

Статья опубликована в открытом доступе по лицензии CC BY 4.0

Поступила в редакцию 05.06.2025 г.

Принята к публикации 22.09.2025 г.

EDN: FLFDSW

УДК 550.836:553.98:551.762(575.172)

Мухаммадиев А.Т.

Государственное учреждение «Институт геологии и разведки нефтяных и газовых месторождений» (ГУ «ИГИРНИГМ»), Ташкент, Республика Узбекистан, igirnigm@ing.uz

ГЕОТЕРМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ЗАПАДНОГО ГИССАРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО РЕГИОНА

Выявленные промышленные залежи углеводородов Юго-Западного Гиссарского нефтегазоносного региона (Республика Узбекистан) по стратиграфическому расположению связаны с отложениями средне-верхнеюрской карбонатной формации. Геотермическая характеристика подземных вод юрских отложений имеет широкий диапазон колебаний с юго-запада на северо-восток в зависимости от глубины погружения осадочного чехла. Это также связано с литолого-стратиграфическим и тектоническим строением региона.

Рассмотрены особенности изменения геотермических условий с глубиной и по площади. Проведен сравнительный анализ геотермических показателей: температуры, геотермического градиента, геотермической ступени. На основе фактических материалов построены схематические карты изменения современных температур в региональном плане по горизонтам XVa и XV юрской карбонатной формации Юго-Западного Гиссарского нефтегазоносного региона.

Ключевые слова: юрские отложения, карбонатная формация, промышленная залежь углеводородов, температура, геотермический градиент, геотермическая ступень, Юго-Западный Гиссарский нефтегазоносный регион, Республика Узбекистан.

Для цитирования: Мухаммадиев А.Т. Геотермическая характеристика юрских отложений Юго-Западного Гиссарского нефтегазоносного региона // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2025. - Т.20. - №3. - https://www.ngtp.ru/rub/2025/34_2025.html EDN: FLFDSW

Введение

Геотермические исследования начали развиваться с конца XIX и начала XX веков. Н.И. Дьяконов, И.Д. Дергунов, А.Н. Тихонов, Е.А. Любимова, Ф.А. Макаренко, Э. Буллард, Ф. Бирч, Ж. Гогель, С. Уэда и другие ученые занимали важное место их в развитии [Зорькин, Суббота, Стадник, 1982].

Распределение теплового поля в верхней части земной коры неравномерно, что можно проиллюстрировать рядом причин, связанных с литологическим составом горных пород, тектоническим строением региона и гидродинамическими особенностями подземных вод. Местные локальные источники тепла, связанные с термодинамическими процессами, также играют важную роль.

Для изучения теплового поля исследуемой территории или ее отдельных участков необходимо знать геотермические показатели, к которым относятся: абсолютное значение температуры в фиксированной точке земной коры, геотермический градиент, геотермическая

ступень, тепловой поток, теплопроводность или тепловое сопротивление горных пород [Геотермические исследования, 1964].

Геотемпературные данные обычно не используются в большинстве разделов геологических наук. Например, при описании осадочных пород достаточно указать, что они не нагреты до степени перекристаллизации, характерной для метаморфических пород. В гидрогеологии, как правило, проницаемость пород определяется с учетом температуры в отдельных точках пласта и не отражает роль вязкости воды, которая быстро уменьшается с повышением температуры. В противоположность этому геологи-нефтяники изучают проницаемость пород, учитывая только их текстуру и, кроме того, вязкость флюидов в идеальных условиях [Шестов, Тюрина, Риянова, 2015].

Известно, что в процессе миграции флюидов определенные гидрогеологические параметры оказывают одно из основных воздействий. Подземные воды играют важную роль в движении теплового потока, теплообмене и распределении тепла в подземных породах. Соответственно, данные изучения температуры подземных вод используются для определения направления их движения [Иргашев, Холисматов 2022], так как в одних случаях нагретые воды мигрируют в сторону участков с более низкой температурой.

Температуры подземных вод зависят от экзогенных (геотермических) и эндогенных (гелиотермических) факторов. Сочетание этих факторов приводит к геотермической зональности недр [Карцев, 1972]. В геологоразведочных работах при поиске залежей углеводородов большой интерес представляет геотермическая зона: зная геотермические параметры исследуемой территории, можно сделать положительные выводы по ряду вопросов. В геотермической зоне закономерное увеличение температур подземных вод с глубиной обусловлено преимущественно влиянием внутреннего тепла Земли. Интервалам разреза, представленными глинистыми породами с низкой теплопроводностью, соответствуют более низкие значения геотермической ступени. Интервалы разреза, сложенные песками, песчаниками, известняками, мергелями, метаморфическими и магматическими породами, теплопроводность которых сравнительно высокая, выделяются более значительными величинами геотермической ступени.

Изложение материала

Работы по обобщению геотермических показателей осадочного чехла Юго-Западного Гиссарского нефтегазоносного региона проводились на основе переинтерпретации данных глубокого бурения и промыслово-геофизических исследований, собранных до 2024 г. При изучении геотермических показателей региона использовались фактические материалы ОАО «Предгиссарской НГРЭ», а также фондовые материалы ГУ «ИГИРНИГМ». Для

уточнения геотермических условий осадочного чехла применялись температурные данные, измеренные в ходе гидрогеологических и геофизических (термозамер) исследований, проведенных в скважинах, пробуренных на поисково-разведочных площадях и месторождениях. Сравнительный анализ геотермических показателей осуществлялся в региональном плане, а также по отдельным площадям и месторождениям.

В Юго-Западном Гиссарском нефтегазоносном регионе месторождения нефти и газа в основном находятся в Караиль-Пачкамарской, Гумбулакской и Адамташской антиклинальных зонах. В связи с этим, выявленные геотермические показатели в основном соответствуют районам этих геоструктурных элементов. В последние годы при проведении бурения в юго-восточных районах Дехканабадского прогиба не удалось выполнить некоторые виды исследовательских работ по геологическим и техническим причинам, характеризующих геотермические показатели, поэтому сложно сделать достоверные, научно обоснованные выводы о геотермических показателях этого региона.

