



Методическое

Собственность пособие

ООО «АСТ»
по программе

«Контроль скважины.

Управление скважиной при ГНВП»

ИЗДАНИЕ 2



ВВЕДЕНИЕ

Поступление пластового флюида в ствол скважины во время проведения буровых работ, эксплуатации или при капитальном ремонте называют «проявлением». Пластовый флюид, поступающий в скважину в результате проявления, называют «притоком». При отсутствии надлежащего контроля, проявление может привести к открытому фонтану.

Процедуры по контролю скважины направлены на безопасное предотвращение поступления притока или его удаление, с последующим восстановлением первичного контроля скважины.

В настоящем Методическом Пособии рассматриваются базовые понятия и принципы контроля скважины с учетом требований и рекомендаций общепризнанных мировых стандартов (WellSharp, IWCF).

Кроме того, в состав Пособия входит раздел «Оборудование», где представлены виды и типы, устройство и принципы работы наиболее распространенного в мировой практике противовыбросового оборудования (ПВО).

Второе издание Пособия также дополнено отдельным разделом «Контроль скважины при бурении с подводным расположением ПВО».

Целью разработки данного Пособия послужило обеспечение соискателей на получение международного сертификата по программе «Контроль скважины. Управление скважиной при ГНВП» дополнительными материалами для самоподготовки. Настоящее Пособие не является учебником.

г. Астрахань

Пособие разработано специалистами компании ООО «АСТ»
(Advanced Safety Technologies, LLC), г. Астрахань, Россия.

Копирование и распространение данного Пособия без письменного разрешения ООО «АСТ» запрещено.

ГЛОССАРИЙ

Аномально высокое пластовое давление (АВПД): поровое давление, превосходящее гидростатическое давление столба пластовой воды, характерной для данного географического региона.

Аккумулятор: сосуд, работающий под давлением, заправленный азотом или другим инертным газом для хранения гидравлической жидкости под давлением, применяющейся для управления ПВО.

Кольцевое пространство (КП): область между бурильной трубой и внутренней поверхностью открытого ствола, последней обсадной колонной или райзера.

Потери давления в кольцевом пространстве: потери давления на гидравлические сопротивления при прокачке жидкости по кольцевому пространству.

Противодавление (давление в КП, давление на дросселе): давление, возникающее на поверхности со стороны кольцевого пространства при прокачке жидкости по трубам и далее вверх по КП.

Противовыбросовый превентор (англ. BOP): устройство, прикрепляемое к колонной головке, с помощью которого можно загерметизировать скважину, чтобы предотвратить истечение флюидов на поверхность.

Система управления и контроля ПВО: совокупность насосов, клапанов, задвижек, линий, аккумуляторов и других элементов оборудования, необходимых для открытия и закрытия ПВО.

Сборка (колонна) превенторов: совокупность противовыбросового оборудования, включая превенторы, катушки, задвижки и воронки, устанавливаемая сверху колонной головки.

Забойное давление: в зависимости от контекста, либо давление, оказываемое столбом жидкости, находящейся в скважине, либо пластовое давление на заданной глубине.

Задавка «в лоб»: термин, означающий закачку небольших порций раствора в закрытую скважину без выхода циркуляции.

Башмак обсадной колонны: соединение на нижнем конце обсадной трубы, спускаемой в скважину, позволяющее справляться с неровностями ствола при спуске, обычно закругленное к низу и состоящее из разбуриваемых материалов.

Дроссель (штуцер): устройство с регулируемым или фиксированным зазором открытия, используемое для управления потоком жидкости и/или газа и создания противодавления на пласт.

Дроссельный (штуцерный) манифольд: система задвижек, дросселей и линий, применяемая для перенаправления потоков из кольцевого пространства и создания противодавления на пласт в скважине.

Линия дросселирования: линия высокого давления между коренными боковыми задвижками в сборке ПВО и дроссельным манифольдом.

Аварийный шаровой кран для бурильных труб: полнопроходный шаровой кран, находящийся на полу буровой, подходящий для наворота непосредственно на применяемые бурильные трубы. Применяется для перекрытия трубного канала и предотвращения перелива через трубы.

Обратный клапан: клапан одностороннего действия, который позволяет вести прямую циркуляцию в скважине, но предотвращает обратный переток жидкости из скважины вверх по трубам.

Градиент гидроразрыва: приращение гидростатического давления, выражаемое в барах на метр, достаточное для того, чтобы вызвать гидроразрыв пласта.

Газированный буровой раствор: буровой раствор, в который попал газ из ранее пробуренного интервала газонасыщенного пласта, что приводит к снижению плотности раствора и, как следствие, к снижению гидростатического давления столба этого раствора.

Аварийный обратный клапан (вставной противовыбросовый превентор для бурильных труб): устройство, наворачиваемое сверху на бурильную колонну, выполняющее функции обратного клапана, т.е. позволяет вести прямую циркуляцию и предотвращает обратный переток жидкости из скважины вверх по трубам.

Верхний шаровой кран (над ведущей трубой): полнопроходный шаровой кран, установленный непосредственно над ведущей трубой, предназначенный для герметичного перекрытия трубного канала.

Нижний шаровой кран (под ведущей трубой): полнопроходный шаровой кран, установленный непосредственно под ведущей трубой, с наружным диаметром равным наружному диаметру замкового соединения.

Линия глушения: линия высокого давления между насосами и боковыми коренными задвижками на сборке ПВО или колонной головке.

Давление прокачки на пониженной подаче: давление, возникающее на насосе, при прокачке жидкости на скорости глушения, когда в скважине нет ГНВП.

Газ, полученный при наращивании: скопление газа, поступившего в ствол скважины во время наращивания.

