

---

## **ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ И ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСТИ ВЕРХНЕЮРСКО-НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ БАРЕНЦЕВА МОРЯ.**

*А.В. Мордасова, А.В. Ступакова, А.А. Сулова, Д.К. Еришова (кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых Геологического факультета МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва)*

## **PALAEOGEORGAPHY AND PETROLEUM PROSPECTS OF THE UPPER JURASSIC-LOWER CRETACEOUS STRATA OF THE BARENTS SEA BASIN.**

*Alina Mordasova, Antonina Stoupakova, Anna Suslova, Daria Ershova (Petroleum geology department, Geological faculty, Lomonosov Moscow State University, Moscow, Russia)*

### **АННОТАЦИЯ**

There are oil and gas discoveries in the Lower Cretaceous of the Barents Sea basin, but a hydrocarbon potential and distribution of resources are not still fully understood. Upper Jurassic black shales with high potential could be a source of hydrocarbons. Distribution of sandy reservoirs in the Lower Cretaceous becomes the main challenge for prediction of the oil and gas accumulations. Petroleum prospects of the Upper Jurassic-Lower Cretaceous succession are studied based on principles of seismic and cyclic stratigraphy. Detailed analysis of the geometry and seismic patterns of the clinoforms is carried out for Upper Jurassic-Barremian strata. Different types of clinoforms are formed in the various palaeogeographic conditions and have different potential for presence of sandy reservoirs.

### **ТЕЗИСЫ**

#### **Введение.**

Верхнеюрско-нижнемеловые отложения обладают доказанной нефтегазоносностью в западной части Баренцевоморского шельфа (БМШ): в прогибе Нордкапп и на склонах поднятия Лоппа обнаружены скопления углеводородов (УВ) – Скалле, Салина и Нунатак [6] – в то время как в восточной части БМШ перспективы остаются невыясненными. Наличие уникальных газоконденсатных месторождений в разновозрастных отложениях Карского моря и нефтяных месторождений в неокомском комплексе Западной Сибири определяют перспективность поисков скоплений углеводородов в нижнемеловых отложениях Баренцева моря. Верхнеюрские битуминозные аргиллиты могут служить источником УВ для ловушек в нижнемеловых отложениях. Косвенно на газонасыщенность нижнемеловых отложений БМШ указывают признаки присутствия газогидратов и газовых скоплений («яркие» пятна, «плоские» пятна), выделенные в районе Штокмановского газоконденсатного месторождения на профилях высокоразрешающей сейсморазведки [1].

Фактическим материалом для исследований являются каротажные данные и сведения о составе пород (описание керна и шлама) по 26 поисково-разведочным скважинам, пробуренным на шельфе Баренцева и Печорского морей, и данные 2D – сейсморазведки в объеме более 43 000 пог. км.

#### **Методика.**

Для оценки перспектив нефтегазоносности в первую очередь необходимо представление о

характере залегания и распространения верхнеюрско-нижнемеловых отложений. Изучение геологического строения основано на принципах сейсмической стратиграфии и циклостратиграфии. Основными критериями для выделения сеймостратиграфических комплексов (ССК) являются характер границ между комплексами и внутренних отражений. Граница комплекса отмечается по подошвенному или кровельному прилеганию, налеганию, срезанию или выклиниванию. Различные типы границ ССК указывают на направление сноса осадочного материала. Характер внутренних отражений может быть согласным параллельным, субпараллельным, хаотическим или бугристым; для клиноформных толщ выделяются наклонные параллельные, наклонные тангенциальные и сигмовидные отражения. Для клиноформного комплекса позднеюрско-барремского (далее – неокомского) возраста на основе сейсмических данных проведен детальный анализ размеров, геометрии и особенностей формирования клиноформных тел различного генезиса и проведена их геологическая интерпретация [9].

Сеймостратиграфические комплексы и подкомплексы ограничены основными поверхностями несогласия, которые маркируют смену режимов осадконакопления. Выделенные по сейсмическим данным ССК соответствуют крупным осадочным комплексам, в то время как сейсмические подкомплексы соответствуют крупным циклитам, выделенным по данным ГИС и описаниям каменного материала.

