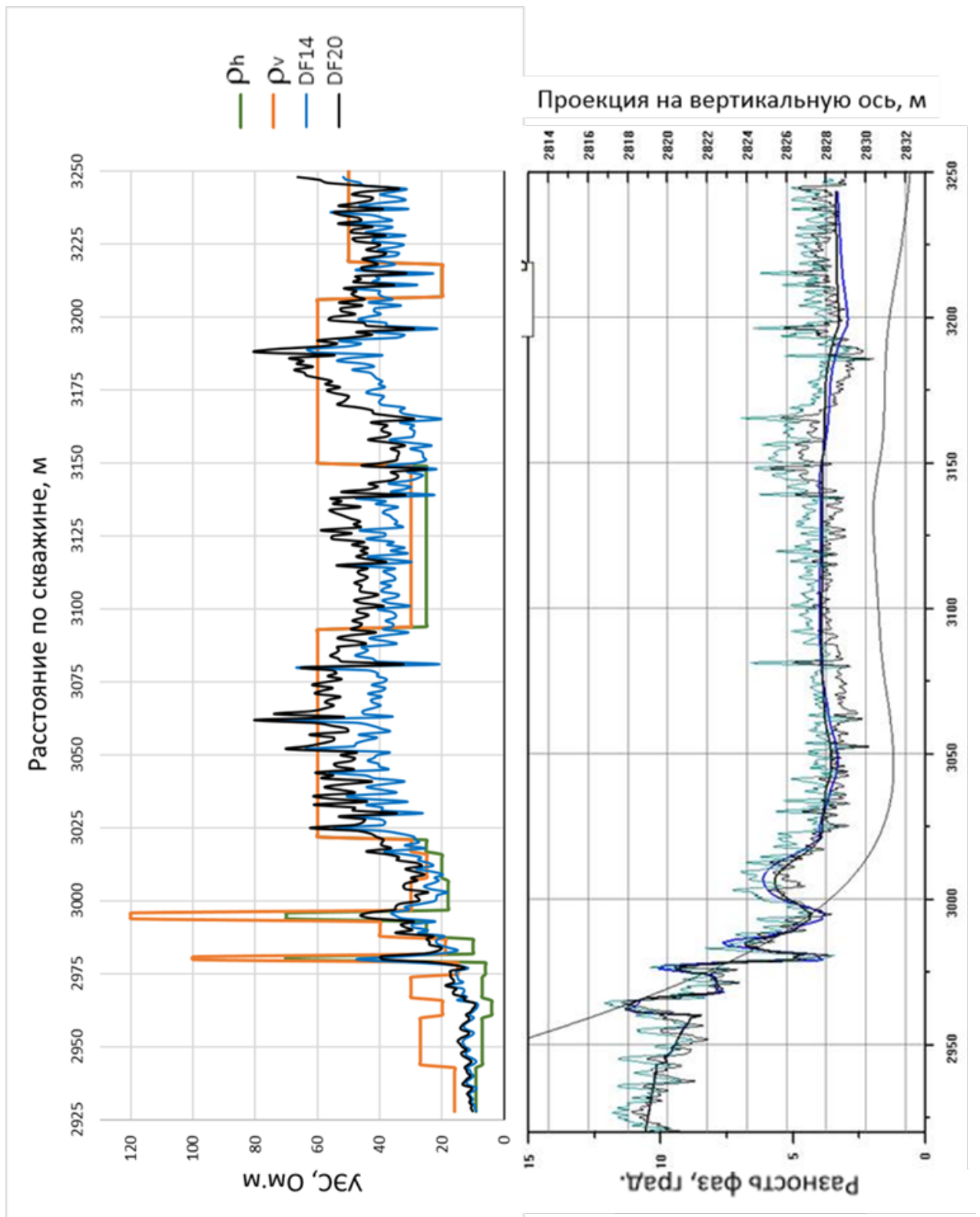


Рисунок 3.12 – Измеренные и синтетические сигналы и полученное в результате попластовой инверсии распределение УЭС и разности фаз в зависимости от расстояния вдоль скважины на базе анизотропной радиально-слоистой модели.

