

Федеральное агентство по образованию
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования
Ухтинский государственный технический университет
(УГТУ)

**ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ ПРИ БУРЕНИИ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

Методические указания

Ухта 2010

УДК 622.243.24

К 18

Каменских С. В. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин [Текст] : метод. указание / С. В. Каменских, А. С. Фомин. – Ухта : УГТУ, 2010. – 40 с.

Методическое указание предназначено для студентов 5 курса специальности 130500 – «Бурение скважин» по дисциплине «Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин», для курсового и дипломного проектирования и для проведения научно-исследовательских работ.

Содержание указаний соответствует учебной программе.

Методическое указание рассмотрено и одобрено кафедрой бурения протокол № 11 от 23 апреля 2010 года.

Рецензент Деминская Н. Г., доцент кафедры бурения.

Редактор Логачев Ю. Л., доцент кафедры бурения.

В методических указаниях учтены замечания рецензента и редактора.

План 2010 г., позиция 65.

Подписано в печать 27.04.2010г. Компьютерный набор.

Объем 40 с. Тираж 100 экз. Заказ № 241.

© Ухтинский государственный технический университет, 2010

169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

Отдел оперативной полиграфии УГТУ.

169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Октябрьская, д. 13.

СОДЕРЖАНИЕ

1. Определение интенсивности поглощения (исследование поглощающих пластов).....	4
2. Глушение скважины.....	6
2.1. <i>Метод двухстадийного глушения скважин (метод бурильщика).....</i>	<i>7</i>
2.2. <i>Метод непрерывного глушения.....</i>	<i>10</i>
2.3. <i>Метод низкого давления перед дросселем.....</i>	<i>10</i>
3. Определение верхней границы прихвата.....	11
4. Ликвидация прихватов с помощью ударных механизмов.....	14
5. Ликвидация прихватов с помощью жидкостных ванн.....	17
6. Ликвидация прихвата с помощью пакера.....	22
7. Гидроимпульсный способ ликвидации прихватов.....	25
8. Методика расчета операций по установке цементных мостов....	31
9. Мероприятия по предупреждению осложнений при бурении с продувкой.....	33
10. Темы докладов.....	40

1. Определение интенсивности поглощения (исследование поглощающих пластов)

Конечный результат исследования поглощающего пласта должен состоять в выяснении геологического строения каждого поглощающего горизонта, характера его каналов, интенсивности поглощения.

Под интенсивностью поглощения понимается расход жидкости в пласт при установившемся движении (Q при ΔP).

Различают несколько способов исследования поглощающих пластов.

1) *Способ прослеживания за изменением уровня жидкости*, который применяется при $H_{cm} > 30$ м (H_{cm} – расстояние от устья до глубины статического уровня раствора в скважине). Порядок проведения операций:

1. Поднимается бурильный инструмент и по истечении некоторого времени дважды (с разрывом 15-20 мин) определяют уровнемером положение H_{cm} .

2. Спускают бурильные трубы на 5-10 м ниже H_{cm} .

3. Через затрубное пространство с помощью бурового насоса скважина заполняется жидкостью.

4. В момент прекращения подачи жидкости включается секундомер и датчик уровнемера спускается в трубы.

5. Замеры производятся через 5-10 м, причем фиксируется момент прохождения уровня через датчик, о чем сигнализирует в зависимости от конструкции уровнемера либо лампочка, либо стрелка амперметра, либо снижение веса поплавка. Замеры прекращаются при подходе уровня к H_{cm} .

6. Результаты замеров записываются в таблицу 1.1.

Графы 1, 2 и 4 таблицы 1.1 заполняются в процессе проведения исследований.

Для построения индикаторной линии $Q=f(\Delta P)$ определяются избыточное давление на пласт и соответствующий ему расход жидкости.

Избыточное давление на пласт определяется по формуле:

$$\Delta P = \rho * g * (H_{cm} - H_o) \quad (1.1)$$

где ρ – плотность бурового раствора, кг/м³; H_o – расстояние от устья до середины замеряемого интервала падения уровня, м.

Расход жидкости определяется по формуле:

$$Q = 0.785 * D_{скв}^2 * h_i / t_i \quad (1.2)$$

где $D_{скв}$ – диаметр скважины в интервале нахождения уровня, м; h_i – снижение уровня за время t_i , м.

Полученные значения заносятся в таблицу 1.1, на основании которой строится индикаторная диаграмма $Q=f(\Delta P)$ (рисунок 1.1).

Таблица 1.1 – Данные к построению индикаторной диаграммы

$$H_{cm} = 120 \text{ м}; D_{скв} = 0.406 \text{ м}; \rho = 1200 \text{ кг/м}^3$$

Интервал замера, м		Расстояние от устья до середины интервала H_o , м	Время падения уровня t_i		Величина снижения уровня h_i , м	Расход жидкости Q , м ³ /ч	Избыточное давление на пласт ΔP , МПа
от	до		мин-сек	ч			
1	2	3	4	5	6	7	8
50	60	55	15-30	0.258	10	5.02	0.77
60	70	65	17-45	0.296	10	4.37	0.65
70	80	75	19-00	0.317	10	4.08	0.53
80	90	85	21-00	0.350	10	3.70	0.41
90	100	95	25-30	0.425	10	3.04	0.29
100	110	105	35-00	0.583	10	2.22	0.18
110	120	115	50-30	0.842	10	1.54	0.06

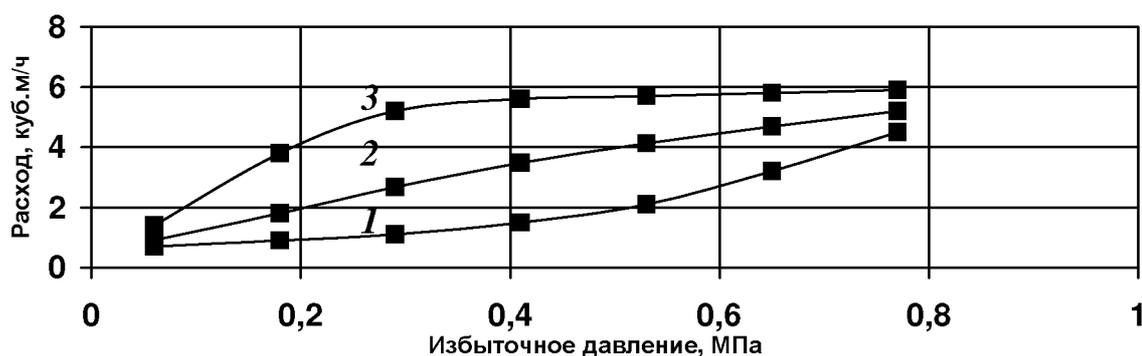


Рисунок 1.1 - Индикаторная диаграмма

В общем виде зависимость $Q=f(\Delta P)$ представляется в следующем виде:

$$Q = k_1 * \Delta P^{1/2} + k_2 * \Delta P + k_3 * \Delta P^2 \quad (1.3)$$

где k_1, k_2, k_3 – эмпирические коэффициенты.

Первое слагаемое уравнения (1.3) соответствует мелкопористым породам, второе – среднепористым, третье – трещиновато-кавернозным.

По форме полученной кривой индикаторной диаграммы (рисунок 1.1) можно судить о типе пластов. Область 1 соответствует мелкопористым породам, 2 – среднепористым, 3 – трещиновато-кавернозным.

II) Исследование скважин способом установившихся нагнетаний ($H_{cm} \leq 30$ м).

1. Определяется статический уровень.
2. Скважина доливаётся до устья и закрывается преентор.
3. В затрубное пространство закачивается буровой раствор с постоянной производительностью до получения установившегося давления.
4. Меняют производительность таким образом, чтобы давление изменилось в 1.5-2.0 раза.
5. Закачки повторяются не менее, чем при 3-4 производительностях насоса.
6. Результаты исследований заносятся в таблицу 1.2.

Таблица 1.2 – Результаты исследований

№ режима	Расход жидкости, л/с	Давление нагнетания P_n , МПа	Расход жидкости, м ³ /ч	Избыточное давление ΔP , МПа

Избыточное давление определяется по формуле:

$$\Delta P = P_n - \rho * g * H_{cm} \quad (1.4)$$

Различают и другие методы исследования пластов, например, с пакером.

Задача

С помощью способа прослеживания за изменением уровня жидкости построить индикаторную диаграмму, определить характеристику пласта и предложить меры по ликвидации поглощения. Данные для расчета представлены в таблице 1.3. Результаты расчетов занести в таблицу 1.1.

Таблица 1.3 – Исходные данные для решения задачи

№	Время падения уровня t_i (мин) при расстоянии от устья до подошвы интервала падения уровня (м)													$D_{скв}$, м	H_{cm} , м	ρ , кг/м ³
	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150	160	170			
1	2.5	3.25	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	8.5	10.0	11.0	14.0	17.0	23.0	0,406	170	1100
2	2.0	2.25	2.5	2.75	3.0	3.5	4.0	5.0	6.0	7.0	9.0	12.0	19.0	0,395	170	1110
3	8.0	11.0	17.0	27.0	32.0	40.0	46.0	52.0	59.0	70.0	83.0	97.0	130.0	0,320	170	1120
4	1.0	1.5	2.5	4.0	7.0	10.0	15.0	22.0	30.0	43.0	69.0	92.0		0,300	160	1130
5	4.0	4.75	6.0	8.0	11.0	14.0	18.0	25.0	33.0	43.0	69.0	101.0		0,295	160	1140
6	22.0	22.5	23.0	23.5	24.5	25.0	26.5	29.5	34.5	44.0	70.0	120.0		0,406	160	1150
7	21.5	22.0	22.5	23.0	24.0	24.5	26.0	29.0	34.0	43.5	80.0			0,395	150	1160
8	5.0	7.0	9.5	12.5	16.0	20.0	25.0	31.0	38.0	46.0	55.0			0,320	150	1170
9	5.0	5.75	6.75	8.0	9.0	11.0	13.0	17.0	23.0	40.0	70.0			0,300	150	1180
10	5.0	5.75	6.75	8.0	9.5	12.0	15.0	21.0	28.0	45.0				0,295	140	1190
11	4.0	6.0	9.0	13.0	18.0	24.0	30.0	37.0	46.0	60.0				0,406	140	1200
12	17.0	17.5	18.0	19.0	20.0	21.5	24.0	30.0	38.0	45.0				0,395	140	1210
13	16.5	17.0	18.0	20.0	22.0	25.0	30.0	40.0	65.0					0,320	130	1220
14	12.0	16.0	23.0	30.0	42.0	50.0	60.0	78.0	99.0					0,300	130	1230
15	6.00	8.5	12.0	16.0	20.0	25.0	31.0	38.0	50.0					0,295	130	1240

2. Глушение скважины

Определение поступившего в скважину флюида основывается на принципе сообщающихся сосудов. При обнаружении проявления выключается буровой насос и закрывается превентор. По истечении 10 мин произойдет стабилизация давлений в трубах и затрубье. При этом давление на забой со стороны кольцевого пространства будет равно:

$$P_{заб} = P_k + \rho_p * g * (H - L) + L * g * \rho_{фл} \quad (2.1)$$

Давление на забой со стороны внутреннего пространства бурильных труб будет равно:

$$P_{заб} = P_{тр} + \rho_p * g * H \quad (2.2)$$

где P_{κ} – давление в затрубном пространстве (манометр на дросселе), Па; $P_{тр}$ – давление в трубах (манометр на стояке), Па; ρ_p – плотность бурового раствора, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м/с²; H – глубина скважины, м; L – высота столба поступившего флюида, м.

Приравниваем правые части уравнений (2.1) и (2.2) и получаем:

$$P_{\kappa} + \rho_p * g * (H - L) + L * g * \rho_{фл} = P_{тр} + \rho_p * g * H \quad (2.3)$$

Выражаем отсюда $\rho_{фл}$ и получаем:

$$\rho_{фл} = (P_{тр} + \rho_p * g * H - P_{\kappa} - \rho_p * g * (H - L)) / (L * g) = \rho_p - ((P_{\kappa} - P_{тр}) / (L * g)) \quad (2.4)$$

Высота столба поступившего флюида определяется по формуле:

$$L = V_{фл} / q = (V_{емк.к} - V_{емк.н}) / q \quad (2.5)$$

где $V_{емк.к}$ – объем бурового раствора в приемной емкости после проявления, м³; $V_{емк.н}$ – объем бурового раствора в приемной емкости до проявления, м³; q – объем 1 погонного метра в затрубном пространстве, м³.

