



**В.Г.ЗАЛИВИН**

**ОСЛОЖНЕНИЯ**

**при бурении**

**нефтегазовых скважин**

**Иркутск 2013**

УДК 622.276:622.24

ББК 33.131

3 23

**Рецензенты:**

д-р техн. наук, профессор кафедры «Технология геологической разведки» В.В. Нескоромных; зам. начальника ТО ЗАО «НК Стройтрансгаз-ойл» В.С. Игнатъев; канд. хим. наук, доцент ИрГУПСа Ю.М. Сапожников

**Заливин В.Г.**

Осложнения при бурении нефтегазовых скважин : учеб. пособие. – Иркутск : Изд-во ИрГТУ, 2013. – 247 с.

Пособие соответствует ФГОС-3 по направлению подготовки 130500 «Нефтегазовое дело» и 130504 «Бурение нефтяных и газовых скважин».

Приведена характеристика осложнений, рассмотрены причины и факторы их проявления, обоснованы давления в бурящейся скважине и околоствольном пространстве. Определены мероприятия по предупреждению осложнений при бурении нефтегазовых скважин.

Предназначено для студентов вузов всех форм обучения.

© Заливин В.Г., 2013

© Иркутский государственный  
технический университет, 2013

## Оглавление

Введение.....	5
1. Давления в скважине и околоствольном пространстве.....	13
1.1. Горное (геостатическое) давление.....	13
1.2. Пластовое (поровое) давление.....	14
1.3. Гидростатическое давление.....	21
1.4. Давление гидроразрыва.....	24
1.5. Давление страгивания (инициирования течения).....	30
1.6. Динамическое давление.....	30
1.7. Гидродинамическое давление.....	32
1.8. Дифференциальное давление.....	35
1.9. Давление поглощения.....	35
1.10. Забойное давление.....	38
1.11. Допустимые давления.....	42
1.12. Избыточное давление.....	44
1.13. Градиент величин.....	44
2. Газонефтеводопроявления.....	47
2.1. Механизмы поступления флюидов пласта в ствол скважины..	50
2.2. Свойства пластовых флюидов, обуславливающие характер развития газонефтеводопроявлений и степень фонтаноопасности.....	55
2.3. Основные свойства газов.....	59
2.4. Факторы, обуславливающие возникновение и развитие... газонефтеводопроявлений.....	62
2.5. Категории скважин по степени опасности возникновения газонефтеводопроявлений.....	71
2.6. Признаки газонефтеводопроявлений.....	71
2.7. Предупреждение газонефтеводопроявлений.....	72
2.8. Контроль давлений и ликвидация проявлений.....	78
2.9. Действия буровой бригады при проявлениях.....	81
2.10. Оборудование устья скважины.....	86
3. Поглощения.....	119
3.1. Характеристика каналов фильтрации бурового раствора.....	120
3.2. Исследование проницаемых пластов.....	125
3.3. Методы предупреждения и ликвидации поглощений.....	138
4. Предупреждение и борьба с гидратами компонентов природных газов .....	153
4.1. Образование гидратов в скважинах.....	153
4.2. Предупреждение и борьба с гидратообразованием.....	157

5.	Осложнения, определяющие прихваты бурильного инструмента	166
5.1.	Заклинивание в желобных выработках.....	167
5.2.	Осложнения, связанные с разбуриванием хемогенных пород	175
5.3.	Сальникообразование.....	177
5.4.	Прихват под действием перепада давлений.....	179
5.5.	Обвалы горных пород.....	181
5.6.	Набухание глинистых пород.....	190
5.7.	Зоны с аномально высоким пластовым давлением.....	200
5.8.	Нарушение технологического режима бурения скважины.....	201
5.9.	Некачественное цементирование скважины.....	204
5.10.	Особенности бурения скважин в условиях сероводородной агрессии.....	209
6.	Осложнения при бурении скважин в многолетнемерзлых породах.....	210
	Заключение.....	222
	Список рекомендуемой литературы.....	223
	Глоссарий.....	225
	Приложение. Схемы обвязки устья скважины ПВО.....	241

## Введение

Осложнение – это ситуация, которая нарушает непрерывный технологический процесс бурения, вызывает дополнительные затраты времени, материалов и средств на сооружение скважины и оказывает существенное влияние на ее надежность при последующей эксплуатации.

В процессе бурения нарушается равновесие пород, слагающих стенки скважин. Устойчивость стенок зависит от исходных прочностных характеристик горных пород, их изменения во времени под действием различных факторов.

Осложнения обусловлены рядом геологических и технико-технологических факторов. Им способствуют: поглощения; газонефтеводопроявления (ГНВП); потеря устойчивости стенок скважины; частая перемеживаемость глинистых пород с песчаниками; большая мощность глинистых, хемогенных отложений; большие углы падения горных пород; сильно развитая сланцеватость и трещиноватость; наличие слабоустойчивых и проницаемых горных пород; недостаточная скорость восходящего потока бурового раствора; самопроизвольное изменение траектории ствола скважины; длительное бурение интервалов, склонных к осложнениям, и пребывание их в не обсаженном состоянии. Эти и другие факторы приводят к зашламлению и сужению ствола скважины, осыпям и обвалам, желобообразованию, что отрицательно сказывается на подвижности инструмента, а иногда вызывает его прихват.

Наиболее значительные затраты времени приходятся на борьбу с осложнениями, связанными с нарушением целостности ствола скважины, которые отмечаются в процессе всего углубления скважины. Многообразие причин возникновения этого вида осложнений и их взаимосвязь требует целого комплекса мероприятий по их предупреждению. Характерно, что большинство причин действуют дифференцированно, т. е. являются следствием не одного, а нескольких типов геологических осложнений.

Знакопеременные нагрузки, которые испытывает колонна буровых труб и ее элементы в процессе бурения, в значительной степени переносятся на околоствольное пространство, способствуя тем самым потере устойчивости ствола, каверно- и желобообразованию, искривлению трассы скважины и разрушению керна.

Буровые растворы (БР), облегчающие работу колонны, должны обладать хорошими противоизносными и смазочными свойствами, должны создавать упругие пленки на стенках скважины, иметь хорошую адгезию к металлу буровых труб и горным породам. Механическое воздействие потока промывочной жидкости проявляется в размывании слабосвязанных пород и их цемента, и как следствие этого происходит обрушение стенок и зашламование скважины. В этом случае, с точки

зрения минимально возможного механического воздействия на слабосвязанные породы, наиболее эффективно применение пен.

Гидростатическое и гидродинамическое давление столба бурового раствора в процессе бурения и спуско-подъемных операций (СПО) также определяют устойчивость стенок скважины, регулируют фильтрационные процессы, затрудняют разбуривание пород, могут вызвать гидроразрыв пласта, чем способствуют вскрытию каналов ухода раствора. Давление столба БР зависит от содержания твердой фазы, ее состава и концентрации, показателей реологических свойств: удельного веса, плотности, статического и динамического напряжения сдвига раствора. Химическая эрозия определяется физико-химическими явлениями, происходящими на стенках скважины при взаимодействии их с фильтратом БР. Эти процессы зависят от вида, состава и параметров применяемых жидкостей, минералогического состава горных пород, а также химического состава пластовых вод.

Однозначного ответа на механизм проявления физико-химических процессов не получено, да, видимо, этого и не будет, поскольку многообразие условий взаимодействия промывочных систем и комплекса пород определяет и многообразие форм их проявления. Можно отметить, что в результате химической и термической эрозии происходит растворение пород, цементирующего материала, солей, льда, набухание пород, разрушение связей, изменение структуры и состава как околоствольного пространства, так и состава раствора, проникновение свободной воды в межплоскостное пространство и в решетки минералов пород.

Осмотические явления также могут способствовать нарушению целостности ствола скважины. При несоответствии минерализации промывочной, пластовой и поровой жидкостей и наличии полунепроницаемой перегородки (мембраны) могут происходить необратимые процессы, приводящие к увлажнению пород и развитию значительных осмотических давлений.

Горное давление (горизонтальное, вертикальное, боковое) может явиться следствием деформации пород при их вскрытии, особенно при наличии в разрезах увлажненных, пластичных глин и аргиллитов.

Температура горных пород значительно осложняет процесс бурения, что особенно характерно для многолетнемерзлых пород и пород, имеющих температуру более 10 °С. При высоких забойных температурах повышается проникающая активность БР, изменяются пластичность, предел текучести и твердость пород, проявляются дополнительные напряжения и остаточные деформации, увеличивается поровое пространство, значительно ухудшаются параметры растворов. При отрицательных температурах стенок скважин и положительных температурах очистного агента возможны растепление пород, образование каверн, обвалы и осыпи стенок скважин.

Увлажненность горных пород в некоторых случаях определяет их устойчивость. Исследования ряда авторов подтверждают рост пластических деформаций у увлажненных пород по сравнению с сухими, при этом отмечается, что глинистые сланцы (метаморфизованная глина в сухом состоянии) обладают почти всеми свойствами скальных пород, но при насыщении их влагой могут быстро разрушаться. Кроме глинистых могут терять устойчивость и другие породы, например гипс, у которого в сухом состоянии деформация не изменяется, а в увлажненном, при напряжении, деформация растет во времени, т. е. у гипса появляется способность к ползучести. Увлажненность (влагонасыщенность) также оказывает существенное влияние на механические свойства мерзлых пород. При определенной влажности (меньше полной влагонасыщенности) сопротивление сжатию для всех мерзлых пород возрастает.

Переживаемость горных пород по твердости, анизотропия, значительные углы падения скважины и залегания горных пород – это факторы, которые способствуют искривлению ствола скважины и желобообразованию.

Естественная трещиноватость, кавернозность и пористость могут являться причинами нарушения циркуляционного режима промывки, образования рыхлой глинистой корки, способствовать изгибу колонны и искривлению скважины.

Тектонические нарушения (раздробленность, перемятость пород) способствуют обвалам стенок скважин при их обнажении и значительно осложняют получение кондиционного выхода керна.

Минералогический состав горных пород влияет на физико-химические процессы, происходящие при взаимодействии их с буровым раствором. Чаще всего кавернообразование наблюдается в пластах, сложенных глинами, глинистыми сланцами, аргиллитами, алевролитами, каменной или калийной солью. Осадочные горные породы имеют различные физико-химические свойства: от мягких и хорошо смачиваемых – гидрофильных, до твердых – гидрофобных. В ряде случаев (например, при разбурировании пластов солей) степень взаимодействия пород с водой настолько высока, что в скважине образуются высококонцентрированные истинные водные растворы.

Минерализация горных пород, пластовой и поровой жидкости агрессивно воздействует на параметры растворов и способствует проявлению осмотических явлений.

Несоответствие видов и параметров очистного агента геолого-техническим условиям бурения зачастую является причиной возникновения того или иного вида осложнений.

Наиболее серьезными по своим последствиям являются осложнения, связанные с нарушениями устойчивости ствола скважины. Первостепенную роль здесь играет оптимальное регулирование свойств бурового раствора, особенно в предупреждении таких осложнений, как

обвалы, набухание пород, вытекание пластичных глин, что может привести к потере ствола скважины или значительным затратам времени на их ликвидацию.

Одной из основных причин нарушения стенок скважин является их усталостное разрушение как следствие релаксации некоторых типов пород под влиянием циклических гидродинамических нагрузок, проявляющихся в результате колебания гидродинамического давления при технологических операциях в процессе бурения.

Устойчивость горных пород в стенках скважины однозначно зависит от соотношения величины напряженного состояния, обусловленного бурением скважины, и механической прочности пород. Если прочность горных пород превышает величину напряженного состояния, то, очевидно, ствол скважины будет устойчив.

Величина напряженного состояния для какого-либо интервала сравнительно постоянна и зависит от глубины его залегания и веса вышележащих пластов. После вскрытия этого интервала скважиной на ее стенках возникает перепад давлений и, как следствие, напряженное состояние в околоствольной зоне. Механическая прочность одних горных пород также может быть постоянна, а прочность других, особенно пород глинистого комплекса, может изменяться во времени под влиянием различных факторов.

Величину напряженного состояния на стенках скважины можно рассчитать математическим путем, но определить механическую прочность горных пород в ненарушенных условиях естественного залегания затруднительно. Правда, по отдельным образцам, извлеченным на поверхность и подвергнутым лабораторным исследованиям, можно судить о физико-механических свойствах горных пород, но лишь в первом приближении.

Дефектность структуры горных пород оказывает существенное влияние на их устойчивость; при наличии трещин и тектонических нарушений фильтрат БР более интенсивно проникает в глубь горных пород. Различные дефекты в структуре являются плоскостями скольжения обломков и осколков пород в скважину. Микро- и макротрещины пород, слагающих разрез, под влиянием повышенных значений гидродинамических давлений в скважине расширяются, углубляются, разрываются и образуют разветвленную сеть, что приводит не только к обвалам и осыпям, но и к поглощению.

С повышением противодавления раствора снижается концентрация напряжений на стенках скважины, и тем самым восстанавливается нарушенное равновесие. Однако по мере увеличения влажности и температуры окружающих горных пород положительная роль противодавления уменьшается, а для глинистых и песчано-глинистых пород она может снизиться до нуля. Более того, чрезмерное утяжеление БР или высокая скорость его циркуляции в затрубном пространстве в процессе бурения приводит к повышению гидродинамического давления на стенки скважины, и если оно



превысит механическую прочность горных пород, то возможен их гидравлический разрыв.

Таким образом, с одной стороны, недостаточное противодействие БР на стенки скважины может явиться причиной нарушения их устойчивости, а с другой – чрезмерно высокое противодействие также может способствовать нарушению устойчивости стенок скважины, как следствие этого – раскрытие и расширение существующих трещин.

Горное давление проявляется как в вертикальном, так и в горизонтальном направлении. Боковое давление является следствием вертикального и вызывает касательные напряжения, способствующие выпучиванию пород, сужению ствола и обвалообразованию. Величина касательных напряжений зависит не только от горного давления, но и от давления БР.

Наиболее интенсивна деформация породы непосредственно у стенок скважины, где боковое давление не уравнивается гидростатическим давлением и силами сцепления горной породы. Характер изменения сил сцепления в породе обусловлен геолого-минералогическими особенностями горной породы и ее взаимодействием с БР, главным образом физико-химическим.

Основное отрицательное влияние БР на прочность горных пород сводится к физико-химическим изменениям в структуре пород под действием фильтрата. Действие фильтрата сопровождается диспергацией глинистой составляющей породы, набуханием, капиллярным и динамическим расклиниванием. На контакте БР со стенками скважины происходит химическое растворение, выщелачивание, гидромеханическое разрушение породы. Процесс может усиливаться механическим воздействием буровой колонны на стенки скважин.

Характер и скорость ослабления связей между частицами горных пород при бурении с промывкой во многом зависят от наличия естественных нарушений сплошности породы (пористости, трещиноватости). С одной стороны, они сами являются источником уменьшения механической прочности породы и способствуют ее смачиванию. В местах нарушения движется фильтрат и возникают капиллярные силы. С другой – наличие нарушений является условием образования фильтрационной корки из частиц твердой фазы промывочного агента, способствующей повышению устойчивости породы.

Пластовая жидкость оказывает химическое воздействие на горную породу, усиливающееся при вскрытии пласта, она же является предпосылкой диффузии и осмоса. Если в скважине БР будет более минерализованный, чем пластовая вода, то процесс осмоса мало влияет на целостность породы, так как не происходит обновления среды и увеличения количества жидкости в порах породы.

Скорость отделения частиц породы в процессе разрушения стенок скважин зависит от величины давления столба бурового раствора, а также гидромеханического воздействия жидкости в процессе циркуляции. В пла-

стичных (ползучих) породах рост противодействия БР существенно затрудняет развитие сужений ствола в основном вследствие физико-химического взаимодействия промывочной жидкости с породами, слагающими стенки скважин.

Устойчивость горных пород во многом связана с обеспечением непрерывной циркуляции БР в процессе бурения при наличии в геологическом разрезе проницаемых горных пород. Чаще всего такие проницаемые зоны представлены водоносными пластами. В зависимости от пластового давления и применяемого промывочного агента могут происходить поглощение БР, водопроявление, неустойчивая циркуляция. Поглощение промывочной жидкости ведет к удорожанию работ, а подчас делает невозможным бурение скважины. Водопроявление ухудшает качество БР в процессе циркуляции, приводит к дополнительному экологическому загрязнению. Неустойчивая циркуляция осложняет технологию бурения, поддержание качества жидкости, ее регулирование.

Следовательно, действие горного давления на стенки скважины в совокупности с другими факторами часто приводит к нарушению устойчивости ствола скважины в виде обвала, осыпания, обрушения пород и образованию каверн либо в выпучивании пород на стенках скважин и сужении ствола.

Кроме этого, горное давление на стенки скважины может вызывать такие явления, как ползучесть и скалывание пород. Одновременное влияние многих факторов может проявиться либо в обвалах пород и образовании каверн либо в выпучивании пород на стенках скважин и сужении ствола.

Обвал – это нарушение устойчивости стенок скважины вследствие хрупкого объемного разрушения породы в скважине. Обвалы присущи в основном глинистым и песчано-глинистым комплексам (глины, аргиллиты, алевролиты, сланцы, мергели и др.), на долю которых из общего объема осадочных пород приходится до 80 %. Обвалы часто встречаются при пересечении зон тектонических нарушений в виде разломов, трещин, взбросов, кливажа, а также в коре выветривания. Слабосцементированные пески, пестроцветы и сильно дренированные песчаники при обвалах образуют каверны.

Глинистые породы, находясь в ослабленном, неустойчивом состоянии, могут вести себя по-разному в зависимости от степени и продолжительности воздействия внешних факторов, а также физико-химических свойств самой породы: пластичности, липкости, набухаемости, фильтрующей способности, гидрофильности и обменной адсорбции.

Прочностные свойства песчаных пород в значительной степени определяются типом и составом цементирующего вещества. Различают базальный, поровый и смешанный цементы. По вещественному составу они бывают глинистые, карбонатные, реже гипсовые и ангидритовые. Глинистый цемент легко поддается действию пресных вод и фильтрата. Разбу-

хая, глинистый цемент уменьшает размер пор и каналов, чем ограничивает дальнейшее поступление воды в пласт. В то же время, в результате ослабления цементирующих связей может развиваться тенденция к обваливанию и осыпанию песчаных пород.

Большое влияние на прочность пород оказывает влажность. Особенно чувствительны к изменению влажности литологические разности с высоким содержанием глинистых компонентов, при насыщении влагой сопротивление глины сжатию уменьшается в десятки раз. Прочность полностью водонасыщенных глинистых сланцев в 10–12 раз ниже абсолютно сухих. Менее всего чувствительны к повышению влажности кварцевые песчаники. Глинистые сланцы занимают промежуточное положение, при полном водонасыщении их прочность снижается в 2–10 раз.

В процессе увлажнения глинистых пород на их прочность оказывает влияние и расклинивающее давление, возникающее вследствие проникновения жидкости в трещины и щели.

Следовательно, обвалообразование со стенок скважины обуславливается литологическим и минералогическим составом вмещающих пород, гидродинамическими нагрузками, наличием и характером физико-химических процессов при бурении. Поскольку все породы способны выдерживать определенное напряжение, разность давлений в скважине и пласте не может вызвать обвала сразу после вскрытия пород. На практике замечено, что *для обвала требуется определенное время*, зависящее от перечисленных факторов. Чем меньше нарушены породы и чем меньше разность давлений на стенки скважины, а также частота изменения этого давления, тем больше времени требуется для начала проявления обвала.

Причинами обвалообразований могут также служить: интенсивное естественное искривление скважин, сложный профиль многоступенчатой конструкции скважины; наличие уступов и разности кольцевых пространств в местах изменения диаметра ствола скважины; значительные углы наклона скважины и др.

Осыпание стенок скважин – это нарушение их устойчивости вследствие хрупкого поверхностно-объемного разрушения пород в скважине. Осыпи чаще всего встречаются при пересечении скважиной пластов пород с большими углами падения, особенно при бурении наклонно-направленных скважин. При бурении скважин нарушается равновесие напряжений в массиве, а выравнивание напряженного состояния приводит к появлению горного давления на стенки скважины, вследствие чего происходит растрескивание пород. Вода или фильтрат БР, проникая в эти трещины, откалывают частицы пород, которые под действием гравитационных сил, механического воздействия бурильной колонны и напора движущегося потока смещаются в ствол скважины. Осыпи обычно характеризуются выносом в желобную систему обильного шлама в виде остrokонечных обломков породы при промывке скважин спустя некоторое время после перебурки осыпавшихся пластов. В зависимости от качества раствора

и физико-механических свойств пород проявляется различная интенсивность осыпания частиц со стенок скважины и сопровождается запесоченностью раствора и увеличением его вязкости. Осыпи нередко приводят к посадкам и небольшим затяжкам снаряда во время СПО. При инклинометрических замерах и геофизических исследованиях в скважинах датчики аппаратуры часто заклиниваются в интервалах, наиболее подверженных осыпям пород.

Обрушение стенок скважин – это нарушение их устойчивости вследствие скоростного процесса хрупкой деформации пород в скважине, выражающееся в откалывании со стенок скважины большой массы породы. Зоны обрушений наиболее часто приурочены к песчано-глинистым комплексам (сланцам, аргиллитам и др.), характеризующимся сильно развитой трещиноватостью и не способным адсорбировать большие количества воды. В метаморфизованных формациях пород обрушения приурочены к зонам тектонических нарушений, где вмещающие породы, как правило, сильно разрушены, перемяты с включениями различных по мощности глинок трения. При бурении площадей с крутопадающими пластами (с углами падения до 70–80°) из-за неравномерного распределения напряжений в сечении ствола скважины наблюдаются многочисленные обрушения больших масс вмещающих пород. Обрушение чаще всего наблюдается за счет чрезмерного увлажнения стенок скважины или отдельных пластов горных пород при бурении водой, обильном выделении фильтрата из глинистого раствора, водопроявлении в скважине и агрессивном воздействии пластовых вод с различной химической активностью. Во всех случаях большую роль играет длительность контакта породы с перечисленными агентами.

Обрушение породы в отдельных интервалах ствола скважины происходит в том случае, когда она не выдерживает напряжений и разрушается. В отличие от других форм нарушения целостности ствола скважины для обрушения характерна внезапность и скоротечность процесса. Это объясняется высвобождением сжатого под большим давлением газа из трещин, наблюдаемого на устье скважины. Обрушения сопровождаются выносом большого количества крупного шлама, а также резким уменьшением плотности раствора.

Выпучивание стенок скважины – это нарушение устойчивости скважины вследствие выпирания породы в горную выработку без заметных нарушений ее целостности. На величину упругой деформации при явлениях выпучивания главное действие оказывает литологический состав пород и их физико-механические свойства. Состояние глинистых пород или отдельных пропластков на стенках скважины будет зависеть от соотношения степени выпучивания и величины сил связи и пластичности породы. При значительном набухании и довольно хрупкой структуре глинистых пород может быть растрескивание, расслоение и осыпание пород с образованием каверн, а при достаточных силах связи и высоких пластических свойствах при той же набухаемости возможно выпучивание породы. Поэтому отли-

чительной особенностью бурения высокопластичных пород является то, что при сравнительно небольшом перепаде между горным и гидростатическим давлением в скважине происходит сужение ствола. Это является причиной различных осложнений: прихватов бурильного инструмента, вынужденных проработок ствола, смятия обсадных колонн после крепления ствола скважины и др.

Часто причинами сужения ствола скважины является несоответствие качества БР условиям бурения, а именно: высокая водоотдача обуславливает поступление большого количества фильтрата в породу. Этому может способствовать большое гидродинамическое давление столба жидкости при наличии хорошей проницаемости пласта, отложение на стенках скважины толстых, рыхлых или липких глинистых корок.

Выпучивание стенок скважины в процессе бурения носит временный характер и способствует последующему образованию каверн за счет обрушения отдельных интервалов, достигающих мощности 20–35 м.

На стадии проектирования строительства скважины, с целью предупреждения осложнений и аварий, следует большое внимание уделить выбору конструкции скважины исходя не только из графика совмещенных давлений, но и с точки зрения возникновения осложнений ствола в процессе бурения. Для правильного выбора диаметра и глубины спуска обсадных колонн, а значит, и длины интервалов бурения из-под башмака предыдущей колонны необходимо руководствоваться временем использования открытого ствола с целью недопущения его осложнения. Чтобы правильно спроектировать новую скважину, нужно тщательно проанализировать все осложнения и аварии при бурении предыдущих скважин и разработать комплекс мероприятий по их предупреждению в дальнейшем (изменение конструкции, профиля, свойств или типа БР, режимов бурения, применение новых способов и технологий).

## **1. Давления в скважине и околоствольном пространстве**

Давления в скважине являются определяющим фактором устойчивости ствола скважины и флюидопроявления. Практически все осложнения и большинство аварий возникают в результате того, что давление в скважине не соответствует нормативным показателям. Так, например, если давление на забое ниже расчетного, то возможны проявления различной интенсивности и обвалы стенок скважины. При высоком давлении возникает поглощение бурового раствора.

Давление определяется как сила, действующая на единицу площади. Давление в любой точке скважины одинаково во всех направлениях. Единицей давления в международной системе является Паскаль: Па = Н/м<sup>2</sup>.

Бар также является величиной, кратной Паскалю: 1 бар = 10<sup>5</sup> Па;  
1 МПа = 10 бар.

Внесистемная единица  $1 \text{ кг/см}^2 = 0,981 \text{ бар}$ .

Единица psi: 1 PSI (pound per square inch) = 1 lbf/in<sup>2</sup> (фунт-сила на квадратный дюйм) используется в англоязычных странах:

1 psi = 0,06897 бар (1psi  $\approx$  0,07 бар); 1 psi = 6,8897 кПа (1 psi  $\approx$  7 кПа);

1 psi = 0,006897 МПа; 1 бар = 14,4988 psi; 1 кПа = 0,144988 psi;

1 МПа = 144,988 psi.

### 1.1. Горное (геостатическое) давление

Горное давление (иногда употребляется термин *литостатическое давление*),  $P_{гор}$ , – это давление, создаваемое весом вышележащих горных пород. Оно может быть определено из выражения  $P_{гор} = 0,01\gamma_{пор}H$  МПа, где  $H$  – глубина залегания пласта, м;

$\gamma_{пор}$  – средневзвешенный удельный вес горных пород вышележащих горизонтов, г/см<sup>3</sup>.

Плотность отложений зависит от плотности их матрицы, содержащегося в их порах флюида и пористости. Плотность пород, встречающихся при бурении, колеблется в пределах 1,8–3,1 кг/м<sup>3</sup>.

В нормальных условиях пористость отложений уменьшается вместе с глубиной, а их плотность повышается. В случае глинистых пород пористость уменьшается по экспоненте. Для других типов отложений она уменьшается почти линейно.

В осадочных горных породах величина геостатического давления линейно растет с глубиной и соответствует равновесному значению напряжений, рассчитываемых по данным о средней плотности расположенных выше горных пород.

Исходной точкой геостатического градиента на суше является поверхность земли, а на море – водная поверхность. На море его величина находится в сильной зависимости от глубины моря по причине незначительной плотности морской воды по сравнению с плотностью отложений.

Горное давление формируется давлением вышележащих пород, тектоническим давлением и давлением пластовых вод. Вышележащая толща породы оказывает вертикальное давление на пласт. Результирующее значение горизонтального давления зависит от жесткости скелета породы (с возрастанием жесткости горизонтальное давление уменьшается). Тектоническое напряжение очень высоко в гористой местности, в глинах оно формирует обычно овальный ствол. На площадях с незначительной тектонической активностью градиент горного давления, т. е. величина его повышения с углублением на единицу длины, составляет примерно 22620 Па/м, а в тектонически активных зонах – 18100 Па/м.

Индекс геостатического давления,  $K_z$ , рассчитывается по формуле

$$K_z = \frac{P_{zc}}{\rho_g \cdot q \cdot z_{пл}},$$

где  $P_{zc}$  – геостатическое давление, Па:

$$P_{zc} = \sum_{i=1}^N [(1 - P_i) \cdot \rho_{ск_i} + P_i \cdot \rho_{ж}] \cdot h_i \cdot g = \rho_{zn} \cdot q \cdot z_{nl},$$

здесь  $P_i$  – пористость породы;

$\rho_{ск}$  – плотность скелета данной породы, кг/м<sup>3</sup>;

$\rho_{ж}$  – плотность жидкости в порах породы, кг/м<sup>3</sup>;

$h_i$  – толщина слоя той же породы, м;

$q$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;

$\rho_{zn}$  – объемная плотность вышележащих пород, кг/м<sup>3</sup>.

$z_{nl}$  – глубина залегания пласта, м;

Таблица 1.1

### Плотность скелетов некоторых горных пород

Наименование породы	Плотность породы, $\rho_{ск}$ , кг/м <sup>3</sup>
Пески	2640–2680
Песчаники	2600–2880
Алевролиты	2650–2730
Глины	2620–2750
Глинистые сланцы	2800–3000
Мергели	2670–2730
Известняки	2700–2740
Доломиты	2750–2880
Ангидриты	2300–2400

Напряжения, возникающие в массиве горных пород под действием горного давления, в процессе бурения скважины существенно изменяются. Это приводит к деформации стенок ствола и, как следствие, к осложнениям.

### 1.2. Пластовое (поровое) давление

Пластовое давление – это давление, созданное природными процессами в течение миллионов лет и техногенными факторами внутри полостей материалов, находящихся ниже уровня области питания на поверхности. Оно создается под действием лежащих друг на друге пород, флюидов в процессе формирования пластов и накопления залежей флюидов. Пластовое давление определяется как давление флюидов, содержащихся в пласте-коллекторе. Если пласт непроницаем, то он не является коллектором, но в осадочных породах всегда имеются поры, заполненные каким-либо флюидом. В этом случае говорят о *поровом давлении*. Пластовое и поровое давления могут быть рассчитаны и спрогнозированы с большой точностью, но не всегда, поскольку на них влияют структурные напряжения Земли и эластичность некоторых пластов.

Несмотря на близость понятий пластового и порового давлений, их обязательно надо различать, так как их физические проявления в бурении

существенно отличаются. Если превышение пластового давления над гидростатическим давлением столба БР приведет к выбросу, то такое же превышение порового давления над гидростатическим вызовет осложнения ствола скважины (сужение, осыпи, обвалы), но выброса, скорее всего, не вызовет.

Энергетические ресурсы нефтегазового пласта характеризуются существующим в нем давлением, называемым *пластовым*. Аналогом пластового давления для гидравлически несвязных пород (глины, запечатанные известняки и песчаники и др.) является поровое давление. Поровое давление – это давление, оказываемое пластовыми флюидами на стенки пор вмещающих их пород, не имеющих гидравлической связи.

Если поры соединены между собой (порода проницаема), то давление чаще называется пластовым (в глинах – поровое, в коллекторах – пластовое). Для пористой породы горное и поровое давление связаны формулой

$$p_z = \sigma_v + p_{пор},$$

где  $p_z$  – горное давление;

$\sigma_v$  – вертикальное эффективное напряжение, ведущее к деформации породы;

$p_{пор}$  – поровое давление.

В случае непористой породы  $p_{пор} = 0$  и  $p_z = \sigma_v$ .

Горное давление полностью создается матрицей породы. В нормальных условиях поровое давление не зависит от горного.

Поровое давление называется нормальным, когда его единственной причиной является гидростатическое давление вод, насыщающих породы и сообщающихся через поры с атмосферой независимо от морфологии пор и перемещений флюида. Режим нормального давления предполагает существование системы, гидравлически открытой для атмосферы. Такое нормальное поровое давление учитывает среднюю плотность подземных вод. Эта плотность, зависящая от солености вод, обычно составляет 1,00–1,08 г/см<sup>3</sup>. Для поверхностных вод она находится в пределах 1,00–1,04 г/см<sup>3</sup>. В более глубоких пластах она может составить 1,15 г/см<sup>3</sup> и еще больше в случае пород, находящихся в контакте с соляными куполами.

Нормальное пластовое давление,  $P_{пл}$ , равно гидростатическому давлению столба слабосоленой воды на данной глубине:

$$P_{пл} = \rho_e gH,$$

где  $\rho_e$  – плотность воды;

$g$  – ускорение свободного падения.

Исходя из средней плотности слабосоленой воды, градиент нормального пластового давления составляет порядка 10400 Па/м.

*Установлено, что пластовое давление только до глубины 1000–2000 м следует закону гидростатики. С увеличением глубины пластовое давление приближается к геостатическому.*



При повышении температуры поровое давление возрастает, так как коэффициент температурного расширения жидкостей, а тем более газов, во много раз больше, чем твердых тел. В результате этих процессов в замкнутых продуктивных пластах, т. е. в пластах, не имеющих гидродинамической связи с окружающими породами, пластовое давление может стать больше или меньше первоначального нормального. В результате оно становится аномально высоким (АВПД) или аномально низким (АНПД). Степень этой аномальности оценивается коэффициентом  $K_a$ , равным отношению фактического пластового давления к нормальному:

$$K_a = \frac{P_{пл}}{\rho_e \cdot g \cdot z_{пл}},$$

где  $P_{пл}$  – пластовое давление, Па;

$\rho_e$  – плотность слабосоленой воды;

$z_{пл}$  – глубина залегания пласта, м.

Коэффициент аномальности пластового давления не может быть меньше нуля и больше индекса геостатического давления.

Для большинства месторождений коэффициент аномальности колеблется в пределах от 0,8 до 1,2. Его максимальное известное значение равно приблизительно 2. При бурении скважин на новых площадях  $K_a$  принимается равным 1,2, он всегда существенно больше в кровле пласта и прилегающих породах, чем в подошве.

В замкнутых продуктивных пластах, т. е. в пластах, не имеющих гидродинамической связи с окружающими породами, пластовое давление может стать больше первоначального – нормального. Степень этой аномальности оценивается *коэффициентом аномальности пластового давления*  $K_a$ , равным отношению фактического пластового давления к нормальному. При  $K_a = 1,2$  имеем АВПД, при  $K_a = 0,8$  – АНПД.

Коэффициент аномальности порового давления,  $K_{ап}$ , рассчитывается по формуле

$$K_{ап} = \frac{P_{пор}}{\rho_e \cdot g \cdot z_{пл}},$$

где  $P_{пор}$  – поровое давление, Па.

Для пластичных хемогенных пород можно принимать  $K_{ап} \approx K_{г}$ ; для закарстованных и крупнотрещиноватых пород –  $K_{ап} \approx K_a$ .

Индекс давления устойчивости породы:

$$K_y = \frac{P_{уст}}{\rho_e \cdot g \cdot z_{пл}}.$$

Для неустойчивых глинистых пород и мергелей  $K_y$  вычисляется как

$$K_y = K_{ап} - \frac{P_{ден}}{\rho_e \cdot g \cdot z_{пл}},$$

здесь  $P_{уст}$  – давление относительной устойчивости пород, Па;

$P_{ден}$  – ожидаемая депрессия на пласт при бурении, Па.

Величина пластового давления определяется на стадии разведки месторождения с помощью глубинных манометров. В процессе бурения, если начинается поступление флюида в скважину, пластовое давление можно определить следующим образом. Устье скважины герметизируется превентором, и определяется давление БР на стояке  $P_{cm}$ . Пластовое давление будет равно:

$$P_{пл} = P_{cm} + \rho g H,$$

где  $\rho$  – плотность бурового раствора.

Однако следует учесть, что с течением времени внутрь колонны буровых труб может попасть флюид, в результате чего плотность раствора уменьшится, а ее величина будет неизвестна. Поэтому давление на стояке необходимо зафиксировать в течение нескольких минут после закрытия превентора. Нельзя держать скважину закрытой длительное время, так как в этом случае давление на устье может стать равным пластовому.

Существование аномальных давлений требует одновременного присутствия непроницаемой перегородки, образующей «стенку сосуда, работающего под давлением» и не допускающего сообщения флюидов с атмосферой, и избыточные давления.

Наличие непроницаемой перегородки связано с такими геологическими процессами, как осадконакопление, диагенез и тектоника. Герметичность перегородки – понятие весьма относительное. Она зависит от породы, а также от флюидов в ловушках (одна порода может быть относительно непроницаемой для нефти и проницаемой для газа).

В существовании избыточных давлений важную роль играет время. Непроницаемые перегородки никогда не бывают герметичными и постоянными в масштабе геологических периодов. С течением времени давления имеют тенденцию к выравниванию с обеих сторон перегородки. Это объясняет, почему эффективное давление чаще встречается в недавно сформировавшихся породах по сравнению с древними.

Непроницаемые перегородки имеют седиментологическое и тектоническое происхождение. Они вызываются накоплением осадков малопроницаемых или непроницаемых отложений (глины, уплотненные известняки и пр.). В ходе оседания нижезалегающие отложения опускаются без возможности отвода вмещаемых вод. Тектоническая активность может вызвать нарушения и складки, перекрывающие зоны утечек флюидов. При идеальной герметичности перегородки возникает резкое (аномальное) изменение порового давления на входе в пласт (соли, ангидриты и некоторые нетрещиноватые глинистые известняки).

В переходной зоне поровое давление повышается постепенно (трещиноватые глины и покрывающие породы).

Причины, вызывающие избыточные давления, многочисленны и разнообразны и зачастую действуют одновременно, они связаны с физико-химическими процессами. Основными из них являются:

- присутствие углеводородов;

- минералогические превращения глин;
- термическая экспансия вод;
- осмос;
- диагенез сульфатов;
- образование соляных куполов;
- тектоника;
- циркуляция флюидов (гидродинамизм).

**Присутствие углеводородов.** Давление пластовой воды в залежи может быть нормальным на контакте вода/углеводороды. Напротив, у кровли пласта наблюдается избыточное давление вследствие различия в плотности между углеводородами и пластовыми водами. Это избыточное давление может быть значительным в случае газовой залежи. Избыточное давление углеводородов пропорционально разности плотностей пластовой воды и углеводородов и высоте  $h$  столба углеводородов:

$$\Delta p = h \cdot (\rho_{\text{воды}} - \rho_{\text{углевод}}) / 10,2.$$

Градиент порового давления увеличивается на входе в залежь, затем постепенно уменьшается и возвращается к нормальному значению на контакте вода/углеводороды. Увеличение плотности флюида будет тем выше, чем ближе к поверхности будет пласт и чем значительнее высота газонасыщенной зоны.

В ходе оседания отложения осаждаются на дне моря в периодическом режиме, при этом более поздние отложения покрывают более древние. Геостатическое давление постепенно увеличивается внутри отложений в ходе их опускания. Рыхлый осадок превращается в породу под действием давления, температуры и ионообмена между породой и циркулирующими флюидами. Этот процесс называется *диагенезом*. Уплотнение представляет одну из фаз диагенеза, состоящую в механической перестройке зерен, образующих осадок, под действием давления. Оно сопровождается уменьшением объема породы, главным образом, в ущерб объему пор, из которых вытесняется часть содержащейся в них воды. В результате пористость уменьшается и повышается плотность породы. Уменьшение пористости ведет также к снижению проницаемости и миграции флюидов. Если в ходе оседания имеющиеся в порах флюиды могут свободно вытесниться на поверхность или в стороны через дренажную систему, уплотнение происходит нормально. Приращение геостатического давления будет выдерживаться твердой фазой породы. Объем породы и пор уменьшится. Давление вмещаемых флюидов останется нормальным. Если флюиды вытесняются с трудом или остаются на месте, уплотнение не может проходить нормально. Увеличение геостатического давления вызовет увеличение давления вмещаемых флюидов. Объем породы и пор практически не изменится. Породы окажутся недоуплотненными. Уплотнение является доминирующим явлением. В результате уплотнения значительная часть воды должна быть вытеснена. Это вытеснение происходит в несколько этапов. При нормальном развитии про-

цесса пористость, составлявшая порядка 80–90 % в момент осадконакопления, уменьшается исключительным образом, достигая 20–30 % на глубине 3000 м и 5–10 % на глубине 6000 м.

Уплотнение песчаников и карбонатов имеет меньшее значение, так как эти породы отличаются незначительной сжимаемостью. Вытеснение воды происходит более плавно, и проницаемость, хотя и уменьшается с глубиной, обычно остается достаточной, чтобы обеспечить дренаж. Риск недоуплотнения для этих пород незначителен, однако он может возникнуть, если эти породы окажутся внутри непроницаемых пород или если их проницаемость снижается вследствие присутствия глин. Среди карбонатных пород мел, учитывая его текстуру, ведет себя в процессе оседания, скорее, как глины. Его пористость, которая в момент осадконакопления может достигать порядка 70 %, постепенно уменьшается до 10 % на глубине около 3000 м. В связи с его незначительной проницаемостью и значительным объемом вытесняемой воды возможно развитие явлений недоуплотнения. *Недоуплотнение обычно рассматривается как основная причина возникновения аномальных давлений.* Это явление касается главным образом глин, так как они относятся к сжимаемым и малопроницаемым породам, содержащим значительное количество воды в момент осадконакопления.

Недоуплотнение и наличие избыточных давлений являются следствием плохого дренажа или отсутствия дренажа вмещаемых флюидов в ходе оседания. Присутствие дренажа в покрывающих породах должно уменьшить и даже ликвидировать эти явления.

Быстрое оседание, высокая степень седиментации и наличие малопроницаемых осадков являются главными причинами недоуплотнения, так как при этом вмещаемые флюиды не успевают мигрировать. Эти явления возникают главным образом в дельтовых зонах.

Недоуплотненные глины пластичны и текучи. Они не опасны с точки зрения порового давления, пока не охватывают проницаемых пористых пород, но в процессе бурения создают трудности. Плотность бурового раствора необходимо увеличить для сохранения устойчивости стенок скважины, которые имеют тенденцию к течению, и для предупреждения возможных прихватов в пористых проницаемых зонах.

***Минералогические превращения глин в процессе диагенеза.*** Минералогические превращения, освобождающие значительное количество воды, могут происходить в процессе диагенеза некоторых глин. Сметиты и стратитекстуры превращаются в иллит под совместным действием температуры, ионообмена и давления. Количество выделяемой воды составляет порядка 15–20 %, она изменяет давление в порах, если не имеет возможности свободно покинуть глину.

Кроме величины геотермического градиента, существующего в данном регионе, и минералогической природы глин эти превращения зависят также от состояния уплотнения глин. Недоуплотнение тормозит эти пре-

вращения, ограничивая тем самым объем имеющейся для миграции свободной воды и, следовательно, ограничивает увеличение давления в порах.

Возникновение аномальных давлений в результате минералогических превращений глин возможно только, если глины относятся к типам смектитов и стратитекстур. Этот механизм может быть весьма заметным в некоторых регионах для пород на глубинах более 3000 м.

**Термическое расширение воды.** Температура внутри отложений увеличивается вместе с глубиной и ведет к увеличению объема воды в порах пород. В системе с хорошим дренажом это увеличение рассеивается. Напротив, если система полностью замкнута, объем воды не может измениться, и возникнет повышение порового давления, которое может быть очень значительным.

Обычно глины достаточно проницаемы, чтобы обеспечить исчезновение избыточного давления за короткий период в масштабе геологического времени. Напротив, если геотермический градиент аномально высок, это явление может оказаться существенным.

**Осмоз** представляет собой феномен, который возникает, когда два раствора с различной концентрацией ионов разделены полупроницаемой мембраной. Такая мембрана отличается селективной проницаемостью: она пропускает воду, но не ионы. Происходит циркуляция воды от менее концентрированного раствора к более концентрированному. В камере с более концентрированным раствором давление повышается, а в камере с менее концентрированным – понижается.

Пласт глины может вести себя подобно полупроницаемой мембране. В случае, например, замкнутой глины залежи с высоким содержанием солей возможна миграция воды в ее направлении, повышающая, тем самым, поровое давление.

**Диagenез сульфатов.** Сульфат кальция существует в природе в двух формах: гипс (гидратированная форма) и ангидрит (безводная форма). При температуре около 40 °С гипс превращается в ангидрит, выделяя значительное количество воды и вызывая уменьшение объема породы. Выделенная при этом вода ведет к возникновению некоторых аномальных давлений.

Обратное превращение, сводящееся к регидратации ангидрита для образования гипса, возможно, когда ангидрит оказывается в контакте с водой при невысокой температуре. Реакция вызывает увеличение объема породы, которое представляется в некоторых случаях причиной возникновения аномальных давлений.

**Образование соляных куполов.** Соль представляет пластичную породу, способную течь с образованием соляных куполов. Подъем соли к поверхности может вызывать аномальные давления в вышерасположенных образованиях и по бокам купола.

**Тектоника.** Тектонические явления могут вызвать изменения порового давления, создавая тем самым в одних условиях избыточные давления, а в других – ликвидируя их. Существование избыточных давлений требует,

чтобы поднятые отложения были замкнутыми. Наиболее часто встречается сочетание поднятия глубинных пластов к земной поверхности и эрозии поверхностных пластов. Замкнутые на больших глубинах пласты оказываются ближе к поверхности с их первоначальным давлением. Эти избыточные давления известны под названием палеодавлений.

**Гидродинамизм.** Явления гидродинамизма и любые другие перемещения флюидов вызывают перепады давления, которые нарушают «нормальный» гидростатический режим давлений. В малопроницаемых породах перепады давления могут быть огромными несмотря на незначительность расхода. Гидродинамизм, в отличие от других механизмов, создающих давление, не обязательно нуждается в наличии непроницаемых перегородок. Поскольку перепады давления пропорциональны расстоянию до «плоскости утечки» флюидов, вызываемое этим явлением поровое давление не будет соотноситься с плотностью пластовых флюидов.

Обильная седиментация в сочетании с быстрым оседанием (вызывающим быстрое захоронение осадков) и наличие малопроницаемых отложений являются определяющими факторами существования аномальных давлений. Для удержания флюидов необходимо присутствие вертикальных и боковых непроницаемых перегородок. По мере погружения осадков в процессе оседания, давление флюидов, охваченных непроницаемыми перегородками, увеличивается под действием геостатического давления, тектонических напряжений и температуры, которая сама по себе вызывает многие явления (термическое расширение воды, превращение органического вещества, минералогические превращения глин и т. д.). Флюиды воспринимают часть геостатического давления, которое при нормальных условиях действует на матрицу породы.

Глины и эвапориты играют первостепенную роль в этих явлениях. В отличие от глин эвапориты вызывают резкие изменения порового давления.

Важным фактором является время. Избыточные давления имеют тенденцию к исчезновению, так как в масштабах геологического времени герметичность редко бывает идеальной.

### **1.3. Гидростатическое давление**

На жидкость, находящуюся в равновесии, действуют внешние силы, пропорциональные массе жидкости (это силы тяжести и силы инерции); поверхностные силы, обусловленные атмосферным давлением и избыточным давлением. Под действием этих сил в жидкости возникает гидростатическое давление.

Гидростатическое давление обладает тремя свойствами: всегда направлено по внутренней нормали к площадке, на которую оно действует; в любой точке внутри жидкости зависит от ее координат в пространстве и одинаково по всем направлениям. Многие процессы протекают при давлениях выше атмосферного. Это давление называется избыточным.

Расчет численной величины гидростатического давления – это наиболее частый вид расчета в бурении. Он выполняется по формуле

$$P_{гдст} = \rho \cdot H \cdot k,$$

где  $P_{гдст}$  – гидростатическое давление;

$\rho$  – плотность (вес) жидкости;

$H$  – высота столба жидкости;

$k$  – коэффициент, величина и размерность которого зависит от используемой системы единиц (в системе СИ он равен ускорению свободного падения  $g = 9,8 \text{ м/с}^2$ ).

Соответственно для расчета гидростатического давления применяют две формулы:

– традиционная:  $P_{гдст} (\text{кгс/см}^2) = \rho (\text{г/см}^3) \cdot H (\text{м})/10$ ;

– метрическая (система СИ):  $P_{гдст} (\text{МПа}) = \rho (\text{кг/м}^3) g (\text{м/сек}^2) \cdot H (\text{м}) 10^{-6}$ .

При расчете численной величины гидростатического давления следует придерживаться одной системы единиц. К сожалению, на практике еще не получила преимущества ни одна из систем единиц. На буровой встречаются манометры, проградуированные в атмосферах, барах, мегапаскалях, psi. Поэтому необходимо помнить соотношение этих единиц (в пределах погрешности манометров).

Всегда важно знать величины гидростатического давления, оказываемые столбом БР имеющейся плотности, в нескольких критических точках ствола скважины. Это такие точки, как забой, башмак последней спущенной колонны, голова хвостовика, глубина установки муфты ступенчатого цементированного или стыковочного узла секций обсадных колонн, глубины залегания флюидосодержащих и поглощающих пластов.

Именно гидростатическое давление столба БР является первым критерием системы противofонтанной безопасности.

Физической атмосферой (атм) называют среднее давление атмосферного воздуха на уровне моря при температуре  $0^\circ\text{C}$ ;  $1 \text{ атм} = 101325 \text{ Па}$ . Это давление может быть уравновешено столбом ртути высотой 760 мм или столбом воды высотой 10330 мм. В технике пользуются внесистемной единицей – технической атмосферой (ат). Давление в 1 ат может быть уравновешено столбом ртути высотой

735,5 мм или столбом воды 10 м и равно 98066,5 Па, т. е. атмосферное давление зависит от высоты расположения над уровнем моря.

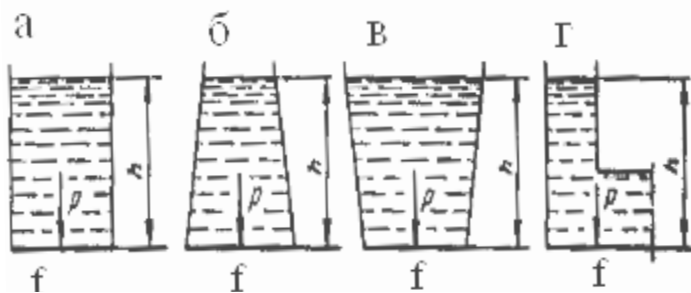


Рис. 1.1. Гидравлический парадокс

Основное уравнение гидростатики: полное, или абсолютное давление,  $P$ , в любой точке покоящейся жидкости

слагается из давления на свободную поверхность,  $P_0$ ) и давления столба жидкости (избыточное давление),  $\rho gh$ , находящейся над точкой:

$$P = P_0 + \rho gh,$$

где  $\rho$  – плотность жидкости (кг/м<sup>3</sup>);

$g$  – ускорение свободного падения тела (м/с<sup>2</sup>);

$h$  – высота столба жидкости (м).

Сила избыточного давления на дно сосуда определяется как  $P = \rho ghF$ .

Из этой формулы видно, что сила давления жидкости на дно сосуда зависит только от площади дна  $F$  и глубины жидкости в сосуде  $h$  и не зависит от формы сосуда (рис. 1.1), в который эта жидкость налита.

Это свойство жидкости, на первый взгляд противоречащее обычным представлениям, известно под названием *гидравлического парадокса*.

Давление в скважине, создаваемое столбом БР, называется гидростатическим,  $P_{zc}$ , и может быть определено из выражения

$$P_{zc} = \rho \cdot g \cdot H \text{ (Па)},$$

где  $\rho$  – плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$g$  – ускорение свободного падения, 9,81 м/с<sup>2</sup>;

$H$  – глубина скважины, м.

Как было объяснено выше, гидростатическое давление не зависит от диаметра ствола скважины, а также от сечения, конфигурации и пространственного расположения скважин (наклонно-направленные, горизонтальные) (рис. 1.2).



**Рис. 1.2. Гидростатическое давление**

Величина гидростатического давления обусловлена двумя величинами:

- глубиной скважины: чем большая глубина скважины, тем больше гидростатическое давление;
- плотностью БР: чем больше плотность БР в скважине, тем больше гидростатическое давление.

В случае наклонной скважины для расчета давления в определенной точке необходимо использовать глубину скважины по вертикали, а не глубину по стволу.

Для предотвращения поступления пластового флюида в скважину гидростатическое давление должно быть больше пластового. Необходимая плотность БР при известном пластовом давлении определяется по формуле

$$\rho = \frac{P_{пл} + \Delta P}{gH},$$



где  $\Delta P$  – необходимое превышение давления над пластовым.

Нормативно установлено, что при глубине скважины до 1200 м это превышение должно составлять 10–15 % от пластового, но не более 1,5 МПа; при глубине до 2500 м – 5–10 %, но не более 2,5 МПа; при глубине более 2500 м – 4–7 %, но не более 3,5 МПа.

При проведении работ не допускается снижение плотности БР. На глубоких скважинах и скважинах с высокими температурными градиентами плотность БР меняется в зависимости от температуры и давления. Правила безопасности допускают колебание плотности не более 0,02 г/см<sup>3</sup>.

Следует отметить, что с увеличением глубины, следовательно, и давления, плотность раствора увеличивается, а с увеличением температуры – уменьшается. При глубинах до 3000 м эти явления взаимно исключают друг друга и их можно не учитывать. При больших глубинах влияние температуры более весомо, что приводит к ощутимому снижению плотности раствора.

#### **1.4. Давление гидроразрыва**

Это давление, при котором нарушается целостность горной породы в стенках скважины за счет разрушения скелетной решетки пласта и возникновения сети макро- и микротрещин, вызывающих увеличение проницаемости и интенсивное поглощение жидкости, находящейся в скважине.

При добыче углеводородного сырья гидроразрыв используется для интенсификации притока флюида к скважине. В процессе бурения гидроразрыв крайне не желателен, так как это приводит к потере БР. Давление гидроразрыва зависит: от величины горного давления, естественной трещиноватости горных пород, порового давления, проницаемости пород, реологических свойств и расхода жидкости разрыва.

При гидроразрыве связи между частицами породы разрушаются, раскрываются существующие и образуются новые трещины различной формы и простирания, составляя систему проводящих каналов. В процессе поглощения трещины размываются поступающим в пласт раствором. После гидроразрыва поглощения происходят за счет раскрытия трещин в пласте при значительно меньшем гидродинамическом давлении в скважине вследствие разрушения связей между частицами породы, размытости и фиксации их БР и шламом.

*Давление гидроразрыва будет разным в зависимости от азимута и наклона скважины.*

Величина давления гидроразрыва обычно составляет 70–110 % величины геостатического давления. Поскольку геостатический градиент увеличивается вместе с глубиной, градиент гидроразрыва также должен увеличиваться с глубиной. Таким образом, наиболее уязвимой точкой открытого ствола будет башмак последней колонны.

При отсутствии фактических данных давление гидроразрыва,  $P_{zp}$ , может быть определено по следующим формулам, предложенным разными авторами:

$$P_{zp} = 0,083 H + 0,66 P_{пл}; \quad P_{zp} = 0,87 P_{zop};$$

$$P_{zp} = 0,85(P_{zop} - P_{пл}) + P_{пл}; \quad P_{zp} = \frac{2\mu}{1-\mu} P_{zop};$$

$$P_{zp} = \frac{\mu}{1-\mu} (P_{zop} - P_{пл}) + P_{пл}.$$

Плотность БР, применяемого при разбуривании заданного интервала, следует определять, исходя из следующих двух условий: создания противодействия, препятствующего притоку в скважину пластовых жидкостей и газов; а также предотвращения гидроразрыва наиболее слабых пластов.

*Первое условие* имеет вид

$$\rho = \min \left\{ \frac{k_p P_{пл}}{gL_k}, \frac{P_{пл} + \Delta p_p}{gL_k} \right\},$$

где  $\rho$  – плотность БР, кг/м;  
 $P_{пл}$  – пластовое давление, Па;  
 $g$  – ускорение свободного падения, м/с<sup>2</sup>;  
 $L_k$  – глубина залегания кровли пласта с максимальным градиентом пластового давления; м;  
 $k_p$  – коэффициент резерва,  
 $\mu$  – коэффициент Пуассона для горной породы.

Рассчитанную  $\rho$  необходимо проверить на соответствие *второму условию*, из которого следует, что давление бурового раствора в затрубном пространстве против каждого пласта должно быть меньше давления, необходимого для гидроразрыва данного пласта. Второе условие записывается следующим образом:

$$\rho < \frac{P_\Gamma - \sum(\Delta p_{кп}) - (1-\varphi)\rho_{ш}gL_\Pi}{\varphi gL_\Pi},$$

где  $\varphi = \frac{Q}{\frac{\pi}{4}v_m d_c^2 + Q}$  – содержание жидкости в шламожидкостном потоке

без учета относительных скоростей;

$P_\Gamma$  – давление гидроразрыва (поглощения) пласта;  
 $\sum(\Delta p_{кп})$  – потери давления при движении БР в затрубном пространстве на пути от подошвы рассматриваемого пласта до устья скважины, Па;  
 $\rho_{ш}$  – плотность шлама, кг/м<sup>2</sup>;  
 $L_\Pi$  – глубина залегания подошвы рассматриваемого пласта от устья, м;  
 $v_m$  – механическая скорость бурения, м/с;  
 $d_c$  – диаметр скважины, м;

$Q$  – расход промывочной жидкости, м<sup>3</sup>/с.

Поскольку значения  $\sum(\Delta p_{кп})$  и  $\varphi$  зависят от расхода промывочной жидкости, то проверить второе условие можно только после установления подачи насосов.

На море величина геостатического давления при равной глубине меньше этого же давления на суше. Следовательно, давление гидроразрыва будет меньше. Кроме того, присутствие пласта воды, иной раз значительно, и пласта воздуха над первыми отложениями уменьшает эквивалентную плотность гидроразрыва.

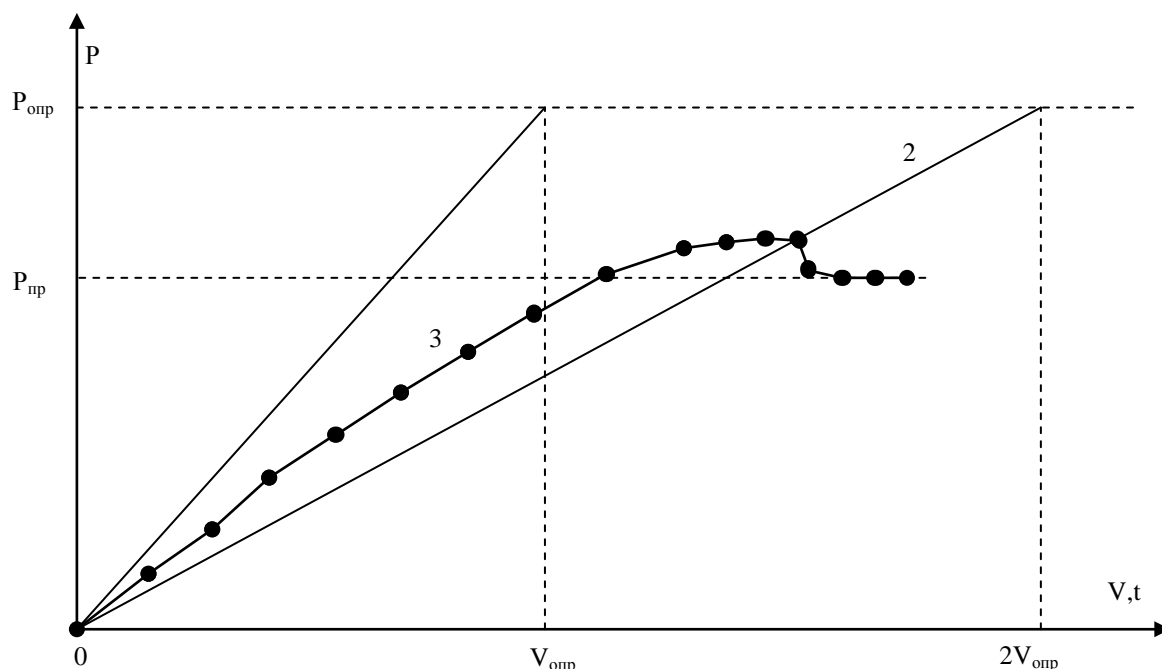
Если давление в скважине повышать за счет увеличения плотности раствора или созданием избыточного давления на устье, то по достижении некоторой величины оно прекратит повышаться и БР начнет поступать в пласт. Этот процесс и есть давление гидроразрыва. Гидроразрыв – довольно сложное физическое явление. Значение градиента гидроразрыва оценивается по данным, полученным при электрометрических работах, и закладывается в проект бурения скважины. Однако следует помнить, что по этим данным высчитывается ориентировочная величина, а конкретное значение давления гидроразрыва зависит от нескольких параметров:

- величины эффективных напряжений в месте залегания наиболее слабого пласта;
- ориентации скважины (при различных зенитных и азимутальных углах наклонно-направленной скважины давление гидроразрыва будет разным);
- термических напряжений ствола скважины за счет разницы температур пласта и бурового раствора;
- реагирования пласта с фильтратом БР;
- качества корки и наличия в ней когельматирующих добавок;
- предыдущего гидроразрыва.

*Давление гидроразрыва обычно пропорционально геостатическому давлению.* Поскольку геостатический градиент увеличивается с глубиной, так же увеличивается и градиент гидроразрыва, поэтому наиболее слабым местом открытого ствола скважины будет башмак последней колонны.

В процессе бурения величина давления гидроразрыва определяется опытным путем в нескольких точках ствола скважины. Обычно наибольший практический интерес представляет проведение испытаний после разбуривания нескольких метров ниже башмака последней спущенной обсадной колонны. Это испытание называется испытанием на приемистость или проницаемость (в англоязычном варианте – LEAK – OFF TEST).

**Предварительные мероприятия.** При проведении опрессовки обсадной колонны необходимо замерить объем жидкости опрессовки,  $V_{опр}$ , закаченный в обсаженную скважину для создания проектного давления опрессовки,  $P_{опр}$  (рис. 1.3).



**Рис. 1.3. Порядок определения давления начала поглощения (приемистости) пород под башмаком обсадной колонны**

Отметить эту точку в системе координат объем, время – давление и соединить ее с началом координат. Получится линия 1. Удвоив значение  $V_{опр}$  и отметив точку на горизонтальной линии  $P_{опр}$ , соединить ее с началом координат – получится линия 2. С помощью этих линий проводится последующая качественная оценка результатов испытания:

- 1) после отвердения цемента и опрессовки колонны разбурить цементный стакан и башмак, привести параметры БР в соответствие с геолого-техническим нарядом и углубиться на 3–10 м ниже башмака;
- 2) промыть скважину с тщательной очисткой БР от шлама;
- 3) приподнять долото в башмак колонны;
- 4) собрать линию закачки от цементировочного агрегата в бурильные трубы – в линии должна быть задвижка, отсекающая насос (для точности испытания желательны два независимых манометра);
- 5) закрыть превентор, настроить циркуляцию через линию дросселирования и при полностью открытом штуцере прокачать линии, отрегулировав производительность цементировочного агрегата в пределах 40–80 л/мин, закрыть штуцер и задвижку перед штуцером;
- 6) начать закачку с производительностью 40 л/мин, отмечать рост давления на заранее размеченном графике через каждые 40 л.; после получения 4-5 точек на графике убедиться, что линия роста давления (линия 3) находится между линиями 1 и 2 – это свидетельствует о нормальности теста.

Начинать отмечать точки следует после получения первого значения роста давления. Предыдущие точки, когда при росте объема давление не росло, надо отбросить.

Если линия роста давления проходит ниже линии 2, это означает, что породы под башмаком имеют высокую проницаемость. Необходимо прекратить закачку, стравить давление до нуля и повторить тест с увеличенной в два раза производительностью ЦА (80 л/мин).

Если это и возможное последующее повышение производительности до значения 160 л/мин не определяют линию роста давления между линиями 1 и 2, значит, цементный камень имеет каналы и надо приступить к исправительному цементированию. Естественно, что все протечки в системе наземной обвязки исключаются.

При нормальном ходе теста давление растет линейно, и в какой-то момент линия роста давления начнет отклоняться вправо, стремясь к горизонтали.

Получаем еще три точки (через каждые 10 с), убеждаемся в выполаживании линии давления, останавливаем насос, отсекаем его задвижкой и следим за давлением 5–10 мин. Давление должно снизиться до уровня, близкого к началу отклонения линии давления. Это значение принимаем давлением начала приемистости,  $P_{np}$ . Нельзя закачивать в пласт БР в объеме более 500 л, так как после снятия давления трещины в пласте могут не сомкнуться. После проведения испытания давление в скважине следует снижать плавно, с интенсивностью не более 10 атм/мин, во избежание обрушения стенок скважины.

Если на буровой установлена станция геолого-технологических исследований (СГТИ), то линия роста давления (линия 3) может быть записана на диаграмме самописцем, остается провести линии 1 и 2 в масштабе диаграммы и интерпретировать полученные данные.

После испытания проводится расчет эквивалентного удельного веса начала приемистости: если его фактическое значение ниже проектного на  $60 \text{ кг/м}^3$  ( $0,06 \text{ г/см}^3$ ) и более, значит, имеются каналы в цементном камне.

**Пример расчетов.** Башмак технической колонны  $\varnothing 245$  мм расположен на глубине  $H = 2100$  м. Плотность БР  $\rho = 1,21 \text{ г/см}^3$ .

Определено давление проницаемости пород под башмаком (проведен LEAK – OFF TEST), его значение по одному манометру установлено в размере 10,3 МПа, по второму – 1500 psi.

Сделать выводы из полученных результатов и определить максимально допустимые давления на устье при изменении плотности. Для этого необходимо:

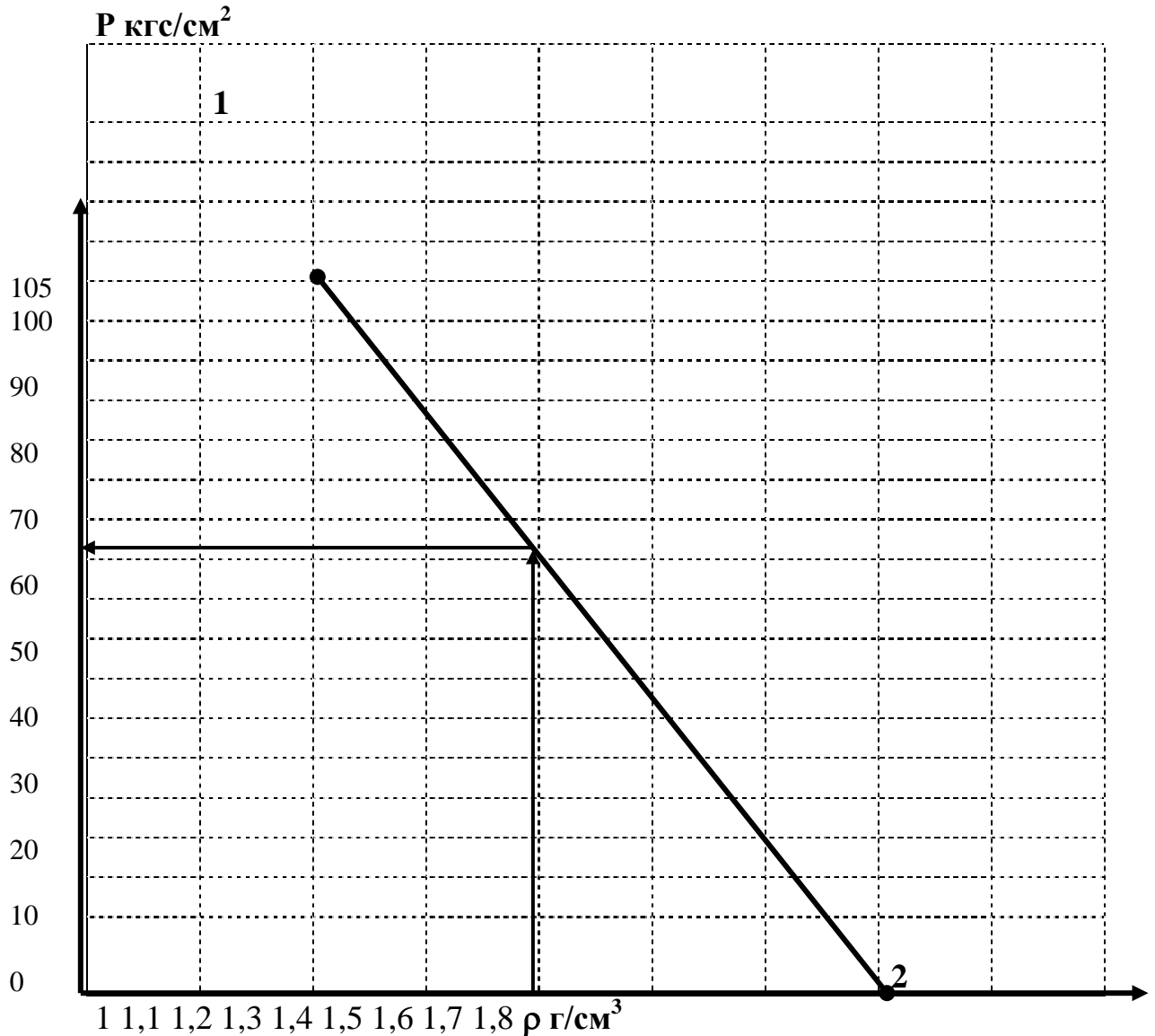
- 1) перевести показания манометров в одну систему –  
 $1500 \text{ psi} \cdot 0,07 = 105 \text{ кгс/см}^2 \cdot 0,0981 = 10,3 \text{ МПа}$ ;
- 2) в целях определения достоверности результата замера давлений рассчитать эквивалентную плотность давления проницаемости –  
 $\rho_{np} = \rho + 10 \cdot P_{np} (\text{кгс/см}^2) : H (\text{м}) = 1,21 + 10 \cdot 105 : 2100 = 1,71 \text{ г/см}^3$ ;

$1,75 - 1,71 = 0,04 < 0,06$ , т. е. можно сделать вывод, что цементное кольцо герметично (каналы в цементном камне отсутствуют);

3) на размеченной системе координат плотность – давление отметить две точки: точка 1 ( $\rho = 1,21$ ;  $P = 105$ ), точка 2 ( $\rho = 1,71$ ;  $P = 0$ ).

Соединив точки 1 и 2 прямой линией, получим график линейной зависимости допустимого давления на устье от изменения плотности БР при углублении из-под башмака обсадной колонны  $\varnothing 245$  мм (рис. 1.4).

Этот график должен находиться в поле зрения оператора, управляющего регулируемым штуцером при глушении скважины.



**Рис. 1.4.** График линейной зависимости допустимого давления на устье от изменения плотности БР

Проектный эквивалент градиента давления гидроразрыва на глубине 2100 м –  $1,75$  г/см<sup>3</sup>.

Например: при плотности БР  $1,4 \text{ г/см}^3$  нельзя превышать устьевое давление более  $65 \text{ кгс/см}^2$ , так как пласт под башмаком в этом случае повредится.

Давление гидроразрыва под башмаком колонны в большинстве случаев является критерием, определяющим максимально допустимые давления при глушении скважины. Однако всегда следует проверять ограничение максимально допустимого давления еще по двум критериям:

- максимально допустимым давлением ПВО устья скважины, которое определяется паспортными данными и регулярно проверяется последовательной опрессовкой всех элементов с обязательным документальным оформлением результатов теста;
- максимально допустимым давлением обсадной колонны, значение которого не должно превышать 80 % давления последней опрессовки колонны совместно с оборудованием устья.

### 1.5. Давление страгивания (инициирования течения)

Для того чтобы началась циркуляция БР, необходимо создать некоторое избыточное давление, которое называется давлением страгивания  $P_{стр}$ . Его величина может быть определена по формуле

$$\Delta p = 4\theta L / d_r,$$

где  $\theta$  – предельное статическое напряжение сдвига (СНС), Па;

$L$  – глубина спуска буровых труб, м;

$d_r$  – гидравлический диаметр, м;  $d_r = d_c - d_H$ .

Для уменьшения величины давления страгивания необходимо перед плавным запуском насосов производить расхаживание и вращение инструмента, что приведет к уменьшению СНС.

### 1.6. Динамическое давление

В процессе спуска инструмента под долотом создается избыточное давление – *репрессия*, а при подъеме – разряжение (*депрессия*), так как скважину и движущийся в ней инструмент можно рассматривать как цилиндр и поршень. Поэтому этот процесс называется *поршневанием*. Абсолютная величина этого давления, называемого динамическим,  $P_\delta$ , может быть найдена как сумма давления страгивания и составляющей, зависящей от скорости движения труб:

$$\Delta p = \lambda \frac{\rho v^2}{2d_r} L,$$

где  $v$  – скорость движения колонны, м/с;

$\rho$  – плотность промывочной жидкости,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\lambda$  – коэффициент гидравлических сопротивлений,  $\lambda = \frac{64}{\text{Re}} f(\delta) - \left( \delta = \frac{d_H}{d_c} \right)$ .

При структурном режиме течения  $\lambda = \frac{64}{R_e}$ . Здесь  $R_e$  – число Рейнольдса.

Для глинистого раствора структурное течение наблюдается при условии  $2000 < R_e < 5400$ . В большинстве случаев  $\lambda = 0,03-0,035$ .

Для снижения динамического давления необходимо ограничивать скорость СПО и предотвращать сальникообразование, производить долив труб при подъеме и строго контролировать доливаемый объем.

Эффект поршневания имеет место и в тех случаях, когда скважина заполнена водой, а поднимаются трубы со «свободным концом».

Количество труб (свечей),  $n$ , после подъема которых должен производиться долив, рассчитывается по формуле

$$n = \frac{D^2 - d_n^2}{d_n^2 - d_{вн}^2} \times \frac{h_{без}}{h},$$

где  $n$  – количество труб (свечей), после подъема которых производится долив;

$D$  – внутренний диаметр ствола скважины на устье;

$d_n$  – наружный диаметр поднимаемых труб;

$d_{вн}$  – внутренний диаметр поднимаемых труб;

$h$  – длина трубы (свечи);

$h_{без}$  – допустимое снижение уровня жидкости в скважине при подъеме труб  $h_{без}$ , после которого должен производиться долив, согласно РД 39-0147009-544-87, определяется:

при  $H$  до 1200 м  $h_{без} = 0,03$  Н; при  $H$  до 2500 м  $h_{без} = 0,02$  Н; при  $H$  свыше 2500 м  $h_{без} = 0,01$  Н.

При спуске каждой свечи бурильного инструмента под долото возникают знакопеременные гидродинамические давления. В начале спуска свечи с ростом скорости спуска нарастает и репрессия под долотом. После того как скорость выровнялась, репрессия достигает максимума и остается постоянной до момента начала торможения. При резком торможении репрессия снижается до нуля и переходит в депрессию.

Величина депрессии  $\Delta P_{dc}$  при скорости спуска меньше 1м/с составляет 0,01qgL, при скорости спуска больше 1м/с – 0,02–0,05 pGL.

### 1.7. Гидродинамическое давление

Гидродинамическое давление – это давление, которое надо приложить к некоторому объему жидкости для его перемещения по циркуляционной системе. В бурении это давление создается буровыми насосами и прилагается к БР для прокачки его по системе наземной обвязки: бурильные трубы, УБТ, долото, затрубное кольцевое пространство. Величина гидродинамического давления максимальна в начальном сечении системы, в нашем случае это выход бурового насоса. В конечном сечении системы (выход в желоб) гидродинамическое давление имеет нулевое значение. Энергия гидродинамического давления расходуется на преодоление сил



трения в трубопроводной системе. В каждом последующем сечении системы гидродинамическое давление меньше, чем в предыдущем, разница между ними и называется перепадом давления на участке между сечениями, физический смысл которого на конкретных участках гидравлической системы состоит в постепенном поглощении исходной гидравлической энергии буровых насосов на каждом из этих участков.

Величина перепадов гидродинамического давления прямо пропорциональна: плотности БР, квадрату расхода БР, глубине скважины; и обратно пропорциональна пятой степени размера сечения канала. Закон гидродинамики гласит: *любое изменение давления в данном сечении циркуляционной системы (закупорка насадки долота, изменение размера отверстия дресселя и т. д.) влечет за собой идентичное изменение давлений до этого сечения и оставляет неизменным давление после него.*

Таким образом, при циркуляции изменение отверстия дресселя на штуцерном манифольде определит давление в любой точке системы, в частности, на забое и в устье бурильных труб, потому что дрессель находится в самом конце гидравлической системы. А закупорка насадок долота при сохранении производительности бурового насоса вызовет увеличение давлений в трубном пространстве, но никак не отразится на давлении перед дресселем штуцерного манифольда.

При простоте физического смысла гидродинамического давления математический аппарат законов гидроаэромеханики весьма сложен. Если на буровой установлена станция ГТИ, укомплектованная компьютерами с соответствующим программным обеспечением, расчеты режимов глушения можно вести с использованием любых формул и с учетом всех параметров. Для практической работы достаточно понять и запомнить несколько положений.

**Перепады давления при циркуляции в скважине.** Принимаем давление на стояке за 100 %. Тогда ориентировочные процентные составляющие перепадов давления, полученные как расчетным, так и опытным путем, на основных участках скважины составят:

- трубное пространство (наземная обвязка, бурильные трубы, утяжеленные бурильные трубы, долото) – 90 %; причем основные потери давления (50–70 %) приходятся на долото;
- затрубное (кольцевое) пространство – 10 %.

Давление на стояке БР,  $P_{ст}$ , выражается как

$$P_{ст} = (\Delta P_{БТ} + \Delta P_{Д} + \Delta P_{УБТ}) + (\Delta P_{КП-УБТ} + \Delta P_{КП-БТ}),$$

где  $\Delta P$  – перепад давления;

$\Delta P_{БТ}$  – внутри бурильных труб;

$\Delta P_{УБТ}$  – внутри УБТ;

$\Delta P_{Д}$  – в промывочных отверстиях долота;

$\Delta P_{КП-УБТ}$  – в кольцевом пространстве УБТ – скважина;

$\Delta P_{КП-БТ}$  – в кольцевом пространстве бурильная колонна – скважина.

Объединив выражения в скобках, получим

$$P_{cm} = \Delta P_{Т.П.} + \Delta P_{КП} = 0,9P_{cm} + 0,1P_{cm}.$$

Для морской скважины с подводным расположением устья (блока превенторов) следует учитывать большую длину линий глушения и дросселирования между дном моря и штуцерным манифольдом на поверхности. В открытой морской скважине процентное соотношение перепадов давления в трубном и затрубном пространствах близко к отмеченному выше (90 и 10 %). В закрытой морской скважине при циркуляции через линию дросселирования возникнут довольно большие потери давления в линии, и в соотношении будут повышаться гидравлические перепады в затрубье с увеличением глубины моря.

Оценим величину забойного давления в случаях прямой и обратной циркуляции БР. При прямой циркуляции к гидростатическому давлению столба БР на забой добавляется гидродинамическая составляющая, равная перепаду давления в кольцевом пространстве скважины. Значение этой составляющей  $\approx 10\%$  от давления на стояке:

$$P_{заб.1} = P_{гдст} + \Delta P_{К.П.} = P_{гдст} + 0,1 \cdot P_{cm}.$$

При перемене направления циркуляции на обратное забойное давление увеличится, поскольку его гидростатическая составляющая теперь будет равна потерям давления в трубном пространстве:

$$P_{заб.2} = P_{гдст} + \Delta P_{Т.П.} = P_{гдст} + 0,9 \cdot P_{cm}.$$

При давлении на стояке, равном, например, 150 бар, изменение направления циркуляции БР на обратное, при сохранении режима промывки, вызовет повышение забойного давления на 120 бар, и тогда гидроразрыв какого-нибудь пласта неизбежен.

Отсюда следуют простые практические выводы для успешного проведения операции глушения:

- изменять расход БР и степень открытия дросселя следует как можно более плавно, так как эти изменения вызывают степенные изменения давления, и ни в коем случае нельзя это делать одновременно;
- изменение направления циркуляции в скважине с прямой промывки на обратную вызывает увеличение гидродинамической составляющей давления на забое приблизительно в 9 раз и чревато поглощением;
- довольно безопасно обратную промывку осуществлять при снятых долотных насадках или без долота (через открытый конец бурильного инструмента), или при пониженной производительности насосов;
- если необходимо изменить на какую-то величину давление на устье в бурильных трубах, то достаточно изменить на ту же величину давление перед штуцером, приоткрыв или прикрыв отверстие дросселя и контролируя изменение давления по манометру штуцерного манифольда.

Следует помнить, что гидравлический импульс давления распространяется не мгновенно, а с некоторой скоростью. Эта скорость равна:

- 1350 м/с – для обсаженного ствола, заполненного водой;
- 1100 м/с – для обсаженного ствола, заполненного БР;
- 800 м/с – для необсаженного ствола, заполненного БР.

**Пример.** Закрыта скважина глубиной  $H = 3700$  м; башмак обсадной колонны на глубине  $H_b = 2900$  м; бурильный инструмент на забое.

Рассчитать время прохождения импульса давления от штуцерного манифольда до манометра стояка БР.

$$T = 2900/1100 + (3700 - 2900)/800 + 3700/1100 = 7 \text{ с.}$$

*Практически достаточно удвоить глубину скважины в километрах, чтобы получить время прохождения импульса давления в секундах.*

При прокачивании БР по скважине в результате потерь напора в кольцевом пространстве на забое возникает некоторое избыточное давление:

- в бурильных трубах и УБТ, Па:

$$\Delta P_T = \frac{0.024 \times \rho \times Q^2 \times L}{D_v^5},$$

где  $L$  – длина колонны труб, м;

$D_v$  – внутренний диаметр труб, м;

- в кольцевом пространстве, Па –

$$\Delta P_Z = \frac{0.04 \cdot \rho \cdot Q^2 \cdot L}{(D-d)^3 \cdot (D+d)^2} \quad \Delta P_Z = \frac{4 \cdot \Delta G}{\pi \cdot D \cdot d}$$

где  $D$  – диаметр скважины, м;

$d$  – наружный диаметр бурильных или обсадных труб, м;

$\Delta G$  – разница в собственном весе бурильной колонны без промывки и с промывкой;

$P_{к.п.}$  – потери давления циркуляции по кольцевому пространству.