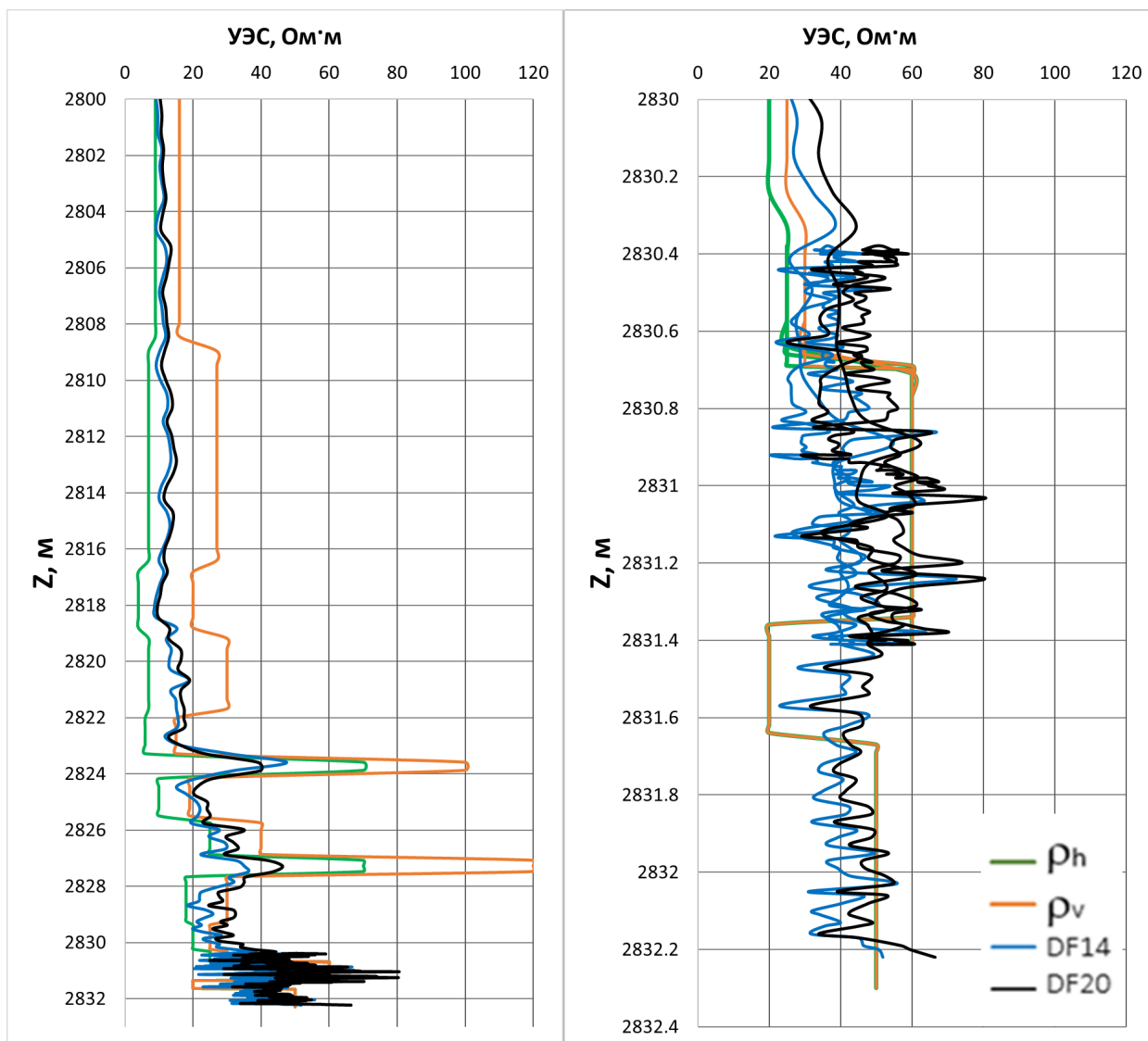


Рисунок 3.13 – Измеренные и синтетические сигналы и полученное в результате попластовой инверсии распределение УЭС по вертикали на базе анизотропной радиально-слоистой модели.

В результате проведения численной инверсии данных ВЭМКЗ, измеренных в горизонтальной скважине, получена модель электрического сопротивления отложений. Из ее сравнения с данными из вертикальных скважин следует, что скважина вскрыла верх коллектора ЮС₂¹ и прошла большей частью во втором сверху, относительно мощном (около метра толщиной) песчаном пласте. По данным инверсии (рис. 3.12) получается, что в интервале 3090–3150 м скважина входит в перекрывающий глинистый пласт на 0.2–0.3 м, далее снова спускается в коллектор. По результатам уточнения

модели после инверсии УЭС коллектора оказывается довольно высоким: около 60 Ом·м, анизотропии УЭС в нем не выявлено.

