

# **УПРАВЛЕНИЕ СКВАЖИНОЙ ПРИ ГАЗОНЕФТЕВОДОПРОЯВЛЕНИ ЯХ**

## **Лекция №2**

- ***Факторы, влияющие на возникновение ГНВП***
- ***Предупреждение ГНВП***

## **ТЕМА 1**

# ***Факторы, влияющие на возникновение ГНВП***

# Факторы, влияющие на возникновение ГНВП

**Фонтаноопасность залежи** – потенциальная способность создать при ее разбурировании условия неуправляемого поступления флюида в ствол скважины, интенсивного развития ГНВП с последующим переходом его в открытое фонтанирование, и оказывать воздействие на окружающую среду при возникновении фонтана.



Горно-геологические

Технические

Технологические

От сочетания этих факторов зависит:

- потенциальная опасность возникновения ГНВП;
- возможное наличие осложнений при ликвидации;
- масштаб последствий.

**Геологический объект** – природные залежи газа, нефти, газированной и минерализованной воды, то есть месторождения флюидов, которые вскрываются с целью их последующей разработки и в процессе разбурирования последних.

# Горно-геологические факторы

Горно-геологические характеристики, влияющие на фонтаноопасность:

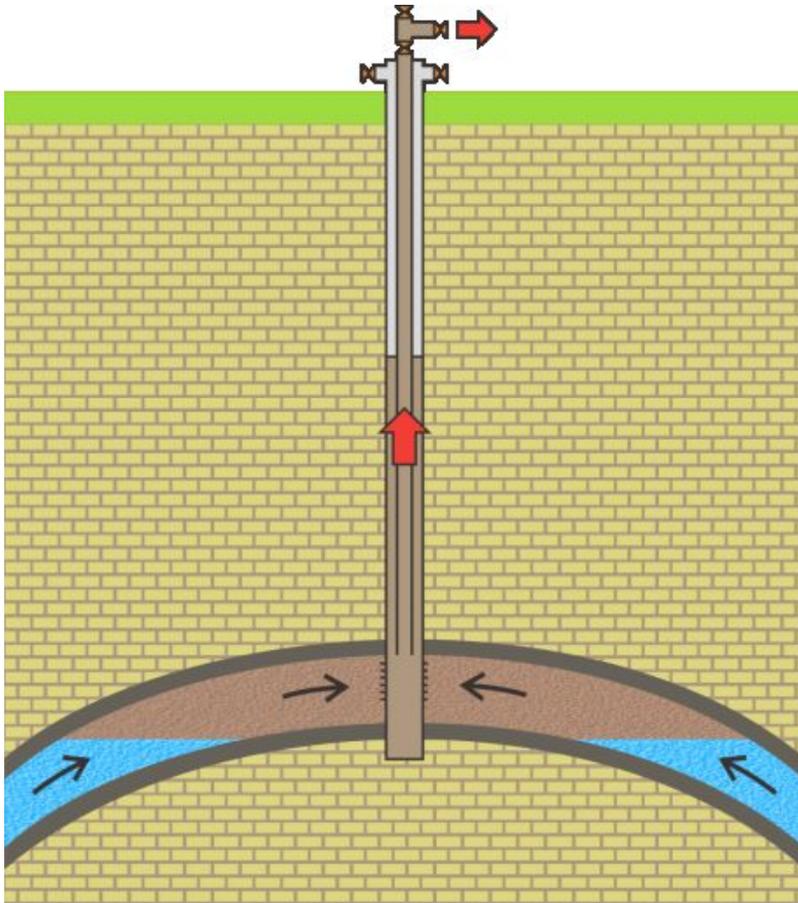
- пластовое давление;
- природный режим фонтанирования залежи;
- плотность флюида;
- сжимаемость флюида и породы (упругоёмкие свойства пластов);
- пористость породы;
- фильтрационные характеристики породы;
- пожароопасность и взрывоопасность флюида;
- токсичность флюида.



Пластовое давление – это один из важнейших показателей. Коллекторы с **аномально высоким пластовым давлением (АВПД)** при прочих равных условиях обладают **повышенной** фонтаноопасностью. **НО** при определенных условиях проявление может произойти и из пластов с нормальным пластовым давлением и аномально низким пластовым давлением (АНПД) (например, при падении статического уровня БР в скважине и низкой плотности пластового флюида).

