**ВОПРОС № 123. Подземный ремонт скважин. Виды подземных ремонтов, применяемая техника, оборудования. Коэффициент эксплуатации скважин.**

Виды и классификация подземных работ в скважинах. Подземным ремонтом скважины называется комплекс работ, связанных с предупреждением и ликвидацией неполадок с подземным оборудованием и стволом скважины. При ремонтных работах скважины не дают продукции. В связи с этим простои скважин учитываются коэффициентом эксплуатации К„ т.е. отношением времени фактической рабо­ты скважин к их общему календарному времени за месяц, квартал, год. Коэффициент эксплуатации в среднем составля­ет 0,94-0,98. Подземный ремонт скважин условно можно разделитьнатекущий и капитальный. Текущий ремонт подразделяют на планово-предупредительный (или профилактический) и вос­становительный. Планово-предупредительный ремонт скважин - это ремонт с целью предупреждения отклонений от заданных технологи­ческих режимов эксплуатации скважин, вызванных возможны­ми неполадками в работе как подземного оборудования, так и самих скважин. Планово-предупредительный ремонт планиру­ется заблаговременно и проводится в соответствии с графика­ми ремонта. Восстановительный ремонт скважин - это ремонт, вызван­ный непредвиденным резким ухудшением технологического режима эксплуатации скважин или их остановкой из-за отказа насоса, обрыва штанговой колонны и т.п. Межремонтный период работы скважин -это продолжи­тельность фактической эксплуатации скважины от предыдуще­го ремонта до последующего. Эта продолжительность опреде­ляется путем деления числа скважино-дней, отработанных в течение определенного периода (квартала, полугодия), на число подземных ремонтов, проведенных за тот же период в данной скважине. Основными путями повышения ***Kэ*** (что равнозначно добыче нефти) являются : сокращение сроков подземного ремонта скважин; максимальное увеличение межремонтного периода работы скважин. Вот я бы хотел рассмотреть более подробно виды подземных ремонтов. **Текущим ремонтом скважи (ТРС)** называется комплекс работ, направленных на восстановление работоспособности скважинного и устьевого оборудования, и работ по изменению режима эксплуатации скважины, а так же по очистке скважинного оборудования, стенок скважины и забоя от различных отложений (парафина, гидратных пробок, солей, продуктов коррозии).  В соответствии с Правилами ведения ремонтных работ в скважинах, введенными в действие с 01.11.97, к текущему ремонту относятся следующие работы. **Оснащение скважин скважинным оборудованиемпри вводе в эксплуатацию (из бурения, освоения, бездействия, консервации)** Ввод фонтанных скважин. Ввод газлифтных скважин. Ввод скважин, оборудованных ШГН. Ввод скважин, оборудованных ЭЦН. **Перевод скважин на другой вид эксплуатации.** Фонтанный - газлифт . Фонтанный – ШГН. Фонтанный – ЭЦ. Газлифт - ШГН Газлифт - ЭЦН ШГН - ЭЦН ЭЦН - ШГН ШГН - ОРЭ ЭЦН – ОРЭ. **Оптимизация режима эксплуатации** Изменение глубины подвески, смена типоразмера ШГН Изменение глубины подвески, изменение типоразмера ЭЦН. **Ремонт скважин оборудованных ШГН**. Ревизия и смена насоса Устранение обрыва штанг Замена полированного штока Замена,опрессовка и устранение негерметичности Очистка и пропарка НКТ. Ревизия,смена устьевого оборудования . **Ремонт скважин, оборудованных ЭЦН.** Ревизия и смена насоса Смена электродвигателя Устранение повреждения кабеля. Ревизия, смена, устранение негерметичности НКТ. Очистка и пропарка НКТ Ревизия,смена устьевого оборудования. **Ремонт фонтанных скважи**н . Ревизия,смена, опрссовка и устранение негерметичности НКТ. Очистка и пропарка НКТ Ревизия, замена, устьевого оборудования . **Ремонт газлифтных скважин**. Ревизия, смена, опрессовка и устранение негерметичности НКТ. **Очистка, промывка забоя**. Промывка горячей нефтью (водой) с добавление ПАВ Обработка забоя химреагентами (ТГХВ, СКО,ГКО и т.д.). Выше приведенные работы выполняются бригадой текущего ремонта скважин, однако в промысловой практике их чаще называют бригадами подземного ремонта скважин, что не совсем правильно, так как подземный ремонт скважины включает в себя как текущий, так и капитальный ремонт, т.е. это понятие шире. Бригадами текущего ремонта скважин могут выполняться работы по устранению некоторых аварий (например, извлечение НКТ), не занимающих много времени.

