

Литолого-петрофизическая и геофизическая характеристика нижнепермских карбонатных коллекторов северного и южного Предуралья

Д.В. Кляжников* (ООО "Индженикс Групп"), В.В. Панков (МГУ им. М.В. Ломоносова)

Введение

Нижнепермские карбонатные отложения имеют широкое распространение на территории Русской плиты, в том числе на её восточной окраине, в пределах Предуралья. Залежи углеводородов в нижнепермских породах открыты в многочисленных месторождениях, приуроченных главным образом к органогенным массивам, протягивающимся почти на 2.5 тыс. км с юга на север от Прикаспийской синеклизы до Новоземельского архипелага в Баренцевом море (рис 1). Фрагментами этой рифовой системы являются шиханы, выведенные сегодня на дневную поверхность в Стерлитамакском районе Башкирии [2]. Карбонатные отложения нижней перми характеризуются обширной литофациальной неоднородностью, значительным непостоянством фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), преимущественным развитием низкопоровых коллекторов. Это определяет необходимость детального петрофизического и геофизического исследования данных отложений.

В работе проведен сравнительный анализ нижнепермских карбонатных отложений, приуроченных к северной и южной частям Предуральского краевого прогиба. Схожее литологическое строение отложений, обусловленное едиными пространственно-временными особенностями развития территории, позволяет выполнить такое сравнение. Для анализа привлечены результаты изучения керна и данные ГИС по Кочмесскому месторождению, расположенному в северной части Предуралья, и ряду площадей на юге – Нагумановской, Песчаной, Вершиновской и др.

Методика исследований

На основе методических приемов секвенс-стратиграфии с привлечением седиментологического и литолого-петрографического изучения керна были выделены основные фациальные обстановки [2, 4]. В работе использованы результаты петрофизических исследований керна, включающих определение ФЕС пород на стандартных и полноразмерных образцах керна, карбонатный анализ, определение минералогического состава пород рентгено-дифрактометрическим методом (рентгенофазовый анализ), оценку каверновой ёмкости методом анализа видеоизображений, количественную оценку макротрещиноватости на колонке керна, определение ёмкости трещин на кубических образцах путём пропитки их в люминофоре и др. Оценка вещественного состава пород и выделение проницаемых интервалов проводились с использованием современного комплекса ГИС, включающего кросс-дипольный акустический каротаж, литолого-плотностной каротаж, спектрометрический гамма-каротаж и др.

Краткая литолого-фациальная характеристика

Фации открытого шельфа на примере отложений Кочмесского месторождения представлены тонкозернистыми иловыми или сгустково-комковатыми известняками темно-серого цвета со структурой мад-вакстоун, с редкими прослоями мшанково-криноидных известняков и с тонкими прослоями аргиллитов.

Фации органогенных построек представлены биогермными мшанковыми и криноидно-тубифитесово-мшанковыми, водорослево-фораминиферо-мшанково-криноидными и серпулидово-тубифитесовыми известняками, прослоями интенсивно трещиноватыми и битуминозными. В южной части краевого прогиба встречаются кавернозные палеоапличиновые баундстоуны с хорошо диагностируемой строматотаксовой текстурой,

свойственной биогермным разностям.

Фашии склоновой части органогенной постройки сложены переслаиванием известняка светлого серого органогенно-детритового и органогенного криноидно-мшанкового со структурами грейнстоун, грейн-баундстоун и баунд-грейнстоун.

Фашии глубоководного шельфа представлены глинисто-терригенно-карбонатными, кремнисто-терригенно-карбонатными породами со структурой мадстоун, вак-мадстоун [2].

Следует отметить, что в разрезах отложений северного и южного Предуралья выделенные фашиальные комплексы имеют различную стратиграфическую полноту, что отражается на составе отложений и разнообразии литотипов в пределах одной фашии. На рисунке 1 приведена принципиальная литолого-фашиальная зональность Предуралья [5].

