

**ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СРЕДНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ КЕРНА
ПО МЕСТОРОЖДЕНИЯМ СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ**

П.П. Дорогов

**Научный руководитель главный специалист Е.А. Маркушина
ООО «НК «Роснефть» – НТЦ», г. Краснодар, Россия**

Керновый материал является достоверным источником информации о свойствах пород-коллекторов. Комплексные исследования керна с выделением основных литолого-петрофизических единиц и с учетом интерпретации данных ГИС являются основой для успешного моделирования седиментационных систем резервуаров углеводородного сырья. Кроме того, аналитическая интерпретация полученных результатов позволяет спрогнозировать не только пространственное распределение крупных перспективных площадей, но и выделить маломощные седиментационные ловушки. Подобные исследования необходимы и для продуктивных горизонтов месторождений Ставропольского края, где развиты маломощные седиментационные ловушки с высокими рисками прогноза коллекторов.

Исходя из этого, объектом исследования стал керновый материал среднеюрских отложений из скважин № 400 и № 430 Величаевско-Колодезного месторождения и № 401 Зимне-Ставкинского месторождения. В научной работе была поставлена цель – выделить литологические единицы разреза и установить связь внутреннего строения пород с их фильтрационно-емкостными свойствами. Для достижения этой цели были поставлены следующие задачи:

1. Изучить литологический состав керна с выделением литотипов.
2. Оценить фильтрационно-емкостные свойства основных литотипов.
3. Обозначить основные литологические признаки, повлиявшие на формирование коллекторов.

Отложения изучаемого разреза представлены чередованием гравелитов и песчаников. В подчиненном количестве присутствуют прослои алевролитов и аргиллитов, а также карбонатизированные разности (гравелиты, песчаники и алевролиты в различной степени известковистые).

На основании проведенных литологических исследований в разрезе среднеюрских отложений было выделено 4 основных литотипа.

По генетическим признакам пород можно предположить, что изученные отложения сформировались на стыке подводной и надводной частей дельтового комплекса. Гравелиты и песчаники формировались, вероятно, в зоне активной волновой деятельности, в ходе чего происходило отделение обломочного материала от глинистого, а в некоторых образцах привело к практически полному отсутствию последнего.

На отобранных образцах кернового материала среднеюрского разреза были проведены петрофизические исследования. По полученным результатам гравелиты относятся к III – VI классу коллекторов и неколлекторам (по классификации Ханина А.А.). Коэффициент пористости (Кп) изменяется от 2,8 % до 16,2 %, в среднем составляет 9,4 %, коэффициент проницаемости (Кпр) изменяется от 0,03 мД до 415,23 мД, в среднем – 19,99 мД. Коэффициент остаточной водонасыщенности изменяется от 23,5 % до 64,2 %, в среднем составляет 38,8 %.

Песчаники также относятся к III – VI классу коллекторов и неколлекторам. Коэффициент пористости изменяется от 2,9 % до 16,7 %, в среднем составляет 10,5 %, коэффициент проницаемости изменяется от 0,01 мД до 100,66 мД, в среднем – 5,53 мД. Коэффициент остаточной водонасыщенности изменяется от 11,3 % до 72,0 %, в среднем составляет 31,3 %.

Алевролиты и аргиллиты лабораторными исследованиями не охарактеризованы. По данным профильного измерения проницаемости эти литотипы относятся к VI классу коллекторов и неколлекторам.

В целом среднеюрские отложения характеризуются невысокими коллекторскими свойствами.

Занижение фильтрационно-емкостных свойств пород произошло в результате постседиментационных процессов уплотнения [1]. Упаковка обломочного материала плотная, развиты конформные контакты между зернами и деформационные структуры. Многие седиментационные поры частично или полностью выполнены глинистым цементом (каолинитом). Наряду с этим в отдельных участках за счет уплотнения пород образуются щелевидные поры, также происходит «упрощение» пустотного пространства и, как следствие, отмечается некоторое повышение ФЕС.

При сопоставлении пористости и проницаемости (рис. 1) для пород среднеюрских отложений получены очень низкие коэффициенты тесноты корреляционной связи (КТС). КТС=0,01 характерен для гравелитов, КТС=0,13 характерен для песчаников. Причиной высокой вариативности проницаемости идентичных по пористости образцов служит наличие микротрещин в обломках гравийной размерности. Микротрещиноватость в меньшей степени оказывает влияние на пористость, чем на проницаемость.

На рисунке 2 приведено сопоставление коэффициента остаточной водонасыщенности и эффективной проницаемости. Здесь также отмечается высокая вариативность значений Кпр при небольшом диапазоне изменений остаточной водонасыщенности. Это объясняется наличием в образцах щелевидных пор, в результате чего отмечается низкая остаточная вода при низкой проницаемости.

