

Лекция №6. «Первичное вскрытие продуктивного пласта»

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

В настоящее время наблюдается следующая тенденция:

1. Значительно ухудшились коллекторские свойства продуктивных горизонтов вновь открываемых месторождений, качественный состав насыщающих их флюидов, увеличилось время вывода скважины на режим. В среднем более 50% всех пластов после первичного вскрытия имеют в два раза меньшую продуктивность, чем потенциальная, 25% - в четыре раза и 10% пластов - в десять раз.
2. За последние 15 лет прирост запасов осуществлялся за счет открытия месторождений сложного строения с низкопроницаемыми коллекторами, то есть за счет открытия месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.
3. При работе скважины продуктивный пласт может в значительной мере восстановить свою проницаемость за счет очистки околоскважинной зоны, но это касается высокопроницаемых коллекторов. При разработке месторождений с низкопроницаемыми коллекторами такого явления не наблюдается.

Последствия нарушения коллекторских свойств:

- ошибочные или неполные данные о коллекторе;
- может привести к необоснованному отказу от разработки;
- низкая производительность скважин и рентабельность бурения;
- высокие затраты на освоение и интенсификацию притока.

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

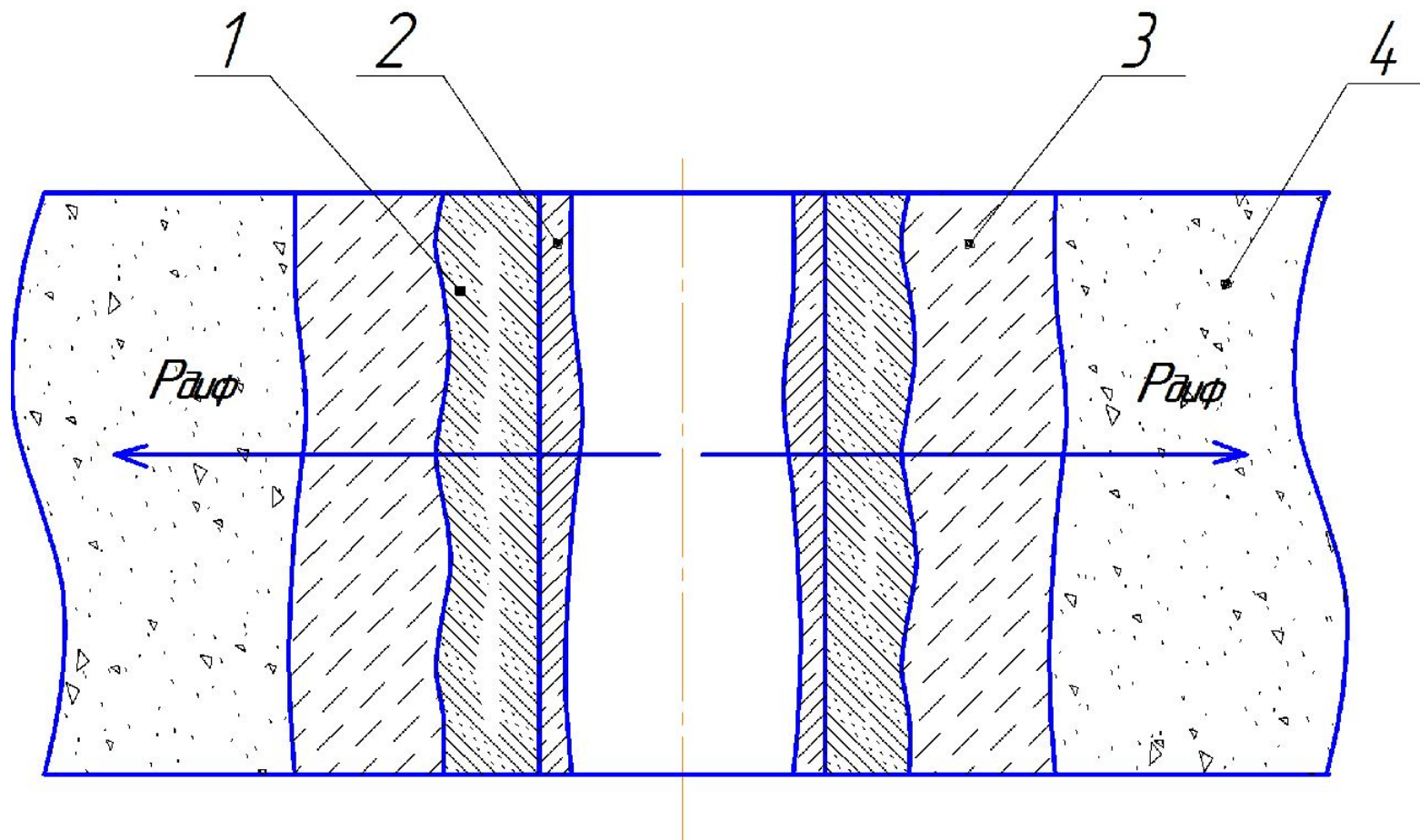


Схема призабойной зоны пласта после вскрытия его бурением:

1 - зона кольматации; 2 - глинистая корка; 3 - зона проникновения фильтрата промывочной жидкости; 4 - удаленная зона пласта.

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Влияние перераспределения напряжения в массиве горных пород

Как показывают теоретические и экспериментальные исследования, перераспределение напряжений в массиве горных пород приводит к появлению

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Влияние репрессии на продуктивный пласт

Интенсивность фильтрации и формирования ПЗП зависит от репрессии на пласт, т.е. избыточного дифференциального давления бурового раствора у стенки ствола в интервале продуктивного горизонта. Репрессия как фактор имеет превалирующее зна-

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Снижение плотности промывочной жидкости

К способам снижения плотности промывочной жидкости относятся:

- уменьшение содержания твердой фазы в буровом растворе;
- аэрирование бурового раствора;
- применение пенных систем в качестве промывочной жидкости.

Плотность промывочной жидкости должна быть такой, чтобы дифференциальное давление было близким к нулю или, если вскрывается пласт с аномально низким давлением, меньше нуля.

Плотность бурового раствора при вскрытии определяется по формуле:

$$\rho \geq k \cdot P_{пл} / (g \cdot h),$$

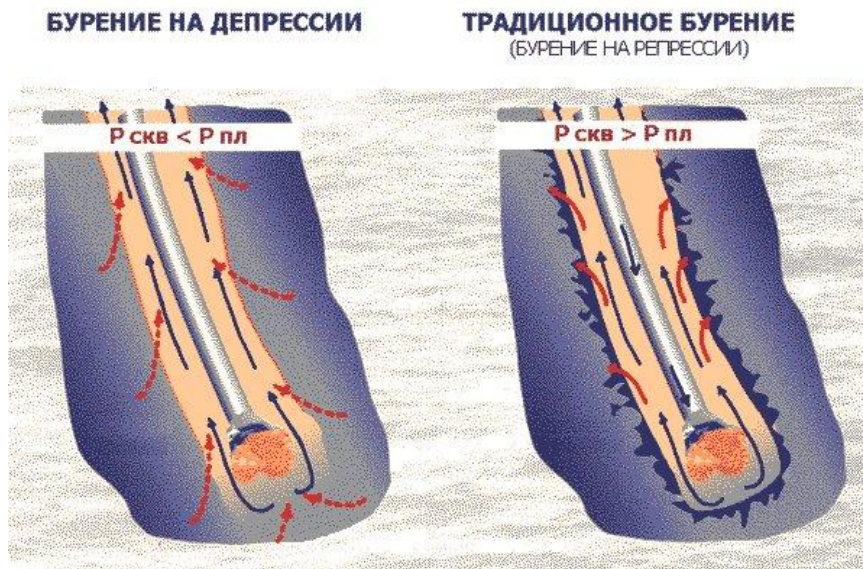
где $P_{пл}$ - пластовое давление в кровле продуктивного пласта, Па; h - глубина кровли продуктивного пласта, м; g - ускорение свободного падения, м/с^2 ; k - коэффициент, учитывающий превышение гидростатического давления, созданного столбом бурового раствора, над пластовым, который должен составлять не менее:

- 1,1 для интервалов глубиной до 1200 м;
- 1,05 для интервалов глубиной свыше 1200 м.

