

8

ОБРАЗОВАНИЕ ГИДРАТОВ И МЕТОДЫ БОРЬБЫ С НИМИ



8.1. ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГИДРАТОВ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ И УСЛОВИЯ ИХ ОБРАЗОВАНИЯ

Нефтяные газы способны при определенных термодинамических условиях вступать во взаимодействие с водой и образовывать твердые соединения, получившие название гидратов.

Гидратами углеводородных газов называются кристаллические вещества, образованные ассоциированными молекулами углеводородов и воды; они имеют различную кристаллическую структуру.

Свойства гидратов газов позволяют рассматривать их как твердые растворы. Данные исследований Гаммершмидта показывают, что содержание водяного пара в газообразной фазе в системе газ – гидрат меньше, чем в системе газ – вода. Таким образом, каждый гидрат имеет постоянную характерную для него парциальную упругость водяного пара, которая меньше упругости пара над жидкой водой при той же температуре.

Возникновение гидрата обусловлено определенными давлением и температурой при насыщении газа парами воды. Гидраты распадаются после того, как упругость паров воды будет ниже парциальной упругости паров исследуемого гидрата.

Углеводородные и некоторые другие газы, контактирующие с водой в определенных условиях давления и температуры, также могут образовывать кристаллогидраты. Кристаллогидраты природных газов внешне похожи на мокрый спрессованный снег, переходящий в лед. Скапливаясь в газопроводах и в другом оборудовании, они могут вызвать частичную или полную их закупорку и тем самым нарушить нормальный режим работы.

С одной стороны, исследователи относят гидраты к химическим соединениям ввиду того, что они имеют строго определенный химический состав и описываются определенной химической формулой. С другой стороны, удержание молекул в

соединении, именуемом гидратом, происходит за счет внутренних, так называемых ван-дер-ваальсовых сил – сил межмолекулярного притяжения, а не путем спаривания валентных электронов.

Наиболее полные данные о структуре, составе и свойствах кристаллогидратов природных газов были получены в результате рентгенографических исследований Штакельберга, Мюллера и Джонсона.

В результате этих исследований выяснилось, что кристаллогидраты являются клеточными соединениями с двумя структурами, обладающими кубической симметрией: структурой I, образуемой газами и парами (рис. 8.1), и структурой II, образуемой жидкостями (рис. 8.2). Исключение составляет пропан, пары которого образуют кристаллогидрат со структурой II.

Характеристика некоторых изученных кристаллогидратов приведена в табл. 8.1.

Для возможного образования определенной структуры кристаллогидратов решающее значение имеет геометрический фактор. Тип структуры зависит прежде всего от размеров кристаллообразователя. Эффективные (по Ван-дер-Ваальсу) размеры молекул углеводородных газов имеют следующие значения: метан – $4,1 \text{ \AA}$; этан – $5,5 \text{ \AA}$; пропан – $6,28 \text{ \AA}$; изобутан – $6,28 \text{ \AA}$; нормальный бутан – $7,40 \text{ \AA}$. Размер молекул воды принят равным $2,8 \text{ \AA}$.

Газовые гидраты структуры I (см. рис. 8.1) образуют газы, размеры молекул которых не превышают $5,9 \text{ \AA}$. Их элементарная ячейка представляет собой структуру, состоящую из 46 молекул и имеющую шесть больших полостей и две малые. В качестве первичной строительной ячейки структуры II может

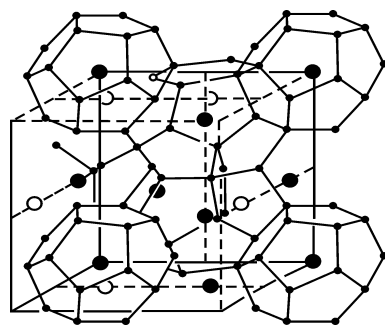


Рис. 8.1. Структура I газового гидрата

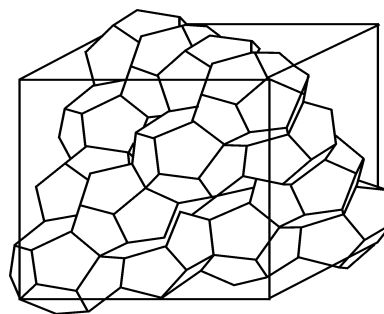


Рис. 8.2. Структура II жидких и двойных гидратов

рассматриваться (см. рис. 8.2) решетка газового гидрата (пентагондодекаэдр), внутренняя полость которой имеет поперечник 5,2 Å [98].

Таблица 8.1

Характеристика некоторых кристаллогидратов [98]

Гидратообразователь	Критическая температура кристаллообразователя, °C	Абсолютное давление диссоциации при 0 °C, МПа	Температура разложения гидрата при давлении 0,1 МПа, °C	Критическая точка разложения гидрата, °C
<i>Структура I</i>				
CH ₄	-190	10,5	-42,8	—
C ₂ H ₆	-93	0,52	-15,8	+14,5
CO ₂	-79	1,23	-24,0	+18,0
H ₂ S	-60	0,096	+0,35	+29,5
<i>Структура II</i>				
C ₃ H ₈	-45	0,10	+8,5	—
(CH ₃) ₂ O	-24	—	—	—
C ₂ H ₅ Cl	+13	0,026	+4,8	+0,78
C ₂ H ₅ Br	+38	0,020	+14	+0,22
CHCl ₃	+61	0,066	+1,6	+0,08

Состав газовых гидратов структуры I при всех заполненных полостях элементарной ячейки выражается формулой 8М·46Н₂О или М·5sН₂О.

Структура I заменяется на структуру II, когда молекулы гидратообразователя оказываются велики для больших пустот структуры.

Жидкостные гидраты структуры II образуют такие газы или легколетучие жидкости, размер молекул которых колеблется от 5,9 до 6,9 Å. Элементарная ячейка их представляет собой структуру из 136 молекул с 16 малыми и девятью большими полостями [98].

При образовании жидкостных гидратов гидратообразователем заполняются только большие полости. При этом состав гидрата соответствует формуле 8М·136Н₂О или М·17Н₂О. Эта структура представляет собой решетку бриллианта (см. рис. 8.2).

Малые полости с внутренним поперечником 4,8 Å структуры II окружены (как и в случае структуры I) пентагондодекаэдрами.

Большие полости с внутренним поперечником 6,9 Å окружены четырьмя шестиугольниками, которые лежат по отношению друг к другу как поверхности тетраэдра, и 12

пятиугольниками. Этот многогранник имеет 28 вершин, в которых размещены молекулы воды [98].