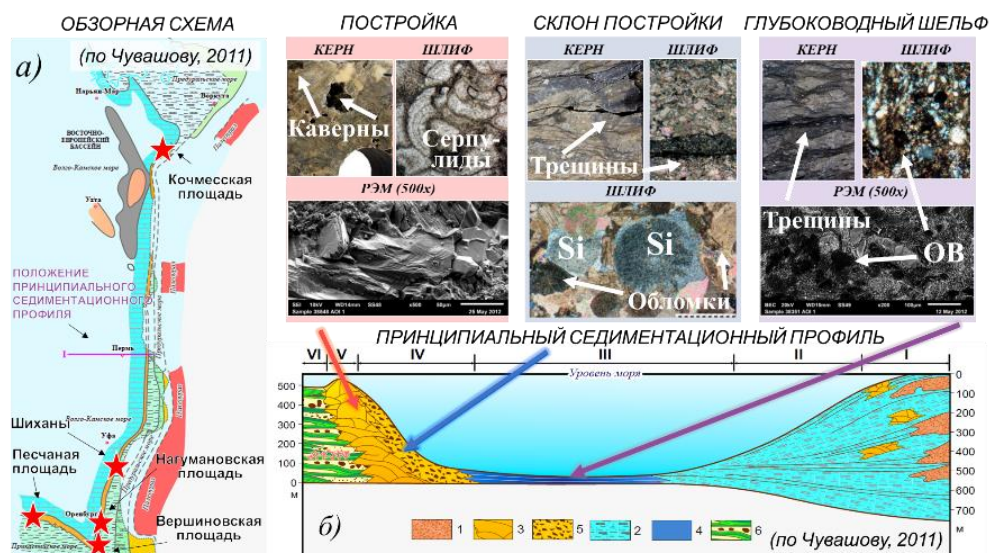


Рисунок 1. Принципиальная литолого-фашиальная зональность нижнепермских отложений Приуральяского региона на схеме (а) и на седиментационном широтном профиле (б) по Чувашову, 2011. I – зона развития молассы; II – флишиодные глубоководные образования; III – зона относительно глубоководных шельфовых отложений конденсированного типа; IV – зона склоновой части органогенной постройки; V – область развития органогенных построек; VI – зона мелководно-морского шельфа.

Фильтрационно-емкостные свойства генетических групп нижнепермских отложений

По результатам анализа петрофизических исследований авторами установлено, что для северной и южной частей Предуралья отмечаются схожие характеристики ФЭС для выделенных фаший, однако, есть и существенные отличия, обусловленные различным влиянием постседиментационных процессов на первичную емкость коллекторов.

Отложения, приуроченные к фашии открытого шельфа, имеют проницаемость ($K_{пр}$) в пределах 0,002-3,338 мД, при открытой пористости ($K_{п}$) 0,217-7,32%. По керну отмечается интенсивная трещиноватость по напластованию. Тип коллектора порово-трещинный. VI класс карбонатного коллектора по классификации К.И. Багринцевой (1999) [1].

Проницаемость глинисто-терригенно-карбонатных пород, реже кремнисто-терригенно-карбонатных пород, приуроченных к фашии глубоководного шельфа, изменяется в пределах 0,004-165,78 мД при значениях $K_{п}=0,155-5,87\%$. По керну отмечаются вертикальные трещины. Тип коллектора поровый и порово-трещинный. VI класс карбонатного коллектора по классификации К.И. Багринцевой (1999).

Было установлено, что существенно отличающимися свойствами обладают органогенные постройки, выделенные в северной и южной частях Предуралья. Более низкими ФЭС характеризуются отложения постройки на севере рассматриваемой территории. Проницаемость пород изменяется в широких пределах – от 0,003 до 64,36 мД, при открытой пористости 0,01-9,767%. По керну отмечаются вертикальные макротрещины, часто со следами

миграции нефти. Тип коллектора каверново-поровый, порово-трещинный и трещинный. VI класс карбонатного коллектора по классификации К.И. Багринцевой (1999). В южной части Предуралья отложения органогенной постройки обладают более низкими значениями проницаемости – до 23,64 мД, при более высоких значениях пористости относительно северной части – до 17,6%. Это связано с преимущественным развитием коллекторов порового и порово-кавернового типов. В ряде образцов, при пористости более 5%, отмечены изолированные открытые поры и каверны, что определяет их низкую проницаемость ($K_{пр} < 0.2$ мД).

