

РЕКОНСТРУКЦИЯ И ВОССТАНОВЛЕНИЕ СКВАЖИН

*Методические указания к практическим занятиям
для студентов бакалавриата направления 21.03.01*

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2020**

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
Санкт-Петербургский горный университет

Кафедра бурения скважин

РЕКОНСТРУКЦИЯ И ВОССТАНОВЛЕНИЕ СКВАЖИН

*Методические указания к практическим занятиям
для студентов бакалавриата направления 21.03.01*

САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
2020

УДК 622.24-241 (073)

РЕКОНСТРУКЦИЯ И ВОССТАНОВЛЕНИЕ СКВАЖИН: Методические указания к практическим занятиям / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *М.В. Нуцкова, М.Ю. Мерзляков, К.С. Купавых*. СПб, 2020. 63 с.

Приведены расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин, даны технические характеристики оборудования и инструмента для решения поставленных задач.

Предназначены для студентов бакалавриата направления 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиля «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Научный редактор проф. *Н.И. Николаев*

Рецензент канд. техн. наук *В.Я. Климов* (СК «Тектоника»)

УДК 622.24-241

РЕКОНСТРУКЦИЯ И ВОССТАНОВЛЕНИЕ СКВАЖИН:
Методические указания к практическим занятиям / Санкт-Петербургский горный университет. Сост.: *М.В. Нуцкова, М.Ю. Мерзляков, К.С. Купавых*. СПб, 2020. 63 с.

Приводятся расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин, даются технические характеристики оборудования и инструмента для решения поставленных задач.

Предназначены для студентов бакалавриата направления подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиля «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Научный редактор: проф. кафедры БС *Николаев Н.И.*

Рецензент: Директор по развитию СК «Тектоника», к.т.н., *Климов В.Я.*

© Санкт-Петербургский
горный университет, 2020 г.

ПРЕДИСЛОВИЕ

Предмет курса «Реконструкция и восстановление скважин» направлен на изучение основных расчетов при текущем и капитальном ремонте скважин, связанных с глушением скважин, выбора наземных сооружений, оборудования и инструмента, ремонтно-исправительных и изоляционных и ловильных работ, методами увеличения проницаемости пород призабойной зоны скважин, зарезки и бурения второго ствола и т.д.

Изучение данной дисциплины позволяет сформировать у студентов необходимые знания и практические навыки при, производстве ремонтных работ, присущих различным способам эксплуатации нефтяных и газовых скважин, а также изучить технические средства для проведения отдельных видов ремонтных работ.

В конце методических указаний даются технические характеристики оборудования и инструмента, необходимые для решения приводимых задач.

1. ГЛУШЕНИЕ СКВАЖИН

Глушение скважин – это технологический процесс, который направлен на прекращение фонтанирования пластового флюида, поступающего в скважину, путём искусственного повышения забойного давления до значений, превышающих пластовое давление. Проведение глушения скважин позволяет обеспечить возможность проведения текущего и капитального ремонтов скважин, устранить аварийные выбросы пластового флюида из скважины.

Существует несколько способов глушения скважин, наиболее распространенными из которых являются следующие:

- двухстадийный способ глушения скважин (метод «бурильщика»);

- способ ожидания и утяжеления;

- способ непрерывного глушения скважин (непрерывное утяжеление раствора глушения до значения, необходимого для ликвидации проявления, и вымыв поступившего в скважину пластового флюида);

- объемный метод глушения скважин (заключается в миграции газа к устью скважины при контролируемом расширении, последующим вытеснением газа раствором и возобновлением циркуляции).

Способ ожидания и утяжеления получил своё название в связи с тем, что для приготовления раствора глушения (или утяжелённого раствора) необходимо определённое время (время ожидания). Метод требует одного цикла циркуляции для удаления поступившего пластового флюида и глушения скважины (рис. 1.1).

В том случае, если запас утяжеленного бурового раствора на буровой отсутствует, то производится утяжеление имеющегося бурового раствора после остановки насосов и закрытия скважины.

Данный способ глушения технологически сложный, так как его проведение требует выполнения определенных инженерных расчетов, необходимых для регулирования давления в скважине в процессе реализации замены раствора на более тяжелый и вымыва пластового флюида. Таким образом, способ ожидания и утяжеления

необходимо производить под руководством специалистов, имеющих необходимую квалификацию.

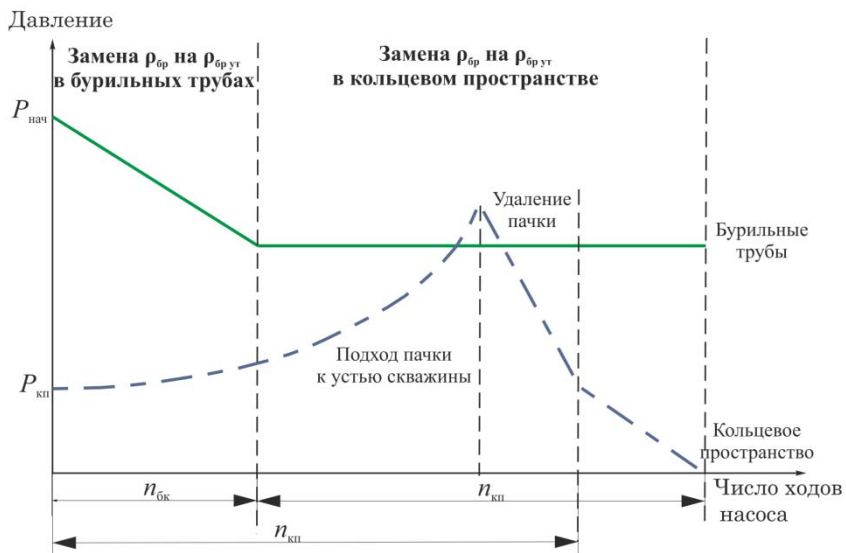


Рис. 1.1. График изменение давления в буровых трубах и кольцевом пространстве при использовании способа ожидания и утяжеления

Достоинствами этого способа глушения являются:

- снижение временных затрат на его проведение по сравнению со способом «бурильщика»;
- уменьшение давления на устье в кольцевом пространстве скважины в отличие от двухстадийного способа;
- на участок открытого ствола скважины при движении газовой пакки оказывается несколько меньшее давление, чем при способе «бурильщика».

К недостаткам данного способа можно отнести следующие моменты:

- необходимо больше времени на подготовку (приготовление тяжелого бурового раствора, произведение расчета и построение графика) перед началом циркуляции;

- возникает необходимость решения проблемы, связанной с миграцией газа за счет использования метода стравливания давления;
- при приготовлении утяжеленного раствора скважина более длительный период времени простаивает без циркуляции;
- на устье скважины возникает большее избыточное давление при всплытии газовой пачки;
- требуется производить расчеты для заполнения карты глушения скважины.

При методе «бурильщика» проведение работ по ликвидации выброса осуществляется в два этапа. На первом этапе (первый цикл циркуляции) происходит вымывание флюида из скважины буровым раствором той же плотности. В течение второго цикла в скважину закачивают утяжеленный буровой раствор требуемой плотности для уравнивания пластового давления (рис. 1.2).

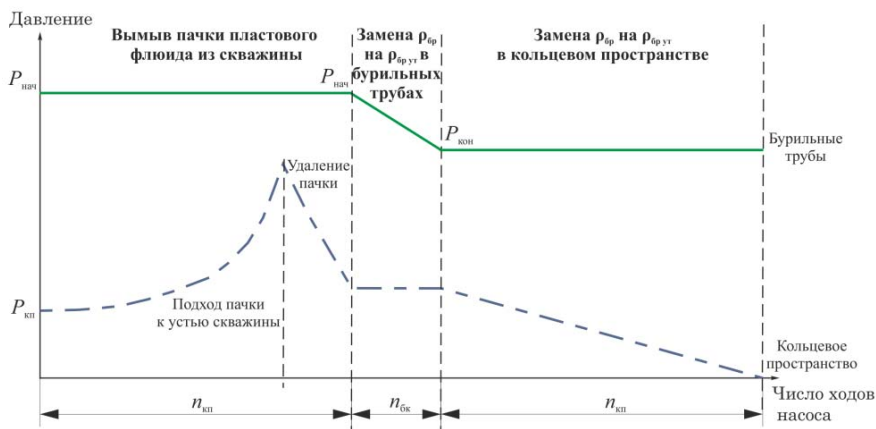


Рис. 1.2. График изменение давления в бурительных трубах и кольцевом пространстве при использовании метода «бурильщика»

Метод бурильщика наиболее прост в использовании и позволяет немедленно начинать вымывание флюида. Однако при этом требуются по меньшей мере два полных цикла циркуляции для

ликвидации проявления, что приводит увеличению затрат времени и к более высокому устьевому давлению, чем в двух других методах.

При непрерывном методе проведения работ немедленно начинается вымыв пластового флюида с одновременным увеличением плотности бурового раствора с максимально возможной скоростью. При этом плотность бурового раствора следует повысить до значения, необходимого для глушения, в процессе циркуляции.

Непрерывный метод позволяет начать вымыв сразу же после закрытия скважины, но требует регулирования давления в бурильных трубах (при повышенной плотности бурового раствора), чтобы поддерживать постоянное давление на забое. Давление в обсадной колонне находится в диапазоне значений для первых двух методов.

Если во время начального вымыва плотность бурового раствора не может быть увеличена достаточно, чтобы обеспечить глушение скважины, то требуются по крайней мере два полных цикла промывки.

При использовании всех трех методов для ликвидации проявления необходимо обеспечивать постоянное забойное давление во время вымыва флюида. Забойное давление поддерживается постоянным путем регулирования давления в бурильных трубах на уровне, зависящем от скорости закачки и плотности бурового раствора. Давление в бурильных трубах регулируется дросселем.

При выборе расхода раствора для глушения проявления необходимо учитывать следующие факторы. Увеличение расхода ускоряет процесс глушения, повышает давление на пласт за счет сопротивления в кольцевом пространстве, а снижение расхода имеет преимущества в критических ситуациях. Это, в частности - обеспечение запаса давления в нагнетательной линии, снижение скорости утяжеления бурового раствора до уровня соответствия техническим возможностям устройств, получение резерва времени для принятия решений и т.д. Последняя группа требований более предпочтительна, и на практике рекомендуется применять один

насос и поддерживать его подачу постоянно и равной 50% от максимально возможной подачи при установленных втулках.

1.1. РАСЧЕТ КАРТЫ ГЛУШЕНИЯ СКВАЖИН

Ликвидация возникшего флюидопроявления состоит в удалении из скважины поступившего в нее флюида. Наиболее сложная ситуация имеет место при газопроявлении. В практике бурения скважин используют ряд методов, которые можно разделить на две группы:

- удаление флюида при поддержании постоянного давления на забое скважины (методы-плавного глушения);
- удаление флюида при изменяющемся давлении на забой скважины.

Методы плавного глушения проявлений наиболее рациональны, так как при их использовании значительно снижается вероятность возникновения других осложнений, связанных с увеличением давления в скважине. При плавном глушении проявлений поступивший в скважину флюид удаляют путем промывки при закрытом превенторе и соответствующем противодавлении на устье, которое изменяют таким образом, чтобы обеспечить постоянное давление на забой. При этом дифференциальное забойное давление должно быть выбрано так чтобы предотвратить поступление новой порции флюида из пласта и в то же время не вызвать поглощения и других осложнений. Такая технология ликвидации проявлений способствует также сохранению коллекторских свойств пласта.

Задание. По исходным данным, приводимым в конце методических указаний, заполнить карты глушения (рис. 1.3, 1.4).

