

622
3-18

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ АБУ РАЙХАНА БЕРУНИ



ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН
Конспект лекций с решением задач

для бакалавров заочного обучения
по направлению 5540300 «Нефтегазовое дело»

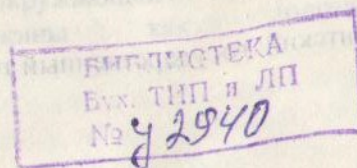
Ташкент 2004

8-18
МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО СПЕЦИАЛЬНОГО
ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ АБУ РАЙХАНА БЕРУНИ

ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН
Конспект лекций с решением задач

для бакалавров заочного обучения
по направлению 5540300 «Нефтегазовое дело»



Ташкент 2004

УДК 622.24.422

А.Г. Гурджиев Конспект лекций с решением задач по дисциплине «Заканчивание скважин»

Учебное пособие с решением практических задач и расчетов предназначено для студентов бакалавриата заочного обучения по направлению 5540300 «Нефтегазовое дело»

Кафедра «**Бурение нефтяных и газовых скважин**».

6 таблиц, 1 рисунок, библиография из 14 наименований.

Напечатано по решению научно-методического Совета Ташкентского государственного технического университета.

Рецензенты: доц. кафедры БНГС, к.т.н. Лыков Е.А.

Ст.научн.сотр. «УзЛИТИНефтегаз»

Подварков Г.А.

©Ташкентский государственный технический университет, 2004.

Предисловие

Дисциплина «Заканчивание скважин» для формирования профиля бакалавра по направлению «Нефтегазовое дело» имеет определяющее значение.

Студенты приобретают знания по вопросам теории основных технологических процессов, связанных с

вскрытием продуктивных – нефтегазовых пластов;

их опробованием в процессе бурения с целью определения перспективности дальнейшего бурения и взятия проб флюида;

креплением скважины;

разобщением пластов при помощи цементирования обсадной колонны в скважине;

вторичным вскрытием продуктивных пластов и испытанием скважины на продуктивность;

безопасностью ведения работ и защитой окружающей среды от загрязнения агрессивными компонентами технологического процесса и пластовыми жидкостями.

В процессе строительства скважины цикл работ, рассматриваемых в этой дисциплине, является наиболее сложным и ответственным, особенно учитывая многообразие и особенности геологического строения ряда нефтегазоносных регионов Республики Узбекистан.

От качества выполнения работ в решающей степени зависят производительность и безопасность труда, технико-экономические показатели, состояние окружающей среды, а также функционирование скважины как долговременного эксплуатационного объекта.

ЛЕКЦИЯ 1

Геолого-технологические факторы и их роль в процессе вскрытия продуктивных пластов

1. Содержание комплекса работ по заканчиванию скважин.
2. Виды горных пород и типов коллекторов нефтяных и газовых месторождений.
3. Коллекторские свойства пород нефтегазовых месторождений. Пористость, проницаемость, трещиноватость, удельная поверхность.
4. Характеристика напряжённого состояния горных пород.
5. Пластовые воды нефтяных и газовых месторождений.
6. Пластовое давление и значение коэффициента аномальности пластового давления. Понятие АВПД и АНПД.
7. Градиент давления пласта, градиент давления поглощения, градиент гидроразрыва пород, индекс поглощения.
8. Определение необходимой плотности промывочной жидкости.

Введение

Полезные ископаемые подразделяются на

1) твердые:

- металлические руды;
- горючие материалы (уголь, сланцы, торф);
- строительные материалы (глина, песок, мрамор и пр.);
- химическое сырьё (каменная соль, калийная соль и пр.)

2) жидкие и газообразные: вода, нефть, газ.

Нефть была известна за 6 веков до нашей эры. Газ вошел в нашу жизнь позже. Нефть и газ мы называли углеводородами. Нефть состоит на 86-87% из C-углерода и на 13-14% из H-водорода.

Основной газ метан CH_4 (этан C_2H_6 , пропан C_3H_8 , бутан C_4H_{10} , пентан C_5H_{12} , гексан C_6H_{14}). Общая формула $\text{C}_n\text{H}_{2n+2}$.

1. Содержание комплекса работ по заканчиванию скважин

Заканчивание скважин включает вскрытие продуктивных горизонтов, спуск и цементирование обсадных эксплуатационных колонн, вторичное вскрытие продуктивных пластов, освоение скважины, специальные работы - опробование в процессе бурения, установка мостов, ремонтно-изоляционные работы.

При вскрытии продуктивных горизонтов возможны осложнения: газонефтяные выбросы, поглощения промывочной жидкости и пр.

2. Виды горных пород

Магматические изверженные - продукты остывания лавы, магмы; на поверхности: - эффузивные, в недрах - интрузивные;

Осадочные породы - продукты разрушения и переноса изверженных и метаморфических пород;

Метаморфические породы - измененные магматические и осадочные под влиянием температуры и давления.

Осадочные породы имеют пластообразную форму залегания. Они могут аккумулировать продукты разложения живых организмов и образовывать месторождения углеводородов - нефти и газа.

Виды осадочных пород: глины, пески и песчаники, конгломераты и брекчии, известняки и доломиты, отложения солей, аргиллиты и алевролиты и др.

Типы коллекторов нефтегазовых месторождений:

■ Гранулярные коллекторы - песчано-алевритовые породы, песчаники, их поровые пространства состоят из межзерновых полостей.

■ Трещинные коллекторы - известняки и доломиты. Эти коллекторы карбонатного типа, продукт находится в трещинах.

■ Коллекторы смешанного типа - гранулярно-трещинные или порово-трещинные.

Мировые запасы нефти на 60% сосредоточены в песчаниках – в поровых коллекторах и на 40% в известняках – трещинных коллекторах. Пласты, содержащие нефть или газ, являются продуктивными, иногда их называют продуктивными горизонтами.

3. Коллекторские свойства пород характеризуются следующими понятиями:

- гранулометрический состав – это совокупность данных о размере зерен разных фракций. От гранулометрического состава зависит пористость и проницаемость, удельная поверхность, капиллярные свойства и др.

- пористость – считается, что все осадочные породы являются пористыми, т.е. имеют пустоты внутри себя.

Абсолютная пористость – это отношение суммарного объема пор $V_{\text{пор}}$ в образце к видимому объему $V_{\text{обр}}$, т.е.

$$K_{\text{пор}} = V_{\text{пор}} / V_{\text{обр}}$$

$K_{\text{пор}}$ – коэффициент абсолютной пористости.

Поровые каналы, соединяющие поры, бывают:

- сверхкапиллярные – диаметром более 0,5 мм,

- капиллярные – 0,0002 мм до 0,5 мм,

- субкапиллярные – менее 0,0002 мм (0,2 мкм).

По первым двум типам каналов жидкость и газ движутся под действием небольшого перепада давления, или сил гравитации, или при участии капиллярных сил.

Субкапиллярные каналы встречаются в глинах, в покрышках, где жидкость практически не перемещается.

Эффективная пористость, открытая – это отношение суммарного объема пор, сообщающихся друг с другом, к видимому объему образца горной породы.

Для получения значения $K_{\text{отк.п.}}$ определяют массу образца M_1 в сухом виде и M_2 образца, насыщенного керосином под вакуумом:

$$K_{\text{отк.п.}} = \frac{M_2 - M_1}{\rho_k \cdot V_{\text{обр}}}$$

где ρ_k – плотность керосина.

С глубиной пористость снижается в результате уплотнения скелета коллектора от веса вышележащей толщи пород.

- Трещиноватость связана с тектоническими движениями земной коры, с процессами перекристаллизации. Трещины бывают вертикальные, горизонтальные, раскрытостью от 1 мм до десятков мм и более.

- Удельная поверхность – это суммарная поверхность всех поровых каналов, содержащихся в единице объема породы. Ее величина зависит от гранулометрического состава горных пород, она характеризует степень измельчения породы.

- Проницаемость – это способность породы пропускать через себя под действием перепада давления газы, газожидкостные смеси и жидкости. Это фильтрационный параметр. Проницаемы почти все осадочные породы, кроме солей, ниже всего проницаемость глинистых отложений. Проницаемость породы с глубиной уменьшается.

За единицу проницаемости в 1 м^2 принимают проницаемость такой среды, через образец которой длиной в 1 м и площадью поперечного сечения в 1 м^2 при перепаде в 1 Па ежесекундно профильтровывается 1 м^3 жидкости с вязкостью в 1 Па · с. Но на практике применяют 1 Дарси в 10^{12} меньше 1 м^2 или 1.02 мкн^2 , т.е. миллидарси – это 0,001 Д.

Проницаемость коллекторов обычно оценивается в несколько миллидарси (мД) до 2-3 Д (Дарси).

4. Напряженное состояние горных пород обусловлено тем, что горные породы находятся под действием:

- а- горного давления,

- б- тектонических сил,

- в- пластового давления,

- г- термического напряжения.

Порода, ее элемент в массиве находится в условиях всестороннего сжатия.

Вертикальная составляющая представляет собой горное давление:

$\sigma_z = \rho g z$, образуемое весом горных пород над данной точкой.

По горизонтали она имеет вид $\sigma_y = \sigma_x = \alpha \rho g z = \alpha \sigma_z$, где α — коэффициент бокового распора, коэффициент передачи давления,

σ_x, σ_y — боковое давление;

$\alpha = 1$ для пластичных и жидких пород,

$\alpha = 1$ для плотных и крепких пород,

$\alpha = 0,3 - 0,7$ — для хрупких пород,

$\alpha = 0,15 - 0,4$ — для пород коллекторов нефтегазовых месторождений.

Расположенные близко к стенке скважины частицы породы под действием одноосного сжатия выдавливаются (выстреливаются) в сторону скважины при отсутствии противодействия.

$$\sigma_z = P_{гор} - P_{пл}$$

При определенном значении σ_z разрушается сцепление между зернами.

Призабойная зона пласта — ПЗП — постоянно находится под:

- механическим напряжением;

- гидродинамическим влиянием пластового и забойного давлений;

- влиянием фильтрационного движения жидкости.

В результате всего этого в ПЗП образуются в виде концентрически расположенных слоев три сферы:

- слой глинистой корки на стенках скважины,

- зона коагуляции,

- зона проникновения фильтрата.

5. Нефтегазовые месторождения всегда содержат пластовые воды, находящиеся в проницаемых пластах либо над продуктивным пластом, либо под ним, либо по крыльям залежи. Воды содержат хлориды кальция, натрия — CaCl_2 , NaCl , KCl , карбонаты — Na_2CO_3 , K_2CO_3 , CaCO_3 , сульфаты — NaSO_4 , CaSO_4 и др., а также сероводород H_2S , уголекислоту. Минерализация — от сотен г/см³ до 300 кг/м³. Пластовые воды могут агрессивно воздействовать на

пластмассы, бетон, цементный камень и металл обсадных труб.

6. Пластовое давление

Жидкость или газ, находящиеся в поровом пространстве горной породы, испытывают поровое давление, в пористых пластах, коллекторах поры сообщаются между собой и создается пластовое давление. Обычно оно равно статическому давлению столба пресной воды высотой от точки породы до устья скважины. Столб воды в 10 м создает 1 атм, т.е. 1 кг/см².

1 атм = 98066,5 Н/м² = 9,8 · 10⁴ Н/м² = 10⁵ Н/м² = 10⁵ Па = 100 килопаскаль, т.е. 1 атм = 100 кПа = 0,1 МПа.

Итак, на глубине $Z = 1000$ м давление столба воды будет

$$P_w = 10 \rho_w 1000 = 100 \text{ атм.} = 10 \text{ МПа.}$$

Но бывает давление аномально высокое (АВПД), т.е. к примеру, на глубине 2700 м пластовое давление 460 атм, но не 270 атм.

Коэффициент аномальности — это отношение реального пластового давления $P_{пл}$ к гидростатическому давлению на данной глубине, например: $P_{пл} = 460$ кгс/см², глубина скважины равна 2700 м, коэффициент аномальности:

$$K_a = \frac{P_{пл}}{g \rho_w Z_{пл}} = \frac{460}{270} = 1,7$$

Если $1,0 \leq K_a \leq 1,05$ — это нормальное пластовое давление, т.е. пластовое давление близко по величине к гидростатическому.

Если $1,05 < K_a < 1,5$, давление в пласте повышенное. К примеру

$$\frac{P_{пл}}{P_{гс}} = \frac{35}{27} = 1,3$$

Если $K_a \geq 1,5$, имеем аномально высокое давление, т.е.

$$\frac{P_{пл}}{P_{гс}} = \frac{46}{27} = 1,7$$

Е. связи с геологическими условиями встречаются пласты с аномально низкими давлениями (АНПД), когда $K_a < 1,0$.

Например, $K_a = \frac{P_{пл}}{P_{гс}} = \frac{25}{27} = 0,92$

7. При бурении скважин иногда происходят поглощения промысловой жидкости. Отношение давления в скважине, при котором произошло поглощение, к гидростатическому давлению на данной глубине называется индексом поглощения (коэффициентом) - $K_{пог}$:

$$K_{пог} = \frac{P_{пог}}{\rho_v g z}$$

Градиент давления поглощения - град. $\frac{P_{пог}}{Z_{пог}} = \frac{P}{Z_{пог}}$

Эмпирическая формула показывает, что
град. $P_{пог} = 0,0083 Z_{пог} + 0,66 P_{пл}$

Градиент пластового давления - град. $\frac{P_{пл}}{Z_{пл}} = \frac{P}{Z_{пл}}$

Градиент гидроразрыва горных пород определяется отношением давления гидроразрыва к глубине Z : град. $\frac{P_{гс}}{Z_{гс}} = \frac{P}{Z_{гс}}$

В зависимости от глубины град. $P_{гс}$ может быть различным - эмпирическая формула показывает, что град. $P_{гс} = (0,125 \div 0,231)$

Давление гидроразрыва определяется так: $P_{гс} = \alpha g \rho_n z$, где α - коэффициент бокового распора или величина перепада горного давления (боковая составляющая):

$$\alpha = \frac{\mu}{1 - \mu}$$

где μ - коэффициент Пуассона

μ - в глинах - 0,33 - 0,4; в песчаниках - 0,30 - 0,35; в известняках - 0,28 - 0,33; в каменной соли - 0,44;

Коэффициент Пуассона с увеличением пластичности пород растет.

8. Для определения необходимой плотности промысловой жидкости следует пользоваться выражением:

$$P_{св} = P_{пл} + \Delta P;$$

Давление в скважине на забое, или "забойное давление", определяется так:

$$P_{св} = \rho_{прж} \cdot g \cdot Z;$$

$$\rho_{прж} \cdot g \cdot Z = P_{пл} + \Delta P;$$

$$\rho_{прж} = \frac{P_{пл} + \Delta P}{g \cdot Z}, \text{ где}$$

ΔP - прирост давления, репрессия.

Для скважин глубиной до 1200 м: $\Delta P \leq 15 \text{ кг/см}^2 = 1,5 \text{ МПа}$ - (газ)
 $\Delta P \leq 25 \text{ кг/см}^2 = 2,5 \text{ МПа}$ - (нефть)
 $\Delta P \leq 35 \text{ кг/см}^2 = 3,5 \text{ МПа}$ - (нефть)

Основной принцип технологии вскрытия пласта заключается в том, что

$$P_{пл} < P_{гс} < P_{пог} \quad (P_{пл} < P_{св} < P_{пог}) \quad \text{или}$$

$$K_a = \rho_{\text{плж}} / K_{\text{плж}};$$

$$\text{Плотность жидкости } \rho_{\text{плж}} = \frac{M}{V} \frac{K_a}{M^3};$$

$$\text{Дельтовый вес} = \frac{G}{V} \left(\frac{K_a}{M^3} \right) \frac{H}{M^3};$$

Относительная плотность промывочной жидкости - это отношение плотности промывочной жидкости в скважине к плотности воды:

$$\rho_0 = \frac{\rho_{\text{пр.ж.}}}{\rho_{\text{вода}}}.$$

ЛЕКЦИЯ 2

Методика вскрытия продуктивных пластов в зависимости от пластового давления

1. Три технологических метода вскрытия пластов.
2. Состояние призабойной зоны пласта при вскрытии пластов с репрессией.
3. Основные требования к промывочным жидкостям при вскрытии продуктивных горизонтов.
4. Путь проникновения нефти и газа в промывочную жидкость при разрывании продуктивных горизонтов с нормальным и АВПД.
5. Сущность способа бурения на равновесии системы «скважина - пласт».
6. Оборудование устья скважины при бурении с АВПД. Виды превентеров, схемы установки.
7. Вскрытие пласта при низких коэффициентах аномальности.

1. Существуют три технологических метода вскрытия пластов:

• с противодавлением на пласт (репрессией), т.е.

$$P_{\text{скв}} > P_{\text{пл}} \text{ или } P_{\text{скв}} = P_{\text{пл}} + \Delta P;$$

• вскрытие пласта на равновесии давлений в системе «скважина-пласт», т.е.

$$\Delta P \approx 0 \text{ или } P_{\text{скв}} \approx P_{\text{пл}};$$

• вскрытие пласта с отрицательным дифференциальным давлением или депрессией на пласт, т.е. $P_{\text{скв}} < P_{\text{пл}}$

2. Вскрытие пластов с репрессией (с противодавлением) производится, когда $K_a > 1$. Это не лучший способ, но самый распространенный. Однако при этом загрязняется призабойная зона пласта - ПЗП, которая представляет собой концентрические зоны:

1 - стенки скважины с глинистой коркой, 2 - зона коьматации, 3 - зона проникновения фильтрата.