Для этого в качестве буровых растворов обычно используют техническую воду, рассолы и полимерные буровые растворы.

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Бурение на депрессии или равновесии между пластовым и забойным



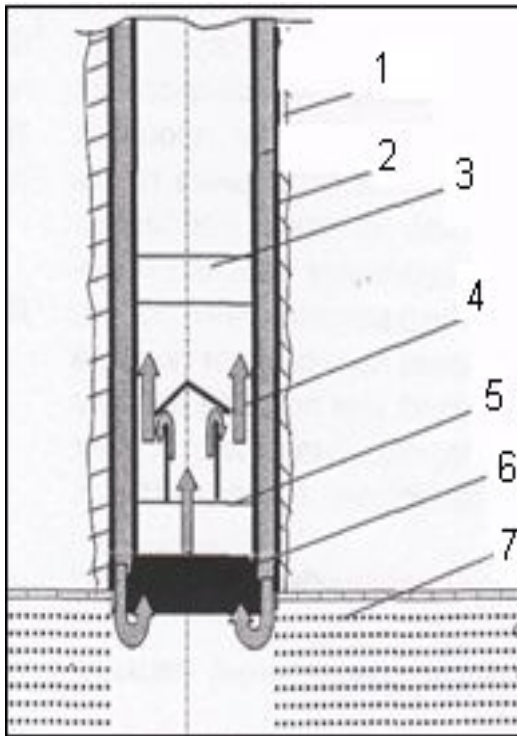
Бурение на депрессии – бурение при давлении в скважине меньшем, чем пластовое и/или поровое давление, обычно в условиях притока пластового флюида в процессе бурения.

Недостатки и ограничения:

- Требуется использование специального оборудования (вращающиеся головки/превентора, системы дегазации и удержания газа, автоматические дроссельные задвижки).
- Требуется глушение скважины для проведения СПО и заканчивания.
- Может потребоваться монтаж/демонтаж головки при СПО/заканчивании.
- Требуется сепарация и утилизация пластового флюида.
- Максимальное давление на устье (ограничено вращающейся головкой) – 200 атм.
- Износ резиновой манжеты головки при СПО.
- Разрез должен быть сложен плотными устойчивыми породами.
- Повышенная опасность ГНВП.
- Требуется высочайшей квалификации оператора и бригады.

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Технология вскрытия с использованием энергии гидростатического давления столба жидкости в затрубном пространстве



Принципиальная схема вскрытия продуктивных пластов с обратной промывкой на депрессии:

1 – обсадная колонна; 2 – цементное кольцо; 3 – специальный верхний переводник; 4 – бурильная колонна; 5 – промывочная жидкость; 6 – долото; 7 – продуктивный пласт

Технология вскрытия низкопроницаемых продуктивных пластов с использованием энергии гидростатического давления столба жидкости в затрубном пространстве заключается в следующем: скважину бурят обычным способом до кровли продуктивного пласта, спускают и цементируют обсадную колонну; после ОЗЦ спускают в колонну специальную компоновку, спуск труб производят без заполнения их промывочной жидкостью; спустив долото до забоя, перед началом процесса вскрытия продуктивного горизонта в колонну бурильных труб 4 бросают остро заточенный лом, который пробивает центральную диафрагму в специальном верхнем переводнике 3; получив подтверждение о разрыве диафрагмы, начинают бурить ротором; бурение прекращают по мере выхода воздуха из бурильных труб или по мере полного вскрытия продуктивного пласта; поднимают инструмент и, если пласт еще вскрыт не полностью, готовят КНБК к новому спуску.

Применение данной технологии позволяет:

- сохранить коллекторские свойства пласта даже при применении «обычных» буровых растворов и, как следствие, увеличить продуктивность скважин и нефтеотдачу месторождения в целом;
- уменьшить себестоимость продукции и увеличить рентабельность нефте- и газодобычи

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Влияние динамической репрессии при восстановлении циркуляции бурового раствора

Избыточное дифференциальное давление при восстановлении циркуляции бурового раствора:

1 – продуктивный пласт; 2 – компоновка бурильной колонны

Значения давления на забое и степень его влияния на призабойную зону во многом определяются характером и интенсивностью проводимых в скважине операций. Наибольшие гидродинамические давления возникают в скважине при восстановлении циркуляции бурового раствора. Несмотря на то, что гидродинамические давления при восстановлении циркуляции действуют на пласт кратковременно, в пределах 3-5 мин, значения забойного давления при этом могут достигать 75–80 % полного горного давления, что приводит к загрязнению продуктивного пласта, а иногда вызывает его гидроразрыв.

Способы предупреждения

Восстановление циркуляции необходимо производить плавно одним насосом с низкой производительностью с постепенным увеличением ее до максимальной, которая была при бурении интервала, не допуская поглощений и потери циркуляции.

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Влияние динамической репрессии при выполнении СПО

Избыточное дифференциальное давление при спускоподъемных операциях:

1 – продуктивный пласт; 2 – компоновка бурильной колонны

Значительные дополнительные гидродинамические нагрузки на пласт могут возникать при выполнении спускоподъемных операций. Динамическая репрессия на пласты при этом может возрасть до 3-9 МПа.

Способы предупреждения

Избегать гидродинамических нагрузок при выполнении СПО необходимо за счет обеспечения необходимой скорости спуска и подъема бурильных труб.

Также влияние этих нагрузок можно снизить, если использовать долговечные долота и гидравлические забойные двигатели, позволяющие проходить значительные по протяженности интервалы, т.е. разбуривать всю продуктивную толщу за один рейс.

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Влияние динамической репрессии при бурении интервала продуктивного пласта

Способ предупреждения

Наддолотный гидроэлеватор состоит из корпуса 1, юбки 2, армированной по периметру твердосплавными штырями и гидравлических узлов 5, закрепленных на корпусе сваркой. В юбке смонтированы диффузоры 3.

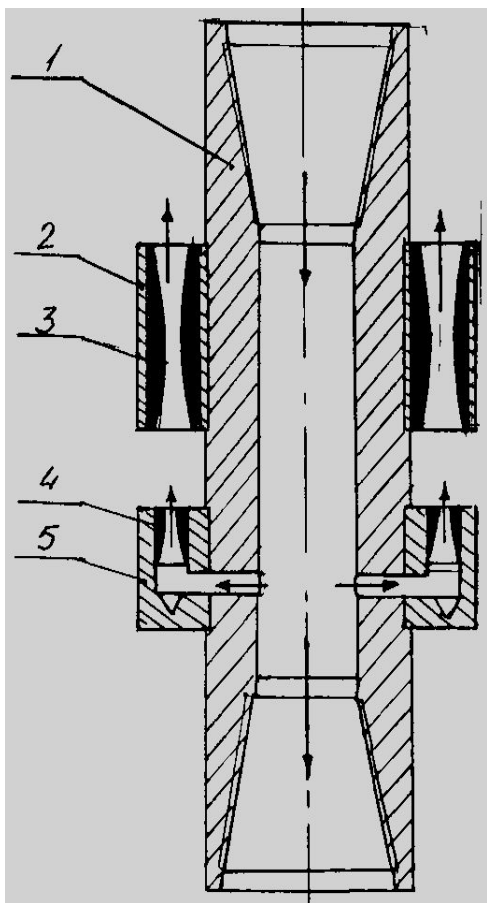


Схема эжектирующего устройства (наддолотного гидроэлеватора):

- 1 - корпус, 2 - юбка,
- 3, 4 - диффузоры,
- 5 - гидравлический узел

Работа гидроэлеватора происходит следующим образом: промывочная жидкость проходит через корпус 1, при этом часть ее поступает к долоту, а часть – через высверленные в корпусе отверстия - к гидроузлам 5. Выходя с большой скоростью из диффузоров 4 гидроузлов 5, струи жидкости в диффузорах 3 юбки 2 создают разрежение давления. В результате с поверхности забоя снимается часть гидродинамического давления.