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ СКВАЖИННОГО КОНТРОЛЯ
Наземное ПВО
КАРТА ГЛУШЕНИЯ (метрические единицы)

ДАТА: _____
ФАМИЛИЯ: _____

ДААННЫЕ ПО ПРИЕМИСТОСТИ ПЛАСТА:

Давление на устье при испытании
пласта на приемистость бар

Плотность бурового раствора при
испытании кг / л

Максимально допустимая плотность бурового раствора =
$$(B) + \frac{(A)}{0,0981 \times \text{глубина башмака}} = (C) \text{ кг / л}$$

Начальное максимально допустимое давление на устье =

$$((C) - \text{текущая плотность б.р.}) \times \text{глубина башмака} \times 0,0981$$

= бар

Насос NO.1

Насос NO.2

литр / ход

литр / ход

ТЕКУЩИЕ ДАННЫЕ ПО СКВАЖИНЕ:

ТЕКУЩИЙ БУРОВОЙ РАСТВОР:

плотность: кг / л

БАШМАК ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ:

диаметр: мм

длина по стволу: м

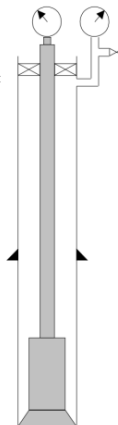
глубина: м

ОТКРЫТЫЙ СТВОЛ:

диаметр: мм

длина: м

глубина: м



Производительность насоса	Динамические потери давления	
	Насос NO.1	Насос NO.2
ход/мин		
ход/мин		

ЗАДАННЫЙ ОБЪЕМ:	ДЛИНА м	ВМЕСТИМОСТЬ л/м	ОБЪЕМ л	ЧИСЛО ХОДОВ НАСОСА ходов	ВРЕМЯ МИНУТ
БУР. ТРУБЫ x мм	x	=	л	Объем литр / ход	Число ходов ход/мин
СБТ	x	=	л		
УБТ / мм	x	=	л		
ОБЪЕМ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ		(D)	л	(E) ходов	мин
УБТ x ОТКР. СТВОЛ	x	=	л		
БТ / СБТ x ОТКР. СТВОЛ	x	=	л		
ОБЪЕМ ОТКРЫТОГО СТВОЛА		(F)	л	ходов	мин
БТ x ОБСАДНАЯ КОЛОННА		= (G)	л	ходов	мин
ОБЩИЙ ОБЪЕМ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА		(F+G) = (H)	л	ходов	мин
ОБЩИЙ ОБЪЕМ СКВАЖИНЫ		(D+H) = (I)	л	ходов	мин
АКТИВНЫЙ ОБЪЕМ НА ПОВЕРХНОСТИ		(J)	л	ходов	
ОБЩИЙ АКТИВНЫЙ ОБЪЕМ		(I+J)	л	ходов	

Рис. 1.3. Карта глушения, 1 страница

2. НАЗЕМНЫЕ СООРУЖЕНИЯ, ОБОРУДОВАНИЕ И ИНСТРУМЕНТ

2.1. ВЫБОР ВЫШКИ, ОБОРУДОВАНИЯ И ОСНАСТКИ ТАЛЕВОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ В СКВАЖИНЕ

Выбор необходимого наземного сооружения, оборудования и инструмента для ремонта скважины производят исходя из категории разновидности предстоящего текущего и капитального ремонта. Для ремонта скважин используют вышки и мачты: оставшиеся после бурения, специально сооружаемые и стационарные, передвижные и телескопические. Основным критерием для выбора вышки и оборудования является их грузоподъемность.

В процессе ремонтных работ на вышку (мачту) действуют вертикальные и горизонтальные нагрузки. Выбор вышки производят по вертикальным нагрузкам, для чего определяют максимальное значение, которое может испытывать вышка в процессе ремонта скважины.

Максимальная вертикальная нагрузка, действующая на вышку определяется по формуле:

$$P_{max} = P_{кр} + P_{хк} + P_{нк} + P_{тс}, \quad (2.1)$$

где $P_{кр}$ – максимальная нагрузка, действующая на крюк, кН; $P_{хк}$, $P_{нк}$ – натяжения соответственно ходового и неподвижного концов талевого каната, кН; $P_{тс}$ – вес талевого системы, кН.

Определяется вес наиболее тяжелой колонны бурильных или обсадных труб, спускаемых в скважину. Вес бурильной колонны:

$$G_{кр} = q_{бт}L + q_3(L/l) + q_{убт}l_{убт}, \quad (2.2)$$

где $q_{бт}$ – вес 1 м гладкой бурильной трубы; L – длина колонны бурильных трубы, м; q_3 – вес замкового соединения бурильной трубы, Н; l – средняя длина трубы, м; $q_{убт}$ – вес 1 м УБТ; $l_{убт}$ – длина УБТ, м.

Вес эксплуатационной колонны (хвостовика):

$$G_{эк} = \left(q_{бт}L_1 + q_3 \frac{L_1}{l} \right) + \left(q_{от}L_2 + q_m \frac{L_2}{l} \right), \quad (2.3)$$

где L_1 – длина БТ, на которых спускается хвостовик; L_2 – длина спускаемого хвостовика, м; $q_{от}$ – вес 1 м обсадных труб, Н; q_m – вес муфты, Н.

Статическая нагрузка, действующая на крюк, с учетом облегчения веса буровых труб в буровом растворе:

$$P_{кр} = K G_k \left(1 - \frac{\rho_{бр}}{\rho_m} \right), \quad (2.4)$$

где K – коэффициент, учитывающий затяжки и прихват колонны ($K = 1,25-1,30$); G_k – вес наиболее тяжелой колонны, кН; $\rho_{бр}$ и ρ_m – плотность соответственно бурового раствора и материала труб, кг/м³ ($\rho_m = 7800$ кг/м³).

Вес талевой системы можно вычислить по формуле:

$$P_{тс} = q_{кб} + q_{тб} + q_{кр}, \quad (2.5)$$

где $q_{кб}$ – вес кронблока, кН; $q_{тб}$ – вес талевого блока, кН; $q_{кр}$ – вес крюка, кН.

Число рабочих струн оснастки талевой системы определяется по формуле:

$$n = P_{кр}/P_{ГТК} \cdot \eta_{тс}, \quad (2.6)$$

где $P_{ГТК}$ – наибольшее тяговое усилие на набегающем конце талевого каната на I скорости, кН; $\eta_{тс}$ – КПД талевой системы (табл. 2.1).

Таблица 2.1.

Зависимость КПД талевой системы от шкивов кронблока и талевого блока

Число шкивов	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
КПД талевой системы	0,97	0,94	0,92	0,90	0,88	0,87	0,85	0,84	0,82	0,81

Допустимая глубина бурения второго ствола с учетом выбранной оснастки:

$$L_{доп} = \frac{P_{ГТК}(\beta^n - 1)}{q'\beta^n(\beta - 1)} - \frac{q_{убТ}l_{убТ}}{q'}, \quad (2.7)$$

где β – коэффициент, учитывающий трение в подшипниках, шкивов и каната о шкивы (равен 1,03-1,04); q' – вес 1 м буровой трубы с учетом высадки концов и веса замков, Н.

При подъеме колонны труб наибольшее натяжение возникает в ходовом конце талевого каната, наименьшее – в неподвижном.

Схема распределения усилий в струнах талевого каната приведена на рис. 2.1.

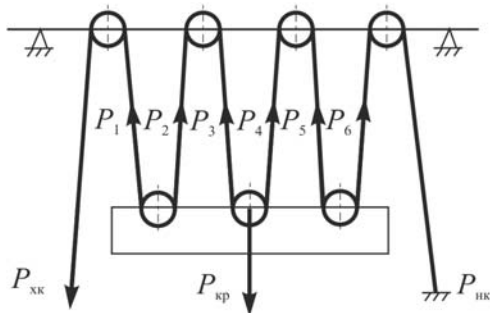


Рис. 2.1. Схема распределения усилий в струнах талевого каната

При подъеме колонны натяжение ходового конца талевого каната определяется по формуле:

$$P_{\text{хк}} = (P_{\text{кр}} + P_{\text{об}}) \frac{\beta^n (\beta - 1)}{(\beta^n - 1)}, \quad (2.8)$$

где $P_{\text{об}}$ – вес поднимаемого оборудования ($P_{\text{об}} = 0,8$ кН).

Натяжение неподвижного конца талевого каната определяется по формуле:

$$P_{\text{нк}} = (P_{\text{кр}} + P_{\text{об}}) \frac{\beta - 1}{\beta(\beta^n - 1)}. \quad (2.9)$$

Задание. По исходным данным, приводимым в конце методических указаний, подобрать подъемный агрегат (подъемную буровую установку), оборудование и оснастку талевого каната для производства работ в скважине, восстанавливаемой методом резки и бурения второго ствола.

3. МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПОРОД ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ

3.1. РАСЧЕТ ОСНОВНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГРП ДЛЯ СКВАЖИНЫ

Давление разрыва пласта определяется по формуле:

$$P_p = P_{вг} - P_{пл} + \sigma_p, \quad (3.1)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; σ_p – давление расслоения пород, МПа; $P_{вг}$ – вертикальная составляющая горного давления, МПа:

$$P_{вг} = L_{п} \cdot \rho_{вп} \cdot g, \quad (3.2)$$

где $L_{п}$ – глубина залегания пласта (нижних отверстий фильтра), м; $\rho_{вп}$ – средняя плотность вышележащих пород, кг/м^3 .

Для приближенной оценки забойного давления разрыва пласта при использовании фильтрующей жидкости можно использовать формулу:

$$P_{зр} = K_p \cdot L_{п} \cdot 10^{-2}, \quad (3.3)$$

где K_p – коэффициент разрыва, МПа/м.

Гидроразрыв пласта можно проводить как через эксплуатационную (ЭК), так и через НКТ. Для выяснения возможности проведения ГРП через обсадную колонну следует определить допускаемое давление на устье скважины из условий прочности колонны на разрыв от внутреннего давления и прочности резьбового соединения.

Допустимое давление на устье скважины (в случае проведения ГРП непосредственно через ЭК без установки пакера) определяется по формуле:

$$P_{y1} = \frac{D_n^2 - D_b^2}{D_n^2 + D_b^2} \cdot \frac{\sigma_{тек}}{K} + P_{пл} + \rho_{жр} \cdot g \cdot (h_{тр} - L_c), \quad (3.4)$$

где D_n – наружный диаметр обсадных колонн, м; D_b – внутренний диаметр обсадных колонн, м; $\sigma_{тек}$ – предел текучести для труб из стали соответствующей группы (см. приложение); K – запас прочности ($K = 1,5$); $\rho_{жр}$ – плотность жидкости разрыва, кг/м^3 ; L_c –

глубина скважины, м; $h_{тр}$ – потери напора на трение в обсадной колонне, м.

Допустимое давление на устье скважины в зависимости от прочности резьбы верхней части колонны труб на страгивающие усилия определяется по формуле:

$$P_{ус} = \frac{P_{стр}/K - G_{нок}}{\pi \cdot D_B^2}, \quad (3.5)$$

где $P_{стр}$ – страгивающая нагрузка для обсадных труб из стали соответствующей прочности, МН [3]; $G_{нок}$ – усилие натяжки при обвязке обсадной колонны, МН, $G_{нок} = 0,5$ МН.

Из полученных значений устьевого давления принимается наименьшее. Соответствующее забойное давление при этом определяется по формуле:

$$P_{заб} = P_{ус(y1)} + \rho_{жр} \cdot g \cdot L_{п} - h_{тр} \cdot \rho_{жр} \cdot g, \quad (3.6)$$

В случае если полученное значение забойного давления окажется меньше, чем необходимое давление разрыва, то давление на устье рассчитывается по формуле:

$$P_{y2} = P_p - \rho_{жр} \cdot g \cdot L_{п} + h_{тр} \cdot \rho_{жр} \cdot g, \quad (3.7)$$

При этом если подсчитанное значение устьевого давления превышает допустимое значение для ЭК, то ГРП необходимо проводить с установкой пакера для предохранения ЭК от воздействия избыточных давлений.

