

## ПЕРСПЕКТИВЫ ПОИСКОВ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА В НИЖНЕПЕРМСКИХ РИФОГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ СЕВЕРА ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА

А.Д. Драбкина  
ИПНГ РАН, e-mail: [nastyadrabkina94@gmail.com](mailto:nastyadrabkina94@gmail.com)

Предуральский краевой прогиб отделяет Западно-Уральскую мегазону складчато-надвиговых дислокаций от платформенных дислокаций эпибайкальской Тимано-Печорской плиты. С юга на север прогиб расчленяется на ряд впадин: Верхнепечорскую, Большесынинскую, Косью-Роговскую, которые разделяются интенсивно дислоцированными поперечными поднятиями Средне-Печорским, Колвинского мегавала и южными дислокациями Гряды Чернышева (рис.1).

Для Предуральского прогиба характерна достаточно резкая структурно-фациальная зональность пермских отложений, обусловленная формированием складчато-надвиговых и блоковых структур Урала, а также развитием с востока на запад молассовых, депрессионных, рифовых и мелководно-шельфовых формаций.

В пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции в ассельско-сакмарское время существовал обширный шельф, в пределах которого формировались карбонатные формации с обособлением рифовых фаций биостромного и биогермного типов.

Более мелководная западная часть палеошельфа характеризовалась широким развитием построек биостромного типа без существенного увеличения их мощности, которая изменяется в пределах от первых десятков, до 60 м. [1]. Наиболее крупные постройки биостромного типа развиты на Баганской банке (имеющей кольцеобразную форму размером 25x20 км), в пределах которой установлены залежи нефти на Южно-Баганском, Северо-Баганском, Восточно-Баганском и Средне-Макарихинским месторождениях (рис.2). Здесь в ассельских и сакмарских отложениях, представленных известняками водорослевыми и органогенными с фауной брахиопод, фораминифер, криноидей и мшанками, широко развиты коллекторы каверно-порового и порового типов (с пористостью по керну от 63% до 19,6%, а по ГИС – от 9,3% до 20,8%).

Севернее, на Сандивейском месторождении, были исследованы ассельские промышленно-нефтегазоносные биостромы и биогермы, которые совместно с такими же образованиями, выявленными на Веякшорском, Северо-Хаяхинском и Салюкинском

месторождениях, по-видимому, образуют еще одну кольцевидную зону ассельско-сакмарских органогенно-детритовых построек, подтвержденных фаунистически, и с установленной нефтегазоносностью, высокой продуктивностью (рис. 3) [1].

Восточнее мелководного шельфа в P1-время сформировался Предуральский прогиб перед фронтом Уральского складчато-надвигового пояса. В прогибе, в условиях некомпенсированного прогибания развивались рифогенные постройки различного типа: 1) одиночные рифы, приуроченные к внешним бортам палеовпадин; 2) линейные системы рифов, приуроченные к осевым зонам палеовпадин; 3) связки рифовых массивов на разделяющих палеовпадины поперечных поднятиях.

Крупные биогермы, мощностью до 270 м. в скважине №19 (рис.4), в настоящее время выявлены в пределах внешнего борта Косью-Роговской впадины на Кочмесской площади. Рифовые постройки однозначно выделяются на временных разрезах сейсморазведки 2D и 3D. Открытие крупных залежей нефти также возможно и на других площадях внешнего борта этой впадины – Кочмесской ступени (на Нерцетинской, Поварницкой, Бергантымыльской, Комбожюской и др. структурах закартированных сейсморазведкой). Кочмесский нефтегазоносный район приурочен к внешнему борту данной впадины. В его пределах в настоящее время открыты нефтяные (Нерцетинское, Кочмесское) и газовое (Романьельское) месторождения. Основными продуктивными горизонтами являются коллекторские толщи в рифовых массивах средне-верхнекаменноугольного и ассельско-сакмарского возраста. Преобладают высоко-среднеемкие коллекторы (Кп 16-23%) трещинно-порового и каверново-порового типов. Открытие залежей в рифогенных комплексах пород прогнозируется на глубинах 2–3,5 км [2].