Известно, что глубина залегания осадочного чехла в Юго-Западном Гиссарском нефтегазоносном регионе увеличивается с юго-запада на северо-восток. При региональном анализе выявлено, что величина температурных показателей уменьшается с юго-запада на северо-восток в зависимости от глубины залегания осадочного чехла. По результатам анализа установлено, что изменение геотермических показателей связано с литологическим составом осадочных пород и тектоническим строением региона.

Результаты исследования

При изучении региональной изменчивости теплового режима осадочного чехла Юго-Западного Гиссарского нефтегазоносного региона в водонапорном комплексе юрского возраста отмечены температурные показатели от 34,0 до 137,0°C. Значения геотермического градиента варьируют от 1,47 до 3,85°C/100, а геотермической ступени соответственно изменяются от 26,0 до 68,0 м/°C. Геотермические показатели изучались по данным, полученным из 86 поисковых и разведочных скважин, пробуренных в регионе.

Известно, что Юго-Западный Гиссарский нефтегазоносный регион находится в зоне интенсивного развития региональных и локальных разломных нарушений. Вероятно, высокие значения геотермических показателей - температуры, геотермического градиента и геотермической ступени, связаны с ее специфическими особенностями.

Геотермические показатели региона изучались по горизонтам с учетом известных литолого-стратиграфических, тектонических и петрофизических особенностей. Также проанализированы геотермические показатели ряда площадей и месторождений на территории Бешкентского макропрогиба, прилегающего к региону с восточной стороны.

На территории региона, в разрезе терригенной формации юрского возраста, наблюдаются высокие температурные значения, которые варьируют от 54,0 до 137,0°C. Из-за малочисленности фактических материалов по разрезу терригенной формации невозможно детально интерпретировать геотермические показатели региона. Геотермические показатели по разрезу юрской терригенной формации основаны на результатах, полученных на месторождениях Аманата, Гумбулак и на площадях Тюбегатан, Бабасурхан. Самая высокая температура в регионе отмечена в скв. 1П месторождения Гумбулак, в XX горизонте терригенной формации в интервале 3868-3850 м и составляет 137,0°C.

Известно, что тип органического вещества, температурные условия и время нагрева играют ключевую роль в формировании углеводородов. Кроме того, пластовая температура, как и пластовое давление, являются основными факторами изменения осадочных пород. Изменение геотермических показателей происходит в зависимости от смены литологического состава пород (при переходе от терригенных пород к карбонатным), характера покрывки осадочных пород, покрывающих продуктивные горизонты, и, самое главное, глубины залегания пород фундамента для рассматриваемого региона [Зытнер, Отмас, Чибисова, 2013]. По значениям выявленных геотермических параметров в разрезе осадочных пород терригенной и карбонатной формаций наблюдаются систематические различия в вертикальном направлении.

В водоносных горизонтах карбонатной формации юрского возраста наблюдаются температурные показатели от 34,0°C (площадь Бабасурхан скв. 1) до 128,7°C (месторождение Дехканабад скв. 1). Значения геотермического градиента изменяются в пределах от 1,56 до 3,85°C/100, а геотермической ступени варьируют в пределах от 26,0 до 63,95 м/°C в соответствии с геотермической закономерностью. Согласно имеющемуся данным по вертикальному разрезу карбонатной формации показатели температуры в водоносных горизонтах всегда выше, чем в нефтегазоперспективных.

В разрезе XVI горизонта юрской карбонатной формации значения температуры в водоносных горизонтах варьируют от 69,0°C (месторождение Адамташ скв. 11) до 95,0°C (месторождение Гумбулак скв. 6). Величина геотермического градиента равна 2,11°C/100, а геотермической ступени - 47,33 м/°C, которая рассчитана по измерениям температуры, полученным из скв. 1 месторождения Аузикент. На месторождениях Аманата и Пачкамар, расположенных в северных территориях региона, в продуктивных горизонтах, где получены промышленные притоки газа, значения температуры изменяются от 66,5°C (Аманата скв. 1П) до 78,0°C (Пачкамар скв. 1П). На месторождениях Восточный Бузахур и Южная Тандырча, расположенных в юго-западных территориях региона, зафиксированы относительно высокие температурные показатели, которые варьируют в пределах от 109,5 до 124°C.

Температурный показатель по XVI горизонту территории Бешкентского макропрогиба определен в скв. 1П площади Джилимчи в интервале 2205-2196 м, в водоносном горизонте и равен 84,0°C.

В разрезе XVa горизонта юрской карбонатной формации значения температуры в водоносных горизонтах изменяются от 36,5°C (площадь Бабасурхан скв. 1) до 128,7°C (месторождение Дехканабад скв. 1) (табл. 1). Распространение температуры по горизонту XVa показано на рис. 1. Показатели температуры выше 100°C по горизонту определены в результате исследований, проведенных в скважинах, пробуренных на месторождениях Восточный Бузахур, Дехканабад, Шамолтегмас, Южная Тандырча и на площадях Караиль, Белисыайнак, Кызылкишлак, Мобик. Значение геотермического градиента колеблется от 1,79 до 3,85°C/100, а геотермической ступени - от 26,00 до 56,00 м/°C.

На территории Бешкентского макро-прогиба в водоносных пластах XVa горизонта встречаются температуры от 81,5°C (площадь Джилимчи скв. 1П) до 133,5°C (площадь Чатыртепа скв. 1П). Значения геотермического градиента варьируют от 2,22 до 2,29°C/100, а геотермической ступени изменяются от 43,67 до 45,00 м/°C.

