

Дж. Огар

Белорусский государственный университет, Минск, Беларусь

## ЛОВУШКИ И КОЛЛЕКТОРЫ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДЕЛЬТЫ НИГЕРА И ПРИПЯТСКОГО ПРОГИБА

*Нефтесодержащие породы дельты Нигера.* На территории Нигерии выявлены более 300 континентальных шельфовых нефтяных месторождений. Нефть в дельте Нигера добывают в основном из песков и песчаников формации Агдаба. Характеристики месторождений нефти и коллекторские свойства пород контролируются условиями и глубиной залегания продуктивных толщ. Нефтесодержащие породы эоценового и плиоценового возраста изменяются по мощности от менее 15 до 45 м и отличаются по емкости коллекторов до 10 %.

Лучшие коллекторы часто представлены отложениями сложного строения в пределах залежей. Основные нефтесодержащие структуры различаются по геометрии этих залежей и качеству нефти. Примерами таких структур являются отложения рукавов речной дельты и прибрежные барьерные массивы, периодически прорезаемые песчаными каналами. Коллекторы авандельты Нигера сложены миоценовыми параллическими песчаниками с пористостью до 40 %, с коэффициентом фильтрации 2 Дарси и мощностью около 100 метров.

Латеральная изменчивость мощности нефтесодержащих пород в значительной степени контролируется разрывными нарушениями, мощность залежей увеличивается в направлении разрыва в пределах опущенного блока. Размер зерен нефтесодержащих песчаников изменяется по направлению речного потока, песок становится мельче с удалением от основания конуса выноса. Это значит, что зерна песков дельтовых проток уменьшаются в размере от края дельты, а пески барьерных массивов, в свою очередь, становятся более однородными. Большая часть песчаников практически неуплотненные, некоторые содержат небольшую примесь аргиллитового цемента. Пористость незначительно уменьшается с глубиной из-за относительной молодости и «холодности» отложений дельтового комплекса.

Компьютерное тектоно-стратиграфическое моделирование показывает наличие локальных подвижек вдоль наклонного края разрывных нарушений, которые контролируют мощность и литофации потенциальных глубокозалегающих нефтеносных песков.

*Ловушки и покрышки.* Наиболее известные ловушки дельты Нигера – структурные, хотя также встречаются и стратиграфические ловушки. Первые из них образовывались во время постседиментационных деформаций параллического комплекса Агдаба. Структурная сложность возрастает с севера (ранние периметры накопления) на юг (поздние периметры накопления) в зависимости от увеличения неустойчивости нижележащих переуплотненных сланцев. Разнообразие структурных элементов ловушек включает: простые «клавишные» структуры, заполненные глинистым материалом каналы, структуры с многочисленными разрывами, структуры с антитетическими разрывами, а также структуры разрушенных поднятий (рис. 2).

На флангах дельты стратиграфические ловушки столь же важны и вероятны, как и структурные. В этой зоне между диапировыми структурами встречаются карманы песчаника. По направлению к фронту дельты (вниз по склону от ее основания), эта последовательность песчаника и сланца постепенно переходит преимущественно в песчаник.

Первичная покрышка дельты Нигера – это переслаиваемый сланец формации Агдаба. Он обеспечивает три типа покрышек: вдоль разрывных нарушений, над изолированными телами песчаника и вертикальные покрышки. На флангах дельты эрозионные процессы миоценового возраста сформировали каньоны, заполненные глиной. Эти глины формируют покрышки для некоторых шельфовых нефтеносных зон. Местонахождения котловин ранней дельты Нигера, центров нефтенакопления и зоны шельфового склона приведены на рис. 1.