Если $\rho_{фл} < 360$ кг/м³, то поступивший флюид газ.

Если $\rho_{фл} = 360-1080$ кг/м³, то поступивший флюид нефть.

Если $\rho_{фл} > 1080$ кг/м³, то поступивший флюид вода.

Затем определяется пластовое давление $P_{пл}$, которое приблизительно равно $P_{заб}$ и можно определить по формуле (2.1) или (2.2).

В случае замещения утяжеленным раствором в затрубье исходного раствора и флюида $P_{заб}$ будет равно:

$$P_{заб} = \rho_y * g * H \quad (2.6)$$

где ρ_y – плотность утяжеленного раствора, кг/м³.

Отсюда находим плотность требуемого утяжеленного раствора:

$$\rho_y = \kappa_{\delta} * P_{пл} / g * H \quad \text{или} \quad \rho_y = \rho_p + (P_{тр} / g * H) \quad (2.7)$$

2.1. Метод двухстадийного глушения скважин (метод бурильщика)

Различают две стадии:

- 1) вымыв флюида;
- 2) глушение.

Порядок выполнения операций и расчетов:

1) После закрытия превентора по истечении 10-15 мин определяют давление в трубах (P_m), давление в затрубном пространстве (P_{κ}), объем поступившего флюида ($V_{фл}$), необходимую плотность утяжеляемого бурового раствора для глушения (ρ_y) по формулам (2.1)-(2.7), после чего приступают к утяжелению буровой промывочной жидкости в запасных емкостях.

2) Включается буровой насос с производительностью $Q_{вф}$. При этом:

если $Q > 30$ л/с, то $Q_{вф} = 0,5 * Q$

если $Q \leq 30$ л/с, то $Q_{вф} = Q / 1,5$

если $Q \leq 20$ л/с, то $Q_{вф} = Q$

Дроссель открывается таким образом, чтобы давление нагнетания было равно:

$$P_n = P_{тр} + P_{вф} + \Delta P \quad (2.8)$$

где $P_{вф}$ – гидравлические потери при вымыве флюида, Па; ΔP – перепад давления (0,5-1,0 МПа), Па.

$$P_{вф} = P_{б} + (Q_{вф} / Q_{б}) \quad (2.9)$$

где $P_{б}$ – гидравлические потери при бурении, Па; $Q_{вф}$ – подача насоса при вымыве флюида, м³/сек; $Q_{б}$ – подача насоса при бурении, м³/сек.

В случае если потери давления неизвестны, то при пуске давления дроссель открывают таким образом, чтобы в затрубном пространстве давление было $P_k + (0,5 - 1,0 \text{ МПа})$ до стабилизации давления нагнетания (около 5 мин) - это и будет давление нагнетания.

3) Раствор закачивается с P_n и $Q_{вф} = const$ до вымыва флюида из кольцевого пространства. Постоянство этих параметров обеспечивается с помощью дросселя. При этом максимальное давление в затрубье не должно превышать допустимое (P_{max}):

$$P_{max} = P_{тр} + ((P_{нл} - P_{тр}) * V_y / V_{кн}) \quad (2.10)$$

где $V_{кн}$ – объем кольцевого пространства, м³; V_y – уточненный объем бурового раствора за счет поступления флюида, м³.

$$V_y = V_{фл} + \Delta V \quad (2.11)$$

$$\Delta V = 0,5 * V_{кн} * (((a^2 + 4 * (1 + a) * V_{фл}) / V_{кн})^{1/2} - a) - V_{фл} \quad (2.12)$$

$$a = P_{тр} / \rho_p * g * H \quad (2.13)$$

3) После прокачки объема раствора $V_{бк} + V_{кн}$ останавливают насосы. Если флюид вымыт, то должно установиться равновесие $P_m' = P_k'$. Уточняется $P_{нл}$ и ρ_y по формуле (2.7). Заканчивается приготовление бурового раствора.

4) В скважину в бурильные трубы закачивается приготовленный утяжеленный буровой раствор с производительностью $Q_{вф} = const$. При этом в начальный момент времени поддерживается давление закачки P_n .

По мере подхода утяжеленного раствора по бурильным трубам к долоту избыточное давление в трубах (P_m) будет полностью компенсировано. Поэтому отпадает необходимость поддерживать постоянным P_n , которое согласно формуле (2.8) складывалось из P_m , $P_{вф}$ и ΔP . необходимое теперь давление $P_{нн}$ будет определяться только величиной гидравлических сопротивлений, так как ΔP принимается равным 0. Так как гидравлические потери пропорциональны плотности раствора, то:

$$P_{нн} = P_{вф} * \rho_p / \rho_y \quad (2.14)$$

Если колонна одноразмерная, то снижение P_m от P_n до P_{nn} осуществляется пропорционально закачанному объему раствора. Если не одноразмерная, то пропорционально длине заполнения бурильных труб утяжеленным раствором (рисунок 2.1).

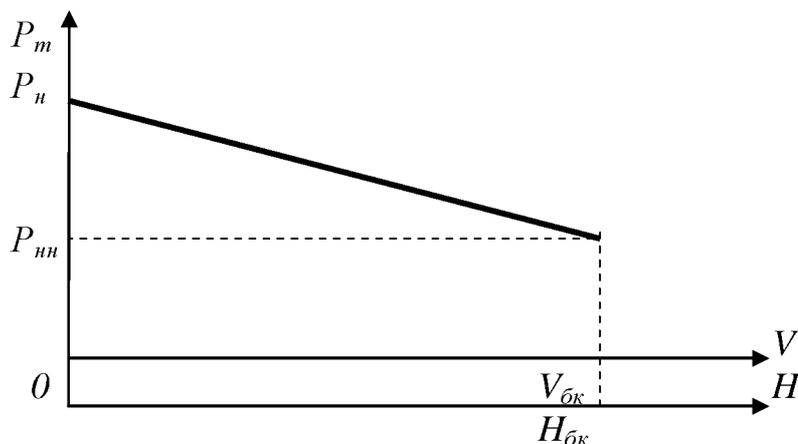


Рисунок 2.1 – Снижение давления от P_n до P_{nn} .

4) После выхода утяжеленного раствора в затрубье при $P_{nn} = const$ производится прокачка раствора вверх с постепенным открытием дросселя со снижением противодействия до нуля в конце глушения скважины.

5) После выхода на устье раствора плотностью ρ_y циркуляцию останавливают. Избыточного давления на устье быть не должно.

По окончании всех расчетов для удобства регулирования давления с помощью дросселя в период глушения рекомендуется построить график изменения давления от времени (рисунок 2.2).

Время движения раствора в бурильных трубах и кольцевом пространстве можно определить из соотношений: $t_{бк} = V_{бк} / Q_{вф}$ и $t_{кп} = V_{кп} / Q_{вф}$, где $V_{бк}$ и $V_{кп}$ соответственно внутренний объем бурильной колонны и объем кольцевого пространства.

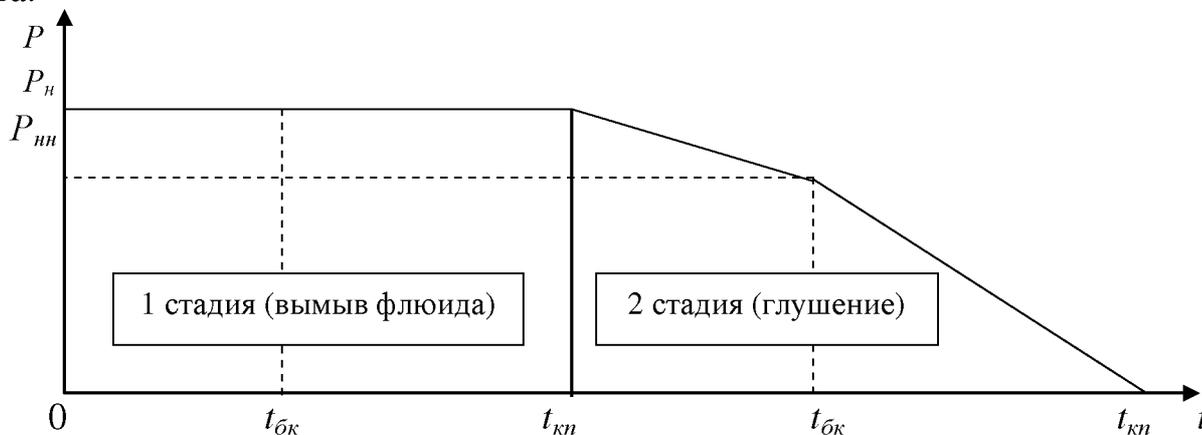


Рисунок 2.2. – График изменения давления во времени при двухстадийном глушении ($t_{бк}$ – время движения раствора в бурильных трубах, $t_{кп}$ – время движения раствора в кольцевом пространстве).

2.2. Метод непрерывного глушения

Скважина глушится за один цикл, если имеется готовый раствор плотностью ρ_y или за несколько циклов, если плотность раствора окажется недостаточной.

1) После закрытия превентора определяют $P_m, P_k, V_{фл}, \rho_y, Q_{эф}, P_n$ как в способе бурильщика.

Разница состоит в процедуре выхода на постоянное давление в бурильных трубах при котором ликвидируется проявление. Давление нагнетания должно меняться так, чтобы в любой момент времени его величина отражала условие:

$$P_{ni} = P_n - \Delta P_1 + \Delta P_2 \quad (2.15)$$

где ΔP_1 – прирост давления в бурильных трубах за счет увеличения плотности от ρ_p до ρ_y и длины столба раствора от 0 до H , Па; ΔP_2 – то же в кольцевом пространстве, Па.

2) В скважину закачивается утяжеленный раствор. Дальше действия аналогичны п.п. 5-7 способа бурильщика при поддержании давления нагнетания от P_n до $P_{ни}$.

Максимальное давление на устье определяется по формуле:

$$P_{max} = P_{ни} * (V_y / V_{кн})^{1/2} \quad (2.16)$$

Общее увеличение объема раствора:

$$V_y = (V_{фл} * V_{кн})^{1/2} \quad (2.17)$$

2.3. Метод низкого давления перед дросселем

Главная цель применения метода – сброс пиковых давлений в кольцевом пространстве.

1) В случае быстрого роста давления после остановки насосов и герметизации устья пускают насосы и с помощью дросселя устанавливают максимально возможное давление в кольцевом пространстве на устье скважины.

2) Фиксируется установившееся давление на входе в бурильную колонну P_n и оценивается в первом приближении требуемая плотность бурового раствора:

$$\rho_y = \rho_p + ((P_n - P_б + \Delta P) / (g * H)), \quad (2.18)$$

где $P_б$ – давление при циркуляции при нормальных условиях промывки, Па.

3) Утяжеляют и одновременно закачивают раствор в колонну, плавно изменяя с помощью дросселя давление нагнетания от P_n до $P_{ни}$.

4) После прохождения утяжеленным раствором части пути по затрубью, устанавливают насосы и закрывают скважину для стабилизации давления. В случае если не наблюдается резкого повышения давления, то переходят к другим методам.

Задача

Заглушить скважину способом бурильщика. Исходные данные представлены в таблице 2.1. Толщину стенок бурильных труб принять равной 9 мм. Необходимо определить:

- 1) пластовое давление в напорном пласте;
- 2) плотность поступившего в скважину флюида;
- 3) плотность бурового раствора, необходимую для глушения скважины;
- 4) подачу насоса и потери давления при вымыве флюида;
- 5) давления на устье при глушении скважины;
- 6) время глушения и эпюру изменения давления нагнетания.
- 7) построить эпюру изменения давления на устье при глушении в координатах время (объем заполненной колонны, длина колонны) – давление.

Таблица 2.1 – Исходные данные для решения задачи

Параметры	№ варианта														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Глубина проявляющего пласта, м	1600	1900	2200	2500	2800	3100	3400	3700	4000	1700	2000	2300	2600	2900	3200
Диаметр скважины, мм	394	295	269	216	190	295	269	216	190	394	295	269	216	216	190
Диаметр БТ, мм	140	140	127	127	114	140	127	127	114	140	140	127	127	114	114
Плотность БР, кг/м ³	1100	1120	1140	1160	1180	1200	1220	1240	1260	1110	1130	1150	1170	1190	1210
Подача насосов при бурении, л/с	50	45	40	35	30	25	20	20	20	45	40	35	30	25	20
Увеличение объема жидкости, м ³	5	6	7	8	9	10	11	12	13	7	8	9	10	11	12
Давление на устье в трубах, МПа	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	2,3	3,4	4,6	5,7	6,8	7,0
Давление на устье в затрубье, МПа	3,0	3,5	4,0	4,5	5,0	5,5	6,0	6,5	7,0	3,3	4,4	5,6	6,7	7,8	8,0
Давление при бурении, МПа	4,0	4,2	4,3	4,1	4,6	8,5	8,2	8,8	9,0	4,2	4,4	4,5	4,2	6,0	8,5

3. Определение верхней границы глубины прихвата

Для одноразмерных труб верхнюю границу прихвата или длину свободной части труб находят по формуле:

$$L = 1,05 * (10 * E * F * l) / (P_2 - P_1) \quad (3.1)$$

где $1,05$ – коэффициент, учитывающий наличие жесткости замков; E – модуль Юнга ($0,21 \cdot 10^6$ МПа); F – площадь поперечного сечения трубы, см^2 ; l – удлинение колонны, см; P_2 и P_1 – растягивающие усилия, Н.