Таким образом, среднеюрские отложения характеризуются в целом невысокими коллекторскими свойствами, что объясняется заложенными седиментационными структурно-текстурными особенностями пород. Кроме того, не малую роль в занижении фильтрационных свойств оказали эпигенетические изменения отложений, которые привели к уплотнению и образованию вторичного цемента. Однако отдельные образцы пород имеют завышенные

фильтрационные свойства за счет вторичной трещиноватости крупных обломков гравийной размерности, к которой привело катагенетическое уплотнение.

Основные аспекты данной работы очень важны и рекомендованы для построения адекватной петрофизической модели «Керн-ГИС».

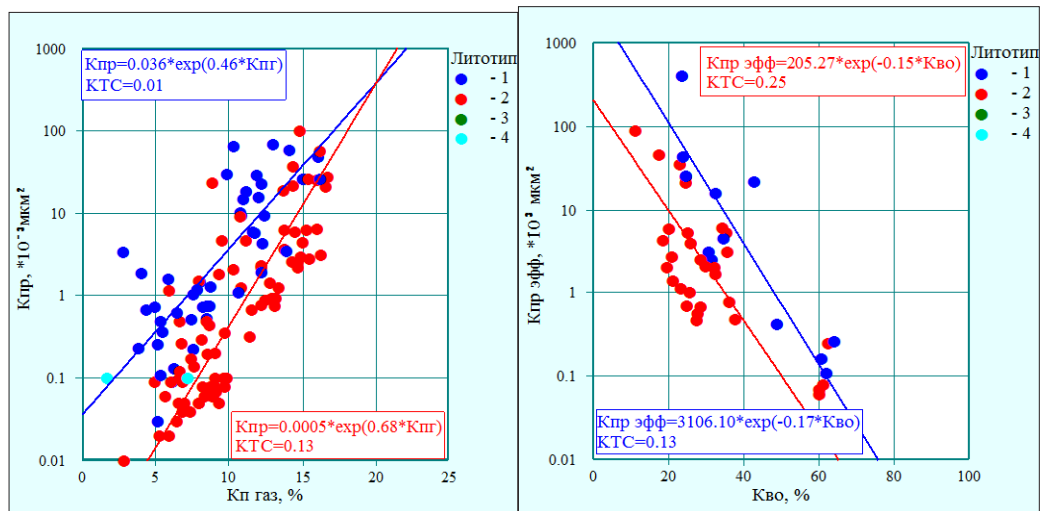


Рис. 1. Сопоставление коэффициента проницаемости и коэффициента пористости $K_{пр}=f(K_{п})$ для пород среднеюрских отложений

Рис. 2. Сопоставление коэффициента остаточной водонасыщенности и эффективной проницаемости для пород среднеюрских отложений

Литература

1. Гудок Н.С., Богданович Н.Н., Мартынов В.Г. Определение физических свойств нефтеводосодержащих пород. – Москва, ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 592 с.

СТРОЕНИЕ, ЛИТОЛОГИЧЕСКИЙ СОСТАВ И УСЛОВИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЯКОВЛЕВСКОЙ СВИТЫ НА ТАГУЛЬСКОМ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (КРАСНОЯРСКИЙ КРАЙ)

Ю.Н. Дубовик

Научный руководитель доцент Н.М. Недоливко
Национальный исследовательский Томский политехнический университет,
г. Томск, Россия

Изучено строение, литологический состав и условия формирования нижнемеловых отложений яковлевской свиты (K_{jak}) на Тагульском нефтегазоконденсатном месторождении. Актуальность исследований связана со сложным геологическим строением яковлевского резервуара, которая, в первую очередь, обусловлена различием в условиях осадконакопления. Выявление условий формирования отложений позволит установить характер замещения пород в разрезе и по площади и выявить закономерности пространственной локализации продуктивных пластов. В качестве основных методов исследования использовались литолого-фациальный [3, 5] метод, основанный на изучении керна [5] и анализе электрометрических моделей фаций по кривой самопроизвольной поляризации [1, 2, 4].

Тагульское поднятие было выявлено сейсморазведочными работами в 1970 г., в 1986 г. на подготовленном объекте было начато глубокое поисковое бурение, в 1988 г. было открыто Тагульское месторождение. В административном отношении Тагульское месторождение располагается в Туруханском районе Красноярского края. В отношении нефтегазогеологического районирования площадь приурочена к Большехетскому нефтегазоносному району Пур-Тазовской нефтегазоносной области (Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция). В тектоническом плане месторождение расположено в пределах Большехетской структурной мегатерассы.

Отложения яковлевской свиты (толщина которой на месторождении 605-651 м) стратиграфически приурочены к мезозойской эраге, нижнему отделу меловой системы, апт-альбскому ярусам. Они согласно залегают на отложениях малохетской свиты (K_{1mch}), сформированных в лагунных условиях и в пределах подводной равнины дельтового комплекса, и перекрываются отложениями долганской свиты (K_{1_2dl}) прибрежно-континентального генезиса. Разрез яковлевской свиты представляет собой чередование глинисто-алевроитовых и песчаных пород, невыдержанных по составу и мощности, и прослоев угля.