Малые полости могут занимать молекулами газонаполнителей (H_2S и H_2S_2). При этом образуются двойные гидраты, состав которых определяется формулой $8\text{M} \cdot 16\text{H}_2\text{S} \cdot 136\text{H}_2\text{O}$ или $\text{M} \cdot 2\text{H}_2\text{S} \times 17\text{H}_2\text{O}$.

В реальных условиях добычи, сбора и подготовки газа на промыслах имеют дело не с отдельными компонентами, а со смесями углеводородных газов, включающих в свой состав различные газы-наполнители (CO_2 ; H_2 ; N_2 ; H_2S). Эти смеси образуют смешанные гидраты, состав которых изменяется в зависимости от давления. Наиболее распространенным типом смешанных кристаллогидратов являются гидраты структуры II, большие полости элементарной ячейки которых заполняются большими молекулами газа-гидратообразователя, а малые – малыми молекулами стабилизирующего газа, повышающего устойчивость основного гидрата.

В зависимости от условий образования внешне гидраты по описанию Ю.Ф. Макогона являются прозрачными кристаллами разнообразной формы: в турбулентном потоке – это масса спрессованного снега, в ламинарном – кристаллы, имеющие формы тетрадекаэдра, додекаэдра и гексадекаэдра.

Гидраты обладают высокой сорбционной способностью и поэтому покрываются пленкой из жидких, а иногда и твердых углеводородов. К последним относятся смолы, асфальтены, парафины, механические примеси. Эти соединения значительно упрочняют гидраты, делают их более стойкими к разрушению. Кроме того, они увеличивают их адгезионные свойства, т.е. способность к прилипанию к элементам оборудования и друг к другу.

Состав газа определяет условия образования гидратов. Из входящих в состав нефтяных газов и нефтей компонентов гидраты образуют азот, сероводород, углекислый газ, метан, этан, водород, пропан и изобутан (табл. 8.2).

Природный газ газовых и газоконденсатных месторождений на 98–99 % включает метан и незначительное количество тяжелых углеводородов.

Таблица 8.3

Компонентный состав нефти после одноступенчатой сепарации при стандартных условиях, % (по массе)

Компонент	Месторождение, пласт				
	Зайкинское		Росташиинское		
	Д-III	Д-V	Д-III	Д-IV	Д-V
Сероводород	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
Углекислый газ	Следы	0,01	Следы	0,01	0,01
Метан	0,21	0,29	0,28	0,28	0,32
Этан	0,39	0,35	0,55	0,53	0,41
Пропан	0,91	0,67	1,26	1,18	0,80
Изобутан	0,32	0,28	0,52	0,33	0,29
Н-бутан	1,55	1,10	2,13	1,49	1,39
Изопентан	1,31	1,15	1,83	1,32	1,25
Н-пентан	2,52	1,59	2,96	2,24	2,32
Н-гексан	7,03	7,46	8,49	7,75	7,53
Н-гептан	8,03	10,56	9,48	9,26	8,54
Н-октан	6,16	7,95	6,90	7,27	6,86
Остаток	71,57	68,29	65,60	68,34	69,98
Молекулярная масса остатка	211	202	211	212	205
Молекулярная масса	176	166	169	172	171

Газы нефтяных месторождений содержат тяжелые газовые фракции.

В табл. 8.3 приведены данные о компонентном составе нефти после одноступенчатой сепарации Зайкинского и Росташиинского месторождений ОАО "Оренбургнефть".

На Зайкинском месторождении эксплуатируются три объекта:

Таблица 8.2

Физико-химическая характеристика гидратов

Гидрат	Формула гидрата	Отношение массы компонента к массе воды	Плотность гидрата, г/см ³	Теплота образования	
				кДж/моль	ккал/кг
CH ₄	CH ₄ ·5,9H ₂ O	1 : 6,64	0,90	57,7	112,8
C ₂ H ₆	C ₂ H ₆ ·8,2H ₂ O	1 : 4,92	0,95	64,0	86,1
C ₃ H ₈	C ₃ H ₈ ·17H ₂ O	1 : 6,95	0,88	120,4	82,2
C ₄ H ₁₀	C ₄ H ₁₀ ·17H ₂ O	1 : 5,28	0,90	133,7	87,7
CO ₂	CO ₂ ·6H ₂ O	1 : 2,86	1,1	59,8	94,0
N ₂	N ₂ ·6H ₂ O	1 : 3,86	–	46,8	82,2
H ₂	H ₂ ·6,1H ₂ O	1 : 3,23	1,04	69,4	115,3

Таблица 8.4

Компонентный состав пластового флюида, % (по молю)

Компонент	Месторождение, пласт					
	Зайкинское			Росташинское		
	Д-III	Д-IV	Д-V	Д-III	Д-IV	Д-V
Сероводород	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет	Нет
Углекислый газ	0,76	1,38	1,26	0,45	0,87	0,80
Азот + редкие	0,68	0,46	0,50	1,60	1,07	0,68
Метан	49,33	69,62	63,73	52,21	52,78	56,24
Этан	13,74	12,61	12,24	13,81	14,40	13,21
Пропан	8,21	5,15	5,63	7,30	7,33	6,99
Изобутан	0,98	0,70	0,84	0,92	0,96	0,85
Н-бутан	3,33	1,81	2,19	2,83	2,67	2,77
Изопентан	1,21	0,64	0,90	1,14	1,09	1,03
Н-пентан	1,75	0,79	1,15	1,54	1,49	1,56
Гексан	2,28	1,09	1,62	2,24	2,13	2,01
Гептан	1,76	0,70	1,38	1,96	1,50	1,60
Октан	1,34	0,44	0,93	1,35	1,32	1,12
Остаток	14,63	4,61	7,63	12,63	12,09	11,14
Молекулярная масса (расчетная)	57	32	39	53	52	48

верхний – Д-III, состоящий из двух нефтяных пластов Д-III-1 и Д-III-2; средний – Д-IV, состоящий из двух газоконденсатных пластов Д-IV-1 и Д-IV-2; нижний – Д-V, состоящий из двух нефтяных пластов Д-V-01 и Д-V-02.

В соответствии с технологическими схемами разработки в объектах Д-IV и Д-V пластовое давление поддерживается выше давления насыщения и можно предполагать, что состав пластовой нефти во времени будет неизменным.

Газоконденсатная залежь Д-IV разрабатывается на режиме истощения и состав добываемой продукции по мере падения пластового давления будет изменяться.

Можно заключить (см. табл. 8.3), что тяжелые газы (от метана до н-бутана) составляют более 26 % в компонентном составе нефти, а легкие – до 2 %. В то же время в пластовых условиях (табл. 8.4) содержание легких фракций составляет основную долю компонентного состава от 73 до 90 %. Эти данные показывают, насколько свойства нефти зависят от содержания в ней газа и как это сказывается на свойствах флюида в процессе его движения по стволу скважины.

