

**МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО
ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ УЧРЕЖДЕНИЕ
ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
"МУРМАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ"**

Кафедра морского
нефтегазового дела

**Технический проект на
строительство глубоководной
разведочной скважины на N –
месторождении**

*Методические указания к выполнению курсового
проектирования по дисциплине «Техническое
проектирование бурения нефтяных и газовых
скважин на Арктическом шельфе» для обучающихся
по специальности 21.05.05 Физические процессы
горного или нефтегазового производства и по
направлению 21.03.01 Нефтегазовое дело
очной и заочной формы обучения*

Мурманск
2019

Составители – Кортаев Борис
Александрович, доцент кафедры морского
нефтегазового дела.

Методические указания рассмотрены и
одобрены кафедрой морского нефтегазового
дела 17 января 2019 г., протокол №5/18.

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

*Электронное издание подготовлено в
авторской редакции*

Мурманский государственный технический университет
183010, Мурманск, ул. Спортивная д. 13 тел. (8152) 25-40-72
Уч.-изд. л. 1,125. Заказ -

Мурманский государственный технический университет, 2019

© Б. А. Кортаев, 2019

Оглавление

Введение	3
Бурение при двух градиентах давления.....	3
Преимущества бурения при двух градиентах	3
Достоинства технологии бурения при двух градиентах давления.	7
Пять основных методов двух - градиентного бурения.....	9
Технология Gas Lift и Hollow Glass Spheres	10
Принципиальная схема закачки шариков.	11
Бурение с подводной системой подъема бурового раствора от морского дна.....	11
Клапан бурильной колонны.....	12
Подводный модуль подъема бурового раствора от морского дна.....	13
Подводный вращающийся дивертер	14
Подводный насос для подъема бурового раствора от морского дна	15
Подъем бурового раствора к поверхности.....	17
Расчетно - графическая часть.....	18
Расчет обсадной колонны по ИРОК-97	20
Построение графиков распределения давления гидроразрыва и пластового и интервалы спуска башмаков.....	20
Совмещенный график	21
Интервалы спуска обсадных колонн	22
Расчет диаметров обсадной колонны по ИРОК-97	24
Традиционный способ бурения.....	24
Двухградиентная технология.....	28
Эксплуатационная обсадная колонна.	28
Вторая промежуточная обсадная колонна.....	29
Первая промежуточная обсадная колонна.	30
Кондуктор.....	31
Расчет промывочной жидкости	32
Расчет промывочной жидкости при традиционном бурении	32
Расчет эквивалентной плотности бурового раствора при использовании шариков.....	33
Построение графиков изменения давления в райзере в зависимости от использования технологии закачки шариков и газа.....	37
Оценка возможности регулирования забойного давления.....	38
Список литературы.....	39

Введение

Бурение при двух градиентах давления.

Очень небольшая разница между градиентом давления разрыва пласта и градиентом порового давления составляет первопричину всех осложнений, которые, в конце концов, привели к постановке задачи сверхглубоководного бурения.

В настоящее время для регулирования этих давлений в промышленности используется технология SGD (Single Gradient Drilling - бурение при одном градиенте давления). При использовании системы SGD забойное давление регулируется столбом бурового раствора от забоя скважины до устья. Технология DGD позволяет развивать такое же забойное давление комбинированием столба бурового раствора от забоя до морского дна и столба морской воды от морского дна до устья скважины (рис. 3).

В нескольких намеченных проектах с реализацией технологии DGD будет использоваться буровой раствор более высокой плотности, чем в обычной технологии с одним градиентом давления. Кроме того, для глушения скважины выше сборки превентора закачивается только морская вода, т.е. до начала операций запас прочности райзера увеличивается.

Преимущества бурения при двух градиентах

Для того чтобы понять, что такое "бурение при двух градиентах давления", следует провести сопоставление с технологией "бурения при одном градиенте давления".

В настоящее время, когда буровой раствор закачивается в бурильную колонну для подвода к долоту и возвращается на буровую установку через райзер, на пласт в открытом стволе действует гидростатическое давление, создаваемое всем столбом бурового раствора от долота до поверхности. Например, когда долото вскрывает первый метр породы ниже морского дна, эта

порода испытывает давление всего столба бурового раствора, тогда как поровое давление равно только гидростатическому давлению столба морской воды.

На мелководье никаких проблем не возникает. Но в глубоководных районах самые верхние зоны (близ морского дна) не могут разбуриваться в условиях действия всего столба бурового раствора, и в верхних интервалах ствола требуется несколько дополнительных обсадных колонн, чтобы защитить скважину от давления, развиваемого столбом бурового раствора в райзере.

Основная идея бурения при двух градиентах давления (далее - двух-градиентное бурение) - создать условия, в которых скважина "ощущала" бы что выше морского дна находится только столб морской воды, который и действует на нее. В таком случае, столб жидкости, проявляющийся в скважине, будет соответствовать тому, который способствовал формированию порового давления и истинного предела прочности начиная с осадков на морском дне. Поэтому реакция пласта ниже морского дна будет такой же, как если бы буровая установка находилась на дне, и по конструкции скважина не будет отличаться от таковой на мелководье.

Эта идея схематически отражена на рис. 1, где можно видеть, что линия гидростатического давления бурового раствора, соответствующая более протяженному столбу облегченного бурового раствора, пересекает более пологие (т.е. с большим градиентом) линии порового давления и давления разрыва пород под более крутым углом.

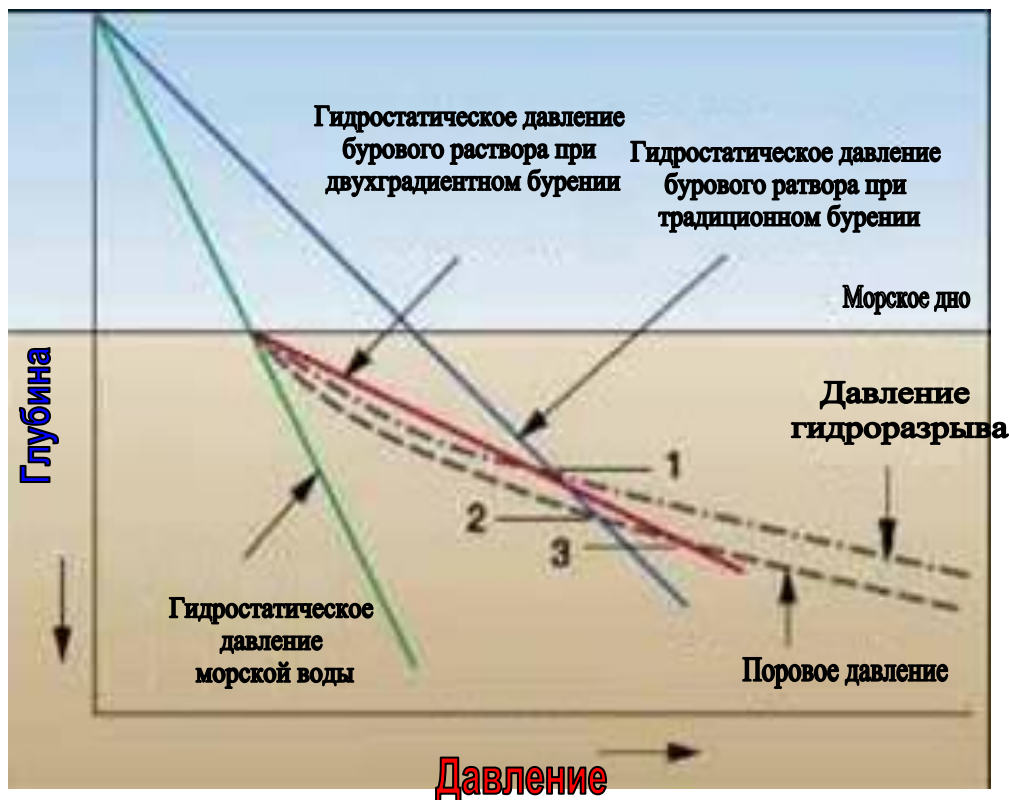


Рис. X Сравнение влияния гидростатического давления при традиционным и двухградиентным бурением. Крутой угол наклона линии гидростатического давления для традиционного бурения определяет меньший интервал бурения между точками (1-2) установки башмаков обсадных колонн по сравнению с интервалом между аналогичными точками (1-3) применительно к линии для двухградиентного бурения, которая проходит почти параллельно кривым градиентов давления гидроразрыва и пластового давления.

Диапазон глубин по вертикали, в пределах которых градиент гидростатического давления этого облегченного бурового раствора может оставаться в интервале между линиями для градиентов порового давления и давления разрыва пород, довольно мал, поэтому необходимо спускать обсадную колонну, чтобы предотвратить поглощение бурового раствора или приток из пласта в скважину. В противоположность этому, при использовании системы подъема бурового раствора от морского дна линия гидростатического давления для двухградиентного бурения начиная от морского дна имеет уклон, близкий к углам наклона кривых градиента порового давления и давления разрыва пород, что дает существенно больший интервал глубин между точками установки башмаков обсадных колонн.

С учетом этого преимущества двухградиентное бурение позволяет достигнуть конечной глубины с гораздо меньшим числом и большим диаметром обсадных колонн, как показано на рис. 2.

