

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ  
СВОЙСТВА ПЛАСТА Ю11 КАТЫЛЬГИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ  
(ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

**Ле Тхи Хонг Ш.**

Научный руководитель - доцент Н.М. Недолишко

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

Объект исследования – отложения пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, вскрытого бурением на Катильгинском нефтяном месторождении, которое находится в Каргасокском районе Томской области. В тектоническом плане месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию в северо-восточной части Каймысовского свода, согласно нефтегазгеологическому районированию, расположено в Каймысовском нефтегазоносном районе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Цель исследований – выявление особенностей строения, состава, пустотного пространства пород-коллекторов и изучение коллекторских свойств продуктивного пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.

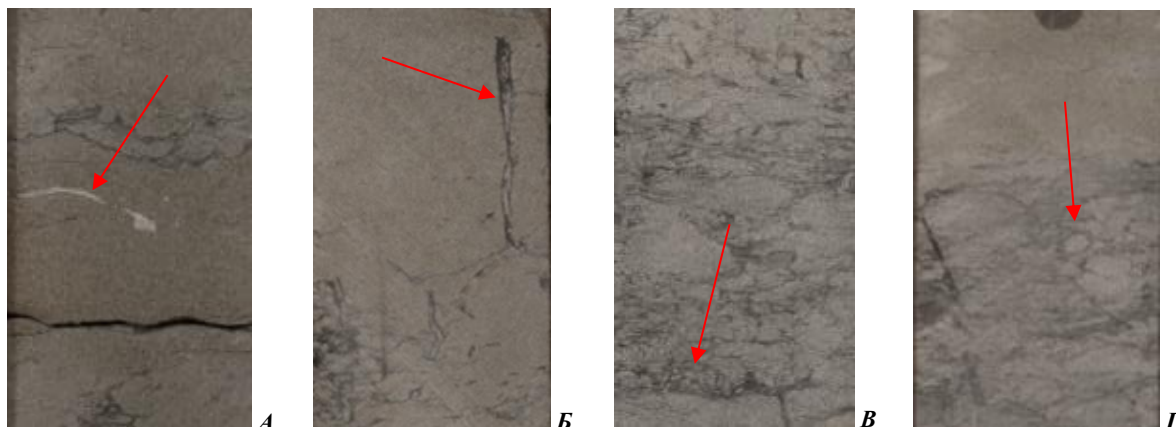
В геологическом строении месторождения принимают участие дислоцированные породы доюрского комплекса; на их размытой поверхности со стратиграфическим несогласием залегает мощная толща мезозойско-кайнозойского осадочного чехла, представленная терригенными отложениями юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем. Нефтеносность месторождения связана с прибрежно-морскими и континентальными отложениями надугольной (пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>) и межугольной (пласт Ю<sub>1</sub><sup>м</sup>) пачек горизонта Ю<sub>1</sub> [1], выделенного в составе верхневазюганской подсвиты (оксфорд). Перекрывается горизонт морскими отложениями георгиевской и баженовской свит кимериджского и волжского яруса, представленными аргиллитами и битуминозными аргиллитами.

Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> залегает в верхней части горизонта, вскрыт всеми скважинами, хорошо выдержан в разрезе и имеет широкое площадное распространение, за исключением северной и северо-восточной частей месторождения, где он глинизируется. Общая толщина пласта меняется от 0,8 м до 8,53 м и увеличивается с северо-востока на юго-запад, достигая максимальных значений в южной части и вдоль западного крыла Катильгинской структуры. Пласт характеризуется высокой песчаностью (среднее значение 80% при изменении от 20 до 100%) и является малорасчлененным.

По литологическим особенностям песчаники пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> светло-серые до буровато-серых (нефтенасыщенные), голубовато-серых (карбонатизированные). В кровле пласта залегают песчаники с глауконитом, грязно-зеленовато-серые с пятнистым и неправильным текстурным рисунком, обусловленным линзовидно-гнездовидным распределением глауконита, пирита, фосфата, карбонатного и глинистого материала. Цемент в песчаниках преимущественно глинистый, реже карбонатный.

По гранулометрическому составу песчаники пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> преимущественно мелкозернистые, реже средне-мелко- и мелко-среднезернистые, прослоями до среднезернистых, алевритовых и алевритистых. В них крупнозернистая песчаная фракция (0,0-1 мм) встречается в единичных образцах; содержание среднезернистого песчаного (0,25-0,5 мм) материала колеблется от 5 до 20%, мелкопесчаного (0,1-0,25 мм) – от 33 до 73%; алевритового (0,1-0,01 мм) – от 1-3 до 20%; содержание фракции размерностью менее 0,01 мм достигает 13 %. Породы отличаются хорошей и средней сортировкой обломочного материала, значение коэффициента сортировки  $S_o$ , определенное по П.Д. Траску [3], колеблется от 1,5 до 2,07.

Для песчаников пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> характерны (рис.) однородные и слабослоистые текстуры, в которых слоистость проявлена в виде тонких прерывистых и сплошных волнистых, косоволнистых и субгоризонтальных слойков, образованных скоплениями глинистого материала с примесью тонко распыленного растительного детрита.