Фаши склоновых частей органогенной постройки в различных частях прогиба характеризуются схожими свойствами. Проницаемость пород изменяется от 0,007 до 95 мД при низких значениях открытой пористости, не превышающей 2%. По керну отмечаются преимущественно горизонтальные макротрещины, что определяет существенную анизотропию проницаемости. Тип коллектора трещинный и порово-трещинный, VI класс карбонатного коллектора по классификации К.И. Багринцевой (1999). На рисунке 2 приведены сопоставления открытой пористости и абсолютной газопроницаемости для различных генетических типов пород.

Особенности изучения нижнепермских отложений методами ГИС

Опыт изучения нижнепермских отложений показал, что решение задачи выделения коллекторов, оценка их свойств, построение петрофизической модели представляют собой нетривиальную задачу, что обусловлено низкими ёмкостно-фильтрационными свойствами матрицы пород [3]. В докладе рассмотрены подходы к построению объёмной литологической модели изучаемых отложений, в том числе учитывающей содержание органического вещества, что подтверждается результатами изучения керна в южной части изучаемой территории. Показано, что использование стандартного комплекса ГИС не эффективно для выделения коллекторов в изучаемом разрезе. Привлечение данных расширенного комплекса ГИС в нижнепермских отложениях позволило выделить и впоследствии сопоставить с типами коллекторов по керну различные классы проницаемых интервалов, характеризующихся следующими признаками: 1 – расхождением измеренной (DTST) и модельной (DTSTM) кривых волны Лэмба-Стоунли; 2 – расхождением нормализованных кривых интервального времени пробега продольной (DTP) и поперечной (DTS) волн; 3 – увеличенными значениями коэффициента анизотропии поперечной волны; 4 – незначительным увеличением открытой пористости относительно вмещающих пород при отсутствии расхождений между измеренной и модельной кривыми Лэмба-Стоунли и др. (рис. 2).

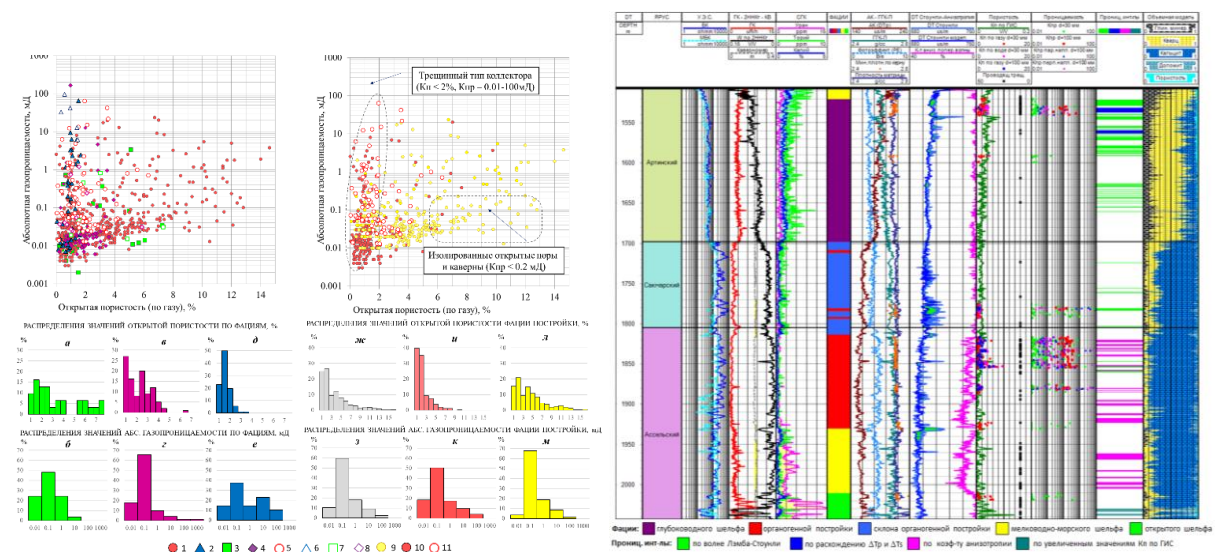


Рисунок 2. Слева на рисунке: Сопоставление открытой пористости и абсолютной газопроницаемости разнофациальных отложений на графиках (сверху) и на гистограммах (снизу). Буквами *а, б* – обозначены диаграммы для образцов фаши склоновой части органогенной постройки; *в, г* – для образцов фаши глубоководного шельфа; *д, е* – для образцов

фации открытого шельфа; *ж, з* – обозначены диаграммы для всех образцов фации органогенной постройки; *и, к* – для образцов северного Предуралья; *л, м* – для образцов южного Предуралья.

