

НАУКИ О ЗЕМЛЕ

Захаренко В.С., Ключенкова Е.С.,

Белозеров А.А., Дзапаров С.А.

*Мурманский Государственный Технический Университет,
кафедра морского нефтегазового дела,
Мурманск, Россия*

К ВОПРОСУ О СУЩЕСТВОВАНИИ СОЛЯНЫХ ДИАПИРОВ В АРКТИКЕ С ПОЗИЦИИ РИФТОГЕНЕЗА

Zakharenko V. S., Klyushenkova E. S.,

Belozerov, A. A., Japarov S. A.

*Murmansk State Technical University,
Murmansk, Russia*

ON THE EXISTENCE OF SALT DIAPIRS IN THE ARCTIC FROM THE PERSPECTIVE OF RIFTOGENESIS

Аннотация. Авторы рассматривают возможность существования соляных диапиров в Арктике с позиции рифтогенеза. Доказательная база основана на сопоставлении данных морской сейсморазведки и гравиразведки с неотектоническими структурами Баренцево-Карского шельфа, лабораторного опыта и математического моделирования.

Abstract. The authors consider the possibility of the existence of salt diapirs in the Arctic from the perspective of riftogenesis. The evidence base is based on a comparison of marine seismic and gravity data with the neotectonic structures of the Barents-Kara shelf, laboratory experience and mathematical modeling.

Ключевые слова: Соляные структуры, Баренцево-Карский шельф, диапиры, Арктика, неотектоника
Keywords: Salt structures, Barents-Kara shelf, diapirs. Arctic, neotectonics

Арктика является главным регионом для пополнения ресурсной базы углеводородного сырья РФ и привлекает внимание ученых всех стран. С учетом этого, требуется планомерное исследование осадочных бассейнов, расположенных в арктической акватории. Значительная часть мировых нефтяных и газовых месторождений располагаются в зонах соляно-купольной тектоники. Соляные диапиры, являются не только элементами строения нефтегазоносных разрезов, но и важным поисковым признаком залегания нефти на глубине. Наличие соляных структур в Арктическом шельфе, а особенно их происхождение, до сих пор является дискуссионным.

До последнего времени господствовала «лагунная» точка зрения на происхождение солей путем выпаривания в мелководных бассейнах в условиях жаркого климата. С этой точки зрения существование соляных диапиров в Арктике невозможно. Затем, появились доказательства о приуроченности соленосных отложений к периферии Атлантического океана и совпадение их возраста со временем начала раскрытия океана, то есть связь с начальной стадией рифтогенеза (Bonatti E., M. Ball, C. Schubert, 1970, Cashman K. V,

1985, Джиноридзе Н.М 1982, 1987, Верба М.Л. 2003 и др.).

С позиций рифтогенеза существование соляных дипиров в Арктике не только возможно, но и может являться дополнительным поисковым признаком существования нефти на глубине.

Цель нашего исследования: рассмотреть модели формирования соляных диапиров и их связь с нефтяными ловушками.

Задачи:

1. На различных примерах в мировой практике рассмотреть связь соленосных структур с нефтяными ловушками.
2. Рассмотреть поисковые геофизические признаки соленосных структур.
3. Провести лабораторный опыт, моделирующий формирование соляного диапира.
4. Для подтверждения результатов провести расчеты и математическое моделирование в ПО «Wolfram Mathematics».

1. Геолого-геофизический анализ

Всего в мире выделено 19 глобальных соляно-нафтидных узлов, супер-гиганты из которых: Прикаспийский, Мексиканский, Восточно-Сибирский и Средиземноморский бассейны содержат до 2,5 млн км³ солей (рис.1).

