

(А.В. Кудельский, М.Ф. Козлов, 1970, 1972 г.г.). Очевидно, органическая часть брома здесь завышена.

Таким образом, гидрохимические данные свидетельствуют о том, что бром не может быть показателем наличия залежей нефти и газа. Высокие содержания брома в подземных водах следует рассматривать как показатель наличия гидрогеологической закрытости недр, благоприятных для сохранения залежей, каковой является Прикумская нефтегазоносная область.

Литература

1. Зорькин Л.М., Суббота М.И. и др. Нефтегазопроисковая гидрогеология. М., Недра, 1987. 215 С.
2. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений. М., Недра, 1972. 280 С.
3. Гатальский М.А. Оценка перспектив газонефтеносности Русской платформы по гидрохимическим показателям. В книге «Очерки геологии СССР». (ВНИГРИ) Т.3., М., Недра, 1958., 147 С.
4. Кротова В.А. Гидрогеологические критерии нефтеносности //ВНИГРИ, Вып. 147., 1960, 162 С.
5. Кротова В.А. Гидрогеологические факторы формирования нефтяных месторождений. Л., 1962., 330 С.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕПЛОПРОВОДНОСТИ ПЕСЧАНИКОВ В ЗАДАЧАХ КОМПЛЕКСНОГО ОСВОЕНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

А.А. Курбанов, К.Д. Джабраилова, О.О. Фоменко, М.А. Курбанова

Институт геологии ДНЦ РАН, E-mail dangeo@iwt.ru

Введение

Известно, что в мире достигнуты некоторые успехи в использовании и промышленном освоении глубинного тепла Земли в виде термальных вод и пароводяных смесей. Увеличение масштабов комплексного освоения геотермальных источников, в том числе термоминеральных вод с учётом геоэкологических проблем может быть достигнуто на базе установленных закономерностей распределения глубинного теплового режима. Геотермические исследования, направленные на изучение закономерностей пространственного и глубинного распределения температур и теплового режима недр, необходимы для научно обоснованного ведения поисково-разведочных работ на различные виды полезных ископаемых, поскольку термодинамические условия среды контролируют формирование и размещение залежей полезных ископаемых.

Однако из-за неточности нашего знания о составе и физических свойствах горных пород в глубинных условиях земной коры (осадочного чехла), а также нестационарности теплового режима, возникает неоднозначность при определении температур больших глубин. Поэтому важным является комплексный подход к решению данной проблемы.

Вопрос исследования теплового потока Земли, наряду с изучением температурных изменений тесно связан с определением другого компонента геотермического параметра – коэффициента теплопроводности (λ).

Развитие геотермических методов исследования для решения геологических задач сдерживается острым дефицитом технических средств для измерения основных теплофизических характеристик горных пород. Разработанные и практически реализованные в ДНЦ РАН установка и способ применения теплопроводности являются актуальными по своим характеристикам. Установка имеет метрологические параметры, превышающие известные установки аналогичного назначения и принципа действия.

Геотермическая изученность не только Земли, но и недр её коры всё ещё остаётся недостаточной, что объясняется отсутствием планомерных определений тепловых

свойств горных пород. Такие исследования связаны со сложными и длительными экспериментами, результаты которых невозможно заменить никакими аналитическими методами.

В большинстве случаев не представляется возможным описать аналитически с достаточной точностью параметры взаимодействия теплоносителя с горной породой. В таких случаях пользуются экспериментальными замерами параметров взаимодействия теплоносителя с горной породой на моделях в лабораторных условиях, повышающих точность и надёжность полученной информации.

