

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НОРВЕГИЯ –Х01**

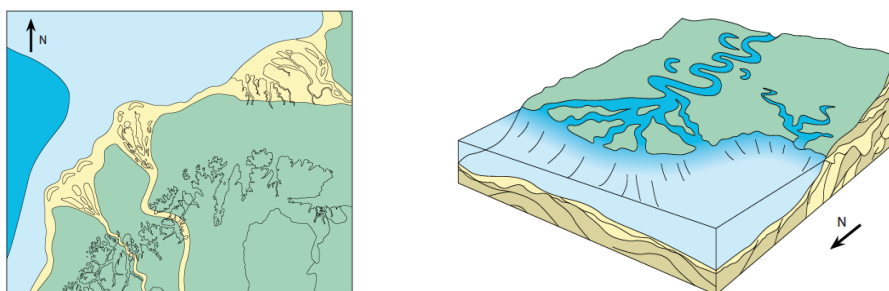
**Каримова Э.И.**

Научный руководитель - доцент М.О. Коровин

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

Месторождение Норвегия-Х01 находится в норвежской акватории Баренцева моря с коллекторами ниже- и среднеюрских песчаников на глубине примерно 2300 м с нефтяными 14 м и газоносными 124 м интервалами. Юрский комплекс отложений представляет собой терригенную толщу, а именно переслаивание песчаников, глин и алевролитов. Неоднородность по зернистости материала, дает возможность прослеживания цикличности, тем самым позволяя выделить седиментационные циклы в юрском разрезе. Каждый цикл имеет регионально выдержанную реперную пачку аргиллитов, после этого наблюдается песчаная пачка и завершается четкой границей глинистой толщи последующего цикла.

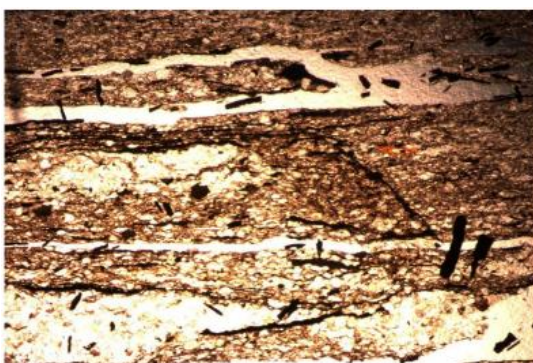
Таким образом, можно отметить, что, трансгрессивный седиментационный мегацикл юрского комплекса, представляет в основании отложения песчаников и алевролитов аллювиально-дельтового генезиса, изображено на рисунке 1, а содержание морских аргиллитов и алевролитов увеличивается вверх по разрезу, завершая черными сапропелевыми аргиллитами [5].



*Рис. 1 Концептуальный рисунок, ранней стадии развития формации Сто в южной части Баренцева моря [3]*

Месторождение Норвегия-Х01 расположено в центральной части бассейна Хаммерфест в Баренцевом море. Было выявлено 10 циклов осадконакопления, которые соответствуют трансгрессивно-регрессивным этапам развития Баренцева бассейна, маркирующими горизонтами являются регионально выдержанные глинистые реперы, а именно верхнеюрские черные глины. Данный горизонт выдержан по всей площади Баренцева шельфа. Однако, нужно учесть, что юрские отложения, которые распространены повсеместно, залегают на горных породах триаса со стратиграфическим несогласием.

В низах тоара наблюдается первая крупная юрская трансгрессия, этот факт отмечается набором аммонитовых зон в песчаниках с конкрециями фосфорита. Вследствие однородности глинистого состава, ранне-тоарские высокоуглеродистые аргиллиты и глины признаются межрегиональными стратиграфическими реперами. Трансгрессия в аалене наблюдается в южной части впадины Баренцева шельфа. Трансгрессивные пачки глинисто-алевролитовых пород, представленные на рисунке 2, имеют мощность от 10 м и могут достигать до 40 м.



*Рис. 2 Алевролиты аалена с сериями трещин, которые заполнены остаточным битумом [5]*

Отложения байосс-батского возраста представлены кальцитизированными песчаниками с включениями фосфоритовых конкреций с остатками фауны тоарского возраста, галек различного состава, а также конгломератами, изображенные на рисунке 3.