# Режимы работы нефтяных залежей

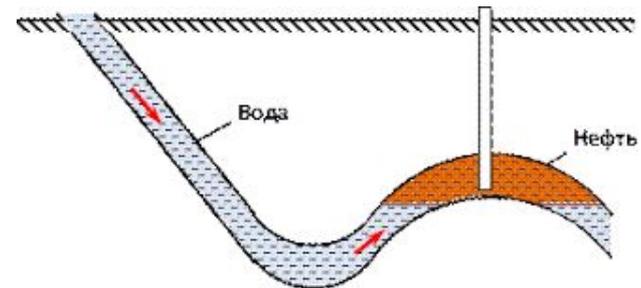
**Природный режим фонтанирования** – совокупность естественных сил, которые обеспечивают перемещение нефти и газа в пласте к забоям добывающих скважин.



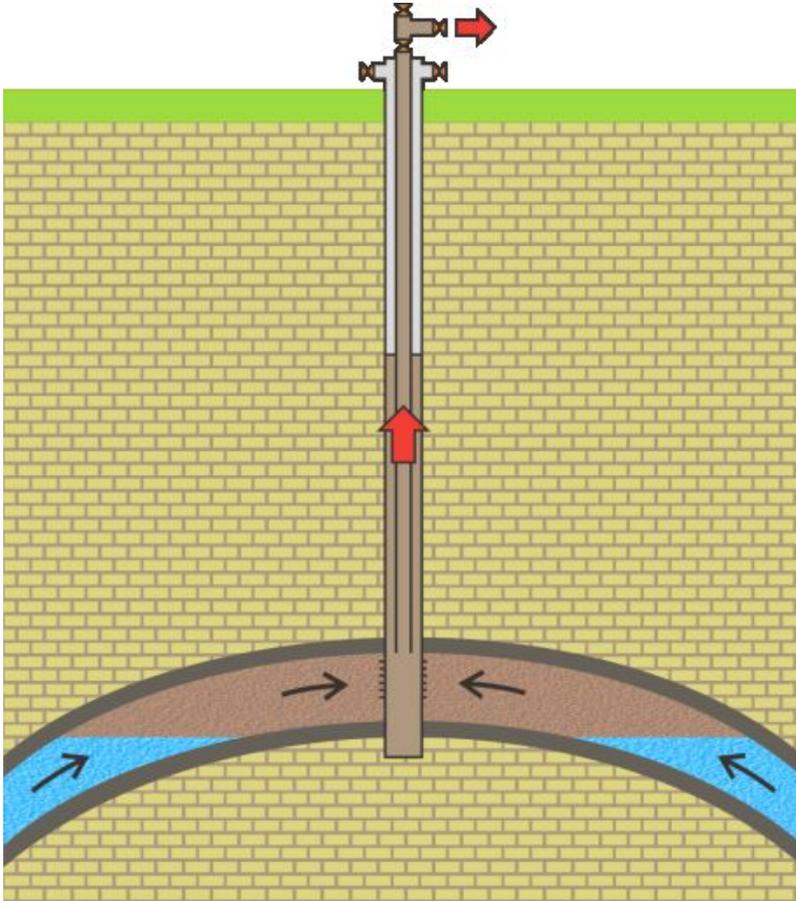
**Водонапорный режим.** Различают **упругий** и **жесткий** водонапорные режимы.

При **жестком водонапорном** режиме нефть к скважинам перемещается за счет краевых и подошвенных вод, количество которых пополняется за счет атмосферных осадков и поверхностных водоемов. Т.е. при таком режиме давление на контуре питания не снижается значительно.

Продолжительность и интенсивность фонтана будут сохраняться длительное время, затрудняя его ликвидацию и нанося значительный ущерб окружающей среде. **Данный режим наиболее фонтаноопасный.**