Ориентировочно для неглубоких скважин:

$$P_{к.п.} = \frac{P_{з.с.}}{5 \div 7},$$

где  $P_{з.с.}$  – полные гидравлические потери при роторном способе бурения.

Для определения потерь давления в кольцевом пространстве в практических расчетах используется формула Дарси-Вейсбаха:

$$P_{к.п.} = \lambda \cdot \frac{H \cdot v^2 \cdot \rho}{2(D-d)},$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлических сопротивлений;

$H$  – глубина скважины;

$v$  – скорость течения жидкости;

$\rho$  – плотность бурового раствора;

$D, d$  – соответственно диаметр скважины, диаметр бурильных труб.

Гидравлические потери в кольцевом пространстве можно определить по изменению веса свободно подвешенной колонны при отсутствии промывки и после восстановления циркуляции по формуле

$$P_{к.п.} = \frac{4 \cdot \Delta G}{\pi \cdot D \cdot d_n},$$

где  $\Delta G$  – разница в весе колонны до и после восстановления циркуляции, кг;

$D, d$  – соответственно диаметр скважины и наружный диаметр труб, м.

### 1.8. Дифференциальное давление

Разница между давлением в скважине в процессе бурения и пластовым давлением называется *дифференциальным давлением*,  $\Delta P$ , и рассчитывается по формуле

$$\Delta P = P_{zc} + P_{zd} - P_{пл}.$$

Уменьшение дифференциального давления приводит к росту механической скорости бурения. Если дифференциальное давление близко к нулю, то такой процесс называется бурением при сбалансированном давлении. Однако в этом случае при остановке процесса бурения давление в скважине становится меньше пластового, так как при отсутствии циркуляции гидродинамическая составляющая равна нулю. Поэтому возможно проявление и необходим тщательный контроль над всеми его признаками.

### 1.9. Давление поглощения

В процессе бурения при определенном соотношении давлений в скважине,  $P_c$ , и пласте возможно поглощение БР. Для поглощения необходим некоторый перепад давления,  $\Delta P_n$ , т. е. должно выполняться условие:

$$P_c = P_{пл} + \Delta P_n.$$

Сумма  $P_{пл} + \Delta P_n = P_n$  и является давлением поглощения. Величина перепада давления  $\Delta P_n$  зависит от размеров каналов ухода БР, его качества (вязкость, СНС), характеристики глинистой корки, мощности пласта и степени его кольматации, свойств флюида (высоковязкая нефть, газ). Давление поглощения может быть определено так же, как и давление гидроразрыва, т. е. при нагнетании БР в скважину при загерметизированном устье. При этом строится график зависимости давления от объема закачанной жидкости (рис. 1.5). В отличие от такого же графика при гидроразрыве пласта резкого падения давления нет, а стабильное давление при постоянном росте расхода бурового раствора и является дав-

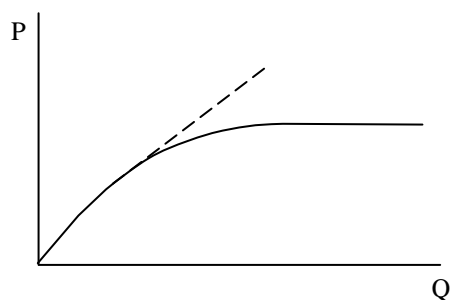


Рис. 1.5. Зависимость давления от объема

лением при постоянном росте расхода бурового раствора и является дав-

лением поглощения. По виду построенного графика можно определить некоторые характеристики поглощающего горизонта.

Индексом давления поглощения называют отношение давления  $P_n$  на стенки скважины, при котором возникает поглощение БР, к давлению столба воды высотой от рассматриваемого объекта до устья:

$$K_n = \frac{P_n}{\rho_v \cdot q \cdot z_{пл}}$$

Под модулем градиента пластового давления  $\Delta P_{пл}$  и модулем градиента давления поглощения  $\Delta P_n$  понимают отношение соответствующего давления к глубине залегания рассматриваемого пласта:

$$\Delta P_{пл} = P_{пл} / z_{пл}; \quad \Delta P_n = P_n / z_{пл}.$$

Если принять  $K_2 = 2,5$  и  $\mu = 0,25$ , то  $K_n = 0,83 + 0,66 \cdot K_a$ . При отсутствии данных о давлениях поглощения для прогнозирования значений  $K_n$  можно пользоваться формулами:

- для проницаемых пород –

$$K_n = K_a + \frac{\mu}{1-\mu} \cdot (K_r - K_a) \text{ (эмпирическая формула Б.А. Итона);}$$

$$K_n = \frac{(3\mu + 1)}{2(1-\mu) \cdot (2-\mu)} \cdot K_r + \frac{4(1-\mu) + \mu}{2 - (2-\mu)} \cdot K_a;$$

$$K_n = \frac{2\mu}{(1-\mu)} \cdot K_r + \frac{1-3\cdot\mu}{1-\mu} \cdot K_a;$$

- для глинистых пород –

$$K_n = K_{ап} + \frac{2 \cdot \mu}{1-\mu} \cdot (K_r - K_{ап});$$

- для непроницаемых пород –

$$K_n = \frac{\mu \cdot (3\mu + 1)}{2(1-\mu)} \cdot K_r + \frac{2 \cdot (1-\mu) + \mu}{2} \cdot K_a;$$

- для трещиноватых пород –

$$K_n = K_a + \frac{2 \cdot \mu}{1-\mu} \cdot (K_{гс} - K_a).$$

Коэффициент Пуассона (табл. 1.2) характеризует отношение относительной поперечной деформации к относительной продольной деформации при растяжении или сжатии. Применяется для вычисления горизонтального сжимающего горного давления.

Боковое давление  $p_\delta$  (в Па) определяется по формуле

$$p_\delta = \xi \cdot p_z; \quad \xi = \mu \cdot (1-\mu).$$

При  $\xi = 1$  величина  $p_\delta$  имеет максимальное значение. Величина  $\xi$  приближается к 1 в толщах глинистых и других высокопластичных пород на сравнительно небольшой глубине.

При отсутствии таких данных ориентировочно давление поглощения можно определить по формуле

$$P_{an}=0,75 P_{zp}.$$

Таблица 1.2

### Коэффициент Пуассона для некоторых горных пород

Наименование породы	Коэффициент Пуассона, $\mu$
Пластинчатые глины	0,38–0,48
Плотные глины	0,25–0,35
Глинистые сланцы	0,10–0,20
Известняки	0,28–0,33
Плотные песчаники	0,20–0,35
Песчаники крупнокристаллические	0,30–0,35
Песчаники среднекристаллические	0,30–0,33
Песчаники мелкокристаллические	0,23–0,28
Глинистые песчаники и алевролиты	0,20–0,30
Песчано-глинистые сланцы	0,25–0,35
Песчаники и алевролиты с карбонатным цементом	0,25–0,27
Каменная соль	0,35–0,45
Ангидриты	0,30–0,40
Аргиллиты	0,10–0,25
Лессовидные отложения	0,08–0,20

#### 1.10. Забойное давление

Забойное давление,  $P_{зab}$ , есть общее давление на забое скважины (или под долотом) в любых условиях:  $P_{зab}=P_r+P_{r.ck}+P_{из}$ .

$P_{зab}$  в зависимости от условий может быть равно пластовому давлению, больше или меньше его:

- в нормальных условиях бурения  $P_{зab} > P_{пл}$ ;
- при газонефтеводопроявлении, когда скважина закрыта,  $P_{зab}=P_{пл}$ ;
- основным условием начала газонефтеводопроявления (ГНВП) является превышение пластового давления вскрытого горизонта над забойным давлением  $P_{зab} < P_{пл}$ .

Забойное давление в скважине во всех случаях зависит от величины гидростатического давления бурового раствора, заполняющего скважину, и дополнительных репрессий, вызванных проводимыми на скважине работами (или простоями).

При прямой промывке забойное давление увеличивается за счет гидросопротивления в кольцевом пространстве, а при обратной – в трубах.

При известном пластовом давлении горизонта необходимая плотность промывочной жидкости, на которой должен вскрываться этот горизонт, определяют как  $\rho = (P_{пл} + \Delta P) / g H$ .

Забойное давление при механическом бурении и промывке определяется по формуле

$$P_{зab} = P_2 + P_{гск},$$

где  $P_{зск}$  – гидравлическое сопротивление кольцевого пространства, для неглубоких скважин оно ориентировочно составляет  $P_{зск} = P_{зс} / 5 \div 7$ . Здесь  $P_{зс}$  – полное гидравлическое сопротивление без учета перепада давления на турбобуре.

При промывке скважины после спуска труб или длительных простоях без промывки забойное давление может снижаться за счет подъема по стволу газированных пачек бурового раствора и резкого увеличения их объема к устью.

Забойное давление после остановки циркуляции первое время равняется гидростатическому. При отсутствии циркуляции длительное время – снижается за счет явлений седиментации, фильтрации, контракции, а также температурных изменений бурового раствора на величину  $\Delta P_{см}$ :

$$P_{заб} = P_2 - \Delta P_{см}.$$

При остановках до 10 ч  $P_{ст} = 0,02 \rho g H_1$ . Здесь  $H_1$  – высота столба бурового раствора, находящегося без движения.

При остановках без циркуляции более 10 ч для растворов с  $\theta > 2$  Па, при наличии хорошо проницаемых коллекторов в разрезе ствола скважины в расчете принимают снижение давления, равное  $P_{см} = (0,02 \div 0,05) \rho g H_1$ .

*Забойное давление при подъеме буровой колонны:*

$$P_{заб} = P_2 - \Delta P_{дн} - \Delta P_{см} - \rho g \Delta h,$$

где  $\Delta P_{дн}$  – гидродинамическое давление под долотом при движении колонны труб вверх (эффект поршневания);

$\Delta P_{см}$  – снижение забойного давления за счет явлений седиментации и др. в зоне, где нет движения бурового раствора;

$\rho g \Delta h$  – понижение забойного давления за счет недолива скважины при подъеме. Здесь  $\Delta h$  – величина недолива.

$\Delta P_{дн}$  – эффект поршневания, создается движением труб, находящихся в скважине, и зависит от длины труб и их диаметра.  $\Delta P_{дн}$  увеличивается при наличии компоновки низа колонны буровых труб – КНБК (долота, центраторов, УБТ), а также сальников или сужения ствола скважины, а также подъема труб с сифоном. Эффект поршневания зависит в значительной степени от скорости подъема труб, вязкости и СНС бурового раствора.

Эффект поршневания имеет место и в тех случаях, когда скважина заполнена водой, а поднимаются трубы со «свободным концом».

$\Delta P_{см}$  – седиментация в зоне скважины, из которой извлечены трубы. При подъеме  $\Delta P_{см} = 0,02 P_2'$ .

$P_2'$  – гидростатическое давление столба жидкости в скважине, из которой извлечены трубы:

$\gamma \frac{h}{10}$  – снижение  $P_г$  за счет извлечения труб из скважины;

$h$  – снижение уровня на устье.

При непрерывном доливе  $\gamma \frac{h}{10}$  отсутствует.

$$\Delta P_{\text{ди}} = 4\theta L / (D - d) + \rho c (V - V_0) S_T / S,$$

где  $\theta$  – статическое напряжение сдвига за 10 мин, Па;

$L$  – длина колонны бурильных труб, находящихся в скважине;

$D$  – диаметр скважины, м;

$d_n$  – наружный диаметр бурильных труб, м;

$\rho$  – плотность бурового раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$c$  – скорость распространения ударной волны по кольцевому пространству, м/с. Для обсаженного ствола, заполненного водой,  $c = 1350$  м/с; буровым раствором –  $c = 1100$  м/с.

$V$  – достигнутая скорость движения труб за время распространения ударной волны от забоя до устья скважины, м/с;

$V_0$  – начальная скорость движения колонны бурильных труб, м/с;

$S_m$  – площадь кольца трубы, м<sup>2</sup>;

$S$  – площадь кольцевого пространства скважины, м<sup>2</sup>.

$\Delta P_{\text{ст}}$  при непрерывном подъеме =  $0,02 \rho g H$ , МПа.

Безопасную величину недолива,  $\Delta h$ , согласно РД 39-0147009-544-87, определяют:

– для скважин с глубиной до 1200 м  $\Delta h = 0,03$  Н;

– для скважин с глубиной до 2500 м  $\Delta h = 0,02$  Н;

– для скважин с глубиной свыше 2500 м  $\Delta h = 0,03$  Н.

#### **Выводы:**

1. Чтобы при подъеме труб не допускать повышенного эффекта поршневания, необходимо перед подъемом выровнять вязкость раствора и СНС и не производить подъем на повышенной скорости.

2. Если невозможно снизить до нормы вязкость и СНС, подъем должен производиться на пониженной скорости.

3. Долив при подъеме труб должен осуществляться своевременно. Возникший при подъеме труб сифон должен быть ликвидирован. При невозможности ликвидации (забито долото) подъем должен производиться на минимальной скорости и с постоянным доливом.

4. При подъеме труб с повышенным поршневанием (при подъеме наблюдается перелив на устье) подъем должен производиться с промывкой, вращением труб ротором и выбросом их на мостки через шурф.

На величину забойного давления влияют следующие факторы: скорость движения колонны труб, особенно ниже 1000 м; величина ускорения; площадь кольцевого зазора; степень заполнения колонн жидкостью из скважины; наличие циркуляции; реологическая характеристика жидкости. Наибольшее давление развивается при спуске труб с обратным клапаном.

*Забойное давление при спуске бурильного инструмента определяется:*

$$P_{\text{заб}} = P_z \pm \Delta P_{\text{дс}} - \Delta P_{\text{ст}},$$

где  $\pm \Delta P_{\text{дс}}$  – гидродинамическая сила при спуске.

При спуске каждой свечи бурильного инструмента под долото возникают знакопеременные гидродинамические давления. В начале спуска све-



чи с увеличением скорости спуска нарастает и репрессия под долотом. После того как скорость выровнялась, репрессия достигает максимума и остается постоянной до момента начала торможения. При резком торможении репрессия снижается до нуля и переходит в депрессию.

Для исключения возникновения ГНВП при наличии вскрытого продуктивного горизонта необходимо, чтобы во всех случаях забойное давление превышало пластовое:  $P_{заб} > P_{пл}$ .

+  $\Delta P_{dc}$  – обратный эффект поршневания, ведущий к увеличению давления на забой.

–  $\Delta P_{dc}$  – снижение  $P_{заб}$ , происходящее за счет:

1) гидроразрыва пласта и падения уровня в скважине, вызванных высоким +  $P_{dc}$ ;

2) снижение  $P_{заб}$  при скорости спуска свыше 1 м/с и резком торможении.

Чтобы при спуске труб  $P_{заб}$  не снизилось ниже  $P_{пл}$  и не возникло ГНВП, скорость спуска должна быть ограничена.

*Работы, проводимые с промывкой скважины:*

$P_{гс}$  – гидравлическое сопротивление скважины при промывке (давление на насосе):

$$P_{гс} = P_{гст} + P_{гск}$$

$P_{гск}$  – гидравлическое сопротивление кольцевого пространства;

$P_{гст}$  – гидравлическое сопротивление труб (включая перепад на долоте и исключая перепад на турбобуре при турбинном бурении).

При обратной промывке  $P_{заб} = P_2 + P_{гст} P_{гст} = \left(\frac{4}{5} \div \frac{5}{6} \div \frac{6}{7}\right) P_{гс}$ .

Величина соотношения  $P_{гст} = \left(\frac{4}{5} \div \frac{5}{6} \div \frac{6}{7}\right) P_{гс}$  и  $P_{гск} = \left(\frac{1}{5} \div \frac{1}{6} \div \frac{1}{7}\right) P_{гс}$  ре-

альна для скважин с конструкцией: при бурении диаметр ствола скважины  $D = 0,194$  и  $0,245$  м и бурильными трубами с  $d_n$  от  $0,102$  до  $0,127$  м.

Величина  $P_{гс}$  зависит:

- от глубины нахождения труб при промывке,  $L$ ;
- площади поперечного сечения кольцевого пространства при прямой и обратной промывке;
- площади сечения труб при обратной промывке,  $S$ ;
- производительности насоса,  $Q$ ;
- плотности промывочной жидкости,  $\gamma$ ;
- вязкости и СНС промывочной жидкости.

Следовательно, если при промывке необходимо поднять забойное давление, то необходимо увеличить  $P_2$ , т. е. поднять  $\gamma$  промывочной жидкости. При отсутствии возможности увеличить  $\gamma$  необходимо увеличить  $Q$  насоса. При механическом бурении  $\gamma$  промывочной жидкости в затрубном пространстве будет возрастать за счет находящейся в ней выбуренной породы. Будет увеличиваться и  $P_2$ . При прекращении поступления выбуренной породы в затрубное пространство  $P_2$  будет снижаться.

*Забойное давление при остановках без промывки:*

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{г}} - \Delta P_{\text{ст}},$$

где  $\Delta P_{\text{ст}}$  – снижение гидростатического давления,  $P_{\text{г}}$  за счет седиментации промывочной жидкости и явлений контракции и фильтрации.

*Седиментация* – осаждение частиц из промывочной жидкости при остановке ее движения.

*Контракция* – смачивание поверхности вводимых в промывочную жидкость частиц (барита, бентонитовой глины, цемента и др.).

*Фильтрация* – уход воды из промывочной жидкости в горизонт через корку глинистого раствора.

Для глинистых растворов нормальной структуры  $\Delta P_{\text{ст}} = (0,02 \div 0,05)P_{\text{г}}$ , для цементных растворов  $\Delta P$  может быть значительно больше.

Таким образом:

1. Значительное снижение вязкости и СНС глинистого раствора приводит к увеличению седиментации и снижению  $P_{\text{заб}}$ .
2. Недопустимо оставлять длительное время скважину без промывки, так как может возникнуть ГНВП за счет снижения гидростатического давления.
3. После спуска обсадных колонн и их цементирования (при наличии в открытом стволе горизонта с возможным ГНВП) должна быть обеспечена возможность герметизации устья.

Забойное давление в зависимости от вида работ и гидростатического давления в скважине может измениться и к нему могут добавиться положительные или отрицательные динамические составляющие.

***Изменение давления в скважине при подъеме газа от забоя к устью.*** Устье скважины загерметизировано. При подъеме газа в загерметизированной скважине газ расширяться не может. Это приводит к тому, что давление на устье в трубах и затрубном пространстве, а также на забое и по всему стволу скважины будет непрерывно расти и достигнет максимальной величины, когда газ подойдет к устью. Поэтому необходимо определять допустимые давления не только для устья и противовыбросового оборудования (ПВО), но и для слабого участка ствола скважины и не допускать роста давления сверх его величины.

*Устье скважины открыто.* По мере подъема газа по стволу скважины, давление на него будет снижаться, а его объем соответственно увеличиваться. Наиболее интенсивное увеличение объема происходит при подходе газа к устью скважины. С какой интенсивностью происходит увеличение объема газа, с такой же интенсивностью происходит снижение  $P_{\text{заб}}$ . Необходимо как можно раньше обнаружить подъем газа по стволу скважины и своевременно загерметизировать устье, иначе может произойти выброс или после герметизации забойное давление снизится до такой величины, что поступит новая порция газа.

*Устье скважины закрыто и ведется вымыв поступившего газа с поддержанием постоянным  $P_{\text{заб}}$ .* Для этого необходимо работой дросселя

поддерживать постоянное давление в трубах дросселя при неизменной производительности насоса. В поднимающемся газе давление будет снижаться. Давление на устье в затрубном пространстве будет расти и достигнет максимальной величины, когда газ подойдет к устью. В любом сечении скважины по мере приближения к нему давление растёт, после прохождения остается постоянным.

*Давление насыщения* – это давление, при котором начинается выделение газа, растворенного в нефти. Опасность представляет поступившая в скважину нефть с большим газовым фактором и с давлением насыщения значительно меньшим пластового давления.

### 1.11. Допустимые давления

**Для открытого ствола скважины:**

$$[P]_{гр} = 0,95P_{гр},$$

где  $P_{гр}$  – давление гидроразрыва для горизонта, кг/см<sup>2</sup>;  
 $[P]_{гр}$  – допустимое давление на горизонт с  $P_{гр}$ , кг/см<sup>2</sup>.

$$[P_{уст}]_{гр} = 0,95 P_{гр} - \gamma \frac{h}{10},$$

где  $[P_{уст}]_{гр}$  – допустимое давление на устье для горизонта с  $P_{гр}$ , кг/см<sup>2</sup>;  
 $h$  – глубина нахождения горизонта с  $P_{гр}$ , м;  
 $\gamma$  – плотность промывочной жидкости в скважине, г/см<sup>3</sup>.

**Для обсаженной части ствола скважины:**

$$[P]_{тр} = 0,9 P_{опр} + \gamma_{опр} \frac{h}{10},$$

где  $[P]_{тр}$  – допустимое давление для глубины  $h$  – в трубах (кондуктора), кг/см<sup>2</sup>;

$P_{опр}$  – давление опрессовки, кг/см<sup>2</sup>;

$\gamma_{опр}$  – плотность промывочной жидкости в колонне при опрессовке.

**Для устья скважины и ПВО при  $h = 0$ :**

$$[P_{уст}]_{тр} = 0,9 P_{опр} - \frac{h}{10} (\gamma - 0,9\gamma_{опр}),$$

где  $[P_{уст}]_{тр}$  – допустимое давление на устье для сечения на глубине  $h$ , м;  
 $\gamma$  – плотность промывочной жидкости на данный момент, г/см<sup>3</sup>.

Давление опрессовки,  $P_{опр}$ , определяется согласно п. 2.10.3 Правил безопасности по ожидаемому давлению,  $P_{ож}$ , на устье, когда скважина полностью заполнена флюидом:

$$P_{ож} = P_{пл} - \gamma_{фл} \frac{H}{10},$$

здесь  $\gamma_{фл}$  – плотность флюида;

$H$  – глубина горизонта с возможным ГНВП.

При ликвидации фонтана может возникнуть потребность поднять давление и выше  $P_{ож}$  на  $\Delta P$ .

$P_{ож} + \Delta P$  (должно быть допустимым давлением для устья –  $[P]_{тр}$ ).

$$[P]_{тр} = 0,9P_{опр}, \text{ откуда } P_{опр} = \frac{[P]_{тр}}{0,9}.$$

**Для цементного камня за колонной или кондуктором:**

$$[P]_{цк} = 0,95P_{опр} + \gamma_{опр} \frac{L_k}{10},$$

где  $L_k$  – глубина спуска колонны (кондуктора).

$$[P_{изк}]_{цк} = 0,95P_{опр} - \frac{L_k}{10}(\gamma - 0,9\gamma_{опр}).$$

Давление опрессовки,  $P_{опр}$ , определяется согласно п. 2.10.4 Правил безопасности по ожидаемому давлению,  $P_{ож}$ , в зоне камня, когда скважина при загерметизированном устье полностью заполнена флюидом:

$$P_{ож} = P_{пл} - \gamma_{фл} \frac{H - L_k}{10}.$$

Давление опрессовки составит  $P_{опр} = P_{ож} - \gamma_{опр} \frac{L_k}{10}$ .

Величина допустимого давления на устье для слабых сечений ствола в значительной степени зависит от плотности БР, заполняющего скважину.

### 1.12. Избыточное давление

Избыточное давление (противодавление) есть давление, действующее на закрытую или открытую (в динамике) систему, определяемое иными, чем гидростатическое давление, источниками.

Избыточным давлением в закрытой при ГНВП скважине будет давление в бурильных трубах  $P_{из.т}$  и в колонне  $P_{из.к}$ .

Избыточным давлением в динамических условиях будут гидравлические потери в дросселе  $P_{r.c.}$

Избыточное давление добавляется к давлению, действующему в рассматриваемой точке в статических и динамических условиях. Это положение является основополагающим в понимании методики глушения скважины.

Избыточное давление в бурильных трубах,  $P_{из.т}$ , – это давление на стоянке при закрытой скважине без циркуляции, равное разнице между пластовым давлением  $P_{пл}$  и гидростатическим давлением столба БР в бурильных трубах.

Избыточное давление в обсадной колонне,  $P_{из.к}$ , – это давление в затрубном (кольцевом) пространстве на устье закрытой скважины при отсутствии циркуляции.  $P_{из.к}$  равно разнице между пластовым давлением и общим гидростатическим давлением столба флюидов в затрубном пространстве.

### 1.13. Градиент величин

Состояние ствола скважины и проходимых пород характеризуются множеством параметров: различными видами давлений, температурой, минерализацией, электросопротивлением и др. Численное значение этих параметров зависит от глубины скважины. Поэтому для наглядности срав-

нения характеристик и удобства проведения расчетов вводится понятие относительного параметра – градиента какой-либо величины. Все вышеназванные параметры определяются как отношение их численного значения к глубине скважины.

Физический смысл понятия градиента заключается в изменении интересующей нас величины за каждый метр проходки.

**Пример 1.** Замерена температура на различных глубинах скважины:

- 780 м – 12 °С;
- 990 м – 28 °С;
- 1735 м – 35 °С.

Градиенты температуры в интервалах 780–990 м и 990–1735 м.

Первый интервал:  $(28-12) : (990-780) = 0,076 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{м} = 7,6 \text{ } ^\circ\text{C}/100 \text{ м}$ .

Второй интервал:  $(35-28) : (1735-990) = 0,009 \text{ } ^\circ\text{C}/\text{м} = 0,9 \text{ } ^\circ\text{C}/100 \text{ м}$ .

**Пример 2.** Пластовое давление составляет на глубине:

- 550 м – 5,8 МПа;
- 1000 м – 11 МПа;
- 1350 м – 16 МПа.

Требуется определить градиент пластового давления в каждом интервале и найти давление пласта на глубине 1280 м.

Градиент пластового давления составляет:

1) в интервале 0–550 м:

$5800 : 550 = 10,55 \text{ КПа}/\text{м} = 0,0106 \text{ МПа}/\text{м} = 0,106 \text{ бар}/\text{м}$ ;

2) в интервале 550–1000 м:

$(11-5,8) : (1000-550) = 0,0116 \text{ МПа}/\text{м} = 0,116 \text{ бар}/\text{м}$ ;

3) в интервале 1000–1350 м:

$(16-11) : (1350-1000) = 0,0143 \text{ МПа}/\text{м} = 0,143 \text{ бар}/\text{м}$ .

Пластовое давление на глубине 1280 м:

$P_{1280} = 11 + (1280 - 1000) \cdot 0,0143 = 15 \text{ МПа}$ .

*Плотность (удельный вес) БР, градиент плотности, эквивалентная плотность раствора.* Плотность (удельный вес) БР определяется как масса (вес) единицы объема и вычисляется отношением общей массы (веса) какого-то объема раствора к этому объему.

Пожалуй, нигде не существует такой путаницы в определении значения физического параметра, как в определении плотности БР. В США и Канаде она измеряется в фунтах на галлон (PPG), в Иране и Омане – в фунтах на кубический фут (PCF), в Алжире – в килограммах на кубический дециметр, на месторождениях Северного моря – в килограммах на кубический метр. Российские буровики замеряют удельный вес в граммах на кубический сантиметр ( $\text{г}/\text{см}^3$ ), стремление перейти на единицу плотности системы СИ ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ) пока не дает результатов. Понятие градиента плотности БР как отношения существующей плотности к единице длины, как было сказано выше, введено для удобства сравнения различных давлений в одной и той же точке ствола скважины и выполнения некоторых расчетов.

Термин *эквивалентная плотность БР* вводится для учета дополнительных давлений, возникающих при циркуляции БР или при наличии устьевого давления. Виды дополнительных давлений: затрубное и трубное давления в закрытой скважине при полученном на забое притоке; давление гидродинамических сопротивлений в затрубье при циркуляции; давления при перемещении колонны буровых труб; давление на штуцере при глушении скважины и др.

Суммирование гидростатического давления с дополнительными давлениями сопоставимо с действием БР повышенной плотности. Эту плотность называем эквивалентной. Отнеся значение эквивалентной плотности раствора к интересующей нас глубине скважины, получим *эквивалентный градиент плотности на данной глубине*.

**Пример 1.** Плотность БР  $\rho = 1,21$  г/см<sup>3</sup>; глубина башмака технической колонны  $H = 1500$  м; избыточное давление на устье начала приемистости под башмаком  $P_{пр.} = 52$  атм.

Определить эквивалентную плотность,  $\rho_{эkv.}$ , при которой начинается поглощение под башмаком колонны.

При заданных единицах измерения, где  $\kappa = 0,1$ , расчет ведем по формуле

$$\rho_{эkv.} = \rho + P_{пр.} : (\kappa \cdot H) = 1,21 + 52 : (0,1 \cdot 1500) = 1,56 \text{ г/см}^3.$$

Этот расчет позволяет сделать вывод о необходимости спуска следующей технической колонны перед встречей горизонта с АВПД, если дальнейшее углубление скважины требует повышения плотности бурового раствора до значения, близкого к  $\rho_{эkv.}$

**Пример 2.** Плотность БР  $\rho = 1150$  кг/м<sup>3</sup>. При глубине скважины  $H = 2100$  м произошло проявление, скважину закрыли, замерили давление на стояке, оно оказалось равным  $P_{из.м.} = 2,5$  МПа.

Рассчитываем эквивалентную плотность:

$$\rho_{эkv.} = \rho + P_{из.м.} : (g \cdot H) = 1150 + 2,5 \cdot 10^6 : (9,8 \cdot 2100) = 1270 \text{ кг/м}^3.$$

Этим расчетом определяется плотность бурового раствора, давление столба которого уравнивает пластовое давление.

**Пример 3.** При промывке скважины на забое  $H = 3000$  м потери давления в затрубье составляют  $P_{з.с.} = 1600$  КПа, плотность бурового раствора  $\rho = 1350$  кг/м<sup>3</sup>. Какова эквивалентная плотность (удельный вес) промывочной жидкости?

$$\rho_{эkv.} = \rho + P_{з.с.} : (g \cdot H) = 1350 + 1600 \cdot 10^3 : (9,8 \cdot 3000) = 1400 \text{ кг/м}^3.$$

## 2. Газонефтеводопроявления

**Газонефтеводопроявление (ГНВП)** – это поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ при ее строительстве.

**Излив** бурового раствора или пластового флюида различной интенсивности (переливы, выбросы, фонтаны) происходит через устье скважины, по кольцевому пространству, колонне бурильных труб, межколонному пространству и за пределами устья скважины (грифоны).

**Переливы** – излив жидкости через устье скважины.

**Выбросы** – аperiodическое выбрасывание жидкости или газожидкостной смеси на значительную высоту за счет энергии расширяющегося газа.

**Грифон** – истечение газа, нефти, воды или их сочетания в результате миграции по трещинам и каналам из продуктивных горизонтов на поверхность земли, на некотором расстоянии от устья скважины.

Грифоны образуются вследствие движения вверх газа, нефти или воды из пластов с относительно высоким давлением по естественным трещинам в зоне тектонических нарушений, пересекаемых скважиной в процессе бурения или расположенных вблизи от ствола. Межколонные проявления и иногда грифоны образуются и при поступлении флюида из нижних высоконапорных пластов в верхние по заколонному пространству, неизолированному цементным раствором. Такие осложнения нередки при проводке и креплении скважин в многолетнемерзлых породах, так как БР с положительной температурой и выделяющееся при гидратации, схватывании и твердении цементного раствора тепло способствуют таянию льда, поэтому за обсадной колонной в горных породах образуются каналы, заполненные водой.

Другими причинами заколонных и межколонных проявлений могут быть: проникновение за колонну газа через неплотности в резьбовых соединениях обсадных труб; поступление флюидов из одних горизонтов в другие в процессе проводки скважины, особенно при перерывах в бурении, резких колебаниях давления при промывке, спуске и подъеме инструмента. Такие проявления могут возникнуть или усилиться при очень больших противодавлениях в скважине, избыточном утяжелении раствора, восстановлении циркуляции при обвалообразованиях, опрессовках, вызывающих разрыв, расслоение пластов в зонах трещинообразования и залегания непрочных, неустойчивых горных пород. *По причинам возникновения все случаи грифонообразования, а также межколонных проявлений связаны с некачественной изоляцией высоконапорных пластов, необоснованно выбранной глубиной спуска кондуктора и низким качеством его цементирования.*

Грифоны и межколонные проявления более опасны, и их ликвидация более трудоемка, чем проявления той же интенсивности через устье, так как воздействовать на них можно лишь косвенно, через бурящиеся или ранее пробуренные скважины. Кроме того, грифоны могут возникнуть вокруг других промышленных объектов и жилья.

**Открытый фонтан** – неуправляемое истечение пластового флюида через устье скважины, являющееся следствием нарушения нормального технологического процесса, вызванного прорывом пластовых флюидов на

поверхность по стволу скважины или по заколонному пространству, когда обслуживающему персоналу невозможно регулировать поток.

Последствия открытых фонтанов таковы:

- потеря бурового и другого оборудования;
- производственные материалы и трудовые затраты;
- загрязнение окружающей среды (разливы нефти или минерализованной воды, загазованность и др.);
- перетоки флюидов в пласте внутри скважины, вызывающие истощение месторождения и загрязнение вышележащих горизонтов.

Открытые фонтаны, в зависимости от степени сложности работ по их ликвидации и тяжести последствий для производства, можно условно подразделять на *сложные и простые*.

К *сложным* следует отнести фонтаны с дебитом нефти свыше 200 т/сут или газа – более 1 млн м<sup>3</sup>/сут при полностью разрушенном устье, что в ряде случаев вызывает необходимость бурения одной или целого ряда наклонно направленных аварийных скважин. К такому типу фонтанов относятся и те, которые выделяют сероводород или окись углерода, горящие фонтаны, а также фонтаны, сопровождающиеся грифоно- или кавернообразованием вокруг устья скважины.

К *простым* следует отнести открытые фонтаны, вызванные выходом из строя устьевого или противовыбросового оборудования. Для ликвидации простых фонтанов необходима лишь замена или дополнительная надстройка запорного оборудования, так как сохранена база (неповрежденная обсадная колонна, колонный фланец, спущенные в скважину бурильные или насосно-компрессорные трубы и т. д.). В практике есть случаи перехода простого фонтана в сложный.

Открытые фонтаны по характеристике выбрасываемого пластового флюида подразделяются на *нефтяные, газовые и водяные*. Часто и процессе открытого фонтанирования скважины выбрасывается смесь этих флюидов. В таких случаях фонтаны именуют по компонентам выбрасываемых смесей: водонефтяные, газоводяные и т. п.

В практике известны случаи, когда в процессе открытого фонтанирования скважины меняется состав выбрасываемых флюидов, например, газовой фонтан переходит в чисто газовый, нефтяной – в водяной или газовый и т. д. Однако в условиях пожара не всегда представляется возможным определить процентное содержание газа и нефти, поэтому удобнее разделить фонтаны по характеру горения и специфическим условиям их тушения.

К нефтяным относятся фонтаны, в которых нефть выбрасывается в таких количествах, что она не успевает сгорать в факеле и разливается вокруг устья скважины. Эти фонтаны отличаются от газовых темно-красным пламенем и выделением большого количества дыма.



К *газовым* относятся фонтаны, содержащие чистый газ с небольшими добавками конденсата. Горение их характеризуется отсутствием дыма или его выделением в небольших количествах.

Открытые фонтаны подразделяются на *компактные* и *распыленные, пульсирующие* и *непрерывные, с содержанием опасных (вредных) примесей или без них*.

Под ГНВП, как физическим явлением, понимается перенос пластовых флюидов из пород, слагающих разрез, в БР, заполняющий пространство скважины. Открытый фонтан – это последняя стадия развития ГНВП, когда пластовый флюид, поступающий из проявляющего пласта, полностью вытесняет БР из скважины и беспрепятственно изливается на дневную поверхность. Пластовые жидкости и газы могут поступать в скважину только из проницаемых пород, насыщенных соответствующим флюидом.

Основная причина ГНВП – превышение пластового давления над давлением в скважине. Правилами безопасности предусмотрено превышение гидростатического давления в скважине,  $\Delta P$ , над пластовым давлением,  $P_{пл}$ , в следующих пределах:

– для скважин глубиной до 1200 м  $\Delta P=(10–15 \%) P_{пл}$ , но не более 1,5 МПа;

– для скважин глубиной более 1200 м  $\Delta P=(4–7 \%) P_{пл}$ , но не более 3,5 МПа.

Давление в скважине может оказаться меньше пластового по следующим причинам:

1) ошибки в определении пластового давления и глубины залегания продуктивного горизонта на стадии проектирования;

2) снижение плотности бурового раствора из-за поступления флюида в скважину и при длительных остановках;

3) недолив скважины при подъеме инструмента;

4) эффект «поршневания» при подъеме инструмента;

5) поглощение бурового раствора, в том числе при высоких скоростях спуска инструмента;

6) неправильный расчет и установка жидкостных ванн.

Вместе с тем ГНВП могут возникнуть и в случае, если давление в скважине больше пластового. Это возможно в результате:

– выделения флюида из выбуренной и осыпавшейся породы;

– гравитационного замещения;

– капиллярных сил;

– диффузии и осмоса;

– контракции, фильтрации.

Эти процессы, без сомнения, происходят и в случае, если давление в скважине ниже пластового, но они имеют подчиненное значение и опасны только при длительных остановках в процессе бурения при загерметизированном устье скважины.

Как показывает статистика, количество фонтанов в зависимости от причин их возникновения распределяется следующим образом:

- недостаточная изученность геологии – 10 %;
- неправильная конструкция скважины, некачественное цементирование – 20 %;
- внезапное поглощение – 10 %;
- отсутствие или неисправность (ПВО) – 20 %;
- нарушение технологии вскрытия продуктивного пласта и освоения скважины – 40 %.

Особую опасность с точки зрения возникновения ГНВП представляют пласты с аномально высоким пластовым давлением. Нормальное пластовое давление равно гидростатическому давлению воды на данной глубине. Возникновение пластов с АВПД объясняется геологическими процессами, происходящими после формирования залежей углеводородов (денудация, подвижки в земной коре).

### **2.1. Механизмы поступления флюидов пласта в ствол скважины**

**Поступление флюида с выбуренной породой.** При механическом углублении скважины в зоне залегания флюидосодержащей породы в результате ее разрушения происходит освобождение флюида, содержащегося до этого в пористом пространстве породы. Выделившийся из породы флюид поступает в БР, смешивается с ним или растворяется в нем.

Для предотвращения возникновения условий снижения забойного давления из-за поступления в скважину газа с выбуренной породой в ПБ предписывается, что *«при бурении в продуктивном газовом пласте механическая скорость должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация бурового раствора»*.

**Гравитационное замещение** пластового флюида БР возможно только при определенных условиях залегания пластов и их специфической геологической структуре. Пласты-коллекторы должны иметь преимущественно трещиноватую структуру с высокой степенью раскрытости трещин (свыше 1–2 мм) и большими углами падения пластов (более 10–15°). Обычно такие условия залегания пластов бывают приурочены к зонам тектонических нарушений.

*При возникновении ГНВП с таким механизмом перемещения флюида следует уменьшать механическую скорость проходки (для ограничения скорости вскрытия новых трещин) и повышать структурные свойства БР (для ограничения глубины проникновения его в трещины).*

К процессам массообмена, которые могут служить причинами появления пластовых флюидов в стволе скважины, относятся *диффузия* и *осмос*.

**Диффузия** – это молекулярное проникновение одного вещества в другое при их непосредственном контакте.

При наличии разности концентраций любых веществ на границах сред происходит молекулярное проникновение этих веществ друг в друга и распространение зоны этого проникновения во времени. Процесс диффузии газа заключается в том, что он переходит из газового пласта в БР, в среду, где его концентрация меньше. Перемещение газа под действием разности концентраций называют диффузионным потоком газа. Диффузионный поток способствует выравниванию концентраций и после этого прекращается. Движущей силой диффузии является перепад парциальных давлений, т. е. различие в содержании газа в пласте и за его пределами. Со временем на некотором расстоянии от скважины в пласте накапливается проникший в пласт БР, который, создавая блокирующие зоны, препятствует прохождению газа к скважине.

Коэффициент диффузии зависит от свойств и состава диффундирующего вещества, свойств глинистой корки и БР, температуры, концентрации диффундирующего вещества, давления и т. п.

Если предположить, что парциальное давление в БР равно нулю, а в пласте – 10 МПа, в случае диффузии из этого пласта метана при температуре 60 °С через 1 м глинистой корки толщиной 1 мм (для скважины 245 мм без каверн) за одни сутки в скважину поступит 0,2 м<sup>3</sup> газа.

Процесс накопления флюида в скважине происходит весьма медленно и с течением времени имеет тенденцию к замедлению; процесс диффузии происходит непрерывно, так как выравнивание концентрации флюида в БР и в пласте практически невозможно (циркуляция БР, всплытие газа).

*Инструктивными материалами рекомендуется ограничивать длительность простоя скважины без промывки при разбуривании газоносных пластов с обязательным использованием дегазаторов.*

**Осмоз** – диффузия растворителя через полупроницаемую перегородку (мембрану), разделяющую два раствора разной концентрации и пропускающую только молекулы растворителя, но препятствующую прохождению частиц растворенного вещества. Сущность осмоса заключается в самопроизвольном переходе растворителя в раствор с большей концентрацией.

В большинстве БР растворителем является водная фаза, имеющая определенную минерализацию. При вскрытии продуктивного пласта, водная фаза которого имеет большую минерализацию, чем БР, происходит перемещение водной фазы (растворителя) из БР в пласт (в раствор с большей концентрацией солей) через полупроницаемую перегородку, роль которой в данном случае играет глинистая корка, образовавшаяся на стенках скважины.

Процесс осмоса носит разовый характер и прекращается при выравнивании концентраций водного раствора (по минерализации) в пласте и БР. Осмотическое увлажнение (или осушение) пород в пристволенной зоне

скважины может быть причиной возникновения других осложнений, таких как осыпи и обвалы стенок скважины (особенно при разбурировании хемогенных пород) и кавернообразования. Эти осложнения могут в дальнейшем способствовать или явиться причиной возникновения ГНВП. Это, например, могут быть:

- сужения сечения ствола скважины (рост гидродинамического давления– поглощение– ГНВП);
- сальникообразование (свабирование и поршневание при спуско-подъемных операциях);
- поступление пластовых флюидов с осыпавшейся или обвалившейся породой;
- повышение плотности бурового раствора из-за увеличения твердой фазы в БР (поглощение - ГНВП).

*Для предотвращения осмотических перетоков следует регулировать минерализацию БР, причем важно сбалансировать не только концентрацию солей, но и их соответствие в БР.*

**Поступление флюидов из пласта в ствол скважины в результате действия капиллярных сил.** При соприкосновении двух несмешивающихся жидкостей в узком канале – капилляре, возникает искривление границы их раздела – менисков. У жидкости, хорошо смачивающей стенки канала, мениск вогнутый, у плохо смачивающей – выпуклый. При этом на границе раздела жидкостей (фаз) возникает капиллярное давление, направленное в сторону жидкости, имеющей худшую смачивающую способность. Это давление бывает настолько существенным, что может служить движущей силой, продвигающей жидкость, обладающую более высокой смачивающей способностью, по капилляру, вытесняя жидкость, обладающую меньшей смачивающей способностью.

При вскрытом продуктивном пласте, содержащем газ или нефть, неизбежно происходит контакт между фильтратом БР и углеводородным флюидом (несмешивающиеся жидкости) в гидравлических каналах пласта (капиллярах). По отношению к большинству пород-коллекторов вода имеет большую смачивающую способность по сравнению с нефтью или газом, иначе в большинстве своем породы гидрофильны. В таком случае капиллярные силы направлены в сторону расположения углеводородных флюидов, т. е. в глубь пласта, и способствуют продвижению фильтрата БР в ту же сторону, оттесняя флюид.

Продуктивные пласты имеют гидравлически связанную систему капиллярных каналов, имеющих различные размеры (диаметры). В каналах меньшего диаметра (до 1 мкм) величина капиллярного давления более высокая и может достигнуть 0,10–0,12 МПа. В более крупных каналах (диаметром 10–12 мкм) давление не будет превышать 0,01–0,02 МПа. Таким образом, между каналами различного диаметра в пласте-коллекторе возникают перепады давления, под действием которых фильтрат БР

проникает в пласт по каналам малого диаметра, а пластовый флюид перемещается в каналы более крупные, откуда поступает в ствол скважины. Возникает противоток фильтрата БР и пластового флюида, из скважины в пласт – фильтрат, из пласта в ствол скважины – углеводородный флюид.

В буровой практике этот процесс носит название капиллярной пропитки. Процесс происходит до тех пор, пока фильтрат не заполнит пространство вокруг скважины, вытеснив флюид и заблокировав остальную часть порового пространства пласта. При бурении и циркуляции поступивший в скважину флюид выносится на поверхность БР и, как правило, не приводит к осложнениям процесса бурения. Однако при длительных простоях эффект от капиллярного замещения пластового флюида может оказать существенное влияние на изменение плотности БР и его газонефте содержания. Скорость капиллярной пропитки в значительной степени зависит от гидрофобности глинистой корки.

*Противодействовать капиллярной пропитке продуктивных пластов можно снижая водоотдачу бурового раствора или используя буровые растворы, у которых смачивающая способность пород, содержащих нефть или газ, невелика.*

***Поступление флюидов в ствол скважины вследствие действия контракционных эффектов, происходящих в буровом и цементном растворах.*** Контракция – это уменьшение суммарного объема системы «твердое вещество/жидкость» (гетерогенная система) при смешивании входящих в нее веществ. Явление контракции в водной среде присуще многим телам, в том числе глинам и частицам цемента.

При взаимодействии воды с глинистыми частицами происходит увеличение объема последних (процесс набухания, «распускание» глины). Вода в результате такого взаимодействия переходит из свободного в связанное состояние, при этом плотность ее увеличивается до 1300–2400 кг/м<sup>3</sup>, а объем, следовательно, уменьшается.

Оказывается, что приращение объема глины меньше, чем объем всасываемой жидкости. В результате суммарное изменение объема гетерогенной системы «вода–глина» приводит к уменьшению общего объема смеси по сравнению с исходными объемами глины и воды, т. е. налицо эффект контракции. В практике применяют термин усадка глинистого раствора.

Само по себе явление контракции БР не может стать причиной ГНВП. Уменьшение объема раствора компенсируется некоторым падением уровня в скважине без заметного снижения давления на стенки скважины.

Однако, если структурно-механические свойства БР высокие, то при остановке циркуляции в результате структурообразования силы сцепления БР со стенками скважины могут оказаться столь большими, что это приведет к образованию как бы пустот по длине столба бурового раствора в стволе скважины в сочетании с контракционным эффектом («зависание» БР). Часть объема БР уменьшается в результате контракции, а

вышележащий БР не опускается вниз из-за образования структуры и больших сил сцепления со стенками скважины. Такая ситуация создает условия для поступления флюида из пласта под действием локального снижения гидростатического давления БР.

Эффект контракции характерен при распускании не только глинопорошка, составляющего основу БР, но он возникает при попадании в раствор глинистой породы (шлам) и при контакте БР с вновь образовавшейся глинистой коркой. Эффект контракции присущ также цементным растворам и может играть большую отрицательную роль при формировании непроницаемого цементного камня. Образовавшиеся в результате «усадки» трещины и каналы впоследствии могут стать причиной ГНВП и межпластовых перетоков.

Процесс контракции может продолжаться даже без поступления в БР новых порций глинистой составляющей длительный период. Профилактические меры по предупреждению возникновения поступления флюида из пласта в ствол скважины заключаются в следующем:

- контроль качества приготовления БР для обеспечения максимальной гидратации глины (ропуск глины);
- контроль и регулирование структурно-механических свойств БР (СНС);
- качественная очистка БР от выбуренной породы, особенно при бурении глинистых отложений;
- регулирование процесса коркообразования на стенках скважины;
- сокращение простоев скважины без циркуляции БР.

***Поступление флюида из пласта вследствие седиментации бурового раствора.*** БР как совокупность различных по агрегатному состоянию веществ (твердых и жидких) является так называемой дисперсной системой. Она представляет собой такую систему, где одно вещество (в данном случае твердые частицы глины, утяжелителя, шлама) раздроблено (диспергировано) и распределено в другом веществе (водный раствор химических реагентов). Седиментация бурового раствора – это процесс оседания твердых частиц, диспергированных в нем, под воздействием гравитационного поля (силы тяжести).

В результате седиментации происходит расслоение БР с образованием осадка и обедненной или даже чистой дисперсионной среды (водной фазы БР). Причем расслоение раствора имеет локальную структуру. Места накопления осадка образуются в интервалах изменения сечения ствола (сужения ствола, выступы бурильной колонны, каверны и т. п.), на забое скважины, а также в зонах расположения проницаемых пластов. Очевидно, чем выше места выпадения осадка, тем ниже плотность БР, что, в свою очередь, ведет к уменьшению гидростатического давления. Таким образом, в скважине формируются локальные участки пониженного давления, в которых могут сложиться условия перемещения пластового флюида из флюидосодержащего пласта. Для того чтобы твердые частицы,

присутствующие в БР, не выпадали в осадок, он должен обладать структурно-механическими свойствами, которые удерживают твердые частицы во взвешенном состоянии. Процесс седиментации обуславливается следующими факторами:

- низкое значение структурно-механических свойств БР (особенно  $CHC_{10}$ );

- низкое качество утяжелителя по фракционному составу;

- недостаточная очистка БР от выбуренной породы.

Соответственно к технологическим мероприятиям, направленным на предотвращение седиментации БР, относятся:

1. Контроль параметров БР.

2. Контроль за качеством утяжелителя и химических реагентов.

3. Обеспечение достаточной для выноса выбуренной породы промывки скважины.

4. Сокращение простоев скважины без циркуляции БР или без предварительной очистки ствола скважины от выбуренной породы.

## **2.2. Свойства пластовых флюидов, обуславливающие характер развития ГНВП и степень фонтаноопасности**

Основными свойствами пластовых флюидов, которые определяют характер развития ГНВП и степень фонтаноопасности, являются:

- тип флюида;

- агрегатное состояние;

- плотность;

- вязкость;

- растворимость;

- наличие примесей;

- токсичность (предельно допустимые концентрации (ПДК), при которых допускается нахождение в рабочей зоне);

- пожаро- и взрывоопасность (концентрация, при которой происходит воспламенение).

**Тип флюида.** Флюиды, залежи которых могут быть вскрыты в процессе строительства скважин или разрабатываться с использованием эксплуатационных скважин, подразделяются на следующие типы: природные газы; газоконденсаты, нефтегазоконденсаты; нефть; газированные пластовые воды, минерализованные пластовые воды. Пластовые флюиды могут встречаться как в чистом виде, так и в комбинированном, смешанном в различных пропорциях

Тем не менее по совокупности характерных признаков и физико-химических свойств пластовые флюиды, которые представляют угрозу с позиций возникновения и развития проявлений, по степени убывания фонтаноопасности располагаются следующим образом:

- природные газы (метан, бутан, пропан,  $N_2$ ,  $CO_2$ ,  $H_2S$ , He);
- газоконденсаты;

- нефтегазоконденсаты;
- нефть;
- газированные пластовые воды;
- минерализованные воды и рапа.

**Агрегатное состояние.** Флюиды в пластовых условиях могут находиться в двух агрегатных состояниях: газообразном (природные газы и газоконденсаты) и жидком (нефтегазоконденсаты, нефть, нефтегазоконденсаты, минерализованные воды и рапа).

**Газ** – это агрегатное состояние вещества, при котором ионы, молекулы, атомы имеют кинетическую энергию теплового движения намного большую, чем потенциальная энергия их взаимодействия, в результате чего они занимают равномерно все предоставленное им пространство.

**Жидкость** – это агрегатное состояние вещества, при котором тела имеют объем, но не имеют упругости формы, т. е. отсутствует модуль сдвига, являясь переходным между газом и твердым телом.

Различия, обусловленные агрегатным состоянием, определяют различную фонтаноопасность газов и жидкостей и отличительные особенности при их проявлении и фонтанировании. Фонтаноопасность газов более высока по следующим причинам:

- в газовых залежах, как правило, более высокие пластовые давления;
- более стремительное развитие газопроявления (по сравнению с проявлением жидких флюидов) во времени;
- наличие миграции газа по стволу скважины после ее герметизации, что приводит к дальнейшему росту давления во всех сечениях скважины;
- низкий порог возгораемости;
- взрывоопасность;
- токсичность;
- летучесть (способность газов легко перемещаться в атмосфере);
- повышенная растворимость в воде;
- высокий дебит.

В связи с более высокой фонтаноопасностью газов по сравнению с жидкостями к ним предъявляются повышенные требования по обеспечению фонтанной безопасности при вскрытии газонапорных горизонтов.

**Плотность.** С позиций фонтаноопасности и развития проявлений плотность пластовых флюидов следует рассматривать в нескольких аспектах.

Во-первых, плотность флюида играет важную роль при фильтрации пластового флюида к скважине. В этом случае, согласно закону Дарси, чем выше плотность флюида, тем меньше скорость фильтрации, а следовательно, меньше скорость притока флюида к скважине, что позволяет говорить



об уменьшении фонтаноопасности. Особенно это актуально для нефтяных залежей.

Во-вторых, плотность пластового флюида определяет скорость миграции (всплытия) флюида в скважине, что во многом определяет характер развития проявления в открытый фонтан. Если при поступлении в скважину жидких флюидов (высокая плотность) миграция практически не происходит, то при проявлениях газа она является весьма существенным фактором, заставляющим незамедлительно предпринимать технологические мероприятия по ликвидации проявления (например, вымыв газированного бурового раствора) во избежание возникновения открытого фонтана. Такой исход может быть из-за того, что рост давления в скважине в результате миграции газа может вывести из строя противовыбросовое оборудование, разрушив устье скважины.

В-третьих, плотность флюида (или его паров) играет существенную роль при оценке фонтаноопасности с позиций воздействия на окружающую среду при возможном попадании пластового флюида на поверхность в результате открытого фонтанирования скважины. В основном это касается газообразных или легкоиспаряющихся жидкостей (например, метанол). Флюиды с меньшей плотностью более легко распространяются в атмосфере и поражают большие площади земной поверхности, поэтому их фонтаноопасность выше.

В расчетах по ликвидации ГНВП принято считать нефтегазоконденсаты жидкообразными с плотностью  $700\text{--}800\text{ кг/м}^3$ , плотность жидкой части газоконденсатов принимается аналогичной.

**Вязкость** – это физическая характеристика, от величины которой зависит фильтрация пластового флюида к скважине: чем выше вязкость флюида, тем меньше скорость фильтрации, а следовательно, меньше скорость притока флюида к скважине, что позволяет говорить об уменьшении фонтаноопасности. Особенно это актуально для нефтяных залежей.

**Растворимость.** Наиболее существенными свойствами пластовых флюидов (особенно газов) являются их растворимость в жидких флюидах или буровом растворе в пластовых условиях и в воде на земной поверхности.

Способность растворяться в жидких флюидах или в БР имеет важное значение для характеристики газообразных пластовых флюидов (особенно токсичных), потому что это позволяет оценить их возможность появления на земной поверхности вместе с жидким флюидом (ГНВП или открытый фонтан) или с БР (при циркуляции). В таком случае возникает опасность их выделения из жидкого флюида или БР в результате падения давления (от пластового до атмосферного).

Если при бурении существует возможность контакта пластового флюида или БР с флюидами, имеющими в них хорошую растворимость, то фонтаноопасность скважины считается высокой.

Для характеристики количества растворенного газа в нефти вводится понятие *газового фактора*, которым называют объемное количество газа в  $\text{м}^3$  (при нормальных условиях), получаемое при сепарации нефти, приходящееся на  $1 \text{ м}^3$  (или 1 т) дегазированной нефти.

Принято считать, что при газовом факторе свыше  $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$  нефть характеризуется высоким содержанием газа. На практике газосодержание достигает  $300\text{--}500 \text{ м}^3/\text{м}^3$  и более. Газосодержание  $100\text{--}200 \text{ м}^3/\text{м}^3$  – обычное для большинства нефтей.

**Наличие примесей.** Фонтаноопасны примеси токсичных ядовитых веществ. Природный газ имеет в своем составе, в основном, газообразные примеси: сероводород, углекислый газ, азот, гелий и др., концентрация которых зависит от месторождения. Наиболее опасной примесью считается сероводород: его содержание в газе свыше 6 % (по объему) считается высокой и требует особых мер.

Газоконденсат – это смесь жидких углеводородов ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$  + высшие) и газов, в которых доля конденсата колеблется от 5–10 до 500–1000  $\text{г}/\text{м}^3$ , а основным содержанием газовой составляющей являются: метан (70–95 %),  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$  (до 7 %),  $\text{H}_2\text{S}$  (до 30 %).

*Конденсатом* называют жидкую углеводородную фазу, выделяющуюся из газа при снижении давления. В пластовых условиях конденсат обычно весь растворен в газе. Различают конденсат *сырой* и *стабильный*.

Сырой конденсат представляет собой жидкость, которая выпадает из газа непосредственно в промысловых сепараторах при давлении и температуре сепарации. Он состоит при стандартных условиях из жидких углеводородов. Важной характеристикой газоконденсатных залежей является конденсатно-газовый фактор, показывающий содержание сырого конденсата ( $\text{см}^3$ ) в  $1 \text{ м}^3$  отсепарированного газа.

На практике используется также характеристика, называемая *газоконденсатным фактором*, – это количество газа ( $\text{м}^3$ ), из которого добывается  $1 \text{ м}^3$  конденсата. Значение газоконденсатного фактора колеблется для месторождений от 1500 до 25 000  $\text{м}^3/\text{м}^3$ .

Нефть – горючая маслянистая жидкость, представляющая собой сложное природное образование углеводородов (метановые, нафтеновые и ароматические) и не углеводородных компонентов (кислородные, сернистые и азотистые соединения).

**Токсичность** пластового флюида определяет степень его вредного воздействия на человека и окружающую среду. К токсичным и ядовитым веществам относятся: метан ( $\text{CH}_4$ ), сероводород ( $\text{H}_2\text{S}$ ), сернистый ангидрит ( $\text{SO}_2$ ), метанол ( $\text{CH}_3\text{OH}$ ).

При нефте- и газопроявлениях большую опасность представляют самовозгорание, образование взрывоопасной смеси с воздухом, отравления. Особенно опасно проявление сероводорода, поскольку при очень небольших его концентрациях ( $0,001 \text{ мг}/\text{дм}^3$ ) уже нельзя работать без специальной защиты. К тому же сероводород вызывает за короткое время специфиче-

скую коррозию оборудования и бурильного инструмента, обуславливающую наводороживание, охрупчивание, обрыв труб, разрыв обсадных колонн и т. д.

### 2.3. Основные свойства газов

**Расширение.** Уравнение состояния идеального газа, устанавливающее зависимость между давлением, молярным объемом и абсолютной температурой идеального газа, имеет вид

$$p \cdot V_M = R \cdot T,$$

где  $p$  – давление;

$$V_M \text{ – молярный объем; } V_M = \frac{V}{\nu}$$

$R$  – универсальная газовая постоянная;

$T$  – абсолютная температура, К.

$$\nu \text{ – количество вещества, } \nu = \frac{m}{M},$$

$m$  – масса;

$M$  – молярная масса.

Тогда уравнение состояния можно записать как уравнение (закон) Менделеева-Клапейрона:

$$p \cdot V = \frac{m}{M} R \cdot T.$$

В случае постоянной массы газа уравнение можно записать в виде

$$\frac{p \cdot V}{T} = \nu \cdot R, \quad \frac{p \cdot V}{T} = \text{const.}$$

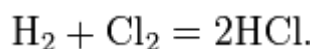
Последнее уравнение называют объединенным газовым законом, из которого получают следующие законы:

$$T = \text{const} \Rightarrow P \cdot V = \text{const} \text{ (закон Бойля-Мариотта);}$$

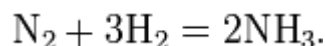
$$p = \text{const} \Rightarrow \frac{V}{T} = \text{const} \text{ (закон Гей-Люссака);}$$

$$V = \text{const} \Rightarrow \frac{P}{T} = \text{const} \text{ (закон Шарля).}$$

С точки зрения химика, этот закон может звучать несколько иначе: объемы вступающих в реакцию газов при одинаковых условиях (температуре, давлении) относятся друг к другу и к объемам образующихся газообразных соединений как простые целые числа. Например, один объем водорода соединяется с одним объемом хлора, при этом образуются два объема хлороводорода:



Один объем азота соединяется с тремя объемами водорода с образованием двух объемов аммиака:



Эмиль Амага обнаружил, что при высоких давлениях поведение газов отклоняется от закона Бойля-Мариотта, это обстоятельство может быть прояснено на основании молекулярных представлений.

С одной стороны, в сильно сжатых газах размеры самих молекул являются сравнимыми с расстояниями между молекулами. Таким образом, свободное пространство, в котором движутся молекулы, меньше, чем полный объем газа. Это обстоятельство увеличивает число ударов молекул в стенку, сокращая расстояние, которое должна пролететь молекула, чтобы достигнуть стенки.

С другой стороны, в сильно сжатом и, следовательно, более плотном газе молекулы заметно притягиваются к другим молекулам гораздо большую часть времени, чем молекулы в разреженном газе. Это, наоборот, уменьшает число ударов молекул в стенку, так как при наличии притяжения к другим молекулам молекулы газа движутся по направлению к стенке с меньшей скоростью, чем при отсутствии притяжения. При не слишком больших давлениях более существенным является второе обстоятельство, и произведение давления на объем немного уменьшается. При очень высоких давлениях большую роль играет первое обстоятельство, и произведение давления на объем увеличивается.

Для неглубоких скважин с низким температурным градиентом (ниже 3–4 °С на 100 м) применяется закон Бойля-Мариотта: произведение давления, под которым находится газ, на его объем есть величина постоянная. При изменении давления на газовую пачку в скважине ее объем пропорционально изменяется: во сколько раз уменьшится давление, во столько же раз увеличится объем газа.

**Растворимость.** Углеводородные газы хорошо растворяются в нефти и в буровых растворах на нефтяной основе. Газовый фактор может составлять сотни кубических метров на тонну нефти.

В воде и глинистом растворе нефтяные газы растворяются слабо. Так, при давлении 100 кг/см<sup>2</sup> и  $T = 60$  °С в 1 м<sup>3</sup> воды растворяется 1 м<sup>3</sup> метана, а при  $T = 100$  °С – 1,9 м<sup>3</sup>. Растворимость нефтяных газов в нефти может составлять сотни кубометров в зависимости от давления. Плотность раствора при этом практически не меняется.

Существует показатель давления насыщения,  $P_{нас}$ , для растворенных газов в нефти – свой для каждого месторождения. *Давление насыщения* – это давление, при котором начинается выделение газа, растворенного в нефти. Опасность представляет поступившая в скважину нефть с большим газовым фактором и с давлением насыщения, значительно меньшим пластового давления.

При снижении давления на пачку нефти до давления насыщения начинается выделение газа. На площадях, где в нефтяных пластах высокий газовый фактор и  $P_{пл} > P_{нас}$ , при подходе нефти к устью происходит резкое выделение газа. Если не заметить притока нефти на забое, при подходе к устью пачки, получается интенсивный выброс бурового раствора.

**Скорость подъема газа (всплытие).** В основном скорость подъема зависит от диаметра пузыря газа, поступившего в скважину, а также от того, в каком виде он всплывает. Это сложные процессы, зависящие от многих параметров. Например, диаметр пузыря газа будет больше:

- при большем размере пор пласта
- большей вязкости промывочной жидкости;
- большей депрессии на пласт.

Скорость всплытия газа зависит от режима всплытия. Так, для пузырькового режима скорость всплытия колеблется от 300 до 350 м/ч, а для снарядного – от 600 до 900 м/ч. Скорость подъема газа при промывке можно ориентировочно найти по формуле

$$V_{\text{зд}} = 1,2 V_{\text{жс}} + V_{\text{рсм}},$$

где  $V_{\text{жс}}$  – скорость движения жидкости, м/ч;

$V_{\text{рсм}}$  – скорость всплытия газа в статике, м/ч.

Примерную скорость подъема можно определять по формуле

$$V = \frac{\Delta P}{t \gamma} 10,$$

где  $\Delta P$  – изменение давления на устье скважины за время  $t$ , ч;

$\gamma$  – плотность промывочной жидкости в скважине.

Для рассмотрения процессов в скважине при ГНВП и применения расчетов для его ликвидации всегда допускается наихудший вариант: газ поступает в скважину в виде пузырьков газа, которые при всплытии пропорционально расширяются, не растворяясь в жидкости. В дальнейшем пузырьки постепенно соединяются между собой и уже к устью подходят единой пачкой газа. Скорость подъема газа в скважине без промывки принимается постоянной.

Газ в вязких растворах может подняться быстрее, чем в воде. Газ, особенно в случае проявления в горизонтальный участок скважины, может не всплыть и поступить на устье только при промывке.

При движении по скважине вверх по мере снижения давления из раствора выделяется свободный газ, а на глубине порядка 100 м большая часть газа переходит в газообразное состояние и движется вверх в виде пузырьков. Газовый конденсат переходит в газообразное состояние на глубине около 100–300 м. При поступлении в скважину нефти с растворенным газом происходит аналогичная картина. Однако следует отметить, что растворимость газа в нефти значительно выше, чем в воде, а тем более в буровом растворе. Как показывают расчеты, при пузырьковом движении газа давление в скважине снижается незначительно, и такой режим движения газа реальной опасности с точки зрения ГНВП не представляет. Более того, имеется значительный опыт бурения скважин с газифицирующим раствором (бурение скважин на депрессии), что существенно повышает технико-экономические показатели.

При снарядном и кольцевом режимах всплытия газа и открытом устье по мере движения вверх давление газа снижается, а объем увеличивается.

Это приводит к снижению гидростатического давления в скважине, и в некоторый момент оно может стать ниже пластового, следствием чего может быть фонтанирование.

В случае если устье скважины закрыто и происходит всплытие газа, то его объем практически не меняется и, согласно закону Бойля-Мариотта, давление сохраняется неизменным. Следовательно, давление на устье может стать равным пластовому, что может привести к разрушению ПВО или обсадной колонны. По этой причине нельзя держать скважину закрытой длительное время. 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.

#### **2.4. Факторы, обуславливающие возникновение и развитие газонефтеводопроявлений**

Под физическими условиями возникновения ГНВП и открытых фонтанов понимается наличие в скважине геологических или технологических факторов, которые потенциально могут вызвать непредусмотренное технологией работ и неуправляемое поступление пластового флюида в ствол скважины.

**Геологические факторы.** Основными геолого-физическими характеристиками пластов, которые определяют возможность и интенсивность поступления содержащихся в них флюидов в ствол скважины (ГНВП) и на земную поверхность (открытый фонтан), являются:

- пластовое давление;
- пористость;
- проницаемость;
- упругоемкость (сжимаемость);
- фильтрационные постоянные (коэффициенты проницаемости и пьезопроводности);
- температура.

**Пластовое давление** – это важнейший с позиций фонтаноопасности параметр, характеризующий гидравлически связанные пласты-коллекторы и являющийся движущей силой проявления или открытого фонтана. По своей физической сущности пластовое давление – это давление, оказываемое пластовыми флюидами на вмещающие их гидравлически связанные породы.

Пластовое давление увеличивается по мере увеличения глубины расположения пласта по разрезу скважины.

Очевидно, что пласты-коллекторы, у которых наблюдается АВПД, более фонтаноопасны по сравнению с остальными, хотя при определенных условиях проявление может произойти и из пластов с нормальным пластовым давлением и АНПД (например, при падении статического уровня БР в скважине).

Поровое давление представляет большой интерес с позиций возникновения и развития осыпей и обвалов. С точки зрения фонтаноопасности поровое давление может служить индикатором ее увеличения при подходе к зонам залегания пластов-коллекторов. Обычно для зон АВПД в вышележащих покрышках наблюдается АВПОД (аномальное поровое давление) – «ореол внедрения» (ореол вторжения). При этом прочность и твердость нижней части пород-покрышек, в которую проникли легкие фракции углеводородов под аномально высоким пластовым давлением (эту часть обычно и называют ореолом вторжения), значительно ниже, а пористость выше, нежели в верхней части тех же покрышек. *Поэтому при разбуривании нижней части пород-покрышек (т. е. при подходе к зоне АВПД) наблюдается самопроизвольный рост механической скорости бурения, что служит косвенным признаком предшествующего входа в зону АВПД, а следовательно, возможного проявления.*

Способность пластов поглощать промывочные жидкости под действием внешнего давления (столба бурового раствора и устьевого давления) оценивается *давлением начала поглощения и гидроразрыва пород* (Leak of test (LOT) – опрессовка открытого ствола, по терминологии АНИ).

*Пористость* выделяют *полную*, которую часто называют общей или абсолютной, *открытую*, *эффективную* и *динамическую*.

*Полная пористость* включает все поры горной породы как изолированные (замкнутые), так и открытые, сообщающиеся друг с другом. *Открытая пористость* образуется сообщающимися порами. *Эффективная пористость* учитывает часть объема связанных между собой пор, насыщенных нефтью. *Динамическая* же учитывает тот объем нефти, который будет перемещаться в процессе разработки залежи. Наиболее однозначно и с достаточно высокой точностью определяется объем связанных между собой пор, поэтому в практике обычно используется открытая пористость.

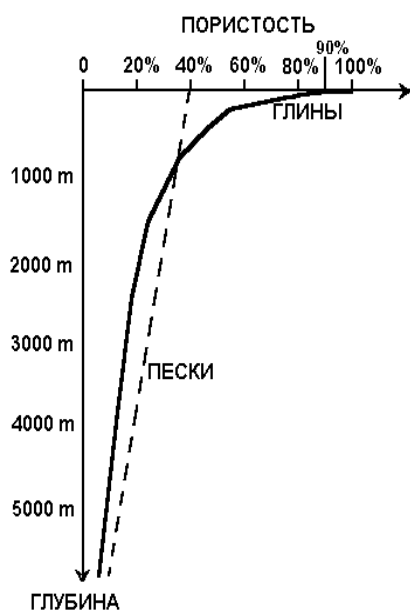
Структуру порового пространства принято характеризовать: абсолютной пористостью – отношением суммарного объема пор к видимому образу пор; открытой пористостью – отношением суммарного объема пор, сообщающихся друг с другом, к видимому объему пор.

Промышленные запасы углеводородов обычно располагаются в пластах-коллекторах, сложенных в основном осадочными породами, залегающих на глубинах от нескольких десятков метров до нескольких километров от земной поверхности. Пласты-коллекторы, в которых имеются скопления нефти (газа), называют *залежами нефти (газа)*.

Нефтегазоносные пласты представляют собой слои или массивы с пористой, поровотрещинной или трещиноватой породой-коллектором. Как правило, они литологически представлены песчаниками и алевролитами (около 70 %), известняками и доломитами (в массивах). С физической точки зрения пласты-коллекторы – это пористая среда, заполненная жидкостью или газом, находящимся под давлением. Пористыми средами или материалами называют твердые тела, имеющие в большом количестве пустоты, характерные размеры которых малы по сравнению с размером тела.

Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (поры, каверны, трещины и т. п.), не заполненных твердым веществом. *Пористость определяет способность породы вмещать различные флюиды (нефть, газ и воду).*

Характер изменения пористости пород в зависимости от глубины приведен на рис. 2.1. Абсолютная пористость есть отношение объема пор образца породы к видимому объему этого образца, выраженное в процентах. При оценке фонтаноопасности при бурении обычно принимают во внимание значение общей пористости.



**Рис. 2.1.** Изменение пористости пород в зависимости от глубины

магматических пород – от 0,05 до 1,25 %. Большие пределы изменения пористости одних и тех же пород обусловлены влиянием на эту величину многих факторов: взаимного расположения зерен, их размеров и формы, состава и типа цементирующего материала и др.

**Проницаемость.** При эксплуатации, равно как при возникновении ГНВП или открытого фонтана, происходит перемещение флюидов из пласта в скважину и непосредственно по пласту. Движение жидкостей в пористой среде называют фильтрацией. Параметром, определяющим последнюю, является проницаемость. Проницаемость – важнейший параметр, ха-

При эксплуатации потенциальные возможности фонтанирования флюида обусловлены эффективной пористостью.

В нормальных условиях пористость отложений уменьшается вместе с глубиной, а их плотность повышается. В случае глинистых пород пористость уменьшается по экспоненте. Для других типов отложений она уменьшается почти линейно.

Величина коэффициента полной пористости у различных пород колеблется в весьма широких пределах. Так, у песков величина коэффициента пористости составляет от 6 до 52 %, известняков и доломитов – от 0,65 до 33 %, у песчаников – от 13 до 29 %, а у



рактически характеризующий проводимость коллектора, т.е. способность пород пласта пропускать сквозь себя жидкость и газы при определенном перепаде давления. Для количественной оценки проницаемости обычно используют закон Дарси:

$$K = \frac{\eta \cdot l \cdot Q}{(P_1 - P_2) \cdot F},$$

где  $\eta$  – динамическая вязкость жидкости;  
 $l$  – длина образца;  
 $Q$  – объемный расход при фильтрации;  
 $P_1, P_2$  – давление перед и после образца;  
 $F$  – площадь фильтрации.

Большая часть нефтеносных и газоносных пластов имеет проницаемость от 0,1 до 2,0 Д.

В продуктивных пластах всегда содержится две или три фазы. Проницаемость для любой из фаз при фильтрации двух- или трехфазной жидкости меньше ее абсолютной проницаемости.

Абсолютная проницаемость по газу вычисляется по формуле

$$k = \frac{2Q_0 p_0 \eta_g l}{(p_1^2 - p_2^2) F},$$

где  $Q_0$  – объемный расход газа при атмосферном давлении;  
 $p_0$  – атмосферное давление;  
 $\eta_g$  – вязкость газа при нормальных условиях.

Размерность проницаемости в Международной системе единиц:

$$[k] = \frac{\frac{m^3}{с} \frac{Н \cdot с}{m}}{\frac{Н}{m^2} m^2} = m^2.$$



**Рис. 2.2. Проницаемость, водонасыщенность**

За единицу проницаемости в  $1 \text{ м}^2$  принимают проницаемость такой пористой среды, через образец которой длиной 1 м и площадью поперечного сечения  $1 \text{ м}^2$  при перепаде давлений 1 Па ежесекундно профильтровывается  $1 \text{ м}^3$  жидкости с вязкостью 1 Па·с.

Под фазовой проницаемостью понимают проницаемость для данной жидкости при наличии в порах многофазной системы.

Фазовая и относительная проницаемость для различных фаз зависят от воды, нефте- и газонасыщенности порового пространства. Так, например, если часть пор занята водой, то проницаемость для нефти или газа будет уменьшаться с увеличением содержания воды. При содержании воды меньше 20 % она физически удерживается в тонких и тупиковых порах. Так как часть объема пор занята неподвижной водой, то фильтрация нефти воз-

можно лишь в свободной от воды части сечения поровых каналов; поэтому относительная проницаемость для нефти при такой водонасыщенности не превышает 80 %, а для воды практически равна нулю. При водонасыщенности 80 % проницаемость для нефти падает практически до нуля. Это означает, что нефть, содержащаяся в порах такой породы, прочно удерживается капиллярными силами (рис. 2.2).

*При насыщении породы одновременно разными жидкостями и газами ее проницаемость будет зависеть от свойств жидкостей и их содержания.* Так, в случае разной вязкости жидкостей большей подвижностью будет обладать менее вязкая жидкость, а при равной вязкости, но разном их соотношении более подвижным окажется преобладающий компонент. Фазовая проницаемость изменяется в зависимости от характера фазы, температуры и давления и выражается в относительных единицах.

Почти все осадочные породы, например, пески песчаники, конгломераты, известняки, доломиты, в большей или меньшей степени проницаемы.

**Таблица 2.1**

**Коэффициенты пористости некоторых осадочных пород**

<b>Наименование породы</b>	<b>Пористость, %</b>
Глинистые сланцы	0,54–1,4
Глины	6,0–50,0
Пески	6,0–52
Песчаники	3,5–29,0
Известняки	до 33
Доломиты	до 39
Известняки и доломиты как покрышки	0,65–2,5

В нефтепромысловой геологии принята следующая классификация пород по коэффициентам проницаемости (табл. 2.1).

*Хорошо проницаемыми* породами являются: песок, песчаники, доломиты, доломитизированные известняки, алевролиты, а также глины, имеющие массивную пакетную упаковку.

К *плохо проницаемым* относятся глины с упорядоченной пакетной упаковкой, глинистые сланцы, мергели, песчаники с обильной глинистой цементацией.

Пористость и проницаемость совокупно характеризуют породы-коллекторы с позиций потенциальной газонефтеотдачи, тем самым являясь одной из характеристик фонтаноопасности. Однако функциональной зависимости между ними не существует. Одни породы (например, некоторые глины) могут иметь большую пористость, но малую проницаемость, другие (например, известняки), наоборот, при малой пористости характеризуются высокой проницаемостью.

*Упругость (сжимаемость).* Породы в условиях залегания в пласте находятся под воздействием вертикального и бокового горного давле-

ния вышележащих горных пород и внутрислоевого давления. Совокупность этих давлений определяет упругую энергию пластов-коллекторов, а также оказывает существенное влияние на их пористость и проницаемость. Как следствие, от упругости горных пород во многом зависит фонтаноопасность залежи.

Горное давление может оказывать существенное влияние на пористость и проницаемость горных пород. Установлено, что проницаемость песчано-глинистых отложений на глубине более 2000 м может быть на 10–40 % меньше по сравнению с данными лабораторных измерений, а пористость – меньше на 20–30 %. Очевидно, что это оказывает существенное влияние на оценку фонтаноопасности.

Количественно упругие изменения объема пор принято оценивать коэффициентом упругости пласта.

*Температура.* Такие свойства флюидов, как плотность и вязкость, во многом определяют подвижность флюидов в пористой среде, а они, в свою очередь, напрямую являются функциями давления и температуры. Отсюда следует важность сведений о температурном режиме пластов-коллекторов. Температура, как и давление, возрастает по мере углубления в недра Земли.

Изменения температуры на поверхности Земли воспринимаются на расстоянии всего лишь десятков метров. Границей разделения влияния внешнего (солнечного) и внутреннего тепловых полей Земли является зона с постоянной температурой (отрицательной или положительной). Ниже зоны с постоянной отрицательной температурой господствуют отрицательные температуры и залегают многолетнемерзлые породы. Ниже зоны с постоянной положительной температурой – температура пород положительная.

Расстояние по вертикали в земной коре (ниже зоны постоянной температуры), на котором температура горных пород закономерно повышается на 1 °С, называется *геотермической ступенью*, среднее значение которой составляет 33 м. Прирост температуры горных пород на каждые 100 м углубления от зоны постоянной температуры называется *геотермическим градиентом*.

***Технология строительства скважин как источник возможного газонефтеводопроявления.*** Этап бурения скважины объединяет процессы: механического бурения (углубления); промывки скважины; спуско-подъемных операций. Процесс разбуривания (углубления) является одним из основных этапов, при производстве которых существует опасность возникновения ГНВП и открытых фонтанов.

Факторы, обуславливающие фонтаноопасность при ***механическом углублении***:

- 1) вскрытие интервалов разреза скважины с недостаточно известными геофизическими или петрофизическими характеристиками;
- 2) насыщение БР разбуренной породой (шламом) и содержащимися в выбуренной породе флюидами, при этом происходит изменение плотности БР раствора и его свойств;

3) увеличение гидродинамической составляющей забойного давления из-за необходимости обеспечения энергией работы породоразрушающего инструмента (особенно при турбинном бурении) и очистки забоя скважины.

Основные факторы, обуславливающие фонтаноопасность при *промывке скважин*:

1) потери давления на гидравлические сопротивления при перемещении БР по затрубному пространству скважины (при их высоких значениях увеличивается вероятность поглощения БР с последующим падением статического уровня в скважине и снижением давления на флюидосодержащие пласты);

2) низкие структурно-механические свойства БР могут привести к выпадению (осаждению) утяжелителя при технических отстоях с последующим поступлением пластового флюида из пластов-коллекторов;

3) высокие структурно-механические свойства БР могут при технических отстоях привести к «зависанию» раствора на стенках скважины, что повлечет падение давления на продуктивные пласты и создаст условия для проявления;

4) высокие реологические свойства БР могут привести к созданию условий для поступления флюида при проведении спускоподъемных операций (СПО).

*Спуско-подъемные операции* в бурении являются наиболее рискованными в отношении опасности возникновения ГНВП. Основные факторы, обуславливающие фонтаноопасность при проведении СПО:

- падение уровня БР в скважине (при проведении подъема бурильной колонны) вследствие извлечения из скважины объема металла бурильных труб;

- 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.

В этап *крепления интервалов бурения* входит перечень работ, связанных с подготовкой ствола скважины к спуску, спуск и цементирование обсадных колонн. 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.

Этап **заканчивания** объединяет работы, связанные с опрессовкой колонн и их перфорацией, вызовом притока, отработкой и исследовательскими работами по консервированию или ликвидации скважины.