Насыщение газа парами воды – одно из условий гидратообразования. Этот процесс происходит при воздействии на газовую смесь давления, температуры, минерализации воды.

Поскольку в пластовых и скважинных условиях все указанные факторы меняются, значение влагосодержания газа также может изменяться.

Для промысловой практики весьма важно знать интервал образования гидратов в скважине или трубопроводе для эффективной борьбы с ними. Поэтому оценка значения влагосодержания газа по стволу скважины является одной из задач прогнозирования места гидратообразования.

В работе [98] предлагается номограмма, по которой, зная давление и температуру по стволу скважины, влагоемкость газа, содержание соли в растворе, плотность газа по воздуху и его молекулярную массу, можно получить интервал гидратообразования (рис. 8.3).

На номограмму нанесены дополнительно два графика, учитывающие поправки на молекулярную массу C_p и солёность воды C_s , которые можно рассчитать по формулам:

$$C_p = W_p / W_{0,6}; \quad (8.1)$$

где W_p – влагосодержание природного газа с относительной плотностью по воздуху p ; $W_{0,6}$ – влагосодержание природного газа с относительной плотностью по воздуху 0,6, находящегося на контакте с пресной водой;

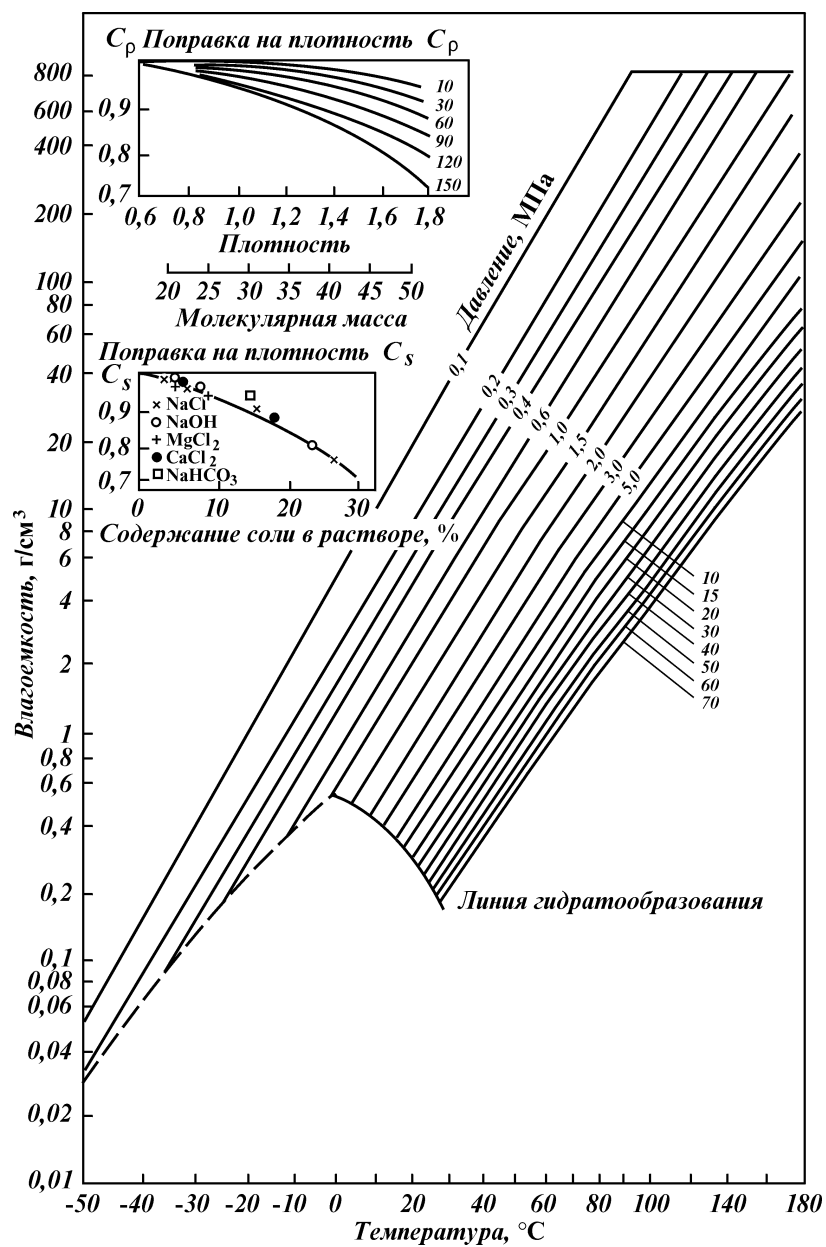
$$C_s = W_s / W_{0,6}, \quad (8.2)$$

W_s – влагосодержание природного газа, находящегося в контакте с минерализованным раствором воды (учитывают в пластовых условиях).

Влагосодержание газа с относительной плотностью по воздуху 0,6, контактирующего с пресной водой, определяется по формуле

$$W = \frac{A}{\delta} + B, \quad (8.3)$$

Рис. 8.3. Влагоемкость природных газов над гидратом и над водой [98]



а влагосодержание газа, находящегося в контакте с минерализованной водой, – по формуле

$$W = \left(\frac{A}{\delta} + B \right) C_p C_s, \quad (8.4)$$

где A – коэффициент, равный влагосодержанию идеального газа ($A = 749p_{\text{H}_2\text{O}}$, здесь $p_{\text{H}_2\text{O}}$ – упругость паров при заданной температуре); p – давление газа; B – коэффициент, зависящий от состава газа. Коэффициенты A и B определяются по таблице.

Растворимость воды в жидких углеводородах зависит от давления, температуры, молекулярного состава и при определенных условиях приводит к гидратообразованию при перекачке и переработке.

Газы хорошо растворяются в воде даже при низких давлениях. Непредельные углеводороды, уголекислота и сероводород увеличивают растворимость газа, а азот и гелий – снижают.

В процессе добычи и транспортировки состояние газожидкостной смеси постоянно меняется: а) при пластовом давлении выше давления насыщения газ растворен в жидкости; б) при поддержании пластового давления снижается температура пласта и часть газа начинает выделяться из жидкости; в) обводнение ведет к увеличению влагосодержания газа; г) в стволе скважины от забоя до устья снижаются давление и температура, газоотделение увеличивается; влагосодержание газа у устья, в сепараторах, в газосборном коллекторе и магистральных газопроводах постоянно и определяется заданным режимом каждого узла.

Образование гидратов в процессе движения смеси возможно во всех элементах системы.