Мощность этих зон зависит от гранулометрического состава породы, дисперсной фазы промывочной жидкости и структуры порового пространства пласта.

Если $d_{\text{пор}}$ меньше $3d$ частиц твердой фазы - частицы создают корку, и не проникают в пласт, только фильтрат проникает.

Если $d_{\text{пор}}$ больше $3d$ частиц и меньше $10d$, то корка образуется внутри стенок скважины - 2-3 см.

Если $d_{\text{пор}}$ больше $10d$ частиц, то частицы могут проникать на большую глубину в несколько десятков см, образуя в пласте вокруг скважины зону коьматации. В трещинный пласт - коллектор - твердая фаза промывочной жидкости может проникать на несколько метров и трещины заполняются промывочной жидкостью вместе с твердой фазой.

Фильтрат, проникая в пласт, уменьшает проницаемость породы, оттесняет пластовую жидкость - в пристволенной части возникает смесь фильтрата с нефтью, образуется эмульсия, снижающая проницаемость. Химические вещества в фильтрате способствуют этому.

3. Основные требования к промывочным жидкостям при вскрытии продуктивных горизонтов определяются величиной пластовых давлений.

Продуктивные пласты бывают с нормальным, повышенным, аномально высоким и АНПД давлением.

Нормальное давление - когда коэффициент аномальности K_a определяется выражением: $1,0 \leq K_a < 1,05$.

Повышенное: $1,05 \leq K_a \leq 1,5$.

Если $K_a \geq 1,5$, то в пласте аномально высокое давление.

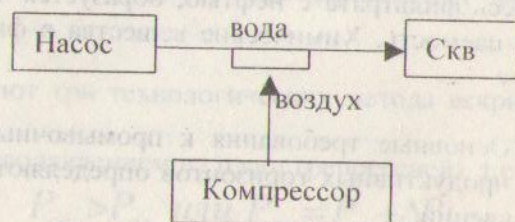
Если $K_a < 1$, то пласт имеет аномально низкое давление.

■ При вскрытии пласта с нормальным или повышенным давлением необходимо соблюдать условие $P_{скв.} = P_{пл} + \Delta P$.

Промывочная жидкость должна быть обработана ПАВ, водоотдача должна быть низкой - 6-8 см³/30 мин. СПО необходимо проводить с ограниченной скоростью - не более 0,5 м/с. Кольцевые зазоры следует в скважине увеличить за счёт уменьшения диаметра бурильных труб и УБТ. Реологические свойства должны быть минимальными. Время между вскрытием пластов и спуском обсадной колонны необходимо сократить за счёт ускорения работ и исключения аварий и простоев. Циркулирующий раствор должен быть очищен от шлама и дегазирован.

■ Пласты с АНПД вскрываются на равновесии давлений в системе «скважина-пласт» или при $K_a < 1$. Если $0,9 < K_a \leq 1,0$, равновесие можно обеспечить применением обычных промывочных жидкостей, предпочтительно эмульсий. Если $K_a < 0,9$, то для поддержания давления приходится использовать аэрированные промывочные жидкости, пены или газ (воздух), отработанные газы.

Применение аэрированных жидкостей:



Пена является своеобразной аэрированной жидкостью, её состав - вода, воздух, ПАВ и частицы выбуренной породы из скважины. Пласты с очень низкими давлениями и низкой проницаемостью разбуриваются с применением продувки забоя сжатым воздухом, газом (природным или отработанным от ДВС), при этом пласт не загрязняется.

■ При вскрытии пластов с АВПД глинистый (буровой) раствор должен иметь плотность: $K_a \leq \rho_{б.р.} < K_{пор.}$. Необходимо иметь запасные емкости с буровым раствором плотностью в соответствии с требованиями.

Основной путь безаварийного вскрытия пласта - это поддержание минимально необходимого дифференциального давления:

$$\Delta P = P_{скв} - P_{пл} \quad \text{или} \quad \Delta P = P_{г.с} + P_{г.о} - P_{пл}$$

$P_{г.о}$ - гидродинамическое давление возникает под долотом в процессе пуска насосов и промывки скважины и при СПО.

$$P_{г.о} = f(D, d, \eta, \tau, L, d_1), \text{ где}$$

η - кинематическая вязкость жидкости,

τ - предельное динамическое напряжение сдвига,

L - длина колонны,

D, d, d_1 - диаметры скважины, бурильных труб и долота.

Имеет большое значение скорость бурения по газовым пластам, определяющая скорость обогащения промывочной жидкости поступающим газом. Критическая скорость бурения при АВПД должна быть ограничена, она определяется формулой А.К. Рахи-

мова:

$$V_{кр} = \frac{4q \cdot \beta_g}{\pi D^2 \cdot K_y \cdot K_{пор} \cdot \alpha \ln(1 + 0,0981 \rho_H)}$$

где q - расход жидкости м³/с,

β_g - объемный коэффициент газа,

D - диаметр скважины, м

K_y - коэффициент кавернозности (уширения),

$K_{пор}$ - коэффициент пористости,

α - коэффициент газонасыщенности пород.

рекомендованная плотность бур. раствора.

H – высота столба промывочной жидкости (бурового раствора).

К примеру, если $D = 190$ мм, $P_{пл} = 50$ МПа:

$q = 15$ л/с, $K_y = 1,0$; $K_{пор} = 0,2\%$; $\alpha = 0,9$; $H = 2900$ м, то критическая скорость бурения должна быть не более 1,5 м/час по продуктивному горизонту. При этой скорости содержание газа в растворе не превышает 5%, это не создает осложнений. Много фонтанов в Узбекистане произошло именно при высокой скорости проходки и несоолюдении противофонтанных требований: 2 Памук; 11,24 Уртабулак; 4 Култук и др. Причина этих фонтанов – снижение противодействия на пласт из-за сильного и быстрого разгазирования бурового раствора.

4. Проникновение пластовой жидкости или газа в промывочную жидкость в скважине при бурении по продуктивному горизонту происходит следующими путями:

- 1) вместе с разрушенной породой, в порах которой находится газ или нефть;
- 2) в результате диффузии;
- 3) в результате притока из пласта при превышении пластового давления над гидростатическим в результате быстрого подъема инструмента;
- 4) под влиянием снижения порового давления в промывочной жидкости.

Более легкая пластовая жидкость – нефть или газ стремится перемещаться вверх вместе с промывочной жидкостью. Разгазированная нефть, попадая в промывочную жидкость, снижает забойное давление столба промывочной жидкости, вызывая новые поступления газа или нефти в скважину.

При открытом устье пузырьки газа расширяются и их объем увеличивается, перед устьем идет интенсивное образование скопления пузырьков, снижается давление столба глинистого раствора на забой. Газ, поднимаясь вверх по затрубному пространству, выталкивает буровой раствор и, если вовремя не закрыть преентер, может произойти выброс раствора с последующим фонтаном.

5. Бурение на равновесии в системе «скважина – пласт» требует оборудования устья скважины герметизирующим устройством – вращающимся преентером. В кольцевом пространстве может возникнуть избыточное давление.

$$P_{пл} = P_{св} + P_{г.д.} + P_{у.из.}, \text{ где}$$

$P_{у.из.}$ – устьевое избыточное давление.

При минимальном или нулевом дифференциальном давлении можно повысить скорость бурения и свести к «min» загрязнение продуктивного пласта.

Перед окончанием рейса на период «СПО», когда скважину не промывают, её заполняют более тяжелой промывочной жидкостью. Этот метод бурения называется «методом двух растворов».

6. Оборудование устья скважины при бурении с АВПД заключается в установке на нем комплекта ПВО (противовыбросовое оборудование) перед вскрытием пласта. Оно включает 2 плашечных и универсальный преентера. При бурении с регулируемым дифференциальным давлением и с поддержанием равновесия давлений в состав комплекта включают также вращающийся преентер. Рабочее давление преентеров должно соответствовать «max» давлению, которое может возникнуть на устье скважины в случае закрытия преентера после начала газопоявления.

Для газовых разведочных скважин:

$$P_{г.д.} = P_{пл} \cdot e^S \quad S = \frac{0.034 \cdot \rho_{г.д.} \cdot Z_{пл}}{\beta_g T_g}, \text{ где}$$

$Z_{пл}$ – глубина кровли пласта;

$\rho_{г.д.}$ – относительная плотность газа;

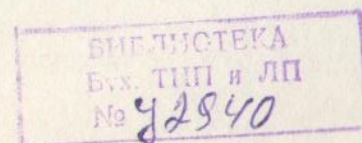
β_g – коэффициент сжимаемости газа;

T_g – абсолютная температура газа;

$$e^S = (2 + S) / (2 - S); \quad S = 10^{-4} \rho (L - Z_{пл})$$

где $Z_{б}$ – глубина до башмака предыдущей промежуточной колонны.

Для нефтяных скважин:



$$P_y = P_{\text{пл}} - \rho_{\text{ф}} \cdot g \cdot Z_{\text{пл}}$$

где $\rho_{\text{ф}}$ – плотность газированной нефти в закрытой скважине.

$$\rho_{\text{ф}} = 1274 - 0,555 \cdot m_{\text{ф}}; \quad m_{\text{ф}} = \rho_{\text{н}} \cdot G_{\text{ф}} \cdot \rho_{\text{г}}$$

$m_{\text{ф}}$ – масса нефти или газа, выделившаяся при атмосферных условиях из 1 м³ пластовой нефти; $\rho_{\text{н}}$ – плотность дегазированной нефти при атмосферных условиях; $G_{\text{ф}}$ – газовой фактор; $\rho_{\text{г}}$ – плотность газа.

Превентор представляет собой внутреннюю задвижку высокого давления, которая перекрывает кольцевое пространство скважины с бурильным инструментом или сечение ствола скважины без бурильного инструмента. В первом случае – превентор с вырезными плашками, во втором – с глухими плашками.

Бывают превенторы только для бурильных труб, а бывают ещё и универсальные – для бурильных труб и для «квадратов» – рабочих труб.

К ПВО относятся:

- аппаратура дистанционного управления;
- системы трубопроводов с задвижками для обвязки превенторов с насосами;
- системы ручного управления.

Основные параметры превенторов:

- диаметры проходного сечения – отверстия для прохода обсадной колонны и долота,
- максимальное рабочее давление P_{max} – оно должно быть выше возможного пластового давления на устье.

Принято устанавливать не менее двух плашечных превенторов – с глухими плашками и с вырезными и резервный, а также универсальный, обеспечивающие снижение риска фонтана. В особых случаях устанавливают ещё и вращающийся превентор, позволяющий бурить скважину под давлением на устье.

Схема установки ПВО предполагает (снизу вверх):

1. Крестовина на колонной головке;

2. Два плашечных превентора: с глухими и с вырезными плашками;

3. Крестовина и ещё один превентор с вырезными плашками (резервный);

4. Универсальный превентор;

5. Вращающийся превентор;

6. Линия обвязки – отводы – сбросы;

7. Линия дросселирования из скважины;

8. Линия нагнетания в скважину промывочной жидкости для глушения фонтанов или тампонажных растворов.

ЛЕКЦИЯ 3

Способы первичного вскрытия продуктивных пластов и входа в залежь

1. Методика выбора способа вскрытия.

При выборе метода входа в пласт следует придерживаться следующей методики и критериев:

- Оценить мощность продуктивной залежи и выяснить число проницаемых пластов от кровли залежи до проектной глубины скважины, установить многопластовость залежи;

- Выяснить характер насыщенности всех проницаемых пластов продуктами залежи и решить, как вскрывать пласт, исходя из следующих соображений:

- если вся продуктивная залежь представляет единый пласт только с одной жидкостью, тогда подходят все пять далее рассматриваемых методов входа в залежь;

- если же нефтяные пласты чередуются с водоносными, либо в одном пласте две или три жидкости, тогда для входа в залежь приемлемы 3 и 5 методы;

- если ожидается массивная залежь – несколько сот метров – следует оценить возможность одновременного пробуривания всей мощности без перекрытия промежуточными обсадными колоннами.

Это объясняется тем, что K_a в мощных отложениях, отмечаемый по кровле залежи, значительно выше отмеченного K_a у подошвы залежи. Для вскрытия верхней части такой залежи во избежание проявления относительная плотность жидкости должна быть

$$\rho_0 \geq K_{a \text{ верх}}$$

Такую жидкость можно было бы использовать, если бы давление её столба было бы меньше давления поглощения в средней и нижней толще пород, т.е. если

$$\rho_0 \leq K_{\text{пог. низ}}$$

Если же это требование не соблюдается, то вскрытие всей мощности залежи сразу не допускается, так как может возникнуть поглощение в нижней части залежи, падение уровня жидкости, за которым может последовать проявление из верхних интервалов из-за снижения противодействия. Поэтому нужно перекрыть верхний интервал до вскрытия нижнего обсадной колонной, потом уменьшить плотность и вскрыть нижний интервал.

■ Оценить коллекторские свойства и, если проницаемость пласта не меняется с глубиной, можно применять 1,2,4 методы вскрытия.

Если же проницаемость залежи меняется, то подходят 3 или 5 способы, которые позволяют избирательно получать приток продукта.

■ Оценить степень устойчивости пород стенок скважины и, если она высока, то рекомендуется 1 метод вхождения, если породы неустойчивы, рекомендуются 2 или 4 метода.

Способы вхождения в пласт (залежь) или способы первичного вскрытия продуктивных пластов — это комплекс работ, связанных с разбуриванием продуктивного пласта, обеспечением устойчивости ствола скважины и безаварийным заканчиванием скважины.

2. Сущность способов первичного вскрытия продуктивных пластов.

Первый способ заключается в том, что скважина пробуривается до кровли известного продуктивного горизонта, спускается и

цементируется эксплуатационная колонна. Затем, после разбуривания толщ продуктивного пласта ствол скважины оставляют открытым, получают приток и сдают заказчику.

Достоинства:

- 1 — промывочная жидкость при вскрытии продуктивного пласта выбирается только с учетом свойств этого пласта;
- 2 — уменьшается расход обсадных труб и тампонажного материала;
- 3 — исключается опасность загрязнения пласта фильтратом тампонажного раствора;
- 4 — исключается повторное вскрытие пласта перфорацией;
- 5 — достигается минимальная стоимость вскрытия;
- 6 — фильтрация (дренирование) продукта происходит через всю открытую поверхность стенок ствола скважины.

Рекомендуется этот способ, если пласт сложен прочной породой (известняк, песчаник) и не будет разрушаться при депрессии.

Скважины с открытым призабойным участком являются гидродинамически совершенными.

Второй способ вскрытия сходен с первым, но после спуска обсадной колонны до кровли пласта и ее цементирования вскрывается продуктивный пласт и в него спускается перфорированный хвостовик — потайная обсадная колонна, не выходящая на поверхность — фильтр, который укрепляет ствол в продуктивном пласте, но не цементируется.

Способ целесообразен при вскрытии не очень прочных коллекторов, достоинства те же, что и у первого способа.

Третий способ наиболее распространен и заключается в полном вскрытии продуктивной залежи на всю мощность с последующим спуском обсадной эксплуатационной колонны на всю глубину и её цементированием до устья, в производстве вторичного вскрытия пластов методом перфорации.

Достоинства — возможность получения притока продукта отдельно из каждого пласта, возможность проведения специальной обработки пласта.

Недостатки — сложность выбора промывочной жидкости на весь интервал бурения, необходимость учёта устойчивости стенок

скважины, загрязнение пласта фильтратом буровых и тампонажных растворов.

Четвертый способ вхождения в пласт заключается во вскрытии продуктивной части разреза на всю мощность, спуске эксплуатационной колонны с заранее перфорированной нижней частью напротив продуктивного горизонта до забоя и в цементировании верхней части обсадной колонны от кровли продуктивного горизонта манжетным способом до устья. В ряде случаев с целью предупреждения выноса в скважину песка из пласта колонну – фильтр напротив продуктивного пласта обсыпают гравием, укрепляя ствол гравийной засыпкой.

Пятый способ вхождения в пласт предусматривает бурение скважины до кровли продуктивного пласта, спуск и цементирование обсадной колонны, затем полное вскрытие продуктивного пласта и укрепление его спуском и цементированием обсадной колонны – хвостовика с последующей перфорацией его и вызовом селективного притока из пласта.

В последние годы успешно развивается способ горизонтального бурения участков скважин по пласту, многозабойное бурение, многоярусное и т.д. для увеличения поверхности дренирования продукта из пласта в эксплуатационную колонну.

ЛЕКЦИЯ 4

Опробование пластов в процессе бурения.

1. Значение и роль опробования в процессе бурения.
2. Цели опробования.
3. Сущность опробования.
4. Опробование при помощи пробоотборников и пластоиспытателей ИПГ.
5. Газовой каротаж в скважине в процессе бурения.

1. Для оценки продуктивности разреза и установления его промышленной ценности до окончания бурения используют следующие методы:

а) косвенные – это оперативные методы геологического контроля и геофизических исследований.

б) прямые – это получение непосредственных свидетельств о наличии продукта, т.е. опробование пласта.

Прямые методы оценки требуют вызова притока продукта в скважину и отбор проб.

Выделяют опробование в процессе бурения и испытание скважины после окончания бурения.