Такие исследования способствуют выяснению причин поведения теплопроводности в реальных пластовых условиях, пониманию природы физико-химических явлений и решению геолого-геофизических задач, включая теоретические и прикладные задачи тепло разведки геотермальных и других ресурсов, прогнозирования закономерностей формирования и размещения геотермальных месторождений. Поэтому получение информации о теплопроводности горных пород в условиях, моделирующих пластовые, относится к важнейшим задачам исследований, в частности, в геотермальных районах. В связи с этим особую важность приобретает изучение и установление закономерностей изменения теплопроводности горных пород в условиях совместного влияния температуры, давления и флюида, а также выявление факторов, влияющих на формирование и размещение геотермальных месторождений глубокопогружённых зон региона. Настоящая работа посвящена изучению теплопроводности горных пород при одновременном влиянии температуры, давления и флюида на образец, её связи с родом и видом флюида. Полученные результаты не только увеличивают возможность анализа влияния термодинамических и физико-химических факторов на интенсивность теплопередачи в породе, но и возможность использования их в задачах комплексного освоения геотермальных и других ресурсов Восточного Предкавказья.

Методика и объекты исследования

Определение коэффициента теплопроводности проводилось по формуле:

$$\lambda(P, T) = \lambda_0 T_0 / T \cdot (1 + \alpha P), [1]$$

где λ - теплопроводность в нормальных условиях, Вт/(м.К),
 α - барический коэффициент МПа⁻¹.

При этом применены термобарические коэффициенты, вычисленные по экспериментальным данным исследованных литологических типов пород осадочного чехла [2]. Экспериментальное моделирование термодинамических условий, максимально приближенных к естественным проведено с помощью гидростатического устройства для измерения теплопроводности [3]. Основа методики исследования λ веществ положена на компенсационный метод плоского слоя [4], который обеспечивает учет появления различных неоднородностей теплового поля в измерительной ячейке в процессе термостатирования и наличие погрешности, связанной с отсутствием учета направления начального периода температур. Эти недостатки уменьшают точность измерения.

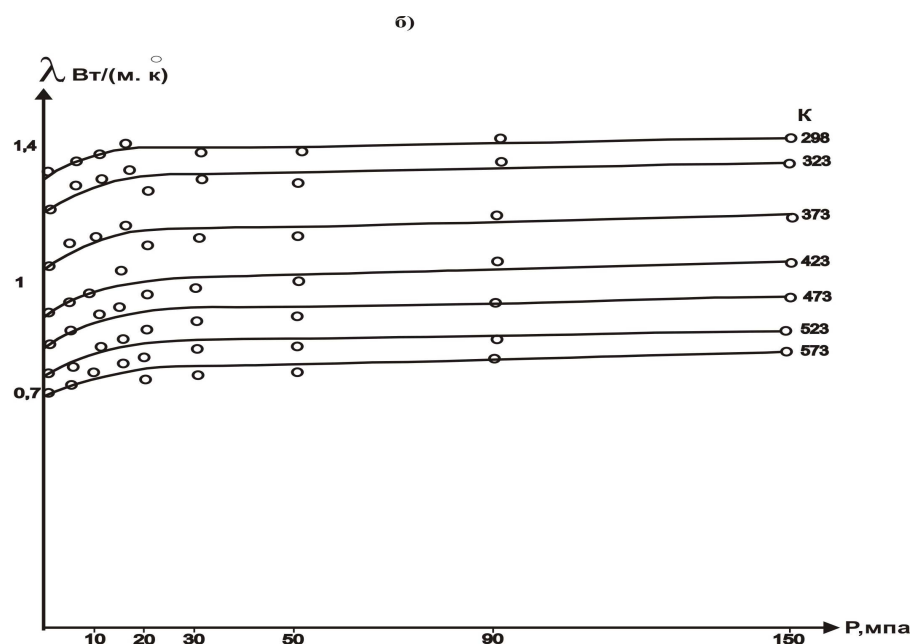
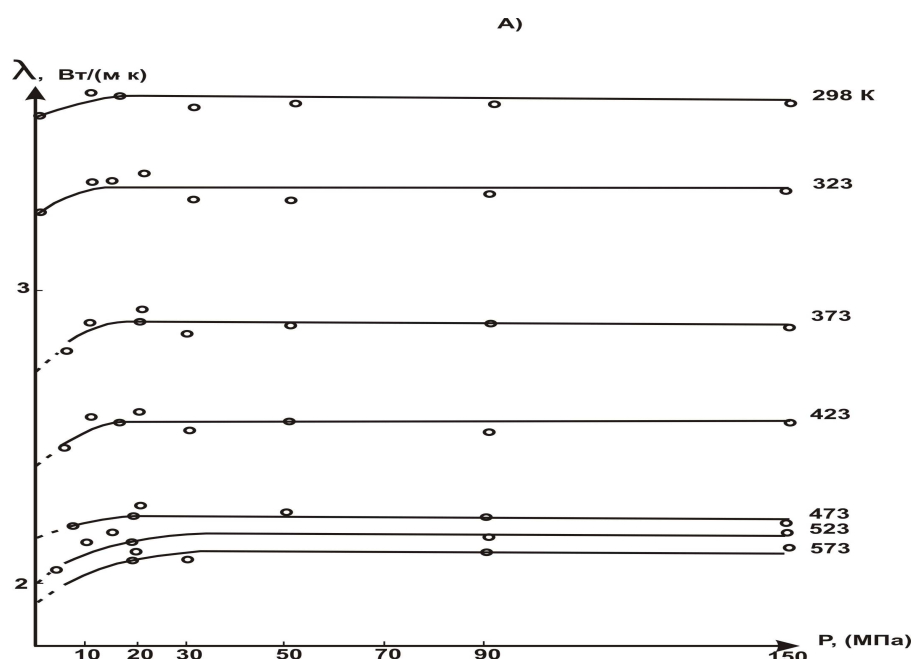
Анализ результатов многочисленных калибровочных экспериментов, проводимых при создании установки и отработке методики, а также перед измерениями каждой серии образцов показали, что она характеризуется высокой точностью получаемых данных, а погрешности измерений теплопроводности (λ) оцениваются: $\Delta\lambda/\lambda \approx 4\%$.