8.2. ОБРАЗОВАНИЕ КРИСТАЛЛОГИДРАТОВ В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

Термобарические условия в нефтяной скважине зависят от таких факторов, как температура и давление в продуктивном пласте, продуктивная характеристика, дебит нефти и обводненность продукции, геотермический градиент, количество растворенного газа и его состав, конструкция скважины и коэффициенты теплопроводности и теплопередачи труб, цементного камня и пород в разрезе скважины и т.д. Из всех перечисленных факторов многие являются характерными для

месторождения и остаются постоянными на весь период разработки. Изменяются дебиты скважины, обводненность продукции, пластовые и забойные давления. За счет прогрева пород вокруг ствола скважины несколько меняется коэффициент теплопередачи.

На практике в процессе эксплуатации нефтяной залежи можно в известных пределах изменять только дебит скважины. При этом в конкретной системе пласт – скважина все остальные параметры устанавливаются автоматически, т.е. система имеет только одну степень свободы.

Дебиты конкретных скважин зависят от физических свойств пласта и его продуктивных характеристик, которые непостоянны для различных точек залежи и могут изменяться во времени.

В связи с этим в теоретических исследованиях, выполненных совместно с Гипровостокнефтью, при выборе вариантов расчетов приняты во внимание данные о средних дебитах скважин и технологические режимы уже эксплуатируемых скважин на рассматриваемых месторождениях.

Расчеты для каждого объекта выполнены при трех значениях забойных давлений, при трех-четырех обводненностях и пяти различных дебитах жидкости, что должно охватить все возможные режимы. При выборе режимов для расчета принималось, что пластовое давление в нефтяных залежах не будет снижаться ниже давления насыщения за весь рассматриваемый период разработки, но допускается возможность разгазирования нефти в призабойной зоне.

Способ определения зон в скважинах, работающих в гидратном режиме, рассмотрим на примере пласта Д-III Зайкинского месторождения.

1. Рассчитывают распределение давления и температуры в стволе скважины при всех выбранных режимах. В качестве примера результаты расчетов, выполненные для условий разработки пласта Д-III при дебите скважин 30 т/сут, объемной обводненности добываемой жидкости 0, 10, 20 %, приведены в табл. 8.5.

Таблица 8.5

**Результаты расчетов распределения давления по стволу скважины с дебитом 30 т/сут для пласта Д-III
Зайкинского месторождения при различных значениях обводненности жидкости**

Обводненность продукции, % (по объему)								
0			10			20		
Глубина, м	Давление, МПа	Температура, К	Глубина, м	Давление, МПа	Температура, К	Глубина, м	Давление, МПа	Температура, К
4360,00	28,00	368,00	4360,00	28,00	368,00	4360,00	28,00	368,00
4160,00	26,95	364,96	4160,00	26,86	365,13	4160,00	26,77	365,32
3960,00	25,91	361,75	3960,00	25,73	362,06	3960,00	23,37	362,37
3760,00	24,88	358,36	3760,00	24,62	358,80	3760,00	24,38	359,22
3560,00	23,86	354,92	3560,00	23,53	355,40	3560,00	23,22	355,85
3360,00	22,86	351,77	3360,00	22,46	352,19	3360,00	22,07	352,57
3160,00	21,87	348,27	3160,00	21,40	348,72	3160,00	20,94	349,10
2960,00	20,89	344,63	2960,00	20,35	345,07	2960,00	19,84	345,43
2760,00	19,92	340,81	2760,00	19,33	341,28	2760,00	18,76	341,66
2560,00	18,97	336,91	2560,00	18,32	337,38	2560,00	17,70	337,76
2360,00	18,04	332,91	2360,00	17,34	333,41	2360,00	16,66	333,78
2160,00	17,12	329,17	2160,00	16,37	329,62	2160,00	15,66	329,97
1960,00	16,22	325,29	1960,00	15,43	325,77	1960,00	14,68	326,11
1760,00	15,34	321,37	1760,00	14,51	321,84	1760,00	13,72	322,19
1560,00	14,48	317,37	1560,00	13,62	317,84	1560,00	12,80	317,91
1360,00	13,63	313,32	1360,00	12,75	313,52	1360,00	11,92	313,76
1160,00	12,82	308,97	1160,00	11,91	309,38	1160,00	11,07	309,71
960,00	12,02	304,79	960,00	11,11	305,32	960,00	10,25	305,71
760,00	11,26	300,69	760,00	10,33	301,29	760,00	9,47	301,73
560,00	10,51	296,82	560,00	9,59	297,41	560,00	8,73	297,81
360,00	9,80	292,96	360,00	8,8	293,55	360,00	8,02	293,94
160,00	9,11	289,05	160,00	8,19	289,64	160,00	7,35	290,00
0,00	8,57	285,90	0,00	7,67	286,48	0,00	6,83	286,82

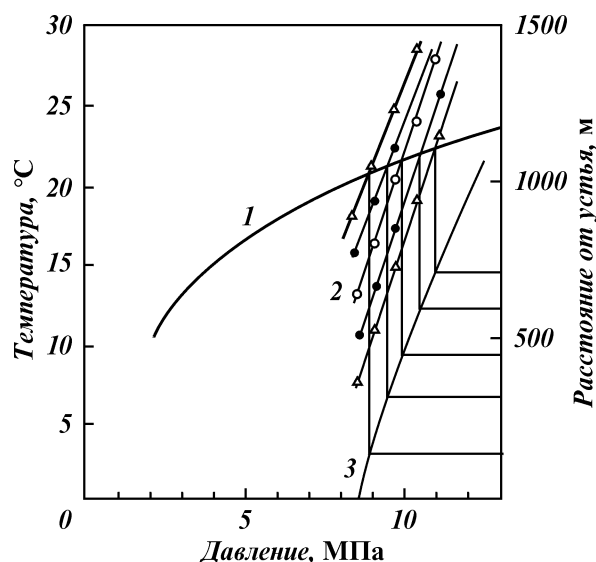


Рис. 8.4. Определение глубины возможного образования гидратов в скважине для пласта Д-III Зайкинского месторождения:
 1 – зависимость температуры образования гидратов от давления; 2 – соответствие между температурой и давлением в скважине; 3 – зависимость давления в скважине от глубины

2. Строят фазовую диаграмму гидратообразования для нефти пласта Д-III (рис. 8.4, кривая 1).

3. На рисунок наносят кривые 2, отражающие зависимости давления и температуры по длине скважины при различных дебитах. Если кривые пересекаются с фазовой диаграммой 1, то образование гидратов в скважине возможно, а точка пересечения и есть точка начала гидратообразования.

4. Для определения расстояния этой точки от устья скважины на рисунок наносят кривую 3 распределения давления по глубине скважины. Проведя вертикальную линию от точки пересечения кривых 1 и 2, находят эту глубину.

Результаты обработки расчетных данных по всем выбранным вариантам для пласта Д-III Зайкинского месторождения приведены в табл. 8.6 и на рис. 8.5.