Условные обозначения, левый график: 1 – фации органогенной постройки, 2 – фации склоновой части органогенной постройки, 3 – фации открытого шельфа, 4 – фации глубоководного шельфа, 5 – фации органогенной постройки (полноразмерный образец), 6 – фации склоновой части органогенной постройки (полноразмерный образец), 7 – фации открытого шельфа (полноразмерный образец), 8 – фации глубоководного шельфа (полноразмерный образец); правый график: 9 – фации органогенной постройки (южное Предуралье); 10 – фации органогенной постройки (северное Предуралье); 11 – фации органогенной постройки - полноразмерный образец (северное Предуралье).

Справа на рисунке: Пример выделения проницаемых интервалов по данным расширенного комплекса ГИС в разнофациальных нижнепермских отложениях северного Предуралья

Выводы

1. По результатам сравнительного анализа нижнепермских карбонатных отложений на основе седиментологического изучения керна, детальных петрофизических исследований и интерпретации данных ГИС установлено, что отложения фаций открытого, глубоководного шельфа и склоновой части органогенной постройки характеризуются схожим характером распределения ФЕС, распространением в разрезе преимущественно низкопоровых коллекторов трещинного, порово-трещинного типа, вне зависимости от приуроченности к северной или южной частям Предуральского краевого прогиба. Данный тип коллектора играет важную роль на месторождениях с «кинзебулатовским» типом резервуаров и характеризуется высочайшей продуктивностью в начальную стадию эксплуатации, но быстрым и резким падением дебитов.

2. Наиболее высокоёмкие породы приурочены к фациям органогенных построек в южной части Предуральского краевого прогиба, с преобладанием коллекторов порово-кавернового и порового типа. Улучшенные ФЕС обусловлены проявлением процессов выщелачивания в породах с первоначально высокой пористостью, предопределенной седиментационными особенностями формирования построек на протяжении раннепермской эпохи на устойчиво выраженном бортовом уступе северной окраины Прикаспийской синеклизы. В северной части Предуралья отложения постройки имеют более низкие ФЕС, в разрезе преобладают коллекторы трещинного и порово-трещинного типов.

3. Достоверность выделения коллекторов и оценки их ФЕС в разрезе нижнепермских отложений определяется полнотой и качеством скважинной геофизической информации и петрофизическим обеспечением методов ГИС. Использование стандартного комплекса ГИС, без привлечения данных литолого-плотностного каротажа, спектрального гамма-каротажа и кросс-дипольного акустического каротажа, не позволяет достоверно оценить вещественный состав и ФЕС пород, и приводит к пропуску интервалов потенциальных коллекторов либо к их ошибочному выделению.

References

1. Bagrintseva K.I. Conditions of formation and properties of carbonate reservoirs of oil and gas. M.: RGGU, 1999 (II). 285 p.
2. Zhemchugova V.A., Akhmanov G.G., Naumchev Yu.V., Pankov V.V., Karnyushina E.E. (2019). Sedimentation-capacity model of the subsalt deposits of the Southern Urals and adjoining territories. *Georesursy = Georesources*, 21(2), pp. 94-109. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2019.2.94-109>.
3. Klyazhnikov D.V., Fedorova M.D. (2016). Special features of studying artinskian siliceous-carbonate rocks from core and well log data // 7th EAGE Saint Petersburg International Conference and Exhibition. April 11-14, 2016. - DOI: 10.3997/2214-4609.201600255.



4. Taninskaya N.V., Klyazhnikov D.V., Grislina M.N., Yashina V.N., Myasnikova M.A., Vasilyev N.Ya. (2017). The influence of lithogenesis processes on reservoir formation in Lower Permian deposits of Kochmess field, Timan-Pechora Province. // *Neftegasovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 12 (2). DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/19_2017.
5. Chuvashov B. I. (2011) Reef systems of the Ural mobile belt and evolution of reef-forming biota // Article in the collection "Reef formations and reefs in the evolution of the biosphere". Edited by S.V. Rozhnov. Series "Geo-biological processes in the past". Moscow, PIN RAS, 2011. 228 p.