**ВОПРОС № 124. Капитальный ремонт скважин. Применяемая техника по видам капитального ремонта. Капитальным ремонтом скважин (КРС** **)** называется комплекс работ  связанных с восстановлением работоспособности обсадных солонн, цементного кольца, призабойной зоны, ликвидацией сложных аварий, спуском и подъемом оборудования при раздельной эксплуатации и закачке. К капитальным ремонтам скважин относят работы, представленные в следующей таблице. Данные работы выполняют бригады капитального ремонта скважин. **Виды работ по КРС: *Ремонтно-изоляционные работы***. Отключение отдельных обводненных интервалов пласта. Отключение отдельных пластов. Исправление негерметичности цементного кольца. Наращивание цементного кольца за эксплуатационной, промежуточной колоннами, кондуктором. ***Устранение негерметичности эксплуатационной колонны***. Устранение негерметичности тампонированием. Устранение негерметичности установкой пластыря. Устранение негерметичности спуском дополнительной обсадной   
колонны меньшего диаметр. ***Устранение аварий, допущенных в процессе эксплуатации или ремонта*** Извлечение оборудования из скважин после аварий, допущенных в процессе эксплуатации Ликвидация аварий с эксплуатационной колонной. Очистка забоя и ствола скважины от металлических предметов Прочие работы по ликвидации аварий, допущенных при эксплуатации скважин. Ликвидация аварий, допущенных в процессе ремонта скважин.***Переход на другие горизонты и разобщение пластов***. Переход на другие горизонты. Разобщение пластов. ***Внедрение и ремонт установок ОРЭ, ОРЗ, пакеров-отсекателей***.***Комплекс подземных работ, связанных с*** ***бурением***. Зарезка новых стволов скважин Бурение цементного стакана Фрезерирование башмака колонны с углу**б**лением ствола в гороной породе Бурение и оборудование шурфов и артезианских скважин. **Обработка ризабойной зоны** Проведение кислотной обработки Проведение ГРП Проведение ГПП Виброобработка призабойной зоны Термообработка призабойной зоны Промывка призабойной зоны растворителями Промывка призабойной зоны растворами ПАВ Обработка термогазохимическими методами (ТГХВ, ПГД и т.д.) Прочие виды обаботки призабойной зоны Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин Дополнительная перфорация и торпедирование ранее простреленных интервалов **. Исследование скважин** Исследование характера насыщенности и выработки продуктивных пластов,  
утонение геологического разреза в скважинах Оценка технического состояния (обследование скважины). **Перевод на использование по другому** **назначению** Освоение скважин под нагнетательные Перевод скважин под отбор технической воды Перевод скважины в наблюдательные, пьезометрические Перевод скважин под нагнетание теплоносителя или воздуха **Ввод в эксплуатацию и ремонт нагнетательных** **скважин** Оснащение паро- и воздухонагнетательных скважин противопесочным оборудованием Промывка в паро- и воздухонагнетательных скважинах песчанных пробок. **Консервация и расконсервация скважин. Прочие виды работ.** Наряду с понятием текущий  и капитальный ремонт скважины, введено понятие скважино-оперция по повышению нефтеотдачи пластов, также отнесенная к ремонтным работам в скважинах. Скважино-оперцией ремонтных работ по повышению нефтеотдачи пластов является комплекс работ в скважине по введению в пласт агентов, инициирующих протекание в недрах пласта физических, химических или биохимических процессов, направленныз на повышение коэффициента конечного нефтевытеснения на данном участке залежи. Данными работами занимаются, как правило, бригады **капитального ремонта скважины** или другие специализированные бригады, входящие в состав Управления повышения нефтеотдачи пластов и капитального ремонта скважин (УПНП и КРС).

**Билет №1. Понятие о скважине. Классификация скважин по назначению.**

**Бурение** - это процесс сооружения скважины путем разрушения горных пород. **Скважиной** называют горную выработку круглого сечения, сооружаемую без доступа в нее людей, у которой длина во много раз больше диаметра. Верхняя часть скважины называется **устьем,** дно - **забоем,** боковая поверхность - **стенкой,** а пространство, ограниченное стенкой - **стволом скважины. Длина скважины** - это расстояние от устья до забоя по оси ствола, а **глубина** - проекция длины на вертикальную ось. Длина и глубина численно равны только для вертикальных скважин. Однако они не совпадают у наклонных и искривленных скважин.Элементы конструкции скважин приведены на рис. 1. Начальный участок **I** скважин называют **направлением.** Поскольку устье скважины лежит в зоне легкоразмываемых пород его необходимо укреплять. В связи с этим направление выполняют следующим образом. Сначала бурят шурф - колодец до глубины залегания устойчивых горных пород (4...8 м). Затем в него устанавливают трубу необходимой длины и диаметра, а пространство между стенками шурфа и трубой заполняют бутовым камнем и заливают цементным раствором 2. Нижерасположенные участки скважины - цилиндрические. Сразу за направлением бурится участок на глубину от 50 до 400 м диаметром до 900 мм. Этот участок скважины закрепляют обсадной трубой 1 (состоящей из свинченных стальных труб), которую называют **кондуктором II.** Затрубное пространство кондуктора цементируют. С помощью кондуктора изолируют неустойчивые, мягкие и трещиноватые породы, осложняющие процесс бурения. После установки кондуктора не всегда удается пробурить скважину до проектной глубины из-за прохождения новых осложняющих горизонтов или из-за необходимости перекрытия продуктивных пластов, которые не планируется эксплуатировать данной скважиной. В таких случаях устанавливают и цементируют еще одну колонну **III,** называемую **промежуточной.** Если продуктивный пласт, для разработки которого предназначена скважина, залегает очень глубоко, то количество промежуточных колонн может быть больше одной. Последний участок **IV** скважины закрепляют **эксплуатационной колонной.** Она предназначена для подъема нефти и газа от забоя к устью скважины или для нагнетания воды (газа) в продуктивный пласт с целью поддержания давления в нем. Во избежание перетоков нефти и газа **в** вышележащие горизонты, а воды в продуктивные пласты пространство между стенкой эксплуатационной колонны и стенкой скважины заполняют цементным раствором. Для извлечения из пластов нефти и газа применяют различные методы вскрытия и оборудования забоя скважины. В большинстве случаев в нижней части эксплуатационной колонны, находящейся в продуктивном пласте, простреливают (перфорируют) ряд отверстий 4 в стенке обсадных труб и цементной оболочке. В устойчивых породах призабойную зону скважины оборудуют различными фильтрами и не цементируют или обсадную колонну опускают только до кровли продуктивного пласта, а его разбуривание и эксплуатацию производят без крепления ствола скважины. Устье скважины в зависимости от ее назначения оборудуют арматурой (колонная головка, задвижки, крестовина и др.). При поисках, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений бурят опорные, параметрические, структурные, поисковые разведочные, эксплуатационные, нагнетательные, наблюдательные и другие скважины. **Опорные скважины** закладываются в районах, не исследованных бурением, и служат для изучения состава и возраста слагающих их пород. **Параметрические скважины** закладываются в относительно изученных районах с целью уточнения их геологического строения и перспектив нефтегазоносности. **Структурные скважины** бурятся для выявления перспективных площадей и их подготовки к поисково-разведочному бурению. **Поисковые скважины** бурят с целью открытия новых промышленных залежей нефти и газа. **Разведочные скважины** бурятся на площадях с установленной промышленной нефтегазоносностью для изучения размеров и строения залежи, получения необходимых исходных данных для подсчета запасов нефти и газа, а также проектирования ее разработки. **Эксплуатационные скважины** закладываются в соответствии со схемой разработки залежи и служат для получения нефти и газа из земных недр **Нагнетательные скважины** используют при воздействии на эксплуатируемый пласт различных агентов (закачки воды, газа и т.д.). **Наблюдательные скважины** бурят для контроля за разработкой залежей (изменением давления, положения водонефтяного и газонефтяного контактов и т.д.). Кроме того при поиске, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений бурят картировочные, сейсморазведочные, специальные и другие скважины.