При закачке жидкости-песконосителя её объем определяется по формуле:

$$V_{жп} = \frac{M_{п}}{C_{п}}, \quad (3.8)$$

где $M_{п}$ – количество песка, необходимого для ГРП, кг (по данным отечественной практики количество песка принимают равным 10-30 т на один ГРП); $C_{п}$ – концентрация песка, кг/м³.

Чтобы на забое не оставалось части песка, объем продавочной жидкости следует принимать на 20-30% больше, чем объем колонны, по которой закачивается песок. Избыточный объем продавочной

жидкости должен закачиваться в скважину при сниженном давлении во избежание оттеснения песка и смыкания трещин вблизи стенок скважины. Необходимый объем продавочной жидкости определяется по формуле:

$$V_{\text{пж}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{в}}^2 \cdot L_{\text{нкт}} \cdot K_{\text{по}}}{4}, \quad (3.9)$$

где $K_{\text{по}}$ – коэффициент, учитывающий превышение объема жидкости над объемом труб ($K_{\text{по}} = 1,2 \div 1,3$); $L_{\text{нкт}}$ – длина насосно-компрессорных труб (принимается на 10 м выше верхних отверстий фильтра); $d_{\text{в}}$ – внутренний диаметр насосно-компрессорных труб, м.

Необходимое число насосных агрегатов определяется по формуле:

$$N_{\text{агрп}} = \frac{P_{\text{ус}(y1)} \cdot Q_{\text{ж}}}{P_{\text{у}} \cdot Q_{\text{а}} \cdot K_{\text{тс}}} + 1, \quad (3.10)$$

где $P_{\text{у}}$ – рабочее давление агрегата, МПа (табл. 3.1); $Q_{\text{а}}$ – подача агрегата при соответствующем давлении, м³/с (табл. 3.1); $Q_{\text{ж}}$ – расход рабочих жидкостей, равный согласно принятой скорости их нагнетания, м³/с ($Q_{\text{ж}} = 0,03$ м³/с); $K_{\text{тс}}$ – коэффициент технического состояния агрегата в зависимости от срока службы.

Общая продолжительность процесса ГРП определяется по формуле:

$$t_{\text{грп}} = \frac{V_{\text{жр}} + V_{\text{жп}} + V_{\text{пж}}}{Q_{\text{ж}}}, \quad (3.11)$$

где $V_{\text{жр}}$ – объем жидкости разрыва, $V_{\text{жр}} = 8$ м³.

Задание. По данным, приводимым в конце методических указаний, определить основные расчетные параметры при ГРП: давление разрыва; допустимое давление на устье скважины; объем жидкости разрыва, объем жидкости-песконосителя; объем продавочной жидкости; число необходимых насосных агрегатов; общая продолжительность процесса ГРП.

Таблица 3.1.

Подача и давление насосных агрегатов

Скорость	Шифр насосного агрегата							
	2АН-500		3АН-500		4АН-700			
	При диаметре сменных плунжеров, мм							
	100		115		100		120	
	$Q, 10^3$ см ³ /с	$P, \text{МПа}$	$Q, 10^3$ см ³ /с	$P, \text{МПа}$	$Q, 10^3$ см ³ /с	$P, \text{МПа}$	$Q, 10^3$ см ³ /с	$P, \text{МПа}$
I	5,1	50,3	8,8	50,0	6,8,53	71,9	9,0	50,0
II	5,92	43,7	12,0	37,0	12,0	52,9	12,3	36,6
III	7,33	35,3	15,8	29,0	15,0	37,4	17,3	26,0
IV	8,92	29,0	20,0	23,0		29,8	22,0	20,7
V	11,55	22,4	-	-	-	-	-	-
VI	14,95	17,3	-	-	-	-	-	-

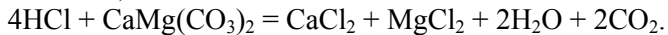
3.2 ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ СОЛЯНОЙ КИСЛОТОЙ

Скважины, эксплуатирующие слабопроницаемые пласты (песчаники, слабосцементированные глинистой фацией, плотные известняки), нередко оказываются малодебитными. Для увеличения их производительности проводят кислотную обработку. Этот процесс основан на способности соляной кислоты растворять известковистые породы. При этом происходят следующие реакции:

а) в известняках



б) в доломитах



Полученные в результате воздействия соляной кислоты CaCl_2 и MgCl_2 хорошо растворимы в воде и при пуске скважины выносятся из их призабойной зоны. Углекислота, находящаяся в газообразном виде или растворенная в воде (в зависимости от давления), легко удаляется.

Расчет кислотной обработки призабойной зоны скважины сводится к определению объема рабочего раствора соляной кислоты выбранной концентрации, количества воды необходимой для его приготовления, количества различных добавок к рабочему раствору: ингибиторов коррозии, стабилизаторов или замедлителей скорости реакции между соляной кислотой и породой, интенсификаторов или

ПАВ.

При наличии в скважине зумпфа следует рассчитать также количество хлористого кальция, необходимого для приготовления раствора с целью заполнения зумпфа и изоляции его от кислотного раствора.

Общий объем рабочего кислотного раствора определяется по формуле:

$$V_{кр} = Q_{кр} \cdot h, \quad (3.12)$$

где $Q_{кр}$ – расход кислотного раствора на один метр обрабатываемой толщины пласта, м³/м; h – эффективная толщина пласта, м.

Для определения объема товарной кислоты обычно пользуются таблицами и пересчетными коэффициентами. Методику расчета можно упростить, учитывая, что плотность кислоты обусловлена её концентрацией. При известной объемной доле товарной кислоты её объем определяется по формуле:

$$V_{тк} = \frac{V_{кр} \cdot x_{кр} \cdot (5,09 \cdot x_{кр} + 999)}{x_{тк} \cdot (5,09 \cdot x_{тк} + 999)}, \quad (3.13)$$

где $x_{кр}$, $x_{тк}$ – соответственно объемные доли (концентрации) кислотного раствора и товарной кислоты, % ($x_{тк} = 27,5$ %).

В том случае, если при перевозке и хранении кислоты её концентрация изменилась, объем товарной кислоты рассчитывается по формуле:

$$V'_{тк} = \frac{V_{кр} \cdot 5,09 \cdot x_{кр} \cdot (5,09 \cdot x_{кр} + 999)}{\rho_{тк15} \cdot (\rho_{тк15} - 999)}, \quad (3.14)$$

где $\rho_{тк15}$ – плотность товарной кислоты при 15 °С, кг/м³.

Если плотность товарной кислоты определена при другой температуре, то для её расчета необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$\rho_{тк} = \rho_{ткт} + (2,67 \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{ткт} - 2,52) \cdot (t - 15), \quad (3.15)$$

где $\rho_{ткт}$ – плотность товарной кислоты при температуре t , кг/м³.

Как правило, в технической соляной кислоте содержится до 0,4 % серной кислоты, которая после реакции с углекислым

кальцием образует гипс, выпадающий в виде кристаллов, закупоривающих поры пласта. Поэтому серную кислоту нейтрализуют добавкой хлористого бария, количество которого рассчитывают по формуле:

$$M_{\text{хб}} = 21,3 \cdot V_{\text{кр}} \cdot \left(\frac{x_{\text{ск}} \cdot x_{\text{кр}}}{x_{\text{тк}}} - 0,02 \right), \quad (3.16)$$

где 21,3 – масса хлористого бария, необходимая для нейтрализации 10 кг серной кислоты, кг; $x_{\text{ск}} \cdot x_{\text{кр}} / x_{\text{тк}}$ – объемная доля серной кислоты в приготовленном растворе; $x_{\text{ск}}$ – объемная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, % ($x_{\text{ск}} = 0,4$ %); 0,02 – допустимая объемная доля серной кислоты в растворе, когда после реакции ее с карбонатными породами соли не выпадают в осадок, %.

При плотности хлористого бария 4000 кг/м³ объем его определяется по формуле:

$$V_{\text{хб}} = \frac{M_{\text{хб}}}{4000}, \quad (3.17)$$

В качестве замедлителя реакции и стабилизатора окисных соединений железа (против выпадения из солянокислотного раствора содержащихся в нем солей железа) используется уксусная кислота, объем которой определяется по формуле:

$$V_{\text{к}} = \frac{b_{\text{ук}} \cdot V_{\text{кр}}}{c_{\text{ук}}}, \quad (3.18)$$

где $b_{\text{ук}}$ – норма добавки 100 %-ой уксусной кислоты, %; $c_{\text{ук}}$ – объемная доля товарной уксусной кислоты, % ($c_{\text{ук}} = 80$ %).

В качестве ингибитора коррозии может быть выбран реагент В-2, объем которого:

$$V_{\text{ик}} = \frac{b_{\text{ик}} \cdot V_{\text{кр}}}{c_{\text{ик}}}, \quad (3.19)$$

где $b_{\text{ик}}$ – объемная доля реагента (ингибитора) в растворе, %; $c_{\text{ик}}$ – объемная доля товарного продукта (ингибитора), % ($c_{\text{ик}} = 100$ %).

В качестве интенсификатора может быть выбран реагент Марвелан-К (О), объем которого вычисляется по формуле:

$$V_{\text{и}} = \frac{b_{\text{и}} \cdot V_{\text{кр}}}{c_{\text{и}}}, \quad (3.20)$$

где $b_{\text{и}}$ – объемная доля реагента (интенсификатора) в растворе, %; $c_{\text{и}}$ – объемная доля товарного продукта (интенсификатора), % ($c_{\text{и}} = 100$ %).

Объем воды для приготовления кислотного раствора определяется по формуле:

$$V_{\text{в}} = V_{\text{кр}} - V_{\text{тк}} - \Sigma V_{\text{реаг}}, \quad (3.21)$$

где $\Sigma V_{\text{реаг}}$ – сумма объемов используемых в растворе реагентов, м³ ($\Sigma V_{\text{реаг}} = V_{\text{хб}} + V_{\text{к}} + V_{\text{ик}} + V_{\text{и}}$).

Порядок приготовления кислотного раствора следующий: наливают в емкость воду, добавляют к воде расчетный объем ингибитора коррозии, уксусной кислоты, а затем расчетное количество товарной соляной кислоты, тщательно перемешивая. Замеряют ареометром плотность полученного раствора. При правильной дозировке плотность должна соответствовать заданной концентрации при температуре замера. Затем добавляют хлористый барий и интенсификатор. Перемешивают раствор и оставляют для реакции и осветления, после чего его перекачивают в цистерну и другие емкости.

Обработка скважины заключается в выполнении следующих мероприятий.

В процессе подготовительных работ скважина промыта и заполнена нефтью.

1. В случае необходимости изоляции нижних интервалов перфорации (или зумпфа скважины от попадания кислотного раствора) используют бланкет – концентрированный раствор хлористого кальция необходимой плотности. Транспортировка бланкета осуществляется продавкой нефтью в объеме выкидной линии и НКТ.

2. В скважину закачивается кислотный раствор в объеме выкидной линии, НКТ и ствола скважины от башмака НКТ до кровли пласта:

$$V'_{\text{кр}} = V_{\text{вл}} + V_{\text{нкт}} + 0,785 \cdot (D_{\text{в}}^2 - d_{\text{внеш}}^2) \cdot h, \quad (3.22)$$

где $V_{\text{вл}}$ – объем выкидной линии, м^3 ; $D_{\text{в}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м ; $d_{\text{внеш}}$ – внешний диаметр НКТ, м .

3. Закрывают задвижку на затрубном пространстве и насосом агрегата закачивают остальной кислотный раствор:

$$V''_{\text{кр}} = V_{\text{кр}} - V'_{\text{кр}}, \quad (3.23)$$

4. Для задавливания кислоты в пласт закачивают нефть в объеме выкидной линии, НКТ и ствола скважины от башмака НКТ до кровли пласта:

$$V_{\text{н}} = V'_{\text{кр}}, \quad (3.24)$$

5. Затем закрывают задвижку на выкидной линии. Буферное давление падает. Продолжительность реагирования кислоты 1,5-2 ч.