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

Специалистами Украинской ВЧ было проанализировано 176 случаев сложных ГНВП, из которых 75 перешли в открытое фонтанирование. Было определено, что в подавляющем большинстве (167 случаев из 176–95%) возникновение проявлений и открытых фонтанов имело место при строительстве скважин на этапе бурения, включая случаи ликвидации аварии (установка ванн).

Большая часть сложных ГНВП и открытых фонтанов произошла при проведении технологического процесса подъема инструмента. Основные причины возникновения аварийной ситуации – недолив скважины во время подъема и поршневание при подъеме. Из рассмотренных 176 случаев на их долю приходится 50 случаев (28 %). Тяжесть этих аварий весьма велика – из 50 случаев возникновения ГНВП в 33 случаях (66 %) дальнейшее его развитие привело к открытому фонтану. В более чем половине случаев (56 %) в той или иной степени были виноваты исполнители работ. Причем среди этих аварий 51 % (50 случаев из 98) произошли при подъеме инструмента. Второе место среди обстоятельств, приведших к возникновению ГНВП, занимает несоответствие плотности бурового раствора проектному значению.

**Технологические факторы.** Технологические причины относятся к человеческому фактору при производстве работ. Бесконтрольность и незнание работниками технологических причин зачастую являются условиями начала ГНВП и нередко развитием фонтана.

Снижение забойного давления ниже пластового может происходить за счет:

- снижения плотности промывочной жидкости ниже нормы, предусмотренной ГТН или планом работ;
- несоответствия конструкции скважин и ПВО горно-геологическим условиям вскрытия пласта и требованиям ПБ, отсутствия устройств для перекрытия канала бурильных труб;
- плохого контроля над техническим состоянием и неправильная эксплуатация ПВО;
- недолива БР при подъеме бурильного инструмента;
- поршневания при подъеме труб;

- поглощения жидкости, находящейся в скважине;
- снижения уровня при гидроразрыве горизонта, вызванного большой репрессией на пласт (высокая скорость спуска и др.);
- большой скорости спуска ( $> 1\text{ м/с}$ ) и резкого торможения;
- неправильной установки жидкостных ванн;
- большой высоты столба нефтяной ванны при ликвидации прихватов;
- спуска колонны труб без заполнения их промывочной жидкостью;
- разрушение обратного клапана, снижения уровня в результате заполнения труб;
- создания зон несовместимости при недоспуске промежуточных колонн или кондуктора;
- длительных простоев скважины без промывки (седиментация, контракция);
- некачественного цементированья обсадных колонн;
- неправильного глушения скважины перед ремонтом.

Факторы, влияющие на интенсивность ГНВП: *величина депрессии на пласт; коллекторные свойства пласта и степень его вскрытия; вид флюида.*

Несоответствие конструкции скважины геологическим условиям проходки заключается в неправильном определении глубин спуска обсадных колонн без учета глубин залегания пластов, склонных к проявлениям или поглощениям.

Это приводит к тому, что при бурении может быть вскрыта зона АВПД с поступлением большого объема пластового флюида (особенно опасно при притоке газообразного флюида). При определенных условиях (малая глубина, высокий коэффициент аномальности пласта-коллектора и т. п.) развитие ГНВП и переход его в выброс и далее в открытый фонтан будет настолько стремительным, что буровая бригада не успеет принять адекватные меры. Если будет вскрыта зона катастрофического поглощения, то резкое падение уровня БР в скважине (или даже полное поглощение всего объема БР) практически мгновенно приведут к возникновению открытого фонтана.

Несоответствие ПВО геологическим условиям проводки заключается 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, если предполагается наличие примесей в пластовых флюидах сероводорода и углекислоты.

Отсутствие специальных технических средств и устройств, используемых для герметизации устья скважины (шаровой кран, обратный клапан, устьевая задвижка, планшайба и т. д.), значительно увеличивают вероятность возникновения открытых фонтанов, поскольку в некоторых случаях именно эти устройства являются единственным средством перекрытия канала скважины, а следовательно, предотвращения открытого фонтана.

## 2.5. Категории скважин по степени опасности возникновения газонефтеводопроявлений

### *Первая категория:*

- газовые скважины, независимо от величины пластового давления;
- нефтяные скважины, в которых газовый фактор более  $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;
- нефтяные скважины, в которых выявлено поступление газа в скважину через нарушения колонны или в результате заколонных перетоков;
- нефтяные скважины с внутрискважинным газлифтом;
- нефтяные скважины с пластовым давлением, превышающим гидростатическое более чем на 10 %;
- нагнетательные скважины со сроком ввода под закачку менее года с пластовым давлением, превышающим гидростатическое более чем на 10 %.

### *Вторая категория:*

- нефтяные скважины, в которых пластовое давление превышает гидростатическое не более чем на 10 % и газовый фактор более  $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ , но менее  $200 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;
- нагнетательные скважины со сроком ввода под закачку более года с пластовым давлением, превышающим гидростатическое более чем на 10 %.

### *Третья категория:*

- нефтяные скважины, в которых давление равно или ниже гидростатического и газовый фактор менее  $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ ;
- нагнетательные скважины, расположенные вне контура газоносности, пластовое давление которых превышает гидростатическое не более чем на 10 %.

## 2.6. Признаки газонефтеводопроявлений

**Раннее обнаружение** – это обнаружение начала ГНВП таким образом, что на всем протяжении ликвидации ГНВП остается возможность поддерживать давление на забое  $P_{заб} \geq P_{пл}$ , причем давление на всех участках скважины при этом не должно превышать допустимых величин.

$V_{доп}$  – допустимый объем поступления газа, при котором выполняется условие раннего обнаружения.

При бурении и промывке  $V_{дон}$  составляет не более  $1,5\text{ м}^3$ , при СПО – не более  $0,5\text{ м}^3$ . Допустимое давление – это давление на участок скважины, ниже которого не произойдет гидроразрыв пласта, разрушение колонны или устья скважины. Для устья  $[P_{изк}] = 0,9 P_{опр}$ .

Для своевременного (раннего) обнаружения начала ГНВП необходимо знать прямые и косвенные признаки. *Прямые* признаки появляются только в результате возникновения ГНВП, а *косвенные* могут появиться и по другим причинам.

При бурении и других работах, проводимых с промывкой, ***прямыми признаками являются:***

1. Увеличение уровня промывочной жидкости в приемной емкости.
2. Усиление потока выходящей из скважины промывочной жидкости.
3. Увеличение газосодержания в промывочной жидкости.

При появлении первых двух признаков работа останавливается и устье герметизируется. При увеличении газосодержания свыше 5 % необходимо включать вакуумный дегазатор, определять и ликвидировать причину.

***Косвенные признаки следующие:***

1. Снижение давления на насосе.
2. Изменение параметров промывочной жидкости.
3. Увеличение механической скорости проходки (при бурении).
4. Увеличение крутящего момента на роторе (при бурении).
5. Поглощение промывочной жидкости до потери ее циркуляции.

При появлении косвенных признаков работа не останавливается, а усиливается контроль над возможным появлением прямых признаков.

*При подъеме труб из скважины* прямым признаком является уменьшение объема доливаемой в скважину жидкости по сравнению с расчетным объемом. При появлении этого признака и отсутствии перелива на устье скважины подъем труб останавливается и производится их спуск. При проведении спуска ведется контроль над тем, не появится ли перелив на устье после остановки движения труб: если появится, то устье герметизируется, если нет, то трубы спускают до забоя и производят промывку скважины. После вымыва забойной «пачки» определяются причины возникновения ГНВП, после ликвидации которого производится подъем труб.

*При спуске труб в скважину* прямой признак – увеличение объема вытесняемой из скважины жидкости по сравнению с расчетным объемом. При появлении этого признака и отсутствия перелива на устье спуск продолжается.

*При остановках без промывки* прямой признак – наличие перелива на устье скважины или появление давления под плашками превентора, если устье загерметизировано. При появлении перелива устье скважины должно быть загерметизировано. При росте давления на устье до допустимой величины производится сравнение с контролем забойного давления объемным методом.



## 2.7. Предупреждение газонефтеводопроявлений

При вероятности проявлений принимают следующие меры:

- повышают контроль за состоянием скважины – учащают измерение параметров БР ( $\rho_p, \theta, T$ ) и уровня его в приемных емкостях;
- изучают изменение состава шлама, раствора и его фильтрата;
- проверяют готовность резервного бурового и подпорных шламовых насосов, противовыбросовое и другое оборудование, количество и параметры БР в запасных емкостях;
- оценивают состояние буровой обваловки и целесообразность ее укрепления и расширения;
- проводят дополнительный инструктаж буровой бригады, механиков, слесарей, электриков.

В целях исключения движения газа по бурильным трубам в них устанавливают обратный клапан, рассчитанный на ожидаемое давление. *Если в растворе обнаруживается присутствие газа, то приостанавливают углубление скважины, чтобы не увеличить интервал притока, исключить дальнейшее поступление газа вместе со шламом, и, не поднимая колонну из скважины, проводят промывку, дегазируя раствор.*

При возможности промывку усиливают, подключая резервный насос. Увеличение расхода жидкости способствует уменьшению газосодержания и повышению противодавления на газовый пласт вследствие роста потерь напора в кольцевом пространстве и увеличения плотности смеси. Причем чем ниже спущена бурильная колонна и чем ближе к газовому пласту находится ее нижний (открытый) конец, тем эффективнее промывка. *Поэтому, если при обнаружении признаков проявления бурильная колонна окажется поднятой, ее немедленно надо спускать в скважину.* При фонтанировании и давлении на устье  $p_y$ , когда вес спущенных труб  $P_{тр}$  меньше выталкивающей силы  $P_{выт} : P_{тр} = qL(1 - \gamma_p / \gamma_m) < \pi D^2 p_y / 4 = P_{выт}$ , колонну спускают под давлением, проталкивают в скважину с помощью специально оборудованной для этой цели талевой системы, используют герметизирующую и шлипсовую катушки. При возможности первые трубы спускают без обратного клапана при продолжающемся переливе через устье, пока сохраняется неравенство  $P_{тр} < P_{выт}$ . Для снижения давления на устье (уменьшения перелива через бурильные трубы) временно приоткрывают боковые отводы превенторов. При недостаточной плотности раствора или его разгазировании высокие значения параметров раствора –  $T, \theta_{1,10}, \tau_0, \eta, \Phi$  следует привести к норме, а в критических ситуациях раствор заменить свежим из запасных емкостей.

Устье скважины следует оборудовать противовыбросовой арматурой – превенторами, позволяющими герметизировать кольцевое пространство между бурильными трубами (невращающейся ведущей трубой) и спущенной ранее обсадной колонной, между вращающейся ведущей трубой и об-

садной колонной (вращающийся превентор), или полностью закрыть устье при отсутствии бурильных труб в скважине (глухой превентор). При наличии превенторов со штуцерами и регулируемыми вентилями на отводах и обратного клапана, установленного в спущенных бурильных трубах, удается достаточно продолжительное время регулировать давление на забой даже при отсутствии подачи БР насосами, изменяя давление на устье и количество выходящей через устье жидкости или газожидкостной смеси.

Для исключения проявлений целесообразно заменить в скважине газированный, смешанный с нефтью и водой, нестабильный, вязкий, малой плотности раствор на раствор, отвечающий всем требованиям, для последующего углубления и крепления скважины. Противовыбросовое оборудование дает возможность приготовить новый раствор и закачать его в скважину.

Надо иметь в виду несколько особенностей работы с противовыбросовой арматурой. Так, при полном закрытии устья на длительное время (несколько часов) возможно постепенное повышение давления газа под превенторами на устье скважины. В пределе оно может приблизиться к пластовому (десятки мегапаскалей), что вызовет разрушение устьевого оборудования, обсадных колонн, разрыв пластов и поглощение БР, газ может поступить в другие пласты, сложенные менее прочными породами, и двигаться по трещинам и межколонному пространству. Все это обуславливает возникновение более сложных межколонных и заколонных проявлений и грифонов.

При длительном поступлении больших объемов газожидкостных смесей, содержащих твердые частицы, особенно песок, и при движении их через превентор с большой скоростью возможно быстрое изнашивание отводов, вентиляей, что может привести к потере контроля над скважиной. Во время проявлений с большим дебитом газа (несколько миллионов кубических метров в сутки), содержащего песок, за несколько часов происходила опасная эрозия корпуса превентора и боковых отводов. Чем больше дебит и выше скорость движения флюида по пласту, тем больше твердых частиц поступает в скважину из пластов, особенно сложенных терригенными породами. В результате еще больше очищается, а иногда и разрушается призабойная зона – еще выше дебит, быстрее износ.

В случае высоких концентраций сероводорода (5–25 %) или углекислого газа возникает опасность коррозии. Поэтому необходимо: повышение запасов прочности оборудования, использование специальных, обычно низколегированных, малоуглеродистых, прошедших вторичную термическую обработку сталей для изготовления труб и всей арматуры; применение покрытий; введение ингибиторов коррозии; конструирование систем связывания или сепарирования, сбора и удаления сероводорода.

Уплотнения плашек следует выполнять из пробной, нефтестойкой резины. Отводы из-под превентора должны иметь диаметр, достаточный для протекания больших количеств жидкости и газа, в случае необходимости пре-

дупредить заколонные проявления и образование грифонов. Отводы необходимо надежно закреплять на случай их вибрирования и выводить по направлению господствующих ветров. Выкид из отводов должен находиться на значительном удалении от буровой, подъездных путей и других важных объектов. Запасной проверенный обратный клапан, вмонтированный в бурильную трубу, всегда должен быть на мостках буровой.

*Основные мероприятия по предупреждению ГНВП:*

- 1) установка противовыбросового оборудования (ПВО);
- 2) проверка работоспособности ПВО раз в сутки;
- 3) установка автоматической газокротажной станции (АГКС);
- 4) установка в КНБК клапана-отсекателя, а под ведущей трубой – шарового крана;
- 5) проведение учебной тревоги раз в месяц;
- 6) обеспечение на скважине запаса жидкости с соответствующей плотностью в количестве не менее двух объемов скважины;
- 7) осуществление контроля над циркулирующей раствором (расход на устье, уровень в приемных емкостях);
- 8) доведение плотности раствора, при ее снижении, до плотности, указанной в ГТН;
- 9) выравнивание параметров раствора перед подъемом инструмента;
- 10) снижение скорости спускоподъемных операций;
- 11) долив скважины при подъеме инструмента (если объем долива сокращается, то подъем необходимо прекратить, скважину промыть);
- 12) спуск инструмента на максимально возможную глубину при появлении признаков проявлений при поднятом инструменте;
- 13) поднятие колонны бурильных труб до башмака обсадной колонны при вынужденных остановках, опускание колонны бурильных труб до забоя для промывки скважины раз в сутки;
- 14) принятие мер по дегазации БР, если объемное содержание газа в нем превышает 5 %;
- 15) запрет оставления устья скважины незагерметизированным при перерывах в работе, независимо от их продолжительности;
- 16) герметизация устья скважины при обнаружении признаков газонефтеводопроявлений; бригада должна действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Буровой раствор, находящийся в запасных емкостях, раз в 7–10 дней перемешивается и производится контроль всех его параметров с доведением до требуемых.

В процессе бурения необходимо следить за уровнем раствора в приемных емкостях и при его повышении принимать соответствующие меры. Для повышения точности уровнемеров, выдающих световой и звуковой сигналы, необходимо уменьшить площадь зеркала приемных емкостей.

Плотность и вязкость раствора при разбуривании газовых горизонтов контролируется через 10–15 мин, а СНС, водоотдача и температура – через

час. Допустимые колебания плотности составляют  $\pm 0,02$  г/см<sup>3</sup> при плотности до 1,45 г/см<sup>3</sup>,  $\pm 0,03$  г/см<sup>3</sup> – при большей плотности.

При большой скорости подъема инструмента имеет место *эффект поршневания*, особенно при больших значениях СНС и вязкости раствора, и, как следствие, снижение давления на забое, что приводит к поступлению флюида в скважину. При большой скорости спуска может произойти поглощение БР, в результате – снижение гидростатического давления в скважине. Такие колебания давления могут быть особенно значительны при наличии сальников.

Долив скважины предпочтительнее производить не непрерывно, а периодически после подъема определенного числа свечей. Это позволяет более точно контролировать объем доливаемой жидкости. Допустимое число свечей  $N$ , которое может быть поднято без долива, определяется из выражения

$$N = \frac{\pi \cdot [D^2 - (d_H^2 - d_B^2)] \Delta P}{4 \cdot g \rho \cdot V_c},$$

где  $D$  – диаметр скважины (если скважина обсажена, то  $D$  означает внутренний диаметр обсадной колонны);

$d_H$  и  $d_B$  – наружный и внутренний диаметр буровых труб соответственно;

$\Delta P$  – допустимая величина депрессии;

$\rho$  – плотность раствора;

$V_c$  – объем жидкости, вытесняемый одной свечой.

При спуске инструмента необходимо контролировать объем вытесняемого из скважины раствора, и если он больше объема опущенных труб, то это свидетельствует о поступлении флюида в скважину.

При длительных остановках процесса бурения флюид в скважину поступает в основном за счет гравитационного замещения, капиллярных сил, диффузии. При высоких тиксотропных свойствах раствора происходит его «зависание» в стволе, а в призабойной зоне за счет ухода фильтрата в продуктивный пласт гидростатическое давление снижается. В результате флюид начинает поступать в скважину, что может привести к проявлению. Во избежание этого необходимо периодическое прокачивание раствора по скважине.

Мероприятия по предупреждению ГНВП относительно компоновки буровой колонны:

1. При вскрытии газовых пластов с АВПД и сероводородосодержащих пластов на буровой должны быть три шаровых крана: один устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй – между рабочей трубой и буровой колонной, третий является запасным. Все шаровые краны находятся в открытом состоянии.

2. Помимо шаровых кранов на буровой необходимо иметь два обратных клапана с приспособлениями для установки их в открытом положении.

3. При разноразмерном инструменте верхняя секция (не менее одной свечи) должна быть собрана из стальных бурильных труб. На мостках необходимо иметь специальную опрессованную стальную трубу с прочностной характеристикой, соответствующей верхней секции используемой бурильной колонны. Специальная бурильная труба должна быть окрашена в красный цвет и иметь метку, нанесенную белой масляной краской, при совмещении которой со столом ротора замок трубы будет находиться на 300–400 мм ниже плашек превентора. Длина специальной бурильной трубы должна быть 6–9 м, ее диаметр должен соответствовать диаметру плашек превентора. На специальную трубу должны быть накручены от руки переводники на другие диаметры труб, применяемые в компоновке. На муфту трубы должен быть накручен и закреплен машинными ключами шаровой кран (обратный клапан).

4. При бурении под эксплуатационную колонну работа без проектора под (над) ведущей трубой запрещается.

В процессе бурения скважины с целью своевременного обнаружения ГНВП постоянно контролируются следующие основные параметры:

- плотность и другие параметры БР;
- расход БР на входе и выходе из скважины;
- объем (уровень) БР в приемной емкости;
- газосодержание БР;
- давление в манифольде буровых насосов;
- механическая скорость проходки;
- крутящий момент на роторе.

Контроль над основными параметрами процесса бурения позволяет определять прямые признаки ГНВП, указывающие на поступление пластового флюида в скважину:

- увеличение объема (уровня) БР в приемной емкости;
- повышение расхода (скорости) выходящего потока БР из скважины при постоянной производительности буровых насосов;
- уменьшение против расчетного объема БР, доливаемого в затрубное пространство скважины при подъеме инструмента;
- увеличение против расчетного объема БР приемной емкости при спуске инструмента;
- повышение газосодержания в БР и снижение его плотности;
- перелив скважины при остановленных буровых насосах.

А также и косвенные признаки, предупреждающие о возможности возникновения ГНВП:

- уменьшение давления в манифольде буровых насосов;
- увеличение скорости проходки;

- изменение параметров БР;
- увеличение крутящего момента на роторе.

С целью ускорения и улучшения условий бурения, предупреждения возможных осложнений и аварий в процессе буровых работ при проектировании конструкции скважин необходимо учитывать:

а) глубину залегания продуктивных пластов, их продуктивность и коллекторские свойства;

б) физико-механические свойства и состояние пород, вскрываемых скважиной, с точки зрения возможных обвалов, осыпей, кавернообразований, передачи на обсадные колонны горного давления и т. д.;

в) пластовые и поровые давления, а также давление гидроразрыва проходимых пород;

г) температуру горных пород по стволу скважины.

Неустойчивые, склонные к обвалообразованию и пластическому течению горные породы должны быть перекрыты обсадной колонной после вскрытия всей их мощности. Интервалы ствола скважины с отличающимися по характеру осложнениями следует изолировать друг от друга. Предупреждение этих осложнений достигается различными методами.

## 2.8. Контроль давлений и ликвидация проявлений

Если для предупреждения проявления принятых мер оказалось недостаточно и оно все же началось, необходимо уточнить пластовое давление, местонахождение проявляющего пласта, наличие тектонически нарушенных зон, давление гидроразрыва вскрытых пластов, характер изоляции и параметры поглощающих пластов.

На малоизученных разведочных площадях пластовое давление после начала проявления может быть оценено по давлению на устье  $p_y$  при закачке в спущенную колонну свежего раствора с очень небольшим расходом, когда гидравлическими потерями можно пренебречь:

$$P_{пл} = P_{гр} + \Delta p_k + p_y,$$

где  $P_{гр}$  – давление столба неразгазированного раствора в бурильной колонне;

$\Delta p_k$  – перепад давления, необходимый для открытия обратного клапана.

При медленно развивающихся проявлениях можно, очевидно, делать приближенные оценки о вероятных значениях пластового давления по плотности бурового раствора. Нижний предел давления проявляющего пласта может быть оценен более надежно по плотности БР, в процессе непрерывной циркуляции которого началось проявление.

Та же оценка при отсутствии циркуляции будет менее точной. Верхний предел может быть оценен по сумме давлений на стояке и гидростати-

ческого в трубах при прокачке (при наличии обратного клапана) или без прокачки (при отсутствии обратного клапана).

Местонахождение и мощность проявляющего горизонта геологи часто устанавливают по аналогии с соседними скважинами и по геологическим и геофизическим данным, а также буровики изучают с помощью испытателей пластов и установки пакеров.

Анализ состава и свойств поступающих из пласта флюидов проводится известными методами изучения состава и свойств буровых растворов, газового и хроматографического анализов. При возникших пожарах по цвету пламени выделяют: чисто газовый фонтан – светло-желтое пламя, нефтяной – черный дым и оранжевый цвет пламени, газонефтяной – оранжевый цвет пламени, временами черный дым.

Количество поступающего флюида относительно легко оценить по пластовому давлению, давлению на устье, высоте и сечению фонтанирующего столба, размеру штуцеров и сечению регулировочных вентилей, объему заполняемых емкостей, земляных амбаров, обвалованной площади вокруг буровой. При выбивании газа из-под уровня жидкости учитывается размер образующейся воронки.

Особой четкости требует ликвидация проявления большой мощности, особенно газового, при потере базы. При потере базы первоочередная задача – создание базы. Возможно воздействие на призабойную зону скважины через соседние, ранее пробуренные, или эксплуатационные скважины путем усиления отбора жидкости из пласта. Или возможно через специально пробуренные наклонные скважины, которые соединяют с призабойной зоной фонтанирующей скважины посредством гидроразрыва и через которые затем глушат фонтан нагнетанием воды или утяжеленного раствора. После этого восстанавливается база и продолжается бурение.

Если восстанавливать базу уже нецелесообразно, то фонтанирующая скважина ликвидируется путем заливки тампонажным раствором. Иногда бурением наклонной скважины и последующим гидроразрывом (также взрывом) удастся попасть непосредственно в ствол фонтанирующей скважины. В этом случае и в случае соединения забоев скважин по проявляющему пласту часто необходимо закачивать гораздо больше жидкости, чем есть в запасе. Поэтому сначала с помощью буровых насосов и насосов цементировочных агрегатов подают воду при расходе, достаточном для прекращения поступления флюида из пласта, а затем закачивают утяжеленный раствор для окончательной задавки фонтана.

Вода смешивается сначала с большим количеством газа, и противодействие на проявляющий пласт создается преимущественно трением высокоскоростного потока водогазовой смеси о стенки скважины и колонну труб. Однако как только противодействие на пласт станет больше, чем давление, возникающее при движении по стволу чистого газа, немедленно начнет снижаться поступление газа из пласта. Причем чем больше скорость

подачи воды, тем скорее и значительно снизится поступление газа, меньшим будет общий расход воды на глушение.

Для расчета подачи насосов и требуемого количества воды составлены номограммы с учетом диаметров скважин, давления и дебита газового пласта, его глубины.

Открытые фонтаны часто сопровождаются пожарами, поскольку возможно самовозгорание газа или нефти от их соприкосновения с необесточенными и недостаточно защищенными электроприборами и оборудованием, от удара твердых частиц, несущихся с фонтанной струей, об оборудование, от неосторожности персонала. Важнейшая задача при начавшемся пожаре – сохранение базы; очень важно обеспечить работу насосной группы, так как наличие базы и возможность подачи жидкости на забой позволят управлять скважиной, заглушить фонтан, потушить пожар. Если интенсивность фонтана и пожара таковы, что немедленно заглушить фонтан невозможно, принимают меры к быстрому растаскиванию вышки, лебедки, ротора и другого оборудования от устья, поскольку при их наличии погасить пожар не удастся: соприкасаясь с нагретыми поверхностями, газ или нефть вновь загорятся.

Тушение фонтана большей частью осуществляется отрывом пламени от вновь поступающего газа или нефти с помощью мощных струй отходящих газов реактивных двигателей, воды или взрыва. При особо мощных фонтанах (много миллионов кубических метров газа в сутки) приходится прибегать к бурению наклонных стволов к забою проявляющей скважины. Расход и число скважин куста определяют с учетом возможного гашения пожаров имеющимися в районе средствами пожаротушения.

*Ликвидация ГНВП проводится:*

- уравниванием пластового давления;
- ступенчатой задавкой.

В первом случае поступление флюида из пласта предотвращается его вымывом и заполнением скважины буровым раствором с необходимой плотностью. Этот метод применяется в случае, если:

- пластовое давление невелико;
- гидроразрыв пластов ниже башмака последней спущенной колонны обсадных труб маловероятен;
- разрушение ПВО и обсадной колонны под действием давления, которое может возникнуть на устье скважины, невозможно.

На практике, в зависимости от конкретных условий (наличие утяжелителя), используются два варианта этого метода:

1. Непрерывная задавка скважины.
2. Двухстадийная задавка.

При непрерывной задавке после герметизации устья сразу же в скважину закачивается раствор с постепенным увеличением его плотности до требуемой.



При двухстадийной задавке после герметизации устья начинается промывка скважины имеющимся раствором до выравнивания его параметров. Далее промывка прекращается, устье герметизируется, раствор утяжеляется, а затем закачивается в скважину.

В любом случае основные этапы работ следующие:

- 1) при закрытом превенторе фиксируется давление на стояке и на устье скважины;
- 2) включается насос, и при помощи регулируемого штуцера на выкидной линии ПВО (линия дросселирования) давление на устье поддерживается постоянным и равным давлению при закрытом превенторе.

Ступенчатая задавка применяется тогда, когда при загерметизированном устье давление в скважине может превысить допустимое (гидроразрыв, разрушение ПВО, обсадной колонны). В этом случае скважина запускается в работу по выкидным линиям превентора. Одновременно производится задавка утяжеленного БР с допустимым противодавлением на устье до тех пор, пока давление на забое скважины не станет равным пластовому.

***Ликвидация открытых фонтанов.*** Поступление небольшого количества флюида в скважину первоначально не представляет препятствия для проведения основных операций бурения, а их предотвращение и ликвидация, по существу, являются нормальным технологическим процессом. Однако впоследствии проявления могут перейти в фонтаны, осложняемые разрушением оборудования, обсадных колонн, взрывами, пожарами и грифонами. Их ликвидация продолжается от нескольких часов до нескольких лет.

В случае возникновения открытого фонтана буровая бригада обязана:

- 1) прекратить работу в загазованной зоне и вывести людей;
- 2) заглушить двигатели внутреннего сгорания;
- 3) отключить ЛЭП, оказавшиеся в загазованной зоне;
- 4) загасить все топки;
- 5) исключить применение открытого огня, не применять инструмент, дающий при ударе искру;
- 6) предотвратить разлив нефти;
- 7) прекратить всякое движение в опасной зоне;
- 8) сообщить о случившемся руководству предприятия;
- 9) вызвать подразделения военизированной службы по ликвидации фонтанов, пожарную службу и скорую медицинскую помощь.

Ликвидация открытых фонтанов производится разными методами:

- посредством герметизации устья скважины.
- комплексом подземных изоляционных работ.
- подземным ядерным взрывом.

## 2.9. Действия буровой бригады при проявлениях

В первую очередь необходимо исследовать проявления, т. е. произвести расчет пластового давления,  $P_{пл}$ , путем закрытия превентора и определения давления на стояке,  $P_{ст}$ , по формуле

$$P_{пл} = \rho g H + P_{ст},$$

где  $H$  – глубина скважины по вертикали.

При необходимости утяжеления бурового раствора сначала определяется дополнительная величина его плотности,  $\Delta\rho$ , для уравнивания пластового давления из выражения

$$\Delta\rho = P_{ст} / gH.$$

Чтобы было возможно дальнейшее бурение, необходимая плотность раствора,  $\rho_1$ , определяется по формуле

$$\rho_1 = \rho + \Delta\rho + \frac{\Delta P}{gH},$$

где  $P$  – величина запаса противодействия.

Гидростатическое давление в скважине принимает больше пластового на 4–15 % в зависимости от глубины скважины.

В случае если проявления начинается при поднятом инструменте или его спуске, то выполняются те же мероприятия, что и при подъеме инструмента при наличии перелива раствора.

Глушение скважин при ГНВП производится вымывом на поверхность поступивших в скважину пластовых флюидов во время циркуляции и заполнением скважины БР, плотность которого обеспечивает необходимое превышение забойного давления над пластовым.

При этом необходимо, чтобы забойное давление в скважине в течение всего процесса циркуляции было постоянным и несколько превышало пластовое давление проявляющих пластов.

Проблема состоит в поиске методов постоянного контроля над забойным давлением в период ликвидации проявления.

**Метод косвенного контроля** над забойным давлением. Если при постоянной подаче насосов будет поддерживаться постоянное давление в буровых трубах путем регулирования избыточного давления в колонне дросселированием, то в процессе всего глушения скважины будет поддерживаться постоянное забойное давление.

Этот метод делает возможным не только контролирование забойного давления, но и управление им при вымыве вторгшихся пластовых флюидов, замене раствора в скважине более тяжелым и другие операции.

Особым преимуществом метода является то, что не нужно сложными математическими расчетами определять значение противодействия. Этот факт, а также краткость и простота обучения этому методу привели к быстрому его распространению.

**Метод уравновешенного пластового давления.** В настоящее время в мировой практике существует два основных метода ликвидации проявлений при бурении скважин. Первый предусматривает обеспечение постоянства забойного давления по значению, несколько превышающему пластовое, на протяжении всего процесса глушения проявлений. При использовании этого метода поступление флюида из пласта немедленно приостанавливают и предотвращают возможность его возобновления, пока скважина не будет полностью заглушена. Данный метод называется *методом уравновешенного пластового давления* и имеет четыре способа осуществления, связанные с подготовкой БР к глушению скважины и времени его закачивания.

**Способ непрерывного глушения скважины.** При этом способе скважину начинают глушить немедленно после ее закрытия при постоянном утяжелении БР, используемого для циркуляции, т. е. совмещают процесс вымыва пластового флюида с повышением плотности БР до значения, необходимого для равновесия в скважине. Применяется в случаях:

- когда имеется запасной утяжеленный буровой раствор с объемом, равным объему скважины (ГНВП началось из-за снижения плотности рабочего растворов в скважине);

- когда в скважине, имеющей слабый участок, и при ГНВП поступил флюид. Вымыв поступившего флюида совмещается с закачкой утяжеленного раствора. Ступенчатое снижение давления в трубах от  $P_n$  до  $P_{кон}$  производится по расчетной таблице по мере заполнения их раствором с  $\gamma_k$ . После заполнения труб раствором  $\gamma_k$  и снижения давления в трубах до  $P_{кон}$  оно поддерживается работой дросселя постоянным, до полного заполнения скважины, раствором  $\gamma_{кон}$ .

Варианты непрерывного способа. *Ожидание утяжеления* применяется в том случае, когда при непрерывном способе ликвидации ГНВП необходимо чтобы была строго выдержана  $\gamma_k$  утяжеленного раствора ( $P_{пл}$  и  $P_{гр}$  близки по своей величине). Заготавливается необходимый объем раствора с  $\gamma_k$ , промывка скважины не ведется, контролируется рост давления на устье и при необходимости применяется объемный метод контроля забойного давления. После заготовки раствора с  $\gamma_k$  применяется непрерывный способ. Необходимые расчеты те же, что и при непрерывном способе.

**Непрерывный упрощенный способ** применяется в том случае, когда количество поступившего флюида не превышает  $1 \text{ м}^3$  и его вымыв производится сразу после герметизации устья скважины. Один насос настраивается на промывку, другой – на утяжеление раствора до величины  $\gamma_k$ . При заполнении труб постоянное давление в затрубном пространстве поддерживается дросселем. После их заполнения в трубах фиксируется  $P_{кон}$  и поддерживается постоянным до заполнения скважины раствором с  $\gamma_{кон}$ .

Этот способ обеспечивает минимальное время нахождения устьевого оборудования под давлением, а при достаточно интенсивном утяжелении бурового раствора – и наиболее низкие давления в колонне при глушении.

Вследствие этого данный способ наиболее безопасный, но в то же время и наиболее сложный для обучения из-за необходимости построения графиков давления в бурильных трубах.

При *способе ожидания и утяжеления* после закрытия скважины предварительно утяжеляют необходимый объем БР до требуемой плотности в запасных емкостях, а затем проводят глушение.

Этот способ весьма опасен, поскольку всплывающий по затрубному пространству газ создает на устье скважины избыточное давление, что может привести к разрыву колонны или гидроразрыву пластов. Кроме этого, скважина на какой-то период остается без циркуляции, что повышает вероятность прихвата бурильной колонны.

При использовании *двухстадийного глушения скважины* вначале промывают скважину с противодавлением в целях очистки от пластовых флюидов – стадия вымыва пластового флюида, затем останавливают циркуляцию, увеличивают плотность БР в запасных емкостях и глушат скважину – стадия глушения.

Этот способ относительно безопасен, не требует построения графиков давления и обходится минимумом расчетов. Однако при его осуществлении создаются наибольшие давления в колонне. Нежелательным также является оставление промытой скважины без циркуляции в период утяжеления БР в запасных емкостях.

При двухстадийном способе глушения скважины начальное давление в бурильных трубах,  $P_n$ , поддерживается постоянным при постоянной подаче насоса в течение всей первой стадии – вымыва флюида. Противодавление в колонне  $P_{из.к}$  свободно меняется с помощью дросселя так, чтобы обеспечить это условие.  $P_{из.к}$  может быть любым, но не должно превышать максимально допустимого давления [ $P_{из.к}$ ].

При *двухстадийном, растянутом способе* скважину промывают с противодавлением для очистки БР от пластовых флюидов, а затем постепенно увеличивают плотность циркулирующего БР без прекращения циркуляции.

*Метод ступенчатого глушения скважины* используется при глушении скважин в тех случаях, когда при закрытии скважины после выявления факта наличия проявлений или уже непосредственно в процессе глушения скважины давление в колонне (перед дросселем) станет превышать заранее определенное, максимально допустимое для самой колонны или гидроразрыва пород самого опасного участка ниже башмака колонны. Ступенчатая задавка применяется тогда, когда при загерметизированном устье давление в скважине может превысить допустимое (гидроразрыв, разрушение ПВО или обсадной колонны). В этом случае скважина запускается в работу по выкидным линиям превентора. Одновременно производится задавка утяжеленного БР с допустимым противодавлением на устье до тех пор, пока давление на забое скважины не станет равным пластовому.

**Технологические особенности ликвидации ГНВП.** При ликвидации ГНВП избыточное давление в колонне может стать выше допустимого предела уже в процессе глушения скважины: когда дроссель приоткрывают, давление в колонне снижается, одновременно происходит нарушение равновесия в скважине – забойное давление становится ниже пластового, флюид вновь поступает в скважину. Но так как пик давления в колонне обычно кратковременный, то через некоторое время создаются условия вновь прикрыть дроссель (вторая стадия) и промыть скважину до следующего пика давления, который обычно бывает слабее, и так до тех пор, пока не станет возможным управление скважиной – когда сумма гидростатического давления столба утяжеленного БР, смешанного с пластовым флюидом, и избыточного давления в колонне не станут равными пластовому давлению.

Метод ступенчатого глушения скважины по сути является методом подготовки скважины к глушению, т. е. одним из способов метода уравновешенного пластового давления.

Вымыв пластового флюида буровым раствором начальной плотности осуществляют сразу же после герметизации скважины. Следует убедиться, что соблюдается условие  $P_{из.м} + \Delta P \leq P_{zn} - \rho gh$ , т. е. при вымыве пластового флюида не произойдет гидроразрыва пласта. Однако даже если это условие не соблюдается, следует приступить к вымыву пластового флюида с минимальной производительностью.

Промывку производят при выбранных подаче насосов и давлении в колонне бурильных труб. Следят за тем, чтобы выходящий из скважины БР был полностью дегазирован перед тем, как закачать его в бурильные трубы.

*Комплекс подземных работ* для ликвидации открытых фонтанов рекомендуется проводить, если:

- пластовое давление ниже давления гидроразрыва обнаженных пород и прочностных характеристик обсадной колонны;
- дебит газа менее 1 млн м<sup>3</sup>/сут, или менее 300 м<sup>3</sup>/сут нефти;
- глубина скважины менее 2000 м;
- ствол фонтанирующей скважины в призабойной зоне не обсажен и доступен для создания гидродинамической связи со стволами специально буримых скважин;
- имеются надежные сведения о пространственном положении ствола аварийной скважины.

*Подземный ядерный взрыв* рекомендуется осуществлять в следующих случаях:

1. Пластовое давление превышает давление гидроразрыва вышележащих не перекрытых обсадной колонной пород, или прочностные пределы обсадной колонны и устьевого оборудования.

2. Производительность фонтана выше 1 млн м<sup>3</sup>/сут газа или 300 м<sup>3</sup>/сут нефти.

3. Глубина скважины более 2000 м.
4. Выше продуктивного пласта имеются не перекрытые поглощающие или проницаемые горизонты.
5. Устье скважины разрушено и недоступно для людей (пожар, кратер, грифоны).
6. Сведения о пространственном положении ствола фонтанирующей скважины отсутствуют.

Метод применим при глушении особо мощных фонтанов, когда другие способы оказываются невозможными или неэффективными. Сущность метода заключается в следующем. Если над продуктивным пластом имеются достаточно мощные отложения непроницаемых пластичных пород (глин, солей, ангидритов), то в эти отложения, по возможности ближе к стволу фонтанирующей скважины (20–30 м), бурится специальная наклонная скважина. В нее спускается мощный заряд взрывчатых веществ. Ствол наклонной скважины надежно перекрывается цементным мостом. При взрыве ВВ происходит деформация массива горных пород и перекрытие ствола аварийной скважины.

При подземном взрыве происходит смещение и уплотнение пород, смятие обсадных и бурильных колонн и разрушение ствола на значительном интервале. Ядерный заряд помещается в специально пробуренную направленную скважину соответствующего диаметра. После взрыва сохранившийся ствол аварийной скважины полностью цементируется.

*Герметизация устья скважины* проводится во всех остальных случаях. Этот метод заключается в восстановлении нарушенной герметизации устья скважины и создании противодействия на пласт или заполнении скважины тампонажным материалом. При этом обязательна целостность обсадной колонны.

В случае воспламенения прежде всего растаскивается буровое оборудование, а затем тушится пожар путем отрыва пламени за счет:

- создания водяной или пенной завесы;
- воздушной ударной волны, создаваемой взрывом;
- струи отработанных газов реактивных двигателей.

После тушения пожара герметизация устья возможна путем:

- ремонта ПВО (если он возможен);
- замены ПВО;
- натаскивания на устье специальных приспособлений для перекрытия скважины;
- установки специальных герметизирующих приспособлений (пакеров) в обсадной колонне.

При ликвидации фонтана с помощью подземных работ используется:

1. Непосредственное соединение со стволом аварийной скважины с помощью наклонно направленной скважины с последующей закачкой воды, глинистого раствора, тампонажных смесей.

2. Бурение нескольких скважин для интенсивного отбора флюида с целью уменьшения притока его к аварийной скважине.

Вероятность прямого соединения аварийной и вспомогательной скважин невелика, поэтому для создания гидродинамической связи между стволами используются гидроразрыв, размыв пласта каменной соли (если он есть в разрезе), разрушение перемычки между скважинами взрывом. Этот способ требует больших затрат средств и времени.

Особенно сложно ликвидировать межколонные, заколонные фонтаны и грифоны. Основная причина этого – наличие трещиноватых пород, негерметичность обсадной колонны, низкое качество цементирования.

Ликвидация таких фонтанов производится путем усиления отбора флюида из соседних скважин (если они есть), перфорации обсадной колонны, а затем задавливания цементного раствора. Ликвидация грифонов возможна только путем бурения наклонно направленных скважин по методике, приведенной ранее.

Глушение фонтанов производится специализированными военизированными противofонтанными службами, а буровая бригада при этом выполняет вспомогательные работы.

## **2.10. Оборудование устья скважины**

Под устьевым оборудованием понимается комплекс оборудования, предназначенного для обвязки обсадных колонн, герметизации устья скважины при возникновении проявления в процессе бурения, капитального ремонта, герметизации устья и регулирования режима работы скважины в процессе эксплуатации.

В *устьевое оборудование* входят:

- при бурении: колонная головка, противовыбросовое оборудование;
- в процессе эксплуатации: трубная головка, фонтанная елка, манифольд фонтанной арматуры.

Оборудование противовыбросовое (ОП) предназначено для герметизации устья скважины с целью предотвращения открытых выбросов. В состав ОП входят:

1. Превенторы.
2. Устьевая крестовина.
3. Надпревенторная катушка, разъемный желоб.
4. Манифольды для обвязки стволовой части ОП, с помощью которых управляют скважиной при ГНВП.

Устье скважины с установленным ОП должно быть обвязано с доливной емкостью. При температуре воздуха ниже минус 10 °С превенторы должны быть обеспечены обогревом. ОП должно обеспечивать герметизацию устья как при наличии в скважине труб, так и при их отсутствии, по-

звolyать производить циркуляцию промывочной жидкости с противодавлением на пласт, а также расхаживать, проворачивать инструменты, разгружать их на плашки при необходимости.

ОП представляет собой комплекс, состоящий из сборки превенторов, манифольда и гидравлического управления превенторами, предназначенный для управления проявляющей скважиной с целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых фонтанов и охраны окружающей среды от загрязнения в умеренном и холодном макроклиматических районах.

Основная задача комплекса – сохранение находящегося в скважине БР и проведение операций по его замещению (глушение скважины) другим, с требуемыми параметрами.

Комплекс ОП состоит из:

- стволовой части, включающей колонную головку, крестовину с задвижками, блок превенторов, надпревенторную катушку, разъемный желоб;
- манифольда с линиями дросселирования и глушения;
- гидравлической системы управления превенторами и гидрозадвигками.

В случае отказа дистанционного гидравлического управления превентора и гидрозадвигки должны иметь ручное управление.

Устьевое оборудование является неотъемлемой частью конструкции скважины при ее строительстве и эксплуатации. Оно предназначено для обвязки всех спущенных в скважину обсадных колонн с целью контроля за состоянием межтрубного пространства и при необходимости – воздействия на возникающие в нем проявления; управления скважиной при возникновении осложнений, эксплуатации скважины фонтанным или механизированным способом.

В связи с тем, что оборудование устья скважины монтируется и обслуживается в процессе строительства скважины под полом вышечного блока буровой установки, оно, помимо своего прямого назначения, должно отвечать следующим требованиям:

- колонные головки, превенторы и другие элементы должны иметь минимальную высоту;
- присоединительные размеры фланцев колонных головок и превенторов должны быть согласованы с учетом последовательной установки на устье секций колонных головок и противовыбросового оборудования на более высокое рабочее давление, чем при бурении предыдущего интервала;
- проходные отверстия фланцев должны обеспечивать подвешивание спущенной обсадной колонны на клиновой захват без демонтажа ОП;
- должны быть согласованы также прочностные характеристики устьевого оборудования и обсадных труб, на которые оно устанавливается.

Комплекс ОП обеспечивает проведение следующих работ:



1. Герметизация скважины, включающая закрывание / открывание плашек (уплотнителя) без давления и под давлением.

2. Спуск-подъем колонны бурильных труб при герметизированном устье, включая протаскивание замковых соединений, расхаживание труб, подвеску колонны труб на плашки и удержание ее в скважине плашками при выбросе.

3. Циркуляция БР с созданием регулируемого противодействия на забой и его дегазацию.

4. Оперативное управление гидроприводными составными частями оборудования.

Согласно требованиям ГОСТ 13862–90 предусмотрено десять типовых схем обвязки устья скважины ОП:

- схемы 1 и 2 – с механическим (ручным) приводом превенторов;
- схемы 3–10 – с гидравлическим приводом превенторов.

Схемы 1 и 2 используются при ремонте скважин, так как имеют механический (ручной) привод плашечных превенторов и задвижек.

Схемы 3 и 4 используются как при капитальном ремонте, так и при строительстве скважин, поскольку имеют дистанционное гидравлическое управление превенторами и устьевыми задвижками.

Схемы с 5 по 10 имеют дистанционное гидравлическое управление превенторами и устьевыми задвижками. Используются, как правило, только при строительстве скважин.

Выбор типа ОП при строительстве скважин производится в зависимости от конкретных горно-геологических условий и осуществляется еще на стадии проектирования (проектной организацией) с учетом возможности выполнения технологических операций при ликвидации ГНВП. Типовые схемы установки и обвязки устья ОП (стволовая часть, блоки глушения и дросселирования) на разных этапах строительства скважин (бурение из-под кондуктора, технических колонн) разрабатываются и утверждаются техническим руководителем буровой организации. При вскрытии скважиной изученного разреза, представленного нефтяными или водяными (с растворенным газом) пластами с нормальным пластовым давлением, после спуска кондуктора на устье устанавливается превенторная установка, обеспечивающая герметизацию скважины при спущенной колонне труб или без них (два плашечных превентора: верхний с трубными плашками, нижний с глухими плашками или универсальный). В этом случае за основу берутся типовые схемы обвязки устья по ГОСТ 13862-90 с порядковыми номерами 3 или 4.

Если при строительстве скважины предусматривается вскрытие газовых, нефтяных или водяных горизонтов с аномально высоким пластовым давлением, то устанавливаются три или четыре превентора, в том числе один универсальный. Необходимость установки превентора со срезающими плашками при ожидаемом избыточном давлении на устье скважины ниже  $350 \text{ кгс/см}^2$  (35 МПа) и объемном содержании сероводорода до 6 %

определяется организацией по согласованию с территориальными органами Госгортехнадзора России, исходя из характеристики пласта (состав флюида, пористость, проницаемость, дебит и др.). В этом случае за основу берутся типовые схемы обвязки устья по ГОСТ 13862-90 с порядковыми номерами 5, 6, 7, 8.

Если при бурении предполагается вскрытие пластов с аномально высокими пластовыми давлениями и объемным содержанием сероводорода более 6 %, а также с наличием сероводорода до 6 % и избыточным давлением на устье более 35 МПа, использование технологии спуска и подъема труб при избыточном давлении герметизированного устья при ликвидации ГНВП, а также на всех морских скважинах на устье устанавливаются четыре превентора, в том числе один превентор со срезающими плашками и один универсальный. В этом случае за основу берутся типовые схемы обвязки устья по ГОСТ 13862-90 с порядковыми номерами 9 или 10.

Фактические схемы составляются в нескольких экземплярах, один из которых передается в военизированный отряд. На фактической схеме указываются габаритные и монтажные размеры узлов противовыбросового оборудования, в спецификации приводятся соединительные размеры узлов. Кроме фактической схемы составляется также ведомость на смонтированное оборудование, в которой содержится вся необходимая информация об устье скважины и смонтированном на нем противовыбросовом оборудовании:

- акты опрессовки ПВО на рабочее давление в условиях мастерской;
- акты опрессовки шаровых кранов, обратных клапанов и спецтрубы;
- акты опрессовки обсадной колонны с установленным ОП на устье скважины, выкидных линий манифольда и цементного кольца;
- акт заправки пневмогидроаккумулятора азотом;
- сертификаты на крепежные изделия и гидравлическую жидкость.

Оборудование ОП 3 – 230/80×35 К<sub>2</sub> по ГОСТ 13862-90 расшифровывается следующим образом:

ОП 3 – оборудование противовыбросовое по схеме № 3;

230 – условный проход превенторного блока, мм;

80 – условный проход манифольда, мм;

35 – рабочее давление, МПа (350 кгс/см<sup>2</sup>);

К<sub>2</sub> – для скважинной среды с содержанием СО<sub>2</sub> и Н<sub>2</sub> до 6 %.

В зависимости от содержания углекислого газа (СО<sub>2</sub>) и сероводорода (Н<sub>2</sub>S) в эксплуатируемой среде (в промысловой жидкости) оборудование противовыбросовое выпускается в следующем коррозионно стойком исполнении:

К<sub>1</sub> – для сред с объемным содержанием СО<sub>2</sub> до 6 %;

К<sub>2</sub> – для сред с объемным содержанием СО<sub>2</sub> и Н<sub>2</sub>S до 6 % каждого;

К<sub>3</sub> – для сред с объемным содержанием CO<sub>2</sub> и H<sub>2</sub>S до 25 %.

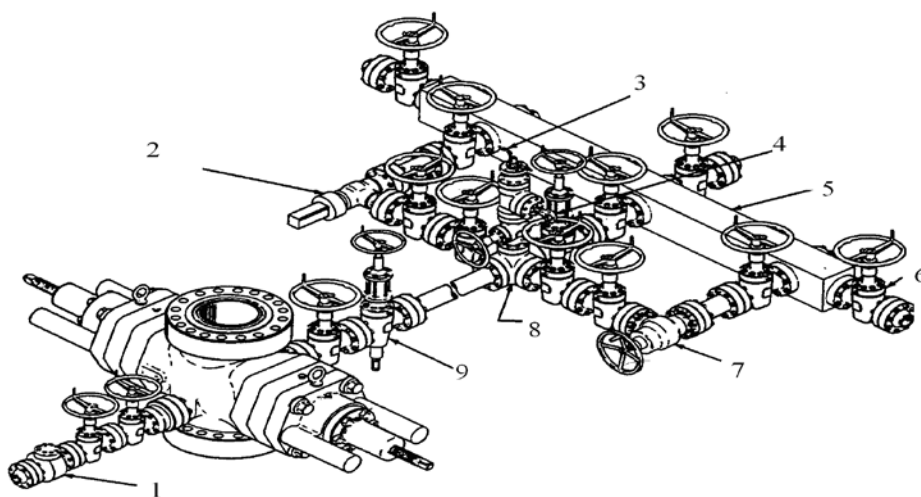
В состав ОП входят: превенторы (устанавливаются на колонном фланце кондуктора); устьевая крестовина; надпревенторная катушка и разъемный желоб; манифольды для обвязки стволовой части противовыбросового оборудования, с помощью которых управляют скважиной при ГНВП.

Превенторы изготавливаются нескольких типов: плашечные, универсальные и вращающиеся.

*Превенторы плашечные* предназначены для герметизации устья скважины при ГНВП и открытых фонтанах, возникающих при строительстве или ремонте скважин. При этом если в скважине находятся трубы, то герметизация обеспечивается с использованием трубных плашек, а при отсутствии труб в скважине герметизация осуществляется глухими плашками.

*В универсальных превенторах* ствол скважины перекрывается специальным резиновым уплотнением, смонтированным в корпусе. В открытом состоянии уплотнение обеспечивает прохождение долота. Универсальные превенторы можно закрывать на трубах различного размера и вида (бурильных, УБТ и т. д.).

*Вращающиеся автоматические превенторы* предназначены для автоматической герметизации устья скважины в процессе бурения. Они позволяют вращать и расхаживать бурильную колонну при закрытом превенторе. Выпускаются на рабочее давление 7,5 и 20 МПа.



**Рис. 2.3а. Манифольд дросселирования и глушения**

1 – обратный клапан; 2 – буровой дроссель с гидроприводом; 3 – датчик давления; 4 – манометр; 5 – буферный резервуар; 6 – задвижка с ручным приводом; 7 – буровой дроссель с ручным приводом; 8 – крестовина; 9 – задвижка с гидроприводом

Долив скважины при подъеме бурильной колонны должен носить не периодический, а непрерывный характер, для чего на нагнетательной линии следует иметь отвод для присоединения гибкого шланга или специальную емкость для произвольного стока БР или использовать дозаторы.

Обвязка превенторов – манифольд – предназначена для управления давлением в скважине при ГНВП путем воздействия на пласт закачкой раствора и создания противодействия на него. Манифольд состоит из линий дросселирования и глушения, которые соединяются со стволовой частью оборудования для герметизации и представляют собой систему трубопроводов и арматуры (задвижки и регулируемые дроссели с ручным или гидравлическим управлением, манометры и др.).

Линия глушения соединяется с буровыми насосами и служит для закачки в скважину утяжеленного раствора по межтрубному пространству. При необходимости линия глушения используется для слива газированного БР в камеру-дегазатор циркуляционной системы буровой установки.

Линия дросселирования служит для слива БР и отбора флюидов из скважины с противодействием на пласт, а также для закачки в скважину жидкости с помощью цементировочных агрегатов. Манифольды рассчитывают на рабочее давление 21, 35, 70 МПа. В зависимости от конструкций задвижек они бывают двух типов: МП – с клиновыми задвижками, и МПП – с прямоточными задвижками. Манифольды типа МП в блочном исполнении шифруются МПВ. В шифре манифольдов цифрами указывается диаметр их проходного отверстия (в мм) и рабочее давление (в МПа). Например, манифольд диаметром 80 мм (принимаемый в настоящее время для всех манифольдов) на давление 35 МПа шифруется МПВ–80×35.

Манифольды устанавливают на рамах-салазках с телескопическими стойками, позволяющими регулировать высоту их расположения в пределах 0,65–1,25 м в зависимости от положения колонной головки над устьем скважины. Высота расположения головки изменяется после спуска и цементирования каждой обсадной колонны. Высота разъемного желоба устанавливается по расстоянию между фланцевой катушкой и ротором буровой установки.

На установках могут монтироваться один или два плашечных превентора. В морских скважинах с устьем на дне моря устанавливают три, а иногда и четыре плашечных превентора, а над ними – универсальный превентор. В морских установках монтируют иногда два универсальных превентора. При бурении под давлением над этим превентором располагают вращающийся превентор.

После монтажа линии манифольдов превенторы подвергают гидроиспытаниям под давлением, в 1,5 раза превышающим рабочее.

Манифольд противовыбросового оборудования (рис. 2.3а) состоит из линий дросселирования и глушения, которые соединяются со стволовой частью ОП и представляют собой систему трубопроводов и арматуры. Линия глушения соединяется с буровыми насосами и служит для закачки в скважину утяжеленного раствора по межтрубному пространству.

Дроссели (штуцеры) имеют ручное или гидравлическое дистанционное управление и служат для создания противодействия на пласт с целью плавного регулирования скорости потока жидкости, поступающей из

скважины. Работа дросселя регулируется осевым перемещением нако-  
нечника, в результате чего изменяется проходное сечение дросселя.

В линиях глушения и дросселирования применяются высококачест-  
венные бесшовные трубы. Фланцевые соединения манифольда уплотня-  
ются металлическими кольцевыми прокладками. Противовыбросовое обо-  
рудование монтируется на устьевой крестовине колонной головки. При не-  
соответствии диаметров крестовины и превентора между ними устанавли-  
вается переводной фланец. Линии манифольда должны быть прямыми  
и поворот допускается в исключительных случаях.

*Манифольды противовыбросовые блочные* (рис. 2.3б) выпускаются  
промышленностью согласно ГОСТ 13862–90 и могут иметь обозначение  
МПБ 5–80×70К<sub>3</sub>, которое расшифровывается следующим образом:

МПБ – манифольд противовыбросовый блочный;

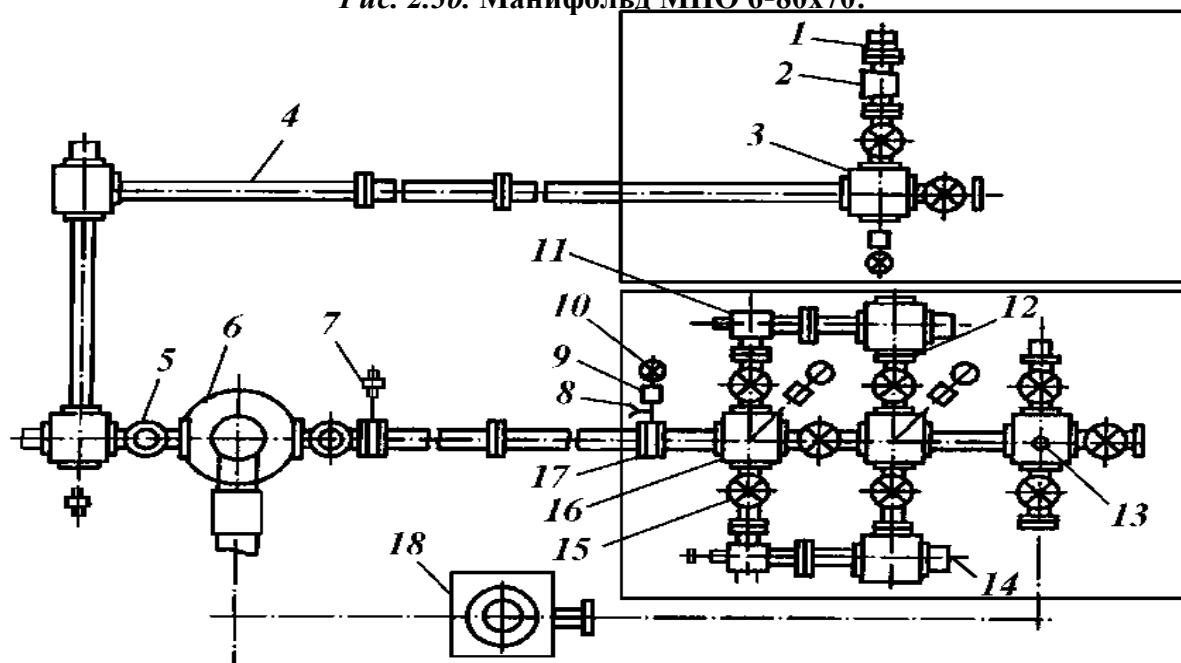
5 – порядковый номер типовой схемы (по схеме № 5);

80 – условный внутренний диаметр узлов манифольда, Ду, мм;

70 – рабочее давление, МПа;

К<sub>3</sub> – для эксплуатации на скважинах с содержанием сероводорода  
(H<sub>2</sub>S) до 25 %.

**Рис. 2.3б. Манифольд МПО 6-80х70:**



1 – отводной фланец; 2 – обратный клапан; 3 – тройник с манометром; 4 –  
линия глушения; 5 – задвижка с гидроприводом; 6 – блок превенторов; 7 – датчик дав-  
ления; 8 – игольчатый вентиль; 9 – разделитель сред; 10 – показывающий манометр;  
11 – дроссель с ручным приводом; 12, 13 – пробка; 14 – гаситель потока; 15 –  
задвижка с ручным приводом; 16 – крестовина; 17 – адаптерный и инструменталь-  
ный фланцы; 18 – сепаратор бурового раствора

Рабочее давление манифольда должно быть не менее давления опрес-  
совки обсадной колонны. Промышленностью выпускаются манифольды на

рабочее давление 7, 14, 21, 35, 70 и 105 МПа с условным внутренним диаметром 80 мм (бурение) 50, 65 мм (ремонт скважин).

Манифольды поставляются заводами-изготовителями блочно, т. е. на специальных рамах.

Под блок дросселирования или глушения монтируются составные части манифольда, такие как прямоточные задвижки с ручным управлением, тройники и крестовики, регулируемые дроссели с ручным или дистанционным управлением, гасители потока, манометры с разделителями сред.

Отдельно поставляются: гидроприводные задвижки (на отводах крестовины); напорные трубы (от устья скважины до блоков); сепараторы или трапнофакельные установки; трубные секции (выкидные линии после концевых задвижек блока дросселирования и блока глушения).

В манифольде противовыбросовом используются прямоточные задвижки с ручным или гидравлическим управлением.

*Монтаж манифольда противовыбросового.* Блоки дросселирования и глушения устанавливаются на твердом покрытии не ближе 10 м от устья скважины в легкодоступном месте. Внутренний диаметр коренных труб (от устьевого крестовины до блока задвижек), самих задвижек, дросселя и других элементов манифольда должен соответствовать внутреннему диаметру крестовины. После концевой задвижки допускается увеличение внутреннего диаметра выкидных линий на 30 мм. При капитальном ремонте коренные трубы для скважин первой группы выполняются из бурильных труб, для скважин второй и третьей групп – из насосно-компрессорных труб. Диаметры труб 73 мм, группа прочности марки «Д».

Длина сбросовых линий должна быть: для нефтяных скважин с газовым фактором менее  $200 \text{ м}^3/\text{т}$  – не менее 30 м; для нефтяных скважин с газовым фактором более  $200 \text{ м}^3/\text{т}$ , газовых и разведочных скважин – не менее 100 м.

Расстояние от концов выкидного манифольда до всех коммуникаций и сооружений, не относящихся к объектам буровой установки, должно быть не менее 100 м для всех категорий скважин.

Качество монтажа подтверждается опрессовкой. При этом блок дросселирования и блок глушения до концевых задвижек манифольда высокого давления должны быть опрессованы водой, а затем воздухом совместно с превенторной установкой и устьевым оборудованием на давление опрессовки обсадной колонны. Выкидные линии после концевых задвижек опрессовываются водой на давление:

–  $50 \text{ кгс/см}^2$  (5 МПа) – для противовыбросового оборудования, рассчитанного на ожидаемое давление до  $210 \text{ кгс/см}^2$  (21 МПа);

–  $100 \text{ кгс/см}^2$  (10 МПа) – для противовыбросового оборудования, рассчитанного на ожидаемое давление выше  $210 \text{ кгс/см}^2$  (21 МПа);

Результаты опрессовки оформляются актом.

*Превенторы.* При использовании плашечных превенторов скважины перекрываются сдвигающимися к центру плашками, изготовленными из

специальной резины с металлической арматурой. Как правило, на устье скважины устанавливают два превентора, оснащенных плашками, размеры которых соответствуют наружному диаметру труб, находящихся в скважине. Глухие плашки устанавливаются в превенторе по мере необходимости перекрытия всего сечения скважины. Закрывать плашки можно как ручным способом при помощи штурвала, так и с помощью гидравлического или электрического приводов. Конструкция плашек выполнена таким образом, что за счет давления, возникающего внутри скважины, образуется дополнительное усилие, способствующее еще большему их уплотнению.

Плашечные превенторы обеспечивают возможность расхаживания колонны труб при герметизированном устье в пределах длины между замковыми или муфтовыми соединениями, подвеску колонны труб на плашки и ее удержание от выталкивания под действием скважинного давления. Установлена следующая система обозначения плашечного превентора:

– тип превентора и вид привода: плашечный с гидроприводом (ППГ); плашечный с ручным приводом (ППР); плашечный с перерезывающими плашками (ППС);

– конструктивное исполнение, с трубными или глухими плашками, не обозначается;

– диаметр прохода условный, мм;

– рабочее давление, МПа;

– тип исполнения – в зависимости от скважинной среды ( $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$ ).

Пример обозначения превенторов: превентор ППР (Г) 1(2,3)

– 150×21(35) – К(С)В(Н)1(2, 3), где ППР или ППГ – ручной или гидравлический; 1, 2 или 3 – одинарный, сдвоенный (одинарный допускается не указывать); 150 – проход в мм; 21 или 35 – рабочее давление, в МПа; К или С – кованный или сварной корпус; В или Н – выдвижной или не выдвижной штурвал; 1(2, 3) – исполнение по коррозионной стойкости: нормальная, улучшенная и повышенная стойкость. Рабочий интервал температур: от – 40 до +100 °С. По способу герметизации плашечные превенторы выпускаются в двух вариантах: гидроуправляемые и с ручным приводом фиксации плашек. Гидроуправляемые плашечные превенторы, в отличие от превенторов с ручным приводом, позволяют дистанционно и быстро (за 5–10 с) загерметизировать устье скважины.

После герметизации устья превентор плашечный гидроуправляемый при наличии труб в скважине позволяет:

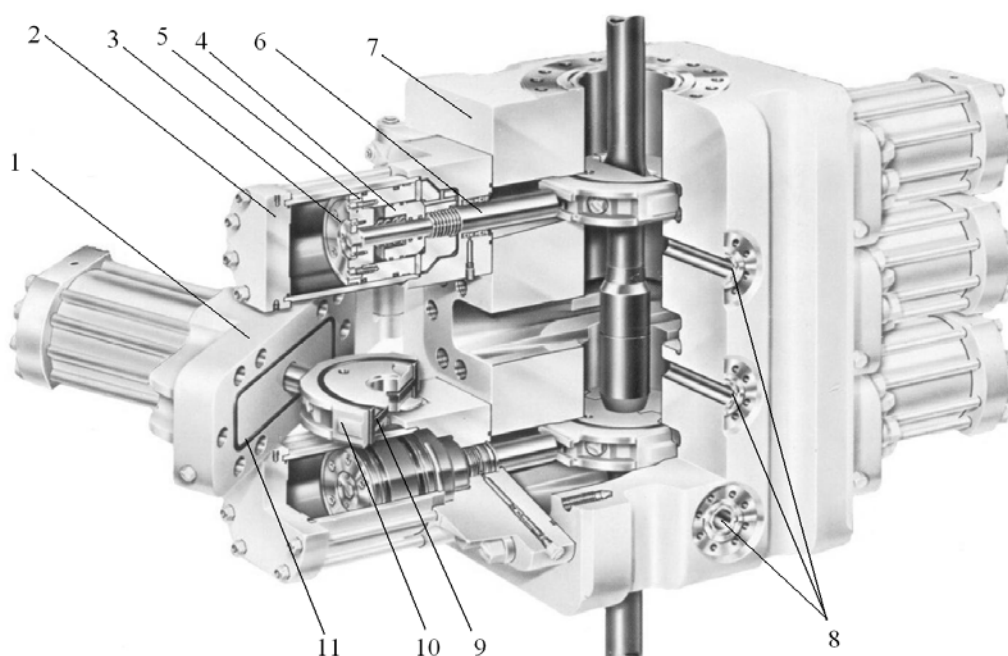
- проворачивать и расхаживать колонну труб на гладкой части трубы по длине от муфты до муфты (при контролируемом давлении в камере закрытия);

- разгрузить колонну труб на плашки и удерживать колонну плашками от выброса (при возрастании давления в скважине);

- спустить или поднять часть всей колонны при загерметизированном устье скважины в случае установки двух плашечных превенторов (метод шлюзования);
- срезание колонны труб (при установке превентора со срезающими плашками).

Размер трубных плашек должен соответствовать размерам труб, спущенных в скважину.

Превентор (рис. 2.4) состоит из стального литого корпуса 7, к которому на шпильках крепятся крышки четырех гидравлических цилиндров 2. В полости А цилиндра размещен главный поршень 3, укрепленный на штоке 6. Внутри поршня размещен вспомогательный поршень 4, служащий для



**Рис. 2.4. Комбинированный строенный превентор**

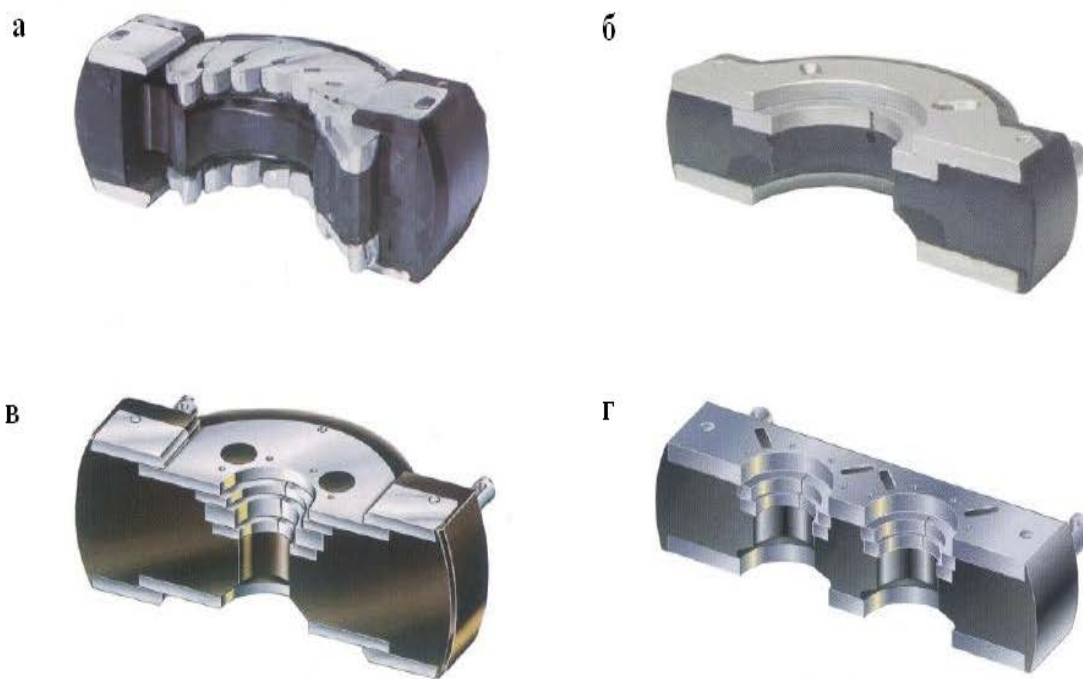
фиксации плашек 10 в закрытом состоянии отверстия Г ствола скважины. Для закрытия отверстия плашками жидкость, управляющая их работой, поступает в полость А, под действием давления которой поршень перемещается слева направо. Вспомогательный поршень также перемещается вправо и в конечном положении нажимает на кольцо-защелку 5 и тем самым фиксирует в закрытом состоянии, что исключает самопроизвольное их открытие. Чтобы открыть отверстие Г ствола, надо передвинуть плашки влево. Для этого управляющая жидкость должна быть подана под давлением в полость В, которая перемещает вспомогательный поршень по штоку влево и открывает защелку. Этот поршень, дойдя до упора в главный поршень, передвигает его влево, тем самым раскрывая плашки. При этом управляющая жидкость, находящаяся в полости £, выжимается в систему управления.

Плашки превентора могут быть заменены в зависимости от диаметра уплотняемых труб. Торцы плашек по окружности уплотняются резиновой



манжетой 9, а крышка 1 – прокладкой. Каждый из превенторов управляется самостоятельно, но обе плашки каждого превентора действуют одновременно. Отверстия 8 в корпусе служат для присоединения превентора к манифольду. Нижним торцом корпус крепится к фланцу устья скважины, а к верхнему его торцу присоединяется универсальный превентор.

Как видно, плашечный превентор с гидравлическим управлением должен иметь две линии управления: одну для управления фиксацией положения плашек, вторую – для их перемещения. *Превенторы с гидравлическим управлением в основном применяют при бурении на море.* В ряде слу-



**Рис. 2.5. Плашки превенторов:**

*а – универсальная; б – трубная, для обсадных труб; в – трубная, для бурильных труб; г – для двух рядов труб*

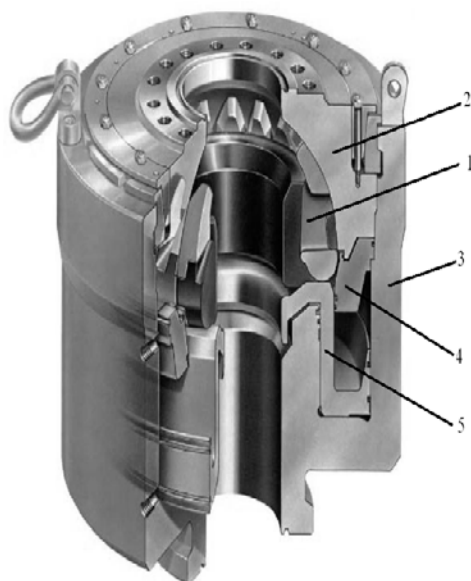
чаев нижний превентор оборудуется плашками со срезающими ножами для перерезания находящейся в скважине колонны труб.

Для бурения на суше применяют в основном однокорпусные плашечные превенторы с двойной системой перемещения плашек: гидравлической и механической (без системы гидравлического управления их фиксацией). По конструкции эти превенторы значительно проще.

Перекрывающие устье скважины плашки комплектуются под определенный размер трубы. При отсутствии в скважине бурильных труб устье перекрывается глухими плашками. Общий вид плашек показан на рис. 2.5.

*Универсальный превентор* предназначен для повышения надежности герметизации устья скважины. Его основной рабочий элемент – мощное кольцевое упругое уплотнение, которое при открытом положении превентора позволяет проходить колонне бурильных труб, а при закрытом поло-

жении – сжимается, вследствие чего резиновое уплотнение обжимает трубу (ведущую трубу, замок) и герметизирует кольцевое пространство между бурильной и обсадной колоннами. Эластичность резинового уплотнения позволяет закрывать превентор на трубах различного диаметра, на замках и УБТ. Применение универсальных превенторов дает возможность вращать и расхаживать колонну при герметизированном кольцевом зазоре.



**Рис. 2.6. Универсальный гидравлический превентор типа ПУГ**

равномерного распределения напряжений. Плунжер 5 имеет ступенчатую форму с центральным отверстием. Уплотнитель фиксируется крышкой 2 и распорным кольцом 4.

Корпус, плунжер и крышка образуют в превенторе две гидравлические камеры, изолированные друг от друга манжетами плунжера.

При подаче рабочей жидкости под плунжер через отверстие в корпусе превентора плунжер перемещается вверх и обжимает по сфере уплотнение так, что оно расширяется к центру и обжимает трубу, находящуюся внутри кольцевого уплотнения. При этом давление БР в скважине будет действовать на плунжер и поджимать уплотнитель. Если в скважине нет колонны, уплотнитель полностью перекрывает отверстие. Верхняя камера служит для открытия превентора. При нагнетании в нее масла плунжер движется вниз, вытесняя жидкость из нижней ка-

Кольцевое уплотнение сжимается либо в результате непосредственного воздействия гидравлического усилия на уплотняющий элемент, либо вследствие воздействия этого усилия на уплотнение через специальный кольцевой поршень.

Универсальный гидравлический превентор со сферическим уплотнением плунжерного действия (рис. 2.6) состоит из корпуса 3, кольцевого плунжера 5 и кольцевого резинометаллического сферического уплотнителя 1. Уплотнитель имеет форму массивного кольца, армированного металлическими вставками двухтаврового сечения для жесткости и снижения износа за счет более



**Рис. 2.7. Уплотнители кольцевых превенторов**

меры в сливную линию. Уплотнитель расширяется и принимает прежнюю форму.

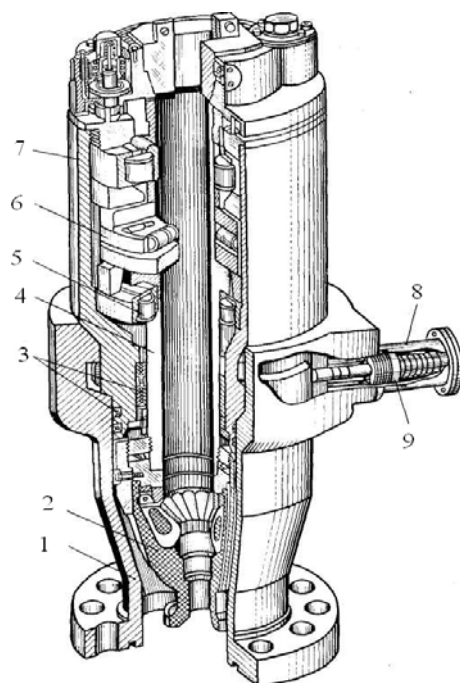
Кольцевой уплотнитель (рис. 2.7) позволяет: протаскивать колонны общей длиной до 2000 м с замками или муфтами с конусными фасками под углом 18°; расхаживать и проворачивать колонны; многократно открывать и закрывать превентор.

Конструкция превентора допускает замену уплотнителя без его демонтажа. Управление универсальным превентором может осуществляться либо с помощью ручного плунжерного насоса, либо с помощью насоса с электроприводом. Время закрытия универсального превентора гидроприводом 10 с.

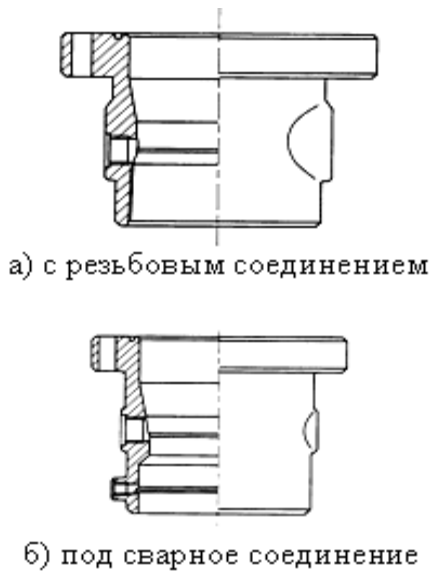
*Вращающиеся превенторы (ВП)* применяются для герметизации устья скважины в процессе ее бурения при вращении и расхаживании бурильной колонны, а также при СПО и повышенном давлении в скважине.

Этот превентор (рис. 2.8) уплотняет ведущую трубу, замок или бурильные трубы, он позволяет поднимать, спускать или вращать бурильную колонну, бурить с обратной промывкой, с аэрированными растворами, с продувкой газообразным агентом, опробовать пласты в процессе газопроявлений, регулировать дифференциальное давление в системе «скважина – пласт», а также осуществлять вскрытие продуктивных пластов на «равновесии».

Основной элемент вращающегося превентора – уплотнитель 2, позволяющий протаскивать инструмент через его отверстие. Уплотнитель состоит из металлического основания и резиновой части, прикреплен к стволу 4 при помощи байонетного соединения и болтов. От проворачивания его предохраняют шпоночные выступы, входящие в вырезы ствола. В патроне 7 превентора на двух радиальных 5 и одном упорном 6 подшипниках качения смонтирован ствол 4. Манжетные уплотнения 3 служат для предохранения превентора от попадания в него жидкости из скважины между стволом, корпусом и патроном. Фиксация патрона в корпусе осуществляется защелкой 9, которая открывается под давлением масла, подаваемого ручным насосом через штуцер 8.



**Рис. 2.8. Вращающийся превентор ВП-156×320**



**Рис. 2.9. Корпус колонной головки**

Устанавливают ВП над блоком превенторов вместо разъемного желоба для отвода БРк блоку очистки циркуляционной системы буровой установки.

Вращающийся ствол герметизируется с неподвижным корпусом системой резиновых манжетных уплотнений, предотвращающих проникновение промывочной жидкости в подшипниковый узел.

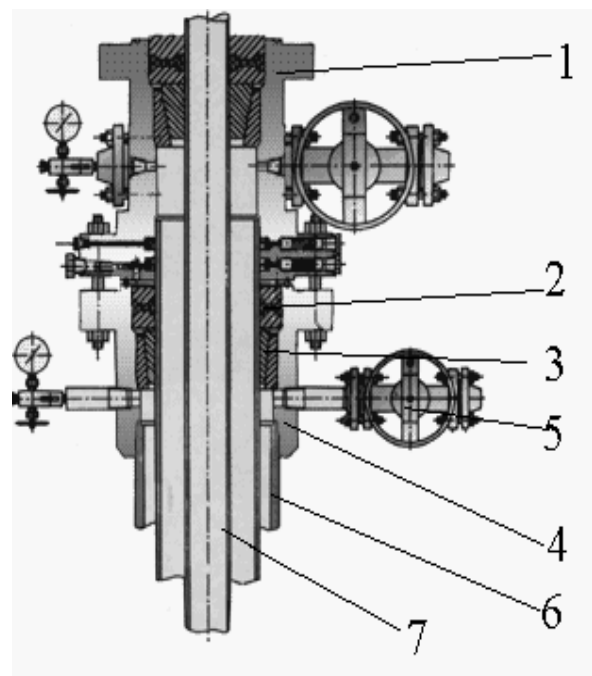
Корпус *колонной головки* является первым элементом, устанавливаемым на кондукторе с помощью резьбового (наружного или внутреннего) или сварного соединения (рис. 2.9).

Хотя резьбовое соединение надежнее, оно имеет тот недостаток, что требует точной установки верхней резьбы трубы обсадной колонны, чтобы обеспечить монтаж подвесок и превенторов.

В случае прихвата обсадной колонны в ходе ее спуска монтаж может осуществляться только с помощью отрезания обсадной трубы и сварки резьбовой части или специально отведенного «под сварку» корпуса колонной головки. В последнем случае соединение должно быть выполнено очень тщательно с соблюдением горизонтальности верхнего фланца. Внутренние и наружные сварные швы должны испытываться при помощи насоса типа Бэйкер через отверстие между двумя сварными швами.

