

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РФ  
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ  
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ  
«МУРМАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

**Кафедра морского нефтегазового дела**

*Кафедра морского нефтегазового дела*

**Методические указания  
к расчётно-графической работе студентов**

<b>Дисциплина</b>	Б1.В.02.08 Осложнения и аварии при строительстве скважин на Арктическом шельфе и их предотвращение <small>код и наименование дисциплины</small>
<b>Направление подготовки/специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело <small>код и наименование направления подготовки /специальности</small>
<b>Направленность/специализация</b>	Эксплуатация и обслуживание объектов нефтегазового комплекса Арктического шельфа <small>наименование направленности (профиля) /специализации образовательной программы</small>
<b>Квалификация выпускника</b>	бакалавр <small>указывается квалификация (степень) выпускника в соответствии с ФГОС ВО</small>
<b>Кафедра-разработчик</b>	морского нефтегазового дела <small>наименование кафедры-разработчика рабочей программы</small>

Составители – Кортаев Борис Александрович, доцент кафедры морского нефтегазового дела,  
Костин Дмитрий Алексеевич, доцент, к. г.-м. н. кафедры морского нефтегазового дела.

МУ к РГР рассмотрены и одобрены кафедрой морского нефтегазового дела «17» января 2019 года,  
протокол № 5/18.

Рецензент – Васёха Михаил Викторович, доктор технических наук, директор Института  
арктических технологий МГТУ.

## Оглавление

Классификация осложнений.....	5
Основные положения и организационно-технические мероприятия по предупреждению осложнений.....	5
Конструкция скважин должна обеспечивать: .....	6
Предупреждение поглощений буровых и цементных растворов .....	7
Оценка плотности горных пород .....	8
Исходные данные для примера: .....	10
Выбор расхода промывочной жидкости для бурения в поглощающих пластах	10
Пример расчёта расхода бурового раствора.....	12
Мероприятия по предупреждению нарушения устойчивости стенок скважины	12
Предупреждение желобообразований .....	14
Варианты заданий .....	15
Вариант №1 .....	15
Вариант №2 .....	19
Вариант №3 .....	23
Вариант №4 .....	27
Вариант №5 .....	31
Вариант №6 .....	35
Вариант №7 .....	39
Вариант №8 .....	43
Вариант №9 .....	47
Вариант №10 .....	51
Вариант №11 .....	55



## Классификация осложнений

К осложнениям относятся:

- Поглощение бурового раствора
- ГНВП
- Осыпи обвалы стенок скважины
- Образование сальников, шламовых пробок
- Желобообразование в стволе скважины
- Искривление стволов скважины
- Растепление ММП
- Вторичное смерзание
- Приповерхностный газ
- Залегание газогидратов в донных отложениях

## Основные положения и организационно-технические мероприятия по предупреждению осложнений

Для организации профилактической работы по предупреждению осложнений при бурении скважин необходимо руководствоваться следующими основными правилами:

1. Научно-обоснованными (с учётом анализа фактического промыслового материала и надёжного прогнозирования горно-геологических условий проводки скважин) разработками технических проектов, ГТН, РТК и другими технологическими документами.
2. Знанием и соблюдением технологии бурения скважин, правилами монтажа оборудования, обвязки устья скважины, эксплуатации бурового оборудования, достаточной квалификацией и трудовой технологической дисциплиной исполнителей работ.
3. Недопустимость простоев скважины

4. Осуществлением инженерно-технологического контроля за своевременным проведением всех мероприятий по предупреждению осложнений.

5. Соответствием материально-техническому обеспечению уровню технологическому буровых работ.

6. Соответствием конструкции скважин исходным данным геологической технологической служб заказчика на бурение и анализом промысловых материалов при бурении скважин на сходных площадях.

### Конструкция скважин должна обеспечивать:

- прочность крепления ствола скважин
- выбор устьевого оборудования
- успешное доведение скважины до проектной глубины
- предотвращение осложнений в процессе бурения
- надёжную изоляцию нефтегазоводонесных пластов
- осуществление заданных способов вскрытия продуктивных горизонтов и методов их эксплуатации
- минимум затрат на строительство скважин
- охрану недр и окружающей среды
- сбор и получение необходимой горно-геологической информации

После установки каждого цементного моста параметры раствора в скважине приводить в соответствии с требованием ГТН, предусмотренными для последнего интервала бурения.

Для предотвращения образования уступов вследствие расположения долота при разбурировании цементного моста (стакана) в 20'' (508 мм) колонне кондуктора необходимо:

- первое долбление произвести следующей компоновкой:

Долото 374.6 мм, УБТ-241.3 мм-9 м, ДУР-13 1/2 " (установленный на диаметр 17 1/2 "- 444.5 мм), УБТ 241.3 мм - 45 м ,УБТ 165.1 мм -9 м, БТ. Разбурирование цементного стакана вести с использованием ДУР-13 1/2 " только по цементному камню до обратного клапана.

- второе долбление - компоновкой: долото 374.6 мм, УБТ - 241.3-9 м, КЛС -311.1 мм, УБТ - 241.3 мм - 48 м, УБТ - 203 мм - 9 м, УБТ -165 мм - 9 м, БТ. Произвести углубление забоя до 10-15 м. Дальнейшие работы по скважине продолжать долотом диаметром соответствующим стволу скважины.

## Предупреждение поглощений буровых и цементных растворов

Для разработки мероприятий по предотвращению поглощений БР и ЦР необходимо знание величины градиента давления гидравлического разрыва пластов, как по глубине, так и по площади. Для предупреждения гидроразрывов пластов должно соблюдаться условие:

$$P_{\max} = (0.85 - 0.9)P_{cp} \quad (1)$$

В случае разбуривания новой разведочной площади и отсутствия достаточного количества промысловых данных о давлении гидроразрыва пласта, для его прогнозирования пользоваться РД 51-44-01-83 "Временная инструкция по предупреждению поглощений промысловых жидкостей при бурении скважин"

Запуск буровых насосов осуществлять при минимальной производительности. После восстановления циркуляции на минимальной производительности и снижения давления на выкиде бурового насоса до нормального, следует подключить второй насос. Вращать БК ротором или производить медленный подъем, особенно при использовании высокотиксотропных промысловых жидкостей. При запуске буровых насосов с помощью дроссельно-запорных устройств с дистанционным управлением рекомендуется устанавливать на выкидной линии штуцер. Диаметр штуцера выбирается в зависимости от пускового давления  $P_n$  по формуле:

$$d = \sqrt{\frac{8 \cdot \rho \cdot Q^2}{\pi^2 \cdot \mu^2 \cdot P_n}} \quad (2)$$

Q - производительность насоса м<sup>3</sup>/с;

$\mu$  - коэффициент расхода для штуцера (0.64-0.95) безразмерная величина;

$\rho$  - плотность бурового раствора кг/см<sup>3</sup>;

$P_n$  - пусковое давление на выкиде бурового насоса, кг/см<sup>2</sup>;

Применять промежуточные промывки в соответствии с режимно-технологической картой (РТК). При СПО скорости спуско-подъемных операций должны составлять:

$$v_{дон} = 0.75 \cdot v_{кр} \quad (3)$$

Поддерживать  $\rho$ ,  $\eta$ ,  $\tau_0$  в соответствии с ГТН. При бурении в поглощающих пластах необходимо вести постоянный за качеством промывочной жидкости. Замеры основных параметров плотности и вязкости производить через 10-15 минут, а статического напряжения сдвига через 1 час механического бурения. Допустимые отклонения плотности  $\pm 0.02$  г/см<sup>3</sup>. Для соблюдения основного условия предупреждения поглощений - обеспечение заданного градиента давления в скважине в процессе выполнения различных технологических операций:

$$gradP \leq gradP_{zp}$$

или

$$\rho g + \frac{(\rho_{zn} - \rho) g v_{мех} f_{\partial}}{Q_n - v_0 f_{кн} - \Phi} + \alpha_{кн} \eta (Q_n - \Phi) + B \tau_0 \leq gradP_{zp}, \quad (4)$$

где  $\rho$  - плотность промывочной жидкости для бурения в поглощающих пластах, кг/м<sup>3</sup>;

$$\rho = \frac{1}{g \cdot k_p} gradP_{zp} \quad (5)$$

Тогда как для выбора плотности промывочной жидкости для интервала бурения:

$$\rho = \frac{k_p}{g} gradP_{нл} \quad (6)$$

## Оценка плотности горных пород

Плотность донных отложений или плотность горных пород определяется как средневзвешенное значение плотности пород и рассчитывается по следующей формуле:

$$\rho_{см} = \frac{\sum_{i=1}^n \rho\{i\} h\{i\}}{\sum_{i=1}^n h\{i\}}$$



где  $h\{i\}$ - мощность интервала с известной плотностью горных пород,  $\rho\{i\}$ -плотность пород залегающих в данном интервале.

$\rho_{гп}$  - средневзвешенное значение плотности горных пород на участке до глубины залегания пласта,  $кг/м^3$ ;  $\tau$ - динамическое напряжение сдвига, Па;  $\eta$  - пластическая вязкость промывочной жидкости.  $B = \frac{\pi}{(R_1 - R_2)}$  где  $R_1$  - радиус скважины и  $R_2$ -радиус

бурильных труб.  $v_{мех}$  - механическая скорость проходки при разбурировании поглощающего пласта, м/с,  $f_{\partial}$  - разбуриваемая площадь забоя,  $м^2$ ,  $f_{кн}$  - площадь кольцевого пространства,  $м^2$ .  $v_0$  - скорость оседания шлама, м/с.  $\Phi$  - объемная скорость фильтрации (интенсивность поглощения промывочной жидкости в пласт,  $м^3/с$  .  $\alpha_{кн} = \frac{6}{\pi R_1 (R_2 - R_1)^3}$  - коэффициент гидравлических сопротивлений в КЗП.  $k_p$  - коэффициент резерва.  $Q_n$  - расход промывочной жидкости,  $м^3/с$ .

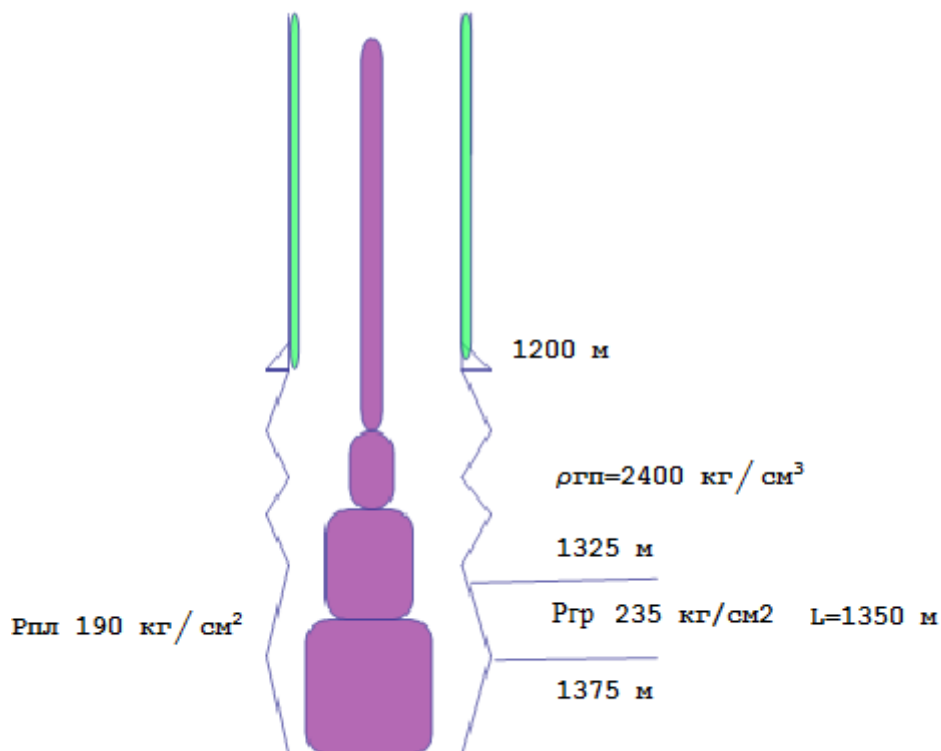


Рис.1. Схема конструкции скважины на текущий период времени

## Исходные данные для примера:

$$k_p = 1.1$$

$$v_{\text{мех}} = 0.0025$$

$$D_{\text{дол}} = 0.311$$

$$Q_n = 0.04$$

$$v_0 = 0.03$$

$$D_{\text{бт}} = 0.127$$

$$P_{\text{пл}} = 190$$

$$P_{\text{ср}} = 235$$

$$\Phi = 0.0033$$

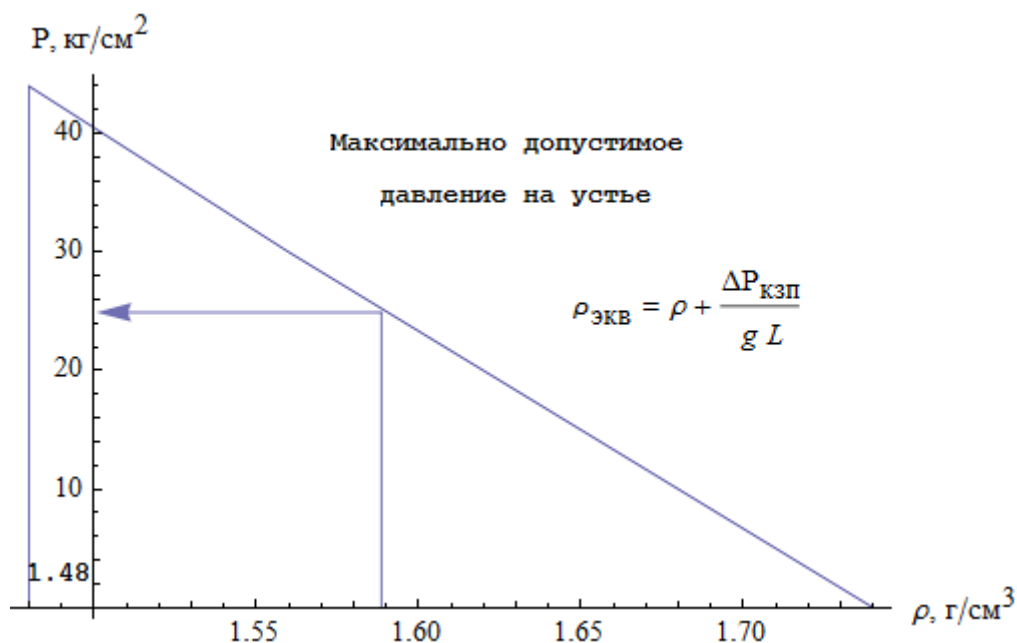


График зависимости MAASP от плотности бурового раствора

В осложнённых условиях бурения с целью соблюдения условия (4) рекомендуется ограничивать механическую скорость проходки, где верхнее допустимое значение  $v_{\text{мех}}$  определяется решением условия (4).

## Выбор расхода промывочной жидкости для бурения в поглощающих пластах

При выборе расхода промывочной жидкости для бурения в поглощающих пластах рекомендуется при структурном режиме течения рассчитывать:

$$Q_n = \sqrt{\frac{0.01}{\alpha_{kn}\eta} (\rho_{zn} - \rho) g v_{.mex} f_2 + v_0 f_{kn} + \Phi} \quad (7)$$

Значение величины  $v_0$  определяют экспериментально на буровой или рассчитывают по известным формулам. Значение величины  $\Phi$  принимается равной прогнозируемому значению интенсивности поглощения.

## Пример расчёта расхода бурового раствора

Исходные данные:

$$R_2 = 0.311 / 2 = 0.1555 \text{ м}$$

$$R_1 = 0.127 / 2 = 0.0635 \text{ м}$$

$$\rho_{zn} = 2400 \text{ кг/м}^3$$

$$\rho = 1170 \text{ кг/м}^3$$

$$v_{\text{мех}} = 9 \text{ м/час} = 0.0025 \text{ м/с}$$

$$\Phi = 0.00033 \text{ м/с}$$

$$\eta = 15 \text{ сПз} = 0.0015 \text{ кг} \cdot \text{м} \cdot \text{с}$$

$$\tau_0 = 21 \text{ мг/см}^2 = 0.21 \text{ кг/м}^2$$

$$f_{\text{кп}} = \frac{\pi(D_{\text{дол}}^2 - D_{\text{бт}}^2)}{4}$$

$$\alpha_{\text{кп}} = \frac{48}{\pi D_{\text{бт}} (D_{\text{дол}} - D_{\text{бт}})^3}$$

$$Q_n = \sqrt{\frac{0.01}{\alpha_{\text{кп}} \eta} (\rho_{zn} - \rho) g v_{\text{мех}} f_2 + v_0 f_{\text{кп}} + \Phi} = 0.0474 \text{ м}^3/\text{с}$$

## Мероприятия по предупреждению нарушения устойчивости стенок скважины

Признаками нарушения устойчивости стенок скважины в процессе

бурения

являются:

- резкое повышение давления в нагнетательной линии буровых насосов, приводящие в ряде случаев к гидроразрывам пластов и поглощениям.
- интенсивные затяжки и посадки колонны труб, затруднения при спуске долота без проработок и интенсивных промывок.
- вынос во время промывок осколькоатого шлама.