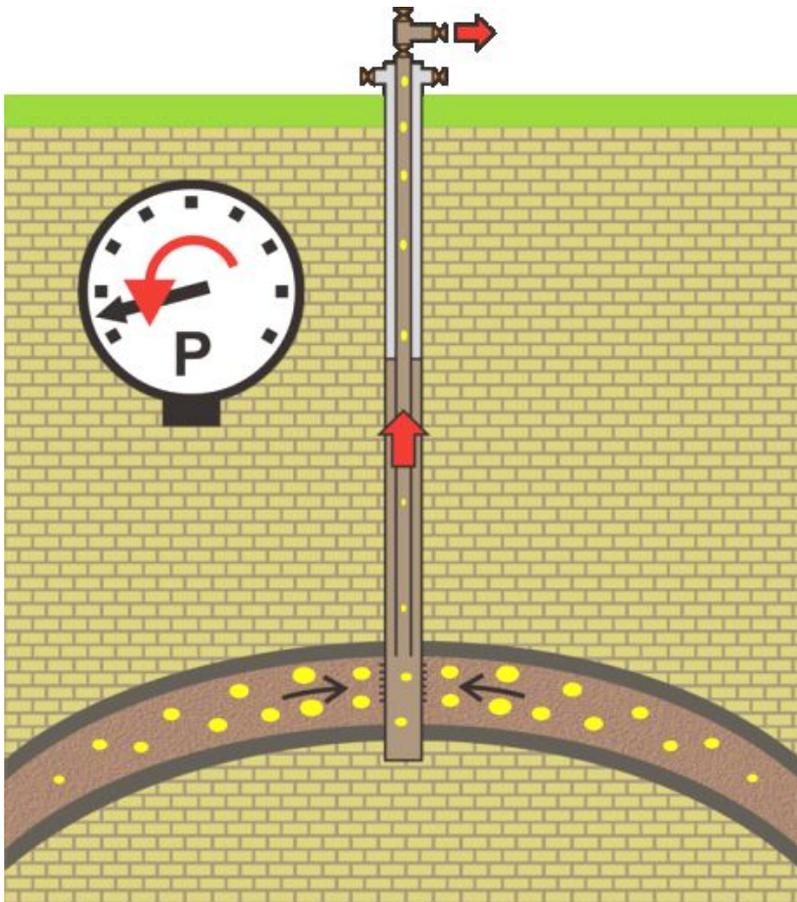
# Режимы работы нефтяных залежей



**Упругий водонапорный** режим эксплуатации основан на упругом расширении жидкости (воды) и горных пород пластов, т.е. на расходовании накопленной ими упругой энергии.

При отборе флюида из пласта **давление** на контуре питания (граница залежи) **постоянно снижается**. В силу этого, при открытом фонтанировании из залежи, имеющей такой режим, следует ожидать **падения интенсивности фонтанирования во времени**, что снижает степень ее фонтаноопасности в сравнении с жестким водонапорным режимом (особенно при длительной эксплуатации).

# Режимы работы нефтяных залежей



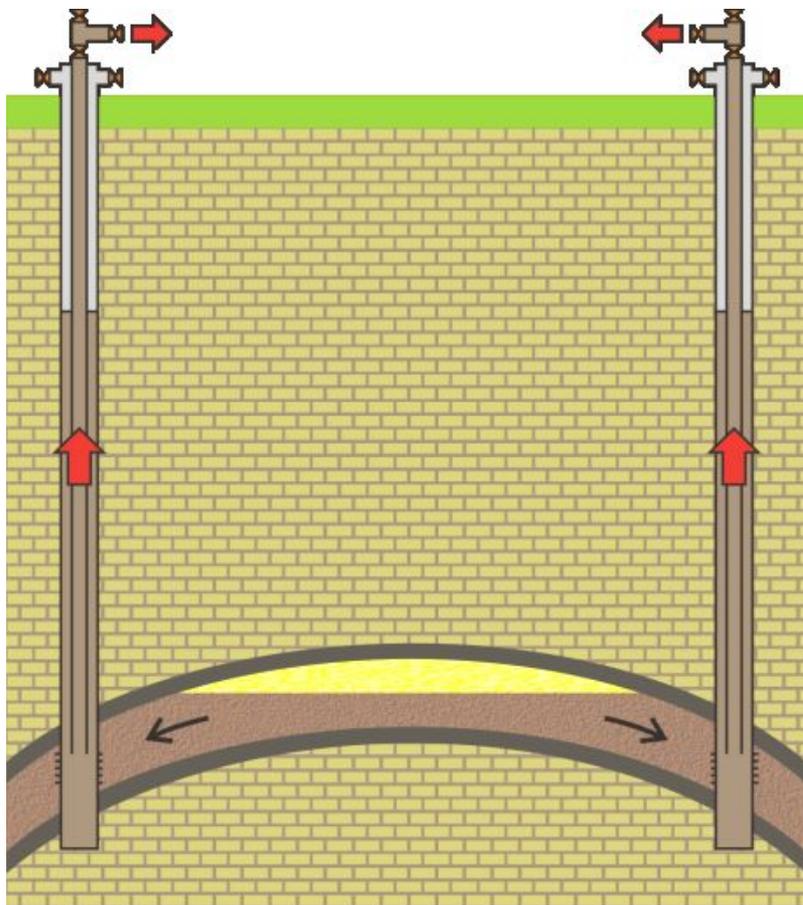
**Режим растворенного газа** характерен для нефтяных месторождений, у которых свободный газ в залежи отсутствует, а в нефтяную часть пласта практически не поступает пластовая вода.