Удлинение l и растягивающие усилия P_2 и P_1 определяют следующим образом.

1. Прикладывают к колонне усилие P_1 , которое должно превышать на пять делений показания ГИВ, соответствующие весу буровых труб до прихвата, и делают на трубе отметку напротив плоскости стола ротора.

2. Повторно натягивают колонну с усилием, превышающим на пять делений первоначальное, и быстро снимают его до первоначального веса (P_1). Разница между первой и второй отметками объясняется трением в роликах талевого механизма.

3. Делят расстояние между первыми двумя отметками пополам и принимают среднюю черту верхней отметки для отсчета.

4. Прикладывают к колонне буровых труб усилие P_2 , которое по ГИВ будет на 10-20 делений превышать усилие P_1 , и делают новую отметку на трубе. При этом величина P_2 должна быть такой, чтобы деформации, вызванные этой силой, находились в зоне упругости материала.

5. Повторно натягивают колонну с усилием, не более чем на пять делений превышающим усилие P_2 , затем быстро снижают нагрузку до P_2 и делают вторую отметку на трубе.

6. Делят расстояние между двумя последними отметками пополам и полученную черту считают нижней отметкой отсчета.

7. Расстояние между верхней и нижней отметками – искомое удлинение l .

Для многоступенчатой буровой колонны найдена другая формула, позволяющая рассчитывать верхнюю границу прихвата.

Исходной служит формула получения суммарного удлинения колонны l под действием силы P :

$$l = ((10 \cdot P \cdot H_1) / (28,1 \cdot q_1)) + ((10 \cdot L_2 \cdot P) / (28,1 \cdot q_2)) + ((10 \cdot L_3 \cdot P) / (28,1 \cdot q_3)) + \dots + ((10 \cdot L_n \cdot P) / (28,1 \cdot q_n)) \quad (3.2)$$

где H_1 – длина прихваченной части труб, м; L_2, L_3, \dots, L_n – длина соответствующей секции труб, м; $q_1, q_2, q_3, \dots, q_n$ – масса 1 м одномерных по наружному диаметру и толщине стенок труб в воздухе.

Из выражения (3.2) определяют длину неприхваченной части труб H_1 самой нижней секции L_1 :

$$H_1 = q_1 \cdot ((28,1 \cdot l) / (10 \cdot P)) - (L_2 / q_2) - (L_3 / q_3) - \dots - (L_n / q_n) \quad (3.3)$$

Если она окажется отрицательной, то, очевидно, верхняя граница прихвата расположена в вышестоящей секции труб, то есть надо найти длину неприхваченной части H_2 второй от низа секции колонны:

$$H_2 = q_2 * ((28,1 * l) / (10 * P)) - (L_3 / q_3) - \dots - (L_n / q_n) \quad (3.4)$$

Расчеты продолжают до получения положительного результата.

$$H_i = q_i * (((28,1 * l) / (10 * P)) - \sum (L_n / q_n)) \quad (3.5)$$

Тогда верхняя граница прихвата определяется из уравнения:

$$H = H_i + \sum L_n \quad (3.6)$$

Расчетным путем можно не всегда правильно определить верхнюю границу прихвата, так как скважинные условия существенно влияют на удлинение бурильной колонны. Поэтому необходимо стремиться находить верхнюю границу прихвата с помощью геофизических приборов. Интервал прихвата в стальных бурильных трубах хорошо определяется с помощью прихватоопределителя или акустического цементомера (АКЦ). Основным препятствием для массового использования АКЦ является его большой диаметр. Например, АКЦ-80 можно применять только в трубах диаметром не меньше 140 мм.

Пример расчета

Прихвачена колонна длиной 4000 м, состоящая из трех секций труб. Для определения верхней границы прихвата приложили усилие 25 кН. При этом удлинение колонны оказалось равным 50 см. Определить верхнюю границу прихвата. Исходные данные представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Исходные данные

Показатели	Номер секции		
	H_1	H_2	H_3
1. Диаметр трубы, мм	146	127	114
2. Толщина стенки, мм	11	10	10
3. Длина секции, м	200	1000	1000
4. Масса 1 м труб, кг	42,1	32,9	29,8

Находим:

$$H_1 = 42,1 * ((28,1 * 50 / 10 * 2,5) - (1000 / 32,9) - (1000 / 29,8)) = -7,8 \text{ м}$$

Значение H_1 отрицательное, следовательно, верхняя граница прихвата находится выше. Решая уравнение относительно второй секции H_2 , получаем:

$$H_2 = 32,9 * ((28,1 * 50 / 10 * 2,5) - (1000 / 29,8)) = 745 \text{ м}$$

Отсюда длина свободной части бурильной колонны:

$$H = 745 + 1000 = 1745 \text{ м}$$

Задача

Определить верхнюю границу прихвата. Исходные данные для расчета представлены в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Исходные данные для расчета

Параметры	Вариант														
	1			2			3			4			5		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1.Диаметр труб, мм	178	140	127	178	140	127	178	140	127	203	140	127	203	140	127
2.Толщина стенки, мм	49	11	10	49	11	10	49	10	9	61	10	9	61	11	9
3.Длина секции, м	72	300	2980	110	450	1560	108	520	2800	76	360	1300	108	502	2900
4.Масса 1м труб, кг	156	35,8	32,9	156	35,8	32,9	156	32,9	29,9	215	32,9	29,9	215	32,9	29,9
5.Удлинение колонны, см	30			40			50			60			70		
6.Приложенная сила, кН	20			30			40			50			60		
Параметры	Вариант														
	6			7			8			9			10		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1.Диаметр труб, мм	178	140	127	178	140	127	178	140	127	203	140	127	203	140	127
2.Толщина стенки, мм	49	11	10	49	11	10	49	10	9	61	10	9	61	11	9
3.Длина секции, м	92	500	1500	96	350	1726	59	510	1900	36	380	1750	59	491	2830
4.Масса 1м труб, кг	156	35,8	32,9	156	35,8	32,9	156	32,9	29,9	215	32,9	29,9	215	32,9	29,9
5.Удлинение колонны, см	25			35			45			55			65		
6.Приложенная сила, кН	15			25			35			45			55		
Параметры	Вариант														
	11			12			13			14			15		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1.Диаметр труб, мм	178	140	127	178	140	127	178	140	127	203	140	127	203	140	127
2.Толщина стенки, мм	49	11	10	49	11	10	49	10	9	61	10	9	61	11	9
3.Длина секции, м	71	150	3050	82	458	1795	86	474	3200	87	500	1764	108	1200	1382
4.Масса 1м труб, кг	156	35,8	32,9	156	35,8	32,9	156	32,9	29,9	215	32,9	29,9	215	32,9	29,9
5.Удлинение колонны, см	22			33			44			55			66		
6.Приложенная сила, кН	18			23			28			33			38		

4. Ликвидация прихватов с помощью ударных механизмов

Отличительной особенностью ударных механизмов является наличие бойка, который совершает удары по наковальне, связанной с прихваченным инструментом. Технология применения ударного механизма (далее УМ) при работе в ударном режиме заключается в выборе места его установки и рациональной компоновки бурильного инструмента; обеспечении наиболее высокой энергии каждого удара, которая при заданной массе ударной части сводится к реализации максимальной скорости удара бойка по наковальне.

УМ следует устанавливать как можно ближе к верхней границе прихвата, где и отвинчивают свободную часть инструмента. УМ соединяют с прихваченным инструментом через предохранительный переводник. Над УМ размещают УБТ соответствующего диаметра и массой, примерно равной массе прихваченного инструмента. УМ наиболее эффективно работает в вертикальной скважине.

Работа УМ – это сложный технологический процесс, который основан на закономерностях взаимодействия стержневых ударных систем. Первая система – это бурильная колонна, на которой УМ спущен в скважину. Это система неоднородна по длине, так как составлена из стальных труб разного поперечного сечения с со-

единительными концами. Этот первый волновод, нижняя часть которого имеет боек, создает настоящий удар по наковальне, то есть по прихваченной колонне.

Вторая система (волновод) – это прихваченная колонна. Она тоже может быть достаточно длинной и неоднородной

Импульс напряжения, формирующийся при ударе, перемещается со скоростью звука по первому и по второму волноводам от места его зарождения, то есть УМ.

Расчет режима работы УМ сводится к нахождению условий, обеспечивающих наиболее высокую (максимальную) скорость удара при некоторых начальных данных. Фактически это сводится к определению рационального хода бойка, то есть основного конструктивного размера УМ.

Волновой режим работы УМ на прихваченный инструмент передает продольные волны разгрузки, которые формируются за счет упругого сжатия предварительно растянутой верхней свободной части прихваченного инструмента. Боек УМ для наиболее полной реализации этого режима не должен ударять по наковальне, то есть ход бойка должен быть больше удвоенной суммы амплитуд колебаний бойка и наковальне. Волновой режим работы может быть обеспечен УМ любой конструкции, однако необходимый ход бойка должен существенно превышать ход бойка при реализации ударного режима.

Рассмотрим на примере расчет УМ (ударного механизма)

Определим расчетные технологические характеристики УМ при следующих условиях: инструмент отвинтили над верхней границей прихвата на глубине 1920 метров, в скважине осталось УБТ массой 20 т, длиной 100 м, бурильные трубы длиной 1820 м с массой погонного метра 30 кг, средневзвешенное по длине сечение аварийной колонны по металлу $3,3 \cdot 10^{-3}$.

1. Примем ударную массу УБТ равной 20 т, т.е. соответствующую массе прихваченной компоновки.

2. Приняв плотность бурового раствора 1100 кг/м^3 и запас прочности аварийной бурильной колонны на растяжение при работе УМ в вертикальной скважине $a=1.5$, находим максимально допустимое усилие расцепления замковой пары:

$$a = \sigma_m \cdot S / (1,15 \cdot m \cdot g \cdot \beta + G_2), \quad (4.1)$$

где σ_m — предел текучести стали бурильных труб ($\sigma_m=539 \text{ МПа}$); S — площадь сечения труб по металлу, м^2 ; m — масса аварийной колонны, т; β — коэффициент, учитывающий выталкивающую силу; G_2 — верхнее допустимое усилие при работе УМ, Н.

$$m = l_1 \cdot q_1 + l_2 \cdot q_2 + \dots + l_n \cdot q_n \quad (4.2)$$

где $l_1, q_1, l_2, q_2, l_n, q_n$ — длины и массы погонного метра соответствующих секций аварийной колонны.

$$\beta = 1 - (\rho_p / \rho_{cm}) \quad (4.3)$$

где ρ_p, ρ_{cm} — соответственно плотности раствора и стали (7850 кг/м³).

Для нашего случая:

$$m = 1820 * 30 = 54600 \text{ кг}$$

$$\beta = 1 - (1100 / 7850) = 0,86$$

Выражаем из формулы (4.1) величину G_2

$$G_2 = \sigma_m \cdot S - 1,15 * m * g * \beta * a / a$$

Для нашего случая имеем:

$$G_2 = (539 * 10^6 * 3,3 * 10^{-3} - 1,15 * 54600 * 9,8 * 0,86 * 1,5) / 1,5 = 656 \text{ кН}$$

Следуя рассматриваемому примеру, ограничимся усилием расцепления равным 600 кН.

3. Найдем время работы аварийной колонны без учета длины ударной массы УБТ.

$$t = 2 * l / c, \quad (4.4)$$

где l — длина аварийной буровой колонны, м; c — скорость звука в стальных трубах 5000 м/с.