Для предупреждения обвалообразований и осыпей стенок скважины необходимо:

- в процессе строительства скважины не допускать простоев, максимально сокращать время пребывания ствола скважины в необсаженном состоянии.
- СПО в интервалах неустойчивых пород следует вести с ограничением скорости, не допуская значительных колебаний гидродинамического давления.
- спускать бурильные и обсадные трубы следует с промежуточными промывками для снижения продажных давлений, особенно при значениях СНС раствора превышающих необходимую. Первую промывку производить в башмаке обсадной колонны, последующие промывки - через каждые 200 м спущенных обсадных и 500 м бурильных труб.
- не допускать в процессе проработки и расхаживании резкого увеличения скорости спуска инструмента, особенно при интенсивной промывке.
- перед началом подъема колонны бурильных труб, после окончания долбления, скважина должна быть промыта с увеличенной подачей насосов на 5-10% по сравнению с бурением или проработкой.
- не допускать быстрого подъема бурильных труб при наличии сальника или без долива скважины раствором.

В геологически осложнённых условиях значительное влияние на появление затяжек и посадок бурильного инструмента оказывает продолжительность долбления. Безопасным нахождением бурильной колонны в скважине рекомендуется считать не более 36 часов работы или 150-180 м проходки, после чего необходимо произвести технологический подъём инструмента в башмак обсадной колонны с целью определения наличия затяжек и посадок. В случае появления последних проработать ствол скважины до полного их исчезновения. Если верхняя часть ствола скважины представлена устойчивыми породами, профилактический подъём инструмента производить не в башмак предыдущей колонны, а в зону устойчивого ствола скважины. В интервалах с интенсивным нарушением устойчивости стенок скважин вследствие осыпей и обвалов рекомендуется осуществлять регулирование минерализации водного компонента бурового раствора вводом в него наиболее доступных и технологически целесообразных солей  $\text{NaCl}$ ,  $\text{KCl}$ ,  $\text{MgCl}$ ,  $\text{KCl} \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{MgCl}_2 \cdot 6\text{H}_2\text{O}$ . Степень минерализации водного компонента бурового раствора должна обеспечивать направленность осмотических перетоков из пласта в скважину. При бурении в неустойчивых, разуплотнённых с аномально высоким поровым давлением (АВПД) плотность бурового раствора должна быть эквивалентной максимальному значению градиента АВПД  $\pm 0.02 \text{ г/см}^3$ .

## Предупреждение желобообразований

В целях предупреждения желобообразований, приводящих к заклиниваниям и прихватам бурильных и обсадных колонн, необходимо: Фиксировать в буровом журнале интервалы затяжек и посадок бурильного инструмента при проведении СПО. Периодически проводить профилометрию скважин с целью определения возможных интервалов образования желобов и принятия, профилактических мер. Первый замер рекомендуется производить после 500 м и ниже башмака первой промежуточной колонны, а затем после каждых 200-300 м бурения ствола. В случае обнаружения желобных выработок измерение повторяют через каждые 100 м бурения.

Прорабатывать интервалы желобных выработок с помощью четырехлопастных спиральных центраторов, диаметр которых в 1.1-1.25 раза больше ширины желоба, но меньше диаметра скважины. Скорость проработки ограничить до 10-15 м/час, под центраторами должен устанавливаться хвостовик из бурильных труб длиной 300-400 м с долотом. Процесс разрушения желобных выработок контролировать по объёму выносимого из скважины шлама, а также по крутящему моменту. Эффективность разрушения желобных выработок проверять профилимером. Спуск и подъём бурильных колонн в интервалах склонных к желобообразованиям, а также на участках набора кривизны производить на пониженных скоростях.

В тех случаях, когда известны интервалы возможного желобообразования и протяжённость этих интервалов значительна, бурение ствола скважины следует начинать долотом, диаметр которого меньше проектного с последующим его расширением. Преимущество данного метода заключается в возможности при расширении ствола до проектного диаметра устранить желобные выработки. Диаметр долота, которым расширяют ствол скважины может быть определен из условия:

$d_{\text{дл}}$ , мм	140	127-114
$B$ , мм	90	80

$$D_{\text{дл}} = d_{\text{дл}} + B$$

Диаметр  $d_{oc}$  принимается по данным профилимера, а при отсутствии данных по диаметру долота. При проектировании наклонно-направленных скважин рекомендуется не допускать такого положения, когда участки, на которые возможно действие больших прижимающих сил от нормально составляющей веса колонны бурильных труб, оказывались бы против проницаемых пластов низкого давления.

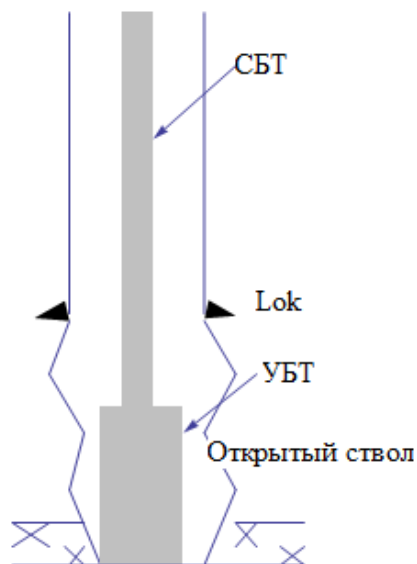
## Варианты заданий

### Вариант №1

Контрольная №1

**Тема: "Расчёт параметров глушения при ликвидации ГНВП"**

**Задача №8 скважина №1 Категория скважины поисковая**



Исходные данные:

Глубина спуска последней обсадной колонны - 2800 м.

Внутренний диаметр обсадной колонны - 0.22 м.

Диаметр открытого ствола скважины - 215.9 мм.

Рассматриваемый интервал глубин - 2950-3050 м.

Плотность бурового раствора - 1.28 г/см<sup>3</sup>.

Эквивалентная плотность бурового раствора (ECD) - 1.3 г/см<sup>3</sup>.

Градиент пластового давления в зоне ГНВП - 1.33 г/см<sup>3</sup>.

Максимально допустимое давление на устье - 50 кг/см<sup>2</sup>.

Компоновка:

Долото МЗГНУ Р-45 (3 насадки по 11 мм)

УБТ 165x71.4 мм - 162 м

СБТ 127x9.19 мм 2848 м

Режим бурения:

WOB=17 т

RPM=85 об/мин

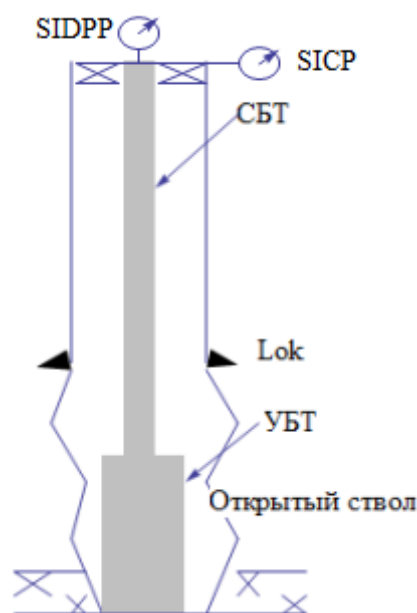
Расход=1050 л/мин ( SPM=55 х/мин)

SPP=135 кг/ см<sup>2</sup>

SCP=17 кг/ см<sup>2</sup>

Производительность насосов при глушении - 400 л/мин (SPM=20 х/мин)

В процессе бурения в интервале 2950 3010 м скорость проходки составляла 2.5 м/ч. С глубины 3010 м механическая скорость бурения увеличилась до 5.4 м/ч, появились газопоказания до 7%, увеличился поток раствора на 40% и вырос объем раствора в рабочих ёмкостях  $V_0=1.1 \text{ м}^3$ . Остановили процесс бурения и закрыли скважину при помощи универсального превентора.



Получили на устье следующие параметры:

SIDPP=15 кг/см<sup>2</sup>

SICP=21 кг/см<sup>2</sup>

$V_0=1.1 \text{ м}^3$

1. Необходимо рассчитать параметры процесса глушения скважины (ICP, FCP, KMW).  $\Delta P$  по ЕТП принять 5-7 кг/см<sup>2</sup>.
2. Рассчитать давление гидроразрыва под башмаком последней (промежуточной) обсадной колонны.
3. Определить потери давления в КЗП при бурении.
4. Какой поток бурового раствора наблюдался при вскрытии ГНВП (л/мин)

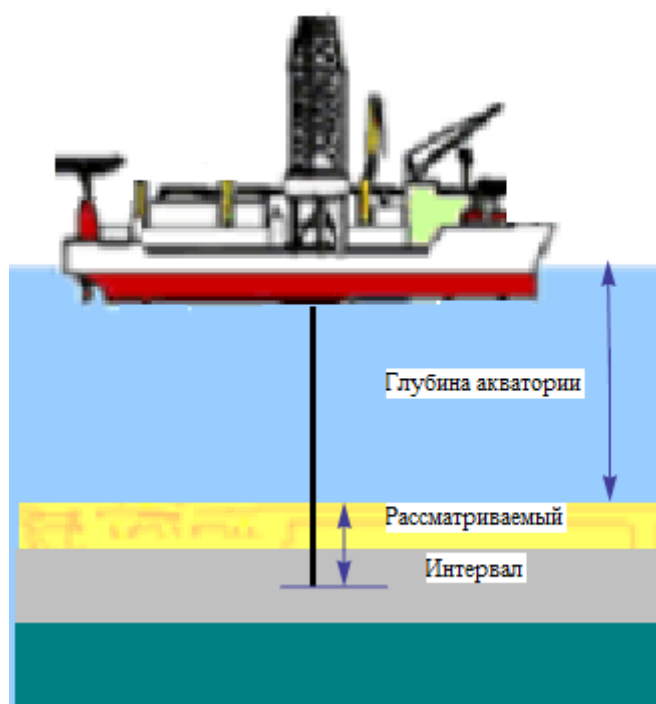


5. Максимально - допустимую плотность бурового раствора (гидростатическую).

## Контрольная №2.

### Тема: "Определение термобарических условий возможного существования газогидрата метана"

Предстоит произвести забуривание на акватории Арктического шельфа. Необходимо произвести прогнозную оценку на предмет возможного залегания газогидратов при данных термобарических условиях на глубине рассматриваемого интервала, в связи с этим необходимо дать заключение - есть они или в данном интервале глубин газогидратов нет.



Исходные данные:

Глубина акватории - 225 м.

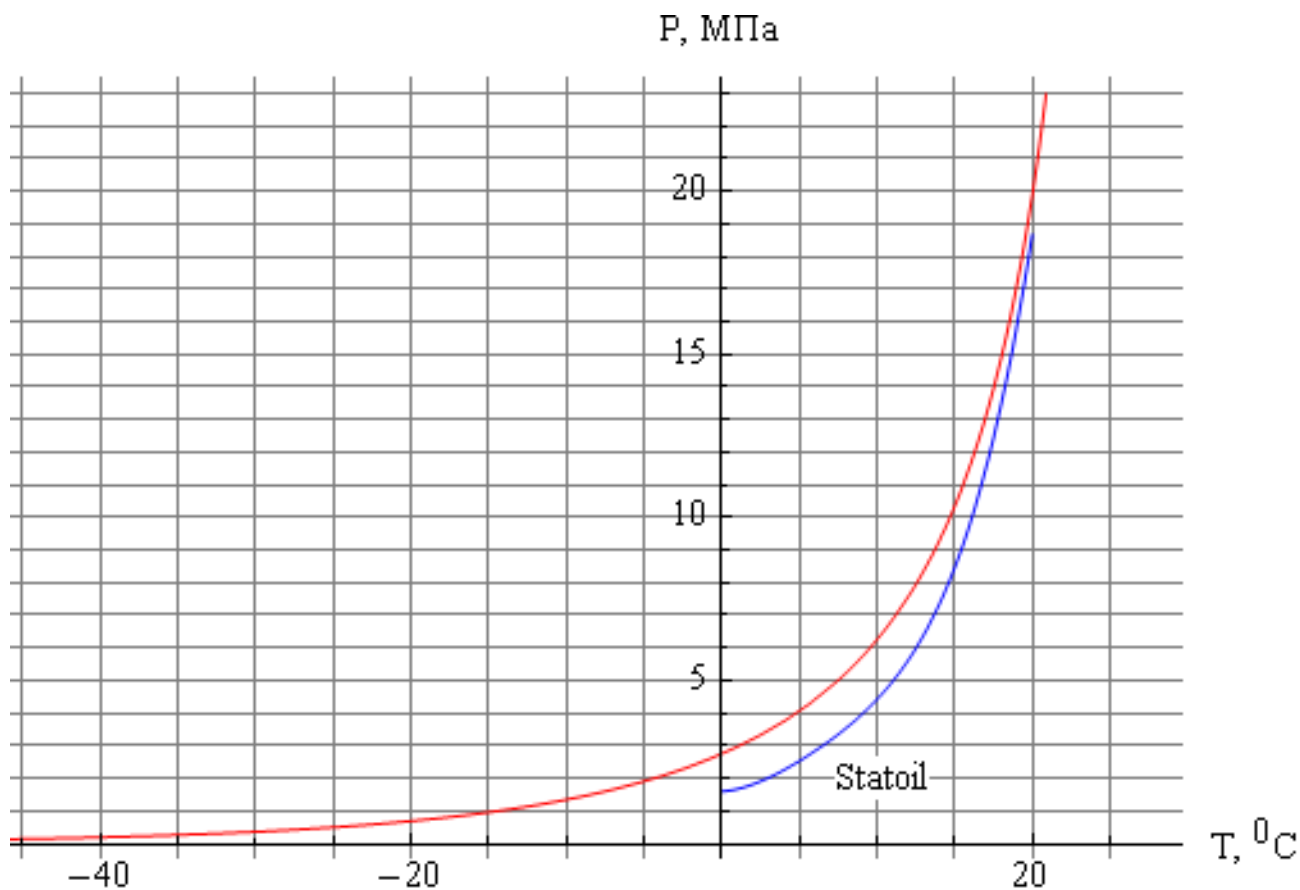
Плотность морской воды -  $1.02 \text{ г/см}^3$ .

Плотность донных отложений  $1.8 \text{ г/см}^3$ .

Глубина рассматриваемого интервала - 120 м.

Температура на данной глубине  $-1.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

По данным АМИГЕ в интервале от дна до 100 м газогидратов не обнаружено.



Список условных сокращений:

WOB - нагрузка на долото.

RPM - обороты ротора.

SPP - давление на буровом стояке при бурении.

SCP - давление прокачки (SPM=20 х/мин).

ICP - начальное давление циркуляции.

FCP - конечное давление циркуляции.

KMW - плотность раствора глушения.

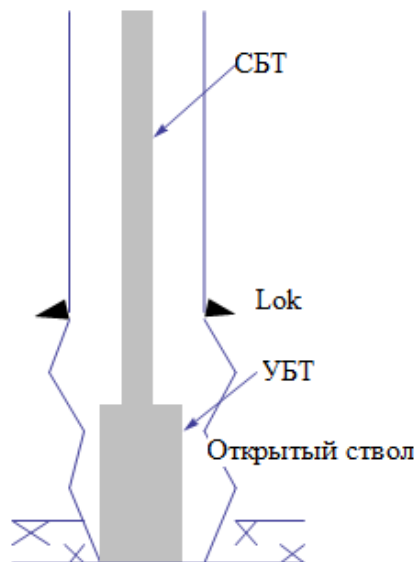
ЕТП - единые технические правила...

Вариант №2

Контрольная №1

***Тема: "Расчёт параметров глушения при ликвидации ГНВП"***

***Задача №2 "СУША" скважина №1 Категория скважины разведочная***



Исходные данные:

Глубина спуска последней обсадной колонны - 2206 м.

Внутренний диаметр обсадной колонны - 0.22 м.

Диаметр открытого ствола скважины - 215.9 мм.

Рассматриваемый интервал глубин - 3050-3150 м.

Плотность бурового раствора - 1.58 г/см<sup>3</sup>.

Эквивалентная плотность бурового раствора (ECD) -1.61 г/см<sup>3</sup>.

Градиент пластового давления в зоне ГНВП - 1.62 г/см<sup>3</sup>.

Максимально допустимое давление на устье -150 кг/см<sup>2</sup>.

Компоновка:

Долото МС-ГНУ ( насадки 11;18;18 мм)

УБТС 165x71.4 мм - 195 м

ТБПВ 127x9.19 мм 2905 м

Режим бурения:

WOB=16 т

RPM=105 об/мин

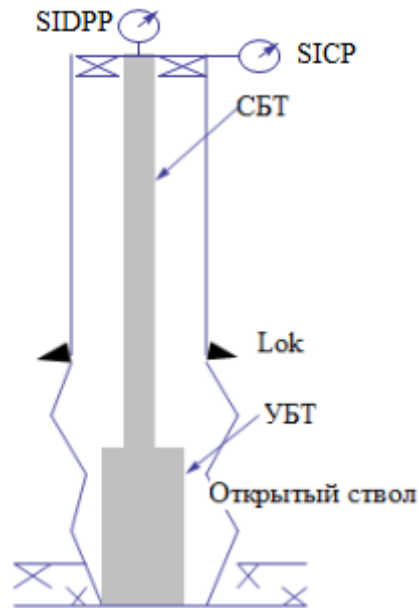
Расход=1400 л/мин ( SPM=55 х/мин)

SPP=107 кг/ см<sup>2</sup>

SCP=27 кг/ см<sup>2</sup>

Производительность насосов при глушении - 450 л/мин (SPM=20 х/мин)

В процессе бурения скорость проходки составляла 2.28 м/ч. С глубины 3100 м механическая скорость бурения увеличилась до 5 м/ч, появились газопоказания до 20%, увеличился поток раствора на 45% и вырос объем раствора в рабочих ёмкостях  $V_0=1.3 \text{ м}^3$ . Остановили процесс бурения и закрыли скважину при помощи универсального превентора.



