

где K_v – коэффициент водонасыщения; m – структурный показатель, определяющий влияние на параметр пористости, степени консолидации породы и структуры ее порового пространства; A – показатель, учитывающий вклад рассеянных глинистых частиц в УЭС.

$$A = \frac{K_{gl} \cdot \rho_v}{K_n \cdot \rho_{gl.p}}$$

где K_{gl} – коэффициент глинистости; ρ_v – сопротивление пластовой воды; K_n – коэффициент пористости; $\rho_{gl.p}$ – УЭС объема рассеянных глинистых частиц в коллекторе.

Сопротивление объема рассеянных глинистых частиц в коллекторе рассчитывалось по следующей формуле:

$$\rho_{gl.p} = \left(\frac{B_{gl}}{B_{gl} - 1} \right)^m \cdot \rho_v$$

где B_{gl} – коэффициент набухания, в рамках расчетов принят 0,6 д. ед. – наиболее характерное значение для глинистых частиц порового цемента [3]; m – структурный показатель, в рамках расчетов принят 2 [3],

В результате анализа ГИС, ПГИ, керновых исследований в скважинах с высокой прогнозной обводненностью месторождения «К» было выявлено, что пласт-коллектор Ю₁¹ характеризуется повышенной глинизацией подошвенной части. Данный факт в свою очередь приводит к затруднительному прогнозированию K_v и характера насыщения при интерпретации ГИС.

Для устранения влияния данного фактора на определение K_v и характера насыщения впервые на данном месторождении была применена методика расчета K_v , учитывающая рассеянное содержание глинистых частиц в коллекторе (табл.). В результате применения методики в районе исследуемых скважин произошло повышение коэффициента нефтенасыщенности в среднем на 3,5 %.

Таблица

Сопоставление средневзвешенных значений K_v и прогнозной обводненности до и после применения методики

№ скважины	K_v средневзвешенный по Дахнову, д.ед.	K_v средневзвешенный скорректированный, д.ед.	Прогнозная обводненность, %	Стартовая обводненность, %	Прогнозная обводненность с учетом глинистости, %
204	0,471	0,458	30	7,5	9,5
301	0,453	0,437	20	6,5	13,5
304	0,464	0,442	20	6,3	14,3
403	0,469	0,463	15	8	13,3
405	0,461	0,427	15	6,5	9,9
406	0,461	0,453	20	6,7	8,6
501	0,438	0,424	30	2,6	4,8

Литература

1. Дахнов В.Н. Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефте-газонасыщения горных пород. – М.: Недра, 1985 г. – 311 с.
2. Косарев В.Е. Контроль за разработкой нефтегазовых месторождений. – Казань: КГУ, 2009 – 145 с.
3. Малышева Л. Н., Мархасин И. Л., Бабалян Г. А. Физико-химические свойства глин нижнего карбона арландюртюлинско зоны//Геология нефти и газа. – Москва, 1963. – № 6. – С. 38 – 42.
4. Петерсилье В.И., Пороскуна В.И., Яценко Г.Г. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти и газа объемным методом. – Москва – Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003 – 257 с.

ВЛИЯНИЕ ПАЛЕОКЛИМАТА НА ГЕОТЕРМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (ЮГО-ВОСТОК ЗАПАДНОЙ СИБИРИ)

В.В. Стоцкий

Научный руководитель профессор В.И. Исаев

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Подсчет ресурсов углеводородов (УВ) определяется на основе реконструкции геотемпературного режима нефтематеринских отложений. Ученые и специалисты принимают во внимание вековой ход температур на поверхности Земли [2 и др.]. Этот вековой ход температур можно условно назвать «стандартным», т.к. он не учитывает особенностей региональных палеоклиматических зон [3].

Цель исследований – оценить влияние палеоклимата на геотермический режим баженовских отложений юга Западной Сибири на примере одного из месторождений Новосибирской области. Оценка выполняется на основе анализа результатов палеотемпературных реконструкций при трех основных допущениях: 1) палеоклимат не учитывается; 2) палеоклимат учитывается по «стандартному» вековому ходу температур; 3) палеоклимат

учитывается по «местному» вековому ходу температур, полученному [5] для южно-сибирской палеоклиматической зоны.

Моделирование палеогеотемпературных условий для баженовских отложений выполнено для осадочного разреза глубокой скважины Верх-Тарская 7 (рис.).