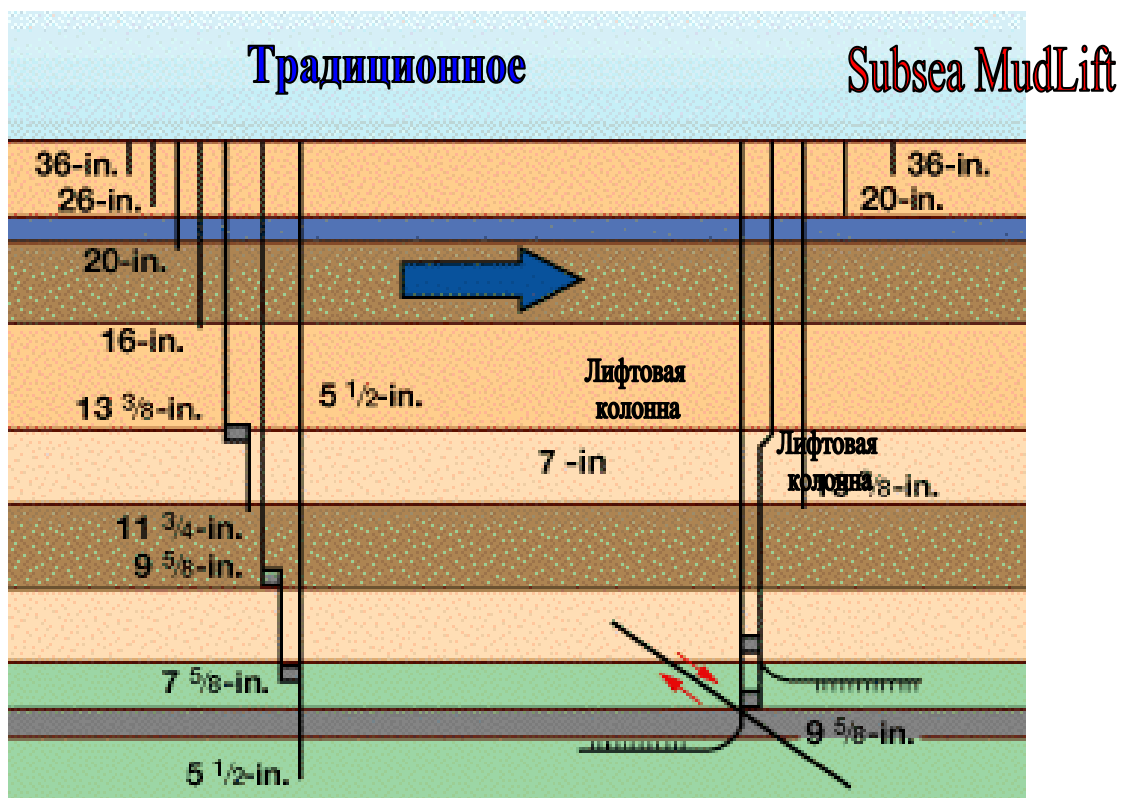


Рис. X Подводная система подъема бурового раствора от морского дна позволяет спустить до требуемой глубины обсадную колонну большего диаметра, чтобы увеличить продуктивность и обеспечить возможность заканчивания разветвлено горизонтальных скважин.

В данном примере при обычном бурении требуется, чтобы последняя обсадная колонна имела диаметр 7". В скважине, которую бурят при двух градиентах давления, на ту же самую или большую глубину можно спустить 9 5/8-дюймовую обсадную колонну, что приведет к сокращению числа необходимых обсадных колонн. Поэтому скважину можно будет пробурить за меньшее время и при меньших конечных затратах, так как установка каждой обсадной колонны могла бы обойтись компании-оператору в 1,5 - 2 млн. долл. Это позволяет использовать на конечной глубине эксплуатационную колонну большего диаметра и реализовать более высокий эксплуатационный потенциал скважин. Большие диаметры ствола

необходимы также для заканчивания современных разветвлено горизонтальных скважин, которые могут более эффективно дренировать продуктивные пласты при меньшем числе дорогостоящих скважин. Благодаря меньшему числу скважин и меньшей массе связанных со скважинами райзеров появляются большие возможности для дополнительного сокращения затрат на глубоководные эксплуатационные системы.

Достоинства технологии бурения при двух градиентах давления.

В системе SGD началом отсчета градиентов порового давления, давления разрыва пласта и гидростатического давления, развиваемого столбом бурового раствора, является устье скважины. В системе DGD все градиенты давлений определяются от морского дна. В таком случае разница между градиентом разрыва пласта и градиентом порового давления становится существенно большей.

С точки зрения конструкции главное достоинство скважины — небольшое число обсадных колонн. В сверхглубоких водах конструкция скважины может быть освобождена от четырех обсадных колонн (рис. 4). Другое преимущество технологии связано с тем, что благодаря большему различию между градиентом давления разрыва пласта и градиентом порового давления уменьшаются опасности проявления в скважине и поглощения бурового раствора. Продолжительность периода возможных осложнений при бурении скважины значительно сокращается.

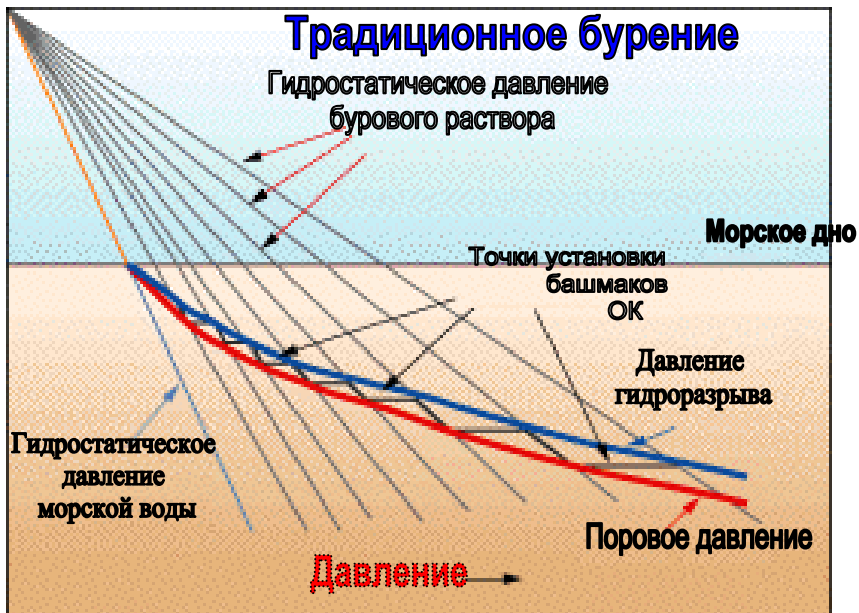


Рис.Х Потребность в обсадных колонн для традиционного бурения



Рис.Х Потребность в обсадных колоннах для двухградиентного бурения

Оба преимущества могут обеспечить экономию в 5 млн. -15 млн. долл. при бурении каждой сверхглубоководной скважины. Более важно то, что данная технология "позволяет" промышленности достичь геологического объекта фактически при любой глубине вод и вскрыть его стволом диаметром 12 1/4". Такой диаметр ствола допускает возможность более

экзотических способов заканчивания скважин, например, с горизонтальным стволом или несколькими боковыми стволами, и спуском от морского дна 7-дюймовой лифтовой колонны. Промышленность, в конце концов, будет способна реализовать высокий продуктивный потенциал коллекторов в глубоких водах (рис. 5).

Технология бурения при двух градиентах по существу освобождает буровой райзер от бурового раствора. Благодаря этому можно уменьшить необходимое натяжение райзера на 5500 МПа, что позволяет значительно увеличить предельную глубину вод, в которых могут работать менее мощные буровые установки, или повысить допустимые текущие нагрузки для буровых установок, действующих в условиях неглубоких вод.

Менее дорогие скважины, более безопасные операции, способность достижения геологических объектов и обеспечение высокой производительности скважин, необходимой для глубоководных условий - все это может быть реализовано при использовании существующего флота буровых установок и технологии бурения при наличии двух градиентов давления. Понятно, что для бурения в сверхглубоких водах будет выбираться метод, использующий технологию DGD.