Запас противодействия на подъем: разовое увеличение плотности бурового раствора, позволяющее повысить гидростатическое давление в скважине, чтобы компенсировать эффект свабирования.

Подземное фонтанирование: неконтролируемый переток пластового флюида из одного пласта в другой, вышележащий, пласт.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. ПРИЧИНЫ, ПОСЛЕДСТВИЯ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ АВАРИЙ И ИНЦИДЕНТОВ

К основным факторам влияния аварий и инцидентов, возникающих при проведении работ по строительству скважины, обычно относят следующие:

- здоровье людей;
- окружающая природная среда;
- соблюдение законодательства;
- финансовая устойчивость;
- социальная сфера;
- взаимодействие с участниками рынка;
- имидж компании.

Аварии и инциденты соответственно могут приводить к:

- ухудшению самочувствия, травмам, увечьям и гибели людей;
- нанесению ущерба окружающей природной среде;
- возникновению упущенной выгоды для участников проекта;
- штрафам и судебным преследованиям;
- репутационным потерям для компаний.

Предупреждение аварий и инцидентов заключается как минимум в:

- следовании принципам обеспечения максимальной безопасности на производстве;
- использовании современных технологий;
- приоритете защиты здоровья людей и охраны окружающей среды;
- следовании нормам национального и международного права;
- соблюдении требований по безопасности работ.

Соблюдение норм и требований на всем протяжении цикла строительства скважины должно предусматривать:

- планирование и организацию работ;
- распределение обязанностей и ответственности;
- корректный выбор технологий и оборудования;
- обоснованный выбор конструкции скважины;
- оптимальный способ вскрытия пласта;
- планирование действий при инцидентах и авариях;
- прогнозирование рисков.

Помните! Не всегда новая и экономически выгодная технология отвечает первичным требованиям по защите здоровья людей и охраны окружающей среды!

Главный принцип: сначала – безопасность, потом – экономическая эффективность!

1.2. ТРЕНИНГИ И ПРОВЕРКА ЗНАНИЙ

Почему тренинги и обучение должны быть регулярными? Человеку свойственно забывать даже ключевую информацию. Повседневная рутинная работа зачастую приводит к потере бдительности. Любая компания хочет быть уверена в своих сотрудниках.

Главные задачи тренингов и обучения:

- расширение теоретической базы знаний;
- восстановление/совершенствование навыков;
- повышение квалификации;
- обмен опытом с коллегами;
- изучение новых методов и технологий.

Помните! Знание принципов, процедур и наличие навыков управления скважиной под давлением – это самое важное!

1.3. ПЛАНИРОВАНИЕ РАБОТ, УПРАВЛЕНИЕ РАБОТАМИ И ДОКУМЕНТИРОВАНИЕ

В основе планирования любых видов работ всегда учитывают три главных характеристики будущего проекта: безопасность, экономическая эффективность и технологичность.

Однако на практике они ограничены целым рядом объективных факторов: геологическими условиями, условиями окружающей среды, доступным оборудованием, бюджетом.

В конечном результате эффективность планирования определяется безопасным проведением работ в кратчайшие сроки при минимальных денежных затратах.

Цели и задачи планирования

- обеспечение безопасности жизни и здоровья персонала;
- обеспечение сохранности основного и вспомогательного оборудования;
- организация контроля технологических процессов;
- обеспечение надлежащего количества и качества барьеров;
- мероприятия по предупреждению поступления притока в скважину;
- прогнозирование потенциально опасных аварийных ситуаций и разработка планов первоочередных действий при их возникновении.

Ключевые геологические факторы, связанные с безопасностью проводки скважины

- давление гидроразрыва/градиент гидроразрыва, при котором возможно поглощение бурового раствора в пласт;
- максимально допустимый объем притока (kick tolerance), при котором все еще можно обеспечить безопасное закрытие скважины с последующим удалением пластового флюида, не вызвав гидроразрыва пород;
- пластовое (поровое) давление.

Ключевые стадии для планирования управления скважиной при проявлении

- Перед началом работ: инструктаж, дислокация, настройка оборудования.
- Во время работ: пошаговые процедуры, роли и обязанности, управление оборудованием, контроль давлений.
- После окончания работ: интерпретация показаний, визуальный контроль, мониторинг.

Подготовка персонала и система коммуникации

На этапе планирования работ должны проводиться занятия по теоретической подготовке персонала (тренинги и УТЗ); проверка знаний ПЛА; отработка первоочередных действий при нештатных ситуациях; организация взаимоконтроля и ступеней субординации.

Важнейший фактор безопасности – отлаженная система коммуникации.

Система передачи информации на всех этапах работ должна предусматривать:

- регулярное проведение планерок и летучек;
- хенд-оверы при пересменках и отчеты;
- совещания и инструктажи перед началом работ;
- совещания и инструктажи при любых нештатных ситуациях;
- участие всех лиц, задействуемых в планируемых работах.

Главные цели планерок, летучек, совещаний:

- Определить роль, обязанности и ответственность каждого члена буровой вахты.
- Обсудить вероятные сценарии потери управления скважиной.
- Обсудить план первоочередных действий при возникновении нештатных ситуаций.

Супервайзинг

Особую роль должны играть службы супервайзинга. Обязательно безусловное знание и исполнение всех документов и процедур, принятых в компании и согласованных с национальными контролирующими органами! Главные приоритеты:

- здоровье, защита окружающей среды, безопасность;
- принципы, процедуры, качество;
- технические нормы и правила;
- реагирование на изменения;
- управление рисками.

Перед началом работ Супервайзер должен встретиться с представителем Подрядчика и обсудить как минимум:

- процедуры реагирования на косвенные признаки ГНВП;
- метод герметизации устья при обнаружении проявления;
- процедуры удаления притока;
- процедуры глушения скважины;
- процедуры монтажа и испытания/опрессовки ПВО;
- требования к инспекции и тестированию оборудования;
- вопросы техники безопасности и аварийной эвакуации.