Опробование проводят сверху вниз, испытание в скважине пластов – снизу вверх с установкой разделительных мостов.

Практикой установлено, что опробование пластов после спуска эксплуатационной колонны и её цементирования при вторичном вскрытии горизонтов (пластов) путем перфорации колонны и стенок скважины методом снизу вверх является недостаточно совершенным и своевременным и требует больших затрат времени, средств. Кроме того, призабойная зона пласта (ПЗП) с момента окончания бурения подвергается сильному загрязнению, что затрудняет вызов притока.

В настоящее время из общего числа скважин около половины не дают притока, а некоторые приходится ликвидировать даже со спущенной обсадной колонной. В случае, когда опробование в процессе бурения не дает положительного результата, отпадает необходимость спуска обсадной колонны, цементирования и вторичного вскрытия.

Таким образом, наиболее эффективным является опробование методом «сверху вниз» в процессе бурения по мере вскрытия пластов при помощи пробоотборников и пластоиспытателей.

2. Цели опробования заключаются в:

а) получении притока из продуктивного объекта;

б) отборе пробы для лабораторного анализа свойств и состава продукта;

в) оценке продуктивности пласта;

г) оценке коллекторских свойств и степени загрязненности пласта.

3. Сущность опробования заключается:

а) в изоляции рассматриваемого участка объекта от остальной части скважины и нижеследующих горизонтов и от воздействия давления столба промывочной жидкости в скважине;

б) в создании депрессии на пласт с целью вызова притока;

в) в регистрации параметров пласта и притока, характера изменения давления в скважине против данного объекта;

г) в отборе проб пластовой жидкости и газа.

4. В процессе опробования используют три типа аппаратов – пробоотборники:

- 1) спускаемые в скважину пробоотборники на каротажном кабеле;
- 2) сбрасываемые пробоотборники в бурильные трубы с пакером;
- 3) спускаемые в скважину испытатели пластов на бурильных трубах.

1). Спускаемые в скважину аппараты – пробоотборники на кабеле состоят из двух частей – механизма, обеспечивающего прижатие аппарата к стенке скважины, изоляцию участка пласта в стенке от давления, прострел породы в стенке кумулятивным зарядом, и герметизированного баллона, заполняемого продуктом.

При этом производится регистрация температуры и давления за период отбора.

Достоинства – минимальный объем подготовительных работ, минимальная степень загрязнения пласта до начала опробования.

Недостаток – малый объем информации и ограниченность емкости баллона, а также только частичный охват пласта в процессе опробования.

2). Сбрасываемый в бурильные трубы пробоотборник используется при установке над долотом гидравлического резинового пакера на бурильных трубах, изолирующего нижнюю часть скважины от верхней, перекрывая кольцевое сечение. При этом давление под пакером понижается и продукт из пласта поступает в скважину и в пробоотборник, устанавливаемый над долотом. Затем давление в бурильных трубах снижают, пакер освобождается, и пробоотборник при помощи шлипса извлекают из бурильных труб.

Установленные в пробоотборнике манометр и термометр фиксируют соответствующие параметры.

Достоинства – малая степень загрязнения пласта, минимальный объем подготовительных работ, но необходимость пакерования несколько осложняет технологию опробования.

3). Использование пластоиспытателя предусматривает цикл подготовительных работ:

- 1- уточнение глубины исследуемых интервалов;
- 2- уточнение места установки разделительного пакера по данным кавернометрии;
- 3- выбор величины депрессии;
- 4- выбор комплекта испытателя пластов;
- 5- оборудование устья скважины противовыбросовыми (ПВ) устройствами.

Компоновка пластоиспытателей, которые бывают механического и гидравлического действия, включает главные части:

- 1-фильтр;
- 2-пакер;
- 3-собственно опробователь с уравнильным, главным, выпускным, запорным и циркуляционным клапанами;
- 4-упорный башмак с хвостовиком.

Фильтр устанавливается против предназначенного к испытанию пласта, затем включением пакера отделяют верхнюю часть скважины над фильтром от нижней с тем, чтобы под пакером потом понизить давление и обеспечить приток продукта из пласта в скважину и в опробователь. После выключения пакера опробователь извлекают из скважины и полученный продукт вместе с записанными параметрами изучается в лаборатории.

Использование пластоиспытателей обеспечивает исследователей максимальной информацией, однако велик объем подготовительных работ и высока их стоимость.

5. Газовый каротаж в процессе бурения скважины

Перед вскрытием продуктивных пластов на буровой устанавливают газокаротажную станцию, которая в процессе бурения

контролирует содержание газа в промывочной жидкости при помощи газоулавливающих приборов на устье, дегазаторов. Известно, что в процессе бурения газ проникает в промывочную жидкость, может вызвать снижение её плотности и выброс с последующим фонтаном. Кроме этого, газокаротажная станция наблюдает и фиксирует изменения технологических параметров режима бурения, механической скорости и обеспечивает оперативное выделение в разрезе скважины перспективных по нефти и газу интервалов.

ЛЕКЦИЯ 5

Проектирование конструкции скважины

1. Цели крепления скважины.
2. Понятие о конструкции скважины.
3. Факторы, влияющие на выбор конструкции скважины при ее проектировании.
4. Обсадные колонны, их виды и назначения.

1. При бурении скважины вскрываются горные породы с различными свойствами, в том числе с различной степенью устойчивости стенок скважины и различными пластовыми давлениями. Крепление скважины производится спуском обсадных колонн, и цементированием заколонного пространства.

Целью крепления является;

- а) — обеспечение устойчивости стенок скважины на весь период её службы;
- б) — предотвращение перетоков жидкости и газа в заколонном пространстве разобщением пластов;
- в) — обеспечение устья противовыбросовым оборудованием (ПВО) и эксплуатационным.

г) — создание долговременного герметичного канала, соединяющего пласт с устьем скважины для транспортировки продукта на поверхность и закачки рабочих специальных агентов в пласт.

Спуск обсадных колонн завершается цементированием их — закачкой в заколонное пространство твердеющего тампонажного раствора, обеспечивающего разобщение пластов, т.е. создающего

плотный камень с напряженным контактом с горной породой и обсадной колонной (по горизонтали) и между пластами горных пород (по вертикали).

2. Понятие «конструкция скважины» включает в себя следующие сведения (позиции);

- а) — глубина бурения;
- б) — диаметры интервалов бурения;
- в) — количество обсадных колонн, их диаметр, глубина спуска, толщина стенок труб, группа стали, длина участков обсадных колонн;

г) — интервалы цементирования и высота подъема цемента за колонной (в газовых скважинах до устья).

3. На выбор конструкции скважины влияют следующие факторы:

1. Назначение скважины — опорные, параметрические, поисково-разведочные, эксплуатационные и прочие скважины.
2. Проектная глубина.
3. Особенности геологического строения и степень достоверности знаний о геологическом строении — зоны осложнения, продуктивные горизонты и т.д.
4. Степень устойчивости горных пород стенок скважины.
5. Характер изменения с глубиной коэффициента аномальности и индекса поглощения.
6. Метод вхождения в продуктивную толщу пород нефтегазовой залежи.
7. Дебит и способы эксплуатации месторождения данной скважиной.
8. Стоимость единицы получаемой продукции (ориентировочно).

4. Обсадные колонны делятся на несколько видов по назначению:

- а) шахтное направление — обеспечивает крепление устья скважины и вывод промывочной жидкости из скважины в желобную систему;

б) кондуктор - обеспечивает крепление стенок и предохранение их от обрушения в верхних интервалах скважины, поглощения промывочной жидкости, предназначен для установки ПВО и подвески всех колонн;

в) промежуточная колонна - служит для крепления скважины и для изоляции неустойчивых пород, перекрытия зон поглощения, разобщения несовместимых по технологии бурения интервалов скважины, для установки ПВО;

г) эксплуатационная колонна - служит в качестве канала для вывода флюида из пласта на поверхность, для закачки рабочих агентов в продуктивный пласт, для крепления интервала продуктивного пласта;

д) хвостовик или потайная колонна - укороченная колонна обсадных труб с задачей промежуточной колонны или эксплуатационной, не выходящая на устье;

е) эксплуатационный фильтр - часть эксплуатационной колонны, заранее перфорированная и установленная в нецементируемом интервале скважины.

ЛЕКЦИИ 6 - 7 КРЕПЛЕНИЕ СКВАЖИН

1. Понятие о зонах с несовместимыми условиями бурения.
2. Выбор диаметра обсадных колонн и долот.
3. Обсадные трубы и виды резьбовых соединений.
4. Условия работы обсадных труб, виды нагрузок.
5. Расчет эксплуатационной колонны, определение прочностных характеристик.
6. Конструкция низа эксплуатационной колонны.
7. Подготовка ствола скважины к спуску обсадной колонны.
8. Спуск обсадной колонны секциями.

1. Для определения протяженности зон геологического разреза скважины с несовместимыми условиями бурения и их границ строится график изменения K_a пластового давления и индекса поглощения с глубиной скважины. С помощью этих графиков определяются интервалы глубин, в которых выполняется условие $K_a \leq \rho_{огр} \leq K_{огр}$.

При бурении возможны такие обстоятельства, как достижение забоем нижнего интервала с применением такой промывочной жидкости (бурового раствора), которая может поглощаться в какой-либо горизонт верхнего интервала. Если же буровой раствор, чтобы не было поглощения, будет слишком малой плотности, то нижний интервал или пласт может проявляться потоком пластовой жидкости. Поэтому верхний интервал надо изолировать прежде, чем изменить плотность промывочной жидкости, т.е. перекрыть его, спустив обсадную колонну, и зацементировать. Дальнейшее бурение можно проводить с измененной плотностью промывочной жидкости.

Встреченные отложения солей после их полного вскрытия химически обработанным глинистым раствором следует также перекрыть промежуточной колонной, чтобы при дальнейшем бурении к продуктивной толще пород эти соленосные отложения не размывались бы потоком промывочной жидкости и не действовали бы агрессивно на нее при бурении под эксплуатационную колонну. Соленосную толщу пород надо перекрыть и зацементировать еще и для того, чтобы в дальнейшем, спустив на всю глубину скважины эксплуатационную колонну и зацементировав её, обезопасить эту колонну промежуточной крепью от смятия соленосными отложениями. Таким образом, с одной стороны, наличие низконапорных пластов и пластов с высоким давлением, а с другой стороны, присутствие солей без спуска промежуточной колонны создает несовместимые условия для дальнейшего бурения по продуктивным горизонтам под эксплуатационную колонну.

Итак, глубина спуска колонны определяется глубиной границы раздела смежных зон с несовместимыми условиями бурения. Нижний конец колонны нужно установить в устойчивых непроницаемых породах - глинах, ангидритах.

Иногда сплошную обсадную колонну заменяют укороченной потайной колонной—хвостовиком, который перекрывает интервал с несовместимыми условиями бурения. Его верхняя часть устанавливается выше башмака предыдущей колонны, перекрытый интервал цементируется.

Таким образом, проектирование конструкции скважины начинают с выделения зон с несовместимыми условиями бурения. Условия в двух соседних интервалах—зонах являются несовместимыми, если при переходе из верхней зоны в нижнюю требуется изменить плотность промывочной жидкости так, что это может вызвать поглощение в верхней зоне или нефтегазопроявление из нижней зоны.

2. Диаметр обсадной колонны—эксплуатационной выбирают, исходя из ожидаемого дебита жидкости или газа из пласта на разных стадиях эксплуатации месторождения и габаритов оборудования, спускаемого в скважину.

Выбрав диаметр эксплуатационной колонны, находят диаметр муфты трубы этого размера и выбирают диаметр долота.

1. Обозначим диаметр долота под эксплуатационную колонну через D_d^3 . Диаметр долота D_d^3 должен быть несколько больше наибольшего наружного диаметра муфты колонны — D_m^3 . Тогда диаметр скважины:

$$D_{скв} = D_d^3 = D_m^3 + 2\Delta K,$$

где ΔK —необходимый радиальный зазор (мм) для прохода колонны—возможная толщина цементного кольца за колонной. Величины радиального зазора приведены в таблице приложений «Практические задачи» в зависимости от диаметров обсадных колонн.

2. Определим внутренний диаметр предыдущей—промежуточной колонны, он должен быть больше диаметра долота для бурения под следующую—эксплуатационную—колонну

$$D_{пред}^{вн} \geq D_d^3 + (5 \div 10)$$

где $5 \div 10$ мм — радиальный зазор для прохода долота внутри обсадной предыдущей колонны для бурения скважины под следующую колонну.

3. Определив внутренний диаметр промежуточной колонны, определим ее наружный диаметр

$$D_{пред}^{н} \geq D_{пред}^{вн} + 2\delta, \quad \text{где } \delta \text{—толщина стенки трубы, } 7 \div 14 \text{ мм.}$$

4. Определяя диаметр долота для бурения под промежуточную колонну, используем диаметр муфты промежуточной колонны:

$$D_d^{пром} \geq D_m^{пром} + 2\Delta K,$$

где ΔK —радиальный зазор для прохода колонны, мм.

5. Определив диаметр долота для бурения под промежуточную колонну, определим внутренний диаметр предыдущей колонны, т.е. кондуктора: $D_k^{вн} \geq D_d^{пром} + (5 \div 10)$, где $5 \div 10$ — радиальный зазор для прохода долота, мм.

6. Определим наружный диаметр кондуктора: $D_k^{н} \geq D_k^{вн} + 2\delta$, где δ —толщина стенки трубы ($7 \div 12$ мм).

7. Теперь определим диаметр долота для бурения под кондуктор:

$$D_d^k \geq D_k^{н} + 2\Delta K, \quad \text{где}$$

$D_k^{н}$ — диаметр муфты трубы, мм;

ΔK , мм — необходимый радиальный зазор для прохода колонны.

Таким образом, установлены диаметры обсадных колонн и долот для разбуривания интервалов скважины в соответствии с конструкцией её.

3. Обсадные трубы характеризуются наружным и внутренним диаметрами, толщиной стенки, длиной, а также качеством (маркой) стали. При постоянной длине в пределах 10 м в зависимо-

сти от предназначения обсадные трубы выпускают наружным диаметром от 114 мм до 508 мм при толщине стенок от 6 мм до 12÷14 мм. При постоянном наружном диаметре одного типоразмера труб за счет изменяющейся по регламенту толщины стенки изменяется внутренний диаметр.

Обсадные трубы имеют на концах присоединительную резьбу и соединяются друг с другом при помощи муфт.

Резьбы на концах труб и в муфтах бывают:

а) коническая с шагом резьбы $S=3,175$ мм треугольного профиля с конусностью 1:16, восьминиточная (на 1" – 25,4 мм – 8 ниток), с углом при вершине в 60° и высотой резьбы 1,8 мм;

б) коническая трапецеидальная с конусностью 1:16 и шагом резьбы 5,08 мм при глубине 1,6 мм, число ниток 5 на 1". Кроме того, выпускаются обсадные трубы с муфтовыми соединениями повышенной герметичности с уплотнительной поверхностью и т.д.

Существуют и совершенствуются обсадные трубы и с безмуфтовыми соединениями – типа «труба в трубу», с утолщенными концами (высаженными).

Сборка обсадной колонны в процессе спуска должна обеспечивать герметичность резьбовых соединений. С целью повышения герметичности используют специальные смазки и регламентируют крутящий момент при соединении труб.

Условия работы обсадных труб и виды испытываемых нагрузок наиболее жестки и сложны для эксплуатационных колонн. Они определяются геолого-техническими факторами.

Виды нагрузок следующие:

- сила растяжения от собственного веса и веса жидкости в трубах;
- выталкивающая сила жидкости – Архимедова сила – зависит от плотности промысловой жидкости ($g_{ж}=g_{в}(1-\rho_{б.р.}/\rho_{металл.})$);
- сила инерции при спуске труб в скважину;
- сила взаимодействия труб со стенками скважины (сила трения);
- гидродинамические силы;

- изгибающие усилия, связанные с отклонением скважины от вертикали и по азимуту;

- дополнительные усилия в момент снятия колонны с элеватора (с клиньев);

- силы растяжения от закачивания цементного раствора и продажной жидкости;

- усилие изгиба при опоре колонны на забой;

- усилия деформации при проведении перфорационных работ для вторичного вскрытия пластов.

5. Обсадная колонна рассчитывается на разрыв – страгивание в резьбовых соединениях от растягивающей от веса труб нагрузки, на сминающее давление в нижней части колонны и на разрыв от внутреннего давления в верхней части при поступлении газа при закрытых превенторах.

Характеристика сопротивляемости труб смятию под действием наружного давления выражается через $P_{кр}$ – давление критическое, при котором напряжение на наружной поверхности трубы достигает предела текучести. Определяется по формуле Г.М.Саркисова (расчеты приведены в справочной литературе в зависимости от толщины стенок и марки стали).

Расчет колонны на смятие сводится к отысканию глубины перехода от труб с большей толщиной стенки к трубам с меньшей толщиной стенки или к трубам из другой марки стали.

Прочностная характеристика на сопротивление разрыву – это избыточное давление, при котором на внутренней поверхности трубы напряжение достигает предела текучести металла, определяется по формуле Барлоу:

$$P_{в} = \frac{0,875 \cdot 2\delta \cdot \sigma_{т}}{d_{н}} \quad \text{где}$$

$\sigma_{т}$ – предел текучести металла;

δ – толщина стенки трубы, мм; $d_{н}$ – наружный диаметр трубы;

0,875 – допуск на толщину стенки трубы.