6. Приток вызывают свабированием или с помощью компрессора, производится отработка скважины и очистка призабойной зоны от продуктов реакции.

7. После освоения скважину исследуют для определения эффективности кислотной обработки, а затем сдают в эксплуатацию.

Для увеличения эффективности кислотного воздействия на породу желательнее, чтобы активная кислота проникла на большее расстояние от скважины. Радиус обработки увеличивается с ростом скорости закачки. Кроме того, увеличение подачи насоса при закачке снижает время контакта кислоты с оборудованием и уменьшает его коррозию.

Режим работы агрегата выбирают таким образом, чтобы давление, создаваемое насосом, было достаточным для продавки раствора в пласт при максимально возможной его подаче.

Необходимое давление на выкиде насоса при закачке в скважину жидкости с заданным расходом $Q_{\text{ж}}$:

$$P_{\text{вн}} = P_{32} - P_{\text{ж}} + P_{\text{нкт}}, \quad (3.25)$$

где $P_{\text{ж}}$ – гидростатическое давление столба продавочной жидкости, МПа:

$$P_{\text{ж}} = \rho_{\text{н}} \cdot g \cdot L_{\text{п}}, \quad (3.26)$$

где $\rho_{\text{н}}$ – плотность нефти, $\rho_{\text{н}} = 850 \text{ кг/м}^3$; $L_{\text{п}}$ – глубина интервала

перфорации, м; P_{32} – максимальное забойное давление при продавке кислотного раствора, МПа:

$$P_{32} = P_{пл} + \frac{Q_{ж} \cdot 10^{-3} \cdot 8640}{K_{п}}, \quad (3.27)$$

где $Q_{ж}$ – подача насоса, л/с; $K_{п}$ – коэффициент продуктивности скважины, м³/(сут·МПа); $P_{нкт}$ – потери давления на трение в НКТ, МПа:

$$P_{нкт} = \frac{\lambda_2 \cdot v^2 \cdot L_{п} \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{н}}{2 \cdot d_{в}}, \quad (3.28)$$

где v – скорость движения жидкости по трубам, м/с:

$$v = \frac{Q_{ж} \cdot 10^{-3}}{0,785 \cdot d_{в}^2}; \quad (3.29)$$

λ_2 – коэффициент гидравлического сопротивления:

$$\lambda_2 = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}; \quad (3.30)$$

Re – число Рейнольдса:

$$Re = \frac{v \cdot d_{в} \cdot \rho_{н}}{\mu_{н}}, \quad (3.31)$$

где $\mu_{н}$ – динамическая вязкость продавочной жидкости (нефти), мПа·с ($\mu_{н} = 3$ мПа·с).

В случае если полученное значение максимального забойного давления превышает давление, развиваемое агрегатом при соответствующей подаче, производится пересчет данного значения при меньшей скорости работы агрегата или меньшем диаметре его плунжера.

Продолжительность нагнетания и продавки в пласт кислотного раствора (в часах) определяется по формуле:

$$t = \frac{(V_{кп} + V_{н}) \cdot 10^3}{Q_{ж} \cdot 3600}. \quad (3.32)$$

Задание. По данным, приводимым в конце методических указаний, определить необходимое количество соляной кислоты и других химреагентов для обработки нефтяной скважины. Рассчитать объем кислотного раствора, необходимое давление на выкиде насоса и продолжительность нагнетания и продавки в пласт кислотного раствора.

4. РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫЕ РАБОТЫ

4.1. ЦЕМЕНТИРОВАНИЕ СКВАЖИН ПОД ДАВЛЕНИЕМ

Глубина установки конца заливочных труб при цементировании скважин под давлением определяется по формуле:

$$H_{зт} = H_{п} - l_{п} \frac{\rho_{тр}}{\rho_{сж}}, \quad (4.1)$$

где $H_{п}$ – расстояние от устья скважины до верхних отверстий перфорации, м; $l_{п}$ – интервал перфорации, м; $\rho_{тр}$ – плотность тампонажного раствора, кг/м³; $\rho_{сж}$ – плотность скважинной жидкости, кг/м³.

Плотность тампонажного раствора определяется по формуле:

$$\rho_{тр} = \frac{(1 + m) \cdot \rho_{ц} \cdot \rho_{ж}}{\rho_{ж} + m \cdot \rho_{ц}}, \quad (4.2)$$

где m – жидкостно-цементное отношение; $\rho_{ц}$ и $\rho_{ж}$ – плотность соответственно тампонажного цемента и жидкости затворения, т/м³.

Предельно допустимая длина колонны заливочных труб с учётом растяжения от сил собственного веса определяется по формуле:

$$H_{пзт} = \frac{G_{стр}}{K_{зп} \cdot q_{нкт}}, \quad (4.3)$$

где $q_{нкт}$ – вес одного погонного метра НКТ с муфтами, Н; $G_{стр}$ – страгивающая нагрузка для резьбового соединения, Н; $K_{зп}$ – коэффициент запаса прочности.

Объём колонны заливочных труб определяется по формуле:

$$V_{3T} = K_{\text{спж}} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot d_b^2 \cdot H_{3T}, \quad (4.4)$$

где $K_{\text{спж}}$ – коэффициент сжимаемости продавочной жидкости; d_b – внутренний диаметр НКТ, м.

Температура на забое скважины определяется по формуле:

$$t_3 = t_{\text{ср}} + (0,01 \div 0,025) \cdot L_c, \quad (4.5)$$

где $t_{\text{ср}}$ – среднегодовая температура воздуха, °С.

В зависимости от полученного значения температуры на забое подбирается класс тампонажного цемента. В зависимости от температурных условий скважины различают три класса цемента:

- для «холодных» скважин с температурой испытания 22 ± 2 °С;
- для «горячих» скважин с температурой испытания 75 ± 3 °С;
- для глубоких высокотемпературных скважин, которые в свою очередь подразделяются на несколько групп с температурой испытания до 100, 120, 170 и 200 °С.

Допустимое время цементирования скважины определяется по формуле:

$$T_d = 0,75 \cdot T_c, \quad (4.6)$$

где T_c – время начала схватывания цемента с момента затворения, мин.

Время, необходимое для полного заполнения колонны заливочных труб при работе одним агрегатом (ЦА-320 М) на определенной скорости (V) и при определенном диаметре втулок (115 мм) определяется по формуле:

$$T_3 = \frac{1000 \cdot V_{3T}}{60 \cdot q_n^V}, \quad (4.7)$$

где q_n^V – подача насоса на V скорости, л/с ($q_n^V = 16,1$ л/с).

Время вымыва излишка тампонажного раствора при обратной промывке при работе одним агрегатом (ЦА-320 М) на определенной скорости (IV) и при определенном диаметре втулок (115 мм) определяется по формуле:

$$T_B = \frac{1000 \cdot V_{зг}}{60 \cdot q_{н}^{IV}}, \quad (4.8)$$

где $q_{н}^{IV}$ – подача насоса на IV скорости, л/с ($q_{н}^{IV} = 10,7$ л/с).

Время на затворение и продавку тампонажного раствора в пласт:

$$T = T_d - (T_з + T_B + T_0), \quad (4.9)$$

где T_0 – время на подготовительные и заключительные работы при затворении цемента, мин.

Объём тампонажного раствора, который можно закачать в пласт за время T определяется по формуле:

$$V_{тр} = Q_c \cdot T, \quad (4.10)$$

где Q_c – приёмистость скважины, м³/мин.

Количество сухого цемента, необходимое для приготовления раствора определяется по формуле:

$$M_{ц} = \frac{1}{1 + m} \cdot \rho_{тр} \cdot V_{тр}, \quad (4.11)$$

Количество тампонажного материала, которое необходимо заготовить с учётом потерь при его затворении составляет:

$$M'_{ц} = K_{пз} \cdot M_{ц}, \quad (4.12)$$

где $K_{пз}$ – коэффициент, учитывающий потери при затворении тампонажного материала ($K_{пз} = 1,01$).

Количество жидкости, необходимой для затворения тампонажного материала определяется по формуле:

$$V_{ж} = \frac{K_{пж} \cdot M_{ц} \cdot m}{\rho_{ж}}, \quad (4.13)$$

где $K_{пж}$ – коэффициент, учитывающий потери жидкости при затворении тампонажного материала.

Задание. По данным, приводимым в конце методических указаний, определить основные расчётные параметры при цементировании скважины: глубину установки конца заливочных

труб и их объём; допустимое время цементирования скважины; время заполнения колонны заливочных труб; время вымыва излишка тампонажного раствора; время затворения и продавки тампонажного раствора в пласт; объём и плотность тампонажного раствора; количество потребного сухого тампонажного материала; количество жидкости для приготовления тампонажного раствора.

5. ЗАРЕЗКА И БУРЕНИЕ ВТОРОГО СТВОЛА

5.1. ВЫБОР КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ ДЛЯ ЗАРЕЗКИ И БУРЕНИЯ ВТОРОГО СТВОЛА

Максимальный диаметр спускаемой эксплуатационной колонны или хвостовика определяем в зависимости от диаметра колонны, в которой будут проводиться работы по вскрытию окна.

Проектирование следует начать с выбора долота для бурения по резке и бурению второго ствола.

Зазор между колонной и долотом, обеспечивающий свободное прохождение долота внутри колонны.

Диаметр долота, которым предстоит бурить второй ствол под эксплуатационную колонну или хвостовик, определяют по формуле:

$$D_d = D_n - 2\delta, \quad (5.1)$$

где D_n – наружный диаметр колонны, в которой будут проводиться работы, мм; δ – зазор между наружным диаметром колонны и долотом с учетом возможной максимальной толщины стенки обсадных труб (принимается равным 14-15 мм).

После выбора долота определяют диаметр колонны, спускаемой в пробуренный ствол:

$$d_k = D_d - 2\delta_1, \quad (5.2)$$

где δ_1 – зазор между стенкой скважины (диаметр которой условно принят равным диаметру долота) и наружным диаметром спускаемой колонны (табл.5.1).

Таблица 5.1

Зазоры между стенкой скважины и колонной

Диаметр долота, мм	97	118	140	190	214	243	269
Зазор δ_1 , мм	12	14,5	13	22	34	37,5	50,5

Проектирование конструкции скважины заканчивается сравнением наружного диаметра спускаемой эксплуатационной колонны и колонны, в которой проводились работы. При этом необходимо соблюдение следующего условия: $D_n - d_k \geq 2\delta_2$. Рекомендуемые зазоры δ_2 приведены в таблице 5.2.

Таблица 5.2

Рекомендуемые зазоры δ_2

Диаметр колонны, в которой проводятся работы, D_n , мм	114	146	168	219	273	299	325 и выше
Наружный диаметр спускаемой эксплуатационной колонны d_k , мм	73	89	114	146	168	168	168
Зазор δ_2 , мм	20,5	28,5	27	36,5	52,5	65,5	78,5

После выбора и уточнения конструкции скважины необходимо подобрать режущий инструмент для вскрытия окна в колонне (табл. 5.3, 5.4), размеры которого должны быть такими, чтобы спускаемые долота, колонна, аппаратура для геофизических исследований и т.п., свободно проходили через окно в процессе работы.