По региону в разрезе XVa горизонта карбонатной формации получены промышленные притоки газа на месторождениях Аманата, Восточный Бузахур, Гумбулак, Пачкамар и Южная Тандырча. По результатам анализа подтверждено, что температура в водоносных горизонтах выше, чем в газоносных.

Также в разрезе XVa горизонта определены температурные показатели, равные 111,0°C в интервале 2763-2744 м скв. 3 на площади Мобик, и 100,0°C - в интервале 2546-2541 м в скв. 1 на площади Кызылкишлак. Данные площади территориально соседствуют с месторождениями Адамташ, Аузикент, Оккуль и Гумбулак, где в основном определены значения температуры - от 60,0 до 90,0°C. Такое положение можно объяснить тектоническим и стратиграфическим несогласием, так как в вышеуказанных месторождениях отложения данного горизонта гипсометрически вскрыты выше. Существующие значения температурных показателей позволяют охарактеризовать их зависимость от тех или иных геоструктурных зон, что наглядно демонстрирует характер распределения пластовой температуры по отдельным тектоническим элементам.

При анализе регионального распределения значений геотермических показателей по разрезу XV горизонта карбонатной формации юрского возраста можно наблюдать повторение, характерное для XVa горизонта.

Таблица 1

Геотермические показатели XVa горизонта юрского водонапорного комплекса

Номер п/п	Месторождения и площади	Номер скважины	Горизонт	Интервал испытание	Геотермический градиент	Геотермическая ступень	Полученный продукт	T _{пл} , °C
Юго-Западный Гиссарский нефтегазоносный регион								
1	Адамташ	2	XVa	1716-1641			вода/газ	62,2
2	Адамташ	5	XVa	1610-1600			вода/газ	63,0
3	Адамташ	7	XVa	1700-1670			вода/газ	65,0
4	Адамташ	14	XVa	1660-1640			вода	68,7
5	Адамташ	15	XVa	2204-2179			вода	75,0
6	Адамташ	16	XVa	1700-1670			вода	64,0
7	Аманата	1П	XVa	1768-1747	3,33	30,00	газ	65,0
8	Аманата	2	XVa	1716-1709	2,00	50,00	вода	71,9
9	Аманата	3	XVa	1784-1774	3,45	29,00	газ	77,0
10	Аманата	4	XVa	1785-1780	1,70	58,75	газ	72,0
11	Аманата	6	XVa	1650-1645	2,14	46,67	газ	68,5
12	Аманата	7	XVa	1655-1650	3,43	29,17	вода	70,8
13	Аманата	10	XVa	1712-1700			газ	70,0
14	Аузикент	1	XVa	2053-2040			вода	85,5
15	Восточный Бузахур	1	XVa	2925-2906			газ	108,0
16	Восточный Бузахур	3	XVa	3145-3137	2,64	37,83	вода	113,0
17	Восточный Бузахур	5	XVa	2937-2927	2,17	46,00	газ	114,0
18	Гумбулак	3	XVa	2480-2460			газ	88,0
19	Гумбулак	6	XVa	2352-2340	2,86	35,00	газ	89,0
20	Гумбулак	7	XVa	2263-2250	3,45	29,00	газ	87,0
21	Дехканабад	1	XVa	3114-3096			вода	128,7
22	Кошкудук	1	XVa	2270-2260			вода	86,0
23	Кошкудук	3	XVa	2248-2240			вода	84,0
24	Кошкудук	4	XVa	2208-2202			вода	83,0
25	Оккул	1	XVa	2366-2358			вода	84,0
26	Оккул	3	XVa	2288-2280	2,78	36,00	вода	89,0
27	Оккул	7	XVa	2158-2148			вода	78,0
28	Пачкамар	1П	XVa	2087-2079	1,82	55,00	газ	77,0
29	Пачкамар	3	XVa	2404-2398	1,79	56,00	вода	75,0
30	Пачкамар	4	XVa	2295-2286			вода	85,0
31	Пачкамар	5	XVa	2532-2516			вода	81,0
32	Пачкамар	7	XVa	2229-2221			вода	92,5
33	Шамолтегмас	1	XVa	2356-2344	2,42	41,33	вода	86,0
34	Шамолтегмас	2	XVa	2654-2642	1,92	52,00	вода	100,0
35	Южная Тандырча	3	XVa	3067-3056	2,60	38,50	газ	116,0
36	Южная Тандырча	5	XVa	3573-3560			вода	127,0
37	Южная Тандырча	6	XVa	3130-3115	1,49	67,00	газ	118,0
38	Южная Тандырча	14	XVa	3290-3273			газ	123,0
39	Южная Тандырча	18	XVa	3400-3390	2,50	40,00	газ	124,0
40	Акбаш	1	XVa	1142-1080			вода	56,0
41	Атар	1П	XVa	2620-2600	2,13	47,00	вода	90,0
42	Караиль	2	XVa	2932-2904			вода	105,5
43	Бабасурхан	1П	XVa	842-820			вода	36,5
44	Белисыайнак	2	XVa	3464-3450			вода	115,0
45	Кызылкышлак	1	XVa	2546-2541	3,85	26,00	вода	100,0
46	Мобик	3	XVa	2763-2744	3,45	29,00	вода	111,0
Бешкентский макропрогиб								
47	Бузахур	1П	XVa	3199-3192	3,40	29,44	газ	116,8
48	Бузахур	2	XVa	3255-3222			газ	116,0
49	Бузахур	3	XVa	3486-3478			вода	126,0
50	Бузахур	5	XVa	3495-3485			вода	121,5
51	Гузар	1П	XVa	2973-2963	2,22	45,00	вода	112,6
52	Джилимчи	1П	XVa	2124-2114	2,29	43,67	вода	81,5
53	Мавлянкудук	1П	XVa	3580-3568			вода	124,0
54	Чатыртепа	1П	XVa	3543-3532			вода	133,5