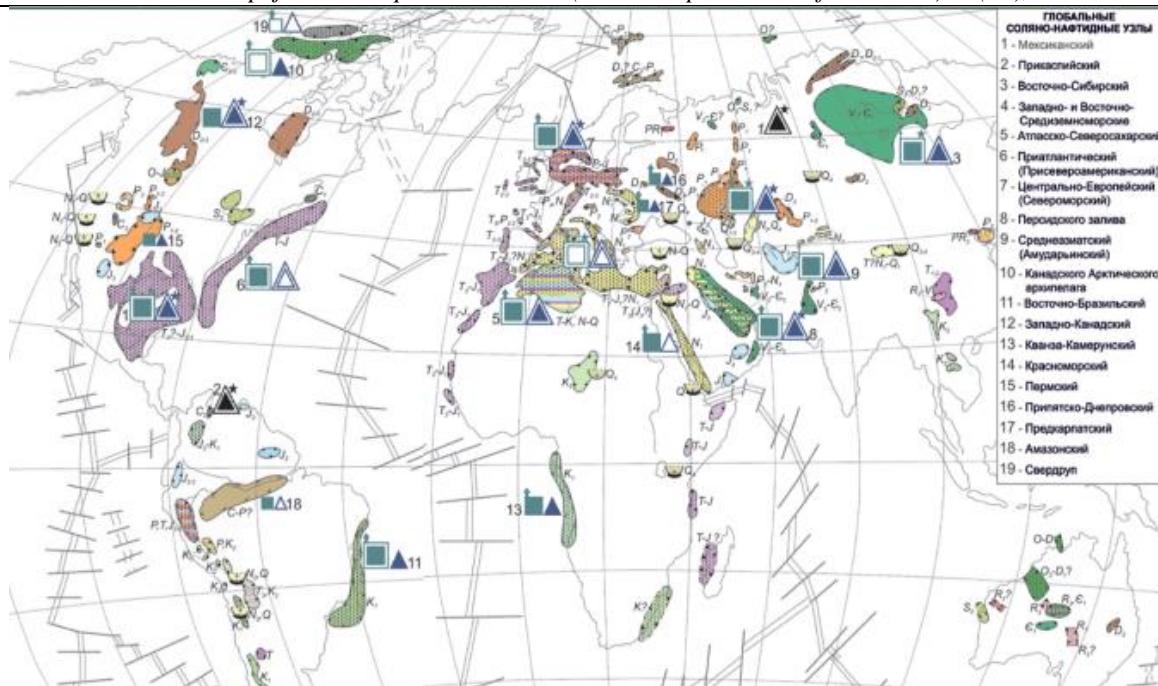


Рис. 1. Схематическая карта крупнейших соляно-нафтидных узлов мира. [1].

В ходе работы мы изучили зону соляных диапиров в северной части акватории Карского моря. На существование соляных диапиров в данном районе впервые указывал Верба М.Л. [2], а по сейсмическим данным выделил Никишин (по данным Нефтегаза), без дополнительной аргументации и с объяснением генезиса солей с лагунной позиции.

Таким образом, доказательная комплексная база: связь с гравикой, рифтогенезом, а также моделирование и лабораторные опыты

проводились авторами впервые, что делает эту работу актуальной.

Рассмотренные прогиб Урванцева-Воронина и мегавал Наливкина уникальны тем, что в их пределах широко развит процесс соляной тектоники, которые изображены в виде различных образований и форм: диапиров и соляных подушек, структур типа rollover и штоков (рис. 2). Таким образом, повышается перспективность местонахождения нефтяной залежи в данном районе.

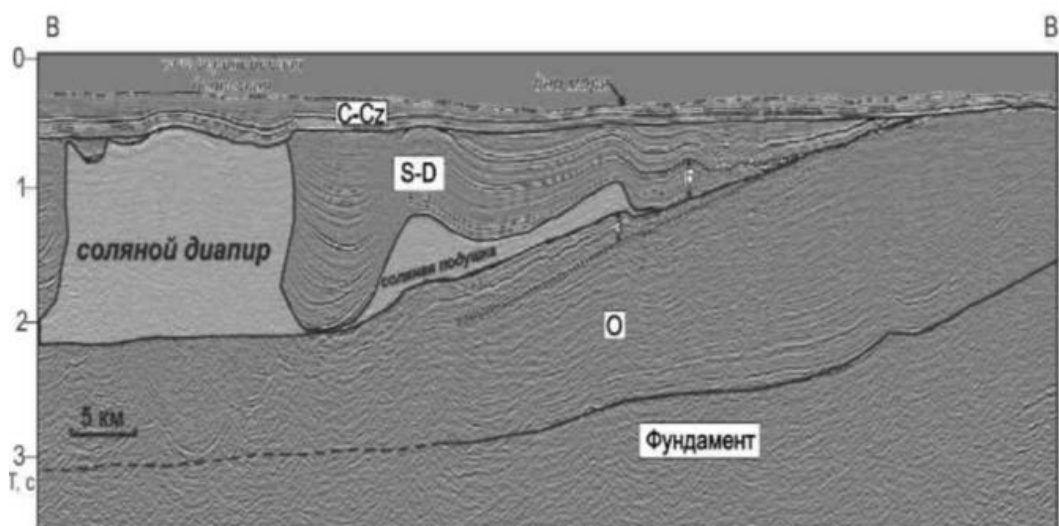
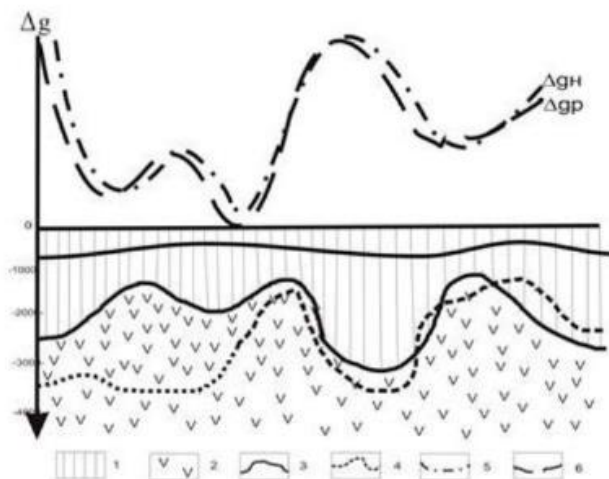


