

ОЦЕНКА НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКОГО РЕЗЕРВУАРА КОЛТОГОРСКОГО
МЕЗОПРОГИБА (ПО ДАННЫМ GEOTERMII)

Т.Е. Лунёва

Научный руководитель профессор Г.А. Лобова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Постановка задачи. В качестве объекта воспроизводства и наращивания ресурсной базы Западной Сибири, в связи с истощением «традиционных» запасов, определены резервуары коры выветривания и внутреннего палеозоя доюрского нефтегазоносного комплекса [3]. Выделение перспективных участков в отношении нефтегазоносности для данного резервуара является затруднительным в связи со сложным строением объекта. Следовательно, для снижения геологических рисков и увеличения экономического эффекта, согласно стратегии, предложенной в работе [1], исследования необходимо проводить на территории с разрабатываемыми месторождениями с использованием методики, учитывающей весь имеющийся комплекс геолого-геофизических данных. Для выявления перспективных участков в доюрском НГК для постановки поисковых работ используется методика палеотемпературного моделирования [2]. Важной составляющей методики является учет геотермического режима нефтематеринской тогурской толщи, который в свою очередь влияет на реализацию ее генерационного потенциала [4].

Данная работа является продолжением исследований прогнозирования нефтегазоносности резервуаров доюрского комплекса на территории Колтогорского мезопргиба. Ранее были выделены перспективные земли для поисков углеводородов в отложениях коры выветривания [6]. Объектом настоящих исследований является резервуар внутреннего палеозоя, по большей мере верхняя его часть (пласт M_1). Исследования проводятся в границах распространения тогурской свиты, в связи принятой концепцией нисходящей вертикальной миграции УВ до 250 м, установленной экспериментально [1].

Целью работы является на основе палеотемпературного моделирования выделить перспективные территории в отношении нефтегазоносности резервуара внутреннего палеозоя для последующего проведения поисково-разведочных работ в пределах основных промысловых земель на северо-западе Томской области.

Методика исследований. На основе проведенного анализа петротипов пород, распространенных на территории исследования, по градации, предложенной в работе [7], выполняется их деление на три группы по вероятности образования коллекторов. Петротипы I группы вскрыты скважинами на Средневажуганском мегавале, северо-восточных склонах Александровского и Нижневажуганского сводов и на локальных участках Черемшанской мезоседловины. Петротипы II группы широко распространены на Каймысовском своде, Усть-Тымской мегавпадине и на локальных участках бортов Колтогорской мезовпадины. Остальные участки отнесены к зонам распространения III группы петротипов пород фундамента (рис.А).

Далее, с учетом данного разделения петротипов пород и дизъюнктивной тектоники, выделены зоны, на территории которых образуются коллекторы с лучшими, хорошими и плохими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) (рис.А). Так территории, отнесенные к зоне с лучшими ФЕС, расположены вдоль границ зон сочленения Колтогорского мезопргиба и обрамляющих его структур. Следующая зона тектонически приурочена к Северо-Чкаловскому везу, северо-западной части Кедровско-Матюшкинского поднятия, а также к небольшим участкам вблизи восточного склона Советско-Соснинского куполовидного поднятия и на юго-востоке территории исследования. Зона с плохими ФЕС выделена в западной части Усть-Тымской мегавпадины.

Таким образом, используя распределение плотности генерации тогурской нефти, рассчитанной ранее [5], качества коллектора, плотности тектонических нарушений, проведено выделение перспективных территорий, а с учетом площади выделенных участков проведено ранжирование по степени перспективности.

Результаты исследований. Выделены три перспективных зоны и участки в них (рис.Б). Зона 1 представлена шестью участками. Первоочередным районом для поисков выделен участок 1.1, расположенный в восточной части Черемшанской мезоседловины, зоне ее сочленения с южным бортом Колтогорского мезопргиба и западным склоном Средневажуганского мегавала (рис.Б). Границы участка 1.1 подтверждаются отсутствием притоков УВ из фундамента в скважинах Пионерская 1, Южно-Пионерских 261, 263 (рис.Б, Пн1, ЮП261, ЮП263).

Подтверждение нефтегазоносности выделенных территорий в зоне 1 получено на участке 1.3, который тектонически приурочен к сочленению восточного борта Колтогорского мезопргиба и западного склона Средневажуганского мегавала. Здесь в скважине Северо-Сутыгинская 2 (рис.Б, С-Сут2) вскрыты известняки, из которых получен газ в притоке из палеозойского резервуара.

Зона 2 дифференцируется на четыре участка. Участок 2.1, приурочен к Северо-Чкаловскому везу и зоне его сочленения с Мурасовским выступом и Трассовым куполовидным поднятием. На данном участке в терригенно-карбонатных отложениях открыта нефтегазоконденсатная залежь в резервуаре палеозоя на Чкаловском месторождении. Остальные участки данной зоны не имеют на сегодняшний день подтверждения их нефтеперспективности.

Следующей по ранжированию идет зона 3, разбитая на четыре участка. Первым по ранжированию в данной зоне идет участок 3.1, приуроченный к западной части Неготского мезопргиба. В настоящее время о получении прямых признаков нефтенасыщения данной зоны нет.

В остальных скважинах, расположенных вне выделенных перспективных участков, в результате проведения испытаний получены или притоки пластовой воды без признаков углеводородов, или приток отсутствует, что подтверждает проведенное районирование (рис.Б).

На основе сопоставления прямых признаков нефтенасыщения в глубоких скважинах и зар картированных перспективных зон и участков резервуара палеозойского фундамента можно сделать вывод об определенной согласованности, которая составляет порядка 80 %.