Получили на устье следующие параметры:

$$SIDPP=14 \text{ кг/см}^2$$

$$SICP=23 \text{ кг/см}^2$$

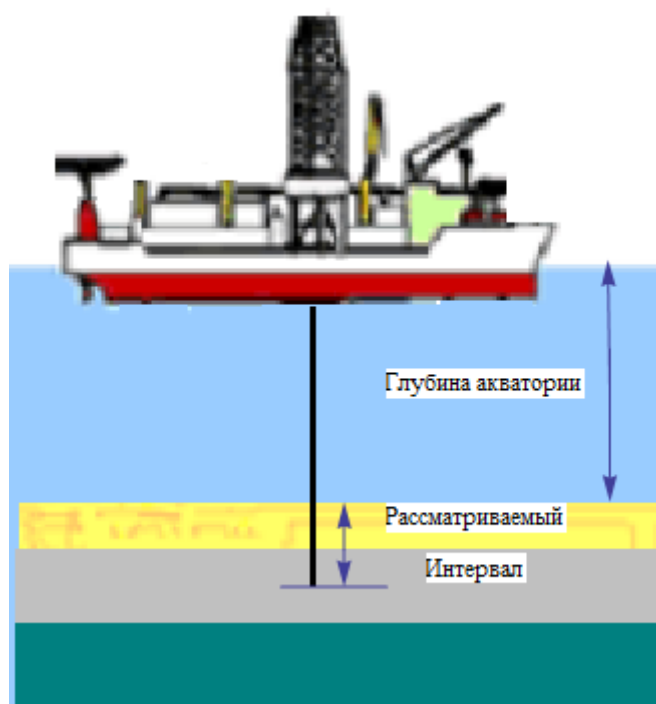
$$V_0=1.3 \text{ м}^3$$

6. Необходимо рассчитать параметры процесса глушения скважины: (ICP, FCP, KMW).  $\Delta P$  по ЕТП принять  $5-7 \text{ кг/см}^2$ .
7. Рассчитать давление гидроразрыва под башмаком последней (промежуточной) обсадной колонны.
8. Определить потери давления в КЗП при бурении.
9. Какой поток бурового раствора наблюдался при вскрытии ГНВП (л/мин)
10. Максимально - допустимую плотность бурового раствора (гидростатическую).

*Контрольная №2.*

**Тема: "Определение термобарических условий возможного существования газогидрата метана"**

Предстоит произвести забуривание на акватории Арктического шельфа. Необходимо произвести прогнозную оценку на предмет возможного залегания газогидратов при данных термобарических условиях на глубине рассматриваемого интервала, в связи с этим необходимо дать заключение - есть они или в данном интервале газогидратов нет.



Исходные данные:

Глубина акватории - 325 м.

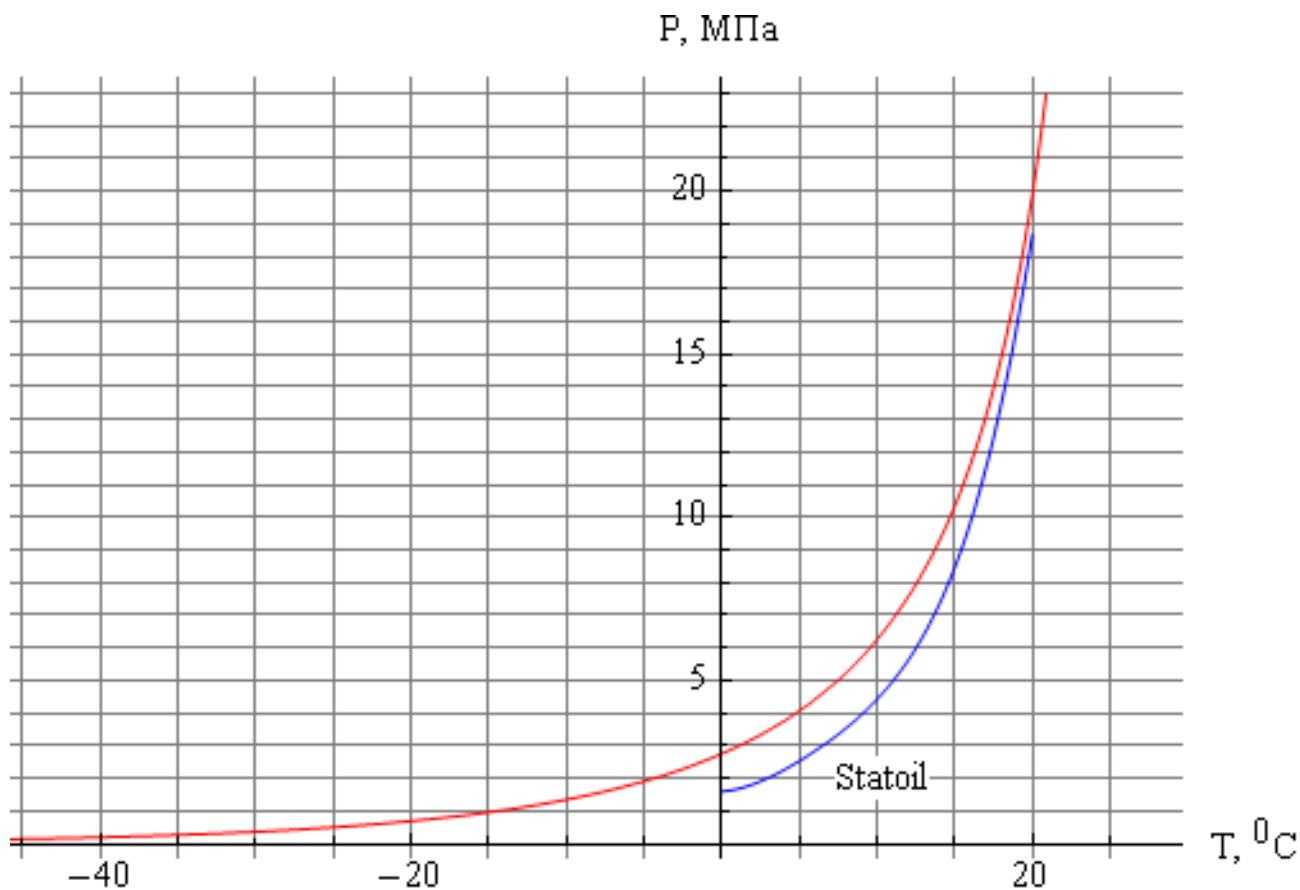
Плотность морской воды -  $1.02 \text{ г/см}^3$ .

Плотность донных отложений  $1.9 \text{ г/см}^3$ :

Глубина рассматриваемого интервала - 110 м.

Температура на данной глубине  $-2.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

По данным АМИГЕ в интервале от дна до 100 м газогидратов не обнаружено.



Список условных сокращений:

WOB - нагрузка на долото.

RPM - обороты ротора.

SPP - давление на буровом стояке при бурении.

SCP - давление прокачки (SPM=20 х/мин).

ICP - начальное давление циркуляции.

FCP - конечное давление циркуляции.

KMW - плотность раствора глушения.

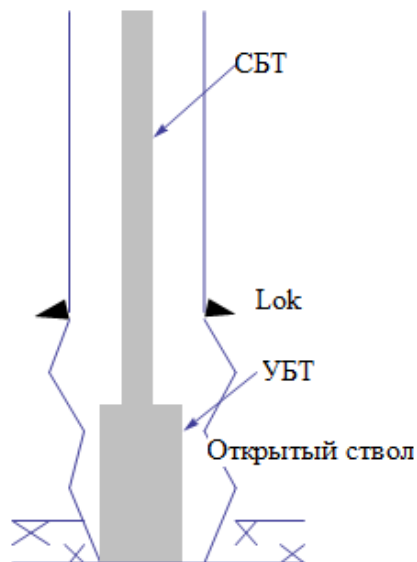
ЕТП - единые технические правила...

## Вариант №3

Контрольная №1

***Тема: "Расчёт параметров глушения при ликвидации ГНВП"***

***Задача №9 "Серк" скважина №1 Категория скважины разведочная***



Исходные данные:

Глубина спуска последней обсадной колонны - 3000 м.

Внутренний диаметр обсадной колонны - 0.224 м.

Диаметр открытого ствола скважины - 215.9 мм.

Рассматриваемый интервал глубин - 4390-4490 м.

Плотность бурового раствора - 1.35 г/см<sup>3</sup>.

Эквивалентная плотность бурового раствора (ECD) - 1.37 г/см<sup>3</sup>.

Градиент пластового давления в зоне ГНВП - 1.39 г/см<sup>3</sup>.

Максимально допустимое давление на устье - 67 кг/см<sup>2</sup>.

Компоновка:

Долото СЗ-ГАУ Р-16 (3 насадки по 12.7 мм)

УБТ 178x60 мм - 180 м

СБТ 127x12.7 мм 4270 м

Режим бурения:

WOB=18 т

RPM=60 об/мин

Расход=1050 л/мин ( SPM=55 х/мин)

SPP=185 кг/ см<sup>2</sup>

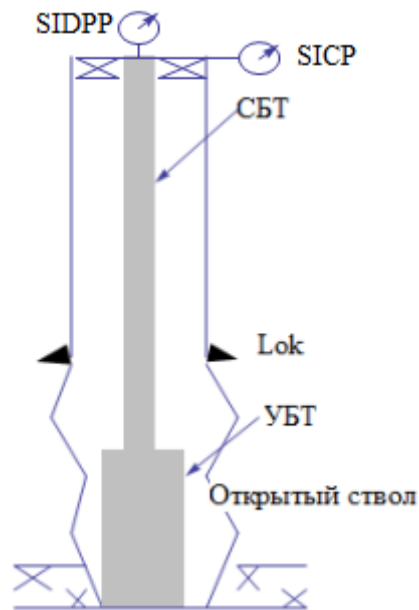
SCP=26 кг/ см<sup>2</sup>

Производительность насосов при глушении - 400 л/мин (SPM=20 х/мин)

В процессе бурения в интервале 4390 - 4450 м скорость проходки составляла 1.8 м/ч.

С глубины 4446 м механическая скорость бурения увеличилась до 4.0 м/ч, появились газопоказания до 3%, увеличился поток раствора на 25% и вырос объем раствора в рабочих ёмкостях  $V_0=1.5 \text{ м}^3$ . Остановили процесс бурения и закрыли скважину при помощи универсального превентора.





Получили на устье следующие параметры:

$$SIDPP=22 \text{ кг/см}^2$$

$$SICP=32 \text{ кг/см}^2$$

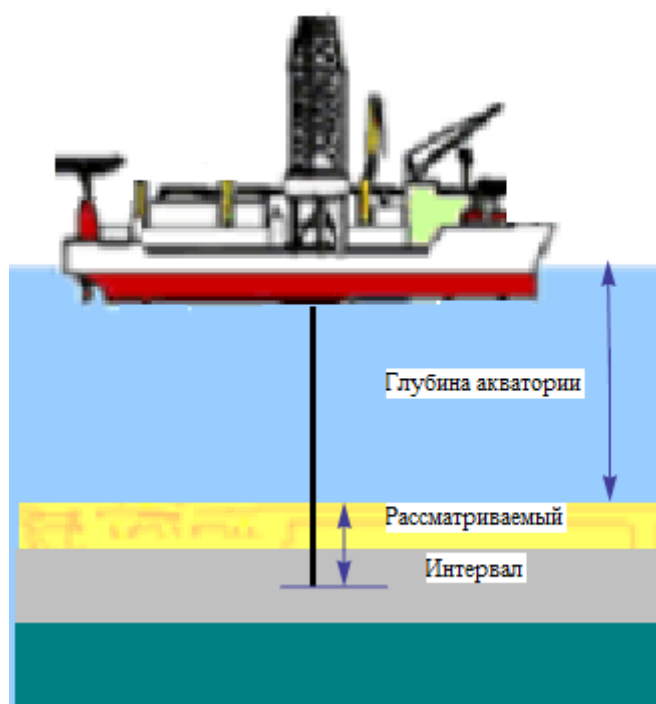
$$V_0=1.5 \text{ м}^3$$

11. Необходимо рассчитать параметры процесса глушения скважины (ICP, FCP, KMW).  $\Delta P$  по ЕТП принять  $5-7 \text{ кг/см}^2$ .
12. Рассчитать давление гидроразрыва под башмаком последней (промежуточной) обсадной колонны.
13. Определить потери давления в КЗП при бурении.
14. Какой поток бурового раствора наблюдался при вскрытии ГНВП (л/мин)
15. Максимально - допустимую плотность бурового раствора (гидростатическую).

## Контрольная №2.

### Тема: "Определение термобарических условий возможного существования газогидрата метана"

Предстоит произвести забуривание на акватории Арктического шельфа. Необходимо произвести прогнозную оценку на предмет возможного залегания газогидратов при данных термобарических условиях на глубине рассматриваемого интервала, в связи с этим необходимо дать заключение - есть они или в данном интервале глубин газогидратов нет.



Исходные данные:

Глубина акватории - 125 м.

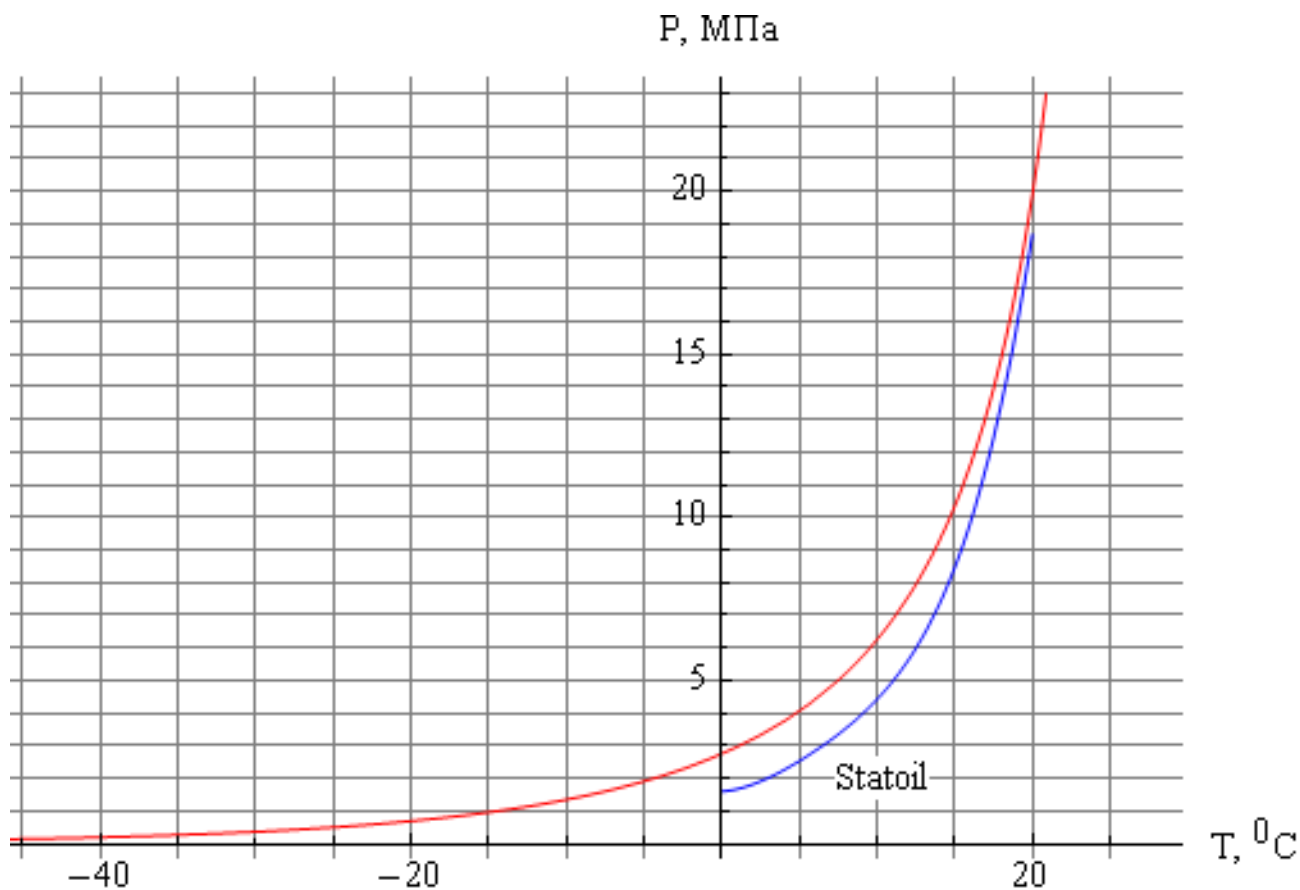
Плотность морской воды -  $1.02 \text{ г/см}^3$ .

Плотность донных отложений  $1.7 \text{ г/см}^3$ :

Глубина рассматриваемого интервала - 100 м.

Температура на данной глубине  $-0.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

По данным АМИГЕ в интервале от дна до 100 м газогидратов не обнаружено.



Список условных сокращений:

WOB - нагрузка на долото.

RPM - обороты ротора.

SPP - давление на буровом стояке при бурении.

SCP - давление прокачки ( $\text{SPM}=20$  х/мин).

ICP - начальное давление циркуляции.

FCP - конечное давление циркуляции.

KMW - плотность раствора глушения.

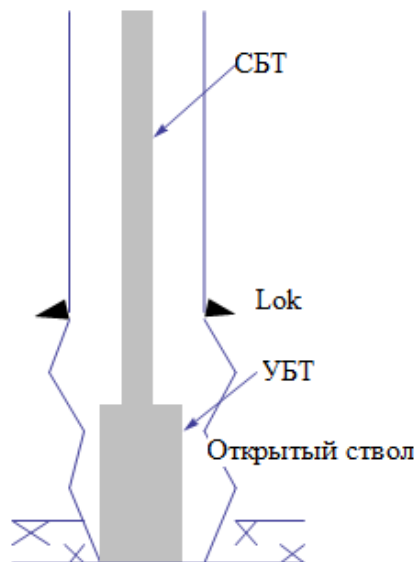
ЕТП - единые технические правила...