Найдем время работы ударной массы УБТ.

$$t_{\text{У}} = 2,3 * m_{\text{УБТ}} / k, \quad (4.5)$$

где $m_{\text{УБТ}}$ — масса УБТ, кг; k — коэффициент трения ($k = k_1 + E * S / c$, E — модуль упругости $2,06 * 10^{11}$ Па, S — площадь сечения аварийной буровой колонны по металлу, м²).

$$t = 2 * 1820 / 5000 = 0,73 \text{ с}$$

$$k = 1 * 10^4 + 2,06 * 10^{11} * 3,3 * 10^{-3} / 5000 = 145960$$

$$t_{\text{У}} = 2,3 * 20000 / 145960 = 0,32 \text{ с}$$

Так как $0,73 > 0,32$, то ударная масса аварийной колонны (бойка) в конце фазы разгона достигнет эффективной скорости, а энергия удара бойка по наковальне будет оптимальна.

4. Находим скорость удара и ход, на которые нужно отрегулировать УМ, приняв для наших условий $t_{\text{У}} = 0,32 \text{ с}$, а $G_2 = 600 \text{ кН}$:

$$v = G_2 * k^{-1} * [1 - \exp(-k * t / m_{\text{УБТ}})], \quad (4.6)$$

$$h = G_2 * k^{-1} * [t + m_{\text{УБТ}} / k * (\exp(-k * t / m_{\text{УБТ}}) - 1)], \quad (4.7)$$

$$v = 600 * 10^3 * 145960^{-1} * [1 - \exp(-145960 * 0,32 / 20 * 10^3)] = 3,7 \text{ м/с}$$

$$h = 600 * 10^3 * 145960^{-1} * [0,32 + 20 * 10^3 / 145960 * (\exp(-145960 * 0,32 / 20 * 10^3) - 1)] = 0,8 \text{ м.}$$

Если для ликвидации этого прихвата будет применен УМ с нерегулируемым ходом бойка, существенно отличающимся от 0,8, то сила удара при прочих равных условиях будет иной. При использовании УМ с меньшим ходом бойка скорость удара уменьшится.

5. Найдем удлинение аварийной колонны при усилении натяжения сверх собственного веса, равного 600 кН по формуле:

$$\Delta = \sum F * l_i / 1,05 * E_i * S_i \quad (4.8)$$

где F_i, l_i, S_i, E_i — соответственно натяжение усилия, длина, площадь поперечного сечения, модуль упругости.

Для наших условий:

$$\Delta = 600000 * 1820 / 1,05 * 2,06 * 10^{11} * 3,3 * 10^{-3} = 1,5 \text{ м.}$$

Поскольку $1.5 > 0.8$, то работа УМ будет обеспечена.

Задача

Определить технические характеристики ударного механизма, если средневзвешенное по длине сечение колонны $3,3 * 10^{-3}$. Исходные характеристики представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные для решения задачи

Параметры	Номер варианта						
	1	2	3	4	5	6	7
Верхняя граница прихвата, м	1900	1910	1920	1930	1940	1950	1960
Длина прихваченного УБТ, м	100	110	120	130	140	150	160
Масса прихваченного УБТ, т	20	22	24	26	28	30	32
Длина бурильных труб, м	1800	1800	1800	1800	1800	1800	1800
Масса погонного метра БТ, кг	30	32	28	30	32	28	30
Плотность раствора, кг/м ³	1020	1030	1040	1060	1070	1080	1090
Параметры	Номер варианта						
	8	9	10	11	12	13	14
Верхняя граница прихвата, м	1970	1920	1930	1940	1950	1960	1970
Длина прихваченного УБТ, м	90	80	70	60	50	40	30
Масса прихваченного УБТ, т	18	16	14	12	10	8	6
Длина бурильных труб, м	1880	1840	1860	1880	1900	1920	1940
Масса погонного метра БТ, кг	32	28	30	32	28	30	32
Плотность раствора, кг/м ³	1100	1110	1120	1130	1140	1200	1210

5. Ликвидация прихватов с помощью жидкостных ванн

Наиболее простой и распространенный метод ликвидации прихвата – установка ванн, благодаря которой извлекается вся бурильная колонна. Непременное условие для осуществления этого метода – наличие циркуляции бурового раствора. В зависимости от причины прихвата применяют нефтяную, водяную или кислотную ванну. Для ликвидации прихватов колонн из алюминиевых труб ванны из плавиковой кислоты и из смеси плавиковой и соляной кислот использовать запрещается. Для ликвидации прихвата этих труб в карбонатных породах рекомендуется применять ванны из 15-20 % раствора сульфаминовой кислоты.

При выборе технологии установки ванн надо иметь в виду следующее:

1) Плотность жидкости для ванны желательно иметь равной или немного больше (для ликвидации прихвата в призабойной зоне) плотности бурового раствора.

2) Плотность, вязкость и СНС бурового раствора, находящегося в скважине, должны быть минимальными.

3) Объем жидкости для ванны должен быть равен объему скважины от долота до верхней границы прихвата плюс 50%. Следует отметить, что там, где жидкость ванны заполняла весь открытый ствол, установка ванны давала лучшие результаты. При возможности жидкость ванны должна перекрывать все пласты с проницаемыми породами. Американские исследователи рекомендуют минимальный объем жидкости для ванны 24 м^3 , даже если по расчету его требуется меньше.

Технология установки ванны предусматривает следующее.

Жидкость для ванны подается в зону прихвата не вся сразу: последние $3-5 \text{ м}^3$ жидкости, находящейся в трубах, закачиваются порциями по 1 м^3 через 1 ч стояния под ванной.

Нагрузка на крюке в момент закачивания и нахождения бурильной колонны под ванной должна быть равной нагрузке до прихвата.

Время нахождения колонны под ванной не должно превышать 24 ч. Действие ванны продолжается в среднем 12 ч.

Максимально допустимые растягивающие нагрузки при расхаживании инструмента не должны превышать 80% предела текучести для соответствующего класса труб. При безрезультатности расхаживания снижается натяжка до веса колонны перед прихватом и колонна оставляется на 1 ч до очередного расхаживания. При расхаживании делается 2-3 попытки повернуть колонну труб.

Если ванна не дала положительного результата, то ее повторяют или переходят на другие способы ликвидации прихвата. При освобождении колонну осторожно расхаживают с интенсивной промывкой, удаляют жидкость ванны и поднимают колонну.

Нефтяная ванна.

Устанавливают при прилипании бурильных или обсадных колонн либо прихвате их сальником, а иногда для ликвидации обвалов. Эффективность нефтяных ванн резко повышается при добавлении в нефть ПАВ: до 2,0% сульфонола, до 1,0% дисульфона или 0,5-2,0% дисолвана к объему закачиваемого количества нефти.

Нефтесмоляная ванна.

Нефть – 75-85%, смолистые вещества – 10-16%, алюминат натрия – 4-7%, ПАВ – 1-2%. Плотность состава примерно $1,08 \text{ г/см}^3$.

Нефтенатриевая ванна.

Нефть – 10-88%, 50%-ный раствор едкого натра, окисленный петролатум 0,5-2,0%. Для регулирования плотности раствора до 1,43 г/см³ применяют серебристый графит (10-70% к объему состава).

Для предупреждения всплывания нефти рекомендуется применять буферную жидкость. Она должна иметь следующие параметры: плотность, равную плотности бурового раствора; вязкость максимально возможную; СНС, замеренную за 10 мин, не менее 27 Па; фильтрацию не больше фильтрации бурового раствора в скважине. Кроме того, буферная жидкость при смешивании с буровым раствором не должна вызывать его коагуляцию. Объем буферной жидкости берут из расчета заполнения 150-200 м кольцевого пространства.

Для успешного применения нефтяной ванны необходимо устанавливать ее своевременно, т.е. не более чем через 3-5 ч после возникновения прихвата. Продолжительность первой нефтяной ванны не должна превышать 24 ч. При установке второй ванны продолжительность увеличивается. Если повторная ванна не дает результата, то иногда переходят к сплошной промывке нефтью в течении 2-3 ч, а при отрицательных результатах – в течении 5-6 ч.

Установка нефтяных ванн сопряжена с возможностью возникновения пожара. Поэтому необходимо соблюдать тщательные меры пожарной безопасности.

Водяная ванна.

Ее преимущество – быстрота установки, так как не требуется специальных агентов, агрегатов и специальной подготовки для ее осуществления. Эффективна, когда замена глинистого раствора нефтью может привести к выбросу, если в зоне ванны встречены обваливающиеся глины, и особенно, когда бурильная колонна заклинена в интервале залегания магниевых и натриевых солей.

Фосфорно-кислая ванна на водной основе.

Водный раствор трехзамещенного фосфорно-кислого калия – 95-97%, ПАВ (ОП-10) – 2-3%, ПАА – 1-2%. Данный состав позволяет приготовить жидкость с плотностью до 2,0 г/см³.

Уксусно-кислая ванна на водной основе.

Водный раствор уксусно-кислого калия – 92-96%, КМЦ – 3-5%, ПАВ (ОП-10) – 1-3%. Данный состав позволяет приготовить жидкость с плотностью до 1,36 г/см³.

Ванна из винно-каменной кислоты на водной основе.

Вода – 85-95%, винно-каменная кислота – 5-15%. Рекомендуется устанавливать для ликвидации прихватов, возникших в песчано-глинистых, меловых и хемогенных породах.

Ванна из сбросовых вод.

Сбросовые воды нефтяных товарных парков – 98,0-99,5%, дисолван – 1,0-0,5%.

Кислотная ванна.

Предназначена для освобождения прихваченных бурильных колонн и устранения заклинивания долота, турбобура в карбонатных, глинистых и других породах, поддающихся действию кислоты. Для кислотных ванн используют в основном соляную кислоту 8-14% концентрации. Однако, часто применяют смеси соляной кислоты и воды, нефти и кислоты или 15-20% соляной и 40% плавиковой кислот (10% к объему). Для получения оптимальной концентрации соляной кислоты кислоту, полученную с баз, разбавляют водой.

Для закачивания в скважину необходимо применять кислоту, хорошо поддающуюся ингибированию и дающую высокую растворимость пород. Скорость реакции карбонатных пород с соляной и плавиковой кислотами зависит от давления и температуры. С увеличением давления скорость реакции уменьшается, а с ростом температуры – повышается. Например, при увеличении температуры на 20-25° С скорость реакции увеличивается в 2-3 раза.

В качестве ингибиторов используют товарный формалин, униколы различных марок, легкие смоляные масла, различные ПАВ и т.д. Ингибиторы уменьшают вредное действие кислоты на трубы.

Применение кислотной ванны начинают с закачки воды в объеме, зависящем от соотношения между диаметрами скважины и бурильных труб. При этом исходят из того, что 50 м высоты затрубного пространства между кислотой и промывочной жидкостью должны заполняться водой. Затем закачивают расчетный объем кислоты и за ней воду из расчета заполнения труб на высоту 50 м. При кислотной ванне в колонне сначала должно быть оставлено 65-75% закачанного расчетного объема кислоты, после чего колонну оставляют под давлением на 3-6 ч. Одновременно колонну расхаживают и подкачивают через 1 ч в кольцевое пространство от 1 до 4 м³ кислоты.

При установке кислотных ванн особое внимание надо уделять соблюдению правил техники безопасности.

Расчет ванны.

В скважинах номинального диаметра зону прихвата надо перекрывать на 100 м. Если в скважине имеются каверны, то следует увеличить количество жидкости для перекрытия места прихвата, так как возможны большие расхождения предполагаемых и истинных каверн.

При расчетах ванн разницей между диаметрами турбобура, УБТ и труб пренебрегают. Для расчета объема жидкости, необходимого для заполнения затрубного пространства, исходят из разницы между диаметрами скважины и бурильных труб.

При прихвате труб, турбобура и УБТ на забое количество агента для ванны определяется по формуле:

$$Q = 0,785 * (k * D_{\delta}^2 - D_{mp}^2) * (H + h) + 0,785 * d_e^2 * h_1 \quad (5.1)$$

где k – коэффициент кавернозности; D_{δ} – диаметр долота, м; D_{mp} – наружный диаметр бурильных труб, м; H – высота подъема жидкого агента от забоя до верхней границы прихвата, м; h – высота подъема жидкого агента выше зоны прихвата, м; d_e – внутренний диаметр труб, м; h_1 – высота подъема жидкого агента в бурильных трубах, м.

При прихвате бурильной колонны высоко над забоем жидкий агент для ванны должен находиться в зоне прихвата, ниже и выше ее не менее чем на 100 м. Количество жидкости для ванны определяют по формуле:

$$Q = 0,785 * (k * D_{\delta}^2 - D_{mp}^2) * (H_1 + h_2) \quad (5.2)$$

где H_1 – высота прихваченного участка колонны, м; h_2 – высота подъема жидкого агента выше и ниже зоны прихвата, м.