Пять основных методов двух - градиентного бурения

Были разработаны 5 технологий двух - градиентного бурения

- Subsea MudLift Drilling (Diaphragm pumps)
- Deep Vision (Centrifugal pumps)
- Shell (Turbine pumps)
- Gas Lift
- Hollow Glass Spheres

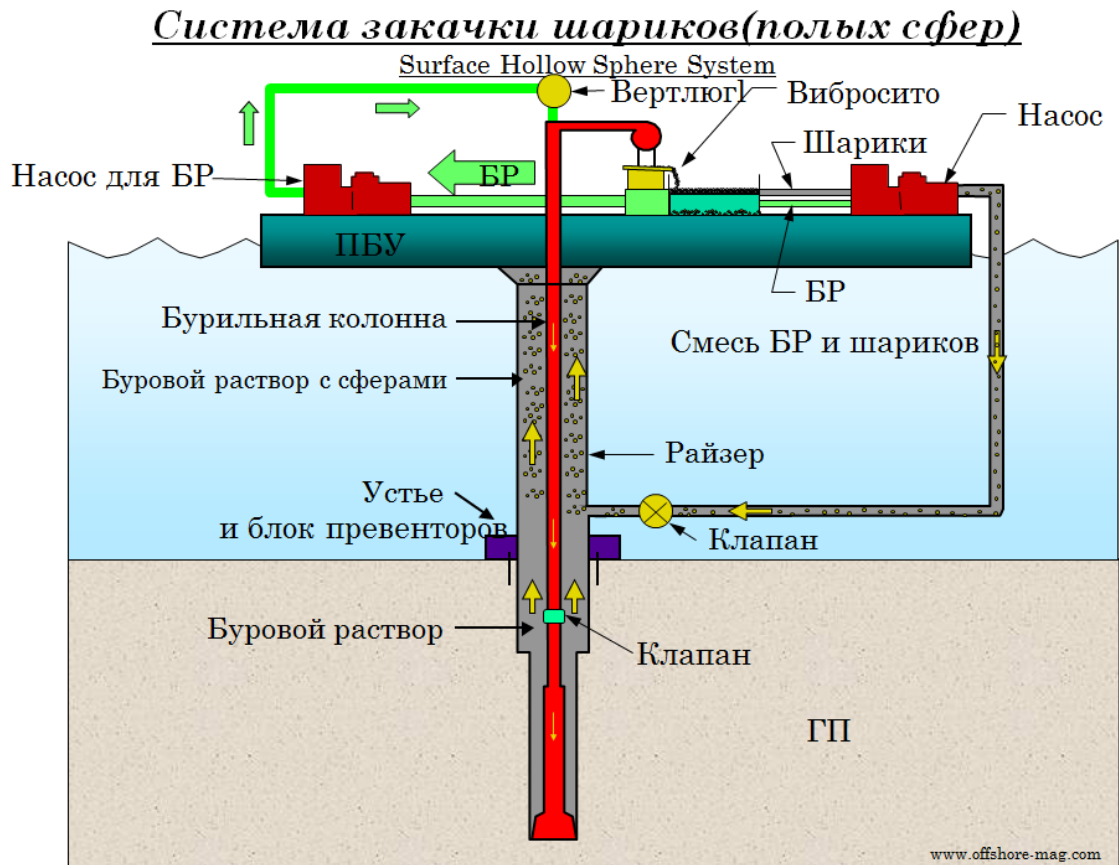
В основе первых трех технологий лежит установка подводного насоса, который исключает из циркуляционной системы райзер, тем самым

уменьшая гидростатическое давление бурового раствора. Насосы могут по своему устройству быть: диафрагменные, турбинные и на основе центрифуги.

Технология Gas Lift и Hollow Glass Spheres

Gas Lift и Hollow Glass Spheres не исключают давление райзера, а уменьшают его вводя в раствор шарики, которые уменьшают долю бурового раствора в райзере, что ведет к уменьшению гидростатического давления. Так же и газ, растворяясь в буровом растворе, уменьшает плотность бурового раствора, что так же ведет к уменьшению давления.

Принципиальная схема закачки шариков.



Бурение с подводной системой подъема бурового раствора от морского дна.

В системе SMD объединяется обычное и новое специализированное буровое оборудование. Для того чтобы получить представление о компоновке, совершим путешествие через систему, как бы находясь в буровом растворе. Движение начинается от существующих на буровой установке буровых насосов, которые перемещают, как обычно, буровой раствор из амбаров вверх по стояку в бурильные трубы. Однако, эти насосы будут развивать довольно низкие давления.

Клапан бурильной колонны.

Буровой раствор перемещается вниз по бурильным трубам и в ствол скважины установленным порядком, за исключением прохождения через клапан бурильной колонны, который стал первым уникальным элементом разрабатываемой технологии. В самом начале разработки технологии DGD было выяснено, что при подъеме поступающего из кольцевого пространства бурового раствора от морского дна к буровой установке в бурильных трубах развивается чрезвычайно высокое давление (вплоть до 35 МПа), обусловленное U-образной конфигурацией трубы и зависящее от плотности бурового раствора и глубины воды. Такой напор бурового раствора обеспечивает эффективную гидравлическую мощность, которая помогает буровым насосам продавить раствор через бурильную колонну, КНБК и долото. Именно этим объясняются низкие давления, развиваемые буровыми насосами на поверхности.

Тем не менее, когда циркуляция прекращается, например, при наращивании инструмента или проверке проявления в скважине, дисбаланс в U-образной трубе будет выравниваться со скоростью вплоть до 2,4 м³/мин в течение 15 - 20 мин. Это было неприемлемо, с точки зрения буровой бригады, поэтому был спроектирован клапан бурильной колонны.



Рис. X Предохранительный клапан в бурильной колонне, устанавливаемый выше долота, закрывается, когда прекращается циркуляция бурового раствора, чтобы предотвратить падение давления в U – образном пространстве до уровня, соответствующего гидростатическому давлению морской воды на уровне дна.

По существу, это обратный клапан, уравнивающий давление в бурильных трубах, с очень большой пружиной (рис. 7). Он располагается вблизи долота и регулируется на буровой, на определенное давление открытия. В проведенных до сих пор испытаниях этот клапан бурильной колонны открывался при давлении, варьирующем в пределах нескольких десятков кило-паскалей. В процессе бурения основной эффект проявляется в закрытии этого клапана в бурильных трубах в любой точке ниже морского дна, когда циркуляция прекращается, и открытии его, когда циркуляция возобновляется. При расходах циркулирующего бурового раствора в процессе бурения предохранительный клапан удерживается в открытом положении при очень небольшом перепаде давления.

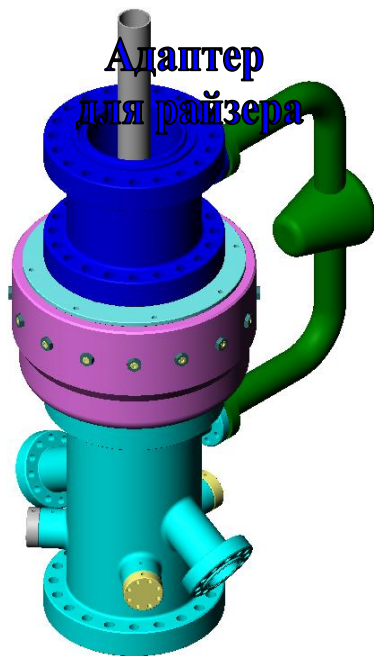
Буровой раствор проходит через клапан бурильной колонны, долото и начинает подниматься вверх по кольцевому пространству. Все идет обычным путем, пока буровой раствор не достигает морского дна. В традиционной практике далее он поступал бы в райзер через его основание, но при использовании новой системы выходящий из затрубного пространства буровой раствор поступает в SMM (SubSea MudLift Module - подводный модуль подъема бурового раствора от морского дна).

Подводный модуль подъема бурового раствора от морского дна.

SMM состоит из двух основных компонентов: SRD (SubSea Rotating Diverter- подводный вращающийся дивертер) и SMLP (SubSea MudLift Pump - подводный насос для подъема бурового раствора от морского дна), которые размещаются на морском дне.

Подводный вращающийся дивертер

Подводный вращающийся дивертор (рис. 8) изолирует флюид в райзере от ствола скважины, а также отводит выходящий из скважины буровой раствор от основания райзера к приему подводного насоса. Он имеет вращающееся уплотнение, рассчитанное на давление 3,5 МПа, действующее с любой стороны, и используется с бурильными колоннами диаметром 6 5/8", 5 1/2" и 5". Одна из важных задач проекта связана с содержанием в буровом растворе



Корпус SRD

Корпус экрана

**Локатор SRD
и экрана**

**Выход для бурового
раствора из кольцевого
пространства**

Рис. X Подводное ротационное отводное устройство, которое располагается на нижнем райзерном блоке, с выходом для возвращаемого бурового раствора, направляемого в подводную систему перекачки от морского дна.

слишком крупных выбуренных частиц для подачи насосом бурового раствора от морского дна через систему подъема. Процесс сортировки твердых выбуренных частиц по размерам начинается в диверторе SRD.

Подводный насос для подъема бурового раствора от морского дна

С помощью клапанов на всасывающей и выкидной линиях бурового насоса, которые обеспечивают поддержание гидростатического давления бурового раствора для его подъема от морского дна, подводный насос SMLP (рис. 9) изолируется от бурового раствора в скважине. Этот насос, действующий как обратный клапан, делает возможным использование двух градиентов давления.

