



Рис. 2 Карта распределения значений плотности теплового потока с указанием значений теплового потока в скважине с сечением изолиний $2,5 \text{ мВт/м}^2$. Остальные условные обозначения те же, что на рисунке 1

Заключение. Таким образом, на первом этапе палеотемпературного моделирования, решением обратной задачи геотермии рассчитана плотность теплового потока из основания осадочного разреза. На следующем этапе исследования предстоит решить прямую задачу и определить генерационный потенциал тогурских отложений для северо-восточной части Томской области.

Литература

1. Исаев В.И., Гуленок Р.Ю., Веселов О.В., Бычков А.В., Соловейчик Ю.Г. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов // Геология нефти и газа. – 2002. – №6. – С.48–54.
2. Конторович В.А. Тектоника и нефтегазоносность мезозойско-кайнозойских отложений юго-восточных районов Западной Сибири. — Новосибирск: Изд-во СО РАН, 2002. – 253 с.
3. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири: монография / В. И. Исаев, Г.А. Лобова, Ю.В. Коржов и др.; Томский политехнический университет. — Томск: Изд-во ТПУ, 2014. — 112 с.

ОБОСНОВАНИЕ И ПРЕДПОСЫЛКИ ВЫДЕЛЕНИЯ НИЗКООМНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ КАК ИНСТРУМЕНТ ПОИСКА ПРОАУЩЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ СУРГУТСКОГО СВОДА (ХМАО)

Никитин И.А.¹

Научный руководитель - профессор И.А. Мельник²

¹СургутНИПИнефть, г. Сургут, Россия

²Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Важной областью для поисково-разведочных и эксплуатационных работ считается Сургутский нефтегазоносный район, который относится к одноименному своду. Большинство месторождений данного района находятся на завершающих стадиях разработки. Невзирая на кажущуюся вполне высокую степень изученности месторождений, потенциал их огромен. И тут возникает проблема, связанная с пропущенными низкоомными коллекторами, которая долгие годы остается актуальной. Огромное количество нефтенасыщенных интервалов не испытывается, что сказывается на оценке ресурсной базы государства. Данная проблема отлично оценена и решена И.А. Мельником. В своих монографиях он описывает собственную методику статистической интерпретации материалов геофизических исследований скважин (ГИС) при вычислении интенсивностей наложено-эпигенетических процессов.

За долгие годы изданы и обнародованы материалы, помогающие нахождению и диагностированию в терригенных геологических телах, продуктивных нефтенасыщенных коллекторов, характеризующиеся не высокими значениями удельного электрического сопротивления (УЭС). После проведения комплексных каротажных

исследований, низкоомные коллектора выражаются на диаграммах как водонасыщенные. В результате чего они не используются при дальнейшей эксплуатации скважины. На основании проведенного обобщения в работе И.А. Мельника «Причины образования нефтенасыщенных низкоомных коллекторов» можно выделить две основные первопричины образования низкоомных коллекторов. Это фациальная обстановка процесса осадконакопления и тектонический процесс. Во втором случаи образуются вертикальные каналы глубинных флюидов, приводящие к вторичным геохимическим процессам [3]. Так в литературе процесс наложенного эпигенеза выражается как геохимические и литолого-петрофизические преобразования горных пород, формирующиеся приходом флюидов из внешних источников [1]. Данные преобразования формируются за счет поступления глубинных флюидов в коллектор по субвертикальным проницаемым зонам. И следы от движения флюидов и будут являться индикатором наложенного эпигенеза. Различные исследователи в первую очередь выделяют следующие литологические причины образования продуктивных низкоомных коллекторов: присутствие в породе электропроводящих минералов (в основном пиритов); тонкое переслаивание глин с пониженным УЭС (анизотропия пород); текстурные особенности распределения и состав глинистых минералов [2].

Цель данной работы является при помощи применения технологии статистической интерпретации геофизических данных провести исследование геохимических свойств продуктивных горизонтов. Основополагающей в исследовании является тюменская свиты при на примере одного из месторождений, находящегося в Ханты-Мансийском автономном округе. Ключевым фактором будет подтверждение присутствия вторичных процессов.

Основой анализа является нефтегазовое месторождение, находящиеся в Сургутском нефтегазоносном районе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Геологический разрез площади характеризуется высокой расчлененностью и этажностью. Отложениями в первую очередь приурочены к юрскому возрасту и заканчиваются нижнемеловыми осадками. В юрских отложениях Сургутского палеосвода выделяются тюменская свита, абалакская, васюганская, георгиевская, баженовская свита. Центральное место в исследовании занимают отложения пласта ЮС₂, стратиграфически привязанных к тюменской свите. Площадь тектонически относится к территории северо-западного склона Сургутского свода.