**Билет №2. Конструкция нефтяных скважин. Выбор конструкции скважины.**

При проектировании к конструкции скважины предъявляется множество требований: экономичность, минимальная металлоёмкость, недопущение геологических осложнений, ув

еличение коммерческих скоростей бурения и т.п. Но главный критерий надёжности конструкции скважин – недопущение грифонообразования после герметизации устья привозникшем флюидообразовании или в процессе его ликвидации. Геологическая служба предприятия обуславливает диаметр эксплуатационной колонны. Диаметры обсадных колонн, глубины спуска которых определены согласно рис. 1, рассчитывают снизу вверх. Соотношение меж-ду диаметрами эксплуатационной колонны и долота выбираются по данным показанным на рисунке 4 и формулам. Затем подбирают промежуточную колонну, исходя из диаметра долота под эксплуатационную колонну. Подбор остальных промежуточных колонн и кондуктора, а также долот проводят аналогично. Для глубоких скважин после определения конструкции проводят проверочный расчёт обсадных труб на прочность. Определив минимально необходимые толщины стенок труб промежуточных колонн, задаются величиной абсолютного износа труб и проверяют их на механический износ в процессе бурения и СПО под следующую колонну по специальной методике. А именно, все ОК, спускаемые в искривлённые участки ствола скважины, проверяются на проходимость в этих участках. Минимальные диаметры УБТ наддолотного комплекса, обеспечивающие успешный спуск обсадных колонн в скважину, приведены на рис. 5. Жёсткость УБТ, обеспечивающая успешный спуск ОК должна быть > 1.

**Билет №40. Вскрытие продуктивного пласта и физические процессы протекаемые при этом.** ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ. Эффективность добычи нефти и газа из скважин и разработки нефтяных и газовых месторождений в значительной степени определяется состоянием призабойной зоны пласта (ПЗП) в период заканчивания скважин. В результате физико-химического и механического воздействия при заканчивании скважин изменяются коллекторские свойства пород ПЗП. Физико-химическое воздействие на ПЗП обусловлено взаимодействием флюида и фильтрата бурового и цементного растворов, действием адсорбционных, капиллярных и диффузионно-осмотических сил. Физико-механическое воздействие на продуктивный горизонт при его вскрытии оказывают следующие факторы: разгрузка горного массива в результате разбуривания пласта изменяющееся противодавление столба бурового раствора (впоследствии изменяющееся активное давление столба цементного раствора); фильтрация фильтрата бурового (и цементного – при цементировании) раствора; изменяющийся температурный режим в скважине; гидродинамическое и механическое воздействие на породы в разбуриваемом пласте движущимся инструментом; гидродинамические эффекты (гидроудары, понижение давления и др.) в стволе и призабойной зоне в процессе цементирования и освоения скважины и др. РАЗБУРИВАНИЕ (ВСКРЫТИЕ) ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТАВ процессе вскрытия и разбуривания продуктивного пласта недостаточно внимания уделяется технологическим факторам, до минимума снижающим отрицательное воздействие не только потому, что современная технология вращательного бурения не имеет пока достаточно средств для управления процессами в призабойной зоне, но и потому, что не учитывается большое значение этого процесса для последующей эксплуатации продуктивного пласта. В соответствии с едиными правилами буровых работ столб бурового раствора в скважине должен создавать давление, превышающее пластовое на 1,5–3,5 МПа (в зависимости от глубины). В реальных условиях давление на продуктивные пласты существенно больше из-за переутяжеления бурового раствора, гидравлических сопротивлений при его движении, а также движения вниз бурового инструмента. Нечетко определены понятия качества работ в бурении и заканчивании скважин. Проблема качества строительства скважин (особенно горизонтальных) стоит очень остро. Интегральная характеристика качества скважин – получаемый полезный эффект, т.е. добыча углеводородов на рубль затрат при строительстве скважин, – за последние 10 лет сократилась более чем в 2 раза. Это объясняется не только необходимостью освоения новых, более труднодоступных и сложно построенных месторождений. Результаты анализа показывают, что при условии полного использования возможностей продуктивных пластов (если бы добывающие способности скважин не ограничивались возможностями применяемой технологии их строительства) добыча нефти и газа на одну скважину была бы в 2–4 раза больше в зависимости от условий – это один из главных путей увеличения эффективности нефтегазодобывающей промышленности. Решение проблемы качества строительства скважин сдерживается в первую очередь следующими факторами.1. Отсутствуют обоснованные методы оценки и управления качеством. Действительно, критерию обоснованности – наличию взаимно однозначного соответствия между результатами оценки качества и получаемым полезным эффектом – не удовлетворяет ни одна из известных методик. А если нет обоснованных методов оценки качества, то нет и обоснованного управления качеством.2. Регламенты и проекты на строительство скважин составляются без учета требований к качеству скважин, без обоснования условий, при которых они будут выполнять свое назначение. Например, в проектах отсутствуют оценка качества технологии вскрытия пласта и освоения скважины, обоснование допустимых нагрузок на крепь, т.е. уже на стадии проектирования закладываются все предпосылки некачественного строительства скважин. 3. При действующем экономическом механизме отсутствует заинтересованность буровых предприятий в повышении качества, во внедрении новых технических и технологических средств. Буровым предприятиям выгодно ускорение строительства скважин и снижение его фактической себестоимости по сравнению с проектными нормативами даже в ущерб качеству. 4. Буровые предприятия недостаточно оснащены необходимыми техническими средствами, материалами, оборудованием, устройствами контроля, программами и т.д.Успешное решение проблемы качества требует комплексного подхода, т.е. реализации широкого комплекса взаимоувязанных, разработанных на единой методической основе организационных, экономических и технических мероприятий.

**Билет №5. Перфорация обсадной колонны. (суть и метод).**

ПЕРФОРИРОВАНИЕ ТРУБ В СКВАЖИНАХ. Конструкция скважины в виде сплошной экс­плуатационной колонны, перекрывающей продук­тивный пласт, с заливкой цементом затрубного пространства от забоя до нужной высоты для пере­крытия верхних водяных горизонтов наиболее широко применяется благодаря ее небольшой стоимости. Против продуктивного пласта простреливают отверстия. Эта операция называется перфо­рацией, а применяемые аппараты — пер­фораторами.