## Вариант №4

Контрольная №1

***Тема: "Расчёт параметров глушения при ликвидации ГНВП"***

***Задача №1 "Кошт" скважина №2 Категория скважины поисковая***



Исходные данные:

Глубина спуска последней обсадной колонны - 1692 м.

Внутренний диаметр обсадной колонны - 0.22 м.

Диаметр открытого ствола скважины - 215.9 мм.

Рассматриваемый интервал глубин - 3000-3100 м.

Плотность бурового раствора - 1.45 г/см<sup>3</sup>.

Эквивалентная плотность бурового раствора (ECD) -1.46 г/см<sup>3</sup>.

Градиент пластового давления в зоне ГНВП - 1.48 г/см<sup>3</sup>.

Максимально допустимое давление на устье -84 кг/см<sup>2</sup>.

Компоновка:

Долото МСЗ-ГНУ ( насадки 16;16;16 мм)

УБТС 165x71.4 мм - 175 м

ТБПВ 127x9.19 мм 2900 м

Режим бурения:

WOB=20 т

RPM=75 об/мин

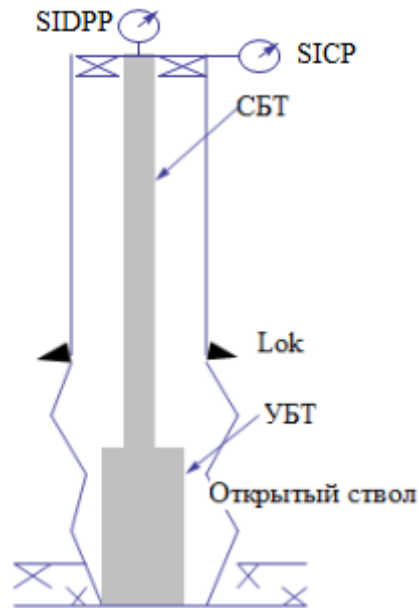
Расход=2270 л/мин ( SPM=60 х/мин)

SPP=107 кг/ см<sup>2</sup>

SCP=27 кг/ см<sup>2</sup>

Производительность насосов при глушении - 450 л/мин (SPM=20 х/мин)

В процессе бурения скорость проходки составляла 2.54 м/ч. С глубины 3040 м механическая скорость бурения увеличилась до 6 м/ч, появились газопоказания до 15%, увеличился поток раствора на 42% и вырос объем раствора в рабочих ёмкостях  $V_0=1.3 \text{ м}^3$ . Остановили процесс бурения и закрыли скважину при помощи универсального превентора.



Получили на устье следующие параметры:

$$SIDPP=11 \text{ кг/см}^2$$

$$SICP=21 \text{ кг/см}^2$$

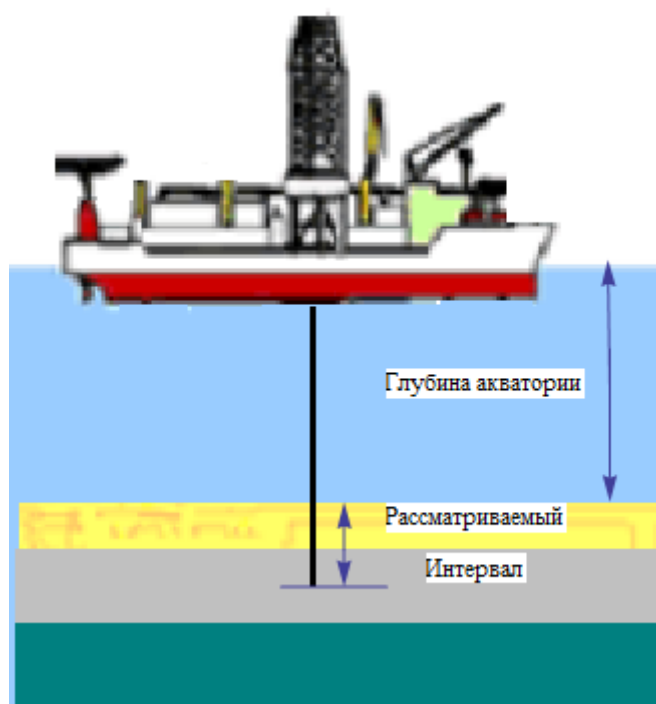
$$V_0=1.3 \text{ м.}^3$$

16. Необходимо рассчитать параметры процесса глушения скважины: (ICP, FCP, KMW).  $\Delta P$  по ЕТП принять  $5-7 \text{ кг/см}^2$ .
17. Рассчитать давление гидроразрыва под башмаком последней (промежуточной) обсадной колонны.
18. Определить потери давления в КЗП при бурении.
19. Какой поток бурового раствора наблюдался при вскрытии ГНВП (л/мин)
20. Максимально - допустимую плотность бурового раствора (гидростатическую).

*Контрольная №2.*

**Тема: "Определение термобарических условий возможного существования газогидрата метана"**

Предстоит произвести забуривание на акватории Арктического шельфа. Необходимо произвести прогнозную оценку на предмет возможного залегания газогидратов при данных термобарических условиях на глубине рассматриваемого интервала, в связи с этим необходимо дать заключение - есть они или в данном интервале газогидратов нет.



Исходные данные:

Глубина акватории - 292 м.

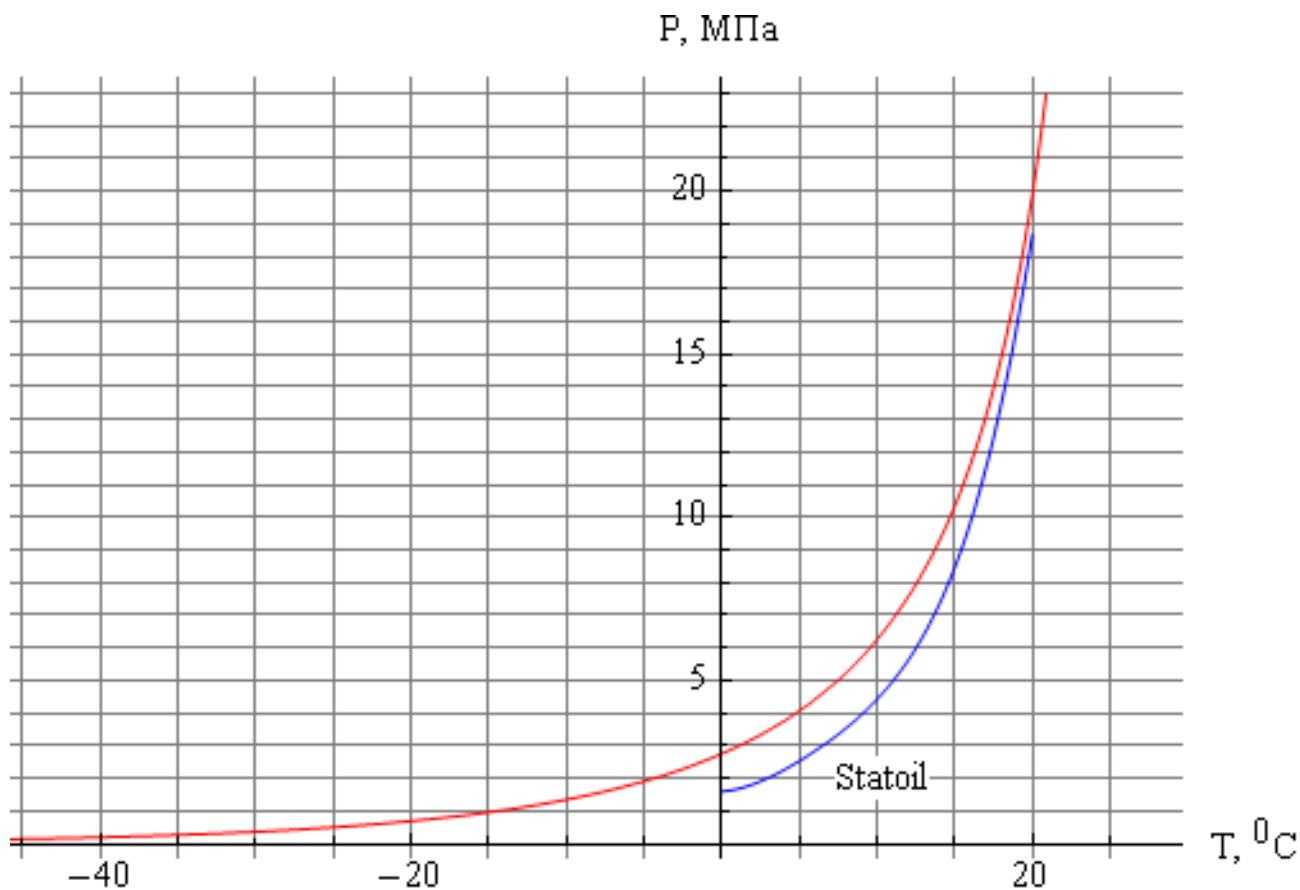
Плотность морской воды -  $1.02 \text{ г/см}^3$ .

Плотность донных отложений  $1.8 \text{ г/см}^3$ :

Глубина рассматриваемого интервала - 120 м.

Температура на данной глубине  $-0.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

По данным АМИГЕ в интервале от дна до 100 м газогидратов не обнаружено.



Список условных сокращений:

WOB - нагрузка на долото.

RPM - обороты ротора.

SPP - давление на буровом стояке при бурении.

SCP - давление прокачки (SPM=20 х/мин).

ICP - начальное давление циркуляции.

FCP - конечное давление циркуляции.

KMW - плотность раствора глушения.

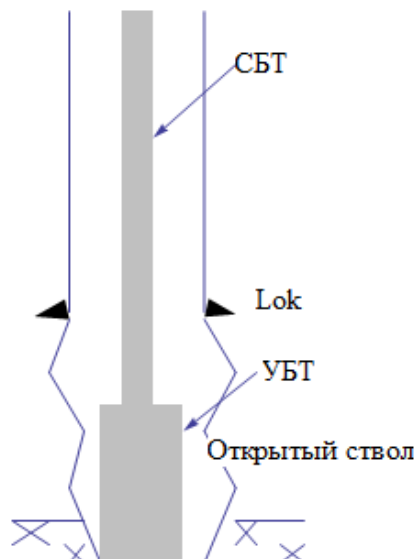
ЕТП - единые технические правила...

## Вариант №5

Контрольная №1

***Тема: "Расчёт параметров глушения при ликвидации ГНВП"***

***Задача №6 "Нская" скважина №32 Категория скважины поисковая***



Исходные данные:

Глубина спуска последней обсадной колонны - 2800 м.

Внутренний диаметр обсадной колонны - 0.2204 м.

Диаметр открытого ствола скважины - 215.9 мм.

Рассматриваемый интервал глубин - 3050-3150 м.

Плотность бурового раствора - 1.52 г/см<sup>3</sup>.

Эквивалентная плотность бурового раствора (ECD) -1.55 г/см<sup>3</sup>.

Градиент пластового давления в зоне ГНВП - 1.61 г/см<sup>3</sup>.

Максимально допустимое давление на устье -35 кг/см<sup>2</sup>.

Компоновка:

Долото МСЗ-ГНУ ( насадки 16;16;16 мм)

УБТС 178x71.4 мм - 230 м

ТБПВ 127x9.19 мм 2857 м

Режим бурения:

WOB=20 т

RPM=120 об/мин

Расход=2000 л/мин ( SPM=60 х/мин)

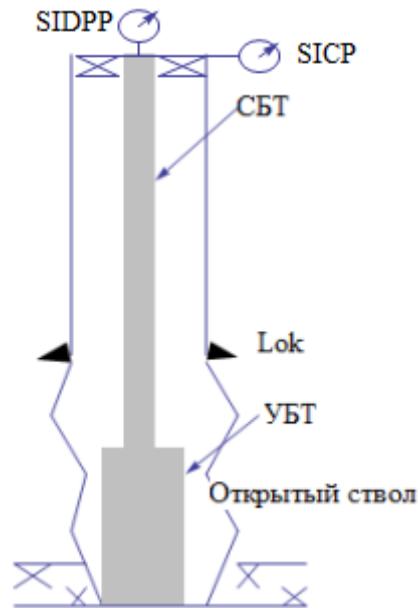
SPP=190 кг/ см<sup>2</sup>

SCP=27 кг/ см<sup>2</sup>

Производительность насосов при глушении - 550 л/мин (SPM=20 х/мин)

В процессе бурения скорость проходки составляла 1.54 м/ч. С глубины 3100 м механическая скорость бурения увеличилась до 4.2 м/ч, появились газопоказания до 12%, увеличился поток раствора на 45% и вырос объем раствора в рабочих ёмкостях  $V_0=1.6 \text{ м}^3$ . Остановили процесс бурения и закрыли скважину при помощи универсального превентора.





Получили на устье следующие параметры:

$$SIDPP=30 \text{ кг/см}^2$$

$$SICP=41 \text{ кг/см}^2$$

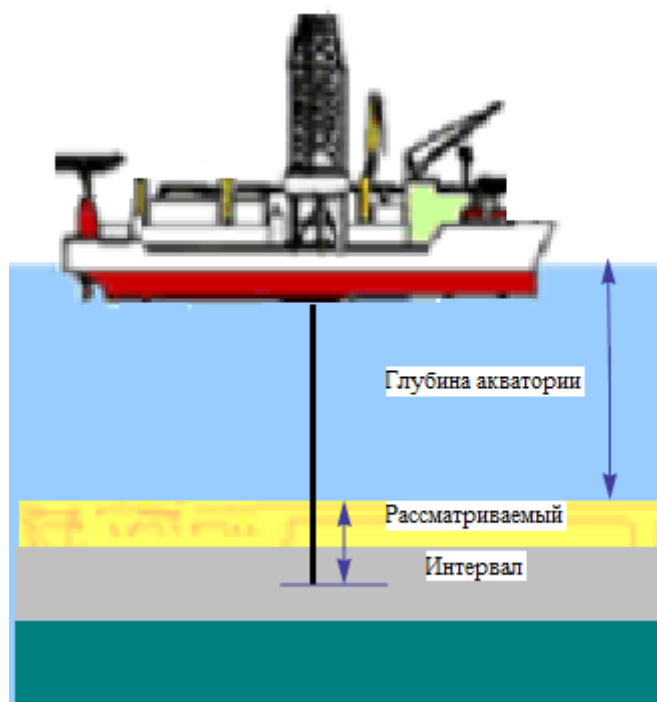
$$V_0=1.6 \text{ м.}^3$$

21. Необходимо рассчитать параметры процесса глушения скважины: (ICP, FCP, KMW).  $\Delta P$  по ЕТП принять  $5-7 \text{ кг/см}^2$ .
22. Рассчитать давление гидроразрыва под башмаком последней (промежуточной) обсадной колонны.
23. Определить потери давления в КЗП при бурении.
24. Какой поток бурового раствора наблюдался при вскрытии ГНВП (л/мин)
25. Максимально - допустимую плотность бурового раствора (гидростатическую).

*Контрольная №2.*

**Тема: "Определение термобарических условий возможного существования газогидрата метана"**

Предстоит произвести забуривание на акватории Арктического шельфа. Необходимо произвести прогнозную оценку на предмет возможного залегания газогидратов при данных термобарических условиях на глубине рассматриваемого интервала, в связи с этим необходимо дать заключение - есть они или в данном интервале газогидратов нет.



Исходные данные:

Глубина акватории - 342 м.

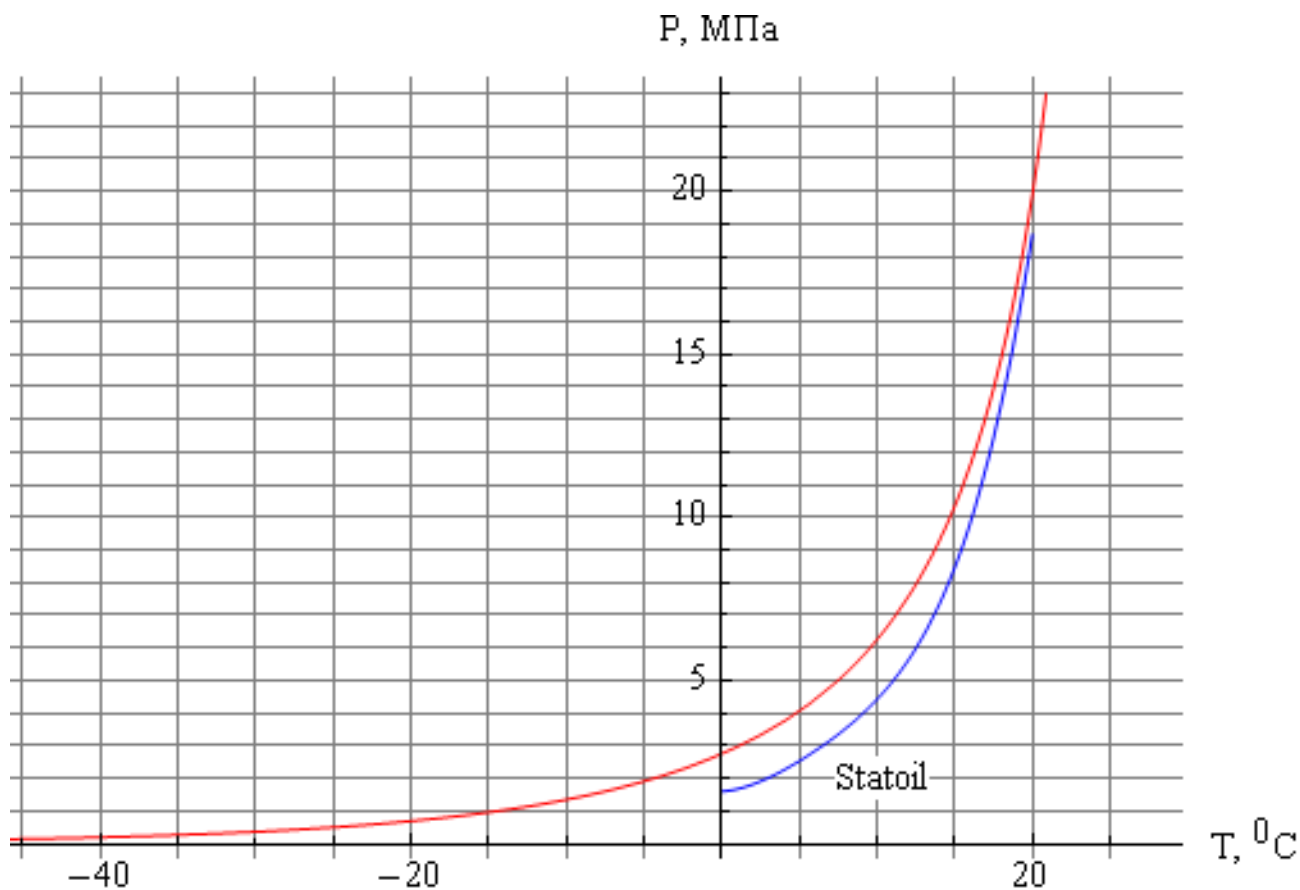
Плотность морской воды -  $1.02 \text{ г/см}^3$ .