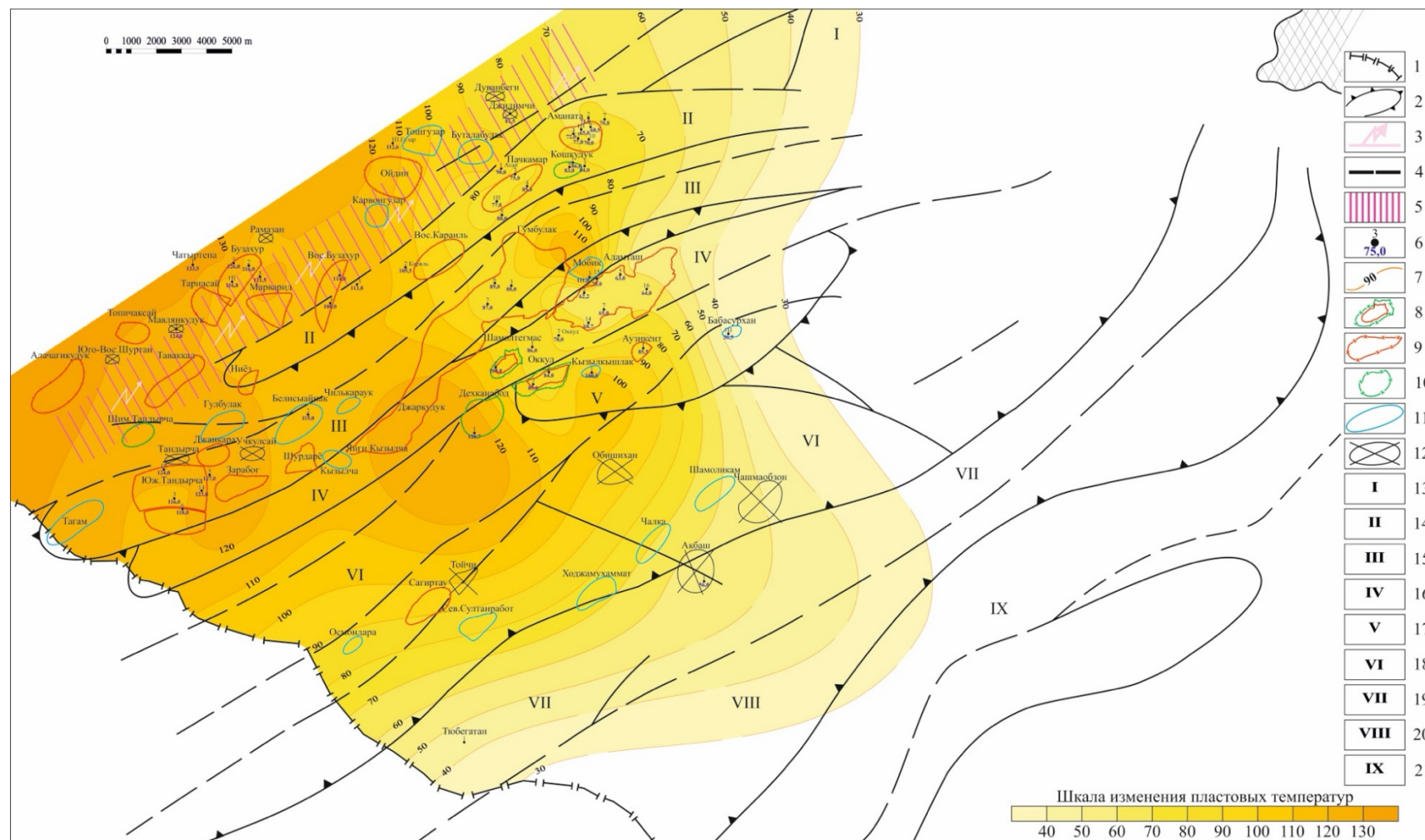


Рис. 1. Карта распространение температуры по XVa горизонту Юго-Западного Гиссарского нефтегазоносного региона

1 - государственная граница Республики Узбекистан; 2 - границы тектонических элементов; 3 - надвиги; 4 - прочие тектонические нарушения; 5 - флексурно-разрывная зона; 6 - вверху номер скважины, внизу значение температуры; 7 - линии изотермы; 8 - контур нефтегазоносности; 9 - контур газоносности; 10 - контур нефтеносности; 11 - структуры находящиеся в бурении; 12 - бесперспективные структуры; 13 - Яккабагтауская гряда; 14 - Караиль-Пачкамарская антиклинальная зона, 15 - Гумбулакская антиклинальная зона, 16 - Адамташская антиклинальная зона, 17 - Бабасурханская антиклинальная зона, 18 - Дехканабадский прогиб, 19 - Чакчарская гряда 20 - Тюбегатан-Гаурдакская антиклинальная зона, 21 - Байсун-Кугитанская гряда.

По региону, в водоносных пластах XV горизонта, значения температуры варьируют от 34,0°C (площадь Бабасурхан скв. 1) до 125,0°C (месторождение Дехканабад скв. 1) (табл. 2). Распространение пластовой температуры по горизонту XV показано на рис. 2. В разрезе этого горизонта значения температуры также изменялись в зависимости от глубины в соответствии с геотермическими закономерностями.

По горизонту максимальные значения температуры зафиксированы на месторождениях Дехканабад и Южная Тандырча, а минимальные - в поисковой скважине на площади Бабасурхан. Значения геотермического градиента варьируют от 1,56 до 3,57°C/100, геотермической ступени изменяются от 28,00 до 63,95 м/°C соответственно.

В Бешкентском макро-прогибе в водоносных пластах XV горизонта величины температуры изменяются от 111,0°C (площадь Гузар скв. 1П) до 124,5°C (площадь Чатыртепа скв. 1П). Значение геотермического градиента рассчитано на основе значений температуры, полученных на скв. 5 месторождения Бузахур и равно 2,82°C/100, а геотермической ступени равно 35,50 м/°C.

