

Содержание

Введение.....	3
1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	4
1.1 Общие сведения о месторождении.....	4
1.2 Стратиграфия.....	6
1.3 Тектоника.....	12
1.4 Нефтегазоносность.....	18
1.5 Физико-химические свойства газа и воды.....	21
2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	23
2.1 Осложнения при эксплуатации газовых скважин.....	23
2.2 Причины гидратообразования.....	26
2.3 Методы предупреждения и ликвидации гидратов на месторождениях....	29
3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....	34
3.1 Определение условий гидратообразования.....	34
3.2 Расчет условий гидратообразования.....	37
3.3 Выводы и рекомендации.....	40
Список использованной литературы.....	41

					ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР			
Изм. Лист	№ Документа	Подпись	Дата			Лит.	Лист	Листов
Разработал	Алексеев К.Ф.							
Руковод.	Якушина Н.А.			Эксплуатация газовых скважин			2	40
				Павловского газонефтяного				
				месторождения в условиях				
Н. Контр.				гидратообразования				
Утв.								

IV курс

Введение

Павловское газонефтяное месторождение расположено в Чернушинском районе Пермского края, в 15 км восточнее города Чернушки.

Открыто в 1956 году, эксплуатируется с 1958 года. По величине запасов относится к категории крупных месторождений (балансовые запасы более 100 млн. тонн), степень выработки запасов составляет 43 %

В тектоническом отношении приурочено к Чернушинской валообразной зоне, осложняющей северный склон Башкирского свода. Павловское месторождение располагается в области верхнедевонского мелководного полеошельфа, для которого характерно развитие органогенных построек позднефранкского – фаменского возраста.

В пределах месторождения выявляются следующие поднятия: Березовское, Деткинское, Барановское, Улыкское, Павловское, Южно – Павловское и Григорьевское.

Структурные формы относятся к типу тектоно – седиментационных. Продуктивными на нефть являются турнейские карбонатные, визейские терригенные, башкирские и верейские карбонатные отложения, в верейской залежи (пласт ВЗВ4) установлены промышленные запасы свободного газа.

На территории нефтепромысла действует полигон подземного захоронения нефтепромысловых стоков во франкско – фаменские карбонатные отложения.

В настоящее время на месторождении фонд газовых скважин составляет 44 штуки (в эксплуатации находятся 22 газовые скважины, 2 наблюдательные скважины, в консервации – 12 скважин, в ликвидации – 8 скважин).

Целью данного курсового проекта является анализ эксплуатации газовых скважин Павловского месторождения в условиях гидратообразования.

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				3
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

1. ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1.1 Общие сведения о месторождении

Павловское месторождение нефти и газа в административном отношении расположено в Чернушинском районе Пермского края, в 170 км южнее областного центра г. Перми, месторождение открыто в 1956 году. В опытную эксплуатацию введено в декабре 1959 года, в промышленную разработку – в мае 1962 года.

Территория месторождения относится к зоне умеренно-континентального климата, средняя годовая температура $+1,4^{\circ}\text{C}$. Максимальная температура в июле $+37^{\circ}\text{C}$, минимальная в январе -45°C . Осадки в летнее время носят большей частью ливневый характер, нередко сопровождаются грозами, иногда градом. Устойчивый снежный покров образуется в ноябре и сходит в апреле. Высота снежного покрова достигает 65-75 см. Максимальная глубина промерзания почвы 126 см. Преобладающее направление ветров - южное - юго-западное.

Площадь Павловского месторождения приурочена к водоразделу рек Тюй и Быстрый Танып, протекающих в меридиональном направлении одна западнее, другая восточнее месторождения. На площади много малых рек: Козьяш, Ашняшка - левые притоки Таныпа; Трунок, Бизяр - правые притоки реки Тюй. Все реки мелководны и несудоходны.

Хозяйственно-питьевое водоснабжение объектов Павловского месторождения и населенных пунктов, находящихся на территории месторождения, производится от существующей системы фильтровально-насосной станции на р. Быстрый Танып. Производственное водоснабжение объектов месторождения, а также подача воды на бурение эксплуатационных и нагнетательных скважин осуществляется по системе производственных водоводов существующего магистрального водовода Чернушка-Павлово.

Большая часть площади покрыта смешанными пихтово-еловыми лесами с липой, кленом, березой и осиной. Долины рек покрыты мелким кустарником, нередко заболочены.

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				4
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

Снабжение электроэнергией скважин и населенных пунктов происходит от государственной высоковольтной линии электропередач.

Недропользователем является ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ", владеющий лицензией.

Нефтегазодобывающее предприятие ООО "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" осуществляет добычу нефти и газа в 26 административных районах Пермского края и республики Башкортостан. На балансе ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и его зависимых предприятий находятся 139 нефтегазовых месторождений. Годовой объем добычи нефти Группы предприятий "ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ" в 2022 г. составил более 14 млн. тонн.

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				5
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

1.2 Стратиграфия

Геологический разрез Павловского месторождения изучен по материалам структурных, поисково-разведочных и добывающих скважин на глубину 2243 м и представлен породами от четвертичного до верхне-рифейского возраста. Сводный геологический разрез Павловского месторождения приведен на рисунке 1.2.1

Выделение стратиграфических горизонтов проводилось по электрокаротажному материалу с учетом исследований керна и палеонтологических характеристик пород на основании сопоставления разрезов скважин Павловского месторождения с разрезами других площадей (Красноярско-Куединской, Батырбайской, Таныпской).

Верхнерифейский комплекс - R₃

Вскрыт в скв. № 6 и № 35, наибольшая толщина – 67 м в скв. № 35, представлен песчаниками, алевролитами, аргиллитами.

Вендский комплекс - V

Вендское время представлено алевролитами и песчаниками толщиной до 68 м.

Девонская система - D

Средний отдел – D₂

Живетский ярус

Сложен терригенными породами: алевролитами, песчаниками, аргиллитами толщиной 7-12 м.

Верхний отдел – D₃

Нижнефранский подъярус – D_{3f1}

Пашийский горизонт

Отложения толщиной 7-12 м представлены алевролитами, песчаниками и аргиллитами.

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				6
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