Плотность донных отложений  $1.9 \text{ г/см}^3$ :

Глубина рассматриваемого интервала - 110 м.

Температура на данной глубине  $-1.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

По данным АМИГЕ в интервале от дна до 100 м газогидратов не обнаружено.



Список условных сокращений:

WOB - нагрузка на долото.

RPM - обороты ротора.

SPP - давление на буровом стояке при бурении.

SCP - давление прокачки (SPM=20 х/мин).

ICP - начальное давление циркуляции.

FCP - конечное давление циркуляции.

KMW - плотность раствора глушения.

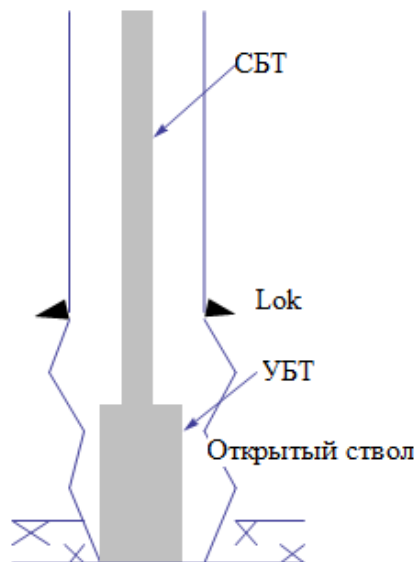
ЕТП - единые технические правила...

Вариант №6

Контрольная №1

***Тема: "Расчёт параметров глушения при ликвидации ГНВП"***

***Задача №3 "Инская" скважина №28 Категория скважины разведочная***



Исходные данные:

Глубина спуска последней обсадной колонны - 3276 м.

Внутренний диаметр обсадной колонны - 0.2204 м.

Диаметр открытого ствола скважины - 215.9 мм.

Рассматриваемый интервал глубин - 3580-3630 м.

Плотность бурового раствора - 1.34 г/см<sup>3</sup>.

Эквивалентная плотность бурового раствора (ECD) -1.37 г/см<sup>3</sup>.

Градиент пластового давления в зоне ГНВП - 1.45 г/см<sup>3</sup>.

Максимально допустимое давление на устье -74 кг/см<sup>2</sup>.

Компоновка:

Долото МСЗ-ГНУ ( насадки 16;16;16 мм)

УБТС 178x71.4 мм - 273 м

ТБПВ 127x9.19 мм 3357 м

Режим бурения:

WOB=25 т

RPM=120 об/мин

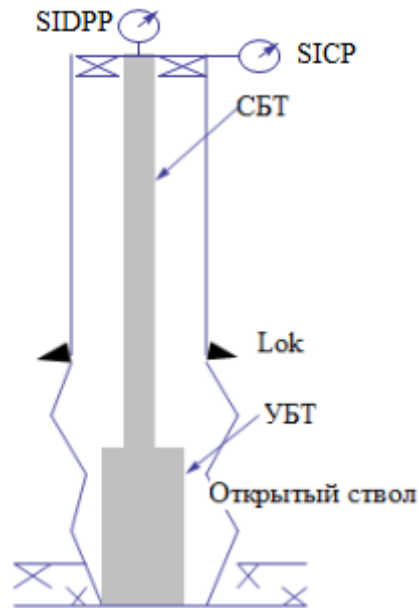
Расход=1800 л/мин ( SPM=60 х/мин)

SPP=192 кг/ см<sup>2</sup>

SCP=40 кг/ см<sup>2</sup>

Производительность насосов при глушении - 550 л/мин (SPM=20 х/мин)

В процессе бурения скорость проходки составляла 1.0 м/ч. С глубины 3630 м механическая скорость бурения увеличилась до 3 м/ч, появились газопоказания до 12%, увеличился поток раствора на 35% и вырос объем раствора в рабочих ёмкостях  $V_0=1.2 \text{ м}^3$ . Остановили процесс бурения и закрыли скважину при помощи универсального превентора.



Получили на устье следующие параметры:

$$SIDPP=40 \text{ кг/см}^2$$

$$SICP=56 \text{ кг/см}^2$$

$$V_0=1.2 \text{ м.}^3$$

26. Необходимо рассчитать параметры процесса глушения скважины: (ICP, FCP, KMW).  $\Delta P$  по ЕТП принять  $5-7 \text{ кг/см}^2$ .

27. Рассчитать давление гидроразрыва под башмаком последней (промежуточной) обсадной колонны.

28. Определить потери давления в КЗП при бурении.

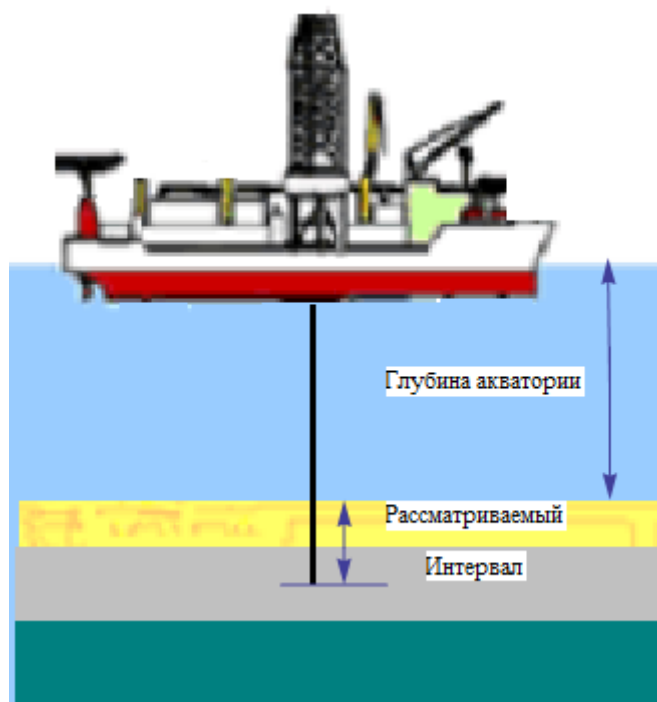
29. Какой поток бурового раствора наблюдался при вскрытии ГНВП (л/мин)

30. Максимально - допустимую плотность бурового раствора (гидростатическую).

*Контрольная №2.*

**Тема: "Определение термобарических условий возможного существования газогидрата метана"**

Предстоит произвести забуривание на акватории Арктического шельфа. Необходимо произвести прогнозную оценку на предмет возможного залегания газогидратов при данных термобарических условиях на глубине рассматриваемого интервала, в связи с этим необходимо дать заключение - есть они или в данном интервале газогидратов нет.



Исходные данные:

Глубина акватории - 264 м.

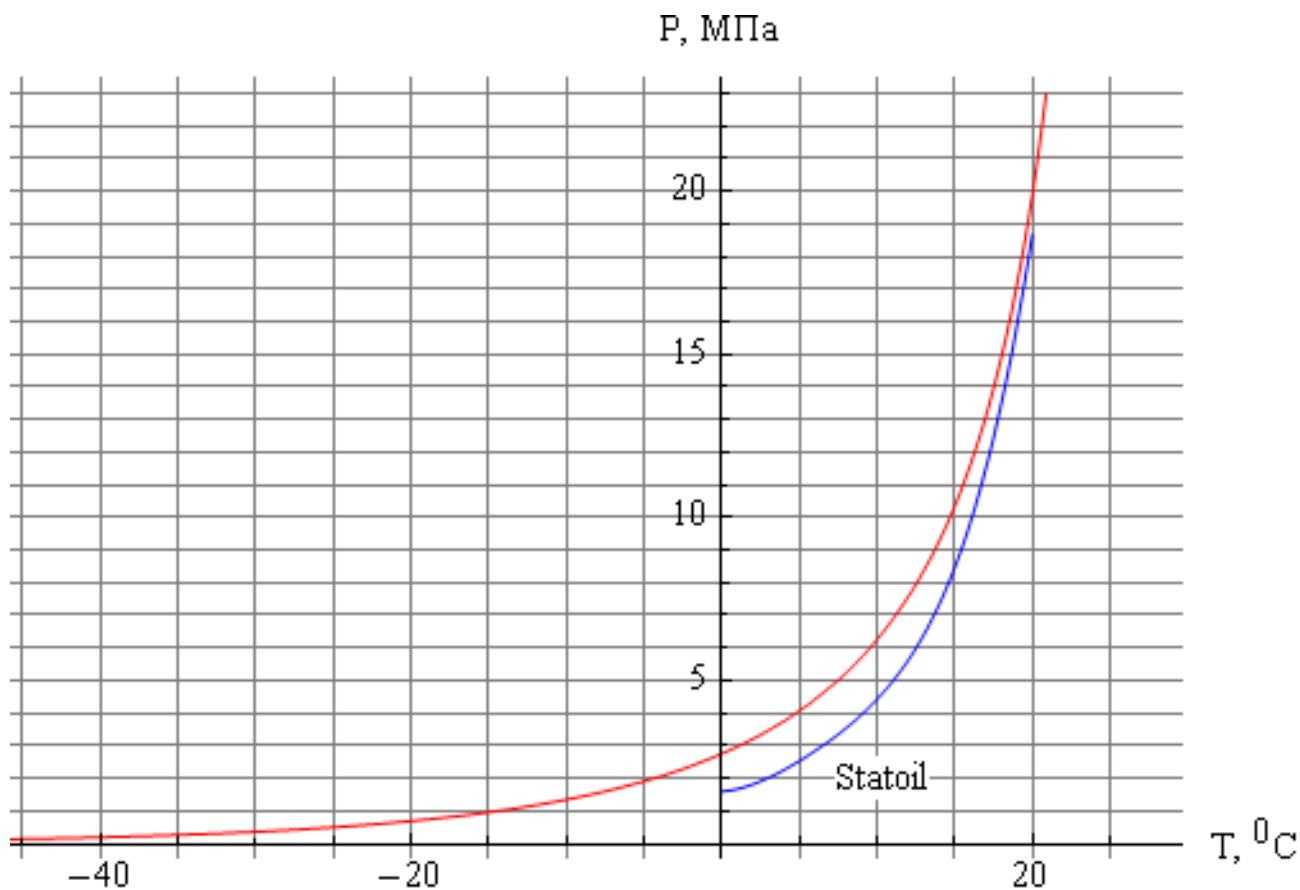
Плотность морской воды -  $1.03 \text{ г/см}^3$ .

Плотность донных отложений  $1.8 \text{ г/см}^3$ :

Глубина рассматриваемого интервала - 90 м.

Температура на данной глубине  $-0.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

По данным АМИГЕ в интервале от дна до 100 м газогидратов не обнаружено.



Список условных сокращений:

WOB - нагрузка на долото.

RPM - обороты ротора.

SPP - давление на буровом стояке при бурении.

SCP - давление прокачки (SPM=20 х/мин).

ICP - начальное давление циркуляции.

FCP - конечное давление циркуляции.

KMW - плотность раствора глушения.

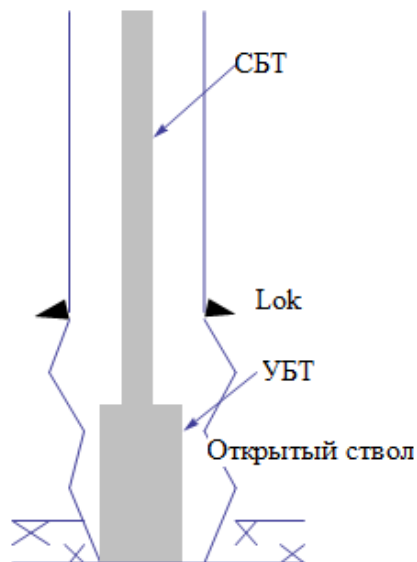
ЕТП - единые технические правила...

## Вариант №7

Контрольная №1

***Тема: "Расчёт параметров глушения при ликвидации ГНВП"***

***Задача №7 "Янская" скважина №42 Категория скважины разведочная***



Исходные данные:

Глубина спуска последней обсадной колонны - 3093 м.

Внутренний диаметр обсадной колонны - 0.220 м.

Диаметр открытого ствола скважины - 215.9 мм.

Рассматриваемый интервал глубин - 3780-3960 м.

Плотность бурового раствора - 1.23 г/см<sup>3</sup>.

Эквивалентная плотность бурового раствора (ECD) -1.25 г/см<sup>3</sup>.

Градиент пластового давления в зоне ГНВП - 1.33 г/см<sup>3</sup>.

Максимально допустимое давление на устье -84 кг/см<sup>2</sup>.

Компоновка:

Долото МСЗ-ГНУ ( насадки 16;16;16 мм)

УБТС 165x71.4 мм - 230 м

ТБПВ 127x108 мм 3730 м

Режим бурения:

WOB=16 т

RPM=60 об/мин

Расход=1100 л/мин ( SPM=78 х/мин)

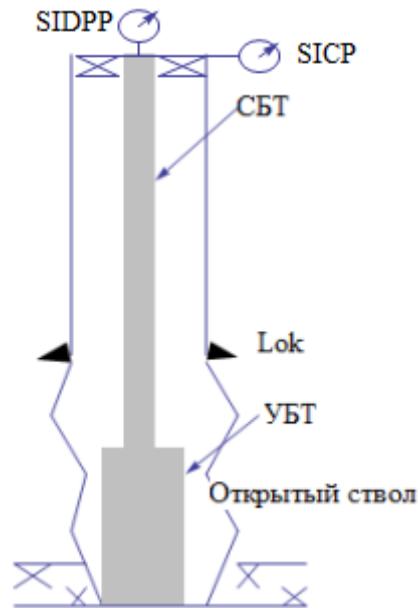
SPP=132 кг/ см<sup>2</sup>

SCP=40 кг/ см<sup>2</sup>

Производительность насосов при глушении - 420 л/мин (SPM=30 х/мин)

В процессе бурения скорость проходки составляла 1.30 м/ч. С глубины 3840 м механическая скорость бурения увеличилась до 3.2 м/ч, появились газопоказания до 22%, увеличился поток раствора на 45% и вырос объем раствора в рабочих ёмкостях  $V_0=1.5 \text{ м}^3$ . Остановили процесс бурения и закрыли скважину при помощи универсального превентора.





Получили на устье следующие параметры:

$$SIDPP=38 \text{ кг/см}^2$$

$$SICP=46 \text{ кг/см}^2$$

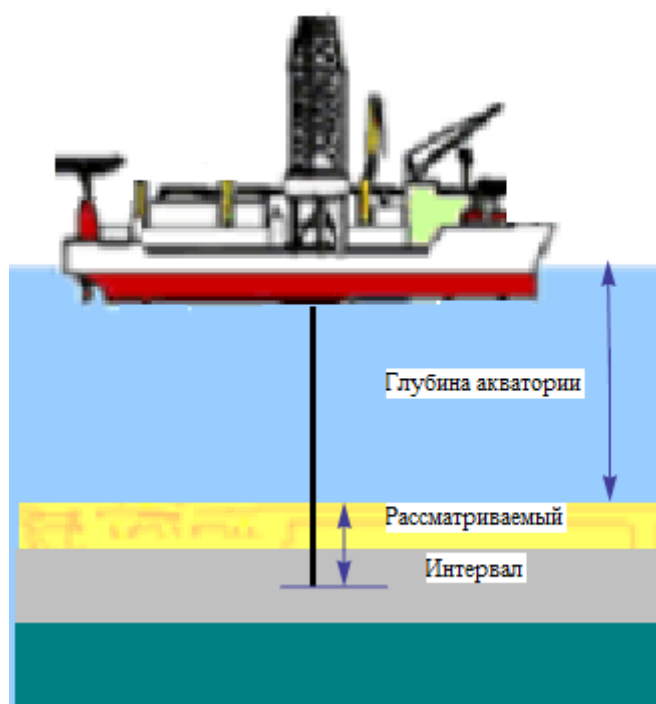
$$V_0=1.5 \text{ м.}^3$$

31. Необходимо рассчитать параметры процесса глушения скважины: (ICP, FCP, KMW).  $\Delta P$  по ЕТП принять  $5-7 \text{ кг/см}^2$ .
32. Рассчитать давление гидроразрыва под башмаком последней (промежуточной) обсадной колонны.
33. Определить потери давления в КЗП при бурении.
34. Какой поток бурового раствора наблюдался при вскрытии ГНВП (л/мин)
35. Максимально - допустимую плотность бурового раствора (гидростатическую).