Подобный комплекс расчетов выполнен для всех нефтяных пластов Зайкинского и Росташинского месторождений.

Анализ полученных материалов показывает:

при снижении забойного давления температура жидкости на устье уменьшается за счет выделения газа;

Таблица 8.6

Результаты расчетов по оценке возможности гидратообразования
при различных режимах работы скважин для пласта Д-III
Зайкинского месторождения

Забойное давление, МПа	Дебит жидкости, м ³ /сут	Расстояние от устья (в м) при обводненности продукции, % (по массе)		
		0	10	20
32,0	10,0	Нет	Нет	Нет
	20,0	—	—	—
	30,0	—	—	—
	40,0	—	—	—
	50,0	—	—	—
30,0	10,0	260	270	230
	20,0	230	210	140
	30,0	90	60	30
	40,0	Нет	Нет	Нет
	50,0	—	—	—
28,0	10,0	720	500	450
	20,0	590	460	420
	30,0	470	340	330
	40,0	320	210	170
	50,0	140	30	Нет

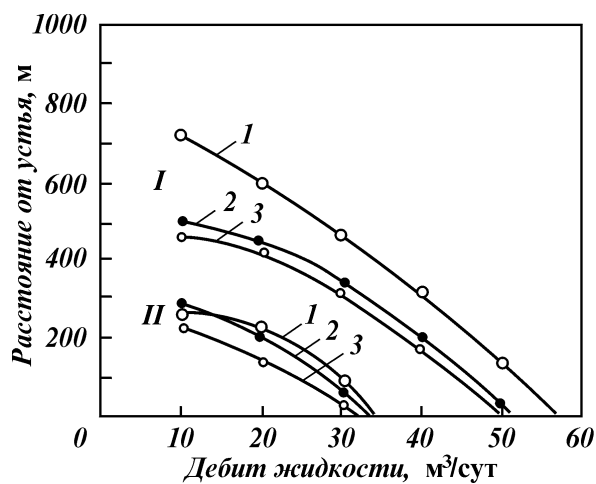


Рис. 8.5. Зависимость глубины возможного образования гидратов в скважине от дебита по жидкости при различных забойных давлениях и обводненности (пласт Д-III Зайкинского месторождения):
I – забойное давление 28 МПа; II – забойное давление 30 МПа; 1, 2, 3 – при обводненности жидкости соответственно 0; 10; 20 % (по объему)

снижение забойного давления до значения меньшего, чем давление насыщения, приводит к некоторому увеличению температуры на устье за счет большего нагрева газа в призабойной зоне пласта;

увеличение обводненности ведет к росту устьевой температуры, что объясняется большей теплоемкостью воды, чем нефти;

по пласту Д-V Зайкинского месторождения указанная в предыдущем пункте закономерность не установлена, что объясняется высоким газосодержанием, уменьшающим плотность жидкости в насосно-компрессорных трубах, и большей ее теплоотдачей;

понижение забойного давления повышает вероятность гидратообразования;

повышение обводненности снижает вероятность гидратообразования;

снижение забойного давления ниже давления насыщения ведет к сокращению зоны возможного гидратообразования.

Установлено, что на практике часты отклонения от расчетных данных по возможным интервалам гидратообразования. Это объясняется степенью переохлаждения по сравнению с равновесными условиями, турбулентностью потока, скоростью образования свободной поверхности контакта углеводород – вода, концентрацией и составом солей, растворенных в воде, и другими факторами.

Полученные результаты теоретических расчетов согласуются с данными других исследователей. Например, В.А. Истомин считает, что нефтяная скважина может длительное время работать в гидратном режиме вследствие того, что нефть снижает адгезию гидратов к трубам и способствует выносу образовавшихся гидратов газожидкостным потоком.

Однако при изменении режима работы скважины, особенно при ее остановке, вероятность образования гидратных пробок возрастает.

Минерализация пластовых вод снижает равновесную температуру гидратообразования обычно на 5–12 °С.

Принято считать, что угроза гидратообразования в нефтяных скважинах наступает при переохлаждении, равном 6 °С.

На рис. 8.6 определены зоны реального образования гидратных пробок, для чего параллельно кривой равновесного гидратообразования проводится "реальная кривая", отстоящая от нее на 6 °С, и выполнены все операции, подобные описанным при определении зон, находящихся в гидратном режиме.

По исследованным нефтяным месторождениям сделаны следующие выводы.

1. Пласт Д-III Зайкинского месторождения:

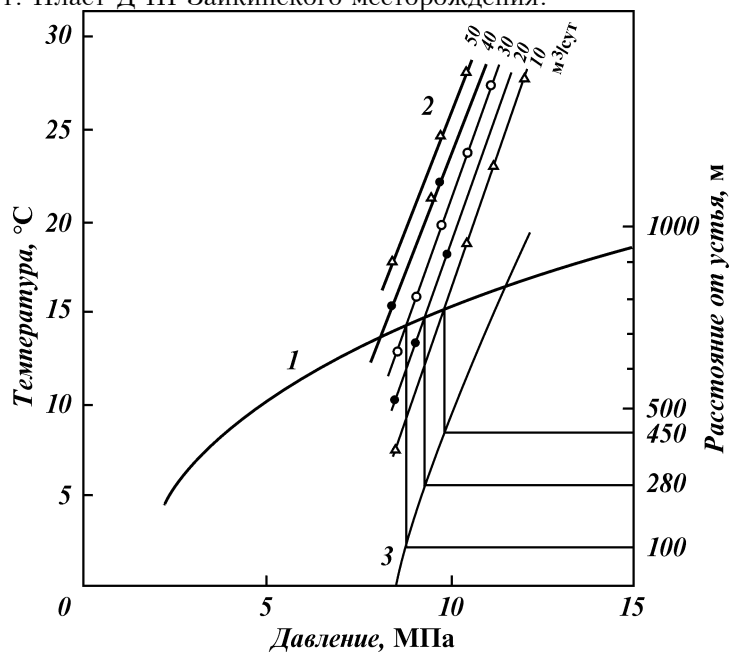


Рис. 8.6. Определение расчетной глубины образования гидратов в скважине для пласта Д-III Зайкинского месторождения (забойное давление 28 МПа, обводненность жидкости 0):

1 – зависимость температуры образования гидратов от давления; 2 – соответствие между температурой и давлением в скважине при различных дебитах; 3 – распределение давления по длине скважины

а) образование пробок как гидратных, так и парафиногидратных в насосно-компрессорных трубах возможно при снижении забойного давления до давления насыщения при дебите жидкости ниже 30 м³/сут;

б) увеличение обводненности снижает вероятность пробкообразования.