На этапе планирования, следует предусмотреть вероятность возникновения, предупреждение и решение частых типичных проблем, например, таких как:

- проблем, связанных с необходимостью отклонения от стандартных («привычных») процедур;
- проблем, связанных с ненадлежащим качеством проверки и испытания барьеров;
- возможных технических проблем во время работ.

План работ

План работ должен быть структурирован в зависимости от основных этапов работ. Как правило, основными этапами работ:

- бурение;
- спуско-подъемные операции;
- вскрытие потенциально опасных пластов;
- спуск обсадных колонн;
- цементирование;
- каротажные работы;
- изменение конфигурации ПВО;
- испытания ПВО;
- заканчивание скважины.

Хорошей практикой является использование чек-листов для всесторонней оценки ситуации. Не следует полагаться на память. Все процедуры и действия должны фиксироваться и документироваться в установленном порядке.

Спуск и цементирование обсадных колонн

Особую роль в планировании работ на скважинах играет организация мероприятий по качественному спуску и цементированию обсадных колонн, в т. ч.:

- прогнозирование осложнений и аномальностей;
- выбор типоразмеров и количества обсадных колонн;
- определение режимов эксплуатации и расчеты ожидаемых нагрузок;
- обеспечение разобщения горизонтов с несовместимыми условиями бурения;
- исключение межпластовых перетоков;
- учет и контроль прочностных характеристик по группам прочности;
- подбор тампонажных растворов;
- выбор технологии спуска и цементирования.

Ремонт скважин

Ремонт скважины представляет собой комплекс операций по поддержанию, восстановлению или улучшению ее продуктивности, в т. ч. по замене поврежденного внутрискважинного оборудования, переход на эксплуатацию другого пласта и пр.

Основные отличия в управлении скважиной во время ремонта заключаются в следующем:

- ограничения по давлениям в процессе глушения из-за износа оборудования;
- возможность удаления притока как прямой, так и обратной циркуляцией;
- наличие достаточно точной информации о пластовых давлениях;
- отсутствие сложностей с определением типа поступившего флюида.

Операции по заканчиванию скважин

Основные отличия управления скважиной во время заканчивания:

- риск получения ГНВП при отсутствии подвески НКТ на забое;
- при ликвидации ГНВП во время спуска НКТ вероятен риск повреждения пакера из-за высоких давлений в скважине;
- риск ГНВП во время переоборудования устья (демонтажа ПВО и монтажа ФА);
- риск ГНВП в процессе перфорации эксплуатационной колонны;
- риск ГНВП после интенсификации притока;
- риск ГНВП при переводе скважины на жидкость заканчивания.

Буровые растворы

К основным задачам при разработке гидравлических программ и подборе рецептур буровых растворов относятся:

- обеспечение первичного контроля скважины;
- обеспечение устойчивости горных пород;
- снижение вероятности поглощений промывочной жидкости;
- эффективная очистка ствола;
- охлаждение породоразрушающего инструмента;
- сохранение проницаемости пород проектного продуктивного горизонта.

Барьеры в скважине

На стадии планирования работ обязательным условием является организация системы барьеров в скважине, которая включает:

- определение (идентификация) барьеров в скважине;
- обеспечение достаточного количества барьеров в любой момент времени;
- прогнозирование рисков, связанных с нарушением барьеров;
- планирование первоочередных мероприятий при ситуациях связанных с нарушением (разрушением) барьеров и пр.

Противовыбросовое оборудование (ПВО)

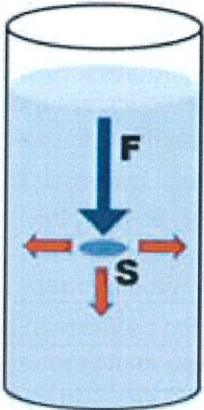
Выбор ПВО всегда должен основываться на требованиях национального законодательства, с учетом рекомендаций производителей оборудования.

К ключевым критериям при выборе ПВО относят:

- максимально ожидаемое давление на устье;
- наличие сероводорода в пластовой смеси;
- тип используемых промывочных жидкостей;
- условия окружающей природной среды.

2. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ УПРАВЛЕНИИ СКВАЖИНОЙ

2.1. ДАВЛЕНИЕ, СИЛА, ПЛОЩАДЬ



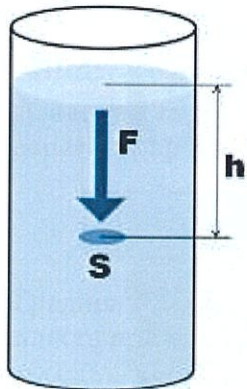
Жидкость в сосуде давит на дно и стенки. На погруженное в жидкость тело будут действовать силы, распределенные по поверхности этого тела.

Для описания таких сил используют физическую величину «давление». Давление (*pressure*) – это отношение силы (действующей перпендикулярно к поверхности) к площади поверхности.

$$P = F/S$$

Данная формула описывает Закон Паскаля:

Давление в жидкости или газе передается во всех направлениях одинаково и не зависит от ориентации площадки, на которую оно действует.



Таким образом, в статичном состоянии давление жидкости на дно и стенки сосуда зависит от вертикальной высоты столба жидкости.

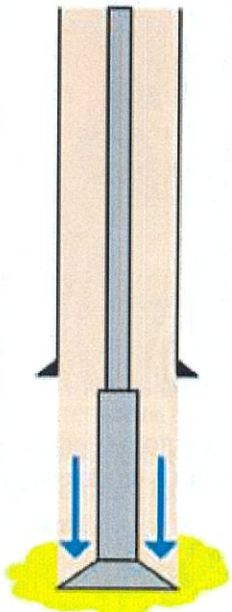
Сила давления при высоте h на площадь основания S равна весу столба жидкости $\rho \times g$. Такое же давление при высоте h жидкость оказывает и на боковые стенки сосуда.