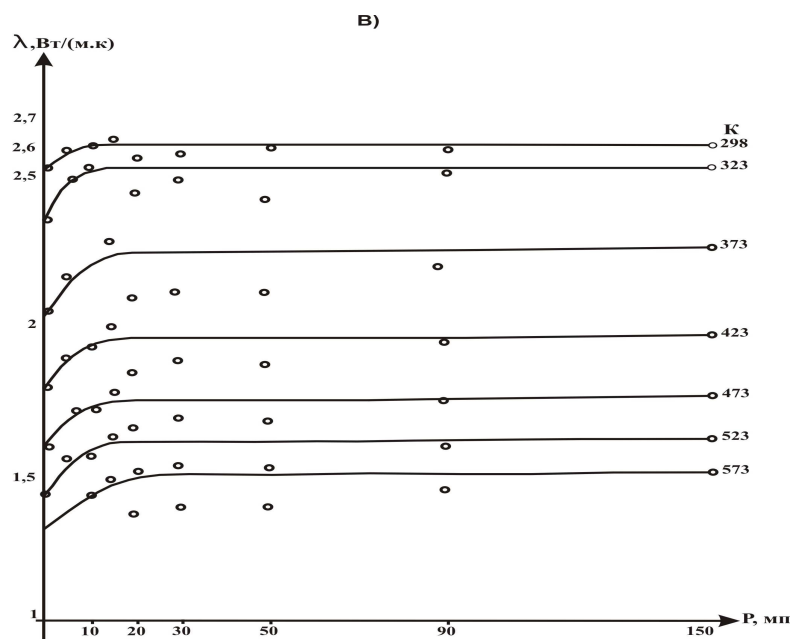
Объектами изучения явились образцы терригенных пород осадочного происхождения из месторождения Кизляр. Исследованы также образцы кернового материала из различных месторождений Восточного Предкавказья. Из-за ограниченности объема статьи в основном рассмотрим Кизлярское месторождение. Кизлярское месторождение термальных вод расположено в северной равнинной части Дагестанской АССР. Поверхность ровная, со слабым уклоном в сторону Каспийского моря. В тектоническом отношении месторождение расположено в пределах Терско-Сулакской впадины платформенного склона Терско-Каспийского передового прогиба. Разведочными термаль-