Объем продавочной жидкости определяется по формуле:

при ликвидации прихвата у забоя

$$V_n = 0,785 * d_e^2 * (L - h_1) + V_{нл} \quad (5.3)$$

при ликвидации прихвата над забоем

$$V_n = 0,785 * (d_e^2 * L + (k * D_{\delta}^2 - D_{mp}^2) * h_3) + V_{нл} \quad (5.4)$$

где L – длина бурильной колонны, м; $V_{нл}$ – объем жидкости для заполнения нагнетательной линии, м³; h_3 – высота столба продавочной жидкости в затрубном пространстве до места расположения жидкого агента для ванны.

Задача

Подобрать тип ванны и рассчитать необходимый объем жидкого агента и продавочной жидкости. Исходные данные представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Исходные данные для расчета

Параметры	Номер варианта														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Глубина скважины, м	2530	2650	2940	3040	3080	3110	3150	3260	3310	3390	3470	3550	3670	3790	3950
Диаметр долота, мм	393.7			295.3			215.9			190.5			215.9		
Диаметр труб, мм	140			140			140			114			127		
Толщина стенки труб, мм	9	10	11	9	10	11	9	10	11	9	10	11	9	10	11
Коэффициент кавернозности	1.20	1.30	1.40	1.10	1.20	1.30	1.05	1.15	1.25	1.25	1.15	1.05	1.10	1.20	1.30
Объем нагнетательной линии, м ³	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4

Окончание таблицы 5.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Интервал прихвата, м	2300-2530	2000-2650	2050-2370	2570-3040	2430-2960	2030-2530	2740-3150	2150-2530	2870-3310	2030-2740	3000-3470	1700-2160	2900-3670	2360-2780	3650-3950
Тип пород	доломит			глина			песчаник			соль			известняк		

6. Ликвидация прихвата с помощью пакера

Пакер применяется при ликвидации дифференциальных прихватов. Пакер спускают в скважину на бурильных трубах и соединяют с прихваченной колонной. Длину компоновки и место отвинчивания подбирают таким образом, чтобы пакер размещался на необходимой глубине внутри обсадной колонны, что обеспечит надежность пакеровки. После разгрузки инструмента на пакер происходит пакеровка, открывается клапан, в результате чего подпакерное пространство (интервал прихвата) гидравлически соединяется с внутренней полостью бурильной колонны, которая заполнена буровым раствором на заданную высоту. Это и обеспечивает резкое снижение гидростатического давления в интервале прихвата и устраняет прижимающую силу. После ликвидации прихвата начинают промывку и вращение инструмента, а затем подъем.

Основными условиями применения данного способа ликвидации прихватов являются отсутствие в подпакерном интервале напорных пластов и неустойчивых пород с целью недопущения нефтегазоводопроявлений и интенсивных осыпей и обвалов стенок скважины.

Для ликвидации прихватов применяют стандартные 180- и 195-мм пакерные манжеты, предназначенные для пакеровки ствола диаметром, соответственно до 200-208 и 220-225 мм. Характеристики пакеров, применяемых при ликвидации прихватов, представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 – Характеристики применяемых пакеров

Диаметр пакера номинальный, мм	180	195
Диаметр скважины, мм	200-208	220-225
Ход поршня пакера, мм	135	176
Осевая нагрузка на пакер, кН	95	150

При использовании пакера необходимо обеспечить его сжатие. Поэтому возникает необходимость определять минимальную глубину спуска пакера, при которой обеспечивается заданное давление в интервале прихвата, а также минимальную глубину при которой набирается требуемый вес бурильной колонны для раскрытия пакера.

Уровень бурового раствора в бурильной колонны, который обеспечит заданное давление в скважине в интервале прихвата, определяется по формуле:

$$h = L_{np} - (k_{\delta} * P_{пл} / \rho * g), \quad (6.1)$$

где L_{np} – глубина интервала прихвата, м; k_{δ} – коэффициент депрессии ($k_{\delta} \leq 1$); $P_{пл}$ – пластовое давление, Па; ρ – плотность бурового раствора, кг/м³.

Минимальная глубина спуска пакера, при которой обеспечивается пакеровка, определяется по формуле:

$$L = [k_p * G - l_{y\delta m} * g * k_o * (q_{y\delta m} - q_{\delta m}) + h * S * \rho * g] / [q_{\delta m} * g * k_o], \quad (6.2)$$

где k_p – коэффициент резерва ($k_p = 1, 1-1, 3$); G – усилие пакеровки, Н; $l_{y\delta m}$ – длина УБТ, м; k_o – коэффициент облегчения инструмента в скважине; $q_{y\delta m}$ – масса 1 м УБТ, кг; $q_{\delta m}$ – масса 1 м бурильных труб, кг; S – площадь сечения внутренней полости бурильных труб, м².

Разумеется должно соблюдаться соотношение:

$$L \leq L_n \leq L_{np} \quad (6.3)$$

Если соотношение не выполняется, то данный способ ликвидации при имеющемся инструменте не применим.

Необходимый объем доливаемого внутрь бурильной колонны бурового раствора определяется по формуле:

$$V_p = S * (L_n - h), \quad (6.4)$$

где L_n – глубина установки пакера, м.

Если прихват не ликвидируется, то его поднимают, предварительно отвинтив от прихваченной колонны с помощью установленного в компоновке предохранительного переводника.

Пример расчета

Оценить возможность применения пакера для ликвидации прихвата. Исходные данные представлены в таблице 6.2.

Таблица 6.2 – Исходные данные

Глубина верхней границы прихвата, м	2100
Пластовое давление в верхней границе прихвата, МПа	22
Диаметр промежуточной колонны, мм	245
Глубина спуска промежуточной колонны, м	1700
Плотность бурового раствора, кг/м ³	1100
Диаметр УБТ, мм	146
Длина УБТ, м	50
Масса 1 м УБТ, кг/м	97
Диаметр бурильных труб, мм	127
Толщина стенки бурильных труб, мм	9
Масса 1 м бурильных труб, кг/м	26

Определяем по формуле (6.1) уровень раствора в бурильной колонне, который обеспечит равенство давления в скважине и пластового давления ($k_d=1$):

$$h = 2100 - (1 * 22 * 10^6 / 1100 * 10) = 100 \text{ м}$$

Находим коэффициент облегчения инструмента в скважине и площадь сечения внутренней полости бурильных труб:

$$k_o = 1 - (1100 / 7850) = 0,86$$

$$S = 0,785 * (0,127 - 2 * 9)^2 = 0,0093 \text{ м}^2$$

Усилие пакеровки для наших условий из таблицы 6.1 равно 150 кН.

Определяем по формуле (6.2) минимальную глубину спуска пакера, при которой обеспечивается пакеровка:

$$L = [1,2 * 150000 - 50 * 10 * 0,86 * (97 - 26) + 100 * 0,0093 * 1100 * 10] / [26 * 10 * 0,86] = 715 \text{ м}$$

$$715 \text{ м} \leq L_{min} \leq 2100 \text{ м}$$

Поскольку условие (6.3) соблюдается, а пакер будет размещен внутри обсадной колонны, то устройство можно применить. Условимся установить пакер на глубине 725 м, тогда необходимый объем доливаемого внутрь бурильной колонны бурового раствора по формуле (6.4) будет равен:

$$V_p = 0,0093 * (725 - 100) = 5,94 \text{ м}^3$$

Задача

Оценить возможность применения пакера для ликвидации дифференциального прихвата. Исходные данные для решения задачи представлены в таблице 6.3.

Таблица 6.3 – Исходные данные для решения задачи

Параметры	Вариант						
	1	2	3	4	5	6	7
Глубина верхней границы прихвата, м	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2150
Пластовое давление в верхней границе прихвата, МПа	19,5	20,0	20,5	21,0	21,5	22,0	22,5
Диаметр промежуточной колонны, мм	219	245	219	245	219	245	219
Глубина спуска промежуточной колонны, м	1450	1500	1550	1600	1650	1700	1750
Плотность бурового раствора, кг/м ³	1100	1120	1140	1150	1140	1150	1120
Диаметр УБТ, мм	146	178	146	178	146	178	146
Длина УБТ, м	36	36	42	45	46	48	52
Масса 1 м УБТ, кг/м	97	156	97	156	97	156	97
Диаметр бурильных труб, мм	140	140	140	140	127	127	127
Толщина стенки бурильных труб, мм	8	9	10	11	7	8	9
Масса 1м бурильных труб, кг/м	26	29	32	35	21	24	26

Окончание таблицы 6.3

Параметры	Вариант						
	8	9	10	11	12	13	14
Глубина верхней границы прихвата, м	2200	2250	2300	2350	2400	2450	2500
Пластовое давление в верхней границе прихвата, МПа	23,0	23,5	24,0	24,5	25,0	25,5	26,0
Диаметр промежуточной колонны, мм	245	219	245	219	245	219	245
Глубина спуска промежуточной колонны, м	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2100
Плотность бурового раствора, кг/м ³	1140	1130	1120	1100	1080	1110	1150
Диаметр УБТ, мм	178	146	178	146	178	146	178
Длина УБТ, м	58	62	61	68	69	72	72
Масса 1 м УБТ, кг/м	156	97	156	97	156	97	156
Диаметр бурильных труб, мм	114	127	114	140	114	140	114
Толщина стенки бурильных труб, мм	8	10	9	9	10	8	7
Масса 1 м бурильных труб, кг/м	21	29	23	29	26	26	19

7. Гидроимпульсный способ ликвидации прихватов

Гидроимпульсный способ (ГИС) рекомендуется для ликвидации дифференциальных прихватов, при заклинивании колонны в желобе и прихватах, которые возникли при подъеме бурильной колонны. ГИС можно использовать при наличии циркуляции бурового раствора и относится к категории оперативных способов, не требующих длительного времени для его подготовки и осуществления.

Способ основан на создании избыточного давления внутри бурильной колонны или затрубном пространстве и последующем мгновенном снятии этого давления при быстром открытии затвора (разрывающие диафрагмы, золотники, ДЗУ и т.п.).

Назовем вариант ГИС при создании избыточного давления внутри бурильной колонны – прямым (ПГИС), а при создании этого давления в затрубном пространстве – обратным (ОГИС).

При наличии циркуляции избыточное давление создают путем закачки в трубы (затрубное пространство) более легкой чем буровой раствор жидкости (вода, нефть, нефтепродукты и др.) или газа (воздуха).

Избыточное давление на устье по окончании закачки определяется по формуле:

$$P_{изб} = l * g * (\rho_{бр} - \rho_{л}), \quad (7.1)$$

где l – длина столба замещающей жидкости, м; $\rho_{л}$ – плотность замещающей жидкости, кг/м³; $\rho_{бр}$ – плотность бурового раствора, кг/м³.

Использование газа (воздуха) предпочтительнее во многих случаях, однако необходим компрессор или другой источник газа с высоким давлением. При использовании газа (воздуха) расчет по формуле (7.1) производят при $\rho_n = 0$.

При проведении ПГИС после резкого открытия задвижки возникает переток жидкости из затрубного пространства внутрь бурильной колонны, где было создано избыточное давление. При проведении ОГИС, наоборот, переток происходит из внутреннего пространства бурильной колонны в затрубье. В результате резкого перетекания раствора происходит размывание глинистой корки, снижается гидростатическое давление в скважине и формируются сильные затухающие колебания в колонне, которые способствуют ликвидации прихвата. Интенсивность колебаний зависит от величины первоначального избыточного давления. После затухания колебаний высота столба бурового раствора в скважине уменьшается, а следовательно гидростатическое давление в скважине. Поэтому необходимо постоянное поддержание нижнего предела допустимого значения гидростатического давления в скважине с целью предупреждения проявлений и осыпей стенок.

Принимая, что давление в скважине на глубине h после цикла ГИС не должно быть ниже P , получаем формулу для вычисления максимальной высоты столба замещающей жидкости:

$$L_{max} = [(\rho_{\delta p} * g * h - P) * (S_1 + S_2 - S_{2(1)} * \rho_n / \rho_{\delta p})] / [S_{1(2)} * g * (\rho_{\delta p} - \rho_n)], \quad (7.2)$$

где S_1 и S_2 – средневзвешенная площадь поверхности соответственно внутренней полости труб и затрубного пространства, m^2 .

По формуле (7.1) при $l = L_{max}$, находим максимальное избыточное давление на устье из условия нижнего предельно допустимого давления в заданном сечении скважины.