За прочностную характеристику в случае растяжения обсадных труб в резьбовых соединениях принимают ту осевую нагрузку,

при которой напряжение в резьбовой части достигает предела текучести металла. Эту силу называют страгивающей нагрузкой. Определяется по формуле Яковлева – Шумилова.

Обычно колонну составляют из имеющихся на базе труб, расчет сводится к проверке запаса на прочность при каждом спуске колонны, например, коэффициент запаса прочности на страгивание, $K_{стр}$ для труб $d_n = 114-178$ мм на глубину спуска до 3500 м равен 1,15, для обсадных колонн диаметром 219 мм и выше – 1,20. Свыше глубины 3500 м для колонн диаметром до 178 мм – $K_{стр}=1,3$, для $d=219$ мм и больше – $K_{стр}=1,4$.

Коэффициент запаса прочности на смятие $K_{см}$ выше зоны перфорации равен 1,15; для зоны перфорации – 1,3; для зоны с возможной деформацией в соленосных отложениях – 1,5.

Коэффициент запаса прочности на внутреннее давление (на разрыв) для газовых скважин принимают $=1,3 \div 1,5$, для нефтяных скважин – 1,2.

Итак, расчет на смятие труб от избыточного наружного давления:

$$P_{изб.нар} = P_{нар} - P_{внут};$$

Расчет на разрыв от внутреннего давления:

$$P_{изб.внут} = P_{внут} - P_{нар};$$

На страгивающую нагрузку (осевое растяжение) расчет выглядит:

$$P_0 = \sum_{i=1} q_i \cdot l_i \cdot g - P_c, \text{ где}$$

P_c – сила сопротивления перемещению колонны.

Условия прочности колонны:

- на смятие: $P_{изб.нар} = [P_{см}] / K_{см}$; $[P_{см}]$ – допускаемое наружное давление;
- на разрыв: $P_{изб.внут} = P_0 / K_{внут}$;
- на растяжение: $P_{стр} < [P_{раст}]$; $[P_{раст}]$ – допускаемое усилие растяжения;

$[P_{стр}] \geq P_{стр} / K_{стр}$; $P_{стр}$ – реальная сила, нагрузка от веса колонны.

6. Конструкция низа эксплуатационной колонны

Перед спуском колонны на буровой проводятся подготовительные работы.

Башмак с направляющей пробкой, боковым отверстием для промывки и центральным каналом наворачиваются на башмачный патрубок.

При спуске колонны через одну – две трубы после башмака устанавливают обратный клапан ЦКОД для предотвращения поступления тампонажного раствора из кольцевого пространства в обсадную колонну по окончании цементирования. В процессе спуска колонны без шара она заполняется промывочной жидкостью снизу вверх. После окончания спуска шар сбрасывается и потоком промывочной жидкости устанавливается в седло, с этого момента ЦКОД работает как обратный клапан.

Для того, чтобы вокруг колонны была создана сплошная равномерная по толщине цементная оболочка, обсадная колонна центрируется при помощи центраторов (центрирующих «фонарей»), одеваемых на трубы в процессе спуска в выбранных интервалах.

Для лучшего вытеснения промывочной жидкости цементным раствором на обсадные трубы устанавливают турбулизаторы, призванные взвихривать поток цементного раствора в затрубном пространстве.

7. Подготовка ствола скважины к спуску обсадной колонны

Перед спуском колонны проводят комплекс ГИС с целью уточнения геологической информации о вскрытых скважиной породах, а также кавернометрию, профилометрию и инклинометрию для определения среднего диаметра скважины, формы ее поперечного сечения и углов искривления ствола. Результаты этих исследований позволяют подобрать компоновку бурильного инструмента для проработки ствола скважины и «шаблонировки» его, чтобы обеспечить свободный проход обсадной колонны до проектной глубины.

8. Спуск обсадных колонн секциями

Эксплуатационная колонна спускается секциями (по частям) в тех случаях, когда:

- вес колонны выше грузоподъемности бурильной установки;
- общий вес колонны превышает прочность трубной резьбы.

Нижнюю секцию обсадной колонны спускают как хвостовик на бурильных трубах. В компоновку включают разъединитель для соединения и разъединения бурильной колонны с обсадной, а также стыковочный узел для соединения двух секций эксплуатационной колонны.

Нижнюю часть — нижнюю секцию — цементируют как хвостовик при помощи разделительной пробки. В конце закачки через бурильные трубы происходит вымыв цементного раствора, поднявшегося выше разъединителя. После ОЗЦ бурильные трубы поднимают из скважины и проводят спуск верхней секции, при помощи стыковочного узла соединяют ее с нижней частью и цементируют обычным или двухступенчатым способом.

ЛЕКЦИИ 8-9

Разобщение пластов цементированием обсадных колонн в скважине

1. Цели цементирования.
2. Требования к качеству разобщения.
3. Способы цементирования обсадных колонн в скважине.
4. Регламент цементирования.
5. Факторы, влияющие на качество цементирования.
6. Определение качества цементирования.

1. После спуска обсадной колонны в скважину производят цементирование с целью:

- а) укрепления стенок скважины;
- б) герметичного разобщения вскрытых пластов и предотвращения перетоков из пласта в пласт;

в) создания связи обсадной колонны со стенками скважины и удержания колонны на весу.

2. Разобщающая среда (цементный камень) должна быть:

- герметичной при перепадах давления;
- в постоянном плотном контакте с окружающими породами стенок скважины и с поверхностью обсадных труб;
- долговечной, неразрушаемой под действием пластовых вод, ударных нагрузок при перфорации во время вторичного вскрытия пластов.

Разобщение пластов достигается цементированием кольцевого пространства между обсадной колонной и стенками скважины, т.е. заполнением заколонного пространства скважины тампонажным раствором — раствором вяжущего материала, вытесняющим промысловую жидкость, способным в покое превращаться в плотный непроницаемый камень.

3. Способы цементирования в скважине:

- одноступенчатое цементирование обсадных колонн;
- двухступенчатое цементирование;
- цементирование хвостовиков;
- манжетное цементирование;
- обратное цементирование;
- установка цементных мостов.

Последовательность одноступенчатого цементирования после спуска обсадной колонны:

- а) промывка скважины;
- б) закачка буферной жидкости;
- в) спуск шара обратного клапана ЦКОД;
- г) установка на эксплуатационную колонну заливочной цементировочной головки с верхней и нижней разделительными продавочными пробками;
- д) укрепление на заливочной головке отводов для цементировочных агрегатов;
- е) сброс нижней продавочной пробки;

ж) нагнетание цементного раствора, заполнение обсадной колонны;

и) после окончания закачки цементного раствора промывка нагнетательных линий цементируемых агрегатов;

к) освобождение и сбрасывание верхней разделительной продавочной пробки;

л) закачивание продавочной жидкости — глинистого раствора (обычно используемого при бурении), которая выдавливает из обсадной колонны цементный раствор в за колонное (кольцевое) пространство.

При упоре нижней пробки в клапан ЦКОД произойдет скачок давления, при этом разрушается диафрагма в нижней пробке и цементный раствор устремляется в затрубное пространство через отверстие в башмаке обсадной колонны. При сжатии верхней пробки и нижней вновь резко возрастает давление «стоп», сигнализирующее о полном выдавливании цементного раствора в затрубное пространство из обсадной колонны. На устье скважины может появиться в след за буферной жидкостью в желобной системе цементный раствор, выталкивающий промывочную жидкость из скважины. В это время внутри обсадной колонны находится продавочная жидкость. После окончания продавки на заливочной головке закрываются краны на период ожидания затвердевания цемента (ОЗЦ).

Двухступенчатое цементирование с разрывом во времени применяется:

- при большой глубине скважины и необходимости цементирования до устья;

- при высоких гидравлических сопротивлениях выше, чем развиваемое давление насосов цементируемых агрегатов;

- при возможных поглощениях в нижерасположенных пластах и опасности газопроявления;

- при резко отличающихся температурах в нижней и верхней частях скважины, требующих применения разных типов цементных растворов;

- при затруднении в комплектовании технических средств цементирования;

Последовательность операций при двухступенчатом цементировании включает:

- при цементировании нижней — первой-ступени

- закачка буферной жидкости;

- закачивание цементного раствора;

- сбрасывание верхней пробки;

- продавливание цементного раствора в затрубное пространство;

- сбрасывание шара большого диаметра для срабатывания муфты двухступенчатого цементирования;

- смыв излишка цементного раствора над муфтой и оставление скважины на период ОЗЦ в покое;

- при цементировании верхней, второй, ступени также первоначально закачка буферной жидкости, затем цементного раствора, спуск верхней продавочной пробки, продавливание цементного раствора в затрубное пространство, закрытие кранов на заливочной головке ОЗЦ.

Применение буферной жидкости, закачиваемой в скважину перед цементным раствором, предназначено:

- для предотвращения смешивания цементного раствора с промывочной жидкостью, выдавливаемой из обсадной колонны, в затрубном пространстве при движении снизу вверх, и загустевания образующейся смеси;

- для смыва рыхлой фильтрационной корки буровых растворов на стенках скважины и обсадных трубах.

Цементирование хвостовиков, спускаемых на буровых трубах, производится, как правило, без нижней пробки, но с двумя секциями верхней пробки — одна в другую — одна секция верхняя в заливочной головке, другая секция — нижняя в разъединителе, соединяющем хвостовик с буровой колонной. Цементный раствор, выдавливаемый из хвостовика, поднимается в затрубное пространство до места установки разъединителя и излишки цементного раствора над разъединителем смываются промывочной жидкостью через клапаны разъединителя, хвостовик остается на время ОЗЦ подвешенным на буровых трубах, которые потом после периода

ОШ отворачиваются по левой резьбе соединительного переводника.

Манжетное цементирование заколонного пространства применяется над продуктивным объектом, против которого установлена обсадная колонна – фильтр с тем, чтобы исключить влияние цементного раствора на коллекторские свойства пласта. Обсадная колонна оборудуется над фильтром специальной муфтой со складной манжетой, отделяющей нижнюю часть скважины от верхней. Подаваемый цементный раствор поступает в затрубное пространство над манжетой, которая удерживает его от сползания вниз.

Обратное цементирование, т.е. закачивание цементного раствора из устья в затрубное пространство, считается целесообразным из-за опасности возможного поглощения при обычном одноступенчатом цементировании, а также, если на буровой нельзя сосредоточить достаточное количество мощной цементирующей техники, необходимой для обычного цементирование. При обратном цементировании на стенки скважины оказывается меньшее давление, чем при одноступенчатом цементировании.

При обратном цементировании устье скважины специально оборудуется заливочной головкой с лубрикатором, превентером. Обратное цементирование имеет свои преимущества, однако из-за затруднения контроля процесса поступления тампонажного раствора в колонну снизу в башмак оно не получило широкого распространения.

Одним из видов цементирования является установка цементных мостов в скважине высотой в несколько десятков – сот метров для

- ремонтных работ в скважине;
- разделения объектов при освоении (испытании) скважины;
- борьбы с осложнениями.

При этом цементный раствор закачивается в скважину через бурильные трубы или насосно – компрессорные трубы (НКТ), спущенные к выделенному интервалу - и выдавливается в нужный интервал скважины, где и затвердевает. Цементный мост играет роль

пробки или искусственного забоя в скважине, технология установки цементного моста используется при ремонтных работах в скважине, при изоляции зон поглощения и пр.

4. Регламент цементирования

Кольцевое пространство между обсадными колоннами и стенками скважины цементируется с целью разобщения (разделения) пластов. Правилами предусматривается цементировать:

- кондуктора и потайные колонны - на всю длину;
- промежуточные колонны во всех поисковых, разведочных, параметрических, опорных и газовых скважинах вне зависимости от глубины и нефтяных скважинах свыше 3000 м – по всей длине, а нефтяные скважины до 3000 м глубиной – в нижнем интервале не менее 500 от башмака;
- эксплуатационные колонны – во всех скважинах, кроме нефтяных – по всей длине, а в нефтяных - на высоту на 100 м выше конца (башмака) предыдущей колонны.

5. Факторы, влияющие на качество цементирования и разобщения пластов

1. Состав тампонажного раствора, его соответствие геологическим условиям и технологии цементирования.
2. Способ цементирования.
3. Полнота замещения промывочной жидкости в затрубном пространстве цементным раствором.
4. Прочность сцепления камня с породой и металлом обсадных труб.
5. Оснащенность обсадной колонны специальными средствами:
 - скрепками для сдирания фильтрационной корки со стенок скважины;
 - турбулизаторами, придающими восходящему потоку цементного раствора вихревую форму для исключения образования застойных зон глинистого раствора за колонной;

центрирующими фонарями, обеспечивающими соосность колонны и скважины с целью образования равномерного цементного кольца за обсадной колонной.

6. Применение буферных жидкостей, разделяющих тампонажный раствор и промывочную жидкость (на 150 м по высоте).

7. Обеспечение соответствия свойств промывочных жидкостей и тампонажных растворов условиям цементирования.

8. Подвижность и плотность цементного раствора должны быть выше СНС и плотности промывочной жидкости.

9. Скорость подъема тампонажного раствора за эксплуатационной колонной должна быть не менее 1,0 – 1,5 м/с, при этом предпочтительнее турбулентное движение тампонажного раствора.

10. Расхаживание колонны «вверх-вниз» способно обеспечить более полное заполнение кольцевого пространства цементным раствором.

6. Определение качества цементирования обсадных колонн.

Основные факторы, характеризующие качество цементирования:

- фактическая высота подъема цементного раствора в затрубном (кольцевом) пространстве;
- равномерность распределения цемента в кольцевом пространстве;
- степень сцепления цементного камня с ограничивающими поверхностями.

Состояние цементного раствора за колонной определяется с помощью геофизических методов.

Рассмотрим некоторые из них.

Применение термометрии обосновывается тем, что твердение цементного раствора происходит с выделением тепла, и благодаря этому при термометрии определяется высота подъема цементного раствора за колонной. Но этот метод не позволяет судить о равномерности заполнения кольцевого пространства.

Метод радиоактивных изотопов позволяет выделить истинное положение цемента за колонной и характер его распределения благодаря введению в состав цементного раствора активаторов - изотопов с небольшим периодом полураспада. Интервал цементирования определяется по увеличению радиоактивности.

Метод рассеянного гаммаизлучения построен на определении плотности среды, в данном случае - за колонной. Он дает возможность определить толщину стенок обсадной колонны, наличие муфт, пакеров, плотность цементного раствора и другие параметры по цементограмме.

Акустический метод основан на различии в скорости распространения упругой волны и её амплитуды в зависимости от механических свойств окружающей среды и жесткости контакта на границе между двумя средами. В случае, если колонна свободна, упругая волна идет по металлу со скоростью 5200 м/с и малой потерей энергии - амплитуда максимальна. При жестком сцеплении колонны с цементом упругие колебания передаются цементному камню - скорость прохождения волны снижается, энергия теряется - в результате возрастает время прохода волны t_k - и снижается A_k - амплитуда. При сцеплении цементного камня с породой A_k - амплитуда еще ниже, а время прохода волны t_k - определяется свойствами породы. Акустический каротаж выделил формы контактов цементного камня с ограничивающими поверхностями:

- сплошной контакт по всей поверхности цементного камня с колонной;
- частичный контакт на отдельных участках цемента с проницаемыми пластами;
- отсутствие контакта - колонна свободна, имеет зазоры со стенками скважины, на колонне выделяются соединительные муфты.

ЛЕКЦИИ 10-11

Тампонажные материалы и технология цементирования

1. Основные требования к тампонажным растворам.
2. Состав и производство тампонажного цемента.

3. Свойства тампонажных материалов -цемента, цементного раствора, камня, классификация растворов.

4. Способы регулирования свойств тампонажных растворов. Химреагенты, их назначение.

5. Виды цемента.

6. Тампонирующие смеси для борьбы с поглощениями промывочной жидкости.

7. Технология приготовления цементных растворов, оборудование.

1. Основным тампонажным материалом является тампонажный цемент - порошкообразный материал, применяемый в виде водной суспензии, превращающейся в течение нескольких часов в твердое тело - цементный камень.

К тампонажным материалам предъявляются следующие требования:

- тампонажные суспензии (растворы) должны легко прокачиваться в заданном интервале скважины в определенное время, в состоянии покоя суспензии должны быть седиментационно устойчивы;

- по окончании прокачивания суспензия должна превращаться в статике в твердое тело - прочный цементный камень;

- превращение в камень должно проходить без уменьшения объема, без усадки, эффективно некоторое увеличение объема;

- образовавшееся твердое тело должно быть долговечным, стойким против коррозии в контакте с пластовыми водами, механические свойства должны обеспечить надежное прочное сцепление со стенками скважины и обсадной колонной, т.е. с породой и с металлом;

- тампонажные материалы не должны быть дефицитны и дороги.

2. В качестве основного базового цемента используют силикатный портландцемент в виде порошка серого цвета плотностью 3120-3400 кг/м³.

Производство цемента заключается:

- в приготовлении сырьевой смеси, состоящей из известняка CaCO_3 (75%) и каолиновой глины (25%), а также воды при «мокром» способе приготовления (сухой способ - без воды);

- в подаче смеси во вращающиеся наклонные обжиговые печи длиной до 200 м и диаметром до 5 м;

- в обжиге смеси в нижней части печи горючими газами при температуре 1300-1450⁰С с образованием клинкера - гранул угловатой формы размером 3х4 см;

- в охлаждении клинкера и размоле его до порошкообразного состояния в шаровой мельнице.

