

Студент магистратуры 1 курс, Отделение нефти и газа, Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Россия, г. Томск

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕНЦИАЛА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВ ОСВОЕНИЯ ШЕЛЬФА МОРЯ ЛАПТЕВЫХ

***Аннотация:** Шельф моря Лаптевых, согласно многим оценкам, обладает высоким потенциалом для добычи нефти и газа, однако вопрос оценки нефтегазоносности данного района в настоящее время все еще является актуальной задачей. Не менее важной проблемой является определение перспектив освоения данного района, включающее в себя оценку возможных трудностей и необходимого технического обеспечения. В данной работе проводится обзор данной проблемы, произведена предварительная оценка перспективности шельфа моря Лаптевых с точки зрения нефтегазодобычи.*

***Ключевые слова:** море Лаптевых, нефтегазоносный потенциал.*

***Annotation:** According to many estimates, the Laptev Sea shelf has high potential for oil and gas production, however, the issue of assessing the oil and gas potential of this region is still an urgent task. An equally important problem is determining the prospects for the development of the area, which includes an assessment of possible difficulties and the necessary technical support. In this paper, a review of this problem is carried out, a preliminary assessment of the prospects of the Laptev Sea shelf from the point of view of oil and gas production is made.*

***Keywords:** Laptev Sea, oil and gas potential.*

Море Лаптевых находится на северной пассивной окраине Евразии, в районе центриклинального замыкания Евразийского суббассейна Северного

Ледовитого океана (СЛО). Действующий срединно-океанический хребет Геккеля и разделяемые им океанические котловины Нансена и Амундсена, подходя ортогонально к континентальному склону, образуют фактически торцевое сочленение с краем континента. От Амеразийского суббассейна, где спрединг существовал в позднем мезозое, хребет Ломоносова отделяет более молодую часть СЛО.

Через континентальный склон океанический бассейн сочленяется с лаптевоморским шельфом, большую часть которого занимает Лаптевская краевая плита (ЛП), входящая в состав краевых структур между континентом и океаном. Торцевые окраины определяются двусторонним растяжением края континента в течение всего времени существования спредингового центра. А это, в свою очередь, приводит к интенсивному рифтообразованию и формированию на континентальных окраинах крупных осевых рифтов, ориентированных поперечно к континентальному склону. Нужно отметить, что в пределах осевых рифтов торцевых пассивных окраин могут концентрироваться углеводороды в значительных объемах.

Со стороны континента ЛП окружена орогенными поднятиями поздних киммерид: на западе она ограничена структурами Южно-Таймырского складчатого пояса, на юге – поднятиями Верхоянской складчатой системы Верхояно-Колымского пояса, включая Оленекское поднятие (ОП), являющееся северо-западным ответвлением системы этих поднятий. Верхоянские структуры погружаются на шельфе моря Лаптевых, их присутствие установлено достоверно в восточной горстовой части краевой плиты.

Верхоянской складчатой системе свойственно северо-западное простирание, она сложена комплексами, существовавшими с рифея пассивной континентальной окраины Сибирской платформы. Отложения имеют покровно-надвиговую структуру с надвиганием в юго-западном и южном направлении в сторону платформы, где перед системой складчатости находятся Енисей - Хатаганский, Лено-Анабарский и Предверхоянский краевые прогибы [1].

Практически повсеместно на шельфе распространены грабены и горсты при полном отсутствии спокойных платформенных структур, а также существует в пределах акватории складчатый фундамент, образованный в позднемезозойское время, тогда как древний фундамент Сибирской платформы развит только на крайнем юго-западе моря – в районе Хатангского залива.

На основании данных глубинных разрезов моря Лаптевых по сейсмическим профилям 01 и 16 BGR можно сделать вывод о том, что основную часть шельфа занимает единый осадочный бассейн, который представляет собой торцевой кайнозойский рифт со сложным внутренним строением и широким развитием листрических сбросов, фиксирующих интенсивное растяжение. Данный рифт выделяется как Усть-Ленский или Лаптевский мегарифт (в этом случае Усть-Ленский рифт выделяется как грабен), имеет мощность в своих центрах осадочного чехла более 13 км; на востоке имеется разлом Лазарева, который представляет собой листрический сброс и отделяет рифт от Лаптевского горста, состоящего из нескольких горстовых структур, разделенных грабенами (см. рисунок 1).