ными скважинами на месторождении Кизляр испытаны водоносные комплексы апшеронских, акчагыльских, караганских и чокракских отложений. В скв. 2Т и 6Т опробована самая нижняя часть апшеронских отложений. В процессе экспедиционных работ были получены гидродинамические параметры термоводоносных горизонтов Кизлярского месторождения [5], что же касается теплофизических измерений извлеченного материала, то таких данных в первоисточниках не имеется.

Результаты определения и их обсуждения

Использование результатов экспериментальных измерений в широком диапазоне термобарических условий возможно по формуле (1). Термобарические коэффициенты исследованных пород приведены в приложении 2 работы [2]. Результаты определения λ нефте-, газо- и водонасыщенных образцов терригенных пород из кернового материала в диапазоне температур 298-573К и давлений до 150 МПа представлены графически на рис.1 и в виде табл., которые показывают, что теплопроводность увеличивается с повышением давления тем больше, чем ниже температура.





а) насыщен водой; б) насыщен газом; в) насыщен нефтью

Рис.1. Изотермы флюидонасыщенного песчаника месторождения Кизляр, СКВ. 8-Т

Для осадочных пород насыщение образцов жидкими флюидами приводит к резкому увеличению их теплопроводности. Из сопоставления теплопроводностей образцов, насыщенных жидкими и газообразными флюидами, воспроизведенных на рис.1, видно увеличение абсолютных значений λ образцов, насыщенных жидкими флюидами. Из приведенных графиков и таблицы видно, что увеличение теплопроводности при водонасыщении песчаников на 90 - 97 %. При нефтенасыщении теплопроводность песчаников выросла на 46- 70 %. При водонасыщении системы «песчаник + глина» теплопроводность увеличилась на 159 %. Теплопроводность аргиллита + алевролита при водонасыщении увеличилась на 28%. Такое изменение теплопроводности флюидонасыщенных пород можно объяснить заметным влиянием λ самой жидкости, поскольку она выше теплопроводности газообразного флюида. Результаты определения λ нефте -, газо - и водонасыщенных коллекторов представлены на рис.1 и в таблице, из которых следует, что λ флюидонасыщенных образцов в пластовых условиях зависит от температуры, давления и состава флюида.

Таблица. Значения теплопроводности некоторых горных пород, исследованных при различных давлениях и температурах (λ , Вт/м.К).

Наименование пород	Температура (К)	Давление (МПа)								
		0,1	5	10	15	20	30	50	90	150
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Песчаник-глина, скв. 8Т, Кизляр	ГАЗОНАСЫЩЕННЫЙ (АРГОН)									
	298	1,06	1,09	1,10	1,11	1,08	1,09	1,10	2,34	2,36
	323	0,98	1,01	1,01	1,03	1,00	1,01	1,06	1,12	1,08
	373	0,85	0,87	0,88	0,9	0,87	0,88	0,88	0,91	0,95
	423	0,75	0,75	0,78	0,79	0,76	0,77	0,78	0,82	0,81
	473	0,67	0,67	0,69	0,71	0,69	0,69	0,7	0,73	0,74
	523	0,60	0,61	0,64	0,65	0,62	0,63	0,63	0,65	0,67
	573	0,55	0,	0,57	0,58	0,57	0,58	0,57	0,59	0,62
	ВОДОНАСЫЩЕННЫЙ									
	298	2,73	2,76	2,77	2,78	2,75	2,76	2,76	2,78	2,79
	323	2,52	2,60	2,63	2,68	2,57	2,60	2,59	2,65	2,69
	373	—	2,25	2,28	2,33	2,22	2,24	2,26	2,33	2,34