3.4. Корреляция геоэлектрических разрезов скважин

Основной целью проведения корреляции скважин на основе геолого-геофизических данных является выделение слоев разного состава, а также сопоставление разрезов скважин для того, чтобы идентифицировать эти слои в различных скважинах. Расстановка границ проводилась по диаграммам кажущегося сопротивления. Для обеспечения возможности сравнения с данными из вертикальных скважин диаграммы КС для горизонтальных скважин построены в проекции на вертикаль. На основании результатов, полученных при построении корреляционных схем (рис. 3.14-3.16), установлены значения УЭС для основных пластов разреза.

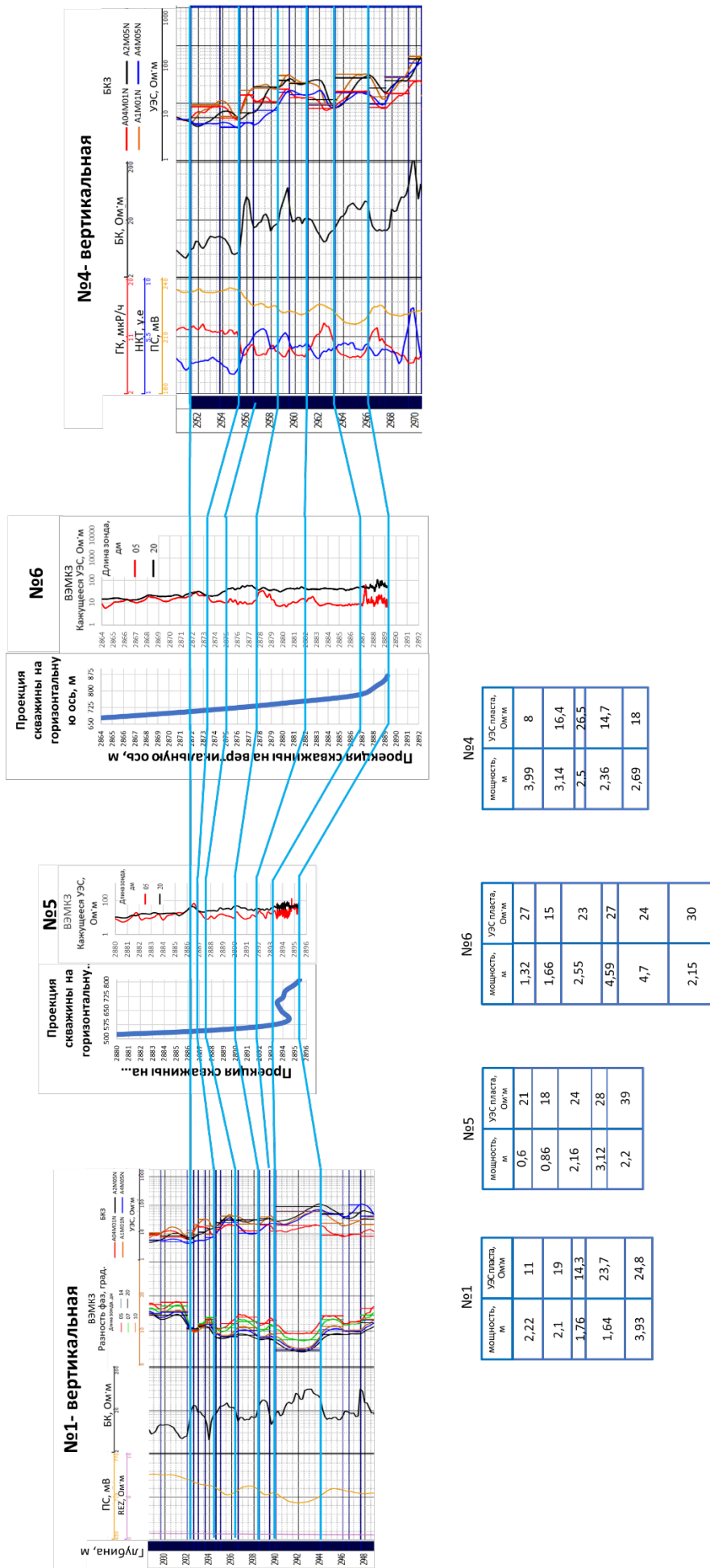
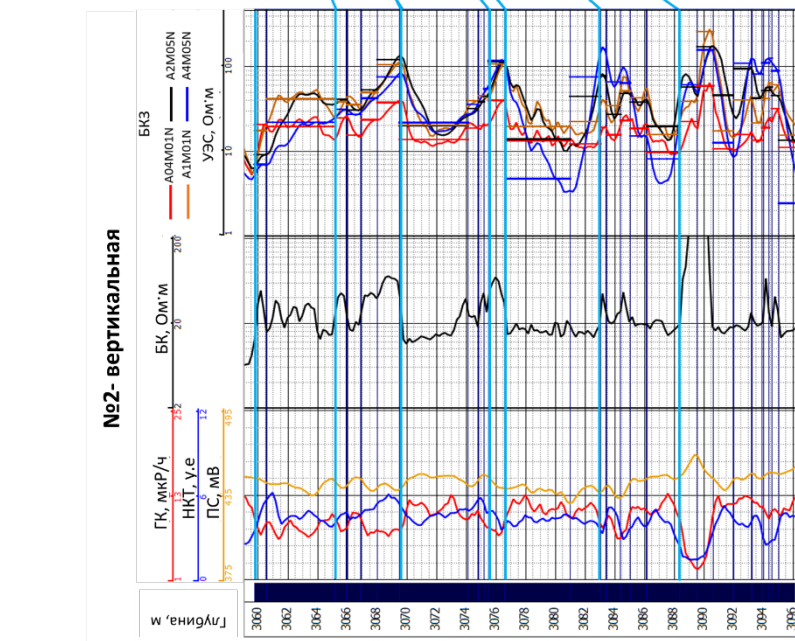
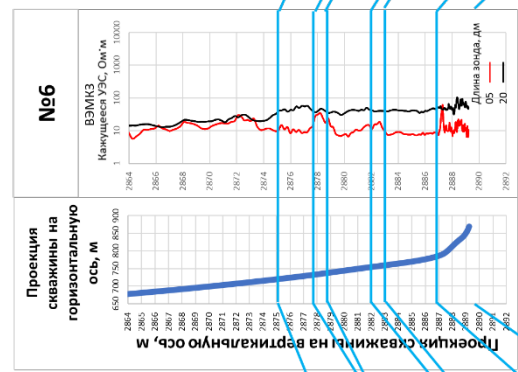
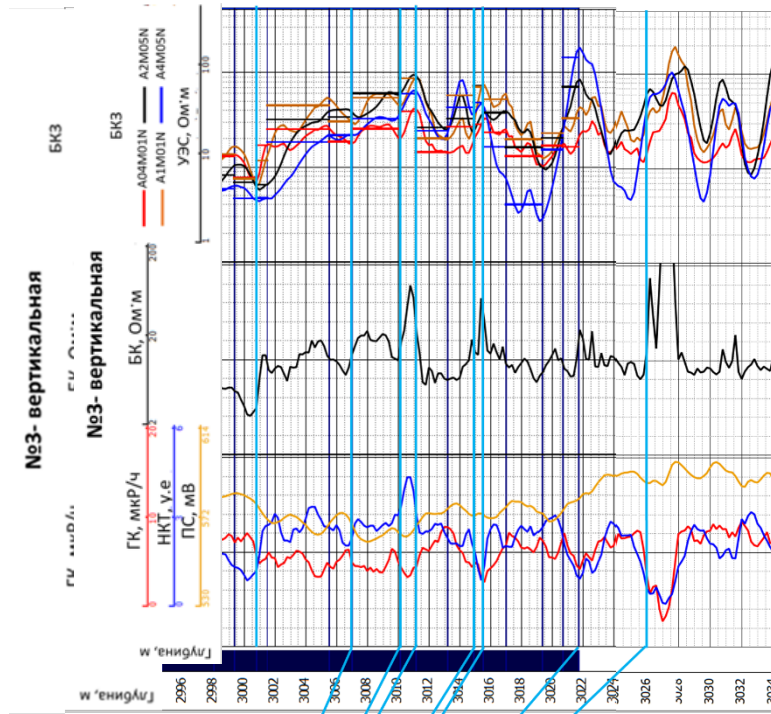


Рисунок 3.14 – Корреляционная схема 1. Использованы каротажные данные 5 скважин



№3	мощность, м	УЭС пласта, Ом*м
	6,21	16
	3,22	26
	0,94	100
	3,66	25
	0,58	80
	6,15	18
	4,28	25