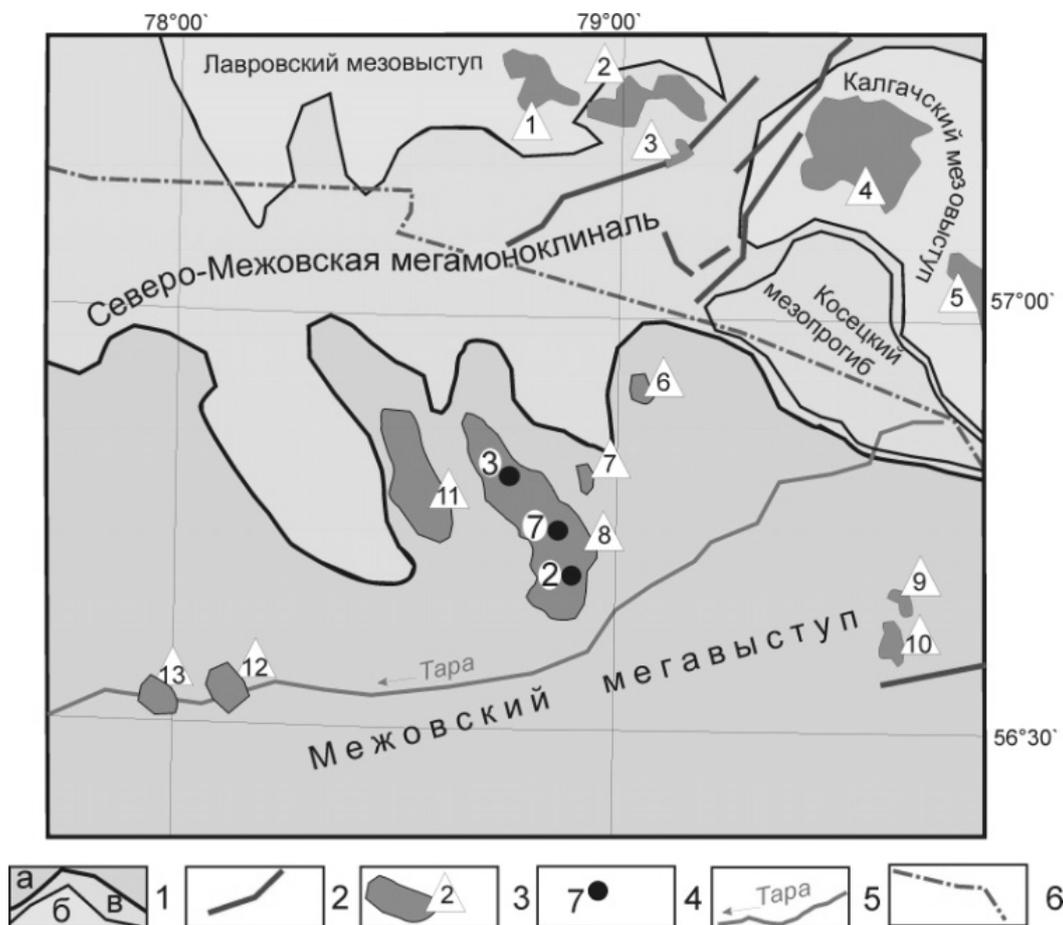


Рис. Обзорная схема района исследований: 1 – структуры: а – I порядка, б – II порядка, в – промежуточные; 2 – разрывные нарушения; 3 – месторождение углеводородов и его условный номер: 8 – Верх-Тарское; 4 – исследуемая скважина Верх-Тарской площади; 5 – речная сеть; 6 – административная граница между Новосибирской и Томской областью

Промышленно нефтегазоносными комплексами являются верхнеюрский (горизонт Ю₁) и палеозойский (пласт М). Основным источником УВ для залежи горизонта Ю₁ служит рассеянное органическое вещество баженовской свиты.

Для восстановления термической истории баженовской свиты применен метод палеотемпературного моделирования [4], учитывающий влияние палеоклимата.

Анализ термической истории баженовской свиты в разрезах скважин свидетельствует о том, что в Варианте 1 материнская свита «пережила» самую короткую и самую холодную главную фазу нефтеобразования (ГФН). Вариант 2 показывает, что баженовская свита практически как бы и не входила в ГЗН. Это не согласуется с установленной нефтегазоносностью пласта Ю₁. В Вариантах 3 и 4 баженовская свита имеет «богатые», но разные термические истории ГФН. Сопоставление расчетных и измеренных геотемператур в скважинах показывает, что в Варианте 1 «невязка» решения обратной задачи геотермии достигает 14-17 °С, что является неприемлемым результатом. Вариант 2 показывает, что имеет место минимальная «невязка». Эта согласованность кажущаяся, т.к. получаемая при этом термическая история (табл.) не согласуется с результатами испытаний пласта Ю₁. В вариантах 3 и 4 «невязки» решений обратных задач приемлемы, т. к. измеренные и расчетные геотемпературы имеют погрешность порядка ±2 °С. Можно отметить, что «невязки» в случае учета палеоклимата по «местному» ходу температур на земной поверхности (Вариант 4) заметно меньше.