2. Пласт Д-V Зайкинского месторождения:

а) образование гидратных пробок возможно при приближении значения забойного давления к давлению насыщения при всех реальных дебитах, причем зона отложений превышает подобную в пласте Д-III;

б) снижение забойного давления ниже давления насыщения и увеличение обводненности ведут к сокращению протяженности интервала отложений гидратов.

3. Пласт Д-III Росташинского месторождения:

а) образование гидратных пробок возможно при снижении забойного давления до давления насыщения при дебитах жидкости 10–20 м³/сут;

б) при этих же условиях вероятны парафиноотложения на стенках насосно-компрессорных труб;

в) обводненность уменьшает вероятность отложений гидратов.

4. Пласты Д-IV и Д-V Росташинского месторождения:

а) гидратные пробки возможны при низких дебитах и приближении значения забойного давления к давлению насыщения;

б) эти условия благоприятствуют также парафиноотложению;

в) обводненность снижает вероятность гидратообразования.

8.3. ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ В ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИНАХ

В.А. Истомин отмечает, что для образования гидратов в газовых скважинах требуется переохлаждение газового потока на несколько единиц при наличии гидратного режима на глубине 200–250 м.

Конденсат пласта Д-IV Зайкинского месторождения близок по физико-химическим свойствам к легкой нефти, поэтому можно допустить, что для образования гидратной пробки необходимо иметь переохлаждение не меньше 3 °С по сравнению с равновесным режимом.

В соответствии с расчетными данными, полученными для дебитов газа 50,0–140,0 тыс. м³/сут и забойных давлений 28,0 и 30,0 МПа (табл. 8.7), построен график зависимости температуры и давления на устье скважины (рис. 8.7).

Проведя горизонтальную прямую от точки пересечения кривой 1 или 2 с кривой равновесного гидратообразования до кривой 1' или 2', находим искомый дебит. При забойном давлении 30 МПа он составляет 113 тыс. м³/сут (59,8 т/сут конденсата), а при забойном давлении 28 МПа – 111 тыс. м³/сут (58,7 т/сут конденсата).

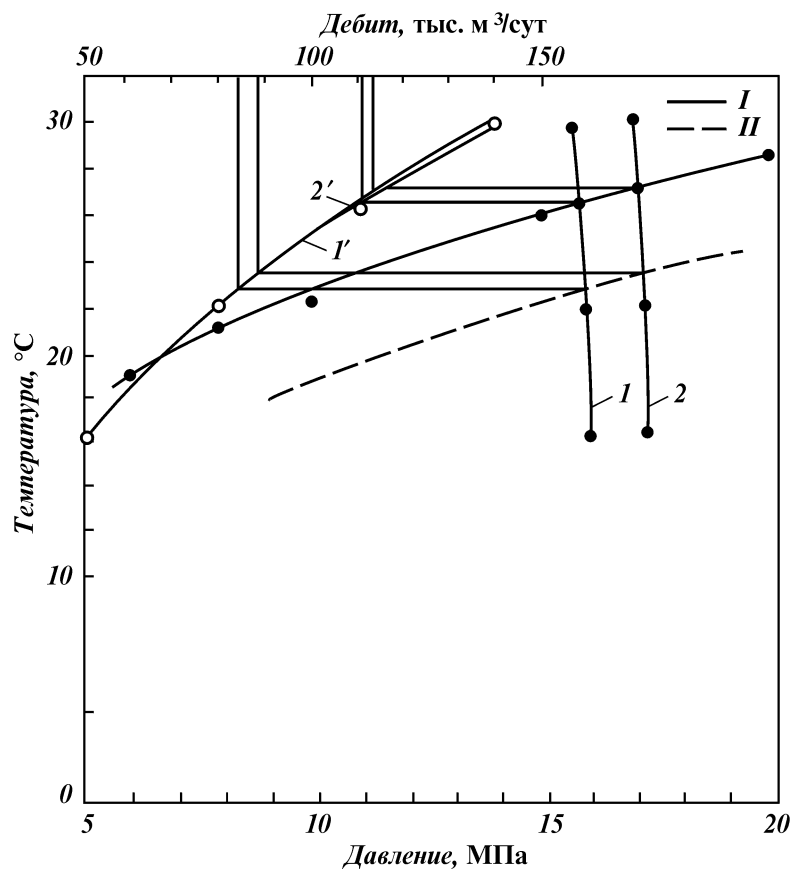


Рис. 8.7. Соотношение термобарических условий на устье скважин с фазовой диаграммой гидратообразования при добыче газоконденсата (пласт Д-IV Зайкинского месторождения):

1, 1' – забойное давление 28 МПа; 2, 2' – забойное давление 30 МПа; I – равновесные условия; II – допустимые условия

Таблица 8.7

Зависимость давления и температуры на устье скважин от забойного давления и дебита (пласт Д-IV Зайкинского месторождения)

Дебит конденсата, т/сут	Забойное давление, МПа			
	28,0		30,0	
	Давление, МПа	Температура, °C	Давление, МПа	Температура, °C
26,5	15,97	15,8	17,31	15,9
42,3	15,95	21,6	17,31	21,8
58,2	15,84	26,2	17,21	26,7
74,1	15,63	29,8	17,03	30,0

Для определения реальных условий возможного образования гидратных пробок на графике (см. рис. 8.7) пунктиром нанесена кривая, расположенная на 4 °С ниже равновесной, и определены дебиты, выше которых в НКТ гидратных пробок не будет.

При $p_c = 30$ МПа они составят 88 тыс. м³/сут (46,6 т/сут конденсата), а при $p_c = 28$ МПа – 84 тыс. м³/сут (44,4 т/сут конденсата).

8.4. ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ В СИСТЕМЕ СБОРА НЕФТИ

Выкидные линии скважин

Гидратные пробки могут образовываться также и в выкидных линиях скважин, условиями для этого являются:

изменение давления от устья скважины до сепаратора первой ступени, связанное с обычными гидравлическими потерями, а также прохождением штуцеров;

изменение температуры из-за теплоотдачи.

На Зайкинском месторождении в выкидных линиях поддерживается давление 5,5–6,0 МПа, а температура при ритмичной работе колеблется от 8 до 16 °С в зависимости от времени года.

Гидратообразование по фазовым диаграммам для нефти пластов Д-III, Д-IV возможно при давлении 6,0 МПа и температуре 17,5 °С, реальное образование пробок при переохлаждении продукции может произойти при температуре 11,5 °С.

Для газоконденсатной смеси пласта Д-IV расчетный режим гидратообразования возможен при 18,5 °С, реальное пробкообразование может возникнуть при температуре 14,5 °С, т.е. практически в течение всего года.