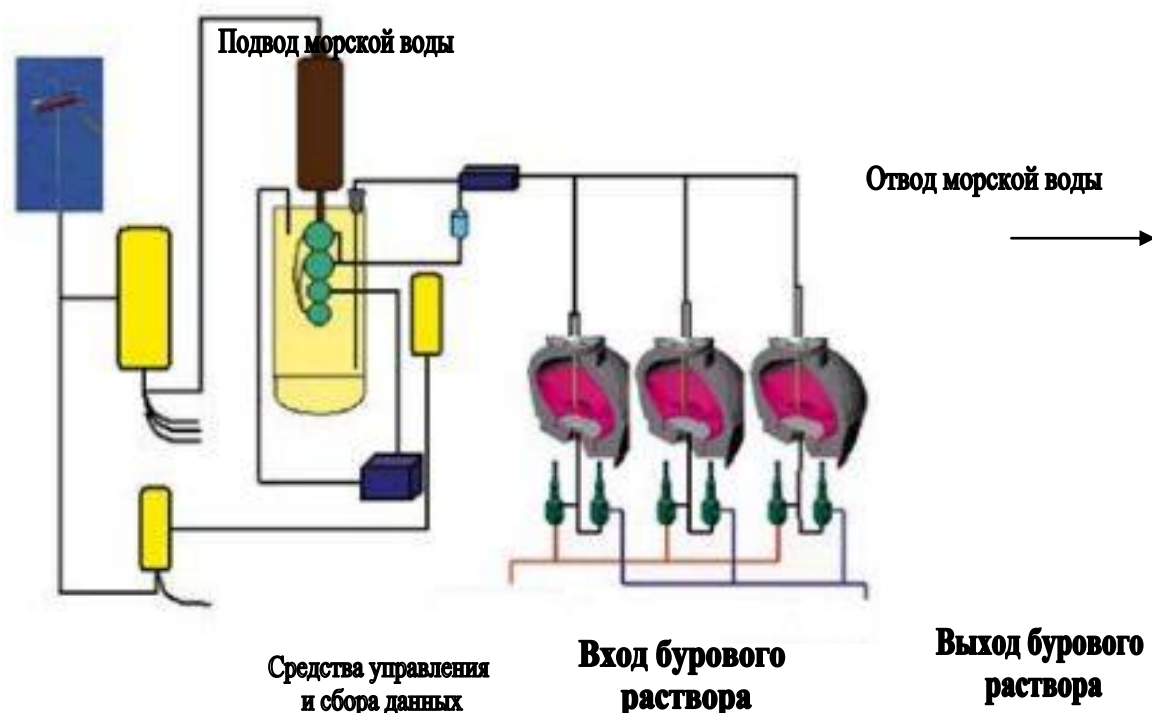


Рис.Х В подводной системе перекачки бурового раствора от морского дна для управления работой впускными и выпускными клапанами используется идущий от буровой установки кабель обеспечения с линиями управления и подачи под давлением морской воды, а также применяются контейнеры с 320 – литровыми диафрагменными насосами для перекачки бурового раствора на буровую платформу.

На самом деле в SMLP объединяются две системы перекачки. Сердцевиной нагнетательной части являются два блока (из трех имеющихся)

поршневых диафрагменных насосов прямого вытеснения с объемом рабочей камеры 320 л. Они приводятся в действие от четырех подводных электродвигателей (каждый мощностью 735 кВт), работающих от восьми гидропоршневых насосов переменного объема. Все эти компоненты системы уравновешены по отношению к гидростатическому давлению, развиваемому столбом морской воды.



Рис. X Общий вид контейнеров с 320-литровыми диафрагменными насосами

Прежде чем выбрать диафрагменные насосы, выполнили большой объем предварительных исследований. Этим насосам было отдано предпочтение в связи с их механической эффективностью и отсутствием уплотнений подвижных соединений; главной характеристикой такого насоса считается надежность. Система полностью соответствовала общей стратегии проекта по возможности использовать существующую технологию, т.е. каждый из этих компонентов зарекомендовал себя на практике.

Благодаря насосным камерам большого размера эти насосы не будут вызывать механического измельчения бурового шлама. Появляются

благоприятные возможности для оценки пласта и прогнозирования пластового давления; предотвращается также накопление мелкозернистых твердых частиц, что вполне может происходить при использовании насосов более мощной конструкции. Последнее обстоятельство способствует сокращению затрат на разбавление бурового раствора и поддержанию минимального неблагоприятного воздействия на окружающую среду.

Насос SMLP будет работать в автоматическом режиме. Развиваемый расход будет определяться реакцией на воспринимаемое им давление в скважине. Это означает, что бурильщик должен будет управлять работой только буровых насосов на поверхности, как это делается в настоящее время. SMLP будет реагировать автоматически, пуск и остановка будут производиться в соответствии с работой буровых насосов.

Подъем бурового раствора к поверхности.

Насос SMLP перекачивает буровой раствор от устья скважины по закрепленным на райзере штуцерной линии и линии глушения скважины. Он изолирует кольцевое пространство скважины от действия гидростатического давления столба бурового раствора в штуцерной линии и линии глушения скважины и создает условия для воздействия на скважину только гидростатического давления столба морской воды выше морского дна.

Выкид насоса SMLP соединяется со штуцерной линией и линией глушения, используемых для возврата бурового раствора на буровую установку. После достижения поверхности по вспомогательным линиям райзера буровой раствор поступает на вибросита и оборудование для изображения всей компоновки подводной системы подъема бурового раствора от морского дна представлено на рис. 10. Тем не менее, возможны самые разные конфигурации, и обычно выбор будет осуществляться при решении вопросов интеграции для конкретной буровой установки.



6.1 м. - высота
5.2 м. - длина
4.26 м. - ширина

125 тон - вес

Рис.Х Подводный модуль подъема бурового раствора (габаритные размеры)

Расчетно - графическая часть

Данные для расчетов:

Н ГДгр ГДпл

	1229	1.03	1.01
	1329	1.05	1.01
	1429	1.07	1.01
	1529	1.09	1.01
	1629	1.11	1.02
	1729	1.14	1.04
	1829	1.16	1.06
	1929	1.18	1.07
	2029	1.21	1.09
	2129	1.23	1.1
	2229	1.25	1.11
	2329	1.27	1.13
	2429	1.29	1.14
	2529	1.31	1.17
tab =	2629	1.32	1.18
	2729	1.35	1.22
	2829	1.37	1.25
	2929	1.41	1.29
	3029	1.42	1.31
	3129	1.44	1.33
	3229	1.45	1.34
	3329	1.46	1.35
	3429	1.47	1.36
	3529	1.49	1.38
	3629	1.51	1.39
	3729	1.52	1.41
	3829	1.53	1.43
	3929	1.54	1.44
	4029	1.56	1.45
	4129	1.57	1.46
	4229	1.59	1.47

Расчет обсадной колонны по ИРОК-97

Построение графиков распределения давления гидроразрыва и пластового и интервалы спуска башмаков.

По заданным данным построим в среде Mathematica графики распределения пластового давления и гидроразрыва график распределения давления гидроразрыва

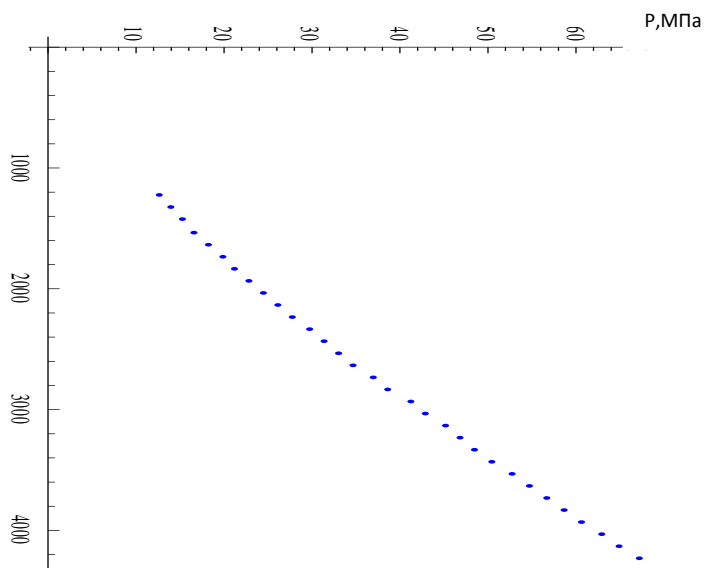
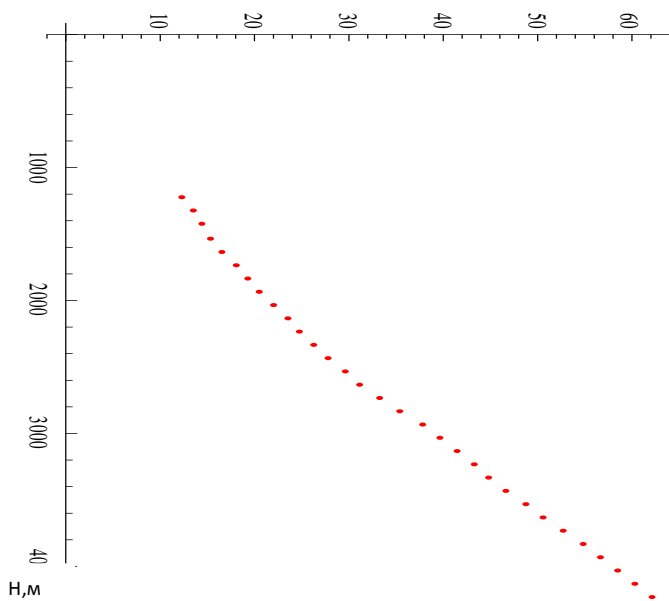
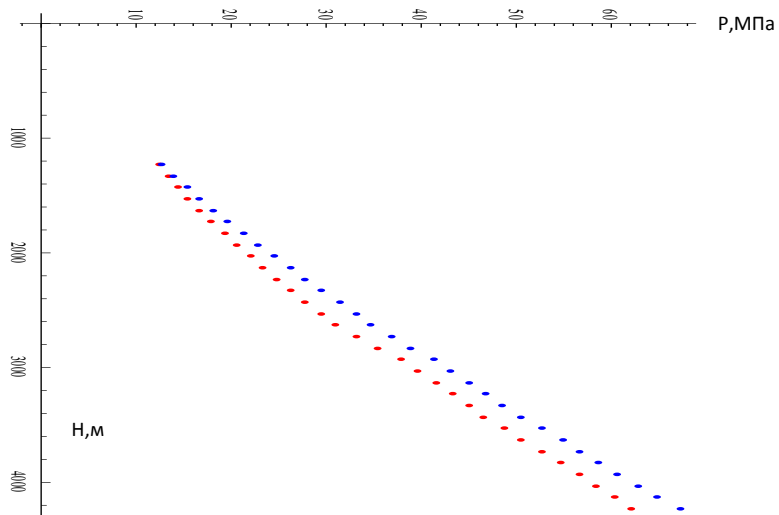


