

ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 553. 98. (470. 53)

Геотермические условия газонефтеводоносных комплексов Пермско-Башкирского свода в пределах Пермского края

И.Н. Шестов, И.М. Тюрина, А.Р. Риянова

Пермский государственный национальный исследовательский университет, 614990, Пермь, ул. Букирева, 15. E-mail: hydrogeo@psu.ru

(Статья поступила в редакцию 30 марта 2015 г.)

Интерес к геотермическим исследованиям обусловлен общепризнанным значением температуры недр как важнейшего фактора нефтегазообразования, миграции и преобразований подземных флюидов, как одного из важных показателей распределения естественных и искусственных тепловых свойств пород по площади и с глубиной. На территории Пермского края в пределах Пермско-Башкирского свода геотермические исследования осадочного разреза проведены на 251 площади. Рассмотрены особенности изменения геотермических условий с глубиной и по площади. Проведен сравнительный анализ геотермических показателей исследованных площадей: температуры, геотермического градиента, геотермической ступени. По геотермическим показателям выявлены перспективные площади на нефть и газ.

Ключевые слова: *температура, газонефтеводоносные комплексы, геотермический градиент, геотермическая ступень.*

DOI: 10.17072/psu.geol.27.75

Основы геотермии

Геотермия рассматривает закономерности изменения температуры в земной коре и факторы, влияющие на это изменение. Геотермические исследования используются при поисках и разведке месторождений полезных ископаемых, а также для решения задач геокриологии, гидрогеологии, инженерной геологии, строительства горных предприятий.

В большинстве разделов геологических наук обычно не используются геотемпературные данные. Например, при характеристике осадочных горных пород считается достаточным указать, что они

не подвергались нагреванию до степени перекристаллизации, присущей метаморфическим породам. В гидрогеологии, как правило, определяется проницаемость пород с учетом температуры в отдельных точках пласта и не отражается роль вязкости воды, которая быстро уменьшается с повышением температуры. В противоположность этому геологи-нефтяники изучают проницаемость пород только с учетом их текстуры и, кроме того, вязкости флюидов в идеальных условиях[3].

История геотермических исследований связана с развитием гидрогеологии, геофизики, поисков, разведки и эксплуатации месторождений полезных ископаемых, с

использованием тепла Земли. Геотермические съёмки на суше проводят с конца XIX – начала XX вв., на дне океанов – с середины XX в. Развитие геотермии в России связано с именами Н. И. Дьяконова, И. Д. Дергунова, А. Н. Тихонова, Е. А. Любимовой, Ф. А. Макаренко и др.; за рубежом – Э. Булларда (Великобритания), Ф. Берча (США), Ж. Гогеля (Франция), С. Уэда (Япония) и др. [6, 10].

Распределение теплового поля в верхней части земной коры неравномерно. Это обусловлено рядом причин: литологическим составом пород, тектоникой, характером движения подземных вод, степенью концентрации радиоактивных элементов. Существенную роль играют и локальные источники тепла, связанные с теми или иными физическими, физико-химическими или термодинамическими процессами. Тепловое поле Земли также находится под воздействием Солнца и космоса. Это воздействие выражается в непосредственном влиянии температурных волн на земную поверхность.

Для изучения теплового поля Земли или отдельных его участков необходимо знание геотермических параметров. К этим параметрам относятся: 1) абсолютное значение температуры в фиксированной точке земной коры; 2) геотермический градиент, 3) геотермическая ступень; 4) тепловой поток; 5) теплопроводность горных пород или тепловое сопротивление [5, 7].

Температура. Это физическая величина, которая наряду с давлением и объемом является основной характеристикой термодинамического состояния газожидкостной системы, заключенной в поровом пространстве горных пород. Изучение теплового поля Земли сводится в основном к изучению пространственно-временного изменения температуры.

Геотермический градиент. Это прирост температуры в °С на единицу глубины в направлении к центру Земли. Величина геотермического градиента зависит от геологического строения конкретных регионов, теплопроводности горных по-

род и других геолого-гидрогеологических факторов [1].