При увеличении давления в сепараторе первой ступени до 10 МПа температура возможного гидратообразования для нефти повышается до 15 °С, а для газоконденсатной смеси – до 17 °С, что соответствует значению среднегодовой температуры в выкидной линии. Это значит, что образования гидратных пробок следует ожидать в любое время года и необходимо разработать постояннодействующие мероприятия по борьбе с ними.

На Росташинском месторождении давление в сепараторах первой ступени равно 2,9–3,0 МПа, а в линиях – 3,5–4,0 МПа, что соответствует расчетной температуре гидратообразования 12,5 °С, и на 6 °С меньше реальной температуры, т.е. 6,5 °С.

Эта температура несколько ниже минимальной для возможного гидратообразования, поэтому пробкообразование маловероятно.

Газопроводы, узлы сепарации и стабилизации

Проведенные расчеты и построенные по ним фазовые диаграммы показывают, что соотношение концентрации гидратообразующих компонентов в газах сепарации практически не зависит от температуры сепарации, а в основном определяется давлением.

Для газа первой ступени сепарации при давлении 5,0 МПа гидратный режим возникает при температуре 16 °С, а реальная угроза пробкообразования – при 14 °С. Для газа второй ступени сепарации при давлении 3,2 МПа гидратный режим возникает при температуре 13,5 °С, а реальная угроза пробкообразования – при 11,5 °С. Для газа третьей ступени сепарации с давлением 1,5 МПа расчетный гидратный режим наступит при 9 °С, а реальный – при 7 °С, что ниже границы пробкообразования.

На Росташинском месторождении давление на первой ступени сепарации 2,94 МПа, температура расчетная 13 °С, реальная 11 °С. На второй ступени при давлении 1,96 МПа температура гидратообразования 10 °С, реальная 8 °С, что указывает на вероятность пробкообразования.

Таким образом, отложения гидратов характеризуются:

снижением буферного и увеличением затрубного давления в насосно-компрессорных трубах;

увеличением давления в выкидных линиях;

снижением дебита скважин;

частотой образования гидратных пробок от 5 до 18 в месяц при газовом факторе от 3300 до 5800 м³/т с дебитом жидкости от 14 до 60 т/сут.

8.5. МЕТОДЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ГИДРАТОВ И СПОСОБЫ ИХ РАЗРУШЕНИЯ

Предупреждение любого осложнения в скважине требует меньше затрат, чем ликвидация результатов возникшего осложнения. Это целиком относится и к гидратообразованию.

В настоящее время разработаны и применяются химические и тепловые способы предупреждения гидратообразования.

Химические методы включают технологию подачи в скважину ингибиторов различного типа. Действие их направлено на изменение структурных параметров воды и равновесных условий гидратообразования.

Ингибиторы уменьшают растворимость газа в воде. Именно эту задачу выполняют водные растворы спиртов, электролитов и их смеси.

Ингибиторы подразделяются на два класса – неорганические и органические. К неорганическим относятся электролиты, диссоциирующие в растворах на ионы и имеющие как положительный, так и отрицательный заряд. Взаимодействие ионов с водой имеет электростатический характер.

Выбор неорганического ингибитора основан на его способности хорошо растворяться в воде и сильно диссоциировать на ионы.

Наиболее активные ингибиторы – соединения бора, бериллия и алюминия. Рекомендуются в этом же качестве нитраты, хорошо растворимые в воде NaNO_3 ; KNO_3 ; NH_4NO_3 ; $\text{Mg}(\text{NO}_3)_2$; $\text{Ca}(\text{NO}_3)_2$; $\text{Al}(\text{NO}_3)_3$, а также хлориды этих же элементов.

Из последних вследствие доступности, низкой стоимости и высокой активности получил широкое применение CaCl_2 . Хлористый кальций применяется в виде раствора 30–35 % концентрации плотностью 1286–1336 кг/м³, температурой замерзания минус 55 – 20 °С, температурой кипения 110–114 °С. Недостатком CaCl_2 является его способность обогащаться кислородом воздуха и становиться коррозионно-активным. Поэтому при длительном хранении следует исключить его контакт с воздухом и применять антикоррозионные присадки.

Метанол – метиловый спирт (CH_3OH) – бесцветная жидкость с характерным запахом этилового спирта. Смешивается в любых соотношениях с водой, этанолом, диэтиловым спиртом, ацетоном, бензолом. Является сильным ядом, действующим на нервную и сосудистую системы. Молекулярная масса 32,4, плотность при 25 °С 796 кг/м³, температура кипения 64,7 °С, при концентрациях 20 и 30 % температура замерзания соответственно 18,5 и 31,5 °С.

Тепловые методы основаны на повышении температуры в стволе скважины (в месте начала гидратообразования) или сборном трубопроводе выше критической и поддержании ее в течение длительного времени.

Известны несколько способов решения этой проблемы. Например, для газовых скважин можно установлением количества отбора газа добиться такого режима, когда температура на устье станет несколько выше его температуры в области призабойной зоны. Увеличение дебита до определенного предела ведет к сокращению времени пребывания газа в стволе скважины и уменьшению его теплоотдачи. Однако таким условиям удовлетворяет определенный режим, так как

дальнейшее увеличение дебита ведет к снижению температуры за счет дроссель-эффекта.

Можно создать необходимую температуру за счет экзотермической реакции путем смешивания пятихлористого фосфора PCl_5 с водой:



Однако поддерживать постоянно необходимую температуру по данной технологии сложно: здесь речь может идти о периодическом воздействии.

Существуют также технологии, предусматривающие периодическую прокачку теплоносителя через скважину агрегатами депарафинизации.

На практике тепловые методы получили применение для борьбы с гидратообразованием в газопроводах путем подогрева газа устьевыми подогревателями и использования теплоизолированных труб.

Одной из профилактических мер предупреждения гидратообразования является использование ингибиторов – сорбитов влаги, гликолей.

Разработаны различные технологии, направленные на устранение пробок, уже образовавшихся и приведших к снижению дебита скважин или полному прекращению их работы.

Все технологии можно разделить на следующие группы:

механические,

тепловые,

химические.

Механические способы предполагают разрушение рыхлых или плавающих пробок, образующихся в насосно-компрессорных трубах, специальными штангами. Воздействуя на пробку ударами штанги, опускаемой на канате, пробку можно разрушить или протолкнуть на забой в зону повышенной температуры. Для повышения эффекта штангу иногда оснащают скребками.