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

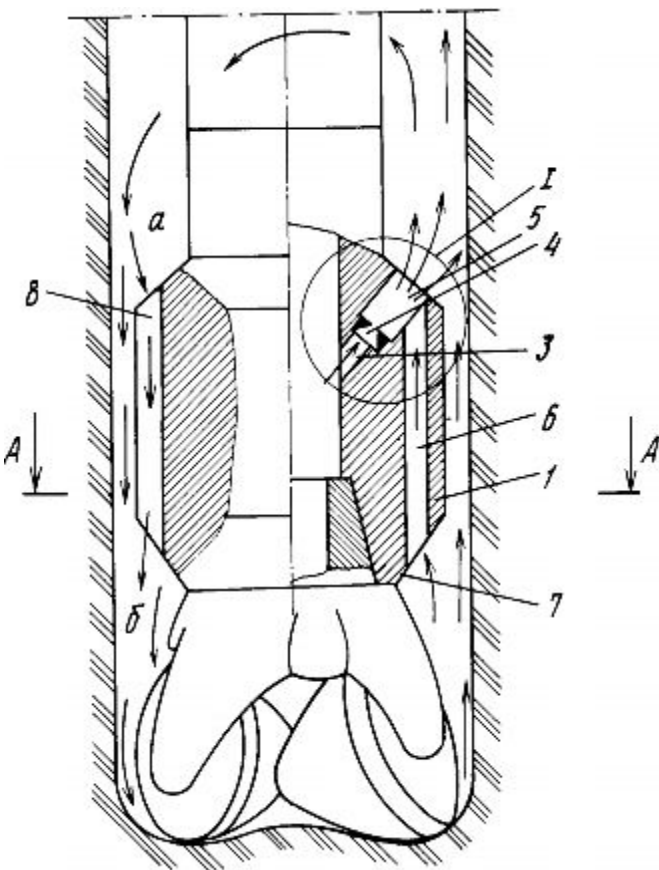
Влияние динамической репрессии при бурении интервала продуктивного пласта

Способ предупреждения

В составе компоновки бурильной колонны эжекторный насос опускают в скважину, перекрывают промывочные отверстия в долоте и через центральный канал 2 к соплам 4 струйных насосов подают промывочную жидкость. Промывочная жидкость через наклонные подводящие каналы 3 и сопла 4 подводится к смесительным камерам 5, откуда она поступает в зону «а» над эжекторным насосом. При этом за счет эжектирующей способности струй жидкости, движущейся в смесительных камерах 5, промывочная жидкость с содержащейся в ней измельченной породой транспортируется по каналам 6 из зоны «б» и выбрасывается в зону «а».

После выхода струй из смесительных камер 5 в зону «а» над насосом происходит их взаимодействие со стенками скважины, при этом возникает эффект эжекции в зазоре между боковой цилиндрической поверхностью корпуса 1 и стенкой скважины. Часть промывочной жидкости вместе с выбуренной породой поднимается к устью скважины, а часть через сквозные каналы 8 возвращается в зону работы долота. При этом происходит интенсивное охлаждение долота и вымыв шлама из-под его зубьев.

Предлагаемый насос осуществляет бурение любым типом долота с минимальными расходами промывочной жидкости, что позволяет наряду с получением высокой механической скорости бурения и улучшением температурного режима работы долот обеспечить сокращение динамической репрессии на забой, тем самым уменьшить загрязнение продуктивного пласта.



Наддолотный эжекторный гидронасос:

- 1 – корпус, 2 – центральный канал,
3 – подводящий канал, 4 – сопло,
5 – смесительная камера, 6, 8 –
каналы

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Влияние продольных релаксационных колебаний бурильной колонны

Загрязнение продуктивного пласта возможно из-за продольных релаксационных колебаний бурильной колонны и генерируемых ими поперечных колебаний компоновки низа бурильной колонны (КНБК), которая является своеобразным «вибронасосом» по перекачке скважинной жидкости в коллектор. Из зарубежной печати известно, что при работе бурового долота колебания гидродинамического давления на забое скважины достигают порядка 5 МПа (данные получены прямыми измерениями в процессе бурения).

Способы предупреждения

Решая вопрос о снижении репрессии на продуктивный пласт, созданной вибрациями бурильной колонны при работе долота, необходимо использовать специальные КНБК для снижения колебаний, поддерживать требуемые параметры режима бурения, а также включать в КНБК высокоэффективное амортизирующее наддолотное устройство.

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Влияние времени взаимодействия бурового раствора с продуктивным пластом

Имеется ряд исследований, характеризующихся определенной зависимостью времени первичного вскрытия и качества вскрытия. Причем выяснено, что глубина проникновения фильтрата меньше при использовании бурового раствора на нефтяной основе.

Способы предупреждения

Для уменьшения негативного влияния на продуктивный пласт он должен быть вскрыт за минимальное время. Также влияние этого фактора можно уменьшить при использовании долговечных долот и других элементов КНБК, позволяющих разбуривать продуктивный пласт за один рейс.

Зависимость влияния глубины проникновения фильтрата различных буровых растворов от времени

Время, дни	Глубина проникновения фильтрата БР, см		
	Буровой раствор на нефтяной основе	Низкоколлоидный буровой раствор на нефтяной основе	Буровой раствор на пресной воде
1	2,5	6,9	9,0
5	9,2	25,0	30,2
10	15,1	39,0	42,3
15	21,0	46,5	51,4
20	25,0	51,3	62,2
25	31,5	67,2	70,3
30	34,4	73,2	79,5

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

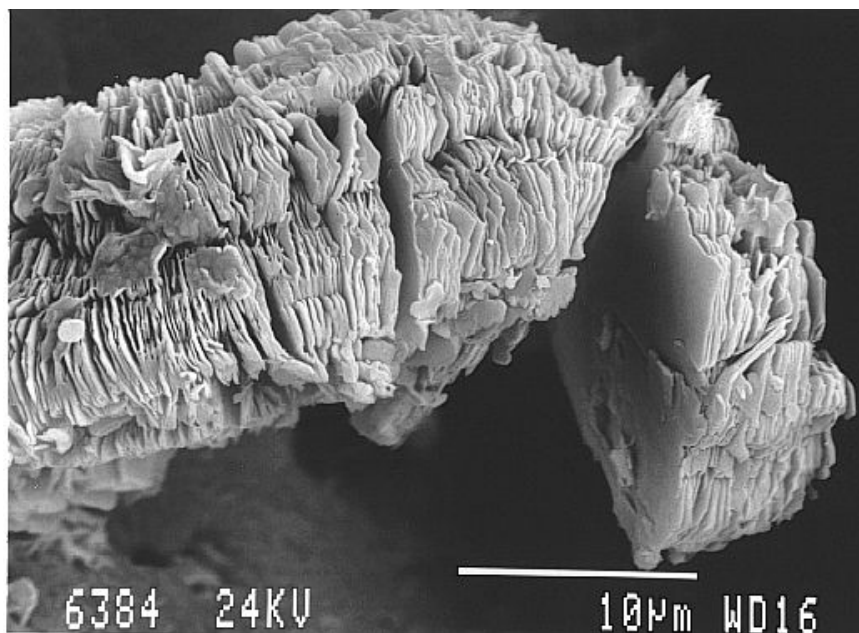
Другие способы снижения динамической репрессии:

- формирование качественного открытого ствола скважины (без сужений или каверн);
- уменьшение диаметра элементов бурильного инструмента;
- увеличение зазоров между элементами бурильного инструмента и стенками скважины;
- увеличение сечений долотных насадок;
- исключение обратного клапана в компоновке;
- бурение роторным способом;
- снижение реологических параметров бурового раствора.