423	–	1,99	2,01	2,05	1,98	2,01	1,99	2,04	2,07
473	–	1,74	1,81	1,85	1,78	1,81	1,79	1,84	1,86
523	–	1,57	1,64	1,68	1,60	1,62	1,62	1,67	1,73
573	–	-	1,48	1,52	1,46	1,48	1,48	1,53	1,59

Характер изменения барической зависимости λ коллекторов-песчаников при различных температурах и флюидонасыщенности можно видеть на рис. 1 и в таблице. Зависимость теплопроводности песчаников от всестороннего давления при насыщении жидкими и газообразными флюидами неодинакова. Для песчаников, насыщенных жидким флюидом, характерным является резкий рост λ до 20-30 МПа. При дальнейшем повышении давления ее рост замедляется. С возрастанием давления от 0,1 МПа до 150 МПа в интервале температур от 293 К до 573К λ флюидонасыщенных песчаников увеличивается: газонасыщенных на 9 – 12 % при комнатной температуре и на 20 - 21 % при 573К; для водонасыщенных на 2– 6 % при комнатной температуре и на 5 -10 % при 573К; для нефтенасыщенных на 4 – 7 % при комнатной температуре и на 4 – 5 % при 573К.

Температурная зависимость теплопроводности коллекторов песчаников обратно пропорциональная. С ростом температуры от 293К до 573К при давлении 0,1 МПа λ песчаников уменьшается: газонасыщенных на 46-48 %, при давлении 10 МПа, водонасыщенных – на 45- 48 %, нефтенасыщенных – на 45-48 %. При давлении 150 МПа λ сокращается: для газонасыщенных – на 42-44 %, для водонасыщенных – на 39-43 %, для нефтенасыщенных – на 43-45 %. По данным Б.А. Яковлева и др. [6] с увеличением давления всестороннего сжатия от 0,1 МПа до 45 МПа λ сухих и водонасыщенных образцов с пористостью $K_p = 15$ % и меньше увеличивается на 44-145 % и на 17-47 % соответственно. Авторы отмечают, что λ всех исследованных образцов с ростом давления увеличивается, а с повышением температуры до 363 – 373К уменьшается почти линейно. При дальнейшем росте температуры λ уменьшается медленно. Теплопроводность водонасыщенных песчаников в исследованном интервале температур уменьшается на 26 – 56 %.

Результаты исследования λ при одновременном воздействии давлений и температур для флюидонасыщенных образцов аргиллит + алевролит, показывают, что барические зависимости λ коллекторов связаны с температурой. Причём с ростом температуры барические зависимости смещаются в сторону уменьшения теплопроводности. С ростом давления от 0,1 МПа до 150 МПа λ уплотнённых пород коллекторов увеличивается: для аргиллита + алевролита газонасыщенных 3% (Т=298К), а водонасыщенных на 2 % (Т=298К). При температуре 573К теплопроводность увеличивается на 6 % и на 3 % соответственно. По данным Е.А. Любимовой, А.И. Масленникова, Ю.А. Ганиева [7] видно, что с ростом давления от 0,1 до 100 МПа теплопроводность водонасыщенных алевролитов увеличивается до 10 % при комнатной температуре и до 17 % при температуре 473К.

Зависимость λ флюидонасыщенных образцов «песчаник + глина» при совместном влиянии температур и давлений приведены в таблице. По таблице можно видеть, что λ увеличивается с ростом давления. С увеличением давления от 0,1 МПа до 150 МПа λ газонасыщенного образца увеличивается на 8 % при температуре 298К, а водонасыщенного – на 3 %. При температуре 573К λ увеличивается на 12 % и на 7 % соответственно. С ростом температуры от 298 до 573К λ газонасыщенных образцов «песчаник + глина» уменьшается на 48 %, а водонасыщенных при давлении 10 МПа – на 47 %. При давлении 150 МПа λ уменьшается на 46 % и на 43 % соответственно.

