

Литература

1. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Высоцкий В.И., Морариу Д. Формация Баккен: геология, нефтегазоносность и история разработки /Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2013. – Т.8. – №2. – http://www.ngtr.ru/rub/9/19_2013/pdf
2. Нетрадиционная нефть: станет ли Баженов вторым Баккеном? /Г. Выгон, А. Рубцов, С. Кулаков и др. М.: Энергетический центр Московской школы управления СКОЛКОВО, 2013. – 68 с. <http://energy.skolkovo.ru>
3. DMR – North Dakota Industrial Commission, Department of Mineral Resources, Oil and Gas Division, URL, 2012: <https://www.dmr.nd.gov/>
4. Jarvie, D.M., 2001. Williston Basin Petroleum Systems: Inferences from Oil Geochemistry and Geology // The Mountain Geologist, 2001 – Vol. 38. – № 1. – p.19–41.

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАСЕЙНА КОТ Д'ИВУАР

М.М. Амани

Научные руководители профессор М.М. Немирович-Данченко, доцент Г.Г. Номоконова
Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Нефтегазоносный бассейн Кот д'Ивуар является одним из самых перспективных в северных территориях Гвинейского залива. В шельфовой зоне залива открыт ряд нефтяных (Эспуар, Белие, Баобаб, Лион, Газель) и газовых (Фокстрот, Пантера, Куду, Элан, Ибекс) месторождений. Наиболее крупное из них – это нефтяной Эспуар с запасами 100-136 млн.т. В то же время степень разведанности территории бассейна, научная оценка процессов образования и накопления нефти и газа в осадочном комплексе остается относительно низкой [2].

В настоящей работе излагаются первые результаты сравнения бассейна Кот д'Ивуар с хорошо изученным Западно-Сибирским нефтегазоносным бассейном (НГБ). Источником информации для анализа послужили материалы национальных нефтяных компаний Кот д'Ивуар (Petroci, Sir), ряда иностранных нефтяных компаний (Esso, Shell и др.), а также опубликованные данные [1,2].

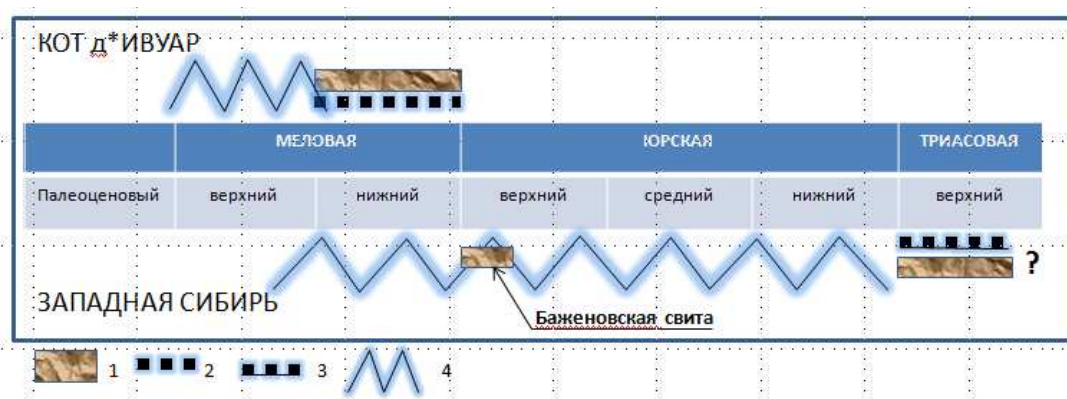


Рис. 1. Схема возрастных соотношений основных элементов строения НГБ Кот д'Ивуар и Западной Сибири: 1 – нефтегазоматеринские отложения; 2 – отложения океанского рифтогенеза; 3 – отложения континентального рифтогенеза; 4 – нефтегазоносные отложения

Бассейн Кот д'Ивуар является западной частью более крупного НГБ Гвинейского Залива и расположен на атлантическом побережье Африки. Его отражение в планетарных геофизических полях очень схоже с таковым Западной Сибири. Отличие заключается в очень резкой смене амплитуды гравитационного поля, соответствующей границе «континент-океан». Это говорит об узкой шельфовой зоне, в которой размещен НГБ Кот д'Ивуар, об узком и крутом океаническом склоне и резкой границе континентальной и океанской коры [2].

Общим является пространственная и генетическая связь осадочных бассейнов с рифтовыми зонами планетарного масштаба. Зона континентального верхнетриасового рифтогенеза располагается в центральной части Западной Сибири и контролирует размещение месторождений углеводородов, в том числе гигантских. Бассейн Кот д'Ивуар локализован к востоку от Атлантической рифтовой зоны в месте ее максимального изгиба и пространственно приурочен к окончаниям трансформных разломов. По современной геодинамической классификации бассейн Кот д'Ивуар является типичной дивергентной трансформной континентальной окраиной [1,4].

В строении НГБ Кот д'Ивуар принимают участие геологические образования двух структурных этажей. Фундамент представлен консолидированными породами триаса-палеозоя, осадочный чехол – осадочным комплексом от мелового до третичного возраста. В основании чехла залегает слой платформенных отложений, выше – терригенный морской комплекс, вмещающий основные месторождения углеводородов. Месторождения

нефти и газа приурочены к проницаемым песчаникам в структурных ловушках и размещены до глубины порядка 7 км.