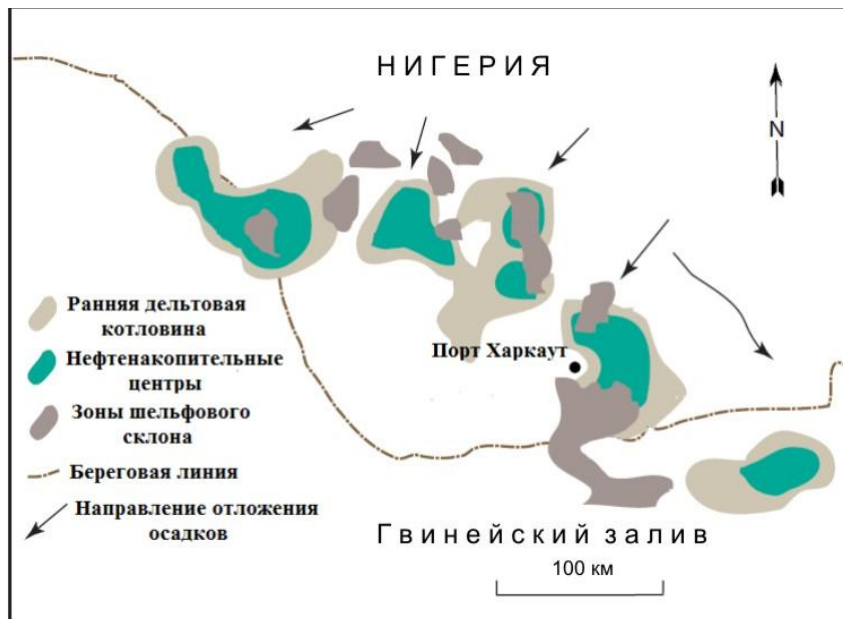


Рис. 1. Схематическое изображение местонахождения котловин ранней дельты Нигера, центров нефтенакопления и зоны шельфового склона [Bustin, 1988]

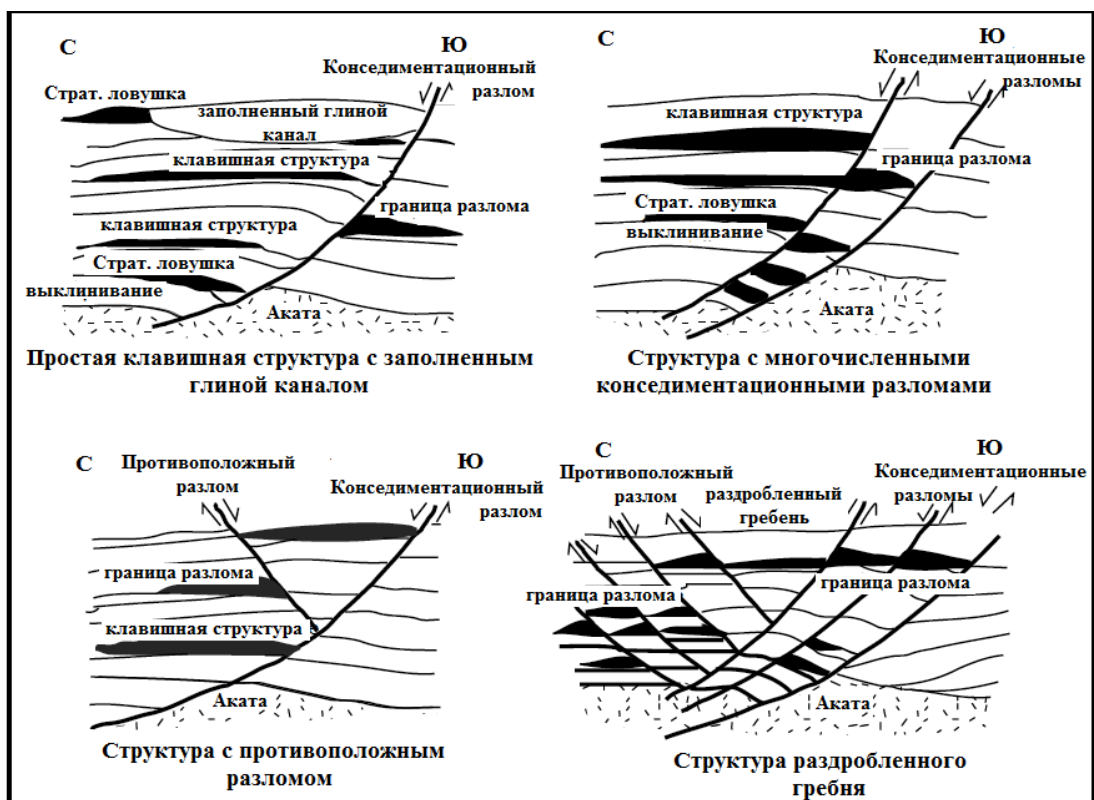


Рис. 2. Примеры структуры и сочетаний типов ловушек дельты Нигера [Bustin, 1988]

Коллекторские свойства нефтеносных отложений Припятского прогиба. В отличие от дельты Нигера, нефтеносные толщи Припятского прогиба имеют девонский возраст [Айзберг, 1968]. В пределах палеоструктур четко проявляются изменчивость коллекторских свойств продуктивных толщ, их индивидуальные литологические, петрографические и геохимические особенности [Геология..., 2001]. Гранулометрический и минералогический состав пород, как правило, контролируется палеотектоническим фактором. Содержание кварца, полевых шпатов, рудных минералов, гранатов, турмалина,

циркона и ставролита больше в их сводах и меньше в крыльевых и периклинальных частях. Слюдистыми минералами сильно обогащены алевролиты крыльевых участков [Высоцкий и др., 1996].