Анализ оценочных данных термобарической зависимости теплопроводности флюидонасыщенных коллекторов в условиях одновременного влияния пластовых температур и гидростатических давлений на породу и флюид (т. е. в условиях максимально приближенных к естественному залеганию) показывает, что с увеличением температуры барическая зависимость теплопроводности смещается в сторону уменьшения λ (см.

рис.1). Смещение барической зависимости теплопроводности с повышением температуры можно объяснить рассеянием фононов на фононах, обусловленным тепловым расширением породообразующих минералов, слагающих образец горной породы и ухудшением теплового контакта между зернами. Дополнительным источником рассеяния носителей в породах могут быть также различные примеси и границы кристаллов.

С повышением давления термическая зависимость λ смещается в сторону повышения теплопроводности (см. табл.). Смещение термической зависимости теплопроводности с повышением давления связано с уменьшением пористости и увеличением плотности образца. При этом улучшается тепловой контакт между зернами породы и уменьшается рассеяние фононов на фононах.

Увеличение λ образцов, насыщенных жидким флюидом, объясняется тем, что теплопроводность жидкого флюида больше, чем газообразного, что улучшает теплообмен между зернами породы. Степень увеличения теплопроводности водонефтенасыщенных пород зависит от пористости образца, их вещественного состава, теплопроводности насыщающей среды и взаимодействия флюида с породой на контакте двух фаз.

Выводы

1. Проведены оценочные расчеты теплопроводности терригенных пород, кернавого материала, насыщенных нефтью, газом и водой в условиях одновременного влияния пластовых температур и гидростатических давлений на породу и флюид в диапазоне температур 293-573K и давлений 0,1-150 МПа.

2. Установлено, что закономерности изменения теплопроводности с повышением температуры от 293K до 573K газо-, нефте- и водонасыщенных уплотненных пород уменьшаются обратно пропорционально температуре при заданных давлениях в интервале от 0,1 до 150 МПа. Снижение теплопроводности нефтеводонасыщенных коллекторов по абсолютной величине значительнее, чем газонасыщенных.

3. Характер изменения теплопроводности флюидонасыщенных пород-коллекторов в условиях, моделирующих пластовые, зависит от совместного влияния температур, давлений и насыщающего флюида. С повышением давления термическая зависимость смещается в сторону увеличения теплопроводности и является доминирующей в пределах параметров проведенных исследований. Установлено, что с повышением давления λ в исследованном интервале температур возрастает тем больше, чем ниже температура.

4. Барическая зависимость теплопроводности с увеличением температуры смещается в сторону понижения теплопроводности.

5. Теплопроводность коллекторов зависит от состава насыщающего флюида. Причем, она больше у образца, который насыщен более теплопроводящим флюидом. Влияние фазового состояния насыщенного флюида на рост теплопроводности значительно превышает ее изменение от температуры и давления.

6. Результаты исследований рекомендуются использовать для поиска, разведки и комплексного освоения геотермальных и других месторождений. Несомненно, что результаты, помимо чисто прикладного характера, имеют и фундаментальную направленность, особенно для исследования механизма теплопереноса в двухфазных геофизических средах и изучения закономерностей поведения теплопроводности в зависимости от термодинамических условий, состава и структурных факторов.

Литература

1. Гаирбеков Х.А., Курбанов А.А. Теплопроводность пород в РТ – условиях и оценка тепловых потерь //Термомеханика геотермальных систем. Махачкала, 1990. С.62-70.
2. Курбанов А.А. Закономерности изменения теплофизических свойств флюидосодержащих коллекторов в пластовых РТ - условиях и способы их применения. Махачкала, 2000. 226 с.
3. А.с. 779670 (СССР). Устройство для измерения теплопроводности /А.А. Курбанов //Б.И.1980. № 42.
4. А.с. 760774 (СССР). Способ определения теплопроводности коэффициента теплопроводности веществ /Х.А. Гаирбеков, А.А. Курбанов //Б.И. 1980.