При сравнении юго-западных территорий рассматриваемого региона с прилегающими территориями Бешкентского макропрогиба наблюдаются определенные сходства по величине отмеченных геотермических показателей, что можно охарактеризовать глубиной залегания, литологическим составом и тектоническим строением осадочных пород.

Геотермические показатели меловых отложений Юго-Западного Гиссарского нефтегазоносного региона относятся к поисково-разведочным скважинам месторождений Адамташ, Джаркудук, а также площадям Учкулсай и Караиль. На основании полученных данных установлено, что значения температуры в водоносных пластах меловых отложений региона колеблются от 39,0°C (Адамташ 1, гор. XIII, инт. 570-556 м) до 67,25°C (Учкулсай 1, гор. XII, инт. 1233-1212 м). Также в водоносных пластах скв. 9 месторождения Джаркудук в горизонтах VIII (инт. 748-732 м) и IX (инт. 1348-1313 м) отмечены величины температуры равные 46,0 и 66,0°C.

Заключение

Исходя из вышеприведенных данных, геотермические показатели юрских отложений Юго-Западного Гиссарского нефтегазоносного региона характеризуются более высоким диапазоном температур и в основном связаны с глубиной залегания пластов.

Таблица 2

Геотермические показатели XV горизонта юрского водонапорного комплекса

Номер п/п	Месторождения и площади	Номер скважины	Горизонт	Интервал испытание	Геотермический градиент	Геотермический ступень	Полученный продукт	T _{пл} , °C
Юго-Западный Гиссарский нефтегазоносный регион								
1	Адамташ	1	XV	1416-1404			газ	58,0
3	Адамташ	4	XV	1440-1416			газ	62,0
4	Адамташ	5	XV	1579-1570			газ	62,0
5	Адамташ	6	XV	1284-1259			газ	55,0
6	Адамташ	7	XV	1658-1653			газ	64,0
7	Адамташ	10	XV	1530-1505			газ	65,5
8	Адамташ	15	XV	2174-2160	1,56	63,95	вода	74,1
9	Адамташ	17	XV	1540-1515			газ	64,0
11	Аманата	4	XV	1694-1681			газ	69,8
13	Аманата	6	XV	1583-1576			газ	67,3
14	Аманата	10	XV	1652-1638	2,03	49,20	газ	67,5
15	Аузикент	1	XV	1904-1894	2,17	46,00	газ	78,0
16	Восточный Бузахур	1	XV	2898-2864			газ	107,5
17	Восточный Бузахур	3	XV	3044-3032			вода	109,0
18	Восточный Бузахур	5	XV	2840-2832			газ	109,0
19	Гумбулак	5	XV	2400-2390			газ	84,0
20	Гумбулак	6	XV	2255-2232			газ	87,0
21	Гумбулак	22	XV	2442-2430			газ	97,0
22	Дехканабад	1	XV	3059-3043			вода	125,0
23	Джанкара	1	XV	3264-3256			газ	106,0
24	Джаркудук	1П	XV	2302-2290	1,84	54,43	газ	97,0
25	Джаркудук	2	XV	2796-2789			вода	107,5
26	Джаркудук	6	XV	2965-2956	2,13	47,00	вода	101,0
27	Джаркудук	7	XV	2710-2700	2,89	34,64	вода	107,2
28	Кошкудук	1	XV	2220-2196	2,74	36,52	вода	85,1
29	Оккул	1	XV	2238-2226	2,54	39,38	нефть	81,0
30	Оккул	3	XV	2232-2216	2,06	48,53	вода	87,0
31	Оккул	5	XV	2345-2335			вода	89,0
32	Оккул	6	XV	2217-2202			вода	87,0
33	Оккул	7	XV	2101-2077			вода	76,0
34	Пачкамар	1П	XV	2023-2005	1,47	68,00	газ	76,0
35	Пачкамар	3	XV	2338-2326			вода	74,0
36	Шамолтегмас	1	XV	2244-2230			вода	81,0
37	Шамолтегмас	2	XV	2207-2200			газ	88,0
38	Шимоллий Тандырча	1	XV	3535-3507			нефть/газ	116,0
39	Шурдарё	2	XV	3262-3252			газ	112,3
40	Южная Тандырча	2	XV	2912-2902	3,13	32,00	газ	112,0
41	Южная Тандырча	3	XV	2980-2970			газ	113,0
42	Южная Тандырча	5	XV	3510-3501	3,57	28,00	вода	125,0
43	Южная Тандырча	10	XV	3180-3172			вода	119,0
45	Южная Тандырча	11	XV	3112-3099	2,50	40,00	вода	113,0
45	Янги Кызылча	1П	XV	2625-2620			вода	106,2
46	Акбаш	1	XV	810-790			вода	50,0
47	Атар	1П	XV	2474-2460	2,45	40,80	вода	86,0
48	Караиль	2	XV	2810-2776			вода	103,0
49	Бабасурхан	1П	XV	746-738	2,40	41,60	вода	34,0
50	Кызылкышлак	1	XV	2508-2504	1,89	53,00	вода	98,0
51	Кызылча	1П	XV	3306-3296			вода	108,0
52	Мобик	3	XV	2626-2614	2,92	34,22	вода	106,0
Бешкентский макропрогиб								
53	Бузахур	1П	XV	3114-3101			газ	114,0
54	Бузахур	2	XV	3200-3189	1,67	60,00	газ	115,0
55	Бузахур	5	XV	3427-3420	2,82	35,50	вода	120,0
56	Гузар	1П	XV	2919-2910			вода	111,0
57	Чатыртепа	1П	XV	3369-3343			вода	124,5