Таблица

Расчетные геотемпературы баженовской свиты скважины Верх-Тарская 7

Время, млн. лет назад	Вековой ход температур на поверхности Земли, °С		Глубина положения баженовской свиты, м	Геотемпературы баженовской свиты, °С			
	«Стандартный»	«Местный»		Без учета палеоклимата (Вариант 1)	Без учета палеоклимата, без учета ОСВ (Вариант 2)	Учет палеоклимата, «стандартный» ход температур (Вариант 3)	Учет палеоклимата, «местный» ход температур (Вариант 4)
0	+2	0	2441	88	82	85	82
0,005	+2	+3	2441	88	82	85	82
0,03	+2	-2	2441	88	82	85	81
0,05	+2	-1	2440	88	82	85	81
0,07	+2	-4	2440	88	82	85	80
0,09	+2	-1	2440	88	82	85	81
0,11	+2	-4	2440	88	82	85	81
0,13	+2	-1	2439	88	82	85	80
0,15	+2	-4	2439	88	82	85	81
0,19	+2	-9	2439	88	82	85	82
0,21	+2	-6	2438	88	82	85	83
0,235	+2	-10	2438	88	82	85	82
0,24	+2	0	2438	88	82	85	84
1,64	+2	+1	2421	87	82	84	84
3,1	+2	+2	2421	87	82	84	86
3,2	+2	+2	2420	87	82	85	87
3,8	+5	+12	2420	87	82	87	93
4,7	+4	+3	2420	87	82	86	86
5,2	+4	-3	2420	87	82	86	87
5,7	+4	+7	2420	87	82	86	90
6,3	+4	+10	2420	87	82	86	91
7	+4	+4	2420	87	82	86	87
20	+7	+15	2419	87	82	89	98
24	+8	+16	2419	87	81	90	99
31,5	+9	+17	2302	82	77	86	95
32,3	+10	+16	2289	82	77	87	94
34	+12	+15	2276	81	76	88	92
37,6	+15	+14	2250	80	75	90	90
41,7	+19	+12	2219	79	74	94	87
42	+20	+11	2218	79	74	94	86
46	+21	+8	2203	78	73	94	82
54,8	+21	+19	2169	77	72	93	92
58	+20	+24	2160	76	72	92	97
61,7	+20	+22	2149	76	71	91	94
73	+20	+15	2045	72	67	87	84
73,2	+20	+16	2043	72	67	87	84
86,5	+20	+22	1981	69	65	85	87
89,8	+20	+22	1819	63	59	79	82
90	+20	+23	1815	63	59	79	82
91,6	+20	+22	1786	59	55	76	79
114,1	+20	+21	940	31	29	49	50
118	+20	+19	939	31	29	49	48
120,2	+20	+19	938	31	29	49	48
132,4	+20	+19	265	9	8	28	27
136,1	+20	+19	214	7	6	26	25
145,8	+20	+19	29	1	1	21	20
Расчетный тепловой поток q , мВт/м ²				52	49	49	49

Примечание. Заливкой показаны температуры главной зоны нефтеобразования (ГЗН), темной заливкой – абсолютный палеотемпературный максимум ГЗН, серой заливкой – относительные палеотемпературные максимумы ГЗН.

Заключение. На примере нефтепромысла Новосибирской области показано, что неучет палеоклимата не позволяет адекватно восстановить термическую историю нефтематеринских отложений. Установлено, что при определении ресурсов УВ на землях юга Западной Сибири предпочтительно применять «местный» вековой ход температур на земной поверхности, построенный для южной палеоклиматической зоны Западной Сибири. Это позволит более корректно учесть историю главной фазы нефтеобразования и не завышать/занижать прогнозные ресурсы.

Литература

1. Бурштейн Л.М., Жидкова Л.В., Конторович А.Э., Меленевский В.Н. Модель катагенеза органического вещества (на примере баженовской свиты) // Геология и геофизика, – 1997. – Т. 38. – № 6. – С. 1070–1078.
2. Галушкин Ю.И. Моделирование осадочных бассейнов и оценка их нефтегазоносности. – М.: Научный Мир, 2007. – 456 с.
3. Гольберт А.В. Основы региональной палеоклиматологии. – М: Недра, 1987. – 222 с.
4. Исаев В.И. Интерпретация данных гравиметрии и геотермии при прогнозировании и поисках нефти и газа. – Томск: Изд-во ТПУ, 2010. – 172 с.
5. Исаев В.И., Рылова Т.Б., Гумерова (Искоркина) А.А. Палеоклимат Западной Сибири и реализация генерационного потенциала нефтематеринских отложений // Известия ТПУ. – 2014. – Т. 324. – № 1. – С. 93–102.
6. Лобова Г.А., Осипова Е.Н., Криницина К.А., Останкова Ю.Г. Влияние палеоклимата на геотермический режим и нефтегенерационный потенциал баженовской свиты (на широтах Томской области) // Известия ТПУ. – 2013 – Т. 322. – № 1. – С. 45–50.

