

Перспективы нефтегазоносности карбонатных коллекторов преобразенского горизонта Могдинского нефтяного месторождения (Восточная Сибирь) по результатам литогеохимических исследований кернa

*М.Н. Шельхаева, Е.А. Жуковская, Я.Н. Рощина,
Е.Д. Полумогина (ОАО «ТомскНИПИнефть»),
М.И. Шамина (Национальный исследовательский
Томский политехнический университет)*

По результатам выполненных в ОАО «ТомскНИПИнефть» комплексных исследований кернa карбонатных пород преобразенского продуктивного нефтегазоносного горизонта (верхний венд) Могдинского месторождения проведена оценка перспектив нефтегазоносности и коллекторских свойств пород. Были использованы результаты литолого-петрографических, петрофизических исследований, люминесцентно-микроскопического анализа и рентгеновской томографии.

Исследованиями установлено, что породы представлены сверху вниз по разрезу плотными слоистыми микритовыми доломитами, массивными и неяснослоистыми тонко-мелкокристаллическими доломитами. Отмечается неравномерная сульфатизация пород как по матрице породы, так и по локальным включениям ангидрита. Микротекстура пород меняется от однородной до ступковомковчатой и пизолито-оолитовой. Поры изолированные, мелкие, развиты неравномерно, как правило, сложной формы. В нижней части горизонта крайне неравномерно встречаются микрокаверны и трещины выщелачивания. Рентгеновская томография полноразмерного кернa показала повсеместное отсутствие в породах макрокаверн и наличие в нижней части горизонта трещинной пористости (0,03-0,01 %).

Таким образом, с учетом лабораторных данных о фильтрационно-емкостных свойствах пород в преобразенском горизонте Могдинского месторождения можно выделить два типа коллекторов: поровый (межзерновой при отсутствии пористости) и трещинно-поровый. Поровый тип развит преимущественно в верхней части горизонта, трещинно-поровый с лучшими коллекторскими свойствами – в нижней. Трещины редкие, открытые, тонкие, волосовидные, непротяженные, развиты в керне неравномерно.

Все породы по результатам люминесцентной микроскопии содержат битумоиды преимущественно смешанного генетического типа (эпигенетические и сингенетические). Микритовые доломиты содержат захороненное органическое вещество (ЗОВ) сапропелевого типа и могут являться сингенетично-битуминозными (нефтегазоматеринскими). В них отмечается утяжеленный состав битумоидов смолистого и смолисто-асфальтенового составов, более равномерного распределения. Доломиты, которые характеризуются повышенным содержанием облегченных маслянистых и маслянисто-смолистых битумоидов, являются коллекторами трещинно-порового типа и перспективны в отношении нефтегазоносности. Среднее содержание битумоидов в породе изменяется от 0,04 до 0,07 %, что позволяет рекомендовать их для опробования при обнаружении хороших фильтрационно-емкостных свойств.