

Литература

1. Ким Н.С., Конторович А.Э., Фомин А.Н., Меленевский В.Н. Геохимические критерии оценки перспектив нефтегазоносности ниже-среднеюрских отложений северной части Западно-Сибирского осадочного бассейна // Современное состояние наук о Земле: Материалы междунар. конференции памяти В.Е. Хаина (Москва, 1-4 февраля 2011 г.). – М.: Изд-во ГФ МГУ, 2011. – С. 854 – 858.
2. Историко-геологическое моделирование процессов нефтидогенеза в мезозойско-кайнозойском осадочном бассейне Карского моря / А.Э. Конторович, Л.М. Бурштейн, Н.А. Малышев, П.И. Сафронов и др. // Геология и геофизика. – 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1179 – 1226.
3. Ким Н.С., Родченко А.П. Органическая геохимия и нефтегазогенерационный потенциал юрских и меловых отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба // Геология и геофизика, 2013. – Т. 54. – № 8. – С. 1236 – 1252.
4. Моделирование процессов генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в юрских и меловых комплексах Енисей-Хатангского бассейна / П.И. Сафронов, С.В. Ершов, Н.С. Ким, А.Н. Фомин // Геология нефти и газа, 2011. – № 5. – С. 48 – 55.
5. Behar, F., Vandenbroucke, M., Tang, Y., Marquis, F. and Espitalie, J. Thermal cracking of kerogen in open and closed systems: determination of kinetic parameters and stoichiometric coefficients for oil and gas generation // Org. Geochem, 1997. – 26(5/6). – P. 321 – 339.
6. Fjellanger E., Kontorovich A.E., Barboza S.A., Burshtein L.M., Hardy M.J., Livshits V.R. Charging the giant gas fields of the NW Siberia basin // Petroleum Geology: From Mature Basins to New Frontiers-Proceedings of the 7th Petroleum Geology Conference. Geological Society, London, Petroleum Geology Conference series, 2010. – Vol. 7. – С. 659 – 668.

**ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОРОД СКВАЖИНЫ 191 ИНГИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ КРАСНОЛЕНИНСКОЙ ГРУППЫ**

О.А. Джабиев

Научный руководитель доцент А.В. Ежова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Красноленинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Российской Федерации в западной части Ханты-Мансийского Автономного округа Тюменской области. Центр нефтедобычи расположен в г. Нягань. В Красноленинскую группу месторождений входит несколько месторождений: Каменное, Талинское, Ем-Ёговское, Северо-Каменное, Пальяновское, Ингинское, Восточно-Ингинское, Поттымско-Ингинское, Елизаровское и Лебяжье. Буровые работы в Красноленинском районе начаты в 1959 г. В 1962 г. открыто первое нефтяное месторождение – Каменное. Вслед за ним были открыты Елизаровское в 1966 г., Ингинское и Поттымско-Ингинское в 1975 г., крупное Талинское в 1975 г., Лебяжье в 1981 г. и Пальяновское в 1982 г.

Нефтеносность Красноленинского месторождения связана с отложениями юрского возраста. Начальные запасы группы оцениваются 1,2 млрд. т. Красноленинская группа месторождений приурочена к одноименному своду, расположенному на юго-западе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Основные залежи нефти здесь приурочены к осадочным породам ранне- и среднеюрского возраста. В состав группы входит 21 площадь. В настоящее время в разработке находятся три площади: Талинская, Ем-Еговская и Каменная, на которых сосредоточено 93% запасов нефти месторождения. Нефтеносность месторождения связана с отложениями юрского возраста. Начальные запасы нефти составляют 50 млн. т. Недропользователем является российская нефтяная компания ОАО "Инга".

Целью данной работы является анализ литологической характеристики разреза по скважине 191 Ингинского месторождения путем первичной интерпретации данных ГИС и анализа шлама.

Нефтегазоносность Ингинского месторождения приурочена к отложениям верхней части тюменской, абалакской и викуловской свит. В целом прогнозируемая литологическая характеристика разреза имеет высокую степень корреляции с промыслово-геофизическими данными исследования при бурении скважины.

Запись каротажа была начата с глубины 900 м уватской свиты, представленной песчаниками с маломощными пропластками алевролитов и глин (в интервале 1185-1200 м мощностью 0,3-0,5 м) с невысокими значениями ГК порядка 30-35 API. Породы свиты прослеживаются до глубины примерно 1100-1150 м и по ГИС отчетливо отделяются от нижележащих пород ханты-мансийской свиты высокими значениями гамма каротажа (порядка 70-75 API) и низкими (средними) значениями каротажа удельного электрического сопротивления (0,5-1,5 Ом*м). Свита представлена темно-серыми плотными глинами с небольшими по мощности пропластками песчаников и тонкодисперсными глинами с прослоями алевролитов.