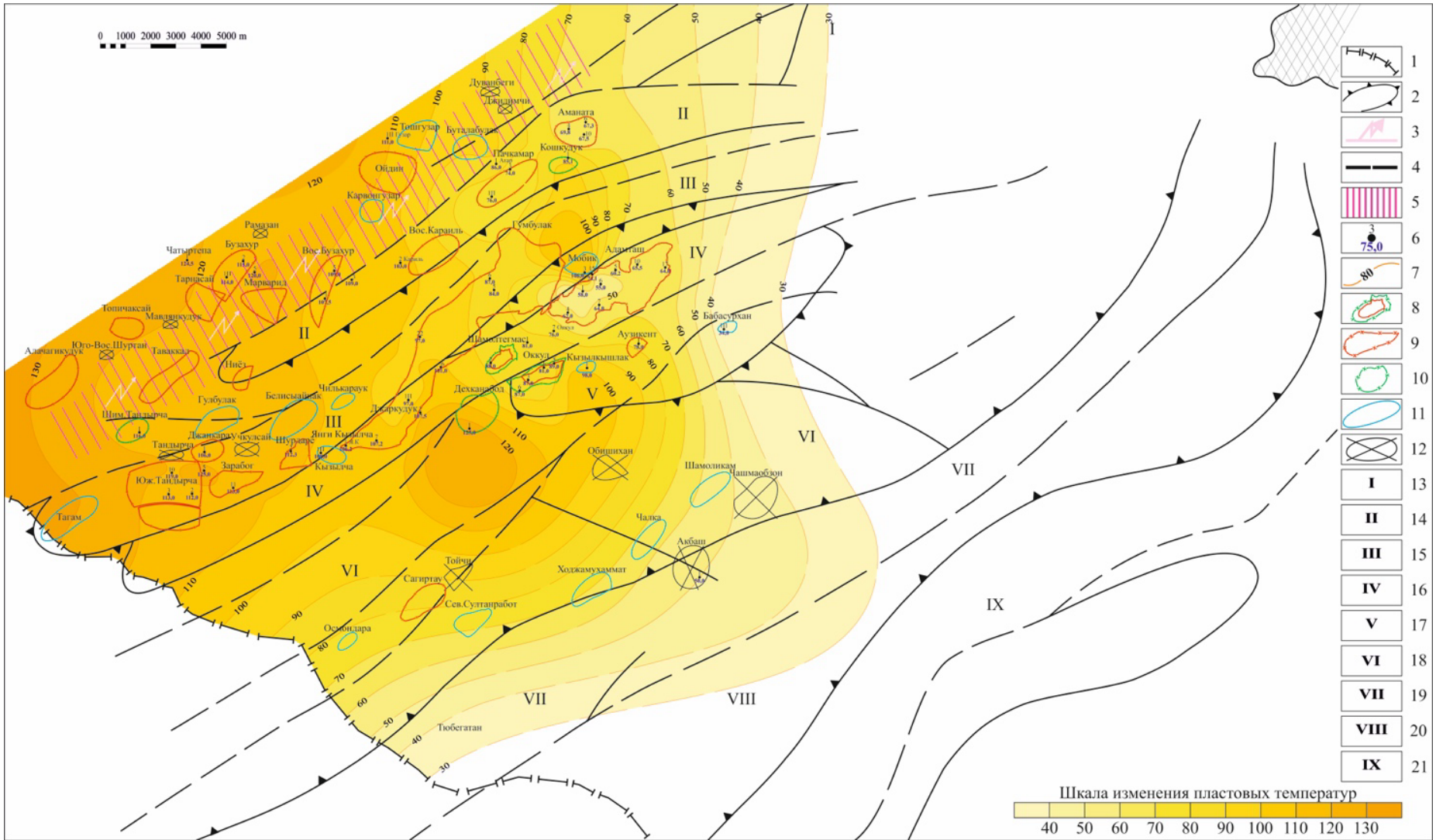


Рис. 2. Карта распространение температуры по XV горизонту Юго-Западного Гиссарского нефтегазоносного региона
Усл. обозначения см. на рис. 1.

Из этого можно сделать вывод, что на формирование геотермической среды в осадочном чехле значительное влияние оказывают породы фундамента. Вместе с тем, за счет сложного тектонического строения существенно воздействует гидродинамически экранированная среда.

В настоящее время недостаточно точных данных по юрской терригенной формации и меловым отложениям для интерпретации региональных геотермических показателей. Учитывая формирование геотермических показателей в карбонатной формации и исходя из определенных геотермических закономерностей и имеющихся данных, можно предположить, что в прошлые геологические периоды температурные значения терригенных отложений превышали значения в карбонатной формации.

На месторождениях Юго-Западного Гиссарского нефтегазоносного региона, в пластовых водах, встречающихся в юрских отложениях, наблюдается широкое распространение температур выше $55,0^{\circ}\text{C}$. По региону, в разрезе карбонатной формации, температура пластовых вод последовательно повышается с $62,2$ до $75,0^{\circ}\text{C}$ в северо-восточных районах и с $106,2$ до $125,0^{\circ}\text{C}$ в юго-западных районах. Геотермические градиенты по региону колеблются от $1,56$ до $1,79^{\circ}\text{C}/100$ в северо-восточных районах и от $2,50$ до $3,57^{\circ}\text{C}/100$ в юго-западных районах.

На территории Юго-Западного Гиссарского нефтегазоносного региона характер распределения температуры в современной геотермической среде регулируется главным образом глубиной залегания юрских отложений, а также тектонической зависимостью. Зная, что в регионе пластовая температура развивается из нижних горизонтов, необходимо учитывать движение активных каналов глубинного тепломассопереноса, поднимающихся из скрытых участков осадочного чехла. Это может быть связано с тектоническим строением региона, осложненным глубокими разрывными нарушениями.

В целях более детального обоснования взаимосвязи тектонических структур и литологических особенностей разреза с геотермическими показателями в пределах Юго-Западного Гиссарского нефтегазоносного региона построен геолого-геотермический профиль по линии месторождений Джаркудук скв. 7 и Аманата скв. 7 (рис. 3).