Рис. 2. Сейсмический профиль в северной части Карского моря (прогиб Урванцева-Воронина и мегавал Наливкина).

В поисковой геофизике основной целью является выявление потенциальных нефтегазовых структур – ловушек. Здесь широко используется комплекс, включающий высокоточную гравиразведку и сейсморазведку отраженными

волнами. Наиболее продуктивно действует такой комплекс, когда в разрезе исследуемой области развиты мощные солянокупольные структуры (рис.3).

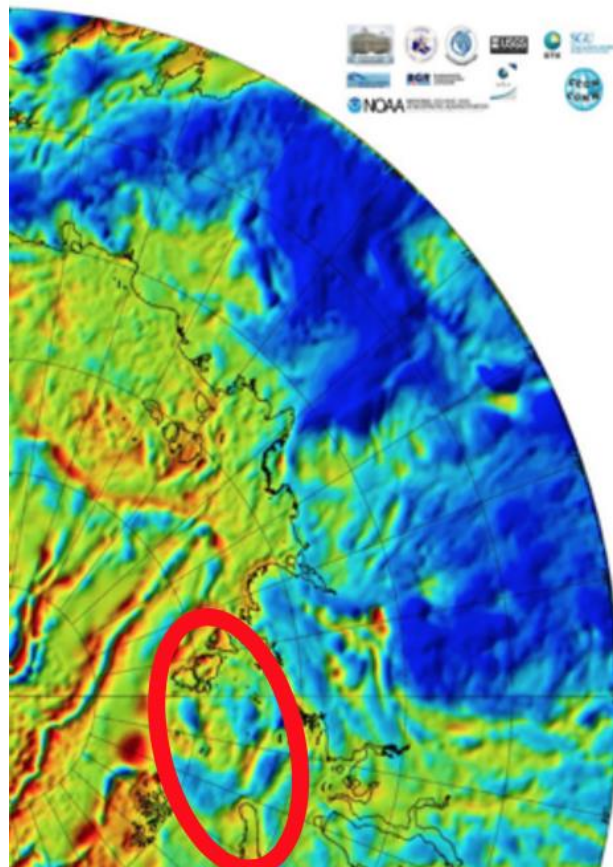


Отложения: 1-песчано-глинистые ($\delta=2,4\text{г/см}^3$), 2-соленосные ($\delta=2,15\text{г/см}^3$).
 Поверхность соли: 3- по данным сейсмозазведки; 4- вычисленная путем подбора.
 Кривые силы тяжести: 5- наблюдаемая (в редукции Буге); 6- расчетная.

Рис.3. Пример комплексирования гравиразведки и сейсмозазведки при изучении рельефа соленосной толщи, где диапиру соответствует гравитационный минимум.

По результатам геолого-геофизического анализа можно сделать вывод, что диапиры, выделенные по сейсмическим данным, подтверждены сопоставлением с гравитационным полем Арктики (зона гравитационного минимума),

приуроченностью к боковой части рифтовой зоны (рис.4) и могут служить дополнительным признаком наличия нефти на глубине в этом районе.