## Результаты.

В меловых отложениях Баренцевоморского шельфа можно выделить два ССК: клиноформный неокомский и ниже-верхнемеловой [2, 5]. Неокомский клиноформный ССК в нижней части ограничен поверхностью несогласия в подошве меловых отложений – кровле верхнеюрских черных глин, которые сформировались в период максимальной трансгрессии моря [7].



Рис. 1. Сеймостратиграфические комплексы и подкомплексы в нижнемеловом разрезе Баренцева моря [5].

Неокомский ССК представляет собой толщу заполнения некомпенсированной впадины по принципу латерального наращивания. Ниже-верхнемеловой ССК характеризуется субпараллельным строением и сформирован в условиях компенсированного

осадконакопления. В пределах ССК выделяются подкомплексы, разделенные внутриформационными поверхностями несогласия: барремской, альбской и сеноманской. Эти несогласия носят региональный характер и выделяются в разрезе меловых отложений Западной Сибири и на арх. Шпицберген, что определяет общность геологического развития этих областей в позднеюрско-раннемеловое время [4]. Для каждого подкомплекса составлены структурные временные карты и карты временных толщин, которые стали основой для карт распространения и мощностей неокомского и ниже-верхнемелового комплексов.

В неокомском подкомплексе выделяются клиноформные тела различного типа, которые характеризуют определенные палеогеографические зоны [9, 8]. Бровка клиноформ различного масштаба выступает в качестве границы между различными палеогеографическими зонами. Таким образом, классификация и картирование различных клиноформ позволяет не только проследить направление проградации и сноса осадочного материала, но и построить палеогеографические карты (рис. 2).

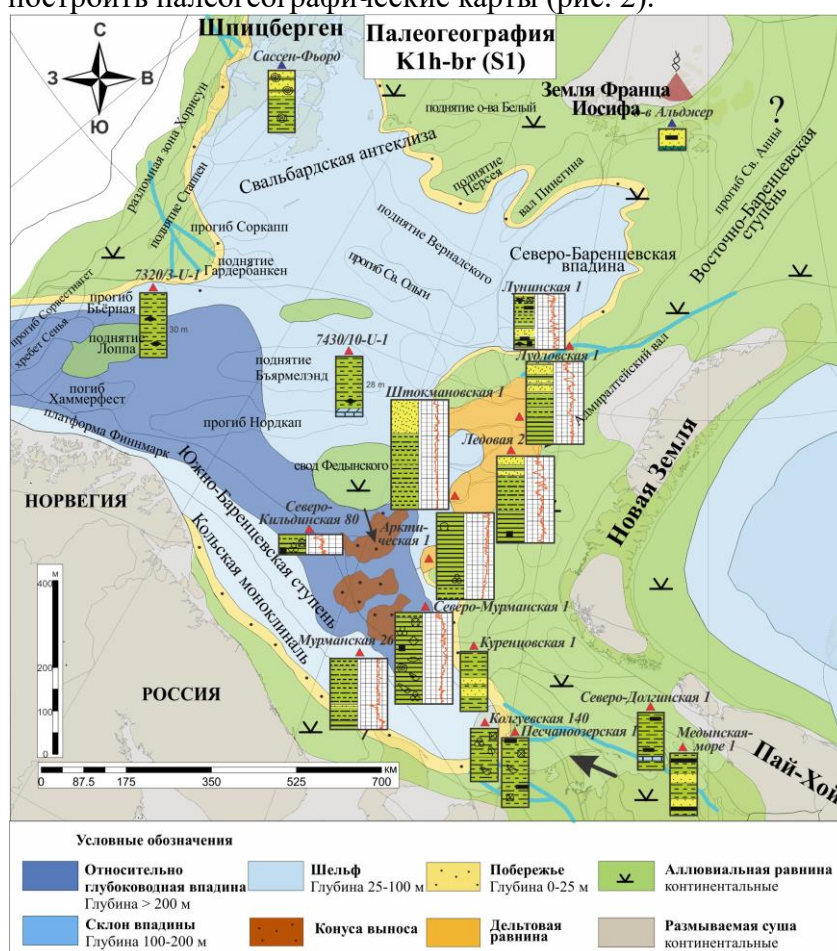


Рис. 2. Палеогеографическая карта Баренцева моря в готериве-барреме.