система	отдел	ярус	подъярус	подгоризонт	горизонт	подгоризонт	КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ПОРОД	ТОЛЩИНА, м	ГЛИБИНА, м	Литологическая колонка	нефтегазо-проявления	промышленная нефть		
О У Г О Л Ь Н А Я	С Р Е Д Н И Й	В Е Р Х Н И Й	М О С К О В С К И Й	Н И Ж Н И Й	В Е Р Х Н И Й	М Я Ч К О В С К И Й	суглинки, глины, пески, галечники	40	40					
							четвертичная	глины, алевролиты, песчаники	40-52				52	
							верхний	уфимский	переслаивание доломитов серых пелитоморфных участками глинистых известняков, мергелей, песчаников, глин коричневатых, алевролитов коричневато-серых				71-89	80
							верхний	кунгурский	ангидриты голубовато-серые и голубые, кристаллические с маломощными прослоями доломитов с включениями гипса				39-69	160
							верхний	иренский	доломито-ангидритовая толща с прослоями глин и включениями гипса. Ангидриты голубовато-серые, органогенно-обломочные.				44-60	200
							нижний	иренский	доломиты светло-серые и серые, известняки доломитизированные				82-41	240
							нижний	ортинский	известняки и доломиты с включениями гипса и ангидритов. Доломиты от светлосерых до темносерых, мелкозернистые, пористые, ковернозное, органогенно-обломочные.				104-199	320
							нижний	ортинский	известняки серые, участками мелкопористые, частью доломитизированные				360	360
							нижний	ортинский	доломиты серые, плотные, крепкие, преобладают пелитоморфно-зернистые, встречаются органогенно-обломочные с включениями гипса и ангидрита.				480	480
							нижний	ортинский	известняки светло-серые и коричневато-серые, плотные, крепкие, доломитизированные.				520	520
							нижний	ортинский	доломиты серые, плотные, крепкие, преобладают пелитоморфно-зернистые, встречаются органогенно-обломочные с включениями гипса и ангидрита.				560	560
							О У Г О Л Ь Н А Я	С Р Е Д Н И Й	В Е Р Х Н И Й				М О С К О В С К И Й	Н И Ж Н И Й
доломиты серые и светло-серые, мелкозернистые, плотные, крепкие, участками слабоизвестковистые, с включениями гипса.	640	640												
известняки серые, мелкозернистые, плотные, крепкие, с включениями кремня	680	680												
доломиты светло-серые, коричневато-серые, мелкозернистые, плотные, крепкие, с включениями ангидрита	720	720												
известняки серые и светло-серые, детритовые, мелкозернистые, плотные, крепкие	760	760												
известняки светло-серые и желтовато-серые, мелкозернистые, плотные, крепкие, доломитизированные, с прослоями доломитов и аргиллитов темно-серых	800	800												
известняки светло-серые и серые, мелкозернистые, плотные, крепкие	840	840												
известняки светло-серые, органогенно-обломочные, глинистые, доломиты светло-серые, мелкозернистые, с прослоями мергелей и аргиллитов	880	880												
известняки светло-серые, почти белые, разнозернистые, органогенно-обломочные, плотные, крепкие, с включениями и прослоями доломита и кремня, участками нефтенасыщенные	920	920												
известняки серые и светло-серые, мелкозернистые, плотные, крепкие, глинистые, прослоями органогенно-обломочные, пористые, разной нефтенасыщенности	960	960												
известняки серые и светло-серые, мелкозернистые, плотные, крепкие, глинистые, прослоями органогенно-обломочные, пористые, разной нефтенасыщенности	1000	1000												
известняки светло-серые, почти белые, мелкозернистые, органогенно-обломочные, плотные, крепкие, с включениями и прослоями доломита и кремня, участками нефтенасыщенные	1040	1040												
известняки светло-серые, почти белые, мелкозернистые, органогенно-обломочные, плотные, крепкие, с включениями и прослоями доломита и кремня, участками нефтенасыщенные	1080	1080												
известняки светло-серые, почти белые, мелкозернистые, органогенно-обломочные с прослоями доломитов	1120	1120												

Продолжение рисунка – 1.2.1

		Алексеев К.Ф.		
		Якушина Н.А.		
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата

ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР

Лист

8

Тиманский горизонт

Нижняя часть тиманского горизонта сложена терригенными породами, верхняя часть - известняками. Толщина горизонта 14-18 м.

Верхнефранский подъярус – D_{3f2}

Карбонатные породы, саргаевского, доманикового горизонтов – это известняки толщиной 155-194 м.

Фаменский ярус – D_{3fm}

Отложения представлены известняками и доломитами толщиной до 361 м.

Каменноугольная система - C

Нижний отдел – C₁

Турнейский ярус – C_{1t}

Отложения достигают толщины 102 м, они представлены известняками мелко- и среднезернистыми, прослоями окремнелыми и органогенно-обломочными.

Нижне и средневизейский подъярус - C_{1v}

Кожимский надгоризонт

Косьвинский, радаевский и бобриковский горизонты

Сложены алевролитами, аргиллитами и песчаниками и характеризующиеся сильной литологической изменчивостью по площади. Толщина отложений бобриковского горизонта 12-30 м.

Тульский горизонт - C_{1tl}

Представлен терригенной и карбонатной пачками, толщиной до 14 – 22 м.

Окский надгоризонт

Мощная карбонатная толща сложена известняками и доломитами толщиной 263-338 м.

Серпуховский ярус - C_{1s}

Представлен известняками и доломитами толщиной 12-30 м.

Средний отдел - C₂

Башкирский ярус - C_{2b}

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				9
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

Сложен известняками и доломитами. К пористым разностям известняков приурочены залежи нефти. Толщина яруса 53-77 м.

Московский ярус

Верейский горизонт - C_{2vr}

Представлен известняками. К проницаемым разностям приурочены промышленные залежи нефти и газа. Толщина 53-65 м.

Каширский горизонт - C_{2ks}

В каширское время происходило накопления карбонатных осадков, которые позднее были в различной степени доломитизированы. Толщина отложений 64-72 м.

Подольский горизонт - C_{2pd}

Представлен известняками и доломитами, толщиной 62-81 м.

Верхний отдел – C₃

Поздний карбон сложен доломитами с включениями гипса и известняки с включениями кремня достигают толщины 131-168 м.

Пермская система - P

Нижний отдел – P₁

Ассельско-сакмарский ярус - P_{1s+a}

В ассельско-сакмарское время формировались известково-доломитовые отложения с прослоями ангидритов.

Артинский ярус – P_{1ar}

В артинское время накапливались известково-доломитовые отложения и ангидриты.

Кунгурский ярус

В кунгурский век сформировалась региональная карбонатно-сульфатная толща. Общая толщина нижнепермских отложений составляет 429-501 м

Верхний отдел – P₂

Уфимский ярус

Позднепермские отложения в объеме соликамского и шешминского горизонтов имеют толщину до 130 м.

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				10
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

Четвертичные отложения - Q

Четвертичные отложения на рассматриваемой территории распространены повсеместно и залегают на размытой поверхности верхнепермских пород. Они сложены преимущественно глинами, суглинками, песками, галечниками и суглинками. Толщина до 20 м.

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				11
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

Павловское месторождение объединяет поднятия: Березовское, Деткинское, Барановское, Улыкское, Павловское, Южно-Павловское, Григорьевское, которые являются результатом образования верхнедевонских рифогенных массивов в пределах бортовой зоны ККСВ (Камско-Кинельской системы впадин).

Ниже дается краткое описание строения площади по маркирующим горизонтам.

Маркирующая поверхность тиманского горизонта вскрыта в восьми скв. №№ 6, 10, 35, 526, 527, 531, 554, 2102. По данным бурения наивысшее положение тиманской поверхности отмечено в районе скв. №2102. Результаты испытаний скважин показали, что отложения верхнего девона имеют низкие коллекторские свойства, поэтому дальнейшее изучение девона не производилось.

По кровле турнейского яруса четко выделяются все поднятия Павловского месторождения. Наивысшее положение на площади занимают Павловская и Южно-Павловская структуры.

Березовская структура, расположенная на севере Павловского месторождения, имеет северо-западное простирание и состоит из поднятий в районах скв. № 28 и № 243. Севернее скв. №27 возможно наличие еще одной приподнятой зоны, не вскрытой бурением. Размеры Березовского поднятия в пределах замкнутой изогипсы минус 1270 м составляют 6,8 x 4,8 км, амплитуда поднятия 29 м, углы наклона крыльев $4^{\circ}57'$ - $0^{\circ}54'$.

Деткинское поднятие расположено южнее Березовского, отделяется от него небольшим прогибом и состоит из нескольких самостоятельных структур изометричной формы, простирание их – от широтного до субмеридионального, углы наклона крыльев колеблются в пределах $4^{\circ}57'$ - $0^{\circ}59'$.