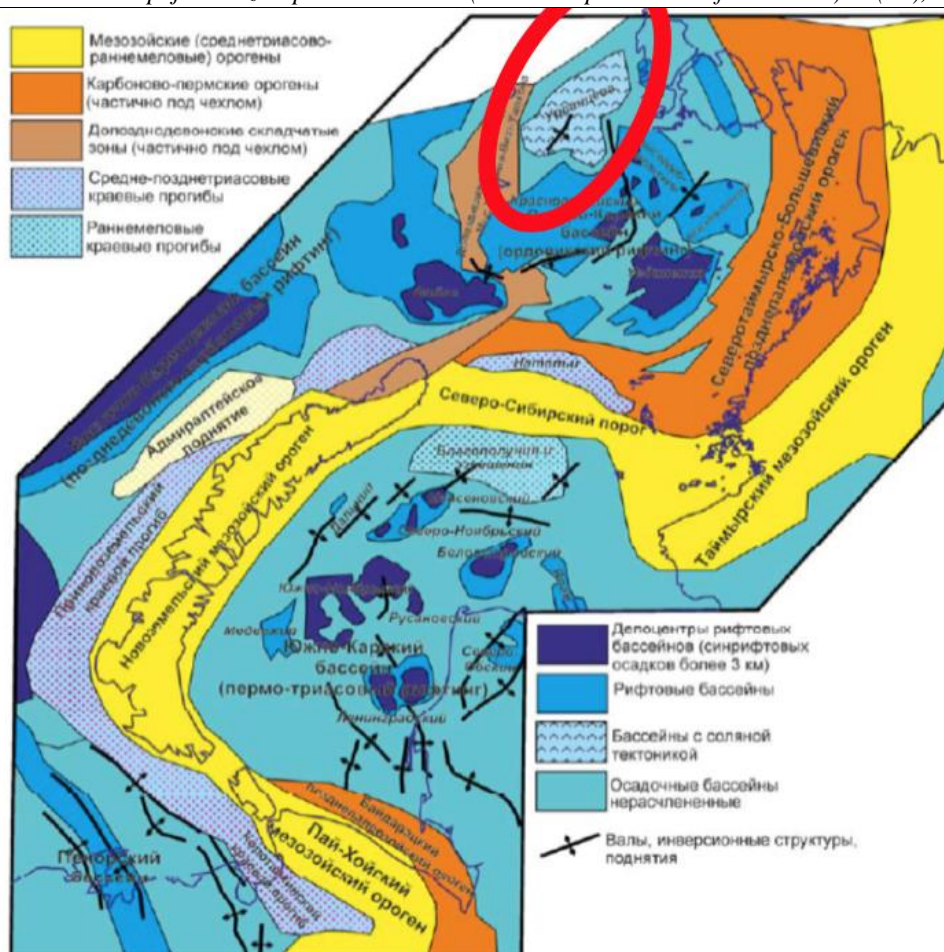


Рис. 4. Сопоставление гравитационного поля Арктики с зоной соляных диапиров.