Итак, давление $P = \rho \times g \times h$ и называют гидростатическим давлением (*hydrostatic pressure*).

2.2. ГИДРОСТАТИЧЕСКОЕ ДАВЛЕНИЕ И ГРАДИЕНТ

Гидростатическое давление – давление в любой точке ствола скважины, создаваемое вертикальным столбом жидкости выше этой точки.

$$\text{Плотность флюида (кг/л)} \times 0.0981 \times \text{ГСВ (м)}$$



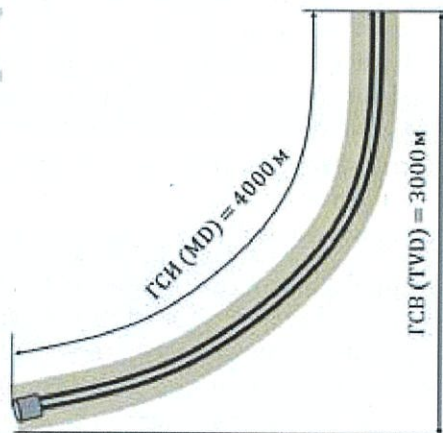
Внимание: При расчете давлений в скважине всегда используйте ТОЛЬКО значение глубины скважины/интервала по вертикали (ГСВ)!

Гидростатическое давление также можно вычислить, используя градиент давления:

$$\text{Градиент давления (бар/м)} \times \text{ГСВ (м)}$$

Градиент давления в данном случае определяет изменение давления в скважине/интервале при увеличении вертикальной глубины на 1 м:

$$\text{Плотность флюида (кг/л)} \times 0.0981$$



2.3. ПЛОТНОСТЬ ФЛЮИДА

Плотность флюида – это масса определенного объема жидкости. Плотность жидкости обычно выражается в «кг/л» или «г/см³». Используя значения градиента давления и (или) давления в скважине, можно вычислить плотность флюида:

$$\text{Градиент давления (бар/м)} \div 0.0981$$

или

$$\text{Гидростатическое давление (бар)} \div (0.0981 \times \text{ГСВ})$$

Для конвертации основных физических величин используйте следующую таблицу:

Фут	× 0.3048	Метр
Баррель	× 158.987	Литр
PSI	× 0.06895	Бар
PPG	× 0.119826	Кг/л

2.4. ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВ

Горные породы, содержащие пластовые флюиды, часто называют пластами-коллекторами. С точки зрения управления скважиной основными характеристиками пластов-коллекторов являются:

Пористость – свойство породы, характеризующее количество пустот пор, трещин, каверн и прочих полостей, в которых могут содержаться пластовые флюиды, представленные нефтью, газом, водой или их сочетаниями.

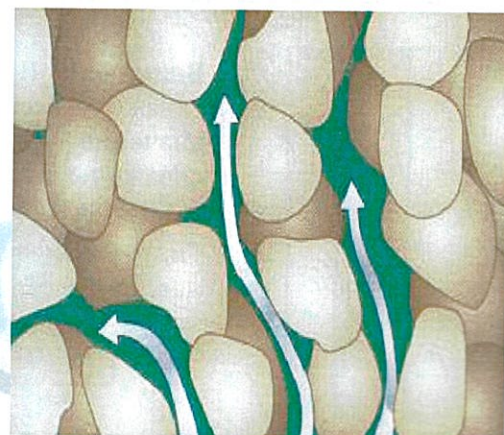
В нефтегазовой отрасли обычно используют так называемый коэффициент пористости, который рассчитывается как отношение всех сообщающихся (открытых) пор к объему породы. Коэффициент пористости может быть выражен как в долях единицы, так и в процентах.

Проницаемость – свойство породы, характеризующее способность пропускать (фильтровать) пластовые флюиды при наличии перепада давления.

Все породы условно можно разделить на 2 группы:

- хорошо проницаемые, в т. ч. пески, песчаники, доломиты, алевролиты;
- плохо проницаемые, в т. ч. плотные глины, глинистые сланцы, соли, мергели.

Измерения проницаемости проводят в лабораторных условиях на основе линейного закона фильтрации Дарси. Единицы измерения – миллидарси (мД).



Две вышеописанные характеристики напрямую влияют на количество флюидов (нефть, газ, вода, их смеси и производные), находящихся в пласте; скорость их поступления в скважину при ГНВП; пластовое давление.

2.5. ПЛАСТОВОЕ ДАВЛЕНИЕ И ДАВЛЕНИЕ ГИДРОРАЗРЫВА

Пластовое (поровое) давление – давление пластового флюида на стенки пор вмещающего пласта. Градиент нормального пластового давления (НПД) соответствует градиенту гидростатического давления столба пластовой воды.

Когда говорят о НПД подразумевают, что такое давление в пласте создано исключительно за счет гидростатического давления столба пластовой воды. Причем гидравлическая система не является замкнутой, т. е. пластовая вода имеет сообщение с атмосферой через поры, трещины, каверны вышележащих пород.

Градиент давления пластовой воды может значительно отличаться в зависимости от географических зон расположения месторождений. Реальные значения градиента НПД в основном зависят от минерализации пластовой воды и колеблются в широких пределах в зависимости от региона бурения.

Значение градиента зависит от наличия твердых взвесей, солей, газосодержания, температуры пластовых вод, глубины скважины. Общепринятое значение – 0.105 бар/м.

НПД: Градиент = 0.105 бар/м.

АВПД: Градиент > 0.105 бар/м.

АНПД: Градиент < 0.105 бар/м.