**Рис. Створка раковины (А) и следы жизнедеятельности (Б – Г) в песчаниках пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Катильгинского месторождения. Ихнофоссилии: Б – Skolithos; В – Chondrites; Г – Asterosoma**

Часто слоистость нарушена следами жизнедеятельности древних морских животных – ихнофоссилиями: следами ползания, зарывания, ходами, норками и др. Степень биотурбации часто весьма значительна, что приводит к исчезновению первичной слоистости. Среди следов жизнедеятельности отмечены ихнофоссилии типа Skolithos,

Chondrites, Teichichnus, Asterosoma, Schaucylindrichnus, распространенных в келловей-оксфордских отложениях Западно-Сибирского бассейна [2]. Постоянно в керне присутствует разноразмерный раковинный детрит и створки раковин, сложенных кальцитом, иногда с включениями фосфатного вещества. В кровельной части породы обогащены кальцитом, слагающим карбонатный цемент, в них отмечается примесь глауконита, рассеянная сыпь и микроконкреционные стяжения пирита; пятна, сгустки и примазки фосфатов.

Широкое площадное распространение песчаников по площади и в разрезах скважин и генетические признаки песчаных пород (преобладающий волнистый тип слоистости, раковинный детрит, широко проявленная и разнообразная по типу биотурбация, присутствие растительного детрита) свидетельствуют о мелководно-морском режиме седиментации и о накоплении песчаного материала в пределах прибрежной полосы моря. Песчаный материал осаждался в относительно стабильной обстановке осадконакопления, без частых изменений гидродинамических режимов седиментации. С течением времени происходило углубление бассейна и удаление области осадкообразования от береговой линии, о чем свидетельствует характер вторичной минерализации, проявленной в кровельной части пласта: увеличение карбонатов, пирита и фосфатного материала.

Микроскопическим петрографическим анализом установлено, что в составе породообразующих компонентов песчаных коллекторов преобладает кварц и полевые шпаты (ортоклаз, микроклин, альбит), реже встречаются обломки пород (кварцитов, кремней, эффузивов, пегматитов, сланцев). По соотношению кварца (52,56%); полевых шпатов (30,39%) и обломков пород (17,05%) песчаники относятся к граувакковым аркозам. Второстепенные минералы в них представлены хлоритом и слюдами (мусковитом и биотитом). Цемент глинистый (состоит из неразделенного глинистого материала, каолинита, гидрослюд и хлорита), иногда карбонатный (кальцитовый и сидеритовый), в кровле появляется фосфатный и пиритовый цементы. В составе глинистого цемента, по данным РФА, преобладают каолинит (около 70%) и гидрослюда (20%), меньшая доля (10%) приходится на хлорит, отмечается незначительная примесь смешаннослойных образований.

Коллекторы относятся к поровому типу, по классификации А.А. Ханина, к IV и V классам с пониженной характеристикой по емкости и проницаемости. Пустотное пространство них сформировано межзерновыми порами, внутриззерновыми порами в полевых шпатах и эффузивных, микропорами в каолиновом цементе. Уменьшению первичного порового пространства способствовало уплотнение обломков при катагенезе и пластическая деформация слюд и хлорита, запечатывающих поры между обломочными зернами; регенерация кварцевых зерен; кальцитовая, сидеритовая и пиритовая цементация обломков; в кровле – глауконит и фосфаты.

Нефтяное вещество, отмечается в шлифах в виде бурых пленок и примазок в межзерновых и внутриззерновых порах, на поверхности обломочных зерен и в микропорах каолинового цемента.

#### Литература

1. Геологическое моделирование горизонта Ю<sub>1</sub> Томской области / под ред. К.Е. Закревского. – Томск: Издательский Дом Томского государственного университета, 2016. – 154 с.
2. Ян. П.А, Вакуленко Л.Г. Смена состава ичнфоссилий в келловей-оксфордских отложениях Западно-Сибирского бассейна как отражение цикличности седиментогенеза // Геология и геофизика, 2011. – Т. 52. – № 10. – С. 1517 – 1537.
3. Trask P.D. Origin and environment of source sediments of petroleum. – Houston: Gulf. Publ. Co., 1932. – 281 p.

### ТИПИЗАЦИЯ ГОРНЫХ ПОРОД ПАЛЕОЗОЙСКОГО КОМПЛЕКСА КАК ОДИН ИЗ ВАЖНЫХ ЭТАПОВ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ (НА ПРИМЕРЕ КАЛИНОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Липихина Е.Ю.<sup>1</sup>

Научные руководители: доцент Л.А. Краснощекова<sup>1</sup>, главный специалист О.В. Яковенко<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

<sup>2</sup>АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия

На сегодняшний день можно наблюдать активный рост объемов поисково-разведочных работ на палеозойские нефтепродуктивные объекты, как в Западной Сибири, так и в других нефтегазоносных провинциях Российской Федерации. Больше всего нефтяных месторождений палеозойского возраста открыто в Томской области. В регионе получен наиболее значительный опыт по поиску и разработке доюрского комплекса в России. Несмотря на это, многие вопросы нефтегазоносности палеозоя остаются не полностью изученными и нерешенными.

Цель данной работы заключается в проведении анализа особенностей геологического моделирования палеозойских карбонатных и трещинных резервуаров на примере Калинового месторождения.

В административном отношении Калиновое нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Парабельском районе Томской области, в промышленно-экономическом отношении находится в Пудинском нефтегазоносном районе, который входит в состав Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции [3]. На изучаемой площади установлена нефтегазоносность юрского и доюрского комплекса, но объектом исследований в данной работе являются палеозойские толщи.

В палеозойском комплексе выделяют кору выветривания (пласт М) и коренной палеозой (пласт М<sub>1</sub>). Породы доюрского комплекса представлены толщей глинисто-кремнистых, глинисто-карбонатных и карбонатных пород девон-карбонного возраста и развитыми по ним в различной степени выветрелыми глинисто-кремнистыми отложениями коры выветривания [2]. Отложения коры выветривания по палеозойским породам распространены почти повсеместно и имеют вторичное происхождение. Характеризуются непостоянным литологическим составом и,