Место посадки подвески (в верхней части) может быть цилиндрическим или коническим (в зависимости от марки и модели) для установки клиньев подвески и уплотнения следующей обсадной трубы. Таким образом, именно кондуктор и корпус колонной головки будут нести все обсадные трубы и превенторы, предусмотренные конструкцией скважины. В скважинах большой глубины вес колонн (с натяжением) очень высок и при этом необходимо подбирать колонную головку с круглой опорной плитой.

Использование последнего типа повышает устойчивость корпуса колонной головки и обеспечивает лучшее распределение нагрузок на дно шахты при условии, что предусмотрена более глубокая шахта с последую-

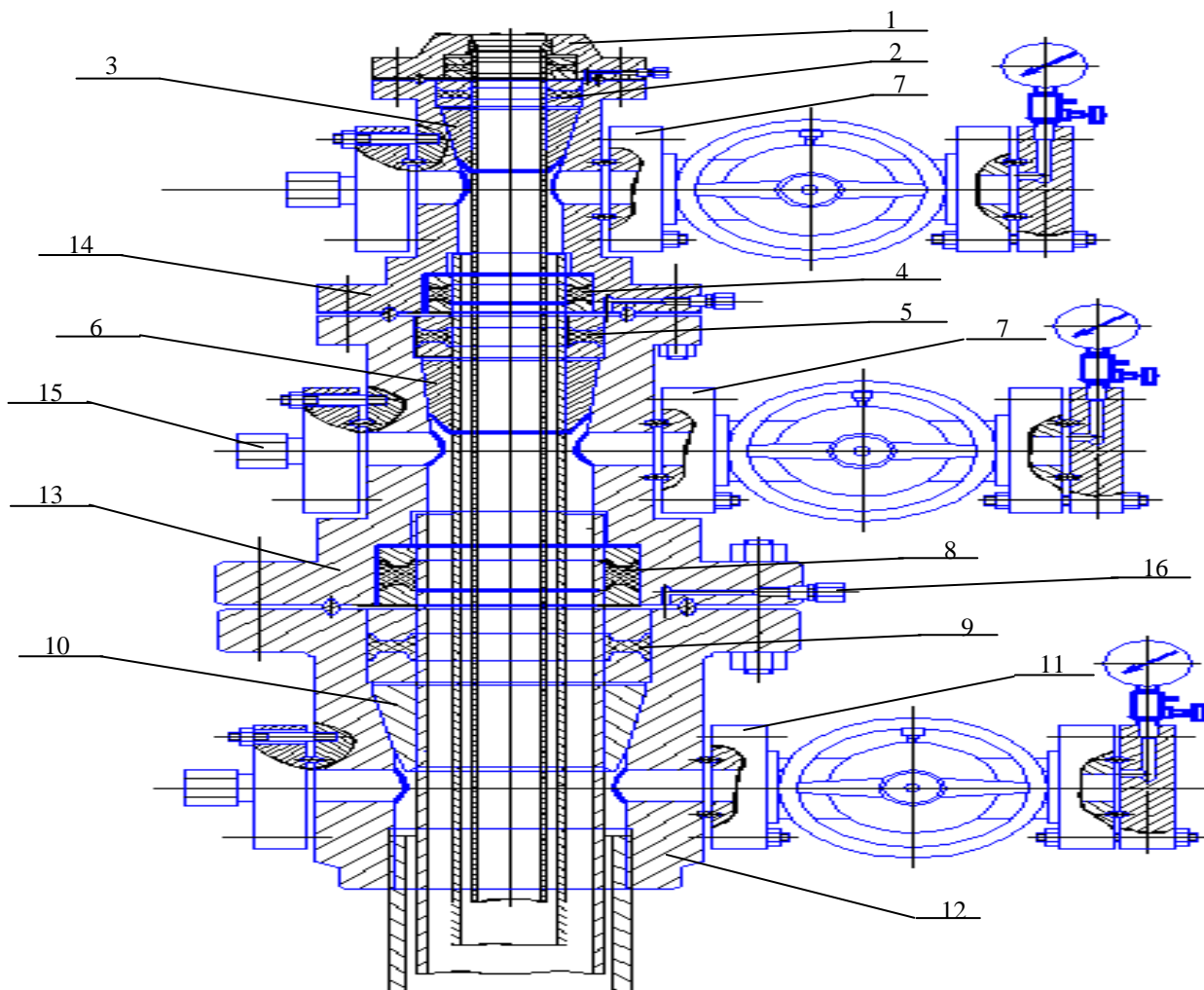


**Рис. 2.10. Колонная головка**

щим бетонированием пространства между дном шахты и опорной плитой. Обычно при этом добавляется цементируемый каркас.

Колонная головка (рис. 2.10) предназначена для подвешивания и обвязки между собой всех спускаемых в скважину обсадных колонн с целью обеспечения контроля за состоянием кольцевого пространства, а также для управления межтрубными проявлениями, возникающими в процессе строительства и эксплуатации скважины.

Кроме того, колонная головка служит основанием для установки ПВО при бурении и арматуры для фонтанной или механизированной эксплуатации скважины. Секции колонной головки устанавливаются на устье скважины последовательно, по мере спуска и цементирования обсадных



**Рис. 2.11. Оборудование обвязки обсадных колонн типа ОККЗ-35-140x245x324x426:**

1 – крестовина фонтанной арматуры; 2, 4, 5, 8, 9 – пакеры, состоящие из двух стальных дисков и уплотнительной резины; 3, 6, 10 – клиновые подвески под размеры обсадных колонн; 7, 11 – манифольды верхнего, среднего и нижнего корпусов колонной головки для контроля затрубного пространства; 12 – нижний корпус колонной головки, монтируется на верхней трубе кондуктора на резьбе или сварке, рабочее давление 21 МПа; 13 – средний корпус колонной головки, рабочее давление 35 МПа; 14 – верхний корпус колонной головки, рабочее давление 35 МПа; 15 – резьбовая заглушка, здесь может быть подключена нагнетательная линия; 16 – спускные пробки для опрессовки пакеров

колонн. При этом каждая секция колонной головки должна подбираться с учетом максимального пластового давления, ожидаемого при бурении следующего за обсаженным интервала скважины. На нее устанавливается ПВО, рассчитанное на такое же рабочее давление. После спуска и подвешивания очередной обсадной колонны цикл повторяется.

Обвязка всех входящих в конструкцию скважины обсадных колонн секциями колонной головки возможна только по мере их спуска и цементирования.

Колонная головка для обвязки двух колонн состоит из корпуса 4, навинченного на обсадную трубу 6. Внутренняя поверхность корпуса коническая, и в ней размещены клинья 3, удерживающие внутреннюю колонну обсадных труб 7. На фланце корпуса установлена катушка 1, надетая на трубу и обычно сваренная с ней. Катушка болтами соединена с корпусом. Межтрубные пространства разобщаются уплотнениями 2. На колонной головке предусмотрена задвижка 5 для обеспечения доступа в затрубное пространство. Вертикальный размер такой колонной головки около 1 м. Масса в зависимости от диаметра обсадных труб до 500–550 кг.

Колонные головки изготавливаются отечественными заводами 4 типов, 26 размеров и подбираются в зависимости от диаметра колонн, их назначения, рабочего давления, глубины спуска.

Конструкция колонных головок должна обеспечивать:

- восстановление герметичности межколонных пространств обсадных колонн периодической подачей, при необходимости, консистентных смазок в межпакерную полость систему уплотнения;

- возможность монтажа стволовой части противовыбросового оборудования с последующей опрессовкой противовыбросового оборудования (манифольда);

- контроль и разрядку, при необходимости – создания давления в межколонных пространствах на устье;

- проведение цементирования скважины после очередного спуска обсадной колонны (технической или эксплуатационной).

- восстановление герметичности межколонных пространств обсадных колонн периодической подачей, при необходимости, консистентных смазок в межпакерную полость систему уплотнения;

- возможность монтажа стволовой части противовыбросового оборудования с последующей опрессовкой противовыбросового оборудования (манифольда);

- контроль и разрядку, при необходимости – создания давления в межколонных пространствах на устье;

- проведение цементирования скважины после очередного спуска обсадной колонны (технической или эксплуатационной).

Колонная головка обеспечивает надежное и герметичное соединение устья обсадной колонны с ранее спущенными колоннами; контроль за

давлением в межколонном пространстве и закачивание при необходимости глинистого и цементного растворов в межколонное пространство.

По мере спуска, цементирования и натяжки обсадных колонн секции колонной головки устанавливаются на устье скважины последовательно.

Конструкция колонной головки должна отвечать следующим требованиям:

- надежность герметизации межтрубных пространств;
- контроль над давлением в межтрубном пространстве;
- быстрое и надежное закрепление обсадных колонн;
- универсальность, т. е. возможность крепления к одной колонной головке обсадных колонн различных комбинаций;
- предохранение устьевого части обсадных колонн от повышенного износа при работе бурильным инструментом;
- возможность вертикального перемещения обсадных колонн при высоких температурах в скважине;
- высокая надежность работы подвесок и узлов уплотнений во время бурения и длительной эксплуатации скважины;
- максимально возможная высота;
- прочность с учетом действия различных нагрузок.

По количеству обвязываемых колонн колонные головки имеют одно-, двух-, трех-, четырех- и пятиколонную конструкцию. Шифр колонной головки, например ОКК3–35–140×245×324×426 (рис. 2.11), содержит следующую информацию: ОКК – оборудование колонной головки клиновое, т. е. технические и эксплуатационные колонны подвешиваются на клиньях; 3 – количество колонн, подвешиваемых на клиньях (в данной конструкции техническая колонна диаметром 245, 324 мм и эксплуатационная колонна диаметром 140 мм); 35 – рабочее давление колонных обвязок, МПа (в данном случае верхнее и нижнее по 35 МПа); 140×245×324×426 – диаметры обвязываемых колонн, мм (кондуктор Ø426).

По конструкции колонные головки разделяются на колонные фланцы, которые устанавливаются на кондуктор при помощи резьбы или сварки, и колонные головки в виде переводных катушек, имеющих верхний и нижний фланец. Сбоку колонные головки имеют в корпусе отверстия для установки задвижек и фланцев. В боковых отверстиях нарезана резьба для установки пробки с помощью приспособления, позволяющего менять задвижки под давлением. Количество колонных головок зависит от конструкции скважины. Между собой колонные головки крепятся при помощи шпилек, гаек, металлических прокладок (колец). Между собой колонные головки различаются материалом изготовления.

Критерием соответствия фланцев колонных головок друг другу, как верхних и нижних, так и боковых фланцев с фланцами задвижек, является рабочее давление и условный диаметр проходного отверстия.

Обсадные колонны укрепляются в посадочном месте колонных головок при помощи клиновых подвесок. Клиновые подвески укомплектованы резиновым пакером, который должен герметизировать пространство между посадочным местом колонной головки и подвешенной обсадной колонны. Кроме этого, после закрепления колонны клиньями обсадная труба обрезается труборезкой, оставляя сверху над фланцем кусок трубы высотой 130–330 мм (для различных конструкций колонных головок высота может меняться). После монтажа очередной колонной головки производится герметизация заколонного пространства резинометаллическими уплотнениями при помощи герметика, закачанного под высоким давлением в полости уплотнителей, и опрессовка межколонного пространства.

Межколонное пространство на устье скважины опрессовывается водой или незамерзающей жидкостью на давление, не превышающее остаточную прочность предыдущей колонны.

Корпус колонной головки является первым элементом, устанавливаемым на кондукторе. Соединение может быть резьбовым (наружным или внутренним) или же сварным. Хотя резьбовое соединение надежнее, оно имеет тот недостаток, что требует точной установки верхней резьбы трубы обсадной колонны, чтобы обеспечить монтаж подвесок и превенторов.

В случае прихвата обсадной колонны в ходе ее спуска монтаж может осуществляться только с помощью отрезания обсадной трубы и сварки резьбовой части или специально отведенного «под сварку» корпуса колонной головки. В последнем случае соединение должно быть выполнено очень тщательно, соблюдая горизонтальность верхнего фланца. Внутренние и наружные сварные швы должны испытываться при помощи насоса через отверстие между двумя сварными швами.

Место посадки подвески (в верхней части) может быть цилиндрическим или коническим (в зависимости от марки и модели) для установки клиньев подвески и уплотнения следующей обсадной трубы. Два боковых отвода, нарезных или фланцевых, обеспечивают контроль затрубного пространства.

Таким образом, именно кондуктор и корпус колонной головки будут нести все предусмотренные программой обсадные трубы и превенторы. В скважинах большой глубины вес колонн (с натяжением) очень высок, при этом необходимо подбирать колонную головку с круглой опорной пластиной.

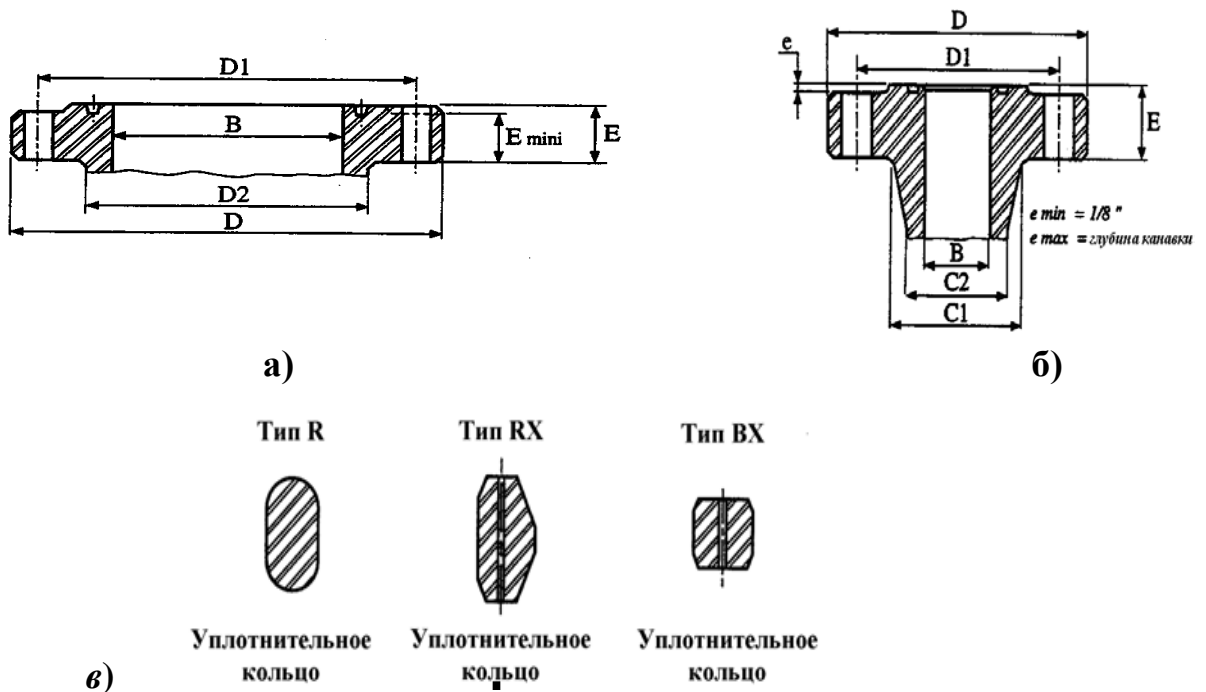
Использование последнего типа повышает устойчивость корпуса колонной головки и обеспечивает лучшее распределение нагрузок на дно шахты при условии, что предусмотрена более глубокая шахта с последующим бетонированием пространства между дном шахты и опорной пластиной. Обычно при этом добавляется зацементированный каркас.

Колонная головка несет на себе обсадную трубу. Колонная головка имеет:



- 1) два фланца разных размеров и серий (нижний фланец должен иметь тот же размер и относиться к той же серии, что и верхний фланец корпуса предыдущей головки);
- 2) коническую или цилиндрическую расточку в верхней части для посадки клиньев подвески следующей обсадной колонны;
- 3) цилиндрическую расточку в нижней части для посадки испытательного устройства и герметизирующего вкладыша.

Герметизация затрубного пространства между двумя трубами может быть обеспечена разными путями: за счет сжатия набора уплотнений из неопрена и стальных дисков; за счет обжимания неопренового уплотнения путем закачки пластика.



**Рис. 2.12. Фланцы:**

*а – тип 6В-20 МПа; б – тип 6ВХ-35-70 МПа; в – типы уплотнительных колец*

*Фланцы* – это механизмы для сборки различных элементов устьевого оборудования, различающиеся по размерам внутреннего диаметра (в дюймах) и по рабочему давлению (в единицах фунт/ кв. дюйм). Пример: 9" – 35 МПа.

Существует два класса фланцев (рис. 2.12 а, б):

- фланцы 6В для рабочих давлений 14, 20 и 35 МПа (2000, 3000 и 5000 фунт/ кв. дюйм) до размера 11" включительно;
- фланцы 6ВХ для рабочих давлений 35 МПа (5000 фунт/ кв. дюйм), начиная с размера 13–5/8", на 70, 105 и 140 МПа (10000, 15000 и 20000 фунт/ кв. дюйм), а также на рабочее давление 14 и 20 МПа (2000 и 3000 фунт/ кв. дюйм) (при номинальном диаметре – 3/4").

Эти два типа фланцев различаются, главным образом, системой герметизации «металл – металл», в которой используется зажим стального тороидального уплотнения между двумя фланцами.

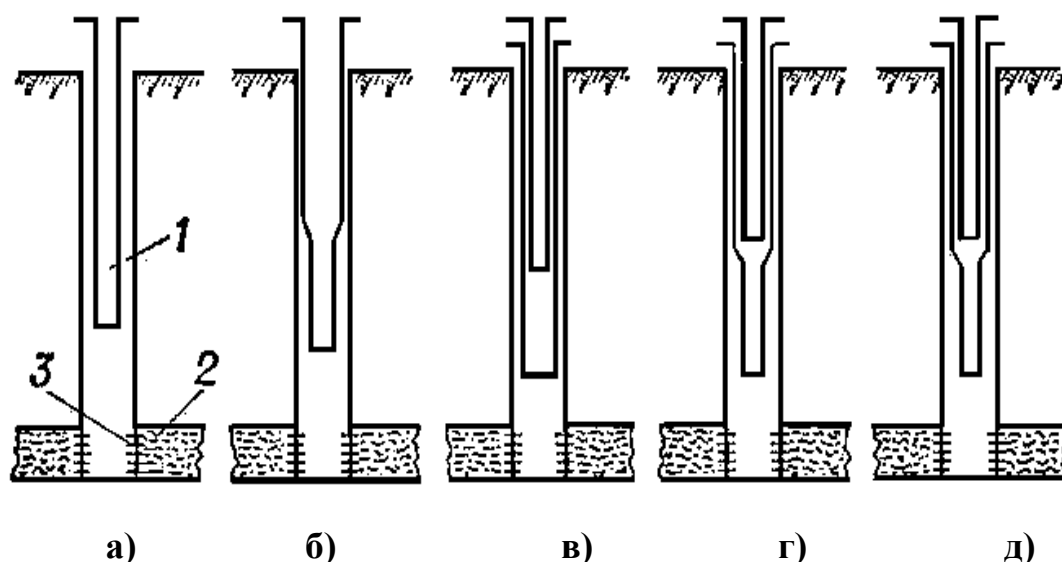
На рис. 2.12 показаны номинальные размеры фланцев и рабочие давления, для которых они предназначены.

Фланцы 6В оснащены уплотнением типа R или RX. Уплотнение R имеет овальное или восьмиугольное сечение, а уплотнение RX имеет восьмиугольное асимметричное сечение (рис. 2.12 в). Эти два типа уплотнений собираются в одних и тех же канавках фланцев 6В. Герметичность сборки будет эффективной, когда затяжка уплотнений за счет завинчивания гаек (или хомутов) приблизится к зазору  $S$ , называемому натягом. Этот зазор должен быть неизменным по всему периметру.

Фланцы 6ВХ оснащены уплотнением типа ВХ восьмиугольного сечения с отверстиями для выравнивания давления в обоих основаниях канавок.

*Нижний фланец* содержит: отверстие, оснащенное обратным клапаном, подающим винтом и заглушкой, испытательное отверстие, оснащенное заглушкой, позволяющей проверить герметичность нижних и верхних уплотнений.

*Колонная подвеска* является устройством для крепления и подвески обсадных колонн в колонных головках. Это устройство представлено набором клиньев, зажимающих обсадную трубу в конической части головки. Оно дополняется пакером (рис. 2.13).

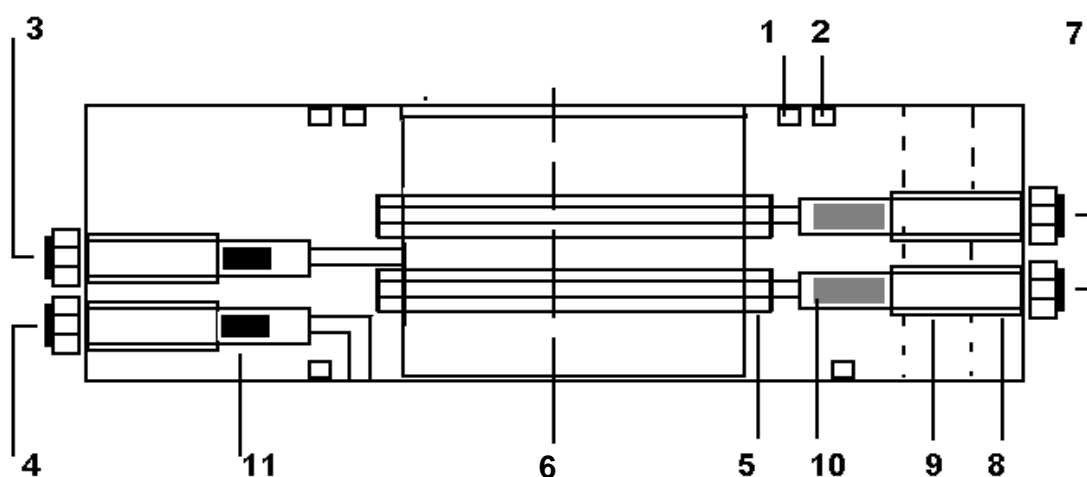


**Рис. 2.13. Схемы колонной подвески:**

*а* – однорядная; *б* – однорядная ступенчатая; *в* – двухрядная; *г* – двухрядная со ступенчатым первым рядом труб; *д* – двухрядная со ступенчатым первым и вторым рядом труб; *1* – колонная подвеска; *2* – пластины; *3* – отверстия (перфорация)

На рынке имеется множество моделей. Следует отметить, что для каждой марки определенный тип обсадных труб может сочетаться с единственным типом клиньев. Колонные головки и клинья разработаны на разную грузоподъемность и будут, таким образом, выбираться в зависимости от веса колонны, которую они должны выдерживать.

*Испытательный фланец* (рис. 2.14) устанавливается на верхний фланец промежуточной колонной головки и обеспечивает герметичность обсадных труб, подвешенных в нижней колонной головке. С другой стороны, испытательные отверстия обеспечивают контроль герметичности. Этот фланец устанавливается на верхний фланец промежуточной колонной головки и обеспечивает герметичность обсадных труб, подвешенных в нижней колонной головке. С другой стороны, испытательные отверстия обеспечивают контроль герметичности.



**Рис. 2.14. Испытательный фланец:**

*1 – кольцевая канавка ограниченного применения; 2 – стандартная кольцевая канавка; 3 – канал для подачи гидравлического давления при испытаниях; 4 – канал для подачи гидравлического давления при испытаниях; 5 – уплотнительное кольцо; 6 – фаска для сварного шва; 7 – канал для пластиковой смазки; 8 – подающий винт; 9 – пластиковая смазка; 10 – обратный клапан; 11 – обратный клапан испытательного канала*

В некоторых сборках мы получим, таким образом, три системы герметизации затрубного пространства последней спущенной обсадной трубы:

- когда уплотнения сочетаются с клиньями;
- за счет испытательного фланца;
- когда уплотнения располагаются в основании колонной головки, расположенной непосредственно сверху.

Этот фланец включает:

- герметичное уплотнение 5, армированное асбестом;
- закрытое заглушкой боковое отверстие 7 с обратным клапаном 10 и подающим винтом 8 (для обеспечения герметичности уплотнения на обсадных трубах, снимая заглушку и винт, в отверстие вводятся стержни

пластика; затяжка винта подает пластик на уплотнение и сжимает его вокруг трубы);

- верхнее боковое отверстие, в котором находится обратный клапан (в случае сварки верхнего конца трубы с испытательным фланцем подача давления в камеру между уплотнением и сваркой позволяет проверить герметичность сварки);

- боковое отверстие с выходом на нижнюю поверхность фланца с обратным клапаном и заглушкой 4 (подача давления в камеру между уплотнением испытательного фланца и уплотнением подвески позволяет проверить герметичность этих двух уплотнений и тороидальной прокладки).

Фланцевые катушки и крестовины (рис. 2.15) служат для соединения с колонной головкой, а также между собой плашечных, кольцевого и вращающегося превенторов. При этом используются соединительные и переходные фланцевые катушки и крестовины.

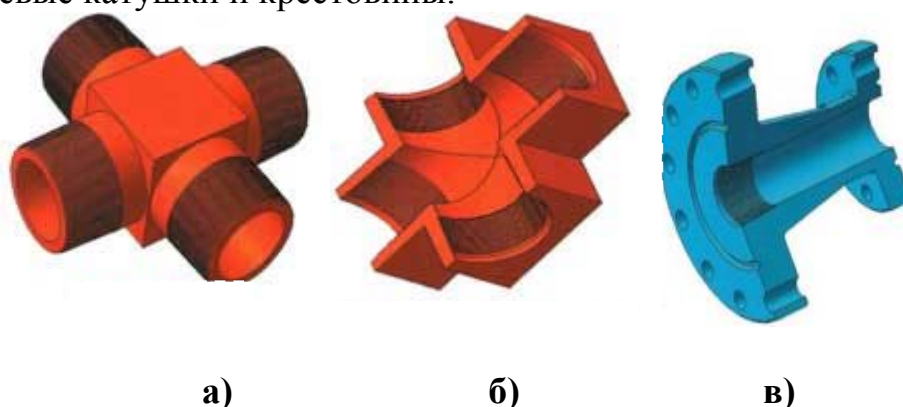


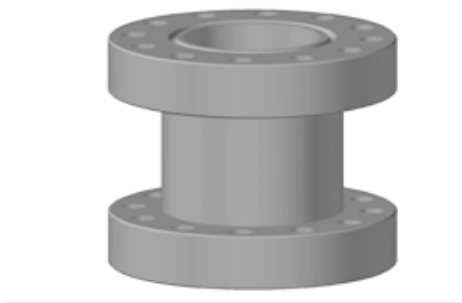
Рис. 2.15. Крестовины: а – nippleная; б – муфтовая, в – фланцевая катушка

Циркуляционная крестовина представляет собой элемент, в состав которого входят два фланца одной серии и одного номинального размера, цилиндрическая расточка, два боковых фланцевых отвода.

Один из боковых отводов (обычно меньшего диаметра) связан с системой нагнетания высокого давления – *линия глушения*. В эту систему может быть включен обратный клапан. Второй отвод связан с обвязкой дросселей через *линию дросселирования*. Каждая система контролируется двумя шиберными задвижками, по крайней мере одна из которых располагается на линии дросселирования и имеет дистанционное управление. Роль циркуляционной крестовины заключается в следующем:

- циркуляция по бурильным трубам при закрытом превенторе с возвратом через обвязку дросселей;
- подача через линию глушения;
- обеспечение обратной циркуляции.

Все чаще используются боковые отводы превенторов для соединения линии глушения и линии дросселирования, что позволяет избежать применения циркуляционной крестовины и уменьшает число соединений.

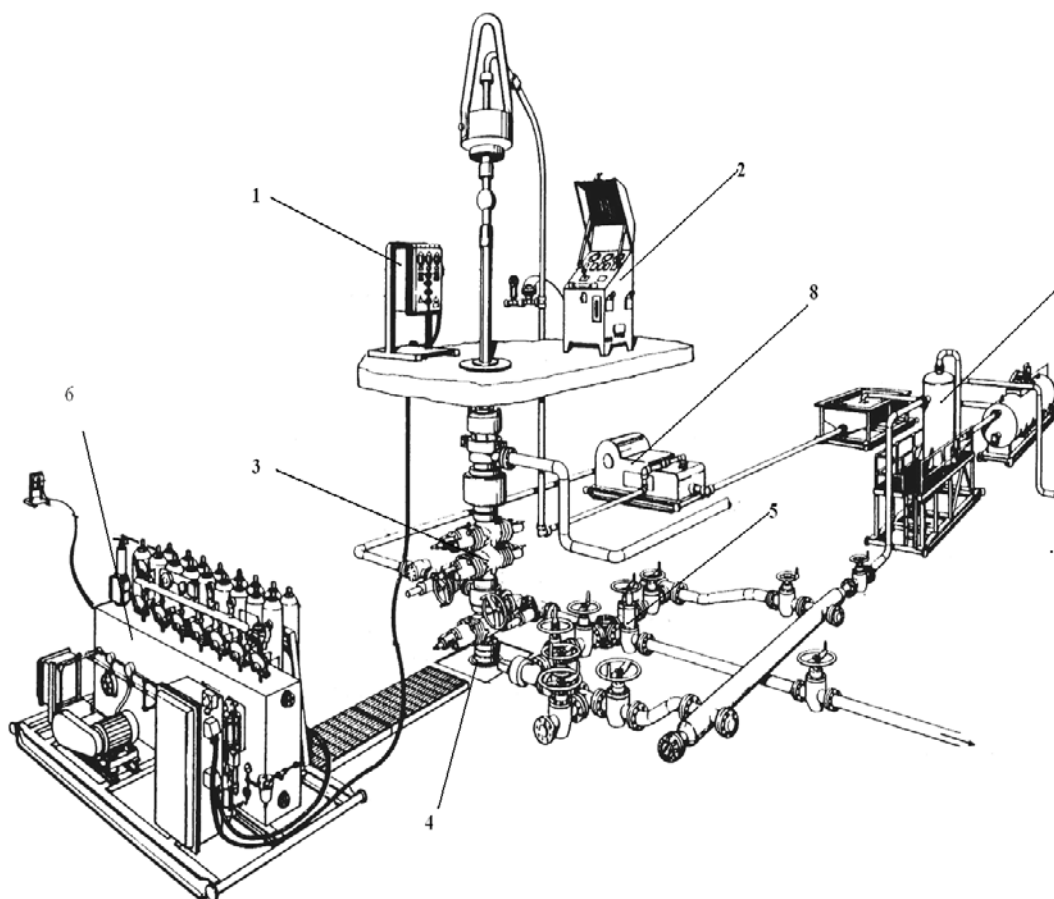


**Рис. 2.16. Надпревенторная катушка**

Все схемы обвязки устья скважины ПВО в верхней части должны включать фланцевую катушку.

*Надпревенторная катушка* (рис. 2.16) предназначена для облегчения монтажа дополнительного противовыбросового оборудования при проведении работ по ликвидации ГНВП и открытых фонтанов. Технические характеристики надпревенторной катушки (рабочее давление, внутренний диаметр и присоединительные размеры) должны соответствовать техническим характеристикам превенторной установки.

Высота катушки должна быть не менее 300 мм и обеспечивать свободное прохождение шпилек между фланцами.



**Рис. 2.17. Схема управления оборудованием для герметизации устья скважины:**  
 1 – основной пульт; 2 – вспомогательный пульт; 3 – плашечный превентор; 4 – устья скважины; 5 – блок дросселирования; 6 – гидроаккумуляторная станция; 7 – сепаратор;  
 8 – буровой насос

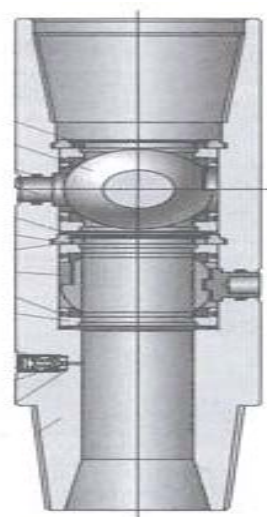
На надпревенторную катушку, как и на все противовыбросовое оборудование, должен быть технический паспорт завода-изготовителя и акт опрессовки на рабочее давление на стенде в условиях мастерской до монтажа на устье скважины. При этом опрессовку катушки и транспортировку к устью скважины производят совместно с собранным превентором. После установки на устье на фланцевую катушку монтируется воронка с разъемным желобом.

Правила безопасности требуют, чтобы на скважине устанавливались основной и вспомогательный пульты управления гидравлическими системами управления ПВО для оперативного и дистанционного управления превенторами и гидравлическими задвижками. (рис. 2.17).

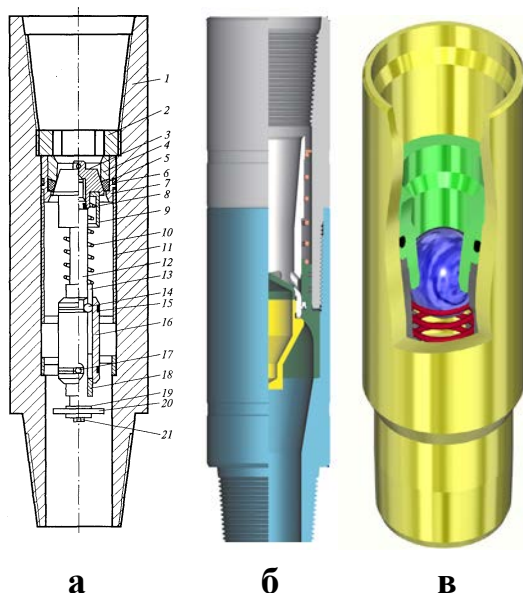
Превенторы, задвижки и дроссели открываются и закрываются с основного и вспомогательного пультов. Основной пульт вместе со станцией гидравлического управления устанавливается на расстоянии не менее 10 м от устья скважины, обеспечивающем безопасность доступа к нему в случае возникновения пожара. Вспомогательный пульт устанавливается непосредственно возле пульта бурильщика и включается в режим оперативной готовности перед вскрытием продуктивных и газонефтеводопроявляющих пластов.

Механический привод используется для закрытия плашечных превенторов в случае отказа гидравлического привода, а также для фиксации плашек в закрытом состоянии на длительное время.

*Шаровые краны* (рис. 2.18) предназначены для герметизации полости труб при ГНВП и открытых фонтанов. При вскрытии коллекторов в скважинах с возможным ГНВП на устье необходимо иметь два шаровых крана. Один устанавливается между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, второй является запасным.



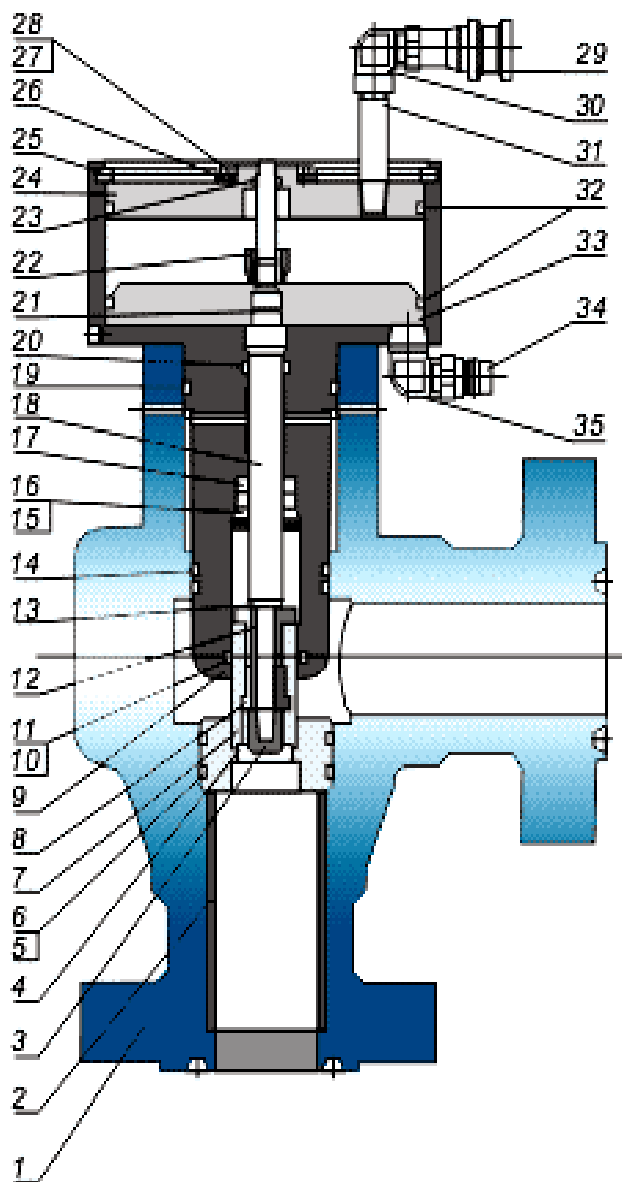
**Рис. 2.18. Шаровый кран**



**Рис. 2.19. Управляемый обратный клапан для бурильных труб:**

1 – переводник; 2 – гайка; 3 – тарелка; 4 – втулка; 5 – уплотнитель; 6, 8 – кольца; 7 – седло; 9 – кожух; 10 – пружина; 11 – распорная планка; 12 – шток; 13, 18 – лабиринтные втулки; 14 – шарик; 15 – кольцо проволочное; 16 – стабилизатор; 17 – штифт; 19 – шайба; 20 – резиновая шайба; 21 – винт

При вскрытии газовых пластов с аномально высоким давлением, сероводородсодержащих горизонтов на буровой должно быть три крана. Один устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй – между трубой и предохранительным переводником, третий – запасной.



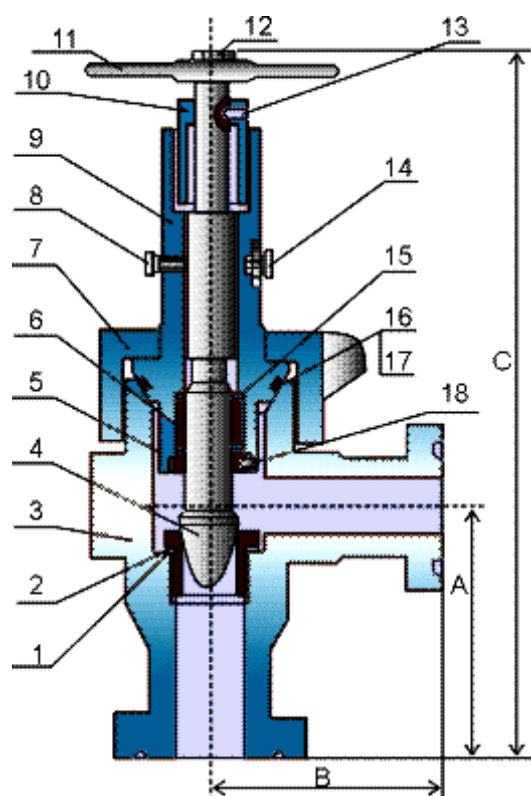
**Рис. 2.20. Дроссель гидравлический:**

1 – корпус; 2 – втулка сменная; 3, 23 – гайка стопорная; 4 – седло; 5, 10, 14 – кольцо опорное; 6, 11, 15, 20, 21, 22, 32 – уплотнение кольцевое; 7 – затвор; 8 – фиксатор передний; 9 – корпус привода; 12 – фиксатор задний; 13, 27 – шайба; 16 – кольцо; 17 – кольцо промежуточное; 18 – уплотнение стержневое; 19 – шток привода; 24 – крышка привода; 25 – кольцо стопорное; 26 – прокладка; 28 – болт; 29 – соединение быстроразъемное внутреннее; 30, 35 – угольники; 31 – патрубок; 33 – поршень; 34 – соединение быстроразъемное внешнее; 2 – клин; 3 – указатель положения «открыто-закрыто»; 4 – маховик; 5 – шток; 6 – уплотнитель; 7 – крышка; 8 – подшипник; 9, 10 – уплотнение по штоку.



*Обратные клапаны* (рис. 2.19). Помимо шаровых кранов на устье скважины необходимо иметь два обратных клапана с приспособлением для установки их в открытом положении. Один клапан является рабочим, второй – резервным. Обратные клапаны так же, как и шаровые краны, предназначены для герметизации полости труб при ГНВП и открытых фонтанах. В отличие от шаровых кранов обратные клапаны обеспечивают только прямую промывку. Это один из недостатков обратных клапанов. В то же время при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов обратные клапаны позволяют спускать колонну труб под давлением с загерметизированным устьем при установке их в компоновку.

*Регулируемые дроссели* (рис. 2.20) предназначены для плавного изменения давления в циркуляционной системе, что позволяет создавать заданное противодействие на пласт в процессе ликвидации ГНВП. При ликвидации



**Рис. 2.21. Дроссель типа ДР:**

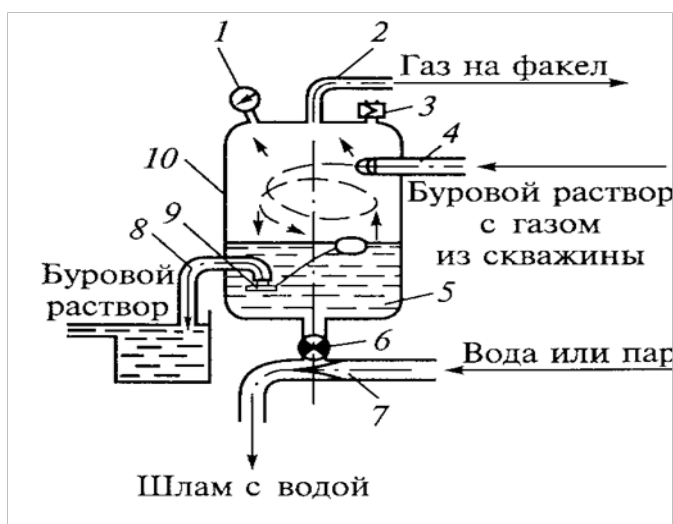
1 – кольцо; 2 – седло; 3 – корпус; 4 – игла; 5 – втулка; 6 – пакет уплотнения; 7 – гайка; 8, 12 – болт; 9 – корпус иглы; 10 – стакан; 11 – ручка; 13, 18 – винт; 14 – масленка; 15 – шайба; 16, 17 – кольцо уплотнительное

ГНВП, освоении скважин и других операциях в состав манифольда противовыбросового оборудования часто включают *штуцерные камеры*, которые выполняют те же функции, что и регулируемые дроссели, – создают противодействие на пласт с той лишь разницей, что регулирование давления в циркуляционной системе при постоянной производительности насосов не плавно, а ступенчато. С ростом давления приходится переключаться на штуцер большего диаметра, а значит, на какое-то время изменять режим циркуляции. Штуцерная камера, в случае промывки штуцера, позволяет быстро заменить его на другой без демонтажа фланцевых соединений манифольда.

Предназначен для изменения параметров потока рабочей среды, а также для изменения направления потока рабочей среды. Оснащен гидроприводом, обеспечивающим его дистанционное управление. Является составной частью манифольда противовыбросового оборудования.

Дроссель регулируемый с ручным управлением (рис. 2.21) позволяет осуществлять плавное регулирование режима эксплуатации скважины.





**Рис. 2.22. Газовый сепаратор:**

1 – манометр; 2 – газовый трубопровод; 3 – предохранительный клапан; 4 – ввод для БР; 5 – буровой раствор; 6 – сбросовая задвижка; 7 – эжекторное устройство; 8 – линия для очистки; 9 – регулятор уровня; 10 – полость газового сепаратора

Регулирование потока производится путем изменения проходного сечения седла при опускании или подъеме иглы при перемещении штока по трапецеидальной резьбе.

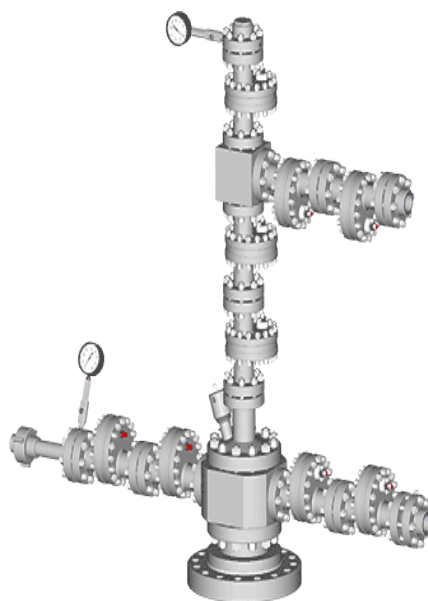
Для скважин газовых и нефтяных с высоким газовым фактором в манифольд противовыбросовый включают сепаратор предварительной дегазации промывочной жидкости и возвращения ее в систему очистки.

Он (рис. 2.22). предназначен для отделения жидкости от газа

ГОСТ 13862–90 на противовыбросовое оборудование требует обязательное наличие *обратного клапана* на резервном отводе манифольда блока глушения. Обратные клапаны обеспечивают подачу раствора от насосных агрегатов в скважину, но исключают движение скважинной жидкости в нагнетательную линию в случае остановки насосного агрегата. Обратные клапаны позволяют удерживать закачанный раствор под давлением в скважине при открытых задвижках противовыбросового манифольда. Промышленность изготавливает обратные клапаны двух типов исполнения: шаровый и тарельчатый.

*Фонтанная арматура* (рис. 2.23) предназначена для герметизации устья скважины, контроля и регулирования режима эксплуатации, а также для проведения различных технологических операций.

Собираются фонтанные арматуры на заводах по схеме тройникового или крестового типа. Выпускают фонтанные арматуры с условным диамет-



**Рис. 2.23. Фонтанная арматура**

ром прохода 50, 65, 80, 100, 150 мм и рабочим давлением на 14, 21, 35, 70, 105 и 140 МПа.

В шифре фонтанных арматур применены следующие обозначения, например: АФ6аВ-80/65×70 К<sub>3</sub>, где АФ – фонтанная арматура; 6 – по шестой схеме крестового типа; а – двухрядная концентричная подвеска лифтовых труб; В – способ управления задвижками – дистанционный и автоматический; 80 – диаметр прохода по стволу, мм; 65 – диаметр прохода по боковым струнам, мм; 70 – рабочее давление, МПа; К<sub>3</sub> – коррозионо-стойкое исполнение (до 25 % H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub>).

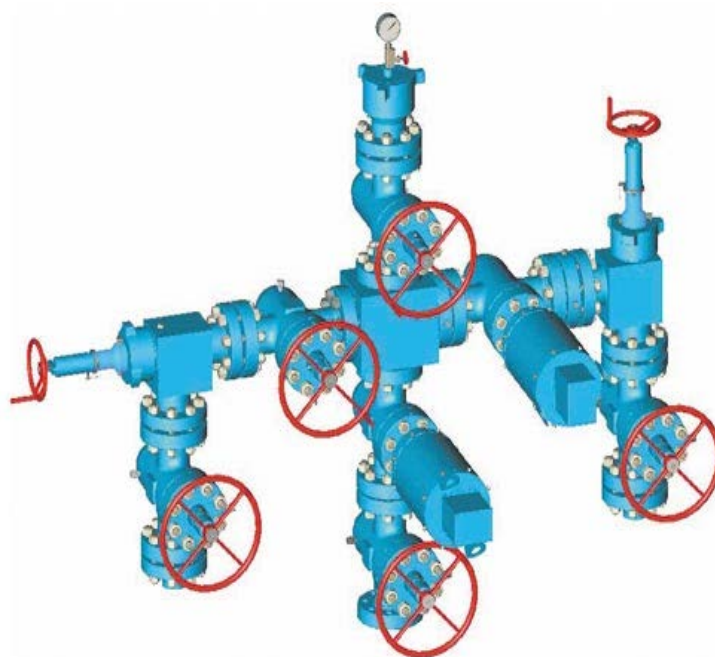


Рис. 2.24. Фонтанная «елка»

Фонтанная арматура состоит из фонтанной «елки» с запорными и регулирующими устройствами, головки с устьевой крестовиной и переводной катушкой.

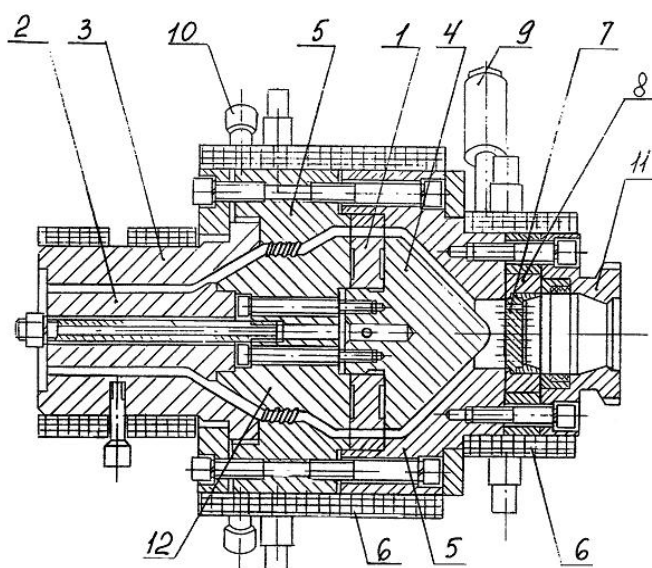


Рис. 2.25. Трубная головка для НКТ

Фонтанная «елка» (рис. 2.24) предназначена для направления добываемой продукции скважины в выкидную линию, регулирования режима отбора флюида, установки специальных устройств (лубрикатор) при спуске скважинных приборов или скребков и др.

Трубные головки (рис. 2.25) предназначены для подвески одного и двух рядов НКТ, их герметизации, а также для выполнения технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважин.

Головка смыкается своим фланцем 11 с передним фланцем пресса и закрепляется при помощи хомута. Кроме того, головка установлена на подвижной стойке, что позволяет отвезти ее в место, удобное для смены фор-

мующих деталей. В стойке имеется ручной зубчатый механизм для поворота головки в вертикальное положение.

Головка имеет прямоточную конструкцию. На входе имеется стрейнирующая решетка 7, которую можно менять в случае засорения. Для этого предусмотрена подвижная кассета 8 с двумя местами установки решетки. Кассета перемещается ручной винтовой передачей. Для смены решеток имеются два съемника, набор сменных деталей – дорнов 2 и матриц 3, что позволяет изготавливать трубы различных диаметров с различной толщиной стенки.

На корпусах 5 головки и матрицах 3 установлены электронагреватели 6, работающие в автоматическом режиме. Радиально расположенные установочные винты 10 позволяют, перемещая матрицу, выравнивать толщину стенки трубы непосредственно в процессе изготовления.

Во внутреннюю полую часть дорна через дорнодержатель 1 и обтекатель 4 подается сжатый воздух для охлаждения внутренней поверхности трубы. Возможно применение сжатого воздуха для изготовления труб методом раздува.

В головке установлен датчик давления 9, служащий для контроля давления расплава после решетки. Производительность прессы поддерживается по показаниям этого датчика.

*Лубрикатор* (рис. 2.26) предназначен для проведения ремонтных, исследовательских или геофизических работ в скважине, находящейся под давлением. Он позволяет спускать скребки для очистки труб от парафина, скважинные приборы (глубинные манометры) для замера забойных давлений и температуры, устройства для срабатывания циркуляционных клапанов и клапанов-отсекателей и многое другое.



**Рис. 2.26.** Лубрикатор



**Рис. 2.27.** Перфорационная задвижка

*Перфорационная задвижка* (рис. 2.27) предназначена для герметизации устья скважины в случае возникновения ГНВП в период проведения перфорации нефтяной или газовой скважины.

**Монтаж и эксплуатация ПВО.** На кондуктор, промежуточные колонны, ниже которых при бурении возможно вскрытие ГНВП, а также на эксплуатационную колонну при проведении в ней работ, связанных со вскрытием продуктивного горизонта, и других работ со вскрытым продуктивным пластом устанавливается ПВО. Обсадные колонны должны быть обвязаны между собой колонными головками. Рабочее давление ко-

лонной головки должно быть не менее давления опрессовки обсадной колонны на герметичность, рассчитываемого на каждом этапе бурения скважины из условий полной замены в скважине БР пластовым флюидом или газожидкостной смесью и герметизации устья скважины при ликвидации открытого фонтана.

Превенторная установка, манифольд (линии дросселирования и глушения), система гидроуправления превенторами, пульт управления дросселем, сепаратор (трапно-факельная установка) выбираются в зависимости от конкретных горно-геологических условий с учетом возможности выполнения технологических операций.

Линии сбросов на факелы от блоков глушения и дросселирования должны надежно закрепляться на специальных опорах и направляться в сторону от производственных и бытовых сооружений с уклоном от устья скважины.

Длина линий должна быть:

1. для нефтяных скважин с газовым фактором менее  $200 \text{ м}^3/\text{т}$  – не менее 30 м.
2. для нефтяных скважин с газовым фактором более  $200 \text{ м}^3/\text{т}$ , газовых и разведочных скважин – не менее 100 м.

На вновь разведываемых площадях длина линий устанавливается проектом с учетом нормативов отвода земель и охранных зон, но не должна быть менее 50 м. Линии и установленные на них задвижки должны иметь внутренний диаметр, одинаковый с внутренним диаметром отводов крестовины; после блока задвижек допускается увеличение их диаметра не более чем на 30 мм.

Расстояние от концов выкидного манифольда до всех коммуникаций и сооружений, не относящихся к объектам буровой установки, должно быть не менее 100 м для всех категорий скважин. На скважинах, где ожидаемое давление на устье превышает  $700 \text{ кг}/\text{см}^2$  (70 МПа), устанавливается заводской блок с тремя регулируемыми дросселями – два с дистанционным и один с ручным управлением.

Система нагнетания гидроаккумулятора должна включать устройство автоматического отключения насоса при достижении в ней номинального рабочего давления.

При вскрытии газовых пластов с аномально высоким давлением и сероводородсодержащих горизонтов на буровой должно быть три крана. Один шаровой кран устанавливается между рабочей трубой и вертлюгом, второй – между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, третий является запасным.

Превентор со срезающими плашками должен быть опрессован на стенде на рабочее давление при закрытых плашках, а работоспособность превентора проверена путем открытия и закрытия плашек.

После монтажа, до разбуривания цементного стакана, превенторная установка до концевых задвижек манифольдов высокого давления должна

быть опрессована водой, азотом или воздухом на давление опрессовки обсадной колонны.

Выкидные линии после концевых задвижек опрессовываются водой на давление:

а)  $50 \text{ кг/см}^2$  (5 Па) – для ОП, рассчитанного на давление до  $210 \text{ кг/см}^2$  (21 МПа);

б)  $100 \text{ кг/см}^2$  (10 МПа) – для ОП, рассчитанного на давление выше  $210 \text{ кг/см}^2$  (21 МПа).

Плашки превенторов, установленных на устье скважины, должны соответствовать диаметру применяемых бурильных труб. Глухие плашки устанавливаются в нижнем превенторе, когда в сборке отсутствует превентор со срезающими плашками.

Все схемы противовыбросовой обвязки устья скважины в верхней части должны включать фланцевую катушку и разъемные воронку и желоб для облегчения работ по ликвидации открытых фонтанов.

Схема сборки превенторов представлена на рис. 2.28. Располагая комплексом, который включает: универсальный превентор АР; циркуляционную крестовину МС; одинарный превентор с трубными плашками PR; одинарный превентор с глухими/срезающими плашками BR/BSR, можно получить следующие варианты:

BR	BR	PR	PR
MC	PR	BR	MC
PR	MC	MC	BR
(1)	(2)	(3)	(4)

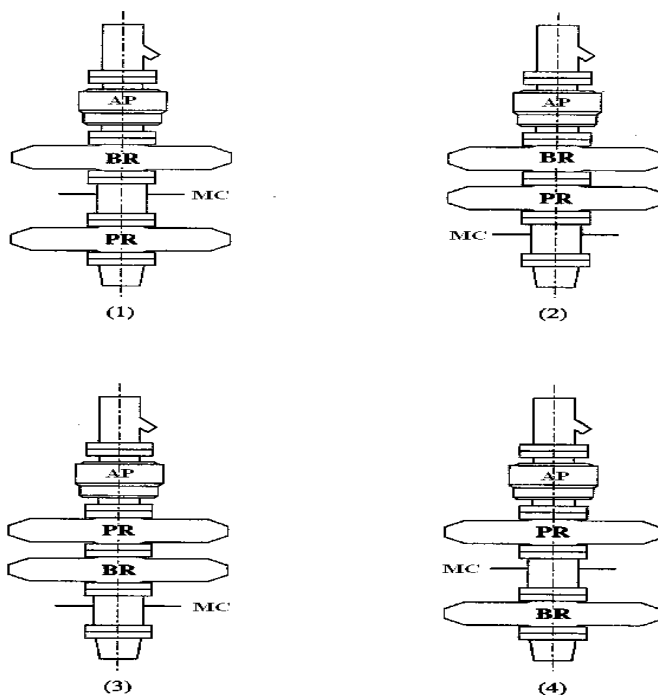


Рис. 2.28. Примеры сборки ПВО

**Преимущества** (в случае проявления):

- для вариантов (1) и (2) глухие плашки могут быть заменены трубными плашками, и работу можно осуществлять с помощью верхних плашек, оставляя нижние в резерве;
- для варианта (1), когда бурильные трубы находятся в скважине и происходит утечка на уровне S (циркуляционная крестовина, линия глушения, линия дросселирования), скважину можно закрыть с помощью трубных плашек на бурильных трубах и провести ремонтные работы;
- для вариантов (2) и (3), когда один из двух наборов плашек закрыт, можно использовать отводы S для контроля скважины;

- для вариантов (3) и (4) скважина может быть закрыта при замене плашек бурильных труб на плашки для обсадных труб;
- для варианта (4) минимальное число фланцев подвергается действию давления при полном закрытии;
- для вариантов (2), (3), (4), когда плашки на бурильных трубах закрыты, можно продолжать использовать отводы S.

**Недостатки:**

1. для вариантов (1), (2), (3), если глухие плашки закрыты, утечка на уровне S не может контролироваться;
2. для вариантов (2) и (3) имеется больше фланцев, подвергаемых риску, при закрытии нижнего превентора;
3. для вариантов (1) и (4), если нижние плашки закрыты, циркуляция требует применения боковых отводов колонных головок.

При обнаружении газонефтеводопроявлений буровая вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство, противодонную службу и действовать в соответствии с документацией по ликвидации проявления. Перед герметизацией канала бурильных труб должны быть сняты показания манометров на стояке и в затрубном пространстве, время начала проявления, вес инструмента на крюке.

После закрытия превенторов при ГНВП необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов вокруг скважины и пропусков жидкости или газа в соединениях и узлах противовыбросового оборудования.

Для предупреждения ГНВП и обвалов стенок скважины в процессе подъема колонны бурильных труб следует производить долив БР в скважину. Режим долива должен обеспечивать поддержание уровня раствора в скважине, близким к ее устью. Предельно допустимое понижение уровня раствора устанавливается проектом с учетом допусков. Свойства БР, доливаемого в скважину, не должны отличаться от находящегося в ней.

Объемы вытесняемого из скважины при спуске бурильных труб и доливаемого раствора при их подъеме должны контролироваться и сопоставляться с объемом поднятого или спущенного металла труб бурильной колонны. При разнице между объемом доливаемого БР и объемом металла поднятых труб более  $0,5\text{ м}^3$  подъем должен быть прекращен и произведен долив.

Для проведения долива при производстве СПО бурильщик обязан иметь таблицу объемов доливаемой (вытесняемой) жидкости (табл. 2.2).

Для долива скважины при проведении подъема труб, когда необходимо поддерживать уровень раствора на устье, применяется доливная емкость, предназначенная для быстрого заполнения скважины и точного определения долитого объема раствора. Доливные емкости должны быть объемом не менее  $4\text{ м}^3$ , иметь градуировку объема с ценой деления не более  $0,5\text{ м}^3$  и размером деления не менее 20 см, оборудованы уровнемерами.



Доливная емкость устанавливается таким образом, чтобы обеспечить самодолив скважины или принудительный долив с помощью насоса. Долив скважины производится промывочной жидкостью, параметры которой соответствуют параметрам жидкости в скважине.

Таблица 2.2

### Объемы доливаемой жидкости

<b>L</b>	<b>D</b>	<b><math>\delta</math></b>	<b><math>v</math></b>	<b>V</b>
100	73	5,5	0,12	0,12
200	73	5,5	0,12	0,24
300	60,3	5	0,11	0,35
400	60,3	5	0,11	0,46
500	60,3	5	0,11	0,57
600	60,3	5	0,11	0,68

*Примечание.* L – длина поднятых (спущенных) труб, м; D – диаметр труб, мм;  $\delta$  – толщина стенки труб, мм;  $v$  – объем поднятых (спущенных) труб, м<sup>3</sup>; V – нарастающий объем доливаемой (вытесняемой) жидкости, м<sup>3</sup>

После проведения подъема (спуска) труб в вахтовом журнале записывается мера поднятых (спущенных) труб и объем промывочной жидкости, израсходованной или вытесненной при проведении работ.

Перед и после вскрытия пластов с АВПД при возобновлении промывки скважины после СПО, геофизических исследований, ремонтных работ и простоев начинать контроль плотности, вязкости, газосодержания БР следует сразу после восстановления циркуляции.

При вскрытии газоносных горизонтов и дальнейшем углублении скважины (до спуска очередной обсадной колонны) должен проводиться контроль БР на газонасыщенность.

Запрещается производить подъем бурильной колонны до выравнивания свойств БР по всему циклу циркуляции.

При бурении в продуктивном газовом пласте механическая скорость должна ограничиваться до значений, при которых обеспечивается дегазация БР.

К подъему бурильной колонны из скважины, в которой произошло поглощение БР при наличии ГНВП, разрешается приступить только после заполнения скважины до устья и отсутствия перелива в течение времени, достаточного для подъема и спуска бурильной колонны. Бурение скважин с частичным или полным поглощением БР и возможным флюидопроявлением проводится по специальному плану, который согласовывается с проектировщиком, противодонной службой и заказчиком.

При установке ванн (нефтяной, водяной, кислотной) гидростатическое давление столба БР и жидкости ванны должно превышать пластовое давление. При вероятности или необходимости снижения гидростатического давления ниже пластового работы по расхаживанию бурильной ко-

лонны следует проводить с герметизированным затрубным пространством и с установленным в бурильных трубах шаровым краном, с разработкой и осуществлением мер безопасности в соответствии с ПЛА.

Подъем бурильной колонны при наличии сифона или поршневания запрещается. При их появлении подъем следует прекратить, провести промывку с вращением и расхаживанием колонны бурильных труб.

При невозможности устранить сифон (зашламованность турбобура, долота, другие причины) подъем труб следует проводить на скоростях, при которых обеспечивается равенство извлекаемых объемов металла труб, жидкости и доливаемого в скважину раствора.

При невозможности устранить поршневание (наличие сальника на КНБК или сужение ствола скважины) необходимо подъем производить с промывкой, вращением труб ротором.

Работа по ликвидации открытого фонтана должна проводиться силами работников противofонтанной службы по специальному плану, разработанному штабом, созданным в установленном порядке.

Перед вскрытием продуктивного горизонта и при наличии во вскрытом разрезе нефтегазосодержащих отложений, а также других высоконапорных горизонтов на объекте должны быть вывешены предупредительные надписи: **«Внимание! Вскрыт продуктивный пласт!»**, **«Недолив скважин – путь к фонтану!»**

Приборы и системы раннего обнаружения ГНВП:

- устройство для долива скважины;
- уровнемеры в приемной и доливной емкостях;
- устройство для определения объема раствора в циркуляционной системе;
- расходомеры на выходе из скважины;
- газометр, регистрирующий содержание газа в промывочной жидкости;
- газоанализатор;
- плотномеры на выходе и входе скважины;
- моментометр на роторе;
- устройство для измерения механической скорости бурения;
- индикатор веса;
- указатель уровня раствора в скважине.

Работы по углублению, испытанию, освоению, опробованию и ремонту скважин при неисправных контрольно-измерительных приборах или при их отсутствии запрещаются.

При появлении признаков поступления пластового флюида в скважину (перелив БР, увеличение его объема в емкостях, несоответствие расчетного и фактического объемов доливаемого (вытесняемого) раствора при СПО подается сигнал «Выброс» (один длинный гудок или звонок), члены вахты должны немедленно прибыть к посту бурильщика. При этом буровая



вахта обязана загерметизировать канал бурильных труб, устье скважины, информировать об этом руководство бурового предприятия и действовать в соответствии с планом ликвидации аварий. Перед герметизацией канала бурильных труб должны быть сняты показания манометров на стояке и за-трубном пространстве.

После закрытия превенторов необходимо установить наблюдение за возможным возникновением грифонов.

Ликвидация ГНВП производится с использованием стандартных методов (с учетом фактических условий) под руководством ответственного лица, имеющего необходимую квалификацию.

Первоочередные действия производственного персонала при возникновении открытого фонтана:

- остановить ДВС;
- отключить силовые и осветительные линии электропитания;
- отключить электроэнергию в загазованной зоне;
- потушить технические и бытовые топки, находящиеся вблизи скважины;
- прекратить в газоопасной зоне все огневые работы, курение, а также другие действия, способные вызвать искрообразование;
- обесточить все производственные объекты, которые могут оказаться в газоопасной зоне;
- оповестить руководство предприятия, противофонтанной службы и пожарной охраны о возникновении открытого фонтана;
- прекратить движение на прилегающих к скважине подъездных дорогах, установить предупреждающие знаки и посты охраны;
- прекратить все работы в опасной зоне и немедленно удалиться за ее пределы;
- при возможном перемещении загазованности на другие объекты или населенные пункты принять меры по своевременному оповещению работников и населения.

Действия вахты по сигналу «Выброс» при бурении скважин осуществляются в соответствии с планом работ.

### 3. Поглощения

*Поглощением* называется гидродинамическое взаимодействие в системе «скважина– пласт», сопровождающееся поступлением бурового или тампонажного раствора из скважины в пласт с интенсивностью, осложняющей дальнейшую проводку скважины. Это уход значительных объемов бурового раствора в пласт. Поглощение может произойти на любой глубине и во время выполнения любой операции.

С работами по ликвидации поглощений БР связаны не только значительные материальные потери, но и не поддающиеся учету значительные потери в добыче нефти из-за ухудшения коллекторских свойств продуктивности пластов, невысокого качества цементирования эксплуатационных колонн на осложненных скважинах и несвоевременного ввода скважин в эксплуатацию.

Поглощения вызваны наличием в горных породах проницаемых каналов (например, трещин, пустот, каверн), а также их образованием при гидравлическом разрыве пласта. Основные причины поглощения заключаются в превышении давления в скважине над пластовым давлением или над суммой пластового и начального градиентов давления вследствие излишней плотности бурового или тампонажного раствора и больших потерь напора в кольцевом пространстве при бурении или цементировании колонн в высокопроницаемых коллекторах большой емкости или в интервалах образования трещин гидравлического разрыва пластов.

**Относительное давление в поглощающем горизонте:**

$$\rho_0 = \frac{\rho_{б.р} (h_{н.г} - h_{см})}{h_{н.г} \rho_в},$$

где  $\rho_{б.р}$ ,  $\rho_в$  – плотность соответственно бурового раствора и воды, кг/м<sup>3</sup>;  
 $h_{см}$  – высота снижения уровня жидкости (статический уровень), м;  
 $h_{н.г}$  – глубина поглощающего горизонта, м.

**Объем БР (м<sup>3</sup>), который поглотила скважина,  $Q = Sh$ ,**

где  $S$  – площадь приемной емкости, м<sup>2</sup>;  $h$  – высота снижения уровня в емкости, м.

**Интенсивность поглощения (м<sup>3</sup>/ч)  $Q_1 = Q60 / t$ ,**

где  $t$  – время, ч, за которое уровень в емкости снизился на величину  $h$ .

**Коэффициент поглощающей способности** при частичном поглощении раствора можно определить из выражения

$$K_{н.с} = Q_1 / \sqrt{h_{см} + \rho_{кп} 10},$$

где  $\rho_{кп}$  – гидравлические потери в кольцевом пространстве при движении раствора от зоны поглощения к устью скважины, МПа.

**Коэффициент поглощающей способности** при полном поглощении определяется по формуле:

$$K_{н.с} = Q_1 / \sqrt{h_{см} - h_{дин}},$$

где  $h_{дин}$  – динамический уровень раствора в скважине, м.

По интенсивности поглощения подразделяются на:

- частичные, когда часть раствора выходит на поверхность, а часть уходит в окружающие породы;
- полные, когда уровень раствора в процессе бурения близок к устью;
- катастрофические, когда уровень раствора близок к забою.

При определении плотности аэрированного БР, при которой не будет поглощения, можно воспользоваться формулой

$$\rho_{АБР} = \rho_{бр} \frac{H - h_{cm}}{H},$$

где  $\rho_{бр}$  – плотность исходного БР.

Из скважины БР обычно выходит насыщенным газом (воздухом), что снижает его плотность. Пересчет плотности загазированного БР на истинную производят по формуле

$$\rho = 100\rho_r / (100 - V),$$

где  $\rho_r$  – плотность загазированного БР, кг/м<sup>3</sup>;

$V$  – содержание свободного газа (воздуха) в БР.

При бурении скважин вскрываются пласты, сложенные горными породами с различными пористостью, проницаемостью и дренированностью, в том числе гранулярные (например, песчаники), трещинные и кавернозные (известняки, доломиты) коллекторы, насыщенные пресной или минерализованной водой, рапой, газом, нефтью. До момента вскрытия пласта флюид находится под пластовым давлением. От кровли к подошве пласта давление повышается на величину давления столба, насыщающего пласт флюида. Следовательно, при одной и той же мощности пласта, насыщенного водой или нефтью, разница давлений в подошве и кровле значительно больше, чем насыщенного газом.

Поглощающими горизонтами в большинстве случаев являются горизонты трещиноватой, кавернозной или крупнозернистой структуры с низкими градиентами пластового давления. Эти горизонты могут быть нефтеносными и газоносными, но чаще всего они водоносны.

### 3.1. Характеристика каналов фильтрации бурового раствора

Трещины в пласте могут образоваться как в результате перекристаллизации пород, так и вследствие тектонических процессов. Раскрытость трещин изменяется в широких пределах – от полного смыкания до 40–50 мм. Размер трещин со временем изменяется под действием природных и искусственных факторов. Трещины уменьшаются под действием горного давления и выпадения солей, а увеличиваются при движении подземных вод и растворении пород.

В зависимости от происхождения различают два типа трещин: *эндогенные* (первичные) и *экзогенные* (вторичные). Первичные трещины развиты в равной мере как в породах, смятых в интенсивные складки, так и в слоях, залегающих совершенно спокойно. Они приурочены к любым породам, кроме тех, в которых трещины вообще не могут сохраняться в силу сыпучести или ползучести материала. В осадочных породах первичные трещины в большинстве случаев перпендикулярны к слоям и являются внутрислойными, т. е. отдельные трещины не выходят за пределы одного слоя, образуя хорошо выдерживающие ряды. Густота нетектонических трещин находится в зависимости от состава слоев и от их мощности; в породах более прочных и слоях более мощных расстояние между трещинами

больше. Нетектонические трещины характеризуются частым выклиниванием и заполнением вещественным материалом вмещающей или перекрывающей породы.

**Планетарные трещины**, ориентировка которых связана не с локальными тектоническими деформациями, а с планетарными явлениями – вертикальны, они образуют системы геометрически правильных блоков. Этот тип трещин образует решетчатый тип структуры земной коры. Решетчатыми трещинными структурами пронизаны все осадочные толщи, более молодые толщи наследуют их от более древних отложений.

**Вторичные и тектонические трещины** составляют подавляющее большинство. Их тектоническое происхождение доказывается объединением трещин в системы и тесной связью с характером деформаций, происходящих внутри развивающихся структур.

**Тектонические трещины** обладают значительной протяженностью и группируются в выдержанные по разрезу и площади системы и располагаются перпендикулярно, под углом или параллельно напластованию. Количество открытых и битумных трещин значительно превышает число закрытых трещин.

На складчатой структуре интенсивность деформаций горных пород возрастает от периферии (крыльев) к своду, тогда как на платформенном поднятии – от присводовой части структуры к крыльям.

Увеличение густоты трещин (за счет образования трещин оперения) происходит непосредственно вблизи линии нарушения в зоне шириной до 10–40 м.

Проницаемость песчано-глинистых пород зависит от размеров пор. Соединяющиеся между собой поры образуют поровые каналы, являющиеся путями движения жидкостей или газа. В субкапиллярных каналах жидкости удерживаются силами притяжения на поверхности минеральных зерен, в природных условиях жидкости в них перемещаются очень медленно. В капиллярных каналах движение жидкостей происходит только при приложении силы большей, чем силы противодействия капиллярных сил. По сверхкапиллярным каналам жидкости (вода, нефть и пр.) движутся свободно. К субкапиллярным каналам относятся каналы диаметром меньше 0,0002 мм, к капиллярным – 0,508–0,0002 мм и к сверхкапиллярным – больше 0,508 мм.

В трещиноватых мелко- и среднезернистых песчаниках и алевролитах интенсивные поглощения БР не происходят, так как образующаяся при фильтрации раствора в пласт глинистая корка на стенке скважины имеет низкую проницаемость и препятствует проникновению раствора в пласт. В крупнозернистых песчаниках и алевролитах раствор фильтруется с большой скоростью. Еще больше раствор проникает в пласты конгломератов, имеющих каналы диаметром 1–5 мм и более.

Наиболее часто БР поглощается в карбонатных (обычно известняки) породах. Различаются известняки с первичной или вторичной пористо-

стью и трещиноватые. К первым относятся мел, раковинные и коралловые известняки. Ко вторым – все известняки и доломиты, пористость которых является результатом последующего выщелачивания. Третью группу составляют известняки и доломиты, трещиноватость которых обусловлена процессами доломитизации, вызывающими сокращение объема породы, или тектоническими причинами.

Раковинные, коралловые известняки и мел имеют высокую пористость, но не все их пустоты сообщаются между собой, что снижает их проницаемость. Известняки со вторичной пористостью являются хорошими коллекторами. Различаются известняки мелкопористые, крупнопористые и кавернозные. Трещиноватые известняки также обладают высокой проницаемостью.

Известняки тонкозернистые с отсутствием или незначительным содержанием терригенной примеси обладают небольшой межзерновой пористостью (0,02–0,05). Однако в них часто различаются вторичные пустоты (каверны, карстовые и стилолитовые полости), обычно развивающиеся в системе трещин и достигающие в диаметре 2–5 мм. Размеры же карстовых пустот могут достигать значительных величин.

В доломитах, особенно неравнозернистых, часто развиты вторичные пустоты, размеры которых нередко больше, чем в известняках. Межзерновая пористость доломитов по сравнению с известняками более высокая (0,05–0,10).

В мергелях в основном преобладают две генерации микротрещин: минеральные и открытые.

В ангидрито-доломитовых породах и ангидритах наблюдаются минеральные, битумные и открытые трещины, располагающиеся преимущественно по слоистости пород.

Терригенные породы характеризуются теми же генерациями микротрещин, что и карбонатные.

Для каменной соли значительной мощности обычно характерна незначительная трещиноватость. Густота трещин в мощных толщах, как правило, невелика. В маломощных слоях каменной соли возрастает густота трещин. В этих условиях различаются ранние минеральные (заполненные глинисто-карбонатным или глинисто-ангидритовым веществом), битумные и открытые трещины.

Вода действует на породу и растворяет ее, способствуя раскрытию трещины. В процессе движения подземных вод происходит расширение трещин, образование каверн и карстовых каналов (подземных пустот, обусловленных тем, что слагающие данный участок горные породы легко подвергаются растворению подземными и поверхностными водами).

Вначале под термином карст (карст получил свое название от известнякового плато, расположенного к северо-востоку от г. Триеста) подразумевали только явления, происходящие в известняках, однако позже

было установлено, что подобные явления встречаются и в других породах – гипсах, солях, загипсованных глинах и песчаниках.

При образовании подземных форм карста трещины являются первичными водоподводящими путями и первичными каналами выноса материала пород водой в растворенном или взвешенном состоянии.

Важнейшим фактором карстообразования, помимо трещин в породе и ее растворимости, является циркуляция воды. Чем интенсивнее циркуляция воды и вынос продуктов выщелачивания, тем больше корродируется порода. При отсутствии циркуляции вода в трещинах не приводит к карстообразованиям.

Следующим важным фактором карстообразования является процесс *доломитизации известняков*, при котором происходит образование трещин. Он заключается в частичном или полном замещении в известняках кальция магнием, в образовании  $MgCO_3$  вместо  $CaCO_3$ , т. е. в превращении известняка в доломит или доломитизированный известняк. Процесс доломитизации сопровождается сокращением объема известняка приблизительно на 12 %. При этом возникают многочисленные трещины и разрывы, облегчающие пути циркуляции воды.

Пористость и проницаемость трещиноватых и кавернозных известняков имеют свои особенности. Основная масса известняка обладает небольшой пористостью, но рассекающие ее трещины и карстовые каналы определяют их большую фильтрационную способность.

Выщелачивание крупных скоплений гипса в виде линз и штоков приводит к образованию крупных каверн. Этим можно объяснить, что на многих скважинах при вскрытии поглощающих горизонтов отмечаются значительные провалы инструмента.

Кавернозность горных пород обуславливается существованием в них вторичных пустот в виде каверн. Кавернозность свойственна карбонатным коллекторам. Следует различать породы микрокавернозные и макрокавернозные. К первым относятся породы с большим количеством мелких пустот, с диаметром каверн (пор выщелачивания) до 2 мм, ко вторым – с рассеянными в породе более крупными кавернами – вплоть до нескольких сантиметров. Средняя пустотность микрокавернозных пород обычно не превышает 13–15 %, но может быть и больше. Макрокавернозные коллекторы в чистом виде встречаются редко, их пустотность достигает не более 1–2 %. Микрокавернозная пустотность может быть определена как по образцам пород, так и по данным геофизических нейтронных методов. Макрокавернозная пустотность не может быть в достаточной мере отражена образцами и потому оценивается по геофизическим данным.

Исследованиями установлено, что скорости движения подземных вод могут достигать значений 7680–18200 м/сут.

Подземные воды различны по своему химическому составу, зависящему от горных пород, в пределах которых они образуют характерные водоносные горизонты.

Таким образом, чаще всего трещины играют роль каналов фильтрации жидкости и газа, связывающих воедино все сложное пустотное пространство пород-коллекторов. Данные приведены в табл. 3.1.

*Таблица 3.1*

### **Характеристика каналов фильтрации жидкости и газа**

Наименование жидкости	Размеры каналов, при которых порода данную жидкость еще не пропускает, мм		Размеры каналов, при которых через породу данная жидкость начинает устойчиво течь, мм	
	Песок, гравий, галька, кавернозная порода	Трещинная порода	Песок, гравий, галька, кавернозная порода	Трещинная порода
Техническая вода	0,02	0,01	0,05	0,03
Глинистый р-р	0,15–0,20	0,10–0,12	0,5	0,25–0,35
Цементный р-р	0,35–0,40	0,15–0,25	0,80–1,00	0,50–0,65

Интенсивность водообмена оказывает большое влияние на формирование химического состава вод. Наиболее интенсивное движение подземных вод наблюдается в верхней зоне. С увеличением глубины залегания пласта скорости движения резко падают. В вертикальном разрезе можно выделить следующие три гидродинамические зоны подземных вод:

- верхнюю зону интенсивного водообмена;
- среднюю зону замедленного водообмена;
- нижнюю, весьма замедленную зону водообмена.

Скважиной, как правило, вскрывается несколько проницаемых пластов, при этом гидродинамическое взаимодействие в системе «скважина – проницаемые пласты» намного усложняется. Оно может происходить как между пластами и скважиной (поглощение, проявление), так и между пластами через скважину и раскрывшиеся при бурении трещины (межпластовые перетоки). В зависимости от интенсивности каждого из взаимодействий внешний показатель, т. е. соотношение между расходом доливаемой и изливающейся жидкости, может меняться в широких пределах.

Изменение плотности жидкости и интенсивности долива может изменить и характер взаимодействия, когда поглощающий пласт становится проявляющим, и наоборот.

Признаки поглощения бурового и тампонажного растворов можно подразделить на прямые и косвенные. При поглощении расход жидкости на выходе из скважины меньше, чем на входе, уровень жидкости в приемных емкостях насосов уменьшается. Однако эти прямые признаки поглощения могут четко не проявиться, если в скважине одновременно с поглощением происходит проявление.

При разбуривании интервалов поглощения возможны провалы инструмента и увеличение механической скорости бурения, ухудшение выноса шлама, его локальные скопления в стволе скважины с последующими заклиниваниями и зависаниями инструмента в местах скопления шлама. Это все косвенные признаки поглощения. Косвенными признаками межпластовых перетоков также могут служить изменения плотности БР и его свойств, состава ионов.

В крупнотрещиноватом коллекторе возможно поглощение тампонажного раствора вместе с твердой фазой. Признаком такого гидродинамического взаимодействия может служить уменьшение давления при продавке цементного раствора.

При поглощениях БР перенасыщается шламом. На забое образуется осадок шлама, а также его локальные скопления в стволе скважины выше забоя, что способствует сальникообразованию, затяжкам и прихватам инструмента. Вследствие снижения противодействия возможно развитие осыпей и обвалов стенок скважины, ГНВП. При этом увеличивается расход раствора, материалов, химических реагентов, снижается скорость бурения.