Влияние вод на геотермическую среду тем больше, чем выше скорость и расход подземных потоков. В процессе бурения скважины наиболее удобным моментом для замеров температуры является время длительных остановок бурения по техническим причинам. Вычисление геотермических ступеней и градиентов рекомендуется делать как для всего разреза в целом, так и для отдельных его частей.

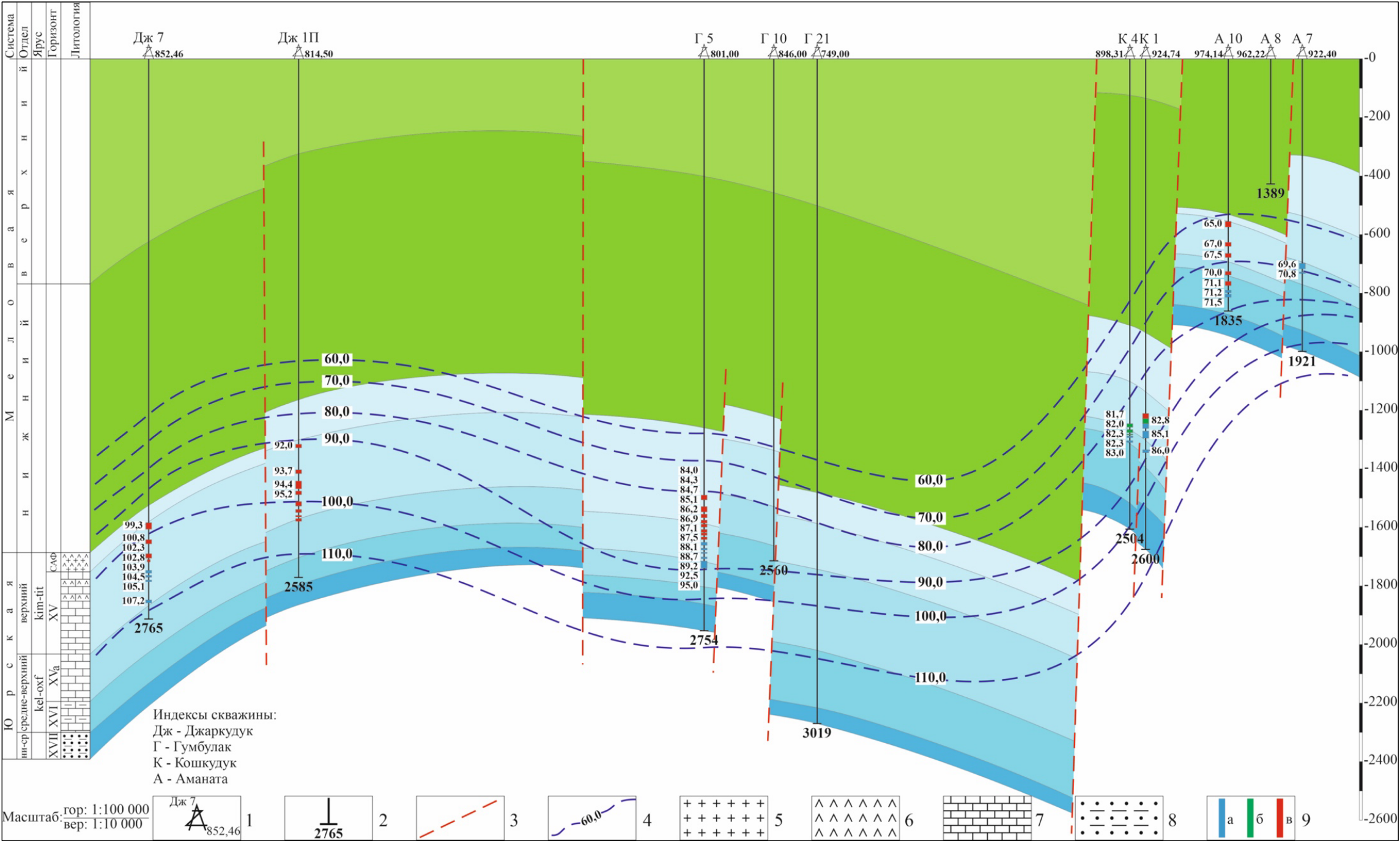


Рис. 3. Геолого-геотермический профиль по линии месторождений Джаркудук (скв. 7) и Аманата (скв. 7)

1 - скважина: название, номер и альтитуда; 2 - забой скважины, м; 3 - тектонические нарушения; 4 - линии изотермы; 5 - соли; 6 - ангидриты; 7 - известняки; 8 - песчаники с глинистыми прослойками; 9 - полученные флюиды: а) пластовая вода, б) нефть, в) газ.

Наиболее объективные геотермические данные в глубоких буровых скважинах определяются методом термометрии. Обычно измерение температуры проводится спустя некоторое время после окончания бурения скважин, поэтому для изучения геотермических аномалий можно использовать полевую геотермическую съёмку.

В 2003-2004 гг. впервые в Узбекистане совместными усилиями ОАО «ИГИРНИГМ» и ОАО «Узбекгеофизика» в пределах западной части Бухаро-Хивинского палеорифта с целью картирования скрытых под осадочным чехлом активных глубинных каналов тепломассопереноса использован метод полевой геотермической съёмки. Построенная геотермическая модель канала глубинного тепломассопереноса отражает распределение температуры, обусловленное взаимодействием стационарного теплового поля земной коры и изменяющегося во времени теплового поля вокруг каналов глубинного тепломассопереноса благодаря движению по ним глубинных флюидов [Абидов, Поликарпов, Рахматов, 2005].

Учитывая влияние пластовых вод на геотермическую среду, а также их важную роль в скоплении и формировании залежей углеводородов, рекомендуется проведение полевой геотермической съёмки с целью изучения геотермических показателей территории.

