ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА
GEOLOGY AND GEOPHSICS

УДК 550.34.06.013.3

А.А.ВАЗАЕВА, *аспирантка, alyona_101@mail.ru*
Санкт-Петербургский государственный горный институт (*технический университет*)

A.A.VAZAEVA, *post-graduate student, alyona_101@mail.ru*
Saint Petersburg State Mining Institute (*Technical University*)

ОКОНТУРИВАНИЕ ОРГАНОГЕННЫХ ПОСТРОЕК В ВЕРХНЕДЕВОНСКОМ ИНТЕРВАЛЕ РАЗРЕЗА ПО ИЗМЕНЕНИЮ ВОЛНОВОЙ КАРТИНЫ

В работе продемонстрирован пример оконтуривания рифовых построек по изменению волновой картины с помощью сейсмофациального анализа на одной из площадей в Тимано-Печорской области.

Ключевые слова: сейсмофация, органогенная постройка, нефтяная залежь.

COUNTOURING OF ORGANOGENIC CONSTRUCTIONS IN UPPER DEVONIAN PERIOD BY THE CHANGING WAVE PATTERN

The article has an example of countouring reef constructions by using changing of wave pattern with seismic facies analysis in the area of the Timano-Pechora region.

Key words: seis facies, organogenic constructions, oil field.

Тимано-Печорский осадочный бассейн является уникальным как по сложности и многообразию геологических объектов, так и по условиям их образования. В этом регионе известно значительное число месторождений УВ, связанных с органогенными постройками верхнего девона.

На современном этапе органогенные постройки можно оконтуривать с большей точностью и выделять литологические экраны по латерали. Одним их таких способов является сейсмофациальный анализ, который выполняется в программном продукте Stratimagic (Paradigm Geophysical) [3].

В Хорейверской впадине верхний девон, представленный отложениями франского и фаменского ярусов, характеризуются резкой фациальной изменчивостью. Подошва средне-франско-турнейского комплекса связана с максимальным затоплением в ранне-доманиковом времени. Регрессивная направленность развития морского бассейна определила постепенное заполнение относительно глубоководной впадины морского бассейна на восток и юго-восток, в сторону палеоокеана. На аккумулятивных террасах зарождались и эволюционировали рифовые системы, состоящие из биогермных, межбиогремных, шельфовых и лагунных отложений [1,2]. К наиболее крупным относятся Сандивейская, Веякская и Южно-Баганская карбонатные банки с рифовым