Максимальный диаметр райбера определяют по формуле:

$$D_p = D_d + (2 \div 3) \text{ мм.} \quad (5.3)$$

Таблица 5.3

Техническая характеристика фрезеров-райберов типа ФРС

Шифр фрезера-райбера	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Основные размеры, мм			Масса, кг
		Наибольший диаметр	Наименьший диаметр	длина	
ФРС 146-1	146	110	47	340	12,0
ФРС 146-2		120	62	425	20,5
ФРС 146-3		120	95	431	25,5
ФРС 168-1	168	130	50	380	26,0
ФРС 168-2		142	70	496	40,0
ФРС 168-3		142	110	500	46,0
ФРС 219-1	219	160	62	452	44,0
ФРС 219-2		174	76	640	73,5
ФРС 219-3		192	148	580	100,0
ФРС 273-1	273	192	74	545	70,0
ФРС 273-2		225	111	740	147,0
ФРС 273-3		245	190	672	180,0

Таблица 5.4

Техническая характеристика райберов-фрезеров РПМ

Шифр фрезера-райбера	Условный диаметр обсадной колонны, мм	Основные размеры, мм			Масса, кг
		Присоединительная резьба	Наибольший диаметр	длина	
РПМ-146	146	3-88	121	486	25,2
РПМ-168	168	3-88	143	543	38,5
РПМ-219	219	3-121	193	626	79,3
РПМ-273	273	3-121	246	726	152,3

Далее выбирают тип отклонителя. Перед спуском отклонителя колонна, в которой производятся работы по резке и бурению второго ствола, обследуется специальным шаблоном (направлением), диаметр и длину которого определяют по формулам:

$$D_{\text{ш}} = D_0 + (3 \div 4) \text{ мм}; \quad (5.4)$$

$$L_{\text{ш}} = L_0 + (2 \div 3) \text{ мм}, \quad (5.5)$$

где D_0 – наибольший диаметр спускаемого отклонителя, мм; L_0 – длина спускаемого отклонителя, м.

Основные размеры отклонителей приведены в таблице 5.5.

Таблица 5.5

Основные размеры отклонителей

Тип отклонителя	Наружный диаметр, мм	Длина отклонителя (без спускового клина), мм	Длина желоба или конической части, мм	Угол скоса клина
ОЗС-146	108	4500	2500	2°30'
ОЗС-1-168	136	4900	2600	2°30'
ОТ-219	168	4600	2800	3°00'
ОТ-273	225	4800	3000	3°30'

Задание. По данным, приводимым в конце методических указаний, выбрать конструкцию скважины, восстанавливаемой методом резки и бурения второго ствола.

6. ОСВОЕНИЕ СКВАЖИНЫ

Все существующие способы освоения скважин основаны на принципе снижения забойного давления. При этом создаются условия для притока жидкости из пласта к забою скважины.

Забойное давление определяется по формуле:

$$P_3 = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H + P_y, \quad (6.1)$$

где H – высота столба жидкости в скважине, м; $\rho_{\text{ж}}$ – плотность скважинной жидкости (жидкость глушения), кг/м³; P_y – давление на устье скважины, Па.

Видно, что от этих трех параметров зависит забойное давление. Поэтому в скважинах с высоким и средним пластовым давлением желаемого результата можно достигнуть путем понижения устьевого давления до нуля, и затем путем постепенного снижения плотности жидкости в скважине за счет перехода с глинистого раствора вначале на воду, а потом на нефть и аэрированную жидкость. В случае очень низкого пластового давления применяется метод поршневания скважины.

6.1 ВОЗМОЖНЫЕ СПОСОБЫ СНИЖЕНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИНЫ

6.1.1 СНИЖЕНИЕ УСТЬЕВОГО ДАВЛЕНИЯ ДО НУЛЯ

В этом случае в формуле (6.1) второе слагаемое $P_y = 0$. Следовательно, забойное давление в скважине будет определяться по формуле:

$$P_3 = \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H \quad (6.2)$$

В случае, если $P_3 > P_{\text{пл}}$, то притока жидкости из пласта в скважину нет. Поэтому применяется следующий способ.

6.1.2 СНИЖЕНИЕ ПЛОТНОСТИ ЖИДКОСТИ В СКВАЖИНЕ

Этого можно достичь, например, за счет применения «мертвой» (дегазированной) или аэрированной нефти. В первом случае забойное давление будет определяться по формуле:

$$P_3 = \rho_{\text{нд}} \cdot g \cdot H + P_y, \quad (6.3)$$

где $\rho_{\text{нд}}$ – плотность дегазированной нефти, кг/м³.

Во втором случае:

$$P_3 = \rho_{\text{на}} \cdot g \cdot H + P_y, \text{ Па}, \quad (6.4)$$

где $\rho_{\text{на}}$ – плотность аэрированной нефти, кг/м³.

6.1.3 КОМПРЕССОРНЫЙ СПОСОБ

Максимальное забойное давление при этом способе будет равно сумме рабочего давления воздуха (газа) у башмака подъемных труб и давления столба жидкости от башмака до забоя:

$$P_3 = \rho_{\text{в}} \cdot g \cdot L + \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot (H - L), \quad (6.5)$$

где $\rho_{\text{в}}$ – плотность воды, заполняющей подъемные трубы, кг/м³; L – глубина спуска подъемных труб, м.

6.2 РАСЧЕТ ВРЕМЕНИ ПРИТОКА ЖИДКОСТИ ИЗ ПЛАСТА В СКВАЖИНУ ПРИ СВАБИРОВАНИИ

Количество жидкости, подлежащее извлечению при помощи сваба, можно определить по формуле:

$$Q_1 = 0,785 \cdot D_{\text{вн}}^2 \cdot h_{\text{ст}}, \quad (6.6)$$

где $h_{\text{ст}}$ – статический уровень жидкости, м; $D_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр эксплуатационной колонны, м.

Количество жидкости, извлекаемое за каждый рейс сваба, определяется по формуле:

$$Q_2 = \frac{\pi \cdot (d_{\text{вн}}^2 - d_{\text{к}}^2) \cdot h}{4}, \quad (6.7)$$

где $d_{\text{вн}}$ – внутренний диаметр НКТ, м; $d_{\text{к}}$ – диаметр каната, м; h – среднее погружение сваба под уровень скважинной жидкости, м.

Средняя глубина спуска сваба:

$$h_{\text{ср}} = h_{\text{ст}} \cdot 0,5 \cdot h. \quad (6.8)$$

Необходимое время на спуск сваба:

$$t_{\text{с}} = \frac{h_{\text{ср}}}{v_{\text{с}}}, \quad (6.9)$$

где $v_{\text{с}}$ – скорость спуска сваба, м/с.

Необходимое время на подъем сваба:

$$t_{\text{п}} = \frac{h_{\text{ср}}}{v_{\text{п}}}, \quad (6.10)$$

где $v_{\text{п}}$ – скорость подъема сваба, м/с.

Время на один рейс с учетом времени на процессы замедления скоростей в начале пуска поршня вниз и при подходе поршня к устью скважины:

$$t = t_c + t_{\text{п}} + t_3, \quad (6.11)$$

где t_3 – время замедления скоростей в начале пуска поршня вниз и при подходе поршня к устью скважины, м/с.

Общее время на откачку всего столба жидкости до статического уровня:

$$T = t \cdot \frac{Q_1}{Q_2}, \quad (6.12)$$

Только после этого начнется движение жидкости из пласта в скважину. Для стабильности дебита необходимо создать определенную депрессию путем дальнейшего понижения уровня ниже статического.

6.3 ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ КОМПРЕССОРНЫМ МЕТОДОМ

По существу компрессорный метод освоения скважины не отличается от метода замены жидкости, только вместо жидкости закачки используется газ, а вместо насосного агрегата – компрессор.

Основная расчетная величина – предельная глубина спуска башмака НКТ (пусковые муфты с отверстиями или пускового клапана), зависящая в основном от давления, создаваемого компрессором.

6.3.1 ПРЯМАЯ ЗАКАЧКА (ГАЗ ЗАКАЧИВАЕТСЯ В КОЛОННУ НКТ)

Предельная глубина оттеснения статического уровня жидкости в трубах:

$$H_{\text{п}} = \frac{P_{\text{к}} + P_{\text{у}}}{g \cdot (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{гст}} \cdot B_{\text{г}}) + A_{\text{кзж}} + A_{\text{тг}}}, \quad (6.13)$$

где $P_{\text{к}}$ – давление, создаваемое компрессором, Па; $\rho_{\text{гст}}$ – плотность газа при стандартных условиях, кг/м³; $B_{\text{г}}$ – поправочный коэффициент для газа, вычисляемый по формуле:

$$B_{\Gamma} = \frac{P_{\text{к}} \cdot T_{\text{ст}}}{P_0 \cdot T \cdot z}, \quad (6.14)$$

где $T_{\text{ст}}$ – температура газа при стандартных условиях ($T_{\text{ст}} = 293,15$ К); P_0 – давление газа при стандартных условиях ($P_0 = 0,1013$ МПа); T – средняя температура газа в скважине, К; z – коэффициент сверхсжимаемости газа; $A_{\text{кзж}}$ – градиент потерь давления на трение при движении жидкости в кольцевом зазоре, Па/м:

$$A_{\text{кзж}} = \frac{\lambda_{\text{ж}} \cdot v_{\text{кзж}}^2 \cdot \rho_{\text{ж}}}{2 \cdot (D_{\text{вн}} - d_{\text{нар}})}, \quad (6.15)$$

где $d_{\text{нар}}$ – наружный диаметр НКТ, м; $v_{\text{кзж}}$ – скорость движения жидкости в кольцевом зазоре, м/с; $\lambda_{\text{ж}}$ – коэффициент гидравлических сопротивлений при движении ньютоновской жидкости в кольцевом зазоре, вычисляемый в зависимости от числа Рейнольдса $Re_{\text{кзж}}$, определяется по формулам:

$$\lambda_{\text{ж}} = \frac{64}{Re_{\text{кзж}}} \text{ при } Re_{\text{кзж}} \leq 2320; \quad (6.16)$$

$$\lambda_{\text{ж}} = \frac{0,3164}{\sqrt[4]{Re_{\text{кзж}}}} \text{ при } Re_{\text{кзж}} > 2320; \quad (6.17)$$

$$\lambda_{\text{ж}} = \frac{1}{(1,82 \cdot \lg Re_{\text{кзж}} - 1,64)^2} \text{ при } Re_{\text{кзж}} > 100000, \quad (6.18)$$

где число Рейнольдса при движении ньютоновской жидкости в кольцевом зазоре:

$$Re_{\text{кзж}} = \frac{v_{\text{кзж}} \cdot (D_{\text{вн}} - d_{\text{нар}}) \cdot \rho_{\text{ж}}}{\mu_{\text{ж}}}, \quad (6.19)$$

где $\mu_{\text{ж}}$ – вязкость жидкости, Па·с.

Скорость движения жидкости в кольцевом зазоре:

$$v_{\text{кзж}} = v_{\text{тг}} \cdot \frac{d_{\text{вн}}^2}{D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2} = \frac{4 \cdot q_{\text{кст}}}{60 \cdot \pi \cdot B_{\Gamma} \cdot (D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2)}. \quad (6.20)$$

Градиент потерь давления на трение при движении газа в

трубах $A_{\text{тг}}$, Па/м:

$$A_{\text{тг}} = \frac{\lambda \cdot v_{\text{тг}}^2 \cdot \rho_{\text{г}}}{2 \cdot d_{\text{вн}}}, \quad (6.21)$$

где λ – безразмерный коэффициент аэродинамического сопротивления; $\rho_{\text{г}}$ – плотность газа в скважине (при $P_{\text{к}}$ и T), кг/м³:

$$\rho_{\text{г}} = \rho_{\text{гст}} \cdot B_{\text{г}}, \quad (6.22)$$

$v_{\text{тг}}$ – скорость движения газа в трубах, м/с:

$$v_{\text{тг}} = \frac{4 \cdot q_{\text{кст}}}{60 \cdot \pi \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot B_{\text{г}}}, \quad (6.23)$$

где $q_{\text{кст}}$ – подача компрессора, приведенная к стандартным условиям, м³/мин.