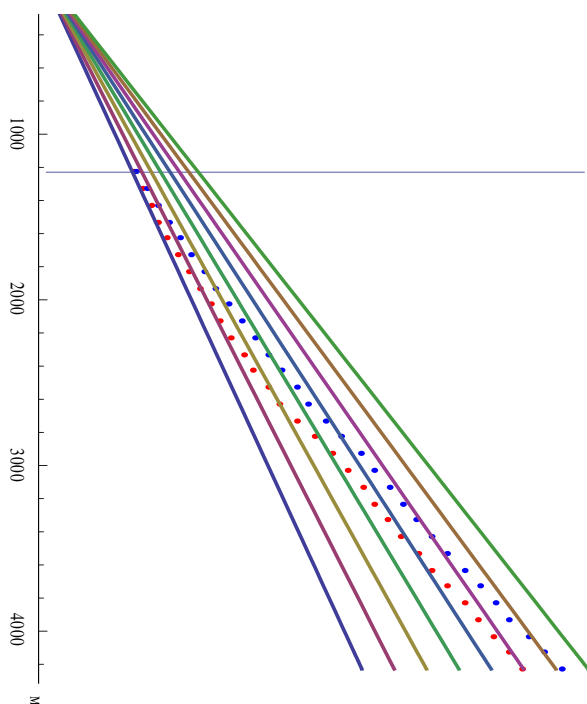
график распределения пластового давления P, МПа



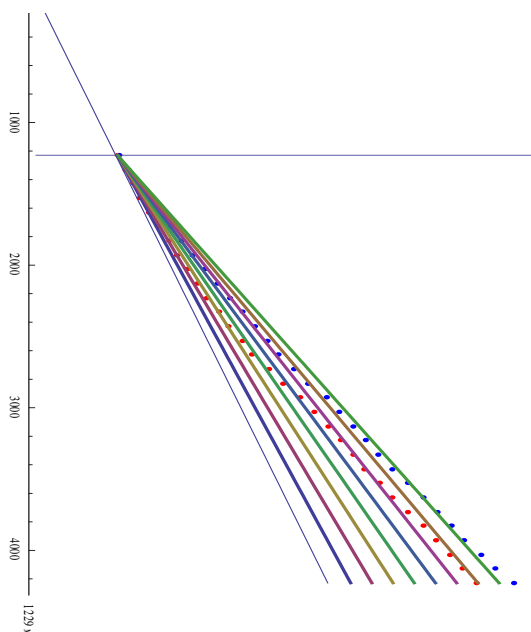
Совмещенный график



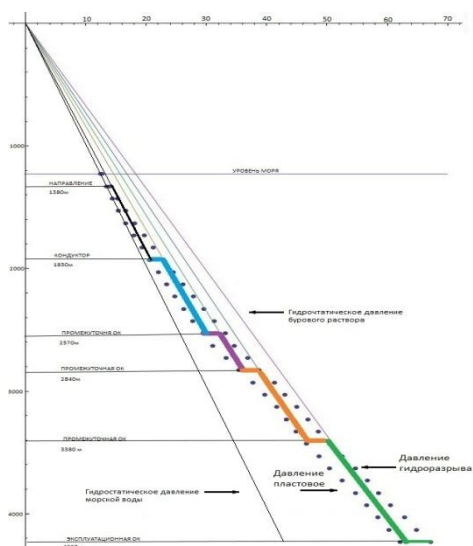
Совмещенный график распределения давлений гидростатического бурового раствора и пластового и гидроразрыва при традиционном бурении



Совмещенный график распределения давлений гидростатического бурового раствора и пластового и гидроразрыва при двух-градиентном бурении



Совмещенный график спуска башмаков обсадных колонн при традиционном бурении

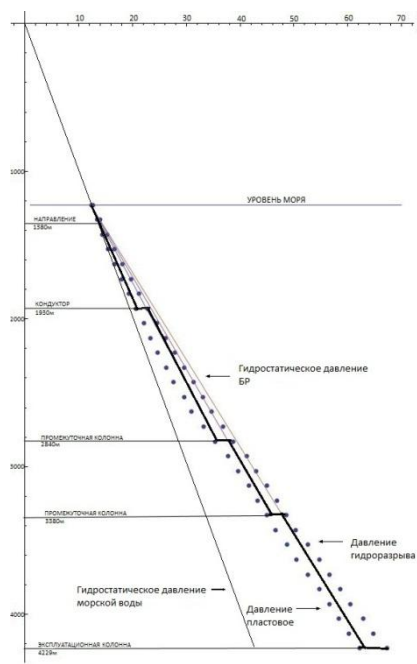


Интервалы спуска обсадных колонн

- направление - 1229 - 1380 м;

- кондуктор - 1229 - 1930 м;
- промежуточная обсадная колонна (ПОК1) - 1229 - 2570 м;
- промежуточная обсадная колонна (ПОК2) - 1229 - 2840 м;
- промежуточная обсадная колонна (ПОК3) - 1229 - 3400 м;
- эксплуатационная обсадная колонна (ЭОК) - 1229 - 4229 м.

Совмещенный график спуска башмаков обсадных колонн при двух-градиентном бурении



Интервалы спуска обсадных колонн :

- направление - 1229 - 1380 м;
- кондуктор - 1229 - 1930 м;
- промежуточная обсадная колонна (ПОК1) - 1229 - 2800 м;
- промежуточная обсадная колонна (ПОК2) - 1229 - 3380 м;
- эксплуатационная обсадная колонна (ЭОК) - 1229 - 4229 м.

Расчет диаметров обсадной колонны по ИРОК-97

Традиционный способ бурения

Эксплуатационная обсадная колонна ЭОК

По приложению 1 "Курсовое проектирование по дисциплине бурение нефтяных и газовых скважин" наружный диаметр муфт эксплуатационной обсадной колонны, мм :

Принимаем обсадные трубы ↓ 114 мм

$$(D)_{\text{ЭОК}}=0.114;$$

Наружным диаметром соединительных муфт выбранных труб, м:

$$(D_M)_{\text{ЭОК}}=0.1238;$$

Далее рассчитаем диаметр скважины, обеспечивающий свободное перемещение промежуточной обсадной колонны по стволу скважины:

Установленный зазор между муфтами промежуточной обсадной колонны и стенками скважины, м.

$$\varepsilon_{\text{ЭОК}}=0.015;$$

$$(D_C)'_{\text{ЭОК}} \geq (D_M)_{\text{ЭОК}} + \varepsilon_{\text{ЭОК}}$$

$$(D_C)'_{\text{ЭОК}} \geq 0.1388$$

По величине $(D_C)'_{\text{ЭОК}} \geq$ подбираем ближайший (в большую сторону) диаметр долота из номенклатуры шарошечных долот, м

$$(D_C)'_{\text{ЭОК}}=0.1397;$$

Промежуточная обсадная колонна ПОКЗ

По диаметру долота $(D_D)_{\text{ЭОК}}$ рассчитываем минимально допустимый внутренний диаметр промежуточной обсадной колонны $d'_{\text{ПОКЗ}}$, исходя из условия беспрепятственного пропуска долота через нее при бурении под эксплуатационную обсадную колонну, которое выражается зависимостью $d'_{\text{ПОКЗ}} \geq (D_D)_{\text{ЭОК}} + 2\Delta$, где Δ - радиальный зазор, обеспечивающий безопасное прохождение долота внутри промежуточной обсадной колонны и принимаемый равным 3-5 мм.

$$\Delta = 0.003;$$

$$d'_{\text{ПОКЗ}} = (D_{\text{Д}})_{\text{ЭОК}} + 2 \Delta$$

0.1457

По величине минимально необходимого внутреннего диаметра обсадной колонны $d'_{\text{ПОКЗ}}$ с учетом максимальной толщины стенки обсадных труб $(\delta_{\text{ПОКЗ}})_{\text{max}}$ считываем наружный диаметр промежуточной обсадной колонны:

$$(\delta_{\text{ПОКЗ}})_{\text{max}} = 0.0065;$$

$$D_{\text{ПОКЗ}} \geq d'_{\text{ПОКЗ}} + 2 (\delta_{\text{ПОКЗ}})_{\text{max}}$$