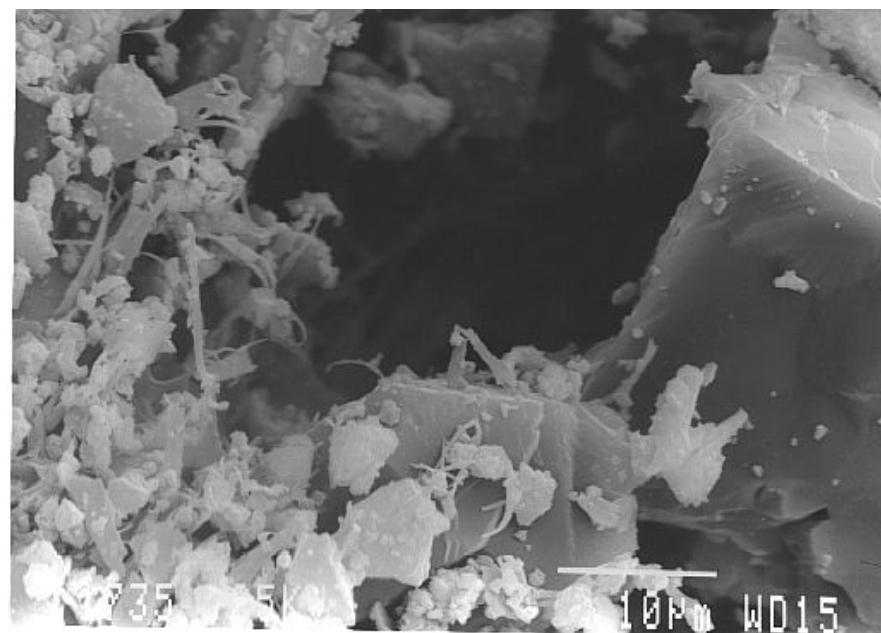
ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Влияние твердой фазы бурового раствора

Определенные материалы, содержащиеся в буровых растворах, являются потенциально закупоривающими: глины, выбуренная порода, утяжеляющие реагенты и реагенты-понижители водоотдачи. В случае их попадания в продуктивную зону, они постепенно могут заполнить поровое пространство коллектора.



↑
Микрофотография частицы
каолинита, распад которой
может привести к образованию
большого количества мелких
чешуек



↑
Скопления мельчайших частиц минералов
вокруг устья порового канала

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Влияние твердой фазы бурового раствора

Проникновению твердой фазы бурового раствора в породу пласта способствуют:

- большой диаметр пор породы пласта;
- наличие трещин и естественных разрывов в коллекторе;
- большое содержание шлама в буровом растворе;
- маленький размер частиц твердых компонентов бурового раствора (утяжеляющие реагенты и материалы, понижающие водоотдачу бурового раствора, исходные частицы которых крупные по размеру и могут быть раздроблены буровым долотом);
- низкая механическая скорость проходки, следствием которой являются разрушение глинистой корки (увеличение поглощений бурового раствора) и длительный контакт бурового раствора с пластом;
- высокая скорость циркуляции бурового раствора (эрозия глинистой корки);
- высокая плотность бурового раствора, обуславливающая большой перепад давления;
- соскабливание глинистой корки, обуславливающее появление волн повышения давления и возрастание времени контакта пласта и бурового раствора в процессе спуска и подъема долота.

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Влияние твердой фазы бурового раствора

Способы предупреждения

Для предупреждения негативного влияния твердой фазы бурового раствора к нему предъявляются следующие требования:

- Содержание твердой фазы должно быть минимальным.
- Гранулометрический состав твердой фазы бурового раствора должен соответствовать структуре порового пространства, т.е. для предотвращения глубокой колюматации содержание частиц диаметром большим на 30 % размера поровых каналов или трещин должно быть не менее 5 % от общего объема твердой фазы промывочного агента.
- Твердая фаза бурового раствора или большая ее часть должна полностью растворяться в кислотах (нефти), что позволит удалять ее со стенок скважины и зоны колюматации пласта при освоении (эффективны водные растворы солей, буровые растворы с водорастворимой твердой фазой).
- Для вскрытия продуктивных горизонтов содержание выбуренного шлама не должно превышать 2%.



Фильтрационная корка раствора при неграмотном (слева) и грамотном (справа) выборе гранулометрического состава твердой фазы бурового раствора

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Влияние фильтрата бурового раствора

Влияние фильтрата бурового раствора зависит от его состава, а также от состава химических примесей и их концентрации.

По характеру воздействие фильтрата на породу-коллектор можно подразделить на **механическое**, **физико-химическое** и **химическое**.

Механическое воздействие фильтрата вызывает перемещение подвижных частиц скелета породы-коллектора (песчинок) и оттеснение пластовой жидкости от стенок ствола скважины под напором фильтрата. Причем частицы скелета породы могут диспергировать под воздействием фильтрата и, отрываясь от поверхности, при миграции флюидов насыщающих поровое пространство, будут скапливаться в местах сужений и тем самым кольматировать каналы связи. Сродство фильтрата с минеральными зернами (гидрофильность породы) и действие капиллярных сил могут усиливать напор фильтрата на пластовую жидкость, причем фронтальная поверхность распространяющегося по породе фильтрата может иметь очень сложные очертания.

Физико-химическое воздействие фильтрата сводится к развитию физических и физико-химических процессов на границе раздела фильтрат-горная порода, фильтрат-пластовая жидкость, фильтрат-пленки пластового флюида на минеральных зернах, а также к взаимодействию фильтрата с глинистым веществом в породе-коллекторе. Поверхностные явления развиваются в том случае, когда фильтрат по своему составу (природе) существенно отличается от пластовой жидкости.

Химическое воздействие фильтрата заключается в образовании

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Влияние фильтрата бурового раствора

л

Образование водных пленок в песчано-алевритовом коллекторе (слева – до вскрытия, справа – после вскрытия):

1 – капли нефти; 2 – частицы горных пород; 3 – водные пленки

В гидрофильном песчано-алевролитовом коллекторе водный фильтрат благодаря высокому сродству с породой проникает по мелким порам, оттесняя нефть, и образует пленки на частицах породы, снижая размеры проходного сечения пор.

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Влияние фильтрата бурового раствора

**Набухание глинистых минералов в породе-коллектора
(слева – до вскрытия, справа – после вскрытия):**

1 – капли нефти; 2 – глинистые минералы

Проникновение в поры водного фильтрата бурового раствора вызывает гидратацию глинистых минералов, повышается степень их диспергирования, формируются сольватные оболочки. В результате глинистые частицы набухают и, увеличиваясь в размере, сокращают объем порового пространства вплоть до полного перекрытия пористых каналов.

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Влияние фильтрата бурового раствора

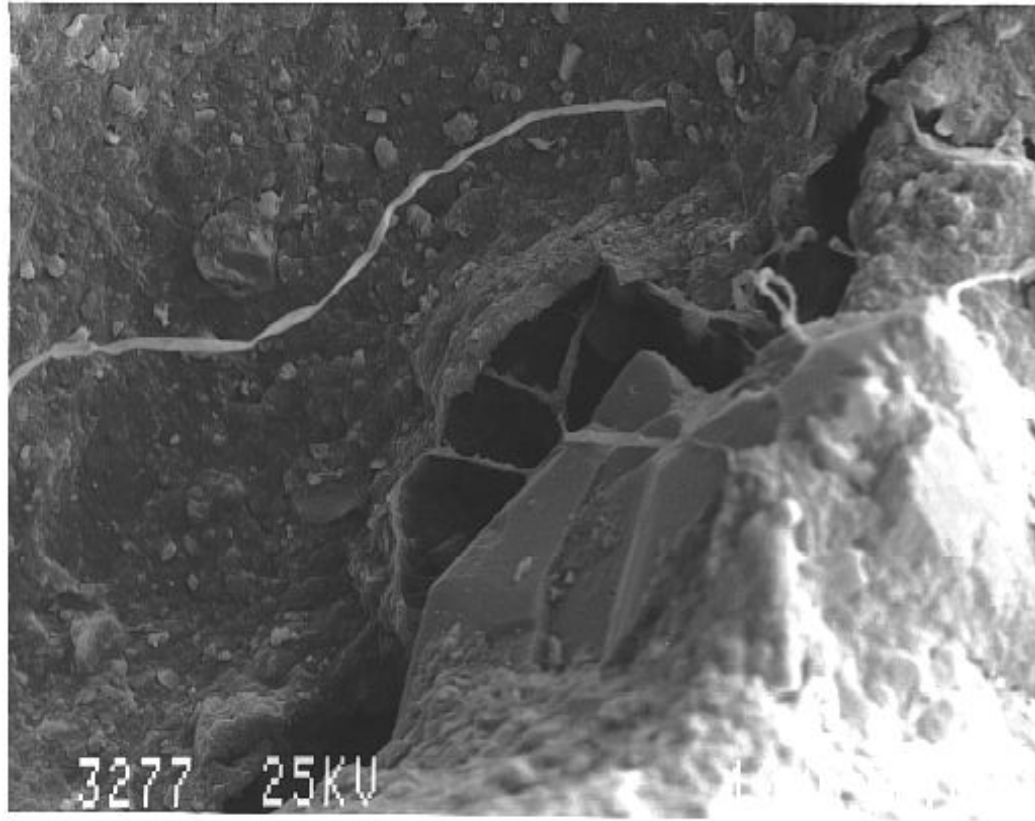
Образование нерастворимых соединений в порах коллектора (слева – до вскрытия, справа – после вскрытия):