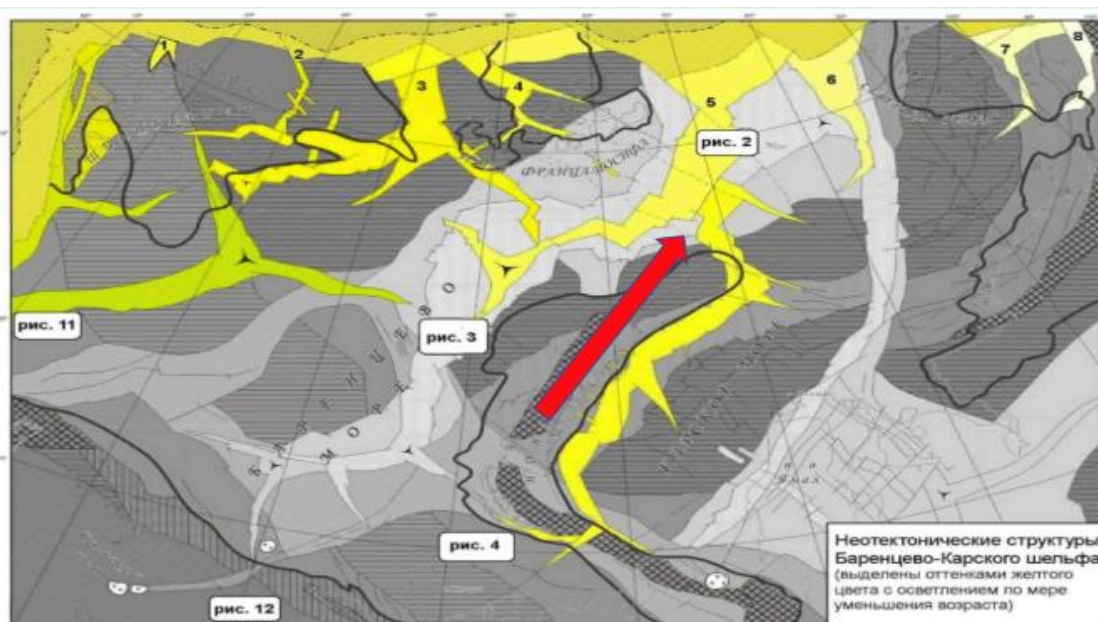


Рис. 5. Принципиальная морфоструктурная схема поверхности дна Баренцева моря [по Верба, Виноградов, Митрофанов, 2005];

Желтый цвет – неотектонические структуры: окраинно-шельфовые желоба (рифты): 1 – Литке; 2 – Орла; 3 – Франц Виктории; 4 – Британского Канала; 5 – Св. Анны; 6 – Воронина; 7 – Шокальского; 8 – Вилькицкого. Красная стрелка указывает на исследуемую область.

2. Лабораторный опыт. Путем проведения лабораторного опыта рассмотрена модель формирования соляного диапира. Т.е., воздействуя

на соляной раствор боковым давлением (поршнем) мы проследили его миграцию.

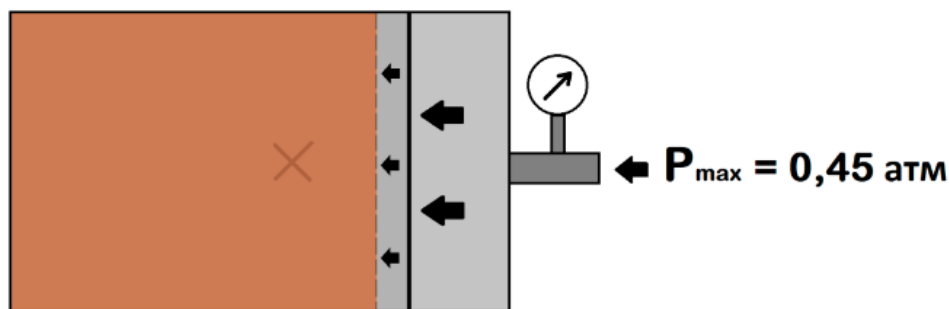


Рис.6. Схематичное изображение лабораторной установки.
Начало опыта.

Как только слой глины ($\rho=1.91 \text{ г/см}^3$) был прорван соляным раствором ($\rho=1.63 \text{ г/см}^3$) - зафиксировали давление и завершили опыт (рис.7).

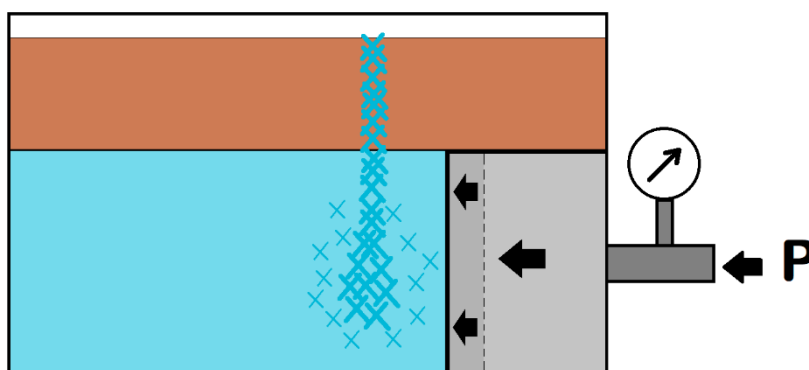


Рис. 7. Схематичное изображение лабораторной установки.
Завершение опыта.

Так как соляной раствор прорвал глинистый слой, то можно предположить, что он развивался как соляной диапир и мигрировал там, где в глине было наличие микротрещин.