0.1587

Принимаем обсадные трубы $\downarrow 168.3$ мм

$$(D)_{\text{ПОКЗ}} = 0.1683;$$

Наружным диаметром соединительных муфт выбранных труб, м:

$$(D_{\text{М}})_{\text{ПОКЗ}} = 0.1778;$$

Далее рассчитаем диаметр скважины, обеспечивающий свободное перемещение промежуточной обсадной колонны по стволу скважины:

Установленный зазор между муфтами промежуточной обсадной колонны и стенками скважины, м.

$$\varepsilon_{\text{ПОКЗ}} = 0.025;$$

$$(D_{\text{С}})'_{\text{ПОКЗ}} \geq (D_{\text{М}})_{\text{ПОКЗ}} + \varepsilon_{\text{ПОКЗ}}$$

$$((D_{\text{С}})')_{\text{ПОКЗ}} \geq 0.2028$$

По величине $(D_{\text{С}})'_{\text{ПОКЗ}}$ подбираем ближайший (в большую сторону) диаметр долота из номенклатуры шарошечных долот, м

$$(D_{\text{Д}})_{\text{ПОКЗ}} = 0.214;$$

Промежуточная обсадная колонна ПОК2

По диаметру долота $(D_{\text{Д}})_{\text{ПОКЗ}}$ рассчитываем минимально допустимый внутренний диаметр промежуточной обсадной колонны $d'_{\text{ПОК2}}$

$$\Delta = 0.003;$$

$$d_{\text{ПОК2}} = (D_{\text{Д}})_{\text{ПОКЗ}} + 2 \Delta$$

0.22

По величине минимально необходимого внутреннего диаметра обсадной колонны $d'_{\text{ПОК}2}$ с учетом максимальной толщины стенки обсадных труб $(\delta_{\text{ПОК}2})_{\text{max}}$ рассчитываем наружный диаметр промежуточной обсадной колонны:

$$(\delta_{\text{ПОК}2})_{\text{max}}=0.0079;$$

$$D_{\text{ПОК}2} \geq d'_{\text{ПОК}2} + 2 (\delta_{\text{ПОК}2})_{\text{max}}$$

$$D_{\text{ПОК}2} \geq 0.2358$$

Принимаем обсадные трубы \downarrow 244.5 мм с наружным диаметром соединительных муфт, м:

$$D_{\text{ПОК}2}=0.2572;$$

Далее рассчитаем диаметр скважины, обеспечивающий свободное перемещение промежуточной обсадной колонны по стволу скважины:

Установленный зазор между муфтами промежуточной обсадной колонны и стенками скважины, мм

$$\varepsilon_{\text{ПОК}2}=0.025;$$

$$(D_C)_{\text{ПОК}2} \geq (D_M)_{\text{ПОК}2} + \varepsilon_{\text{ПОК}2}$$

$$(D_C)_{\text{ПОК}2} \geq 0.2822$$

Принимаем долото диаметром, мм

$$(D_D)_{\text{ПОК}2} 0.2953;$$

Промежуточная обсадная колонна ПОК1

По диаметру долота $(D_D)_{\text{ПОК}2}$ рассчитываем минимально допустимый внутренний диаметр промежуточной обсадной колонны $d'_{\text{ПОК}2}$

$$d'_{\text{ПОК}1} = (D_D)_{\text{ПОК}2} + 2 \Delta$$

$$0.3013$$

По величине минимально необходимого внутреннего диаметра обсадной колонны $d'_{\text{ПОК}2}$ с учетом максимальной толщины стенки обсадных труб $(\delta_{\text{ПОК}1})_{\text{max}}$ рассчитываем наружный диаметр промежуточной обсадной колонны:

$$(\delta_{\text{ПОК}1})_{\text{max}}=0.010;$$

$$D_{\text{ПОК}1} \geq d'_{\text{ПОК}1} + 2 (\delta_{\text{ПОК}1})_{\text{max}}$$

$$D_{\text{ПОК1}} \geq 0.3213$$

Принимаем обсадные трубы \downarrow 339,7мм с наружным диаметром соединительных муфт, м:

$$(D_M)_{\text{ПОК1}} = 0.451 ;$$

Далее рассчитаем диаметр скважины, обеспечивающий свободное перемещение промежуточной обсадной колонны по стволу скважины:

Установленный зазор между муфтами промежуточной обсадной колонны и стенками скважины, мм

$$\varepsilon_{\text{ПОК1}} = 0.0395;$$

$$(D_C)'_{\text{ПОК1}} \geq (D_M)_{\text{ПОК1}} + \varepsilon_{\text{ПОК1}}$$

$$(D_C)'_{\text{ПОК1}} \geq 0.4905$$

Принимаем долото диаметром, мм

$$(D_D)_{\text{ПОК1}} = 0.490;$$

Обсадная колонна КОНДУКТОР

По диаметру долота $(D_D)_{\text{ПОК1}}$ рассчитываем минимально допустимый внутренний диаметр промежуточной обсадной колонны $(d')_{\text{КОН}}$

$$d'_{\text{КОН}} = (D_D)_{\text{ПОК1}} + 2 \Delta$$

$$0.496$$

По величине минимально необходимого внутреннего диаметра обсадной колонны $d'_{\text{ПОК1}}$ с учетом максимальной толщины стенки обсадных труб $(\delta_{\text{ПОК1}})_{\text{max}}$ рассчитываем наружный диаметр промежуточной обсадной колонны:

$$(\delta_{\text{ПОК1}})_{\text{max}} = 0.0111;$$

$$D_{\text{КОН}} \geq d'_{\text{КОН}} + 2 (\delta_{\text{ПОК1}})_{\text{max}}$$

$$D_{\text{КОН}} \geq 0.5182$$

Принимаем обсадные трубы \downarrow 508мм с наружным диаметром соединительных муфт, м:

$$(D_M)_{\text{КОН}} = 0.5334 ;$$

Далее рассчитаем диаметр скважины, обеспечивающий свободное перемещение промежуточной обсадной колонны по стволу скважины:

Установленный зазор между муфтами промежуточной обсадной колонны и стенками скважины, мм

$$\varepsilon_{\text{кон}}=0.0395;$$

$$(D_C)'_{\text{кон}} \geq (D_M)_{\text{кон}} + \varepsilon_{\text{кон}}$$

$$((D_C)')_{\text{кон}} \geq 0.5729$$

Принимаем долото диаметром, мм

$$(D_D)_{\text{кон}}=0.5842;$$

Направление

Для направления принимаем обсадные трубы \downarrow 762мм , м

Двухградиентная технология

Эксплуатационная обсадная колонна.

По приложению 1 "Курсовое проектирование по дисциплине бурение нефтяных и газовых скважин" наружный диаметр муфт эксплуатационной обсадной колонны, мм:

$$(D_M)_{\text{эок}}=177.8;$$

Установленный зазор между муфтами и стенками скважины, мм:

$$\varepsilon_{\text{эок}} = 25;$$

Диаметр скважины, достаточный для свободного спуска эксплуатационной обсадной колонны в открытый ствол скважины, мм:

$$(D_C)_{\text{эок}} \geq (D_M)_{\text{эок}} + \varepsilon_{\text{эок}}$$

$$(D_C)_{\text{эок}} \geq 202.8$$

По величине $((D_C)_{\text{эок}}$ подбираем ближайший (в большую сторону) диаметр долота $(D_D)_{\text{эок}}$ из номенклатуры шарошечных долот (Приложение 3), мм:

$$(D_D)_{\text{эок}}=215.9;$$

Вторая промежуточная обсадная колонна

По диаметру долота рассчитываем минимально допустимый внутренний диаметр промежуточной обсадной колонны $d_{\text{пок}2}$, исходя из условия беспрепятственного пропуска долота через нее при бурении под эксплуатационную обсадную колонну, которое выражается зависимостью: $d_{\text{пок}2} \tau (D_{\text{д}})_{\text{зок}} + 2\Delta$, где Δ - радиальный зазор, обеспечивающий безопасное прохождение долота внутри промежуточной обсадной колонны и принимаемый равным 3÷5 мм.

$$\Delta = 3;$$

$$d_{\text{пок}2} = (D_{\text{д}})_{\text{зок}} + 2\Delta$$

$$221.9$$

По величине минимально необходимого внутреннего диаметра обсадной колонны $d_{\text{пок}2}$, с учетом максимальной толщины стенки обсадных труб $(\delta_{\text{пок}2})_{\text{max}}$ рассчитываем наружный диаметр промежуточной обсадной колонны (Приложение 1), мм:

$$(\delta_{\text{пок}2})_{\text{max}} = 11.1;$$

$$D_{\text{пок}2} \tau d_{\text{пок}2} + 2((\delta_{\text{пок}2})_{\text{max}})$$

$$D_{\text{пок}2} \tau 244.1$$

Принимаем обсадные трубы ↓ 244.5 мм с наружным диаметром соединительных муфт (Приложение 1), мм:

$$(D_{\text{м}})_{\text{пок}2} = 257.2;$$

Рассчитываем диаметр скважины, обеспечивающий свободное перемещение второй промежуточной обсадной колонны по стволу скважины.

