

пористости (Кп) и проницаемости (Кпр) двух месторождений практически не различаются, что, согласно уравнению Козени-Кормена, говорит о близости структуры порового пространства коллекторов. Наблюдаемое различие существенно и может наблюдаться в отдельных разрезах одного месторождения.

Таким образом, в результате сравнительного анализа двух НГБ Кот д'Ивуар и Западной Сибири были выявлены общие и отличительные их свойства. К общим свойствам следует отнести: терригенный тип разреза и фазовый состав залежей; наличие и свойства нефтегазоматеринских пород; приуроченность бассейнов к рифтогенным структурам. Бассейны отличаются по следующим параметрам: возраст рифтов и положение бассейнов относительно зон рифтогенеза; положение бассейнов относительно береговой линии и шельфовой зоны, мощность шельфовой зоны; вертикальный размах нефтегазоносности, возраст нефтематеринских пород; запасы углеводородов в месторождениях и нефтематеринских породах.

Литература

1. Высоцкий И.В., Высоцкий В.И., Оленин В.Б. Нефтегазоносные бассейны зарубежных стран. – М.: Недра, 1990. – 405 с.
2. Диангоне Б.Т. Геолого-геохимические и термобарические условия нефтегазоносности бассейна Кот д'Ивуар. М.: Изд-во РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009. – 120 с.
3. Конторович А.Э., Данилова В.П., Костырева Е.А. и др. Нефтематеринские формации Западной Сибири: старое и новое видение проблемы //Органическая геохимия нефтепроизводящих пород 4. Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, НИЦ ОИГГМ, 1999. – С. 10–12.
4. Хаин В.Е., Ломидзе М.Г. Геотектоника с основами геодинамики. – М.: Ун-т кН. Дом, 2010. – 559 с.

ФИЛЬТРАЦИЯ МАГНИТНЫХ АНОМАЛИЙ, ВЫЗВАННЫХ ИНТРУЗИВНЫМИ ОБРАЗОВАНИЯМИ ПРИ ПОИСКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ В УСЛОВИЯХ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Н.П. Бредихин

Научные руководители профессор Рихванов Л. П., доцент Соболев И. С.

Национальный исследовательский Томский Политехнический университет, г. Томск, Россия

Магнитные съемки до появления протонных и квантовых магнитометров применялись на региональной стадии исследований нефтегазоносности территорий для изучения особенностей геологического строения фундамента. С появлением высокочувствительной магниторегистрирующей аппаратуры стали возможны исследования слабомагнитных пород осадочного чехла. При этом были выявлены возмущения магнитного поля, выраженные микромагнитными аномалиями, пространственно приуроченными к залежам углеводородов [1]. Такие явления были установлены на различных нефтяных и газовых месторождениях мира [2,4].

В настоящее время возникновение данных аномалий объясняется восходящей миграцией газообразных углеводородов, продуктов их разрушения и других сопутствующих компонентов из залежей нефти и газа по трещинам и разломам. Углеводороды достигают приповерхностных уровней, где возможны окислительно-восстановительные реакции, приводящие к появлению вторичных минералов железа.

Согласно методике [2] при изучении нефтегазоносности в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты, осуществляется разделение магнитного поля на низко- и высокочастотную составляющие. Низкочастотная составляющая несет информацию о магнитных свойствах пород фундамента, а высокочастотная составляющая отражает неоднородности магнитных свойств пород осадочного чехла. Региональные магнитные аномалии, связанные с породами фундамента, исключаются специальной процедурой фильтрации. Остаточные поля характеризуют области эпигенетических преобразований в осадочном чехле, включая верхнюю часть разреза.

Однако, в условиях Сибирской платформы, куда в настоящее время смещен акцент проведения геологоразведочных работ на нефть и газ, существует геологический фактор, оказывающий существенное влияние на особенности магнитного поля, а именно, широкое развитие в осадочном разрезе данной территории продуктов триасового магматизма, представленных траппами основного состава. Была осуществлена оценка возможности применения процедур фильтрации для выделения и последующего исключения вариаций магнитного поля, связанных с этими крупными магнитовозмущающими объектами.

В качестве примера рассмотрим результаты обработки данных наземной высокоточной магнитной съемки с шагом 25 метров по профилю и неравномерной сетью профилей на Имбинской площади, административно принадлежащей Богучанскому району Красноярского края. Имбинская площадь находится в зоне Ангарских складок. Имбинское поднятие представляет собой вытянутую в широтном направлении складку размерами 52 x 7 км с амплитудой 1290 м и площадью 296 км², ограниченную на западе тектоническим нарушением. Серией поперечных разломов поднятие разбито на четыре блока. Триасовый магматизм в пределах Имбинского участка проявился в довольно значительных масштабах. Интрузивные образования представлены мелко- и среднекристаллическими долеритами, с суммарной мощностью тел от 116 до 445 м. Пространственно интрузии локализованы на двух уровнях. Первый связан с отложениями усольской свиты нижнего кембрия, второй охватывает верхнюю часть разреза, где тела силлов залегают в отложениях нижнего ордовика. По данным бурения кровля усольской свиты находится на глубине 1000 метров, а ее подошва на глубине 2000 метров.