Как установлено, диапазон глубин 1500–2000 м соответствует первой зоне развития карбонатных пород с высокими емкостными и фильтрационными свойствами [Гарецкий, 1972]. Для отложений семилукского горизонта среднее значение открытой пористости равно 6,7; воронежского – 7, задонского – 14,7 %.

На глубинах 2500–3250 м наблюдается вторая зона развития пород с аномально высокими коллекторскими свойствами. Для подсолевых отложений семилукского горизонта среднее значение открытой пористости составляет 8,5; воронежского – 6,8; задонского – 11,3 %. [Геология, 2001] К этой зоне в прогибе приурочены основные скопления углеводородов межсолевого (2500–2750) и подсолевого карбонатного (глубина 2750–3250) м комплексов девона.

Известные нефтяные залежи Припятского прогиба приведены на рис. 3. На глубине 4000–4250 м в прогибе отмечена третья зона развития высокоемких коллекторов. Максимальная открытая пористость пород на глубине 4000–4500 м составляет для семилукского горизонта 6,2; воронежского – 5,9; задонского – 9,6 %. [Бескопыльный, 2009].

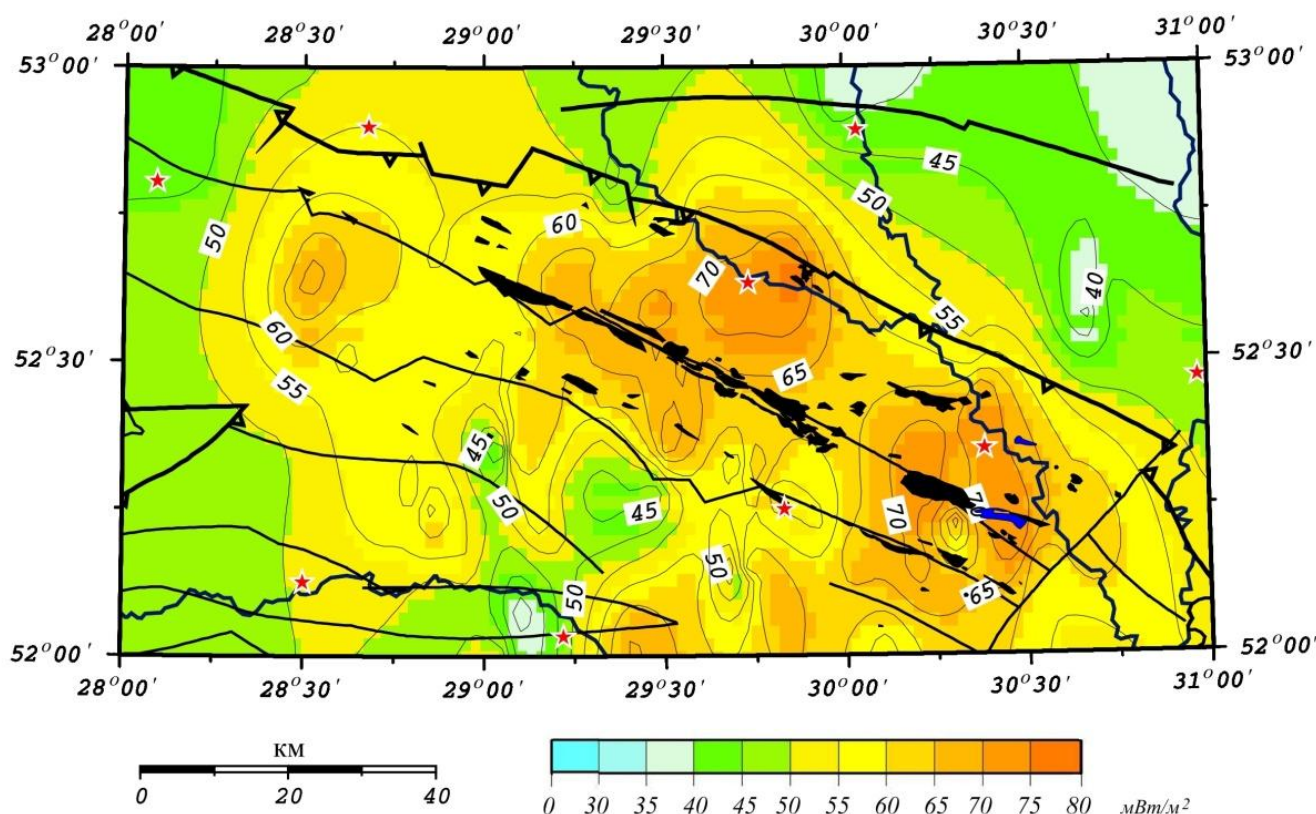


Рис. 3. Положение залежей углеводородов в Припятском прогибе на фоне распределения плотности теплового потока ( $\text{мВт/м}^2$ ) [Зуй, 2013].

Аномально высокие коллекторские свойства пород в Припятском прогибе, как и в других нефтеносных районах, непосредственно связаны с границей устойчивости кальцита [Кудрявцев, 1973]. При этом, в отличие от других нефтеносных областей, процессы интенсивной кальцитизации пород затухают на глубине 2500–3000 м, что характерно для регионов со слабой напряженностью теплового поля. Вследствие этого в погружающихся породах возникает вторичная пористость, связанная с растворением кальцита. При этом, выделенные аномальные зоны развития коллекторов на определенных глубинах – это зоны глубинного увеличения проницаемости и емкости пустотных пространств за счет неустойчивости кальцита на глубине свыше 2500 м. Вторичная пористость, возникающая при растворении доломита, сульфатов и серицита, распространена меньше. Основные параметры коллекторских свойств нефтяных месторождений прогиба приведены в табл. 1.