При неизолированном поглощающем пласте значительно затрудняется достижение заданной высоты подъема цементного раствора, увеличивается его расход. Борьба с поглощением связана с затратами времени, средств, материалов, обсадных труб и в конечном итоге приводит к увеличению сроков сооружения скважины и повышению ее стоимости.

### **3.2. Исследование проницаемых пластов**

Исследования проводят для определения параметров и характеристик поглощающих объектов:

- 1) границы (толщины) зоны поглощения;
- 2) пластовое давление;
- 3) интенсивность поглощения;
- 4) взаимодействие пластов, направление внутрискважинных перетоков;
- 5) типы коллектора, размеры и форма каналов;
- 6) местоположение и размеры сужений и каверн в скважине;
- 7) возможность других осложнений и их интервалов (обвалы, проявления);
- 8) прочность и давление гидроразрыва пород;
- 9) подготовленность ствола скважины к переходу на промывку другим раствором и к цементированию колонн.

Данные исследований используют для выбора методов и средств борьбы с поглощениями, расчета режимов промывки и крепления при наличии в разрезе отложений, склонных к поглощениям.

Для исследования поглощений применяют различные методы: наблюдение за состоянием циркуляции БР, изучение изменения механической скорости бурения во времени (механический каротаж), отбор и анализ кер-



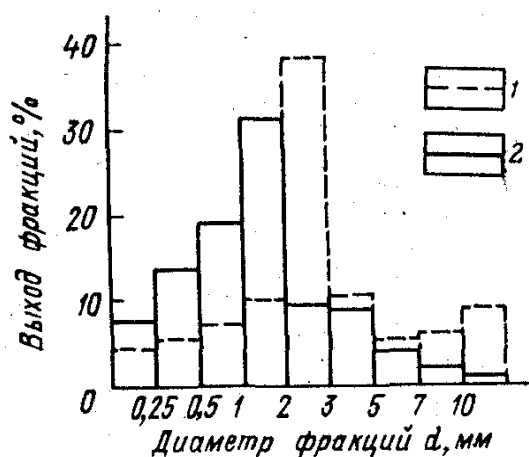
на и шлама, фотографирование стенок скважин, наблюдение за стенками скважин с помощью скважинной телеметрии, промыслово-геофизические и гидродинамические исследования. С целью детального изучения поглощающих пластов проводят комплексные исследования.

**Методами наблюдения** за характером изменения механической скорости, работой бурильной колонны (провалы, и посадки, затяжки), расходом раствора на входе в скважину и выходе из нее, уровнем жидкости в приемных емкостях и ее параметрами, характером выноса шлама можно ориентировочно определить положение зоны поглощения и оценить интенсивность поглощения. Изучение шлама и керна позволяет охарактеризовать размеры и форму каналов поглощения. По величине статического уровня жидкости в скважине можно оценить пластовое давление.

При бурении в трещиноватых породах, т. е. там, где возможны поглощения или проявления, механическая скорость возрастает, причем по величине этого возрастания можно судить о величине раскрытия трещин. Так, например, при размерах трещин около 5 мм механическая скорость возрастает вдвое, а при раскрытии трещин 10 мм наблюдаются провалы инструмента.

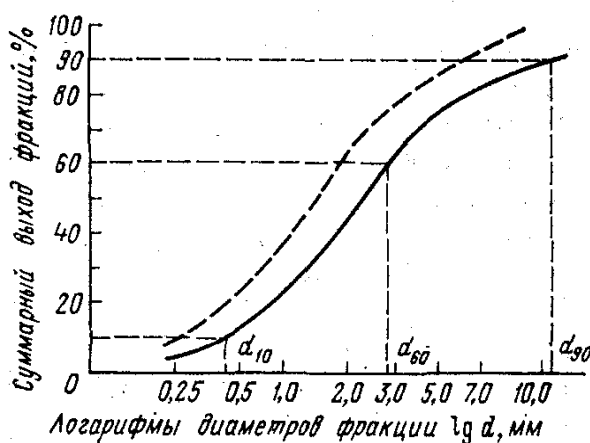
Методы наблюдения просты, не требуют остановки бурения, доступны для выполнения членами буровой бригады, оперативны. Некоторые из них могут осуществляться непрерывно, записываться в процессе бурения и переводиться на предупреждающую световую и звуковую сигнализацию. В то же время эти методы недостаточно точны и не всегда дают однозначную информацию.

**Отбор керна и шлама.** Регулярные отбор и анализ керна и шлама позволяют полнее изучить литологию разреза, свойства пород, слагающих поглощающий пласт, поровое давление и величину раскрытия каналов поглощения.



**Рис. 3.1а.** Гистограмма распределения частиц шлама по их размерам:

- 1 – пробы, отобранные до поглощения;
- 2 – пробы, отобранные при поглощении



**Рис. 3.1б.** Суммарная кривая распределения частиц шлама по их размерам

Размер раскрытия каналов ухода раствора в 2–3 раза больше диаметра частиц шлама, проникающих в них. Пробы шлама отбирают в желобах перед вскрытием зоны поглощения, в процессе бурения в поглощающих горизонтах и после проведения изоляционных работ. Отобранные пробы подвергают ситевому анализу.

Каждую пробу просеивают через набор сит с размерами отверстий 10; 7; 5; 3; 2; 1; 0,5; 0,25 мм. Результаты анализа на сите сводят в таблицу по размерам частиц фракций и их содержанию, выраженному в процентах. Затем по данным таблицы строят гистограмму (рис. 3.1а) и суммарную (кумулятивную) кривую (рис. 3.1б).

По характеру кривых, построенных по данным анализа проб шлама до и после поглощений, определяют величину раскрытия каналов ухода БР в пласт.

Экспериментально доказано, что размер поглощающих каналов должен быть в 2–3 раза больше диаметра проникающих в них частиц. На рис. 3.1а видно, что в зоне поглощения значительно уменьшилось количество шлама с размером частиц 2–3 мм, значит раскрытие трещин поглощающего горизонта составляет 5–7 мм. Это подтверждает и увеличение в пробе из зоны поглощения крупного шлама.

В случае бурения скважины с полным поглощением в отсутствии шламовой пробки на забое размеры каналов поглощения пласта оценивают по пробам, отобранным в желобах до вскрытия интервала поглощения. При этом характерным размером шлама следует считать размер отверстия сита, через которое проходит 90 % всей пробы. Его определяют по кривой суммарного содержания фракций шлама.

По изменению положения суммарной кривой на графике судят о том, какие фракции шлама преобладают в пробе. Кривая с большим содержанием малых частиц расположена ближе к оси ординат (рис. 3.1б).

В случае скопления шлама на забое в качестве критерия следует использовать средний диаметр частиц в пробе. Раскрытие каналов можно определять также путем намыва в пласт наполнителя.

Гидравлические исследования в процессе бурения осуществляются с помощью индикатора зон поглощения. Индикатор содержит два пакера, соединенных между собой заглушенной снизу трубой. На боковой поверхности трубы между пакерами имеется отверстие. Индикатор опускается в скважину на колонне бурильных труб. При закачивании БР пакеры раскрываются, а раствор через отверстие выходит в затрубное пространство. В зоне поглощения давление нагнетания раствора остается низким, а выше и ниже этой зоны – существенно увеличивается.

С помощью специальной печати можно установить мощность поглощающего пласта, форму каналов ухода раствора, площадь, размер и величину раскрытия трещин, эффективную пористость поглощающего пласта.

Специальная печать состоит из корпуса (перфорированной трубы), на котором размещена индикаторная оболочка (проницаемая ткань, на-

пример льняное полотно). Печать опускают в скважину на бурильных трубах и устанавливают напротив поглощающих горизонтов. Затем в бурильные трубы закачивают индикаторную жидкость, например краситель. Жидкость, вытесняемая из трубы в скважину через отверстия в корпусе индикаторной печати, сначала раздувает индикаторную оболочку до полного прилегания ее к стенкам скважины, а затем фильтруется в пласт, где и перекрывает поглощающие каналы. В местах фильтрации жидкости в пласт на индикаторной оболочке остаются отпечатки поглощающих каналов.

**Геофизические методы** исследования проницаемых пластов связаны с остановкой бурения и спуском в скважину на специальном кабеле геофизических приборов, показания которых регистрируются на поверхности. К этим методам относятся кавернометрия ствола скважины, радиоактивный каротаж, акустический каротаж, микрокаротаж (каротаж пористости), электрический каротаж, термометрия и резистивиметрия, глубинное фотографирование и телеметрирование.

**Каверномером и профилемером** определяют форму и размеры поперечного сечения ствола скважины. По кавернограмме можно определить степень разрушения поглощающего пласта. Однако поглощения не всегда приурочены к расширенным участкам ствола скважины. Если полное поглощение БР сопровождается провалом инструмента, то по кавернограмме можно оценить сложность проведения изоляционных работ.

**Радиоактивный каротаж** позволяет уточнить местоположение поглощающего горизонта, который характеризуется низкой естественной гамма-активностью. При акустическом каротаже регистрируются скорости распространения и затихания упругих волн в горной породе, оцениваются ее плотность и трещиноватость.

**При электрическом каротаже** регистрируются кажущееся удельное сопротивление пород и потенциал самопроизвольно возникающего в скважине электрического поля.

**Термометрия и резистивиметрия** основаны на измерении распределения по стволу скважины температуры и электрического сопротивления БР. Измерение производится в два этапа. Вначале скважина на некоторое время оставляется в покое, с тем чтобы температура жидкости в ней стала близкой к температуре окружающих пород. После этого делается первое измерение. Затем в скважину доливают БР с более низкой температурой или большим электрическим сопротивлением и вытесняют прежний раствор в зону поглощения, а ниже зоны поглощения остается первоначальный БР. Измерение повторяют. Диаграммы первого и второго измерений совмещают, и подошва зоны поглощения выделяется по границе изменения температуры или электросопротивления раствора.

При резистивиметрии в скважину нагнетается соленая вода, которая доходит только до зоны поглощения. Электросопротивление соленой воды

ниже, чем у жидкости, находящейся в скважине, что и фиксируется резистивиметром.

Сведения о форме, простирации и размерах раскрытия каналов ухода раствора в пласт можно получить с помощью фотографирования стенок скважины фотоаппаратом, исследования скважинным акустическим телевизором. С его помощью получают фотографии развертки стенки скважины методом ультразвуковой эхолокации.

Недостатком названных методов является трудоемкость исполнения и невозможность достаточно точно отбить кровлю зоны поглощения.

Гидродинамические методы выполняются с остановкой бурения и основаны на измерении расхода раствора, перепада давления в системе «скважина–пласт» при доливе, нагнетании раствора в скважину (пласт) или отборе его из пласта. К гидродинамическим методам относятся опрессовка ствола скважины или отдельных интервалов, расходомерия, исследование при кратковременных остановившихся отборах или нагнетаниях, прослеживание за изменением положения уровня жидкости в скважине.

### *Расходомерия*

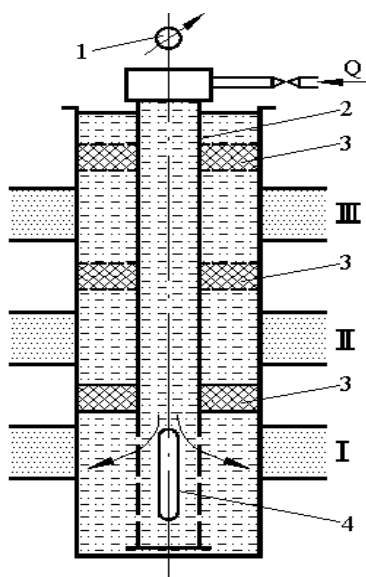
осуществляется с помощью специальных скважинных приборов – расходомеров и позволяет выделить границы зон поглощения и водопроявления, наличие и направление внутрискважинных перетоков и оценить интенсивность поглощения (расход жидкости в зону поглощения на единицу перепада давления).

Скорость потока жидкости по стволу скважины пропорциональна частоте вращения крыльчатки и регистрируется на поверхности.

*Метод поинтервальной опрессовки* используется для установления границ зоны поглощения. Опрессовка выполняется периодически с устья по мере вскрытия новых проницаемых участков или установкой пакера (перекрывающее и разобщающее устройство). При опрессовке устье скважины герметизируется специальным устройством, устанавливаемым на кондукторе (рис. 3.2). Жидкость нагнетается в скважину насосом цементировочного агрегата через ведущую трубу, соединенную с герметизирующим устройством.

Пакером 3 на бурильных трубах 2 последовательно разделяется ствол на два участка с целью предупреждения их гидродинамического взаимодействия при опрессовке.

При исследовании с одним пакером опрессовывается весь интервал ствола, расположенный ниже пакера. Если необходимо опрессовать какой-



**Рис. 3.2.** Схема поинтервальной опрессовки ствола скважины

либо участок ствола отдельно, то операция выполняется с двумя пакерами, устанавливаемыми в кровле и подошве выделенного участка. Жидкость нагнетается в пространство, ограниченное пакерами.

Пакер на бурильных трубах последовательно устанавливают выше кровли всех выделенных интервалов, и в каждом случае жидкость в подпакерное устройство нагнетают с одной и той же подачей насоса. Давление при нагнетании регистрируется устьевым 1 и глубинным 4 манометрами, по показаниям которых определяют перепад давления  $\Delta p$ , обусловленный гидравлическими сопротивлениями пласта (пластов) при нагнетании жидкости с расходом  $Q$ .

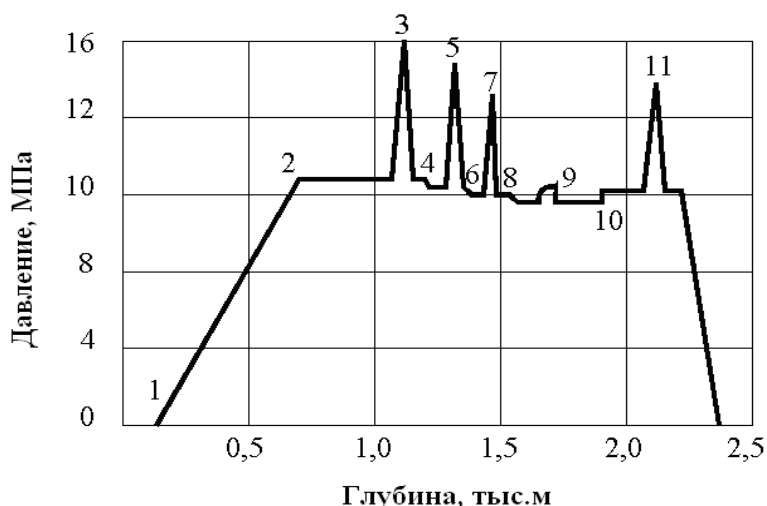
Глубина кровли зоны поглощения устанавливается по повышению давления опрессовки при нагнетании жидкости в затрубное пространство или подъему статистического уровня раствора на устье скважины.

По результатам исследований строят индикаторную диаграмму. Применяя метод наименьших квадратов, можно получить такую зависимость:

$$Q = C\Delta p^m,$$

где  $C = \frac{\Delta Q}{\Delta(\Delta P)}$  – коэффициент приемистости;  $m$  может меняться от 1/2 до 2.

Показатель степени  $m$  до определенных значений  $Q$  зависит от типа пористой среды. Коэффициент приемистости зависит от раскрытости поглощающих каналов и их числа. Поскольку число и раскрытость каналов определить трудно, иногда рассчитывают коэффициент удельной приемистости, т. е. коэффициент приемистости, относящейся к поверхности вскрытой части поглощающего интервала (рис. 3.3).



**Рис. 3.3. Определение толщины интервала поглощения методом опрессовок:**

1–2 – спуск пакера на глубину 1150 м; 3 – опрессовка интервала 1150–1200 м,  $\Delta P_3 = 7$  МПа; 4 – подъем и установка пакера на глубине 1125 м; 5 – опрессовка интервала 1125–1200 м,  $\Delta P_5 = 5$  МПа; 6 – подъем и установка пакера на глубине 1076 м; 7 – опрессовка интервала 1076–1200 м,  $\Delta P_7 = 1$  МПа; 8 – подъем и установка пакера на глубине 1105 м; 9 – опрессовка интервала 1105–1200 м,  $\Delta P_9 = 1$  МПа; 10 – спуск и установка пакера на глубине 1105 м; 11 – разобщение и опрессовка интервала 1105–1200 м (перед проведением исследовательских и изоляционных работ),  $\Delta P_{11} = 5$  МПа.

Коэффициент удельной приемистости поглощающих пород рассчитывается по формуле

$$K_{уд} = K / h_{эф},$$

где  $h_{эф}$  – эффективная (фильтрующая жидкость) толщина поглощающих пород.

Этот показатель более полно отражает фильтрационную характеристику прискважинной зоны поглощающих пластов, а в сочетании с другими фильтрационными параметрами позволяет повысить точность расчетов при определении типа, свойств и объемов применяемых тампонажных смесей.

Средняя раскрытость каналов фильтрации проницаемых пород оценивается уравнением

$$\delta = \sqrt[3]{aK\tau_o T_H},$$

где  $a$  – коэффициент пропорциональности, равный  $0,06 \cdot 10^3$ ;

$K$  – коэффициент приемистости проницаемых пород, м<sup>3</sup> МПа;

$\tau_o$  – предельное напряжение сдвига промывочной жидкости, МПа;

$T_H$  – время нагнетания жидкости на соответствующем режиме исследования, с.

Основным назначением этого параметра является обоснование реологических свойств и объема тампонажной смеси и предварительная оценка типа и размера закупоривающих наполнителей при производстве изоляционных операций.

Градиент давления начала фильтрации жидкости в каналы с изменяемой геометрией рассчитывается по формуле

$$gradP_{нф} = \frac{P_{cm} + P_y}{H},$$

где  $P_{cm}$  – гидростатическое давление жидкости на кровлю проницаемых пород;

$P_y$  – давление на устье, при котором начинается фильтрация жидкости в раскрывшиеся каналы проницаемых пород;

$H$  – глубина кровли проницаемых пород.

**Величина давления начала фильтрации жидкости** в проницаемые каналы определяется по данным опрессовки ствола скважины на герметичность и прочность стенок. После заполнения манифольда буровой жидкостью в подпакерную зону продолжают закачивать жидкость, одновременно ведется наблюдение за ростом давления по манометру. Продолжается это до момента начала стабилизации перепада давления при постоянной подаче насоса, после чего нагнетание жидкости прекращается и по манометру фиксируется величина снижения давления.

Зависимость количества поглощаемой жидкости  $Q$  от перепада давления может быть одно-, двух- и трехчленной.

Для ламинарного режима плоскорадиальной фильтрации вязкой жидкости в пласт пользуются формулой Дюпюи:

$$\Delta p_1 = p_c - p_{пл} = \frac{Q \cdot \mu}{2\pi h_{пл} k} \ln \frac{R_k}{r_c},$$

где  $\mu$  – вязкость раствора, поглощаемого пластом;

$h_{пл}$  – мощность пласта;

$k$  – коэффициент проницаемости;

$R_k$  – радиус контура питания, на котором еще отмечается изменение давления при поглощении (притока из пласта);

$r_c$  – приведенный радиус скважины, учитывающий изменение проницаемости пристенной зоны пласта, наличие каверн, глинистой корки.

При наличии трещин, больших количествах поглощаемого раствора возникает турбулентный режим, при котором

$$\Delta p_1 = \frac{Q^2 \rho}{4\pi^2 h_{пл}^2 k_T} \left( \frac{1}{r_c} - \frac{1}{R_k} \right),$$

где  $k_T$  – коэффициент проницаемости при турбулентном режиме.

Фильтрация жидкости в пласт происходит по разным законам в зависимости от строения пласта. В трещиноватой и кавернозной среде соблюдается закон Краснопольского-Шези:

$$Q_1 = K_1 \sqrt{\Delta P}.$$

В среднепористой среде – закон Дарси:

$$Q_2 = K_2 \Delta P.$$

В мелкопористой среде –  $Q_3 = K_3 \Delta P^2$ ,

где  $K_1, K_2, K_3$  – коэффициенты приемистости.

В общем случае  $Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 = K_1 \sqrt{\Delta P} + K_2 \Delta P + K_3 \Delta P^2$ .

Большинство исследователей считает, что в реальной практике чаще всего соблюдается закон Краснопольского-Шези.

По построенным индикаторным кривым с помощью различных математических методов определяются коэффициенты приемистости  $K_1, K_2, K_3$ . Если какой-либо из них получается отрицательным или равным нулю, то это свидетельствует о том, что этот закон фильтрации в скважине не соблюдается.

Так, например, если после расчетов получено уравнение  $Q = 8\sqrt{\Delta P}$ , то поглощающий горизонт представлен трещиноватыми породами, а коэффициент приемистости равен 8, т. е. при перепаде давления в одну атмосферу скважина поглощает  $8 \text{ м}^3$  раствора в сутки.

**По величине коэффициента  $K$  выделяется шесть категорий зон поглощения: 1 –  $K < 1$ ; 2 –  $K = 1-3$ ; 3 –  $K = 3-5$ ; 4 –  $K = 5-15$ ; 5 –  $K = 15-25$ ; 6 –  $K > 25$ .**

Для каждой из этих категорий имеются определенные рекомендации по ликвидации поглощений БР. Так, в зонах поглощения 1-й категории

достаточно применение качественного раствора, а в зонах 6-й категории борьба с поглощением практически бессмысленна. В этом случае бурение ведется без циркуляции БР с последующим спуском колонны обсадных труб.

Исследование поглощающих горизонтов методом установившихся нагнетаний. Кратковременные нагнетания промывочной жидкости при относительно установившихся режимах проводятся с применением двух схем: через герметизированное устье скважины или с помощью пакера. Нагнетание жидкости на каждом режиме производится в течение времени, достаточном для стабилизации перепада давления, контролируемого по чувствительному манометру на устье скважины или цементировочном агрегате. После этого переходят на другой режим, изменяя расход закачиваемой жидкости. Результаты показаний манометра и соответствующие расходы заносят в таблицу (табл. 3.2).

Таблица 3.2

### Режимы нагнетания жидкости

№ режима	Объем закачиваемой жидкости, м <sup>3</sup>	Время закачки, ч	Производительность Q, м <sup>3</sup> /ч	Избыточное давление на устье ΔP, МПа	Избыточное давление на кровлю поглощающего пласта (0,01 x уж + ΔP <sub>y</sub> )
1	2	3	4	5	6

По результатам расчета параметров строится индикаторная кривая в координатах Q – ΔP (рис. 3.4).

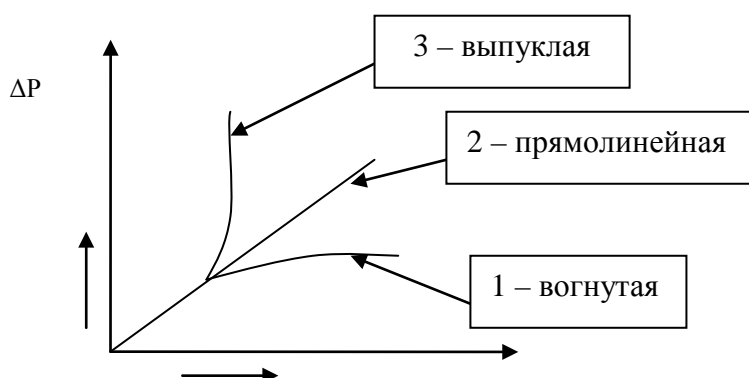


Рис. 3.4. Индикаторная кривая в координатах Q–ΔP

Индикаторная диаграмма вогнутая (1) – пласт или пористо-кавернозный, или гранулярный, или раздробленный многочисленными трещинами хаотичной направленности.

Индикаторная диаграмма прямолинейная (2) –

пласт смешанный, одинаковый по значению приемистости, представлен тектонической трещиной и пористо-кавернозной матрицей.

Индикаторная диаграмма выпуклая (3) – пласт в пределах скважины пересекается 1–2 тектоническими трещинами, которые, как правило, верти-



кальны или субвертикальны; приемистость пласта обусловлена преимущественно этой трещиной.

Обработке подлежит прямолинейный участок индикаторной диаграммы, для которой справедливо выражение

$$Q = \frac{2\pi kh(P_z - P_{пл})}{\eta L n(R_k / R_{ск})},$$

где  $k$  – коэффициент проницаемости пород;

$h$  – толщина поглощающего пласта, м;

$P_z$  – забойное давление, МПа;

$P_{пл}$  – пластовое давление, МПа;

$\eta$  – структурная вязкость жидкости исследования (спз);

$R_k$  – радиус контура питания (принимается равным 10 м);

$R_{ск}$  – радиус скважины, м.

$$k = \frac{Q \eta L n(R_k / R_{ск})}{2\pi h \Delta P}; \text{ принимая } \alpha = \frac{\eta L n(R_k / R_{ск})}{2\pi}, \text{ имеем } k = \frac{\alpha Q}{h \Delta P}.$$

Значение  $\alpha$  можно принимать из табл. 3.3.

Таблица 3.3

$\eta$ , спз	Значение $\alpha$ при диаметре скважины, мм			
	190,5	215,9	269	295
5	1386	1356	1307	1269
10	2772	2712	2614	2578
15	4158	4068	3921	3867
20	5544	5424	5228	5156
25	6930	6780	6535	6445

После определения коэффициента проницаемости находят раскрытость трещин по эмпирической формуле  $\delta = 25\sqrt{k}$ , (микрон).

Исследование поглощающих горизонтов методом прослеживания снижения динамического уровня при установившихся кратковременных нагнетаниях. Применяется в условиях полного поглощения БР при невозможности восстановить циркуляцию при данных технических и организационных возможностях. Метод заключается в том, что с постоянным расходом закачивается жидкость в скважину до стабилизации динамического уровня. При использовании глубинного манометра на каротажном кабеле задача в регистрации установившихся динамических уровней облегчается. Глубина положения динамического уровня и соответствующий ей объем закачанной жидкости и время закачки заносятся в таблицу.

По полученным данным строится индикаторная диаграмма  $Q=f(\Delta P)$ . По ранее изложенной методике определяется коэффициент проницаемости и раскрытости трещин.

$$\Delta P_i = \gamma_{ж} (H_{ст} - h_i) 10^{-6}, \text{ МПа,}$$

где  $Q_i$  – производительность закачки промывочной жидкости на  $i$ -ом режиме, м<sup>3</sup>/ч;

$h_i$  – соответствующий динамический уровень, м.

Исследование поглощающих горизонтов методом прослеживания снижения динамического уровня. При невозможности получения индикаторной диаграммы по установившимся режимам фильтрации необходимо проводить гидродинамические исследования методом прослеживания снижения динамического уровня в скважине, при этом промывочная жидкость должна иметь статическое напряжение сдвига, близкое к нулевому значению. Количество измерений уровня промывочной жидкости должно быть не менее 5. Результаты измерений заносят в таблицу (табл. 3.4).

Таблица 3.4

### Данные замеров

№	Падение уровня			Падение давления			$\Delta P_n^{cp}$ , МПа	$T_n$ , °С	$Q_n$ , м <sup>3</sup> /ч
	от $H_{n-1}$	до $H_{n+1}$	$H_n$	от $P_{n-1}$	до $P_{n+1}$	$P_n$			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Расход жидкости для каждого участка падения уровня определяется по формуле

$$Q_n = \frac{0,785d_{скв}^2 H_n}{T_n},$$

где  $d_{скв}$  – диаметр скважины на участке измерения, м;

$T_n$  – время между двумя последовательными замерами, ч;

$H_n$  – статический уровень, м.

$$H_n = (H_{n-1} + H_{n+1}) / 2.$$

Перепад давления для соответствующего расхода,  $Q_n$ , определяется по формуле

$$\Delta P_n^{cp} = (\Delta P_{n-1} + \Delta P_{n+1}) / 2,$$

где  $\Delta P_{n-1}$  и  $\Delta P_{n+1}$  – перепады давления в соседних точках замера, создаваемые столбом промывочной жидкости, превышающим статический уровень.

По результатам прослеживания уровня и расчетов строится индикаторная диаграмма зависимости:  $P = f(\Delta Q)$ .

Кроме определения  $\delta$  по приведенным методикам с построением индикаторных диаграмм, среднюю эквивалентную раскрытость каналов трещинных пород можно оценить из выражения

$$Q_{эк} = \sqrt[3]{(4QT_n \tau_0) / (\pi \Delta P_n)},$$

здесь  $Q$  – расход нагнетания жидкости при максимальном давлении в процессе гидродинамических исследований, м<sup>3</sup>/ч;

$T_n$  – время нагнетания жидкости при максимальном расходе, с;

$\Delta P_n$  – перепад давления нагнетания, соответствующий максимальному расходу жидкости, Па;

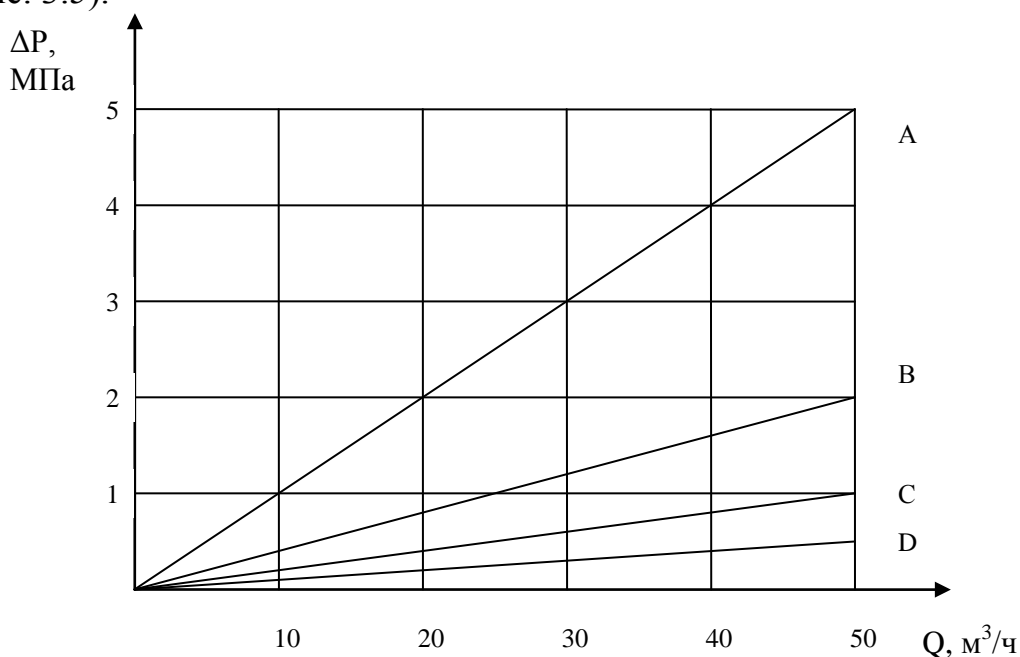
$\tau_0$  – предельное напряжение сдвига жидкости нагнетания, Па.

$$\tau_0 = 0,15[\varphi_{600} - 1,5(\varphi_{600} - \varphi_{200})], \text{ Па,}$$

где  $\varphi_{600}$ ,  $\varphi_{200}$  – показания ротационного вискозиметра ВСН-3 при соответствующих частотах вращения.

Следует заметить, что величину раскрытости трещин можно определить наравне с методами гидродинамических исследований по результатам закачки паст с наполнителями в поглощающий пласт, по фракционному составу шлама (отсутствие фракций шлама до определенного размера).

*Оценка сложности предстоящих работ.* Степень сложности предстоящих изоляционных работ может быть предварительно оценена по характеру индикаторной кривой и области ее расположения относительно граничных индикаторных зависимостей приемистости поглощающего пласта (рис. 3.5).



**Рис. 3.5.** Зависимость приемистости поглощающего пласта от перепада давления

Категории сложности работ определяют по табл. 3.5, причем сложность работ определяется по худшему классифицирующему признаку.

Метод установившихся отборов (при переливе жидкости из скважины). Устье скважины герметизируется и определяется давление, под действием которого жидкость переливается из скважины. Затем жидкость отбирают из скважины при различных установившихся давлениях.

Для каждого режима жидкость закачивается с постоянной производительностью. Закачка или отбор производится до получения постоянных значений перепада давления в скважине. При этом плотности закачиваемой и находящейся в скважине жидкости должны быть одинаковыми.

По полученной индикаторной линии ( $p - Q$ ) определяют интенсивность поглощения и коэффициент приемистости поглощающего пласта.

В скважинах, где *возможен недоподъем цементного раствора* за обсадной колонной из-за поглощения его в процессе цементирования, необходимо перед спуском обсадной колонны произвести исследование всех поглощающих пластов с помощью пакера на давление, которое ожидается на эти пласты при цементировании. По результатам исследования определяется необходимость проведения изоляционных работ перед спуском обсадной колонны.

Таблица 3.5

### Категории сложности работ

Характер поглощения				Гидродинамическое состояние скважины		
Коэффициент приемистости, $10^2 \text{ м}^3/\text{сМПа}$	Интенсивность поглощения, $\text{м}^3/\text{ч}$	Индикаторная зависимость		Категория сложности	Положения уровня относительно Ндин	Давление на кровлю поглощающего пласта
		Область расположения	Характер зависимости			
0,2–0,4	6–10	А	Прямолинейная, выпуклая	1	Ндин = $h_{кр}$	Статическая репрессия
0,4–0,6	10–12	В	Прямолинейная, выпуклая	2	Ндин > $h_{кр}$	Динамическая репрессия
0,6–0,8	15–40	С	Прямолинейная, вогнутая	3	Ндин < $h_{кр}$	Динамическая репрессия
>0,8	>40					

Здесь величина  $h_{кр} = H_{кроволи} - P_{пл} / (0,1\gamma_{б.р.})$ ,

где  $H_{кроволи}$  – глубина кровли поглощающего (продуктивного) пласта, м;  
 $\gamma_{б.р.}$  – плотность бурового раствора,  $\text{г}/\text{см}^3$ ;

$P_{пл}$  – пластовое давление в кровле поглощающего (продуктивного) пласта.

Прослеживание за снижением уровня (давления) жидкости в скважине. Скважина заполняется жидкостью до устья, затем долив жидкости прекращается и замеряется время падения уровня через каждые 5 или 10 м. Измерения продолжаются до наступления равновесия в скважине, т. е. до тех пор, пока уровень жидкости не достигнет статического положения.

Прослеживание за подъемом уровня в бурильных трубах после мгновенного его снижения  $H_{СТ} < 30$  м. Мгновенное снижение уровня в скважине достигается за счет спуска в скважину бурильных труб с заглушкой-диафрагмой и последующего его разрушения, после которого жидкость из затрубного пространства устремляется в бурильные трубы. В результате этого происходит быстрое выравнивание жидкости в трубах и затрубном пространстве, и в целом уровень жидкости в скважине понижается на зна-

чение, соответствующее объему жидкости, вытесняемой бурильными трубами с закрытым концом (неустановившийся режим). Поскольку повышение уровня жидкости в трубах может быть прослежено только до устья, то начальный участок индикаторной линии получают путем экстраполяции.

Пластовое давление и температура необходимы для расчета технологически требуемого перепада давления нагнетания тампонажных смесей:

$$p_{nl} = \rho \cdot g \cdot h_{cm} ,$$

где  $\rho$  – плотность промывочной жидкости;

$h_{cm}$  – высота статического столба жидкости над кровлей поглощающего пласта.

### 3.3. Методы предупреждения и ликвидации поглощений

Предупреждение поглощений обеспечивается минимальным избыточным давлением на поглощающий пласт и предотвращением резких колебаний давления в скважине. Это достигается за счет:

- снижения плотности раствора, в том числе использования аэрированных растворов и пен;
- уменьшения расхода (скорости восходящего потока) раствора;
- ограничения скорости СПО;
- расхаживания инструмента перед пуском насосов и плавного восстановления циркуляции;
- подбора соответствующей компоновки низа колонны бурильных труб (КНБК);
- предотвращения образования сальников.

Существенное снижение плотности раствора может быть получено за счет его аэрации, что значительно снижает гидростатическое давление в скважине. Одновременно повышаются технико-экономические показатели, улучшается качество вскрытия продуктивных горизонтов, особенно с АНПД, за счет снижения дифференциального давления. Плотность аэрированных растворов достаточно легко регулируется в пределах от 0,1 до 1 г/см<sup>3</sup>. Для улучшения выносной способности в жидкую фазу раствора вводятся поверхностно-активные вещества (ПАВ), которые препятствуют также укрупнению газовых пузырей.

Однако снижение плотности растворов и применение газожидкостных смесей (ГЖЗ) возможно только в случае, если обвалы стенок скважины и проявления флюидов маловероятны. В процессе бурения давление в скважине равно сумме гидростатического  $P_{гс}$  и гидродинамического  $P_{гд}$  давлений. Поглощения раствора не будет, если соблюдается условие

$$P_{гс} + P_{гд} \leq P_n .$$

Представив давление поглощения через его градиент  $G_n$ , т. е. возрастание давления поглощения на единицу глубины,

$$G_n = \frac{10P_n}{H} ,$$

и представив значения  $P_{zc}$  и  $P_{zd}$ , можно определить максимальный расход БР, при котором не происходит поглощение:

$$Q = (D^2 - d^2) \sqrt{\frac{(G_n - \gamma)(D - d)}{82,6\lambda\gamma}}.$$

При спуске инструмента давление в скважине равно сумме гидростатического и динамического  $P_d$ . Поглощения не будет при соблюдении неравенства  $P_{zc} + P_d \leq P_n$ .

Максимально допустимая скорость спуска инструмента определяется по формуле

$$V = \sqrt{\frac{2gL(G_n - \gamma)}{10^2 \lambda\gamma[L/(D - d)]} - \frac{8g\eta \cdot 10^{-3}}{10^2 \lambda\gamma}}.$$

При запуске насосов во избежание поглощений должно выполняться следующее условие:

$$P_{zc} + P_{cmp} \leq P_n.$$

Отсюда предельное значение СНС бурового раствора может быть определено по формуле

$$\eta = \frac{10^{-3} L(G_n - \gamma)}{4[L/(D - d)]}.$$

Анализируя вышеприведенные формулы, можно сделать вывод, что повышение разности  $D - d$  позволяет увеличить значения соответствующих параметров. Следовательно, необходимо стремиться к тому, чтобы площадь кольцевого пространства была достаточна велика. Это достигается путем подбора элементов КНБК соответствующего диаметра.

В настоящее время теоретически обосновано и практически испытано много методов борьбы с поглощением. Эффективность любого метода (достижение целесообразной прочности, проницаемости, долговечности изоляции зоны поглощения) зависит от соответствия его конкретным условиям.

Различают три категории интенсивности поглощений: малая – (от 10 до 15 м<sup>3</sup>/ч), средняя (от 40 до 60 м<sup>3</sup>/ч) и высокоинтенсивная (более 60 м<sup>3</sup>/ч).

**При частичном поглощении** в циркулирующий раствор вводят наполнитель. При полном поглощении наполнитель намывают в зону поглощения с устья по стволу через бурильные трубы без установки пакера или с его установкой. Этот способ ликвидации поглощений является достаточно эффективным и не требует больших дополнительных затрат времени и средств. Его сущность заключается в том, что в БР вводятся наполнители – инертные вещества с соответствующими размерами и формой частиц. В процессе бурения эти частицы проникают в каналы ухода раствора и перекрывают их. В качестве наполнителя может быть использован практически любой материал, состоящий из частиц сравнительно малых размеров, при вводе которых в БР он может прокачиваться насосом. Наиболее известные из наполнителей – опилки различных материалов, стружка, торф, изрезан-

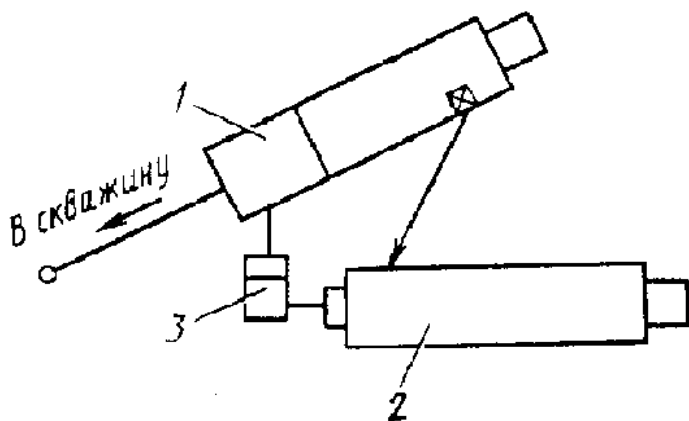
ная солома, резиновая крошка, отходы переработки хлопка, дробленая скорлупа орехов, слюда, кожа, горох и т. д.

Оптимальная концентрация наполнителей при турбинном способе составляет  $5 \text{ кг/м}^3$ , при роторном способе бурения –  $20\text{--}30 \text{ кг/м}^3$  БР. Имеется опыт использования растворов с концентрацией наполнителя до  $200 \text{ кг/м}^3$ .

Размеры частиц наполнителей выбирают с учетом того, что в канал круглого сечения свободно проходят частицы, размер которых меньше  $1/3$  диаметра канала, а в щель – меньше  $1/2$  ее раскрытости. Общеизвестно, что наиболее эффективная закупорка каналов ухода БР может быть получена при использовании наполнителей с разным размером частиц.

Намыв наполнителей через воронку. Этот трудоемкий технологический прием используют при ликвидации поглощения с динамическим уровнем более 50 м. Открытый конец бурильных труб устанавливают в кровле поглощающего пласта. На бурильные трубы надевают воронку, в которую подают наполнитель (транспортером или вручную) под струю жидкости из установленной выше ведущей трубы. Наполнитель подается в зону поглощения по бурильной колонне за счет давления, пропорционального динамическому уровню. После намыва первой порции наполнителя (2–3 т) в случае необходимости ее продавки в пласт спускают инструмент до подошвы пласта и проводят работы по проверке результативности операции.

Намыв наполнителей по закрытой нагнетательной линии ведут при



**Рис 3.6. Схема намыва наполнителя при приготовлении глинистого раствора с помощью СМН-20:**

1 – цементировочный агрегат; 2 – СМН-20; 3 – малая тампонажная емкость с наполнителем

избыточном давлении на устье. Схема намыва наполнителей цементировочным агрегатом приведена на рис. 3.6. Наполнитель подают в малую тампонажную емкость под струю глинистого раствора, где готовят порцию тампонажной смеси. Содержание наполнителя доводят до 30–40 % по массе от объема раствора. Для повышения эффективности изоляционных работ к глинистому раствору иногда добавляют цемент из расчета до 30–

40 кг на  $1 \text{ м}^3$  раствора. Наполнитель намывают порциями.

Разработана обвязка для намыва наполнителей с помощью бурового насоса, которая позволяет применить крупный наполнитель; она может быть использована и для приготовления «мягких» пробок с высокой кон-

центрацией комплексов наполнителей. Мягкие пробки готовят с помощью специальной технологической емкости, в качестве которой можно использовать гидромешалку. Технологическую емкость обвязывают с буровым насосом. Наполнитель подают под струю бурового насоса и таким образом получают мягкую пробку. Известны и другие составы тампонов типа мягких пробок. Для изоляции поглощающих пластов объем мягких пробок составляет 5–20 м<sup>3</sup>, а иногда 100 м<sup>3</sup> и более.

При намыве на глинистом растворе иногда наполнитель уносится в удаленную часть пласта. Это снижает эффективность закупорки пласта и повышает расход наполнителя. Такое явление можно предотвратить обработкой глинистого раствора флокулянтами, что приводит к деструкции раствора и способствует улучшению закупоривания пласта. В качестве флокулянтов могут быть использованы соли двух- и трехвалентных металлов: кальция, алюминия и железа, а также высокомолекулярные полимерные реагенты – поливиниловый спирт, полиакриламид и др.

Разработаны комплексы специальных наполнителей для буровых растворов серии «К», представляющие собой порошкообразные смеси с оптимально подобранными компонентами, имеющими разнообразную форму, размеры и механические свойства (линейные волокна, волокнистые агрегаты, плоские чешуйки, сфероиды, угловато-зернистые частицы и т. д.). По своему составу эти компоненты являются природными полисахаридными и лигноцеллюлозными комплексами.

**При полных поглощениях** рациональней использовать тампонажные смеси (ТС). ТС в общем случае состоит из основного вяжущего, жидкости затворения и различных добавок, регулирующих технологические свойства. В качестве *основного вяжущего* для приготовления твердеющих ТС используют цементы различных марок, гипсы и их смеси, смолы и их композиты. Нетвердеющие ТС готовят на основе глины, битумов, полимеров и их композитов. *Жидкостью затворения* является пресная или морская вода, в которой предварительно можно растворить добавки, регулирующие технологические свойства ТС.

Тампонирующая смесь при продавке из скважины в пласт должна полностью вытеснить жидкость из поглощающих каналов, которые в общем случае имеют различные раскрытие и форму, заполнить их на определенном расстоянии от скважины, а затем по окончании продавки загустить или затвердить и тем самым образовать надежные перекрывающие пробки.

ТС должна быть удобной для доставки в зону поглощения, а в зоне поглощения должна приобретать высокую прочность. Ее плотность для уменьшения смещения, проявления гравитационных сил подбирают близкой к плотности пластовой воды, а вязкость – выше. Необходимо, чтобы сроки загустения и затвердения ТС соответствовали времени ее доставки в зону поглощения. В связи с неизбежностью контакта с жидкостью в скважине и в пласте она должна быть малочувствительной к разбавлению и быстро набирать прочность в пласте. Успешной изоляции всех каналов ухода



в разнотрещиноватом коллекторе способствует смесь, обладающая вязкоупругими свойствами.

Качество ТС характеризуется:

- избирательной адгезией к горной породе и характером смачивания;
- плотностью;
- противодействием к разбавлению жидкостью в скважине и пласте;
- увеличением объема в пластовых условиях в период, предшествующий затвердеванию;
- наличием наполнителей, формирующих мостики и другие преграды в каналах на пути течения ТС;
- сроками схватывания (загустевания) и затвердевания.

В отдельных случаях минеральные вяжущие (цемент, гипс) или глинопорошок затворяют на углеводородной основе (цементно-соляровые и глиносоляровые смеси). Преимущество этих ТС состоит в том, что при отсутствии воды они не схватываются и это позволяет транспортировать их к зоне поглощения (при наличии буфера) без всяких опасений. При смешивании с водой такая ТС довольно быстро отделяет дизтопливо, густеет и в дальнейшем схватывается (цементно-соляровая смесь) и превращается в прочный камень.

Добавки к ТС распределяются по целевому назначению: облегчающие; закупоривающие; регулирующие реологические свойства, сроки загустевания, схватывания и затвердевания, и т. п.

Для уменьшения плотности используют стандартные легкие цементы, применяют аэрированные ТС, добавки пламилонa и др. В качестве ускорителей загустевания и схватывания цементного раствора в основном используют хлориды кальция, магния, железа, серноокислый алюминий, добавки гипса, гипсоглиноземистого цемента и т. п.

Разумеется, сроки загустевания и схватывания зависят также от количества воды затворения (водоцементное, или водотвердое отношение), интенсивности перемешивания, температуры и в меньшей степени – давления. Поскольку химический состав большинства используемых для приготовления ТС веществ непостоянен, окончательная рецептура ТС должна быть непременно уточнена перед тампонированием зоны поглощения.

*Смеси на основе латекса (ВУР).* Синтетический латекс, представляющий собой многокомпонентную систему, является продуктом промышленности синтетического каучука. Это молочно-белая жидкость с желтым, розовым или сероватым оттенком плотностью 974–960 кг/м, состоящая из 52–54 % воды; 34–37 % каучука; 2–2,7 % белков; 1,65–3,4 % смол; 1,5–4,2 % сахара и 0,2–0,7 % золы.

Свежий латекс имеет щелочную реакцию, а при добавлении кислот или солей двух- и трехвалентных металлов коагулирует. Латекс обладает также способностью самопроизвольно коагулировать, причем особенно быстро коагуляция происходит под действием тепла, поэтому хранить его надо в закрытом холодном помещении.

Применение латекса для изоляции зон поглощения основано на коагуляции его при смешивании с солями двух- и трехвалентных металлов, в результате чего образуется эластичная и плотная каучуковая масса, перекрывающая поры, трещины и другие каналы ухода в пласт раствора. Для увеличения прочности тампонов в латекс добавляют до 15 % лигнина. Латексы перед использованием структурируют, что способствует более равномерному распределению в них наполнителей (кордное волокно, резиновая крошка и др.), рациональная добавка которых составляет 100–120 кг на 1 м<sup>3</sup> латекса.

*Коагулированные глинистые смеси на основе полиакриламида (ВУС)* представляют собой резиноподобную массу, отличающуюся высокой упругостью.

Коагулированная глинистая резинообразная масса высокой упругости образуется при перемешивании одного объема раствора полиакриламида 1%-ной концентрации с тремя объемами минерализованного глинистого раствора, приготовленного из бентонитового глинопорошка, вязкостью 26 с. Пластическая прочность этой массы не превышает 150–200 Па при нахождении в течение 6–10 ч во влажной среде. Поэтому данную смесь применяют для изоляции зон поглощения в пористо-кавернозных породах при последующем закачивании цементного раствора с ускорителем схватывания.

*ВУС на основе гипана* можно получить путем смешивания 15–30 %-ного водного раствора хлористого кальция с гипаном в объемном соотношении 1:1. Однако применение таких смесей ограничено вследствие потребности большого количества гипана. В практике высоковязкую смесь получают из гипана и минерализованного БР. Пластическая прочность коагулированной глинистой смеси не превышает 200–300 Па.

*Цементно-бентонитовые пасты* плотностью 1300–1500 кг/м<sup>3</sup> готовят из смеси цемента и глины, взятых в соотношении 2:1 при водосмесевом отношении 0,9–1,0. Эти пасты отличаются стабильной плотностью и высокой начальной растекаемостью, составляющей 16,5 см по конусу АзНИИ. В промышленных условиях такие пасты получают в гидросмесителях при перепаде 0,3–0,4 МПа на штуцере диаметром 14 мм. В смесь добавляют ускорители схватывания. Тампонажные пасты готовят на глинистой основе или на основе неорганических вяжущих. Пасты на глинистой основе применяют обычно для снижения интенсивности поглощения и проведения последующих изоляционных работ с помощью БСС. Пасты на основе неорганических вяжущих являются твердеющими. Тампонаж-

ные пасты состоят из бентонита и воды с добавками хлорида кальция, гипана или метаса. Применяют также соляроцементные пасты и цементно-глинистые пасты.

*ТС с высоким показателем фильтрации (ТРВВ)* применяют для изоляции зон поглощения БР в трещиноватых породах. Получают ТРВВ путем смешивания цементного раствора пониженной плотности (1450–1500 кг/м) и утяжеленного глинистого раствора плотностью 1500–1600 кг/м. Для повышения закупоривающей способности в ТРВВ добавляют инертные наполнители.

При закачивании смеси в зону поглощения входящие в ее состав наполнители создают решетку в каналах поглощения, особенно в местах изгибов этих каналов и изменения их сечения, через которую происходит быстрое отфильтровывание воды из тампонажного раствора и образование плотного, прочного изолирующего слоя. Благодаря высокому показателю фильтрации тампонажный раствор быстро обезвоживается. Хорошие закупоривающие свойства смеси обусловлены выпадением в поглощающих каналах ее твердой фазы, и прежде всего утяжелителя, инициирующего этот процесс. Вследствие этого закупоривающая способность ТРВВ пропорциональна объему наполнителя, введенного в смесь.

*Облегченные смеси.* Плотность смесей, приготовленных на основе тампонажных цементов, снижают вводом облегченных добавок, которые также повышают закупоривающие свойства смесей. К ним относятся: глина, перлит, керамзит, молотые нефтебитумы, вермикулит, пемза, шлак, опока, нефтяной кокс, диатомит и др.

Облегченные смеси с широким диапазоном изменения плотности (820–1400 кг/м<sup>3</sup>) можно получить путем добавления в воду затворения кедратинового клея, который повышает сроки схватывания смеси. Объем цементно-клеевых растворов в процессе твердения увеличивается. Образцы цементно-клеевых растворов имеют пористость 50–70 %.

*Газоглинистая смесь.* Ликвидация поглощений путем создания в каналах пласта глинистых тампонов, насыщенных газом, заключается в том, что в зону поглощения вводят БР с добавкой карбонатов (молотого мела, известняка) и водного раствора сернокислого алюминия. В водной среде сернокислый алюминий ( $Al_2(SO_4)_3$ ) подвергается гидролизу, коагулирует, обращаясь в объемную студенистую массу – гель. При коагуляции гель захватывает твердые частицы БР. В результате протекания этого процесса в каналах ухода БР и в стволе скважины образуется высоковязкая нетекучая глинистая масса, которая будет насыщена выделяющимся при реакции углекислым газом. Пузырьки углекислого газа повышают вязкость и структурную прочность глинистой массы, образуя в стволе скважины и в каналах ухода БР достаточно прочные непроницаемые тампоны.

Низкая плотность компонентов предотвращает дополнительный гидроразрыв трещиноватых пород, высокая текучесть позволяет им проник-

нуть в мелкие поры и трещины породы, а мгновенное протекание реакции вызывает образование тампонов также и в пристволенной зоне пласта.

*Расширяющийся газоцементный раствор.* В состав газоцементного раствора входят: тампонажный цемент, вода, жидкое стекло, натрий и алюминиевый порошок. Начало газообразования в растворе – 15 мин, начало схватывания – 1 ч 15 мин. Объем раствора увеличивается в 2 раза. В отличие от обычного цементного раствора газоцементный обладает способностью расширяться за счет выделения водорода. Процесс газовыделения сопровождается резкой потерей подвижности смеси. Рост объема и потеря подвижности в период поступления раствора в поглощающую зону служат его основными положительными качествами, обеспечивающими надежную изоляцию.

Изолировать частичные поглощения, не прекращая процесса бурения, можно применением *гельцементных смесей*. Гельцемент получают затворением тампонажного цемента на бентонитовом глинистом растворе плотностью 1040–1060 кг/м<sup>3</sup>. При отсутствии бентонитовой глины можно применять глинистый раствор из местных глин с большей концентрацией последней в растворе. Гельцементные смеси можно приготавливать смешиванием цемента и глинопорошка с последующим затворением водой. Для получения густых гельцементных смесей рекомендуется добавлять в глинистый раствор 2,5–3 кг кальцинированной соды на 1 м<sup>3</sup> раствора.

Для временной изоляции поглощающих пластов с температурой около 25–35 °С можно применять *смеси на основе высокопрочного или строительного гипса*. Особенность этих вяжущих заключается в высокой скорости нарастания прочности камня. Прочность высокопрочного гипса составляет от 1,6 до 2,1 МПа через 1 ч, а строительного – от 4,0 до 5,5 МПа через 2 ч (при отношении воды к гипсу 0,6).

В качестве замедлителей схватывания этих смесей используют триполифосфат натрия, тринатрийфосфат, гексаметафосфа ССБ, КМЦ, нейтрализованный черный контакт с кальцинированной содой. Недостаток чистых гипсовых смесей состоит в том, что гипсовый тампон со временем разрушается и поглощение может возобновиться.

Для изоляции зон поглощений в продуктивных отложениях рекомендуется применять гипсомеловые смеси, которые при освоении скважин легко могут быть удалены солянокислотной обработкой с целью восстановления продуктивной характеристики коллекторов.

Гипсомеловые смеси отличаются хорошей подвижностью после затворения и быстрым нарастанием прочности в конечный период схватывания. При приготовлении гипсомелового раствора из сухой смеси гипса и мела в емкость цементировочного агрегата закачивается вода с растворенными в ней реагентами, а в бункере цементно-смесительных машин загружается сухая смесь гипса и мела. При затворении гипса на меловой суспен-

зии последнюю закачивают в емкости цементирувочных агрегатов, а гипс загружают в бункеры цементно-смесительных машин.

*Быстрохватывающие смеси (БСС)* готовят на основе полимерных добавок к цементным растворам, смол: ФР-12, ТСД-9, ТЭГ-1 (алифатическая эпоксидная), М-19-62, МФ-17 (мочевинформальдегидная), ФА (фурфурол-ацетановый мономер) и др. В качестве отвердителей используются: параформ, полиэтиленполиамин, хлорид железа и др.

В БСС для сокращения сроков схватывания и получения высокой прочности цементного камня на ранней стадии твердения в цементный раствор вводят ускорители схватывания: хлористый кальций, кальцинированную соду, углекислый калий (поташ), хлористый алюминий, хлористый натрий, серноокислый глинозем, жидкое стекло, каустическую соду, высокоминерализованную пластовую воду хлоркальциевого типа и др. Количество вводимых ускорителей обычно не превышает 6–8 % цемента в пересчете на сухое вещество.

Для приготовления БСС можно использовать *глиноземистый* и *гипсоглиноземистый цементы*. Сроки схватывания глиноземистого цементного раствора с водоцементным отношением 0,5 весьма медленные и достигают 10 ч. Для приготовления БСС в тампонажный цемент добавляют 10–20 % глиноземистого цемента. При вводе в глиноземистый цемент фтористого натрия смесь становится быстрохватывающей.

Смесь, приготовленная из гипсглиноземистого цемента, является расширяющейся, быстрохватывающейся и быстротвердеющей. Начало схватывания этого цементного раствора при водоцементном отношении 0,5 равно 1,5 ч, а конец – 2 ч, прочность на изгиб через 2 сут составляет 3,5–5,0 МПа.

Ввиду высокой стоимости гипсглиноземистый цемент применяют в смеси с другими цементами и наполнителями. Быстрохватывающуюся расширяющуюся смесь можно получить при добавлении в тампонажный цемент 20–30 % гипсглиноземистого цемента, для облегчения в смесь тампонажного и гипсглиноземистого цемента добавляют до 30 % легких добавок, например диатомита.

*БСС на углеводородной основе* представляют собой суспензии, в которых тампонажный цемент, наполнитель и ускоритель находятся во взвешенном состоянии. Благодаря инертности цемента к углеводородным жидкостям эта смесь не схватывается, что позволяет безопасно транспортировать ее по бурильным трубам на значительную глубину. При контакте с водой последняя вытесняет углеводородную жидкость из смеси, после чего смесь загустевает и схватывается, образуя прочный цементный камень. Для получения подвижной и легко прокачиваемой смеси с высоким содержанием твердой фазы в углеводородную жидкость вводят ПАВ.

*Соляроцементные смеси* содержат 30–40 % дизельного топлива, 0,5–1% ПАВ и до 6 % ускорителя от массы цемента. Для большей прочно-

сти цементного камня и с целью экономии в состав смеси иногда вводят до 30–50 % кварцевого песка. В качестве ПАВ рекомендуют применять креозол, НЧК, фенол, асидол и др. В качестве ускорителя загустевания лучше применять хлорид кальция.

*Соляроцементно-бентонитовые смеси* имеют следующий состав: 1000–1200 кг бентонитового глинопорошка, 300–500 кг цемента и 0,5–1 % ПАВ. Иногда в смесь вводят 3–10 % жидкого стекла от массы цемента для предотвращения отрицательного воздействия на смесь пластовых вод до начала схватывания и повышения вязкости и начальной прочности камня.

Важным достоинством этих ТС являются низкая плотность, однокомпонентность состава, устойчивость отвержденного материала к пластовым флюидам и незначительная усадка его в водной среде, а также небольшой расход реагента для проведения изоляционных работ. Время начала отверждения смеси зависит от концентрации реагента и среды и составляет от нескольких минут до 1,5 ч и более.

После выбора вида тампонажной смеси в лабораторных условиях подбирают оптимальную рецептуру и определяют ее основные свойства (плотность, растекаемость, сроки схватывания, пластическую прочность) при температуре, равной забойной.

Объем тампонажной смеси, необходимый для изоляции поглощающего пласта, определяют из условий закачки ее в пласт на требуемое расстояние, оставления цементного моста и с учетом возможных потерь при доставке смеси в пласт. Объем смеси для заполнения поглощающего пласта толщиной  $h$  на расстояние  $R_0$  можно оценить по формуле

$$Wn = \pi mh(R_0^2 - R_c^2),$$

где  $m$  – коэффициент эффективной пористости пласта;

$R_c$  – радиус скважины. Обычно величину  $R_0$  принимают равной  $R_0 = R_c + (0,5 \div 1)$ .

Н.Я. Семеновым предложено определять расстояние закачки смеси в пласт из условия ее предельного равновесия:

$$R_0 = \begin{cases} \sqrt{\frac{0,55 p_{\max} D_c d}{20}} & \text{для цилиндрических каналов;} \\ \sqrt{\frac{1,5 p_{\max} D_c \delta}{20}} & \text{для трещин.} \end{cases}$$

где  $D_c$  – диаметр скважины в зоне поглощения,  $d$ ;

$\delta$  – диаметр и величина раскрытия соответствующих каналов;

$\theta$  – начальное напряжение сдвига отвержденной смеси (величина  $\theta$  оценивается по пластической прочности  $P_m$  смеси –  $\theta = 0,25 P_m$ ).

Объем ТС для цементного моста принимается равным объему ствола скважины против поглощающего пласта плюс 20–30 м выше его кровли.

На практике объем ТС чаще находят увеличением объема цементного моста против зоны поглощения в определенное число раз (например, в 5 раз).

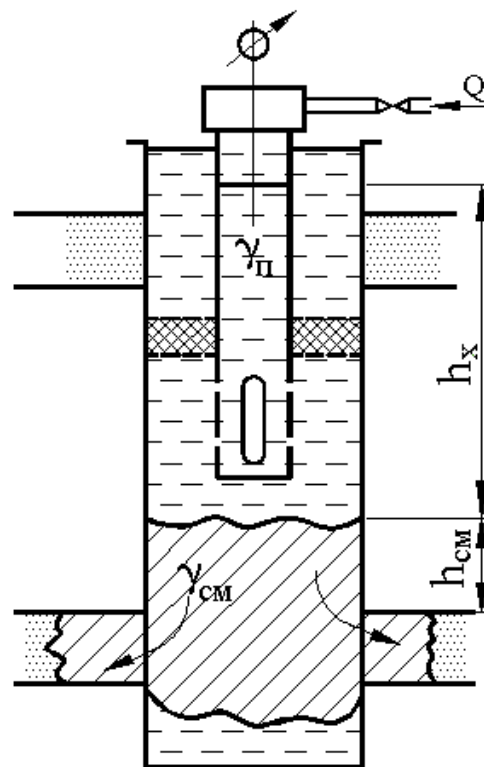
Структурно-механические свойства следует подбирать так, чтобы ТС проникла в глубь пласта по наиболее крупным поглощающим каналам на расстоянии 1–5 м при избыточном давлении 0,5–3,0 МПа.

Окончательный компонентный состав ТС (ее рецептуру) можно формировать: сразу при приготовлении ТС, т. е. перед закачкой в скважину; на цементировочной головке; на забое скважины и в каналах пласта; комбинацией перечисленных приемов. Возможно применение забойных смесителей. Смеситель имеет емкость, в которой содержится раствор реагента. В поток ТС, подаваемый насосом, вводят пробку, которая, достигнув смесителя, открывает заслонку, что и обеспечивает смешение ТС с реагентом в специальном диффузоре. Забойные смесители применяют при бурении скважин малого диаметра, что объясняется особенностью способа.

В настоящее время чаще всего используют два способа доставки и продувки тампонирующей смеси в зону поглощения через бурильные трубы без установки пакера и с пакером. Без установки пакера смесь больше разбавляется и буровым раствором, и пластовой жидкостью. Она не защищена от возможного внутрискважинного перетока ни в период закачки, ни в период твердения, поэтому может быть унесена, сильно разбавляясь, далеко от ствола скважины и не создаст изолирующего экрана.

Отмеченные недостатки исключаются при изоляции зоны поглощения с установкой пакера над кровлей поглощающего пласта. При этом зона поглощения отделяется от расположенной выше части ствола скважины (рис. 3.7), что позволяет: уменьшать разбавление тампонирующей смеси буровым раствором; исключить гидродинамическое взаимодействие изолируемого пласта со скважиной (выше пакера) и с другими проницаемыми пластами (внутрискважинный переток); регулировать и контролировать (с помощью устьевого и глубинных манометров) режим закачивания и продавливания тампонирующей смеси.

Для борьбы с поглощениями бурового раствора применяют па-



**Рис. 3.7.** Схема пакерной заливки зоны поглощения

керы различных конструкций, которые герметизируют и разобщают затрубное пространство с целью:

- а) предотвращения разбавления тампонирующих смесей;
- б) возможности применения БСС с небольшими сроками схватывания;
- в) задавливания тампонирующих смесей в поглощающие каналы;
- г) определения места расположения пласта, поглощающего жидкость, методом последовательных опрессовок ствола скважины;
- д) определения возможности замены воды глинистым раствором (особенно при бурении на площадях с повышенным пластовым давлением) при создании различных перепадов давления на пласты, поглощающие жидкость.

Кроме того, если вскрыто несколько поглощающих пластов на различных глубинах, применение пакера позволяет последовательно заливать цементный раствор снизу вверх без затраты времени на ожидание затвердения цемента (ОЗЦ), при этом предотвращается влияние поглощающих пластов друг на друга. Пакеры, применяющиеся при изоляции зон поглощений БР, подразделяются на две группы: многократного и разового действия (разбуриваемые). Пакеры разового действия оставляются в скважине на время твердения цемента или его смеси и затем разбуриваются вместе с цементным мостом.

Если при продавливании смеси необходимое давление не достигнуто (пласт с высокой проницаемостью), то при пакерной заливке зоны поглощения гидродинамическое взаимодействие регулируется не только на стадии закачивания и продавливания, но и на стадии твердения тампонирующей смеси. Пакер не извлекается на поверхность до набора необходимой прочности смеси, процесс ее твердения происходит при условии равновесия системы, которое достигается закачиванием расчетного объема продавочной жидкости.

Условие равновесия:  $\gamma_{см} h_{см} + \gamma_n h_x = p_{пл}$ ,

отсюда  $h_x = (p_{пл} - \gamma_{см} \cdot h_{см}) / \gamma_n$ ,

где  $h_x$  – высота столба продавочной жидкости над тампонирующей смесью;

$\gamma_{см}$ ,  $\gamma_n$  – удельный вес соответственно тампонирующей смеси и продавочной жидкости;

$h_{см} = 20–30$  м – превышение уровня тампонирующей смеси над кровлей зоны поглощения.

Пакер дает возможность удержать ТС в пристволенной зоне и добиться надежной изоляции пласта.

Конструкция пакера позволяет доставлять в зону поглощения не только ТС, но и наполнитель вместе со смесью или перед ее закачиванием. В осложненных условиях оставление пакера на бурильных трубах в скважине на период твердения ТС может привести к прихвату бурильной ко-



лонны. Во избежание прихвата изоляционные работы проводят с использованием разбуриваемых пакеров. После закачивания и продавливания тампонирующей смеси бурильные трубы поднимают на поверхность, а пакер и затвердевшую тампонирующую смесь в скважине разбуривают.

Разработан способ приготовления смеси при доставке одного из компонентов в закрытых полиэтиленовых сосудах, а ускорители схватывания транспортируют в сосудах вместе с тампонажным раствором по колонне бурильных труб с гидромеханическим пакером. При выходе из бурильных труб сосуды разрушаются ножами, и ускоритель поступает в тампонажный раствор. Обычно часть ускорителя заранее вводят в воду затвердения, другую часть – у зоны поглощения, а ТС закачивают тремя порциями. Ускоритель схватывания заранее вводят только во вторую порцию.

Для повышения изолирующих свойств ТС предложено применять способ глубинного струйного гидродиспергирования путем направления струи на экран или соосную встречную струю. Это приводит к значительному увеличению удельной поверхности частиц твердой фазы тампонажного раствора и связыванию свободной воды. При такой обработке получают ТС с высокими реологическими свойствами. Установлено, что за счет диспергирования твердой фазы в 2–3 раза повышается пластическая прочность, на 15–20 % сокращается время начала схватывания, в 3–6 раз уменьшается проницаемость и на 15–23 % возрастает прочность тампонажного камня.

Изоляционные работы целесообразно выполнять после вскрытия зоны поглощения на полную мощность. При этом в отдельных случаях полного поглощения раствора применяют бурение без циркуляции по методу «плавающего столба раствора» – выше зоны поглощения заливают БР с требуемыми параметрами, а насосами прокачивают в скважину другую (более дешевую) жидкость, которая поглощается, захватывая с собой шлам.

**Методы борьбы с катастрофическими поглощениями промывочной жидкости при бурении скважин.** Для реализации способа ликвидации поглощения путем установки трубы или оболочки на стенке скважины, а также для лучшего удержания ТС в крупных трещинах и кавернах возле ствола скважины до ее затвердения используются перекрывающие устройства.

Из перечня предложенных технологических решений, не требующих изменения конструкции скважины, наиболее эффективными можно признать использование расширяющихся по диаметру труб (профильный перекрыватель) и устройства с сеткой, ограничивающего растекание ТС по крупным поглощающим каналам и удерживающего смесь возле ствола скважины до ее затвердения.

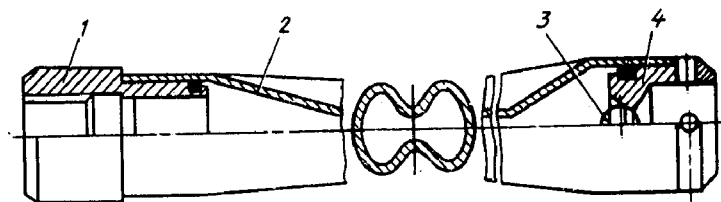
Данная технология позволяет исключить установку промежуточных колонн, следовательно, значительно удешевить сооружение скважины. Она предусматривает перекрытие зоны поглощения специальными профильными обсадными трубами, их последующее выправление под дейст-

вием избыточного давления и развальцовку шарошечными или роликовыми развальцевателями. Для улучшения изоляции зон поглощения применяется герметизирующая паста. При сборке перекрывателя паста заливается во впадины профильных труб, которые находятся выше и ниже зоны осложнения. Предусматривается предварительное расширение диаметра ранее пробуренного ствола скважины. При помощи расширителя, под действием давления 3–4 МПа плашки расширителя выдвигаются в рабочее положение. Производится резка, в течение 5–7 минут бурильный инструмент вращается на одном месте со скоростью 60–75 об./мин с промывкой. При наличии посадки (1–2 т) ствол скважины расширяют. Интервал расширения скважины и результат определяют каверномером. Перекрыватель спускается на бурильных трубах в скважину в интервал установки, создается избыточное давление в перекрывателе 9–12 МПа. При этом перекрыватель прижимается к стенке скважины и изолирует зону осложнения. Проверяют установку перекрывателя в скважине разгрузкой или натяжением инструмента до 150–200 кН и, вращая ее вправо, отворачивают бурильную колонну от перекрывателя. Перекрыватель развальцовывается при помощи развальцовочной головки или роликового развальцевателя.

Расширители раздвижные многшарошечные типа РРУ предназначены для калибровки и фрезеровки внутренней поверхности обсадной колонны, а также для расширения диаметра скважин при установке профильного перекрывателя.

Качественным отличием применения профильных перекрывателей является отсутствие необходимости применения тампонажного цементного раствора в технологическом процессе ликвидации поглощения бурового раствора.

В Татарстане введен в эксплуатацию специализированный завод – ЗАО «Перекрыватель», который серийно производит оборудование для локального крепления стенок скважин. Предлагаемая технология крепления скважины расширяемыми трубами, не имеющая аналогов в мировой практике строительства скважин, находит применение для решения целого ряда проблем. Она заключается в том, что обсадные трубы диаметром большим диаметра скважины профилируют по всей длине и уменьшают в поперечном сечении на величину, позволяющую свободно спустить их в скважину, а зону осложнения увеличивают в диаметре раздвиж-



**Рис. 3.8. Профильный перекрыватель**

ным расширителем до диаметра исходных (непрофилированных) обсадных труб. После спуска на бурильных

трубах профильного перекрывателя в скважину за счет давления, создаваемого закачкой БР, профильные трубы выправляются до исходных размеров и плотно прижимаются к стенке расширенного участка скважины. Для герметизации перекрывателя на верхнюю и нижнюю профильные трубы до спуска в скважину наносят специальный герметик.

Схема профильного перекрывателя, разработанного в ТатНИПИнефти, приведена на рис. 3.8. Перекрыватель состоит из профильных труб 2, суммарную длину которых выбирают из условия перекрытия зоны поглощения снизу и сверху не менее чем по 1,5 м. На нижней трубе устанавливают чугунный башмак 4, а на верхней левой – переводник 1. Профильные трубы соединяются между собой с помощью конусных упорных резьб.

После спуска перекрывателя в бурильные трубы бросают шар, навинчивают ведущую трубу и устанавливают перекрыватель в необходимом интервале. Нагнетанием БР доводят шар до отверстия в башмаке и дальнейшим повышением давления расширяют перекрыватель, который плотно прижимается к стенкам скважины. Разгрузкой инструмента на 150–200 кН проверяют надежность закрепления перекрывателя на стенках скважины.

После отсоединения и подъема бурильных труб в скважину спускают развальцеватель, с помощью которого расширяют трубы в резьбовых соединениях, шаблонируют профильную часть перекрывателя и развальцовывают нижний конец трубы.

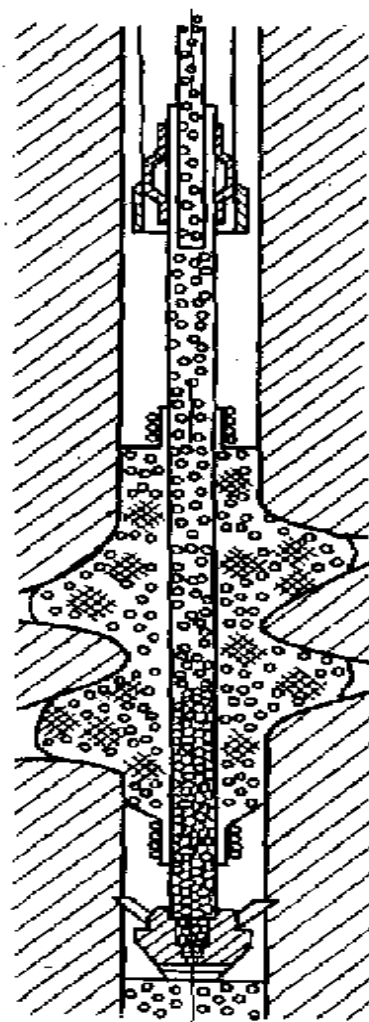
Разработана компоновка, позволяющая за один рейс инструмента провести все операции, включая развальцовку. В отдельных случаях длину перекрывателя довели до 120 м.

Преимущества технологии крепления экспандируемыми трубами:

1. Успешно могут быть перекрыты зоны водопритока в наклонных и горизонтальных скважинах.

2. Проведены работы по креплению высококавернозных зон обвалов в процессе строительства наклонных скважин.

3. Разработаны и применяются технологии по защите продуктивных пластов от блокирования проницаемых каналов буровым и цементным растворами.



**Рис. 3.9.** Схема изоляции поглощающего пласта устройством с сетчатой оболочкой

4. Разработаны и применены технологии ремонта промежуточных и эксплуатационных колонн с различными видами нарушений с применением экспандируемых труб.

Устройство с сеткой (капроновой, нейлоновой, металлической со специальным плетением и др.) разработано во ВНИИБТ. Схема изоляции пласта устройством с сеткой приведена на рис. 3.9.

Перед проведением изоляционных работ необходимо установить искусственный забой (если нет естественного) на 1–1,5 м ниже подошвы поглощающего пласта. В случае необходимости расширяют ствол скважины в зоне поглощения.

Устройство на бурильных трубах спускают в скважину, устанавливают на 0,5–0,8 м от забоя и промывают. Затем в бурильные трубы бросают шар, с помощью которого срезаются шпильки, удерживающие башмак, и инструмент медленно приподнимается от забоя на длину сетчатой оболочки. Устройство поднимают с одновременной подкачкой в бурильные трубы 1–1,5 м<sup>3</sup> воды, за которой закачивают чистый цементный раствор, приготовленный из 1,5–2 т цемента. После этого закачивают остальное количество тампонажной смеси с добавлением 3–4 % наполнителя. После продавки смеси БР инструмент поднимают с обязательным доливом скважины.

Для борьбы с поглощением в кавернозных и трещиноватых пластах взрывают торпеды. Величина заряда взрывчатого вещества и размер торпеды определяются интенсивностью поглощения и мощностью поглощающего пласта. При взрыве происходит смыкание трещин вследствие бокового скола, уплотнения пород и закупоривания трещин разрушенной породой.

Взрыв в тампонирующей среде в зоне поглощения приводит к еще большей эффективности изоляционных работ и повышает закупоривающие свойства быстросхватывающихся смесей.

## **4. Предупреждение и борьба с гидратами компонентов природных газов**

### **4.1. Образование гидратов в скважинах**

Гидраты газов представляют собой твердые соединения, в которых молекулы газа при определенных давлении и температуре заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образованной молекулами воды с помощью водородной связи (слабой связи). Молекулы воды как бы раздвигаются молекулами газа – плотность воды в гидратном состоянии возрастает до 1,26–1,32 г/см<sup>3</sup> (плотность льда 1,09 г/см<sup>3</sup>).

Один объем воды в гидратном состоянии связывает, в зависимости от характеристики исходного газа, от 70 до 300 объемов газа.

Условия образования гидратов определяются составом газа, состоянием воды, внешними давлениями и температурой и выражаются диаграммой гетерогенного состояния. Для заданной температуры повышение давления выше давления, соответствующего равновесной кривой, сопровождается соединением молекул газа с молекулами воды и образованием гидратов. Обратное снижение давления (или повышение температуры при неизменном давлении) сопровождается разложением гидрата на газ и воду. Плотность гидратов природных газов составляет от 0,9 до 1,1 г/см<sup>3</sup>.

*Газогидратные залежи* – это залежи, содержащие газ, находящийся частично или полностью в гидратном состоянии (в зависимости от термодинамических условий и стадии формирования). Для формирования и сохранения газогидратных залежей не нужны литологические покровы, они сами являются непроницаемыми экранами, под которыми могут накапливаться залежи нефти и свободного газа. Газогидратная залежь внизу может контактировать с пластовой подошвенной водой, газовой залежью или непроницаемыми пластами.

Одна из проблем, серьезно затрудняющих эксплуатацию нефтяных и газовых месторождений – образование гидратов в работающих скважинах. Оно приводит к потерям в добыче нефти и газа, происходящим из-за снижения дебита и необходимости периодической остановки скважин для проведения противогидратных мероприятий. Для возвращения скважин в рабочее состояние необходимы серьезные меры по растеплению гидратной пробки большой протяженности. На это тратятся значительные силы и средства, однако полностью прекратить гидратообразование не удается.

Для радикального решения проблемы требуется разработка такой технологии, при которой вовсе отсутствовали бы условия для образования гидратов в скважине, необходимо создание методов, направленных не на борьбу с последствиями гидратообразования, а на ее профилактику.

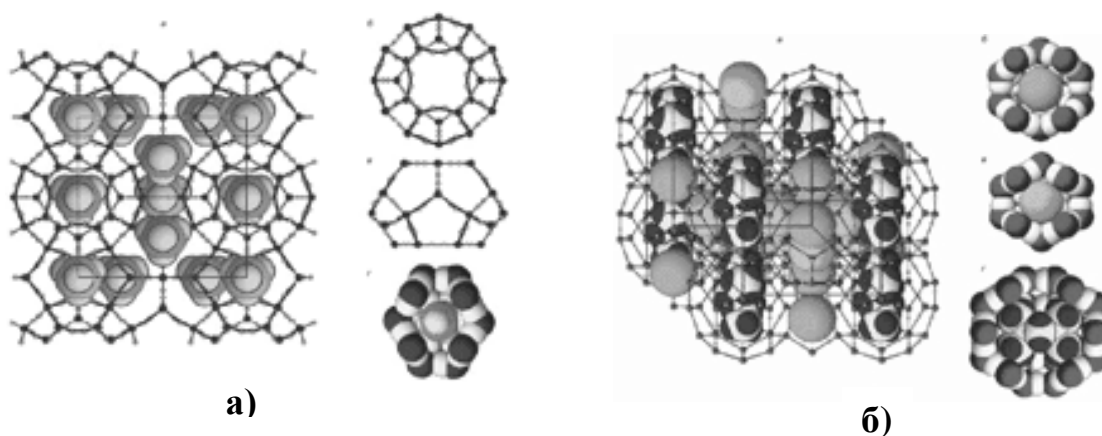
*Понятие, структура и свойства гидратов.* Многие компоненты природного газа (метан, этан, пропан и др.) в соединении с водой образуют так называемые газовые гидраты – твердые кристаллические вещества, которые при высоких давлениях существуют и при положительных температурах. По структуре газовые гидраты – соединения включения (клатраты), образующиеся при внедрении молекул газа в пустоты кристаллических структур, составленных из молекул воды.

Из компонентов природных газов, таких как метан, этан, пропан, изобутан, азот, диоксид углерода, сероводород, а также меркаптаны, самостоятельно образуются гидраты.

Изученные методом рентгеноструктурного анализа и методом моделирования две кубические структуры газовых гидратов обозначаются как кубическая структура I (КС-I) и кубическая структура II (КС-II). Тетрагональная структура I (ТС-I) выявлена в серии рентгеноструктурных исследований клатратных гидратов пералкилониевых солей. Четвертая известная структура – гексагональная III (ГС-III), или H-структура.