Если в процессе разработки давление в залежи упадет **ниже давления насыщения**, то начинается **выделение газа** из нефти непосредственно в залежи – режим растворенного газа (РРГ).

**Расширяясь, газ выталкивает нефть** к забоям скважин и сам движется в этом направлении.

При режиме растворенного газа энергия фонтанирования обратно пропорциональна объему добытой нефти, т.е. по мере увеличения отбора **энергия пласта резко снижается**. При этом снижается фонтаноопасность залежи.

# Режимы работы нефтяных залежей

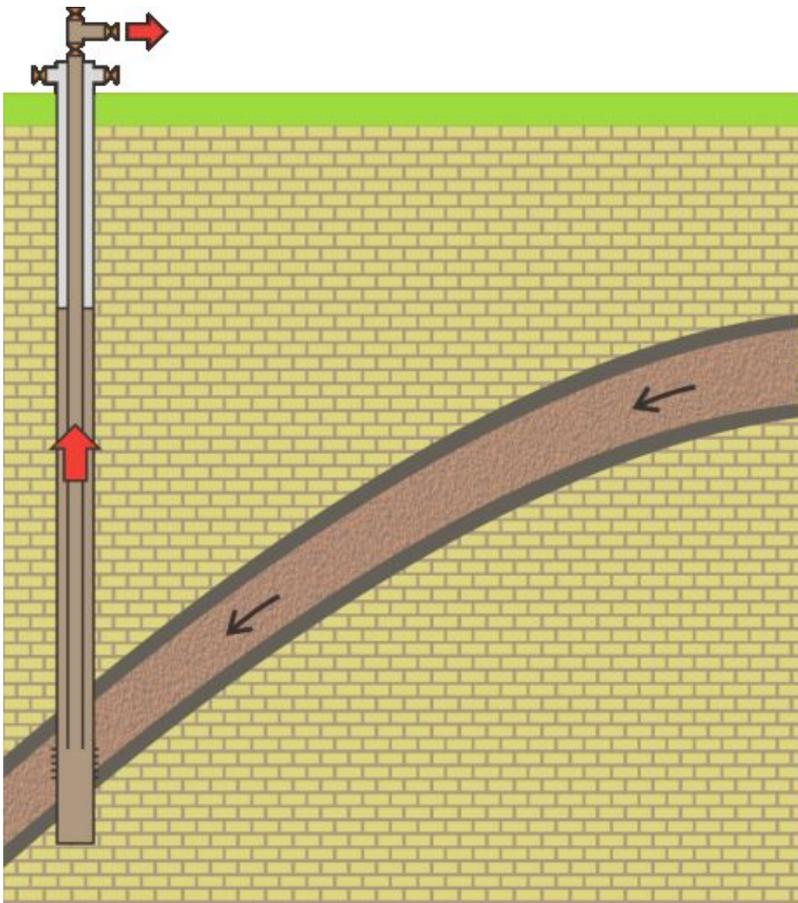


**Газонапорный режим (режим газовой шапки)** – обусловлен давлением, создаваемым природным газом в сводовой части пласта, при этом нефть перемещается к скважинам под действием **расширения** контактирующего с ней газа.

При наличии огромной газовой шапки по сравнению с залежью нефти в процессе отбора нефти, если не нарушается баланс между отбором нефти и скоростью продвижения контакта газ-нефть, **пластовое давление долгое время остается постоянным**. Значит повышается степень фонтаноопасности залежи.

При возникновении открытого фонтана **состав флюида достаточно быстро изменяется**, и нефтяной фонтан переходит в газовый и скважина работает как «газовая».

# Режимы работы нефтяных залежей



**Гравитационный режим** – при таком режиме пласта единственной **движущей силой** перемещения нефти по капиллярам пласта является **сила тяжести нефти в пласте**.