Таблица 1 Изменение коллекторских свойств девонских подсолевых терригенных и карбонатных пород Припятского прогиба с глубиной [Багринцева, 1999]

Глубина, м	Горизонт								
	Пашийско-кыновский		Старооскольский			Семи-лукский	Воронежский		Задонско-елецкий
	Открытая пористость, %	Газопроницаем, мД	Открытая пористость, %	Газопроницаемость, мД			Открытая пористость, %	открытая пористость, %	Открытая пористость, %
				средняя	максимальная	минимальная			
1500	16,1	6,4	17,8	33,3	66,1	3,0	3,45	3,8	12,8
1500–2000	19,8	142,1	23,5	570,0	1098,0	6,7	7,02	11,2	14,7
2000–2500	16,7	535,3	22,3	698,0	1534,0	5,2	5,00	10,7	13,3
2500–2750	15,1	358,5	21,4	645,0	1048,0	8,5	6,84	15,0	11,3
2750–3000	14,3	59,4	17,6	645,0	1048,0	8,5	6,84	15,0	11,3
3000–3250	11,3	45,7	13,6	148,0	665,9	7,1	6,02	15,9	7,9
3250–3500	9,9	28,1	13,6	148,0	665,9	7,1	6,02	15,9	7,9
3500–4000	8,9	3,4	12,9	80,2	670,0	6,4	4,89	8,9	7,4
>4000	8,1	3,1	11,9	64,6	176,6	6,2	5,94	10,4	9,6

Литература

- Айзберг Р.Е., Акулич В.Г., Аницупов П.В.* Нефтегазоносность недр Белорусской ССР. – М.: ВНИИОЭНГ, 1968. – 95 с.
- Багринцева К.И.* Условия формирования и свойства карбонатных пород коллекторов нефти и газа. – М.: РГГУ, 1999. – 285 с.
- Бескопильный В.Н.* Атлас природных резервуаров и углеводородов нефтяных месторождений Беларуси. – Гомель: Сож, 2009. – 210 с.
- Высоцкий Э.А., Демидович Л.А., Деревянкин Ю.А.* Геология и полезные ископаемые Республики Беларусь: уч. пос. для вузов. – Мн: Універсітэцкае, 1996. – 184 с.
- Гарецкий, Р.Г.* Геология нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1972. – 300 с.
- Геология Беларуси. / под ред. А.С. Махнача и др.– Мн: Институт геологических наук НАН Беларуси, 2001. – 815 с.
- Зуй В.И.* Тепловое поле платформенного чехла Беларуси. – Мн, 2013. – 256 с.
- Кудрявцев Н.А.* Генезис нефти и газа. – Л.: Недра, 1973. – 219 с.
- Bustin R. M.* Sedimentology and characteristics of dispersed organic matter in Tertiary Niger Delta: origin of source rocks in a deltaic environment // American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 1988. – 277–298 p.