

термогенного образования из органического вещества осадочных отложений. Но генезис метана не полностью отражается изотопным составом углерода.

Что касается мест скопления газогидратов, то в пределах площадей газогидратопроявления отмечены участки с характерным развитием морфонервностей на поверхности дна и явным отсутствием зон «высачивания» газов в водную толщу. Увеличение пузырей метана за относительно небольшой период времени связано, видимо, с сейсмостектонической активизацией исследуемого региона.

Предполагается, что при сейсмостектонической активизации газ (метан) мигрирует по разломам из нефтегазосодержащих слоев, залегающих в глубоких горизонтах осадочной толщи и из-под подошвы газогидратосодержащих отложений. Слои газогидратов являются хорошей непроницаемой крышкой для нижележащих свободных газов, и при активизации региона эти газы по разломам устремляются к поверхности. Часть газа попадает в воду, а затем в атмосферу, а часть, при достижении определенных термобарических условий, образует газогидраты в верхних слоях осадков.

В заключение можно сделать вывод, что газогидраты, как правило, располагаются выше месторождений газа, который при подъеме по каналам достигает уровня формирования газогидратов, и приурочены к зонам разломов. А поскольку в формировании углеводородов решающая роль принадлежит дегазации Земли, то и для формирования газогидратов дегазационная модель является основной.

Метан в форме гидратов, это потенциальное топливо будущего, устойчив только при низких температурах и высоком давлении. Поэтому их изучение в теплых и глубоких морях крайне затруднительно: гидраты просто «не доживают» до поверхности. Такой проблемы в холодном и глубоком озере Байкал не существует, а зимний, закованный в лед он является удобной рабочей площадкой для исследований.

Литература

1. Запивалов Н.П. Нефтегазоносность акваторий мира: Учебное пособие. – Новосибирск: НГУ, 2009. – 260 с.
2. Клеркс Я. Газогидраты пресноводного «океана» / Я. Клеркс, М. Де Батист, Н. Гранин, Т. Земская, О. Хлыстов. // Наука из первых рук. – Новосибирск: ИНФОЛИО, 2004. – № 2. – С. 82 – 91.
3. Обжиров А.И., Коровицкая Е.В., Пестрикова Н.Л., Телегин Ю.А. Нефтегазоносность и газогидраты в Охотском море // Подводные исследования и робототехника. – Москва, 2012. – № 2. – С. 55 – 62.
4. Попков В.И., Соловьев В.А., Соловьева Л.П. Газогидраты – продукт глубинной дегазации Земли // Геология, география и глобальная энергия. – Москва, 2012. – № 3. – С. 56 – 67.

ИСТОРИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЛУГИНЕЦКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВАНИИ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ Е.С. Бахтина¹, В.В. Самойленко²

Научные руководители: профессор И.В. Гончаров, О.Е. Мойзес

¹Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

²Научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

Лугинецкое нефтегазоконденсатное месторождение является одним из крупнейших на территории Томской области. В тектоническом отношении месторождение приурочено к одноименному куполовидному поднятию, находящемуся в северной части Пудинского мегавала. На западе Лугинецкое куполовидное поднятие граничит с Нюрольской мегавпадиной, на северо-востоке – с Усть-Тымской мегавпадиной, на северо-западе – с зоной сочленения Средневасюганского и Пудинского мегавалов – Шингинской седловиной. Основная залежь связана с отложениями горизонта Ю₁ – основным нефтегазоносным горизонтом Томской области.

Выполненными ранее исследованиями было показано, что нефть и газ в залежах Ю₁ Лугинецкого месторождения имеют различную природу. Нефть была генерирована породами баженовской свиты, а газ образован породами палеозоя [2]. Однако помимо основных залежей в Ю₁ на Лугинецком месторождении и месторождениях спутниках (Западно-Лугинецкое, Северо-Лугинецкое, Нижнелугинецкое) притоки нефти были получены и из других горизонтов юры и даже из палеозоя.

Знание природы флюидов этих отложений имеет важное практическое значение как с позиции организации добычи и промысловой подготовки нефти, так и в установлении истории и механизма формирования залежей, что может быть использовано для поиска новых месторождений в регионе.

На территории юго-востока Западной Сибири выделены три основных генетических типа нефтей: баженовский, тогурский и палеозойский. Молекулярный и изотопный составы нефтей каждой генетической группы имеют особенности, прямо указывающие на природу и зрелость генерировавшего их органического вещества (ОВ) [1]. Для корреляции нефть-нефть и установления природы нефтей из различных залежей Лугинецкого и сопредельных месторождений был выполнен их анализ методом хроматомасс-спектрометрии (прибор «Hewlett Packard» 6890/5973 с колонкой HP-1-MS (30 м; 0,25 мм)).

