

интенсивной генерации на все времена существования условий главной зоны нефтеобразования. С учетом времени существования и площади распространения очагов интенсивной генерации нефти рассчитывается коэффициент относительной плотности ресурсов баженовских или тогурских нефтей. Это позволяет ранжировать территория исследования по степени перспективности. Такие исследования выполнены для Южно-Ямального геоблока в пределах континентальных арктических широт Исаевым В.И. и Поповым С.А. с применением программного пакета ТеплоDialog [1].

Таким образом, геотермия является разведочным геофизическим методом, а включение геотермических работ в комплекс поиско-разведочных исследований является обоснованным при разведке нефтяных месторождений.

Литература

1. Попов С.А., Исаев В.И. Моделирование процессов генерации и эмиграции углеводородов // Известия Томского политехнического университета. – 2010. – Т. 316. – № 1. – С. 104–110.
2. Хуторской М.Д. Геотермия арктических морей / Хуторской М.Д., Ахметзянов В.Р., Ермаков А.В. и др.; Отв. ред. Ю.Г. Леонов. – М.: ГЕОС, 2013. – 232 с.

ПОЗДНЕЗОЦЕНОВАЯ РЕГРЕССИЯ КАК ФАКТОР ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО РЕЖИМА НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (НА ПРИМЕРЕ ЮЖНОГО ЯМАЛА)

В.В. Стоцкий, А.А. Искоркина

Научный руководитель доцент Г.А. Лобова

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

Постановка задачи. Юрский комплекс Ямальской нефтегазоносной области (НГО), включая баженовскую сланцевую формацию, – один из главных объектов потенциального прироста запасов УВ Западно-Сибирской НГП [2].

Осадочный мезозойско-кайнозойский чехол территории исследования начинает формироваться в ранней юре (табл. 1). Осадконакопление происходит без видимых перерывов. Во времена бореальных трансгрессий формируется глинистая толща китербютская (J_1kt), обладающая нефтематеринским потенциалом. К концу волжского века трансгрессия моря расширяется, идет накопление баженовской свиты (J_3+K_2bg), обогащенной органическим веществом.

Начиная с апт-сеномана, морской режим господствует до начала эоцена. Раскрытие котловины Арктического бассейна приводит к смене знака вертикальных тектонических движений и наступает позднеэоценовая регрессия. Анализ мощностей палеоген-неогена [3] показывает, что отложения люлинвора (ирбита) в кровле подверглись денудации. При этом размытый слой мог составить порядка 700 м.

По нашим расчетам, приводимым ниже, накопление шло до середины миоцена на протяжении 31,9 млн. лет (нюрольская, тавдинская, атлымская, новомихайловская, туртасская, абросимовская свиты) в объеме 535 м, и за 4 млн. лет в раннебищеульское время эти отложения были размыты.

СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В АРКТИКЕ

Таблица 1

Описание седиментационной истории (скважина Арктическая 11)

Свита, толща (стратиграфия)	Возраст, млн. лет назад	Время, млн. лет	Мощность (1 вариант), м	Мощность (2 вариант), м
Квартер+плиоцен Q- P ₂	0-4.1	4.1	280	280
N ₁₋₂	4.1-5.4	1.3	-113	-
Новопортовская N ₁₋₂	5.4-8.4	3	50	-
Таволжинская N ₁	8.4-12.5	4.1	25	-
Бищеульская bsch N ₁	12.5-14.5	2	38	-
N ₁	14.5-18.5	4	-535	-
Абросимовская N ₁	18.5-23.0	4.5	25	-
Туртасская tur P ₃	23.0-28.0	5	90	-
Новомихайловская nvm P ₃	28.0-30.0	2	70	-
Атлымская atl P ₃	30.0-34.0	4	100	-
Тавдинская tv P ₂	34.0-42.6	8.6	150	-
Нюрольская nl P ₂	42.6-50.4	7.8	100	-
Ирбитская (люлинворская) P ₂ ir	50.4-55.0	4.6	20	20
Серовская P ₁ sr	55.0-58.0	3	43	43
Тибейсалинская P ₁ tb	58.0-63.7	5.7	120	120
Ганькинская K ₂ +P ₁ gn	63.7-73.0	9.3	40	40
Березовская K ₂ b	73.0-89.0	16	136	136
Кузнецовская K ₂ kz	89.0-92.0	3	31	31
Марресалинская K ₂ -K ₁ mr	92.0-102.0	10	550	550
Яронгская K ₁ jar	102-108.5	6.5	690	690
Танопчинская K ₁ tn	108.5-133.2	24.7	353	353
Ахская K ₁ ah	133.2-142.7	9.5	529	529
Баженовская J ₃ +K ₂ bg	142.7-149.3	6.6	16	16
Нурминская J ₂ nr	149.3-161.7	12.4	65	65
Малышевская J ₂ ml	161.7-171.0	9.3	95	95
Леонтьевская J ₂ ln	171.0-173.0	2	130	130
Вымская J ₂ vm	173.0-175.0	2	127	127
Лайдинская J ₂ ld	175.0-177.0	2	75	75
Надояхская J ₁ +J ₂ nd	177.0-182.5	5.5	95	95
Китербютская (тогурская) J ₁ kt	182.5-184.0	1.5	39	39
Шараповская J ₁ shr	184.0-186.0	2	50	50
Левинская J ₁ lv	186.0-186.7	0.7	140	140
Мощность разреза, м			3624	3624