В свою очередь, максимальное давление на устье при ПГИС ограничивается прочностью труб на разрыв в условиях сложного нагружения при известных значениях коэффициента запаса прочности.

Предельное значение давления, исходя из прочности труб на растяжение, находят по формуле:

$$P_{np} = [(\sigma_m * f/a) - G] / S_1, \quad (7.3)$$

где σ_m – предел текучести стали для верхней трубы бурильной колонны площадью сечения по металлу f ; G – вес колонны по индикатору веса при реализации ГИС; a – коэффициент запаса прочности.

Имея значение предельного давления по формуле (7.3), находим из формулы (7.1) предельную длину столба замещающей жидкости, исходя из прочности бурильной колонны. Имея два расчетных значения длины столба замещающей жидкости, принимаем наименьшее значение (l).

Далее определяют необходимый объем замещающей жидкости для первоначального цикла ГИС.

$$V_l = S_{I(2)} * l. \quad (7.4)$$

После цикла ГИС в бурильной колонне (затрубном пространстве) остается столб легкой жидкости длиной:

$$l_l = (l * S_{I(2)}) / (S_1 + S_2 - S_{2(1)} * \rho_l / \rho_{\bar{\rho}p}). \quad (7.5)$$

После каждого цикла ГИС из скважины выбрасывается (вытесняется) легкая жидкость в объеме:

$$V_{\text{выт}} = S_{I(2)} * (l - l_l). \quad (7.6)$$

Объем жидкости, рассчитанный по формуле (7.6), следует закачивать в скважину при каждом последующем повторении цикла ГИС.

Приведенные формулы применимы для любого варианта исполнения ГИС. При ПГИС их используют в приведенной записи, при реализации ОГИС S_1 заменяется на S_2 и наоборот. При использовании газа (воздуха) расчеты ведут при $\rho_l=0$. При реализации ОГИС расчеты по формуле (7.3) не проводят.

Гидростатическое давление после в скважине после цикла ГИС находят по формуле:

$$P_c = \rho_{\bar{\rho}p} * g * (h - h_{cm}) = \rho_{\bar{\rho}p} * g * [h - l_l * (1 - \rho_l / \rho_{\bar{\rho}p})], \quad (7.7)$$

где h_{cm} – статический уровень бурового раствора, м; h – расчетная глубина, м.

Результативность работы при использовании ГИС будет иметь место, если расчетное избыточное давление по формуле (7.1) составляет не менее 5 МПа на каждую 1000 м бурильной колонны. Это значительная величина, но именно она определяет интенсивность встряхивания колонны при цикле ГИС. Приняв минимальное значение $P_{изб}=5$ МПа на 1000 м, из (7.1) получаем формулу для оценки нижнего значения плотности бурового раствора при заданной плотности замещающей жидкости:

$$\rho_{\bar{\rho}p} = \rho_l + 500 / C, \quad (7.8)$$

где C – коэффициент, показывающий, какую часть бурильной колонны (затрубного пространства) предполагается заполнить замещающей жидкостью ($0 < C \leq 1$).

Особенности ПГИС состоят в следующем: создаются волновые процессы в бурильной колонне и в столбе жидкости; превентор не используется и остается открытым; быстро открывающееся устройство монтируется на бурильной колонне; переток бурового раствора идет из затрубного пространства внутрь бурильной колонны.

При проведении ПГИС создаются более интенсивные встряхивания прихваченной колонны, а следовательно формируется больше предпосылок к ликвидации прихвата. Недостаток ПГИС определяется поступлением бурового раствора внутрь бурильной колонны, что может зашлаковать турбобур, УБТ или долото. Поэтому

интенсивная промывка скважины перед проведением ПГИС обязательна. Нежелательно также применять ПГИС при большой кавернозности ствола скважины.

Особенности ОГИС: создаются волновые процессы только в столбе жидкости; операция проводится при закрытом универсальном превенторе; быстро открывающееся устройство монтируется на боковом отводе превентора; переток бурового раствора идет из бурильной колонны в затрубное пространство. Поэтому при проведении ОГИС обеспечивается более слабое встряхивание прихваченной колонны, однако исключается зашламование низа бурильной колонны.

Считается, что если 10 последовательных циклов ГИС не дали положительного результата, дальнейшие работы следует проводить только после установки жидкостной ванны. Общее число циклов не должно превышать 30. Ограничениями к применению ГИС является негерметичность бурильной колонны, наличие напорных пластов и неустойчивых пород в разрезе скважины. После ликвидации прихвата легкую жидкость из скважины вытесняют в емкость.

Пример расчета

Рассчитать параметры ОГИС и ПГИС для ликвидации прихвата. В качестве легкой жидкости использовать воду. Исходные данные представлены в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Исходные данные

Глубина верхней границы прихвата, м	2100
Пластовое давление в верхней границе прихвата, МПа	22
Диаметр промежуточной колонны, мм	245
Глубина спуска промежуточной колонны, м	1700
Толщина стенки промежуточной колонны, мм	10
Плотность бурового раствора, кг/м ³	1100
Диаметр бурильных труб, мм	127
Толщина стенки бурильных труб, мм	9
Масса 1м бурильных труб, кг/м	26
Предел текучести бурильных труб, МПа	655
Вес колонны, т	24

Расчет параметров ОГИС

Определяем значения S_1 и S_2 :

$$S_1 = 0,785 * (0,127 - 2 * 0,009)^2 = 0,0093 \text{ м}^2$$

$$S_2 = 0,785 * ((0,245 - 2 * 0,010)^2 - 0,127^2) = 0,0271 \text{ м}^2$$

По формуле (7.2) определяем длину столба воды (легкой жидкости) в затрубном пространстве:

$$L_{max} = l = [(1100 * 10 * 2100 - 22 * 10^6) * (0,0093 + 0,0271 - 0,0093 * 0,91)] / [0,0271 * 10 * 100] = 695 \text{ м}$$

Далее по формуле (7.5) определяем длину оставшегося в затрубном пространстве столба воды после проведения ОГИС:

$$l_n = (695 * 0,0271) / (0,0093 + 0,0271 - 0,0093 * 0,91) = 675 \text{ м}$$

Объем воды, который следует закачать в затрубное пространство, определяется по формуле (7.4):

$$V_n = 0,0271 * 695 = 18,8 \text{ м}^3$$

Находим избыточное давление в конце закачки воды по формуле (7.1). Это давление служит дополнительным ориентиром окончания закачки.

$$P_{изб} = 695 * 10 * (1100 - 1000) = 0,695 \text{ МПа}$$

Объем вытесненной воды по формуле (7.6) после открытия задвижки (превентора) будет равно:

$$V_{выт} = 0,0271 * (695 - 675) = 0,54 \text{ м}^3$$

Статический уровень внутри бурильной колонны по окончании вытеснения находим, используя формулу (7.7):

$$h_{cm} = 675 * (1 - 1000 / 1100) = 60,7 \text{ м}$$

Проверим по формуле (7.7) давление в скважине в интервале прихвата при $h=2100\text{м}$:

$$P_c = 1100 * 10 * (2100 - 60,7) = 22 \text{ МПа}$$

Давление в скважине получилось наперед заданной величине, поэтому технологические расчеты выполнены верно.

Расчет параметров ПГИС

Определяем значения S_1 и S_2 :

$$S_1 = 0,785 * (0,127 - 2 * 0,009)^2 = 0,0093 \text{ м}^2$$

$$S_2 = 0,785 * ((0,245 - 2 * 0,010)^2 - 0,127^2) = 0,0271 \text{ м}^2$$

По формуле (7.2) определяем длину столба воды (легкой жидкости) внутри труб:

$$L_{max} = l = [(1100 * 10 * 2100 - 22 * 10^6) * (0,0093 + 0,0271 - 0,0271 * 0,91)] / [0,0093 * 10 * 100] = 1384 \text{ м}$$

По формуле (7.3) определяем предельное значение давления, исходя из прочности труб на растяжение:

$$P_{пр} = [(655 * 10^6 * 0,0033 / 1,5) - 24 * 10^3] / 0,0093 = 2,1 \text{ МПа}$$

$$f = 0,785 * (0,127^2 - 0,109^2) = 0,0033 \text{ м}^2$$

Из формулы (7.1) определяем l :

$$l = 2,1 * 10^6 / (10 * (1100 - 1000)) = 2100 \text{ м}$$

Имея два значения l (1384 м и 2100 м), выбираем наименьшее, равное 1384 м, которое будем использовать при дальнейших расчетах.

Далее по формуле (7.5) определяем длину оставшегося в трубном пространстве столба воды после проведения ПГИС:

$$l_n = (1384 * 0,0093) / (0,0093 + 0,0271 - 0,0271 * 0,91) = 1100 \text{ м}$$

Объем воды, который следует закачать в затрубное пространство, определяется по формуле (7.4):

$$V_n = 0,0093 * 1384 = 12,9 \text{ м}^3$$

Находим избыточное давление в конце закачки воды по формуле (7.1). Это давление служит дополнительным ориентиром окончания закачки.

$$P_{изб} = 1384 * 10 * (1100 - 1000) = 1,38 \text{ МПа}$$

Объем вытесненной воды по формуле (7.6) после открытия задвижки будет равно:

$$V_{выт} = 0,0093 * (1384 - 1100) = 2,64 \text{ м}^3$$

Статический уровень внутри бурительной колонны по окончании вытеснения находим, используя формулу (7.7):

$$h_{ст} = 1100 * (1 - 1000 / 1100) = 99 \text{ м}$$

Проверим по формуле (7.7) давление в скважине в интервале прихвата при $h=2100\text{м}$:

$$P_c = 1100 * 10 * (2100 - 99) = 22 \text{ МПа}$$

Давление в скважине получилось наперед заданной величине, поэтому технологические расчеты выполнены верно.

На основании проведенных расчетов составляем технологический регламент на проведение ПГИС и ОГИС:

Обозначение	$l, \text{ м}$	$l_n, \text{ м}$	$V_n, \text{ м}^3$	$V_{выт}, \text{ м}^3$	$P_{изб}, \text{ МПа}$	$h_{ст}, \text{ м}$	$P_c, \text{ МПа}$
Формула	7.2	7.5	7.4	7.6	7.1	7.7	7.7
ОГИС	695	675	18,8	0,54	0,695	60,7	22
ПГИС	1384	1100	12,9	2,64	1,380	99,0	22

Задача

Рассчитать параметры ОГИС и ПГИС для ликвидации прихвата. Предел текучести материала труб принять 655 МПа. В качестве легкой жидкости использовать воду. Остальные исходные данные для расчета представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Исходные данные

Параметры	Вариант						
	1	2	3	4	5	6	7
Глубина верхней границы прихвата, м	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2150
Пластовое давление в верхней границе прихвата, МПа	19,5	20,0	20,5	21,0	21,5	22,0	22,5
Диаметр промежуточной колонны, мм	219	245	219	245	219	245	219
Глубина спуска промежуточной колонны, м	1450	1500	1550	1600	1650	1700	1750
Толщина стенки промежуточной колонны, мм	9	10	8	9	7	8	11
Плотность бурового раствора, кг/м ³	1100	1120	1140	1150	1140	1150	1120
Диаметр бурительных труб, мм	140	140	140	140	127	127	127
Толщина стенки бурительных труб, мм	8	9	10	11	7	8	9
Масса 1м бурительных труб, кг/м	26	29	32	35	21	24	26
Вес колонны, т	46,8	53,7	60,8	68,3	42,0	49,2	55,9

Окончание таблицы 7.2

Параметры	Вариант						
	8	9	10	11	12	13	14
Глубина верхней границы прихвата, м	2200	2250	2300	2350	2400	2450	2500
Пластовое давление в верхней границе прихвата, МПа	23,0	23,5	24,0	24,5	25,0	25,5	26,0
Диаметр промежуточной колонны, мм	245	219	245	219	245	219	245
Глубина спуска промежуточной колонны, м	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2100
Толщина стенки промежуточной колонны, мм	9	10	8	9	7	8	11
Плотность бурового раствора, кг/м ³	1140	1130	1120	1100	1080	1110	1150
Диаметр буровых труб, мм	114	127	114	140	114	140	114
Толщина стенки буровых труб, мм	8	10	9	9	10	8	7
Масса 1м буровых труб, кг/м	21	29	23	29	26	26	19
Вес колонны, т	46,2	65,3	52,9	68,2	62,4	63,7	47,5

8. Методика расчета операций по установке цементных мостов

Высота моста и способ установки должны учитывать условия скважины и обеспечивать создание герметичной перемычки с достаточной несущей способностью, в интервал установки моста должен доставляться исходный тампонажный раствор, а не его смесь с контактирующими жидкостями.