Давление гидроразрыва – сумма гидростатического давления столба раствора и давления, зарегистрированного в результате испытания пород на гидроразрыв:

$$\text{Гидростатическое давление (бар)} + \text{Устьевое давление при испытании (бар)}$$

Градиент гидроразрыва – градиент однокомпонентной жидкости, необходимой для разрыва пласта при нулевом устьевом давлении:

$$\text{Давление гидроразрыва (бар)} \div \text{ГСВ (бар)}$$

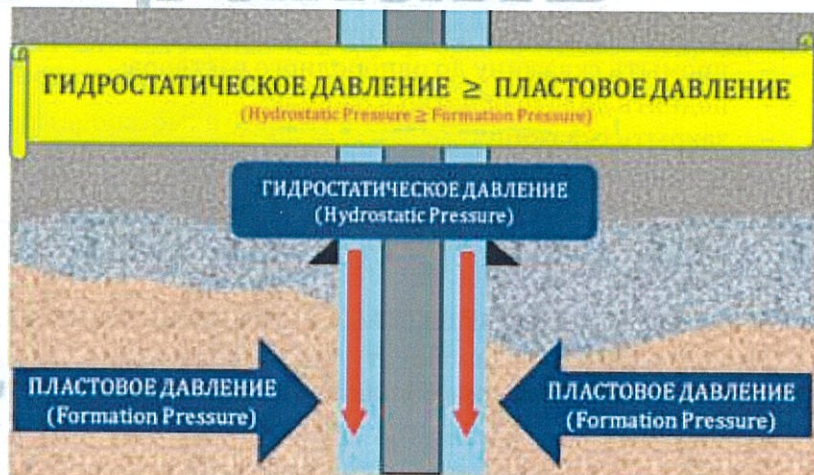
2.6. ПОНЯТИЕ О КОНТРОЛЕ СКВАЖИНЫ

Все правила, меры обеспечения безопасности и процедуры в области управления скважиной при ГНВП направлены, прежде всего, на недопущение самой тяжелой аварии – открытого фонтанирования (blowout). Такая авария, как правило, сопровождается разрушением устья и оборудования, пожаром, а иногда и гибелью людей.

Открытое фонтанирование может произойти, в случае если пластовое давление на забое

превысит гидростатическое давление всего столба жидкости (раствора), находящейся в скважине. Именно по этой причине главной задачей при буровых работах является обеспечение первичного контроля скважины.

Первичный контроль скважины (Primary Well Control) – это поддержание гидростатического давления в скважине равным или более пластового давления, для предотвращения притока из пласта.

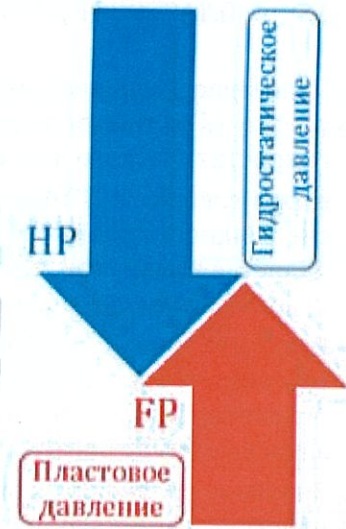


Первичный контроль скважины, по сути, предполагает создание некоторой величины репрессии (overbalance) – превышения гидростатического давления в скважине над пластовым. При этом репрессия должна быть адекватно ограничена с целью недопущения превышения давления гидроразрыва пород.

Вместе с тем, некоторые технологии бурения предусматривают также работу «на равновесии» (balance) и даже на депрессии (underbalance). В последнем случае требуется применение специального оборудования.

Вторичный контроль скважины (Secondary Well Control) – управление скважиной под давлением при помощи ПВО.

Третичный контроль скважины (Treaty Well Control) – специальные процедуры, выполняемые при потере первичного и вторичного контроля, и направленные на их восстановление.



2.7. ПРОЧНОСТЬ ПОРОД И ИСПЫТАНИЯ ПЛАСТОВ

Под прочностью понимают свойство горных пород в определённых условиях, не разрушаясь, воспринимать воздействия механических нагрузок, температурных, магнитных, электрических и других полей, неравномерное протекание физико-химических процессов в разных частях горных пород и др.

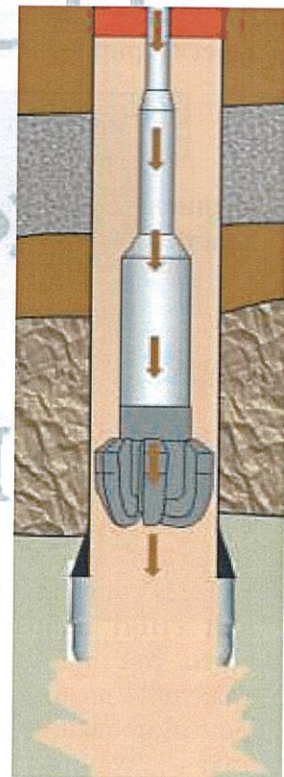
Прочность пород является критически важным фактором, т.к. ее значение ограничивает допустимые давления и плотности флюидов в скважине, как во время обычной циркуляции, так и при ликвидации ГНВП. Для определения прочности пород в практике используют специальные процедуры, направленные на испытание пластов в полевых условиях.

Испытание пород на гидроразрыв (Leak-off Test – LOT)

Цель испытания – определение прочности пласта.

Примерная процедура испытания:

- разбурить башмак и углубиться в пласт на 1.5 – 3 м;
- промыть скважину до однородного раствора;
- поднять долото обратно в башмак;
- закрыть скважину;
- подготовить цементирующую линию;
- медленно закачивать раствор в трубы порциями по 40-80 л и регистрировать изменения давления в трубах относительно объема закачки.