На исследуемой территории геотермический градиент варьирует от 0,41 град/100 м (скв. №16 Полазненской площади; верхневизейско-башкирский карбонатный комплекс, вскрыта нефть) до 3,33 град/100 м (скв. №37 Павловской площади; верхневизейско-башкирский карбонатный комплекс, вскрыта вода). Среднее значение – 1,72 град/100 м.

Геотермическая ступень. Это расстояние в метрах, при углублении на которое температура пород закономерно повышается на 1°С.

Для более точной характеристики геотермической ступени необходимо иметь замеры температуры по всему стволу скважины. Такие данные позволяют вычислить величину геотермической ступени в различных интервалах разреза, а также определить геотермический градиент.

Среднее значение геотермической ступени на исследуемой территории составляет 61,28 м/град. Максимальное значение – 144 м/град (скв. №16 Полазненской площади; верхневизейско-башкирский карбонатный комплекс, вскрыта нефть), минимальное – 30 м/град (скв. №37 Павловской площади; верхневизейско-башкирский карбонатный комплекс, вскрыта вода).

Тепловой поток и коэффициент теплопроводности. Известно, что передача тепла происходит при наличии разности температуры в каких-либо участках. Тепло передается от мест с большей температурой к местам с меньшей температурой по нормали к изотермической поверхности.

Тепловой поток, наблюдаемый у поверхности Земли, несет информацию о строении земных недр и процессах, происходящих на больших глубинах. Зная величину теплового потока, мощности чередующихся слоев и их теплопроводность, можно восстановить соответствующий ход изменения температуры с глубиной.

Таким образом, для полного представления о величине теплового поля необходимо знание всех геотермических параметров в комплексе с геофизическими, геологическими и гидродинамическими данными. Качество геотермических параметров определяется степенью точности их измерений, а степень точности зависит от методики исследований [1].

Характеристика гидрогеологических условий

Изучаемая территория относится к Восточно-Русскому бассейну пластовых вод. Подземные воды приурочены к двум гидрогеодинамическим этапам: верхнему и нижнему, границей между которыми является региональный иренский водупор.

В зоне весьма затрудненного водообмена палеозойского разреза выделяют следующие газонефтеводоносные комплексы: верхнекаменноугольно-нижнепермский комплекс преимущественно карбонатных пород, московский карбонатно-терригенный, верхневизейско-башкирский карбонатный, нижне-средневизейский терригенный, верхнедевонско-турнейский карбонатный, средне-верхнедевонский терригенный [8].

Подземные воды газонефтеводоносных комплексов платформенной части региона: рассолы Cl-Na-Ca и Cl-Na состава, минерализация до 250–300 г/дм³ [7].

Запасы нефти месторождений, которые расположены на указанном своде, сосредоточены в основном в каменноугольных отложениях: на долю этих отложений приходится около 46 % всех запасов [4].

Таблица 1. Приуроченность нефтяных месторождений Пермско-Башкирского свода к тектоническим структурам

Структура III порядка	Структура IV порядка	Месторождение нефти
Пермская вершина	Межевская валообразная зона	Архангельское, Кузнецовское, Межевское, Полазненское, Шеметинское, Южно-Межевское
	Краснокамский вал	Краснокамское, Северокамское
	Каменноложская валообразная зона	Анельское, Ярино-Каменноложское
Бабкинская седловина	Осинский вал	Беляевское, Осинское, Тулвинское
	Лобановская валообразная зона	Баклановское, Горское, Лобановское
	Батырбайский выступ	Батырбайское
	Сосновский выступ	Алтайское, Красносельское, Кулигинское, Сосновское, Софроницкое, Стретенское, Сыповское, Чайкинское
Башкирская вершина	Москудьянский вал	Москудьянское
	Куединский вал	Альняшское, Аряжское, Быркинское, Гондыревское, Красноярско-Куединское, Шагиртско-Гожанское
	Татышлинский выступ	Калмиярское, Южинское
	Дубовогорская терраса	Дубовогорское, Кряжевское, Ракинское, Степановское, Хатымское, Ямское
	Чернушинская валообразная зона	Атерское, Камышловское, Кисловское, Новосеминское, Одинцовское, Павловское, Судановское, Этышское, Южно-Чернушинское, Чарское
	Капканская зона поднятий	Капканское, Самойловское
	Таныпский атолл	Аспинское, Таныпское, Гартинское
	Дороховский вал	Бурцевское, Дороховское, Каменское, Токаревское

Характеристика геотермических условий газонефтеводоносных комплексов

На территории Пермского края Пермско-Башкирский свод представлен своей северной частью, четко выделяющейся на геологической карте по отсутствию татарских отложений. Он состоит из Пермской и Башкирской вершин, разделенных Бабкинской седловиной.