№6	мощность, м	УЭС пласта, Ом*м
	1,66	15
	2,55	26
	1,16	40
	3,43	18
	1	23
	3,7	25

№2	мощность, м	УЭС пласта, Ом*м
	5,59	19
	2,9	31,5
	1,01	90
	6,61	20
	1,03	113
	6,65	35
	5,2	39

Рисунок 3.15 – Корреляционная схема 2. Использованы каротажные данные 3 скважин

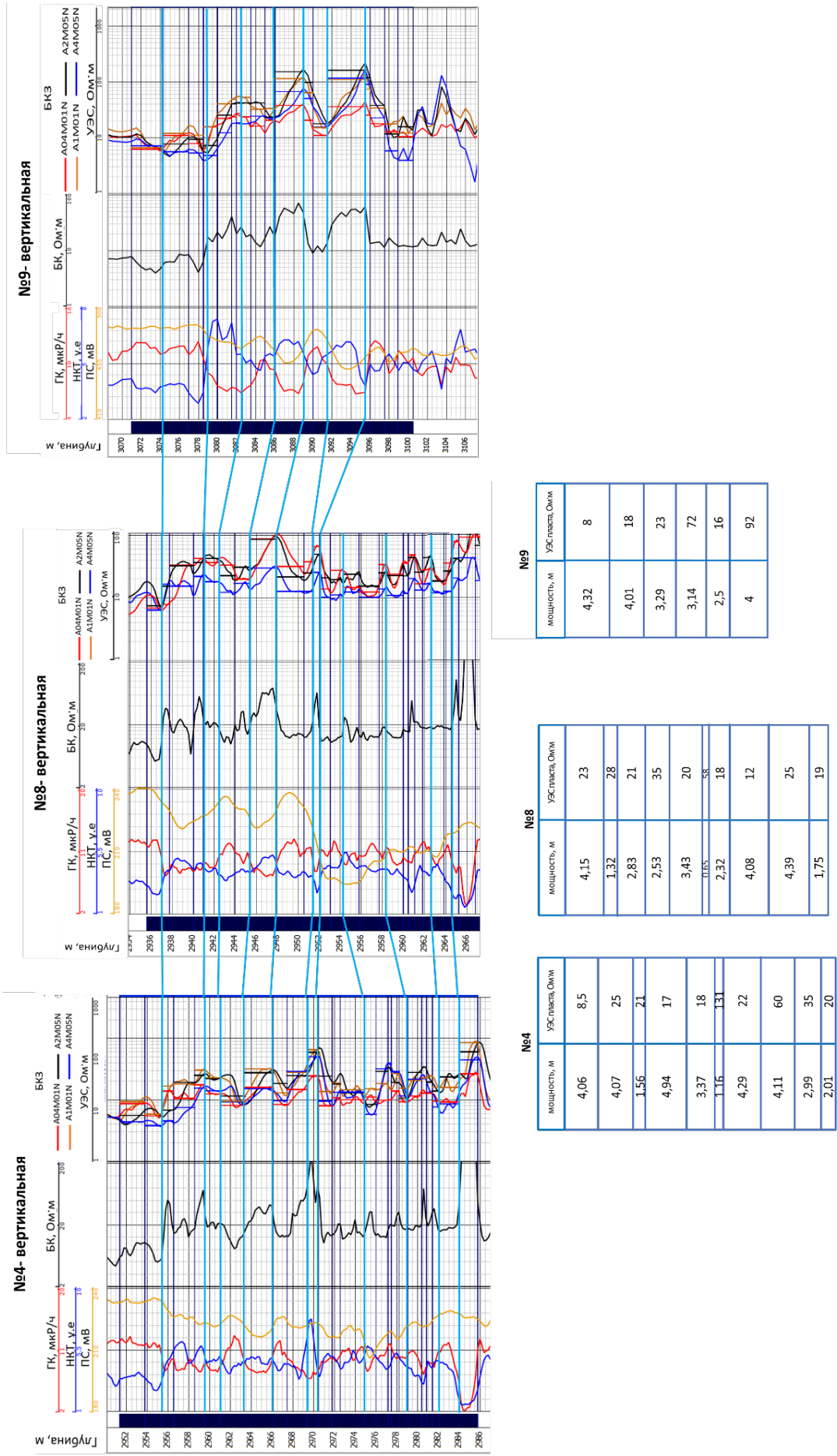


Рисунок 3.16 – Корреляционная схема 3. Используются каротажные данные 3 скважин

Заключение

В результате проделанной работы выполнен обзор по стратиграфии, тектонике и нефтеносности Восточно-Сургутского месторождения и построена обобщенная литолого-стратиграфическая колонка изучаемой территории.