Для такого режима характерны невысокие пластовые давления и низкие дебиты, что позволяет оценивать фонтаноопасность этих месторождений как низкую.

**Упругий режим** – характерен для закрытых линз, источником его энергии является сжимаемость пород. При этом запасы энергии, как правило, не велики и довольно быстро истощаются.

Можно оценить фонтаноопасность такого режима залежи как среднюю или ниже средней. Причем **степень фонтаноопасности залежи по мере ее эксплуатации резко уменьшается**.

# Фонтаноопасность

Характеристики пластового флюида в последовательности **увеличения фонтаноопасности**

нефтяные с **низким** содержанием растворенного газа (газовый фактор до 3-5 м<sup>3</sup>/т)

нефтяные с **большим** содержанием растворенного газа (газовый фактор 200-250 м<sup>3</sup>/т)

нефтегазоконденсатные, то есть нефтяная залежь с газоконденсатной шапкой (в продукции количество нефти значительно больше количества **газоконденсата**)

газоконденсатные, в пластах которых углеводороды находятся в газообразном состоянии, а при снижении давления частично переходят в жидкую фазу

нефтегазовые с первичной (или вторичной) газовой шапкой, когда пласты-коллекторы содержат нефть и **свободный газ** над нефтью (газовую шапку) или когда газовые залежи окаймлены нефтью (нефтяной оторочкой)

**газовые**, когда пласты-коллекторы содержат только свободный газ

**Повышенная опасность** объясняется следующими свойствами **газа**:

- способностью газа проникать в интервале перфорации в скважину и образовывать газовые пачки;
- способностью газовых пачек к всплытию в столбе жидкости с одновременным расширением и вытеснением ее из скважины;
- способностью газовой пачки к всплытию в загерметизированной скважине, сохраняя первоначальное (пластовое) давление.

# Технико-технологические факторы фонтаноопасности

На этапе проектирования скважины определяются:

- режимные параметры;
- конструкция скважины;
- буровое оборудование.

Неверный выбор режимных параметров опасен при неправильном выборе расхода промывочной жидкости. Если гидродинамическое давление окажется выше давления гидроразрыва, то может произойти поглощение бурового раствора с снижением его уровня в скважине и последующее ГНВП.

Увеличение фонтаноопасности при проектировании конструкции скважины заключается в неправильном определении глубин спуска обсадных колонн без учета глубин залегания пластов, склонных к проявлениям или поглощениям.

Несоответствие бурового оборудования может заключаться в неправильном выборе его характеристик. При этом должны соблюдаться следующие основные требования:

- рабочее давление преентора должно быть больше вероятного пластового давления;
- коррозионное исполнение ПВО должно соответствовать условиям работы в агрессивных средах.

Неправильный монтаж бурового оборудования может привести к невозможности оперативного закрытия скважины при ГНВП, вымыва флюида из скважины в заданные сроки; уменьшается защищенность персонала буровой установки.

# Технико-технологические факторы фонтаноопасности

На этапе углубления скважины на фонтаноопасность влияют:

- непосредственно механическое углубление;
- промывка;
- спуско-подъемные операции.

Увеличение фонтаноопасности в процессе **бурения** обеспечивается следующим:

- вскрытие интервалов разреза скважины с недостоверно известными характеристиками;
- насыщение бурового раствора разбуренной породой (шламом) и содержащимися в выбуренной породе флюидами, при этом происходит изменение плотности бурового раствора и его свойств;
- увеличение гидродинамической составляющей забойного давления из-за необходимости обеспечения энергией работы породоразрушающего инструмента и очистки забоя скважины. При этом увеличивается вероятность поглощения бурового раствора в пласты, склонные к поглощениям, или вследствие гидроразрыва, с последующим падением статического уровня в скважине.



# Технико-технологические факторы фонтаноопасности

На этапе углубления скважины на фонтаноопасность влияют:

- непосредственно механическое углубление;
- промывка;
- спуско-подъемные операции.

Увеличение фонтаноопасности в процессе **промывки** обеспечивается следующим:

- потери давления на гидравлические сопротивления при перемещении бурового раствора по затрубному пространству скважины;
- низкие структурно-механические свойства бурового раствора могут привести к выпадению (осаждению) утяжелителя при технических отстоях с последующим поступлением пластового флюида из пластов-коллекторов;
- высокие структурно-механические свойства бурового раствора могут при технических отстоях привести к «зависанию» раствора на стенках скважины, что приведет к падению давления на флюидосодержащие пласты и создаст условия для проявления.