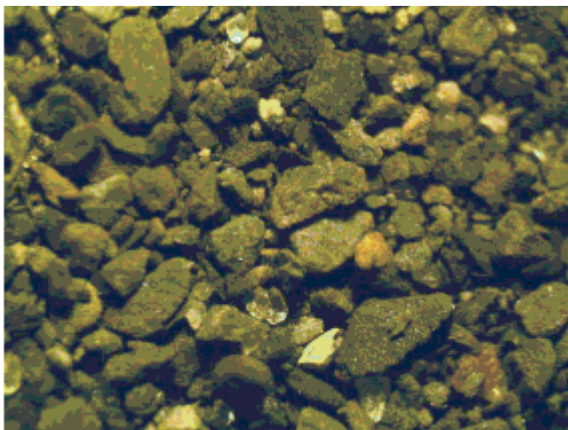
Породы нефтеносной викуловской свиты [3] представлены светло-серыми кварцевыми песчаниками с маломощными прослоями глин. Показания УЭС (удельного электрического сопротивления) имеют средние и высокие значения порядка 150-200 Ом*м. Это можно объяснить прослоями известняков мощностью от 0,5 до 1 м. Ниже по разрезу на глубине 1935-1940 м залегают породы кошайской свиты, представленные черными аргиллитоподобными глинами с пропластками алевролитов [2].

Фроловская свита представлена аргиллитами темно-серыми, тонкоплитчатыми известняками и сидеритовыми породами, плотными глинами (рис. 1). Предположительно, породы свита также являются нефтеносными по аналогии с черными битуминозными аргиллитами тутлеймской (баженовской) свиты, залегающей на глубине 2810 м (рис. 2).

Ниже по разрезу отчетливо можно проследить породы абалакской и тюменской свит, представленные, по некоторым источникам [3], региональными флюидоупорами и генераторами нефти. Абалакская свита подстилает нефтематеринскую баженовскую толщу, и особенности состава слагающих ее пород способствуют миграции флюидов. Данный вопрос в настоящее время широко изучается и обсуждается. Породы абалакской (рис. 3) и тюменской свит (рис. 4) представлены темно-серыми глинами, аргиллитоподобными глинами с пропластками угля (в интервале 4270–4500 м, мощностью до 1-2 м) и залегают на глубинах 2940–3600 м.

Уголь из тюменской свиты черный, матовый, хрупкий. Встречаются включения кальцита молочно-белого цвета и зерен глауконита. По другим источникам [1], абалакская и тюменская свиты являются продуктивным резервуаром. Ниже отложений тюменской свиты на глубине 2400 м залегают кора выветривания, сложенная выветрелыми кислыми эффузивами, туфами, диабазами, известняками и кварцевыми песчаниками.

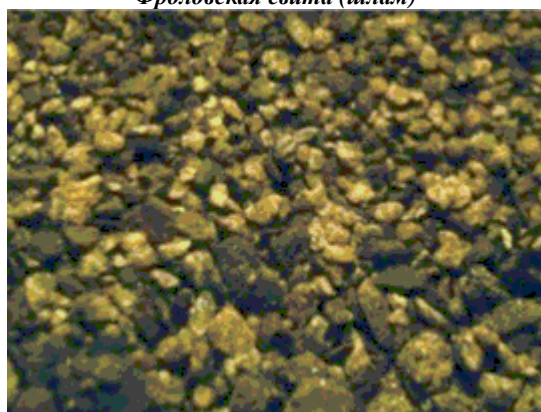
Палеозойский фундамент сложен слюдяными кварцевыми сланцами, глинистыми серицитовыми сланцами, амфиболитами и базальтами.



*Рис. 1. Темно-серые аргиллиты.
Фроловская свита (шлам)*



*Рис. 2. Битуминозные аргиллиты.
Баженовская свита (шлам)*



*Рис. 3. Алевролиты светло-серые.
Абалакская свита (шлам)*



*Рис. 4. Песчаники темно-серые кварцевые,
аргиллиты темно-серые тонкоплитчатые,
уголь черный. Тюменская свита (шлам)*

В ходе выполнения данной работы по данным ГИС и шлама было произведено расчленение разреза и охарактеризован состав пород скважины 191 Ингинского месторождения.

Литература

1. Абросимова О.О., Кулагин С.И. Применение сейсмических инверсий при изучении отложений юрского возраста в пределах восточного склона Красноленинского свода. [Электронный ресурс]. Режим доступа URL: <http://www.sibngf.ru/technology/publications/131>
2. Ежова А.В. Геологическая интерпретация геофизических данных: учебное пособие. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 116 с.
3. Мулявин К.М. Прогнозирование зон улучшенных коллекторов в отложениях абалакской свиты для оценки перспектив нефтегазоносности Красноленинского свода (Западная Сибирь) // Дис. ... канд. геол.-минерал. наук: 25.00.12. – СПб., 2004. – 133 с.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ АНОМАЛЬНО ВЫСОКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН МЕТОДОМ ЭКВИВАЛЕНТНЫХ ГЛУБИН