В настоящее время для получения отверстий в обсадной колонне и цементном кольце приме­няют перфораторы трех типов: пулевые, торпед­ные (снарядные) и беспулевые (или кумулятивные).

Пулевые перфораторы имеют следующие раз­новидности.

1. Перфораторы залпового действия, у кото­рых все стволы выстреливают одновременно — залпом. Такие перфораторы лучше всего приме­нять при простреле мощных пластов, если не требуется избирательного прострела отверстий. 2. Перфораторы последовательного действия, у которых после­дующий ствол выстреливает лишь после выстрела предыдущего. Эти перфораторы применяют в тех случаях, когда необходимо ослабить действие выстрела на обсадную колонну, предохраняя ее от возмож­ных деформаций или появления трещин. 3. Перфораторы селективного, или раздельного, выборочного дей­ствия, дающие возможность выстрелить по одной пуле поочередно из каждого ствола в любой последовательности.

Недостаток пулевой перфорации заключается в том, что не всегда все выстрелы оказываются аффективными в связи с быстрой потерей энергии пулями при их ударе о трубы. Большая пробивная способность, обеспечива­ющая лучшее вскрытие пласта, у торпедных (снарядных) перфораторов. В отличие от пуле­вых они вместо пуль заряжаются небольшими снарядами замедленного действия. Снаряд, про­бив колонну и цементное кольцо, входит на не­которую глубину в пласт и здесь разрывается, создавая дополнительные трещины. Кvмулятивный заряд — это шашка мощного спрессованного порошкообразного взры­вчатого вещества, например гексогена, которая имеет выемку, расположенную со стороны, противоположной месту детонации взрыва. Поверхность выемки облицовывают тон­ким слоем меди. Беспулевая (кумулятивная) перфорация обеспечивает более на­дежное вскрытие пласта и улучшает его проницаемость вследствие образования более глубоких каналов. Кроме того, беспулевая пер­форация дает возможность создавать отверстия в колонне и в цемент­ном кольце без повреждения последних.

Применяются кумулятивные перфораторы двух типов: корпусные и бескорпусные. Наиболее распространены корпусные ку­мулятивные перфораторы типа ПК. В отличие от дру­гих типов кумулятивных перфораторов их кумулятивные заряды, детонирующий шнур и взрывной патрон заключены в стальной тол­стостенный герметический корпус. Преимущество корпусных кумулятивных перфораторов типа ПК заключается в том, что обсадная колонна и цементное кольцо защи­щены от действия ударных волн, поскольку вся сила удара газообраз­ных продуктов воспринимается стенками стального толстостенного корпуса. В последнее время применяют еще один метод перфорации — гидропескоструйный. Аппарат, производящий перфорацию назы­вается гидропескоструйным (абразивным) перфоратором. При такой перфорации жидкость, содержащую твердые абразивные частицы, прокачивают через ряд сопел (до 8 штук) аппарата с давлением от —15 до 30 Мн1мг ( от 150 до 300 кГ/смг) и выше. Превращение давле­ния в кинетическую энергию сообщает очень высокую скорость зер­нам песка, которые истирают поверхность стенки обсадной трубы, потом пробивают цементное кольцо и далее проникают в пласт на зна­чительную глубину. Сила струи по мере удаления от сопла умень­шается и на некоторой глубине становится равной нулю. Как по­казала практика, глубина перфорированного отверстия не превы­шает 1 м. Сопла пескоструйного аппарата изготовляют из очень твердого сплава ВК6, который может противостоять абразивному действию струи воды с песком; диаметр отверстий сопел колеблется от 4 до 5 мм. На работу перфоратора отрицательно влияет обратный ток струи жидкости с песком и частицами породы. От этого действия корпус аппарата защищается специальной рубашкой из резины. В скважину перфоратор спускается на стандартных насосно-компрессорных трубах. Жидкость с песком прокачивается двумя или тремя агрегатами типа АН-500. Основное условие нормаль­ной паботы перфоратора — отсутствие поглощения в скважине,

До прострела отверстий в ко­лонне обсадных труб устье сква­жины необходимо соответству­ющим образом подготовить. Если возможно фонтанирование, то устье оборудуют следующим обра­зом. На конец эксплуатационной колонны навинчивают муфту и приваривают ее электросваркой. Затем в муфту ввинчивают ко­лонный патрубок, на верхнем конце которого должен быть фланец, соответствующий размеру фланца крестовины фонтанной (или компрессорной) арматуры. Для возможности снижения да­вления в затрубном пространстве к колонному патрубку привари­вают отвод с резьбой на конце, на который навинчивают вентиль высокого давления. До начала простреливания отверстий эксплуа­тационная колонна должна быть опрессована. Опрессовку произ­водят после установки колонного патрубка, крестовины и задвижки на давление, допускаемое для колонны данной скважины

Во время прострела отверстий скважина обычно заполнена до устья глинистым раствором.

**Билет №8. Вызов притока жидкости из пласта. Освоение нагнетательных скважин.**

МЕТОДЫ ВЫЗОВА ПРИТОКА ЖИДКОСТИ И ОСВОЕНИЕ СКВАЖИН

Для сокращения периода освоения и дальнейшей эксплуатации в скважину, как уже отмечалось, спускают фонтанные трубы. На полу буровой должны быть приготовлены предохранительная за­движка со специальным фланцем и патрубком в собранном виде, которые можно было бы быстро установить на устье скважины. При сильном выделении газа из скважины во время спуска труб для предотвращения искрообразования от ударов муфт о край фланца в его отверстие рекомендуется вставлять накладку из цветного металла. После окончания спуска труб на устье сква­жины устанавливают фонтанную арматуру и делают необходимую обвязку. Устья скважин, пробуренных на сильно дренированные пласты, в которых не ожидаются фонтанные проявления и известно, что они будут эксплуатироваться при помощи глубинных насосов, оборудуют стандартной- глубинно-насосной арматурой. Она состоит из патрубка с двумя фланцами: нижний фланец крепится болтами к фланцу экс­плуатационной колонны, а на верхний фланец устанавливается план-шапба со спущенными насосными трубами. Последнее мероприятие по пуску скважины в эксплуатацию — вызов притока жидкости из пласта, которое начинается при условии, что давление столба жидкости в скважине будет меньше пластового давления. Поэтому все мероприятия по вызову притока заключаются в понижении давления на забой и в очистке его от песка и глинистого раствора с целью снижения сопротивлений притоку в зоне забоя. Вызов притока осуществляют различными способами в зависи­мости от характера пласта, метода его вскрытия и величины пласто­вого давления. Для вызова притока пользуются следующими основ­ными методами снижения давления на забой со стороны скважины:

1) замена глинистого раствора в стволе скважины водой;

2) замена воды в стволе скважины нефтью;

3) снижение уровня при помощи поршня (поршневание);

4) снижение уровня сжатым воздухом от передвижного или ста­ционарного компрессора (продавкой);

5) уменьшение веса Жидкости в скважине аэрацией, т. е. одно­временным нагнетанием в\ скважину нефти (или воды) и сжатого газа (или воздуха). Замену глинистого раствора водой или, как иначе называют, промывку скважины производят следующим образом. После прострела отверстий в скважину спускают фонтанные трубы до фильтра. Затем нагнетают воду в кольцевое пространство между эксплуатационной колонной и спущенными фонтанными трубами. Глинистый раствор, находящийся в скважине, уходит по фонтанным трубам. Если 'после замены глинистого раствора водой возбудить скважину не удается, переходят на промывку скважины нефтью. Метод поршневания или свабирования заклю­чается в том, что в спущенные до фильтра подъемные трубы спу­скают на стальном канате поршень, снабженный клапаном, откры­вающимся вверх. Поршень свободно погружается в жидкость; при подъеме его вверх клапан закрывается и весь столб жидкости, который находится над поршнем, выносится на поверхность. Если предполагается, что скважина будет фонта­нировать, поршневание производят через фонтанную арматуру. Недостатком этого ме­тода является необходимость работать при открытом устье, что связано с опасностью выброса. Поэтому в последнее время этот метод применяют главным образом при освое­нии нагнетательных скважин. Для возбуждения скважины поршневанием (свабированием) в нее предварительно спускают насосно-компрессорные трубы. Каж­дую трубу перед спуском проверяют шаблоном. Поршень спускают в скважину на стальном канате диаметром 16 или 19 мм. Во избежа­ние обрыва каната максимальная глубина спуска поршня не должна превосходить допустимых нагрузок на канат. Практически поршень спускают под уровень жидкости на глубине 75—150 м. В отдельных случаях применяют способ освоения скважин при помощи сжатого воздуха или газа. В скважину спу­скают два ряда труб: первый ряд (трубы диаметром 100 мм) спускают до фильтра и второй ряд (63 мм) — под уровень жидкости до такой глубины, с которой имеющиеся на промысле компрессоры способны продавить жидкость. Сжатый воздух или газ подают в кольцевое пространство между 100- и 63-мм трубами. После выброса жидкости количество ее в скважине уменьшается, отчего давление на пласт понижается и начинается приток в скважину нефти, газа, а также глинистого раствора, который вошел в пласт в процессе бурения. Основной недостаток этого метода — большое и быстрое снижение уровня жидкости в скважине, что вызывает очень резкую депрессию и усиленный приток жидкости и газа иа пласта. В условиях рыхлых песков это может повлечь за собой массовое поступление песка в скважину и образование песчаных пробок. Для равномерности дренирования пласта и регулирования коли­чества поступающего в скважину песка необходимо осуществлять постепенное, но непрерывное понижение давления на забой без резких депрессий. В этом отношении лучшие ре­зультаты дает способ постепенного уменьшения веса жидкости в сква­жине аэрацией, т. е. путем одновременного нагнетания в сква­жину жидкости и газа. Если в скважине не ожидается фонтанирования и она была про­бурена с промывкой нефтью, то целесообразно предварительно очи­стить ее забой от грязи при помощи желонки. Иногда тартание желон­кой применяют в разведочных скважинах, чтобы выяснить поведение уровня во время испытания. Желонки изготовляют из насосно-компрессорных или обсадных труб. Длина желонки 6—12 м, внутрен­ний диаметр — от 50 до 125 мм. Верхний конец желонки открытый и снабжен дужкой из круглого железа для прикрепления стального каната. Внизу желонка снабжена клапаном тарельчатого типа, от­крывающимся вверх. Щелонку спускают на стальном канате диа­метром 16 или 19 мм. Процесс тартания производят с передвижного подъемника или с лебедки бурового станка. Диаметр желонки, спу­скаемой в скважину, зависит от диаметра обсадных труб. Для умень­шения гидравлических сопротивлений и чтобы желонка не работала как поршень, ее диаметр не должен превышать 0,7 диаметра сква­жины. Скважины, которые будут эксплуатироваться глубиннонасосным способом, можно осваивать или поршневанием или непосредствен­ным спуском глубинного насоса. В отдельных случаях забой перед спуском насосных труб очищают желонкой. Если заранее известно, что забой чист (нет по­ступления песка), в скважину спускают глубинный насос, уста­навливают станок-качалку и пускают скважину в эксплуатацию. ОСВОЕНИЕ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

При освоении нагнетательных скважин очень важно очистить поровые каналы призабойной зоны от грязи и всех взвешенных ча­стиц, которые могут закупоривать поры пласта при нагнетании воды. Освобождаются от них обычно довольно длительным дренированием пласта тем или иным способом с последующей тщательной промыв­кой скважины водой, предназначенной для нагнетания. Дренируют пласт теми же методами, что и при вызове притока в нефтяных сква­жинах: поршневанием, применением сжатого воздуха, откачкой цен­тробежными глубинными электронасосами, т. е. методами, могу­щими откачивать большое количество жидкости. Однако за последнее время для дренирования нагнетательных скважин получили широкое распространение два способа: 1) поршневание и 2) создание высокой депрессии на пласт путем понижения уровня жидкости в скважине. Второй способ был предложен инженерами УфНИИ Ф. С. Абдули-ным и Ш. С. Гарифуллиным для увеличения проницаемости пластов, сложенных крепкими сцементированными песчаниками или плот­ными известняками. В скважину на насосно-компрессорных трубах спускают пакер и забойный клапан. При этом колонну насосно-компрессорных труб ставят на забой, чтобы надежно посадить пакер и закрыть клапан. Затем уровень жидкости в трубах снижают порш­неванием. После снижения уровня колонну насосно-компрессорных труб приподнимают подъемником на 80—90 см. При подъеме труб клапан открывается и жидкость из пласта под большим перепадом давления устремляется в трубы. Когда уровень жидкости станет близким к статическому, колонну насосно-компрессорных труб опу­скают, клапан закрывается и происходит посадка пакера. Затем весь цикл повторяется снова. При наличии компрессора понижать уровень можно и при помощи сжатого воздуха. Такой способ освоения нагнетательных скважин и увеличения их приемистости имеет ряд преимуществ по сравнению с обычным поршневанием. Вследствие очень высокой мгновенной депрессии на пласт создается большая скорость движения жидкости в призабойной зоне. Эта скорость в момент открытия клапана ь не­сколько десятков раз превышает скорость движения жидкости при создании депрессии обычным поршневанием. При этом значительно интенсивнее очищается поверхность фильтрации пласта и норовое пространство у забоя скважины.