## Контрольная №2.

### Тема: "Определение термобарических условий возможного существования газогидрата метана"

Предстоит произвести забуривание на акватории Арктического шельфа. Необходимо произвести прогнозную оценку на предмет возможного залегания газогидратов при данных термобарических условиях на глубине рассматриваемого интервала, в связи с этим необходимо дать заключение - есть они или в данном интервале газогидратов нет.



Исходные данные:

Глубина акватории - 364 м.

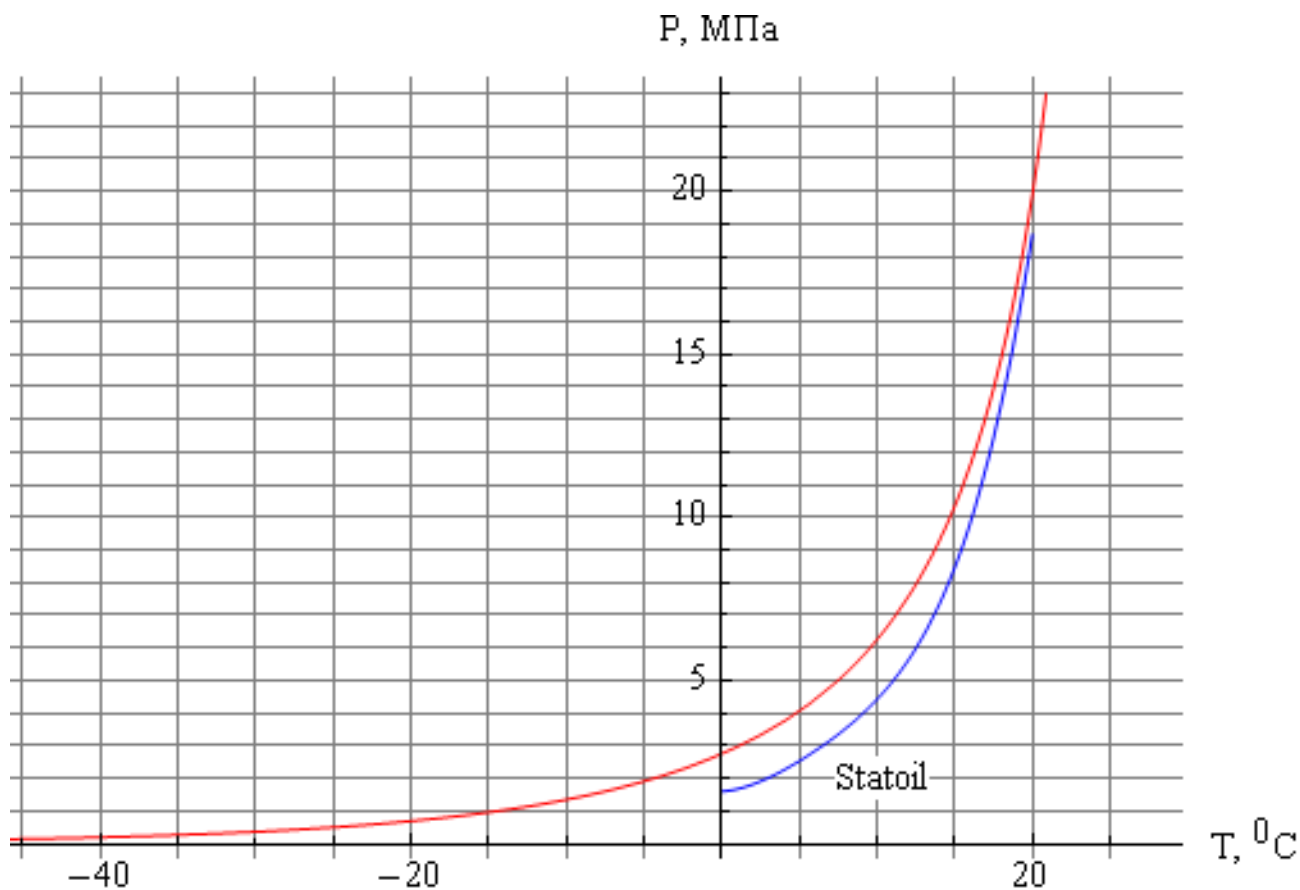
Плотность морской воды -  $1.02 \text{ г/см}^3$ .

Плотность донных отложений  $2.0 \text{ г/см}^3$ :

Глубина рассматриваемого интервала - 110 м.

Температура на данной глубине  $-0.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

По данным АМИГЕ в интервале от дна до 100 м газогидратов не обнаружено.



Список условных сокращений:

WOB - нагрузка на долото.

RPM - обороты ротора.

SPP - давление на буровом стояке при бурении.

SCP - давление прокачки (SPM=20 х/мин).

ICP - начальное давление циркуляции.

FCP - конечное давление циркуляции.

KMW - плотность раствора глушения.

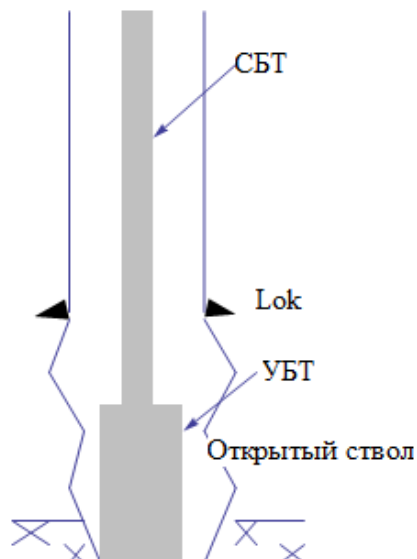
ЕТП - единые технические правила...

Вариант №8

Контрольная №1

***Тема: "Расчёт параметров глушения при ликвидации ГНВП"***

***Задача №4 "Арми" скважина №1 Категория скважины поисковая***



Исходные данные:

Глубина спуска последней обсадной колонны - 3243 м.

Внутренний диаметр обсадной колонны - 0.245 м.

Диаметр открытого ствола скважины - 215.9 мм.

Рассматриваемый интервал глубин - 4000-4100 м.

Плотность бурового раствора - 1.3 г/см<sup>3</sup>.

Эквивалентная плотность бурового раствора (ECD) -1.31 г/см<sup>3</sup>.

Градиент пластового давления в зоне ГНВП - 1.36 г/см<sup>3</sup>.

Максимально допустимое давление на устье -104 кг/см<sup>2</sup>.

Компоновка:

Долото МСЗ-ГНУ ( насадки 14;11;11 мм)

УБТ 165x71.4 мм - 235 м

ТБПВ 127x108 мм 3765 м

Режим бурения:

WOB=18 т

RPM=60 об/мин

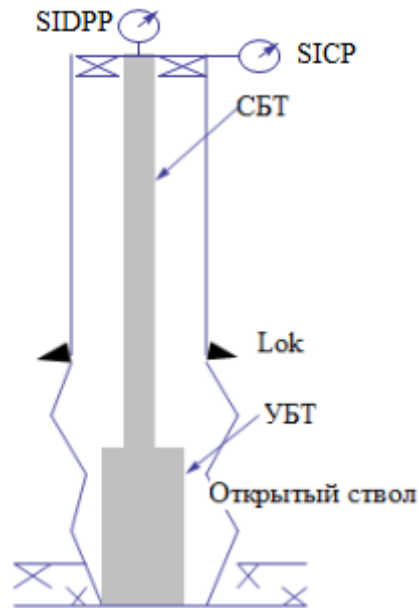
Расход=1240 л/мин ( SPM=80 х/мин)

SPP=111 кг/ см<sup>2</sup>

SCP=60 кг/ см<sup>2</sup>

Производительность насосов при глушении - 450 л/мин (SPM=40 х/мин)

В процессе бурения скорость проходки составляла 1.0 м/ч. С глубины 4050 м механическая скорость бурения увеличилась до 2.8 м/ч, появились газопоказания до 12%, увеличился поток раствора на 43% и вырос объем раствора в рабочих ёмкостях  $V_0=1.3 \text{ м}^3$ . Остановили процесс бурения и закрыли скважину при помощи универсального превентора.



Получили на устье следующие параметры:

$$SIDPP=25 \text{ кг/см}^2$$

$$SICP=45 \text{ кг/см}^2$$

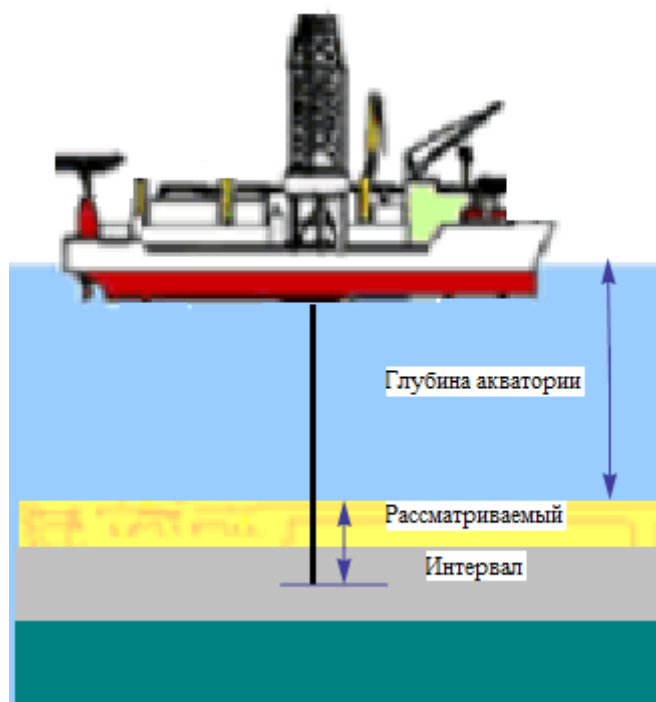
$$V_0=1.3 \text{ м.}^3$$

36. Необходимо рассчитать параметры процесса глушения скважины: (ICP, FCP, KMW).  $\Delta P$  по ЕТП принять  $5-7 \text{ кг/см}^2$ .
37. Рассчитать давление гидроразрыва под башмаком последней (промежуточной) обсадной колонны.
38. Определить потери давления в КЗП при бурении.
39. Какой поток бурового раствора наблюдался при вскрытии ГНВП (л/мин)
40. Максимально - допустимую плотность бурового раствора (гидростатическую).

*Контрольная №2.*

**Тема: "Определение термобарических условий возможного существования газогидрата метана"**

Предстоит произвести забуривание на акватории Арктического шельфа. Необходимо произвести прогнозную оценку на предмет возможного залегания газогидратов при данных термобарических условиях на глубине рассматриваемого интервала, в связи с этим необходимо дать заключение - есть они или в данном интервале газогидратов нет.



Исходные данные:

Глубина акватории - 259 м.

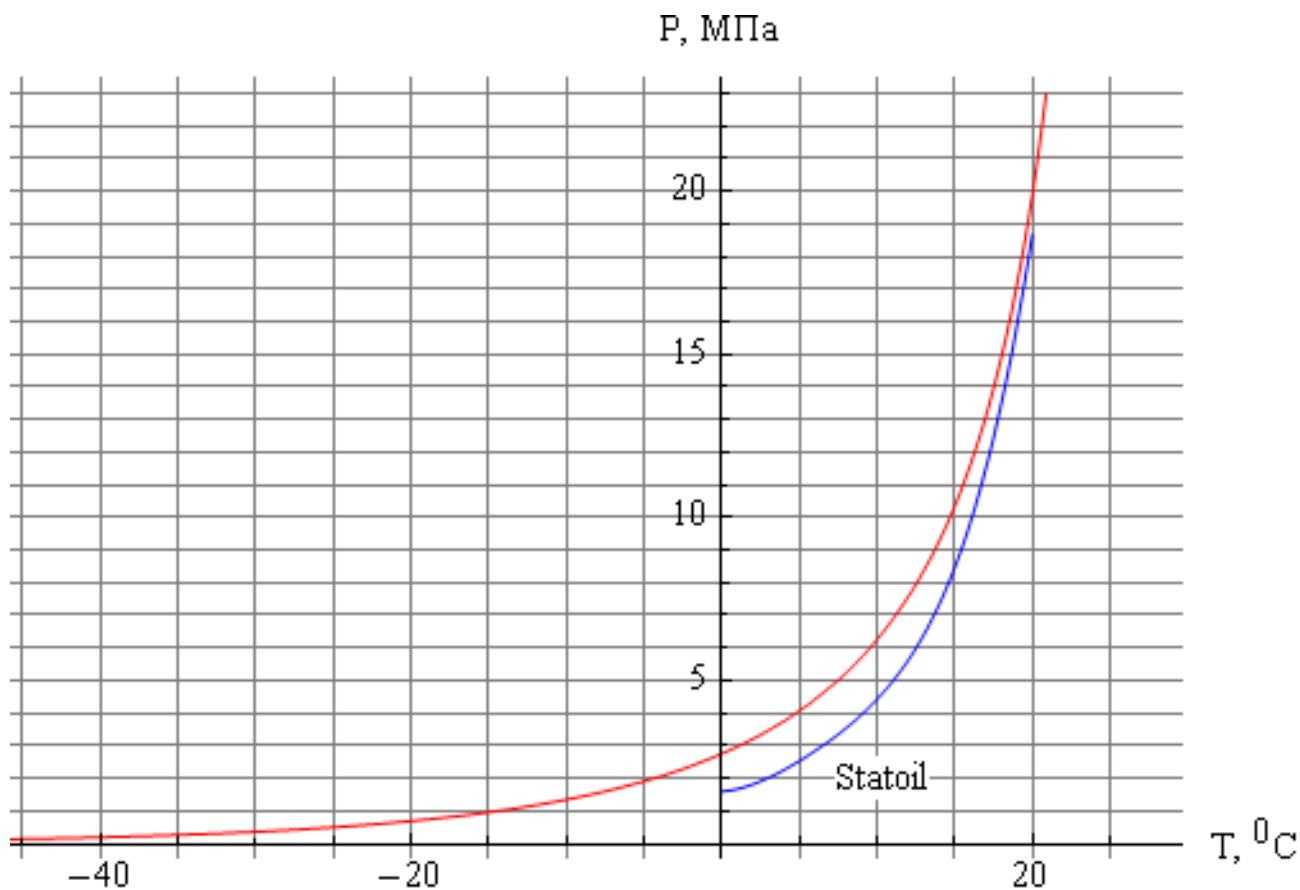
Плотность морской воды -  $1.03 \text{ г/см}^3$ .

Плотность донных отложений  $1.9 \text{ г/см}^3$ :

Глубина рассматриваемого интервала - 120 м.

Температура на данной глубине  $0.5 \text{ }^\circ\text{C}$ .

По данным АМИГЕ в интервале от дна до 100 м газогидратов не обнаружено.



Список условных сокращений:

WOB - нагрузка на долото.

RPM - обороты ротора.

SPP - давление на буровом стояке при бурении.

SCP - давление прокачки (SPM=20 х/мин).

ICP - начальное давление циркуляции.

FCP - конечное давление циркуляции.

KMW - плотность раствора глушения.

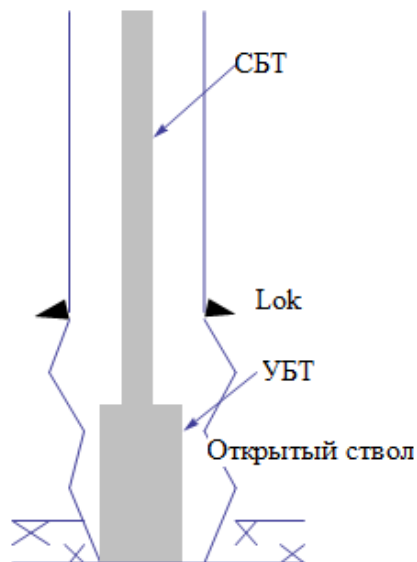
ЕТП - единые технические правила...

Вариант №9

Контрольная №1

***Тема: "Расчёт параметров глушения при ликвидации ГНВП"***

***Задача №4 "Паш" скважина №42 Категория скважины -разведочная***



Исходные данные:

Глубина спуска последней обсадной колонны - 3243 м.

Внутренний диаметр обсадной колонны - 0.220 м.

Диаметр открытого ствола скважины - 215.9 мм.

Рассматриваемый интервал глубин - 4000-4100 м.

Плотность бурового раствора - 1.31 г/см<sup>3</sup>.

Эквивалентная плотность бурового раствора (ECD) -1.32 г/см<sup>3</sup>.

Градиент пластового давления в зоне ГНВП - 1.36 г/см<sup>3</sup>.

Максимально допустимое давление на устье -94 кг/см<sup>2</sup>.