Результаты выполненных исследований показали, что в пределах Лугинецкой группы месторождений присутствуют нефти всех трех генетических типов. Нефть, полученная из коры выветривания (к.в.) на Лугинецкой площади, имеет палеозойский генетический тип. Отличительной чертой этой нефти является морской тип исходного ОВ (отношение П/Ф менее 2,0) и высокий катагенез (низкое значение параметра Ki).

Нефти отложений средней юры (Ю₆, Ю₁₀) имеют тогурский генетический тип. Эта генетическая группа объединяет в себе не только нефти, генерированные тогурской свитой, но и всеми остальными источниками, расположенными в разрезе юрских отложений и палеозоя.

Отличительной чертой ОБ материнских пород, образовавших нефти этой группы, является неморской тип биопродуцентов и слабовосстановительные или окислительные условия осадконакопления, что обусловило высокие значения параметра П/Ф (более 2,0) и низкое содержание в нефтях моноароматики относительно алканов (параметры МА/Алк).

Широкий разброс значений параметра П/Ф и различный катагенез нефтей (параметр К_i) этого генетического типа на месторождениях Лугинецкой группы подтверждают их образование различными материнскими породами с неморским ОБ.

Нефти горизонта Ю1 в пределах исследованных месторождений в подавляющем числе случаев представлены нефтями баженовского генетического типа. Эти нефти образованы баженовской свитой, ОБ которой имеет морской тип и накапливалась в восстановительных условиях.

Важно отметить, что первые промышленные залежи нефти баженовского типа на юго-востоке Западной Сибири появляются при достижении баженовской свитой уровня катагенеза, который соответствует значениям 4МДБТ/1МДБТ > 0,8 и К_i < 1,0 [3]. В экстрактах из пород баженовской свиты на Лугинецкой и Северо-Лугинецкой площадях значения этих параметров свидетельствуют, что породы баженовской свиты являются незрелыми и не вступили в активную фазу нефтеобразования (табл.).

Нефти мигрировали к Лугинецкой площади со стороны Нюрольской и Усть-Тымской впадин, а также со стороны Шингинской седловины, где породы баженовской свиты достигли главной фазы нефтеобразования (табл., рис.).

Таблица
Средние значения некоторых молекулярных параметров в экстрактах пород баженовской свиты

Площадь (структура)	П/Ф	МА/Алк	К_i	4МДБТ/ 1МДБТ
Северо-Лугинецкая (Пудинский мегавал)	1,42	4,74	0,98	0,61
Лугинецкая (Пудинский мегавал)	1,48	5,18	0,97	0,73
Воскресенская (Усть-Тымская мегавпадина)	1,34	7,56	0,72	4,62
Самлатская (Шингинская седловина)	1,10	11,63	0,80	2,33
Шингинская (Шингинская седловина)	1,02	11,03	0,79	1,97
Западно-Квензерская (Нюрольская мегавпадина)	1,36	-	0,56	5,54

Примечание: П/Ф – отношение пристана к фитану, К_i – изопреноидный коэффициент; МА/Алк – отношение содержания н-алкилбензолов состава C₁₃ – C₁₅ к сумме н-алканов состава C₁₃ – C₁₆; 4МДБТ/1МДБТ – метилдибензотиофеновое отношение.

Примечательно, что в отдельных скважинах Лугинецкого и Западно-Лугинецкого месторождений из Ю₁ были получены нефти тогурского типа и нефти смешанного генезиса (рис.). Это является свидетельством неvyдержанности флюидоупоров в нижней и средней юре и возможности вертикальной миграции нефтяных углеводородов из нижне-среднеюрских горизонтов до регионального флюидоупора – баженовской свиты.

Таким образом, выполненные исследования позволили установить, что в формировании Лугинецкой группы месторождений принимали участие различные нефтематеринские породы от палеозоя до верхней юры, что делает нефтеперспективным весь юрский разрез, а также отложения палеозоя и коры выветривания.

Так как формирование нефтяной залежи Лугинецкого месторождения протекало за счет углеводородов, генерированных баженовской свитой в примыкающих к Лугинецкой площади впадинах, перспективными на нефть являются ловушки как структурного, так и неструктурного типов, оказавшиеся на пути миграционного потока от очагов генерации к Лугинецкому месторождению.