В процессе размола различными добавками можно придать необходимые свойства получаемому порошку.

Химический состав цемента:

1.- CaO -оксид кальция 58,8 - 63,09%

2.- SiO_2 -кремнезем 19,33 - 22,4%

3.- Al_2O_3 -глинозем 4,15 - 8,25%

4.- Fe_2O_3 -оксид железа 2,4 - 6,03%

5.- SO_3 -серный ангидрид 2%

6.- MgO -оксид магния 0,47 - 2,4%

Эти оксиды определенным образом влияют на поведение цементных растворов, определяя их свойства:

CaO придает гидравлическую активность и вместе с кремнеземом обеспечивает твердение в воде, глинозем ускоряет твердение и схватывание цементного раствора, оксид железа придает сульфатостойкость цементу, наличие окиси магния способствует образованию структуры и увеличению объема образующегося камня.

3.Свойства сухого цемента (порошка):

- плотность 3120-3400 кг/м³, ρ_n

- тонкость помола -обеспечивает гидравлическую активность предполагает остаток на сите 0,008 - 12%,

- удельная поверхность- 2500 - 4000см²/г.

Свойства цементного раствора:

- плотность при В/Ц=0,5 в пределах 1,8-1,86 г/см³ (В/Ц- водоцементное отношение 0,5 означает, что на 1000 кг цемента реко-

мендовано 500 л воды – 1/2) при этом образуется 730 л цементного раствора ($0,73 \text{ м}^3$);

-седиментационная устойчивость, предотвращающая расслоение цементного раствора (аналог суточного отстоя промывочной жидкости);

- водоотдача - фильтрационное свойство;

- подвижность – растекаемость, при В/Ц 0,5 равна 23-25 см, определяется прибором «Конус АзНИИ»;

- скорость схватывания и твердения с набором прочности, при этом определяются сроки схватывания после затворения цементного раствора в статике.

Однако более полную картину динамики загустевания и твердения обеспечивает определение времени загустевания цементного раствора в приборе КЦ-3, где моделируются условия применения цементного раствора в скважине и определяется возможное время прокачивания его при высоких температурах и давлении.

Свойства цементного камня – проницаемость, сцепление с металлом обсадной колонны и с породой, механическая прочность на изгиб и сжатие определяется через регламентированные периоды выдерживания образцов в заданных температурных условиях, (прочность на изгиб ГОСТ 1581-96 предполагает в пределах от 1,0 МПа до 8,0 МПа, прочность на сжатие в 1,3 – 1,5 раза выше), коррозионная устойчивость тампонажного камня в условиях агрессии пластовых флюидов.

Классификация цементных растворов определяется ГОСТ 1581-96, введенным 10.01.98 г взамен ГОСТ 1581-91, и предусматривает:

1. По температуре применения:

- цемент для низких и нормальных температур - $15-50^{\circ}\text{C}$
- для умеренных температур - $51-100^{\circ}\text{C}$
- для повышенных температур - $101-150^{\circ}\text{C}$

Повышение температуры ускоряет загустевание и твердение цементного раствора.

II. По плотности цементного раствора:

- легкие $1300 - 1400 \text{ кг/м}^3$

- облегченные – $1400 - 1600 \text{ кг/м}^3$
- нормальные – $1650 - 1950 \text{ кг/м}^3$
- утяжеленные – $2000 - 2300 \text{ кг/м}^3$

III. По срокам схватывания:

- быстросхватывающиеся (БСС) – $t < 40 \text{ мин}$;
- ускоренно – схватывающиеся – $t - 40 \dots 120 \text{ мин}$;
- нормально схватывающиеся – $t - 120 \dots 240 \text{ мин}$;
- медленно схватывающиеся – t более 4 часов.

При этом предусмотрено, что время загустевания по ГОСТ 1581-96 не менее 90 мин.

4. Способы регулирования свойств тампонажных растворов сводятся к следующему:

- изменению водосодержания (ВЦ) в растворе;
- добавкам твердой фазы различной плотности и водопотребности;
- введению в воду затворения химических реагентов, влияющих на фильтрационные и структурно механические свойства, а также на время загустевания цементных растворов.

Влияние химических реагентов в регулировании свойств достаточно разнообразно, по этому они подразделяются по функциональному признаку на несколько групп.

Ускорители схватывания сокращают время гидратации цемента, это K_2CO_3 , CaCl_2 , NaCl , Na_2CO_3 , NaOH , Na_2SiO_3 и другие.

Замедлители загустевания и схватывания, чаще всего это гидрофильные ПАВ адсорбируются на частицах цемента и образуют пленки, затрудняющие проникновение воды к частицам и замедляющие гидратацию. Это лигносульфонаты - ССБ, КССБ, окзил, КМЦ, ПФЛХ, ФХЛС, а также НТФ и другие.

Понижители водоотдачи цементных растворов связывают воду и способствуют устойчивости коллоидной системы.

Выделяются реагенты-пластификаторы, повышающие подвижность-прокачиваемость цементных растворов в сложных условиях.

Некоторые реагенты по характеру своего воздействия являются многофункциональными, например, замедлители загустева-

ния действуют и как пластификаторы, другие реагенты при одной дозировке сокращают сроки схватывания, при другой - действуют как замедлители.

5. Виды цемента определяются своей вяжущей основой. Наибольшее распространение получил силикатный портландцемент, служащий основой многих тампонажных материалов, он является базовым для большинства модификаций цемента:

- общестроительного назначения
- высокопрочный портландцемент
- быстротвердеющий портландцемент
- сульфатостойкий портландцемент
- дорожный цемент с доменным шлаком
- песчаный (включающий до 40% песка)
- гидротехнический (коррозионностойкий) и т.д.

Из всей массы разновидностей цемента для бурения представляют интерес:

- коррозионностойкие
- термостойкие
- расширяющиеся

-«модифицированные», в том числе:

а) цементы на основе гранулированных молотых доменных шлаков, являющихся отходами металлургических процессов, в них меньше кальция, но больше кремнезема. При невысоких температурах цементное тесто твердеет очень медленно. Применяются шлаковые цементы, полученные путем совместного помола либо с кварцевым песком, либо с портландцементным клинкером и кварцевым песком для высокотемпературных условий в пределах 160-180° С;

б) волокнистые цементы, получаемые добавкой к цементу асбестовых отходов - волокон длиной 2-4 мм, свиной щетины и других материалов. Их применяют при цементировании пород повышенной трещиноватости;

в) облегченные цементные смеси образуются добавками к клинкеру при помоле или уже к готовому цементу легких минералов или веществ, связывающих большее количество воды: глина, диатомит, опока, трепел, мел и др;

г) утяжеленные цементы, образующиеся в результате совместного помола клинкера или доменного шлака с минералами высокой плотности: барит, гематит, магнетит и др;

д) глиноземистый цемент, являющийся продуктом обжига и помола смеси бокситов с карбонатом кальция. Если при помоле добавить гипс, то получим гипсоглиноземистый цемент для низкотемпературных скважин;

е) для высокотемпературных условий рекомендуются цементопесчаные смеси или шлакоцементные композиции;

ж) коррозионностойкие цементы, выдерживающие влияние агрессии пластовых вод и H_2S : глиноземистые, шлакоцементные, шлакопесчаные цементы и др;

з) расширяющиеся цементы, обеспечивающие уплотнение контакта с ограничивающими поверхностями, включающие оксид магния или оксид кальция, а также хроматный шлак.

6. Тампонирующие смеси для борьбы с поглощениями промывочной жидкости состояются на основе портландцемента.

К тампонирующим смесям (растворам) предъявляются следующие требования:

- подвижность в период транспортировки, но быстрое загустевание в статике;
- возможно меньшая плотность;
- хорошая адгезия с породой;
- прочность структуры раствора должна быстро нарастать и предохранять раствор от растекания по каналам поглощения.

Виды тампонирующих смесей:

-аэрированные тампонирующие смеси;

-быстротвердеющие смеси (БСС) с гипсом и силикатным цементом;

-БСС с ускорителями схватывания $Al_2(SO_4)_3$, $CaCl_2$, Na_2SiO_3 , $NaOH$, $FeCl_3$ и пр;

-гельцементы, как вид облегченных тампонирующих смесей, включающих цемент, глину и воду при ВЦ до 1,0;

смеси на углеводородной основе с бентонитом (безводные, но при контакте с глинистым раствором в скважине углеводородный компонент отделяется и происходит процесс гидратации);

-БСС с использованием наполнителей, повышающих эффективность закупоривания каналов поглощения (наполнителями могут служить всевозможные измельченные твердые отходы производства и естественные материалы).

7. Технология приготовления и нагнетания тампонажных цементных растворов в производственных условиях сводится к следующему.

Приготовление цементного раствора в условиях буровой происходит с участием цементосмесительной машины, загружаемой цементом и подающей его шнеками к камере смешения, и цементировочного агрегата, водяной насос которого подаёт воду в камеру смешения смесительной машины. Основным узлом камеры смешения является дозирующее устройство, регулирующее подачу воды к цементному порошку для затворения раствора.

Основную задачу при цементировании выполняет цементировочный агрегат, который нагнетает в обсадную колонну приготовленный при его участии цементный раствор и продавливает его продавочной жидкостью из обсадной колонны в затрубное пространство для дальнейшего твердения.

Основными узлами цементировочного агрегата являются:

1-цементировочный насос высокого давления (горизонтальный, двойного действия, поршневой с приводом от автомобильного ходового двигателя);

2-водоподающий насос (вертикальный, трехплунжерный, односторонний с приводом от вспомогательного двигателя);

3-мерные баки емкостью 6 м^3 .

В ряде случаев продавку цементного раствора из обсадной колонны в затрубное пространство производят с участием цементировочного агрегата, имеющего только цементировочный насос высокого давления и не участвующего в процессе приготовления цементного раствора, т.к. не предусмотрен водяной насос.

В процессе нагнетания участвует станция контроля цементирования, включающая блок манифольда с датчиками, которые снимают следующие характеристики: давление, мгновенный и суммарный расходы и плотность цементного раствора.

Применение осреднительной емкости для гомогенизации цементного раствора перед закачкой его в скважину улучшает качество цементного раствора, приготавливаемого несколькими цементировочными агрегатами и цементосмесительными машинами.

ЛЕКЦИЯ 12

Заключительные работы в скважине

- 1.Обвязка обсадных колонн. Колонная головка.
2. Вторичное вскрытие продуктивных пластов при опробовании их методом «снизу-вверх». Типы перфораторов и методы вскрытия.
3. Освоение скважины.
4. Установка цементных мостов.
5. Ремонтно – изоляционное цементирование.
6. Консервация скважин, ликвидационные работы в скважине.

1. После окончания периода ОЗЦ обсадная колонна на устье соединяется с предыдущей колонной с определенным усилием натяжения, при этом герметизируется межколонное пространство с возможностью контролировать давление в нем. Для соединения обсадных колонн между собой предназначена клиновая колонная головка. Основные ее части:

- 1-корпус, соединяющий с предыдущей колонной;
- 2-пьедестал на фланце корпуса;
- 3-клинья, зажимающие обсадную колонну, подвешиваемую к головке колонны.
- 4-контрольные отверстия, соединяющие межколонное пространство для установки манометра и контроля давления.

К одному из отверстий присоединяется кран и линия высокого давления для возможной закачки в затрубное пространство промывочной жидкости против газопроявления.

Обсадную колонну закрепляют в колонной головке при помощи клиньев, на верхний конец навинчивают пьедестал и укрепляют его с фланцем корпуса головки. Затем водой проводят опрессовки колонны для определения её герметичности.

К сожалению, опрессовка нарушает агрегатное состояние цементного камня за колонной после твердения, при снятии давления колонна сжимается и может образоваться зазор между цементным камнем и колонной.

Давление опрессовки должно на 10% превышать возможное давление в период опробования и эксплуатации пласта. Обсадная колонна считается герметичной, если за 0,5 часа наблюдения снижение давления не превысит 0,5 МПа.

2. Для сообщения эксплуатационной колонны с продуктивным пластом после завершения работ по креплению скважины и разобщению пластов приступают к вторичному вскрытию продуктивных пластов и их опробованию методом «снизу-вверх».

Вторичное вскрытие производят перфорацией стенок эксплуатационной колонны, цементного кольца и поверхности пласта.

Для этого используют перфораторы, спускаемые в скважину в интервал намеченного пласта.

Перфораторы бывают:

- стреляющие - пулевые, кумулятивные, торпедные;
- гидроабразивного действия.

Стреляющие перфораторы спускаются, как правило, на каротажном кабеле, перфораторы гидроабразивного действия на насосно-компрессорных трубах (НКТ), через которые с поверхности нагнетают рабочий агент - жидкость, содержащую абразивный материал - до 100 кг кварцевого песка на 1 м³ жидкости. Выходя из специальных насадок, жидкость в виде струй пробивает в стенке скважины канал до 1 м длиной за 15-20 мин, диаметром в металле 13-15 мм, в породе до 60 мм.

3. Технология освоения скважины.

После проведения перфорации приступают к освоению скважины. Технология заключается в том, что в скважину спускают НКТ и устанавливают на 50-150 м выше интервала перфорации. Устье герметизируют.

Облегченную жидкость, замещающую промывочную жидкость в скважине для снижения давления на пласт, подают вниз по затрубному пространству, а наверх выдавливается замещенная жидкость по НКТ. В основе освоения скважины лежат создание депрессии на пласт, вызов притока из продуктивного пласта и определение параметров притока - дебита и давления при разных режимах истечения продукта.

Если $K_a \geq 1$ и призабойная зона пласта (ПЗП) мало загрязнена, то замена промывочной жидкости водой может быть достаточной для вызова притока. Если же $K_a < 1$, то достаточную депрессию можно обеспечивать лишь азированием воды при помощи компрессора.

При определенных условиях и достаточной депрессии происходит самопроизвольная очистка пласта, и в ствол скважины выносятся часть промывочной жидкости, поглощенной пластом в процессе бурения.

Для принудительной очистки пласта и вызова притока применяются различные методы:

- механические;
- физико-химические;
- химические.

Первые заключаются в создании в пласте колебательных процессов - периодическая смена депрессии репрессией.

Во втором случае это закачка в пласт активных ПАВ и выдерживание их в пласте 1-2 суток для очистки ПЗП и выноса глинистого раствора.

Химические методы заключаются в закачке химически активных кислот - соляной для химического взаимодействия с минеральным скелетом коллектора и поровым веществом, глиноуксусной - смеси соляной и фтористой кислот с целью воздействия на глинистые фракции коллектора.

4. Установка мостов в скважине сводится к созданию разделительной пробки в стволе скважины на участке небольшой длины,

удаленном от забоя. Мосты могут быть резиновые (пакеры), металлические, цементные и пр.

Цементные мосты устанавливают при решении следующих задач:

1) разделение пластов при опробовании скважины методом «снизу-вверх», разделение пластов при переходе от эксплуатации нижнего пласта к эксплуатации вышележащего пласта;

2) для устранения изливов из скважины после её «ликвидации» или консервации;

3) для создания прочной опоры колонне бурильных труб - искусственного забоя - при пакеровке ствола скважины в процессе опробования;

4) для создания искусственного забоя - прочной опоры при бурении бокового ствола;

5) для укрепления стенок скважины при борьбе с поглощениями промывочной жидкости.

Наиболее эффективным способом установки цементного моста является следующий: в скважину опускают бурильную колонну или НКТ, снабженную специальной манжетой или пакером, на глубину нижней границы моста и промывают скважину, после чего в трубы заливают буферную жидкость, сбрасывают продавочную пробку, затем закачивают цементный раствор по расчетному объему и верхнюю порцию буферной жидкости. После чего заливают продавочную жидкость и выдавливают цементный раствор в скважину. После продавки бурильные трубы поднимают выше верхней границы предполагаемого моста и промывают скважину, смывая излишки цемента, после чего трубы извлекают и скважину оставляют на ОЗЦ. После ОЗЦ бурильным инструментом «нащупывают» мост и опрессовывают его. Однако на практике не всегда используют продавочные пробки, манжету или пакер, не всегда, к сожалению, применяется буферная жидкость. Это ухудшает качество работ и приводят к перерасходу цемента.

5. Ремонтно-изоляционное цементирование.

Оно проводится с целью

- ликвидации трещин и каналов в цементном камне за обсадной колонной, по которым возможны перетоки жидкости из пласта в пласт;

- устранения крупных «негерметичностей» в обсадной колонне;

- создания разобщающих перемычек между продуктивными и водоносными горизонтами.

После проведения исследований в скважине и определения дефектного участка в нем кумулятивным перфоратором прожигают несколько десятков отверстий на участке до 2м. Цементирование проводят либо с установкой извлекаемого или неизвлекаемого разбуриваемого пакера над цементируемым участком, либо без пакера с закрытым превентером и НКТ со специальной головкой. Закачиваемый цементный раствор продавливается через проделанные отверстия в образовавшиеся пустоты между колонной и стенками скважины и заполняет их, перекрывая пути притока между пластами. Образовавшийся цементный «стакан» ниже места закачки цементного раствора может служить перемычкой, экраном между пластами, при необходимости он может быть разбурен.