Из-за различия глубин залегания траппов и их различной мощности рациональнее всего применять способы полосовой фильтрации. Поэтому было принято решение построить графики остаточного магнитного поля по способу, предложенному Свендом Саксовым и Куртом Нигардом [3], где остаточное магнитное поле на

точке профиля определяется как разность между средними значениями поля по двум concentрическим окружностям, центр которых находится в данной точке, деленная на разность двух радиусов:

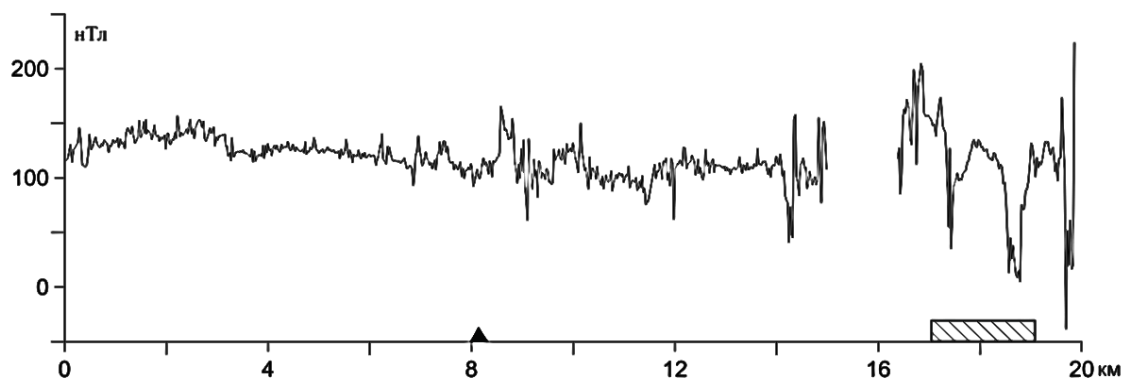
$$F(\Delta T) = \frac{\Delta T(r_1) - \Delta T(r_2)}{r_1 - r_2},$$

где $\Delta T(r_1), \Delta T(r_2)$ – среднее значение магнитного поля на окружностях с радиусами r_1 и r_2 .

Осреднение по малой окружности радиуса r_2 проводилось для того, чтобы на дальнейшие вычисления влияние случайной ошибки в центральной точке было минимальным. Радиус r_1 выбирался в зависимости от глубины интересующего нас интервала, на котором могут присутствовать интрузии. В работе [4] показано, что лучше всего, когда центр этого интервала равняется глубине Z , равной

$$Z = r_1 + r_2$$

При этом влияние пород на меньших глубинах затухивается. Примерные глубины на Имбинской площади известны и поэтому согласно результатам бурения скважины Имбинской 2, через которую проходил магниторазведочный профиль (рис. 1), большой радиус был взят 1400 метров, а малый 300 метров.



Условные обозначения: ▲ - скв. Имбинская 2

▨ - локализация интрузивного траппа

Рис. 1. График наблюдаемого магнитного поля ΔT по профилю, проходящему через скважину Имбинскую 2

Остаточное магнитное поле рассчитывалось двумя способами. По первому способу вычислялось остаточное поле из разности наблюдаемого и осредненного (окно осреднения семь точек) магнитных полей. Второй вариант расчета реализовывался по методу С. Саксова и К. Нигарда. Из полученных остаточных полей высчитывались дисперсии магнитного поля с одинаковыми скользящими окнами, которые затем нормировались по максимуму. Дисперсия магнитного поля, рассчитанная по аномалиям Саксова - Нигарда, на интервале локализации интрузивного траппа имеет самые высокие значения, что говорит о явном влиянии интрузии. Остальная часть профиля имеет меньшие значения дисперсии, чем поле дисперсии, рассчитанной первым способом.

При расчете разностных дисперсий можно локализовать отрицательные зоны. В нашем случае зона локализации интрузии оказалась в отрицательном поле, а интервалы, на которых происходит эпигенетическое преобразование осадочного чехла, приобрели наибольшие положительные значения разности дисперсий (рис. 2).

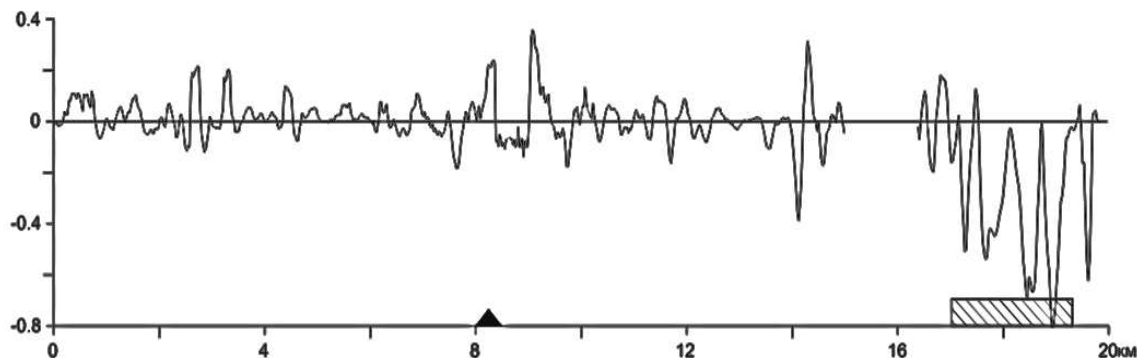


Рис. 2. График разности дисперсий магнитного поля по профилю, проходящему через скважину Имбинскую 2. Условные обозначения см. на рис. 1