Пермско-Башкирский свод относится к Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, Пермско-Башкирской нефтеносной области [9]. Свод имеет размеры 120 x 400 км. Породы фундамента не вскрыты. На востоке свод ограничивается Предуральским прогибом, а на западе отделяется от Татарского свода Бирской седловиной. Пермско-Башкирский свод является одной из основных зон нефтегазонакопления Урало-Поволжья [2].

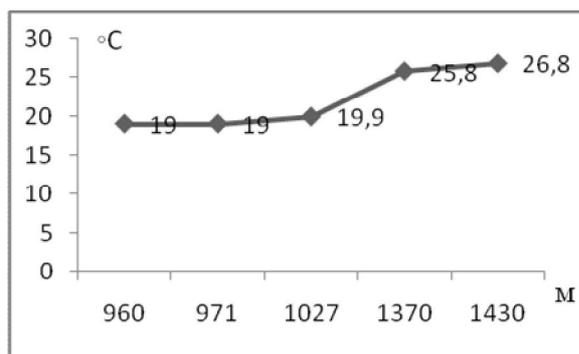


Рис. 1. График изменения температуры по мере увеличения глубины (скважина 1 Дубовогорской площади)

Большая часть нефтяных месторождений Пермского края расположена на Пермско-Башкирском своде, в пределах которого выделяется ряд структур второго порядка (табл. 1). Почти на всех структурах установлены залежи нефти.

К наиболее крупным месторождениям исследуемого свода относятся Красноярско-Куединское, Кулигинское, Осинское, Павловское, Северокамское месторождения.

Геотермические условия изучены по 133 скважинам с замерами глубин и геотермических показателей: температуры,

геотермического градиента и геотермической ступени.

При изучении геотермических условий газонефтеводоносных комплексов свода был использован графический метод обработки данных (рис. 1, 2).

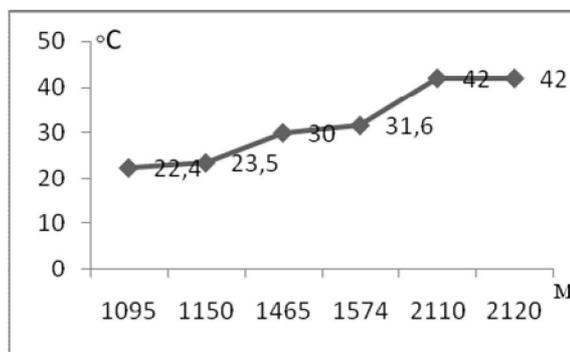


Рис. 2. График изменения температуры по мере увеличения глубины (скважина 38 Красноярской площади)

Для освещения геотермических условий территории свода были использованы результаты наиболее качественных замеров. Составленные графики изменения температуры по мере увеличения глубины представляют собой плавные кривые (рис. 1, 2). Температура увеличивается с глубиной без резких отрицательных или положительных аномалий. Это говорит о сравнительно однородном литологическом составе пород. Иногда наблюдаются резкие скачки с быстрым нарастанием температур. Такие изменения температуры характерны для районов нефтяных месторождений.

В пределах Пермско-Башкирского свода изучены геотемпературные условия московского, верхневизейско-башкирского, нижне-средневизейского, верхнедевонско-турнейского и средне-верхнедевонского ГНБК.