Как показала практика применения этого способа, значительно увеличивались и проницаемость призабойной зоны пласта и коэф­фициент продуктивности.

**Билет №35. Техника и приборы для гидродинамических исследований скважины.**

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ УСТАНОВИВШЕМСЯ ПРИТОКЕ. Этот метод применим для эксплуатационных скважинпри всех способах экс­плуатации. Сущность метода состоит в том, что в эксплуатационных скважинах несколько раз изменяют режим работы, т. е. меняют дебит, и всякий раз, когда режим установится, замеряют дебит и забойное давление. В нагнетательных скважинах несколько раз изменяют режим работы путем изменения количества нагнетаемой воды и замеряют устано­вившееся давление нагнетания и расход воды. Полученные данные позволяют построить индикаторную кривую (иначе — индикатор­ную диаграмму). Для этого на графике в прямоугольных координа­тах по горизонтальной оси откладывают дебиты, а по вертикальной — депрессии или забойные давления. ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИ НЕУСТАНОВИВШЕМСЯ ПРИТОКЕ. Эти методы исследования основываются на законах упругого режима. Упругие свойства пласта и насыщающей его жидкости (или газа) независимо от размера пластовой системы существенно проявляются при быстром изменении режима работы отдельных скважин или одновременно многих скважин. Такие изменения при­нято называть возмущениями, а скважины, в которых быстро изме­няют режимы работы, возмущающими скважинами или источниками возмущения. Разработаны также методы исследования работы скважин в пласте конечных размеров. Эти методы обычно сложные и, кроме того, требуют более или менее точного представления о размерах пласта. Так как кривые восстановления давления снимаются в большинстве случаев сравнительно недолго, вполне оправдывает себя применение первых методов, в которых пласт рассматривается бесконечно боль­шим. Рассмотрим возмущающую одиночную скважину, работающую в бесконечно большом упругом пласте. Кривые восстановления можно получать во всех скважинах, не­зависимо от способа их эксплуатации и назначения. Достаточно строгая обработка кривых восстановления пока возможна только для условий, когда установившееся забойное давление рзаб выше давления насыщения. Теоретические и экспериментальные исследо­вания в этом направлении продолжаются. Подобно тому как кривую восстановления получают после ос­тановки скважины, ее можно получить и при резком изменении ре­жима работы в сторону уменьшения дебита; наоборот, при резком увеличении дебита получается кривая падения давления, как и после пуска. Таким образом, кривые восстановления (или падения) да­вления можно получать и без остановки скважины.

**Билет №39. Оборудование забоев скважин.**

Конструкции забоев нефтяных скважин центрирована по стволу пробуренной скважины, для чего применяют специальные резиновые кольца, пружинные фонари и другие приспособления. Строгое центрирование колонн в стволах пробуренных скважин обеспечивает равномерное распределение цементного раствора за колонной, исключает прорыв посторонних вод в продуктивный пласт, заколонную циркуляцию воды и газа, грифонообразование и другие осложнения. На практике применяют различные конструкции скважин (одно-, двух- и трехколонные, спуск заранее перфорированного «хвостовика», так называемой «летучки», а также различные забойные фильтры и конструкции с открытыми забоями, не закрепленными в пределах продуктивного пласта обсадными колоннами). Оборудование забоев скважин при вскрытии пласта в процессе бурения. На рис. 11.1 показаны наиболее распространенные конструкции забоев скважин. Пласты, выраженные такими плотными породами, как известняк и песчаник,'обычно не перекрывают колонной, а эксплуатируют скважинами с открытым забоем (рис. 11.1, а). Если продуктивный пласт выражен рыхлыми слабо сцементированными! Породами 4\* 5i (например, песками), рекомендуется эксплуатационную колонну спускать до забоя и цементировать до перекрытия верхних водоносных горизонтов, а затем перфорировать (простреливать отверстия) по каротажным данным для обеспечения притока нефти и газа в скважину (рис. II.1, б). Спуск в продуктивную часть пласта готового фильтра — хвостовика обеспечивает приток нефти и газа из пласта в скважину (рис. 11,1, в). В этом случае предыдущую обсадную колонну спускают до кровли продуктивного пласта и цементируют. После повторного вскрытия забоя в скважину спускают перфорированный на поверхности «хвостовик», верхний конец которого закрепляют в башмаке обсадной колонны различными сальниками. В ряде случаев применяют другую разновидность этой конструкции: в скважину спускают эксплуатационную колонну, в которой нижние трубы заранее перфорируют на поверхности (по высоте продуктивного пласта), цементируют лишь верхнюю часть колонны путем так называемой манжетной заливки, как это показано на рис. II.1, г. Вскрытие пласта для эксплуатации довольно часто производят путем простреливания (перфорации) отверстий в уже спущенной и зацементированной колонне. Однако до перфорации необходимо вначале оборудовать устье скважины и подготовить наземное оборудование. В противном случае (что нередко бывает на практике) в процессе перфорации могут возникнуть выбросы, открытое фонтанирование, пожар и другие осложнения.  
Оборудование устья скважин при вскрытии пласта для эксплуатации. В зависимости от назначения скважины, ожидаемого пластового давления, способа эксплуатации устье скважины может быть оборудовано различными способами. После спуска обсадных колонн производят обвязку устья скважины при помощи специальной колонной головки, которая предназначена для обвязки спущенных в скважину обсадных колонн между собой и для герметизации межтрубного пространства. На колонной головке устанавливают фонтанно-компрессорную арматуру либо планшайбу с подвешенными насосными трубами. АзИНМАШ разработал ряд конструкций колонных головок с клиновой подвеской труб (табл. II.1). Наиболее простая по конструкции колонная головка (рис. П.2, а) применяется для оборудования глубоких одноколонных скважин диаметром 114—168 мм при ожидаемых рабочих давлениях до 150 кгс/см2 (15 МПа). Головка представляет фланец с центрами отверстий и размерами под соответствующие размеры крестовика, тройника или задвижки для перфорации (прострела). Фланец навинчивают на резьбу последней трубы эксплуатационной колонны и затем проваривают двойным швом: снаружи и изнутри.