Литература

Абидов А.А., Поликарпов А.А., Рахматов У.Н. Геотермические модели каналов глубинного тепломассопереноса в западной части Бухаро-Хивинского палеорифта по данным полевой геотермической съёмки // Узбекский журнал нефти и газа. - 2005. - №2. - С. 12-16.

Геотермические исследования / Отв. ред. Э.А. Любимова; Акад. наук СССР, Ин-т физики Земли им. О.Ю. Шмидта. - Москва: Наука, 1964. - 175 с.

Зорькин Л.М., Суббота М.И., Стадник Е.В. Нефтегазопроисходящая гидрогеология. - Москва: Недра, 1982. - 216 с.

Зытнер Ю.И., Отмас А.А., Чибисова В.С. Геотермические условия отложений кембрийского комплекса Балтийской нефтегазоносной области (Калининградская область). // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2013. - Т.8. - №4. - http://www.ngtp.ru/rub/4/41_2013.pdf DOI: [10.17353/2070-5379/41_2013](https://doi.org/10.17353/2070-5379/41_2013)

Иргашев Ю., Холисматов И.Х. Нефть ва газ конлари гидрогеологияси. - Ташкент, 2022. - 142 с.

Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. - Москва: Недра, 1972. - 280 с.

Шестов И.Н., Тюрина И.М., Риянова А.Р. Геотермические условия газонефтеводоносных комплексов Пермско-Башкирского свода в пределах Пермского края // Вестник Пермского Университета. - 2015. - № 2(27). - С. 75-84. DOI: [10.17072/psu.geol.27.75](https://doi.org/10.17072/psu.geol.27.75)

Mukhammadiev A.T.

Institute of Geology and Exploration of Oil and Gas Fields (IGIRNIGM), Tashkent, Republic of Uzbekistan, igitnigm@ing.uz

GEOTHERMAL CHARACTERISTICS OF JURASSIC STRATA OF THE SOUTH-WESTERN GISSAR PETROLEUM REGION

The identified industrial hydrocarbon accumulations of the South-Western Gissar petroleum region (Republic of Uzbekistan) are stratigraphically associated with sequences of the Middle-Upper Jurassic carbonate strata. The geothermal characteristics of groundwater in the Jurassic strata have a wide range of variations from the southwest to the northeast, depending on the depth of the sedimentary cover. This is also associated with the lithological-stratigraphic and tectonic structure of the region.

The features of changes in geothermal conditions with depth and area are considered. A comparative analysis of geothermal indicators is carried out: temperature, geothermal gradient, geothermal stage. Based on factual materials, schematic maps of changes in modern temperatures in the regional plan were constructed for the XVa and XV levels of the Jurassic strata of the South-Western Gissar petroleum region.

Keywords: Jurassic strata, carbonate strata, hydrocarbon accumulation, geothermal gradient, geothermal stage, South-Western Gissar petroleum region, Republic of Uzbekistan.

For citation: Mukhammadiev A.T. Geotermicheskaya kharakteristika yurskikh otlozheniy Yugo-Zapadnogo Gissarskogo neftegazonosnogo regiona [Geothermal characteristics of Jurassic strata of the South-Western Gissar petroleum region]. Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika, 2025, vol. 20, no. 3, available at: https://www.ngtp.ru/rub/2025/34_2025.html EDN: FLFDSW

References

Abidov A.A., Polikarpov A.A., Rakhmatov U.N. Geotermicheskie modeli kanalov glubinnogo teplomassoperenosa v zapadnoy chasti Bukharo-Khivinskogo paleorifta po dannym polevoy geotermicheskoy s"emki [Geothermal models of deep heat and mass transfer channels in the western part of the Bukhara-Khiva paleorift]. *Uzbekskiy zhurnal nefti i gaza*, 2005, no. 2, pp. 12-16. (In Russ.).

Irgashev Yu., Kholismatov I.Kh. *Нефть ва газ конлари гидрогеологияси* [Oil and gas hydrogeology]. Tashkent, 2022, 142 p.

Kartsev A.A. *Gidrogeologiya neftnykh i gazovykh mestorozhdeniy* [Hydrogeology of oil and gas fields]. Moscow: Nedra, 1972, 280 p. (In Russ.).

Geotermicheskie issledovaniya [Geothermal studies]. Akad. nauk SSSR. In-t fiziki Zemli im. O.Yu. Shmidta; otv. red. E.A. Lyubimova. Moscow: Nauka, 1964, 175 p. (In Russ.).

Shestov I.N., Tyurina I.M., Riyanova A.R. Geotermicheskie usloviya gazoneftevodonosnykh kompleksov Permsko-Bashkirskogo svoda v predelakh Permskogo kraya [Geothermal conditions of gas, oil, and water-bearing strata of the Perm-Bashkir arch within the Perm territory]. *Vestnik Permskogo Universiteta*, 2015, no. 2 (27), pp. 75-84. (In Russ.). DOI: [10.17072/psu.geol.27.75](https://doi.org/10.17072/psu.geol.27.75)

Zor'kin L.M., Subbota M.I., Stadnik E.V. *Neftegazoposkovaya gidrogeologiya* [Petroleum prospecting hydrogeology]. Moscow: Nedra, 1982, 216 p. (In Russ.).

Zytner Yu.I., Otmas A.A. (junior), Chibisova V.S. Geotermicheskie usloviya otlozheniy kembriyskogo kompleksa Baltiyskoy neftegazonosnoy oblasti (Kaliningradsкая oblast') [Geothermal conditions of the Cambrian strata (Baltic petroleum province, Kaliningrad region)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2013, vol. 8, no. 4, available at: http://www.ngtp.ru/rub/4/41_2013.pdf (In Russ.). DOI: [10.17353/2070-5379/41_2013](https://doi.org/10.17353/2070-5379/41_2013)