3. Математическое моделирование. Чтобы подтвердить результаты опыта мы провели математическое моделирование в ПО «Wolfram Mathematics».

$$U(k, x_2, t) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} u(x_1, x_2, t) \exp(-\sigma t - ikx_1) dx_1 dt$$

Затем возьмем возмущающую силу, функция которой:

$$u(x_1, x_2, t) = 2x_{i,j} + at_k$$

Исходные данные для построения следующие: тензор напряжения 1,5 МПа; коэффициенты $k=1, a=1$; время роста соляного диапира 30 000 лет.

Постановка задачи: рассмотрим процесс формирования соляного диапира в течении 30000 лет, со сравнительным наблюдением каждые 6000 лет.

Расчет базируется на совместном преобразовании Лапласа-Фурье:

Ход работы: Преобразуем интеграл и получим:

$$u_0 = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^{\infty} -\frac{e^{-1.5t}(4 + i^2 t)}{i^3} dt$$

Для построения левой части графика начала формирования соляного диапира задаем соответствующую функцию:

$$u00 = \frac{1}{\sqrt{23.14}} \int_0^{\infty} \frac{e^{-1.5t}(4 + i^2t)}{i^3} dt$$

$$y00 = Plot[u00, \{i, 0, 60\}]$$

Для определения графиков используем метод сращивания:

$$par5 = Fit[s5, \{1, x^2, x^3\}, x]$$

$$y0 = Plot[u0, \{i, 0, -60\}]$$

Соответственно для построения правой части графика:

$$y00 = \int_0^{\infty} (2x^2 + t)e^{(-\sigma t - ikx)} dx$$

$$y005 = Plot[par5, \{x, -5.6, 5.35\}]$$

Объединив все функции получаем цельный график начала формирования соляного диапира (рис.8-А), а затем моделируем формирование соляного диапира на протяжении 30 000 лет.

Так как при росте соляной диапир достигает более плотной среды (например, глину), то у него начинает деформироваться шапка (рис.8-Б).

График изменения формы шапки рассчитывается аналогично первому этапу, но при сращивании графиков используем следующие формулы.

$$par6 = Fit[s6, \{1, x^6\}, x]$$

$$y006 = Plot[par6, \{x, -5.37, 5.37\}]$$

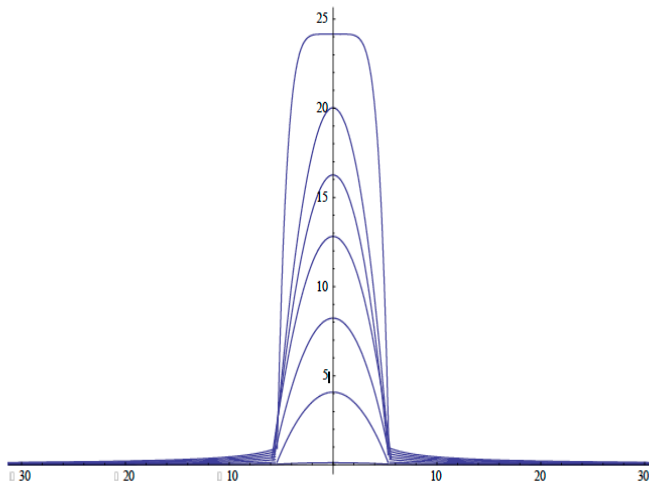
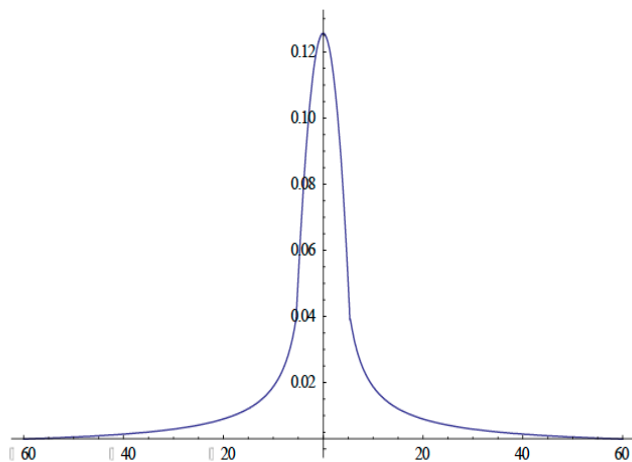


Рис.8. А) - Начало формирования соляного диапира.
 Б)- график роста соляного диапира с изменением формы шапки на протяжении 30 000 лет.

