

**ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ  
СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)**

**Егорова А.С.**

Научный руководитель доцент Недолишко Н.М.

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

Изучению палеозойских пород фундамента Западно-Сибирской плиты, как перспективных объектов разработки содержащихся в них залежей углеводородов, в последнее время уделяется пристальное внимание. В связи с этим перед исследователями стоит целый ряд вопросов, начиная от установления литологических особенностей и условий формирования и залегания пород-коллекторов и флюидоупоров, до выявления факторов, способствующих образованию в породах пустотного пространства, вплоть до выбора рациональных способов разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа, залегающих на больших глубинах.

В связи с этим, целью проведенных исследований была литологическая характеристика пород-коллекторов, приуроченных к карбонатным отложениям эрозионно-тектонического выступа палеозойского фундамента, вскрытых бурением на Северо-Останинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).

В последнее время исчерпывается большое количество ресурсов, поэтому Северо-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение, находящееся на территории Паральского района Томской области в 35 км от г. Кедрового и в 375 км северо-западной от г. Томска, привлекает все более пристальное внимание.

Месторождение расположено на юго-востоке Западно-Сибирской равнины и приурочено к одноименному тектоническому поднятию северо-западного простирания. Наиболее близкорасположенные месторождения: Останинское, Западно-Останинское и Герасимовское.

В геологическом строении Северо-Останинского месторождения принимают участие образования доюрского фундамента и отложения мезозойско-кайнозойского платформенного чехла. В соответствии с существующим стратиграфическим расчленением Северо-Останинская площадь входит в Нюрольский структурно-фациальный район, в котором палеозойские образования представлены отложениями ордовика, силура девона и карбона.

Месторождение относится к Пудинскому нефтегазоносному району Васюганской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Нефтегазоносность приурочена к хорошо развитой по кровле палеозойских отложений коре выветривания доюрского возраста, которую А.Э. Конторович и Е.Е. Даненберг назвали разновозрастным нефтегазоносным горизонтом зоны контакта палеозоя и мезозоя.

Нефтеносность приурочена к средне-позднедевонским известнякам, пронизаемая составляющая которых выделяется в пласт М [1, 2]. Залежь пласта М по типу флюида – нефтяная, по типу ловушки стратиграфическая под несогласием, экранированная тектоническими нарушениями, с массивным типом резервуара.

Литологическими материалами для микроскопического исследования скважин послужили шлифы, изготовленные из кернового материала, отобранного в скважине №5.

Карбонатный разрез, вскрытый скважиной 5, представлен известняками битуминозными стилолитовыми (эйфельский ярус); строматопоровыми и водорослевыми (живет-франский возраст); битуминозными тентакулитовыми (поздний фран-ранний фамен); строматопоровыми брахиоподовыми и водорослевыми (фамен) [3]. Известняки имеют светло-серую и серую окраску, сложены кальцитом с примесью глинистого материала, сформированы в относительно мелководных условиях и неравномерно доломитизированы. Первичные текстуры пород однородные, слоистые, пятнистые за счет неравномерного распределения органических остатков.

Породы характеризуются широким развитием вторичных текстур, образованных при катагенетическом уплотнении и при активизации тектонических процессов. Вторичные текстуры представлены послойными катагенетическими стилолитовыми швами; тектоническими трещинами, секущими породу в разных направлениях и часто заполненными кальцитом и хлоритом; брекчиевидными текстурами, сформированными в участках повышенной трещиноватости; кавернозными текстурами с мелкими и крупными кавернами растворения. Структура известняков пелитоморфная, кристаллически-зернистая, биоморфная, детрито-биоморфная, комковатая, пятнистая, ступчатая.

Коллекторами являются доломиты замещения, развитые по органогенным известнякам. Генезис пустотного пространства в них связан с первичными внутриформенными и межформенными биопустотами, вторичными межкристаллитными порами в участках перекристаллизации, но главным образом обусловлен тектонической трещиноватостью и метасоматической доломитизацией при поступлении по трещинам горячих магнийсодержащих углекислых растворов. Под действием углекислотного метасоматоза осуществляется растворение, перекристаллизация и замещение кальцита доломитом. Вследствие этого в доломитизированных известняках присутствуют подновленные растворением стилолитовые швы; не полностью залеченные кальцитом трещины, кавернообразные поры и каверны растворения. Распределение пустотного пространства в них, как правило, неравномерное: уплотненные участки сочетаются с участками с хорошо развитым пустотным пространством.

По типу пустотного пространства карбонатные коллекторы пласта М Северо-Останинского месторождения относятся к поровому, трещинному, каверновому и смешанному типам. Наиболее распространены трещинные коллекторы, представленные стилолитизированными известняками и известняками с тектонической трещиноватостью. Вдоль стилолитов и трещин часто проявляется растворение пород и перекристаллизация.

Согласно данным лабораторных исследований, коэффициент пористости органогенных известняков равен 0,02 д.ед., проницаемость – 0,268 мД; по данным ГИС пористость равна 0,068 д.ед.