Компоновка:

Долото МЗГАУ ( насадки 14;11;11 мм)

УБТ 165x71.4 мм - 235 м

ТБПВ 127x108 мм 3865 м

Режим бурения:

WOB=18 т

RPM=60 об/мин

Расход=1240 л/мин ( SPM=80 х/мин)

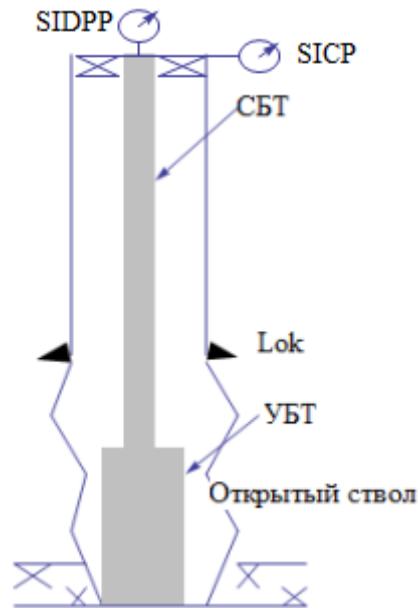
SPP=111 кг/ см<sup>2</sup>

SCP=35 кг/ см<sup>2</sup>

Производительность насосов при глушении - 410 л/мин (SPM=30 х/мин)

В процессе бурения скорость проходки составляла 1.1 м/ч. С глубины 4050 м механическая скорость бурения увеличилась до 2.5 м/ч, появились газопоказания до 12%, увеличился поток раствора на 40% и вырос объем раствора в рабочих ёмкостях  $V_0=1.2 \text{ м}^3$ . Остановили процесс бурения и закрыли скважину при помощи универсального превентора.





Получили на устье следующие параметры:

$$SIDPP=25 \text{ кг/см}^2$$

$$SICP=45 \text{ кг/см}^2$$

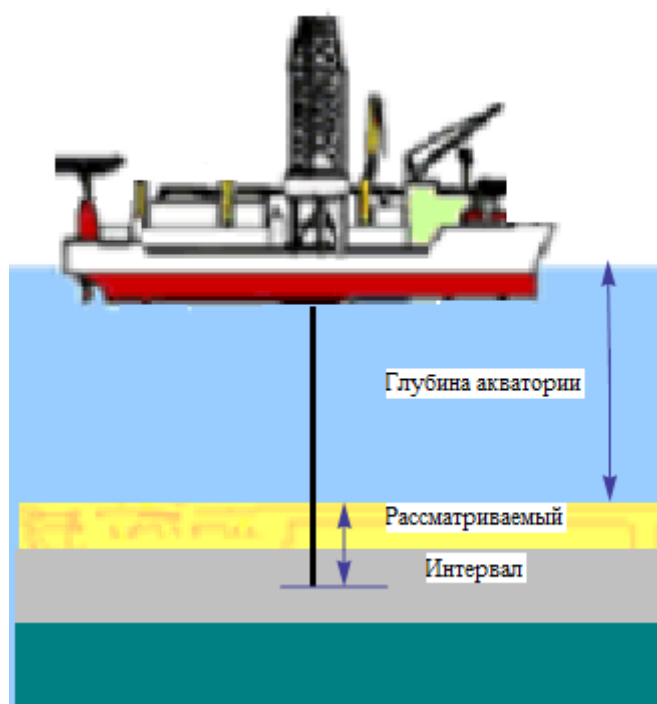
$$V_0=1.2 \text{ м.}^3$$

41. Необходимо рассчитать параметры процесса глушения скважины: (ICP, FCP, KMW).  $\Delta P$  по ЕТП принять  $5-7 \text{ кг/см}^2$ .
42. Рассчитать давление гидроразрыва под башмаком последней (промежуточной) обсадной колонны.
43. Определить потери давления в КЗП при бурении.
44. Какой поток бурового раствора наблюдался при вскрытии ГНВП (л/мин)
45. Максимально - допустимую плотность бурового раствора (гидростатическую).

## Контрольная №2.

### Тема: "Определение термобарических условий возможного существования газогидрата метана"

Предстоит произвести забуривание на акватории Арктического шельфа. Необходимо произвести прогнозную оценку на предмет возможного залегания газогидратов при данных термобарических условиях на глубине рассматриваемого интервала, в связи с этим необходимо дать заключение - есть они или в данном интервале газогидратов нет.



Исходные данные:

Глубина акватории - 269 м.

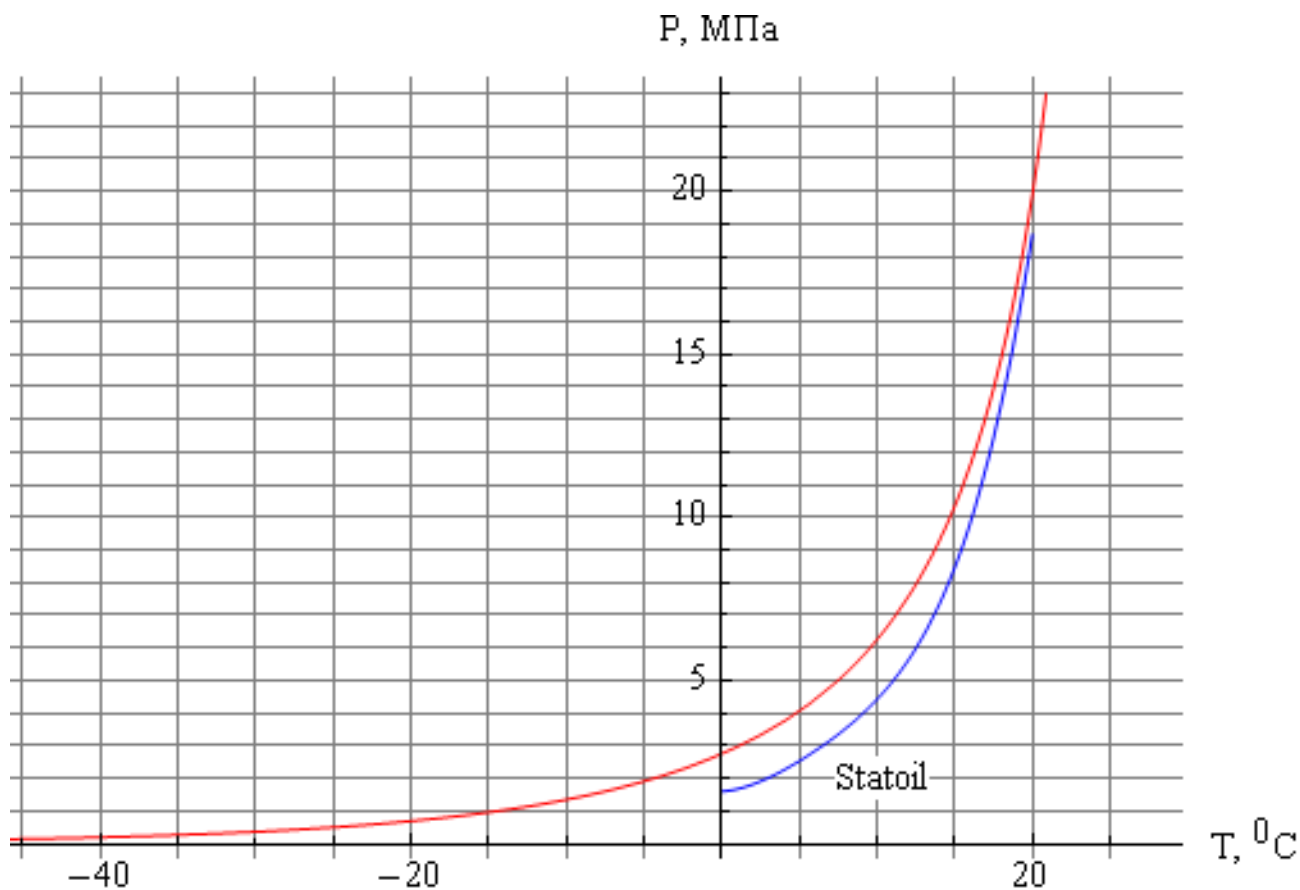
Плотность морской воды -  $1.03 \text{ г/см}^3$ .

Плотность донных отложений  $1.7 \text{ г/см}^3$ :

Глубина рассматриваемого интервала - 90 м.

Температура на данной глубине  $-0.5 \text{ }^\circ\text{C}$ .

По данным АМИГЕ в интервале от дна до 100 м газогидратов не обнаружено.



Список условных сокращений:

WOB - нагрузка на долото.

RPM - обороты ротора.

SPP - давление на буровом стояке при бурении.

SCP - давление прокачки (SPM=20 х/мин).

ICP - начальное давление циркуляции.

FCP - конечное давление циркуляции.

KMW - плотность раствора глушения.

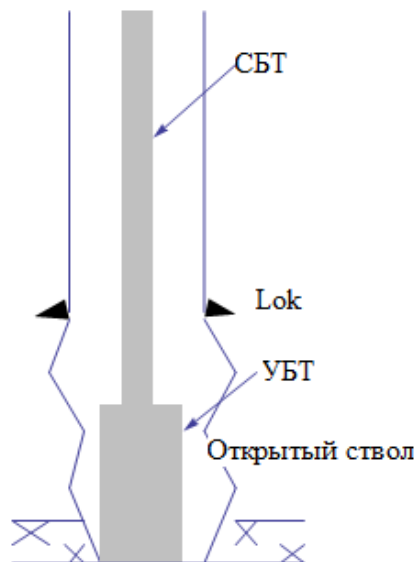
ЕТП - единые технические правила...

## Вариант №10

Контрольная №1

***Тема: "Расчёт параметров глушения при ликвидации ГНВП"***

***Задача №8 "Luzer" скважина №1 Категория разведочная***



Исходные данные:

Глубина спуска последней обсадной колонны - 2800 м.

Внутренний диаметр обсадной колонны - 0.220 м.

Диаметр открытого ствола скважины - 215.9 мм.

Рассматриваемый интервал глубин - 2950-3050 м.

Плотность бурового раствора - 1.28 г/см<sup>3</sup>.

Эквивалентная плотность бурового раствора (ECD) - 1.3 г/см<sup>3</sup>.

Градиент пластового давления в зоне ГНВП - 1.33 г/см<sup>3</sup>.

Максимально допустимое давление на устье - 98 кг/см<sup>2</sup>.

Компоновка:

Долото МЗ-ГНУ (3 насадки: 11,11, 11 мм)

УБТ 165x71.4 мм - 162 м

СБТ 127x9.19 мм 2848 м

Режим бурения:

WOB=17 т

RPM=85 об/мин

Расход=1050 л/мин ( SPM=55 х/мин)

SPP=135 кг/ см<sup>2</sup>

SCP=30 кг/ см<sup>2</sup>

Производительность насосов при глушении - 400 л/мин (SPM=20 х/мин)

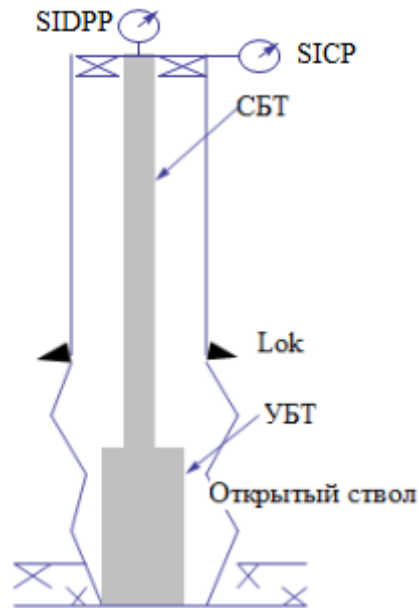
В процессе бурения в интервале 2950 - 3010 м скорость проходки составляла 2.5 м/ч.

С глубины 3010 м механическая скорость бурения увеличилась до 5.4 м/ч,

появились газопоказания до 8%, увеличился поток раствора на 43% и вырос объем

раствора в рабочих ёмкостях  $V_0=2$  м<sup>3</sup>. Остановили процесс бурения и закрыли

скважину при помощи универсального превентора.



Получили на устье следующие параметры:

$$SIDPP=15 \text{ кг/см}^2$$

$$SICP=21 \text{ кг/см}^2$$

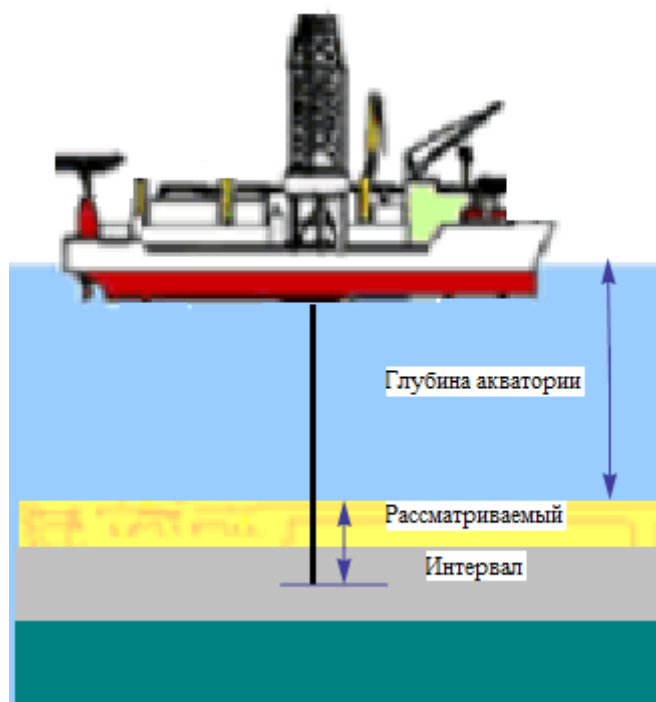
$$V_0=2 \text{ м}^3$$

46. Необходимо рассчитать параметры процесса глушения скважины (ICP, FCP, KMW).  $\Delta P$  по ЕТП принять  $5-7 \text{ кг/см}^2$ .
47. Рассчитать давление гидроразрыва под башмаком последней (промежуточной) обсадной колонны.
48. Определить потери давления в КЗП при бурении.
49. Какой поток бурового раствора наблюдался при вскрытии ГНВП (л/мин)
50. Максимально - допустимую плотность бурового раствора (гидростатическую).

*Контрольная №2.*

**Тема: "Определение термобарических условий возможного существования газогидрата метана"**

Предстоит произвести забуривание на акватории Арктического шельфа. Необходимо произвести прогнозную оценку на предмет возможного залегания газогидратов при данных термобарических условиях на глубине рассматриваемого интервала, в связи с этим необходимо дать заключение - есть они или в данном интервале глубин газогидратов нет.



Исходные данные:

Глубина акватории - 98 м.

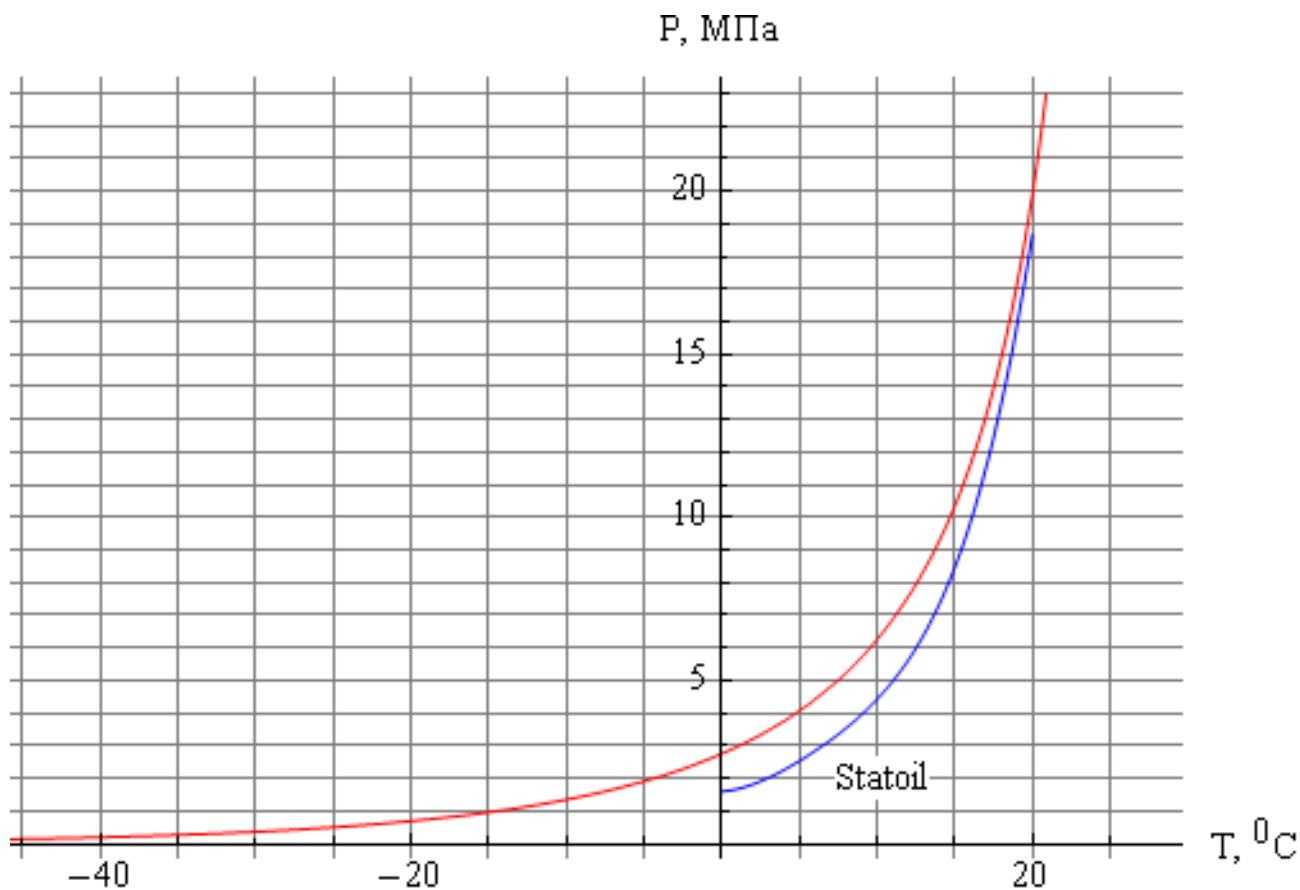
Плотность морской воды -  $1.03 \text{ г/см}^3$ .