Барановское поднятие расположено к юго-западу от Деткинского и состоит из двух структур различного простирания. Поднятия в районах скв. №№ 804, 805, 43 объединены общей изогипсой минус 1250 м, размеры общей структуры 5,2 x 1,2 км, амплитуда 41 м, углы наклона восточного крыла $4^{\circ}54'$,

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				13
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

западного - $0^{\circ}54'$. Структура в районе скв.№223 имеет северо-восточное простирание, ее размеры в пределах замкнутой изогипсы минус 1260 м составляют 2,9 x 2,2 км, амплитуда 19 м, угол наклона восточного крыла $3^{\circ}56'$, западного $0^{\circ}51'$.

Юго-западнее Барановского поднятия находится Улыкское поднятие, в южной и юго-западной частях осложненное куполовидными структурами, выделяемыми по сейсмическим данным. Размеры Улыкского поднятия в пределах изогипсы 1250 м составляют 5,8 x 4,8 км, амплитуда 50 м, углы наклона восточного крыла $4^{\circ}36'$, западного - $0^{\circ}48'$.

В центральной части площади расположено Павловское поднятие, осложненное несколькими положительными структурами с простиранием от субмеридионального до широтного. Размеры Павловского поднятия 7,5 x 6,2 км, амплитуда 44 м, углы наклона крыльев: северного $2^{\circ}54'$, южного - $1^{\circ}30'$.

Южно-Павловское поднятие расположено на юге Павловского месторождения и состоит из нескольких самостоятельных структур.

Поднятие изометричной формы в районе скв.№324 в пределах изогипсы минус 1250 м имеет размеры 4,8 x 4,0 км, амплитуда 44 м, углы наклона крыльев $1^{\circ}30' - 1^{\circ}00'$.

Расположенное южнее поднятие в районах скв. № 182 и № 219 имеет северо-восточное простирание, его размеры в пределах изогипсы 1250 м составляют 2,4 x 1,0 км, амплитуда 20 м, углы наклона крыльев $3^{\circ}53' - 2^{\circ}50'$.

Куполовидное поднятие в районе скв. № 272 имеет размеры 0,9 x 0,8 км и амплитуду 16 м. Углы наклона южного крыла $3^{\circ}18'$, северного $1^{\circ}27'$.

Юго-восточная часть Южно-Павловского поднятия отделяется небольшим прогибом. Поднятие в районе скв. № 531 оконтурено изогипсой минус 1250 м, его размеры 1,2 x 0,9 км, амплитуда 13 м, угол падения западного крыла $4^{\circ}50'$, южного - $1^{\circ}55'$.

Куполовидное поднятие в районе скв. № 554 в пределах изогипсы минус 1270 м имеет размеры 0,6 x 0,5 км, амплитуда 18 м, угол наклона северо-западного крыла $4^{\circ}18'$, южного $1^{\circ}59'$.

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				14
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

Григорьевское поднятие расположено восточнее Павловского и осложнено структурами: в районах скв. № 1053, 2376, 2200 и между скв. № 52 и № 58.

Поднятие в районе скв. №1053 изометрической формы оконтурено изогипсой минус 1260 м, его размеры 2,0 x 1,2 км, амплитуда 28 м, углы наклона – северо-западного $4^{\circ}28'$, юго-восточного - $3^{\circ}14'$.

Поднятие в районе скв. №2376 северо-западного простирания в пределах изогипсы минус 1260 м имеет размеры 1,9 x 1,1 км, амплитуду 24 м, углы падения юго-западного крыла $2^{\circ}52'$, северо-восточного - $3^{\circ}26'$.

Поднятие в районе скв. № 2200 субширотного простирания имеет размеры 0,6 x 0,3 км, амплитуду около 5 м, углы падения крыльев $1^{\circ}50'$ - $1^{\circ}30'$.

К востоку от Григорьевского поднятия по данным сейсморазведки в районе скв. № 51 выделена самостоятельная структура северо-западного простирания, которая относится к Восточно-Григорьевской площади. Углы падения крыльев изменяются от $0^{\circ}03'$ до $1^{\circ}54'$.

По кровле терригенной части тульского горизонта наблюдается уменьшение амплитуд структур, рассмотренных ранее и уменьшение углов наклона крыльев.

На Березовском поднятии раскрывается южная периклиналь, уменьшаются размеры и амплитуда структуры в районе скв. № 243.

На Деткинском поднятии общее простирание структур сохраняется, а амплитуда уменьшается до 13 – 18 м, углы наклона крыльев составляют $3^{\circ}50'$ - $0^{\circ}50'$.

Простирание структур, входящих в Барановское поднятие, сохраняется, а амплитуда уменьшается до 14 – 24 м, углы падения крыльев становятся положе и составляют $3^{\circ}53'$ - $0^{\circ}50'$.

На Улыкском поднятии амплитуда уменьшается до 33 м, но размеры почти сохраняются, углы падения уменьшаются до $2^{\circ}00'$ - $0^{\circ}36'$.

На Павловском поднятии также происходит уменьшение амплитуды структуры до 33 м, углы падения изменяются мало – до $2^{\circ}22'$ - $1^{\circ}16'$.

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				15
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

На Южно-Павловском поднятии происходит уменьшение амплитуды всех структур, форма структур сглаживается, углы падения уменьшаются.

На Григорьевском поднятии, как и по нижележащему турнейскому плану, выделяется 4 самостоятельные структуры, их размеры почти сохраняются, но амплитуда уменьшается до 4,0 – 19,0 м, углы падения – до 3°24' - 0°49'.

По маркирующей поверхности башкирского яруса прослеживаются все поднятия. Уменьшаются углы падения крыльев, отмечается смещение отдельных структур по сравнению с нижележащими планами. Наивысшее положение на площади занимают Павловская и Южно-Павловская структуры.

На Березовском поднятии наблюдается смещение сводовой части структуры в районе скв. № 32, структура в районе скв. № 243 по изогипсе минус 840 м раскрывается в южном направлении.

На Деткинском поднятии на месте структуры в районе скв. № 217 рисуется структурный нос северо-западного простирания. Остальные структуры, сохранив простирание, уменьшились по амплитуде до 8 – 13 м, углы падения составляют 0°57' - 0°10'.

На Барановском поднятии единая прежде высокоамплитудная структура по башкирскому плану состоит из трех малоамплитудных зон северо-западного простирания, углы падения западного крыла составляют 3°26', восточного - 0°51'. Структура в районе скв. №223 приобретает более плавные очертания, уменьшаясь по амплитуде до 8 м, углы наклона составляют 2°17' - 0°37'.

На Улыкском поднятии выделено несколько малоамплитудных поднятий, объединенных общей изогипсой минус 810 м амплитуда поднятия уменьшилась до 22 м, углы падения до 0°54' - 0°18'.

Павловское поднятие, почти сохраняясь в размерах, выполаживается, амплитуда уменьшается до 28 м, углы наклона – до 1°18' - 0°15'.

На Южно-Павловском поднятии прослеживаются все выделенные по нижележащим планам структуры, но происходит некоторое смещение их сводовых частей. Малоамплитудные по отдельности, они объединены общей

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				16
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

изогипсой минус 810 м, в пределах которой амплитуда составляет 29 м. Углы наклона крыльев равны $0^{\circ}30'$ - $0^{\circ}28'$.

Восточная часть Южно-Павловского поднятия сохраняет свое строение, размеры структур в районах скв. № 531 и № 554 сокращаются до 0,4 х 0,2 км, амплитуда до 2 – 10 м, углы наклона крыльев – до $0^{\circ}57'$ - $0^{\circ}14'$.