1 – капли нефти; 2 – частицы горных пород; 3 – нерастворимые соединения

Степень загрязнения порового пространства породы-коллектора продуктами взаимодействия солей остаточной воды с химическими реагентами, поступающими в пласт с фильтратом, определяется наличием в воде осадкообразующих катионов. Образующиеся нерастворимые соединения в зависимости от характера смачиваемости их поверхности скапливаются в водной или нефтяной фазе, адсорбируясь чаще всего на границах раздела нефть-фильтрат.

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Влияние фильтрата бурового раствора



Адсорбция полимеров

Негативное влияние на пласт могут оказать молекулы полимеров, которые, адсорбируясь на поверхностях минералов, образуют слабопроницаемую пленку, которая блокирует передвижение флюидов. Многие применяемые в бурении полимеры при действии ионизирующего и радиационного излучений сшиваются, образуя крупные агрегаты, неудаляющиеся из пласта традиционными методами освоения скважин.

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Влияние фильтрата бурового раствора

Кроме указанных выше к загрязняющим продуктивный пласт факторам относятся:

- Снижение температуры может повлечь выпадение солей в виде осадка из насыщенных растворов, отложение парафина в нефтяных скважинах, образование гидратокристаллов в газовых скважинах. При этом проницаемость ПЗП может быть существенно нарушена.
- Неизбежные колебания давления в стволе скважины вызывают диспергирование и взаимное перемешивание фильтрата с пластовой нефтью с образованием эмульсий двух видов (гидрофобной и гидрофильной). Вследствие меньшей вязкости фильтрата по сравнению с нефтью, фильтрат в порах может двигаться быстрее. В результате возможно образование смеси водного фильтрата и нефти. При движении же эмульсии в пористой среде возникают значительно большие гидравлические сопротивления, нежели при движении однородной жидкости.
- Кроме перепада давления и капиллярных сил на проникновение фильтрата в пласт оказывают влияние и осмотические силы. Последние возникают на контакте двух растворов с разной минерализацией, разделенных полунепроницаемой перегородкой. Они тем выше, чем больше разность концентраций. В скважине роль полупроницаемой перегородки выполняет фильтрационная корка. Высокое осмотическое давление возникает в случае разбуривания продуктивного пласта, содержащего минерализованную воду, с использованием промывочной жидкости на пресной воде.
- Также вместе с фильтратом промывочной жидкости в пласт могут попадать бактерии, ухудшающие фильтрационные характеристики коллектора продуктами своей жизнедеятельности.

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Влияние фильтрата бурового раствора

Способы предупреждения

Установлено, что состав и свойства буровых растворов, применяемых для вскрытия продуктивных пластов, должны удовлетворять следующим **требованиям**:

- Фильтрат бурового раствора должен быть таким, чтобы при проникновении его в призабойную зону пласта не происходило набухания глинистого материала, пенообразования в пористой среде горных пород.
- Поверхностное натяжение на границе раздела фильтрат - пластовый флюид должно быть минимальным.
- Соленость и солевой состав фильтрата должны соответствовать солености и солевому составу пластовой воды.
- Водоотдача бурового раствора в забойных условиях должна быть минимальной.
- Состав фильтрата бурового раствора должен соответствовать составу флюида, заполняющего пласт, чтобы при проникании фильтрата в пласт не происходили физические или химические взаимодействия, в результате которых могут образовываться нерастворимые осадки.
- Буровой раствор должен иметь такой состав жидкой фазы, который при практикуемых в настоящее время значениях депрессий, создаваемых при освоении скважины, позволял бы уже в первые часы работы скважины ликвидировать, без заметных остаточных явлений, последствия проникновения фильтрата в призабойную зону.
- Буровой раствор должен обладать способностью быстро формировать на стенках скважины практически непроницаемую фильтрационную корку, препятствующую проникновению фильтрата в пласт.
- Для предотвращения попадания бурового раствора в трещины вскрываемого пласта необходимо вводить в него крупнодисперсный наполнитель в количестве не менее 5 % общего количества в растворе твердой фазы. При вскрытии пласта, сложенного относительно прочными трещиноватыми породами (известняками, доломитами, уплотненными песчаниками и алевролитами), диаметр частиц наполнителя должен быть больше 1/3 раскрытости трещин. Перед вскрытием пласта, сложенного мягкими породами (глина, мергель), в буровой раствор следует вводить наполнитель с диаметром зерен не менее 400 мкм.
- Для создания условий, позволяющих ликвидировать в отдельных трещинах закупоривающие пробки, в буровой раствор перед вскрытием пластов трещинного типа следует вводить кислоторастворимые компоненты - не менее 30 % от объема крупнодисперсного наполнителя.

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Способы предупреждения загрязнения

Основные типы буровых растворов, применяемые для вскрытия продуктивного пласта:

Техническая вода

При вскрытии продуктивных пластов в Западно-Сибирской низменности с использованием в качестве промывочных жидкостей технической воды и естественных растворов происходит значительное снижение проницаемости призабойной зоны, зависящее от времени воздействия промывочной жидкости на призабойную зону, проницаемости пласта, наличия глинистого цемента в пласте, количества поглощенной жидкости и других факторов.

Пены и аэрированные промывочные жидкости

Применение технологий первичного вскрытия с промывкой пенами будет востребовано на месторождениях, вступающих в позднюю стадию разработки, когда пластовые давления на истощенных месторождениях будут значительно снижены или на месторождениях с аномально низкими пластовыми давлениями, а также при строительстве подземных хранилищ газа.

Промывочные жидкости с низкой концентрацией твердой фазы

Преимуществом растворов, не содержащих твердой фазы, является возможность регулирования плотности и структурно-механических свойств без введения в состав твердой фазы. К таким растворам можно отнести водные растворы солей (NaCl , KCl , CaCl_2), обработанные реагентами полимерного, биополимерного или синтетического типа (поливинилового спирта, гипана, полиакриламида, модифицированной метилцеллюлозы, КМЦ, карбамидной смолы и др.).

Чисто полимерные промывочные жидкости

Полимер, находясь в поровом пространстве и адсорбируясь на поверхности порового канала, сужает его, тем самым, снижая эффективную проницаемость, с другой стороны, адсорбируясь на глинистых минералах, входящих в состав коллектора, предотвращает их гидратацию и набухание. Применение полимерных растворов позволяет создавать малопроницаемые корки, пленки-корки, уменьшающие влагоперенос фильтрата бурового раствора в глинистые породы и тем самым, обуславливающие длительную устойчивость стенок скважины.