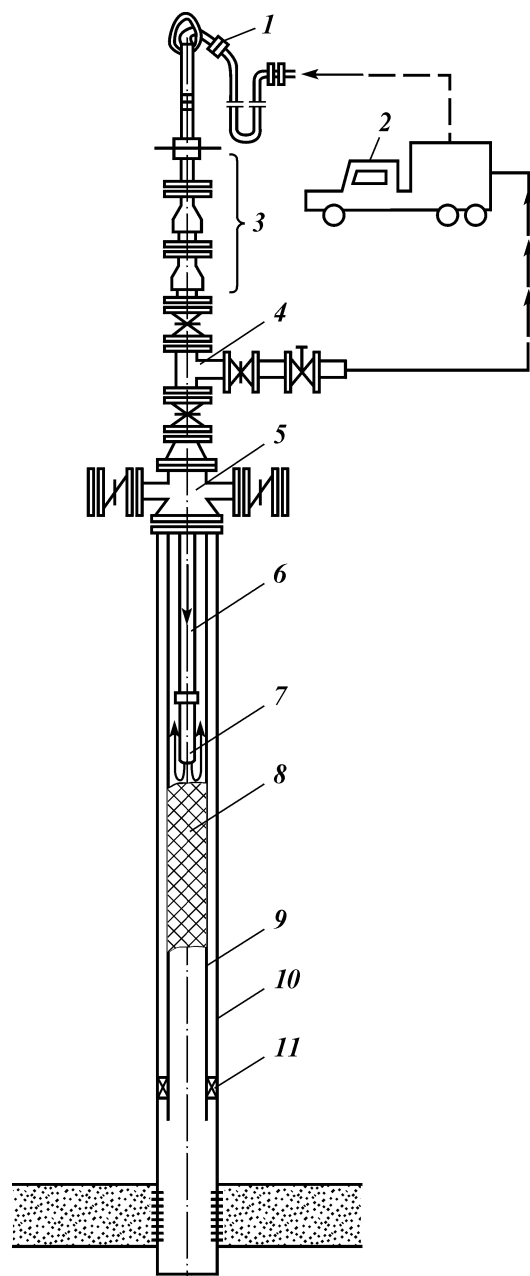


Рис. 8.8. Схема оборудования скважины при разрушении гидратной пробки закачкой теплоносителя:

1 – вертлюг; 2 – ППУ; 3 – превентор; 4 – арматура фонтанная; 5 – колонная головка; 6 – промывочные трубы; 7 – промывочная головка; 8 – пробка гидратная; 9 – НКТ; 10 – обсадная колонна; 11 – пакер

Тепловые методы включают воздействие на пробку различными теплоносителями – водой, паром, горячей нефтью. В качестве теплогенераторов используют наземные агрегаты – паропередвижные и депарафинизационные установки, а также скважинные источники тепла – электронагреватели различной конструкции.

Для прогрева гидратной пробки теплоносителем необходимо образовать два канала: один для подачи теплоносителя до гидратной пробки и второй для подъема раствора теплоносителя и ком-

понентов пробки. Операция может проводиться по схеме, приведенной на рис. 8.8. По мере разрушения пробки промывочные трубы опускаются подъемником через специальный превентор. В качестве промывочных могут использоваться трубы малого диаметра или трубчатые штанги. В настоящее время вместо труб используют специальные шланги высокого давления.

Опыт применения различных технологий для разрушения гидратных пробок показал, что наиболее приемлемым и безопасным методом является использование малогабаритного электронагревателя, разработанного специалистами УГНТУ, НГДУ "Правдинскнефть" и "Федоровскнефть" [54].

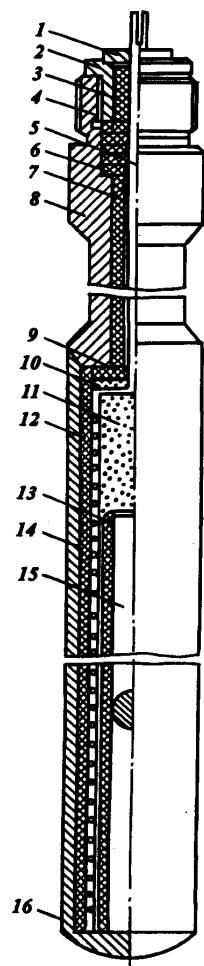
Отличительными особенностями нагревателя являются: небольшой диаметральный габарит (до 44 мм), позволяющий его опускать в НКТ диаметром 62 мм; достаточно высокая мощность до 10 кВт; высокая температура нагрева до 130 °С; получение высокой температуры в области контакта нагревателя с пробкой.

Устройство нагревателя приведено на рис. 8.9.

Однофазный электронагреватель состоит из двух основных частей: разделки кабеля с верхним штекерным соединением и собственного нагревателя с нижним штекерным соединением. Электронагреватель (см. рис. 8.9) включает корпус 14, который в верхней части соединяется разъединителем 8, а нижний – заканчивается головкой – концентратором тепла. Основным нагревательным элементом является спираль 12 из нихрома или фехрали. В опытных образцах нагревателя в качестве спирали был использован [54] нихром диаметром 2,5 мм и длиной 14 м. Один конец спирали приваривается к нижнему штекеру 5, а другой – к головке нагревателя. В нижней части нагревателя имеется специальный стержень 15, изготовленный из материала, обладающего хорошей теплопроводностью и служащего концентратором тепла на рабочей головке 16. Благодаря наличию стержня 15 достигается интенсивная передача тепла от спирали к головке 16, являющейся рабочей поверхностью электронагревателя.

Токопроводящие части нагревателя от корпуса и других элементов надежно защищены фарфоровыми изоляторами и резиновыми кольцами 3, 4, 6, 7, 9–11 и 13.

Надежная герметичность электронагревателя обеспечивается резиновыми уплотнителями 4 и 9, которые с помощью гаек 1 и 2 плотно прижимаются к нижнему штекеру.



до 30 МПа.

Рис. 8.9. Малогабаритный электронагреватель [54]

Результаты испытания нагревателя в скважинах НГДУ "Правдинскнефть" и "Федоровскнефть" 6. "Главтюменнефтегаз" показали достаточную надежность и высокую эффективность устройства при разрушении гидратопарафиновых пробок в газлифтных и фонтанных подъемниках [54].

Общая компоновка электронагревателя состоит из самого нагревателя, узла разделки кабеля и специального устьевого лубрикатора, обеспечивающих производство подземных ремонтов по разрушению гидратных пробок при высоких давлениях, достигающих до 30 МПа, без глушения скважины. При работе в скважине электронагревателей в сложных гидродинамических условиях и при высокой температуре необходимо обеспечить надежное соединение кабеля с нагревателем. Под действием собственного веса электронагревателя массой примерно 12 кг и энергии движущегося потока газожидкостной смеси узел соединения кабеля с электронагревателем испытывает значительные напряжения на разрыв. Это может привести к обрыву прибора, падению его в НКТ и необходимости ведения аварийных работ по глушению скважины. Кроме того, узел соединения нагревателя должен обеспечить надежность и герметичность внутренней полости спускаемого аппарата при рабочем давлении