Установленный зазор между муфтами второй промежуточной обсадной колонны и стенками скважины (Приложение 2), мм:

$$\varepsilon_{\text{пок}2} = 25;$$

$$(D_{\text{с}})_{\text{пок}2} \tau (D_{\text{м}})_{\text{пок}2} + \varepsilon_{\text{пок}2}$$

$$(D_{\text{с}})_{\text{пок}2} \tau 282.2$$

Принимаем долото диаметром (Приложение 3), мм:

$$(D_{\text{д}})_{\text{пок}2} = 295.3;$$

Первая промежуточная обсадная колонна.

По диаметру долота рассчитываем минимально допустимый внутренний диаметр первой промежуточной обсадной колонны $d_{\text{пок1}}$, исходя из условия беспрепятственного пропуска долота через нее при бурении под вторую промежуточную обсадную колонну, которое выражается зависимостью $d_{\text{пок1}} \tau (D_{\text{д}})_{\text{пок2}} + 2\Delta$, где Δ - радиальный зазор, обеспечивающий безопасное прохождение долота внутри первой промежуточной обсадной колонны и принимаемый равным $3 \div 5$ мм.

$$\Delta = 4;$$

$$d_{\text{пок1}} = (D_{\text{д}})_{\text{пок2}} + 2\Delta$$

$$303.3$$

По величине минимально необходимого внутреннего диаметра обсадной колонны $d_{\text{пок1}}$ с учетом максимально допустимой толщины стенки обсадных труб $(\delta_{\text{пок1}})_{\text{max}}$ (Приложение 1) рассчитаем наружный диаметр первой промежуточной обсадной колонны:

$$(\delta_{\text{пок1}})_{\text{max}} = 15.4;$$

$$D_{\text{пок1}} \tau d_{\text{пок1}} + 2((\delta_{\text{пок1}})_{\text{max}})$$

$$D_{\text{пок1}} \tau 334.1$$

Принимаем обсадные трубы \downarrow 339.7 мм с наружным диаметром соединительных муфт (Приложение 1), мм:

$$(D_{\text{М}})_{\text{пок1}} = 365.1;$$

Рассчитаем диаметр скважины, обеспечивающий свободное перемещение первой промежуточной обсадной колонны по стволу скважины.

Установленный зазор между муфтами первой промежуточной обсадной колонны и стенками скважины (Приложение 2), мм:

$$\varepsilon_{\text{пок1}} = 40;$$

$$(D_{\text{С}})_{\text{пок1}} \geq (D_{\text{М}})_{\text{пок1}} + \varepsilon_{\text{пок1}}$$

$$(D_{\text{С}})_{\text{пок1}} \tau 405.1$$

Принимаем долото диаметром (Приложение 3), мм:

$$(D_D)_{\text{пок1}}=444.5;$$

Для формирования направления можно использовать отечественные шовные ОТ 762 мм. Для бурения под направление применяются долота (импортные) диаметром 660.4 мм с механическим и расширителями до диаметра 914 мм с толщиной стенки 25.4 мм.

Кондуктор.

По диаметру долота рассчитываем минимально допустимый внутренний диаметр кондуктора $d_{\text{кон}}$.

Радиальный зазор, мм:

$$\Delta=5;$$

$$d_{\text{кон}}=(D_D)_{\text{пок1}}+2\Delta$$

$$454.5$$

По величине минимально необходимого внутреннего диаметра кондуктора $d_{\text{кон}}$ с учетом $(\delta_{\text{кон}})_{\text{max}}$ (Приложение 1) рассчитываем наружный диаметр кондуктора.

$$(\delta_{\text{кон}})_{\text{max}}=16.1;$$

$$D_{\text{кон}}\tau d_{\text{кон}}+2(\delta_{\text{кон}})_{\text{max}}D_{\text{кон}}\tau 486.7$$

Принимаем обсадные трубы ↓ 508 мм с наружным диаметром соединительных муфт (Приложение 1), мм:

$$(D_M)_{\text{кон}}=533.4;$$

Рассчитаем диаметр скважины, обеспечивающий свободное перемещение промежуточной обсадной колонны по стволу скважины.

Установленный зазор между муфтами промежуточной обсадной колонны и стенками скважины (Приложение 2), мм:

$$\varepsilon_{\text{кон}}=45;$$

$$(D_C)_{\text{кон}}\tau (D_M)_{\text{кон}}+\varepsilon_{\text{кон}}$$

$$(D_C)_{\text{кон}}\tau 578.4$$

Принимаем долото производства зарубежных фирм диаметром (Приложение 3), мм:

$$(D_{\text{д}})_{\text{кон}}=584.2;$$

Для формирования направления можно использовать отечественные шовные ОТ 762 мм.

Расчет промывочной жидкости

Расчет промывочной жидкости при традиционном бурении

$k_{p1}=1.01$ -коэффициент резерва;

$(p)_{p2}=2.5$ - давление резервное(Па);

$g=9.81$ -ускорение свободного падения($\frac{M}{c^2}$)

Интервал 0-1940 м.

$$P_{\text{пл}1940}=21;$$

$$(k_{p1} * P_{\text{пл}1940}) / (g * 1940) * 10^6 \leq \rho_{\text{пж}3} \leq (P_{\text{пл}1940} + (p)_{p2}) / (g * 1940) * 10^6$$

$$1114.47 \leq \rho_{\text{пж}3} \leq 1234.8$$

Принимаем $\rho_{\text{пж}2} = 1120 \text{ кг/м}^3$.

$$\rho_{\text{пж}[1]} = 1.12;$$

$$k_{p2} = 1.01;$$

$$(p)_{p2} = 2.5;$$

$$g = 9.81;$$

Интервал 1940-2570 м.

$$P_{\text{пл}2570} = 30;$$

$$(k_{p2} * P_{\text{пл}2570}) / (g * 2570) * 10^6 \leq \rho_{\text{пж}3} \leq (P_{\text{пл}2570} + (p)_{p2}) / (g * 2570) * 10^6$$

$$1201.82 \leq \rho_{\text{пж}3} \leq 1289.08$$

$$\rho_{\text{пж}[2]} = 1.21;$$

Принимаем $\rho_{\text{пж}2} = 1210 \text{ кг/м}^3$.

$$k_{p2} = 1.01;$$

$$(p)_{p2} = 2.5;$$

$$g=9.81;$$

Интервал 2570-2840 м.

$$P_{пл2840}=36;$$

$$(k_{p2} * P_{пл2840}) / (g * 2840) * 10^6 \leq \rho_{пж2} \leq (P_{пл2840} + (p)_{p2}) / (g * 2840) * 10^6$$

$$1305.08 \leq \rho_{пж2} \leq 1381.89$$

$$\rho_{пж[3]}=1.31;$$

Принимаем $\rho_{пж2} = 1.36 \text{ кг/м}^3$.

$$k_{p2}=1.01;$$

$$(p)_{p3}=3;$$

$$g=9.81;$$

Интервал 2840-3400 м.

$$P_{пл3400}=47;$$

$$(k_{p2} * P_{пл3400}) / (g * 3400) * 10^6 \leq \rho_{пж1} \leq (P_{пл3400} + (p)_{p3}) / (g * 3400) * 10^6$$

$$1423.22 \leq \rho_{пж1} \leq 1499.07$$

$$\rho_{пж[4]}=1.43;$$

Принимаем $\rho_{пж1} = 1430 \text{ кг/м}^3$.

Интервал 3400-4229 м.

$$k_{p3}=1.01;$$

$$(p)_{p3}=3;$$

$$P_{пл4229}=62;$$

$$(k_{p3} * P_{пл4229}) / (g * 4229) * 10^6 \leq \rho_{пж} \leq (P_{пл4229} + (p)_{p3}) / (g * 4229) * 10^6$$

$$1509.41 \leq \rho_{пж} \leq 1566.78$$

$$\rho_{пж[5]}=1.51;$$

Принимаем $\rho_{пж1} = 1510 \text{ кг/м}^3$

Расчет эквивалентной плотности бурового раствора при использовании шариков

Интервал:[1380,1530]

Давление при данном проценте заполнения шариками:

$$P_{reshe[1]}=0.69 \rho_{пж[5]} g (1530) * 10^{-3}$$

15.69

$$\rho_{\text{э}}[1]=0.69\rho_{\text{пж}}[5]$$

1.04535

Процент шариков

$$\text{proz}[1]=1-(1229-(1530-1530*0.69))/1229$$

0.385924

Интервал:[1530,1730]

Давление при данном проценте заполнения шариками:

$$\text{Preshe}[2]=0.71\rho_{\text{пж}}[5] \text{ g } 1730*10^{-3}$$

18.2552

Плотность эквивалентная

$$\rho_{\text{э}}[2]=0.71\rho_{\text{пж}}[5]$$

1.07565

Процент шариков

$$\text{proz}[2]=1-(1229-1730*(1-0.71))/1229$$

0.408218

Интервал:[1730,2040]