Требуемую минимальную высоту моста следует определять по формуле:

$$H_{min} = \Delta p / grad p, \quad (8.1)$$

где Δp – максимальный перепад давления, действующий на мост, Па; $grad p$ – допустимый градиент давления (таблица 8.1), Па/м.

Для обеспечения требуемого сопротивления сдвигу моста, не имеющего опоры, должно удовлетворяться условие:

$$H_m = Q_m / \pi D_c \tau \geq H_{min}, \quad (8.2)$$

где Q_m – осевая нагрузка на мост массы труб или перепада давления, Н; D_c – диаметр скважины, м; τ – касательные напряжения при сдвиге моста (таблица 8.1), Па.

Расчет операций по установке моста производится в последовательности:

1. Определяется требуемый объем цементного раствора:

$$V_u = HS_c + V_T (C_0 + C_1 + C_2 + C_3). \quad (8.3)$$

2. Вычисляется объем продавочной жидкости:

$$V_n = CV_T \left(1 - \frac{HS_T}{v_T} - C_1 - C_3 \right). \quad (8.4)$$

3. Подсчитывается объем первой и второй порций буферной жидкости:

$$V_{\sigma 1} = C_4 V_T + C_5 HS_c; \quad (8.5)$$

$$V_{\sigma 2} = C_4 V_n. \quad (8.6)$$

В приведенных формулах: H – проектная высота моста; S_c и S_T – соответственно площади сечения скважины и труб в интервале установки моста. Значения коэффициентов приведены в таблице 8.2.

Таблица 8.1 – Значения градиентов давления и касательных напряжений при сдвиге моста при различных условиях и способах его установки

Условия и способ установки моста	$grad p$, МПа/м	τ , МПа
В обсаженной скважине:		
- с применением скребков и буферных жидкостей	5,0	1,00
- с применением буферных жидкостей	2,0	0,50
- без скребков и буферных жидкостей	1,0	0,05
В необсаженной скважине:		
- с применением скребков и буферных жидкостей	2,0	0,50
- с применением буферных жидкостей	1,0	0,05
- без скребков и буферных жидкостей	0,5	0,01

Таблица 8.2 – Значения коэффициентов, учитывающих интенсивность смещения жидкостей при установке цементных мостов

Показатель	Обозначение	Коэффициент			
		Для бурильных труб		Для насосно-компрессорных труб	
Тип буферной жидкости	–	Вода	Нет	Вода	Нет
Потери цементного раствора:					
- на стенках труб	C_1	0,10	0,03	–	0,01
- при смещении на 1 границе	C_2	0,02	0,04	0,01	0,02
- при смещении на 2 границе	C_3	0,02	0,03	0,01	–
Потери буферной жидкости при движении:					
- по заливной колонне	C_4	0,02	–	0,02	–
- по кольцевому пространству	C_5	0,40	–	0,40	–

Задача

Расчитать цементный мост, перепад давления между пластами (аномальное давление ниже установки моста на 10% выше верхнего пласта), объемы тампонажного раствора и продажной жидкости, назначить тип и состав цемента. Бурильную колонну для установки моста назначить самостоятельно без расчета. Исходные данные для решения задачи представлены в таблице 8.3.

Таблица 8.3 – Исходные данные для решения задачи

Вариант	Глубина скважины, м	Максимальная механическая нагрузка на мост, кН	Диаметр скважины, м	Коэффициент уширения	Коэффициент аномальности пластового давления	Интервал установки моста, м	Наличие буферной жидкости	Температурный градиент, °С/100м
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	3000	100	0,2159	1,1	1,10	2500-2540	да	0,03
2	3200	120	0,2159	1,1	1,10	3200-5100	нет	0,03

Окончание таблицы 8.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
3	3500	100	0,2159	1,2	1,20	2000-2100	да	0,03
4	4000	140	0,2159	1,2	1,10	3800-4000	нет	0,03
5	4300	100	0,2159	1,1	1,20	3500-3550	да	0,03
6	4500	130	0,2159	1,2	1,10	4500-4460	нет	0,03
7	5000	–	0,2159	1,1	1,20	4900-4950	нет	0,03
8	5200	100	0,2159	1,1	1,20	5100-5150	да	0,03
9	5500	–	0,2159	1,2	1,00	5500-5460	да	0,03
10	3000	100	0,2159	1,1	1,00	3000-2950	да	0,03
11	3300	–	0,2159	1,2	1,05	3300-3250	нет	0,03
12	3800	100	0,2159	1,1	1,05	3750-3700	нет	0,03
13	4000	130	0,2159	1,1	1,10	3050-3000	да	0,03
14	4200	130	0,2159	1,2	1,05	4000-3950	да	0,03
15	4400	130	0,2159	1,2	1,05	4400-4300	да	0,03

9. Мероприятия по предупреждению осложнений при бурении с продувкой

Бурение с продувкой забоя воздухом и промывочной аэрированной жидкостью в России впервые было осуществлено в 1959 году в Башкирии и Татарии. Основными преимуществами бурения с продувкой является малая плотность и вязкость, незамерзаемость и большая сжимаемость воздуха по сравнению с промывочными жидкостями. Кроме этого при вскрытии продуктивного коллектора не происходит его загрязнение и отпадают затраты на транспорт и утилизацию выходящего из скважины воздуха (газа). Однако, не смотря на полученную высокую эффективность промысловых исследований, бурение с продувкой не нашло широкого применения из-за ряда не решенных технических и технологических проблем.

Одной из основных причин, препятствующих широкому внедрению бурения с продувкой, является поступление в скважину подземных вод или образование воды в стволе в результате конденсирования нагнетаемого воздуха. Характер таких осложнений различен и зависит от конкретных гидрогеологических, геологических и технических условий бурения и определяется, прежде всего, количеством воды, поступающей в скважину в единицу времени. Наиболее опасными являются осложнения, связанные с образованием сальников. На интенсивность сальникообразования влияет испарительная способность газового потока, количество шлама и размер его частиц. В зависимости от свойств породы для слипания частиц достаточно присутствие воды по весу от 10 до 30% от количества шлама. Поэтому рекомендуется условно разделять водопритоки по их интенсивности. Такая классификация обусловлена различиями в методах борьбы с происходящими при этом осложнениями.

При малых водопритоках (до 8 л/мин) во время бурения вода увлажняет стенки скважины и выбуриваемую породу. Смесь шлама с водой образует густую и липкую пульпу, не удаляемую потоком воздуха или газа. Она налипает на увлажненные

стенки скважины и буровой инструмент, образуя сальники. При этом происходит сужение ствола скважины, отмечается рост давления на компрессоре и снижение подачи воздуха (по объему), что приводит к ухудшению очистки забоя. Первоначально образуются рыхлые и неплотные сальники, которые при подъеме инструмента уплотняются, в результате чего возникают затяжки и прихваты. Наиболее интенсивное сальникообразование отмечается в глинистых породах. Осложнения, обусловленные малыми водопритоками, настолько значительны, что бурение с продувкой в ряде случаев становится невозможным.

При умеренных (средних) водопритоках (8-120 л/мин) вода образует с выбуренной породой жидкую пульпу, которая может быть вынесена на поверхность воздушным потоком. В этом случае основная трудность при проходке скважины заключается в удалении накопившейся в скважине воды перед началом проведения спускоподъемных операций. Для восстановления циркуляции при наличии воды в скважине нередко требуется создание значительных давлений. После первого выброса воды, который может быть весьма интенсивным, давление на компрессорах понижается и устанавливается равномерное или периодическое истечение азрированной жидкости со шламом из скважины. Значительные осложнения при средней интенсивности водопритока наблюдаются лишь при наличии в разрезе скважины неустойчивых и разрушающихся от смачивания водой пород. Вследствие малого противодействия на пласт, периодического смачивания пород водой и динамического действия эрлифта происходят обрушения и обвалы пород, в результате чего ствол скважины разрушается до значительных размеров и создается возможность прихвата бурильного инструмента.

При обильных (сильных) водопритоках (более 120 л/мин) осложнений обычно не наблюдается, но на удаление воды из скважины требуются дополнительные затраты энергии, что ухудшает технико-экономические показатели строительства скважины. Преимущества бурения с продувкой практически сразу же исчезают из-за больших расходов, затрачиваемых на эксплуатацию компрессоров.

Одним из основных признаков поступления значительного количества воды в скважину (более 10-30% воды от объема выбуренной породы) является прекращение выноса шлама на поверхность по причине его слипания со стенками скважины и бурильным инструментом. Кроме этого увеличивается давление на стояке при неизменной работе компрессора и наблюдается пульсация воздушного потока при выходе из скважины.

Учитывая характер осложнений при продувке забоя разработан ряд способов и методов предупреждения возникновения и ликвидации осложнений в зависимости от условий залегания воды и ее дебита (таблица 9.1).

Кроме представленных в таблице 9.1 методов предупреждения и ликвидации осложнений, возникающих при продувке забоя, разработан ряд других способов:

1. Добавление в поток нагнетаемого воздуха органических жидкостей типа керосина или дизельного топлива и воды, вплоть до перехода на бурение с аэрированной жидкостью.

2. Использование компрессоров с повышенными параметрами по давлению и расходу воздуха.

3. Добавление при бурении с продувкой в аэрированную жидкость ПАВ.

Таблица 9.1 – Методы предупреждения и борьбы с осложнениями при продувке

Тип воды по условиям залегания	Давление компрессоров	Дебит воды, л/мин.		
		до 8 (малый)	8-120 (средний)	> 120 (обильный)
Верховодка и грунтовые безнапорные (артезианские) пластовые воды	Достаточно для работы эрлифта	Нагнетание стеаратов и вспенивателей	Возможно нормальное бурение, при необходимости добавление вспенивателей, тампонаж	Тампонаж, бурение с промывкой аэрированной жидкостью
	Не достаточно для работы эрлифта	Добавление вспенивателей	Добавление вспенивателей, тампонаж	Тампонаж, спуск обсадной колонны
Трещинные и карстовые воды	Достаточно для работы эрлифта	Нагнетание стеаратов и вспенивателей	Возможно нормальное бурение, при необходимости добавление вспенивателей, тампонаж	Бурение с промывкой аэрированной жидкостью
	Не достаточно для работы эрлифта	Добавление вспенивателей	Добавление вспенивателей	Переход на промывку скважины буровым раствором

Органические жидкости типа керосина или дизельного топлива, растворимые в нефти смолы, мыла тяжелых металлов и так далее нашли широкое применение за рубежом для предупреждения образования сальников. Жидкости, введенные в скважину, образуют водонепроницаемую пленку на стенках скважины и частицах шлама, но в случае их избытка происходит образование массы типа оконной замазки, извлечение которой из скважины весьма затруднено. Это обстоятельство является серьезным препятствием распространения такого способа предупреждения сальникообразования.

Увеличение подачи воздуха и использование компрессоров с высоким рабочим давлением при малых водопритоках не обеспечивает подъема на поверхность образующейся при бурении густой, липкой шламовой пульпы, а поскольку пульпа не выносятся, то происходит интенсивное сальникообразование. Увеличение произ-

водительности компрессоров дает положительный эффект при средних и обильных водопритоках.

Добавление ПАВ в воздушный поток при одновременном увеличении расхода воздуха на 20-30% будет способствовать:

1. Снижению степени слипания частиц шлама между собой и налипания их на стенки скважины и буровой инструмент. Это происходит за счет молекулярной структуры и баланса полярных и неполярных свойств ПАВ. Молекулы ПАВ концентрируются на поверхностях раздела воды с воздухом, причем полярная (гидрофильная) группа обращена в сторону воды, а неполярная (гидрофобная) в сторону воздуха. Понижение поверхностной энергии и образование ориентированного слоя молекул ПАВ на границе раздела воды с воздухом облегчает возникновение большого количества воздушных пузырьков и предохраняет их от слияния друг с другом. На поверхности горной породы также происходит повышение концентрации (адсорбция) ПАВ с образованием ориентируемого слоя его молекул толщиной в одну молекулу мономолекулярного слоя. Этот слой обладает гидрофобными свойствами и уменьшает силы слипания частиц шлама между собой и налипания их на стенки скважины и бурильный инструмент.

2. Снижению и стабилизации давления на компрессорах за счет уменьшения трения при движении смеси воздуха, жидкости и шлама о стенки скважины и бурильный инструмент.

3. Более равномерному перемешиванию всех частиц шлама в воздушном потоке. Образующиеся газообразная и жидкая фазы более равномерно распределяются по сечению кольцевого пространства ствола скважины за счет интенсивного пенообразования и механической прочности пены.

