из выбуренной породы. При этом исследования ГИС также не дадут корректной информации по насыщению коллектора.

Таким образом, применительно к изучению палеозойских отложений выполнена комплексная интерпретация данных ГИС с привлечением данных ГТИ и результатов лабораторных исследований керна и дана геолого-геофизическая характеристика сложнопостроенных коллекторов Солоновского месторождения на юге Томской области.

Литература

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Кожевников Д.А. Петрофизика (физика горных пород). –М: ФГУП Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004, – 368 с., ил.3.
2. аляев Н.З. Методика автоматизированной интерпретации геофизических исследований скважин. –Минск: Издательство «Университетское», 1990, – 144 с.
3. Конторович В.А., Бердникова С.А., Калинина Л.М. и др. Модель геологического строения и нефтегазоносность зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений в Чузиско-Чижапской зоне нефтегазоаккумуляции//Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2006. – № 5-6. – С. 91–102.
4. Конторович В.А., Конторович А.Э. Геологическое строение докембрийско-палеозойских платформенных отложений в юго-восточных районах Западной Сибири//Отечественная геология. – 2006. – № 6. – С. 62-70. 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.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РЕЗЕРВУАРОВ КОРЫ ВЫВЕТРИВАНИЯ НЮРОЛЬСКОЙ МЕГАВПАДИНЫ ПО ДАННЫМ GEOTERMII

Т.Е. Лунёва

Научный руководитель доцент Г.А. Лобова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г.Томск, Россия

Постановка задачи. Совершенствование критериев и технологий поисков новых перспективных объектов в нефтепромысловых районах с уже развитой инфраструктурой наиболее остро стоит в настоящий момент [3]. В Западно-Сибирской мегапровинции перспективность связывают с глубокозалегающими комплексами, в том числе и с резервуарами коры выветривания, для которой нефтегенерирующей является тогурская свита. Для данного исследования выбрана территория Нюрольской мегавпадины. Для уменьшения экономических затрат необходим подход, который позволяет на основе уже имеющихся данных выявить новые перспективные объекты в развитых нефтепромысловых районах. Такой подход реализуется применением данных геотермии [2]. Поэтому на основе имеющихся геотемпературных данных проведено палеотемпературное моделирование разрезов 35 скважин и по геотемпературному критерию определены площади палеочагов генерации нефти и время их существования. Построена схема распределения относительной плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей [4].

Цель настоящих исследований – выявить первоочередные районы для проведения поисков перспективных объектов, приуроченных к пласту М (кора выветривания), с учетом распределения значений плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей, распределения толщин коры выветривания (рис. 1А) и с учетом качества коллектора в резервуаре (рис.1Б). Эти исследования демонстрируют технологию использования данных геотермии, как ресурсосберегающую, для решения прикладной задачи нефтегазовой геофизики.

Оценка распределения плотности ресурсов первично-аккумулятивных тогурских нефтей и районирование резервуаров коры выветривания. Для выделения перспективных участков построена схематическая карта распределения плотности первично-аккумулятивных ресурсов (рис. 2А). Построение производилось перемножением значений толщин коры выветривания и плотности ресурсов генерированных тогурских нефтей с одинаковым весовым коэффициентом [4]. Оценка плотности ресурсов выполняется в условных единицах, что представляется корректным для последующего площадного районирования. На карту вынесены зоны с улучшенными ФЕС коллекторов, образованными по кремнисто-карбонатным, глинисто-кремнистым и магматическим породам кислого состава и зоны с неблагоприятными ФЕС, образованными по магматическим породам основного состава и по породам глинисто-сланцевой формации (рис. 1Б) [1, 5].

С учетом плотности ресурсов первично-аккумулятивных тогурских нефтей в резервуаре пласта М, качества коллекторов, плотности тектонических нарушений (рис. 1Б), выделены перспективные участки (рис. 2Б).

Прогноз перспектив нефтегазоносности. Наибольший интерес в отношении перспектив нефтегазоносности представляет зона 1, которая охватывает южные борты Кулан-Игайской и Тамрадской впадин и зону их сочленения. Данных о нефтегазонасыщении этого стратиграфического уровня на участке не имеется.

К Чузиско-Чижапской мезоседловине приурочена перспективная зона 2. Перспективность данной зоны подтверждается открытыми месторождениями с залежами в пласте М различного фазового состояния (рис.2 Б).

Перспективная зона 3 тектонически приурочена к южному склону Средневасюганского мегавала и зоне его сочленения с северным бортом Нюрольской мегавпадины. Сведений о прямых признаках нефтенасыщения разреза в этой зоне настоящее время нет.