Большесынинская впадина, расположенная между Средне-Печорским и Печоро-Колвинским поперечными поднятиями, имеет СЗ-ЮВ ориентировку в целом, параллельную этим поднятиям, что отличает ее от субмеридионального простирания впадин прогиба. В средневизейско-нижнепермском НГК мелкие по запасам залежи нефти в рифогенных отложениях установлены на глубинах 2430–2670м на Пыжьельском, Южно-Сынинском и Субборском месторождениях. Эффективная мощность коллекторов 4–10м, средняя пористость – 14–21%, проницаемость – до 120 md. Залежи открыты в Нитчемью-Сынинской зоне нефтегазонакопления, они приурочены к одноименной ступени северного борта данной впадины. Перспективы поисков залежей рифогенного

типа связываются с северным и южным бортами впадины на границах с поперечными поднятиями Печоро-Колвинским, Средне-Печорским, Грядой Чернышева. Южный блок в пределах Вяткинской депрессии изучен очень слабо. Здесь закартировано несколько разноориентированных структур (Вяткинская, Ермоловская, Куренная и др.), которые по аналогии с Северным бортом могут быть рифогенными и содержать залежи УВ и которые могут быть объединены в одну зону нефтегазоаккумуляции. Восточный борт рассматриваемой впадины практически не изучен, является интенсивно дислоцированным и, по-видимому, перекрыт надвиговыми блоками западной зоны Урала.

В Верхнепечорской впадине рифовые постройки выделены по материалам сейсморазведки, они располагаются цепочкой вдоль западной границы и отделяют прогиб от платформенной области (рис. 5). По своему строению рифовые массивы могут быть как простыми куполовидными сооружениями, так и в виде прямых разветвленных хребтиков, осложненных куполами. Все они являются потенциальными месторождениями промышленных скоплений нефти и газа [3].

Детальный анализ данных сейсморазведки и корреляции разрезов ранее пробуренных скважин позволил выявить ряд зон развития рифогенных фаций ассельско-сакмарского возраста, перспективных для поиска новых залежей на исследуемой территории. Рифогенные постройки перекрыты пластами-флюидоупорами кунгурского и артинского возраста. Исследование данных флюидоупоров, согласно концепции трёхслойного строения природных резервуаров, позволило разделить их на истинные и ложные покрышки [4].

*Статья написана в рамках выполнения Государственного задания в сфере научной деятельности на 2017 г.*

#### ЛИТЕРАТУРА

1. Никонов Н.И., Беда И.Ю. Новые данные о перспективах нефтегазоносности нижнепермских органогенных построек // Материалы Всероссийского литологического совещания. Сыктывкар, 2010. С. 126–128.
2. Богданов Б.П., Кузьменко Ю.С., Панкратова Е.И., Терентьев С.Э. Карбонатные постройки перми-карбона севера Тимано-Печорской провинции и их свойства [Электронный ресурс] // Нефтегазовая геология. Теория и Практика. 2014. Т. 9, №3. – Режим доступа: [http://www.ngtp.ru/rub/11/38\\_2014.pdf](http://www.ngtp.ru/rub/11/38_2014.pdf). (Дата обращения 01.10.2017).

3. *Гурова Д.И.* Перспективы нефтегазоносности нижнепермских карбонатных отложений Верхнепечорской впадины Предуральяского краевого прогиба // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2017. № 7. С. 6–14.

4. *Хитров А.М.* Покрышки залежей углеводородов и ресурсный потенциал недр [Электронный ресурс] // Актуальные проблемы нефти и газа: Сет. науч. изд. 2013. Вып 1(7). – Режим доступа: [http://oilgasjournal.ru/vol\\_7/hitrov.pdf](http://oilgasjournal.ru/vol_7/hitrov.pdf). (Дата обращения 01.10.2017).