На основе визуального и численного анализа данных каротажа, представленных из интервалов нефте-водонасыщенных коллекторов, вскрытых скважинами с горизонтальным завершением и вертикальными, получены результаты численной интерпретации с определением электрофизических характеристик отложений. По данным из 10-ти скважин месторождения Западной Сибири, содержащих записи ВЭМКЗ и БКЗ, построены типичные геоэлектрические модели терригенных нефте-водонасыщенных пластов-коллекторов. Модели охарактеризованы значениями УЭС, включают мощные и тонкослоистые электрически изотропные и анизотропные нефте- и/или водонасыщенные пласты. Путем компьютерного моделирования выявлены основные особенности поведения сигналов ВЭМКЗ и БКЗ при пересечении сильнонаклонной скважины песчано-глинистого разреза сложного строения.

На примере пласта ЮС₂ Восточно-Сургутского месторождения, представляющего собой толщу терригенных песчано-глинистых отложений, показано, что использование трехмерного численного моделирования приводит к повышению качества геологической интерпретации диаграмм электромагнитного каротажа за счет лучшего понимания особенностей поведения сигналов в наклонно-горизонтальных скважинах, а применение численной инверсии данных позволяет уточнить положение и наклон границ горизонтальных пластов и выявить латеральные неоднородности коллектора. Приведены примеры определения геоэлектрической модели разреза по сигналам ВЭМКЗ в горизонтальной скважине с помощью их численной инверсии.

Благодарности

Работа выполнена в лаборатории многомасштабной геофизики ИНГГ СО РАН. Автор выражает благодарность научному руководителю д.т.н. Сухоруковой Карине Владимировне за неоценимую помощь в процессе написания работы. Автор выражает свою признательность к.г.-м.н. Казаненкову Валерию Александровичу за предоставление консультаций по написанию работы, а также фактического материала. Автор также глубоко признателен д.ф.-м.н. Глинских Вячеславу Николаевичу за помощь в написании части работы.

Список литературы

1. Антонов Ю.Н. Жмаев С.С. Высокочастотное индукционное каротажное изопараметрическое зондирование (ВИКИЗ). Методические рекомендации. // Институт геологии и геофизики СО АН СССР, 1979.
2. Геофизические методы исследования / под ред. В.К. Хмелевского. - М.: Недра, 1988 г.
3. Глинских В.Н. Моделирование и инверсия данных электромагнитного каротажа в пластах конечной мощности, вскрытых на биополимерных и нефтяных буровых растворах / В.Н. Глинских, М.Н. Никитенко, М.И. Эпов // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54, № 11. – С. 1803–1813.
4. Горбатенко А. А., Сухорукова К. В. Особенности сигналов высокочастотного электромагнитного каротажа в наклонных и горизонтальных скважинах // НТВ «Каротажник». Тверь: Изд. АИС. 2014. Вып. 11 (245). С. 42–55.
5. Дахнов, В.Н. Электрические и магнитные методы исследования скважин: Учебник для вузов / В.Н. Дахнов. – 12-е изд., перераб. – М.: Недра, 1981. – 344 с
6. Добрынин, В.М. Петрофизика (Физика горных пород) / В.М. Добрынин, Б.Ю. Вендельштейн, Д.А. Кожевников. – М.: "Нефть и газ" РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 368 с.
7. Итенберг С.С., Дахкильгов Т.Д. Геофизические исследования в скважинах. М., Недра, 1982 г., с. 294-295.
8. Конторович А.Э., Ершов С.В., Казаненков В.А., Карогодин Ю.Н., Конторович В.А., Лебедева Н.К., Никитенко Б.Л., Попова Н.И., Шурыгин Б.Н. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде // Геология и геофизика, 2013, т. 54, №8. с. 972-1012.
9. Конторович А.Э., Конторович В.А., Рыжкова С.В., Шурыгин Б.Н., Вакуленко Л.Г., Гайдебурова Е.А., Данилова В.П., Казаненков В.А., Ким Н.С., Костырева Е.А., Москвин В.И., Ян П.А. Палеогеография Западно-

