

**ИЗУЧЕНИЕ ПОРОВО-ТРЕЩИНОВАТОГО ПРОСТРАНСТВА ПО ПЕТРОГРАФИЧЕСКИМ  
ШЛИФАМ СРЕДНЕ-ХАРЬЯГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**Хлыстов В. А**

Научный руководитель старший преподаватель Хопта И.С.

*Пермский государственный национальный исследовательский университет, г. Пермь, Россия*

Средне-Харьягинское нефтяное месторождение расположено в южной части Ненецкого автономного округа Печоро-Кожвинского мегавала [2]. Изучаемые породы приурочены к карбонатному верхне-среднефранскому возрасту. Для оценки структуры и генезиса порового пространства, а также трещиноватости пород был применен петрографический метод изучения коллекторов. Данный метод наряду со стандартными лабораторными методами позволяет по петрографическим шлифам с микроскопом и заполнении пустот окрашенным веществом [1].

Изучение трещинной пористости в шлифах под микроскопом производится для расчета параметров трещиноватости. Измеряются площадь шлифа, суммарная длина следов трещин, выходящих на поверхность шлифа, и их раскрытие

Известняк из интервала 3621,30–3627,30 м, алевролитистый, глинистый. Слоистость обусловлена послынным распределением глинистого материала. Порода плотная слаботрещиноватая. Трещины полые, волнистые, субгоризонтальные, быстрозатухающие, раскрытостью 0,073 мм. Известняк органогенно-обломочный, глинистый. Порода плотная, трещиноватая. Трещины пологоволнистые и извилистые, 2 систем: преимущественно субгоризонтальные короткие тонкие (до 0,2 мм), залеченные белым кальцитом и перекрывающие их полые разноориентированные витвистые трещины раскрытостью 0,111 мм. Коэффициент емкости открытых трещин варьирует от 0,448 до 3,506 %. По величине газопроницаемости от 409 до  $7386 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> породы позиционируются как проницаемые.

Доломит из интервала 3627,30–3632,70 м известковистый, неравномерно алевролитистый, влиностослый. Порода плотная, слаботрещиноватая. Трещины редкие, пологоволнистые, преимущественно субгоризонтальные, расположенные параллельно слоистости, короткие, раскрытостью 0,008 мм. Коэффициент емкости открытых трещин 0,024 %. По величине газопроницаемости  $0,260 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> порода позиционируется как порода-экрэн.

Алевролит отобранного из интервала 3657,00–3658,50 м глауконит-кварцевый, песчанистый. Текстура обусловлена неравномерным распределением глинистого материала. Трещины пологоволнистые субгоризонтальные, затухающие, расположенные параллельно слоистости, раскрытостью 0,018 мм. Коэффициент емкости открытых трещин 0,140 %. По величине газопроницаемости  $7,76 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> породы позиционируются как проницаемые.

Известняк органогенный из интервала 3700,30–3703,30 м, фауна сложена агрегатами кальцита белого и представлена многочисленными перекристаллизованными обломками раковин брахиопод размером до 1,0 см. Коэффициент емкости открытых трещин 0,054 %. По величине газопроницаемости от  $0,595 \cdot 10^{-15}$  м<sup>2</sup> породы позиционируются как породы экраны.

В целом, отмечены трещины от очень узких до очень широких раскрытостью 0,007–0,213 мм. Поверхностная плотность открытых трещин изменяется от 34,44 до 641,67 м/м<sup>2</sup>, а коэффициент емкости открытых трещин варьирует от 0,024 до 3,51 %.

Литература

1. Гмид Л. П., Леви С. Ш. Атлас карбонатных пород-коллекторов. – Недра. Ленингр. отд-ние, 1972.
2. Енцов И. И. Доманиковые рифы центральной части Тимано-Печорской провинции и перспективы их нефтегазоносности // Геология нефти и газа. – 2013. – №. 4. – С. 13-17.

**ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ПОРОД ПЛАСТА ХМ<sub>2</sub> МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
N ПО ДАННЫМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН**

**Ходоров И.С.**

Научный руководитель доцент Недолишко Н.М.