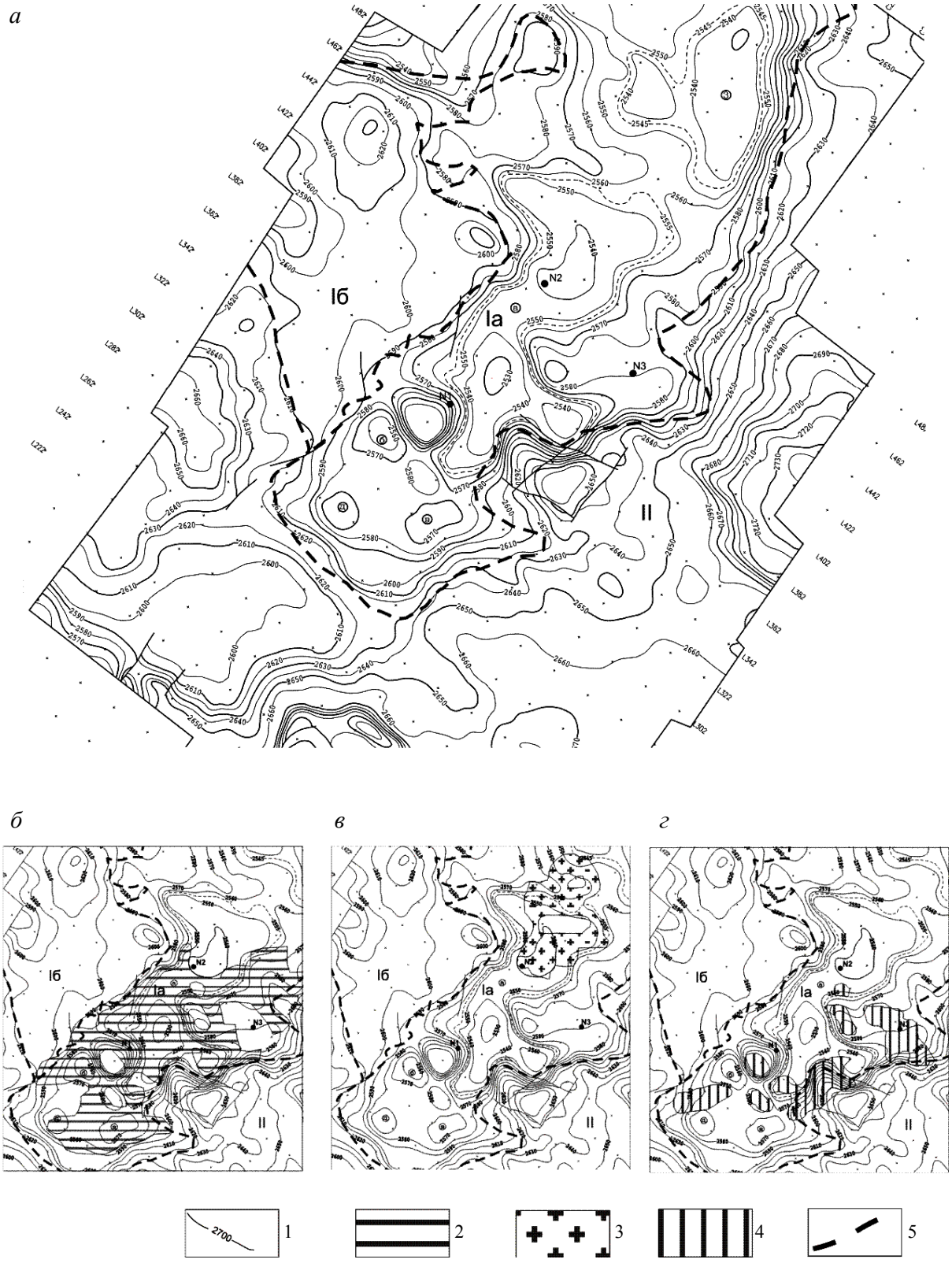


Рис.1. Карта кровли нижнего фамена (*а*) верхнедевонского интервала с наложением сейсмофациальных зон (*б*, *в*, *г*)

Условные обозначения: 1 – изогипса; м, 2 – код 1; соответствующий зоне улучшенных коллекторов; 3 – код 2, соответствующий зоне менее пористых коллекторов; 4 – код 5, соответствующий зоне слабых коллекторов; 5 – граница карбонатной банки

кольцом по периферии и внутренней лагуной в центральной части. В фаменском веке (в основном в течение елецкого времени) рифовый рельеф был выровнен карбонатно-глинистой толщей заполнения.

В данной работе рассматриваются результаты сейсмофациального анализа, с помощью которого удалось выделить контур банки, а также обозначить возможные литологические экраны по латерали. Нефтяная залежь, расположенная в пределах банки, приурочена к кровле фаменского яруса и залегает под глинистой визейской покрышкой. Залежь вскрыта скв.№ 1 с дебитом 74,4 м^3/сут, которая расположена в бортовой части структуры, практически в небольшом по площади углублении (рис. 1, *а*). Скважина № 2, находящаяся в куполе структуры дала приток 5,5 м^3/сут. В результате выполнения сейсмофациального анализа получена карта фаций, состоящая из 7 классов и отображающая изменение фациального состава в интервале нижнего фамена, где четкое и наибольшее распространение получили две сейсмофациальные зоны, оконтуренные штриховками и соответствующие двум зонам I и II. Первая зона соответствует карбонатным отложениям и обрисовывает карбонатную банку в центральной части участка работ.

Скважина № 1, вскрывшая значительную по высоте залежь нефти в задонском горизонте верхнего девона, расположена в зоне класса (кода) 1 (рис.2, *б*) на склоновой части структуры. На карту вынесены зоны сейсмофаций, представляющие наибольший интерес. Эта область связана с распространением улучшенных коллекторов. С юго-западной стороны указанная область кода, характеризующая улучшенные коллекторские свойства, ограничена локальным проседанием поверхности (воронкой), имеющим другой класс фаций.

Следует заметить, что южнее обозначена зона, по коду совпадающая с зоной, где расположена скв. № 1, что, в свою очередь, позволяет предположить схожие со скв. № 1 коллекторские свойства. Скв. № 2, давшая слабый приток нефти в елецких отложениях, расположена в зоне 2 кода (рис.1, *в*), вследствие чего этот класс фаций относится к менее продуктивным коллекторам; № 3 скважина расположена в другой фациальной области – код 4 (рис.1, *г*), продукта в ней нет.