Гиперализованные солевые и полимерсолевые безглинистые промывочные жидкости

В минерализованных растворах интенсивность набухания глиносодержащих пород ниже, чем в пресных, причем наименьшая интенсивность набухания отмечена в фильтрах, содержащих ионы магния и кальция. Проведенные исследования подтвердили целесообразность применения минерализованных буровых растворов, обработанных поверхностно-активными веществами неионогенного типа для вскрытия продуктивных пластов.

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Способы предупреждения загрязнения

Основные типы буровых растворов, применяемые для вскрытия продуктивного пласта:

Промывочные жидкости, обработанные ПАВ

Как известно, большинство нефтесодержащих пород являются гидрофильными и способны адсорбировать воду, отфильтровавшуюся в продуктивный пласт при применении бурового раствора на водной основе. В результате снижается фазовая проницаемость по углеводородам и блокируется их поступление в скважину.

В качестве регуляторов межфазного натяжения и нефтесмачивающих свойств следует использовать поверхностно-активные вещества (ПАВ). Адсорбируясь на поверхности поровых каналов, ПАВ гидрофобизируют ее, изменяя характер смачиваемости пор, а концентрируясь на границе раздела фаз, снижают межфазное натяжение. В результате, капиллярные силы, развивающиеся на границе раздела фаз, будут направлены в сторону скважины, что способствует более легкому и полному удалению фильтрата бурового раствора из призабойной зоны при вызове притока.

Промывочные жидкости на углеводородной основе и эмульсии

Меньшее влияние на ухудшение естественных параметров пласта оказывают эмульсионные растворы, приготавливаемые из воды и нефти с добавлением эмульгаторов. Эти растворы обладают меньшей плотностью, показателем фильтрации и лучшими смазывающими свойствами, что положительно влияет на качество вскрытия пластов по сравнению с обычными буровыми растворами на водной основе. Применение эмульсии «вода в нефти» на некоторых месторождениях позволило получить удельную продуктивность скважин в 4...20 раз большую, чем при вскрытии с промывкой забоя водой или буровым раствором на водной основе.

Биополимерные буровые растворы

Главным положительным свойством биополимерных буровых растворов является способность при небольших концентрациях создавать дисперсии, обладающие хрупкой гелеобразной структурой, псевдопластичностью и аномальной вязкостью.

Уникальные свойства биополимера способствует хорошему и полноценному выносу шлама, обеспечивают прекрасные тиксотропные характеристики, снижают гидравлические потери и коэффициент трения, создают дополнительные сопротивления для проникновения фильтрата в ПЗП, что, в совокупности, положительно сказывается на скорости бурения, качестве вскрытия продуктивного пласта.

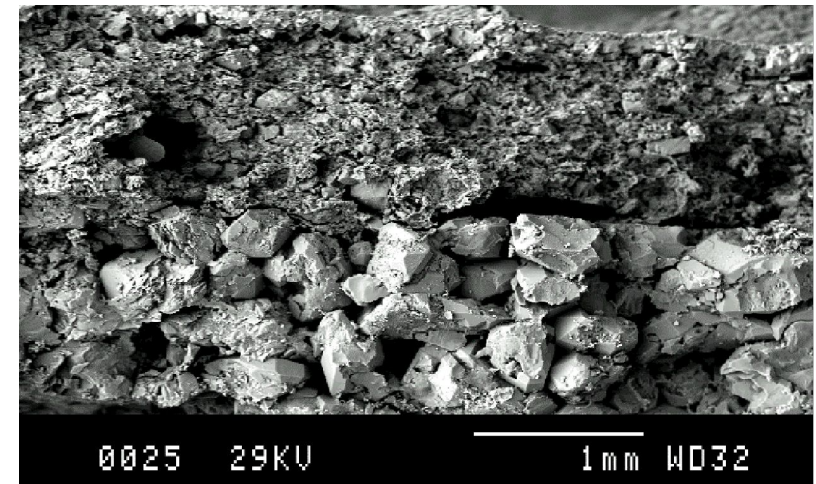
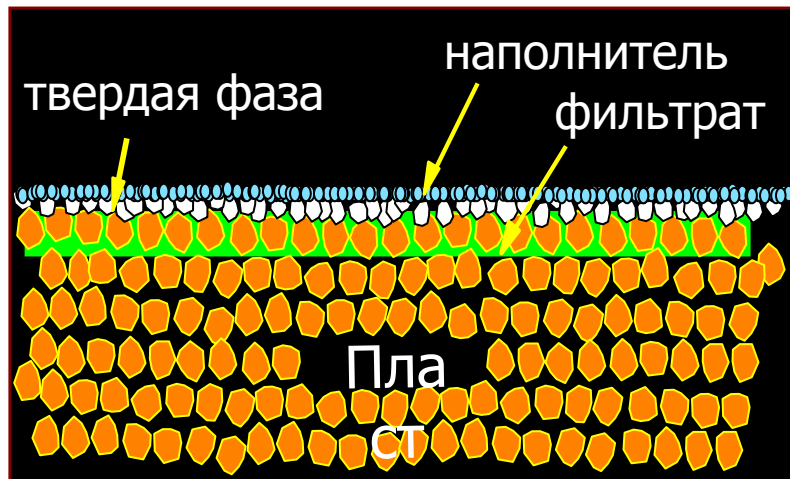
ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Регулируемая кольматация

Кольматация - заполнение порового пространства горной породы (грунта) мелкими пылеватыми, глинистыми частицами, частицами мела, резиновой крошкой, полимерсолевыми комплексами и другими частицами, находящимися в фильтрующей жидкости, результатом которого является уменьшение активной пористости пород (грунтов) и резкое снижение их проницаемости.

Реализуется в виде двух вариантов: **гидродинамической (волновой, импульсной) кольматации** – гидродинамическая обработка стенок специальным кольматирующим устройством и управляемой **химической, физико-химической кольматации** (обеспечивается буровым раствором).

Большую роль в формировании качественного защитного экрана вносит материал (кольматант) применяемый для кольматации (в глинистых растворах - глина и шлам, в меловых растворах - мел и шлам) и режим кольматации (скорости, давления). В качестве кольматантов используются такие твердые вещества как глина, асбест, мел, резиновая крошка, волокнистые материалы различной формы и грануляции (фракционного состава).



ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Регулируемая кольматация

Правильно проведенная управляемая кольматация стенок призабойной зоны продуктивных пластов дает следующие результаты:

1. существенно (на 83-99%) снижает проницаемость тонкого (5-15 мм) пристенного слоя горной породы;
2. кольматационный экран выдерживает без разрушения возникающие перепады давления в системе скважина-пласт при проведении традиционно необходимых операций;
3. кольматационный экран дополнительно упрочняет породы стенок скважины, исключая гидроразрыв, раскрытие трещин при перепадах давления, которые могут возникнуть при проведении традиционных технологических операций;
4. кольматационный экран существенно снижает глубину проникновения фильтратов бурового раствора;
5. кольматационный экран на всю толщину пробивается существующими перфораторами при вторичном вскрытии пласта;
6. толщина корки на стенке при образовавшемся кольматационном экране всегда будет меньше корки, возникающей в этих же интервалах пластов в традиционных условиях без проведения кольматации, соответственно, снижается вероятность затяжек, прихватов за счет прилипания и действия перепада давления, сальникообразований;
7. связь цементного камня непосредственно с породой или через менее тонкую корку сильнее, чем для случая отсутствия кольматационного экрана (менее вероятны заколонные перетоки, медленнее и меньше поступает агрессивный пластовый флюид в цементный камень, замедляется коррозия цемента и обсадной колонны).