Между Григорьевским и Павловским поднятиями исчезает прогиб. Все четыре структуры Григорьевского поднятия оконтурены изогипсами минус 800 м и объединены общей изогипсой минус 810 м, в пределах которой размеры составляют 5,0 х 4,8 км, амплитуда 19 м. Углы наклона уменьшаются до $1^{\circ}00'$ - $0^{\circ}21'$.

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				17
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

1.4 Нефтегазоносность

На Павловском месторождении промышленно нефтеносны: верхнедевонско-турнейский карбонатный комплекс (пласты Т₂, Т₁), нижне-средневизейский терригенный комплекс (пласты Рд, Бб₂, Бб₁, Тл_{2б}, Тл_{2а}), окско-серпуховско-башкирский карбонатный комплекс (пласты Бш₂, Бш₁), верейский карбонатный комплекс (пласт В₃В₄).

Ниже приводится описание продуктивных пластов по каждому нефтегазоносному комплексу, где имеются запасы свободного газа.

Верхне-визейско-башкирский карбонатный нефтегазоносный комплекс

Пласты Би₁ и Би₂

На Павловском месторождении нефтеносными являются пласты Бш₁ и Бш₂. Проницаемый пласт Бш₁ выделяется примерно в 4 - 7 м от кровли башкирского яруса и прослеживается во всех скважинах месторождения. Общая толщина пласта изменяется от 7 м до 16 м, причем 75 % скважин имеют толщину 10 - 14 м, т. е. в основном пласт довольно выдержан по толщине. В составе пласта выделяются от 1 до 11 проницаемых пропластков, чаще встречается 1 - 5, в 86 % скважин их число равно 2 - 4. Эффективная толщина пласта меняется от 0,6 до 8 м, 90 % скважин имеют толщину 1 - 5 м.

Эффективная толщина от общей составляет 21 - 23 %. Коэффициент расчлененности равен 2,3 - 3,13.

К пласту Бш₁ приурочена залежь нефти, объединяющая Барановское, Улыкское, Павловское, Южно-Павловское и Григорьевское поднятия, две небольшие залежи на Барановском поднятии в районах скв. № 161 и № 286, залежь в районе скв. № 531 на Южно-Павловском поднятии и газовая шапка на Григорьевском поднятии.

От вышележащего пласта Бш₁ пласт Бш₂ отделяется толщей глинистых известняков от 2 до 4 м. В ряде скважин в связи с замещением проницаемых прослоев в кровле пласта Бш₂ и подошве Бш₁ величина глинистого раздела увеличивается. Пласт довольно четко прослеживается по всей площади месторождения, его общая толщина изменяется от 11 до 27 м, причем в 80 %

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				18
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

скважин она находится в пределе 16 – 21 м. Пласт на 33 – 39 % состоит из коллектора, эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам изменяется от 1 до 16 м, наибольшая частота встречаемости 3 – 9 м (75 % скважин). Пласт расчленен, коэффициент расчлененности составляет 5 – 6,64. Количество проницаемых пропластков изменяется от 1 до 11, в 71 % скважин число проницаемых прослоев 4 – 7.

К пласту Бш₂ приурочены залежи нефти на поднятиях: Барановском (район скв. № 2140), Улыкском, Павловском, Южно-Павловском и Григорьевском.

Из 151 скважины, вскрывшей перфорацией башкирские отложения, основная доля приходится на пласт Бш₁. Совместное испытание двух пластов проведено в 26 % скважин, поэтому обоснование ВНК проведено для суммы пластов Бш₁ и Бш₂.

Размеры залежей составляют 0,4 – 17,0 х 0,2 – 15,0 км, этаж нефтеносности от 0,2 до 38,3 м. Тип залежей - пластовая сводовая с литологическими экранами. ВНК принят на абсолютной отметке от минус 810 м до минус 825 м.

Размеры газовой шапки в пределах принятого ГНК минус 807 м составляют 1,9 х 1,0 км, этаж газоносности 10,7 м. Тип залежи пластовая сводовая.

Верейский карбонатный нефтегазоносный комплекс

Пласт В₃В₄

Пласт В₃В₄ повсеместно распространен по площади месторождения, замещение его глинистыми породами отмечено в 20 скважинах. Толщина пласта составляет 8 - 16 м, толщина проницаемой части изменяется от 1,4 до 13 м. На Березовском поднятии наибольшие значения эффективной толщины отмечаются в северо-восточной (скв. № 6 – 9,3 м) и южной (скв. № 10 – 9,6 м) частях. На Деткинском поднятии эффективная толщина пласта увеличивается в восточном направлении, достигая наибольшего значения 10,6 м в скв. № 226. На основной части месторождения, включающей Барановское, Павловское, Улыкское, Южно-Павловское и Григорьевское поднятия, увеличение

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				19
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

эффективной толщины происходит в восточном, юго-восточном и южном направлениях, наибольшее значение отмечается в скв. № 316 – 12,4 м.

В составе пласта выделяется 1 - 10 проницаемых прослоев. Доля коллектора по поднятиям составляет 0,39 – 0,53, коэффициент расчлененности 4,36 – 5,93.

Нефтепроявления по керну отмечены до абсолютных глубин минус 781,8 – 821,1 м.

На месторождении выделяются две газовые залежи на Деткинском поднятии (районы скв. №№ 289, 258) и две нефтегазовые - на Березовском поднятии и в основной части месторождения, включающей Барановское, Улыкское, Павловское, Южно-Павловское и Григорьевское поднятия.

Размеры газовой залежи составляют 0,8 – 2,8 x 0,9 – 1,9 км, в пределах ГНК от минус 803 м до минус 817 м, этаж газоносности 3,9 – 8,0 м. Тип залежей - пластовая с литологическими экранами. Размеры нефтяной части залежи в пределах ВНК минус 827 м составляют 4,9 x 4,0 км, этаж нефтеносности 10 м.

На основной части месторождения выделяется газонефтяная залежь с двумя газовыми шапками - на Григорьевском поднятии и объединяющая Барановское, Улыкское, Павловское и Южно-Павловское поднятия.

Размеры газовой шапки 4,8 - 15 x 5,8 - 10 км, этаж газоносности 15,1 – 23,5 м. Эффективная газонасыщенная толщина составляет 0,6 – 11,6 м.

Размеры нефтяной залежи в пределах ВНК минус 790 – минус 798 м составляют 0,2 - 17 x 0,6 - 18 км, этаж нефтеносности 6,7 - 13 м, тип залежи - пластовая сводовая. Нефтенасыщенная толщина изменяется от 0,8 до 7,2 м, средневзвешенное значение равно 3,8 м.