## фонтаноопасности

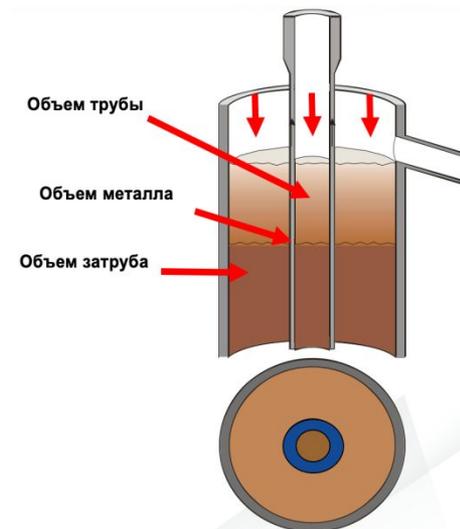
На этапе углубления скважины на фонтаноопасность влияют:

- непосредственно механическое углубление;
- промывка;
- спуско-подъемные операции (СПО).

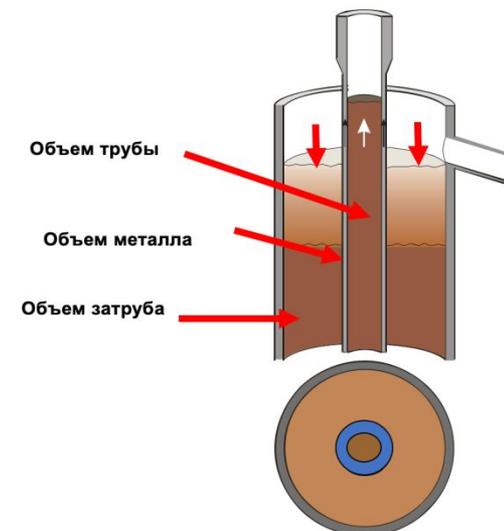
Увеличение фонтаноопасности в процессе СПО

обеспечивается следующим:

- падение уровня бурового раствора в скважине (при проведении подъема бурильной колонны) вследствие извлечения из скважины объема металла бурильных труб (при подъеме с сифоном скорость падения уровня раствора будет быстрее);
- падение давления в скважине в результате возникновения отрицательной гидродинамической составляющей давления при движении колонны (подъем);
- падение давления в скважине в результате возникновения эффекта поршневания при подъеме бурильной колонны;
- рост гидродинамической составляющей давления при спуске колонны (бурильной или обсадной). При этом возможно поглощение бурового раствора с последующим падением уровня и проявлением.



Подъем без сифона



Подъем с сифоном

# Технико-технологические факторы фонтаноопасности

## Крепление и заканчивание скважин

Качество изоляции пластов, перекрываемых обсадной колонной, во многом определяет вероятность возникновения проявлений из вышележащих интервалов при бурении нижележащих с пониженной плотностью БР.

Фонтаноопасность крепления напрямую зависит от возможности падения уровня БР при спуске обсадной колонны при **разрушении обратного клапана** или при поглощении цементного раствора при цементировании и продавке с последующим проявлением.

Крайне фонтаноопасными операциями являются перфорация и вызов притока. Это связано, во-первых, с технологией проведения работ (вызов притока осуществляется путем искусственного снижения давления на флюидосодержащий пласт), а во-вторых, необходимостью воздействия на высоконапорный флюидосодержащий пласт. Неверный выбор режимно-технологических параметров проведения операции может привести к возникновению неуправляемого поступления флюида в скважину.



# Технико-технологические факторы

## фонтаноопасности

### Эксплуатация скважины

Фонтаноопасность скважин в процессе эксплуатации определяется вероятностью:

- внезапного выхода из строя элементов фонтанной арматуры;
- нарушения требований безопасного проведения работ на устье скважины по замене элементов фонтанной арматуры или их ремонту;
- нарушения требований безопасного проведения работ по исследованию скважин;
- нарушения требований безопасного проведения работ по интенсификации притока.