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

Целью исследования являлось выявление закономерностей распределения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов пласта ХМ<sub>2</sub> нефтегазоконденсатного месторождения N по результатам интерпретации геофизических исследований скважин: электрокаротажа (КС – кажущееся сопротивление и ПС – потенциал самопроизвольной поляризации), индукционного каротажа (ИК), радиоактивного каротажа (ГК – гамма-каротаж и НГК – нейтронный гамма-каротаж) в ПК РН-ГЕОСИМ (ООО «РН-БашНИПИнефть»).

Месторождение N в административном отношении расположено в Ямальском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области и, согласно нефтегазогеологическому районированию, относится к Тамбейскому нефтегазоносному району Ямальской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, входит в состав Тамбейского кластера. Промышленная нефтегазоносность месторождения установлена в широком стратиграфическом диапазоне и связана с четырьмя нефтегазоносными комплексами: альб-сеноманским, аптским, неокомским и юрским [3].

Пласт ХМ<sub>2</sub> приурочен к средней части яронгской свиты, входит в состав альбского нефтегазоносного комплекса. Нижележащий и вышележащий пласты соответственно ХМ<sub>3</sub> и ХМ<sub>1</sub> также входят в состав яронгской

свиты. Отложения свиты формировались в период альбской трансгрессии в палеогеографической области мелкого моря [2].

Пласт  $X_{M2}$  характеризуется невыдержанной общей толщиной, увеличивающийся с запада на восток. Толщина пласта изменяется в интервале 36–48,9 м. По данным полевого описания керна и ГИС изучаемый разрез в целом представлен переслаиванием песчаников, алевролитов и глинистых пород.

В ходе интерпретации комплекса геофизических исследований, проведенных с учетом методики, изложенной в книге А. В. Ежовой [1], проведена корреляция разрезов скважин (рис. 1), выделены литологические особенности и построены литологические колонки, отражающие строение пласта  $X_{M2}$ . Согласно этим данным, были построены карты литологического состава, объемной глинистости и эффективных толщин. Анализ этих карт показал, что наиболее мощные песчаники приурочены к южной и северной частям территории, здесь содержание глин минимально (объемная глинистость составляет до 0,06–0,07 д.е.), а карбонатизированные пропластки редки и имеют незначительную толщину, вследствие чего эффективные толщины достигают 40,6 м в скважине 24. В центральной части площади в разрезе скважин 17, 14, 203 толщина песчаных отложений значительно снижается, а карбонатных и глинистых прослоев возрастает (значение объемной глинистости – до 0,35 д.е.), что приводит к уменьшению эффективных толщин до 8,4–11,2 м (рис. 2).