Наиболее распространены две структуры гидрата: структура КС–I, состоящая из 46 молекул воды, и структура КС–II, состоящая из 136 молекул. Число молекул воды в гидрате, приходящееся на одну молекулу газа при полном заполнении всех полостей, равно: для структуры I  $n = 5,75$ , для структуры II  $n = 5,667$ . При содержании пропана и изобутана в составе природных газов в количестве 0,1 % образуются гидраты структуры II, а в остальных случаях – структуры I.

Известны четыре газогидратные структуры: две кубические, тетрагональная и гексагональная (полости водных каркасов этих структур приведены на рис. 4.1).



*Рис. 4.1. Структурные фрагменты: а – КС-I; б – ГС-III*

Экспериментально установлено, что гидраты, как правило, образуются на поверхности контакта воды с газом. Механизм гидратообразования газов заключается в следующем. На поверхности раздела фаз происходит выпрямление искривленных водородных связей между молекулами воды в поверхностном слое жидкости. Мольный объем воды увеличивается. В результате полости квазикристаллической структуры воды оказываются доступными для адсорбции ими молекул газа. Когда количество адсорбированных молекул газа достигает их критической величины, происходит фазовый переход. Максимальное число молей газа в полостях структуры поверхностного слоя воды, требующееся для начала процесса гидратообразования, соответствует числу его молей в больших полостях элементарной ячейки гидратной решетки. С энергетической точки зрения фазовый переход начинается, когда величина теплоты адсорбции газа, приходящаяся на единицу поверхности пограничного монослоя воды, становится равной или больше величины мольной теплоты плавления гидратной решетки, приходящейся на единицу площади элементарной ячейки этой решетки.

Адсорбция молекул газа с начала момента их контакта с поверхностью воды до полного перехода этой системы в гидратное состояние происходит в соответствии с изотермой Лэнгмюра для газовых гидратов. Исследования показывают, что количество адсорбционного газа, приходящее-

ся на единицу объема поверхностного слоя воды в условиях  $P$  и  $T$ , исключая гидратообразование, значительно ближе к количеству газа, содержащегося в единице объема воды элементарной ячейки гидрата, чем количество газа в аналогичном объеме жидкой воды. Причем чем ниже температура и выше давление, тем больше соответствие количества газа, содержащегося в единице объема поверхностного слоя воды и в элементарной ячейке гидрата.

Таким образом, поверхностная адсорбция и гидратообразование газов представляют собой один и тот же процесс.

В ряде случаев между забоем и устьем скважины возникают условия (состав газа, влажность, давление, температура и т. д.), необходимые для образования гидратов. Факторами, определяющими скорость накопления гидратов и размеры зоны гидратообразования, являются турбулентность газожидкостного потока, скорость и характер теплопровода от зоны накопления гидрата, упругость паров воды над гидратом и скорость их диффузии в газовом потоке, величина и характер минерализации водного раствора, из которого образуется гидрат.

Образование гидратов в призабойной зоне пласта, в стволе скважины, в том числе штуцерах, приводит к осложнениям при испытании и большим погрешностям в полученных результатах, снижению дебита, выходу из строя газосепараторов, фонтанной арматуры.

В некоторых случаях скважина, работающая в режиме низких температур и высоких давлений, может стать непригодной для дальнейшей эксплуатации и ремонта из-за полного закупоривания гидратами трубного и затрубного пространства, а иногда и призабойной зоны.

Изменение температуры газа вдоль ствола и на устье скважины можно определить при помощи глубинных термометров или расчетным путем. Анализ факторов, влияющих на изменение температуры по стволу скважин, показывает, что тепловой режим в процессе ее эксплуатации меняется в зависимости от дебита: с увеличением дебита температура газового потока по стволу повышается. Таким образом, при регулировании дебита можно изменять температуру образования гидратов. Температура образования гидратов в стволе при заданном расходе зависит также от диаметра колонны, а именно, режим безгидратной эксплуатации сдвигается в сторону больших оптимальных дебитов с увеличением диаметра.

Следует сказать, что существует такой дебит, при котором температура газа на устье максимальна и дальнейшее повышение дебита приводит к понижению температуры. В данном случае создаются условия, благоприятные для образования гидратов. Объясняется это тем, что при очень большом расходе газа потери давления увеличиваются настолько, что снижение температуры за счет эффекта Джоуля-Томсона начинает преобладать над повышением ее за счет высоких скоростей газа в скважине.

Место выпадения гидратов в скважинах зависит от многих факторов. Определяют его по точкам пересечения равновесных кривых образования

гидратов и изменения температур по стволу скважин. Образование гидратов в стволе скважины можно заметить по снижению рабочего давления на устье скважины и уменьшению дебита газа.

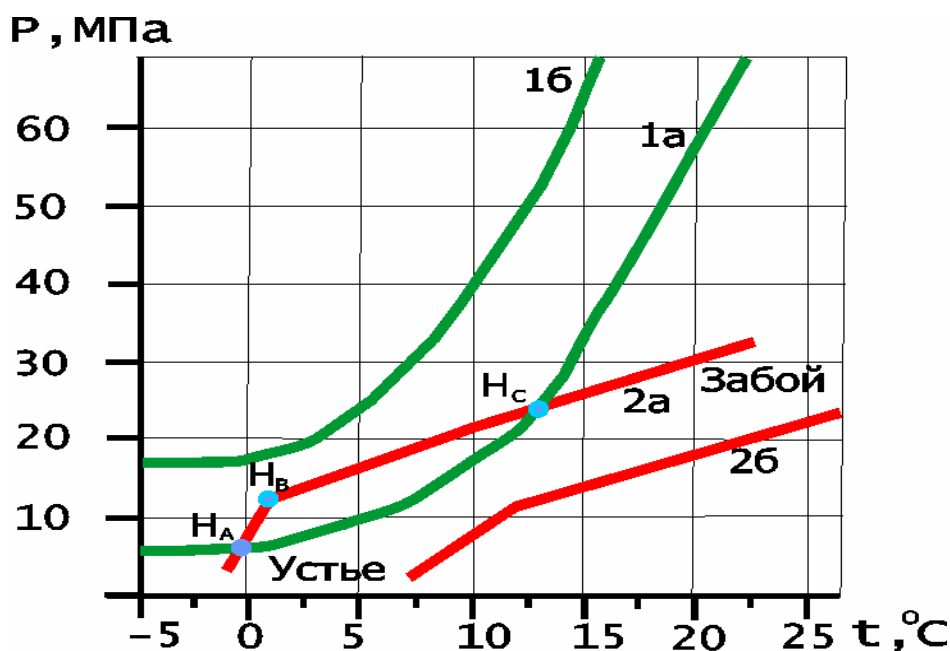


Рис. 4.2. Температура и давление гидратообразования

Как было отмечено выше, гидраты возникают при низкой температуре и повышенном давлении. На рис. 4.2 область, лежащая выше кривой гидратообразования, *1а* определяет температуру и давление, при которых возможно образование гидратов из углеводородов определенного состава.

Добываемый флюид проходит в скважине путь от забоя к устью с уменьшением температуры и понижением давления. Изменение его термобарических условий отображает соответствующая кривая *2а*. Если на некоторой глубине скважины  $N_B$  температура и давление попадают в область гидратообразования, то в данном сечении будет происходить формирование гидратов. Точки пересечения кривых *1а* и *2а* определяют интервал глубин  $N_A$  и  $N_C$  скважины, опасных в отношении гидратообразования.

К основным методам предупреждения и борьбы с гидратообразованием относятся:

1. Понижение давления ниже давления гидратообразования при заданной температуре.
2. Поддержание температуры газового потока выше температуры гидратообразования при заданном давлении.
3. Понижение точки росы паров воды в газовом потоке ниже рабочей температуры (осушка газов).
4. Ввод в газовый поток различных веществ (спирты, электролиты), понижающих температуру гидратообразования.
5. Тепловое воздействие на пласт.



*Применение ингибиторов гидратообразования.* Метод ввода ингибиторов гидратообразования в поток газа получил широкое распространения в борьбе с гидратами.

Основные требования к ингибиторам гидратообразования следующие:

1. как можно больше понижать температуру гидратообразования;
2. не вступать в реакции с компонентами газожидкостной смеси и не выпадать в осадок;
3. не повышать токсические свойства газов и продуктов их сгорания;
4. полностью растворяться в воде и легко регенерироваться;
5. обладать низкой вязкостью и упругостью паров;
6. не быть дефицитным и обладать низкой стоимостью;
7. иметь низкую температуру замерзания.

На практике в качестве ингибиторов широко используются электролиты, спирты и гликоли. Для своевременного предупреждения гидратообразования важно правильно обосновать норму его расхода. Расход ингибитора определяется, исходя из влагосодержания газа в пластовых и устьевых условиях, дебита скважины.

Характеристика ингибиторов и их эффективность меняются в зависимости от их концентрации в растворе.

*Предупреждение образования гидратов путем введения ингибиторов-электролитов.* Доступность, низкая стоимость и высокая активность концентрированных растворов хлористого кальция ( $\text{CaCl}_2$ ) позволяют широко их применять в качестве ингибиторов гидратов газа. Учитывая закономерности растворимости солей, их устойчивости и стоимости, можно заключить, что высокая ингибирующая способность должна сочетаться с удовлетворительными основными показателями у следующих солей:  $\text{LiCl}$ ,  $\text{CaNO}_3$ ,  $\text{MgSO}_4$ ,  $\text{AlCl}_3$ ,  $\text{MgCl}_2$ ,  $\text{Na}_3\text{PO}_4$ .

Наряду с высаливающей способностью при определении эффективности ингибиторов может быть использована разность теплот образования гидрата газа и растворения ингибитора в водном растворе. В результате их сопоставления можно сделать следующие выводы:

- 1) эффективность ингибитора-электролита возрастает с увеличением разности теплот гидратообразования и растворимости соли в воде;
- 2) один и тот же ингибитор заданной концентрации по-разному действует на газы различной плотности: чем выше плотность, тем выше эффект ингибирования;
- 3) эффективность ингибирования процесса образования гидратов зависит от давления (при неизменном составе и концентрации раствора ингибитора).

Для практических целей предупреждения процесса гидратообразования рекомендуется использовать высокие (20–30 % от массы) концентрации ингибиторов-электролитов.

Понижение равновесной температуры при применении хлористого кальция можно определить по эмпирической формуле:

$$\Delta t = 0,0275C_2^2, \text{ } ^\circ\text{C}, \text{ где}$$

$C_2$  – весовая концентрация отработанного ингибитора, %.

Анализ результатов влияния растворов электролитов (хлористого кальция) на предупреждение процесса гидратообразования показывает:

- электролиты являются эффективными и недефицитными ингибиторами;
- их эффективность возрастает с утяжелением газа (при неизменных концентрации раствора и давлении);
- с повышением давления эффективность понижается, а достигнув минимума, незначительно возрастает;
- зависимость эффективности электролитов от состава газа и давления необходимо учитывать при проектировании систем предупреждения образования гидратов.

*Предупреждение процесса гидратообразования спиртами.* Несмотря на высокую токсичность, относительно высокую стоимость и сложность регенерации, синтетические спирты широко используются для борьбы с гидратами природных газов. Метиловый спирт (метанол –  $\text{CH}_3\text{OH}$ ) – основной ингибитор гидратообразования. Влияние спиртов несколько отличается от влияния электролитов: если электролиты в любой концентрации понижают температуру гидратообразования, то спирты при определенных давлениях и малых концентрациях увеличивают температуру гидратообразования, а при высоких концентрациях понижают ее.

Периодическая закачка метанола в призабойную зону скважины увеличивает производительность скважины в результате снижения температуры гидратообразования.

Технология закачки метанола в пласт содержит следующие операции:

1. Перед обработкой скважина продувается до прекращения выноса жидкости для предварительной очистки забоя от бурового раствора и конденсата при депрессиях, не превышающих депрессию, при которой начинается разрушение скелета продуктивного пласта.

2. При закрытых задвижках на затрубных манифольдах через НКТ закачивается необходимое количество ингибитора, подогретого до температуры 40–45 °С.

3. После закачки метанола задвижку закрывают и скважину оставляют со столбом ингибитора в НКТ до полного восстановления статистического давления на колонной головке скважины и в затрубном пространстве.

4. После восстановления полного давления забой и призабойная зона находятся под воздействием метанола одни сутки.

5. После суточной выдержки следует пустить скважину в работу на небольших диаметрах шайб. При этом ингибитор не должен выноситься из скважины.

6. Скважину осваивают и исследуют на приток при смене шайб с меньшего диаметра на больший.

Объем метанола для обработки призабойной зоны определяется по формуле  $V = \pi \cdot (R^2 - R_c^2) \cdot m \cdot h \cdot N, м^3,$

где  $R$  – радиус зоны возможного гидратообразования;

$R_c$  – радиус скважины;

$m$  – коэффициент пористости;

$h$  – толщина пласта;

$N$  – коэффициент надежности.

Понижение равновесной температуры для метанола, этиленгликоля (ЭГ) и диэтиленгликоля (ДЭГ) определяется по формуле

$$\Delta t = KC_2 / M(100 - C_2), \text{ } ^\circ\text{C},$$

где  $K$  – коэффициент, определяемый экспериментально;

$M$  – молекулярная масса.

Значения  $M$  и  $K$  для метанола, ЭГ и ДЭГ приведены в табл. 4.1.

*Таблица 4.1*

Ингибитор	К	М
Метанол	1295	32
ЭГ	1220	62
ДЭГ	2430	106

Количество ингибитора, переходящего в газовую фазу, можно определить по формуле  $g_u = 0,001 \alpha C_2$ .

Здесь  $\alpha$  – коэффициент распределения (отношение содержания метанола в газовой фазе, необходимого для насыщения газа, к концентрации метанола в растворе), определяемый по формуле

$$\alpha = 1,97 \cdot 10^{-2} \cdot P^{-0,7} - \exp[6,54 \cdot 10^{-2} T - 11,128],$$

где  $P$  – пластовое давление, МПа;

$T$  – пластовая температура, К.

*Предупреждение процесса гидратообразования смешанными ингибиторами на основе метанола.* Применение смешанных ингибиторов, т. е. составов, в которых 5–30 % метанола заменяется на другие вещества, позволяет значительно сократить расход метанола. Наиболее простой смешанный ингибитор – это водный раствор метанола 70–80 %-ной концентрации с установок регенерации, который, с одной стороны, обеспечивает эффективную защиту от гидратообразования с меньшими затратами, с другой – не приводит к выпадению солей в технологическом оборудовании.

Из общих физико-химических закономерностей можно предположить, что при смешивании минерализованной пластовой воды с метанолом следует ожидать полного аддитивного эффекта предотвращения гидратообразования, т. е. снижения равновесной температуры и повышения равновесного давления. При общей минерализации пластовой воды 250–260 г/л

снижение температуры гидратообразования может составить порядка 12 °С. Однако наибольшее распространение из смешанных ингибиторов для предупреждения гидратообразования получил метанол–хлористый кальций. Наиболее подходящей смесью в условиях отрицательных температур окружающего воздуха является смесь, состоящая из 10 % метанола и 90 % CaCl<sub>2</sub> в среднем 30 %-ной концентрации. Плотность смеси при 20 °С составляет 1250 кг/м<sup>3</sup>.

В табл. 4.2 приведены значения плотности смешанного ингибитора метанол (10 %)–30 %-ный хлористый кальций в интервале температур: – 40...+20 °С.

Таблица 4.2

**Плотность смешанного ингибитора для различных температур**

t, °С	20	10	0	–10	–20	–30	–40
ρ, кг/м <sup>3</sup>	1248	1251	1256	1259	1263	1266	1270

Второе направление в профилактике гидратообразования основывается на смещении кривой термобарического режима скважины (рис. 4.2, кривая 2б). Это осуществляется разными способами. На положение кривой

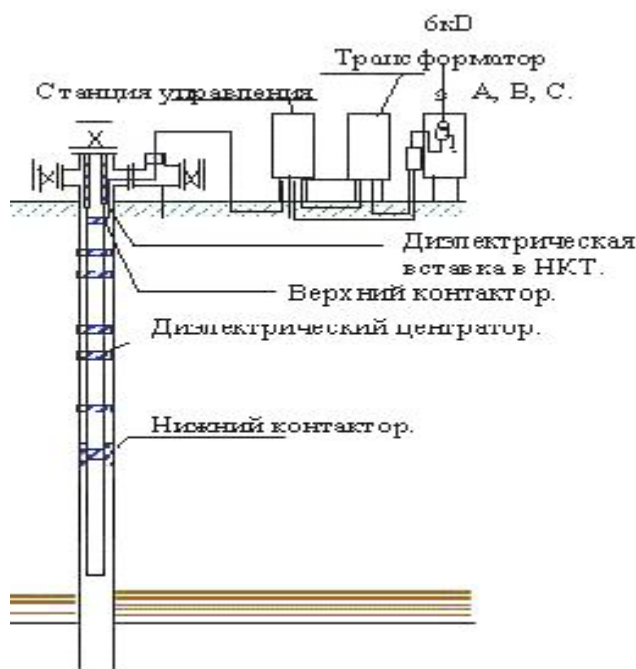


Рис. 4.3. Схема установки для электронагрева

влияют дебит, обводненность продукции, конструкция скважины, в частности теплоизоляция ее элементов, использование разного рода нагревателей. Заслуживает внимания опыт использования греющих кабелей при эксплуатации скважин, осложненных интенсивным парафиногидратообразованием.

Комплекс оборудования для электронагрева скважин. Одним из способов очистки скважины от гидратов является способ прямого электронагрева с использованием НКТ и обсадной колонны скважины в качестве нагревательных элементов электрической цепи. Указанные элементы соединяются между собой

специальным погружным контактом. В качестве электрической установки используется тиристорный преобразователь.

Установка электронагрева УЭН (табл. 4.3) содержит коммутационную аппаратуру, силовой трансформатор и шкаф электронного управления. Для функционирования системы нагрева скважина оснащается специальными погружными элементами. Они обеспечивают создание электрической цепи в скважине и электрическую изоляцию металлических частей станка и состоят из устройства ввода и герметизации, муфты, изолятора, контактного устройства и изоляционной штанги.

Устройство герметизации и ввода устанавливается на отводящем патрубке обсадной колонны и служит для подвода с помощью силового кабеля электрического тока к НКТ с герметизацией межтрубного пространства от давления выходящих газов.

Изоляционная муфта создает необходимый изоляционный зазор и несет силовую нагрузку от веса всей колонны насосных труб, находящихся в скважине. Изоляторы обеспечивают изоляцию НКТ от обсадной колонны. Контактное устройство (погружной контакт) обеспечивает электрическую цепь между НКТ и обсадной колонной. Изоляционная штанга изолирует насосную трубу.

**Таблица 4.3**

#### **Технические характеристики установки электронагрева**

<b>Параметры</b>	<b>Показатель</b>
Напряжение, В	380
Диапазон изменения выходного тока, А	0–500
Максимальная температура нагрева в скважине, °С	40
Предназначена для работы в полевых условиях с температурой окружающей среды в диапазоне, °С	± 40

Внедрение способа электронагрева скважины обеспечивает:

- увеличение дебита скважины и отсутствие загрязнения окружающей среды;
- отсутствие нарушения естественной проницаемости продуктивного пласта;
- совместимость с эксплуатационными режимами и режимом ремонтных работ;
- снижение общих расходов по обслуживанию скважины.

Метод кондуктивного электронагрева НКТ основывается на разогреве колонны НКТ электротоком в интервале парафиногидратоотложений. Электрический ток от силового трансформатора – станции управления по кабелю через кабельный ввод в устьевом оборудовании поступает к обогреваемому и изолированному участку НКТ. Изоляция устьевого оборудования от обогреваемого участка осуществляется диэлектрической вставкой в НКТ. От обсадной колонны НКТ электроизолируются с помощью диэлектрических центраторов. Проходя по колонне НКТ,

электрический ток нагревает ее до необходимой температуры. Далее через контактор ток перетекает на обсадную колонну и, замыкая электрическую цепь, по силовому кабелю поступает в трансформатор.

Установка (рис. 4.3) в зависимости от технико-экономических показателей (табл. 4.4) может работать в двух режимах:

- 1) режим предотвращения образования гидратных отложений на стенках НКТ;
- 2) режим периодического нагрева НКТ до температуры растепления гидратов.

*Таблица 4.4*

#### **Технические характеристики установки**

<b>Показатели</b>	<b>Параметры</b>
Потребляемая мощность, кВа	100
Номинальный выходной ток, А	600
Номинальное напряжение, В	200
Температура нагрева, °С	90
Продолжительность нагрева, ч	12

*Применение греющих кабелей.* Предупреждение гидратообразования традиционными средствами (применение ингибиторов, растворителей, теплогенераторов и др.) не всегда обеспечивается. Одним из способов борьбы является подогрев продукции скважины до температуры, исключающей возможность выпадения твердой фазы при любых дебитах и остановках скважины. Этой цели наиболее соответствуют линейные источники тепла, расположенные во всем загидраченном интервале скважины. Такими источниками могут быть греющие кабели, смонтированные внутри или снаружи.

Положение гидратов на стенках НКТ существенно влияет на режим течения жидкости в скважине только через определенное время, в связи с чем применение электрообогрева более экономично при периодической подаче мощности. В данном случае создается температура потока, превышающая температуру начала выпадения твердой фазы, а оставшиеся гидраты растворяются движущимся высокотемпературным потоком.

По техническим характеристикам в качестве линейных источников тепла могут применяться геофизические кабели. Как показывает опыт, для предупреждения гидратных отложений наиболее рационально использовать семижильные кабели. Для предупреждения и ликвидации гидратных пробок возможно применение как семижильных, так и трехжильных кабелей.

Для использования данного метода необходимо наличие крупных источников электроэнергии, что не всегда возможно, особенно в удаленных районах.

Применение пульсирующей работы кабеля на двух режимах энерговыделения дает многократную экономию по потреблению энергии.

Ввиду многообразия факторов и существенного влияния каждого из них на условия гидратообразования ошибки от неверно принятых решений могут привести к загидрачиванию скважин. В связи с этим для выбора работоспособных методов предотвращения гидратообразования необходимо проведение точных расчетов с учетом достоверной информации о флюиде, конструкции скважины, теплофизических свойствах породы.

Методы предотвращения гидратообразования дадут наибольший эффект, если на этапе проектирования правильно определить конструктивные характеристики скважины и режим ее работы, когда можно варьировать диаметры и изоляцию эксплуатационных колонн.

Анализ состояния профилактики и борьбы с гидратами приводит к следующим выводам:

1. Применение методов борьбы с гидратами осуществляется без точного знания условий работы скважин. Выбор используемых методов зачастую производится «вслепую», базируясь на инженерной интуиции, без должного научного и технологического обоснования.

2. Финансовые затраты на одну или несколько тепловых обработок одной скважины в течение месяца, умноженные на большое число осложненных гидратами скважин, значительны. Сюда следует суммировать также потери в добыче из-за простаивания скважин во время тепловых обработок.

3. Применение ингибиторов гидратообразования является самым распространенным методом профилактики и борьбы с гидратами компонентов природных газов. Их применение не требует специальной техники (как при тепловой обработке) и больших финансовых затрат. Использование смешанного ингибитора позволяет сократить расход дорогостоящего метанола и значительно уменьшить снижение температуры гидратообразования. Тепловая обработка возможна лишь в районах, обеспеченных крупными источниками электроэнергии.

## **5. Осложнения, определяющие прихваты бурильного инструмента**

В современных условиях бурения, характеризующихся разнообразием геологического строения районов, ростом глубин скважин, высокими давлениями и температурами, солевой агрессией, приводящими к деструкции БР; наличием толщ проницаемых отложений и неустойчивых пород, сложными конструкциями скважин и компоновок низа бурильных колонн, разнообразием систем химических обработок буровых растворов, сложной пространственной конфигурацией скважин, вопросам предупреждения прихватов бурильных и обсадных колонн, а также способам ликвидации последствий осложнений отводится первостепенная роль.

*Под прихватом бурильной колонны понимается невозможность подъема ее из скважины при технически допустимых натяжениях или*

*сжатии*. Предельные нагрузки лимитируются прочностью материала бурильных труб или других наиболее слабых элементов колонны, подъемного оборудования, талевого оснастки и вышки.

Под *затяжкой* бурильной колонны при ее подъеме понимается значительное увеличение нагрузки на крюке, при которой по техническим нормам разрешается поднимать бурильную колонну.

*Посадка колонны* – отмечаемое индикатором веса существенное снижение нагрузки на крюке. Обычно выделяют уменьшение нагрузки на крюке в процессе спуска бурильной колонны при прохождении сужений, желобов, уступов в отличие от разгрузки колонны при достижении ею забоя. Возможны сужения и другие препятствия, когда колонна при технически допустимой разгрузке на крюке не доходит до забоя.

Для *заклинивания* характерно жесткое сопротивление продольному перемещению или вращению колонны, обусловленное ее резкой посадкой в желоб, в сильно искривленный участок, перегиб ствола или сужение. Это особенно часто наблюдается при изменении компоновки колонны, спуске жестких большого диаметра длинных элементов в пробуренный ранее с использованием менее жесткой компоновки ствол, в сужение, созданное обвалообразованием или сильно изношенным по диаметру долотом или калибратором. При небольших превышениях нормального уровня усилий и крутящего момента говорят о *подклинивании*.

Все виды рассматриваемых осложнений обусловлены взаимодействием бурильной колонны со стенками скважины. Обвалообразования, сопровождающиеся сужением ствола, обрушением, накоплением крупных кусков породы в кавернах и на забое, образованием пробок и сальников, часто могут вызвать посадки, затяжки, заклинивания и прихваты. Другая причина прихватов – прижатие бурильной колонны к стенке, глинистой корке, под действием перепада давлений в системе скважина – пласт и нормальной составляющей ее собственного веса на наклонном участке.

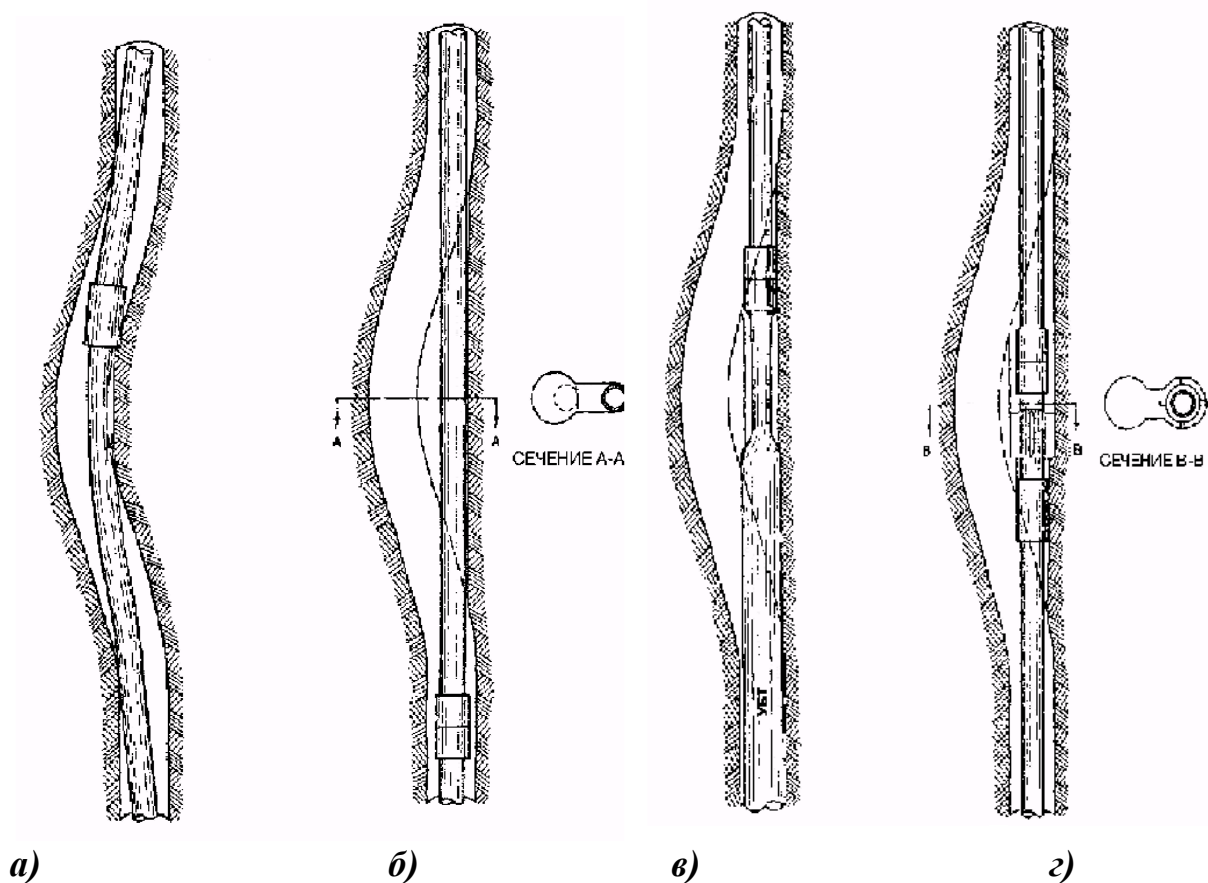
### **5.1. Заклинивание в желобных выработках**

Желоба образуются в местах перегиба искривленного ствола, особенно на лежащей стенке. В поперечном сечении размер желоба равен диаметру замка и имеет форму замочной скважины, а глубина его достигает до нескольких десятков сантиметров. Особенно интенсивно желоба образуются в верхней части сильно искривленных скважин, в мягких породах при роторном способе бурения. Вес бурильной колонны под сильно искривленным участком ствола создает боковое усилие со стороны труб на стенку скважины, в результате чего в этом месте вырабатывается желоб небольшого диаметра, через который трудно проходит инструмент и УБТ. Когда бурильная колонна поднимается или спускается, ее может заклинить в этой замочной скважине, и для извлечения потребуется провести длительные дорогостоящие операции. Если ствол скважины обсажен, то колонна может быть протерта, пока будет буриться нижняя часть ствола. По этим



причинам безопаснее набирать кривизну быстро в нижних интервалах ствола. В условиях желобообразования опасность заклинивания возрастает, если диаметр бурильных труб превышает ширину желоба в 1,14–1,2 раза.

В процессе бурения к долоту через УБТ прилагается нагрузка, и бурильная труба находится в состоянии растяжения. Величина растяжения постепенно возрастает вверх – от верха УБТ, к столу бурового ротора. Если скважина отклоняется от вертикали и при продолжении бурения эта часть ствола противоположна натянутой бурильной трубе, то труба будет стремиться врезаться в стенку скважины. Это явление схематически проиллюстрировано на рис. 5.1, а, б. В этом желобе вероятнее всего произойдет прихват частей бурильной колонны с наибольшим диаметром. На рис. 5.1, в показан прихват УБТ в таком желобе. Особенно подвержены застреванию в желобе различные компоненты КНБК.



**Рис. 5.1. Схема образования желоба**

- а – образование желоба на стенке искривления скважины; б – положение трубы после образования желоба на стенке скважины; в – прихват УБТ в желобе;  
г – действие расширителя при расширении желоба

После образования желоба в скважине часть его конфигурации с малым диаметром необходимо расширить до диаметра, достаточно большого для пропускания всех частей бурильной колонны. Имеются различные

*расширительные устройства* для достижения этой цели, и действие такого устройства показано на рис. 5.1, *г*. Бурильная труба будет медленнее врезаться в верхнюю сторону искривленного участка скважины, если *смазывающая способность* бурового раствора будет высокой.

Характерные признаки образования в скважине желоба-проработки: посадки, затяжки, прихваты, а также заклинивание бурильных и обсадных труб. Опыт бурения показал, что желобообразование происходит не сразу, а постепенно с ростом числа рейсов бурильного инструмента.

Образовавшиеся в процессе бурения и СПО желоба снижают скорость восходящего потока БР, что приводит к загрязнению скважины и, как следствие этого, посадкам и затяжкам инструмента.

Минимальный радиус искривления  $R$  ствола скважины, при котором желоба не образуются, может быть определен по формуле

$$R = \frac{Pl}{F},$$

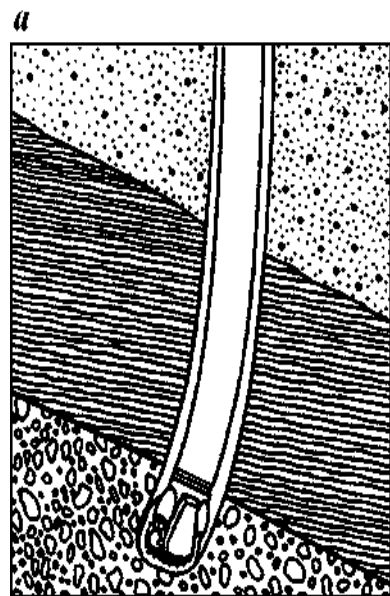
где  $P$  – натяжение колонны;

$l$  – расстояние между замками (замком и муфтой);

$F$  – допустимая сила прижатия замка к стенке скважины.

В мягких породах  $F=10$  кН, в породах средней твердости  $F=20-30$  кН, в крепких – 50 кН.

*Влияние геологических факторов.* Иногда проходимые породы имеют тенденцию отклонять долото. Управление его направлением становится



более трудным при бурении через слоистые породы, которые залегают не горизонтально. Когда угол падения пород (угол между плоскостью напластования и горизонтальной плоскостью) меньше  $45^\circ$ , долото стремится отклониться в сторону

восстания пласта или принять положение, перпендикулярное напластованию. Если угол падения больше  $45^\circ$ , то долото имеет тенденцию бурить вниз по падению

**Рис. 5.2. Искривление скважины под влиянием пластов с углом падения:**

*а – менее  $45^\circ$ , б – более  $45^\circ$*

пласта или стремится принять положение, параллельное напластованию

(рис. 5.2). Для предотвращения влияния пород необходимо использовать жесткие забойные компоновки.

Долото также имеет тенденцию отклоняться горизонтально, параллельно наклонному напластованию из-за разной прочности проходимых пород. Этот эффект называют «блужданием». Даже там, где напластование горизонтальное, вращаемое вправо долото имеет тенденцию двигаться вправо в искривленной скважине («уход» долота).

«Блуждание» и «уход» долота труднее контролировать, чем изменения вертикального направления, потому что они не могут быть скорректированы простым изменением вращения или нагружения забойной компоновки.

Если жесткая компоновка не обеспечивает контроль над «блужданием» или «уходом» долота, обычно требуется отклоняющий инструмент. В большинстве случаев, однако, бурильщик может предвидеть влияние геологических факторов или «уход» долота и компенсировать это проводкой скважины, например в точке начала искривления выбрать направление, которое отличается от показанного на плане (обычно влево) и использовать «уход» долота для проводки ствола к цели.

*Гидравлические особенности.* Как правило, направленное бурение наиболее эффективно при высокой скорости проходки, при которой требуются высокие давления циркуляции для очистки скважины от шлама.

Чтобы достичь наилучших общих результатов при наименьшей стоимости, бурильщик должен учитывать многие факторы, такие как скорость проходки, изменение угла искривления, ожидаемый абразивный износ или прихват бурильного инструмента, регулирование давления.

Скорость проходки, например, ограничивается, когда набирают кривизну, так как нагрузка на долото совместно с давлением циркуляции должны быть ограничены, чтобы контролировать интенсивность отклонения ствола. В искривленных интервалах, особенно в стволах с большим углом наклона, шлам имеет тенденцию оседать на нижнюю стенку ствола. Бурильная колонна также провисает на нижнюю стенку, ухудшая очистку восходящим потоком БР. Стабилизаторы помогают частично решить проблему, удерживая бурильную колонну на некотором удалении от стенки ствола скважины. Увеличение скорости циркуляции может заставить компоновку отклоняться слишком быстро или блуждать.

*Действие сил трения.* В сильно искривленных скважинах большая часть веса бурильной колонны приходится на нижнюю стенку ствола. Возникающее в результате этого трение требует большей мощности на вращение бурильной колонны и увеличивает опасность истирания замков, износа и поломки труб. В мягких породах это может привести к образованию желоба на нижней стенке ствола.

Мероприятия по предупреждению желобообразования следующие:

- соответствие интенсивности искривления проходимым породам; введение смазывающих добавок в БР;

- применение эксцентричных переводников, позволяющих выводить инструмент из желоба при вращении колонны;
- соблюдение отношения наружного диаметра спускаемых труб к диаметру желоба не менее 1,35–1,40;
- над УБТ устанавливать противожелобный центратор соответствующего размера;
- при проектировании и бурении вертикальных скважин не допускать изменения зенитного угла более  $1^\circ$  на 10 м, а абсолютное значение угла искривления не должно превышать  $3\text{--}4^\circ$ ;
- не допускать спуск бурильной колонны с посадками. При появлении посадки, спуск приостановить, приподнять инструмент в безопасную зону и проработать интервал до полного исчезновения посадок.

При проработке интервала желобных выработок используется такая компоновка: пикообразное долото меньшего по отношению к стволу скважины диаметра, УБТ, четырехлопастной спиральный центратор, диаметр которого в 1,1–1,25 раза больше ширины желоба, но меньше номинального диаметра скважины, бурильные трубы, лопастный или шарошечный расширитель, бурильные трубы.

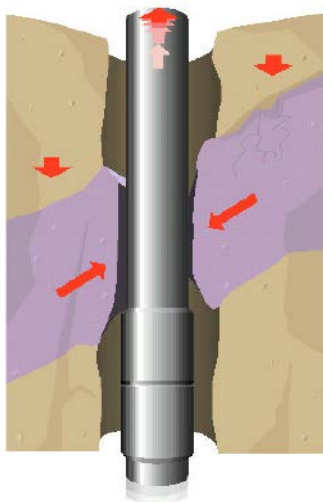
Чтобы не допустить попадания колонны бурильных труб в желобную выработку, необходимо в компоновку ее низа установить спиральные четырехлопастные центраторы. Корпус центраторов (длиной 1–1,2 м) изготавливается из УБТ. Ребра центратора наваривают на корпус по спирали в виде четырех правых или левых витков. При таком расположении ребер площадь касания центратора со стенками скважины на 30–40 % больше по сравнению с обычными лопастными центраторами. Места установки центраторов: первый над долотом, второй – между бурильными трубами и УБТ. Для предупреждения произвольного вращения колонны бурильных труб и попадания ее в желоб направление витков ребер на указанных центраторах должно быть противоположным. Если в компоновке бурильного инструмента участвуют УБТ различного диаметра, то между ними необходимо устанавливать центраторы.

При возникновении признаков затягивания колонны труб в желобную выработку бурильщик обязан:

- немедленно разгрузить колонну бурильных труб на 20–30 т. Разгрузку повторить 4–5 раз, не доводя силу натяжения колонны до ее собственного веса;
- проворачивать инструмент ротором с помощью ведущей трубы или клинового захвата с разгрузкой веса на 3–4 т;
- восстановить циркуляцию и повторить вышеуказанные действия (категорически запрещается освобождать инструмент путем его расхаживания натягиванием сверх собственного веса).

Одной из распространенных мер ликвидации образовавшихся желобов является взрыв специальных гибких торпед или торпед из детонирующего шнура.

## 5.2. Осложнения, связанные с разбуриванием хемогенных пород



**Рис. 5.3. Разрушение хемогенных пород**

Соленосные отложения представляют собой комплекс легкоразмываемых хемогенных и терригенных пород. После перебуривания соленосных отложений под воздействием нескомпенсированных напряжений горная порода стремится занять устойчивое положение, вследствие чего в приствольной зоне под воздействием горного давления наблюдаются пластические деформации (течение солей), а при наличии хрупких непрочных пород возможны обрушения, обвалы, образование каверн. Наряду с естественными процессами дестабилизации стенок скважин наблюдается и искусственная дестабилизация под воздействием промывочных жидкостей: растворение и

размывание стенок скважин. Растворение соли ухудшает качество БР, требуются дополнительные затраты труда и средств на его стабилизацию. Осложнения при разбуривании хемогенных пород (рис. 5.3) проявляются в виде каверн, образованных в результате растворения и размыва солей, или сужений ствола, обусловленных их течением. Исходной информацией для составления прогноза зон возможных осложнений, связанных с разбуриванием хемогенных пород, являются глубина залегания соленосной толщи, ее мощность, минералогический состав, пластовая температура, а также геостатическое давление вышележащих пород.

Критерием оценки устойчивости хемогенных пород следует считать ее пластовую температуру. Температуру, при которой соли теряют свою прочность, а устойчивость стенок скважины сохраняется за счет уравнивания геостатического давления гидростатическим, называют критической (табл. 5.1).

**Таблица 5.1**

### **Критические температуры для наиболее распространенных солей**

Наименование соли	Плотность, г/см <sup>3</sup>	Критическая температура, °С
Галит	2,13–2,15	200
Сильвин	1,98	150
Бишофит	1,56	110
Кизерит	2,57	45

Косвенная оценка статической прочности соляных пород в зависимости от пластовой температуры позволяет установить вид и интервалы возможных осложнений на стадии проектирования (табл. 5.2).

Таблица 5.2

### Зависимость статической прочности соляных пород от температуры

Температура, °С	Статическая прочность, МПа соляных пород					
	Ангидрит	Галит	Гипсолит	Сильвин	Бишофит	Рапа
20	240,0	35,0	19,0	15,0	7,0	45,0
50	–	22,5	7,5	10,0	3,0	–
100	235,0	10,0	3,5	5,0	0	15,0
150	225,0	5,0	–	0	–	6,5
200	210,0	0	–	–	–	3,0

Если напряжения, действующие в массиве соленосной толщи, не превышают статическую прочность соли, то возможно образование каверн (растворение и размыв соли) при условии, что пластовая температура равна или меньше критической. Если пластовая температура выше критической, то напряжения, действующие в массиве соленосной толщи, превышают статическую прочность соли, тогда возможно сужение ствола скважины (течение солей). В процессе бурения скважины с целью уточнения глубины залегания соленосной толщи, ее мощности, минералогического состава, а также температуры и геостатического давления вышележащих пород используют данные промыслово-геофизических исследований, механического каротажа, профилометрии, термометрии. При вскрытии соляных пород происходит резкое увеличение механической скорости: в ангидритах – до 2–8 м/ч; в галитах – до 10–20 м/ч; в калийно-магниевых солях – до 20–60 м/ч. Максимальные каверны (более 80 см), отмеченные на профилеграммах, при разбуривании хемогенных пород указывают на наличие в исследуемом интервале пропластков калийно-магниевых солей. С целью определения наличия ионов магния в фильтрате БР (пластов бишофита) регулярно производят контроль за его химическим составом.

Выбор типа БР основывается на учете минералогического состава соленосной толщи и ее забойной температуры.

***Наиболее солеустойчивые эмульсионные буровые растворы получают из кальциевых глин и палыгорскитовых глинопоорошков.***

Плотность БР для разбуривания хемогенных пород определяют двумя методами. Определение плотности БР как на стадии проектирования, так и в процессе бурения скважины, в целях корректировки производят расчетным путем. При бурении пластов чистых солей, без упрочняющих твердых пропластков – доломитов, известняков, мергелей и т. п., плотность БР, обеспечивающая устойчивость ствола скважины в процессе углубления, определяется из следующих формул:

1. для галитов и гипсов



**Рис. 5.4. Смятие обсадной колонны**

$$\rho_{б.р} = 1 + 0,008(t - 10);$$

2. для бишофитов, калийных солей, а также при наличии в солях высоко-влажных (монтмориллонитовых) глин

$$\rho_{б.р} = 1,23 + 0,008(t - 10);$$

3. при наличии в пластах солей линз

$$\text{с рапой } \rho_{б.р} = \frac{\rho_{с.в} \times \mu}{1 - \mu},$$

где  $\mu$  – коэффициент Пуассона, для солей изменяющийся от 0,42 до 0,45.

Верхний предел плотности БР, при котором исключается пластическое течение солей, определяется по формуле

$$\rho_{б.р. \max} = \rho_{с.в} - \frac{10^2 \times \rho_{с.т}}{KM},$$

где  $\rho_{ст}$  – статическая прочность соляной породы при максимальной температуре исследуемого интервала;

$K$  – коэффициент запаса, учитывающий технологические факторы бурения и реологические свойства соляных пород:

температура, °С < 100; 100–150; 150–200 > 200;

$K$  ..... 1,37; 1,4; 1,45; 1,5.

Подвижный характер пласта за пределами колонны приводит к ее смятию (рис. 5.4) и соответственно уменьшению внутреннего диаметра.

Признаки нарушения колонны:

- увеличение затрат мощности на бурение;
- металлические осколки на поверхности;
- увеличение силы вращения и торможения.

Избыточное давление на устье скважины создается исходя из условия соответствия плотности БР (1,3; 1,4; 1,5; 1,6 г/см<sup>3</sup> и т. д.). Рост избыточного давления в период наблюдения указывает на течение солей и требует дальнейшего увеличения избыточного давления на устье скважины. Плотностью БР будет та, при которой избыточное давление в период наблюдения остается постоянным. За первоначальную плотность принимают нижний предел плотности выбранного БР. Первоначальную плотность БР проверяют на ограничительное требование – сужение скважины за двое суток не должно быть более 0,5 % диаметра долота. Контроль над скоростью течения солей осуществляют с помощью профилометрии. В случаях, когда при выбранной плотности данное требование нарушается, производят утяжеление БР до значения, при котором это требование соблюдается. Верхний предел плотности выбранного БР должен быть меньше плотности, приводящей к гидроразрыву вышележащих пород. При разбуривании глубоко залегающих пластов магниевых солей, а также при

вскрытии линз с рапой плотность БР подбирают путем поэтапного утяжеления его до значения, не приводящего к гидроразрыву вышележащих пород. При содержании в фильтрате ионов магния 1–2 % рекомендуется переходить к поэтапному утяжелению БР.

К вскрытым соленосным отложениям в большинстве случаев приурочены интервалы интенсивного кавернообразования. Причиной образования каверн являются растворимость и размыв солей.

Растворимость солей можно уменьшить путем:

– применения нерастворимых сред буровых растворов на нефтяной основе и гидрофобных эмульсий;

– подавления растворимости одной соли другой в соответствии с закономерностями солевого равновесия;

– перенасыщения БР солью (избыток соли в твердой фазе 5–10 %) для исключения возможности растворения пластовой соли в призабойной зоне при более высокой температуре.

С целью уменьшения сужения ствола при разбуривании бишофита необходимо:

– соблюдать равенство скоростей пластического течения и растворения этой соли, которое достигается за счет смены типа и изменения плотности БР;

– использовать способ бурения скважины «опережающим стволом»;

– увеличить зазор между диаметрами долот и обсадной колонны на 0,05 м по сравнению с принятым.

Для снижения скорости пластического течения солей рекомендуется осуществлять многократные промывки скважины охлажденным раствором, который берется из запасных емкостей, с целью снижения забойной температуры.

Прокачка буферной жидкости перед началом подъема колонны бурильных труб в ходе бурения и проработок позволяет предупредить ряд осложнений, связанных с разбуриванием хемогенных пород. Буферную жидкость выбирают в зависимости от используемого БР:

- для эмульсионного раствора, насыщенного хлористым натрием, – воду с сульфолом до 0,5 %;

- для хлормагниевого, хлоркальциевого, гидрогеля рассолов или растворов на нефтяной основе – воду, насыщенную хлористым натрием.

Объем буферной жидкости составляет 10–20 м<sup>3</sup>, прокачивают его в один или несколько приемов (2–3 пачки по 5–7 м<sup>3</sup>).

Прихваты колонны бурильных труб, возникшие в результате пластического течения солей, можно ликвидировать путем замены БР на воду. Для ликвидации рапопроявлений необходимо провести следующие работы:

– поднять колонну бурильных труб выше линзы с рапой на 200–300 м;



- провести разрядку «линзы» путем многократных промывок БР, используемым для разбуривания хемогенных пород;
- восстановить исходную плотность БР до проектной.

При ликвидации значительных (по продолжительности и мощности) рапопроявлений необходимо либо перейти на известково-битумный раствор, при использовании которого можно отделить рапу в процессе бурения скважины, либо произвести зарезку второго ствола с отклонением от вскрытой линзы. Перед вскрытием хемогенных отложений произвести полную профилактику всего оборудования, бурильной колонны, талевой системы, инструмента, КИП. Вскрытие интервала пластичных пород и дальнейшее углубление скважины можно производить роторным способом; с промывкой, обеспечивающей полную очистку ствола скважины от шлама (отрыв долота от забоя во время бурения хемогенных отложений осуществлять через каждые 10 мин). При бурении хемогенных отложений плотность БР поддерживать согласно рабочему проекту и регламенту на технологию бурения в условиях пластичного течения солей.

Перед вскрытием хемогенных отложений, с целью предупреждения кавернообразования ствола скважины, произвести предварительную обработку БР по циклу (и в мерниках) каменной солью до его полного насыщения. В тех случаях, когда скважина перешла в аварийное состояние, работы по ликвидации последствий осложнений выполняют по специально разработанному руководством бурового предприятия плану.

При критической температуре плотность бурового раствора должна быть равна средневзвешенной плотности вышележащих горных пород, что исключит течение солей. Для снижения водоотдачи буровые растворы обрабатываются КМЦ, крахмалом, гипаном. Для повышения активности стабилизаторов рН растворов поддерживается в пределах 8–10 путем добавления кальцинированной соды или щелочи.

Буровые растворы для бурения соленосных отложений должны обладать двумя основными качествами: малой растворяющей способностью, высокой солестойкостью. Малая растворяющая способность раствора достигается двумя путями: насыщением его солью и использованием неполярной (гидрофобной) жидкости (нефти, дизтоплива).

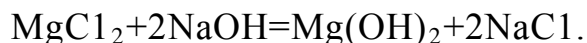
Высокой солестойкости раствора можно достичь за счет исключения из БР глины, использования солестойкой стабилизированной полимераминами глины, ее заменой конденсированной твердой фазой. Неструктурированные соленасыщенные полимерные растворы обладают малой вязкостью и малым СНС, что способствует повышению технико-экономических показателей бурения солевого комплекса. Растворы могут быть использованы при бурении как чистых галитов, так и соленосных комплексов (галит с прослоями терригенных отложений).

Недостатки: нельзя применять при бурении других соленосных отложений, кроме галитов, неэффективны они и при бурении галитсодержащих пород с наличием тяжелого и крупного шлама. В этом случае бо-

лее эффективными являются соленасыщенные глинистые растворы с добавками нефти (с солестойкой глиной или глиной, стабилизированной полимерами и лигносульфатами). Но и эти растворы пригодны только при бурении галитсодержащих пород.

Кроме того, они обладают высокой водоотдачей и низкими структурно-механическими показателями. Делаются попытки замены глины более солестойкой твердой фазой. Эти растворы более универсальны, применяют их при бурении солей как одновалентных, так и поливалентных металлов.

Конденсированные дисперсные системы с твердой фазой в виде гидроксидов поливалентных металлов получили название гидрогелей (гидрогель магния, гидрогель цинка, гидрогель свинца, гидрогель алюминия), а с дисперсной фазой в виде труднорастворимых солей – солегелей (гипсовый солегель, силикатокальциевый, алюмосиликатный), а с дисперсной фазой в виде солей и гидроксидов поливалентных металлов – гидросолегелей. Наиболее широкое распространение в России получил гидрогель магния. Это соленасыщенный раствор солью  $\text{CaCl}_2$  (для бурения галитсодержащих пород) или  $\text{MgCl}_2$  (для бурения бишофита или карнолита). Конденсированной фазой является гидроксид магния, который образуется в результате взаимодействия хлористого магния с едким натром:



Для предупреждения образования крупных кристаллов после появления микрокристаллов в раствор добавляют полимер КМЦ–700. Для ускорения кристаллизации в раствор добавляют затравки: тонко измельченные мел, глину, лигнин, шламы, шлаки, золу, известь и т. д.

К недостаткам гидрогелей и солегелей следует отнести высокую материалоемкость, повышающую себестоимость промывочных жидкостей.

Унифицированными являются соленасыщенные силикатно-глинистые и силикатные растворы с добавками хлоридов кальция или магния. В результате взаимодействия жидкого стекла с ионами двухвалентных металлов на стенках скважины образуется труднорастворимая пленка, предотвращающая растворение горной породы. В последних насыщать раствор поваренной солью не требуется. Объем соли: на 1 %  $\text{CaCl}_2$  необходимо добавлять 3,7 %  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ , а на 1 %  $\text{MgCl}_2$  – 4,3 %  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ . Повышенное содержание жидкого стекла ведет к сильному загущению раствора, поэтому при наличии подземных вод с хлоркальцевой агрессией в силикатно-глинистые растворы для снижения вязкости предлагается вводить сульфаты или карбонаты натрия.

Наиболее эффективными для бурения соленосных отложений являются растворы на нефтяной основе: высококонцентрированные инвертные эмульсии (ВИЭР) и известково-битумные растворы (ИБР). Высококонцентрированные инвертные растворы отличаются от соленасы-

ценных растворов более высокой концентрацией нефти и стабилизацией эмульсии эмульгатором. В связи с малой концентрацией бентонита в растворе полимерами его не стабилизируют. Термостойкость раствора повышают битумом от 1 % до 100 °С, 2 % – при 100–180 °С, 3 % – при 140–180 °С.

Стабильность эмульсии регулируют добавкой СМАД. Вязкость раствора регулируют содержанием воды и нефти; с увеличением воды вязкость возрастает.

Известково-битумный раствор применяют для бурения легко набухающих глин и соленосных отложений при вскрытии продуктивных нефтеносных отложений. Он отличается от инвертных эмульсионных растворов почти полной заменой воды на нефть. Воду в количестве 16–60 кг добавляют лишь для гашения извести в растворе. Воду и гидрофильную твердую фазу (известь, барит) стабилизируют сульфонолом.

Установлено, что наиболее эффективными являются растворы ИБР, несколько менее эффективными – растворы ВИЭР, насыщенные солями  $MgCl_2$ , и глинистые растворы с добавкой 30 % нефти. Наименьшую эффективность из исследуемых промывочных жидкостей показал нефтеэмульсионный раствор, насыщенный поваренной солью.

### 5.3. Сальникообразование

Сальники представляют собой смесь вязкой глинистой массы с частицами выбуренной породы, отложенной на колонне бурильных труб, особенно в местах изменения наружного диаметра над долотом, над забойным двигателем, над УБТ, у переводников, замков, калибраторов, центраторов, стабилизаторов, промежуточных опор, протекторов.

Сальники образуются как при роторном, так и при турбинном бурении. В зоне работы долота за счет малой скорости восходящего потока происходит концентрация обломков выбуренной породы. При большой липкости глинистой корки и значительном содержании глинистой фазы в растворе происходит слипание частиц в более крупные фракции. Скорость подъема таких комков породы резко снижается, и они, накапливаясь в местах, где площадь кольцевого пространства больше, налипают на инструмент. Отдельные слипшиеся комки, подхватываемые потоком глинистого раствора, закупоривают кольцевое пространство в наиболее узких местах (между стенками скважины и корпусом турбобура, утяжеленными бурильными трубами), в результате повышается давление на выкиде насосов. Под действием возникающего при этом перепада давления комки уплотняются настолько, что полностью закупоривают кольцевое пространство и вызывают прихват инструмента.

Образованию сальников, состоящих из вязкой смеси глинистого материала с частицами выбуренной породы способствуют: загрязненность скважины шламом из-за неудовлетворительной промывки; плохая работа системы очистки бурового раствора; спуск инструмента в условиях, спо-

собствующих сальникообразованию, без промежуточных промывок; бурение без проработок пробуренного интервала; ступенчатость ствола; наличие каверн, желобов; негерметичность бурильной колонны; загрязненность приемных емкостей; большая кривизна ствола.

Сальники обычно имеют высокую механическую прочность и трудно поддаются разрушению, а степень их пластичности зависит от количества содержащейся воды. Образуются они в процессе спуска инструмента за счет сдирания глинистой корки со стенок скважины либо при длительных остановках и расхаживании инструмента при этом. Сальники могут образовываться как при механическом бурении, так и при расширении и проработке ствола скважины.

Сальник вызывает тяжелые прихваты бурильной колонны, заканчивающиеся во многих случаях торпедированием. *Подъем бурильной колонны с сальником может вызвать эффект поршневания, понижение давления под сальником, что служит причиной обвалов, проявлений.*

Причинами образования сальников являются: низкое качество БР; низкая скорость восходящего потока, плохая очистка раствора; наличие толстой глинистой корки на стенках скважины; большая разница в диаметрах элементов бурильной колонны; нарушение герметичности колонны; кавернозность и наличие ступенчатого ствола.

Признаками сальникообразования являются:

- падение механической скорости бурения при неотработанном долоте вследствие «зависания» инструмента;
- затяжки при отрыве инструмента от забоя, посадки при спуске;
- увеличение крутящего момента на роторе;
- возрастание давления БР при его циркуляции. При нарушении герметичности колонны (промыве резьбы) давление на стояке, наоборот, снижается, при этом может понизиться и температура выходящего из скважины раствора.

Для предотвращения образования сальников необходимо:

- составлять КНБК с минимально необходимым количеством элементов, изменяющих ее сечение;
- производить качественную очистку БР и постоянный контроль над всеми ступенями его очистки;
- не допускать накопление осадка в приемных емкостях;
- при механической скорости бурения менее 10 м/ч прорабатывать скважину на длину квадрата через 1ч;
- при появлении затяжек и повышении давления раствора скважину прорабатывать на длину квадрата до исчезновения признаков;
- СНС и вязкость БР поддерживать минимально возможными;
- перед наращиванием инструмента производить промывку скважины до выравнивания раствора;

- после простоя с расхаживанием проработать скважину так же, как и после спуска инструмента.

Спускать турбобур в скважину, пробуренную роторным способом с использованием долот режущего типа, запрещается. Вначале необходимо тщательно проработать ствол шарошечным долотом. Особое внимание должно быть уделено спуску турбобура с долотом сплошного бурения после работы колонкового долота меньшего размера. Места посадок прорабатываются.

Для предупреждения образования сальников рекомендуется применять равнопроходную конструкцию низа бурильной колонны, обеспечивающую высокую скорость восходящего потока (более 2,5 м/с) в призабойной зоне при обычной промывке за счет сохранения малых кольцевых зазоров на определенной длине низа колонны труб.

#### 5.4. Прихват под действием перепада давлений

*Механизм прихвата:* если давление, оказываемое гидростатическим напором БР, превышает пластовое давление, а пласт является пористым, проницаемым или трещиноватым; также, если поверхностный контакт значителен и есть толстый осадок на фильтре, то труба прижимается к боковой стенке скважины и давление блокируется на месте. Это так называемые *дифференциальные прихваты* (рис. 5.5).

Дифференциальное давление (перепад между гидростатическим и пластовым) прижимает колонну к стенке скважины. Прихват возможен

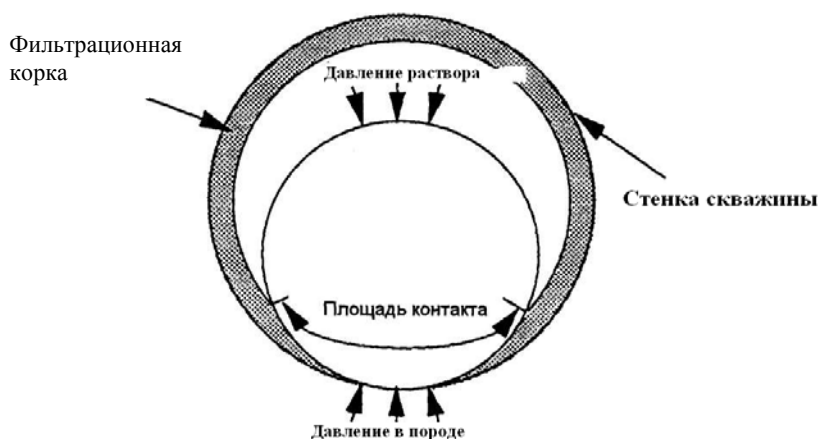


Рис. 5.5. Дифференциальный прихват

при наличии в разрезе пород с проницаемостью до 600–800 миллидарси (это, например, песчаник, трещиноватый известняк, алевролиты).

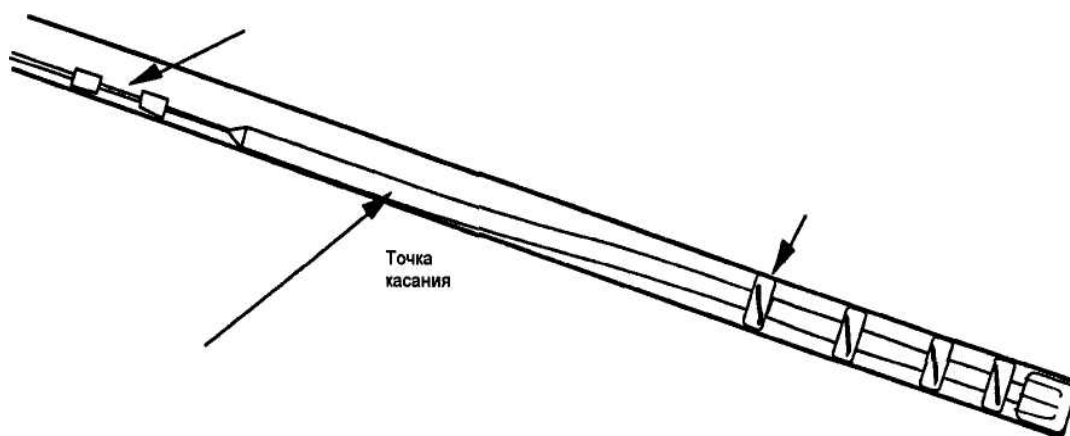
Другими условиями возникновения дифференциального прихвата являются образование липкой фильтрационной корки на стенке скважины, возникновение механической прижимающей силы в виде нормальной составляющей веса труб в наклонно направленных скважинах и в искривленных участках ствола вертикальных скважин, оставление бурильной колонны без движения на какое-то время.

Существенно влияние продолжительности контакта проницаемости корки и пласта. Чаще всего затяжки и прихваты возникают вследствие оставления бурильной колонны без движения на 10–20 мин, причем последующие

быстрые нагрузки (рывки) лишь усугубляют прихват. В начальный момент неподвижного контакта труб со стенками ствола корка уплотняется, снижается ее проницаемость, возрастают сила прижатия труб к корке и площадь контакта. По мере нахождения колонны в неподвижном состоянии повышается прочность структуры корки и раствора в застойных зонах, увеличиваются липкость и усилие затяжки. В последующем возможно некоторое выравнивание давления в пласте, приближение давления в пристволенной зоне на участке прижатых труб к давлению в скважине вследствие продолжающейся фильтрации, поступления жидкости с других сторон сечения скважины. Если проницаемость пласта невелика, а водоотдача достаточно большая, усилие затяжки снижается.

Сила прихвата будет зависеть от площади контакта трубы со стенкой скважины, траектории ствола, величины прижимающего усилия, достаточного для необходимого компрессионного сжатия глинистой корки, свойств БР, свойств самой корки (проницаемости, статического напряжения сдвига и т. д.), физико-механических свойств породы.

Для уменьшения фактической площади контакта труб и инструмента со стенками скважины необходимо применять УБТ с профильным поперечным сечением; УБТ со специальными центрирующими втулками, УБТ со смещенными гранями; переводники-центраторы, в том числе и упругие, для соединения отдельных секций турбобура; центрирующие противприхватные промежуточные опоры (устанавливаемые между свечами УБТ); свечи из коротких (по 6–8 м) бурильных труб (рис. 5.6).



**Рис. 5.6. Компоновка низа колонны буровых труб**

Другое эффективное направление предупреждения прихватов – повышение смазывающих свойств буровых растворов. Не допускается нахождение буровой колонны без движения в открытом стволе скважины более 10 мин, а в пробуренном проницаемом интервале – более 3 мин. БР обрабатывается химическими реагентами, способствующими образованию тонких малопроницаемых эластичных фильтрационных корок. При

бурении скважин следует поддерживать минимальные произвольные углы искривления и изменения азимута в интервалах проницаемых пород.

#### ○ **Обвалы горных пород**

*Ползучесть* происходит при прохождении высокопластичных пород (глин, глинистых сланцев, песчанистых глин, аргиллитов, ангидрита или соляных пород), склонных под действием возникающих напряжений деформироваться со временем, т. е. ползти и выпучиваться в ствол скважины. В результате недостаточного противодействия на пласт глина, песчаные глины, ангидриты, глинистые сланцы или соляные породы ползут, заполняя ствол скважины. При этом кровля и подошва ползучего пласта (горизонта) могут быть сложены устойчивыми породами, не склонными к ползучести. Осложнение может происходить и вследствие того, что кровля и подошва пласта (горизонта) глины или аргиллита ползет, выдавливая последние в скважину. Явление ползучести особенно проявляется с ростом глубины бурения и увеличения температуры пород. Характерные признаки ползучести – затяжки, посадки буровой колонны, недохождение буровой колонны до забоя, иногда прихват и смятие буровой или обсадной колонны.

Основными мерами предупреждения и ликвидации ползучести являются:

- разбуривание отложений, представленных породами, склонными к ползучести, с промывкой утяжеленными глинистыми растворами;
- организация работ, обеспечивающая высокие механические скорости проходки;
- использование при бурении вертикальных скважин такой компоновки буровой колонны, при которой искривление скважин сводится к нулю;
- подъем при цементировании обсадных колонн цементного раствора в затрубном пространстве на 50–150 м и выше отложений, которые представлены породами, склонными к ползучести (вытеканию);
- при креплении скважины обсадной колонной в интервале пород, склонных к ползучести, установка трубы с повышенной толщиной стенки для предотвращения смятия обсадной колонны.

*Осыпи и обвалы* происходят при прохождении уплотненных глин, аргиллитов, глинистых сланцев. В результате смачивания буровым раствором и его фильтратом снижается предел прочности глинистых пород и происходит осыпание или обрушение в скважину. Обвалы (осыпи) могут произойти также в результате действия тектонических сил, обуславливающих сжатие пород. Горное давление при этом значительно превышает давление со стороны столба БР.

Основная причина обвалообразований – недостаточная прочность горных пород при их обнажении. В естественных условиях залегания гор-

ные породы находятся под действием вертикального  $p_{ГВ} = \rho_{П}gz$  и бокового  $p_{ГБ} = k\rho_{П}gz$  давлений (горное давление). Здесь  $\rho_{П}$  – средняя плотность вышележащих пород;  $k \leq 1$  – коэффициент бокового распора.

При бурении изменяется условие всестороннего сжатия горных пород, поскольку давление жидкости в скважине обычно существенно меньше бокового горного давления. В прочных скальных породах (граниты, доломиты, плотные известняки, песчаники) силы связи внутри зерен и между зернами кратно (часто на порядок) больше бокового горного давления на глубинах. Поэтому такие породы не обваливаются даже при бурении с продувкой воздухом, с промывкой облегченными БР, активном воздействии фильтра и многоциклических изменениях гидродинамического давления, при поршневании, трении и ударах бурильных замков в процессе спуско-подъемных операций.

Обвалообразования представляют собой один из затратных видов осложнений, обуславливающих: частые проработки ранее пробуренных интервалов; продолжительные промежуточные промывки перед подъемом долота и наращиванием колонны; удаление осадка с забоя; затруднения при предупреждении и ликвидации поглощений и проявлений, возможность усиления таких осложнений; удлинение сроков строительства скважины; заклинки, затяжки и прихваты бурильной и обсадных колонн; прекращение циркуляции и гидроразрыв; спуск дополнительных обсадных колонн. При чередовании плотных и рыхлых проницаемых пород, неустойчивых глин, аргиллитов и крепких пород в стволе скважины через некоторое время образуются местные сужения, которые перемежаются с местными расширениями, появляются уступы. В последних слоях возникают размывы, которые оставляют уступ без опоры сверху или снизу. От удара бурильной трубой, особенно при подъеме или спуске, может произойти откалывание части уступа. При кавернообразовании стенки ствола перестают ограничивать прогиб под действием осевой нагрузки, крутящего момента и вращения потерявшей устойчивость бурильной колонны. Возможны слом бурильных труб, их заклинивание вновь осыпающейся породой и мгновенно пришедшим в движение шламом при изменении режима промывки и колебаниях давления. При течении пород, обрушениях наблюдается смятие обсадных колонн. Иногда обвалы не удается преодолеть, и тогда скважина не достигает проектной глубины.

***Факторы, обуславливающие прихваты в зонах обвалообразования:***

- искривление ствола скважины;
- вид и количество смазочной добавки;
- тип бурового раствора;
- соблюдение технологических правил и норм;
- жесткость компоновки низа бурильной колонны;
- площадь поверхностного контакта БК со стенками необса-



женного ствола;

- коэффициент трения в зоне контакта;
- время контакта колонны труб, находящейся в покое, со стенкой скважины;
- величина перепада давления;
- физико-механические свойства бурового раствора;
- температура пород;
- абсолютное значение гидростатического давления;
- проницаемость породы в зоне прихвата;
- тип пластового флюида;
- физико-химические свойства фильтрационных корок;
- пористость породы;
- скорость восходящего потока бурового раствора.

*Таблица 5.3*

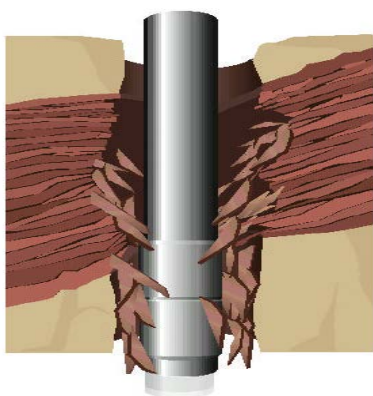
### Характеристика осадочных пород

Породы	Прочность	Характеристики
Сланцы	Мягкие (эластичные)	Обычно встречаются на небольших глубинах (< 3000 м); мягкий и гибкий благодаря высокому содержанию воды; давление нагнетания и давление гидроразрыва пласта приблизительно одинаковы; гибкая структура породы позволяет трещинам быстро «заживать»; при бурении в данной породе наблюдаются поршневание, потеря циркуляции, эрозия ствола, закупорка ствола
	Твердые (ломкие)	Обычно встречаются на больших глубинах (>3000 м); твердые и ломкие из-за низкого содержания воды; давление гидроразрыва выше, чем давление нагнетания; ломкая структура не дает трещинам «заживать»; при бурении наблюдается закупорка ствола
Песчаник	Неконсолидированный	Обычно встречается на небольших глубинах (< 1500 м); обладает высокой пористостью (25 % +); высокопроницаем (2 дарси +); наблюдаются потеря циркуляции, эрозия и закупорка ствола
	Консолидированный	Встречается на средних и больших глубинах (1200 и > м); диапазон пористости – 1–25 %; диапазон проницаемости – до 2 дарси; может иметь место дифференциальный прихват, сужение ствола скважины
Известняк-доломит	Мягкий (мел)	Низкий предел прочности при сжатии; высокая пористость (+/- 40%); диапазон проницаемости – до 2 дарси; растворяется в растворах на пресной воде; возможна эрозия ствола, загрязнение раствора
	Твердый (ломкий)	Высокий предел прочности при сжатии, обычно трещиноватый; высокая пористость (20–40%); высокая проницаемость; возможна закупорка ствола, потеря циркуляции, дифференциальный прихват

*Пласты с неуплотненной породой.* В качестве неуплотненной породы могут выступать песчаник или гравий (обычно при бурении под кондуктор).

*Причинами обвалов могут быть:*

- 1) отсутствие или незначительное количество цементирующего материала в матрице породы (рис. 5.7);
- 2) поглощение БР в связи с недостаточностью глинистой корки;
- 3) недостаточная плотность БР для уравнивания нагрузки в приствольной зоне при вскрытии данных пород.



**Рис. 5.8. Прихват в пластах с трещинами и разломами**

*Признаками обвалов служат:*

- повышение сопротивления, за которым следует остановка вращения;
- скопление частиц горных пород в местах соединений;
- закупорка затрубного пространства;
- противоток в местах соединений;
- сила прихвата ослабляется при циркуляции.

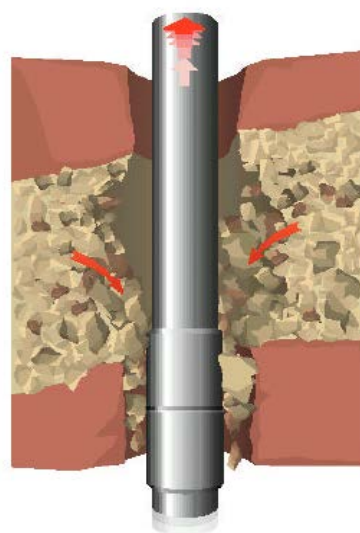
*Меры по предупреждению обвалов:*

- увеличение по возможности скорости бурения;
- регулирование скорость восходящего потока.

Для ликвидации обвалов необходимо выбить по направлению вверх при низком давлении на выкиде насоса. Использовать крутящий момент, чтобы попытаться восстановить циркуляцию. Когда циркуляция восстановлена необходимо увеличить скорость бурения для отчистки скважины от шламмов пород.

*Трещиноватые породы* (кавернозные доломиты, известняки, песчаники с известковистым цементом) могут расслаиваться (рис. 5.8).

Трещины в них могут раскрываться при большой плотности бурового раствора, высоких давлениях на устье, повышении забойного давления в процессе испытания пластов. Породы этой группы теряют устойчивость, обваливаются, осыпаются, обрушиваются в случае их тектонической нарушенности.



**Рис. 5.7. Обвалы в неуплотненной породе**

*Механизм обвала:* когда долото проникает в такие пласты, происходит ослабление напряжения и осколки породы проникают в ствол скважины, блокируя колонну.

*Признаки:*

- колебания величины крутящего момента;
- резкое увеличение силы трения/сопротивления при движении вверх и вниз;
- повышение мощности на вращение колонны;
- большие осколки породы на вибросите;
- потери бурового раствора;
- циркуляция не помогает преодолеть силу сопротивления/трения.

*Предупреждение.* Проанализировать возможные интервалы разлома по известной геологической и геофизической информации. Разработать составы высокоструктурированных растворов.

*Ликвидация:* выбить в противоположном направлении. Применить кислотные ванны.

Слабосцементированные породы. Менее прочные породы (пески, слабосцементированные песчаники, глинистые сланцы, аргиллиты), силы связи между зернами которых не намного выше давления бокового распора, могут разрушаться при циклическом изменении гидродинамического давления при СПО, пуске насосов, восстановлении циркуляции, поглощениях, проявлениях, пакеровках. При поглощении фильтрата раствора сланцами происходит интенсивное обрушение. Проникновение воды в систему микротрещин вызывает расширение, достаточное для того, чтобы заставить массы частиц сланца отделиться от стенок скважины. Неодинаковое разбухание расширяющихся и не расширяющихся сланцев вынуждает хрупкие слои разрушаться и падать в скважину.

Особенно быстро обваливаются породы, силы связи между зернами которых существенно ослабляются или практически исчезают при воздействии БР или его фильтрата. Поступление фильтрата в породу обуславливается рядом физико-химических факторов: перепадом давления между скважиной и пластом, осмотическим, диффузионным, термодиффузионным проникновением через глинистую корку, капиллярными эффектами.

Характерные признаки обвалов (осыпей) – резкое повышение давления на выкиде буровых насосов, обильный вынос кусков породы, интенсивное кавернообразование и недохождение буровой колонны до забоя без промывки и проработки, затяжки и прихват буровой колонны, иногда – выделение газа. Интенсивное кавернообразование существенно затрудняет вынос выбуренной породы на дневную поверхность, так как уменьшается скорость восходящего потока и его подъемная сила, возрастает аварийность с буровыми трубами, особенно при роторном бурении. Из-за опасности поломки буровых труб приходится умень-

шать нагрузку на долото, а это ведет к снижению механической скорости проходки.

Из анализа важнейших причин обвалообразований следует, что они усиливаются по мере увеличения продолжительности бурения и глубины скважин.

В зависимости от стадии развития обвалообразований и их вида меняются определяющие признаки. Так, при проходке малоустойчивых высокопроницаемых легко набухающих пород вначале наблюдаются сужения ствола скважины по кавернограмме, небольшие затяжки бурильной колонны, сальникообразования, повышение давления в нагнетательной линии насосов. В последующем возможно увеличение диаметра ствола и кавернообразование.

При течении пластичных пород и оползнях также отчетливо наблюдается сужение ствола по кавернограмме, однако оно может быть очень длительным или даже непрекращающимся, если не принять специальных мер. Такое сужение сопровождается затяжками и заклиниванием, прихватами бурильной колонны. При длительных остановках затрудняется дохождение до забоя, проработка ствола при спуске колонны почти не отличается от бурения нового ствола. В скважине образуются пробки.

Осыпи проявляются вначале как увеличение выноса шлама и вынос его из ранее пройденных интервалов, накопление осадка на забое. Затем обнаруживаются каверны, ухудшение выноса шлама с забоя вследствие расширения ствола, снижения скорости восходящего потока и накопления разбуриваемой породы в кавернах и на забое. Куски обваливающихся и осыпающихся пород отличаются от шлама разбуриваемых пород не только принадлежностью к другому интервалу и литологией, но и большими размерами и формой.

Основные меры предупреждения и прекращения обвалообразований. *Вероятность обвалообразований, сочетание и взаимообусловленность с другими видами осложнений должны учитываться еще в стадии проектирования, при выборе конструкции скважины, диаметров, числа и глубины спуска обсадных колонн, при выборе БР, долот и режимов бурения.*

Конкретные меры предупреждения и прекращения развития обвалов зависят от вида обвалообразований, их интенсивности и технических возможностей, имеющихся химических реагентов, диаметров труб и УБТ.

Важнейшее условие предупреждения и прекращения обвалообразований – правильный выбор вида, состава и параметров буровых растворов –  $\rho_p, V, \theta_{1,10}, T, \eta, \tau_0$ , и их физико-химической активности.

При обвалообразованиях, обусловленных или усиленных высокой водоотдачей раствора, активным воздействием фильтрата на неустойчивую породу, необходимо добиваться снижения водоотдачи, изменения состава фильтрата путем химической обработки или переходить на промывку другим раствором.

Хорошие результаты дает введение в раствор калийных, полимеркалийевых реагентов, применение пластовых вод и других минерализованных растворов (и их фильтратов), в которых многие глинистые породы и минералы не растворяются, не набухают, не теряют или даже повышают природную прочность и устойчивость. В ряде районов успешно используют полимерхлоркалийевые, известково-калийевые, содержащие кремнийорганические добавки растворы.

Имеется положительный опыт применения силикатных и силикато-солевых растворов со значительной концентрацией жидкого стекла. Чем отрицательнее действуют на породы фильтраты растворов, тем меньшей должна быть и водоотдача. Успешно бурили скважины в толще малоустойчивых пород при промывке пресными глинистыми растворами с использованием растворов на нефтяной основе, прямых и обратных эмульсий, а также эмульсий, приготовленных из предварительно насыщенных нефтью глинопорошков.

Положительные результаты получены при применении алюмокалийевых растворов для вскрытия неустойчивых глинистых отложений в зоне АВПД, а в условиях невысоких пластовых давлений растворов – на основе алюминиевых мыл жирных кислот.

При повышении плотности растворов увеличивается противодействие со стороны скважины, предупреждается обвалообразование при вскрытии водонасыщенных пород, пльвунов, вязкопластичных глин и текучих солей. Важный фактор – ускорение проводки всей скважины или хотя бы осложненного интервала для закрепления его обсадной колонной.

Для предупреждения сужений стволов в высокопроницаемых породах необходимо снижать  $B, T, \theta_{1,10}$ , а при возможности и плотность растворов, тем самым улучшать очистку раствора от шлама, сокращать перерывы в промывке, поддерживать достаточно высокую скорость восходящего потока, способствующего размыву рыхлых поверхностных слоев корки и препятствующего налипанию шлама.

Целесообразно снижать колебания бурильной колонны, уменьшать прогиб бурильных труб установкой амортизаторов, центраторов, калибраторов, УБТ квадратного сечения и со спиральными канавками, имеющих при достаточно большом сечении каналов для промывки небольшие зазоры и площадь контакта со стенками.

На возникновение прихватов в значительной степени влияют структурно-механические свойства фильтрационных пород (адгезионная способность, сопротивление сдвигу, прочность), зависящие от содержания твердой фазы в БР и ее состава, вида химической обработки и смазочной способности раствора.

Фрикционные свойства фильтрационных корок снижают применением высококачественных глинопорошков и утяжелителей, улучшением очистки раствора. Фильтрационные корки должны быть тонкими,

эластичными, мало- или непроницаемыми, с минимальными силами адгезии и коэффициентом трения.

При практически неизбежных обвалообразованиях в трещиноватых скальных породах целесообразно постепенное вскрытие пласта с периодической заливкой под давлением цементным или полимерцементным (имеющим большую проникающую способность) раствором только что пройденных небольших интервалов (от нескольких метров до десятков), а также предварительное укрепление зоны ниже забоя. Имеется положительный опыт цементирования уже образовавшихся каверн небольшой мощности (10–15 м) в аргиллитах.

Заливкой цементным раствором приходится укреплять своды обрушения под башмаками обсадных колонн во избежание ударов и смятия их при подъеме бурильной колонны.

Для обеспечения полной очистки скважины от выбуренной и осыпавшейся породы (шлама) перед подъемом инструмента скважину необходимо промыть до полной очистки с максимально допустимой производительностью буровых насосов, а СПО вести с ограничением скорости. Скорость спуска бурильного инструмента ограничить до 0,5 м/с, а подъем осуществлять на первой скорости.