**Большое число фонтанов происходит при капитальном и текущем ремонте скважин за счет неправильного или неполного глушения скважины**



## **ТЕМА 2**

# ***Предупреждение ГНВП***

# Предупреждение ГНВП при бурении

## ОТКРЫТЫЙ ФОНТАН ЛЕГЧЕ ПРЕДУПРЕДИТЬ, ЧЕМ ЛИКВИДИРОВАТЬ!

- Конструкция скважины должна соответствовать горно-геологическим условиям месторождений, требованиям Правил и рабочего проекта на строительство скважины.
- Изменения, вносимые в проектную документацию на строительство скважины, подлежат **экспертизе проектной документации** в соответствии с законодательством Российской Федерации.
- Перед установкой противовыбросового оборудования (ПВО) на устье скважин, имеющих в своей конструкции две и более обсадные колонны, колонны обвязываются между собой колонными головками.
- Монтаж ПВО на устье скважин, его эксплуатация и обслуживание должны проводиться в соответствии с указаниями инструкции по монтажу и эксплуатации, разработанной изготовителем, требованиями утвержденной схемы монтажа и «Инструкции по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования на буровой», согласованной с противofонтанной службой.
- Инструкции по эксплуатации ПВО иностранного производства должны быть представлены на русском языке.
- Ввод в эксплуатацию устьевого и противовыбросового оборудования новых типов производится по согласованию с противofонтанной службой.



# Предупреждение ГНВП при бурении

- **Опрессовку** обсадных колонн с установленным ПВО, цементного кольца за колонной, межколонного пространства, выкидных линий необходимо производить в соответствии с требованиями Правил, «Инструкции по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования на буровой», «Инструкции по испытанию обсадных колонн на герметичность» и рабочего проекта на строительство скважины. Результаты опрессовки оформляются актом.
- После монтажа и опрессовки ПВО совместно с обсадной колонной, опрессовки цементного кольца за обсадной колонной дальнейшее бурение скважины может быть продолжено при наличии положительного заключения комиссии.
- Плотность бурового раствора должна определяться из расчета создания столбом бурового раствора **гидростатического давления в скважине, превышающего пластовое давление** на величину: **10% для скважин глубиной до 1200 м; 5% для интервалов от 1200 м и до проектной глубины.**

Перед вскрытием продуктивных пластов исправность противовыбросового оборудования проверяется буровым мастером или механиком с соответствующей регистрацией результатов проверки в вахтовом журнале. На объекте должны быть вывешены предупредительные надписи:  
**«Внимание! Вскрит продуктивный пласт!»**,  
**«Недолив скважин – путь к фонтану!»**.



# Предупреждение ГНВП при бурении

- Запрещается углубление скважины и подъем инструмента, если параметры бурового раствора не соответствуют параметрам, указанным в геолого-техническом наряде.
- Бурение в интервалах с возможными газонефтеводопроявлениями необходимо осуществлять **с установкой под ведущей трубой шарового крана.**
- Диаметр верхней части бурильной колонны должен соответствовать размеру установленных в превенторе плашек. Альтернативный вариант: при использовании для проводки скважин разноразмерного бурильного инструмента, на буровой необходимо иметь оборудованную переводником и шаровым краном **аварийную трубу** - **опрессованную трубу, диаметром под размер плашек ППГ.**



# Предупреждение ГНВП при бурении

- При вскрытии газоносных горизонтов и дальнейшем углублении скважины (до спуска очередной обсадной колонны) должен проводиться контроль бурового раствора на газонасыщенность.
- Запрещается проводить подъем бурильной колонны до выравнивания свойств бурового раствора по всему циклу циркуляции.
- Если объемное содержание газа в буровом растворе превышает 5 %, то должны приниматься меры по его **дегазации**, выявлению причин насыщения раствора газом (работа пласта, поступление газа с выбуренной породой, вспенивание и т.д.) и их устранению.
- При бурении в продуктивном газовом пласте механическая скорость должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора.
- **На буровой должен быть необходимый запас промывочной жидкости.**