Московский карбонатно-терригенный ГНБК. На исследуемой территории комплекс изучен на 3 площадях (Батырбайской, Павловской и Шагиртской). Средняя температура составляет 19,1°C. Температуры, превышающие фоновую, зафиксированы в скважинах №79 Батырбайской площади и №110 Шагиртской площади. В

обеих скважинах обнаружена нефть. Геотермическая ступень изменяется в пределах от 47,33 м/град до 63,8 м/град. Геотермический градиент изменяется в пределах от 1,83 град/100 м до 2,2 град/100 м.

Верхневизейско-башкирский карбонатный ГНБК. На территории Пермско-Башкирского свода комплекс распространен повсеместно. Средняя температура равна 22,2°C. В большинстве скважин, в которых значения температуры превышают среднее значение, выявлена нефть. Геотермическая ступень изменяется в пределах от 30 м/град (скв. №37 Павловской площади) до 244 м/град (скв. №16 Полазненской площади). Геотермический градиент варьирует в пределах от 0,41 град/100 м (скв. №16 Полазненской площади) до 3,33 град/100м (скв. №37 Павловской площади).

Нижне-средневизейский терригенный ГНБК. Комплекс встречен на 20 площадях Пермско-Башкирского свода. Среднее значение температуры равно 20,9°C. В большинстве скважин, в которых температура превышает фоновое значение, вскрыта нефть. Максимальный геотермический градиент равен 2,11 град/100м (скв. №52 Таныпской площади), минимальный – 1,4 град/100 м (скв. №59 Кулигинской площади). Максимальная геотермическая ступень равна 71,36 м/град (скв. №59 Кулигинской площади), минимальная – 47,3 м/град (скв. №52 Таныпской площади). В обеих скважинах обнаружена нефть.

Верхнедевонско-турнейский карбонатный ГНБК. Комплекс распространен повсеместно. Среднее значение температуры равно 26,6°C. Почти во всех скважинах, где зафиксированы значения температуры, превышающие фоновое, обнаружена нефть. По сравнению с другими комплексами температура пород более высокая. Значения геотермического градиента колеблются от 0,98 град/100 м (скв. №301 Краснокамской площади) до 2,92 град/100м (скв. №101 Шагиртской площади). Значения геотермической ступени изменяются от 34,2 м/град (скв. №101 Шагиртской площади) до 102 м/град (скв. №301 Краснокамской площади). В обеих скважинах обнаружена нефть.

Средне-верхнедевонский терригенный ГНБК. Комплекс изучен на 5 площадях. Среднее значение температуры равно 35,5°C. Максимальный геотермический градиент равен 1,72 град/100 м (скв. №2 Дороховской площади), минимальный – 1 град/100 м (скв. №2 Дороховской площади). Максимальная геотермическая ступень равна 100 м/град (скв. №2 Дороховской площади), минимальная – 61,47 м/град (скв. №2 Рассветовской площади).

При изучении геотермических условий комплексов в пределах отдельных площадей проведен сравнительный анализ геотермических показателей: температуры, геотермического градиента и геотермической ступени. Установлено, в основном, повсеместное возрастание средней и максимальной температур с глубиной (табл. 2).

Таблица 2. Сравнительная геотермическая характеристика газонефтеводоносных комплексов Пермско-Башкирского свода

Газонефтеводоносный комплекс	Средняя температура, °С	Максимальная температура, °С
Московский карбонатно-терригенный	19,1	24,0
Верхневизейско-башкирский карбонатный	22,2	41,0
Нижне-средневизейский терригенный	20,9	37,0
Верхнедевонско-турнейский карбонатный	26,6	54,6
Средне-верхнедевонский терригенный	35,5	41,0

Превышение температуры над средней в некоторых скважинах зависит от раз-

личных факторов: тектонического строения, литологии, условий залегания, глу-

бины. Во многих скважинах, где наблюдаются температурные аномалии, вскрыта нефть.

С увеличением глубины увеличивается и значение градиента. Выявлена тесная взаимосвязь геотермических показателей: максимальный градиент соответствует минимальной ступени, а минимальный

градиент – максимальной ступени. Такое соотношение величин характерно для тектонически-активных зон нефтегазонакопления – структур, заполненных углеводородами. Это подтверждается нижеперечисленными скважинами, в которых обнаружена нефть (табл. 3).