5. Курбанов М.К. Прогнозная оценка гидротермальных ресурсов Дагестана //Проблемы геотермальной энергетики Дагестана /Под. ред. Х.А. Амирханова и С.Н. Ятрова. М., Недра, 1980. С. 32-71.
6. Яковлев Б.А. Решение задач нефтяной геологии методами термометрии М.: Недра, 1979. 142 с.
7. Любимова Е. А., Масленников А. И., Ганиев Ю.А. О теплопроводности горных пород при повышенных температурах и давлениях в водо– и нефтенасыщенном состоянии //Изв. АН СССР, Сер. Физика Земли. 1979, № 5. С. 87 – 93.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ КРИСТАЛЛИЗАЦИИ КАРБОНАТА КАЛЬЦИЯ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГЕОТЕРМАЛЬНЫХ ВОД

Г. Я. Ахмедов

Махачкала, Институт проблем геотермии, ДНЦ РАН E-mail musa@dine.ru

Одной из существенных проблем, возникающих при использовании ресурсов термоминеральных подземных вод, является проблема солеотложения и коррозии в геотермальном оборудовании. Для предотвращения отложений карбоната кальция, как наиболее распространенного вида отложений, в геотермальном оборудовании приходится держать высокое давление, так как растворение карбоната кальция в воде зависит от парциального давления углекислого газа (присутствует в геотермальной воде как один из компонентов газового состава) и протекает по следующей реакции:



Такой подход к решению вопроса предотвращения отложения солей связан, прежде всего, со снижением дебита скважины, а также с усилением коррозии оборудования из-за наличия в воде агрессивной углекислоты. В связи с этим наиболее оптимальным вариантом эксплуатации геотермального оборудования считается поддержание в системе равновесных значений давления и температуры, при которых индекс стабильности Ланжелье меньше нуля, при этом его значение должно быть близким к нулю [1]. Другими словами, количество углекислого газа в растворе должно соответствовать тому минимуму, который необходим для поддержания присутствующего в растворе карбоната кальция в равновесном состоянии. На практике этот способ эксплуатации геотермального оборудования получил широкое распространение как наиболее доступный. Нельзя сказать, что он лишен недостатков. Поддержание строго заданных значений давления и температуры в геотермальных системах не представляется возможным из-за наличия перепадов давления и неизотермической поверхности как в запорной арматуре, трубопроводах и др., так и в самом теплообменном оборудовании. В местах перепада давления имеет место нарушение карбонатного равновесия, вследствие чего происходит выпадение твердой фазы карбоната кальция как в объеме воды в виде мелкодисперсной взвеси, так и на поверхности оборудования в виде твердых отложений. Твердые отложения карбоната кальция являются серьезной проблемой не только при эксплуатации наземного оборудования, но, главным образом, представляют опасность для скважин обратной закачки.

В настоящей работе рассматривается вопрос выпадения твердой фазы карбоната кальция из растворов геотермальных вод, а также формирования отложений карбоната кальция на внутренних поверхностях геотермального оборудования.

На практике при использовании геотермальных вод часто имеет место нарушение карбонатного равновесия при резких перепадах давления (в штуцерах, вентилях, задвижках, теплообменниках и т.д.). В результате этого в зависимости от перепада давления, его конечного значения, температуры воды и других факторов в растворе геотермальной воды образуются частицы взвеси различной концентрации и дисперсности.

Наблюдения, проведенные авторами работы [2] на геотермальной скважине Каясулинская-3 показали, что в процессе нарушения карбонатного равновесия в рассо-