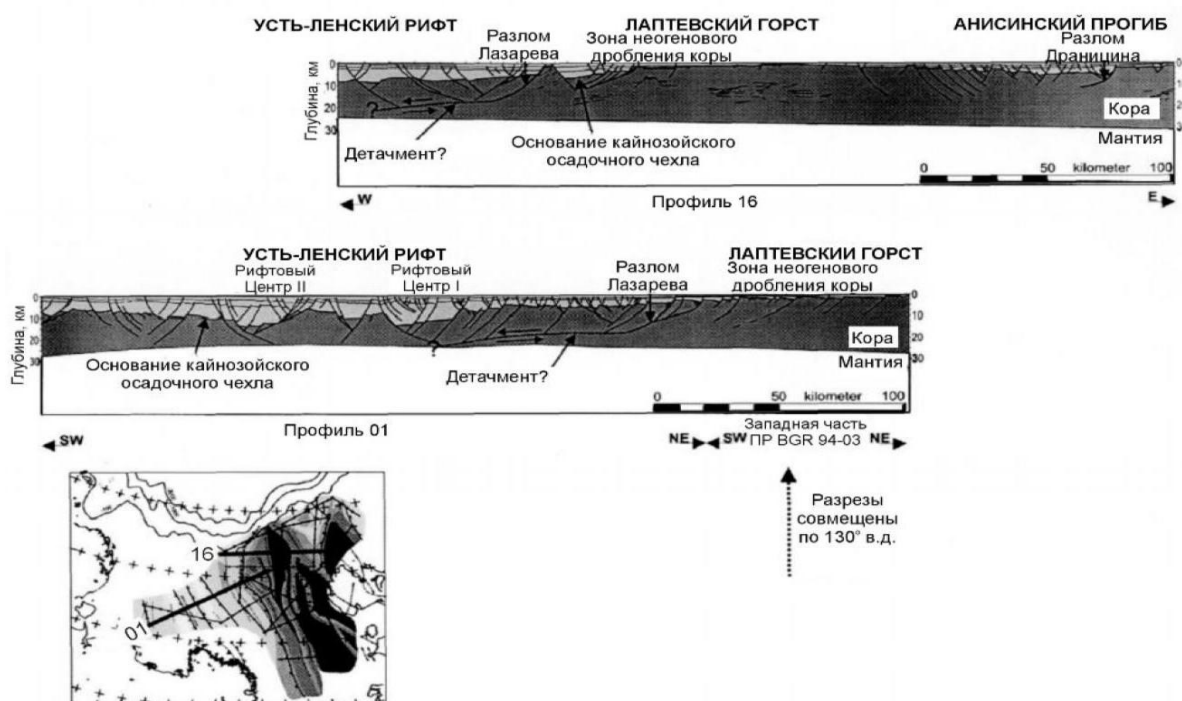


Рисунок 1. Глубинные разрезы через море Лаптевых по сейсмическим профилям 01 и 16

BGR [2]

Рифт заложен на континентальной коре и связан с развитием Евразийского океанического бассейна. Отмечается по результатам различных наблюдений постепенное смещение на восток основных растягивающих напряжений. С неогена они сосредоточились в районе Северо-Лаптевского горста, вдоль западного склона которого выделена зона дробления неогенового возраста коры, где идет формирование узких горстовых поднятий и грабенов глубиной 2–4 км. Листрический сброс Лазарева можно рассматривать как структурообразующий разлом рифта. На большей части шельфа фундамент сложен образованиями Верхоянской складчатой системы, ей свойственно северо-западное простирание.

Осадочный чехол на шельфе залегает на мезозойском складчатом фундаменте. Древняя карбонатная осадочная толща в мегапрогибе отсутствует, так как складчатые комплексы киммерид сильно разрушены и переработаны, а также метаморфизованы под действием внедрившейся магмы.

Основной объем осадочного чехла шельфа концентрируется в Лаптевском мегарифте, с которым и связана главная перспектива нефтегазоносности, содержит несколько крупных грабенов и разделяющих их горстов. Его протяженность свыше 600 км при ширине от 100 до 380 км на севере, мощность осадочного чехла меняется от 3–5 км в прибортовых зонах до 10–14 км в центральной области. Самыми крупными являются Усть-Ленский и Усть-Оленекский грабены, между ними лежит Трофимовский горст, мощность чехла которого уменьшается до 5–9 км.

Для нижнего сейсмокомплекса можно прогнозировать преимущественно глинистый, а для среднего – преимущественно песчаный состав; верхний комплекс является преимущественно глинистым в связи с обширной трансгрессией, охватившей в плиоцене весь шельф.

Морфология осадочного чехла в первую очередь характеризуется дизъюнктивной (сбросовой) тектоникой. Крупные сбросы, как правило, охватывают не только нижние комплексы, но и частично верхний. Листрический характер дизъюнктивов свидетельствует о развитии мегарифта в условиях

сильного растяжения земной коры, сохраняющегося до настоящего времени.

Запрокинутые приразломные блоки характерны для восточного борта Лаптевского мегарифта. Вдоль таких блоков группируется большинство месторождений Североморского НГБ. Запрокинутые моноклиналильные блоки нарушены многочисленными второстепенными разломами, способствующими образованию замкнутых ловушек. Такие структуры, находящиеся в рифтовом и дорифтовом комплексах, обычно содержат основную долю ресурсов нефтегазоносного бассейна, например, в Североморском НГБ составляет более $\frac{3}{4}$ общих ресурсов УВ.