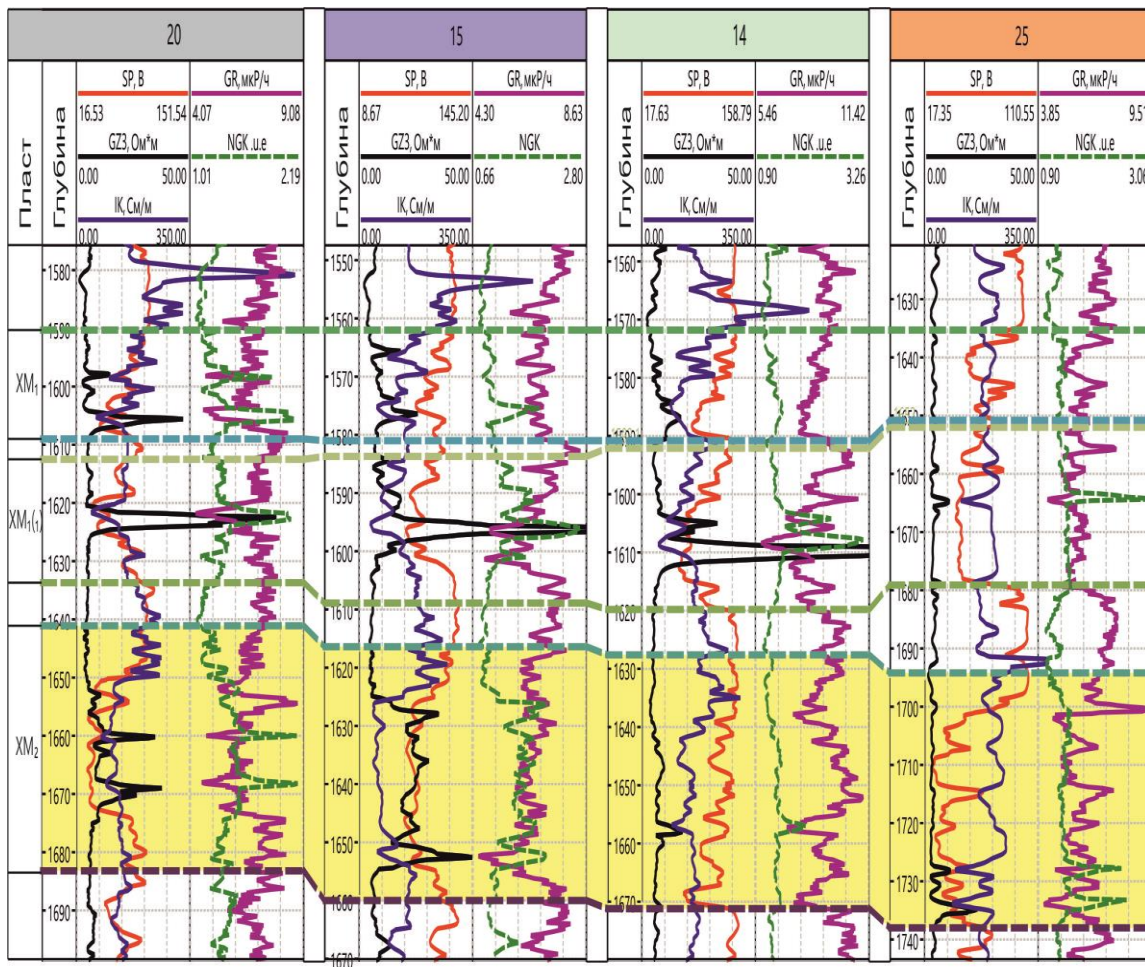


Рис. 1. Схема корреляции пласта  $X_{M2}$  по линии скважин 20 – 15 – 14 – 25

Используя данные ГИС, и значения коэффициента пористости, полученные по керну, была установлена зависимость коэффициента пористости от  $\alpha_{PC}$ , по которой по каждой скважине рассчитывался коэффициент пористости пласта  $X_{M2}$ .

Аналогичным образом была построена зависимость проницаемости от коэффициента пористости и произведен расчет проницаемости по каждой скважине.

По полученным данным были построены карты средних значений пористости (рис. 3) и проницаемости пород-коллекторов пласта  $X_{M2}$ .

Установлено, что высокими фильтрационно-емкостными свойствами по данным ГИС обладают песчаники, вскрытые скважинами 31, 128, 204. Коэффициент пористости здесь составляет 0,22 д. е., а проницаемость достигает значений от  $400 \cdot 10^{-3}$  до  $700 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>. Минимальные значения пористости ( $K_p = 0,13$  д.е.) и проницаемости ( $K_{пр} = 26 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>) наблюдаются в центральной части территории.