Безразмерный коэффициент аэродинамического сопротивления рассчитывается по следующей формуле:

$$\lambda = \frac{0,009407}{\sqrt[3]{d_{\text{вн}}}}. \quad (6.24)$$

Объём закачиваемого в скважину газа (при $P_{\text{к}}$ и T), м³:

$$V_{\text{г}} = \frac{\pi \cdot d_{\text{вн}}^2 \cdot H_{(\text{п})}}{4}. \quad (6.25)$$

Время работы компрессора (время закачки), мин:

$$T = \frac{V_{\text{г}} \cdot B_{\text{г}}}{q_{\text{кст}}}. \quad (6.26)$$

6.3.2 ОБРАТНАЯ ЗАКАЧКА (ГАЗ ЗАКАЧИВАЕТСЯ В КОЛЬЦЕВОЕ ПРОСТРАНСТВО)

Предельная глубина оттеснения уровня в кольцевом пространстве:

$$H_{\text{п}} = \frac{P_{\text{к}} - P_{\text{у}}}{g \cdot (\rho_{\text{ж}} - \rho_{\text{гст}} \cdot B_{\text{г}}) + A_{\text{тж}} + A_{\text{кзг}}}, \quad (6.27)$$

где $A_{\text{тж}}$ и $A_{\text{кзг}}$ – соответственно градиенты потерь давления на трение при движении жидкости в трубе и газа в кольцевом

пространстве, рассчитываемые по формулам, Па:

$$A_{\text{тж}} = \frac{\lambda_{\text{ж}} \cdot v_{\text{тж}}^2 \cdot \rho_{\text{ж}}}{2 \cdot d_{\text{вн}}}; \quad (6.28)$$

$$A_{\text{кзг}} = \frac{\lambda \cdot v_{\text{кзг}}^2 \cdot \rho_{\text{г}}}{2 \cdot (D_{\text{вн}} - d_{\text{нар}})}, \quad (6.29)$$

где $\lambda_{\text{ж}}$ и λ – соответственно коэффициент гидравлических сопротивлений при движении ньютоновской жидкости в трубах и газа в кольцевом пространстве, рассчитываемые по формулам (6.16)-(6.18).

Число Рейнольдса при движении ньютоновской жидкости в трубе:

$$Re_{\text{тж}} = \frac{v_{\text{тж}} \cdot d_{\text{вн}} \cdot \rho_{\text{ж}}}{\mu_{\text{ж}}}. \quad (6.30)$$

Скорость движения жидкости в трубах:

$$v_{\text{тж}} = v_{\text{кзг}} \cdot \frac{D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2}{d_{\text{вн}}^2} = \frac{4 \cdot q_{\text{кст}}}{60 \cdot \pi \cdot B_{\text{г}} \cdot d_{\text{вн}}^2}. \quad (6.31)$$

Скорость движения газа в кольцевом пространстве:

$$v_{\text{кзг}} = \frac{4 \cdot q_{\text{кст}}}{60 \cdot \pi \cdot B_{\text{г}} \cdot (D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2)}. \quad (6.32)$$

Объём закачиваемого в скважину газа (при $P_{\text{к}}$ и T), м^3 :

$$V_{\text{г}} = \frac{\pi \cdot (D_{\text{вн}}^2 - d_{\text{нар}}^2) \cdot H_{(\text{п})}}{4}. \quad (6.33)$$

Время закачки рассчитывают по формуле (6.25).

Градиенты потерь давления на трение газа $A_{\text{тг}}$ и $A_{\text{кзг}}$ достаточно малы, в практических расчетах можно принимать $A_{\text{тг}} = A_{\text{кзг}} = 0,2$ Па/м.

При освоении скважины компрессором, когда уровень жидкости оттесняется до пусковых отверстий, газ прорывается через них в НКТ, газифицирует находящуюся там жидкость, забойное давление снижается ниже пластового давления, и начинается приток

жидкости из пласта.

Задание: По данным, приводимым в конце методических указаний, определить:

- забойное давление при освоении скважины разными способами (снижением устьевого давления до нуля, снижением плотности жидкости в скважине, компрессорным способом);
- ориентировочное время вызова притока жидкости из пласта в скважину без учета поступления флюида на забой в процессе свабирования;
- глубину установки муфты с пусковыми отверстиями для освоения заглушенной фонтанной скважины компрессорным методом при прямой и обратной закачке газа (определить предельную глубину оттеснения уровня жидкости в трубах (в кольцевом зазоре), объём закачиваемого в скважину газа и время закачки газа в скважину).

ВАРИАНТЫ ЗАДАНИЙ

Таблица 1

Расчет карты глушения скважин

Параметр	Первая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Длина линии глушения, м	250	200	150	100	250	200	150	100	250	200
Внутренний диаметр линии глушения, мм	76	76	76	76	76	76	76	76	76	76
Плотность бурового раствора, кг/м ³	1200	1230	1260	1290	1320	1350	1380	1420	1200	1230
Глубина спуска предельющей колонны, м	1700	1750	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2100	2150
Внутренний диаметр предельющей колонны, мм	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
Открытый ствол: глубина скважины, м	2005	2040	2080	2100	2150	2220	2240	2340	2380	2400
Открытый ствол: диаметр скважины, мм	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216
Плотность бурового раствора при испытании, кг/м ³	1250	1200	1150	1100	1050	1250	1200	1150	1050	1200
Давление на устье при испытании пласта, МПа	13,51	14,02	12,93	15,41	17,89	13,51	14,02	12,93	15,41	17,89
Насос 1 и Насос 2, литр/ход	19	20	21	22	21	20	19	20	21	22
Производительность насосов, ход/мин	29	30	31	29	30	31	29	30	31	30
Динамические потери давления, кПа	2900	2930	2960	2990	3020	3050	3080	3110	2960	3000

Окончание таблицы 1

Параметр	Вторая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Длина СБТ, м	2230	2260	2300	2200	2150	2340	2230	2200	2300	2150
Длина УБТ, м	160	155	165	162	164	166	158	168	160	158
Бурильные трубы: длина первой трубы, м	12	12	12	12	12	12	12	12	12	12
Бурильные трубы: наружный диаметр, мм	127	127	127	127	127	127	127	127	127	127
Бурильные трубы: толщина стенки, мм	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2	9,2
Внутренний диаметр предыдущей колонны, мм	225	225	225	225	225	225	225	225	225	225
УБТ: длина первой трубы, м	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15	9,15
УБТ: количество, шт	15	15	16	16	17	17	18	18	19	19
УБТ: наружный диаметр, мм	178	178	178	178	178	178	178	178	178	178
УБТ: толщина стенки, мм	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3	60,3
Давление в бурильных трубах при проявлении, МПа	4,61	4,78	4,96	5,06	5,12	4,61	4,78	4,96	5,06	5,12
Давление в затрубном пространстве при проявлении, МПа	5,77	5,96	6,30	6,32	6,55	5,77	5,96	6,30	6,32	6,55
Объем притока, м ³	0,75	1,50	0,80	1,30	1,23	1,30	1,20	1,80	0,30	1,00

Таблица 2

Выбор вышки, оборудования и оснастки талевой системы для производства работ в скважине

Параметр	Первая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Диаметр БТ, мм	73	89	60	73	89	60	73	89	60	73
Длина УБТ, м	125	25	50	100	50	125	150	75	100	50
Диаметр УБТ, мм	95	108	95	95	108	95	95	108	95	95
Диаметр колонны, в которой будут производиться работы, мм	146	168	140	146	168	140	146	168	140	146
Длина спускаемого хвостовика, м	200	240	180	160	175	210	130	215	245	190
Диаметр хвостовика, мм	114	114	114	114	114	114	114	114	114	114
Параметр	Вторая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Толщина стенки БТ, мм	7	9	7	9	7	9	7	9	7	9
Средняя длина БТ, м										
Плотность бурового раствора	1150	1220	1070	1140	1280	1160	1200	1090	1230	1170
Проектная глубина скважины, м	2100	3750	1800	2400	3100	1950	2350	4200	1700	2500
Интервал глубины вскрытия окна, м	1985-	3547-	1676-	2237-	2984-	1756-	2151-	4066-	1543-	2282-
	1988	3550	1679	2240	2987	1759	2154	4069	1546	2285

Таблица 3

Расчет основных технологических показателей ГРП для скважины

Параметр	Первая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Пластовое давление, МПа	10	13	15	18	20	22	25	28	30	32
Давление расслоения пород, МПа	1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9
Глубина скважины, м	1000	1300	1500	1800	2000	2200	2500	2800	3000	3200
Глубина интервала фильтра скважины, м	937-	1251-	1462-	1745-	1956-	2147-	2458-	2739-	2944-	3138-
	985	1289	1491	1787	1995	2190	2493	2788	2995	3192
Средняя плотность вышележащих пород, кг/м ³	2400	2410	2420	2430	2440	2450	2460	2470	2480	2500
Коэффициент разрыва, МПа/м	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9	2,0	1,5	1,6	1,7	1,8
Наружный диаметр эксл. колонны, мм	127,0	139,7	146,0	168,3	177,8	193,7	219,1	127,0	146,0	168,3
Параметр	Вторая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Толщина стенки ЭК, мм	9	7	8	9	7	8	9	7	8	9
Наружный диаметр НКТ, мм	60	73	89	60	73	89	60	73	89	73
Плотность жидкости разрыва, кг/м ³	850	860	870	880	890	900	910	920	930	940
Потери напора на трение в обсадной колонне, м	60	58	56	54	52	50	48	60	56	54
Плотность воды, кг/м ³	1000	1002	1005	1007	1010	1012	1015	1017	1020	1022
Концентрация песка в 1 м ³ жидкости, кг/м ³	200	220	230	240	250	260	270	280	290	300
Коэффициент технического состояния агрегата	0,5	0,6	0,7	0,8	0,5	0,6	0,7	0,8	0,5	0,6

Таблица 4

Обработка призабойной зоны скважины соляной кислотой

Параметр	Первая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Внешний диаметр НКТ, мм	48,3	60,3	73,0	88,9	101,6	114,3	60,3	73,0	88,9	101,6
Глубина интервала перфорации, м	994	1295	1490	1796	1995	2194	2496	2795	2990	3193
Эффективная толщина пласта, м	16	15	20	23	18	25	17	28	24	19
Расход кислотного раствора, м ³ /м	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,5
Объемная доля кислотного раствора, %	10	11	12	13	14	10	11	12	13	14
Плотность товар. кислоты при 25°С, кг/м ³	1130	1131	1132	1133	1134	1135	1136	1137	1138	1139
Наружный диаметр эксплуатационной колонны, м	127,0	139,7	146,0	168,3	177,8	193,7	219,1	127,0	146,0	168,3
Параметр	Вторая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Норма добавки 100%-ой уксусной к-ты, %	2	2,5	3	3,5	4	2	2,5	3	3,5	4
Объемная доля ингибитора в кисл-ом растворе, %	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6
Объемная доля интен-ра в кисл-ом растворе, %	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
Темп закачки (подача насоса), л/с	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Объем выкидной линии при кислотной обработке, м ³	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,2	1,3	1,4
Кэфф-т продуктивности скважины, м ³ /сут·МПа	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85
Толщина стенки эксплуатационной колонны, мм	7	8	9	7	8	9	7	8	9	7

Таблица 5

Цементирование скважин под давлением

Параметр	Первая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Глубина скважины, м	1000	1300	1500	1800	2000	2200	2500	2800	3000	3200
Глубина верхнего интервала перфорации, м	990	1290	1490	1790	1990	2190	2485	2780	2985	3180
Интервал перфорации, м	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
Плотность скважинной жидкости, кг/м ³	1200	1205	1210	1215	1220	1225	1230	1235	1240	1245
Вес одного погонного метра НКТ с муфтами, Н	50,4	70,7	94,6	137,5	158,8	194,2	70,7	94,6	137,5	158,8
Внешний диаметр НКТ, мм	48,3	60,3	73,0	88,9	101,6	114,3	60,3	73,0	88,9	101,6
Толщина стенки НКТ, мм	4,0	5,0	5,5	6,5	6,5	7,0	5,0	7,0	8,0	6,5
Группа прочности стали НКТ	К	Е	Л	М	Д	К	Е	Л	М	Д
Коэффициент запаса прочности, д. ед.	1,4	1,5	1,3	1,4	1,5	1,3	1,4	1,5	1,3	1,5