## ПРИЛОЖЕНИЕ

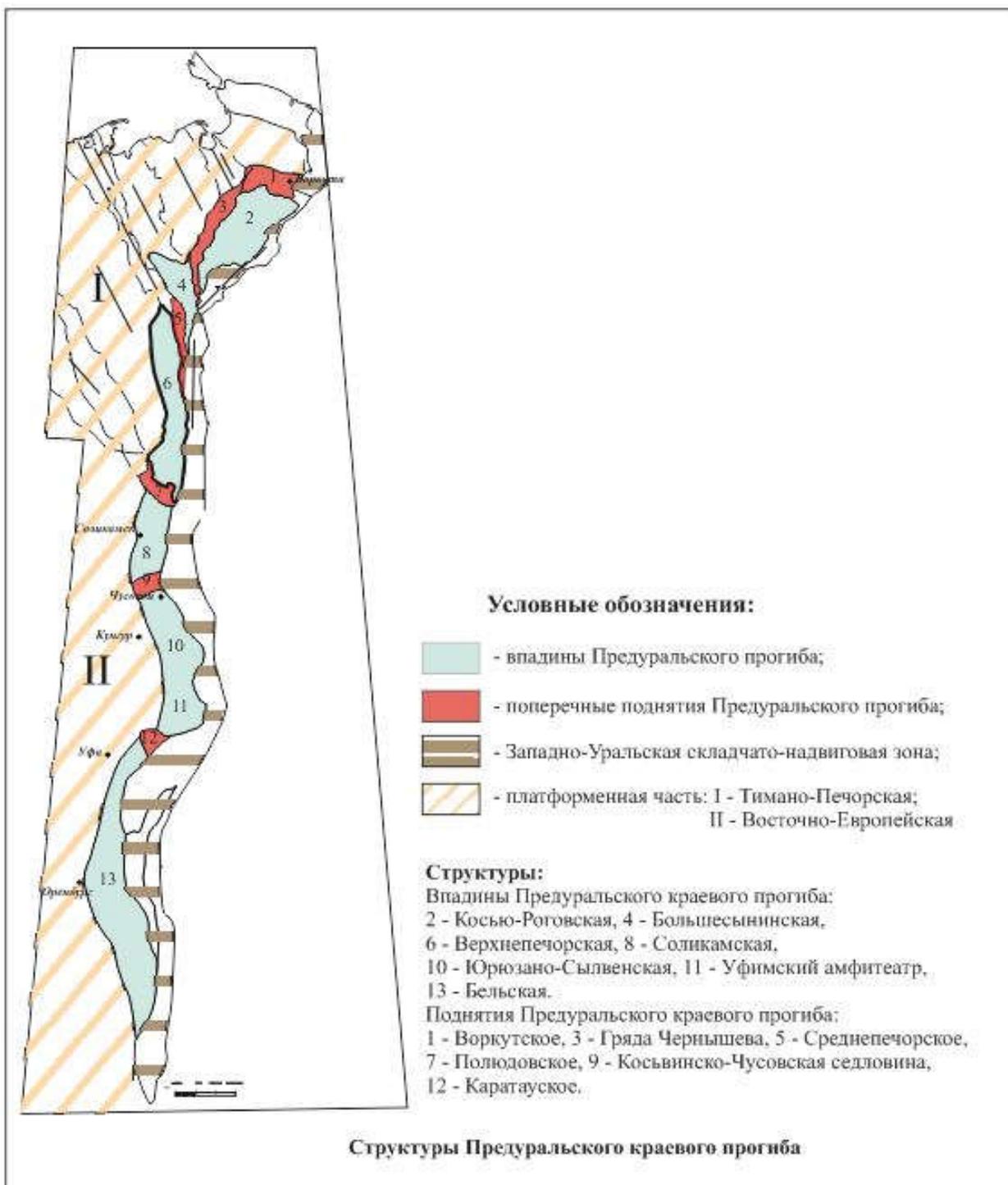


Рис. 1. Структуры Предуральского краевого прогиба  
(по материалам Д.И. Гуровой, 2017 г.)