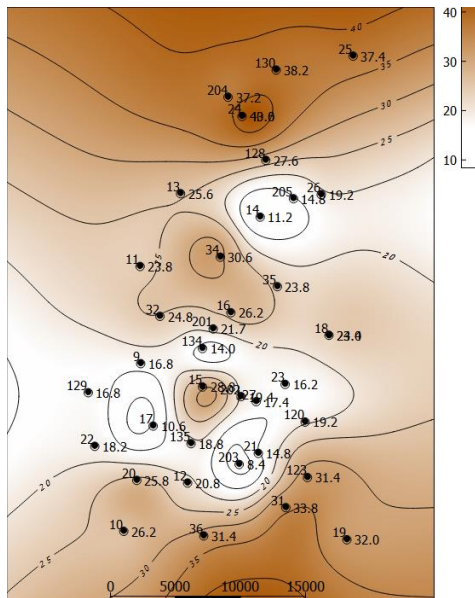


Рис. 2. Карта эффективных толщин пласта  $X_{M2}$

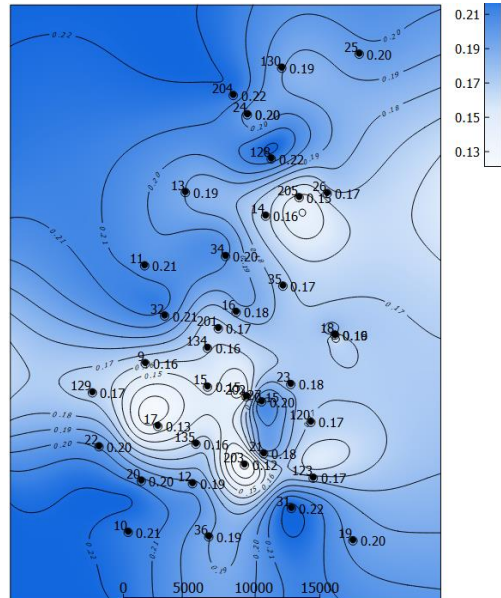


Рис. 3. Карта средних значений пористости пласта  $X_{M2}$

Таким образом, пласт  $X_{M2}$  в пределах месторождения N сложен хорошо проницаемыми песчаниками, которые относятся к коллекторам III-II класса по классификации А.А. Ханина [4].

#### Литература

1. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: учебное пособие. – 3-е изд. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 116 с.
2. Конторович А. Э. и др. Палеогеография Западно-Сибирского осадочного бассейна в меловом периоде. – 2014.
3. Люгай Д. В., Соин Д. А., Скоробогатко А. Н. Особенности нефтегазоносности полуострова Ямал в связи с оценкой перспектив южной части Карского моря //Вести газовой науки. – 2017. – №. 3 (31). – С. 29-35.
4. Ханин А. А. Породы-коллекторы нефти и газа нефтегазоносных провинций СССР. – Издательство "Недра", 1973.

### МЕЛОВЫЕ МШАНКИ РОДА *LUNULITES* LAMARCK, 1816

Читадзе К.С., Толоконникова З.А.

Научный руководитель доцент Толоконникова З.А.

Кубанский государственный университет, г. Краснодар, Россия

Меловой период в эволюции типа Мшанки (Bryozoa Ehrenberg, 1831) известен как начальный этап развития отряда Cheilostomata Buck, 1852, доминирующего в современной мшанковой фауне [4, 5]. На протяжении мезозойской эры происходило вымирание палеозойских отрядов (Trepotomata Ulrich 1882, Cystoporata Astrova, 1964) и зарождение/становление мезокайнозойских групп. По образу жизни мшанки относятся к прикрепленному бентосу, освоившему морские глубины от литорали до абиссали. Исключением являются свободноживущие представители, в частности мшанки рода *Lunulites* Lamarck, 1816.

Род *Lunulites* является типовым для семейства Lunulitiidae Lagaij, 1952 (отряд Cheilostomata). В его видовом составе насчитывается более 70 таксонов, из которых 42 % приходится на меловой период. Лунулитесы широко распространены в верхнемеловых (мезозой) и палеоген-неогеновых отложениях (кайнозой) разных районов Евразии, обеих Америк, Австралии, Антарктиды и о. Мадагаскара. Изучение не прикрепленных к субстрату форм важно для определения адаптивных возможностей мшанок, понимания их биогеографии, роли в экосистемах.

Диско- или чашеобразные колонии мшанок рода *Lunulites* (рис. А, Е) образуются в результате радиального почкования от центрального анцеструлярного автозооида. Степень симметрии колонии варьирует у разных видов от четко выраженной до незначительной. Базальная сторона колонии обращена к грунту и часто утолщена за счет эпитеки (рис. Б), может содержать поры. На фронтальной стороне колонии ряды питающих автозооидов разделены гетерозооидами – вибракулами (рис. В, Д, Ж) обычно удлиненной формы. Вибракулы являются разновидностью авикулярий – зооидов с редуцированным полипидом и развитой крышечкой, мышцами-ретракторами для поддержки, фиксации колонии на мягком грунте, очистки от частиц поступающего осадка и/или личинок, нападающих животных и локомоции [1, 3]. Авикулярии появились в колониях хейлостомат в начале мелового периода и разнообразно представлены у ныне живущих мшанок. По современным представлениям в зависимости от формы и локализации авикулярии подразделяются на четыре типа: адвентивные, межзооидальные, викарирующие и вибракулы [1].