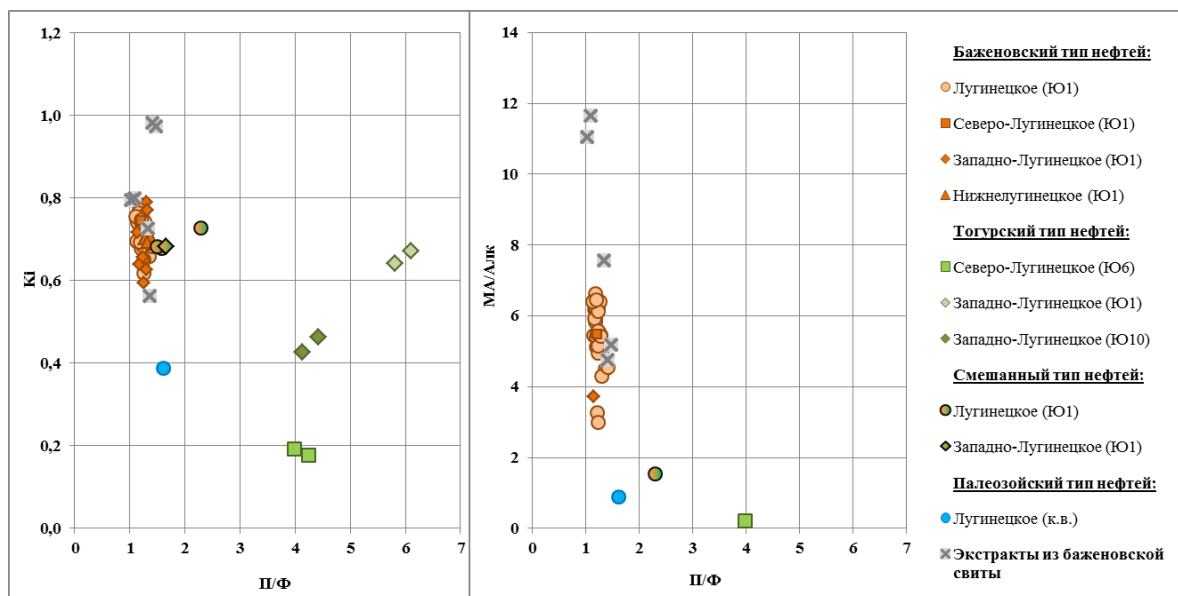


Рис. Взаимосвязь молекулярных параметров в экстрактах из пород баженовской свиты и в нефтях Лугинского и сопредельных месторождений

Литература

1. Гончаров И.В., Носова С.В., Самойленко В.В. Генетические типы нефтей Томской области. // Материалы V международной конференции «Химия нефти и газа». – Томск, 2003. – С. 10 – 13.
2. Гончаров И.В., Коробочкина В.Г., Обласов Н.В., Самойленко В.В. Природа углеводородных газов юго-востока Западной Сибири // Геохимия, 2005. – № 8. – С. 810 – 816.
3. Патент №2261438 Российская Федерация, МПК⁷G01N30/02, G01V9/00. Способ определения зрелых нефтематеринских пород / И.В. Гончаров, В.В. Самойленко, С.В. Носова, Н.В. Обласов; заявитель и патентообладатель ОАО «ТомскНИПИнефть». – №2004117234/28; заявл. 07.06.2004; опубл. 27.09.2005. – Бюл. №27. – 8 с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ЗАДАЧ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ФЕС НЕФТЯНЫХ ПЛАСТОВ

А.В. Бобров¹, М.Ю. Иваницкий²

¹Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия

²Национальный исследовательский Томский государственный университет, г. Томск, Россия

В данной работе дан обзор нейронных сетей, используемых в наше время при прогнозировании фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пород продуктивных нефтяных залежей.

Искусственные нейронные сети (ИНС) – математические модели, а также их программные или аппаратные реализации, построенные по принципу организации и функционирования биологических нейронных сетей – сетей нервных клеток живого организма.

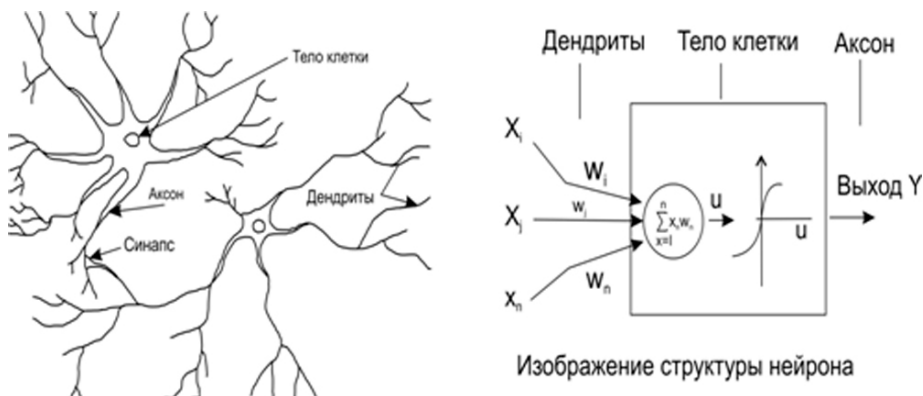


Рис. Структура нейронных сетей