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				20
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

1.5 Физико-химические свойства газа и воды

Таблица 1.5.1 – Компонентный состав природного газа

№п/п	Компоненты	Массовая доля
1.	CO ₂ -углекислый газ	отсутствует
2.	H ₂ S-сероводород	отсутствует
3.	N ₂ -азот	14,03
4.	CH ₄ -метан	73,42
5.	C ₂ H ₆ -этан	9,50
6.	C ₃ H ₈ -пропан	1,97
7.	C ₄ H ₁₀ -изобутан	0,29
8.	HC ₄ H ₁₀ -нормальный бутан	0,44
9.	C ₅ H ₁₂ -изопентан	0,17
10.	HC ₅ H ₁₂ -нормальный пентан	0,11
11.	C ₆ H ₁₄ +гексаны и выше	0,07
	<i>Итого:</i>	100

Таблица 1.5.2 – Компонентный состав попутного нефтяного газа

№п/п	Компоненты	Массовая доля
1.	CO ₂ -углекислый газ	отсутствует
2.	H ₂ S-сероводород	отсутствует
3.	N ₂ -азот	5,29
4.	CH ₄ -метан	34,98
5.	C ₂ H ₆ -этан	18,30
6.	C ₃ H ₈ -пропан	21,52
7.	C ₄ H ₁₀ -изобутан	4,10
8.	HC ₄ H ₁₀ -нормальный бутан	8,50
9.	C ₅ H ₁₂ -изопентан	3,22
10.	HC ₅ H ₁₂ -нормальный пентан	2,46
11.	C ₆ H ₁₄ +гексаны и выше	1,63
	<i>Итого:</i>	100

Таблица 1.5.3 - Физико-химические свойства воды

Вязкость в пластовых условиях, МПа·с	Плотность в пластовых условиях, кг/м ³	Содержание ионов, мг/л мг-экв/л					
		Cl ⁻	SO ₄ ⁻	HCO ₃ ⁻	Ca ²⁺	Mg ²⁺	Na ⁺ + K ⁺
1,55	1,143	131172	1020	48,8	8779	3430	72043
		3700	21,26	0,80	438	181	3002

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				22
Изм.	Лист	№ Документа	Подпись	Дата		

2. ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

2.1 Осложнения при эксплуатации газовых скважин

Если продуктивный пласт сложен рыхлыми неустойчивыми породами (песок), то при эксплуатации скважин с большим дебитом возможно разрушение призабойной зоны. Твердые частицы, выносимые из пласта, способствуют эрозии (разъеданию) подземного и наземного оборудования, образованию пробок, подземным обвалам и т.д. Обеспечить нормальную эксплуатацию скважины можно поддержанием минимального градиента, меньшего, чем допустимое его значение, созданием условий выноса частиц из ствола на поверхность и применением методов крепления призабойной зоны пласта.

Нарушение условий, влияющих на установление технологического режима работы газовых скважин, или невозможность их учета в полной мере приводит к различным осложнениям при эксплуатации. Рассмотрим основные виды осложнений и мероприятия по их устранению.

Гидратообразование

Образовавшиеся гидраты могут закупорить скважины, газопроводы, сепараторы, нарушить работу измерительных приборов и регулирующих средств. Часто вследствие образования гидратов выходят из строя штуцера и регуляторы давления, дросселирования газа в которых сопровождается резким понижением температуры.

Особенности эксплуатации обводняющихся газовых скважин

Многие газовые и газоконденсатные месторождения страны эксплуатируются при упруговодонапорном режиме, причем в отрасли растет число месторождений, вступивших в позднюю стадию разработки с естественным закономерным обводнением продукции скважин.

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				23
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

В работе газовой скважины можно выделить четыре периода. Первый период – безводный. Во втором периоде происходит накопление притекающей воды в стволе сначала без выноса ее на поверхность и с образованием пленки на стенках труб (первая фаза периода), а затем с выносом ее в виде диспергированных капелек потоком газа. Третий период характеризуется тем, что, сколько воды притекает в скважину, столько же ее выносится на поверхность. При этом в стволе имеется определенный объем накопившейся воды. По мере истощения залежи в зависимости от технологического режима эксплуатации скважины происходит уменьшение либо дебита газа, либо забойного давления. Условия для выноса воды ухудшаются, особенно при увеличении расхода притекающей воды. Наступает четвертый период, характеризующийся новым ускоряющимся накоплением воды в стволе. Вследствие этого работа обводняющейся газовой скважины переходит на режим нулевой подачи газожидкостного подъемника. Так как при этом приток воды продолжается, то скважина захлестывается водой и прекращает работу. Наступает «самоглушение» скважины водой. С позиций интенсификации работы обводняющейся газовой скважины в четвертом периоде выделяем две фазы: естественного выноса воды и принудительного ее удаления.

Начало принудительного удаления воды и длительность четвертого периода следует устанавливать из экономических расчетов себестоимости добычи газа и народнохозяйственной эффективности. Отметим только, что в обводняющихся газовых скважинах фонтанные трубы должны спускаться до нижних отверстий фильтра, особенно при малых депрессиях давления.

Для принятия решений по интенсификации работы и способам дальнейшей эксплуатации обводняющейся газовой скважины необходимо располагать данными о расходе притекающей воды или объеме накопившейся в скважине воды, об условиях ее выноса или принудительного удаления.

Способы эксплуатации обводняющихся газовых скважин можно подразделить на способы, уменьшающие поступление воды в скважину, и способы, освобождающие ствол от поступившей воды.

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				24
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

Уменьшение поступления вод в скважину достигается регулированием потоков в пласте, изоляцией скважины от поступления пластовых вод (изоляция обводившихся пропластков смолами, цементным раствором, пеной и другими материалами; установка горизонтальных экранов при конусообразовании вод; селективное вскрытие пропластков; исправление герметичности колонн и цементного камня), а также ограничением отборов газа до исключения поступления воды из пласта.

Способы принудительного удаления воды подразделяем на газогидродинамические, физико-химические и механизированные.

Освобождать ствол скважины от воды можно путем подъема на поверхность либо подачи в поглощающий пласт (тот же или другой). Первая подгруппа способов предусматривает создание скоростей газа больше критической для выноса, диспергирование жидкости или остановки для поглощения жидкости пластом. Наибольшее применение из них нашли периодические продувки скважины.

Наиболее широкое применение из всех способов удаления воды получил физико-химический способ – ввод в скважину пенообразующих поверхностно-активных веществ (ПАВ) в жидком виде. Сущность способа состоит в том, что при закачке водного раствора пенообразующего ПАВ в скважину, растворенного в пластовой воде и прохождении газа образуется пена. Так как плотность пены значительно меньше плотности воды, то она выносится газовым потоком при скоростях всего 0,1-0,2 м/с, то есть в 50 раз меньше, чем для воды. В качестве пенообразующих ПАВ применяют ОП-10, превоцелл, сульфанол и др. Концентрация ПАВ, необходимая для вспенивания удаляемой жидкости, составляет 2-3 г/л. При наличии газоконденсата концентрацию ПАВ увеличивают.

Для предупреждения замерзания в зимних условиях в водный раствор ПАВ вводят антифриз (метанол, гликоль, хлористый кальций). Раствор ПАВ закачивается в затрубное пространство посредством передвижного или стационарного агрегата любого типа, основные элементы которого – емкость

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				25
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

для раствора ПАВ и насос. Периодический и непрерывный ввод ПАВ можно проводить с помощью различных аппаратов и устройств, устанавливаемых на устье скважины, а также с помощью метанольной установки капельного типа.

2.2 Причины гидратообразования

Природный газ газовых месторождений в пластовых условиях насыщен парами воды. При отборе газа из пласта, сопровождающемся понижением его температуры и давления, пары воды конденсируются и скапливаются в скважинах и газопроводах. При определенных условиях компоненты природного газа (метан, этан, пропан, бутаны), взаимодействуя с водой, способны образовывать твердые кристаллические вещества, называемые гидратами.

Уменьшение температуры ΔT связано с уменьшением давления Δp уравнением:

$$\Delta T = \varepsilon_r * \Delta p, \text{ где} \quad (2.3.1)$$

ε_r - среднеинтегральный коэффициент Джоуля – Томсона или дроссельный коэффициент (дросселирование – понижение давления при прохождении газа или жидкости через дроссель – местное гидравлическое сопротивление)

Пары воды конденсируются и скапливаются в скважине и газопроводах. При определенных условиях каждая молекула компонентов углеводородного газа (метан, этан, пропан, бутан) способна связать 6-17 молекул воды, например $CH_4 \cdot 6H_2O$; $C_2H_6 \cdot 8H_2O$; $C_3H_8 \cdot 17H_2O$. Таким образом, образуются твердые кристаллические вещества, называемые кристаллогидратами.