**Билет №113. Фонтанный способ эксплуатации скважин. Условия фонтанирования, возможные методы продления фонтанирования.**

В зависимости от геологической характеристики и условий эксплуатации применяют фонтанный или механизированный способы добычи нефти. При фонтанном способе пластовая жидкость или газ подается на поверхность за счет пластовой энергии. При механизированном способе используются те или иные средства откачки жидкости. Из механизированных способов наиболее широко применяются компрессорный и глубиннонасосный. Глубиннонасосная эксплуатация на промыслах СССР осуществляется либо штанговыми насосами (типа ШГН), либо бесштанговыми (наиболее распространены центробежные электронасосы типа ЭЦН). Фонтанный способ эксплуатации самый рентабельный. При рациональной эксплуатации с начала разработки залежи, при поддержании пластового давления закачкой воды (сжатого газа, воздуха) иногда удается продлить фонтанный период работы скважин на многие годы и добиться довольно высоких коэффициентов нефтеотдачи пластов (примеры: месторождения Татарии, Башкирии, Куйбышевской области, Нефтяные Камни на Каспийском море и др.). Обычно для поддержания пластового давления применяют законтурное заводнение, т. е. путем закачки води в нагнетательные скважины, расположенные в законтурной водоносной зоне залежи. В^ряде случаев законтурное заводнение дополняется внутриконтур-ным или же центральным очаговым заводнением. Фонтанирование скважины может происходить лишь в том случае, если давление на ее забое превышает гидростатическое давление жидкости (или газожидкостной смеси, или газа). Это условие фонтанирования запишем следующим образом гДе Рзаб — забойное давление, при котором возможно фонтанирование, Па; Н — глубина скважины, м; р — плотность жидкости или смеси, кг/м3; g — в кгс/см2. При соблюдении условия (П.1) рзя(> должно быть больше давления насыщения рнас. При рза6 <^рнлс скважина будет фонтанировать как под действием гидростатического напора, так и за счет энергии расширяющегося газа. Практически фонтанирование только под действием гидростатического напора встречается редко. Обычно по мере подъема жидкости в скважине давление снижается и на некоторой высоте достигает величины, равной давлению насыщения, и при этом из жидкости начинает выделяться газ, который способствует дальнейшему подъему жидкости на поверхность. Поэтому большинство фонтанных скважин работает за счет энергии газа и гидростатического напора жидкости одновременно. В таких скважинах обычно руст -<Рнас <С <\*рзаб- При этом условии в нижней части колонны движется одна фаза (жидкость), на глубине, где давление равно рняс, начинается выделение газа из нефти, а в верхней части колонны движется двухфазный поток (жидкость и газ).Чем меньше газа расходуется на подъем 1т нефти, тем рациональнее считается эксплуатация скважин. Следовательно, для фонтанных скважин оптимальным следует считать такой режим эксплуатации (такой диаметр штуцера), при котором газовый фактор наименьший.

**Билет №119. Эксплуатация нефтяных скважин глубинными насосами.**

Глубиннонасосный способ эксплуатации скважин наиболее распространен. Две трети фонда действующих скважин СССР (примерно 25% от всего объема добычи нефти) эксплуатируется глубинными насосами. Дебит скважин при этом составляет от десятков килограмм в сутки до нескольких сот тонн. Насосы спускают на глубины от нескольких десятков метров до 3000 м, а в отдельных скважинах на 3200— 3400 м. Глубиннонасосная эксплуатация скважин осуществляется в основном:  
а) глубинными штанговыми насосами с приводом от станка-качалки; б) погружными центробежными электронасосами с электроприводом через специальный шланговый кабель. К наземной части насосной установки (рис. 11.12) относятся оборудование устья скважины и станок-качалка, к подземной — насосные трубы, штанги, глубинный насос и защитные приспособления.

Насос в скважину спускают на глубину ниже уровня жидкости на колонне насосных труб 16.  
Глубинный насос состоит из цилиндра 19 и полого поршня (плунжера) 20. На нижнем конце цилиндра неподвижно укреплен узел всасывающего клапана 22, называемого также приемным клапаном, а на нижнем (или верхнем) конце плунжера — нагнетательный клапан 21. Всасывающий и нагнетательный клапаны по устройству одинаковы и открываются только вверх. Плунжер подвешивается на колонне насосных штанг 17 при помощи клетки 18. Верхний конец колонны штанг присоединяют подвеской 4 через сальниковый шток 3 к головке 5 балансира 6 станка-качалки. Балансир станка-качалки качается на опоре (оси) 7, укрепленной на стойках. Вращение от шкива электродвигателя 9 (частота вращения от 730 до 1400 об/мин) передается посредством клиноременной передачи редуктору 11, при этом частота вращения снижается до 6—15 об/мин. Редуктор представляет собой зубчатую передачу, колеса которой помещены в металлическую коробку, заполненную маслом. Вращение приводного вала редуктора станка-качалки при помощи зубчатых колес передается кривошипному валу, на концах которого насажены кривошипы 13. С кривошипами шарнирно соединены шатуны 10. Другой" конец каждого шатуна также шарнирно соединен с траверсой 8 балансира. Таким образом, с помощью описанного кривошипно-шатунного механизма 13, 10, 6 вращательное движение преобразуется в чередующееся движение — вверх и вниз (качание). Такое непрерывное чередующееся движение балансира станка-качалки, а следовательно, штанг и плунжера насоса, При ходе плунжера вверх под давлением жидкости на всасывающий клапан 22 снизу и вследствие образования вакуума в цилиндре насоса шарик поднимается и жидкость, проходя через этот клапан, заполняет цилиндр. В это время верхний нагнетательный клапан 21 закрыт, так как на него давит столб жидкости, находящейся в насосных трубах. При ходе плунжера вниз всасывающий клапан закрывается, а нагнетательный открывается. При этом плунжер как бы выдавливает в насосные трубы жидкость, поступившую в цилиндр глубинного насоса. При последующих ходах плунжера уровень жидкости в подъемных трубах постепенно повышается, достигает устья и затем поступает в выкидную линию через тройник 2.