Основные нефтегазоматеринские образования НГБ Кот д'Ивуар связаны с рифтовым комплексом: отложениями неокома – раннего альба (рис.1, табл). Обогащенные органическим веществом породы, размещенные в современном разрезе на глубинах порядка 3000...6500 м, являются потенциально нефтегенерирующими, а на больших глубинах – газогенерирующими [2]. Из сравнения нефтегазоматеринских пород НГБ Кот д'Ивуар (рифтогенный комплекс) и Западной Сибири (баженовская свита) (рис.1, табл.) следует, что они характеризуются близкими содержаниями органического вещества и степенью его катагенеза, но отличаются возрастом (более молодым в бассейне Кот д'Ивуар) и глубинами залегания. Главное же отличие - существенно большая площадь развития баженовской свиты.

Таблица

**Сравнительная характеристика нефтегазоматеринских пород НГБ
Кот д'Ивуар и Западная Сибирь**

Нефтегазоносный бассейн	Кот д'Ивуар	Западная Сибирь
Нефтегазоматеринский комплекс	Рифтогенные образования	Баженовская свита
Возраст	Нижний мел (неоком-альб)	Верхняя юра (волжский)
Содержание Сорг, %	0,6...2,6 до 20	5...12 до 20
Степень катагенеза	МК1-2 (Г)... МК1-3 (К)	МК1-1 (Д)...МК1-2 (Ж)
Отражательная способность витринита, Ro, %	0,7...1,3	0,5 ... 1,15
Мощность, м	15...107	15...60
Площадь развития,	40.000 кв.км	>1млн. кв.км
Суммарная масса Сорг	>120 млрд.т	>16560 млрд.т

Из данных рис. 1 следует, что в обоих НГБ стратиграфический интервал нефтегазоносности располагается непосредственно над рифтогенными отложениями. В случае бассейна Кот д'Ивуар рифтогенные породы являются нефтегазоматеринскими. По аналогии можно предположить, что верхнетриасовые рифтогенные породы в Западной Сибири также могут быть материнскими, скорее всего газогенерирующими, если принимать во внимание большие глубины их залегания, например, в районе гигантских газовых месторождений (Уренгой, Ямбург и др.). Это положение необходимо специально изучить.

Близость состава нефтегазоматеринского комплекса двух сравниваемых НГБ позволяют предполагать, что рифтогенные породы НГБ Кот д'Ивуар характеризуются такими же аномальными геофизическими параметрами, как баженовская свита (Номоконова и др., 2013): аномально высокими естественной радиоактивностью и удельным электрическим сопротивлением, повышенным водородосодержанием (по данным нейтронного каротажа), низкими значениями плотности и скорости упругих волн. Такие же критерии следует применить к триасовым рифтогенным породам Западной Сибири, если попытаться определить их газогенерирующее значение.

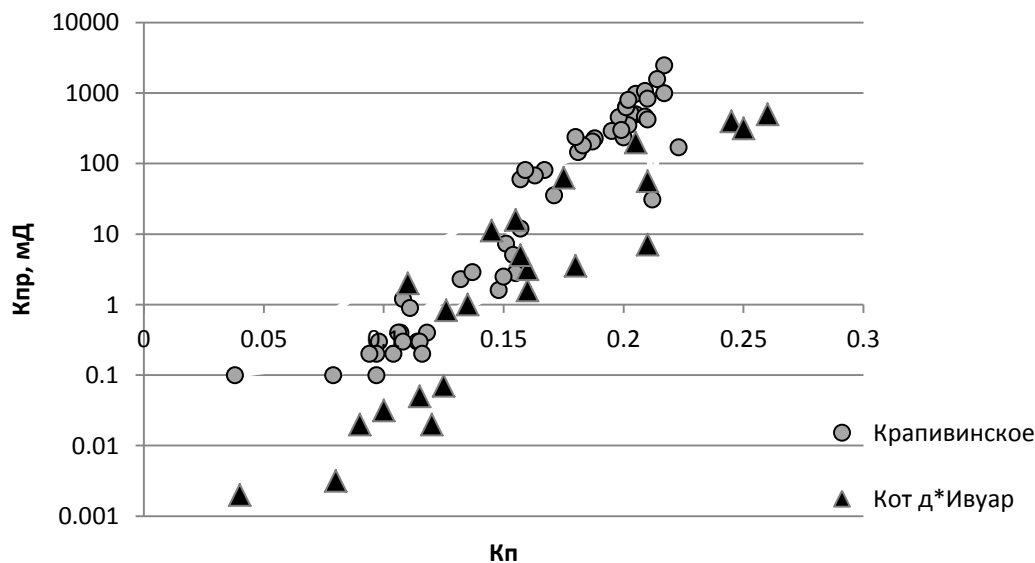


Рис. 2. Поля корреляции «пористость-проницаемость» коллекторов месторождений сравниваемых НГБ.

На рис. 2 приведены данные по петрофизике коллекторов одного из нефтяных месторождений Кот д'Ивуара (Елисеева, 2013) и месторождения юго-востока Западной Сибири (Крапивинское), имеющие близкие запасы нефти с месторождением Эспуар. В целом корреляционные зависимости между коэффициентами

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