Испытание пород на целостность (Formation Competency Test – FCT)

Такие испытания проводят для определения сохранения целостности породы при использовании раствора большей плотности для бурения нижележащих интервалов.

Испытание подразумевает медленную закачку бурового раствора (обычно по половине барреля – около 80 литров) при закрытой скважине и регистрацию давлений относительно объемов закачки на графике до момента достижения требуемого давления.

Требуемое давление (бар) рассчитывается по формуле:

$$\left(\begin{array}{c} \text{Требуемая плотность} \\ \text{раствора (кг/л)} \end{array} - \begin{array}{c} \text{Плотность применяемого} \\ \text{раствора (кг/л)} \end{array} \right) \times 0.0981 \times \text{ГСВ (м)}$$

Рост давлений на графике будет происходить линейно, с постоянным небольшим увеличением относительно объемов закачки.

Если до достижения требуемого давления будет зафиксировано снижение темпа роста давления, необходимо немедленно прекратить закачку.

Для получения корректных результатов испытаний важно обеспечить эффективную очистку ствола от шлама, однородность раствора в скважине, использовать откалиброванные манометры, исправное и проверенное на герметичность устьевое оборудование.



2.8. МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМАЯ ПЛОТНОСТЬ РАСТВОРА

Также ее называют «эквивалентная плотность раствора» (EMW). Это значение определяется по результатам проведения испытаний пласта на прочность. Максимально допустимая плотность раствора (кг/л) рассчитывается по формуле:

$$\frac{\text{Давление на устье при испытании (бар)}}{\text{ГСВ по башмаку (м)} \times 0.0981} + \text{Плотность раствора при испытании (кг/л)}$$

Давление гидроразрыва пород (*fracture pressure*) – это сумма гидростатического давления столба раствора и давления, зарегистрированного в результате испытания пород на гидроразрыв. Для определения давления гидроразрыва пласта у башмака обсадной колонны (бар) используют формулу:

$$\text{Давление на устье при испытании (бар)} + \text{Гидростатическое давление у башмака (бар)}$$

Градиент гидроразрыва (бар/м) можно рассчитать по формуле:

$$\text{Давление гидроразрыва (бар)} \div \text{ГСВ по башмаку (м)}$$

Соответственно, при известном значении градиента гидроразрыва, можно определить максимально допустимую плотность раствора (кг/л):

$$\text{Градиент гидроразрыва (бар/м)} \div 0.0981$$

Внимание: Для избежания погрешности в расчетах и недопущения гидроразрыва пласта в процессе буровых операций, максимально допустимую плотность раствора рекомендуется всегда округлять ВНИЗ и до двух знаков после запятой.

2.9. МАКСИМАЛЬНО ОЖИДАЕМОЕ ДАВЛЕНИЕ НА УСТЬЕ (MASP)

Данная величина крайне важна при выборе ПВО, манифольдов и другого оборудования работающего под давлением, устанавливаемого на устье скважины.

К примеру, требования стандартов API гласят, что каждый устанавливаемый на устье плащечный превентор должен иметь номинальное рабочее давление не ниже значения MASP. Наиболее распространен следующий метод определения MASP.

Сначала определяют максимальное ожидаемое пластовое давление. Затем делают допущение, что 100% (иногда меньше) раствора, находившегося в скважине, вышло на устье (происходит открытое фонтанирование), и скважина полностью заполнена пластовым флюидом. Таким образом, MASP (бар) рассчитывается по формуле:

$$\text{Максимально ожидаемое пластовое давление (бар)} - \text{Гидростатическое давление пластового флюида (бар)}$$

2.10. МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМОЕ ДАВЛЕНИЕ В КП НА УСТЬЕ ЗАКРЫТОЙ СКВАЖИНЫ (MAASP)

Значение MAASP используется как ограничивающий фактор при управлении скважиной под давлением. Предполагается, что превышение данного значения на манометре КП приведет к гидроразрыву пласта у башмака последней спущенной обсадной колонны, поглощению с частичной или полной потерей циркуляции, что может усугубить ситуацию и сделать невозможным применение стандартных методов удаления притока.

Для того чтобы определить MAASP требуются данные об испытании пласта и в первую очередь значение максимально допустимой плотности раствора. MAASP (бар) определяется по формуле:

$$\left(\text{Максимально допустимая плотность раствора (кг/л)} - \text{Плотность применяемого раствора (кг/л)} \right) \times 0.0981 \times \text{ГСВ (м)}$$

Важно не путать значение MAASP со значением максимально допустимого давления в обсадной колонне (Maximum Allowable Casing Pressure – MACP), которое характеризует прочность металла обсадной колонны и не имеет прямого отношения к прочности горных пород. Значение MAASP требуется пересчитывать всегда при изменении плотности раствора в скважине, а также после проведения очередных испытаний пластов на прочность.

Внимание: В целях избежания погрешности в расчетах и недопущения гидроразрыва пласта в процессе буровых операций, MAASP рекомендуется всегда округлять ВНИЗ и до целого.

2.11. МАКСИМАЛЬНО ДОПУСТИМЫЙ ОБЪЕМ ПРИТОКА

Под максимально допустимым объемом притока (*Kick Tolerance* – *KT*) понимают максимальный объем поступившего в скважину пластового флюида, при котором все еще сохраняется возможность безопасной герметизации устья и вымыва притока, не допуская гидроразрыва пород.

Существует несколько факторов, влияющих на максимально допустимый объем притока:

- чем выше значение давления гидроразрыва, тем выше значение *KT*;
- чем больше глубина скважины по вертикали, тем меньше значение *KT*;
- чем выше плотность бурового раствора, тем выше значение *KT*;
- чем выше пластовое давление, тем меньше значение *KT*.