Таблица 3. Изменение геотермических градиентов и ступеней газонефтеводоносных комплексов в пределах Пермско-Башкирского свода

Газонефтеводоносный комплекс	Максимальный градиент, град/100 м	Минимальная ступень, м/град	Минимальный градиент, град/100 м	Максимальная ступень, м/град
Московский карбонатно-терригенный	2,2	47,33	1,83	63,8
	скв.№79 Батырбайской площади		скв.№110 Шагиртской площади	скв.№274 Павловской площади
Верхневизейско-башкирский карбонатный	3,33	30	0,41	144
	скв.№37 Павловской площади		скв.№16 Полазненской площади	
Нижне-средневизейский терригенный	2,11	47,3	1,4	71,36
	скв.№52 Таныпской площади		скв.№59 Кулигинской площади	
Верхнедевонско-турнейский карбонатный	2,92	34,2	0,98	102
	скв.№101 Шагиртской площади		скв.№301 Кулигинской площади	
Средне-верхнедевонский терригенный	1,72	61,47	1,0	100
	скв.№2 Дороховской площади	скв.№2 Рассветовской площади	скв.№2 Дороховской площади	

Собранные и обработанные материалы позволили составить схематические геотермические карты ниже-средневизейского терригенного и верхнедевонско-турнейского карбонатного комплексов. Схематические геотермические карты характеризуют геотемпературный режим на глубине 1000-1500 м. На картах обозначены геотермические градиенты и ступени изучаемых площадей, по величине температур построены геоизотермы.

Нижне-средневизейский терригенный ГНВК. Глубина замеров температуры составляет 1000 м. Температура варьирует от 16 до 22,4°C. По сравнению с Пермской

вершиной и Бабкинской седловиной на территории Башкирской вершины отмечены более высокие температуры. Максимальное значение температуры (22,4°C) зафиксировано в районе Дубовогорской площади, приуроченной к Дубовогорской террасе (рис. 3).

Верхнедевонско-турнейский карбонатный ГНВК. Глубина замеров температуры составляет 1500 м. Температура более высокая по сравнению с ниже-средневизейским терригенным ГНВК. Она изменяется от 23,3 до 30,8°C. Как и в вышеописанном комплексе, более высокие температуры отмечены на территории

Башкирской вершины. Максимальное значение ($30,8^{\circ}\text{C}$) отмечено в пределах Дубовогорской площади Дубовогорской террасы (рис. 4).

Из анализа геотермических условий газонефтеводоносных комплексов следует, что Тартинская площадь, приуроченная к Башкирской вершине, является перспективной на обнаружение нефти.