Совместим схематичное изображение опыта (рис.7) и совмещенный график роста соляного диапира (рис.8-Б) для того, чтобы наглядно

получить изображение того, как произошел рост соли в опыте (рис.9).

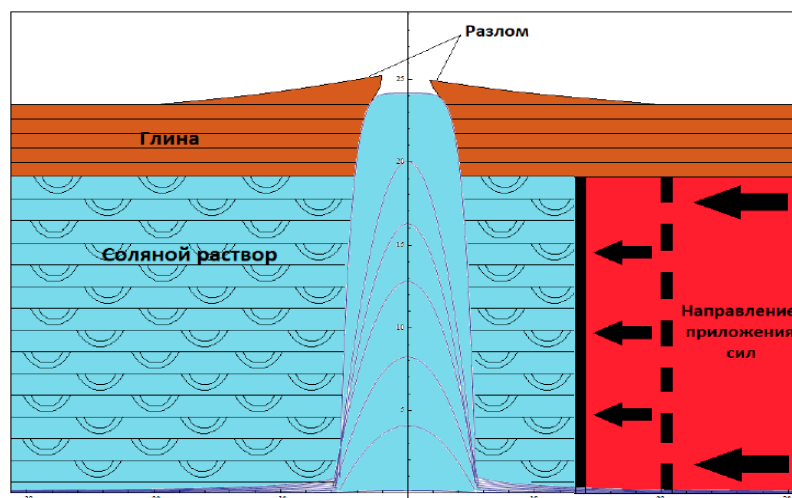


Рис. 9. Совмещенный график лабораторного опыта с результатами математического моделирования, иллюстрирующий рост диапира.

Таким образом, сделаем следующие выводы:

1) подтверждается возможность образования соляных диапиров в Арктике условиях рифтогенеза и неотектоники;

2) под влиянием тектонического напряжения происходит рост и формирование соляного диапира, а его конфигурация зависит от различных геологических факторов;

3) комплексный анализ различных геофизических методов аргументирует наличие соляных диапиров в районе исследования и повышает степень вероятности наличия нефти на глубине;

4) при бурении следует учитывать особенности соленосных толщ и возникающие дополнительные риски.

5) лабораторный опыт, иллюстрирующий свойство солей «всплывать» к поверхности, говорит о том, что буровой раствор, содержащий в своем составе соли, ни в коей мере нельзя

подвергать захоронению без предварительной очистки, так как это может привести к засолонению почв и значительному ущербу народному хозяйству.

Литература

1. Беленицкая Г.А. Карта литогеодинамического районирования нефтегазоносных территорий России // Геодинамика нефтегазоносных бассейнов. М., 2005. С.77—85 ;
2. Верба М.Л. Сравнительная геодинамика евразийского бассейна//Наука. С-Петербург, 2008. С. 175;
3. Мартынов Н.И., Танибергенов А.Г. Численное моделирование условий формирования солянокупольных структур в земной коре.// Математический журнал ,2006, т.6, №1 (191), с.67-73.

**Dorjnamjaa, D., **Voinkov, D.M., *Altanshagai, G., *Enkhbaatar, B*

**Institute of Paleontology and Geology, Mongolian Academy of Sciences, Ulaanbaatar,*

***VNIIGeosystem, Moscow*

ON THE LOWER CAMBRIAN KHASAGTIAN GROUP OF THE ICHNOFOSSILS AND SOFT-BODIED FAUNA OF THE ZAVKHAN PHOSPHATE BASIN IN WEST MONGOLIA

Abstract. This presentation considers deals with biostratigraphic peculiarities of the Zavkhan phosphate basin by example of the Tsagaanolom shelfy trough. The Tsagaanolom trough was formed a large shelfy basin that is located in the western part of the Khangai intraplate orocline geostructure and existed during Late Neoproterozoic to Early Cambrian times. This phosphate shelfy trough is important to Late Precambrian - Cambrian geology and paleontology because the stratigraphic sections of the Maikhanuul (diamictite), Tsagaanolom (carbonate), Bayangol (terrigenous) and Salanygol (carbonate-terrigenous) formations are thick, relatively complete, well exposed and particularly correlatable with classical sections of the Siberian platform. Also important is the fact that the sections contain a combination of stratigraphic features seldom found elsewhere over this interval in a single region: diamictites, bacterial fossils, trace fossils, small shelly fossils, soft-bodied