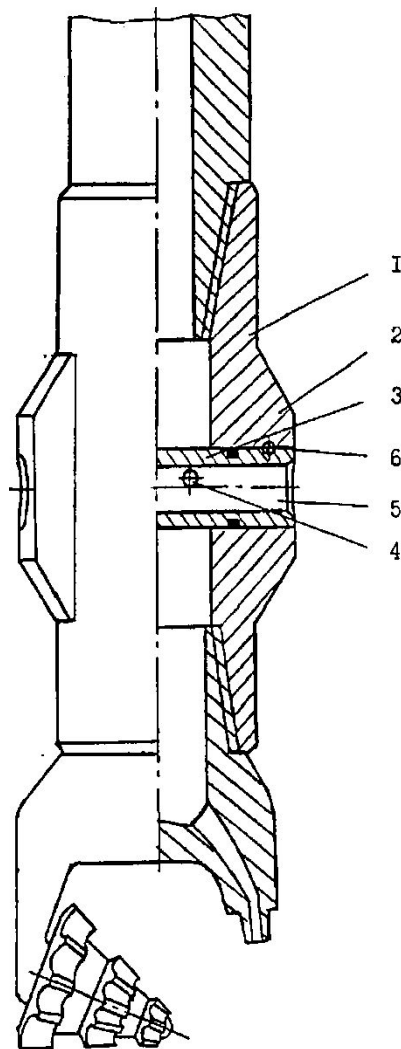
ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Регулируемая кольматация

Устройство устанавливается над долотом и работает следующим образом. Часть бурового раствора под давлением 2,5 – 4,0 МПа поступает из полости корпуса 1 через тангенциальные отверстия 4 со скоростью 56 - 80 м/с в камеру завихрения патрубка 3, в которой, вращаясь, устремляется к выходным отверстиям 5. За счет высокой угловой скорости потока в камере завихрения по параболическому закону изменяется давление среды. Вследствие этого наблюдается несимметричное схлопывание кавитационных пузырьков. В местах пережимов стенки деформированного пузырька стремительно сближаются, порождая при соударении высокоскоростные микротечения и ударные микроволны давления, что оказывает разрушающее действие на соседние пузырьки частицы твердой фазы.

Таким образом, в растворе повышается доля свободнообразующих частиц, способных проникать в поровые каналы породы. Возникают частицы, обладающие избыточной, не скомпенсированной силами упругости адсорбционно-сольватных оболочек, поверхностной энергией, что интенсифицирует процесс кольматации за счет коагуляции частиц.

Так как кавитационные пузырьки, во множестве имеющиеся в осевой зоне камеры завихрения, отличаются размерами и временем схлопывания, то в камере порождается широкий спектр частот от нескольких герц до десятков килогерц, что ускоряет процесс взаимодействия частиц в поровых каналах друг с другом и поверхностью каналов, разрушения частиц и обнажения поверхности каналов, усиливающих взаимодействие вновь образованных поверхностей частиц с вновь созданными поверхностями каналов с некомпенсированными энергиями, когезионное взаимодействие однородных минералов. Происходит формирование слоя кольматации в проницаемой породе.



**Вихревое устройство
виброкольматации:**

- 1 - корпус, 2 - предохранительные ребра, 3 – вихревой патрубок, 4 - тангенциальные каналы, 5 – выходные отверстия, 6 - штифт

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

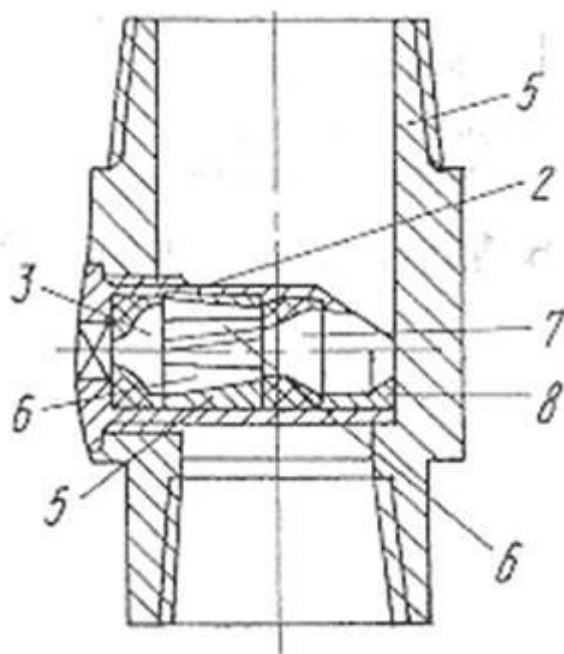
Регулируемая кольматация

Кольмататор содержит полый корпус 1 с резьбой на концах для установки над долотом и с радиальным отверстием, в которое ввинчена цилиндрическая втулка 2 со срезанным под углом к оси торцом, расположенным в полости корпуса, для ввода части потока жидкости, используемой для кольматации.

Во втулке 2 установлена кольматирующая гидромониторная насадка 3, сужающаяся полость которой выполнена с фокусирующей поверхностью 4 в виде гиперболического параболоида и составляет высокочастотный гидрогенератор вместе с размещенными перед ней последовательно, по ходу потока жидкости, антизавихрителем 5 с направляющими лопастями 6 и второй гидромониторной насадкой 7 большего, по сравнению с кольматирующей, диаметра с упором 8.

После спуска в скважину и подачи жидкости в бурильную колонну часть потока жидкости из внутренней полости корпуса 1 попадает во вторую гидромониторную насадку 7 большего диаметра, истекает из нее, спрямляясь продольными лопастями 6 антизавихрителя 5 и отражаясь от фокусирующей поверхности 4 кольматирующей насадки меньшего диаметра, попадает на стенку скважины, кольматируя ее. Соударение частиц потока жидкости, истекающей из насадки 7, с отраженными от поверхности 4 кольматирующей насадки 3 обеспечивает высокочастотное гидродинамическое возбуждение ее.

Поэтому в результате использования предлагаемого высокочастотного кольмататора увеличиваются глубина и плотность кольматационного слоя, а значит снижается интенсивность загрязнения прискваженной зоны пласта фильтратом бурового раствора.

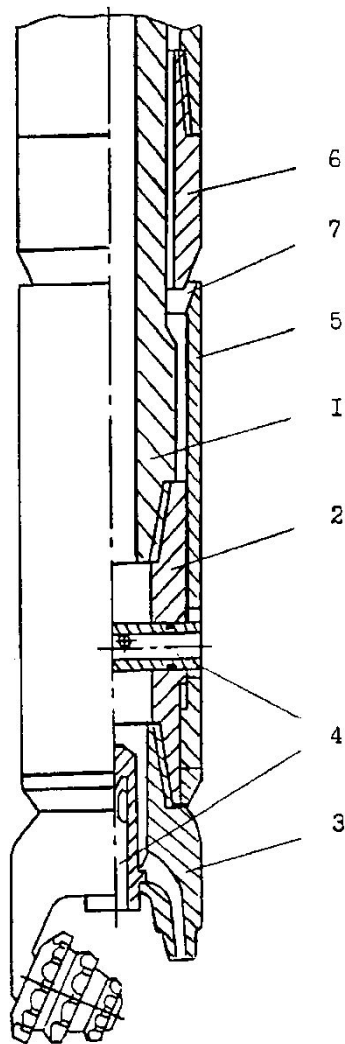


Высокочастотный кольмататор:

- 1 - корпус, 2 - втулка, 3, 7 - насадки,
4 - фокусирующая поверхность,
5 - антизавихритель,
6 - направляющие лопасти, 8 - упор

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Регулируемая кольматация



В целях снижения дифференциального давления на пласт предлагается использовать устройство, состоящее из установленного на валу 1 шпинделя забойного двигателя наддолотного переводника 2, размещенного в нем и в долоте 3 кольматирующего узла 4, выполненного в виде вихревого патрубка. На переводнике коаксиально установлена с зацеплением с ним цилиндрическая втулка 5, выполненная с возможностью осевого регулирования перемещения относительно корпуса 6 шпинделя, с которым верхняя кромка втулки 5 образует конусообразный зазор 7 (выходное сопло струйного насоса).

Устройство работает следующим образом. Часть бурового раствора из-за негерметичности уплотнения шпинделя поступает через зазор между корпусом 6 и валом 1 к конусообразному зазору 7 истекая из которого под давлением 3 - 5 МПа в скважину, отсасывает гидросреду с забоя, понижая тем самым дифференциальное давление. Другая часть потока раствора поступает на долото и кольматирующий узел 4.