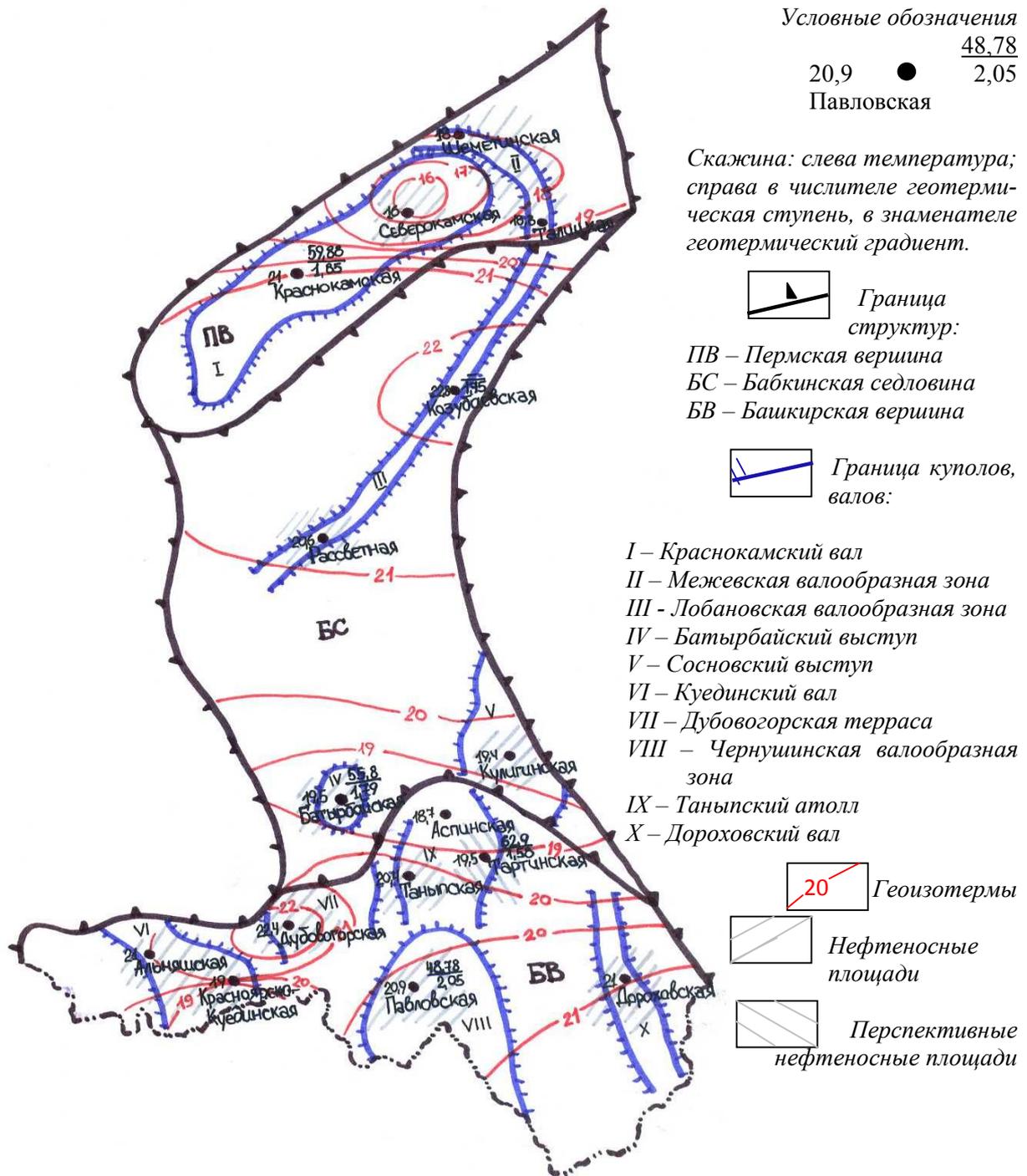


Рис. 3. Схематическая геотермическая карта нижне-средневизейского терригенного газонефтеводоносного комплекса

ратуры пород от глубины их залегания представляют собой плавные кривые. Значения температур увеличиваются по мере увеличения глубины, без резких отрицательных или положительных аномалий. Иногда наблюдаются резкие скачки с быстрым нарастанием температур. Такие изменения температуры характерны для районов нефтяных месторождений.

Для изучения геотермических условий газонефтеводоносных комплексов, распространенных на исследуемой территории, были проанализированы геотермические показатели: температура, геотермический градиент и геотермическая ступень. Почти во всех скважинах с крайними геотермическими показателями максимальный градиент соответствует минимальной ступени, а минимальный градиент – максимальной ступени.

Собранные и обработанные материалы позволили составить схематические геотермические карты ниже-средневизейского триасового и верхнедевонско-турнейского карбонатного комплексов. По сравнению с Пермской вершиной и Бабкинской седловиной на территории Башкирской вершины отмечены более высокие показатели температур. Максимальное значение температуры (в пределах обоих комплексов) зафиксировано в районе Дубовогорской нефтеносной площади, приуроченной к Дубовогорской террасе.

Таким образом, в результате изучения геотермических условий газонефтеводо-

носных комплексов Пермско-Башкирского свода выявлены закономерности изменения геотермических показателей с глубиной и по площади. Установлена приуроченность положительных температурных аномалий к участкам известных нефтегазоносных структур.

Анализ геотермических условий позволил Тартинскую площадь, приуроченную к Башкирской вершине, отнести к перспективной на обнаружение нефти.