Рис. 3 Конгломераты с фосфатными конкрециями, залегающие на косослоистых песчаниках [5]

Глинистыми отложениями характерен батский цикл, однако отчетливо выделяются и песчаные пласты с мощностью до 30 м. Данные свидетельства, могут указывать на наличие врезных русловых каналов. На многих каротажных диаграммах, по которым отмечается пласты келловеев, в кровле встречается резкий скачок изменения от песчаных разностей к глинистым разностям. Этот факт может быть обоснован сменой обстановок осадконакопления с увеличением грубозернистого материала и уменьшением глинистого материала вверх по разрезу, в результате региональной трансгрессии. Цикл оксфорда-киммериджа отмечает преимущественно глинистые толщи глубоководно-морского генезиса. Трансгрессия оксфорда-киммериджа отмечает поверхность максимального затопления. На обширной части шельфа были образованы застойные условия осадконакопления, тем самым обогащенные органическим веществом. Кривые гамма-каротажа отлично выделяют пачки верхнеюрских черных глин, представленные на рисунках 4 и 5.

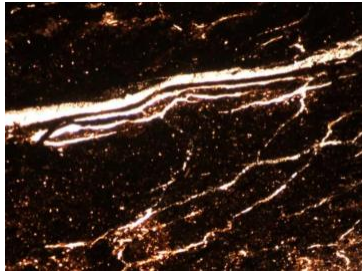


Рис. 4 Битуминозные глины оксфорда [5]

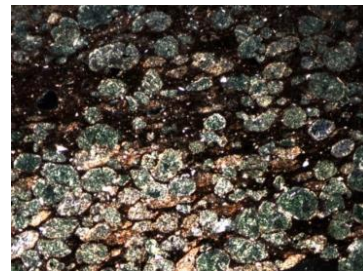


Рис. 5 Глауконитовые песчаники оксфорда [5]

Качество коллекторов на месторождении Норвегия-Х01 довольно хорошее, средние значения пористости в песчаных резервуарах составляет около 20%, проницаемость составляет 700 мД, водонасыщенность составляет в среднем 10% и колеблется от 3 до 26%, а в качестве флюидупора выступают верхнеюрские глины. Углеводородная фаза представлена в основном газом с небольшим количеством конденсата и с нефтяной веткой мощностью 10-15 м. На каротажной диаграмме, представленной на рисунке 6, интерпретированы лучшие зоны формации Сто.

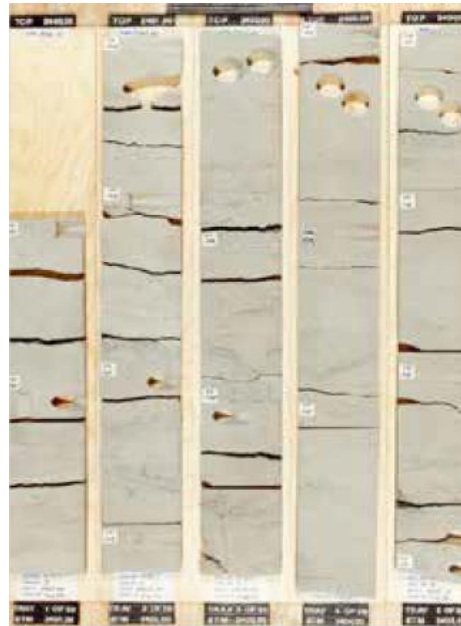
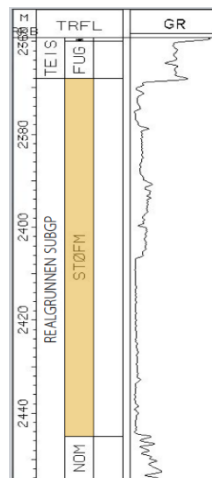


Рис.6 Гамма-картаж и керн формации Сто [3]

Также особое внимание уделяется постседиментационному переходу, определяемый температурой и давлением. В ходе проведения исследований фильтрационно-емкостных свойств юрских песчаников и алевролитов было отмечено, что с глубиной в разных литолого-фациальных зонах идет ухудшение пористости и проницаемости в коллекторах. Проницаемость в юрских песчаниках определяется размерами обломочного материала, а также составом цемента, к примеру, был обнаружен иллит в порах байосского песчаника, с тонкими волокнистыми сростками, это негативно сказалось на сообщаемости между поровыми каналами. В пределах Баренцева шельфа, юрский нефтегазоносный комплекс с нефтематеринскими породами можно подразделить на следующие типы: глинистые толщи нижней юры с органическим веществом гумусового типа; средней юры (аален-бат, келловей) с органическим веществом сапропелево-гумусового типов; верхней юры с органическим веществом сапропелевого типа [4].