Локальная зона 4 расположена в юго-западной части Нюрольской мегавпадины, по ранжированию идет на четвертом месте. В данной зоне также прямых признаков нефтенасыщения нет.

Перспективная зона 5 разделена на шесть участков, проранжированных по площади и наличию тектонических нарушений. Участок 5.1 приурочен к северному борту Тамянского прогиба; участок 5.2 расположен на северном склоне Северо-Межовской мегамоноклинали; участок 5.3 располагается в южном врезе Нюрольской мегавпадины; к северному склону Фестивального вала приурочен участок 5.4; участок 5.5 находится на юго-западном склоне Средневасюганского мегавала; участок 5.6 располагается на юго-западном борту Кулан-Игайской впадины. Следует отметить, что два месторождения открыты за пределами распространения тогурской свиты: Еллей-Игайское и Речное.

Таким образом, выделяем и предлагаем первоочередной район для изучения и освоения резервуара коры выветривания Нюрольской мегавпадины – зону I, где отмечается высокая плотность ресурсов тогурских нефтей и улучшенные ФЕС пласта М (кора выветривания).

Литература

1. Запывалов Н.П., Исаев Г.Д. Критерии оценки нефтегазоносности палеозойских отложений Западной Сибири // Вестник Томского государственного университета. – 2010. – № 341. – С. 226–232.
2. Исаев В.И., Коржов Ю.В., Лобова Г.А., Попов С.А. Нефтегазоносность Дальнего Востока и Западной Сибири по данным гравиметрии, геотермии и геохимии: монография. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – 384 с.
3. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. – 2015. – № 5. – С. 8-17.
4. Лобова Г.А., Власова А.В. Реконструкция геотермического режима материнской тогурской свиты и обоснование районов аккумуляции нефти в нижнеюрских и палеозойском комплексах Нюрольской мегавпадины // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т. 8 – №2. – http://www.ngtp.ru/rub/6/15_2013.pdf.
5. Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф. Формация коры выветривания в осадочном цикле Западно-сибирского бассейна // Геология нефти и газа. – 1990. – № 11–12. – С. 22–30.

ПРИМЕНЕНИЕ ПЕТРОМАГНИТНЫХ МЕТОДОВ ПРИ ПОИСКЕ И РАЗВЕДКЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (НА ПРИМЕРЕ ВОЛГО-УРАЛЬСКОЙ ПРОВИНЦИИ)

Р.М. Мамедов, В.А. Коновалова, М.В. Решетников

Научный руководитель доцент М.В. Решетников

**Саратовский национальный исследовательский государственный университет
имени Н.Г. Чернышевского, г. Саратов, Россия**

В работе представлены результаты исследования петромагнитных свойств почвенного покрова над нефтяным месторождением в пределах Волго-Уральской провинции. Работы проводились с целью уточнения возможности применения результатов петромагнитных исследований при поиске и разведке месторождений углеводородного сырья.

Исследованный участок составляет площадь около 20 км². На территории пробурено 4 поисково-разведочных скважины. Подтверждена промышленная нефтегазоносность. Опробование проводилось по профильной схеме. Ориентация профилей и точки их пересечения были заданы так, чтобы линии опробования пересекли три локальные структуры, установленные сейсморазведкой и прошли вблизи скважин № 1, 2, 2Б, 3. Всего по четырем профилям отобрано 104 почвенных пробы с интервалом в 200 м, все из которых подвергнуты петромагнитным исследованиям, а в 43 пробах выборочно выполнены определения сорбированных углеводородных газов.

Петромагнитные измерения проводились для получения информации о вещественном составе и условиях формирования почв. Исследования состояли из измерения магнитной восприимчивости (χ), термокаппы (χT). Каппаметрический анализ заключается в измерении параметра χ и широко применяется для получения оперативной информации о концентрации пара- и ферромагнитных минералов в горных породах. Его использование позволяет в короткие сроки и при минимальных затратах детально расчленять и коррелировать толщи пород. В исследованиях почвенного покрова каппаметрический анализ применяется для оценки техногенной трансформации почвенного покрова в результате привнесения в почву магнитных частиц техногенного происхождения.

Измерение термомагнитного эффекта или термокаппаметрический анализ заключается в измерении прироста магнитной восприимчивости образцов после их нагрева на 500°C в окислительной среде. Прирост осуществляется за счет превращения изначально немагнитного пирита в сильномагнитный магнетит. Сходным эффектом, кроме пирита, обладают и магнитные сульфиды железа (типа пирротина, грейгита), и сидерит, но для вполне однозначной интерпретации термокаппаметрических данных, как правило, достаточно сведений о значениях исходной магнитной восприимчивости.