6. Консервация скважин, ликвидационные работы в скважине.

Поводом для консервации скважин может служить то обстоятельство, что скважина дала промышленный приток продукта, однако условия для организации эксплуатации еще не подготовлены, а также отсутствие обсадных труб на базе или технологические затруднения.

Ликвидация скважины проводится после безуспешных попыток получения притока при условии выполнения скважиной геологической задачи - вскрытия пласта на проектной глубине, проведения ГИС, получения керна.

При консервации необходимо:

1. Составление протокола с обоснованием консервации скважины на определенный срок.

2. Установка цементного моста над продуктивным горизонтом.

3. Заполнение скважины глинистым раствором, на котором бурили скважину, над раствором в трубах на устье -1м³ дизтоплива (солярки).

4. Спуск НКТ до кровли установленного моста.

5. Установка фонтанной арматуры АФК-350 с контрольным вентилем.

6. Установка ограждения и репера с указанными данными о скважине.

7. Составление акта о консервации.

При ликвидации скважины необходимо:

1. Составление протокола с обоснованием ликвидации скважины.

2. Установка цементного моста высотой 100 м в нижней части эксплуатационной колонны, извлечение НКТ, промывка, ОЗЦ.

3. Опрессовка моста водой.

4. Заполнение скважины глинистым раствором, на котором бурили скважину.

5. Установка второго моста на глубине 350-400 м от устья, подъем НКТ, промывка, ОЗЦ-1 сутки.

6. Опрессовка второго моста на 200 атм.

7. Заполнение скважины глинистым раствором, снятие колонной головки.

8. Герметизация обсадной колонны проталкиванием в нее деревянной пробки на 2 м глубиной трубкой диаметром 73 мм, установка на устье глухого фланца. Все заливается цементным раствором в виде бетонной тумбы размером 1х1х1м³ с репером и данными по скважине.

9. Проведение окончательного демонтажа оборудования, рекультивации земель, засыпка сливных хаузов, выравнивание насыпей, планировка территории в 4 га.

10. Составление акта о ликвидации скважины.

ЛИТЕРАТУРА

Основная

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Заканчивание скважин. Учебное пособие. М.: Недра, 2000
2. Булатов А.И. и др. Теория и практика заканчивания скважин. М.: Недра, 2002
3. Булатов А.И., Данюшевский В.С. Тампонажные материалы. Учебное пособие. М.: Недра, 1987
4. Соловьев Е. М. Заканчивание скважин. Учебник. М.: Недра, 1979
5. Соловьев Е.М. Задачник по заканчиванию скважин. М.: Недра, 1989
6. Подгорнов В.М., Ведищев И.А. Практикум по заканчиванию. М.: Недра, 1985
7. Рахимов А.К. Лекции по курсу Заканчивание скважин. Учебное пособие для бакалавриата по направлению Б.053602- Нефтегазовое дело, специальность БНГС, 1999

Дополнительная

1. Логвиненко А.С. Цементирование нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1986
2. Степаняц А.К. Вскрытие и опробование продуктивных горизонтов. М.: Недра, 1968
3. Дооринин В.К. и др. Промысловая геофизика. Учебник для вузов. 1986
4. Померанц Л. И. Газовый каротаж. М.: Недра, 1982
5. Рязанцев Н.Ф., Карнаухов М.Л. Испытание скважин в процессе бурения. М.: Недра, 1982
6. Семенов Ю.В., Войтенко В.С. Испытание нефтегазовых скважин в колонне. М.: Недра, 1983.
7. Данюшевский В.С., Толстых И.Ф., Милыштейн В.М. Справочное руководство по тампонажным материалам. М.: Недра, 1982

ПРИМЕРЫ РЕШЕНИЙ ЗАДАЧ

1. Определить необходимое количество бурового раствора (производительность насоса Q) для выноса шлама при условиях: диаметр долота $D_d = 295,3$ мм, диаметр бурильных труб $d_{б.т.} = 146$ мм, способ бурения турбинный.

Известно, что $V = Q/F$ и $Q = VF$, V – скорость восходящего потока;

F – площадь поперечного сечения кольцевого пространства.

$$\text{тогда } Q_{\min} = \frac{\pi}{4} (D_d^2 - d_{б.т.}^2) 10^3 V_{\min}$$

где $V_{\min}$ – скорость восходящего потока в кольцевом пространстве скважины $\min$, при которой еще не наблюдается сальникообразование на долоте и трубах. $V_{\min}$ при турбинном бурении 1,1 – 1,2 м/с, при роторном бурении 0,9 – 1,0 м/с.

Отсюда $Q_{\min} = 0,785 \cdot 10^3 (0,295^2 - 0,146^2) \cdot 1,1 = 60$ дм³/сек – 60 л/сек. Таким образом, необходимое количество бурового раствора, т.е. производительность насоса равна 60 л/сек.

2. Определить необходимое количество бурового раствора Q для выноса шлама с глубины $H = 2000$ м при возможном размере частиц шлама $d_q = 10$ мм, плотность горной породы $\rho_n = 2,6$ г/см³, плотность бурового раствора $\sigma_{б.р.} = 1,2$ г/см³. Время «Т» выноса шлама – 2 часа, $D_{скв.} = 300$ мм, $D_d = 295,3$ мм, $d_{б.т.} = 146$ мм/

Напомним, что $V = Q/F$ и $Q = VF$, V – скорость восходящего потока раствора; F – площадь поперечного сечения кольцевого пространства.

Определим $V = c + au$, где V – скорость подъема частиц в кольцевом пространстве, « u » – критическая скорость погружения частицы в буровом растворе при турбулентном режиме, « a » – коэффициент условий выноса частиц, учитывающий форму поперечного сечения кольцевого пространства, влияние вращения бурильных труб и др. $a = 1,13 \div 1,14$.

$$U = K \sqrt{d_q \frac{\rho_n - \rho_{б.р.}}{\rho_{б.р.}}}, \text{ где } K - \text{коэффициент формы частиц,}$$

(см. табл. 1)

таблица 1

Форма	К	Форма	К
Шарообр-я	0,159	Призматическая	0,095
Кубическая:	0,125	Продолговатая	0,084
сильноокатанная			
Малоокатанная	0,101	Пластинчатая	0,074

Принимаем, $K = 0,159$, тогда

$$U = 0,159 \cdot \sqrt{10 \cdot \frac{2,6 - 1,4}{1,2}} = 0,544 \text{ м/с}$$

В свою очередь $V = c + aU = c + 1,13 \cdot 0,544$;

Скорость подъема частицы «с» определяется через глубину скважины «Н» и время подъема «Т» (в часах).

$$c = \frac{H}{3600 \cdot T} = \frac{2000}{3600 \cdot 2} = 0,278 \text{ м/с}$$

отсюда $V = 0,278 + 1,13 \cdot 0,544 = 0,892 \text{ м/с}$

тогда расход Q равен

$$Q = \frac{\pi}{4} (D_{скв.}^2 - d_{б.т.}^2) \cdot V = 0,785 \cdot 10^3 (0,3^2 - 0,146^2) \cdot 0,892 = 47 \text{ дм}^3/\text{с} = 47 \text{ л/с}$$

Таким образом, для выноса шлама достаточно иметь производительность 47 л/с.

3. Определить время выноса частиц шлама на поверхность, если бурение производится на глубине 2500 м, производительность насоса $Q = 46$ л/с, $D_{скв.} = 238$ мм, $d_{б.т.} = 114$ мм, $\rho_{б.р.} = 1,25$ г/см³, $\rho_n = 2,6$ г/см³, ожидаемый максимальный диаметр частиц $d_q = 15$ мм.

Определим площадь сечения кольцевого, затрубного пространства $F_{кп.}$:

$$F_{кп.} = \frac{\pi}{4} (D_{скв.}^2 - d_{б.т.}^2) = 0,785 \cdot (0,238^2 - 0,114^2) = 0,035 \text{ м}^2$$

Скорость восходящего потока промывочной жидкости

$$V_{в.п.} = \frac{Q}{10^3 \cdot F_{к.п.}} = \frac{46}{10^3 \cdot 0,035} = 1,32 \text{ м/с}$$

Скорость подъема частицы "с" в кольцевом пространстве в наибольшем сечении находим через $V=au+c$ или $c=V-au$, где V - скорость восходящего потока - 1,32 м/с, a - коэффициент условий выноса частиц (см. задачу №2), u - критическая скорость погружения частицы в буровом растворе.

$$u = K \sqrt{d_r \frac{\rho_n - \rho_{б.р.}}{\rho_{б.р.}}}, \text{ выбираем } K \text{ из таблицы №1, } K=0,159,$$

поэтому

$$u = 0,159 \cdot \sqrt{15 \cdot \frac{2,6 - 1,25}{1,25}} \approx 0,64 \text{ м/с}$$

Принимая $a=1,13$, получим $c=1,32-1,13 \cdot 0,64=0,6 \text{ м/с}$.

Продолжительность движения частиц от забоя до устья определяется по выражению:

$$T = \frac{H}{60 \cdot c} = 2500 / 60 \cdot 0,6 \text{ м/с} = 69 \text{ мин} = 1 \text{ ч. } 9 \text{ мин.}$$

Таким образом, после прекращения бурения необходимо в течение 1 ч. 9 мин. поддерживать циркуляцию бурового раствора, чтобы поднялись частицы размером менее 15 мм.

4. С целью предупреждения поглощения бурового раствора необходимо ограничивать скорость спуска бурильного инструмента после смены долота - $\omega_{\max}$, т.к. при быстром спуске инструмента с новым долотом в скважину возможен быстрый рост давления под долотом, при этом происходит эффект поршневания, могущий привести к поглощению промывочной жидкости.

$$\omega_{\max} = \frac{(P_{гидр} - P_{пл.}) \cdot (D_d^2 - d_{б.т.}^2)}{3300 \cdot H \cdot \eta}$$

где $P_{гидр}$ - гидростатическое давление столба бурового раствора в скважине - $P_{скв.}$ МПа,

$P_{пл.}$ - пластовое давление на глубине залегания «Н» пласта, МПа,

η - динамическая вязкость бурового раствора.

Исходя из изложенных выше соображений, необходимо определить максимально допустимую скорость спуска бурильного инструмента с целью предупреждения поглощения бурового раствора при следующих условиях:

H - глубина интервала возможного поглощения - 2800 м,

D_d - диаметр долота - 215,9 мм,

$d_{б.т.}$ - диаметр бурильных труб - 146 мм,

$P_{пл.}$ - пластовое давление - 39,7 МПа,

$\rho_{б.р.}$ - плотность бурового раствора - 1,56 г/см³,

η - динамическая вязкость бурового раствора - 0,025 Нс/м².

Для решения приведенного уравнения определим $P_{скв.}$, т.е. $P_{гидр}$ - гидростатическое давление, образуемое столбом бурового раствора

$$P_{гидр} = \frac{H \cdot \rho}{100} = \frac{2800 \cdot 1,56}{100} = 43,68 \text{ МПа}$$

Подставляя значения в формулу, получим:

$$\omega_{\max} = \frac{43,68 - 39,7(215,9^2 - 146,0^2)}{3300 \cdot 2800 \cdot 0,025} = \frac{3,98 \cdot 25287}{231000} = 0,44 \text{ м/с.}$$

Таким образом, скорость спуска инструмента для предотвращения поглощения должна быть не более 0,44 м/с.

5. Определить объем газа, проникающего за 1 час в скважину вместе с породой (со шламом), при следующих условиях:

$D_{скв.}$ - диаметр скважины - 190,0 мм $\approx 0,191$ м;

K_a - коэффициент аномальности давления - 2,0;

$V_{мех}$ - механическая скорость бурения - 15 м/ч;

H - глубина скважины - 3000 м;

Z - пористость пласта - 20%;

α - коэффициент растворимости газа, - 2,0.

Обращаясь к эмпирической формуле Щищенко Р.И. получим:

$$Q = \frac{\pi D_{скв.}^2 \cdot V_{мех} \cdot Z \cdot H \cdot \alpha \cdot K_a}{4000} =$$

$$\frac{3,14 \cdot 0,191^2 \cdot 15 \cdot 20 \cdot 2,0 \cdot 3000 \cdot 2,0}{4 \cdot 1000} = 103,1 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Результат решения показывает, что бурение по продуктивному пласту с такой высокой скоростью, как 15 м/ч приведет к большому объему поступления газа в скважину, что может привести к разгазированию бурового раствора.

6. Определение необходимой плотности бурового раствора для вскрытия проходимых пород и продуктивных горизонтов производится экспериментально в случае отсутствия опыта бурения следующим образом: в скважину опускают бурильную колонну без долота в башмак промежуточной колонны, закрывают превентор с манометром после заполнения её буровым раствором. Через сутки по показаниям манометра на устье отсчитывают установившееся избыточное давление — $P_{изб}$ и определяют плотность бурового раствора, необходимую для вскрытия пласта, по формуле:

$$\rho_{бр} = \frac{100 \cdot (0,01 \cdot \rho_{исх} \cdot H + P_{изб})}{H}$$

Задача предлагает определить плотность бурового раствора для предупреждения проявления газа при следующих данных: - глубина скважины — $H=2000$ м, $\rho_{исх}$ — исходная плотность бурового раствора до вскрытия пласта — $1,25 \text{ г/см}^3$, $P_{изб}$ — избыточное давление на превенторе за 1 сутки — 5 МПа.

$$\rho_{бр} = \frac{100 \cdot (0,01 \cdot 1,25 \cdot 2000 + 5,0)}{2000} = 1,52 \text{ г/см}^3$$

Таким образом, искомая плотность бурового раствора равна $1,5 \text{ г/см}^3$ или 1500 кг/м^3 .

7. Определить, какой объем бурового раствора необходимо долить в скважину с целью предупреждения проявления газа и поддержания противодавления на пласт, если во время СПО из скважины поднято 40 свечей (по 25 м) стальных бурильных труб диаметром 140 мм.

Из табл.2, (Элияшевский И.В. и др. Типовые задачи и расчеты в бурении, М.: Недра 1982. с. 162) находим вытесненный объем бурового раствора при спуске 140 мм стальных бурильных

труб, который равен освобожденному объему при подъеме труб из скважины и составляет на 10 свечей $1,075 \text{ м}^3$. Соответственно на 40 свечей объем будет равен $1,075 \text{ м}^3 \times 4 = 4,3 \text{ м}^3$. Таким образом, если в скважину за время подъема 40 свечей долить меньше $4,3 \text{ м}^3$ бурового раствора, возможен сильный приток нефти или газа, что чревато осложнениями, возможно, газовым выбросом.

Таблица 2

Типораз- мер труб	Масса 1 м труб бур., кг.	Вытесняемый объем м^3			
		На 1 м. б.т	На 1 свечу 25 м	На 5 свечей 125 м	На 10 свечей 250 м
СБТ-114	28,9	0,0037	0,0925	0,4625	0,925
СБТ-140	33,4	0,0043	0,1075	0,5375	1,075
ЛБТ-147	16,5	0,0060	0,1500	0,75	1,500
УБТ-108	63,0	0,0080	0,200	1,00	2,00
УБТ-146	97,0	0,0124	0,3100	1,5500	3,10
УБТ-178	156,0	0,02	0,500	2,500	5,00
УБТС- 133	84,0	0,0107	0,2675	1,3375	-

8. Определить величину снижения давления на пласт, если бурильная колонна поднята с глубины $H = 2000$ м без долива в скважину бурового раствора с плотностью $\rho_{бр}=1,35 \text{ г/см}^3$. Известно, что данная колонна включает 100 м длины УБТ диаметром 203 мм и бурильные трубы диаметром 140 мм.

В скважине ствол укреплен кондуктором диаметром 324 мм. Определим вес поднятой бурильной колонны G (Элияшевский И.В. и др, таблицы 24,28).

$$G = g_y \cdot l_y + g_{б.т} \cdot L = g_y \cdot 100 + g_{б.т} \cdot (H - l_y)$$

где l_y — длина УБТ, м,

L — длина бурильных труб, м,

g_y — вес 1 п. м. УБТ — 192,0 кг,

вес 1 п. м. стальных буровых труб 36,8 кг (из

$$G = 192,0 \cdot 100 + 36,8 \cdot (2000 - 100) = 19200,0 + 69920 = 89120 \text{ кг.}$$

Определим объем металла колонны буровых труб:

$$V_k = G/\rho_m = 89120/7850 = 11,35 \text{ м}^3.$$

В этом случае понижение уровня промывочной жидкости в скважине составит $Z = V_k/F$, где F — площадь внутреннего сечения кондуктора диаметром 324 мм с толщиной стенки 10 мм.

Внутренний диаметр кондуктора: $d_{\text{вн}} = 324 \text{ мм} - 20 = 304 \text{ мм}$.

$$\text{Тогда } F = \pi d_{\text{вн}}^2 / 4 = 0,785 \cdot 0,304^2 = 0,072 \text{ м}^2$$

Объем, освобожденный буровой колонной после ее подъема из скважины равен $11,35 \text{ м}^3$, и понижение уровня составит $Z = 11,35 \text{ м}^3 / 0,072 \text{ м}^2 = 157 \text{ м}$.