Параметр	Вторая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Жидкостно-цементное отношение	0,4	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5	0,4	0,5
Плотность тампонажного цемента, т/м ³	3	3,02	3,05	3,08	3,1	3,12	3,15	3,18	3,2	3,3
Плотность жидкости затворения, кг/м ³	1000	1002	1005	1007	1010	1012	1015	1017	1020	1022
Коэффициент сжимаемости продавочной жидкости	1,01	1,02	1,03	1,04	1,05	1,06	1,07	1,08	1,09	1,10
Среднегодовая температура воздуха, °С	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Время начала схватывания цемента с момента затворения, мин	95	98	100	103	105	107	110	103	105	110
Время на подготовительные и заключительные работы при затворении цемента, мин	5	6	7	8	9	10	5	6	7	8
Примистость скважины, м ³ /мин	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1	1,1	1,2
Коэффициент потерь жидкости при затворении раствора	1,05	1,06	1,07	1,08	1,09	1,10	1,05	1,06	1,07	1,08

Таблица 6

Выбор конструкции скважины для нарезки и бурения второго ствола

Номер варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Диаметр эксплуатационной колонны	219	273	299	168,3	177,8	219	273	299	168,3	177,8
Глубина нарезки и бурения второго ствола	1860	1870	1880	1890	1900	1910	1920	1930	1940	1950
Номер варианта	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Диаметр эксплуатационной колонны	219	273	299	168,3	177,8	219	273	299	168,3	177,8
Глубина нарезки и бурения второго ствола	1960	1970	1980	1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050

Освоение скважины

Параметр	Первая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Глубина скважины, м	1000	1300	1500	1800	2000	2200	2500	2800	3000	3200
Пластовое давление, МПа	10	13	15	18	20	22	25	28	30	32
Вязкость скважинной жидкости, МПа·с	1	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8	1,9
Плотность скважинной жидкости, кг/м ³	1020	1050	1070	1090	1100	1120	1150	1170	1200	1220
Наружный диаметр эксплуатационной колонны, мм	127,0	139,7	146,0	168,3	178,8	193,7	219,3	127,0	146,0	168,3
Толщина стенки эксплуатационной колонны, мм	6	7	8	9	6	7	8	9	10	11
Внешний диаметр НКТ, мм	42,2	48,3	60,3	73,0	88,9	101,6	114,3	60,3	73,0	88,9
Толщина стенки НКТ, мм	3,5	4,0	5,0	5,5	6,5	6,5	7,0	5,0	7,0	8,0
Глубина спуска подъемных труб, м	800	1150	1200	1620	1750	1900	2100	2200	2300	2400
Рабочее давление компрессора, МПа	8	10	20	25	8	10	20	25	8	10
Поддача компр., м ³ /мин	8	16	7	16	8	16	7	16	8	16
Средняя температура в скважине, К	300	305	310	315	320	325	330	335	340	345

Параметр	Вторая цифра варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Давление на устье скважины, МПа	0	0,2	0,5	0,7	1	1,2	1,5	1,7	2	2,2
Плотность дегазированной нефти, кг/м ³	800	810	820	830	840	850	860	870	880	890
Плотность азрированной нефти, кг/м ³	450	460	470	480	490	500	510	520	530	540
Плотность воды, заполняющей подьемные трубы, кг/м ³	1000	1002	1005	1007	1010	1012	1015	1017	1020	1022
Статический уровень жидкости, м	300	320	350	370	400	420	450	470	500	550
Диаметр каната, м	0,0105	0,0125	0,0140	0,0185	0,0105	0,0125	0,0140	0,0185	0,0105	0,0125
Среднее погружение сваба под уровень скважин. жидкости, м	100	120	150	170	200	100	120	150	170	200
Скорость спуска/подъема сваба, м/с	1/3	2/5	3/7	1/3	2/5	3/7	1/3	2/5	3/7	1/3
Время замедления скоростей сваба, с	20	25	30	35	40	20	25	30	35	40
Вязкость газа, МПа·с	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
Плотность газа в станд. условиях, кг/м ³	0,8	0,9	1	1,1	1,2	0,8	0,9	1	1,1	1,2
Кэф-т сверхсж. газа z	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,9	0,91	0,92	0,93	0,94

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица 8

Размер и масса обсадных труб (ГОСТ 632-80)

Условный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки труб, мм		Внутренний диаметр, мм	Масса 1 м трубы, кг	
		с короткой и нормальной длиной резьбы	с удлиненной резьбой		с короткой и нормальной длиной резьбы	с удлиненной резьбой
114	114,3	6		102,3	16,4	19,1
		7	7	100,3	18,9	21,6
		8	8	98,3	21,4	24,0
127	127,0	6		115,0	18,5	21,4
		7	7	113,0	21,3	24,2
		8	8	111,9	24,1	26,9
140	139,7	9	9	109,0	26,8	
		6		127,7	20,5	23,7
		7	7	125,7	23,6	26,8
		8	8	123,7	26,7	29,8
		9	9	121,7	29,8	32,8
		10	10	119,7	32,8	
		11	11	117,7	35,6	35,7

Условный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки труб, мм		Внутренний диаметр, мм	Масса 1 м трубы, кг	
		с короткой и нормальной длиной резьбы	с удлиненной резьбой		с короткой и нормальной длиной резьбы	с удлиненной резьбой
146	146,0	6,5		133,0	23,2	
		7	7	132,0	24,8	25,0
		8	8	130,0	28,0	28,2
		9	9	128,0	31,2	31,4
		10	10	126,0	34,3	34,5
168	168,3	11	11	124,0	37,4	37,6
		6,5		155,3	26,8	
		7		154,3	28,7	
		8	8	152,3	32,5	32,7
		9	9	150,3	36,2	36,4
		10	10	148,3	39,9	40,1
		11	11	146,3	43,5	43,7
12	12	144,3	47,1	47,3		
		14	14	140,3		54,3

Продолжение таблицы 8

Условный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки труб, мм		Внутренний диаметр, мм	Масса 1 м трубы, кг	
		с короткой и нормальной длиной резьбы	с удлиненной резьбой		с короткой и нормальной длиной резьбы	с удлиненной резьбой
178	177,8	7		163,8	30,5	
		8	8	161,8	34,5	34,6
		9	9	159,8	38,4	38,5
		10	10	157,8	42,4	42,5
		11	11	155,8	46,2	46,3
		12	12	153,8	50,0	50,1
194	193,7	7		179,7	33,4	
		8	8	177,7	37,8	38,1
		9	9	175,7	42,2	42,5
		10	10	173,7	46,5	46,8
		12	12	169,7	55,0	55,2
				14	14	165,7

Условный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки труб, мм		Внутренний диаметр, мм	Масса 1 м труб, кг	
		с короткой и нормальной длиной резьбы	с удлиненной резьбой		с короткой и нормальной длиной резьбы	с удлиненной резьбой
219	219,1	7		205,1	38,2	
		8		203,1	43,2	
		9	9	201,1	48,2	48,7
		10	10	199,1	53,1	53,6
		11	11	197,1	58,5	58,5
245	244,5	12	12	195,1	62,8	63,3
		7		230,5	42,7	
		8		228,5	48,2	
		9	9	226,5	53,9	54,7
		10	10	224,5	59,5	60,3
		11	11	222,5		65,8
		12	12	220,5	70,5	71,3
		14	14	216,5		82,0

Условный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки труб, мм		Внутренний диаметр, мм	Масса 1 м труб, кг	
		с короткой и нормальной длиной резьбы	с удлиненной резьбой		с короткой и нормальной длиной резьбы	с удлиненной резьбой
273	273,1	7		259,1	48,0	
		8		257,1	54,4	
		9		255,1	60,7	
		10		253,1	66,9	
299	298,5	12		249,1	79,3	
		8		282,5	59,5	
		9		280,5	66,4	
		10		278,5	73,3	
		11		276,5	80,2	
		12		274,5	86,9	

Таблица 9

Механические свойства обсадных труб

Показатели	Группа прочности стали						
	С	Д	К	Е	Л	М	Р
Временное сопротивление разрыву, МПа	550	650	700	750	800	900	1000
Предел текучести, МПа	320	380	500	550	650	750	900
Относительное удлинение, %:							
	при δ_5	18	16	12	12	12	12
при δ_{10}	14	12	10	10	10	10	10

Таблица 10

Размеры буровых труб с высаженными внутрь концами и муфт к ним

Условный диаметр трубы, мм	Труба			Муфта	Масса, кг			
	наружный диаметр, мм	толщина стенки, мм	внутренний диаметр, мм		наружный диаметр, мм	длина, мм	1 м гладкой трубы	двух высаженных концов (для одной трубы)
60	60,3	7	46,3	80	140	9,15	1,2	2,7
		9	42,3			11,3	1,4	
73	73,0	7	59,0	95	166	11,4	1,6	4,2
		9	55,0			14,2	2,4	
		11	51,0			16,8	2,2	

Условный диаметр трубы, мм	Труба		Муфта		Масса, кг			
	наружный диаметр, мм	толщина стенки, мм	внутренний диаметр, мм	наружный диаметр, мм	длина, мм	1 м гладкой трубы	двух высаженных концов (для одной трубы)	муфты
89	7	7	75,0	108	166	14,2	2,4	4,4
	9	9	71,0			17,8	3,4	
	11	11	67,0			21,2	3,2	
102	7	7	87,6	127	184	16,4	3,0	7,0
	8	8	85,6					
	9	9	83,6			18,5	3,4	
	10	10	81,6			20,4	3,8	
114	7	7	100,3	140	204	22,4	4,0	9,0
	8	8	98,3					
	9	9	96,3			18,5	4,6	
	10	10	94,3			20,9	5,8	
	11	11	92,3			23,3	6,0	
						25,7	6,6	
						28,0	6,4	

Таблица 11

Группы прочности стали для бурильных труб и муфт к ним

Показатели	Группа прочности стали						
	Д	К	Е	Л	М	Р	Т
Временное сопротивление, МПа, не менее	650	700	750	800	900	1000	1100
Предел текучести, МПа, не менее	380	500	550	650	750	900	1000
Относительное удлинение, %:	16	12	12	12	12	12	12
	12	10	10	10	10	10	10
Относительное сужение после разрыва, %, не менее	40	40	40	40	40	40	40
Ударная вязкость, 10 ³ Па, не менее	4	4	4	4	4	4	3

Таблица 12

Размеры и масса утяжеленных бурильных труб

Показатели	Условный диаметр УБТ, мм		
	73	89	114
Диаметр, мм: наружный проходного канала	95	108	146
	32	38	75
Площадь поперечного сечения, см ² : тела трубы проходного канала	63 8,05	80 11,35	123 44,2
	49	63	97
Масса 1 м трубы, кг			140
			178
			80
			198
			50,3
			156

Таблица 13

Характеристика насосно-компрессорных труб

Условный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Высаженная часть, мм		Муфта, мм		Масса, кг		
				наружный диаметр	длина до переходной части	наружный диаметр	длина	1 м гладкой трубы	муфты	1 м трубы с муфтой (при длине трубы 8 м)
Трубы гладкие										
48	48,3	4,0	40,3			56,0	96	4,39	0,5	4,45
60	60,3	5,0	50,3			73,0	110	6,84	1,3	7,00
73	73,0	5,5 7,0	62,0 59,0			89,0	132	9,16 11,39	2,4	9,46 11,69
89	88,9	6,5	76,0			107,0	146	13,22	3,6	13,67
102	101,6	6,5	88,6			121,0	150	15,22	4,5	15,76
114	114,3	7,0	100,3			132,5	156	18,47	5,1	19,09
Трубы с высаженными наружу концами										
33	33,4	3,5	26,4	37,30	45	48,3	89	2,58	0,5	2,67
42	42,2	3,5	35,2	46,00	51	56,0	95	3,34	0,7	3,48
48	48,3	4,0	40,3	53,20	57	63,5	100	4,39	0,8	4,59
60	60,3	5,0	50,3	65,90	89	78,0	126	6,84	1,5	7,20