Ингрессиям бореального моря в среднем миоцене-раннем плиоцене, с конца бищеульского времени и до конца новопортовского, обязаны накопления осадков толщиной 113 м, которые, в последующий этап положительных тектонических движений за 1,3 млн. лет денудированы. С началом позднего миоцена идет накопление плиоцен четвертичных озерно-аллювиальных осадков (табл. 1).

Цель наших исследований – оценить влияние позднеэоценовой регрессии на геотермический режим китербютских (тогурских) и баженовских потенциально нефтематеринских отложений на примере Арктического месторождения.

Методика и результаты исследований. Моделирование геотермического режима осадочного разреза [1] выполнено для скважины 11 (табл. 1). Оценка выполняется на основе анализа результатов палеотемпературных реконструкций 2-х вариантов:

- *1-й вариант* – учет накопления нюрольской, тавдинской, атлымской, новомихайловской, туртасской и абросимовской свит, а затем – основная позднеэоценовая регрессия;

- *2-й вариант* – без учета эрозионных процессов.

В случае учета эрозионных процессов (*1 вариант*) «невязка» результатов моделирования получена оптимальной (табл. 2). А результаты *2-го варианта* – со всей очевидностью неприемлемы.

Таблица 2

Сопоставление измеренных и расчетных геотемпературных параметров

Глубина, м	Измеренные температуры, °С	Способ измерения	Расчетные, 1 вариант, °С		Расчетные, 2 вариант, °С	
			Значение	Разница	Значение	Разница
2000	100	по ОСВ*	99	-1	80	-20
2500	120	по ОСВ	117	-3	99	-21
3533	125	пластовые	126	+1	136	+11
3560	126	пластовые	127	+1	138	+12
Среднеквадратическое отклонение («невязка»), °С			±2		±16	
Расчетный тепловой поток из основания, мВт/м ²			56.4		60.8	
Палеотемпературный максимум ГФН** баженовской свиты, °С			128		110	
Палеотемпературный максимум ГФН китербютской (тогурской) свиты, °С			149		133	

Примечание: * – геотемпературы, определенные по отражательной способности витринита; ** – главная фаза нефтеобразования

Вывод. Факт позднеэоценовой регрессии обеспечивает оптимальную расчетную и наиболее «богатую» термическую историю нефтематеринских отложений.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта № 16-35-00080 мол. а.

Литература

1. Исаев В.И., Лобова Г.А., Мазуров А.К., Фомин А.Н., Старостенко В.И. Районирование баженовской свиты и клиноформ неокома по плотности ресурсов

СЕКЦИЯ 5. ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ В АРКТИКЕ

- сланцевой и первично-аккумулятивной нефти (на примере Нюрольской мегавпадины) // Геофизический журнал. – 2016. – Т. 38. – № 3. – С. 29–51.
2. Конторович А.Э., Эдер Л.В. Новая парадигма стратегии развития сырьевой базы нефтедобывающей промышленности Российской Федерации // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление, 2015. – №5. – С. 8 – 17.
 3. Стратиграфия нефтегазоносных бассейнов Сибири. Кн.9: Кайнозой Западной Сибири /в 9 кн/ ИГНиГ СО РАН, СНИИГГиМС: Изд-во СО РАН, 2002. – 246 с.