#### Литература

1. Гаврилов В. П. Биостратиграфия и литофации нефтегазоносных отложений Баренцево-Карского региона. – 2010.
2. Dallmann W.K. Lithostratigraphic Lexicon of Svalbard. Upper Palaeozoic to Quaternary bedrock. Review and recommendations for nomenclature use. Committee on the Stratigraphy of Svalbard / Norsk Polarinstitutt. – 1999. – 320 pp.
3. Eva K. Halland (Project Leader), Andreas Bjørnstad, Ine Tørneng Gjeldvik, Maren Bjørheim, Christian Magnus, Ida Margrete Meling, Jasminka Mujezinović, Fridtjof Riis, Rita Sande Rød, Van T. H. Pham, Inge Tappel: Geology of the Barents Sea, p. 39.
4. Ступакова А. В. и др. Перспективы нефтегазоносности мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна //Георесурсы. – 2015. – №. 2 (61).
5. Сулова А. А. Сейсмостратиграфический анализ и перспективы нефтегазоносности юрских отложений Баренцевоморского шельфа //Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2014. – Т. 9. – №. 2. – С. 1-19.

### ПОДГОТОВКА ДАННЫХ МИКРОСКАНЕРОВ И ФОТО КЕРНА ДЛЯ СОВМЕСТНОГО АНАЛИЗА И УВЯЗКИ

Ким В.В., Полянский В.А.

Научный руководитель - доцент В.П. Меркулов

*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

При планировании разработки месторождений важным аспектом является определение литологических характеристик продуктивного пласта – текстурные особенности породы, эффективная мощность, анизотропия проницаемости, что является наиболее актуальным при разработке карбонатных коллекторов. Геофизические исследования скважин являются универсальным инструментом для установления общих закономерностей напластования, определения типа фациальной обстановки. Также с помощью каротажных диаграмм можно сделать предположение о насыщенности пород флюидом и произвести расчеты фильтрационно-емкостных параметров среды, например, пористости.

Однако геофизические исследования скважин не гарантируют абсолютной точности, поскольку лишь показывают величину физических полей, регистрируемых в породах. Это позволяет сделать предположение о характеристиках породы, но не раскрывает всю неопределенность. Причиной этого является тот факт, что физическое поле, регистрируемое в скважине, может быть результатом отклика разных типов горных пород. Для улучшенного понимания свойств фильтрационной среды необходим комплексный анализ, подразумевающий сопоставление результатов исследований различного рода, выявление общих закономерностей, их интерпретация и увязка.

FMI (Formation Micro Imager) – электрические микроимиджер, представляющий собой каротажное устройство, разработанное компанией Schlumberger, для получения изображения внутренней поверхности вдоль ствола скважины. При помощи этого изображения можно определить параметры имеющихся зон трещиноватости. Микроимиджер регистрирует данные с помощью большого количества электродов, которые находятся на восьми башмаках прибора. Электрические токи направляются в горную породу за счет контура фокусировки. В регистрируемом сигнале выделяется две составляющие – низкочастотная и высокочастотная. Первая используется для определения петрофизических и литологических характеристик горной породы, вторая – для детализации данных. Глубина зондирования составляет 762 мм, что сопоставимо с глубиной зондирования приборов каротажа. Изображение FMI калибруется по опорному низкочастотному сигналу сопротивления, зарегистрированному самим прибором, или по данным сопротивления, зарегистрированные другими приборами бокового каротажа

В список основных задач FMI входят структурный и текстурный анализ, анализ трещиноватости и вторичной пористости, анализ напряжений пород, оценка состояния ствола скважины, а также детальная привязка и ориентирование керна, макрофациальный анализ.

Подготовка фото, полученных с помощью электрического микроимиджера, прежде всего, требует отображения данных так, чтобы правая и левая стороны изображения соответствовали северному азимутальному направлению (рис. 1).