Условный диаметр, мм	Наружный диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Высаженная часть, мм		Муфта, мм		Масса, кг		
				наружный диаметр	длина до переходной части	наружный диаметр	длина	1 м гладкой трубы	1 м муфты	1 м трубы с муфтой (при длине трубы 8 м)
73	73,0	5,5	62,0	78,60	95	93,0	134	9,16	2,8	9,73
		7,0	59,0					11,39		11,96
89	88,9	6,5	76,0	95,25	102	114,3	146	13,22	4,2	14,07
		8,0	73,0					15,98		16,83
102	101,6	6,5	88,6	107,95	102	127,0	154	15,22	5,0	16,14
114	114,3	7,0	100,3	120,65	108	141,3	160	18,47	6,3	19,66

Таблица 14

Прочностная характеристика насосно-компрессорных труб

Показатели	Группа прочности стали	Предел текучести, МПа	Условный диаметр труб					
			48	60	73	89	102	114
Страгивающая нагрузка резьбового соединения неравнопрочных труб, кН	Д	380	119	208	294	446	459	567
	К	500	156	274	387	585	602	746
	Е	550	171,5	301,5	426	645	664	822
	Л	650	203	356	503	760	782	969
	М	750	234	411	580	877	903	1118

Окончание таблицы 14

Показатели	Группа прочности стали	Предел текучести, МПа	Условный диаметр труб					
			48	60	73	89	102	114
Растягивающая нагрузка, при которой напряжение в теле трубы достигает предела текучести, кН	Д	380	211	330	443	639	737	896
	К	500	278	435	583	840	970	1180
	Е	550	306	447	641	925	1068	1297
	Л	650	361	565	758	1092	1261	1534
	М	750	412	652	874	1260	1455	1770
Внутреннее давление, при котором напряжение в теле трубы достигает предела текучести, МПа	Д	380	63,1	63,1	59,2	55,5	48,5	46,5
	К	500	83,0	83,0	75,3	73,0	63,8	61,2
	Е	550	91,3	91,3	82,9	80,3	70,3	67,3
	Л	650	107,9	107,9	97,9	94,9	82,9	79,5
	М	750	124,5	124,5	113,0	109,5	95,7	91,8
Сминающее давление, МПа	Д	380	40,8	43,2	39,5	39,5	31,3	29,7
	К	500	49,7	53,0	47,8	47,3	37,3	35,3
	Е	550	56,7	60,4	54,7	54,1	42,0	39,8
	Л	650	64,6	68,9	62,1	62,5	48,5	45,9
	М	750	74,5	79,5	71,7	71,0	56,0	53,0
Площадь поперечного сечения трубы, см ²	-	-	5,56	8,68	11,66	16,70	19,41	23,6
Площадь поперечного сечения канала, см ²	-	-	12,75	19,87	30,19	45,36	61,62	79,0

Таблица 15

Технические характеристики кронблоков

Кронблок	Грузоподъемность, т	Число канатных шкивов	Диаметр, мм		Габаритные размеры, мм			Масса, кг
			Шкива по дну желоба	Талового каната	длина	ширина	высота	
Исполнение I								
КБ3-12,5	12,5	3	360	14,5	500	410	460	120
КБ3-20	20	3	450	18,5	600	420	560	140
КБ3-32	32	3	560	22,5	720	485	690	200
КБ4-50	50	4	630	25	850	645	760	480
КБ4-80	80	4	710	28	1020	850	900	850
КБ4-125	125	4	710	28	1020	960	940	1200
Исполнение II								
КБ4-50Р	50	4	630	25	675	850	1055	725
КБ4-80Р	80	4	710	28	2225	2225	2225	1150
КБ6-125Р	125	6	710	28	970	1045	1070	1600
КВН3-15	15	3	380	19,5	475	360	465	118
КВН4-25	25	4	480	19,5	575	435	565	180
КВН5-50	50	5	580	22,5	2250	780	875	800

Таблица 16

Технические характеристики талевых блоков

Талевый блок	Грузоподъемность, т	Число канатных шкивов	Диаметр, мм		Габаритные размеры, мм			Масса, кг
			Шкива по дну желоба	Талевого каната	длина	ширина	высота	
БТ2-12,5	12,5	2	360	14,5	800	430	250	140
БТ2-20	20	2	450	18,5	990	560	265	160
БТ2-32	32	2	560	22,5	1225	680	315	230
БТ3-50	50	3	630	25	1405	800	455	510
БТ3-80	80	3	710	28	1740	930	520	900
БТ5-125	125	5	710	28	1800	930	680	1300
БТН3-15	15	3	380	18,5	270	520	840	146
БТН3-25	25	3	480	18,5	290	620	950	188
БТН4-50	50	4	580	21,5	470	720	1230	450

Таблица 17

Технические характеристики крюков

Марка крюка	Грузоподъемность, т	Диаметр зева, d, мм	Просвет серги, Н, мм	Габаритные размеры, мм			Масса, кг
				длина	ширина	высота	
Исполнение I							
КР-12,5	12,5	70	255	155	270	1010	65
КР-20	20	70	255	185	300	1055	95
Исполнение II							
КР-32	32	100	253	230	425	1355	180
КР-50	50	100	285	350	520	1455	280
КР-80	80	170	380	350	710	1800	400
КР-125	125	170	380	400	830	2000	650
КПСШ-10	10	42	150	120	210	685	24
КН-15	15	50	120	135	242	720	33
КН-25	25	75	160	170	305	992	60
КН-50	50	105	180	245	470	1265	190

Таблица 18

Технические характеристики подъемных агрегатов и подъемных буровых установок

Основные показатели	Модель											
	Подъемные агрегаты			Подъемные буровые установки								
	А-50У	А-50М	УПА-60	УПА-80	УПТ-40	УПТ-50	УПБ-40А	УПБ-50А	УПБ-60	УПБ-60/80	УПБ-80	УПБ-100
Максимальная грузоподъемность, т	50	60	60	80	40	50	40	50	60	80	80	100
Транспортная база	КрАЗ-257	КрАЗ-65101	КамАЗ-53228	МАЗ-537	Трактора Т10.1111-12 и иные, согласованные с заказчиком	Автошасси КрАЗ-65101 (6×4) КрАЗ-65053 (6×4) КрАЗ-63221 (6×4) КрАЗ-63221 (6×6) МАН 26.363 (6×4)	Автошасси КрАЗ-65053 (6×4) КрАЗ-63221 (6×6) МЗКТ-80077 (6×6) МАН 26.363 (6×6)	Автошасси КрАЗ-7140Н6 (8×6) БАЗ-690902 (8×8) МЗКТ-80077 (6×6) полуприцеп и иные, согласованные с заказчиком	Автошасси КрАЗ-7140Н6 (8×6) БАЗ-690902 (8×8) МЗКТ-80077 (10×10) МЗКТ-7004 (10×8) БАЗ-69096 (10×8)	Автошасси КрАЗ-7140Н6 (8×6) МЗКТ-7007 (10×10) МЗКТ-7004 (10×8) БАЗ-69096 (10×8)	полуприцеп и иные, согл. с заказчиком	

Основные показатели	Модель									
	Подъемные агрегаты				Подъемные буровые установки					
	А-50У	А-50М	УПА-60	УПА-80	УПТ-40 УПТ-50	УПБ-40А УПБ-50А	УПБ-60 УПБ-60/80	УПБ-80	УПБ-100	
Талевая оснастка	4×3	4×3	4×3	5×4	4×3	4×3	5×4	5×4	5×4	
Диаметр талевого каната	18,5	22,5	25	28	25	25	25	25	25	
Высота мачты от земли до оси кронб-блока, м	17,36	18	18	28	19	19,5 21	22,5 24	23 28	32	
Высота подъема крюка, м	12	12	12	19	13	13	13	17	19	

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. *Амиров А.Д.* Справочная книга по текущему и капитальному ремонту нефтяных и газовых скважин / А.Д. Амиров, К.А. Карапетов, Д.Ф. Лемберанский, А.С. Яшин. М.: Недра, 1979. 309 с.
2. *Басаргин Ю.М.* Технология капитального и подземного ремонта нефтяных и газовых скважин: учебник для высших учебных заведений / Ю.М. Басаргин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. Краснодар: Сов. Кубань, 2002. 584 с.
3. *Иогансен К.В.* Спутник буровика: Справочник / К.В. Иогансен. М.: Недра, 1990. 302 с.
4. *Нифонтов Ю.А.* Ремонт нефтяных и газовых скважин / Ю.А. Нифонтов, И.И. Клещенко, А.П. Телков и др. СПб.: НПО «Профессионал», 2007. 94 с.
5. *Рогачев М.К.* Подземный и капитальный ремонт скважин. Обработка призабойной зоны пласта: Методические указания к лабораторным работам / М.К. Рогачев, Д.В. Мордашев. СПб: Санкт-Петербургский государственный горный университет, 2011. 54 с.
6. *Сулейманов А.Б.* Практические расчеты при текущем и капитальном ремонте скважин. Учебное пособие для техникумов / А.Б. Сулейманов, К.А. Карапетов, А.С. Яшин. М.: Недра, 1984. 224 с.
7. РД 153-39.0-088-01. Классификатор ремонтных работ в скважинах. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001.
8. РД 153-39-023-97. Правила ведения ремонтных работ в скважинах. Краснодар: ОАО «НПО "Бурение"», 1997.
9. РД 39-049-90. Технология крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин. Краснодар: ВНИИКРнефть.
10. РД 39-0147035-236-89. Инструкция по технологии глубокопроникающего гидравлического разрыва пласта. Краснодар: ВНИИнефть.

СОДЕРЖАНИЕ

Предисловие.....	3
1. Глушение скважин	4
1.1. Расчет карты глушения скважин	8
2. Наземные сооружения, оборудование и инструмент.....	11
2.1. Выбор вышки, оборудования и оснастки талевого системы для производства работ в скважине	11
3. Методы увеличения проницаемости пород призабойной зоны скважины	14
3.1. Расчет основных технологических показателей ГРП для скважины.....	14
3.2. Обработка призабойной зоны скважины соляной кислотой... 17	
4. Ремонтно-изоляционные работы	23
4.1. Цементирование скважин под давлением.....	23
5. Зарезка и бурение второго ствола.....	26
5.1. Выбор конструкции скважины для зарезки и бурения второго ствола	26
6. Освоение скважины.....	28
6.1. Возможные способы снижения забойного давления при освоении скважины.....	29
6.2. Расчет времени притока жидкости из пласта в скважину при свабировании	30
6.3. Освоения скважины компрессорным методом	31
Варианты заданий.....	36
Приложение	46
Библиографический список.....	62

РЕКОНСТРУКЦИЯ И ВОССТАНОВЛЕНИЕ СКВАЖИН

*Методические указания к практическим занятиям
для студентов бакалавриата направления 21.03.01*

Сост.: *М.В. Нуцкова, М.Ю. Мерзляков, К.С. Купавых*

Печатается с оригинал-макета, подготовленного кафедрой
бурения скважин

Ответственный за выпуск *М.В. Нуцкова*

Лицензия ИД № 06517 от 09.01.2002

Подписано к печати 19.03.2020. Формат 60×84/16.

Усл. печ. л. 3,7. Усл.кр.-отг. 3,7. Уч.-изд.л. 3,0. Тираж 75 экз. Заказ 234. С 46.

Санкт-Петербургский горный университет
РИЦ Санкт-Петербургского горного университета
Адрес университета и РИЦ: 199106 Санкт-Петербург, 21-я линия, 2