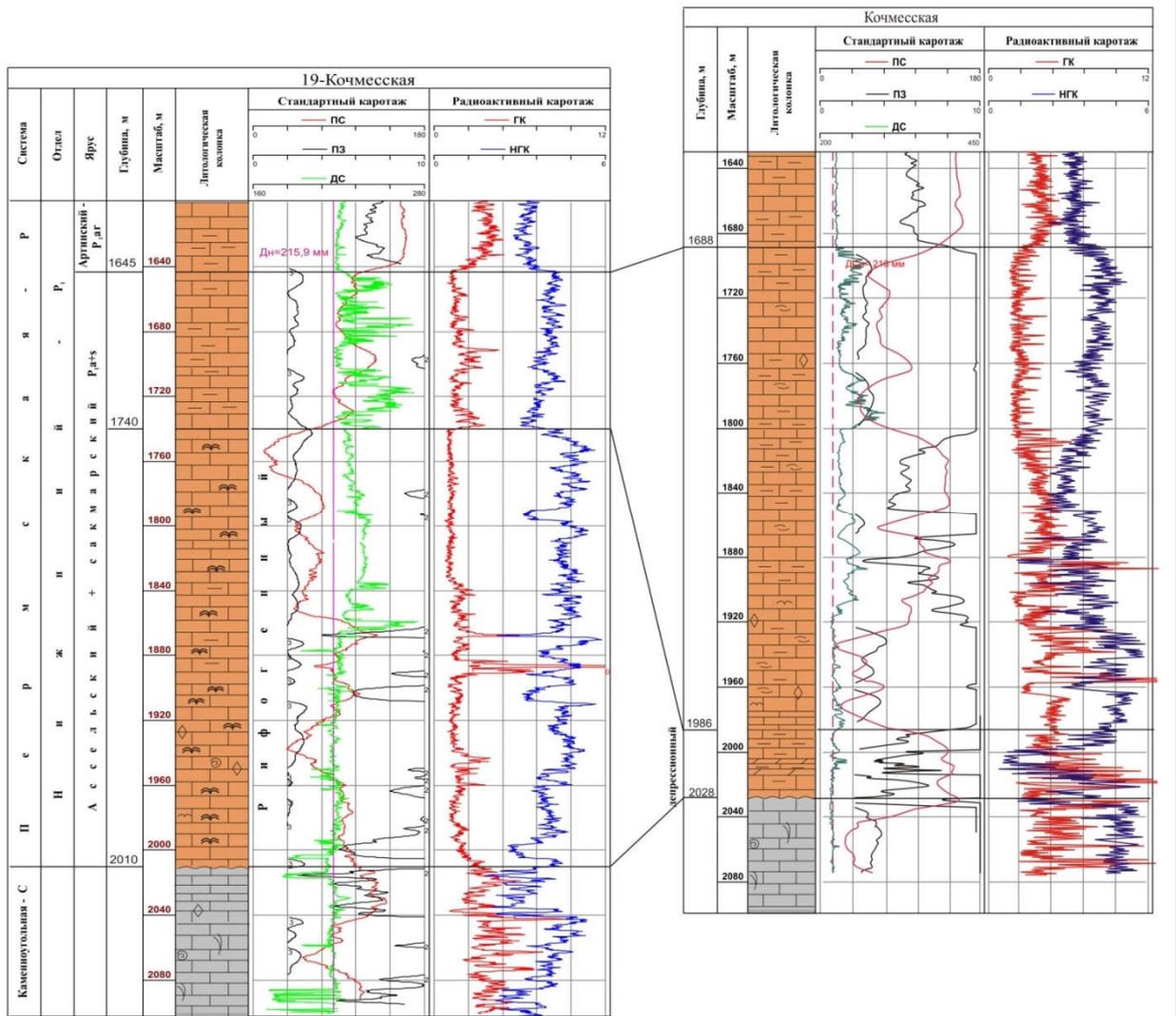


Рис. 4. Схема сопоставления нижнепермских рифогенных отложений на Кочмеской площади (по материалам В.К. Утопленникова и др., 2011 г.)