Пласт ЮС₂ отмечен переслаиванием песчаников темно-серых, плотных, различной зернистости, крепко сцементированных. Породы пласта ЮС₂ имеют сложный минералогический состав с многочисленными включениями акцессорных минералов. Было выявлено, что это регенерация кварца, лейкоксенизация (зачастую в виде пленочного цемента) и карбонатизация отложений. Цемент составляет 5-10 % (в алевролитах до 15 %) от общего объема породы. По данным рентгеноструктурного анализа цемент глинистый, на 30-50 % состоит из мелкокристаллического каолинита с поровым и неполно поровым типом распределения, на 30 % – из хлорита (пленочный, крустификационный, редко поровый тип цементации) и на 10-20 % из гидрослюда (пленочное, порово-пленочное распределение). В качестве примеси развита гидрослюда (монтмориллонит), отдельные поры выполнены кальцитом и железо-титанистыми минералами (лейкоксен, пирит) аутигенного генезиса.

Результаты выполненной статистической интерпретация с усреднением интенсивностей данных можно увидеть в таблице 1. Табличные данные показывают нам увеличение всех интенсивностей вторичных процессов в нефтенасыщенных интервалах относительно водонасыщенных. Для поиска продуктивных интервалов самым показательным параметром явилась интенсивность пиритизации. Если эпигенетический процесс является причиной одновременного изменения двух (и более) исследуемых характеристик породы, то статистические параметры корреляционных зависимостей между выборками данных характеристик будут отражать влияния интенсивностей процессов на породу. К таким параметрам относят коэффициент аппроксимации (R^2) и интервальный параметр (Y). Произведение статистических параметров $I=YR^2$ назовем параметром статистической интенсивности вторичных процессов, выражающим как качественную (R^2), так и количественную (Y) меры статистических регрессионных связей. Также введем параметр скрытой электрической проводимости – Q.

Таблица 1

Результаты выполненной статистической интерпретация

Икаол. у.ед.	Икарб. у.ед.	Ипир. у.ед.	Ипел. у.ед.	Идэс. у.ед.	Q. у.ед.	Икаол*Идэс	Насыщение
0,1570	0,0680	0,0525	0,1497	0,2004	0,3759	0,0363	Вода
0,1755	0,0836	0,1161	0,1724	0,2333	0,4687	0,0519	Нефть
1,1175	1,2288	2,2123	1,1519	1,1642	1,2467	1,4280	Нефть/Вода

Далее, с целью выявления низкоомных продуктивных интервалов на исследуемом месторождении был проведен статистический анализ и произведена фильтрация величин интенсивностей. По результатам статистической обработки данных ГИС песчаных интервалов пласта ЮС₂ были выявлены 2-е перспективных скважины, с точки зрения УВ насыщенности, интервалов (Таблица 2).

Таблица 2

Результаты фильтрация величин интенсивностей

Скв. (интервал, м)	Икаол, у.ед.	Икарб, у.ед.	Ипир, у.ед.	Ипел, у.ед.	Идэс, у.ед.	Q, у.ед.	Икаол*Идэс
a	0,2556	0,1798	0	0,2468	0,2806	0,527	0,071721
b	0,1495	0	0,1944	0	0,0815	0,182	0,012184

На территории было отмечено наличие значительного количества разрывных нарушений, секущих фундамент и юрские отложения геологического разреза. В скважинах, находящихся в непосредственной близости от разломов, был проведен рентгеноструктурный анализ образцов керна. В процессе анализа были найдены и сопоставлены скважины «с» и «d» в интервалах 2974 - 2988 и 2869,9 - 2872,8 метров. В обеих скважинах присутствуют включения конкреций пирита, которые и понижают электрическое сопротивление породы. (Кн согласно интерпретации геофизических исследований скважин от 0,349 до 0,483). Промысловый анализ показал высокий дебит нефти, а понижение удельного электрического сопротивления породы связано именно с ее вторично преобразованным литологическим составом.