4. Улучшению смазывающих свойств потока, уменьшению пульсации давления, что снижает вероятность усталостного разрушения породы на стенках скважины.

Выбор наиболее эффективного ПАВ определяется степенью минерализации и химическим составом солей, растворенных в воде, температурой и свойствами горной породы. Определенное влияние оказывают скорость бурения, геометрические характеристики инструмента и скважины, расход воздуха и дебит воды. Например, согласно иностранным исследователям бурение с продувкой с применением ПАВ экономически не выгодно при интенсивности водопритока более 160 л/мин.

Характеристика ПАВ для бурения с применением воздуха (газа) по данным ВНИИБТ представлена в таблице 9.2.

Концентрация ПАВ в воде (таблица 9.2) для пресных и слабоминерализованных вод плотностью до $1001,5 \text{ кг/м}^3$ составляет 0,10-0,23% в пересчете на активное вещество, для вод средней минерализации плотностью $1001,5-1028,3 \text{ кг/м}^3$ соответ-

ственно в диапазоне 0,20-0,38%, для рассолов плотностью 1028,4-1190,0 кг/м³, особенно хлоркальциевого типа, необходимо применять сульфонат и прогресс при концентрации 1,1-1,2%. Оптимальная температура пластовой воды должна находиться в пределах 15-50°С. Расход воды с ПАВ должен подбираться опытным путем. При этом с увеличением водопритока объем подаваемой воды с ПАВ необходимо уменьшать. Обычно подача воды с ПАВ в воздушную линию осуществляется дозирующим насосом с расходом до 3-5 л/сек. Основным признаком достаточной подачи воды с ПАВ является стабилизация выходящего на устье потока смеси (шлам, туман, пена).

Таблица 9.2 – Характеристика ПАВ для бурения с применением воздуха (по данным ВНИИБТ)

ПАВ	Класс ПАВ	Внешний вид	Концентрация активного вещества, %	Упаковка
ОП-7, ОП-10	неионогенные	маслянистая, светло-коричневая паста	25-30	металлические бочки
ДБ	неионогенные	вязкая, желто-коричневая жидкость	25	металлические бочки
Синтанол ДСП	неионогенные	темно-коричневая жидкость	35	металлические бочки
Синтаמיד-5	неионогенные	светло-коричневая жидкость	25	металлические бочки
Превоцелл W-ON-100	неионогенные	вязкая, желто-коричневая жидкость	50	металлические бочки
Превоцелл W-OF-100	неионогенные	белая паста	70	металлические бочки
Сульфонат	анионоактивные	порошок	40	крафт-мешки
Лотос	анионоактивные	порошок	25	крафт-мешки
Сульфонол	анионоактивные	темно-коричневая жидкость	24-40	металлические бочки
Прогресс	анионоактивные	темная жидкость, иногда прозрачная	27	металлические бочки
ПО-3А	анионоактивные	светло-желтая жидкость	30	металлические бочки
Препарат 8М	смесь неионогенных и анионоактивных	светло-коричневая жидкость	25	металлические бочки

Предельный дебит водопритока, необходимый для удаления воды из скважины в один прием и ограниченный допустимым давлением компрессора, определяется по формуле:

$$Q_n = \frac{V_n}{t} = \frac{P_k * S_{кн}}{\rho_b * g * t}, \quad (9.1)$$

где V_n – предельный объем воды в затрубном пространстве, м³; t – время технологического перерыва (СПО, смена долота и др.), сек; P_k – допустимое давление ком-

прессора, Па; S_{kn} – средневзвешенная по длине скважины площадь кольцевого пространства, м²; ρ_e – плотность пластовой воды, кг/м³; g – ускорение свободного падения, м²/сек.

Для наглядности определим предельное время технологического перерыва в бурении по формуле (9.1) при роторном способе бурения скважины с продувкой. Исходные данные для расчета: рабочее давление компрессора (P_k) – 5 МПа; диаметр скважины (D_c) – 295,3 мм; коэффициент кавернозности (k) – 1,1; предельный дебит водопритока (Q_n) – 0,8 м³/час; плотность пластовой воды (ρ_e) – 1100 кг/м³; длина УБТ ($L_{УБТ}$) – 80 м; диаметр УБТ ($D_{УБТ}$) – 229 мм; длина бурильных труб ($L_{БТ}$) – 820 м; диаметр бурильных труб ($D_{БТ}$) – 140 мм.

Определим площади затрубного пространства в интервале УБТ ($S_{УБТ}$) и бурильных труб ($S_{БТ}$):

$$S_{УБТ} = 0,785 * (k * D_c^2 - D_{УБТ}^2) = 0,785 * (1,1 * 0,2953^2 - 0,229^2) = 0,0341 \text{ м}^2$$

$$S_{БТ} = 0,785 * (k * D_c^2 - D_{БТ}^2) = 0,785 * (1,1 * 0,2953^2 - 0,14^2) = 0,0599 \text{ м}^2$$

Найдем площадь скважины при отсутствии в ней инструмента:

$$S_c = 0,785 * k * D_c^2 = 0,785 * 1,1 * 0,2953^2 = 0,0753 \text{ м}^2$$

Учитывая, что гидростатическое давление, соответствующее длине столба воды (L_e) в кольцевом пространстве при ее выбрасывании из скважины сжатым воздухом, по условиям данного примера должно быть равно рабочему давлению компрессора:

$$L_e = P_k / \rho_e * g = 5 * 10^6 / 1100 * 9,8 = 464 \text{ м}$$

Найдем объем воды в затрубном пространстве при длине столба 464 м (инструмент спущен в скважину):

$$V_n = S_{УБТ} * L_{УБТ} + S_{БТ} * (L_e - L_{УБТ}) = 0,0341 * 80 + 0,0599 * (464 - 80) = 25,7 \text{ м}^3$$

Определим высоту столба воды в скважине при отсутствии в ней инструмента:

$$h = V_n / S_c = 25,7 / 0,0753 = 343 \text{ м}$$

Из формулы (9.1) оцениваем допустимое время технологического перерыва:

$$t = V_n / Q_n = 25,7 / 0,8 = 32,1 \text{ ч.}$$

Для качественной очистки забоя скважины от шлама расход воздуха или газа при нормальном атмосферном давлении должен определяться по формуле (м³/сек.):

$$Q = 0,785 * V_{en} * k_1 * k_2 * k_3 * (D_c^2 - D_{БТ}^2), \quad (9.2)$$

где V_{en} – скорость восходящего потока газообразного агента, м/сек. (при бурении сплошным забоем шарошечными долотами рекомендуется 15-25 м/сек., при бурении алмазными долотами – 15-18 м/сек., при бурении бурголовками – 10-12 м/сек.); k_1 – коэффициент, учитывающий неравномерность скорости потока по стволу из-за наличия каверн рекомендуется 1,1-1,3; k_2 – коэффициент, учитывающий водоприток в скважину (при малых и средних водопритоках рекомендуется 1,15-1,20); k_3 – коэффициент, учитывающий увеличение потерь давления в кольцевом пространстве с

ростом глубины (при глубинах до 200 м рекомендуется 1, при глубинах более 200 м – 1,08-1,25); D_c – диаметр скважины, м; $D_{БТ}$ – наружный диаметр бурительных труб, м.

$$Q=0,785*20*1,2*1,2*1,1*(0,2953^2-0,14^2)=1,68 \text{ м}^3/\text{сек}.$$

В реальных условиях действительный расход с ростом глубины можно определить по формуле ($\text{м}^3/\text{сек}.$):

$$Q_0=Q*(P_{заб}/P_{атм})^{0,5}, \quad (9.3)$$

где $P_{заб}$ – давление в призабойной зоне кольцевого пространства скважины, Па; $P_{атм}$ – атмосферное давление на поверхности, Па.

$$Q_0=1,68*(5,1*10^6/76,5*10^6)^{0,5} = 0,434 \text{ м}^3/\text{сек} = 26 \text{ м}^3/\text{мин}.$$

На основании расчетов требуемого расхода газообразного агента по таблице 9.3 выбирается компрессор или группа компрессоров, подача которых в сумме была бы равна или больше расчетной. Для нашего случая из таблицы 9.3 выбираем 3 компрессора типа ДК-9М.

Таблица 9.3 – Технические данные передвижных компрессоров

Параметры	ЗИФ-55	ПКС-5	ДК-9М	ПК-10	ЭК-9М	ЗИФ-51	КСЭ-5М
Подача, $\text{м}^3/\text{мин}.$	5	5	10	10,5	10	4,65	5
Рабочее давление, МПа	0,7	0,7	0,6	0,7	0,6	0,7	0,8
Мощность на валу компрессора, кВт	43,7	33,8	67,6	63,2	70	34	34
Двигатель компрессора	бензиновый		дизельный		электродвигатель		

Задача

Определить предельное время технологического перерыва в бурении, действительный расход газообразного агента для очистки ствола и выбрать компрессор. Исходные данные представлены в таблице 9.4.

Таблица 9.4 – Исходные данные для решения задачи

Показатели	Номер варианта						
	1	2	3	4	5	6	7
Рабочее давление компрессора, МПа	5	4,5	4	4,2	4,4	5,2	5,4
Диаметр скважины, мм	295,3	215,9	190	295,3	269,9	215,9	215,9
Коэффициент кавернозности	1,2	1,1	1,3	1,05	1,15	1,25	1,35
Дебит воды, $\text{м}^3/\text{ч}$	0,9	0,8	0,7	0,6	0,5	0,85	0,75
Плотность воды, $\text{кг}/\text{м}^3$	1100	1090	1080	1070	1060	1050	1040
Длина УБТ, м	90	85	80	100	95	90	85
Диаметр УБТ, мм	229	178	146	229	229	178	178
Длина БТ, м	900	850	860	870	880	890	910
Диаметр БТ, мм	140	114	114	140	140	127	114
Скорость восходящего потока, м/с	15	16	17	18	19	20	21
Показатели	Номер варианта						
	8	9	10	11	12	13	14
Рабочее давление компрессора, МПа	5,6	5,8	6	6,2	6,4	6,6	5
Диаметр скважины, мм	190	295,3	269,9	295,3	215,9	190	295,3
Коэффициент кавернозности	1,1	1,06	1,07	1,12	1,08	1,1	1,09
Дебит воды, $\text{м}^3/\text{ч}$	0,65	0,55	1,0	0,95	0,73	0,9	0,5
Плотность воды, $\text{кг}/\text{м}^3$	1030	1110	1120	1130	1140	1115	1100
Длина УБТ, м	80	100	95	90	85	80	100
Диаметр УБТ, мм	146	229	229	229	178	146	229
Длина БТ, м	920	930	940	950	960	970	980
Диаметр БТ, мм	114	140	140	127	114	114	140
Скорость восходящего потока, м/с	22	23	24	25	15	16	15

10. Темы докладов

1. Ликвидация катастрофических поглощений.
2. Желобообразование (причины, признаки, методы предупреждения и ликвидации).
3. Назначение и технология работы фрезерами и райберами.
4. Техника и технология ликвидации прихватов ударными механизмами (ЯСС, ГУМ, ВУК).
5. Назначение и технология работы печатями.
6. Назначение и технология работы овершотами.
7. Назначение и технология работы труборезками и труболовками.
8. Осложнения и аварии при бурении с газообразными агентами.
9. Техника и технология забуривания вторых стволов.
10. Предотвращение самопроизвольного искривления скважин.
11. Гидроимпульсный способ для ликвидации прихватов.
12. Сохранение устойчивости ствола при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин.
13. Техника и технология выполнения ловильных работ.
14. Ликвидация открытых фонтанов.
15. Строительство скважин в условиях сероводородной агрессии.
16. Ликвидация грифонов.
17. Техника и технология установки цементных мостов.
18. Аварии при испытании скважин в процессе бурения (КИИ, МИГ).
19. Особенности выполнения ловильных работ метчиками и колоколами.
20. Назначение и состав противовыбросового оборудования.
21. Прижег алмазного инструмента.
22. Особенности строительства скважин в ММП.
23. Виды и методы ликвидации прихватов.
24. Технология установки жидкостных ванн для ликвидации прихватов.
25. Аварии при проведении ГИС.
26. Аварии с забойными двигателями.
27. Ликвидация аварий, связанных с падением посторонних предметов в скважину.
28. Аварии при спуске обсадных колонн и их цементировании.
29. Аварии с бурильной колонной.
30. Аварии с долотами.
31. Взрывы и пожары на буровых.