На графике разности дисперсий магнитного поля выделяются области с наибольшими значениями (интервалы 2,35-3,3 км, 8-8,35 км, 8,8-9,5 км и 14,3-14,8 км). Две центральные области находятся в непосредственной близости от скважины Имбинской 2, где были получены притоки газа.

Литература

1. Еремин В.Н. Магнитная зональность осадочных пород и пространственное распределение минералов железа в зонах влияния углеводородов. // Геология нефти и газа, 1986. – №4. – С.28 – 32.
2. Меркулов В.П. Магнитные поля месторождений нефти и газа и возможности их использования при картировании залежей углеводородов. // Известия Томского политехнического университета, 2002. – Т.305. – С. 218 – 224.
3. Саксов С. и Нигард К. Residuals Anomalies and Depth Estimation// Geophysics, 1953. – №4
4. Reynolds R.L., Fishman N.N., Hudson M.R. Sources of aeromagnetic anomalies over Cement oil field (Oklahoma), Simpson oil field (Alaska) and Wyoming-Igano-Utah thrust belt // Geophysics, 1995. – v.56, № 5. – P. 606 – 617.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПОСТРОЕНИЯ ПРОГНОЗНЫХ КАРТ НА ОСНОВЕ СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРА А.А. Волкова

Научный руководитель профессор В.А. Поздняков
Сибирский Федеральный университет, г. Красноярск, Россия

В последние годы как в России, так и за рубежом растёт интерес к исследованиям рассеянной компоненты волнового поля как важного критерия при поисках ловушек углеводородов в породах с повышенной трещиноватостью. Причём в последнее время этот интерес постоянно возрастает, о чём говорит, в частности, организация специальных сессий на ведущих конференциях европейского и американского общества геофизиков, а также выпуск ведущих геофизических журналов, посвящённых взаимодействию сейсмических рассеянных волн с микроструктурой, в том числе и флюидонасыщенной.

Рассеянная компонента сейсмической записи возникает в результате взаимодействия падающей волны с мелкомасштабными (меньше 0,5 доминирующей длины волны) неоднородностями, такими как разломы (дифракция), зоны повышенной трещиноватости (рассеяние) и другие структурные неоднородности [1, 4, 5].

Идея использовать незеркальную (рассеянную) компоненту волнового поля для изучения зон аномальной трещиноватости возникла около 20 лет назад [8]. В ООО «РН-КрасноярскНИПИнефть» для выделения рассеянных волн используется метод фокусирующих преобразований, математическая и алгоритмическая основа метода были разработаны В. А. Поздняковым. Метод ориентирован на выделение рассеянной составляющей волнового поля путём асимметричного суммирования данных многократного перекрытия [2-7].

Цель работы состоит в предложении методики построения прогнозных карт на основе статистического анализа фильтрационно-емкостных свойств коллектора и энергии рассеянных волн.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

Проанализировать корреляционную матрицу с параметрами объектно-ориентированных миграционных преобразований и фильтрационно-емкостных свойств.

Предложить несколько вариантов уравнений для расчета дебита нефти в межскважинном пространстве.

Получить и проанализировать карты дебита нефти, пористости и проницаемости.

После анализа результатов применения метода фокусирующих преобразований, в качестве рабочих вариантов были выбраны 3 куба энергии рассеянных волн с базой пунктов взрыва и пунктов приема 1600 метров и с различными апертурами: 1100-1300 метров, 800-1000 метров и 800-1300 метров. В работе использовались временные срезы кубов энергии рассеянных волн в окне продуктивных рифейских отложений.

Параметры фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов представлены следующими данными: дебит газа, дебит нефти, проницаемость, коэффициент общей пористости ($K_{побщ}$), коэффициент вторичной пористости ($K_{пвт}$), отношение давлений в пласте и на забое ($P_{пл}/P_{заб}$).

Из имеющихся данных фильтрационно-емкостных свойств по 16 скважинам и значений энергии рассеянных волн, снятых в точках этих скважин, была построена корреляционная матрица (табл.).

Таблица

Корреляционная матрица

Апертура, м	Дебит газа, тыс. м ³ /сут	Дебит нефти, м ³ /сут	Проницаемость, мД	$K_{побщ}$, %	$K_{пвт}$, %	$P_{пл}/P_{заб}$
1100-1300	0,06	0,46	0,66	0,7	0,71	-0,76
800-1000	0,74	0,69	0,64	0,47	0,48	-0,67
800-1300	0,03	0,46	0,66	0,69	0,69	-0,68