При появлении осложнений, вызванных интенсивным осыпанием пород (затяжки, проработки, скопление шлама в кавернах и др.), для качественной очистки ствола скважины возможно применение загущенных буровых растворов или ВУРов. В случае использования типового БР необходимо спустить трехшарошечное долото на бурильных трубах (без турбобура и УБТ) и при максимальной производительности насосов промыть скважину до полной ее очистки.

Не оставлять бурильную колонну без движения в открытом стволе скважины более 5 мин. Перед вынужденной остановкой бурильная колонна должна быть поднята в башмак обсадной колонны, а в случае невозможности подъема обеспечить периодичное ее расхаживание.

Запрещается углубление скважины при наличии затяжек, посадок, подклиниваний до полной их ликвидации и выявления причин, вызвавших данные осложнения.

Для размыва скопления шлама в кавернах осуществить специальный спуск переводника с боковыми гидромониторными насадками.

Для предупреждения вибрационного воздействия колонны бурильных труб на стенки скважины в компоновку ее низа целесообразно включать наддолотные амортизаторы в упругие стабилизаторы.

Для предупреждения прихватов в интервалах, где породы (глины, аргиллиты) неустойчивы, выпучиваясь и осыпаясь, прихватывают находящуюся в скважине колонну труб, необходимо осуществлять следующие работы:

- создать условия для бурения неустойчивых интервалов с максимально возможными скоростями, не допуская остановок из-за отсутствия труб, материалов и т. д.;
- применяемый БР должен поддерживать ствол в хорошем состоянии, исключать затяжки, посадки, прихваты и образование больших каверн;
- для предупреждения вибрационного воздействия колонны бурильных труб на стенки скважины в компоновку ее низа рекомендуется включать наддолотные амортизаторы;
- при непрекращающихся явлениях сужения ствола выпучиваемыми породами необходимо утяжелить БР на 10–15 % по сравнению с требуемым ГТН или пересмотреть соответствие типа БР геолого-техническим условиям бурения;
- спускать бурильные трубы следует с промежуточными промывками для снижения давления при продавке БР, особенно при больших значениях СНС;
- следует предусматривать периодическую промывку ствола скважины порциями вязкого БР.

Прекрасными противоприхватными свойствами обладают БР на углеводородной основе и обращенные эмульсии. Применение таких растворов благоприятствует улучшению буримости пород. Однако высокая стоимость, сложность регулирования их свойств в условиях высоких температур и давлений при агрессивной среде, дефицитность некоторых компонентов, повышенная пожароопасность и дополнительные затраты, связанные с утилизацией как шлама горных пород, так и самих эмульсий, сдерживают широкое использование этих буровых систем.

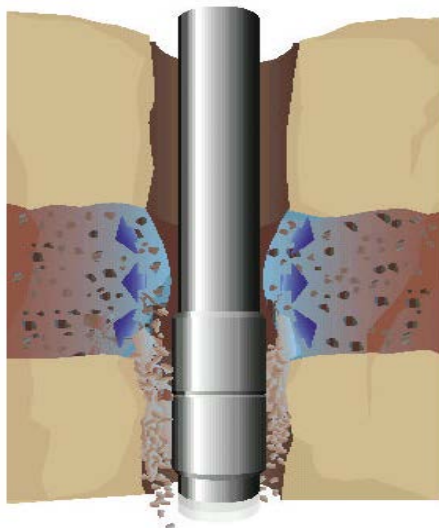
Одна из наиболее сложных проблем при бурении – предотвращение коагуляции БР под действием высоких температур, сопровождающейся ростом водоотдачи и интенсивным структурообразованием, что повышает прихватопасность.

Осложнения в скважинах, вызываемые термоокислительной деструкцией БР и являющиеся потенциально возможными причинами прихватов, удастся предотвратить обработкой БР специальными термостойкими защитными реагентами. *Считается, что УГЦР и КССБ термостойки при отсутствии солевой агрессии. Крахмал и КМЦ термостойки до температуры соответственно 100 и 120–150 °С (КМЦ – в зависимости от степени полимеризации). Акриловые сополимеры термостойки при более высоких температурах, что позволяет иметь низкую водоотдачу солевых растворов при температуре 180–200 °С, пресных – до 250 °С (гипан, метас).*

Первая мера при прихвате – недопущение его распространения, для чего необходимо расхаживать бурильную колонну с усилием в пределах технически допустимых норм, проворачивать ее ротором, а если вращения

нет, то периодически создавать допустимый крутящий момент (отбивка ротором). Если циркуляция восстановлена, то надо продолжать промывку, усиливая ее и улучшая качество раствора введением смазывающих добавок, удалением шлама, облегчением раствора до допустимого значения плотности. При отсутствии промывки возрастает опасность ее полного прекращения вследствие забивания шламом кольцевого сечения, насадок долот и турбобура, обратного клапана, поглощений при восстановлении циркуляции. Циркуляция необходима для установки нефтяных кислотных ванн.

### 5.6. Набухание глинистых пород



**Рис. 5.9. Прихваты в пластах с высокой реакционной способностью**

Водная фаза из бурового раствора с высокой реакционной способностью входит в реакцию с глинами в пласте, вызывая набухание (рис. 5.9). Обломки взаимодействуют с водой в буровом растворе по пути к поверхности, образуя «глиняные пробки».

*Возможные породы:* глины или сланцы (обычно малоглубинные пласты).

*Признаки:*

- постепенно усиливающееся трение (сила сопротивления) / крутящий момент;
- повышение давления циркуляции;
- увеличение реологических

свойств раствора;

- образование глинистых пробок.

*Предупреждение:*

- использовать ингибированные буровые растворы и растворы на нефтяной основе;
- не останавливать вращение колонны;
- очищать БР после разбуривания цемента.

*Ликвидация* производится вращением и спуском трубы, установлением циркуляции, поднятием колонны с обратной проработкой.

Из общего объема осадочных пород на долю глинистых приходится около 70 %. Глинистые породы составляют значительную часть разреза бурящихся скважин. Но даже в тех районах, где мощность глинистых пород невелика, они оказывают большое влияние на условия бурения. К их числу относятся глины, лессы, суглинки, аргиллиты и др.

**Глинистые породы** представляют собой совокупность минеральных обломков различного состава и различных фракций, связанных между со-



бой пленками воды (в глинах), или кремнекислоты (в аргиллитах). Поэтому глинистые породы называют связными. Составными частицами, определяющими основные свойства глинистых пород, являются глинистые (размером в 1 мк и менее) и пылеватые (размером 25 мк) частицы – продукты механического и химического выветривания магматических пород. По минеральному составу глинистые частицы могут быть представлены различными минералами. Преобладающими из них являются листовые силикаты: монтмориллонит, гидрослюда (чаще всего иллит или каолинит). Реже встречаются палыгорскит, вермикулит и другие листовые силикаты.

Плотные метаморфизованные породы (например, глинистые сланцы, роговики) с непосредственным межмолекулярным взаимодействием глинистых частиц весьма устойчивы. Трещиноватые при насыщении их водой распадаются на кусочки (по трещиноватости). Глины с неустойчивыми и слабоуплотненными частицами тоже насыщаются водой, набухают, теряют свою прочность и разрушаются.

Глинистые минералы по химическому составу представляют собой водные (содержащие кристаллизационную воду) алюмосиликаты. Суммарное содержание глинозема ( $\text{Al}_2\text{O}_3$ ), кремнезема ( $\text{SiO}_2$ ) и воды достигает в глинах 75–90 %. Остальное приходится на долю других элементов периодической системы, среди которых явно преобладают  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$  и  $\text{Fe}^{2+}$ .

В глинах содержатся в различных количествах окислы железа (например,  $\text{Fe}_2\text{O}_3$ ), щелочных металлов ( $\text{Na}_2\text{O}$ ,  $\text{K}_2\text{O}$ ), щелочноземельных металлов ( $\text{CaO}$ ,  $\text{MgO}$ ). Присутствие в глинах окислов во многом определяет их свойства. Окислы металлов связаны с глинистыми минералами различно: часть их может входить в состав минералов, замещая окислы  $\text{Al}_3$ ; часть же связана с глинистым веществом слабее и представляет собой обменные основания. Одним из определяющих признаков является отношение  $\text{SiO}_2 : \text{R}_2\text{O}_3$  (где R – Al, Fe). Это отношение колеблется для минералов монтмориллонитовой группы от 4 до 7, каолинитовой – от 2 до 3, гидрослюдистой – от 3 до 4, палыгорскитовой – от 2,1 до 2,5.

Атомы кремния и алюминия, входящие в кристаллическую решетку глинистых минералов, могут быть замещены другими атомами, причем не обязательно с одинаковой валентностью. В этом случае частицы глины для компенсации ненасыщенной валентности адсорбируют из водных растворов катионы, т. е. происходит обмен катионов. Каждая глина обладает определенным количеством обменных катионов, т. е. вполне определенной *обменной емкостью*.

В глинистых минералах обменными катионами являются  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{H}^+$ ,  $\text{NH}_4^+$ . В природных глинах к основным обменным катионам относится Na и Ca, поэтому глины получили название соответственно Na или Ca.

Независимо от состава обменного комплекса все глины в той или иной степени являются гидрофильными. При замачивании глины водой

глинистые частицы покрываются гидратной оболочкой. Молекулы воды, проникая между кристаллами, раздвигают их, и глина набухает. Характер набухания зависит от типа глины: чем меньше поливалентных катионов содержится в обменном комплексе минерала, тем сильнее разобщаются слои и больше набухает глина. Так, натриевые бентонитовые глины, имея подвижную кристаллическую решетку, могут при замачивании увеличиваться в объеме в 8–10 раз и легко распускаться в воде. Каолиновые глины набухают и распускаются в воде плохо. Гидрослюдистые глины и палыгорскит занимают промежуточное положение.

Кристаллическая решетка монтмориллонита представляет собой пакет их двух слоев кремнекислородных тетраэдров  $Si_2O_5$ , связанных гидроаргиллитовым слоем  $Al(OH)_3^+$ . Пакеты между собой связаны обменными катионами:  $K^+$ ,  $Na^+$ ,  $Mg^{2+}$ ,  $Ca^{2+}$ . С увеличением заряда катиона прочность связи повышается, поэтому кальциевые монтмориллониты значительно труднее набухают и диспергируют в воде, по сравнению с натриевыми.

Кристаллическая решетка *иллита* сходна с кристаллической решеткой монтмориллонита, отличается лишь тем, что в поверхностном слое пакета часть атомов кремния замещена атомами алюминия, в результате чего нескомпенсированный заряд поверхности пакетов активнее взаимодействует с катионами (в частности, с катионами калия), и связь между пакетами оказывается значительно выше, чем в пакетах монтмориллонита. Иллиты значительно слабее набухают и труднее диспергируют в воде.

Кристаллическая решетка *каолинита* имеет только два слоя: слой кремнекислородных тетраэдров и гидроаргиллитовый слой. Пакеты каолинита за счет большого количества гидроксильных групп оказываются прочно связанными между собой. Глина весьма слабо набухает и диспергирует в воде.

К микротрещиноватым глинистым породам относят твердые (скальные), цементированные (аргиллит) или метаморфизованные (сланцы) глинистые породы, разбитые микротрещинами под воздействием тектонических подвижек. Микротрещины простым глазом в ряде случаев обнаружить не удастся, но образцы породы, погруженные в воду, разваливаются на отдельные кусочки.

Процесс размокания подобен процессу диспергирования: молекулы воды всасываются трещинами, и по мере увеличения пленки воды прочность связей понижается, и образец размокает. В скважине под влиянием высокого горного давления часто наблюдаются «выстрелы» кусков такой породы («стреляющие аргиллиты»). Под воздействием горного давления, бурильной колонны, БР породы обваливаются и осыпаются, что приводит к тяжелым последствиям: заклиниванию, прихвату и обрыву бурового снаряжения, завалу скважины, кавернообразованию. Каверны, в свою очередь, приводят к ряду нежелательных явлений: изгибу бурильной колонны, знакопеременным нагрузкам и их поломкам. Шлам, скапливаемый в кавернах, – потенциальный источник прихвата бурового снаряжения.

Молекулы воды состоят из атомов кислорода и двух атомов водорода, обладающих разной электроотрицательностью, поэтому орбитами кислорода подвергаются гибридизации (вытягиваются). Молекула воды принимает форму тетраэдра и поляризуется (образует диполь). В двух вершинах тетраэдра (в вершинах орбиталей кислорода с непоселенными электронными парами) возникает отрицательный заряд, а в двух других вершинах (с атомом водорода) – положительный заряд.

В результате такой поляризации молекул воды осуществляется межмолекулярная связь. Помимо межмолекулярных сил между молекулами воды и поверхностью твердого тела возможна и водородная связь, обусловленная способностью атома водорода воды взаимодействовать с высокоотрицательными атомами твердого тела. *Водородная связь прочнее межмолекулярной в 5–6 раз, но в 15–20 раз слабее химической.*

В результате взаимодействия отрицательного заряда глинистых частиц (обусловленного наличием на их поверхности огромного количества высокоотрицательного кислорода) и положительных полюсов молекул (диполей) воды (за счет межмолекулярных и водородных связей) вокруг частиц образуется плотный адсорбированный гидратный слой, прочно связывающий глинистые частицы друг с другом.

Прочность глинистой породы зависит от толщины пленки воды между глинистыми частицами.

У самой поверхности глинистых частиц силы взаимодействия молекул воды с частицами достигают тысяч мегапаскалей. *С удалением от поверхности межмолекулярные силы быстро убывают обратно пропорционально седьмой степени расстояния (от молекул до частиц). Таким образом, чем тоньше пленка воды, тем выше прочность породы.*

Суммарную поверхностную энергию всех частиц горной породы называют *объемной электрической энергией*. Плотность объемной электрической энергии определяют, главным образом, дисперсностью и гидрофильностью (зарядом) частиц. С увеличением толщины пленок воды между частицами эта плотность понижается.

Под воздействием объемной электрической энергии горная порода насыщается водой и набухает. Глина насыщается водой до тех пор, пока толщина гидратного слоя не достигнет некоторого критического значения, при котором сила взаимодействия молекул воды с частицами будет меньше силы давления извне, или когда межмолекулярные силы снизятся до нуля.

Степень набухания обусловлена структурой кристаллов горной породы, дисперсностью и гидрофильностью глинистых частиц. С увеличением дисперсности частиц (увеличением их суммарной поверхности) и гидрофильности (заряда частиц, обусловленного количеством гидрофильных функциональных групп  $\text{SiO}^-$ ,  $\text{SiOH}^-$  на их поверхности) степень набухания возрастает.

Особенности поведения системы «глина – вода» зависят также от со-

отношения свободной и связанной воды, *ее минерализации и щелочности*. Чем больше связанной воды, тем меньше набухают глины. Кроме того, связанная вода теряет растворяющую способность. Вода, содержащая различные соли, резко снижает гидрофильность глин и количество связанной воды. Так, у 3%-ных суспензий аскангеля при добавке 0,1 % NaCl содержание связанной воды снижается до 7,4 %, а при добавке 0,5 % соли – до 3,4 %, при 10 % соли в связанном виде находится лишь 1,72 % всей воды системы.

В кислых и сильнощелочных средах содержание связанной воды также незначительно, при этом глины очень плохо набухают и распускаются. При повышении температуры количество связанной воды уменьшается в 1,5 раза, а процесс набухания возрастает в несколько раз. *Увеличения количества связанной воды, снижения набухаемости и повышения прочности можно достичь путем специальных добавок некоторых электролитов.*

Физико-химические свойства глинистых суспензий во многом определяются протекающими в них ионно-обменными и адсорбционными процессами.

Первая причина катионного обмена пород, представленных глинистыми минералами, – *нарушение связей их краев*, что обуславливает возникновение некомпенсированных зарядов, которые уравниваются адсорбированными катионами. По мере диспергирования глинистых частиц увеличивается емкость обмена.

Вторая причина, которая обуславливает катионный обмен, – *замещение* внутрикристаллической решетки *кремния алюминием*, а алюминия – магнием или другим ионом низшей валентности. Это приводит к возникновению заряда в структурной ячейке, который и уравнивается зарядом адсорбированного обменного катиона.

Третья причина катионного обмена – *замещение водорода* наружного гидроксила *на соответствующий катион*.

Кальциевые глины прочнее связывают воду, чем натриевые, и обладают большей величиной энергии связи. Однако диффузный слой ионов кальциевых глин меньше, чем натриевых, поэтому у них *не наблюдается пептизации частиц, что характерно для натриевых глин*.

Установлено, что ионная замещаемость зависит от температуры – относительные количества  $K^+$ ,  $Ca^{2+}$  и  $H^+$ , способные к замещению, уменьшаются при нагревании, а количества  $Ca^+$  и  $Mg^{2+}$  увеличиваются.

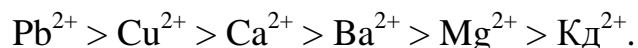
На величину обменной способности глин влияет рН среды. Истинная причина различных значений рН суспензий глинистых минералов заключается не в количестве окислов, входящих в состав кристаллической решетки того или иного материала, а в природе поглощения иона и наличии в суспензии растворимых солей. Причем свойства глин и поведение их в водной среде в значительной степени зависят от несовершенств и дефектов кристаллической решетки глинистых минералов.

Обменная способность катионов тем выше, чем больше их валентность, а в пределах ионов одной валентности она тем выше, чем больше атомный вес. Таким образом, по способности вхождения в поглощающий комплекс катионы можно расположить в следующий ряд:



Это объясняется тем, что с увеличением объема иона возрастает его поляризуемость, которая позволяет иону ближе подойти к электрически заряженной поверхности глины, а с увеличением радиуса иона уменьшается степень его гидратации, что способствует вхождению его в адсорбционный слой поглощающего комплекса.

Исследованиями установлен ряд поглощения катионов из водных растворов:



Ионный обмен относится к обменной адсорбции, так как поглощение какого-либо иона обязательно сопровождается вытеснением из адсорбента одноименно заряженного иона в эквивалентных количествах.

В области буровых растворов изучение ионного обмена имеет важное значение для выяснения специфического влияния обменных ионов на процессы набухания пород, представленных глинистыми образованиями.

При бурении уплотненных глин основными осложнениями являются осложнения, связанные с нарушениями устойчивости стенок скважин под воздействием воды. В результате насыщения водой глины размягчаются, разбухают и пластически деформируются, сужая ствол скважины. Устойчивость и прочность глин определяют количеством адсорбционной воды, толщиной ее пленки между глинистыми частицами.

Водонасыщенные (среднеуплотненные) глины пластичны. При вскрытии их стволом скважины под действием горного давления они пластически деформируют внутрь скважины, сужая ее диаметр, вызывая прихваты бурового снаряда, повышая трение снаряда, расход энергии на его вращение, затрудняя циркуляцию промывочной жидкости и достижение снарядом забоя.

Сильно насыщенные водой неуплотненные глины переходят в текучее состояние. Особенно быстро переходят в текучее состояние легкоподвижные пылеватые глинистые породы. В процессе бурения таких пород образуются пробки, наблюдаются затяжки и прихваты бурового снаряда. После их разбуривания происходит заполнение скважины породой, что требует повторного перебуривания.

Прочность глинистых пород находится в зависимости от их *влажности*, причем в отличие от прочности уплотненной глины прочность неуплотненной глины (вследствие значительного расстояния между глинистыми частицами и отсутствия молекулярного взаимодействия между ними) обратно пропорциональна ее влажности в кубе:

$$f = \frac{f \cdot K^3}{K_1^3},$$

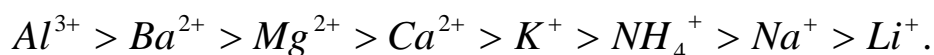
где  $f$  – начальная прочность глины;  
 $K$  – начальная влажность;  
 $K_1$  – влажность насыщенного водой образца.

Таким образом, разупрочнение неуплотненной глины происходит значительно интенсивнее, чем уплотненной. Главной задачей в борьбе с осложнениями при бурении неуплотненных глин является отсасывание из них воды и повышение связей между частицами.

Отсасывание воды из пор глины осуществляют двумя путями: повышением объемной энергии компонентов промывочной жидкости и нейтрализацией заряда глинистых частиц. Как повышение объемной энергии бурового раствора, так и нейтрализацию заряда частиц можно проводить катионоактивными электролитами. Наличие в неуплотненных глинах пор значительных размеров позволяет проникать катионам вместе с водой на большие расстояния.

Эффективность упрочнения глин электролитами зависит от следующих их качеств: валентности (заряда) и ионного радиуса катионов; гидрофильности катионов; активности анионов; концентрации электролитов.

Интенсивность взаимодействия катионов с частицами пород повышается пропорционально увеличению их заряда (валентности) и обратно пропорционально квадрату расстояния от центра гидратирования иона до центра силанольного аниона частицы  $\text{SiO}^{--}$ :



Особое место среди катионов занимает катион водорода  $\text{H}^+$ . Он имеет ничтожно малые размеры (представлен только протоном), поэтому весьма подвижен, способен приближаться к глинистым частицам на малые расстояния и активно взаимодействовать с анионами. *Поэтому, несмотря на низкую валентность, ион водорода способен вытеснить все вышеперечисленные катионы.*

Ионы водорода подвижны, активно нейтрализуют отрицательный заряд частиц. Сами ионы слабо взаимодействуют с молекулами воды, поэтому с помощью электролитов – кислот, при незначительных концентрациях, удается понизить влажность до  $K=0,3 \text{ см}^3/\text{г}$  и ниже, чего нельзя добиться при нейтрализации другими электролитами.

Существенное влияние на интенсивность взаимодействия и нейтрализацию заряда частиц имеет *гидрофильность катионов*. Гидрофильность электролитов определяют по теплоте их растворения. Теплота растворения электролитов представляет собой энергию взаимодействия катионов и анионов и энергию взаимодействия катионов и анионов с молекулами воды. Наибольшую теплоту растворения имеют электролиты со слабыми связями анионов и катионов (это обычно одновалентные ионы) и с высокой энергией их взаимодействия с молекулами воды (т. е. с высокой элек-

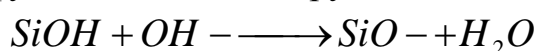
троотрицательностью ионов, таких как  $P^+$ ,  $Cl^+$ ,  $Br^+$ ,  $SO_4^-$ ,  $OH^-$ ). *Гидрофильность катионов с увеличением их влажности (заряда) возрастает.* Одновалентные катионы  $Na^+$ ,  $K^+$  слабогидрофильны («гидрофобны»), с высокоэлектроотрицательными анионами они имеют более прочные связи, чем с молекулами воды, поэтому при их растворении в воде температура воды понижается (теплота растворения  $NaCl$  равна 5,1 кДж/моль;  $KCl$  –17,6 кДж/моль;  $K_2SO_4$  – 24,7 кДж/моль).

Поливалентные катионы обладают значительно большей гидрофильностью (например,  $CaCl_2$  имеет теплоту растворения +74,5 кДж/моль,  $FeCl_3$  – 132,4 кДж/моль). Вследствие более прочной связи с водой поливалентные катионы труднее абсорбируются глиной из раствора, чем «гидрофобные», имеющие менее прочные связи с молекулами воды.

В результате высокой гидрофильности ионов  $Ca_2^+$  ее соли, даже с двухвалентными анионами (известняк, гипс), способны растворяться в воде, особенно в присутствии активных анионов ( $Cl^-$ ,  $Si_4^{2-}$ ).

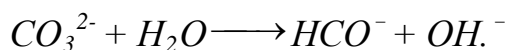
При помощи катионов как одновалентных, так и поливалентных металлов полностью дегидатировать глину нельзя вследствие гидрофильности самих катионов. Исследованиями В.Д. Городнова показано, что с их помощью понизить влажность глины как солями одно-, так и двухвалентных металлов ниже  $K^2 = 0,65$ , не удастся.

Не менее существенное влияние на интенсивность взаимодействия катионов с глинистыми частицами имеют и анионы электролитов. Катионы менее активно взаимодействуют с частицами глины. Причем чем выше гидрофильность анионов (при одинаковой активности катионов), тем труднее переходят катионы из раствора в поры глины. Особое место занимают анионы  $OH^-$ . В контакте с глинистыми частицами они напрямую взаимодействуют с их функциональными группами:



и таким образом активируют глинистые частицы, в результате чего влажность глины возрастает, а прочность понижается.

Анионы солей слабых кислот, как правило, взаимодействуют с молекулами воды:



Образованные при этом гидроксильные группы также активируют глинистые частицы, повышают их влажность и снижают прочность.

Нейтрализация (снижение потенциала) глинистых частиц зависит от концентрации электролитов. Экспериментальные исследования показывают, что для снижения потенциала частиц и влажности глины на одну и ту же величину солей одновалентных металлов требуется больше, чем солей поливалентных металлов. Так, для снижения влажности глин до  $0,7 \text{ см}^3/\text{г}$  необходимо иметь концентрацию  $NaCl$  5 %, а  $CaCl_2$  – около 0,5 %.

Существенно повысить прочность глины только за счет дегидратации электролитами нельзя вследствие невозможности уменьшить ее влаж-

ность ниже  $0,65-0,7 \text{ см}^3/\text{г}$ . Основную роль при упрочнении глины в растворе электролитов играет «сшивающее» действие катионов, которое зависит от заряда и гидрофильности. С увеличением заряда и с уменьшением гидрофильности прочность связей частиц с катионами возрастает.

«Сшивание» глинистых частиц возможно не только катионами, но и родственными по химическому составу глинистым частицам анионами, способными достраивать кристаллы глины:  $\text{SiO}_2$ -;  $\text{Al}(\text{OH})_3$ -. Прочность образца глины при погружении ее в растворы электролитов возрастает для солей одновалентных металлов в десятки раз, а в растворах жидкого стекла она может достигать тысяч килопаскалей.

Однако все вышеизложенные рассуждения возможны лишь при отсутствии диспергирования глины под действием растворов.

В необсаженной скважине циркулирующие буровые растворы непосредственно контактируют с глинистыми породами. При высокой объемной энергии электролитов раствора наблюдается двусторонний массоперенос. В поры глин всасывается раствор, а из глины в раствор – глинистые частицы. Диспергирование глины приводит к разупрочнению горной породы. Исследования показали, что все образцы глины в растворах поливалентных электролитов различной концентрации диспергировали и размокли в первые же сутки.

Для предупреждения диспергирования глины в раствор электролитов добавляют полимеры. В отличие от уплотненных неуплотненные глины вследствие значительной пористости способны вместе с молекулами воды абсорбировать в макромолекулы полимеров и понижать связи между частицами, «разупрочнять» горные породы (эффект Ребиндера).

В комбинированных растворах (электролитов с полимерами) на поверхности частиц образуются органоминеральные комплексы, предотвращающие диспергирование глины. Опыты по изучению влияния комбинированных растворов в закрытых сосудах показали, что при добавлении в раствор  $\text{CaCl}_2$  1 % КМЦ прочность образцов глины падает почти в 2 раза по сравнению с прочностью образцов глины в растворе  $\text{CaCl}_2$  без КМЦ.

Прочность образцов глины в растворе  $\text{Na}_2\text{SiO}_3$  при добавлении 1 % КМЦ повышается в 4–5 раз, а щелочного полимера (0,1 % гипана) – в десятки раз.

Результаты выдержки в растворе электролитов и полимеров (КМЦ–700) незакрытых образцов показали, что:

- все исследуемые катионо- и анионоактивные электролиты обладают крепящими свойствами;
- крепящие свойства электролитов солей двухвалентных металлов в несколько раз выше крепящих свойств солей одновалентных металлов;
- прочность образцов в растворах солей двухвалентных металлов увеличивается преимущественно за счет модификации тонкого поверхностного слоя;



- при добавлении в комбинированный раствор солей двухвалентных металлов хлоридов одновалентных металлов глубина проникновения ионов двухвалентных металлов увеличивается, прочность поверхностного слоя через 30 дней выдержки достигает прочности цементного камня.

Уплотненные глины обладают достаточно высокой прочностью, но при взаимодействии с водой способны размягчаться и создавать аварийную ситуацию. Чтобы избежать осложнений, необходимо предотвратить абсорбцию глиной воды. Этого можно достичь тремя путями:

1. уравниванием объемной энергии горной породы и компонентов бурового раствора;
2. гидрофобизацией стенок скважин неполярными жидкостями и полимерами;
3. нейтрализацией потенциала и сшиванием глинистых частиц катионами.

По первому варианту для уравнивания объемной энергии (потенциала) глинистой породы в промывочную жидкость вводят 10–20 % глины (необработанный глинистый раствор), а для активации (повышения потенциала) глинистых частиц 3–5 % УЩР; 0,3–0,5 %  $\text{Na}_2\text{CO}_3$  (гуматный раствор) или 0,5–1 % УЩР; 0,5–1 %  $\text{NaOH}$  и 3–4 % ССБ (лигносульфанатный раствор).

При введении глины в буровой раствор одновременно с увеличением объемной энергии и, следовательно, снижением водоотдачи повышается плотность, вязкость и СНС бурового раствора, что резко снижает механическую скорость бурения. Кроме того, вследствие более высокой объемной энергии (потенциала) глинистой породы по сравнению с объемной энергией компонентов раствора уравновесить их плотностью невозможно даже при высокой концентрации глины в промывочной жидкости. Поэтому глинистые частицы породы постоянно диффундируют в буровой раствор, а молекулы воды – из раствора в породу. В результате этого горная порода размягчается, на стенках скважины образуется рыхлая набухшая масса, способствующая прихватам снаряда, а буровой раствор еще больше загущается.

***В связи с вышесказанным глинистые растворы для бурения глинистых пород использовать не рекомендуется.***

При добавлении в глинистый раствор щелочи, УЩР, лигносульфатов происходит активизация не только глинистых частиц раствора, но и глинистых частиц горной породы, а последняя приводит к повышению гидратации, размягчению и диспергированию горной породы. Исследователи США установили, что такие буровые растворы обладают весьма низким индексом устойчивости, и поэтому они также не рекомендуются для бурения глинистых пород.

По второму варианту для нейтрализации потенциала и сшивания глинистых частиц в буровой раствор вводят катионоактивные электролиты

KCl, NaCl, CaCl<sub>2</sub>, Ca<sub>2</sub>SO<sub>4</sub>, Ca(OH)<sub>2</sub>, KCl(SO<sub>4</sub>)<sub>2</sub> или жидкое стекло – Na<sub>2</sub>SiO<sub>3</sub>·nH<sub>2</sub>O.

Полученные результаты показывают, что для уплотненных глин влияние электролитов на влажность (гидратацию частиц) и разупрочнение глины незначительно и близко к повышению влажности и снижению прочности в чистой воде.

Дело в том, что в уплотненной глине размеры пор весьма малы, и гидратированные катионы проникают в них в незначительном количестве. В то же время объемная энергия бурового раствора за счет ионов электролитов резко возрастает, что приводит к диспергированию и размягчению глины. **Поэтому в чистом виде растворы электролитов для бурения глин применять не рекомендуется.**

По третьему варианту в БР для гидрофобизации стенок скважин вводят полимеры и неполярные жидкости (нефть). В настоящее время в нашей стране и за рубежом накоплен большой опыт применения полимерных безглинистых или малоглинистых растворов. Разработан ряд различных полимеров (полисахаридов, полиарилатов) специально для приготовления буровых растворов.



**Рис. 5.10. Прихваты в пластах с АВПД**

Полимеры представляют собой цепи, состоящие из большого количества звеньев, которые способны вращаться вокруг оси молекулы. Под воздействием полярной поверхности стенки скважины звенья поворачиваются своей полярной частью (функциональной группой звена) в сторону стенки, а неполярной – в сторону воды. В результате этого стенки скважин становятся гидрофобными, нейтральными по отношению к воде. Предотвращается гидратация и диспергирование глины.

Роль полимеров не ограничивается только функциями ингибитора абсорбции глиной воды и ингибитора ее диспергирования. Они выполняют целый ряд функций: структурообразователя (а при малой концентрации – разжижителя), флокулянта, понизителя водоотдачи и фильтрации, стабилизатора, гидрофобизатора буровой колонны и др.

Эффективность действия полимеров определяется их невысокой оптимальной концентрацией, при которой достигается гидрофобизация глины. Коэффициент разупрочнения за 72 ч наблюдений в 0,2 % растворе КМЦ–600 составил 0,9, а в 0,4 % растворе кельцана – 0,9 %, при введении в полимерный раствор электролитов эффективность еще больше возросла. Так, при концентрации кельцана 0,4 % и электролита KCl 4 % коэффици-

ент разупрочнения глины составил  $K=0,9-85$ , а прирост увлажнения глины не превысил 0,2 %.

*Следовательно, электролиты оказываются эффективными только в сочетании с полимерами.* Поливалентные электролиты в этом случае менее эффективны, чем КС1, так как повышают диспергирование породы (образуют рыхлую массу на стенках скважин), вязкость раствора.

### **5.7. Зоны с аномально высоким пластовым давлением**

Когда пластовое давление выше гидростатического, создаваемого БР, осыпь образуется около стенки ствола скважины. Если ее не удалить из скважины, она может накопиться над КНБК и привести к закупорке ствола скважины (рис. 5.10).

*Признаки:*

- постепенно увеличивающаяся сила трения, которая уменьшается при включенном насосе;
- скачок механической скорости бурения, за которым следует замедление;
- осыпь в виде осколькоатого шлама на вибрационном сите;
- увеличение выхода фонового газа.

*Предупреждение:*

- принять меры по увеличению пластового давления;
- прочистить скважину;
- осторожно приподнимать колонну труб над забоем.

*Для ликвидации:*

- опустить колонну труб при низком давлении на насосе;
- очистить от обломков или осыпи;
- увеличить удельный вес бурового раствора, когда восстановится контроль над пластами.

### **5.8. Нарушение технологического режима бурения скважины**

*Оседания шлама и утяжелителя.* Не допускается оставлять инструмент в скважине без промывки. Для предупреждения флокуляции необходимо поддерживать структурно-механические свойства БР на уровне проектных требований.

На выкиде насосов целесообразно устанавливать регистрирующие манометры, обеспечивающие непрерывный контроль над давлением. В случае снижения давления при промывке необходимо нормализовать работу насосов, после чего инструмент следует поднять, осмотреть и при необходимости опрессовать.

При разбурировании цементных мостов и стаканов БР необходимо обрабатывать реагентами, предотвращающими его коагуляцию при падении частиц цемента.

При обнаружении пробок из шлама или осевшего утяжелителя следует немедленно принять меры к повышению структуры раствора, а допуск долота до забоя выполнять с проработкой всего интервала осадконакопления при интенсивной промывке скважины.

При возникновении прихвата, вызванного оседанием шлама, утяжелителя, цемента, бурильщику необходимо: восстановить циркуляцию с использованием одного клапана насоса с постепенным увеличением подачи до нормальной; расхаживать и прокручивать инструмент (в пределах собственного веса).

Запрещается разбуривать цементные стаканы и мосты без использования бурового раствора в качестве промывочного.

*Износ породоразрушающего инструмента.* В результате абразивного износа долота его диаметр уменьшается и вместе с ним фактический диаметр скважины, что приводит к возникновению препятствий при спуске нового долота (рис. 5.11).

*Возможные породы:* абразивные песчаники, известняк.

*Признаки:*

- резкая потеря веса в момент спуска;
- циркуляция не имеет эффекта;
- уменьшение механической скорости бурения во время предыдущего спуска долота;
- долото оказывается малого размера после подъема;
- стыковочные узлы имеют следы износа.

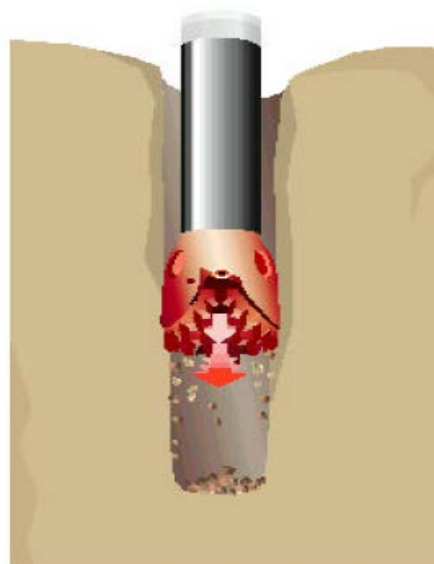
*Предупреждение:*

- внимательно проверить долото и определить износ;
- определить наличие абразивных пород;
- осторожно бурить новым долотом и доходить с вращением до забоя;
- осторожно спускать алмазное долото и ИСМ после применения шарошечного долота.

*Ликвидация:*

- выбить по направлению вверх;
- применить кислотную ванну (если бурится известняк).

Все буровые долота должны быть тщательно осмотрены и прошаблонированы кольцевым шаблоном. Для каждой модели долот необходимо использовать три шаблона: один – стандартного, два других – максимального и минимального диаметра (согласно нормам). После ос-



**Рис. 5.11. Прихват в скважине из-за сужения ствола**

мотра и шаблонирования буровой мастер записывает в буровой журнал модель, номер и размер долот, а также порядок их спуска в скважину.

Перед спуском нового долота в скважину бурильщик обязан: знать интервал, пробуренный предыдущим долотом; интервалы посадок и за-



**Рис. 5.12. Прихват в сложной геометрии ствола скважины**

бурильной колонны.

Интервал бурения предыдущим долотом следует прорабатывать при осевой нагрузке не более 30 кН.

**Сложная геометрия ствола скважины.** В скважинах, которые пробурены с помощью гибкой КНБК, получившаяся траектория может быть труднопроходимой для негибкого инструмента. Спуск негибкого инструмента в такую скважину без предварительного расширения может привести к прихвату бурильных труб (рис. 5.12).

**Возможные породы:** обычно песчаник или известняк, или более плотные породы со скважиной номинального диаметра.

**Признаки:**

– резкое снижение веса буровой колонны во время спуска. Резкие искривления на графике направления. Циркуляция не имеет эффекта.

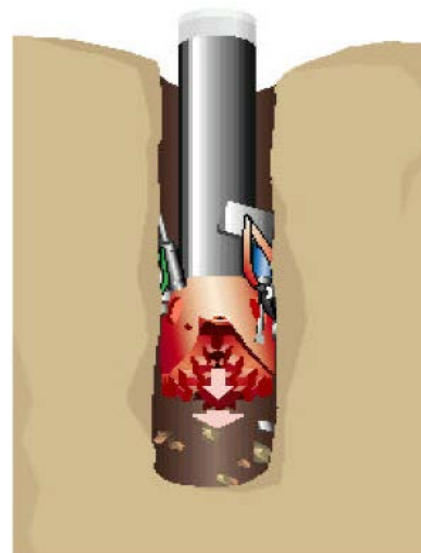
**Возможные операции:**

– спуск в скважину расчетных КНБК.

тяжек инструмента и их значения; степень срабатывания и фактический диаметр сработавшего долота; проверить состояние спускаемого в скважину долота (чистоту промывочных отверстий, пригодность резьбы, сколы и т. п.).

После подъема буровой мастер обязан проверить отработку каждого долота и занести данные в рапорт по коду.

Новое долото следует спускать осторожно, не допуская посадок более 3–4 тс (30–40 кН). Особенно осторожно следует спускать долото, отличное по конфигурации от предыдущего (трехперое после шарошечного, четырехшарошечное колонковое после трехшарошечного и т. п.), а также новую, по сравнению с предыдущей, компоновку низа



**Рис. 5.13. Прихват, вызванный металлическими обломками**

*Предупреждение:*

- тщательно выбирать и рассчитывать КНБК;
- увеличивать диаметр негибких инструментов от забоя к устью;
- использовать легкий инструмент во время расширения.

*Ликвидация* – выбить по направлению вверх.

*Попадание металлических обломков в ствол скважины.* Металлические обломки попадают в скважину (рис. 5.13) либо с поверхности, либо при поломке колонны. Обломки легко двигаются вниз по скважине, пока не наткнутся на препятствие (УБТ, стабилизаторы, долото), тогда они застревают между препятствием и стенкой ствола.

Характерных пород нет, но более серьезные проблемы возникают в твердых породах.

*Признаки:*

- потеря на выкиде насоса;
- внезапные неравномерные вращения и торможения.

*Возможные операции* – подъем из забоя или скважины.

*Предупреждение:*

- закрывать стол ротора;
- использовать высококачественные детали скважинного оборудования;
- использовать скребки ниже ротора.

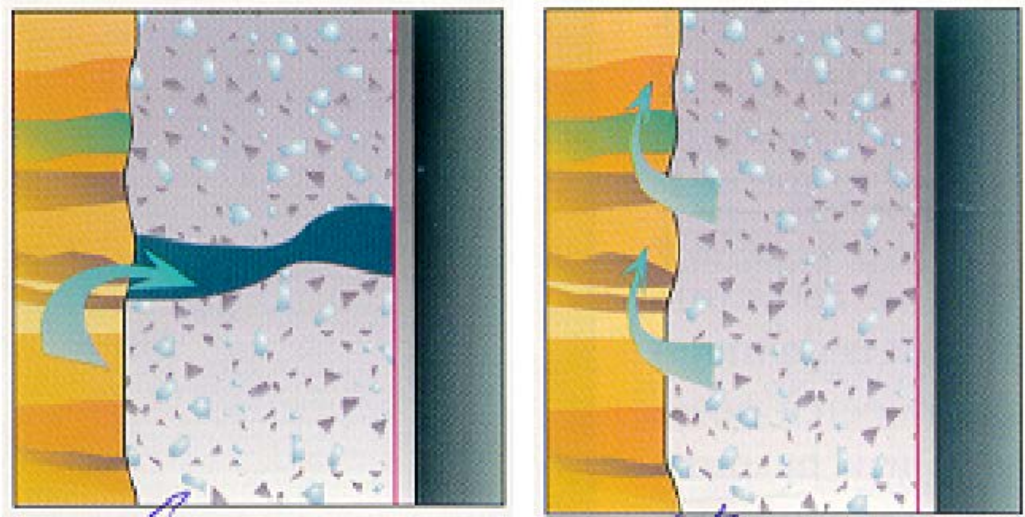
*Ликвидация* – выбить по направлению вниз.

### **5.9. Некачественное цементирование скважины**

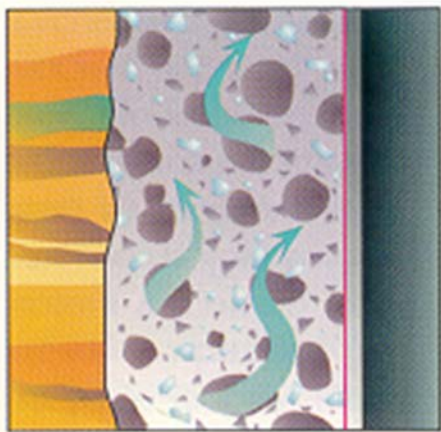
1. Недоподъем тампонажного раствора (рис. 5.14).
2. Межпластовые перетоки (рис. 5.17, 5.18).
3. Флюидопроявления.
4. Недоспуск колонн.
5. Низкая адгезия тампонажного камня (рис. 5.19, 5.20).
6. Недолговечность тампонажного камня (рис. 5.15, 5.16).

Анализ осложнений показывает, что около 38 % скважин содержит обводненную продукцию; 29 % осложнений связано с поглощением тампонажного раствора и, как следствие, недоподъемом цементного раствора; на межпластовые перетоки приходится около 15–25 %, флюидопроявления – 5 % и 5–13 % связано с недоспуском колонны.





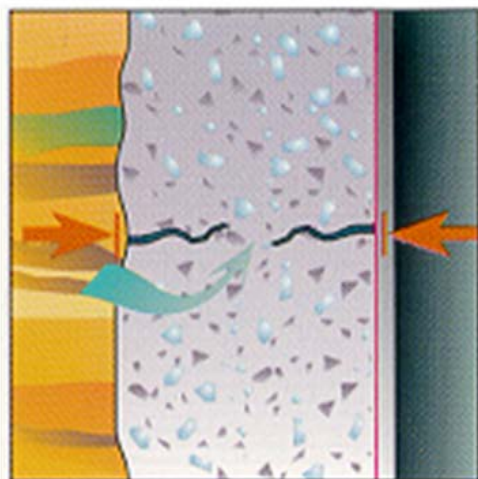
**Рис. 5.14.** Преждевременное загустевание и чрезмерная водоотдача



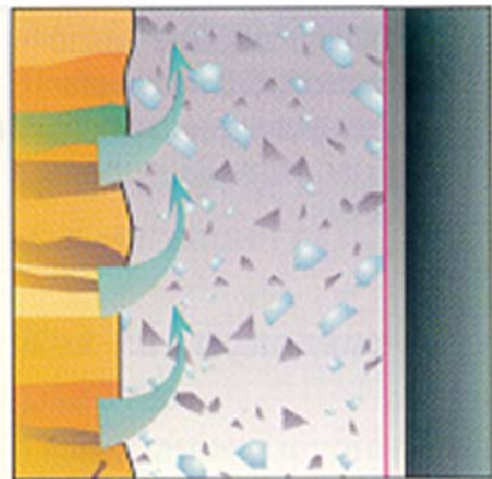
**Рис. 5.15.** Высокая проницаемость цементного раствора



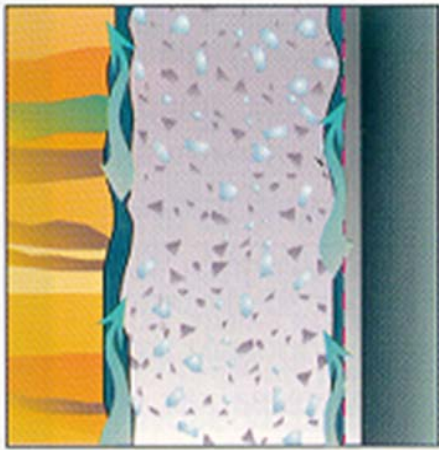
**Рис. 5.16.** Сильная усадка



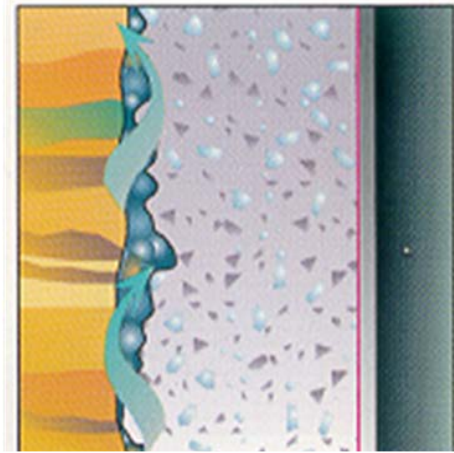
**Рис. 5.17.** Усталостное разрушение цемента



**Рис. 5.18.** Неправильно подобранная плотность



**Рис. 5.19. Некачественное сцепление на границах разделов**



**Рис. 5.20. Некачественное удаление бурового раствора, фильтрационной корки**

Недоподъем цементного раствора за колонной вызывается поглощением цементного раствора и недостаточным объемом закачанного цементного раствора или продавочной жидкости.

Основной причиной прихвата затвердевшим цементом колонны буровых труб является наличие цементного раствора выше узла подвески. Отказ в работе или повреждение узлов подвески секции обсадной колонны происходит:

- из-за использования неисправных узлов подвески;
- нарушения правил сборки и эксплуатации подвески;
- превышения объема закачанной продавочной жидкости над расчетным,
- нарушения целостности обсадной колонны.

*Предупреждение аварий из-за неудачного цементирования.* Предупреждение перечисленных аварий обеспечивается целым рядом мероприятий как предшествующих цементированию обсадных колонн, так и осуществляемых непосредственно в процессе его проведения. Основными из них являются:

- подбор рецептур тампонажных растворов для конкретных скважин, при этом особое внимание обращается на совместимость тампонажного раствора с буферной жидкостью;
- время начала схватывания цементного (тампонажного) раствора должно превышать время, необходимое для цементирования, в 1,5–2 раза;
- для наиболее полного замещения бурового раствора в затрубном пространстве цементным раствором необходимо, чтобы плотность последнего была больше плотности бурового раствора не менее чем на  $0,2 \text{ г/см}^3$ ;
- во время промывки и выравнивания раствора обсадная колонна должна находиться в подвешенном состоянии и периодически расхаживаться.



Параллельно с работой станции контроля цементирования (СКЦ) в процессе цементирования:

- контролируется заданная плотность тампонажного раствора (для чистых портландцементов отклонение  $\pm 0,08$  г/см<sup>3</sup>, для утяжеленных и облегченных смесей  $\pm 0,05$  г/см<sup>3</sup>) и давление нагнетания жидкостей в обсадную колонну по манометру на цементировочных агрегатах и блок-манифольде;
- ведется подсчет объема закачиваемой в скважину продавочной жидкости по тарированным емкостям цементировочных агрегатов;
- визуально контролируется характер циркуляции и при возникновении поглощения в скважине режим работ агрегатов корректируется.

Закачка и продавка тампонажного раствора производятся непрерывно. Хвостовики и секции обсадных колонн цементируются в подвешенном состоянии с целью избежания их изгиба. Разгрузка секции колонны и хвостовика на забой или на ранее опущенную часть обсадной колонны до окончания срока ОЗЦ запрещается.

Спуск хвостовиков и секций обсадных колонн осуществляется на разъединителях, обеспечивающих вращение верхней части бурильного инструмента во избежание его прихвата в открытом стволе скважины, при этом скорость спуска секции колонн не должна превышать расчетной. Скорости спуска обсадных труб и заполнение их промывочной жидкостью производится в сроки, указанные в плане работ на крепление.

В процессе спуска колонны ведется непрерывное наблюдение за характером вытеснения бурового раствора из скважины. В случае возникновения поглощения и падения уровня жидкости в затрубном пространстве необходимо непрерывно заполнять его буровым раствором. При применении обратных клапанов, не обеспечивающих самозаполнение колонны жидкостью, регулярно производится долив бурового раствора из расчета обеспечения четырехкратного запаса прочности колонны на смятие. Для предотвращения прихвата обсадной колонны в процессе заполнения ее жидкостью, восстановления циркуляции и промежуточных промывок колонну необходимо держать на весу и периодически расхаживать.

Во избежание смятия обсадных труб, гидроразрыва пластов, нарушения устойчивости стенок скважины, поглощения промывочной жидкости допустимая скорость спуска колонны определяется расчетным путем, а сам спуск производится равномерно. Спуск колонны до проектной глубины на величину последних одной-двух труб производится с промывкой. После окончания спуска обсадной колонны до проектной глубины скважина промывается, продолжительность промывки определяется технологической службой в зависимости от конкретных условий и указывается в плане работ на спуск колонны.

Процесс крепления скважин должен быть непрерывным во времени. В случае нарушения непрерывности выполнения технологических операций (например, значительный разрыв во времени между окончанием спус-

ка обсадной колонны и ее цементированием) осуществляются периодические промывки скважины. Периодичность и продолжительность промывок определяется заранее. Все организационные и технологические указания, относящиеся к проведению работ по подготовке и спуску обсадных колонн в один прием должны в полном объеме выполняться при секционном спуске и спуске потайных колонн (хвостовиков).

Верхний конец секции или потайной обсадной колонны размещается над зонами осложнений, интервалами зарезки вторых стволов, в устойчивых породах, не имеющих каверн и желобных выработок. Разгрузка секций колонны и хвостовика на забой или на ранее спущенную часть обсадной колонны до окончания срока ОЗЦ запрещается. Спуск хвостовиков и секций обсадных колонн, как правило, осуществляются на разъединителях, обеспечивающих вращение верхней части бурильного инструмента во избежание его прихвата в открытом стволе скважины. Бурильные трубы, на которых спускается секция, маркируются, промеряются, шаблонируются, проверяются дефектоскопом, спрессовываются на давление, в 1,5 раза превышающее максимальное давление при продавке. Вес труб фиксируется по индикатору веса.

*Неполностью затвердевший цементный раствор.* Механизм прихвата: когда долото входит в цементный раствор (рис. 5.21), который еще не



**Рис. 5.21. Прихват, вызванный незатвердевшим цементным раствором**

полностью затвердел, из-за моментальной водоотдачи гидроударная волна, идущая впереди долота, вытесняет воду из цементного раствора.

*Признаки:* потеря массы при спуске в скважину. Образцы поверхностного цементного раствора не затвердели.

*Возможные операции:* спуск в скважину после установки цементных пробок.

*Предупреждение:*

- использовать правильную консистенцию цементного раствора;
- проверить данные о перепаде температуры;
- начать промывать и проверять на схватывание верхнюю часть цементного раствора, гораздо выше возможной кровли цемента.

*Ликвидация* – поднять инструмент из скважины как можно быстрее. *Осыпи цементных блоков.* При работе с обсаженными колоннами большого диаметра (24", 30"), которые находятся на небольшой глубине,

существует опасность того, что большие куски цемента, отколовшиеся от башмака обсадной колонны, могут застрять у стенки скважины в процессе бурения (рис. 5.22).

*Возможные породы:* глины, сланцы, песчаники, расположенные близко к поверхности.

*Признаки:*

- цементный шлам в выбуренной породе;
- внезапные перегрузки во время подъема;
- неравномерные вращения во время бурения – циркуляция не дает эффекта.

*Предупреждение:*

- карманы колонн должны быть как можно короче;
- использовать более медленную скорость вращения, пока КНБК не пройдет эту часть;
- бурить ровной КНБК.

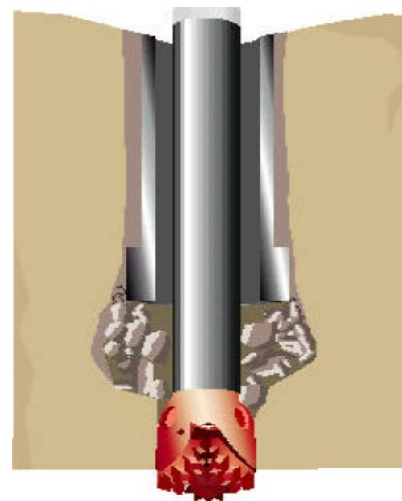
*Ликвидация:*

- выбить или освободить колонну труб по направлению вниз;
- разбить блоки при помощи резких ударов и вращения.

*Спуск обсадных колонн.* Категорически запрещается производить спуск колонны труб с посадкой. При появлении посадок спуск следует приостановить, инструмент из зоны затяжек поднять не менее чем на длину ведущей трубы, затем интервал посадок и затяжек тщательно проработать.

Ствол скважины необходимо периодически шаблонировать. Не допускается пребывание долота ниже места предыдущих проработок более 36–40 час. По истечении этого времени необходимо приподнять инструмент на 100–500 м и проработать интервалы замеченных затяжек и посадок. В осложненных стволах такие операции надо повторять чаще, исходя из данных, определенных опытным путем. В интервалах затяжек и посадок скорости спуска и подъема ограничиваются. При возникновении прихвата в процессе спуска бурильщик обязан:

- расхаживать бурильную колонну натяжкой и проворачивать ротором с допустимыми нагрузками (не менее 4–5 раз);
- по возможности восстановить циркуляцию и промыть скважину при периодическом расхаживании через 15–20 мин с нагрузками в пределах от собственного веса (100–150 кН) сверх веса колонны труб (запрещается освобождать инструмент путем расхаживания и вращения его с разгрузкой).



**Рис. 5.22. Прихват, вызванный осыпью цементных блоков**

При заклинивании колонны во время подъема бурильщик обязан:

- немедленно разгрузить колонну бурильных труб на 200–300 кН и попытаться пропустить инструмент вниз (повторить операцию 4–5 раз);
- проворачивать инструмент ротором с помощью ведущей трубы или клинового захвата при разгруженном на 30–50 кН инструменте, исключить проскальзывание труб в клиновом захвате;
- по возможности восстановить циркуляцию и повторить действия по предыдущим пунктам. Запрещается освобождать инструмент расхаживанием его натяжкой сверх собственного веса.

*Качество цементирования.* Подбор рецептуры тампонажного раствора необходимо производить за 5 суток до цементирования. В лаборатории должно быть проверено отсутствие отрицательного воздействия буферной жидкости на тампонажный и буровой растворы. Потребное количество тампонажного материала для цементирования обсадной колонны следует определять с учетом коэффициента сжимаемости смесей.

*Таблица 5.4*

#### **Неблагоприятные факторы, влияющие на цементирование**

<b>Результат некачественного цементирования</b>	<b>Факторы, способствующие некачественному цементированию</b>
Неверно пробуренная скважина	Малый внутренний диаметр, резкие изменения направления, размывы, неустойчивость ствола, неправильный выбор места установки колонны
Неудовлетворительный раствор	Высокие значения СНС и предела текучести, высокая водоотдача, толстая фильтрационная корка, высокое содержание твердой фазы, совместимость раствора / цемента
Поглощение	Зоны поглощения не изолированы перед цементированием. Избыточное давление циркуляции в кольцевом пространстве вызывает поглощение цементного раствора. Скребки удаляют материалы для борьбы с поглощением
Аномально высокое давление	Усложняет процесс бурения скважин. Использование труб большего диаметра уменьшает зазор между колонной и стенками скважины; цементный раствор высокой плотности требует большего регулирования свойств; движение труб затруднено; проблемы при спуске хвостовика
Аномально низкое давление	Дифференциальный прихват, поглощение цементного фильтрата, цементный раствор низкой плотности, пониженная прочность цемента
Водочувствительные пласты	Пески с присутствием глин, чувствительных к фильтрату пресной воды; образование водного барьера в зонах, содержащих сухой газ
Высокая температура	Застудневание раствора (желатинизация); моментальное схватывание цементного раствора без замедлителя; проблемы растяжения/сжатия колонны; ограничение скважинного инструмента; снижение прочности цемента

Руководство по успешному цементированию:

- 1) привести БР в состояние, требуемое для стабилизации ствола скважины и достижения оптимальных, но безопасных значений реологии;
- 2) непрерывно расхаживать колонну во время регулирования свойств раствора и цементирования;
- 3) перед цементированием закачать необходимое количество буферной жидкости;
- 4) использовать необходимое количество центраторов для центрирования обсадной колонны;
- 5) правильно рассчитать реологию цементного раствора;
- 6) большая подача насосов при замещении улучшает качество замещения цементным раствором. Пластовые условия определяют величину давления при цементировании;
- 7) предотвращать загрязнение цемента/бурового раствора;
- 8) знать ограничения давления во избежание разрыва пласта.

Методы оценки цементирования:

1. Испытание башмака под давлением.
2. Температурные исследования.
3. Получение цементограмм.
4. Исследования с помощью изотопов.
5. Испытание на приток.

Относительная прочность осадочных пород определяется давлением вышележащей толщи, давлением цементации, пластовым давлением и прочностью породы (самый низкий предел прочности при сжатии и при разрыве имеет песчаник).

Цементировочная головка должна быть опрессована на 1,5 ожидаемое максимальное давление, которое ожидается при цементировании, в нее должна быть вставлена верхняя разделительная пробка. Запрещается цементирование скважины при наличии признаков ГНВП или поглощения БР до их ликвидации. Если при цементировании обсадной колонны возникнут признаки ГНВП, то процесс цементирования следует продолжить с регулированием противодействия в заколонном пространстве с помощью ПВО.

### **5.10. Особенности бурения скважин в условиях сероводородной агрессии**

На многих нефтегазовых месторождениях в составе нефти и газа содержится сероводород. Очень часто пласты с нефтью и газом, содержащие сероводород, являются с АВПД. Сероводородная агрессия особенно проявляется при бурении глубоких скважин (более 4000 м) на месторождениях нефти и газа с содержанием сероводорода до 25–30 % (например, Тенгизское нефтяное месторождение в Прикаспийской впадине).

Сероводород очень опасен для человека. При концентрации даже

1 мг/л возможна смерть от паралича дыхательного центра. Сероводород легко воспламеняется, а в смеси с воздухом взрывается. Температура воспламенения – 290 °С. Сероводород тяжелее воздуха, его плотность составляет 1,17 г/см<sup>3</sup>. Способность сероводорода образовывать скопления приводит к взрывоопасной концентрации, поэтому при проявлениях сероводорода возможны взрывы и пожары.

При бурении скважин, когда вскрываются пласты с сероводородом, должны соблюдаться жесткие требования по технике безопасности. В условиях сероводородной агрессии могут возникнуть следующие осложнения:

- разрушение бурильных, обсадных труб и устьевого оборудования в результате коррозионного растрескивания;
- ухудшение свойств буровых растворов – увеличение водоотдачи, образование высокопроницаемой фильтрационной корки;
- при рН (кислотности) бурового раствора, близкой к 7 в случае обильного поступления в скважину сероводорода, образуются густые липкие сгустки, что может привести к прихвату бурильного инструмента.

Во время вскрытия пластов, содержащих сероводород, необходимо вести постоянное наблюдение за концентрацией сероводорода в целях предупреждения отравления людей. Самый простой способ определения концентрации – с помощью индикаторной бумаги, которая изменяет цвет при увеличении концентрации сероводорода. Для количественного определения содержания сероводорода пользуются газоанализаторами.

При бурении скважин в условиях сероводородной агрессии необходимо использовать:

- 1) химически ингибированные тампонажные цементы. В тампонажную смесь включают компоненты, препятствующие проникновению в цементный камень агрессивного агента;
- 2) бурильные, обсадные трубы и устьевое оборудование использовать из специальных сталей, стойких к наличию сероводорода;
- 3) водородный показатель кислотности бурового раствора рН поддерживать более 9;
- 4) в раствор добавлять ингибиторы коррозии, способные связывать серу в соединения, труднорастворимые в воде.

## **6. Осложнения при бурении скважин в многолетнемерзлых породах**

*Мерзлыми породами* называются такие породы, которые имеют нулевую или отрицательную температуру, и в которых хотя бы часть воды замерзла. Многолетнемерзлые породы (ММП) – это породы, находящиеся в мерзлом состоянии в течение многих лет. В верхней части геологическо-

го разреза многих северных районов страны залегает толща многолетнемерзлых пород; мощность этой толщи иногда достигает 500 м и более. В состав ее могут входить как хорошо связанные прочные породы (известняки, песчаники и т. п.), так и породы несвязанные (пески, галечники и т. п.), единственным цементирующим материалом для которых является лед.

При бурении в толще многолетнемерзлых пород возникают следующие осложнения:

1) интенсивное кавернообразование ( $K_k > 1,5$ ) в интервалах залегания ММП и низкотемпературных талых пород (НТП), осыпи, обвалы пород, приводящие к прихвату, слому бурильного инструмента; размыв, провалы фундамента под буровой установкой в результате протаивания мерзлых пород, прилегающих к поверхности;

2) протаивание, размыв ММП за направлением, кондуктором, проникновение БР в затрубное пространство, в том числе соседних близко расположенных скважин при бурении с поглощением БР, с частичной или полной потерей его циркуляции в стволе, грифонообразовании;

3) недопуск обсадных колонн до проектной глубины, неподъем цемента за направлением, кондуктором, разгерметизация резьбовых соединений, смятие обсадных колонн, насосно-компрессорных труб в случае обратного промерзания при длительных простоях, консервации скважин;

4) примерзание спускаемых обсадных колонн к стенке скважины в интервале залегания ММП в зимний период;

5) выбросы БР, воды, газа из-за наличия зажатых между мерзлых вод и пропластов гидратов.

Эксплуатационная колонна в интервалах залегания ММП должна состоять из труб, выдерживающих давления, которые возникают при обратном промерзании затрубных и межтрубных пространств. При использовании труб меньшей прочности должны осуществляться специальные мероприятия (управляемое замораживание затрубного пространства, периодические прогревы и др.), предотвращающие смятие колонн и нарушение резьбовых соединений при обратном промерзании.

Основным способом предотвращения осложнений при бурении в ММП является сохранение отрицательной температуры стенок скважины. Для этой цели применяют различные буровые среды: от охлажденного воздуха и БР до устойчивой пены. При использовании БР на водной основе приходится также решать проблему предупреждения замерзания раствора при длительном прекращении промывки.

После разбуривания всей толщи ММП ствол скважины закрепляют обсадной колонной, башмак которой устанавливают на 50 м ниже глубины промерзания. При цементировании следует подбирать цементы с низкой температурой гидратации, низкой теплопроводностью и высокой скоростью выделения тепла при гидратации. В газовых и газоконденсатных скважинах *кольцевое пространство* между кондуктором и стенками ствола скважины *рекомендуется герметизировать с помощью пакера*, устанавли-

ваемого в 10–20 м от башмака. Это позволяет предотвратить прорыв в за- колонное пространство и образование грифонов вокруг устья скважин, что часто наблюдается при растеплении мерзлых пород.

Учитывая, что зона ММП, как правило, состоит из рыхлых и неустойчивых пород, большое значение имеет продолжительность бурения под кондуктор, которая должна составлять не более 3 суток. За это время при применении качественного глинистого раствора с температурой не выше 50 °С осложнений, как правило, не бывает, и спуск колонны происходит нормально. Если же продолжительность бурения по каким-либо причинам увеличивается до 4–5 суток и более, то возникают обвалы и необходимость в многократных проработках.

В мерзлых породах различают три вида криогенной текстуры: массивную, в которой кристаллы льда заполняют поровое пространство; слоистую, когда лед в виде ориентированных в одном направлении линз и прослоек участвует в формировании мерзлой породы; сетчатую, когда линзы и жилы льда ориентированы беспорядочно.

В составе мерзлой породы может находиться незамерзающая поровая вода с различной степенью минерализации. Количество этой воды зависит от температуры и вещественного состава. Считают, что тонкодисперсные мерзлые глины могут содержать незамерзшую воду даже при температуре минус 100 °С.

Одной из основных характеристик ММП, от которой зависит степень осложненности условий при сооружении скважин, является их льдистость. *Льдистость* – отношение веса льда к весу сухой породы. Она уменьшается с глубиной, а в верхней части разреза в ряде случаев доходит до 60 %. Известны случаи вскрытия скважиной пластовых залежей льда мощностью до 20 м. При высокой льдистости в случае протаивания породы часть порового пространства освобождается, что способствует обрушению стенок скважины. С другой стороны, при низкой льдистости теплоемкость пород невелика, и поэтому при тепловом воздействии они разрушаются быстрее. Наиболее полно мерзлую породу характеризует избыточная льдистость, т. е. содержание льда в объеме, превышающем пористость. Если избыточная льдистость близка к нулю, то частицы пород плотно прилегают друг к другу, и несущую способность обеспечивает скелет породы. Протаивание в этом случае почти не приводит к осложнениям при бурении.

При бурении в интервалах распространения ММП в результате совместного физико-химического воздействия и эрозии на стенки скважины, сцементированные льдом, песчано-глинистые отложения разрушаются и легко размываются потоком БР. Это приводит к интенсивному кавернообразованию и связанным с ним обвалам и осыпям горных пород.

Наиболее интенсивно разрушаются породы с низким показателем льдистости и слабоуплотненные породы. Теплоемкость таких пород невысокая, и поэтому их разрушение происходит существенно быстрее, чем пород с высокой льдистостью.



Среди мерзлых пород встречаются пропластки талых пород, многие из которых склонны к поглощениям БР при давлениях, незначительно превышающих гидростатическое давление столба воды в скважине. Поглощения в таких пластах бывают весьма интенсивными и требуют специальных мероприятий для их предупреждения или ликвидации.

В интервале распространения ММП трудно обеспечить цементирование и крепление ствола вследствие создания застойных зон БР в больших кавернах, откуда его невозможно вытеснить тампонажным раствором. Цементирование зачастую одностороннее, а цементное кольцо несплошное. Это порождает благоприятные условия для межпластовых перетоков и образования грифонов, для смятия колонн при обратном промерзании пород в случае длительных простоев скважины.

Температура ММП колеблется в пределах от 0 до  $-10$  °С. При низких температурах протаивание ММП, естественно, меньше, и кавернообразование в них меньше при прочих равных условиях. В то же время при низких температурах значительно быстрее проходит процесс обратного промерзания талых пород. В результате в стволе скважины при длительных остановках образуются ледяные пробки, а если в скважине находится колонна бурильных труб, то она примерзает к стенкам ствола, т. е. происходит прихват. Вместе с тем следует учесть, что промерзание пород происходит в 3–5 раз медленнее, чем их протаивание.

При охлаждении льда, находящегося в замкнутом объеме, на 1 °С давление повышается на 13,43 МПа. Следовательно, чем ниже температура ММП, тем большие усилия действуют на колонну обсадных труб при обратном промерзании пород. Это может привести к смятию и поломке колонн.

Любые горные породы, находящиеся на соответствующей глубине, могут быть многолетнемерзлыми, но только несвязные или со слабыми минеральными связями (пески, супеси) легко разрушаются при бурении с образованием каверн. Глинистые породы, а тем более породы с минеральными связями, имеющие отрицательную температуру, в процессе бурения остаются устойчивыми, ствол скважины сохраняет номинальный диаметр, а осложнения маловероятны.

Из-за наличия в открытом стволе скважины БР, а в ММП – поровой жидкости с определенной степенью минерализации наступает процесс самопроизвольного выравнивания концентраций под действием осмотического давления. В результате этого может происходить разрушение мерзлой породы. Если БР будет иметь повышенную по сравнению с поровой водой концентрацию какой-нибудь растворенной соли, то на границе лед – жидкость начнутся фазовые превращения, связанные с понижением температуры плавления льда, т. е. начнется процесс его разрушения. Так как устойчивость стенки скважины зависит в основном от льда как цементирующего породу вещества, то в этих условиях устойчивость ММП, слагающих стенку скважины, будет потеряна, что может явиться причиной

осыпей, обвалов, образования каверн и шламовых пробок, посадок и затяжек при СПО, остановок спускаемых в скважину обсадных колонн, поглощений.

Если степени минерализации БР и поровой воды ММП одинаковы, то система «скважина – порода» будет находиться в изотоническом равновесии и разрушение ММП под физико-химическим воздействием маловероятно.

С увеличением степени минерализации БР возникают условия, при которых поровая вода с меньшей минерализацией будет перемещаться из породы в скважину. Из-за потерь иммобилизованной воды механическая прочность льда будет уменьшаться, лед может разрушиться, что приведет к образованию каверны в стволе бурящейся скважины. Этот процесс интенсифицируется эрозионным воздействием циркулирующего БР.

Отмечается, что с увеличением концентрации соли в омывающей лед жидкости разрушение льда интенсифицируется. На процесс разрушения льда оказывает влияние также длительность воздействия соленого БР.

Следовательно, чтобы свести к минимуму отрицательное влияние физико-химических процессов на состояние ствола бурящейся в ММП скважины, необходимо, в первую очередь, обеспечить равновесную концентрацию на стенке скважины компонентов БР и внутриводной жидкости в ММП.

Для исключения физико-химических процессов необходимо обеспечить одинаковую минерализацию БР и поровой воды ММП. Однако добиться этого трудно, поэтому чаще используются растворы, создающие на стенках скважины малопроницаемую пленку. *Так, например, при замене промывки скважины соленой водой на глинистый раствор высокой вязкости той же концентрации соли интенсивность разрушения льда снижается в несколько раз.*

Для предупреждения кавернообразования, разрушения устьевой зоны, осыпей и обвалов при бурении скважин в ММП БР должен отвечать следующим основным требованиям:

- обладать низким показателем фильтрации;
- содержать количество солей, равновесное с жидкостью в ММП;
- обладать способностью создавать на поверхности льда в ММП плотную, непроницаемую пленку;
- обладать низкой эрозионной способностью;
- иметь низкую удельную теплоемкость;
- образовывать фильтрат, не создающий с жидкостью породы истинных растворов;
- быть гидрофобным к поверхности льда.

Бурящаяся скважина вступает с окружающими мерзлыми породами не только в физико-химическое взаимодействие. Чаще наиболее мощным

фактором, влияющим на устойчивость стенок ствола скважины в ММП, является тепловое воздействие скважинного флюида на состояние мерзлой породы.

Имеющий обычно положительную температуру БР расплавляет лед в примыкающих к скважине ММП, в результате чего связность частиц породы друг с другом нарушается, стенки скважины теряют устойчивость и разрушаются. Чем выше температура БР, тем интенсивнее процесс кавернообразования, осыпи, обвалы, поглощения при проходке ММП.

Однако даже при использовании таких систем, требующих значительного усложнения техники и технологии буровых работ, процесс кавернообразования наблюдается при положительных температурах в циркуляционном потоке, особенно при разбурировании песчаников, сцементированных льдом. Поэтому, наряду с применением систем, не растворяющих лед, для предотвращения разрушения прискважинной зоны ММП необходимо регулировать в определенных пределах температуру используемого при бурении промывочного агента.

Бурение в ММП возможно с использованием в качестве очистного агента:

- бурового раствора с отрицательной температурой;
- охлажденного воздуха, азрированных жидкостей, пен;
- бурового раствора с положительной температурой, но с применением специальных технологий.

В первом случае могут быть использованы растворы как на углеводородной, так и на водной основе. В качестве противоморозных добавок в водные растворы вводятся электролиты:  $\text{NaCl}$ ,  $\text{KCl}$ ,  $\text{CaCl}_2$ ,  $\text{Na}_2\text{Br}_4\text{O}_7$ ,  $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ,  $\text{Na}_2\text{NO}_3$ . С повышением их концентрации температура замерзания раствора, естественно, снижается и может быть доведена до  $-16^\circ\text{C}$ . Однако при этом возрастает скорость растворения льда. Для получения требуемых свойств в раствор вводятся: глинопорошок, гипан, КМЦ или ПДА. Введение противоморозных добавок существенно снижает стабильность растворов, в результате происходит их разделение на твердую и жидкую фазы. Кроме того, в летнее время охлаждение раствора до отрицательных температур затруднено.

Наиболее благоприятны с точки зрения недопущения разрушения ММП пены, воздух, эмульсии и растворы на нефтяной основе. Такого рода БР незначительно отфильтровывают жидкость в поры породы, нейтральны по отношению ко льду, обладают пониженной теплоемкостью.

Азрированные жидкости и пены имеют ряд существенных преимуществ как промывочные агенты. При их применении гидростатическое давление в скважине мало, что приводит к возрастанию механической скорости бурения, повышает износостойкость долот. Введение в газожидкостную смесь ПАВ – ПАА, КМЦ, гипана, сульфонола, глинопорошка, смазывающих, противоморозных, ингибирующих добавок – позволяет получить буровые растворы с требуемыми свойствами и регулировать их в ши-

роких пределах. При замерзании аэрированных растворов и пен в кольцевом и межколонном пространствах разрушения колонн обсадных труб не происходит, так как растворы сохраняют ячеистую структуру, а примерзший буровой инструмент достаточно легко извлекается из скважины. При цементировании пена легко вытесняется из заколонного пространства, что повышает качество крепления скважин.

Сжатый воздух не замерзает при бурении в мерзлых породах, не отфильтровывает жидкость в поры мерзлоты, обладает низкой удельной теплоемкостью.

Необходимые для очистки скважины массовые расходы воздуха обычно в 15–25 раз, а теплоемкость в 4 раза меньше, чем для БР. Энтальпия воздуха при одной и той же начальной температуре в 60–100 раз меньше энтальпии промывочной жидкости. Это существенно уменьшает опасность осложнений, связанных с протаиванием мерзлых пород. Воздух значительно эффективнее солевого раствора, который, хотя и не замерзает в скважине, легко может нарушить естественное агрегатное состояние мерзлых пород.

Сжатый воздух, снижая опасность и остроту осложнений, связанных с протаиванием пород, не устраняет эти осложнения полностью. На выходе из компрессора он имеет повышенную температуру (70–80 °С), в результате чего отмечались случаи протаивания мерзлоты и возникали осложнения.

Газожидкостные системы (ГЖС), используемые при бурении как промывочные агенты, делятся на аэрированные жидкости и пены.

*Аэрацией* называется процесс насыщения жидкости воздухом, реже другими газами. При этом газообразная фаза рассматривается как дисперсная, а жидкая – как непрерывная дисперсионная среда.

Объемное соотношение газообразной  $V_G$  и жидкой  $V_J$  фаз называется степенью аэрации:  $\alpha = V_G/V_J$ . Для аэрированных промывочных жидкостей (АПЖ)  $\alpha < 60$ , для пен  $\alpha = 60–300$ .

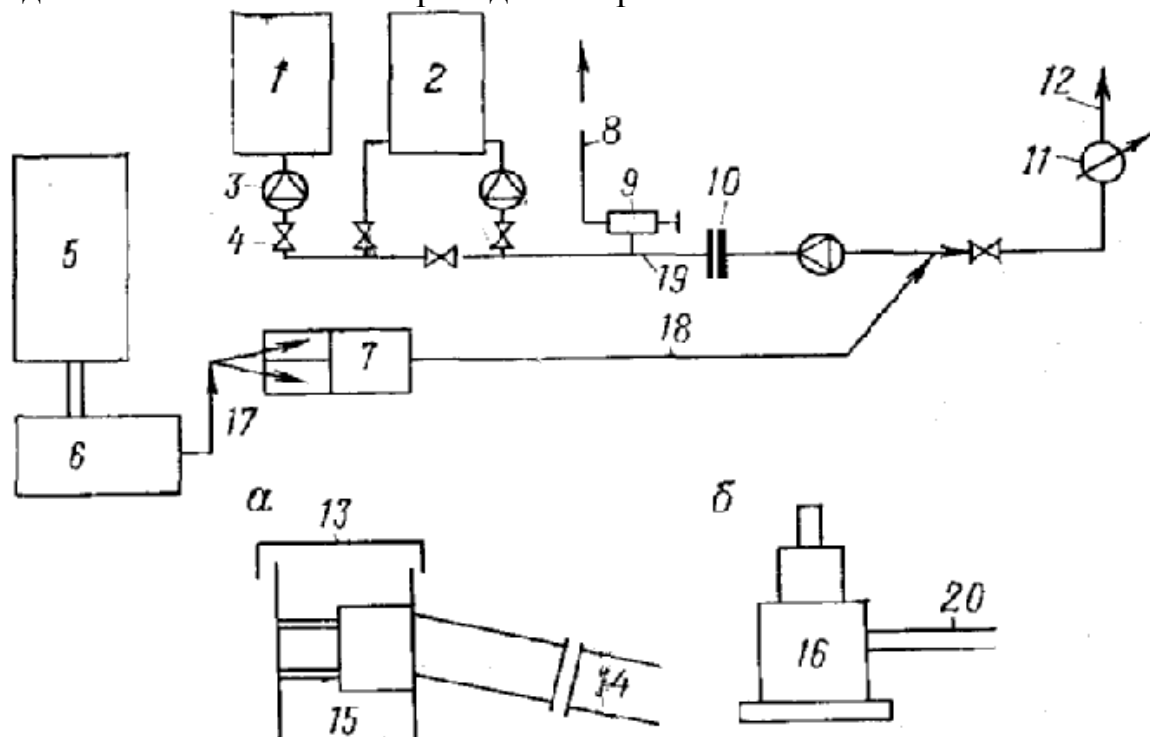
Химический способ приготовления ГЖС обеспечивает вспенивание (аэрацию) жидкости при обработке ее ПАВ-пенообразователями и перемешивании. Оптимальные добавки ПАВ-пенообразователей составляют 0,1–0,4 % к объему жидкой фазы.

Основным отличительным свойством АПЖ и пен является их низкая плотность. При атмосферном давлении плотность АПЖ может составлять 100–1000 кг/м<sup>3</sup>, пен – 50–100 кг/м<sup>3</sup>.

Пены – это многофазные дисперсные системы, где дисперсионной средой служит жидкость, а дисперсной фазой – газ, который составляет до 99 % объема системы. Пузырьки газа разделены тонкими пленками воды. В аэрированных жидкостях концентрация газа значительно ниже, его пузырьки, имеющие сферическую форму, не контактируют между собой. Существенные технологические преимущества систем «жидкость–газ»

обусловливаются следующим. Присутствие газовой фазы способствует снижению в широком диапазоне гидростатического давления столба БР, обеспечивает лучшие условия удаления из скважины шлама и т. д.

В настоящее время быстро распространяется применение пен, в результате чего резко сокращается число осложнений, особенно прихватов бурового инструмента при бурении скважин. Пены обладают высокой несущей и выносной способностью при малой скорости восходящего потока в затрубном пространстве – почти в 10 раз меньшей, чем при бурении скважин с продувкой сжатым воздухом. Схема расположения технических средств для использования пен приведена на рис. 6.1.



**Рис. 6.1.** Схема расположения технических средств для использования пен:  
 1 – обычный компрессор; 2 – дожимной компрессор; 3 – обратный клапан;  
 4 – задвижка; 5 – емкость для бурового раствора; 6 – насос для подачи глинистого раствора; 7 – дозирующий насос; 8 – линия для сброса воздуха;  
 9 – регулирующий штуцер; 10 – диаграмма дифференциального манометра;  
 11 – манометр; 12 – стояк; 13 – уплотнительная головка; 14, 20 – линия для сброса пен;  
 15 – направление или кондуктор; 16 – устьевое оборудование;  
 17 – направление движения бурового раствора и поверхностно активных веществ; 19 – направление движения воздуха

Успех проходки зон поглощений с пеной определяется кольматирующим эффектом, в десятки раз меньшим по сравнению с водой давлением столба пены на пласт. При использовании пен для проходки поглощающих пород расход глины сокращается в 5–6 раз, многократно снижается и расход воды, что имеет важное значение для районов Крайнего Севера, особенно в зимних условиях. Гидрофобность сухих пен позволяет использовать их для бурения в глинистых породах, способных к обруше-

нию при взаимодействии с водой. Применение пен обеспечивает минимальное загрязнение окружающей среды.