В доломитизированных известняках – доломитах замещения средняя проницаемость пород 34,8 мД. Значимая разница (более, чем в 25 раз) в значениях проницаемости известняков и доломитизированных известняков

вызвана: предшествующими доломитизации тектоническими процессами, приводящими к растрескиванию и брекчированию известняков; растворением известняков при миграции углекислых магнийсодержащих вод через ослабленные брекчированием и трещиноватостью зоны с образованием каверн; процессами метасоматического замещения кальцита доломитом (известно, что радиус молекулы доломита меньше радиуса молекулы кальцита).

Таким образом, формирование пустотного пространства в известняках и доломитах замещения по известнякам в пласте М можно представить следующим образом: в процессе седиментогенеза и диагенеза в органогенных известняках формировались биопустоты, при катагенетическом уплотнении образовались стилолитовые швы, а при перекристаллизации – кристаллитные поры между кристаллами кальцита; при активизации тектонических процессов породы рассекались разнонаправленными трещинами, по которым из глубин перемещались горячие кислые высокомагнезиальные растворы. Они растворяли известняки, приводили к перекристаллизации кальцита и доломитизации. В результате подновлялись ранее образованные пустоты и формировались вторичные пустоты перекристаллизации и растворения.

#### Литература

1. Асеев А.Л. Увеличение интенсификации добычи углеводородов в условиях низких фильтрационно-емкостных свойств пласта и осложнениями во время эксплуатации скважин на примере Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область): магистерская диссертация / науч. рук. В.Н. Арбузов. – Томск, 2018. – С. 10–16.
2. Аксёнова Ю.А. Геологическое строение и литологические особенности девонских карбонатных отложений Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения (Томская область: магистерская диссертация / науч. рук. Л.А. Краснощекова. – Томск, 2020. – С. 32–41.
3. Ежова А.В. Изучение палеозойских коллекторов Северо-Останинского нефтяного месторождения по керну и шламу. – Томск: Изд-во ТПУ, 2011. – С. 21–102.

### **ВЫЯВЛЕНИЕ УГЛЕВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ ПЕСЧАНЫХ ПЛАСТОВ В ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ПО ПОКАЗАНИЯМ ИНТЕНСИВНОСТИ ВТОРИЧНЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ**

**Жданова Ю.Ю., Сидоренко Н.С.**

Научный руководитель профессор Мельник И.А.

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

Методы интерпретации геофизических исследований скважин по каротажным диаграммам основаны на традиционных подходах, сформированных несколько десятков лет назад. Традиционные методы не всегда позволяют точно определить характер насыщения пластов. Профессор И.А. Мельник предложил принципиально новый метод статистически-корреляционной интерпретации материалов геофизических исследований скважин (СКИ). Суть метода заключается в расчете статистической интенсивности вторичных геохимических процессов через корреляционную связь между показаниями геофизических методов [1]. Рассчитанная интенсивность одного или нескольких вторичных процессов используется в качестве индикатора нефтегазонасыщенности, а также для оценки близости глубинных разломов. Валидность рассматриваемого метода была подтверждена в работах [2-6].

Целью исследования является иллюстрация использования таких вторичных геохимических процессов, как пиритизация, каолинизация, карбонатизация и пелитизация в качестве индикации нефтегазонасыщенности песчаных коллекторов с помощью метода СКИ.

Самотлорское месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской плиты на восточном склоне структуры первого прядка Нижнеартовского свода. Продуктивными являются пласты позднейюрской эпохи и мелового периода. Для исследования были отобраны 20 пластов, из которых были получены притоки нефти, в 10 скважинах Самотлорского месторождения. С помощью метода СКИ для пластов были рассчитаны статистические интенсивности (I) каолинизации, карбонатизации, пиритизации и пелитизации. Исследуемые пласты были разбиты на три группы:

1. Пласты АВ<sub>1</sub><sup>1-2</sup> и АВ<sub>1</sub><sup>3</sup> с глубинами залегания 1733-1799 м;
2. Пласты БВ<sub>8</sub><sup>1-3</sup> и БВ<sub>10</sub><sup>0</sup> с глубинами залегания 2200-2473 м;
3. Пласты ЮВ<sub>1</sub> с глубинами залегания 2550-2820 м.

Средние значения интенсивностей геохимических процессов были сведены в таблицу.

*Таблица*

*Статистические интенсивности геохимических процессов в нефтенасыщенных интервалах по Самотлору*

Пласты	Среднее значение			
	Икаол.	Икарб.	Ипир.	Ипел.
	у.ед			
АВ <sub>1</sub> <sup>1-2</sup> АВ <sub>1</sub> <sup>3</sup>	0,06	0,04	0,09	0,08
БВ <sub>8</sub> <sup>1-3</sup> БВ <sub>10</sub> <sup>0</sup>	0,10	0,10	0,13	0,12
ЮВ <sub>1</sub>	0,12	0,13	0,18	0,10

Из полученных данных видно, что интенсивности каолинизации, карбонатизации и пиритизации увеличиваются с возрастанием глубины залегания. Причем изменения средней интенсивности каолинизации и