Клиноформы высотой первые десятки метров связаны с фронтом дельты и продельты. Косые тангенциальные клиноформы высотой 110-140м формируются на склоне поднятий шельфа. Прибрежно-морские фации в данном случае развиты ограничено, песчаный материал

транспортируется вглубь впадины в виде конусов выноса [9]. Крупные пологие клиноформные тела высотой 170-220 м с малыми углами наклона формируют склон относительно глубоководной впадины на шельфе в период активного роста обрамляющих впадину поднятий. Наибольший интерес с точки зрения прогноза развития песчаных тел представляют сигмовидные клиноформы высотой 100-150 м, которые развиваются на склоне внутришельфовой впадины и, проградируя в сторону моря, наращивают мелководный шельф [4, 8]. Эти клиноформы сопоставляются с клиноформами неокома Западной Сибири. В ундаформенной части предполагается развитие прибрежно-морских («шельфовых») песчаных пластов, в собственно клиноформенной части – каналов мутьевых потоков, в фондоформенной – песчано-алевритовых осадков подножия склона [3].

Таким образом, перспективы нефтегазоносности определяется областью распространения неокомских клиноформ различного типа. Морфология клиноформенных тел контролирует развитие природных резервуаров и ловушек различного типа – пластово-сводовых для ундаформенной части и литологически ограниченных для фондоформенной части.

Перспективы нефтегазоносности нижне-верхнемелового комплекса определяются, в первую очередь, областью развития флюидоупоров. Наибольшие перспективы нефтегазоносности апт-сеноманских отложений приурочены к депоцентрам раннемелового осадконакопления, где сохранились флюидоупоры.

## ССЫЛКИ НА РАЗРЕШЕНИЯ ПУБЛИКАЦИИ И НА ИСПОЛЬЗУЕМУЮ ЛИТЕРАТУРУ

1. Захаренко В.С., Казанин Г.С., Павлов С.П. Предпосылки и условия формирования газогидратов на Штокмановской площади Баренцева моря. // Вестник МГТУ, том 17, №2, 2014г. С. 394-402.
2. Каюкова А. В., Сулова А. А. Сейсмостратиграфический анализ нижнемеловых отложений Баренцева моря с целью выявления перспектив нефтегазоносности // Вестник Московского университета. Серия 4: Геология. — 2015. — № 3. — С. 100–105.
3. Курчиков А.Р., Бородкин В.Н. Стратиграфия и палеогеография берриас-нижнеаптских отложений Западной Сибири в связи с клиноформным строением разреза/ Геология и геофизика, 2011, т. 52, № 8, с. 1093—1106.
4. Мордасова А.В., Сулова А.А., Ступакова А.В., Ершова Д.К. Оценка перспектив нефтегазоносности верхнеюрско-нижнемеловых отложений Баренцева моря на основе сейсмостратиграфического анализа. // Новые идеи в геологии нефти и газа – 2017: Сборник научных трудов (по материалам Международной научно-практической конференции). — Издательство Перо Москва, 2017.
5. Мордасова А.В., Сулова А.А., Ступакова А.В. Сейсмостратиграфические комплексы нижнемеловых отложений Баренцева моря. Георесурсы. 2017 Спецвыпуск. Ч. 1. С. 36-42. DOI: <http://doi.org/10.18599/grs.19.5>
6. Официальный сайт Норвежского нефтяного директората. [www.npd.no](http://www.npd.no)
7. Сулова А. А. Сейсмостратиграфический анализ и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Баренцевоморского шельфа // Нефтегазовая геология. Теория и

- 
- практика (электронный журнал). — 2014. — Т. 9, № 2. — С. 1–19.  
[http://www.ngtp.ru/rub/4/24\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/4/24_2014.pdf)
8. Dora Marin, Alejandro Escalona, Kasia K. Sliwinska, Henrik Nøhr-Hansen, and Alina Mordasova. Sequence stratigraphy and lateral variability of Lower Cretaceous clinoforms in the southwestern Barents Sea. AAPG Bulletin, v. 101, no. 9 (September 2017), pp. 1487–1517. DOI:10.1306/10241616010
  9. Helland-Hansen W., Steel R.J. Shelf edge and shoreline trajectories, a dynamic approach to stratigraphic analysis/ Basin Research (2009) 21, pp. 445–453.