Библиографический список

1. Богомолов Г.В., Цыбуля Л.А., Атрощенко П.П. Геотермическая зональность территории БССР. Минск: Наука и техника, 1972. 211 с.
2. Васильев В.Г. Газовые и газоконденсатные месторождения. М.: Недра, 1975. 528 с.
3. Гогель Ж. Геотермия. М.: Мир, 1978. 171 с.
4. Дриацкая З.В. Нефти СССР: справочник. Т.1. М.: Химия, 1971. 504 с.
5. Дьяконов Д.И. Геотермия в нефтяной геологии. М.: Гостоптехиздат, 1958. 277 с.
6. Зорькина Л.М., Суббота М.И., Стадник Е.В. Нефтегазопойсковая гидрогеология. М.: Недра, 1982. 216 с.
7. Любимова Е.А. Геотермические исследования. М.: Наука, 1964. С. 71-72.
8. Минерально-сырьевые ресурсы Пермского края: энциклопедия (гл. ред. А. И. Кудряшов). Пермь, 2006. 464 с.
9. Максимов С.П. Нефтегазоносные провинции СССР. М.: Наука, 1979. 51 с.
10. Осадчий В.Г., Лурье А.И., Ерофеев В.Ф. Геотермические критерии нефтегазоносности недр. Киев: Наукова думка, 1976. 144 с.

Geothermal Conditions of the Gas- Oil- and Water-bearing Formations of Perm-Bashkirian Arch in Perm Krai

I.N. Shestov, I.M. Tyurina, A.R. Riyanova

Perm State University, 15 Bukireva Str., 614990 Perm, Russia

E-mail: hydrogeo@psu.ru

The temperature studying is very important for determination of the oil and gas genesis conditions, understanding the migration and transformation of the underground fluids, assessment of distribution of the thermal characteristics in the rock. On the territory of Perm-Bashkirian Arch in Perm krai, the geothermal observation of the sedimentary

cover were carried out on 251 sites. The depth and lateral distribution of the geothermal conditions is discussed. Based on the comparative analysis of temperature, geothermal gradient, and geothermal step at the studied sites, the areas perspective for oil and gas exploration were revealed.

Key words: *temperature; gas- oil- water bearing complexes; geothermal gradient; geothermal step.*

References

1. Bogomolov G.V., Tsybulya L.A., Atroshchenko P.P. 1972. Geotermicheskaya zonalnost territorii BSSR [Geothermal zoning of the BSSR territory]. Minsk, Nauka i tekhnika, p. 211. (in Russian)
2. Vasilev V.G. 1975. Gazovye i gazokondensatnye mestorozhdeniya [Gas and gas-condensate fields]. Moskva, Nedra, p. 528. (in Russian)
3. Gogel J. 1978. Geotermiya [Geothermal Energy]. Moskva, Mir, p. 171. (in Russian)
4. Driatskiy S.V. 1971. Nefti SSSR [Oil of USSR] V. 1, Moskva, Khimiya, p. 504. (in Russian)
5. Deacons D.I. 1958. Geotermiya v neftyanoy geologii [Geothermal energy in petroleum geology.]. Moskva, Gostoptekhisdat, p. 277. (in Russian)
6. Zorkina L.M., Subbota M.I., Stadnik E.V. 1982. Neftegasopisovaya gidrogeologiya [Oil and gas prospecting hydrogeology]. Moskva, Nedra, p. 216. (in Russian)
7. Lyubimova E. A. 1964. Geotermicheskie issledovaniya [Geothermal studies]. Moskva, Nauka, p. 71-72. (in Russian)
8. Mineralno-syrevye resursy Permskogo kraya. 2006. [Mineral resources of Perm Kray.] Perm, p. 464. (in Russian)
9. Maksimov S.P. 1979. Neftegazonosnye provintsii SSSR [Oil and gas provinces of the USSR]. Moskva, Nauka, p. 51. (in Russian)
10. Osadchiy V.G., Lurie A.I., Erofeev, V.F. 1976. Geotermicheskie kriterii neftegazonosnosti neдр [Geothermal criteria of petroleum resources]. Kiev, Naukova Dumka, p. 144. (in Russian)