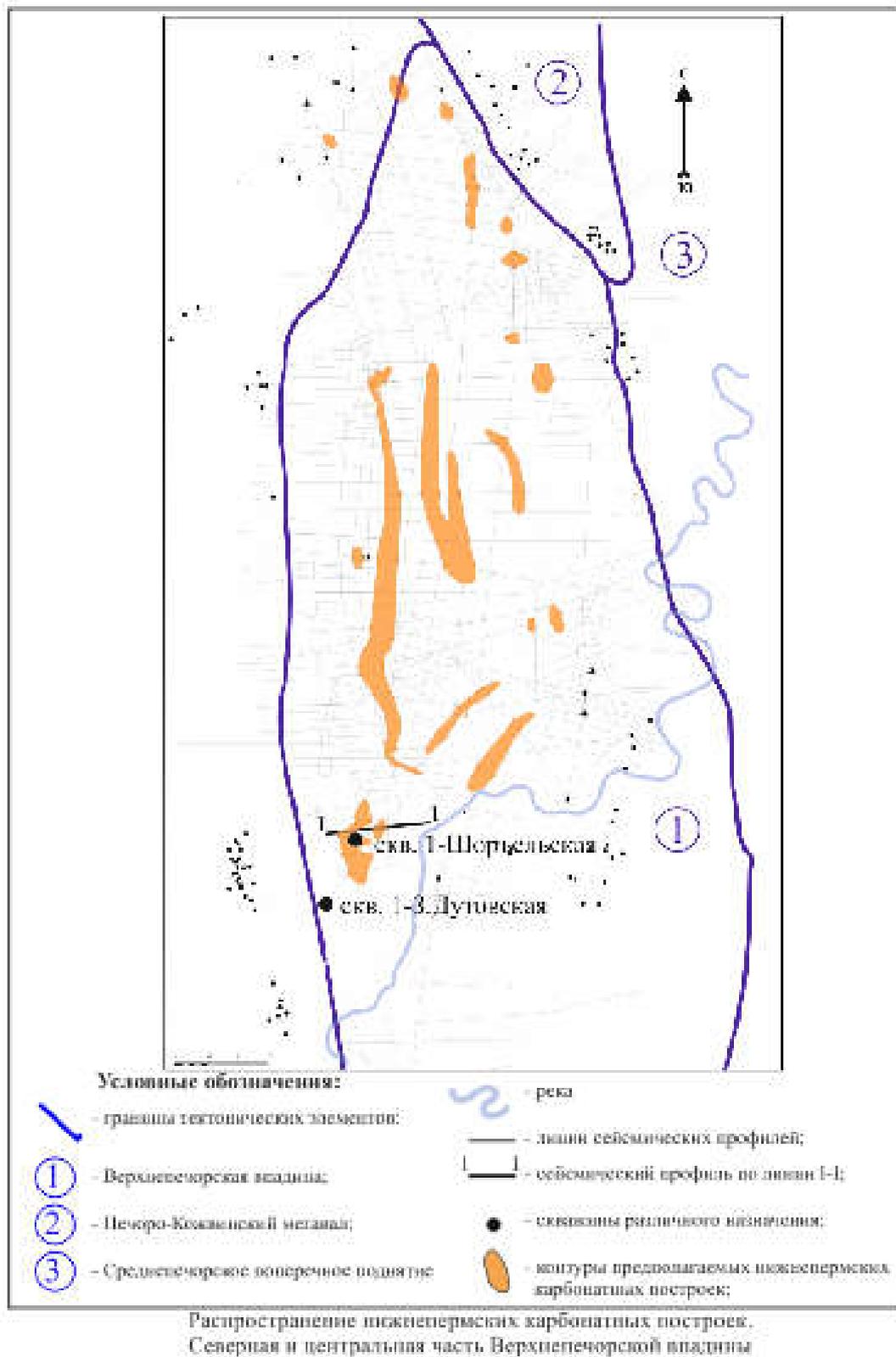


Рис. 5. Распространение нижнепермских карбонатных построек. Северная и центральная часть Верхнепечорской впадины (по материалам Д.И. Гуровой, 2017 г.)