Плотность донных отложений  $1.9 \text{ г/см}^3$ :

Глубина рассматриваемого интервала - 90 м.

Температура на данной глубине  $-1.5 \text{ }^{\circ}\text{C}$ .

По данным АМИГЕ в интервале от дна до 100 м газогидратов не обнаружено.



Список условных сокращений:

WOB - нагрузка на долото.

RPM - обороты ротора.

SPP - давление на буровом стояке при бурении.

SCP - давление прокачки (SPM=20 х/мин).

ICP - начальное давление циркуляции.

FCP - конечное давление циркуляции.

KMW - плотность раствора глушения.

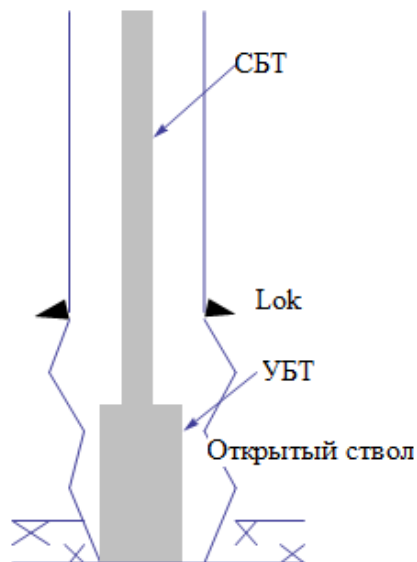
ЕТП - единые технические правила...

## Вариант №11

Контрольная №1

***Тема: "Расчёт параметров глушения при ликвидации ГНВП"***

***Задача №5 "Ералаш" скважина №2 Категория поисковая***



Исходные данные:

Глубина спуска последней обсадной колонны - 2900 м.

Внутренний диаметр обсадной колонны - 0.2204 м.

Диаметр открытого ствола скважины - 215.9 мм.

Рассматриваемый интервал глубин - 3650-3750 м.

Плотность бурового раствора - 1.26 г/см<sup>3</sup>.

Эквивалентная плотность бурового раствора (ECD) - 1.28 г/см<sup>3</sup>.

Градиент пластового давления в зоне ГНВП - 1.34 г/см<sup>3</sup>.

Максимально допустимое давление на устье - 100 кг/см<sup>2</sup>.

Компоновка:

Долото МС-ГНУ (3 насадки: 14, 11, 11 мм)

УБТС 165x71.4 мм - 265 м

ТБПВ 127x9.19 мм 3435 м

Режим бурения:

WOB=19 т

RPM=45 об/мин

Расход=1340 л/мин ( SPM=60 х/мин)

SPP=125 кг/ см<sup>2</sup>

SCP=27 кг/ см<sup>2</sup>

Производительность насосов при глушении - 420 л/мин (SPM=30 х/мин)

В процессе бурения в интервале 3550 - 3650 м скорость проходки составляла 1.2 м/ч.

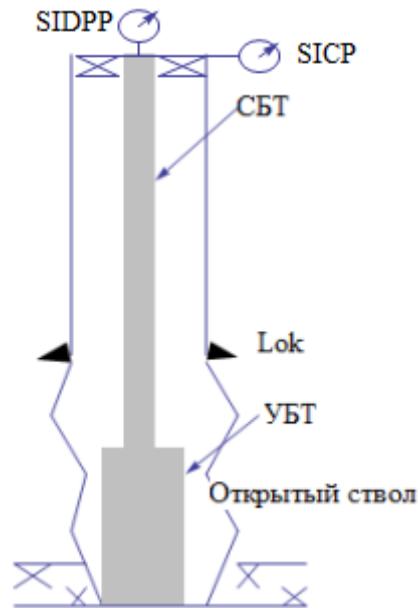
С глубины 3650 м механическая скорость бурения увеличилась до 2.8 м/ч,

появились газопоказания до 10%, увеличился поток раствора на 30% и вырос объем

раствора в рабочих ёмкостях  $V_0=1$  м<sup>3</sup>. Остановили процесс бурения и закрыли

скважину при помощи универсального превентора.





Получили на устье следующие параметры:

$$SIDPP=31 \text{ кг/см}^2$$

$$SICP=40 \text{ кг/см}^2$$

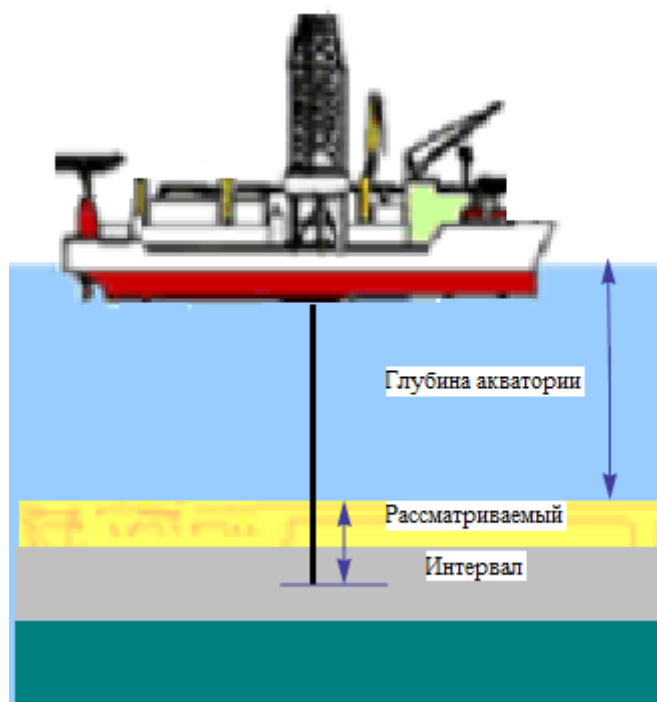
$$V_0=1 \text{ м}^3$$

51. Необходимо рассчитать параметры процесса глушения скважины (ICP, FCP, KMW).  $\Delta P$  по ЕТП принять  $5-7 \text{ кг/см}^2$ .
52. Рассчитать давление гидроразрыва под башмаком последней (промежуточной) обсадной колонны.
53. Определить потери давления в КЗП при бурении.
54. Какой поток бурового раствора наблюдался при вскрытии ГНВП (л/мин)
55. Максимально - допустимую плотность бурового раствора (гидростатическую).

*Контрольная №2.*

**Тема: "Определение термобарических условий возможного существования газогидрата метана"**

Предстоит произвести забуривание на акватории Арктического шельфа. Необходимо произвести прогнозную оценку на предмет возможного залегания газогидратов при данных термобарических условиях на глубине рассматриваемого интервала, в связи с этим необходимо дать заключение - есть они или в данном интервале глубин газогидратов нет.



Исходные данные:

Глубина акватории - 125 м.

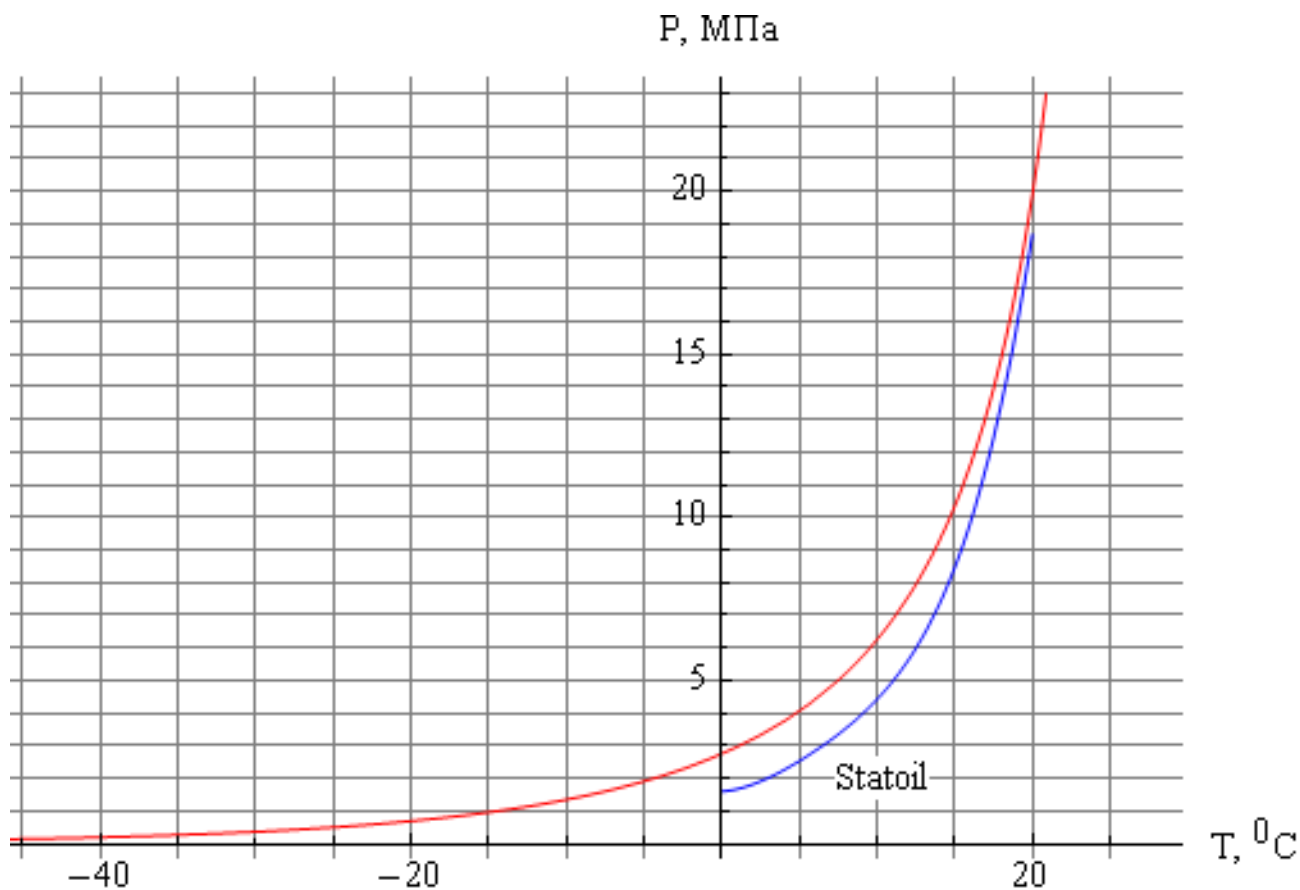
Плотность морской воды -  $1.02 \text{ г/см}^3$ .

Плотность донных отложений  $1.8 \text{ г/см}^3$ :

Глубина рассматриваемого интервала - 100 м.

Температура на данной глубине  $1.5 \text{ }^\circ\text{C}$ .

По данным АМИГЕ в интервале от дна до 100 м газогидратов не обнаружено.



Список условных сокращений:

WOB - нагрузка на долото.

RPM - обороты ротора.

SPP - давление на буровом стояке при бурении.

SCP - давление прокачки (SPM=20 х/мин).

ICP - начальное давление циркуляции.

FCP - конечное давление циркуляции.

KMW - плотность раствора глушения.

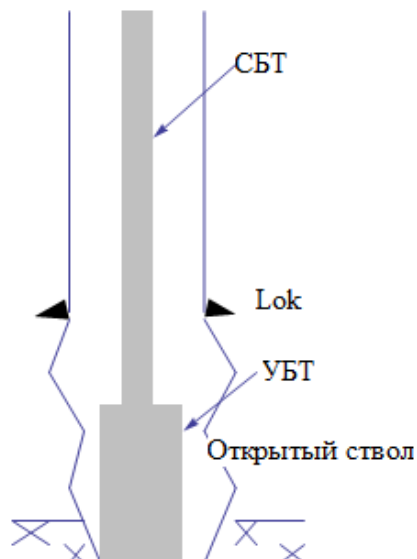
ЕТП - единые технические правила...

Вариант 12

Контрольная №1

***Тема: "Расчёт параметров глушения при ликвидации ГНВП"***

***Задача №9 "Меншу" скважина №3 Категория поисковая***



Исходные данные:

Глубина спуска последней обсадной колонны -1200 м.

Внутренний диаметр обсадной колонны -0.2204 м.

Диаметр открытого ствола скважины - 215.9 мм.

Рассматриваемый интервал глубин - 1900-2000 м.

Плотность бурового раствора - 1.17 г/см<sup>3</sup>.

Эквивалентная плотность бурового раствора (ECD) -1.18 г/см<sup>3</sup>.

Градиент пластового давления в зоне ГНВП - 1.3 г/см<sup>3</sup>.

Максимально допустимое давление на устье - 100 кг/см<sup>2</sup>.

Компоновка:

Долото МС-ГНУ (3 насадки: 12,12, 12 мм)

УБТС 178x80 мм - 129 м

ТБПВ 127x9.19 мм 1886 м

Режим бурения:

WOB=12 т

RPM=80 об/мин

Расход=2400 л/мин ( SPM=80 х/мин)

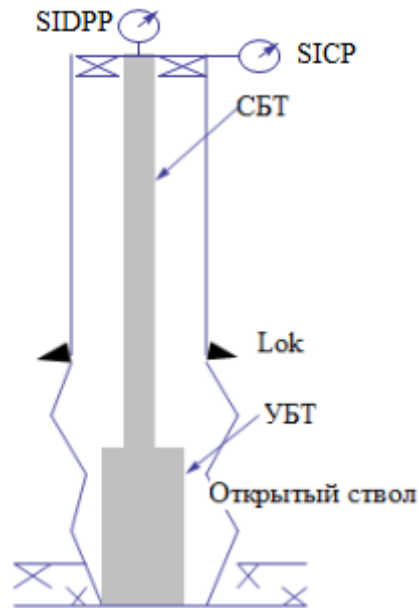
SPP=120 кг/ см<sup>2</sup>

SCP=30 кг/ см<sup>2</sup>

Производительность насосов при глушении - 400 л/мин (SPM=30 х/мин)

В процессе бурения в интервале 1900 - 1950 м скорость проходки составляла 5.2 м/ч.

С глубины 1950 м механическая скорость бурения увеличилась до 12 м/ч, появились газопоказания до 12%, увеличился поток раствора на 20% и вырос объем раствора в рабочих ёмкостях  $V_0=0.8$  м<sup>3</sup>. Остановили процесс бурения и закрыли скважину при помощи универсального превентора.



Получили на устье следующие параметры:

$$SIDPP=26 \text{ кг/см}^2$$

$$SICP=30 \text{ кг/см}^2$$

$$V_0=0.8 \text{ м}^3$$

56. Необходимо рассчитать параметры процесса глушения скважины (ICP, FCP, KMW).  $\Delta P$  по ЕТП принять  $5-7 \text{ кг/см}^2$ .

57. Рассчитать давление гидроразрыва под башмаком последней (промежуточной) обсадной колонны.

58. Определить потери давления в КЗП при бурении.

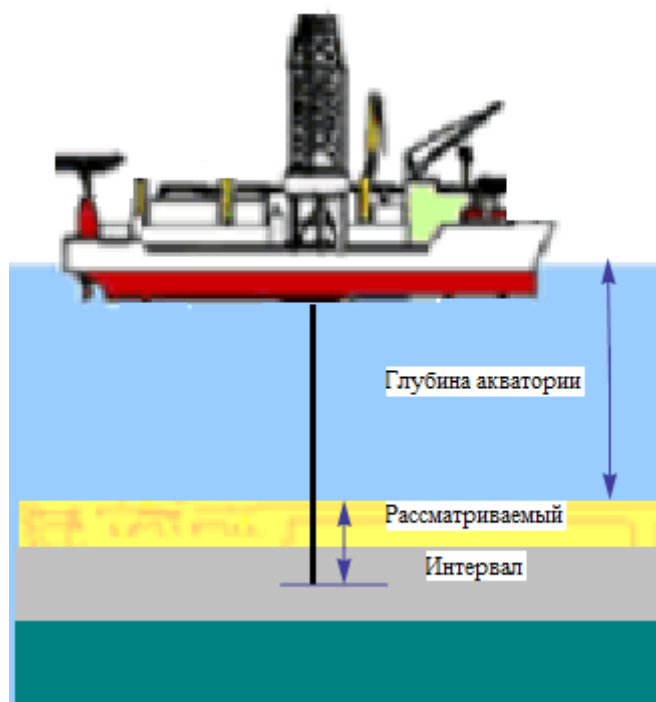
59. Какой поток бурового раствора наблюдался при вскрытии ГНВП (л/мин)

60. Максимально - допустимую плотность бурового раствора (гидростатическую).

## Контрольная №2.

### Тема: "Определение термобарических условий возможного существования газогидрата метана"

Предстоит произвести забуривание на акватории Арктического шельфа. Необходимо произвести прогнозную оценку на предмет возможного залегания газогидратов при данных термобарических условиях на глубине рассматриваемого интервала, в связи с этим необходимо дать заключение - есть они или в данном интервале глубин газогидратов нет.



Исходные данные:

Глубина акватории - 75 м.

Плотность морской воды -  $1.01 \text{ г/см}^3$ .

Плотность донных отложений  $1.7 \text{ г/см}^3$ :

Глубина рассматриваемого интервала - 120 м.

Температура на данной глубине  $-2.5 \text{ }^\circ\text{C}$ .

По данным АМИГЕ в интервале от дна до 100 м газогидратов не обнаружено.

Возможно, они есть глубже.

Список литературы

1. Сборник инструкций по бурению скважин с ПБУ ПО "Арктикморнефтегазразведка". 3 часть. КТЭ. Мурманск-1992 г. 535 с
2. Тех