Гидраты представляют собой физико-химическое соединение воды с углеводородными газами.

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				26
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

По внешнему виду гидраты похожи на рыхлый снег с желтоватым оттенком, или лед. Это неустойчивые соединения и при нагревании или понижении давления быстро разлагаются на газ и воду. Безгидратный режим работы возможен при условии:

$$P \leq P_p \text{ и } T \geq T_p \quad (2.3.2)$$

P_p и T_p – равновесные давление и температура гидратообразования, которые определяют экспериментально.

Причем, чем выше давление, тем выше T_p . В условиях высокого давления гидраты не могут существовать при температуре выше критической:

Таблица 2.3.1. – Температура гидратообразования

Газ	CH ₄	C ₂ H ₆	i- C ₃ H ₈	n-C ₄ H ₁₀
T _{кр} 0С	21,5	14,5	5,5	1,5

Влияние углеводородных компонентов и свойств природного газа на гидратообразование.

Увеличение процентного содержания сероводорода углекислого газа приводит к повышению равновесной температуры гидратообразования и понижению равновесного давления. Например, при давлении 50атм. для чистого метана температура образования гидратов составляет 6°С, а при 25-ом содержании H₂S она достигает 10°С. Природные газы, содержащие азот, имеют более низкую температуру образования гидратов, т. е. в этом случае гидраты становятся менее устойчивыми. Например, если в природном газе с относительной плотностью 0,6 отсутствует азот, гидраты его при температуре 10°С остаются устойчивыми до давления 34 атм., если же в газе содержится 18% азота, равновесное давление гидратообразования снижается до 30 атм.

Для образования гидратов в жидких углеводородных газах требуются более высокое давление и более низкие температуры. В отличие от природных газов выделение гидратов в жидких углеводородных газах сопровождается

увеличением давления системы (в замкнутом объеме). Кроме того, как и в природных газах, в этом случае выделяется теплота, в результате чего повышается температура системы. Поскольку объем остается постоянным, с увеличением температуры в системе растет и давление.

Разложение гидратов жидких углеводородных газов сопровождается уменьшением объема и, следовательно, понижением давления. Образование гидратов в жидких углеводородах идет несравнимо труднее, чем в газообразных. Чтобы начался этот процесс, требуется выдержать систему при соответствующих условиях в течение некоторого времени и в основном в условиях равновесия. Однако при отрицательных температурах после появления мелких кристалликов льда гидраты начинают образовываться быстро. Гидраты жидких углеводородных газов легче воды

При движении нефтяного и природного газа по газосборным сетям температура и давление его всегда падают с выделением углеводородного и водного конденсатов.

Углеводородный и водный конденсат в пониженных местах газопровода образует жидкостные пробки, сильно снижающие пропускную способность газопроводов. Кроме того, при определенных термодинамических условиях газы в контакте с водным конденсатом могут образовывать гидраты, которые, отлагаясь на стенках труб, уменьшают сечение газопровода.

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				28
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

2.3 Методы предупреждения и ликвидации гидратов на месторождениях

Борьба с гидратами, как и с любыми осложнениями, ведется в направлениях их предупреждения и ликвидации. Следует всегда отдавать предпочтение методам предупреждения гидратообразования.

Для предотвращения образования гидратов в скважинах применяют следующие методы:

- а) устанавливают соответствующий технологический режим эксплуатации скважины;
- б) непрерывно или периодически подают на забой скважины антигидратные ингибиторы;
- в) применяют футерованные насосно-компрессорные (подъемные) трубы;
- г) систематически удаляют с забоя скапливающуюся жидкость;
- д) устраняют причины, вызывающие пульсацию газа в скважине.

Ствол скважины очищают от гидратных отложений:

- а) продувкой в атмосферу с необходимой предварительной выдержкой скважины в закрытом состоянии с целью частичного разложения гидратов под влиянием тепла окружающих пород;
- б) закачкой большого объема антигидратного ингибитора непосредственно на гидратную пробку с выдержкой для разложения гидратной пробки и с последующей продувкой в атмосферу.

Предупреждают образование гидратов в фонтанной арматуре и в обвязке скважин, а также на различных участках, в узлах и звеньях системы сбора и транспортирования газа (в зависимости от конкретных условий) следующими методами, применяемыми как самостоятельно, так и комплексно:

- а) обогревом отдельных узлов и участков;
- б) вводом в поток газа антигидратных ингибиторов (метанола, раствора хлористого кальция, диэтиленгликоля и др.);

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				29
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

в) устранением резких перепадов давления, которые вызывают движение температуры газа, ведущее к конденсации парообразной влаги и образованию гидрата;

г) систематическим удалением жидкости, скапливающейся в пониженных местах системы сбора и внутрипромыслового транспортирования газа, при помощи конденсатосборников или дренажных патрубков;

д) регулярной продувкой газопроводов от окалины, грязи и т. п., в местах скопления которых образуются кристаллы гидратов.

Рассмотрим некоторые способы предотвращения образования гидратов и льда.

Ввод метанола в газовый поток.

Если безгидратный режим не представляется возможным обеспечить, особенно при расположении скважины в зоне вечной мерзлоты, то образование гидратов можно предупредить применением ингибиторов гидратообразования (рисунок 2.4.1). Ингибитор гидратообразования снижает температуру гидратообразования.

Основные ингибиторы, применяемые в газовой промышленности, – метиловый спирт CH_3OH (метанол), хлористый кальций, гликоли (этиленгликоль, ди- и триэтиленгликоль).

Потребное количество нелетучего ингибитора гидратообразования

$$q_{\text{н}} = \frac{G_2(W_1 - W_2)}{G_1 - G_2} \quad (2.4.1)$$

и летучего (испаряющегося) ингибитора, например метанола

$$q_{\text{н}} = \frac{G_2(W_1 - W_2)}{G_1 - G_2} + 0,001G_2 \cdot a_{\text{м}} \quad \text{где} \quad (2.4.2)$$

$q_{\text{н(л)}}$ – расход нелетучего (летучего) ингибитора, кг/1000 м³ газа;

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				30
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

W_1, W_2 —влажность газа до и после ввода ингибитора (в пласте и на устье);

G_1, G_2 —массовые концентрации свежего и отработанного ингибитора;

a_m —отношение содержания метанола в газе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в жидкости (определяется графически в зависимости от давления и температуры). (см. рис. – 2.4.1)

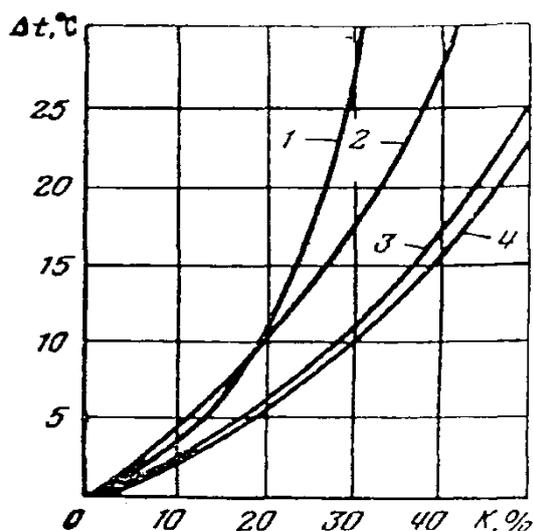


Рисунок 2.4.1 – Понижение температуры (Δt) гидратообразования различными ингибиторами в зависимости от их концентрации (K):

- 1 – хлористый кальций; 2 – метанол; 3 – триэтиленгликоль и этилкарбитол,
4 – диэтиленгликоль

Метанол применяют как профилактическое средство для предупреждения образования гидратов. Этот способ получил наибольшее распространение на газовых промыслах, в числе и на Павловском нефтегазопромысле, в качестве основного метода борьбы с гидратами.