В последние годы в отечественной и зарубежной практике бурения скважин на нефть и газ для получения пен все чаще используется азот. Газ инертен, не горюч, содержание его в атмосфере 78 %. На буровые азот доставляют в сжиженном виде в специальных контейнерах. При его вводе в БР образуется пена. Содержание азота в растворе изменяют от 50 до 95 % в зависимости от решаемой технологической задачи. Для придания стабильности в состав пен вводят ПАВ. При вводе азота до 65 % БР имеет низкую вязкость, при 85 % и более пена с трудом закачивается в скважину насосом, при увеличении содержания азота выше 96 % образуется туман.

Такие системы позволяют успешно проходить зоны поглощений в трещиноватых и пористых породах, предотвращают обрушение пород и сокращают время на вызов притока из продуктивных пластов.

В целом применение в качестве очистных агентов жидкостей с отрицательной температурой, аэрированных жидкостей и пен практически не всегда возможно при бурении основной части ствола глубокой скважины, а замена раствора после проходки ММП приводит к существенному удорожанию работ. В связи с этим в подавляющем большинстве случаев бурение скважин на нефть и газ в ММП осуществляется с промывкой БР с положительной температурой.

БР с малым содержанием твердой фазы обязательно содержат флокулирующий реагент. В раствор с малым содержанием твердой фазы не рекомендуется вводить химические реагенты-пептизаторы. В отличие от них малоглинистые растворы содержат, кроме глины и воды, реагент-стабилизаторы, которые вводятся для контроля за водоотдачей. Эти растворы характеризуются быстрым изменением плотности, вязкости и других свойств в результате перехода в раствор частиц выбуренной породы. К малоглинистым растворам относят растворы с содержанием глины не более 5 %.

Использование растворов, содержащих только техническую воду и глину, в настоящее время нерационально. Такая система может быть рекомендована только для получения пресных промывочных жидкостей с применением высококачественного бентонитового порошка и в тех случаях, когда возникает необходимость контролировать вязкость и статическое напряжение сдвига.

Среди мерзлых пород встречаются пропластки талых пород, многие из которых склонны к поглощениям БР при давлениях, незначительно превышающих гидростатическое давление столба воды в скважине. Поглощения в такие пласты бывают весьма интенсивные и требуют специальных мероприятий для их предупреждения или ликвидации.

Для уменьшения времени контакта раствора с породой используются так называемые удлиненные направления, перекрывающие интервалы неустойчивых ММП сразу же после их вскрытия. Длина этих направлений

доходит до 200–300 м. Башмак их устанавливается в устойчивых глинистых породах. Этот метод хотя и усложняет конструкцию скважины, но существенно уменьшает кавернообразование.

Кроме нарушения устойчивости стенок скважины в ММП возможны и другие осложнения. К их числу относятся: низкое качество цементирования; провалы приустьевых площадок; разрыв и смятие колонн обсадных труб.

Низкое качество цементирования связано с тем, что в скважине образуются каверны большого размера. Цементный раствор при тампонировании не вытесняет полностью БР, а движется в виде «языка». В результате часть кольцевого пространства оказывается незацементированным, что в дальнейшем при бурении и эксплуатации скважины может привести к тяжелым последствиям (проседание колонн обсадных труб, заколонные проявления, провалы приустьевых площадок). Кроме того, на контакте ММП и цементного раствора может произойти его замерзание до начала схватывания, а при дальнейшем растеплении – нарушение герметичности колонн. Во избежание этих явлений необходимо исключить кавернообразование теми методами, которые указывались ранее, а также:

- затворять цемент при повышенной температуре воды;
- повысить температуру внутри колонны обсадных труб в период ОЗЦ путем циркуляции нагретой жидкости или другими методами;
- применять тампонажные смеси, выделяющие при схватывании тепло, достаточное для поддержания необходимой температуры;
- использовать тампонажные смеси, схватывающиеся при отрицательных температурах.

Неустойчивость приустьевых площадок проявляется в виде провалов вокруг устья скважины и перекоса оснований буровых установок. Первое явление связано с размывом направлений или кондукторов и образованием в результате этого каверн большого размера. Следовательно, для предотвращения провалов необходима установка башмаков колонн в глинистых породах и качественное цементирование. Перекос оснований буровых происходит в результате значительных нагрузок на грунт. Это приводит к растрескиванию ММП, по образовавшимся трещинам начинает циркулировать вода, происходит протаивание грунта, а затем проседание основания. Для предотвращения этого явления необходимо уменьшить удельную нагрузку на грунт путем увеличения площади основания.

Разрыв и смятие колонн обсадных труб происходит при обратном промерзании пород. Как показывает практика, при температуре ММП до  $-2\text{ }^{\circ}\text{C}$  и наличии двух колонн обсадных труб (кондуктор, эксплуатационная колонна) эти осложнения маловероятны. При более низких температурах необходимо использовать трубы с большей толщиной стенки и более высокой группой прочности материала.

Месторождение находится в зоне распространения многолетнемерзлых пород. В среднем толщина этой зоны составляет 450–480 м. Климат района работ арктический: суровая продолжительная зима, короткое прохладное лето. Среднегодовая температура воздуха отрицательная (–10, –11 °С).

*Бурение под термоизолирующее направление.* Бурение производится с БУ 3900/225 ЭКБМ с применением системы верхнего привода, направляющим долотом Ø 555 МЦВ с расширителем РШБ–915 МС и утяжеленной бурильной трубой УБТ–240. Бурение осуществляется с промывкой вязкоупругим буровым раствором, обработанным полиакриломидными реагентами, что обеспечит устойчивость ММП благодаря возможности связывания свободной воды и качественный вынос разбуренной горной породы. Углубление шурфа осуществляется на длину термокейса с учетом спуска его верхней части ниже уровня поверхности земли на 1, 2 м. Спуск термокейса осуществляется на допуском патрубке (из бурильной трубы) расчетной длины. Перед началом цементирования термокейс центрируется. Цементирование производится способом прямой заливки цементно-песчаной смесью (ЦПС) с добавлением ускорителей схватывания цементного раствора. Рецепт ЦПС подбирается лабораторным путем в условиях буровой.

После ОЗЦ (определяется по затвердеванию проб ЦПС) устье скважины оборудуется шурфовой шахтой согласно указанным размерам.

Термокейс представляет собой изолированную нефтепроводную трубу с внутренним диаметром 516 мм, длиной 21,17 м с внешней оболочкой из трубы 880 мм. Внешнее пространство сверху и снизу изолировано при помощи сварки кольцевыми накладками, внутренняя полость заполнена пенополиуританом. Термокейс спускается в скважину диаметром 1050 мм, цементируется на всю длину.

Сверху на термокейс установлен короб, изготовленный из железного листа толщиной 8 мм, короб с термокейсом обварен сплошным сварным швом. Верхняя часть термокейса развальцована для свободного прохождения долота и бурильного инструмента.

Территория вокруг термокейса засыпается песком и спланирована с уклоном к центру термокейса.

До начала бурения шурфа устье оборудуется шахтой размерами 1,5×2,0×1,2 м, стенки шахты крепятся листовым железом  $\delta=8$  мм или бетонируются. Внутри шахты устанавливается ВШН–150 для откачки бурового раствора при бурении шурфа и буровых сточных вод в процессе строительства скважины.



## Заключение

Современный специалист по бурению нефтяных и газовых скважин должен обладать знаниями и умениями успешно, безаварийно бурить скважину в осложненных горно-технологических условиях. При этом руководствоваться тем, что при соблюдении технологических требований и условий технического проекта все осложнения преодолимы известными приемами и методами. Мировой опыт последних лет показывает, что практически все скважины в той или иной степени осложнены технологической несовместимостью отдельных интервалов бурения. Поэтому эффективность бурения скважины, в первую очередь, зависит от своевременного применения мероприятий по предупреждению возможных осложнений. Аварийную ситуацию легче предупредить, чем потом ликвидировать.

В данном учебном пособии рассмотрены технологические основы причин возникновения, предупреждения и ликвидации осложнений при бурении нефтяных и газовых скважин. В процессе изучения дисциплины студенты должны получить знания, необходимые для расчета и выбора режимных параметров при бурении, промывке и креплении и возникающих при этом давлений в скважине, от которых во многом зависит степень осложненности процесса бурения и эффективность приемов для преодоления осложнений.

## Список рекомендуемой литературы

1. Байраков М.Н. Предупреждение и ликвидация поглощений при вскрытии нефтегазоносных отложений большой толщи : метод. разработки УНИ. Уфа, 1988.
2. Басарыгин Ю.М. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации : спр. пособие : в 6 т. / Ю.М. Басарыгин, В.Ф. Будников, А.И. Булатов. М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2001.
3. Басарыгин Ю.М. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин : учебник для вузов / Ю.М. Басарыгин, А.И. Булатов, Ю.М. Проселков. М. : ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000.
4. Винниченко В.М. Предупреждение и ликвидация осложнений и аварий при бурении разведочных скважин / В.М. Винниченко, А.Е. Гончаров, Н.Н. Максименко. М. : Недра, 1991.
5. Гоинс У.К. Предотвращение выбросов : пер. с англ. / У.К. Гоинс, Р. Шеффилд. М. : Недра, 1987.
6. Долгов С.В. Методы проведения ремонтных работ в скважинах с использованием пен и газообразных агентов. М. : Недра, 1997.
7. Иванов В.М. Предупреждение аварий при бурении глубоких скважин на нефть и газ : учеб. пособие. 2-е изд. М. : Учеб.-метод. кабинет МПР РФ, 1998.

8. Инструкция по предупреждению и ликвидации газонефтепроявлений при строительстве и ремонте скважин. М. : Изд-во ОАО «Газпром», 2000.
9. Инструкция по предупреждению и ликвидации осложнений, вызванных желобными выработками в скважинах. Краснодар : ВНИИКР-нефть, 1975.
10. Иогансен К.В. Спутник буровика : справочник. 3-е изд., перераб. и доп. М. : Недра, 1990.
11. Крылов В.И. Изоляция поглощающих пластов в глубоких скважинах. М. : Недра, 1984.
12. Леонов Е.Г. Гидроаэромеханика в бурении : учебник для вузов / Е.Г. Леонов, В.И. Исаев. М. : Недра, 1987.
13. Муравенко В.А. Оборудование противовыбросовое : обзор технических сведений / В.А. Муравенко, А.Д. Муравенко, В.А. Муравенко. Ижевск : Изд-во ИжГТУ, 2005.
14. Нифонтов Ю.А. Ремонт нефтяных и газовых скважин : справочник : в 2 ч. / Ю.А. Нифонтов, И.И. Клещенко. СПб., 2005.
15. Овчинников В.П. и др. Специальные тампонажные материалы для низкотемпературных скважин. М. : Недра, 2002.
16. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. ПБ 08-624-03. СПб. : Изд-во ООО «БиС», 2003.
17. Пустовойтенко И.П. Краткий справочник мастера по сложным буровым работам. 3-е изд., перераб. и доп. / И.П. Пустовойтенко, А.П. Сельващук. М. : Недра, 1983.
18. Пустовойтенко И.П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. М. : Недра, 1988.
19. РД 39-2-803-82. Инструкция по раннему обнаружению газонефтеводопроявлений и их предупреждению. Краснодар : ВНИИКР-нефть, 1983.
20. РД 39-2-959-83. Руководство по предупреждению аварий при бурении скважин. М. : МНП, 1986.
21. РД 41-21-37-91. Методы предупреждения и изоляции поглощений нагнетанием смесей и гидромониторной обработки. Новосибирск, 1991.
22. РД 41-21-39-91. Инструкция по технологии гидроимпульсной изоляции трещинных пород. Новосибирск, 1991.
23. Рекомендации по применению контролируемых способов изоляции поглощающих пластов в условиях равенства давления в системе скважина – пласт. Волгоград : Изд-во ЗАО «ВолгоградНИПИнефть», 1982.
24. Самотой А.К. Предупреждение и ликвидация прихватов труб при бурении скважин. М. : Недра, 1979.
25. Семенов Н.Я. Инструкция по выбору способа изоляции поглощающих, водопроявляющих и взаимодействующих пластов. Уфа, 2001.

26. Справочник бурового мастера : учеб.-практ. пособие : в 2 т. / под общ. ред. В.П. Овчинникова, С.И. Грачева, А.А. Фролова. М. : Инфра-Инженерия, 2006.

27. Шахмаев З. Технология бурения скважин в осложненных условиях / З. Шахмаев, В. Рахматуллин. Уфа : Китап, 1994.

28. Элияшевский И.В. Типовые задачи и расчеты в бурении : учеб. пособие для техникумов. 2-е изд., перераб. и доп. / И.В. Элияшевский, М.Н. Сторонский, Я.М. Орсуляк. М. : Недра, 1982.

29. Ясов В.Г. Осложнения в бурении : спр. пособие / В.Г. Ясов, М.А. Мыслюк. М. : Недра, 1991.

## Глоссарий

**Аномально высокое/низкое пластовое давление флюида (АВПД/АНПД).** В замкнутых продуктивных пластах, т. е. в пластах, не имеющих гидродинамической связи с окружающими породами, пластовое давление может стать больше первоначального – нормального. Степень этой аномальности оценивается *коэффициентом аномальности пластового давления*  $K_a$ , равным отношению фактического пластового давления к нормальному. При  $K_a = 1,2$  имеем АВПД, при  $K_a = 0,8$  – АНПД.

Горному давлению пород противодействует как давление пластовой жидкости в порах, так и механический сдвиг на контакте зерен. По мере вытеснения жидкости из порового пространства погребенной породы происходит уплотнение породы и снижение ее пористости. Такой процесс происходит при контакте глинистых пород с мощными сообщающимися коллекторами (песчаниками, алевролитами и др.). Давление в коллекторах приближается к гидростатическому, условно называемому нормальным.

Если мощная глинистая толща содержит коллекторы ограниченного объема, происходит неполное вытеснение жидкости из глин, что ведет к повышению их пористости и вызывает возникновение аномально высоких поровых давлений.

Создание АВПД возможно также и за счет тектонических усилий, которые сопровождаются поднятием и взбросом блоков или прогибов бассейнов, что ведет к изоляции отдельных участков земной коры от нормальных путей миграции.

Методики прогнозирования АВПД базируются на том представлении, что под влиянием геостатического давления глины, уплотняясь, отдают связную воду, и их пористость с глубиной уменьшается по экспоненциальному закону:

$$K_n = K_o \cdot e^{-\beta \cdot P_z}$$

где  $K_n$  и  $K_o$  – пористость глин на заданной глубине и на поверхности;

$\beta$  – константа, характеризующая степень уплотнения глин с глубиной;

$$P_{\text{э}} - \text{эффективное давление, } P_{\text{э}} = P_z - P_{\text{пор}}.$$

Здесь  $P_z = \rho_n \cdot g \cdot H$  – геостатическое давление;

$\rho_n$  – средняя плотность пород по разрезу;

$P_{\text{пор}} = \rho_v \cdot g \cdot H$  – поровое давление;

$\rho_v$  – средняя плотность воды по разрезу.

$$P_{\text{э}} = (\rho_n - \rho_v) \cdot g \cdot H.$$

$$L_n K_n = L_n K_o - \beta \cdot P_{\text{э}} = L_n K_o - \beta \cdot H \cdot g \cdot (\rho_n - \rho_v),$$

так как  $\beta \cdot H \cdot g \cdot (\rho_n - \rho_v) = \text{const}$ , обозначим ее  $A$  и получим

$$L_n K_n = L_n K_o - A \cdot H.$$

Из этого следует, что при нормальном уплотнении глин между величиной  $L_n K_n$  и глубиной их залегания существует практически прямолинейная зависимость.

Наличие в породе АВПД приводит к некоторой разгрузке скелета, снижению  $P_{\text{э}}$  и увеличению  $K_n$ . В результате зависимость  $L_n K_n = f(H)$  в зоне АВПД отклоняется от линейной. Именно это явление и легло в основу различных методик прогнозирования зон АВПД и количественной оценки давлений в пласте.

Одной из признанных методик является метод Ds-экспоненты (Dexp), разработанный Американским нефтяным институтом. В несколько измененном виде он вошел в РД 39-0147-009-723-88 и определяется следующим образом:

$$D_{\text{exp}} = \frac{\rho_o}{\rho_{\text{э}}} \cdot \frac{Lg\left(\frac{V_{\text{мех}}}{196.8 \cdot n_p}\right)}{Lg\left(\frac{0.01489 \cdot W_d}{D_{\text{дол}}}\right)}$$

где  $\rho_o$  – средневзвешенная плотность пластовых вод (принимается равной 1,05 г/см<sup>3</sup>);

$\rho_{\text{э}}$  – эквивалентная плотность бурового раствора в процессе циркуляции с учетом потерь давления в кольцевом пространстве, г/см<sup>3</sup>.

Приближенно эквивалентную плотность можно определить по следующей формуле:

$$\rho_{\text{э}} = \frac{0,1 \cdot \rho_p \cdot H + 0,2 \cdot P_{\text{вх}}}{0,1 \cdot H},$$

где  $H$  – глубина скважины, м;

$P_{\text{вх}}$  – давление нагнетания, кГ/см<sup>2</sup>;

$V_{\text{мех}}$  – механическая скорость бурения, м/ч;

$W_d$  – нагрузка на долото, т;

$D_{\text{дол}}$  – диаметр долота, мм.

При подходе к пласту-коллектору с АВПД в глинистой покрышке будет существовать зона разуплотнения (так называемая переходная зона). Мощность переходной зоны иногда достигает более 100 м. Напряженность

пород здесь понижена, а буримость повышена. Показатель  $D_{exp}$  резко начнет уменьшаться. За счет увеличения пористости глин плотность их в переходной зоне также понижена.

Определив плотность глин и величину  $D_{exp}$ , можно количественно оценить величину порового давления:

$$P_{пор} = \frac{G \cdot H}{10},$$

где  $G$  – градиент  $P_{пор}$ , кг/см<sup>2</sup>/м;

$H$  – заданная глубина, м.

При этом

$$G = \rho_{гил} - (\rho_{гил} - \rho_p) \cdot \left(\frac{D_{exp}}{B}\right)^{1,5},$$

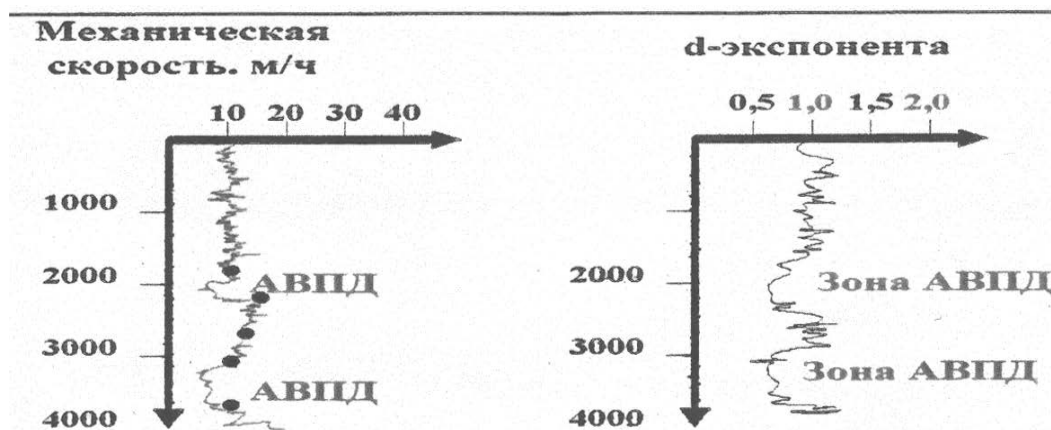
здесь  $\rho_{гил}$  – плотность глин на рассматриваемой глубине, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_p$  – плотность раствора, г/см<sup>3</sup>;

$$B = \frac{Lg\left(\frac{V_M}{196,8 \cdot K \cdot n}\right)}{Lg\left(\frac{0,01489 \cdot W \cdot d}{D \cdot \delta}\right)}; \quad K = 0,268 + 0,732 \cdot e^{-0,033 \cdot q};$$

$$q = 0,1 \cdot (\rho_p - 1,05) \cdot H.$$

Обычно значения  $d$ -экспоненты изменяются от 0,5 до 2,5. При этом аномально высокое давление на графике отмечается отклонением ее значений в сторону уменьшения.



**Аэрация** – процесс насыщения жидкости воздухом, реже другими газами. Объемное соотношение газообразной  $V_G$  и жидкой  $V_J$  фаз называется степенью аэрации, а именно:  $\alpha = V_G/V_J$ .

Для АПЖ  $\alpha < 60$ , для пен  $\alpha = 60-300$ .

**Выбросы** – аperiodическое выбрасывание жидкости или газожидкостной смеси на значительную высоту за счет энергии расширяющегося газа.

**Выпучивание стенок скважины** – это нарушение устойчивости скважины вследствие выпирания породы в горную выработку без заметных нарушений ее целостности. На величину упругой деформации при яв-

лениях выпучивания главное действие оказывает литологический состав пород и их физико-механические свойства.

**Газ** – это агрегатное состояние вещества, при котором ионы, молекулы, атомы имеют кинетическую энергию теплового движения намного большую, чем потенциальная энергия их взаимодействия, в результате чего они занимают равномерно все предоставленное им пространство.

Газы, добываемые из нефтегазовых залежей вместе с нефтью, называют *нефтяными газами*. Компонентами природного газа являются углеводороды парафинового ряда: метан, этан, пропан, изобутан, а также неуглеводородные газы: сероводород, углекислый газ, азот. Самый легкий из всех углеводородов – метан. В газах, добываемых из нефтяных и газовых месторождений, метана содержится от 40 до 95 %. Одной из основных характеристик углеводородных газов является относительная плотность, под которой понимают отклонение массы объема данного газа к массе такого же объема воздуха при нормальных условиях. Относительная плотность нефтяных газов колеблется от 0,554 для метана до 2,49 для пентана и выше. Чем больше в нефтяном газе легких углеводородов – метана ( $\text{CH}_4$ ) и этана ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), относительная плотность которых 1,038, – тем легче этот газ. При нормальных условиях метан и этан находятся в газообразном состоянии. Следующие за ними по относительной плотности пропан ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ) – 1,522 и бутан ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ) – 2,006 также относятся к газам, но легко переходят в жидкость даже при небольших давлениях.

**Газовый фактор** – объемное количество газа в кубическом метре (при нормальных условиях), получаемое при сепарации нефти, приходящееся на 1 м<sup>3</sup> (или 1 т) дегазированной нефти.

**Газогидратные залежи** – это залежи, содержащие газ, находящийся частично или полностью в гидратном состоянии (в зависимости от термодинамических условий и стадии формирования).

**Газоглинистая смесь** – это смесь для ликвидации поглощений путем создания в каналах пласта глинистых тампонов, насыщенных газом; заключается в том, что в зону поглощения вводят буровой раствор с добавкой карбонатов (молотого мела, известняка) и водного раствора сернокислого алюминия.

**Газоконденсат** – это смесь жидких углеводородов ( $\text{C}_5\text{H}_{12}$  + высшие) и газов, в которых доля конденсата колеблется от 5–10 до 500–1000 г/м<sup>3</sup>, а основным содержанием газовой составляющей является метан (70–95%),  $\text{CO}_2$ ,  $\text{N}_2$  (до 7%),  $\text{H}_2\text{S}$  (до 30%). Конденсатом называют жидкую углеводородную фазу, выделяющуюся из газа при снижении давления. В пластовых условиях конденсат обычно весь растворен в газе. Различают конденсат сырой и стабильный.

**Геофизические методы** исследования проницаемых пластов связаны с остановкой бурения и спуском в скважину на специальном кабеле геофизических приборов, показания которых регистрируются на поверхности. К

этим методам относятся: кавернометрия ствола скважины; радиоактивный каротаж; акустический каротаж; микрокаротаж (каротаж пористости); электрический каротаж; термометрия и резистивиметрия; глубинное фотографирование и телеметрирование.

*Гамма-гамма-каротаж* (ГГК) – рассеянное гамма-излучение – основан на определении интенсивности гамма-излучения от источника гамма-квантов, укрепленного в скважинном приборе на некотором расстоянии от индикатора гамма-излучения. Горные породы вследствие их различной плотности поглощают гамма-излучение от источников в различной степени, а именно: плотные породы сильнее, а породы, обладающие меньшей плотностью, слабее. Поэтому плотные породы на диаграммах ГГК отличаются пониженными показаниями, а менее плотные – повышенными.

*Гамма-каротаж* основан на различной степени естественной радиоактивности горных пород, которые содержат наибольшее количество радиоактивных элементов в рассеянном состоянии. Так, радиоактивность пород отличается по силе излучения, таким образом по ее значению можно судить о характере исследуемых пород.

*Нейтронный гамма-каротаж* проводят следующим образом. В скважину вместе с ионизационной камерой спускают радиоактивный источник. Нейтроны источника, проникая сквозь колонну скважины, бомбардируют ядра атомов элементов горных пород, окружающих ствол скважины, и вызывают их повышенную активность, которая отмечается ионизационной камерой. Вылетающие из источника нейтроны в результате столкновения с ядрами атомов породы замедляют движение и, в конечном итоге, захватываются ими. Захват нейтронов ядрами атомов породы сопровождается гамма-излучением, называемым вторичным. В зависимости от свойств породы замедление и захват нейтронов, а соответственно и интенсивность вторичного гамма-излучения в области расположения индикатора изменяется. Обычно гамма-каротаж и нейтронный гамма-каротаж осуществляются одновременно.

Гамма-каротаж, нейтронный гамма-каротаж и гамма-гамма-каротаж можно применять как в незакрепленной скважине обсадной колонной, так и в закрепленной скважине, так как гамма-лучи проникают сквозь металл. Поэтому эти методы особенно ценны при исследовании скважин, в том числе и тех, в которых электрокаротаж не был использован.

*Гидраты газов* – это твердые соединения, в которых молекулы газа при определенных давлениях и температуре заполняют структурные пустоты кристаллической решетки, образованной молекулами воды с помощью водородной связи (слабой связи). Молекулы воды как бы раздвигаются молекулами газа – плотность воды в гидратном состоянии возрастает до  $1,26-1,32 \text{ г/см}^3$  (плотность льда  $1,09 \text{ г/см}^3$ ). Один объем воды в гидратном состоянии связывает, в зависимости от характеристики исходного газа, от 70 до 300 объемов газа. По структуре газовые гидраты – соединения включения (клатраты), которые образуются путем внедрения в пустоты кристал-

лических структур, составленных из молекул  $H_2O$ , молекул газа (М). Общая формула газовых гидратов –  $M \cdot nH_2O$ , где значение  $n$  изменяется от 5,75 до 17 в зависимости от состава газа и условий образования гидратов.

**Газонефтеводопроявление (ГНВП)** – это поступление пластового флюида в ствол скважины, не предусмотренное технологией работ при ее строительстве.

**Излив** бурового раствора или пластового флюида различной интенсивности происходит через устье скважины, по кольцевому пространству, колонне бурильных труб, межколонному пространству и за пределами устья скважины.

**Переливы** – излив жидкости через устье скважины.

**Грифон** – истечение газа, нефти, воды или их сочетания в результате миграции по трещинам и каналам из продуктивных горизонтов на поверхность земли.

**Открытый фонтан** – неуправляемое истечение пластового флюида через устье скважины, являющееся следствием нарушения нормального технологического процесса, вызванного прорывом пластовых флюидов на поверхность по стволу скважины или по заколонному пространству, когда обслуживающему персоналу невозможно регулировать поток.

**Градиент какой-либо величины** – параметры, определяемые как отношение их численного значения к глубине скважины.

**Давления.** **Горное давление** (formation breakdown pressure) – напряжения, возникающие в массиве горных пород, вблизи стенок скважин в результате действия гравитационных и тектонических сил. Горное давление формируется давлением вышележащих пород, тектоническим давлением и давлением пластовых вод.

**Поровое давление** (casing) – давление флюида в глинистых непроницаемых породах.

**Пластовое давление** (pressure) – давление пластового флюида на вмещающие породы в пластах-коллекторах, имеющих внутреннюю гидродинамическую связь по площади и разрезу. Оно характеризует ресурсы нефтегазового пласта.

**Геостатическое давление** – давление вышележающих горных пород.

**Гидростатическое давление** (bottom-hole pressure) – давление в скважине, создаваемое столбом бурового раствора, не зависящее от диаметра ствола скважины и пространственного расположения скважин (наклонно-направленные, горизонтальные). Величина гидростатического давления обусловлена двумя величинами: глубиной скважины, плотностью промысловой жидкости

**Давление гидроразрыва пласта** (pore pressure annular in-tube bay) – это давление, при котором нарушается целостность горной породы в стенках скважины и происходит разрушение скелетной решетки пласта, возни-



кает сеть микротрещин, начинается интенсивное поглощение жидкости, находящейся в скважине. Величина давления гидроразрыва обычно составляет 70–110% величины геостатического.

*Динамическое давление.* В процессе спуска инструмента под долотом создается избыточное давление – *репрессия*, а при подъеме – разряжение – *депрессия*, так как скважину и движущийся в ней инструмент можно рассматривать как цилиндр и поршень. Поэтому этот процесс называется *поршневанием*. Абсолютная величина этого давления, называемого динамическим, может быть найдена как сумма давления страгивания и составляющей, зависящей от скорости движения труб.

*Гидродинамическое давление* – это давление, которое надо приложить к некоторому объему жидкости для его перемещения по системе трубопроводов от одного сечения системы до другого. В бурении это давление создается буровыми насосами и прилагается к БР для прокачки его по системе: трубопроводы наземной обвязки–бурильные трубы–УБТ–долото–затрубное кольцевое пространство.

*Давление насыщения* – это давление, при котором начинается выделение газа, растворенного в нефти.

*Эффективное давление* (напряжение) – разность между горным и пластовым (поровым) давлением.

*Дифференциальное давление* – разность забойного давления и пластового (порового).

*Забойное давление* – общее давление на забое скважины (или под долотом) в любых условиях.

*Депрессия* – это избыточное давление, создаваемое в процессе подъема инструмента под долотом.

*Дифференциальный прихват* – это прихват, возникающий, если давление, оказываемое гидростатическим напором БР, превышает пластовое давление, а пласт является пористым, проницаемым или трещиноватым; если поверхностный контакт значителен и есть толстый осадок на фильтре, то труба прижимается к боковой стенке скважины и давление блокируется на месте. Дифференциальное давление (перепад между гидростатическим и пластовым) прижимает колонну к стенке скважины.

*Диффузия* – это молекулярное проникновение одного вещества в другое при непосредственном их контакте. При наличии разности концентраций любых веществ на границах сред происходит молекулярное проникновение этих веществ друг в друга и распространение зоны этого проникновения во времени.

*Доломитизации известняков* – частичное или полное замещение в известняках кальция магнием, в образовании  $MgCO_3$  вместо  $CaCO_3$ , т. е. в превращении известняка в доломит или доломитизированный известняк. Процесс доломитизации сопровождается сокращением объема известняка

приблизительно на 12 %. При этом возникают многочисленные трещины и разрывы, облегчающие пути циркуляции воды.

**Жидкость** – это агрегатное состояние вещества, при котором тела имеют объем, но не имеют упругости формы, т. е. отсутствует модуль сдвига, являясь переходным между газом и твердым телом.

**Желоб** – это образование в верхней части сильно искривленных скважин, в мягких породах при ротормном способе бурения. Вес бурильной колонны под сильно искривленным участком ствола создает боковое усилие со стороны труб на стенку скважины, в результате чего в этом месте вырабатывается желоб небольшого диаметра, через который трудно проходит инструмент и УБТ. Когда бурильная колонна поднимается или спускается, ее может заклинить в этой замочной скважине, и для извлечения потребуется провести длительные дорогостоящие операции.

**Заканчивание** – это этап работ, связанных с опрессовкой колонн, перфорацией колонн, вызовом притока, отработкой и исследовательскими работами по консервированию или ликвидации скважины.

**Заклинивание** – это жесткое сопротивление продольному перемещению или вращению колонны, обусловленное резкой посадкой ее в желоб, в сильно искривленный участок, перегиб ствола или сужение. Это особенно часто наблюдается при изменении компоновки колонны, спуске жестких, большого диаметра длинных элементов в пробуренный ранее, с использованием менее жесткой компоновки, ствол, в сужение, созданное обвалообразованием или сильно изношенным по диаметру долотом или калибратором.

**Затяжка** – это значительное увеличение нагрузки на крюке, при которой по техническим нормам разрешается поднимать бурильную колонну.

**Кавернозность горных пород** обуславливается существованием в них вторичных пустот в виде каверн.

**Коллекторами нефти и газа** являются горные породы, которые обладают емкостью, достаточной для того, чтобы вмещать УВ разного фазового состояния (нефть, газ), и проницаемостью, позволяющей отдавать их в процессе разработки. Нефтедержащие коллекторы или породы-коллекторы (пески, песчаники, конгломераты, трещины и кавернозные известняки, и доломиты) – породы, у которых поры, пустоты и трещины могут быть вместилищами нефти или газа.

**Коллекторские свойства горных пород** – способность горных пород пропускать через себя жидкие и газообразные флюиды и аккумулировать их в пустотном пространстве. Коллекторские свойства нефтеносных пластов зависят от размера и формы зерен, слагающих породу, степени отсорбированности обломочного материала, характера и степеней цементации осадков, а карбонатных пород – от пористости и трещиноватости.

Основными параметрами коллекторских свойств горных пород являются проницаемость, пористость (емкость), флюидонасыщенность.

**Колонная головка** служит основанием для установки ПВО при бурении и арматуры для фонтанной или механизированной эксплуатации скважины. Колонная головка обеспечивает надежное и герметичное соединение устья обсадной колонны с ранее спущенными колоннами; контроль над давлением в межколонном пространстве и закачивание при необходимости глинистого и цементного растворов в межколонное пространство.

**Колонные подвески** – устройства для крепления и подвески обсадных колонн в колонных головках. Представлены набором клиньев, зажимающих обсадную трубу в конической части головки и дополняются пакером.

**Контракция** – смачивание поверхности вводимых в промысловую жидкость частиц (барита, бентонитовой глины, цемента и др.) и уменьшение суммарного объема системы «твердое вещество – жидкость» (гетерогенная система) при смешивании входящих в нее веществ.

**Линия глушения** служит для закачки в скважину утяжеленного раствора по межтрубному пространству. При необходимости линия глушения используется для слива газированного бурового раствора в камеру-дегазатор циркуляционной системы буровой установки.

**Линия дросселирования** служит для слива бурового раствора и отбора флюидов из скважины с противодавлением на пласт, а также для закачки в скважину жидкости с помощью цементировочных агрегатов.

**Лубрикатор** предназначен для проведения ремонтных, исследовательских или геофизических работ в скважине, находящейся под давлением. Он позволяет спускать скребки для очистки труб от парафина, скважинные приборы (глубинные манометры) для замера забойных давлений и температуры, устройства для срабатывания циркуляционных клапанов и клапанов-отсекателей и многое другое.

**Льдистость** – это отношение веса льда к весу сухой породы. Льдистость уменьшается с глубиной, для верхней части разреза в ряде случаев доходит до 60 %. При охлаждении льда на 1 °С, находящегося в замкнутом объеме, давление повышается на 13,43 МПа. Следовательно, чем ниже температура многолетнемерзлых пород (ММП), тем большие усилия действуют на колонну обсадных труб при обратном промерзании пород. Это может привести к смятию и поломке колонн.

**Манифольд** – обвязка превенторов, предназначена для управления давлением в скважине при ГНВП путем воздействия на пласт закачкой раствора и создания противодействия на него. Манифольд состоит из линий дросселирования и глушения, которые соединяются со стволовой частью оборудования для герметизации и представляют собой систему трубопроводов и арматуры (задвижки и регулируемые дроссели с ручным или гидравлическим управлением, манометры и др.).

**Многолетнемерзлые породы (ММП)** – это породы, находящиеся в мерзлом состоянии в течение многих лет, в которых хотя бы часть воды замерзла. Они имеют нулевую или отрицательную температуру. В верхней

части геологического разреза многих северных районов страны залегают ММП, толщи которых иногда достигают 500 м и более. В состав ее могут входить как хорошо связанные прочные породы (известняки, песчаники и т. п.), так и породы несвязанные (пески, галечники и т. п.), единственным цементирующим материалом для которых является лед.

**Непроницаемые перегордки** – это накопление осадков малопроницаемых или непроницаемых отложений (глины, уплотненные известняки и пр.). В ходе оседания низзалегавшие отложения опускаются без возможности отвода вмещаемых вод. Непроницаемые перегордки имеют седиментологическое и тектоническое происхождение.

**Нефть и нефтяной газ** – это смесь углеводородов. Известно множество соединений углерода с водородом, различающихся характером сцепления атомов углерода и водорода и их числом в молекуле. В зависимости от этого одни углеводороды при нормальных условиях находятся в газообразном состоянии (природный и нефтяной газы), другие – в жидком (нефть), третьи – в твердом состоянии (парафины, содержащиеся почти во всех нефтях). В среднем в нефти содержится 82–87 % углерода, 11–14 % водорода и 0,4–1,0 % примесей – соединений, содержащих кислород, азот, серу, асфальтовые и смолистые вещества.

При подогреве нефти в зависимости от температуры из нее вначале испаряются самые легкие – бензиновые фракции, затем более тяжелые – керосиновые, соляровые и т. д. Считают, что фракции нефти, кипящие в интервале 40–200 °С – бензиновые, 150–300 °С – керосиновые, 300–400 °С – соляровые, при 400 °С и выше – масляные.

Содержание в нефти большого количества смолистых и парафинистых соединений делает ее вязкой и малоподвижной, что вызывает необходимость проведения особых мероприятий для извлечения ее на поверхность и последующей транспортировки.

**Обвал** – это нарушение устойчивости стенок скважины вследствие хрупкого объемного разрушения породы в скважине. Обвалы в основном приурочены к глинистым и песчано-глинистым комплексам (глины, аргиллиты, алевролиты, сланцы, мергели и др.), на долю которых из общего объема осадочных пород приходится до 80 %. Обвалы часто встречаются при пересечении зон тектонических нарушений в виде разломов, трещин, взбросов, кливажа. В коре выветривания слабосцементированные пески, пестроцветы и сильно дренированные песчаники при обвалах образуют каверны.

**Обратные клапаны** предназначены для герметизации полости труб при ГНВП и открытых фонтанах. В отличие от шаровых кранов обратные клапаны обеспечивают только прямую промывку (это один из недостатков обратных клапанов). В то же время при ликвидации газонефтеводопроявлений и открытых фонтанов обратные клапаны позволяют спускать колонну

труб под давлением с загерметизированным устьем при установке их в компоновку.

**Обрушение стенок скважин** – это нарушение их устойчивости вследствие скоростного процесса хрупкой деформации пород в скважине, выражающегося в откалывании от стенок скважины большой массы породы.

**Осложнение** – это ситуация, которая нарушает и осложняет непрерывный технологический процесс бурения, определяет дополнительные затраты времени, материалов и средств на сооружение скважины и оказывает существенное влияние на ее качество.

**Осмоз** – это феномен, который возникает, когда два раствора с различной концентрацией ионов разделены полупроницаемой мембраной, которая пропускает воду, но не ионы. Происходит циркуляция воды от менее концентрированного раствора к более концентрированному. В камере с более концентрированным раствором давление повышается, а в камере с менее концентрированным – понижается.

**Осыпание стенок скважин** – это нарушение их устойчивости вследствие хрупкого поверхностно-объемного разрушения пород в скважине.

**Пакеры** – устройство для борьбы с поглощениями бурового раствора, которое герметизирует и разобщает затрубное пространство. Пакеры подразделяются на две группы: многократного и разового действия (разбуриваемые). Пакеры разового действия оставляются в скважине на время твердения цемента или его смеси и затем разбуриваются вместе с цементным мостом.

**Противовыбросовое оборудование (ПВО)** представляет собой комплекс, состоящий из сборки превенторов, манифольда и гидравлического управления превенторами, предназначенный для управления проявляющей скважиной с целью обеспечения безопасных условий труда персонала, предотвращения открытых фонтанов и охраны окружающей среды от загрязнения в умеренном и холодном макроклиматических районах.

**Пены** – это многофазные дисперсные системы, где дисперсионной средой служит жидкость, а дисперсной фазой – газ, который составляет до 99 % объема системы.

**Перфорационная задвижка** предназначена для герметизации устья скважины в случае возникновения ГНВП в период проведения перфорации нефтяной или газовой скважины.

**Пластовые воды** имеются в большинстве нефтегазовых месторождениях и являются обычным спутником нефти. Помимо пластов, в которых вода залегает вместе с нефтью, встречаются и чисто водоносные пласты.

В нефтегазовых залежах распределение жидкостей и газов соответствует их плотностям: верхнюю часть пласта занимает свободный газ, ниже залегает нефть, которая подпирается пластовой водой. Однако пласто-

вая вода в нефтяных и газовых залежах может находиться не только в чистой водяной зоне, но и в нефтяной, и газовой, насыщая вместе с нефтью и газом продуктивные породы залежей. Эту воду называют связанной, или погребенной.

Осадочные породы, являющиеся нефтяными коллекторами, отлагались в основном в водных бассейнах. Поэтому еще до проникновения в них нефти поровое пространство между зернами породы было заполнено водой. В процессе тектонических вертикальных перемещений горных пород (коллекторов нефти и газа) и после них углеводороды мигрировали в повышенные части пластов, где происходило распределение жидкостей и газов в зависимости от их плотности. Содержание связанной воды в породах нефтяных залежей колеблется от долей процента до 70 % объема пор и в большинстве коллекторов составляет 20–30 % этого объема. Исследованиями установлено, что при содержании в пласте воды до 35–40 % и небольшой проницаемости пород пласта из скважин может добываться безводная нефть, так как связанная вода в этом случае в пласте не перемещается.

Пластовые воды обычно сильно минерализованы. Степень их минерализации колеблется от нескольких сот граммов на 1 м<sup>3</sup> в пресной воде до 80 кг/м<sup>3</sup> в концентрированных рассолах.

Минеральные вещества, содержащиеся в пластовых водах, представлены солями натрия, кальция, магния, калия и других металлов. Основные соли пластовых вод – хлориды, а также карбонаты щелочных металлов.

**Пластовое давление** (pressure). Энергетические ресурсы нефтегазового пласта характеризуются существующим в нем давлением, называемым пластовым.

**Поглощением** называется гидродинамическое взаимодействие в системе «скважина–пласт», сопровождающееся поступлением бурового или тампонажного раствора из скважины в пласт с интенсивностью, осложняющей дальнейшую проводку скважины. Это уход значительных объемов бурового раствора в пласт. Поглощение может произойти на любой глубине и во время выполнения любой операции.

**Подклинивание** – это небольшое превышение нормального уровня усилий и крутящего момента.

**Пористость.** Под пористостью горной породы понимают наличие в ней пустот (пор, каверн, трещин и т. п.), не заполненных твердым веществом. Пористость определяет способность породы вмещать в себя различные флюиды (нефть, газ и воду). Физически пористость есть отношение объема пор образца породы к видимому объему этого образца, выраженное в процентах.

**Породы горные. Хемогенные:** при химическом выветривании растворимые части горных пород переходят в раствор, а затем выпадают коллоидные осадки гидроокислов Fe, Al, Mn (лимонит, боксит, пиролюзит), карбонатов Ca, Fe, Mg. Сульфатные и галоидные соединения выкристаллизуются.

ваются лишь из вод лагун и озер повышенной солености в засушливом климате. Так образуются гипс, галит, сильвин. Среди карбонатных пород наиболее распространены известняки – породы, содержащие более 50 %  $\text{CaCO}_3$ . Их плотность для рыхлых разновидностей составляет до 1,3–1,8 г/см<sup>3</sup>, для плотных, твердых известняков – до 2,4–2,65 г/см<sup>3</sup>. Мергель – порода, состоящая из равных частей  $\text{CaCO}_3$  и глины. Самосадочные соли (ангидрит, гипс, каменная соль и легко растворимые соли) представляют собой типичные чисто хемогенные образования.

*Органогенные.* Породы этого типа в основном сложены органическими остатками различной степени сохранности, с содержанием органической части > 50 %. Органогенные карбонатные породы – породы, состоящие из карбонатных ( $\text{CaCO}_3$ ) раковин и скелетов микроорганизмов – известняки-ракушники, рифовые известняки, криноидные известняки, мел. Кремнистые органогенные породы – диатомиты, опоки, трепелы – состоят из обломков раковин и скелетов микроорганизмов, построенных из кремнезема и опала. Каустобиолиты – органогенные породы ряда углей и битумного ряда. Породы ряда углей: торф, бурый уголь, каменный уголь, антрацит (плотность от 0,5 – для торфа, до 1,8 – для антрацита).

*Глины* – тонкозернистые горные породы, состоящие в основном из глинистых минералов – силикатов со слоистой кристаллической структурой. В нефтяных и газовых месторождениях глины играют роль непроницаемых перекрытий, между которыми залегают пласты пород, заполненных нефтью, газом или водой.

*Песок* – мелкообломочная рыхлая горная порода, состоящая из зерен (песчинок), подразделяется на крупнозернистый, среднезернистый, мелкозернистый и тонкозернистый. По форме зерен различают пески округленные и угловатые.

*Песчаник* – обломочная осадочная горная порода из сцементированного песка. Состоит главным образом из зерен кварца.

*Породы битумного ряда* – нефть, асфальт, озокерит, нефтяные (горючие) сланцы.

*Поршневание* может возникнуть в процессе спуска инструмента, когда под долотом создается избыточное давление (репрессия), а при подъеме – разряжение (депрессия), так как скважину и движущийся в ней инструмент можно рассматривать как цилиндр и поршень.

*Посадка колонны* – отмечаемое индикатором веса существенное снижение нагрузки на крюке. Обычно выделяют уменьшение нагрузки на крюке в процессе спуска бурильной колонны при прохождении сужений, желобов, уступов в отличие от разгрузки колонны при достижении ею забоя. Возможны сужения и другие препятствия, когда колонна при технически допустимой разгрузке на крюке не доходит до забоя.

*Превенторы.* *Превенторы плащечные* предназначены для герметизации устья скважины при ГНВП и открытых фонтанах, возникающих при

строительстве или ремонте скважин. При этом если в скважине находятся трубы, то герметизация обеспечивается с использованием трубных плашек, а при отсутствии труб в скважине герметизация осуществляется глухими плашками.

Плашечные превенторы в скважине перекрываются сдвигающимися к центру плашками, изготовленными из специальной резины с металлической арматурой. Как правило, на устье скважины устанавливают два превентора, оснащенных плашками, размеры которых соответствуют наружному диаметру труб, находящихся в скважине. Глухие плашки устанавливаются в превенторе по мере необходимости перекрытия всего сечения скважины. Конструкция плашек выполнена таким образом, что за счет давления, возникающего внутри скважины, образуется дополнительное усилие, способствующее еще большему их уплотнению. Плашечные превенторы обеспечивают возможность расхаживания колонны труб при герметизированном устье в пределах длины между замковыми или муфтовыми соединениями, подвеску колонны труб на плашки и ее удержание от выталкивания под действием скважинного давления. Плашки превентора могут быть заменены в зависимости от диаметра уплотняемых труб.

*Универсальный превентор* предназначен для повышения надежности герметизации устья скважины. Его основной рабочий элемент – мощное кольцевое упругое уплотнение, которое при открытом положении превентора позволяет проходить колонне бурильных труб, а при закрытом положении – сжимается, вследствие чего резиновое уплотнение обжимает трубу (ведущую трубу, замок) и герметизирует кольцевое пространство между бурильной и обсадной колоннами. Эластичность резинового уплотнения позволяет закрывать превентор на трубах различного диаметра, на замках и УБТ. Применение универсальных превенторов дает возможность вращать и расхаживать колонну при герметизированном кольцевом зазоре.

*Вращающийся превентор* применяется для герметизации устья скважины в процессе ее бурения при вращении и расхаживании бурильной колонны, а также при СПО и повышенном давлении в скважине.

**Прихват** – это невозможность подъема бурильной колонны из скважины при технически допустимых натяжениях. Предельные нагрузки определяются прочностью бурильных труб или других наиболее слабых элементов колонны, подъемного оборудования, вышки.

**Проницаемость** – важнейший параметр, характеризующий проводимость коллектора, т. е. способность пород пласта пропускать сквозь себя жидкость и газы при определенном перепаде давления. При насыщении породы одновременно разными жидкостями и газами ее проницаемость будет зависеть от свойств жидкостей и их содержания.

**Расклинивающее давление** – это давление, возникающее вследствие проникновения жидкости в трещины и щели глинистых пород.



**Растворимость** – это способность газов растворяться в жидких флюидах или в буровом растворе в пластовых условиях и в воде на земной поверхности.

**Регулируемые дроссели** предназначены для плавного изменения давления в циркуляционной системе, что позволяет создавать заданное противодействие на пласт в процессе ликвидации газонефтеводопроявлений при загерметизированном устье скважины.

**Сальники** представляют собой смесь вязкой глинистой массы с частицами выбуренной породы, отложенной на колонне бурильных труб, особенно в местах изменения наружного диаметра над долотом, над забойным двигателем, над УБТ, у переводников, замков, калибраторов, центраторов, стабилизаторов, промежуточных опор, протекторов.

**Седиментация** – осаждение частиц из промывочной жидкости при остановке ее движения.

**Сепаратор** предназначен для отделения жидкости от газа предварительной дегазации промывочной жидкости и возвращение ее в систему очистки.

**Тампонажные пасты** – это пасты на глинистой основе, обычно применяемые для снижения интенсивности поглощения и проведения последующих изоляционных работ. Пасты на основе неорганических вяжущих являются твердеющими. Тампонажные пасты состоят из бентонита и воды с добавками хлорида кальция, гипана или метаса. Применяют также соляроцементные и цементно-глинистые пасты.

**Тампонажные смеси** в общем случае состоят из основного вяжущего, жидкости затворения и различных добавок, регулирующих технологические свойства. В качестве основного вяжущего для приготовления твердеющих тампонажных смесей используют цементы различных марок, гипсы и их смеси, смолы и их композиты. Нетвердеющие тампонажные смеси готовят на основе глины, битумов, полимеров и их композитов.

**Типы структур движения смеси газа и жидкости в скважине.**  
*Эмульсионная или пузырьковая структура* – движение газа в жидкости (находящейся в покое или текущей) в виде отдельных пузырьков различного размера, относительно равномерно распределенных в жидкости.

*Пробковая или снарядная:* с повышением объемного содержания газа отдельные пузырьки начинают сливаться, образуя «снаряды» (или «пробки») в скважине.

*Стержневой* система является при увеличении содержания газа в потоке смеси и появлении сплошного столба газа, окруженного жидким кольцом.

*Дисперсная* – когда содержание газа смеси становится настолько высоким, что жидкая фаза распыляется потоком газа и движется вместе с ним во взвешенном состоянии.

**Трубные головки** предназначены для подвески одного или двух рядов НКТ, их герметизации, а также для выполнения технологических операций при освоении, эксплуатации и ремонте скважин.

**Устьевое оборудование** – это комплекс оборудования, предназначенный для обвязки обсадных колонн, герметизации устья скважины при возникновении проявления в процессе бурения, капитального ремонта, герметизации устья и регулирования режима работы скважины в процессе эксплуатации.

**Фильтрация** – уход воды из промывочной жидкости в горизонт через корку глинистого раствора. Движение жидкостей в пористой среде и называют *фильтрацией*.

**Фланцы** – это механизмы для сборки различных элементов устьевого оборудования.

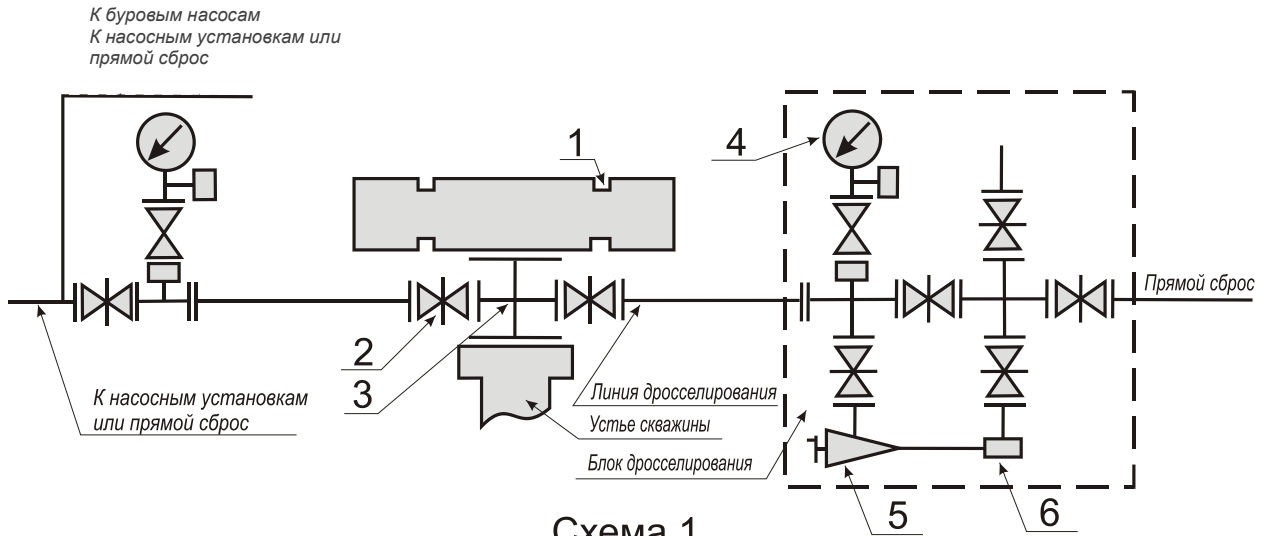
**Фонтанные арматуры** предназначены для герметизации устья скважины, контроля и регулирования режима эксплуатации, а также для проведения различных технологических операций.

**Фонтанная елка** предназначена для направления добываемой продукции скважины в выкидную линию, регулирования режима отбора флюида, установки специальных устройств (лубрикатор) при спуске скважинных приборов или скребков и др.

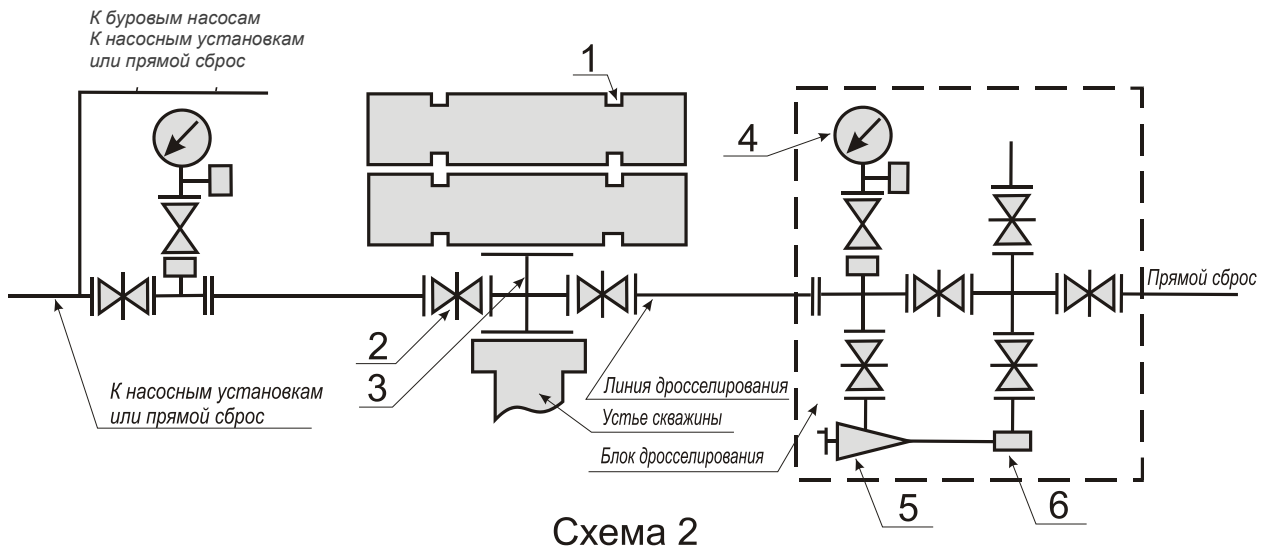
**Шаровые краны** предназначены для герметизации полости труб при ГНВП и открытых фонтанов. При вскрытии коллекторов в скважинах с возможным ГНВП на устье необходимо иметь два шаровых крана. Один устанавливается между рабочей трубой и ее предохранительным переводником, второй является запасным.

СХЕМЫ ОБВЯЗКИ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ ПВО

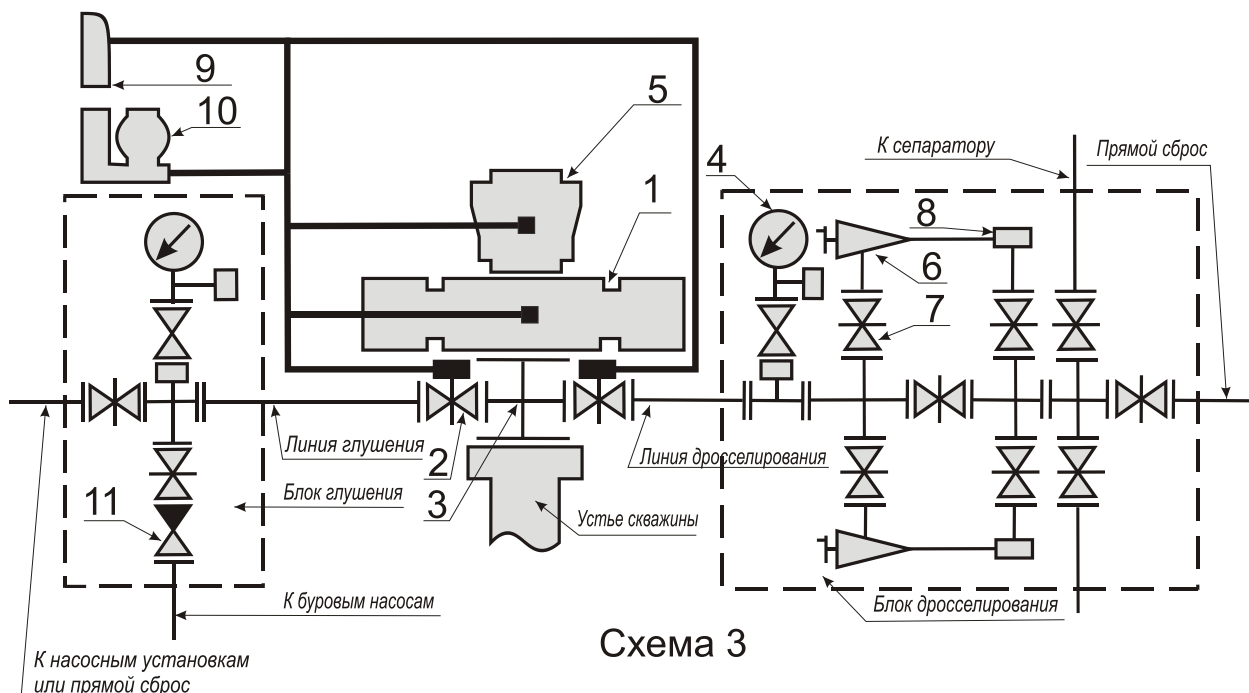
(ГОСТ 13862-90)



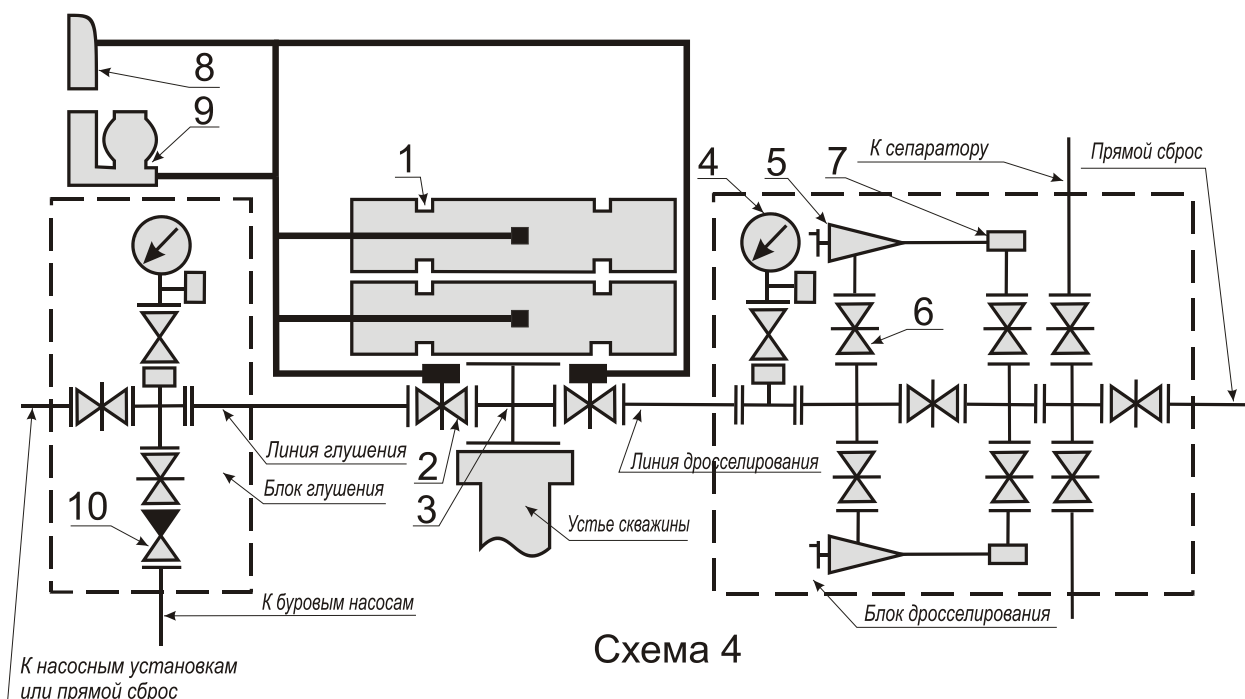
1 – плащечный превентор, 2 – задвижка с ручным управлением, 3 – устьевая крестовина,  
4 – манометр с запорным и разрядным устройством и разделителем сред, 5 – регулируемый  
дроссель с ручным управлением, 6 – гаситель потока



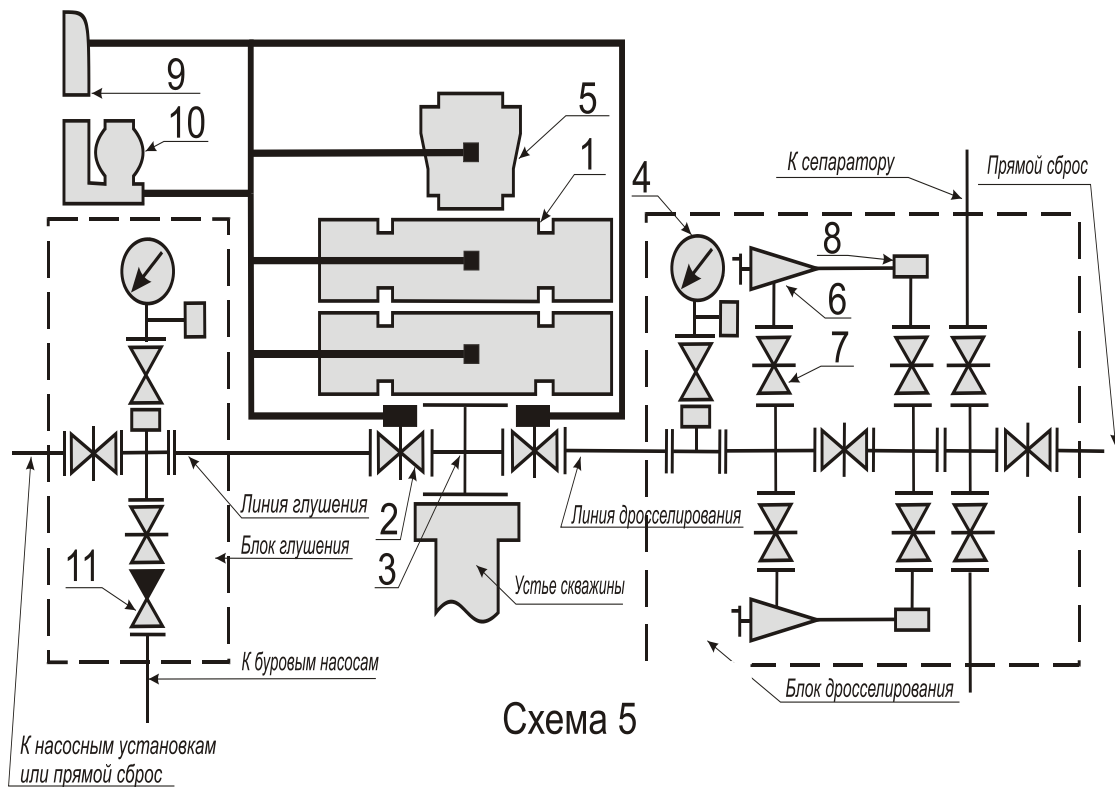
1 – плащечный превентор, 2 – задвижка с ручным управлением, 3 – устьевая крестовина,  
4 – манометр с запорным и разрядным устройством и разделителем сред,  
5 – регулируемый дроссель с ручным управлением, 6 – гаситель потока



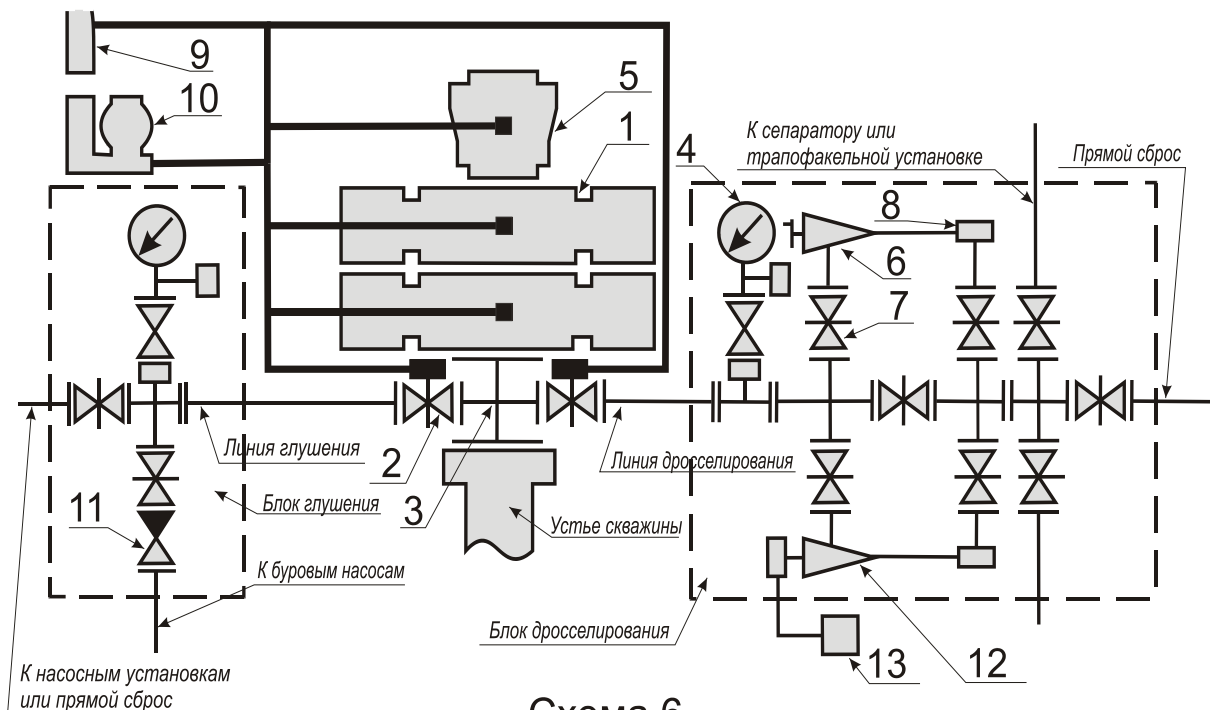
- 1 – плащечный превентор, 2 – задвижка с гидравлическим управлением, 3 – устьевая крестовина, 4 – манометр с запорным и разрядным устройством и разделителем сред, 5 – кольцевой превентор, 6 – дроссель регулируемый с ручным управлением, 7 – задвижка с ручным управлением, 8 – гаситель потока, 9 – вспомогательный пульт, 10 – станция гидропривода, 11 – обратный клапан



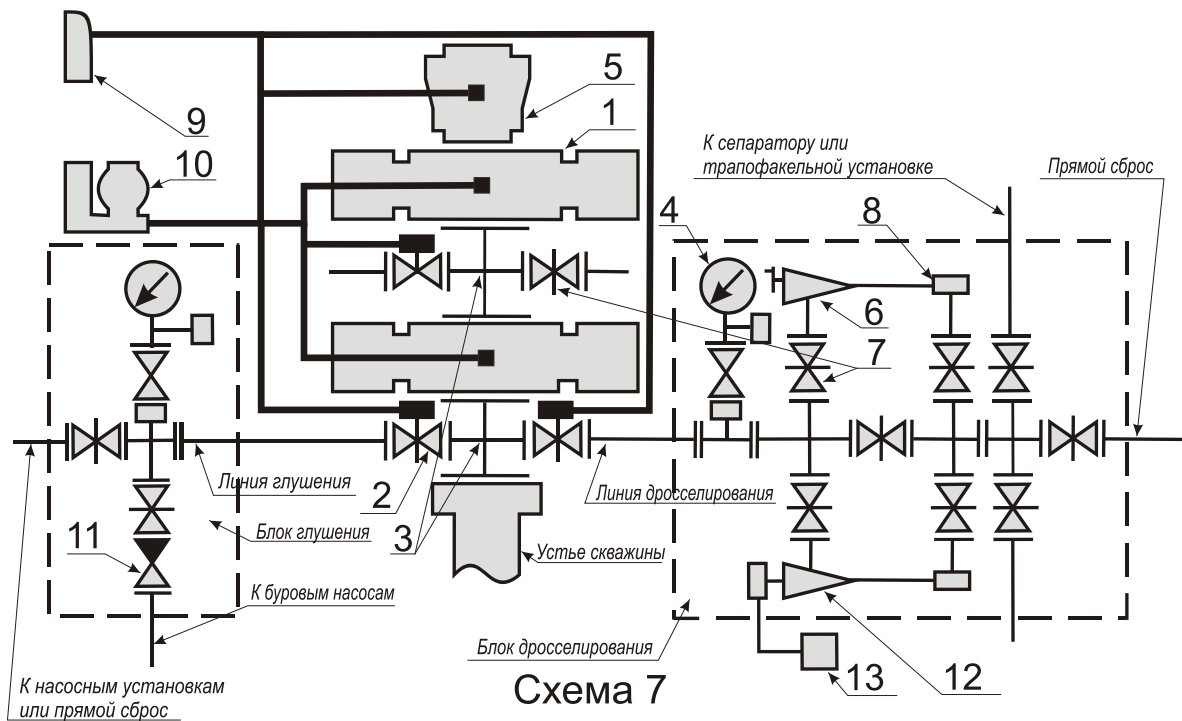
- 1 – плащечный превентор, 2 – задвижка с гидравлическим управлением, 3 – устьевая крестовина, 4 – манометр с запорным и разрядным устройством и разделителем сред, 5 – дроссель регулируемый с ручным управлением, 6 – задвижка с ручным управлением, 7 – гаситель потока, 8 – вспомогательный пульт, 9 – станция гидропривода, 10 – обратный клапан



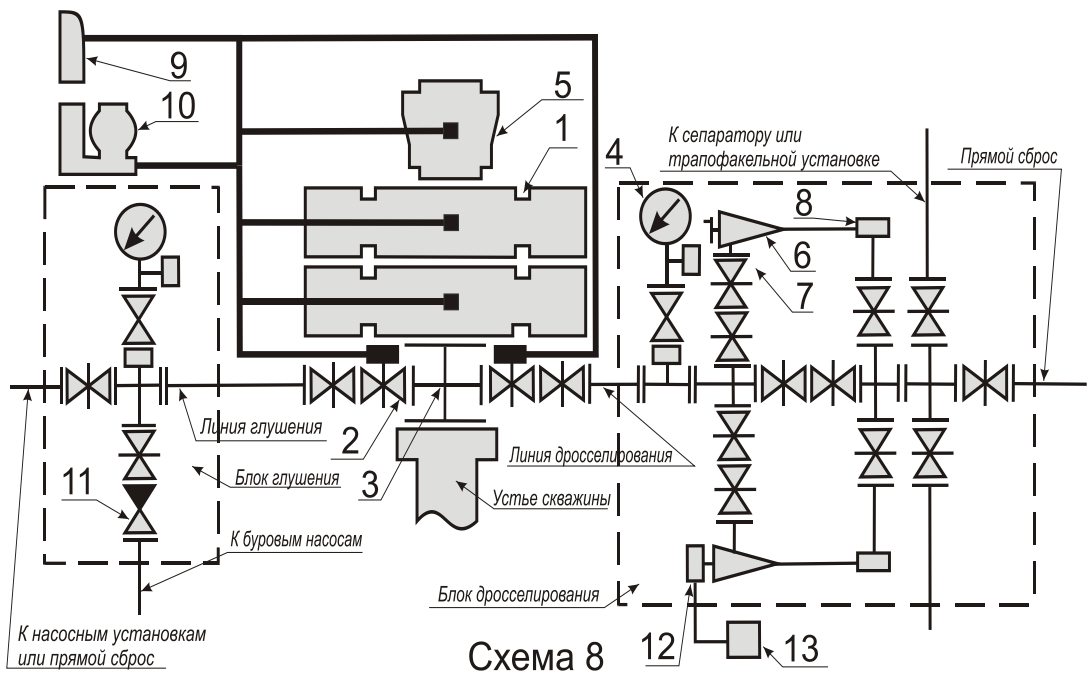
1 – плащечный превентор, 2 – задвижка с гидравлическим управлением, 3 – устьевая крестовина, 4 – манометр с запорным и разрядным устройством и разделителем сред, 5 – кольцевой превентор, 6 – дроссель регулируемый с ручным управлением, 7 – задвижка с ручным управлением, 8 – гаситель потока, 9 – вспомогательный пульт, 10 – станция гидропривода, 11 – обратный клапан



1 – плащечный превентор, 2 – задвижка с гидравлическим управлением, 3 – устьевая крестовина, 4 – манометр с запорным и разрядным устройством и разделителем сред, 5 – кольцевой превентор, 6 – дроссель регулируемый с ручным управлением, 7 – задвижка с ручным управлением, 8 – гаситель потока, 9 – вспомогательный пульт, 10 – станция гидропривода (основной пульт), 11 – обратный клапан, 12 – регулируемый дроссель с гидравлическим управлением, 13 – пульт управления гидроприводным дросселем



1 – плащечный превентор, 2 – задвижка с гидравлическим управлением, 3 – устьевая крестовина, 4 – манометр с запорным и разрядным устройством и разделителем сред, 5 – кольцевой превентор, 6 – дроссель регулируемый с ручным управлением, 7 – задвижка с ручным управлением, 8 – гаситель потока, 9 – вспомогательный пульт, 10 – станция гидропривода (основной пульт), 11 – обратный клапан, 12 – регулируемый дроссель с гидравлическим управлением, 13 – пульт управления гидроприводным дросселем



1 – плащечный превентор, 2 – задвижка с гидравлическим управлением, 3 – устьевая крестовина, 4 – манометр с запорным и разрядным устройством и разделителем сред, 5 – кольцевой превентор, 6 – дроссель регулируемый с ручным управлением, 7 – задвижка с ручным управлением, 8 – гаситель потока, 9 – вспомогательный пульт, 10 – станция гидропривода (основной пульт), 11 – обратный клапан, 12 – регулируемый дроссель с гидравлическим управлением, 13 – пульт управления гидроприводным дросселем

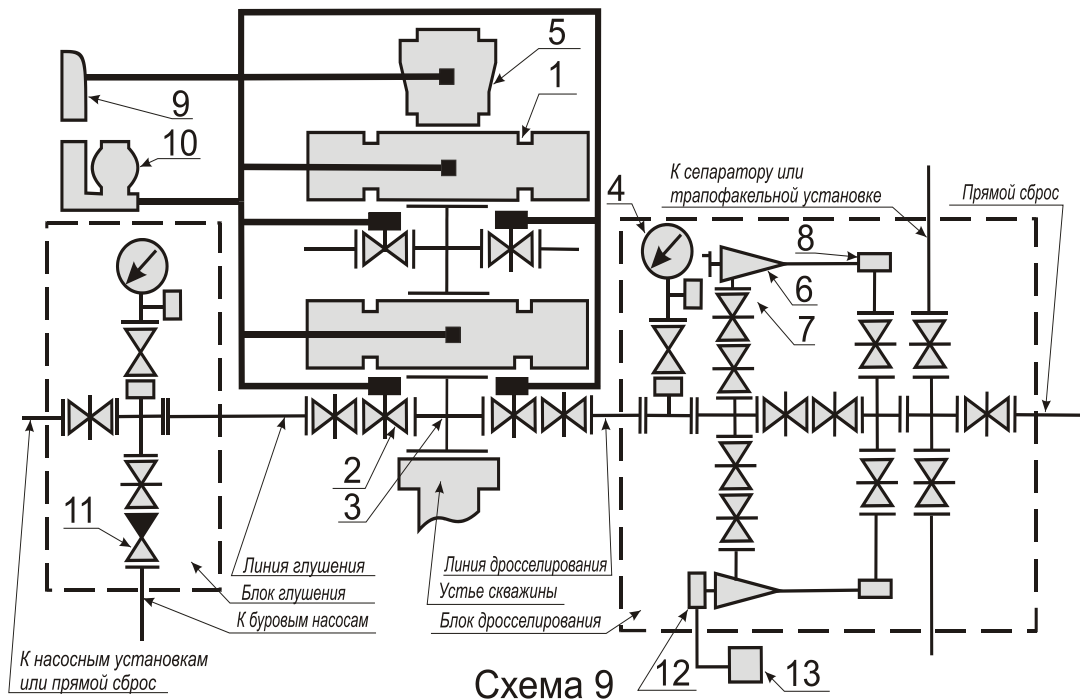


Схема 9

1 – плащечный превентор, 2 – задвижка с гидравлическим управлением, 3 – устьевая крестовина, 4 – манометр с запорным и разрядным устройством и разделителем сред, 5 – кольцевой превентор, 6 – дроссель регулируемый с ручным управлением, 7 – задвижка с ручным управлением, 8 – гаситель потока, 9 – вспомогательный пульт, 10 – станция гидропривода (основной пульт), 11 – обратный клапан, 12 – регулируемый дроссель с гидравлическим управлением, 13 – пульт управления гидроприводным дросселем

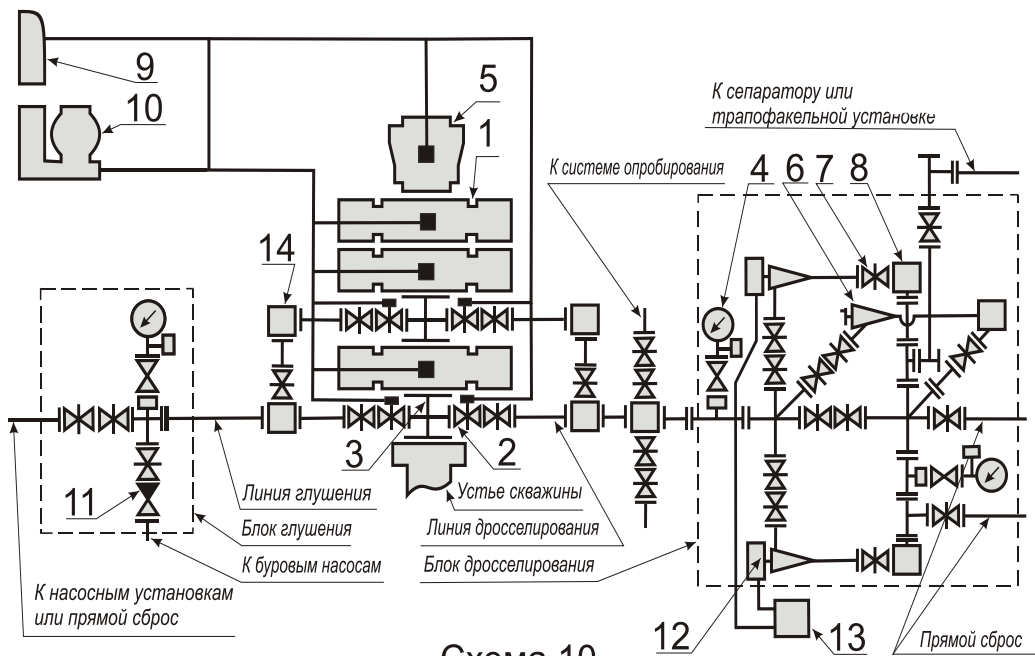


Схема 10

1 – плащечный превентор, 2 – задвижка с гидравлическим управлением, 3 – устьевая крестовина, 4 – манометр с запорным и разрядным устройством и разделителем сред, 5 – кольцевой превентор, 6 – дроссель регулируемый с ручным управлением, 7 – задвижка с ручным управлением, 8 – гаситель потока, 9 – вспомогательный пульт, 10 – станция гидропривода (основной пульт), 11 – обратный клапан, 12 – регулируемый дроссель с гидравлическим управлением, 13 – пульт управления гидроприводным дросселем, 14 – кованый угольник