- Сибирского осадочного бассейна в юрском периоде // Геология и геофизика, 2013, т. 54, №8. С. 972-1012.
10. Конторович А.Э., Нестеров И.И., Салманов Ф.К. Геология нефти и газа Западной Сибири. Москва: Недра, 1975. - 679 с.
 11. Конторович В.А., Беляев С.Ю. Конторович А.Э., Красавчиков В.О., Конторович А.А., Супруненко А.И. Тектоническое строение и история тектонического развития Западно-Сибирской геосинеклизы в мезозое и кайнозое // Геология и геофизика, 2001. –Т.42. - №11-12. – С. 1832-1845.
 12. Померанц Л.И., Бондаренко М.Т. Геофизические методы исследования нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1981 г. - 376 с.
 13. Решение 6-ого межведомственного стратиграфического совещания по рассмотрению и принятию уточненных стратиграфических схем мезозойских отложений Западной Сибири, Новосибирск, 2003г. // СНИИГГиМС, ИГНГ СО РАН, Новосибирск, 2004.
 14. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Юрская система // Под ред. Б.Н. Шурыгина, Б.Л. Никитенко, В.П. Девятова и др. - Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал “ГЕО”, 2000. – 480 с.
 15. Сургутский нефтеносный район // Под ред. И.И. Нестерова - Тюмень, 1968. –228с.
 16. Сухорукова К.В. Определение электрофизических параметров терригенных отложений на основе совместной численной инверсии данных электрического и электромагнитного каротажа в вертикальных и наклонных скважинах: дис. ... доктора техн. наук: 25.00.10. – Новосибирск, 2018. – 357 с.
 17. Сухорукова, К.В. Численная инверсия данных электрокаротажа в интервалах анизотропных глинистых отложений / К.В. Сухорукова, А.М. Петров, О.В. Нечаев //Каротажник. – 2017. – № 4 (274). – С. 34-48.

18. Технология исследования нефтегазовых скважин на основе ВИКИЗ. Методическое руководство / ред. М.И. Эпов, Ю.Н. Антонов. Новосибирск: НИЦОИГГМ СО РАН, Изд-во СО РАН, 2000. – 121 с.
19. Тюкавкина О. В., Ешимов Г. К. Тектоническое районирование и нефтегазоносность юрских вещественных комплексов в пределах Сургутского свода// Вестник. – 2012. – №4. – С. 8.
20. Унифицированная региональная стратиграфическая схема четвертичных отложений Западно-Сибирской равнины. – Новосибирск, 2000. - 64с.
21. Унифицированные региональные стратиграфические схемы неогеновых и палеогеновых отложений Западно-Сибирской равнины. – Новосибирск, 2001. - 84с.9. Региональные стратиграфические схемы мезозойских и кайнозойских отложений Западно-Сибирской равнины. 2005 // Новосибирск: СНИИГиМС. 19 л.
22. Эпов М.И., Глинских В.Н. Электромагнитный каротаж: моделирование и инверсия. Новосибирск: Гео, 2005. – 98 с.
23. Эпов М.И., Каюров К.Н., Ельцов И.Н., Сухорукова К.В., Петров А.Н., Соболев А.Ю., Власов А.А. Новый аппаратный комплекс геофизического каротажа СКЛ и программно–методические средства интерпретации EMF Pro // Бурение и нефть, 2010, № 2, с. 16–19.
24. Эпов М.И., Сухорукова К.В. Электрические и электромагнитные каротажные зондирования в реалистичных моделях нефтегазовых коллекторов: численное моделирование и интерпретация // Геофизический журнал. НАН Украины. Киев. —2012. —Том 34. – № 4. – С. 5-15.
25. Эпов М.И., Сухорукова К.В., Никитенко М.Н. Оценка электрической анизотропии по диаграммам ВИКИЗ// Каротажник - Тверь, ГЕРС, 1999. - Вып. 54. - С.17-29.

26. Epov M.I., Suhorukova C.V., Nikitenko M.N., Gorbatenko A.A., Arzhantsev V.S. Electromagnetic sounding in deviated and horizontal wells: mathematical modeling and real data interpretation// SPE Russian Oil & Gas Exploration & Production Technical Conference & Exhibition, Moscow, Russia 16–18th October 2012. Online library OnePetro (<http://www.onepetro.org>). – SPE Conference Paper 162034-MS. 18 pp.