Подогрев газа.

Этот способ применяют для предотвращения образования гидратов, а также для их ликвидации.

Подогревать газ можно огневым способом и путем теплообмена с горячей водой, паром или дымовыми газами. Огневой подогрев нерационален, так как приводит к порче изоляции трубопроводов, арматуры и аппаратуры и опасен в пожарном отношении. Поэтому таким способом пользуются редко, а подогревают газ горячей водой или паром в теплообменниках различной конструкции.

Передвижные парогенераторные установки и паровые котельные общего назначения предназначены для обработки призабойной зоны скважин паром или горячей водой, а также для подогрева трубопроводов и другого нефтегазопромыслового оборудования.

Резкое снижение давления.

Когда гидратная пробка уже образовалась, то резкое снижение давления в системе приводит к разложению гидратов, которые затем выносятся из газопроводов и аппаратуры продувкой их через отводы в атмосферу. Этот способ – аварийный, так как связан с нарушением установленного режима эксплуатации скважины.

На Павловском месторождении газовые скважины оборудованы продувочной линией и свечой для осуществления следующих операций:

1. продувки шлейфа при ремонтных работах или разгидрачивании;
2. продувки трубного или затрубного пространства при вытеснении задавочной жидкости после ремонта;
3. отработки скважины после освоения;
4. отвода задавочной жидкости в приёмную ёмкость при освоении;

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				32
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

5. исследования скважины с помощью пружера.

На устье продувочная линия имеет две задвижки – рабочую и контрольную. Конец продувочной свечи оснащён фланцевым соединением для монтажа при исследовании пружера.

Согласно сложившейся практики обустройства газовых скважин продувочная свеча выполняется горизонтально и выводится с уклоном в защищённый от ветров котлован. Такое решение позволяет избежать скопление и замерзание в продувочной линии жидкости и самое главное предотвращение распространения по окрестности метанольной воды, гидратов и конденсата при осуществлении операций описанных выше. Все эти продукты выжигаются в земляном котловане.

Осушка газов.

На многих газовых и газоконденсатных месторождениях применяют сепараторы трех типов: горизонтальный первой и второй ступени, нефтегазовый, замерной. Для осушки газа применяют специальные реагенты-осушители, которые поглощают из газа часть влаги, вследствие чего уменьшается содержание влаги в нем и понижается его точка росы.

Для осушки газа используются следующие методы:

- охлаждение;
- абсорбция;
- адсорбция;

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				33
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

3.1 Определение условий гидратообразования

Условиями образования гидратов является присутствие одновременно трех факторов: низкой температуры, высокого давления и наличия влаги, что всегда имеет место при добыче нефтяного и природного газа.

Гидраты природных газов – типичные смешанные гидраты, в которых гидратообразователями являются не отдельные углеводороды, а смесь газов. Присутствие H_2S в смеси природных и нефтяных газов значительно повышает температуру гидратообразования. В то же время наличие в газе H_2S и CO_2 понижает равновесное давление гидратообразования, причем влияние H_2S значительно сильнее, чем CO_2 .

Условиями образования смешанных гидратов не совпадают с условиями гидратообразования отдельных компонентов и зависят от состава газа. Чем выше плотность газа, тем выше, как правило, температура гидратообразования (рисунок 3.1.1).

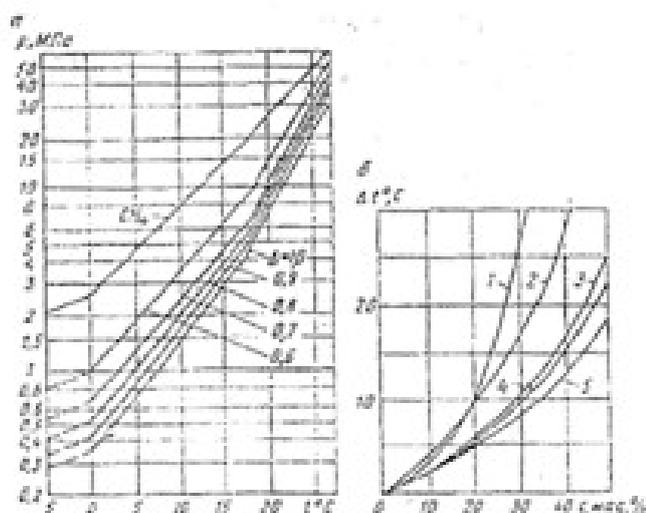


Рисунок 3.1.1 – График условий гидратообразования

Область существования гидратов на этом рисунке располагается левее и выше приведенных кривых. Основное условие образования гидратов – это полное насыщение газа парами воды. Если снизить содержание паров воды в газе до такого значения, что парциальное давление водяного пара станет меньше упругости паров гидрата, то последний не сможет образовываться.

На рисунке 3.1.1 видно, что вероятность образования гидратов увеличивается с повышением давления и снижением температуры газа. Гидраты могут образовываться на всем пути движения газа от забоя скважины до пункта сбора газа, причем самая неприятная особенность гидратов заключается в том, что они способны образовываться при температурах значительно выше нуля.

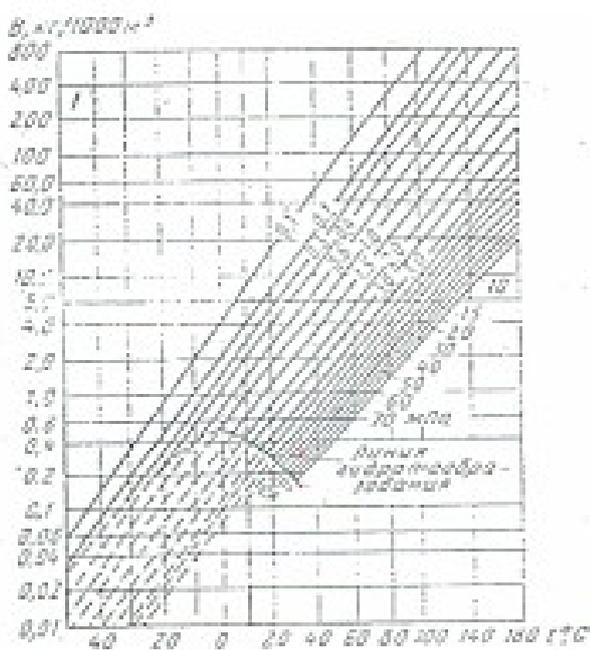


Рисунок 3.1.2 - Максимальное содержание влаги в газе в зависимости от давления и температуры

Условия образования гидратов природных газов с различной плотностью можно определить по графику (рисунок 3.1.2), на котором слева от каждой линии находится зона с гидратами, справа – зона без гидратов. Присутствие азота, сероводорода и углекислого газа повышает температуру гидратообразования.

Зону возможного гидратообразования в газопроводе находят следующим образом: определяют температуру газа, падение давления, температуру гидратообразования и точку росы. Полученные значения наносят на график (рисунок 3.1.2).