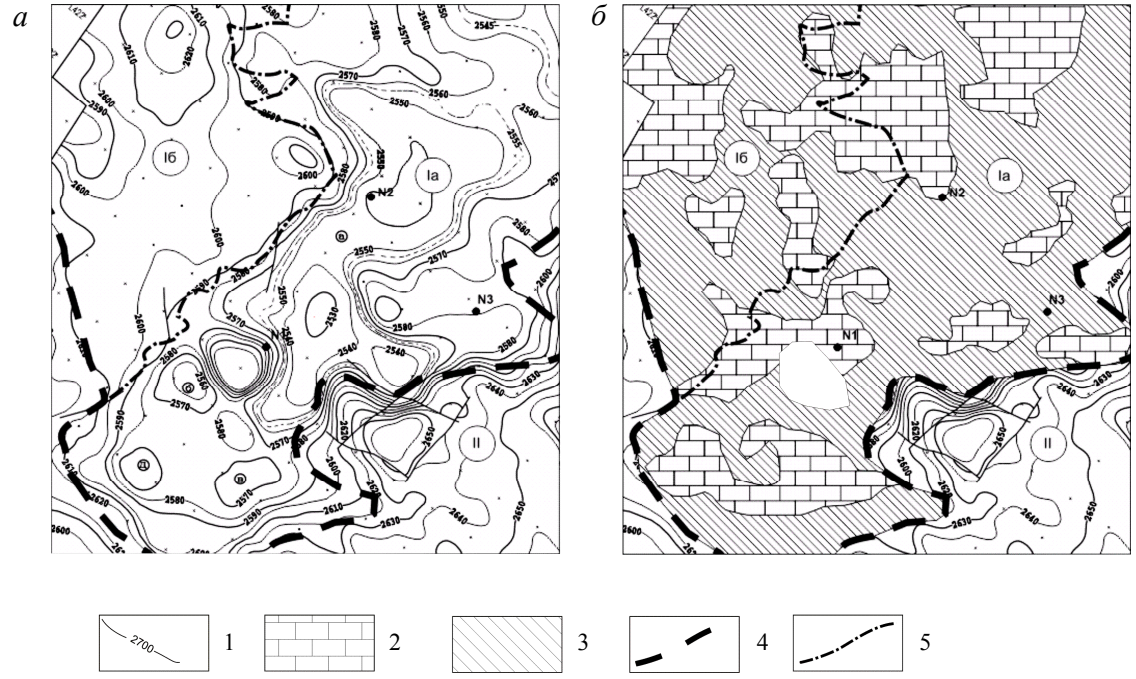


Рис.2. Карта сейсмофаций с отображением контура банки и зон улучшенных коллекторских свойств

Условные обозначения: 1– изогипса, м; 2 – код 4, соответствующий зоне улучшенных коллекторов; 3 – код 6, соответствующий зоне слабых коллекторов; 4 – граница карбонатной банки; 5 – граница внутреннего водоема с повышенной соленостью

Присутствие кодов, расположенных за пределами банки, соответствуют глубоководным отложениям (зона II), которые представлены глинистыми известняками, мергелями, аргиллитами. Зоны I*а* и I*б* соответствуют органогенным постройкам и внутреннему водоему с повышенной соленостью.

На рис.2 представлена карта фаций, полученная с использованием других атрибутов, на которой выделяется область кода, объединяющая все купола структуры. Скважина № 1 расположена в фациальной зоне, имеющей на карте код 4, причем область этого класса фаций совпадает с выделенной областью в районе № 1 скважины на рис.1. Скважина № 2 попадает в переходную зону от кода 4 к коду 6, что свидетельствует об изменении литологических свойств в исследуемом интервале. Отделяется район скважины № 3, которая попадает в зону преобладающего кода 6. По данным поточечной интерпретации № 3 характеризуется минимальными эффективными мощностями в нижнефаменских отложениях (0,5 м) и минимальной пористостью коллектора (7 %).

Такое распределение сейсмофаций позволяет предположить, что граница между кодами 4 и 6 в районе № 3 является и границей изменения физических свойств пород нижнего фамена и, соответственно, изменения их коллекторского потенциала.

К западу от зоны цветокода, в пределах которого пробурена скв.№ 1, выделяется локальный прогиб (воронка), имеющий иной код и по площади совпадающий с выделенным ранее на рис.2. Частично, зона хороших коллекторов «спускается» в воронку, охватывая ее северо-восточный борт. Мало того, аналогичный (улучшенных коллекторов) цвет фаций охватывает область южнее, что может свидетельствовать о схожих физических свойствах. Внутри карбонатной банки выделено 2 зоны. Как показали сейсмофациальные построения все три глубокие скважины (№ 1-3) расположены в пределах зоны органогенных построек. Между тем, емкостные свойства коллекторов в указанных скважинах различны.

В целом, сейсмофациальные карты являются наглядным и удобным способом изображения различных типов волновой картины и способом выделения геологических объектов, различающихся, в первую очередь, физическими свойствами слагающих их пород. Сделанные расчеты позволяют прогнозировать границы объектов и наметить, тем самым, участки для постановки скважин глубокого бурения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геология и нефтегазоносность Тимано-Печорского бассейна: Сборник научных трудов: ТПНИЦ. Ухта, 2006.

2. *Малярова Т.Н.* Тимано-Печорский седиментационный бассейн (объяснительная записка к «Атласу геологических карт», 2000). ТПНИЦ, Ухта.

3. *Ларионова З.В.* 7-я Международная научно-практическая конференция «Геомодель-2005»: Тезисы докладов / З.В.Ларионова, В.И.Богатский, Е.Г.Довжинова. Геленджик, 11-17 сентября 2005.

REFERENCES

1. Geologiya I neftegazonosnost Timano-Pechorskogo basseina. Sbornik nauchnyh trudov. Uhkta, 2006.

2. Timano-Pechorskiy sedimantacionnyi bassein (obyzsnitelnays zapiska k «Atlasu geologicheskih kart», 2000).

3. 7-ya mejdunarodnaya nauchno-prakticheskaya konferenciya «Geomodel-2005». Tezisy dokladov, Gelendjik, 11-17 sentyabrya 2005.