Распространено применение коэффициента *Kick Tolerance Factor* (*KTF*, кг/л):

$$\frac{\text{ГСВ по башмаку (м)}}{\text{ГСВ (м)}} \times \left(\text{Максимально допустимая плотность раствора (кг/л)} - \text{Плотность применяемого раствора (кг/л)} \right)$$

Значение *KTF* позволяет рассчитать максимальное давление на устье при ГНВП:

$$\text{Максимальное давление на устье (бар)} = \text{KTF (кг/л)} \times 0.0981 \times \text{ГСВ (м)}$$

Кроме того, используя *KTF*, определяют максимальное пластовое давление (бар), которое все еще можно контролировать при закрытой скважине, не вызвав гидроразрыва пород:

$$(\text{KTF (кг/л)} + \text{Плотность применяемого раствора (кг/л)}) \times 0.0981 \times \text{ГСВ (м)}$$

Для определения максимально допустимого объема притока (л) следует сначала определить максимально возможную высоту притока при закрытой скважине (м):

$$\text{MAASP (бар)} \div (\text{Градиент раствора (бар/м)} - \text{Градиент пластового флюида (бар/м)})$$

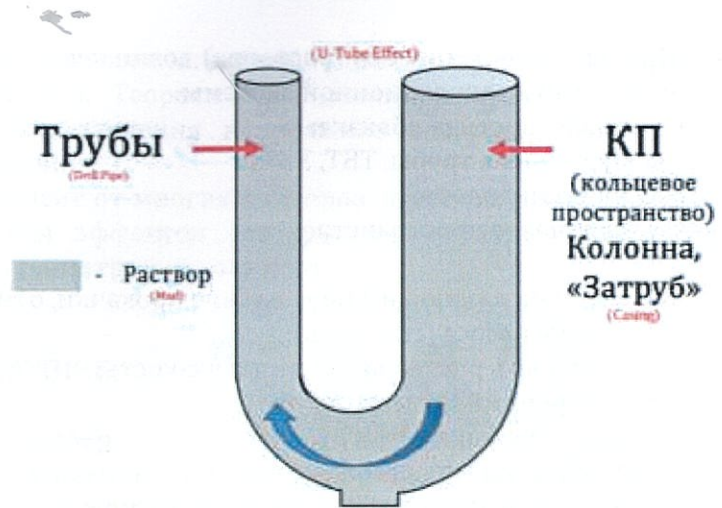
И, наконец, максимально допустимый объем притока рассчитывается по формуле:

$$\text{Уд. объем КП в интервале притока (л/м)} \times \text{Макс. возможная высота притока (м)}$$

Снижение объема притока, поступающего в результате ГНВП, достигается, прежде всего, за счет грамотно организованного раннего обнаружения ГНВП, знания членами буровой бригады косвенных и прямых признаков ГНВП, сокращения времени, затраченного на герметизацию устья.

2.12. ЭФФЕКТ U-ОБРАЗНОЙ ТРУБКИ

Практически любую скважину можно представить в виде системы сообщающихся сосудов, где в качестве левого колена выступают собственно бурильные трубы (или НКТ), а в качестве правого – кольцевое пространство («затруб»).

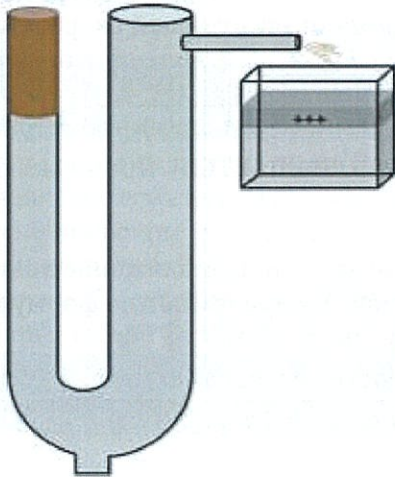


Эффект U-образной трубки состоит в том, что если будет допущена неоднородность жидкости, то произойдет изменение ее уровня обратно пропорционально изменению плотности.

Отношение уровней жидкостей обратно пропорционально отношению их плотностей.

Расширенный закон сообщающихся сосудов:

$$\frac{\text{Плотность флюида 1 (кг/л)}}{\text{Плотность флюида 2 (кг/л)}} = \frac{\text{Высота столба жидкости 2 (м)}}{\text{Высота столба жидкости 1 (м)}}$$



В практике эффект U-образной трубки исключительно важен с точки зрения понимания принципов изменения давлений в скважине (в т. ч. на забое и на устье) при изменении плотности жидкости.

Например, при прокачке утяжеленной пачки (с целью подъема инструмента без «сифона») уровень раствора в приемной емкости увеличивается.

Увеличение связано не только с вытеснением объема самой пачки, но и с вытеснением дополнительного объема раствора вследствие снижения уровня пачки до момента ее стабилизации в трубах.

Это описывается следующей формулой:

Увеличение объема в емкости, вследствие снижения уровня пачки утяжеленного раствора (л):

$$\text{Объем утяжеленного раствора (л)} \times \left(\frac{\text{Плотность утяжеленного раствора (кг/л)}}{\text{Плотность раствора (кг/л)}} - 1 \right)$$

Если закачать в трубы тяжелую пачку – забойное давление начнет меняться только когда тяжелый раствор начнет вытесняться из насадок долота в КП.

Если закачать в трубы легкую пачку – забойное давление не изменится, но появится противодавление в трубах.

2.13. ДАВЛЕНИЕ ПРОКАЧКИ И ПОТЕРИ ДАВЛЕНИЯ

При бурении важнейшей задачей является постоянный контроль циркуляции, включающий контроль: общего объема раствора; расхода на выходе; уровня в приемной емкости; плотности, реологии, температуры раствора; количества, размеров и формы шлама; давления прокачки.