Участок, на котором температура газа ниже кривой гидратообразования, представляет собой зону возможного гидратообразования. Точка росы определяется обычно путём охлаждения газа до температуры конденсации водяных паров. Гидраты, образующиеся в скважинах, шлейфах, газопроводах или аппаратах разрушаются при снижении давления в системе, увеличении температуры в аппарате или на участке газопровода, где произошло образование гидратов, а также при вводе метилового, этилового и пропилового спиртов, гликолей, аммиака и хлористого кальция, способствующих разрушению гидратов.

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				36
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

3.2 Расчет условий гидратообразования

Исходные данные для расчета:

Таблица 3.2.1 – Компонентный состав газа Павловского газонефтяного месторождения

	СН4	С2Н6	С3Н8	С4Н10	nС4Н10	С5Н12	nС5Н12	С6Н14	N2
Массовая доля, %	73,42	9,5	1,97	0,29	0,44	0,17	0,11	0,07	14,03
Плотность, кг/м3	0,716	1,342	1,968	2,594	2,594	3,22	3,22	0,699	1,25

1. Определим плотность газовой смеси Павловского месторождения

$$\rho_{см} = \frac{\sum_{i=1}^n \rho_i y_i}{100} = \frac{y_1 * \rho_1 + y_2 * \rho_2 + \dots + y_n * \rho_n}{100}, \text{ где} \quad (3.2.1)$$

y_i – массовая доля i – го компонента, %

ρ_i – плотность i – го компонента, кг/м3

$\rho_{см}$

$$\frac{73,42 * 0,716 + 9,5 * 1,342 + 0,29 * 2,594 + 0,44 * 2,594 + 0,17 * 3,22 + 0,11 * 3,22 + 0,07 * 0,699 + 14,03 * 1,25}{100}$$

$$= 0,856 \text{ кг/м3}$$

2. Определим относительную плотность газовой смеси Павловского месторождения

$$\Delta_{см} = \frac{\rho_p}{\rho_e}, \text{ где} \quad (3.2.2)$$

ρ_v – плотность воздуха = 1,293 кг/м3

$$\Delta_{см} = 0,856 / 1,293 = 0,662 \text{ кг/м3}$$

Для предупреждения гидратообразования необходимо создать режим в соответствии с условием:

$$P \leq P_p \text{ и } T \leq T_p, \text{ где} \quad (3.2.3)$$

P_p и T_p – равновесные давление и температура гидратообразования, определяются экспериментально.

При положительных температурах взаимосвязь между равновесной температурой и равновесным давлением имеет вид:

$$T_p = 18,47 * (1 + \log P_p) - B \quad (3.2.4)$$

или

$$\log P_p = \frac{T_p + B_1}{18,47} - 1, \text{ где} \quad (3.2.5)$$

T_p – равновесная температура гидратообразования, °С

P_p – равновесное давление гидратообразования, МПа

B, B_1 – числовые коэффициенты (таблица – 3.2.2)

Таблица 3.2.2 – Зависимость коэффициентов B и B_1 от относительной плотности

$\Delta_{см}$

$\bar{\rho}_r$	B	B_1	$\bar{\rho}_r$	B	B_1	$\bar{\rho}_r$	B	B_1
0,56	24,25	77,4	0,71	13,85	43,9	0,86	12,07	37,6
0,57	21,8	70,2	0,72	13,72	43,4	0,87	11,97	37,2
0,58	20	64,2	0,73	13,57	42,9	0,88	11,87	36,8
0,59	18,53	59,5	0,74	13,44	42,4	0,89	11,77	36,5
0,6	17,67	56,1	0,75	13,32	42	0,9	11,66	36,2
0,61	17	53,6	0,76	13,2	41,6	0,91	11,57	35,8
0,62	16,45	51,6	0,77	13,08	41,2	0,92	11,47	35,4
0,63	15,93	50	0,78	12,97	40,7	0,93	11,37	35,1
0,64	15,47	48,6	0,79	12,85	40,3	0,94	11,27	34,8
0,65	15,07	47,6	0,8	12,74	39,9	0,95	11,17	34,5
0,66	14,76	46,9	0,81	12,62	39,5	0,96	11,1	34,2
0,67	14,51	46,2	0,82	12,50	39,1	0,97	11	33,9
0,68	14,34	45,6	0,83	12,4	38,7	0,98	10,92	33,6
0,69	14,16	45	0,84	12,30	38,3	0,99	10,85	33,3
0,7	14	44	0,85	12,18	37,9	1	10,77	33,1

3. Определим возможность образования кристаллогидратов в скважинах Павловского месторождения

Для облегчения расчетов возьмем усредненные значения устьевой температуры и давления по 22 скважинам Павловского месторождения:

$$P_y = 4 \text{ МПа}$$

$$T_y = 3 \text{ }^\circ\text{C}$$

$$\Delta_{\text{см}} = 0,662 \text{ кг/м}^3$$

По таблице 3.2.2 для $\Delta_{\text{см}} = 0,662 \text{ кг/м}^3$ определим:

$$B = 14,76$$

$$B_1 = 46,9$$

Рассчитаем равновесную температуру(формула 3.2.4)

$$T_p = 18,47 * (1 + \log 4) - 14,76 = 15,21 \text{ }^\circ\text{C}$$

Или (формула 3.2.5)

$$\text{Log } P_p = \frac{15,21 + 46,9}{18,47} = 3,4$$

$$P_p = 0,53 \text{ МПа}$$

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				39
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

3.3 Выводы и рекомендации

- Сравнивая температуру на устье $T_u = 3 \text{ }^\circ\text{C}$ с рассчитанной равновесной температурой гидратообразования $T_r = 15,21 \text{ }^\circ\text{C}$ устанавливаем, что образование кристаллогидратов в газовых скважинах Павловского месторождения возможно, что и наблюдается на практике
- Образование кристаллогидратов зависит от относительной плотности газа т. е чем выше плотность газа и чем ниже давление на устье скважины, тем выше вероятность гидратообразования
- Рассмотрев возможные методы борьбы и предупреждения образования кристаллогидратов можно сделать вывод о том, что в настоящее время технологии борьбы с гидратообразованием широко изучена и направлена на снижение потребления ингибитора гидратообразования (метанола), который является основным способом борьбы с гидратами
- Ввод метанола непосредственно на забой скважин, с помощью дозированной подачи, по сравнению с подачей метанола на забой и в газопровод, является наименее затратным по количеству расхода метанола и трудозатратам на обслуживание установок, следовательно, применение этого способа экономически эффективнее. Также использование метода закачки метанола на забой газовых скважин более выгодно с точки зрения техники безопасности и воздействия на окружающую среду, что в настоящее время с успехом применяется на Павловском нефтегазопромысле

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				40
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		

Список использованной литературы

1. Акульшин А.И., Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. – М., Недра, 1989. – 480 с.
2. АВТОРСКИЙ НАДЗОР ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (южная группа месторождений), 2018г.ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть».
3. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта, – М.: Недра, 1983. – 311 с.
4. Истомин В.А. Предупреждение и ликвидация газовых гидратов в системах сбора и промысловой обработки газа и нефти. – М.: РАО ГАЗПРОМ, ВНИИГАЗ, 1990. – 213 с.
5. Технологическая документация Геолого-технологической службы ЦДНГ № 1 ООО «ЛУКОЙЛ – ПЕРМЬ»
6. Технологическая схема разработки Павловского месторождения
7. Ширковский А.И. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1987. – 309с.
8. Юрчук А.М. Расчеты в добыче нефти. – М.: Недра, 1974. – 246 с.

		Алексеев К.Ф.			ЧОУ ПО ЗУГТ 22.02.01 КР	Лист
		Якушина Н.А.				41
Изм.	Лист	№Документа	Подпись	Дата		