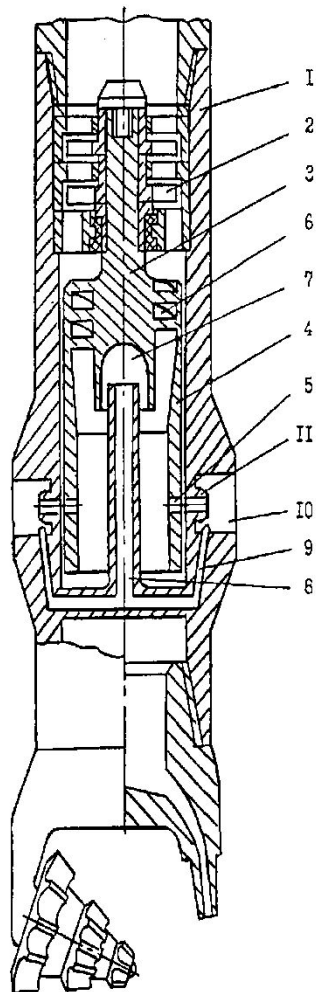
Это ведет к снижению дифференциального давления, увеличению механической скорости бурения, а уменьшение времени бурения ведет к сохранению коллекторских свойств продуктивного пласта.

Устройство для кольматации со струйным насосом:

- 1 - вал шпинделя, 2 - наддолотный переводник, 3 - долото,
- 4 - кольматирующий узел,
- 5 - втулка, 6 - корпус шпинделя,
- 7 - зазор

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Регулируемая кольматация



Устройство для гидроударной кольматации:

1 - корпус, 2 - турбинный привод,
3 - вал, 4 - ротор, 5 - радиальные
отверстия, 6 - завихритель,
7 - сборная емкость, 8 - заборная
труба, 9 - тангециальный канал,
10 - вихревая камера, 11 - втулка

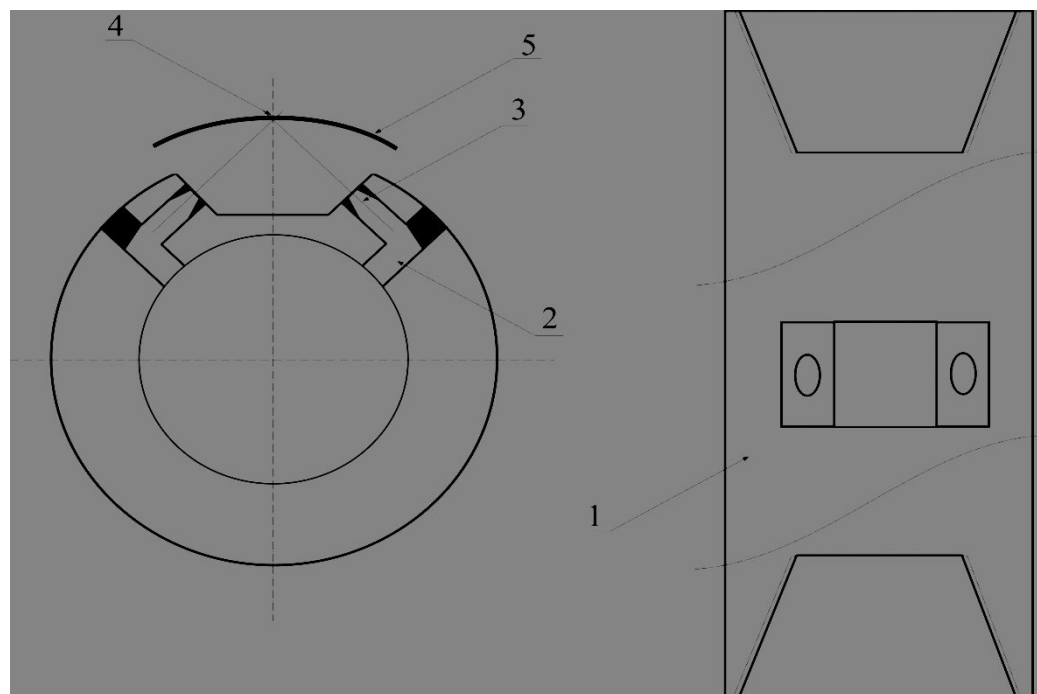
Устройство роторно-пульсационного типа состоит из устанавливаемого над долотом в роторной бурильной компоновки цилиндрического полого корпуса 1, содержащего турбинный привод 2, на валу 3 которого установлен ротор 4 с радиальными отверстиями 5 на его боковой поверхности. Между турбинным приводом 2 и ротором 4 размещен завихритель 6. В верхней части ротора 4 выполнена сборная емкость 7, в которой установлена заборная труба 8, соединенная тангенциальным каналом 9 вихревой камеры 10, выполненной в стенке корпуса 1 и выходящей в закорпусное пространство. Внутри вихревой камеры коаксиально установлена втулка 11 таким образом, что ее осевой канал периодически совпадает при вращении ротора 4 с радиальными отверстиями 5.

Устройство работает при подаче на него аэрированного бурового раствора. Под действием центробежных сил в растворе происходит его разделение на три основные фракции, наиболее плотная из которых располагается около внутренней цилиндрической поверхности ротора 4, средняя поступает на долото, а наименее плотная газожидкостная скапливается в сборной емкости 7. Откуда под воздействием повышенного давления в полости ротора через заборную трубу 8 и тангенциальный канал 9 попадает в вихревую камеру 10, где вращаясь разделяется на газ и жидкость. Жидкость устремляется в зазор между корпусом и стенкой скважины, смывая с нее частицы грязи на участке кольматации. Выделившийся газ скапливается в центральной осевой зоне вихревой камеры и как бы запирается в ней более плотным вихревым гидропоток. При этом между втулкой 11 и стенкой скважины образуется локальная область, заполненная газовой средой, через которую при совпадении отверстий 5 вращающегося ротора с осевым каналом 12 втулки 11 из полости ротора выбрасывается на стенку скважины прерывистые струи наиболее плотной фракции кольматирующего раствора.

Так как газовая среда практически не создает сопротивления струе, то при взаимодействии последней со стенкой скважины возникает явление гидроудара. За счет скачка давления, возникающего при этом происходит создание плотного слоя кольматации.

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА

Регулируемая кольматация



Устройство для вихревой кольматации с горизонтальным расположением насадок:

1 - корпус, 2 - боковые каналы, 3 - диффузор, 4 - насадки, 5 - стенки скважины

Истекающие из боковых каналов 2 с большой скоростью две гидромониторные струи пересекаются в затрубном пространстве под определенным углом на некотором расстоянии от стенок скважины, подлежащих кольматации. Благодаря скоростному напору радиальной составляющей слившегося потока и возникновению в нем турбулентной пульсации на стенки скважины создается гидродинамическое давление, а в затрубном пространстве против кольматируемой зоны - волновое поле амплитудно-частотного спектра. Усилению турбулентной пульсации потока способствуют частицы кольматанта, содержащиеся в буровом растворе, которые с большой скоростью соударяются между собой. Интенсивному воздействию подвергаются также разнофракционные частицы бурового шлама, поднимающегося по затрубному пространству и захватываемые высокоскоростными струями.

При этом, при интенсивном взаимодействии частиц кольматанта увеличивается их степень дисперсности, растет удельная поверхность, увеличивается поверхностная энергия, резко активизируются частицы, что способствует образованию более прочных связей между ними и при их последующем столкновении в кольматационном слое.

Темы спецвопроса

1. Бурение на депрессии и равновесии между пластовым и забойным давлениями: история, технические средства, преимущества, недостатки, ограничения применения.
2. Секционный спуск обсадных колонн: назначение, преимущества, недостатки, технические средства.
3. Трубы обсадные по стандартам АНИ (муфтового соединения с упорной конической резьбой Батресс и безмуфтовые высокогерметичные соединения Экстрем-Лайн): преимущества, недостатки, конструктивные особенности.