При прокачке жидкости (раствора) возникают сопротивления из-за её контакта с различными участками циркуляционной системы:

- поверхностная обвязка;
- бурильные трубы, ТБТ, УБТ;
- насадки долота;
- кольцевое пространство.

К факторам, влияющим на давление прокачки, относят:

- подачу насоса (скорость);
- плотность раствора, его тип и вязкость;
- внутренний диаметр труб;
- наружный диаметр труб;
- протяженность ствола скважины;
- состояние стенок необсаженного ствола;
- длину труб, спущенных в скважину;
- сужения ствола;
- забойное давление.

Внимание: Из всех потерь давления в циркуляционной системе ТОЛЬКО потери давления в КП влияют на забой скважины!

Повышение или понижение скорости работы насосов существенным образом влияет на значения давления прокачки и потерь давления в КП. Изменения давления на насосе (на стояке) и в КП имеют квадратичную зависимость относительно изменения скорости работы насоса. Приближенное значение давления на насосе (бар) при прокачке с новой скоростью:

$$\text{Старое значение давления (бар)} \times \left(\frac{\text{Новая скорость насоса (ход/мин)}}{\text{Старая скорость насоса (ход/мин)}} \right)^2$$

Внимание: При включении насосов забойное давление - ПОВЫШАЕТСЯ! При выключении насосов забойное давление - СНИЖАЕТСЯ!

Изменения плотности раствора также влияют на значения давлений. Приближенное значение давления на насосе (бар) при прокачке раствора новой плотности определяют по формуле:

$$\text{Старое значение давления (бар)} \times \left(\frac{\text{Новая плотность раствора (кг/л)}}{\text{Старая плотность раствора (кг/л)}} \right)$$

2.14. ЭКВИВАЛЕНТНАЯ ПЛОТНОСТЬ ЦИРКУЛЯЦИИ И ЗАБОЙНОЕ ДАВЛЕНИЕ (ECD & ВНР)

Плотность бурового раствора в скважине с учетом потерь давления в КП называют эквивалентной (или эффективной) плотностью циркуляции (Equivalent Circulation Density – ECD).

Чрезмерное повышение или понижение ECD относительно пластового давления может являться причиной поглощений или проявлений соответственно. ECD рассчитывается по формуле:

$$\frac{\text{Потери давления в КП (бар)}}{\text{ГСВ (м)} \times 0.0981} + \text{Плотность бурового раствора (кг/л)}$$

Значение ECD фактически показывает, насколько меняется забойное давление (Bottom Hole Pressure – ВНР) при различных скоростях работы насоса. Очевидно, что при увеличении скорости насоса будут увеличиваться гидравлические сопротивления в КП, а значит, будет расти и забойное давление. При отключении насосов забойное давление снижается.

Эти утверждения являются одними из основополагающих, с точки зрения управления забойным давлением и контроля скважины. Теоретически можно говорить о том, что равенство гидростатического и забойного давления в скважине возможно только при выключенных насосах и отсутствии проявления.

На практике забойное давление всегда зависит от многих факторов: скорости работы насосов, количества шлама в скважине, величины эффектов свабирования и поршневания при движении буровой колонны, вращения, геометрии ствола и пр.

2.15. ТЕМПЕРАТУРА И ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНЕ

В процессе буровых работ на раствор непрерывно оказывает влияние ряд факторов. В зависимости от протяженности и глубины давление столба жидкости является неодинаковым, поэтому структура раствора на малой глубине будет отличаться от структуры того же самого раствора на большой глубине вследствие так называемого расслоения фаз, т. е. раствор в скважине всегда не однороден по плотности, реологическим и структурным свойствам относительно глубины.

Также при наличии раствора с высокой водоотдачей, проницаемых пород и высокого гидростатического давления, возможно поглощение жидкой фазы раствора, что может приводить к частичному повышению его плотности.

Выпадение фрагментов породы вследствие высоких пластовых давлений, неэффективность очистки ствола, присутствие фрагментов выбуренной породы ведет к увеличению плотности раствора, изменению реологических свойств.

В процессе циркуляции возникают гидродинамические сопротивления в КП, которые приводят к увеличению давления. В режиме бурения необходимо контролировать скорость выходного потока, так как его увеличение может свидетельствовать о снижении давления в скважине (поступление притока, газирование раствора, уменьшение удельного веса и т.д.)

Реологические свойства растворов в забойных условиях и при температуре окружающей среды могут сильно отличаться. Раствор при повышении температуры расширяется. То есть изменяется его структура, сила взаимодействия растворенной фазы и среды. Ослабевают силы, обеспечивающие удержание твердых частиц во взвешенном состоянии – вязкость и СНС (прочность геля).

Практикой установлено, что большое число переменных факторов, влияющих на реологические параметры растворов, делает прогнозирование их изменений крайне сложной задачей. В этой связи проведение обширных исследований и накопление статистических данных приобретает важное значение.

2.16. КОМБИНИРОВАННЫЕ КОМПОНОВКИ БУРИЛЬНЫХ КОЛОНН

Во время проведения СПО необходимо рассчитывать и контролировать объем долива, исходя из параметров применяемой буровой колонны. При изменении размера извлекаемой колонны объем доливаемой жидкости будет меняться. Это правило применимо также для спуска, когда объем вытесняемого раствора должен соответствовать количеству спущенного в скважину инструмента.

Размер КП напрямую связан с размером находящегося в скважине инструмента. При использовании сложных компоновок увеличивается риск возможных осложнений (свабирование, поршневание, сальникообразование, прихваты, потеря циркуляции).

Увеличение гидродинамических сопротивлений ведет к увеличению забойного давления и давлений циркуляции. Перед началом глушения скважины Супервайзер при расчетах объемов труб и КП должен внимательно учитывать размеры элементов буровой колонны.