Снижение давления на забой составит при этом: $\Delta P = P_1 - P_2$,

где P_1 и P_2 — давление столба промывочной жидкости в скважине до подъема и после подъема бурового инструмента

$$P_1 = \rho_{\text{б.р.}} \cdot H / 100 = 1,35 \cdot 2000 / 100 = 27,0 \text{ МПа.}$$

$$P_2 = \rho_{\text{б.р.}} (H - Z) / 100 = 1,35 \cdot (2000 - 157) / 100 = 24,88 \text{ МПа} = 24,9 \text{ МПа, тогда}$$

$$\Delta P = 27,0 - 24,9 = 2,1 \text{ МПа.}$$

Итак, доливом в скважину $11,35 \text{ м}^3$ бурового раствора необходимо компенсировать снижение давления на пласт в 2,1 МПа. Долив скважины производят из запасной емкости возле устья скважины.

9. В скважине №5 Култук при глубине — $H = 2969 \text{ м}$ и $P_{\text{пл}} = 575 \text{ ат}$ началось поглощение с падением уровня промывочной жидкости при плотности $\rho_{\text{б.р.}} = 2,15 \text{ г/см}^3$, газопоказания составили 200 мкА. После понижения плотности раствора $\rho_{\text{б.р.}}$ до $2,08 \text{ г/см}^3$ и длительной циркуляции поглощение прекратилось и газопоказания упали до 40 — 90 мкА, т.е. для прекращения поглощения достаточно было снизить репрессию на пласт на 21 кг/см^2 .

$$\text{Итак, } P_{\text{зоб}}^1 = 0,1 \cdot H \cdot \rho_{\text{б.р.}} = 2969 \cdot 0,1 \cdot 2,15 = 638 \text{ кг/см}^2.$$

Существует условие, что $P_{\text{зоб}} = (1,05 \div 1,10) \cdot P_{\text{пл}}$ или $P_{\text{зоб}}/P_{\text{пл}} = 1,05 \div 1,10$

Т.е. $P_{\text{зоб}}^1 = P_{\text{пл}} \cdot 1,1 = 575 \cdot 1,1 = 632 \approx 638$, при этом репрессия $\Delta P = P_{\text{зоб}}^1 - P_{\text{пл}} = 638 - 575 = 63 \text{ ат} = 6,3 \text{ МПа}$.

При этом, коэффициент аномальности $K_a = P_{\text{пл}}/P_{\text{г.с.}} = 575/297 = 1,93$.

$P_{\text{г.с.}}$ на глубине $2969 \approx 297 \text{ ат}$.

$P_{\text{г.с.}} = 0,1 \cdot 1,0 \cdot 2969 = 297 \text{ ат}$. После снижения ρ с $2,15 \text{ г/см}^3$ до $2,08 \text{ г/см}^3$ $P_{\text{зоб}}^2 = 0,1 \cdot H \cdot \rho_{\text{б.р.}} = 0,1 \cdot 2969 \cdot 2,08 = 617 \text{ ат}$.

Действительно, репрессия составила

$$\sigma P_{\text{зоб}} = P_{\text{зоб}}^1 - P_{\text{зоб}}^2 = 638 - 617 = 21 \text{ кг/см}^2.$$

Поглощение прекратилось при репрессии $\Delta P_2 = P_{\text{зоб}}^1 - P_{\text{зоб}}^2 = 617 - 575 = 42 \text{ кг/см}^2 = 4,2 \text{ МПа}$.

При этом уменьшение репрессии составило 3,6 % от пластового давления, остаточная репрессия 7,3 % от пластового давления против 11,0 %, при которых произошло поглощение. Определим индекс поглощения:

$$K_{\text{погл}} = P_{\text{пог}} / P_{\text{г.с.}} = 638/297 = 2,14.$$

Градиент пластового давления равен: $P = P_{\text{пл}} / H = 575/2969 = 0,2$.

10. В скважине №24 Памук пласт вскрыт на глубине 2717 м при $\rho_{\text{б.р.}} = 2,05 \text{ г/см}^3$ с $P_{\text{пл}} = 525 \text{ ат}$ (при уточнении 499 ат). Начавшееся поглощение ликвидировано снижением плотности раствора до $1,9 \text{ г/см}^3$ и добавкой рисовой шелухи, т.е. снижение репрессии на пласт составило 41 ат, значит ΔP равно 17 кг/см^2 или 3,2 % от пластового давления.

Рассмотрим: $P_{\text{зоб}}^1 = 0,1 \cdot H \cdot \rho_{\text{б.р.}} = 0,1 \cdot 2717 \cdot 2,05 = 557 \text{ ат}$, т.е. соблюдено требование: $P_{\text{зоб}}^1 = 1,1 \cdot P_{\text{пл}} = 500 \cdot 1,1 = 550 \approx 557 \text{ ат}$.

$$\Delta P_1 = P_{\text{зоб}}^1 - P_{\text{пл}} = 557 - 500 = 57 \text{ атм} (11,4 \% \text{ от } P_{\text{пл}}).$$

После снижения плотности до $1,9 \text{ г/см}^3$ забойное давление составило:

$$P_{\text{зоб}}^2 = 0,1 \cdot H \cdot \rho_{\text{б.р.}} = 0,1 \cdot 2717 \cdot 1,9 = 516 \text{ кг/см}^2$$

$$\Delta P_2 = P_{\text{зоб}}^2 - P_{\text{пл}} = 516 - 500 = 16 \text{ ат.}$$

Снижение репрессии составило $\sigma P_{зоб} = \Delta P_1 - \Delta P_2 = 57 - 16 = 41$ ат = 8,2% от пластового давления. $P_{г.с.}$ на глубине 2717 равна 272 ат.

$$\sigma P_{зоб} = P^1_{зоб} - P^2_{зоб} = 557 - 516 = 41 \text{ ат} - 8,2\%$$

Поглощение прекратилось при снижении забойного давления на 41 атм или ΔP составило 16 ат, т.е. 3,2 % от $P_{пл} = 500$ ат.

$$\text{Определим: } K_a = P_{пл} / P_{г.с} = 500/272 = 1,83;$$

Определим индекс поглощения $K_{пог}$:

$$K_{пог} = P_{пог} / P_{г.с} = 557/272 = 2,04;$$

В итоге уменьшение репрессии составило: 3,2 % от пластового давления 11,4 % - 8,2 %;

Градиент пластового давления равен:

$$gr P = P_{пл}/Z = 500/2717 = 0,18.$$

11. В скважине №4 Алан кровля продуктивного пласта вскрыта на глубине 2717 м, пластовое давление $P_{пл} = 555$ кг/см². При глубине забоя 2823 м ($P_{г.с} = 282$ ат) произошло поглощение промывочной жидкости, которое прекратилось при снижении плотности с 2,18 г/см³ до 2,10 - 2,12 г/см³. При этом репрессия на пласт понизилась на 18 ат, т.е. с 6 % до 3 % от пластового давления. Определим $P^1_{зоб} = 0,1 \cdot H \cdot \rho_{б.р} = 0,1 \cdot 2,18 \cdot 2823 = 615$ кг/см².

Из известного условия $P_{зоб} = 1,1 \cdot P_{пл}$ получим: $P_{зоб} = 555 \cdot 1,1 = 610 \approx 615$, т.е. условие соблюдено!

$$\text{Определим } \Delta P_1 = P_{зоб} - P_{пл} = 615 - 555 = 60 \text{ ат} = 6,0 \text{ МПа.}$$

$\Delta P_1 = 10,8$ % от пластового давления.

После снижения плотности $\rho_{б.р}$ с 2,18 г/см³ до 2,12 г/см³ забойное давление изменилось: $P^2_{зоб} = 0,1 \cdot H \cdot \rho_{б.р} = 0,1 \cdot 2,12 \cdot 2823 = 598$ кг/см².

$\Delta P_2 = 598 - 555 \approx 43$ ат и составляет 7,7 % от $P_{пл}$.

Снижение репрессии составило: $\sigma P_{зоб} = P^1_{зоб} - P^2_{зоб} = 615 - 598 = 17$ ат.

$\sigma P_{зоб} = \Delta P_1 - \Delta P_2 = 60 - 43 = 17$ ат. Это составляет 3,06% от

$P_{пл}$

Определим $K_a = P_{пл}/P_{г.с} = 555/282 = 1,96$; индекс поглощения:

$$K_{пог} = P_{пог}/P_{г.с} = 615/282 = 2,18.$$

Градиент пластового давления:

$$gr P_{пл} = P_{пл}/Z = 555/2823 = 0,2.$$

12. Определить плотность промывочной жидкости, если известно, что в скважине глубиной 3900 м, пробуренной долотом диаметром 215,9 мм, ожидаемое давление газового пласта 507 + 510 ат.

$$\text{т.е. } K_a = P_{пл}/P_{г.с} = 510/390 = 1,3.$$

Известно, что при бурении с репрессией рекомендуется ΔP в газовой скважине глубиной более 2500 м держать в пределах 2,3 + 2,5 МПа.

$$\text{Вспомним, что } \rho_{б.р} = P_{пл} + (\Delta P + 5 \div 8 \%) / g \cdot Z,$$

где Z — глубина залегания кровли пласта, м;

$P_{пл}$ — пластовое давление, кг/см²;

g — ускорение свободного падения.

Опыт бурения показывает, что после уточнения давления $\Delta P = 2,5 + A \cdot K_a$, где A — коэффициент, учитывающий колебания гидродинамического давления при СПО и при $D_c < 215,9$ мм, $A = 5$, при $D_c > 215,9$ мм, $A = 3$, тогда в нашем случае запишем: $\Delta P = 2,5 + 3 \cdot 1,3 = 6,4$ МПа.

Получим:

$$\rho_{п.ж} = 51,0 + (6,4 + 6,6) / 10 \cdot 3900 = 64 \text{ МПа} / 10 \cdot 3900 = 1,64.$$

13. Определить вес обсадной колонны диаметром 140 мм, спущенной в скважину на глубину 2200 м, заполненную промывочной жидкостью плотностью 1250 кг/м³.

$$\text{Вес колонны } G_k = L \cdot g_k,$$

где G_k — масса обсадной колонны, спускаемой в скважину;

L — длина колонны;

g_k — вес 1 п.м обсадной трубы в жидкости: $g_k = g_v \cdot (1 - \rho_j / \rho_m) = g_v \cdot (1 - 1250/7850)$, где g_v — вес 1 п.м. трубы в воздухе;

ρ_j — плотность промывочной жидкости, 1250 кг/м³;

ρ_m — плотность стали — металла обсадных труб, 7850 кг/м³.

Вес 1 п.м. трубы диаметром 140 мм, к примеру, с толщиной стенки 7,7 мм в воздухе равен 25,1 кг, тогда:

$$g_k = g_v \cdot (1 - 0,16) = 25,1 \cdot 0,84 = 21,1 \text{ кг.}$$

$$G_k = 2200 \cdot g_k = 2200 \cdot 21,1 = 46420 \text{ кг.}$$

14. Пример выбора

диаметров обсадных колонн и соответствующих долот

Эксплуатационная колонна, спуском и цементированием которой завершается сооружение буровой скважины, выбирается в зависимости от ожидаемого дебита продуктивного пласта – чем больше возможный дебит, тем больше рекомендуемый наружный диаметр обсадной колонны. В таблице 3 приведены диаметры обсадных колонн, рекомендуемые в зависимости от дебита продуктивного пласта.

Таблица 3

Зависимость диаметров обсадных колонн от дебита пласта

Показатели	Возможные дебиты пласта									
	Нефтяные скважины.					Газовые скважины.				
	т/сут					тыс.м³/сут				
	до 40	40-100	100-150	150-300	> 300	до 75	75-250	250-500	0,5-1	1-5
Реком. диаметр экспл. колонн, мм	114	127	140	168	178	114	114	146	168	219
		140	146	178	194		146	178	219	273

Допустим, возможный дебит нефтяной скважины до 100 т/сут. Выбираем эксплуатационную колонну наружным диаметром 140 мм.

1) Диаметр скважины для спуска такой колонны определяется через диаметр долота:

$D_d^2 = D_m^2 + 2 \cdot \Delta K$, где D_m^2 – диаметр муфты, соединяющей обсадные трубы, (из таблицы №4) 159 мм;

ΔK – минимально необходимый радиальный зазор между стенками скважины и обсадной колонной для прохода колонны, возможная толщина цементного кольца. Рекомендованная

величина зазоров растет с увеличением диаметра обсадных колонн (см. табл.4):

таблица 4

Величина радиального зазора ΔK

Диаметр обсадных труб, мм	114	140	168	219	273	324	375
	127	146	194	245	299	351	425
ΔK , мм	7	10	15	20	25	35	40
	10	15	20	25	35	40	
Диаметр муфты, мм	133	159	198	245	299	351	402
D_m , мм	146	166	216	270	324	376	451

Тогда $D_{свн} = D_d^2 = D_m^2 + 2 \cdot \Delta K = 159 + 2 \cdot 15 = 189$ мм.

Ближайший диаметр долота – 190,5 мм.

2) Определим min внутренний диаметр спускаемой ранее предыдущей колонны – промежуточной:

$$D_{пр min}^{int} \geq D_d^2 + (5 \div 10) \text{ мм},$$

где $5 \div 10$ мм – радиальный зазор для прохода долота внутри предыдущей обсадной колонны, т.е.

$$D_{пр min}^{int} \geq 190,5 + (5 \div 10) = 195,0 \text{ мм}.$$

3) Этому диаметру соответствует обсадная колонна с наружным диаметром: $D_{пр}^{ext} \geq D_{пр min}^{int} + 2 \cdot \sigma_{max}$, где σ_{max} – толщина стенки максимальная, 12 мм:

$$D_{пр}^{ext} \geq 190,5 + 2 \cdot 12 = 219 \text{ мм}.$$

4) Определим диаметр долота для бурения интервала под промежуточную колонну:

$$D_{д}^{int} \geq D_{пр}^{ext} + 2 \cdot \Delta K = 245 + 2 \cdot 20 = 285 \text{ мм} = D_d^{int}$$

D_d^{int} – диаметр муфты, соединяющей обсадные трубы этого размера, $D_m^{int} = 245$ мм.

Ближайшее по размеру долото – 295,5 мм.

5) Определим внутренний минимальный диаметр предыдущей колонны кондуктора, спускаемого перед промежуточной колонной:

$$D_k''' \geq D_d'' + (5 \div 10) = 295,5 + 5 = 300 \text{ мм};$$

6) Тогда наружный диаметр кондуктора:

$$D_k'' \geq D_k''' + 2 \cdot \sigma \quad \text{и при } \sigma = 12 \text{ мм};$$

$$D_k'' \geq 300 + 2 \cdot 12 = 324 \text{ мм}.$$

7) Диаметр долота для бурения под кондуктор:

$$D_d^k \geq D_k'' + 2 \cdot \Delta K$$

D_m^k – диаметр муфты, соединяющей трубы этого размера,
 $D_m^k = 351 \text{ мм}$

$$D_d^k \geq D_m^k + 2 \cdot \Delta K = 351 + 2 \cdot 35 = 351 + 70 = 421 \text{ мм}$$

Этому значению соответствует долото диаметром 444,5 мм.

Таким образом, установлены диаметры обсадных колонн и долот для бурения соответствующих интервалов:

	$D_{\text{скв}}$	$D_{\text{колонн}}$
Кондуктор	444,5 мм	324 мм
Пром. колонна	295,3 мм	219 мм
Экспл. Колонна	1909,5 мм	140 мм

15. Пример расчета компонентов для приготовления утяжеленного бурового раствора заданной плотности

Определить количество бентонитовой глины ($\rho_{\text{гл}} = 2,5 \text{ г/см}^3$), утяжелителя ($\rho_{\text{ут}} = 4,3 \text{ г/см}^3$) и воды, чтобы получить буровой раствор в объеме $V_{\text{бр}} = 50 \text{ м}^3$, плотностью $\rho_{\text{уб.р.}} = 1,5 \text{ г/см}^3$.

Считая, что из бентонитовой глины и воды можно получить буровой раствор плотностью $\rho_{\text{б.р.}} = 1,25 \text{ г/см}^3$ с целью дальнейшего его утяжеления, т.е. буровой раствор с исходной плотностью $1,25 \text{ г/см}^3$, определим количество глины для получения такого раствора:

$$g = \frac{\rho_{\text{ст}} (\rho_{\text{б.р.}} - \rho_{\text{в}})}{\rho_{\text{ст}} - \rho_{\text{в}}} = \frac{2,5 \cdot (1,25 - 1,0)}{2,5 - 1,0} = 416 \text{ кг}.$$

Теперь определим объем глины на 1 м^3 раствора, т.е. удельный объем:

$$V_{\text{гл}} = g_{\text{гл}} / \rho_{\text{гл}} = 416 / 2500 = 0,166 \text{ м}^3$$

Определим количество утяжелителя на 1 м^3 бурового раствора для утяжеления от $1,25$ до $1,5 \text{ г/см}^3$ – т.е. удельный расход:

$$g_{\text{ут}} = \frac{\rho_{\text{ст}} (\rho_{\text{уб.р.}} - \rho_{\text{исх}})}{\rho_{\text{ст}} - \rho_{\text{уб.р.}}} = \frac{4,3 \cdot (1,5 - 1,25)}{4,3 - 1,5} = 0,384 \text{ т/м}^3.$$

Объем утяжелителя для 1 м^3 утяжеленного бурового раствора (у.б.р.) $= V_{\text{ут}} = g_{\text{ут}} / \rho_{\text{ут}} = 384 / 4300 = 0,089 \text{ м}^3$.