Обобщая вышеизложенный материал можно с уверенностью признать, что факторы, влияющие на образование продуктивных низкоомных коллекторов на месторождение Сургутского свода, присутствуют, и они были отмечены в данной работе. Так в областях вторичных геохимических изменений благодаря тектоническим и флюидодинамическим причинам, могут обнаруживаться продуктивные низкоомные коллекторы. Стоит отметить, выделенные интервалы можно смело отнести к приразломным, либо литологически ослабленным (проницаемым) зонам при существовании непроницаемой покрышки. В случае отсутствия керна, по данным традиционной интерпретации каротажных диаграмм очень трудно обнаружить присутствие и количество метасоматитов, а также интенсивность соответствующих вторичных процессов. Хотя созданный метод статистической интерпретации материалов ГИС помогает решать возникающие сложности на разных этапах геологоразведочных работ. Проведенные исследования определили, что большое количество скважин с высокой долей вероятности содержат пропущенные продуктивные низкоомные коллектора.

Таким образом, на месторождении Сургутского свода имеются все предпосылки для применения статистически-корреляционного метода интерпретации материалов ГИС, который дает находить эпигенетические преобразованные интервалы терригенных коллекторов, характер и степень их преобразования, количество вторичных минералов, а также выделять продуктивные низкоомные коллектора.

Литература

1. Лебедев Б. А. Геохимия эпигенетических процессов в осадочных бассейнах / Лебедев Б. А. – М.: Недра, 1992. – 239 с.
2. Мельник, И. А. Выявление нефтегазонасыщенных низкоомных коллекторов на основе определения геохимических показателей по данным ГИС: док. дис. д-ра геол.-мин. наук / Мельник Игорь Анатольевич. – Томск, 2014. – 253 с.
3. Мельник, И. А. Причины образования нефтенасыщенных низкоомных коллекторов / И.А. Мельник // Геология нефти и газа. – 2018. – С. 129-136.

ИДЕНТИФИКАЦИЯ РИФОВЫХ ПОСТРОЕК ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НГП ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОМПЛЕКСНОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ МЕТОДА МАГНИТОТЕЛЛУРИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ И СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Орешкова М.Ю., Алберт Николас Фернандес Мамани

Научный руководитель – профессор А.С. Егоров

Санкт-Петербургский Горный университет, г. Санкт-Петербург, Россия

На площади исследований, расположенной в юго-восточной части Хорейверской впадины, Санкт-Петербургский Горный университет в августе 2006 года проводил электроразведочные работы методом МТЗ (магнитотеллурическое зондирование). МТЗ в данной работе выполнено с использованием аппаратуры MTU фирмы «Phoenix Geophysics» (Канада): пятиканальной измерительной станции MTU-5, которая в последние десятилетия стала широко использоваться для изучения осадочных бассейнов.

В ходе обработки были задействованы данные МТЗ с 50 точек наблюдений по двум параллельным профилям. Протяжённость профилей 7000 метров, расстояние между профилями 2000 метров, расстояние между точками 200-250 м. Обработка и интерпретация проводилась нами на базе лаборатории СТПР МПИ Санкт-Петербургского Горного университета с использованием специализированных программ SSMT 2000, MT-Editor и WinGlink. Для геологической интерпретации были задействованы данные сейсморазведки МОВ-ОГТ 2D по тем же профилям, что и профили МТЗ, протяжённость сейсмических профилей 20 км. Материалы сейсморазведочных работ 2D на территории участка получены сейсмпартиями 80-х, начала 90-х годов. В 2006 г компанией ОАО «ЦГЭ» (г. Москва) выполнена переобработка и переинтерпретация этих материалов по заданию Горного университета.

Целью данной работы является выделение рифовой постройки, прослеживание коллекторов и изучение структурных и вещественных особенностей разреза осадочного бассейна Тимано-Печорской нефтегазонасыщенной провинции в пределах Новоземельского полигона на основе совместной интерпретации данных метода магнитотеллурического зондирования (МТЗ) и сейсморазведки.

Задачи:

- 1) Обработать исходные точки геоэлектрических наблюдений с использованием программ SSMT 2000, MT-Editor и построить интерпретационный геоэлектрический разрез с помощью программы WinGlink;
- 2) Выполнить корреляцию опорных горизонтов на сейсмограммах с наиболее контрастными геоэлектрическими границами и толщами;
- 3) Выполнить комплексную геологическую интерпретацию по данным МТЗ и метода МОВ-ОГТ 2D в сечении двух геофизических профилей. Доказать наличие рифовой постройки, характерной для исследуемого региона, оценить особенности проявления рифовой постройки на сейсмических и геоэлектрических разрезах.