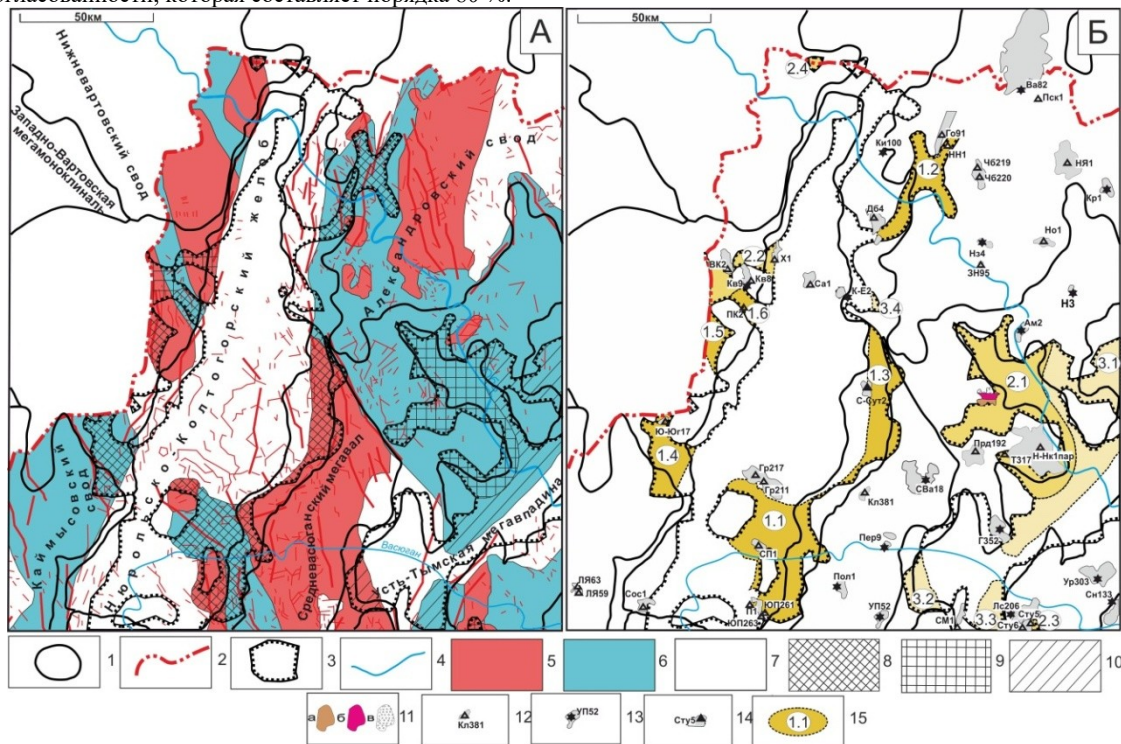


Рис. Колтогорский мезопргиб. Схемы распределения возможных типов коллекторов в резервуаре внутреннего палеозоя (А) и районирование, ранжирование участков по степени перспективности (Б).
 К рисунку (А): 1 – контуры тектонических элементов I-го порядка; 2 – административная граница Томской области; 3 – зона распространения тогурской свиты; 4 – речная сеть; (5-7) – области петротипов пород, разделенных по вероятности образования коллекторов: 5 – высокая, 6 – средняя, 7 – низкая; (8-10) – зоны образующихся коллекторов: 8 – с лучшими ФЕС, 9 – с хорошими ФЕС, 10 – с плохими ФЕС.
 К рисунку (Б): 11 – месторождение углеводородов: а) нефтяное, б) конденсатное, в) газовое; (12-14) – результаты испытания: 12 – сухо, 13 – приток воды, 14 – приток углеводородов; 15 – перспективная зона (участок), номер ранжирования (степень перспективности определяет интенсивность заливки).

Таким образом, первоочередным для изучения и освоения резервуара палеозоя предлагается участок 1.1, объединяющий северо-восточную часть Черемшанской мезоседловины и ее сочленение с южным бортом Колтогорского мезопргиба и западным склоном Средневазюганского мегавала.

Литература

- Исаев В. И., Лобова Г. А., Коржов Ю. В., Кузина М. Я, Кудряшова Л. К., Сунгурова О. Г. Стратегия и основы технологии поисков углеводородов в доюрском основании Западной Сибири. – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – 112 с.
- Исаев В.И., Гуленок Р.Ю., Веселов О.В., Бычков А.В., Соловейчик Ю.Г. Компьютерная технология комплексной оценки нефтегазового потенциала осадочных бассейнов // Геология нефти и газа. – 2002. – № 6. – С.48-54.
- Конторович А. Э. Пора идти вглубь. Нефтедобыче нужны новые технологии // Ежедневная газета научного сообщества «Поиск». – 2018. – № 3. – С. 77-78.
- Костырева, Е.А. Геохимия и генезис палеозойских нефтей юго-востока Западной Сибири. – Новосибирск: Изд-во СО РАН, филиал «Гео», 2005. – 183 с.
- Лунёва Т.Е. Геотермический режим и реализация генерационного потенциала нефтематеринской тогурской свиты (северо-запад Томской области) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2019. – Т. 14. – № 2. – http://www.ngtr.ru/rub/2019/11_2019.html (Дата обращения 25.08.2019).
- Лунёва Т.Е. Перспективы нефтегазоносности доюрского комплекса Колтогорского мезопргиба по данным геотермии // Трофимукские чтения: материалы Всероссийской молодежной научной конференции с участием иностранных ученых, Новосибирск, 7-12 Октября 2019. – Новосибирск: Изд-во НГУ, 2019. – С. 296-299.
- Тугарева А.В., Чернова Г.А., Яковлева Н.П., Мороз М.Л. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности доюрских отложений центральной части Западно-Сибирской плиты // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 5. – С. 58-66.