Рифтогенез оказывает стимулирующее влияние на возникновение глиняного диапиризма, а также соляного диапиризма, который развит в южной половине центральной рифтовой системы Северного моря. На месторождении Слейпнер, приуроченном к двум сближенным ступеням восточного борта грабена Викинг, две основные залежи в верхнеюрских песчаниках находятся на разном уровне и в ловушках разного типа. Ловушка на нижнем блоке имеет антиклинальный характер, что связано с наличием в нижней части разреза солей цехштейна (галогеенными толщами Северо-Германской низменности возраста P_2).

Надо отметить, что, несмотря на малоизученность шельфа МЛ, очень важно иметь представление о начальных сырьевых ресурсах. По оценкам различных специалистов они составляют порядка 3,8 млрд т.у.т.

Для оценки первичных запасов можно воспользоваться объемно-статистическим методом. В частности, известна формула М.Ф. Двалии Т.П. Дмитриевой. [3]

$$Q = a \cdot V, \quad (1)$$

где a – константа, равная для платформенных бассейнов $15\,470$ т/км³; V – объем осадочного выполнения, км³; Q – начальные ресурсы УВ, т.у.т.

Опираясь на данные Б.И. Кима с соавторами [4], которые приводят суммарный объем пород в очагах генерации УВ на шельфе моря Лаптевых,

равный 476 280 км³, можно вычислить начальные ресурсы УВ, которые в этом случае составят 7,36 млрд т.у.т или 5,26 млрд т.н.э. Из чего следует, что, возможно, потенциал шельфа МЛ на нефть и газ выше, чем это можно представить на данный момент.

Особенности бассейна МЛ заключаются в том, что на большей части моря глубина не превышает 50 м, а на юге 20 м, продолжительность ледостава у побережья с середины октября до середины июля, мощность покрова может достигать 2 м и более. Если вести разработку месторождения на большой удаленности от берега, например, в пределах Усть-Ленского мегарифта, то можно использовать морскую ледостойкую стационарную платформу. Здесь нужно учесть экономическую составляющую, это можно сделать на примере месторождения «Приразломное», которое находится в Печорском море и схоже с условиями разработки в море Лаптевых. Так, компания «Газпром» оценила стоимость освоения месторождения «Приразломное» в 200 млрд руб. Эта сумма включает стоимость морской ледостойкой платформы «Приразломная» (МЛСП кессонного типа; 60–65 млрд руб.), строительство инфраструктуры, двух судов обеспечения и двух танкеров ледового класса «Михаил Ульянов» и «Кирилл Лавров».

Для месторождений вблизи берега возможно использовать горизонтальное бурение с берега. Примером тому служит разработка месторождений Сахалин-1, где была использована буровая установка «Ястреб», которая предназначена для эксплуатации в сейсмоактивных и холодных арктических районах, позволяет бурить сверхдлинные скважины сначала в вертикальном, а затем в горизонтальном направлении под морским дном с общей длиной ствола свыше 11 км. Данная установка относительно компактная и заменяет крупные сооружения, которые требовалось бы строить в открытом море в условиях сложнейшей ледовой обстановки зимой. В результате значительно экономятся эксплуатационные и капитальные затраты.

На примере разработки Кириновского месторождения, которое является

частью проекта «Сахалин-3» и Восточной программы компании «Газпром», вести добычу в условиях Арктики и больших глубин можно с помощью подводного добычного комплекса, центральным звеном которого является размещенный на глубине манифольд – несколько трубопроводов, закрепленных на одном основании, рассчитанных на высокое давление и соединенных по определенной схеме.

Вероятней всего, в пределах мегарифта будут преобладать приразломные запрокинутые моноклинали. Весьма вероятно наличие антиклиналей, обусловленных глиняным диапиризмом, а также антиклинальных перекрытий, связанных с изгибами слоев у листрических сбросов. Потенциально перспективными на нефть и газ могут быть для Усть-Ленского грабена пермские и триасовые отложения, а также отложения бассейнового типа (K_1 , K_2) на глубинах до 5 км, а для Омолойского грабена пермские, триасовые и юрские отложения. В пределах Лено-Таймырской области перспективными являются палеозойско-мезозойские отложения в местах со слабым проявлением позднекиммерийских дислокаций. Для точного прогноза и оптимальных технологических решений необходимо бурение поисково-разведочных скважин.

Библиографический список

1. Андиева Т.А. Тектоническая позиция и основные структуры моря Лаптевых//Нефтегазовая геология. Теория и практика.–2008.–Т.3.–№ 1. – Режим доступа: <http://www.ngtp.ru>.
2. Franke D., Hinz K., Oncken O. The Laptev Sea Rift // Marine and Petroleum Geology. – 2001. – № 18. – P.1083 – 1127.
3. Конторович А.Э. Геохимические методы количественного прогноза нефтегазоносности. – М.: Недра, 1976. – 250с.
4. Осадочный чехол шельфа моря Лаптевых и его нефтегазовый потенциал / Б.И. Ким, Н.К. Евдокимова, Л.Я. Харитоновна [и др.] // Геология нефти и газа. – 2011. – № 6. – С.116 – 131.