Давление при данном проценте заполнения шариками:

$$\text{Preshe}[3]=0.75\rho_{\text{пж}}[5] \text{ g } (2040)*10^{-3}$$

22.7391

Плотность эквивалентная

$$\rho_{\text{э}}[3]=0.75\rho_{\text{пж}}[5]$$

1.13625

Процент шариков

$$\text{proz}[3]=1-(1229-2040*(1-0.75))/1229$$

0.414972

Интервал:[2040,2570]

Давление при данном проценте заполнения шариками:

$$\text{Preshe}[4]=0.8\rho_{\text{пж}}[5] \text{ g } (2570)*10^{-3}$$

30.5566

Плотность эквивалентная

$$\rho_{\text{э}}[4]=0.8\rho_{\text{пж}}[5]$$

1.212

Процент шариков

$$\text{proz}[4]=1-(1229-2570*(1-0.8))/1229$$

0.418226

Интервал:[2570,2840]

Давление при данном проценте заполнения шариками:

$$\text{Preshe}[5]=0.87\rho_{\text{пж}}[5] \text{ g } (2840)*10^{-3}$$

36.7214

Плотность эквивалентная

$$\rho_{\text{э}}[5]=0.87\rho_{\text{пж}}[5]$$

1.31805

Процент шариков

$$\text{proz}[5]=1-(1229-2840*(1-0.87))/1229$$

0.300407

Интервал:[2840,3040]

Давление при данном проценте заполнения шариками:

$$\text{Preshe}[6]=0.91\rho_{\text{пж}}[5] \text{ g } (3040)*10^{-3}$$

41.1147

Плотность эквивалентная

$$\rho_{\text{э}}[6]=0.91\rho_{\text{пж}}[5]$$

1.37865

Процент шариков

$$\text{proz}[6]=1-(1229-3040*(1-0.91))/1229$$

0.22262

Интервал:[3040,3400];

Давление при данном проценте заполнения шариками:

$$\text{Preshe}[7]=0.93\rho_{\text{пж}}[5] \text{ g } (3400)*10^{-3}$$

46.9941

Плотность эквивалентная

$$\rho_{\text{э}}[7]=0.93\rho_{\text{пж}}[5]$$

1.40895

Процент шариков

$$\text{proz}[7]=1-(1229-3400*(1-0.93))/1229$$

0.193653

Интервал:[3400,3600];

Давление при данном проценте заполнения шариками:

$$\text{Preshe}[8]=0.96\rho_{\text{пж}}[5] \text{ g } (3600)*10^{-3}$$

51.3636

Плотность эквивалентная

$$\rho_{\text{э}}[8]=0.96 \rho_{\text{пж}}[5]$$

1.4544

Процент шариков

$$\text{proz}[8]=1-(1229-3600*(1-0.96))/1229$$

0.117168

Интервал:[3600,4229]

Давление при данном проценте заполнения шариками:

$$\text{Preshe}[9]=\rho_{\text{пж}}[5] \text{ g } 4229*10^{-3}$$

62.852

Плотность эквивалентная

$$\rho_{\text{э}}[9]=\rho_{\text{пж}}[5]$$

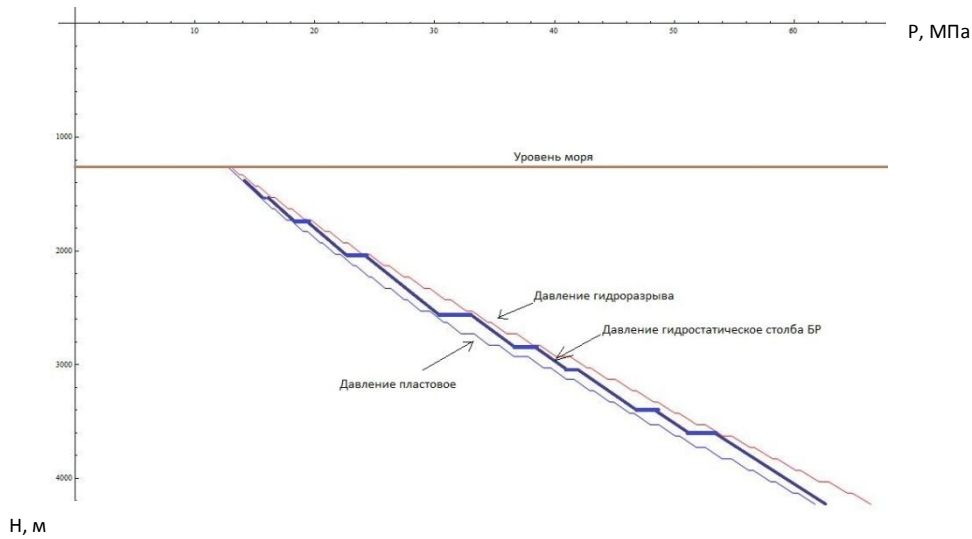
1.515

Процент шариков

$$\text{proz}[9]=1-((1229-4229*(1-1))/1229)$$

0

Совмещенный график изменения давления при использовании шариков



Построение графиков изменения давления в райзере в зависимости от использования технологии закачки шариков и газа.

При производительности компрессора, закачивающего газ, равной 84л/с, а буровог насоса 40л/с, находим плотность смеси

$$p_2 = \rho_{br}[1]\alpha + \rho_{gas}(1 - \alpha)$$

$$646.4$$

$\rho_{br}[1]=1.51\text{г/см}^3$ -плотность бурового раствора

$\rho_{gas} = 0.24 \text{ г/см}^3$ -газа при данном давлении.

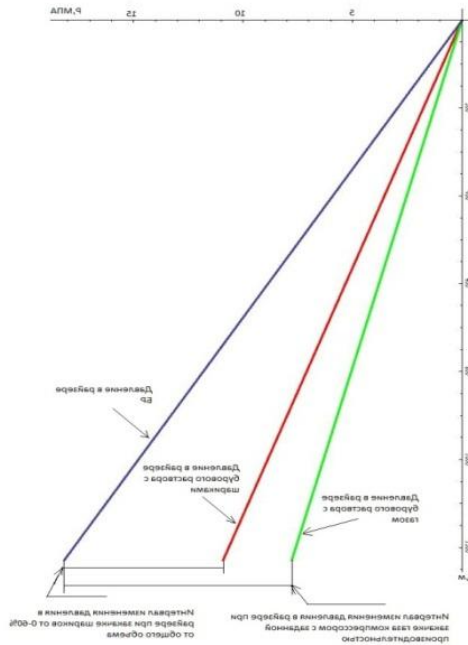
$\alpha = 0,32$ – доля бурового раствора в смеси

$$P_{negas}[i] = \rho_{br}[1]9.8H, \{H, 0,1229\}$$

$$P_{gas}[i] = p_2 9.8H, \{H, 0,1229\}$$

$$P_{cshar}[i] = \rho_{br}[1]9.81H^{0.6}, \{H, 0,1229\}$$

Построим совмещенный график



Оценка возможности регулирования забойного давления

Определение глубины загрязнения продуктивного пласта фильтратом БР.

$$Q(t) = (2 \pi \varepsilon \Delta P) / (\mu \text{Log}[\odot, R_{\Phi} / R_c] + \text{Log}[\odot, R_t / R_{\Phi}])$$

ε - Гидропроводности в зонах пластовой жидкой и фильтра,

R_t - радиус текущего фронта

R_{Φ} - радиус проникновения фильтра БР

R_c - радиус скважины

μ - вязкость

Так как переменной величиной будет только ΔP , то:

рассмотрим глубину равную 2229м, $P_{пл} = 25 \text{ МПа}$;

При традиционном бурении $P_{бр} = 27 \text{ МПа}$;

При закачке газа $P_{бр} = 19.7 - 27 \text{ МПа}$;

При закачке шариков $P_{бр} = 17.7 - 27 \text{ МПа}$

При использовании технологий закачки шариков и газа можно регулировать

ΔP в пределах от 0-2Мпа, а при традиционном мы имеем $\Delta P = 2 \text{ МПа}$.

Список литературы

1. Типовые задачи и расчеты в бурении / И.В.Элияшевский, М.Н. Сторонский, Я.М. Орсуляк - М.: Недра, 1982.- 296 с.
2. Прогнозирование направлений развития разведочного бурения на шельфе / А.П. Пронкин, С.С. Хворостовский – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999.- 300 с.
3. Штрассер В.В. Курсовое проектирование по дисциплине «Бурение нефтяных и газовых скважин»: Методическое указание для направления 553600 «Нефтегазовое дело».– Мурманск: Изд-во МГТУ, 2002. – 57 с.
4. Галабурда В.К. Осложнения и аварии и их предотвращение при строительстве нефтяных и газовых скважин на суше и на море: Учеб. пособие для направления 553600 «Нефтегазовое дело»./ Под ред. В.В. Штрассера. – Мурманск: Изд-во МГТУ, 2002. – 160 с.
5. www.pumpjack.tamu.edu/~juvkam-wold/PETE%20626/Lessons%2001-09/...%20Mudlift%20Drilling.pdf
6. www.spe.org/spe/jpt/jsp/jptpapersynopsis/0%2C2439%2C1104_1..2354946_2395820%2C00.html