# Предупреждение ГНВП при бурении

- При подъеме бурильной колонны следует обеспечить непрерывный долив скважины и визуальный контроль за объемом доливаемой жидкости, который фиксируется в вахтовом журнале. Доливная емкость должна быть оборудована уровнемером и иметь градуировку через каждые  $0,5 \text{ м}^3$ . При разнице между объемом доливаемого раствора и объемом металла поднятых труб более  $0,5 \text{ м}^3$  (**критическое значение дисбаланса объемов часто устанавливается подрядчиком самостоятельно**) подъем должен быть прекращен и приняты меры по герметизации устья.
- При наличии признаков сальникообразования запрещается подъем инструмента из скважины до полной ликвидации сальника путем интенсивной промывки и расхаживания инструмента.
- При длительных простоях скважины без промывки перед подъемом инструмента необходимо произвести выравнивание раствора в соответствии с параметрами, указанными в геолого-техническом наряде.
- При перерывах в работе, независимо от их продолжительности, запрещается оставлять устье скважины без наблюдения.
- При длительных простоях скважины спуск бурильной колонны должен производиться с промежуточными промывками и замером параметров бурового раствора, выходящего из скважины.
- При наличии вскрытых пластов, склонных к газонефтеводопроявлениям, подъем инструмента следует производить на пониженных скоростях.

# Предупреждение ГНВП при бурении

- Во время установки нефтяных ванн или закачки буферной жидкости при цементировании обсадных колонн должно быть обеспечено противодействие на продуктивные пласты согласно установленным требованиям.
- При спуске обсадных колонн необходимо ограничить скорость спуска в целях предотвращения гидроразрыва пластов, обеспечить своевременный долив и проведение промежуточных промывок.
- С целью предотвращения грифонов, межколонных проявлений и межпластовых перетоков следует соблюдать мероприятия по качественному разобщению пластов.
- Устье законченных бурением скважин должно быть оборудовано в соответствии со схемой, утвержденной техническим руководителем бурового предприятия и согласованной с противофонтанной службой. Запрещается бурение очередных скважин на кусте без герметизации ранее пробуренных.
- С персоналом буровых бригад должен проводиться **инструктаж по предупреждению ГНВП и открытых фонтанов** согласно программе периодического инструктажа, утвержденной техническим руководителем предприятия.



# Предупреждение ГНВП при бурении

- Чтобы своевременно предупредить аварию и принять наиболее эффективное решение для ее ликвидации, рабочие предприятий должны в совершенстве знать особенности возможных аварий и иметь необходимую практическую подготовку.
- **Проведение учебно-тренировочных занятий (УТЗ) по сигналу «Выброс»** является основной формой практического обучения рабочих бригад бурения скважин первоочередным действиям при газонефтеводопроявлениях. Периодичность проведения учебных тревог - не реже одного раза в месяц с каждой вахтой. Результаты проведения и оценка действий вахты должны отражаться в Журнале учета проведения учебно-тренировочных занятий. Ответственным за их проведение является буровой мастер.
- Руководители и специалисты предприятия при посещении объектов бурения обязаны проводить контрольные учебные тревоги по сигналу «Выброс» с последующим разбором и оценкой действий вахты.



# Предупреждение ГНВП при бурении

- Каждый случай ГНВП должен быть тщательно расследован, обстоятельства и причины его возникновения проработаны с членами буровых бригад, специалистами предприятия.
- При обнаружении газонефтеводопроявлений буровая вахта обязана загерметизировать устье скважины и канал бурильных труб и действовать в соответствии с «**Инструкцией по действию буровой вахты при возникновении газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов**», согласованной с противофонтанной службой.
- После герметизации устья скважины дальнейшие работы по ликвидации ГНВП проводятся под руководством специалистов предприятия по специальному плану.
- После герметизации устья при газонефтеводопроявлении необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины и пропусков в узлах и соединениях ПВО.



**Промедление в действиях по герметизации устья скважины даже при незначительном газонефтеводопроявлении может привести к открытому фонтану!**

# Предупреждение ГНВП при бурении

В буровых бригадах должны быть следующие документы по противофонтанной безопасности:

- федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- схема обвязки устья скважины противовыбросовым оборудованием;
- инструкция по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования на буровой;
- руководство по эксплуатации или инструкция по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования, разработанная изготовителем этого оборудования;
- инструкция по предупреждению возникновения ГНВП и открытых фонтанов при бурении нефтяных и газовых скважин;
- инструкция действий буровой вахты при возникновении ГНВП и открытых фонтанов;
- журнал учета проведения учебно-тренировочных занятий;
- ведомость противовыбросового оборудования с соответствующими паспортами, актами, сертификатами, перечень которых изложен в «Инструкции по монтажу и эксплуатации противовыбросового оборудования на буровой»;
- регламент на опрессовку ПВО совместно с обсадной колонной;
- положение по одновременному ведению работ на кусте.



**Спасибо за внимание!**