Суммарный объем глины и утяжелителя на 1 м^3 :

$$V_{\text{сум}} = V_{\text{гл}} + V_{\text{ут}} = 0,166 + 0,089 = 0,235 \text{ м}^3.$$

Тогда объем воды на 1 м^3 у.б.р., т.е. удельный объем:

$$V_{\text{в}} = 1 \text{ м}^3 - V_{\text{сум}} = 1 \text{ м}^3 - 0,235 = 0,765 \text{ м}^3.$$

Для приготовления 50 м^3 у.б.р. исходя из удельных объемов необходимо глины, воды и утяжелителя в следующих объемах:

$$V'_{\text{гл}} = V_{\text{у.б.р.}} \cdot V_{\text{гл}} = 50 \cdot 0,166 = 8,3 \text{ м}^3;$$

$$V'_{\text{ут}} = V_{\text{у.б.р.}} \cdot V_{\text{ут}} = 50 \cdot 0,089 = 4,45 \text{ м}^3;$$

$$V'_{\text{в}} = V_{\text{у.б.р.}} \cdot V_{\text{в}} = 50 \cdot 0,765 = 38,25 \text{ м}^3.$$

Тогда общий объем компонентов:

$$V_{\text{об.}} = 8,3 + 4,45 + 38,25 = 51 \text{ м}^3.$$

На 50 м^3 у.б.р с $\rho_{\text{уб.р.}} = 1,5$ потребуется сухой глины –

$$Q_{\text{гл}} = V'_{\text{гл}} \cdot \rho_{\text{гл}} = 8,3 \cdot 2,500 = 20750 \text{ кг};$$

сухого утяжелителя $Q_{\text{ут}} = V'_{\text{ут}} \cdot \rho_{\text{ут}} = 4,45 \cdot 4,300 = 19,135 \text{ т}.$

Итого, на 50 м^3 утяжеленного бурового раствора при $\rho = 1,5 \text{ г/см}^3$ необходимо доставить на буровую $38,25 \text{ т}$ воды, $20,750 \text{ т}$ глины и $19,135 \text{ т}$ утяжелителя плотностью 4300 кг/м^3 .

16. Пример расчета цементировании эксплуатационной колонны

Произвести расчет одноступенчатого цементировании эксплуатационной колонны по приведенной ниже методике и условиям цементировании.

$H_{\text{скв}}$ – глубина скважины, 3000 м ;

$D_{\text{скв}}$ – диаметр скважины, м ;

$D_{\text{д}}$ – диаметр долота, 191 мм ;

$D_{\text{вн}}^{\text{пр}}$ – внутренний диаметр предыдущей обсадной колонны, 199 мм ;

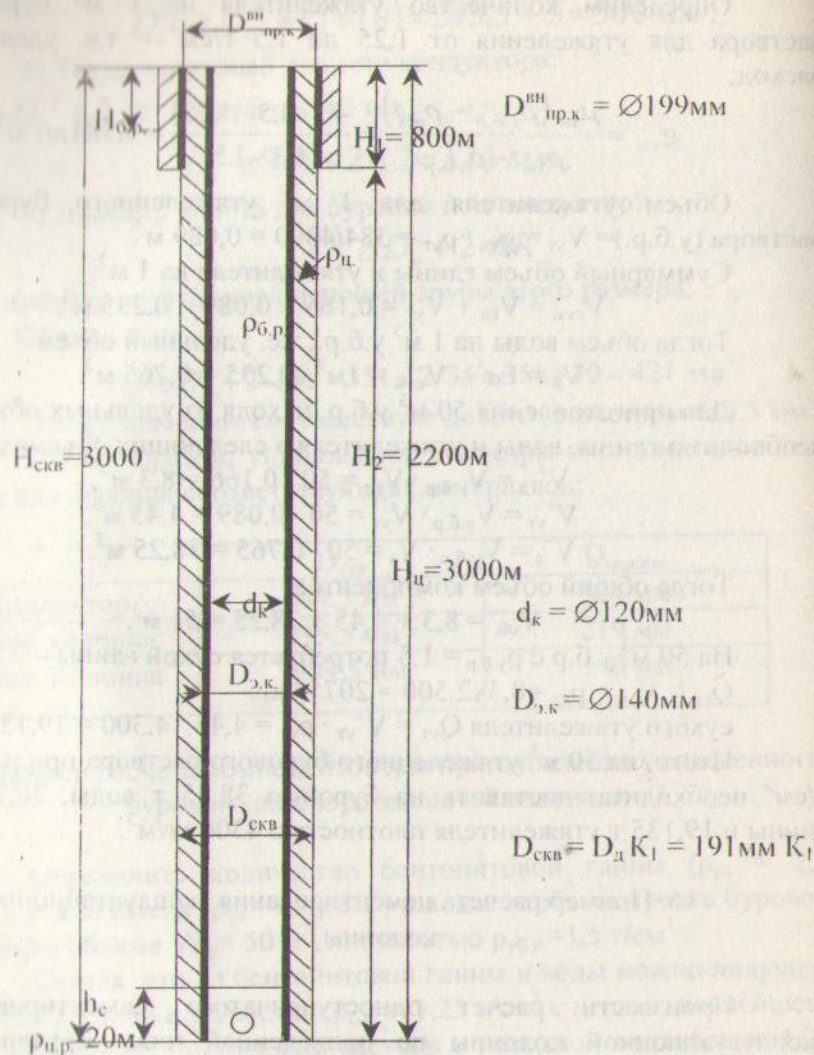


Рис.1. Схема для расчета цементирования эксплуатационной колонны

$D_{\text{эк}}$ — диаметр наружный эксплуатационной колонны, 140 мм;

$d_{\text{к}}$ — усредненный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, 120 мм;

H_1 — глубина спуска предыдущей колонны, 800 м;

H_2 — протяженность открытого ствола скважины, 2200 м;

$H_{\text{эк}}$ — высота подъема цементного раствора за колонной до устья, 3000 м;

$h_{\text{с}}$ — высота цементного стакана в колонне, 20 м;

$\rho_{\text{б.р.}}$ — плотность бурового раствора, 1400 кг/м³;

$\rho_{\text{ц.}}$ — плотность цементного раствора, 1845 кг/м³;

$\rho_{\text{р.}}$ — плотность продажной жидкости, 1400 кг/м³;

$\rho_{\text{в.}}$ — плотность воды затворения, 1000 кг/м³;

$\rho_{\text{ц.}}$ — плотность сухого цемента, 3150 кг/м³;

K_1 — коэффициент кавернозности, 1,2;

K_2 — коэффициент потерь цемента при загрузке смесителя, 1,2;

K_3 — коэффициент сжатия продажной жидкости, 1,03;

K_4 — коэффициент потерь воды, 1,2;

m — $B_{\text{ц}}$ — водоцементное отношение;

$g_{\text{ц}}$ — расход сухого цемента на 1 м³ раствора.

1. Определим необходимый объем цементного раствора:

$$V_{\text{р.р.}} = 0,785 \cdot [(D_{\text{пр}}^2 - D_{\text{к}}^2) \cdot H_1 + (D_{\text{д}} \cdot K_1^2 - D_{\text{к}}^2) \cdot H_2 + d_{\text{к}}^2 \cdot h_{\text{с}}] =$$

$$= 0,785 \cdot [(0,199^2 - 0,140^2) \cdot 800 + (0,191^2 \cdot 1,20 - 0,140^2) \cdot 2200 + 0,120^2 \cdot 20] =$$

$$= 0,785 \cdot [16 + 82,0 + 0,3] \approx 77 \text{ м}^3$$

2. Определим расход сухого цемента на 1 м³ цементного раствора:

а) $I = g_{\text{ц}}/\rho_{\text{ц}} + m \cdot g_{\text{в}}/\rho_{\text{в}}$ — при известной плотности сухого цемента:

$$g_{\text{ц}} = \rho_{\text{ц}} \cdot \rho_{\text{р.}} / (\rho_{\text{р.}} + m \cdot \rho_{\text{в.}}) = 3150 \cdot 1000 / (1000 + 0,5 \cdot 3150) = 1230 \text{ кг};$$

$$\rho_{\text{ц.р.}} = g_{\text{ц}} + g_{\text{в}} \cdot m = 1230 + 615 = 1845 \text{ кг/м}^3$$

б) — при известной плотности цементного раствора $\rho_{\text{ц.р.}}$ —

$$g_{ц} = \rho_{ц,р} / (1+m) = 1850 / (1+0,5) = 1233 \text{ кг.}$$

$$3. \text{ Общий расход цемента: } G_{ц} = K_2 \cdot g_{ц} \cdot V_{ц,р} = 1,2 \cdot 1230 \cdot 77 = 114 \text{ т.}$$

4. Определим объем воды для затворения цементного раствора:

$$V_{в} = G_{в} = G_{ц} \cdot m \cdot K_4 = 114 \cdot 0,5 \cdot 1,2 = 68,4 \text{ м}^3;$$

5. Объем продажной жидкости определяется через внутренний диаметр обсадной колонны:

$$V_{пр} = 0,785 \cdot K_3 \cdot d_{к}^2 \cdot (H_{скв} - h_c) = 0,785 \cdot 1,03 \cdot 0,12^2 \cdot 2980 = 35 \text{ м}^3.$$

6. Определим количество смесительных машин

$$N_1 = G_{ц} / P_1 = 114 / 20 = 6 + 1 = 7$$

Здесь $G_{ц}$ — количество сухого цемента, P_1 — грузоподъемность бункера смесительной машины — 20 т.

Итак, количество смесителей шесть и один резервный, т.е. 7.

7. Количество цементировочных агрегатов определяется, исходя из необходимости обеспечения скорости восходящего потока цементного раствора V не менее 1 м/сек по следующей формуле:

$$Q = F \cdot V \text{ или } \sum q = 0,785 \cdot [1,2 \cdot 0,191^2 - 0,140^2] \cdot 1 \text{ м/сек} = 0,785 \cdot 0,033 \cdot 1 \text{ м/сек} = 0,026 \text{ м}^3/\text{сек}$$

$$\text{тогда } N = \sum q / q_{и}^{IV} = 0,026 / 2,6 = 10 + 1$$

Итак, установлена необходимость десяти цементировочных агрегатов плюс один резервный.

8. Объем буферной жидкости $V_{б,ж}$ принимаем равным 1,5 м³.

9. Определим максимальное давление в конце продавки цементного раствора из колонны в затрубное пространство. Оно определяется как разность гидростатического давления столба жидкости в затрубном пространстве и в обсадной колонне и величиной гидравлических потерь.

$$P_{пех} = 0,01 \cdot [H_{скв} \cdot \rho_{ц,р} + (H_{скв} - H_{ц}) \cdot \rho_{б,р} - (H_{скв} - h_c) \cdot \rho_{пр} + h_c \cdot \rho_{ц,р}] + P_r = 0,01 \cdot (3000 \cdot 1845) - (2980 \cdot 1400 + 20 \cdot 1845) = 13,1 \text{ МПа} + P_r$$

Выражение $(H_{скв} - H_{ц}) \cdot \rho_{б,р}$ не использовано, т.к. цементный раствор поднят до устья и над ним нет столба глинистого раствора.

Определение гидравлических потерь проводят по формуле Бакланова — Щищенко:

$$P_r = 0,02 \cdot H_{скв} + 16 = 0,02 \cdot 3000 + 16 = 60 + 16 = 7,6 \text{ МПа}$$

$$P_{\max} = 13,1 + 7,6 \text{ МПа} = 20,7 \text{ МПа.}$$

10. Определение продолжительности цементирования проводится с учетом общего объема закачек Q : $Q = V_{ц,р} + V_{б,ж} + V_{пр} = 77 + 1,5 + 3,5 = 114 \text{ м}^3$.

Тогда продолжительность цементирования $T_{ц} = \sum Q / P_2 \cdot N_2 + \Delta t \leq 0,75$ — загустевания, Δt — резерв времени 20 + 30 мин. Здесь: P_2 — производительность цементировочных агрегатов л/с — 0,026 м³/сек, N_2 — число агрегатов, тогда $P_2 N_2 = \sum q$ — суммарная их производительность.

$$\text{Итак, } T_{ц} = 114 / \sum q + \Delta t = 114 / 0,026 \cdot 60 \text{ сек} = 73 \text{ мин} + 20 = 93 \text{ мин} = 1 \text{ ч. } 33 \text{ мин.}$$

ВАРИАНТЫ ПАРАМЕТРОВ УСЛОВИЙ ЗАДАЧ И РАСЧЕТОВ

Таблица 5

№№ баз. зад.	№№ вар.	$D_{\text{д.}}$ мм	$d_{\text{д.т.}}$ мм	H, м	$d_{\text{н.}}$ мм	$\rho_{\text{ср.г.}}$ г/см ³	$\rho_{\text{н.г.}}$ г/см ³	$P_{\text{пл.}}$ МПа	$K_{\text{а}}$	$V_{\text{исп.}}$ м ³ /час	$P_{\text{исп.}}$ МПа	Ко- во свеч- ей	$D_{\text{н.г.}}$ мм
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
1.	1.	190,5	114										
	2.	269	140										
	3.	311	146										
2.	1.	190,5	114	2800	5	1,4	2,8						
	2.	269	140	2500	6	1,4	2,8						
	3.	269	146	2000	7	1,3	2,6						
3.	1.	190,5	114	2800	6	1,3	2,8						
	2.	269	140	2500	10	1,36	2,7						
	3.	269	146	2300	10	1,4	2,7						
4.	1.	190,5	114	2400		1,4		38,4					
	2.	269	140	2800		1,46		42,6					
	3.	269	146	3000		1,52		51,8					
5.	1.	190,5	140	3200					1,8	10			
	2.	269	146	3400					1,9	12			
	3.	269	146	3500					2,0	15			

Продолжение табл. 5

6.	1.			2400		1,26				6			
	2.			2600		1,3				8			
	3.			3000		1,36				10			
7.	1.		114									25	
	2.		140									30	
	3.		146									35	
8.	1.		114	2360		1,35						146	
	2.		140	2500		1,40						178	
	3.		140	2800		1,48						178	

ВАРИАНТЫ УСЛОВИЙ ЗАДАЧ И РАСЧЕТОВ

Таблица 6

№ баз. зад.	№№ вар.	$D_{\text{д.}}$ мм	$d_{\text{д.т.}}$ мм	H , м	$\rho_{\text{ср.г.}}$ г/см ³	$\rho_{\text{н.г.}}$ г/см ³	$\rho_{\text{н.т.}}$ г/см ³	$P_{\text{пл.}}$ МПа	Деб плас та т/сут	$\rho_{\text{цр.}}$ г/см ³	$V_{\text{исп.}}$ м ³	Примеча- ние
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
9.	1.			2600	2,06 (1,86)			545				
	2.			2800	2,10 (2,04)			560				
	3.			2800	2,15 (2,08)			565				

Продолжение табл. 5

10.	1.			2700	2,05 (2,00)			520			Определить плотность бурового раствора $P_3 = P_{свб}$
	2.			2740	2,08 (2,04)			535			
	3.			2860	2,12 (2,04)			550			
11.	1.			2680				540			1,00 г/см ³
	2.			2740				560			
	3.			2800				580			
12.	1.	190,5		3920				500			1,00 г/см ³
	2.	215,9		3680				460			
	3.	269		3600				485			
13.	1.		114	3200	1,52						1,52
	2.		140	2480	1,4						1,38
	3.		146	2800	1,25						1,10
14.	1.							до 40			$D_{3K} - 114$ мм
	2.							до 150			$D_{3K} - 146$ мм
	3.							> 150			$D_{3K} - 168$ мм

Продолжение табл. 5

15.	1.				1,56	2,6	4,4			56	$H_1 - 1500$ м В/Ц 0,5 $H_1 - 1800$ м В/Ц 0,54 $H_1 - 1900$ м В/Ц 0,56
	2.				1,54	2,7	4,2			60	
	3.				1,60	2,7	4,3			68	
16.	1.	191 (K ₁ - 1,1)		2800	1,44				1,8		$H_1 - 1500$ м В/Ц 0,5 $H_1 - 1800$ м В/Ц 0,54 $H_1 - 1900$ м В/Ц 0,56
	2.	191 (K ₁ - 1,13)		3200	1,52				1,74		
	3.	191 (K ₁ - 1,24)		3600	1,56				1,68		

Содержание

№№ лекций и примеров		Стр.
	Предисловие	3
1	Геологические факторы и их роль в процессе вскрытия продуктивных пластов	4
2	Методика вскрытия продуктивных пластов в зависимости от пластового давления	12
3	Способы первичного вскрытия продуктивных пластов и вхождения в залежь	19
4	Опробование пластов в процессе бурения	22
5	Проектирование конструкции скважины	26
6-7	Крепление скважины	28
8-9	Разобшение пластов цементированием обсадных колонн в скважине	36
10-11	Тампонажные материалы и технология цементирования	43
12	Заключительные работы в скважине	51
	Литература	57
1-13	Примеры решений задач	58
14	Пример выбора диаметров обсадных колонн и соответствующих долот	68
15	Пример расчета компонентов для приготовления утяжеленного бурового раствора	70
16	Пример расчета цементирования эксплуатационной колонны	71
	Варианты параметров условий задач и расчетов – Таблица 5	76
	Варианты условий задач и расчетов – Таблица 6	77