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА В ПРОЦЕССЕ
РАЗРАБОТКИ ТРУБКИ «УДАЧНАЯ»****Сах. А. Тихонова, Св. А. Тихонова**

Научный руководитель доцент Т.А. Гайдукова

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Отработка крупнейших месторождений алмазов в Западно-Якутской провинции в настоящее время осложнена главным образом переходом на подземный способ добычи с нижних горизонтов кимберлитовых трубок и поступлением хлоридных (натриевых или кальциевых) рассолов в горные выработки [1]. Большая часть дренажных стоков уже в течение почти двух десятков лет удаляется обратно в недра криолитозоны двумя наиболее рациональными методами: обратная закачка в подмерзлотные водоносные горизонты (рудники «Мир» и «Интернациональный») и захоронение в толщи многолетнемерзлых пород (карьер «Удачный», проектный полигон строящегося рудника «Айхал»).

Месторождение алмазов кимберлитовая трубка «Удачная» находится на правом берегу р. Далдын в центральной части ее бассейна и территориально относится к Мирнинскому району Республики Саха (Якутия) [2]. Этой криогидрогеологической структуре свойственны рассолонасыщенные толщи пород с высокими коллекторскими показателями, резко отличающимися от смежных криоартезианских бассейнов. Режимные гидрогеологические наблюдения в районе трубки «Удачная» начаты в 1988 году, с целью наблюдений за нарушенным режимом подземных вод. Отработка карьера «Удачный» связана с дренированием поступающих в горные выработки подземных рассолов и последующей закачкой их в многолетнемерзлые породы (ММП) на полигонах «Октябрьский», «Киенгский» и «Левобережный».

По результатам проведенных гидрогеологических исследований проведен анализ современного состояния гидрогеологической ситуации в районе трубки «Удачная», связанной с условиями дренажа рассолов в горные выработки и захоронения промышленных стоков, что позволило определить временную ориентацию и динамику развития депрессионной воронки, а также оценить экологическую ситуацию в бассейнах рек Сытыкан и Далдын от воздействия техногенных факторов и промышленной зоны Удачинского ГОКа. Геофизические работы выполнялись по трём направлениям: комплекс ГИС во вновь пробуренных скважинах, гидрохимическое опробование, зондирование методом переходных процессов.

Комплекс геофизических исследований (ГИС) во вновь пробуренных скважинах проводился с целью литологического расчленения разреза, выделения коллекторов и определения их коллекторских свойств, а также контроля технического состояния скважин.

При проведении комплекса ГИС использовалась станция СГК-1, оснащенная аппаратурой разработанной в ОАО НПП «ВНИИГИС». В процессе записи кривых комплекса ГИС применялись цифровые регистраторы «ТЕКТОР» с соответствующим программным обеспечением.

С целью наблюдения за состоянием газогидрохимической обстановки в карьерном поле и на участке захоронения дренажных рассолов осуществлялось регулярное гидрохимическое опробование подземных вод по скважинам режимной сети. Совместный отбор проб воды и растворенного газа производился глубинным пробоотборником ПО-38.

Надежным контролем над передвижением рассолов в разломных и трещиноватых массивах горных пород может быть использован один из геофизических методов – зондирование методом переходных процессов (ЗМП) [3].

Названные геофизические исследования методом ЗМП на полигоне «Киенгский» были проведены с целью прослеживания границ распространения захороняемых дренажных вод и возможной их динамики, а также установления мощности обводненной части ММП до глубин 400 м (рис. 2).

Применение метода ЗМП дает хорошие результаты при исследовании дренажных сильноминерализованных растворов и может использоваться для изучения многолетнемерзлых пород, поисков разломно – трещинных участков для обустройства полигонов захоронения, а также для наблюдения за распространением закачиваемых рассолов на полигонах.

Зоны региональной тектонической раздробленности верхней части осадочного чехла, в частности криолитосферы Западной Якутии, при определенных условиях являются благоприятными структурами для захоронения дренажных рассолов. При воздействии на льдистую составляющую мерзлых пород крепкими