Билет №121. Установка погружных центробежных электрических насосов. Схема принципиального действия.

Применяемые на нефтегазодобывающих предприятиях страны глубинные бесштанговые насосы делятся на погружные центробежные электронасосы (ЭЦН — наиболее распространенные) и гидропоршневые (ГН). Для эксплуатации скважин, в жидкости которых содержится песок, эти насосы выпускают в износоустойчивом исполнении (ЭЦНИ и ГНИ). Производительность ЭЦН колеблется в пределах от 20 до 2000 м3/сут, а напор — от нескольких метров до 3000 м. Важным преимуществом этих насосов является высокий межремонтный период их работы (в 3—4 раза превышающий межремонтный период ШГН), а также простота обслуживания. Гидропоршневые насосы рекомендуется применять для эксплуатации скважин глубиной до 4000 м при де-битах 25—30 м3/сут. Ввиду ограниченного применения гидропоршневые насосы в дальнейшем не рассматриваются. Погружные насосы ЭЦН (рис. 11.22) состоят из центробежного насоса 4 и электродвигателя 1 специальной конструкции с протектором 2 и бронированного кабеля 5 в специальном антикоррозионном исполнении. Шлицевыми муфтами валы двигателя и центробежного насоса через протектор соединены в одно целое. Насос ЭЦН спускают в скважину на обычных насосных трубах. Параллельно им спускают бронированный гибкий кабель, разматываемый с барабана 7 и прикрепляемый к трубам специальными хомутами 10. Питание электроэнергией двигателя ЭЦН в скважине осуществляется от обычной сети напряжением 380 В, которое регулируют автотрансформатором 8. Контроль и автоматическое управление работой ЭЦН осуществляются от станции управления 9. Погружной электродвигатель (ПЭД) для насоса ЭЦН (рис. 11.23) представляет собой асинхронный двигатель трехфазного тока в герметичном исполнении. Помещается он в стальной трубе, заполненной маслом (во избежание контактирования с насосно-компрес-сорными и обсадными трубами и поражения током обслуживающего персонала). Длина ПЭД в зависимости от его мощности колеблется в пределах 0,5—10 м. Статор ПЭД собирают из активных пакетов (секций) 9 статорного железа и немагнитных секций 8 (из листовой латуни или немагнитной стали), чередующихся между собой. Обмотка статора (общая для всех пакетов) изготавливается из масло- и теплостойких материалов. Из нескольких секций (пакетов), имеющих самостоятельную обмотку, собирается также и ротор двигателя. Между роторными секциями на валу смонтированы промежуточные подшипники. Мощность двигателей ПЭД колеблется в пределах 17—46 кВт. Центробежный многоступенчатый электронасос (рис. 11.24) собирают из рабочих колес (в среднем по 80—140 на каждый насос), с прокладками между ними (для уменьшения трения) на одном валу (на шпонке) методом скользящей посадки и помещают в стальной трубе в целях защиты от ударов о колонну при спуске и подъеме. При этом рабочие колеса лежат на валу, как на подпятниках. Вал поддерживается в вертикальном состоянии подшипниками. В верхней части подшипник — скользящий, в нижней — устанавливаемый в подшипниковом узле. На нижнем конце корпуса ЭЦН помещается всасывающая сетка длиной от 5,1 до 10,8м (в зависимости от числа ступеней). Для защиты двигателя ПЭД от попадания скважинной жидкости через неплотности сальника насоса служит протектор (рис. 11.25). С помощью протектора, кроме того, происходит также постоянная смазка подшипников насоса ЭЦН. В верхней камере протектора содержится густое масло, в нижней — жидкое. В верхней камере помещается поршень с пружиной, а в корпусе протектора на уровне чуть ниже поршня имеется отверстие, через которое гидростатическое давление из скважины передается на поршень. В этом суть механизма смазки подшипников насоса и его сальника: масло через перепускной клапан 8 в процессе работы насоса выдавливается поршнем в нижнюю камеру насоса и далее к подшипникам и сальнику.Жидкое масло расходуется на смазку электродвигателя и периодически поступает из нижней камеры в ПЭД. Запас масла в последней рассчитан на работу насоса в скважине в течение 6 месяцев.

**Билет №56. Особенности конструкций и оборудование газовых скважин.**

Физические свойства газа отличаются от соответствующих свойств; нефти: гораздо меньшие вязкость и плотность и большая сжимаемость. Кроме того, газ от нефти отличается и товарными качествами. Вследствие небольшой вязкости он очень подвижен и со снижением давления сильно расширяется. Свойства газа позволяют эксплуатировать газовые скважины фонтанным способом. Поэтому в конструкции и оборудовании газовых скважин, освоении и регулировании режима их работы много общего с фонтанными нефтяными скважинами. Конструкция газовой скважины определяется конкретными условиями ее бурения и последующей эксплуатации — глубиной и характером вскрываемых газовых залежей, наличием или отсутствием водоносных горизонтов, свойствами добываемого газа и т. д. В большинство газовых скважин после кондуктора спускают одну колонну — эксплуатационную диаметром 146 или 168 мм. Обвязка обсадных колонн между собой на устье осуществляется при помощи обычных или клиновых колонных головок (см. рис. II.2, а).  
В зависимости от числа скважин, их дебита, пластового давления и других факторов применяют две схемы обвязки: индивидуальную и групповую. При индивидуальной схеме обвязки оборудование для регулирования работы, отделения примесей, измерения дебита газа и конденсата и предотвращения образования гидратов размещают на устье скважины и около него. При групповой схеме на устье устанавливают только фонтанную арматуру, остальное же оборудование и приборы для группы скважин монтируют в одном месте — групповом пункте, где производят смену штуцеров, отделение примесей из газа и сбор конденсата, осуществляют мероприятия против гидратообразования, измерение дебитов газа и конденсата всех подключенных скважин. Каждая скважина связана с групповым пунктом коллектором высокого давления; состояние оборудования устья скважин периодически контролируется.  
При групповой схеме обвязки скважин облегчается их обслуживание, создается возможность широкой автоматизации процесса добычи газа и эффективного использования энергии дросселирования для получения конденсата и применения эжекции газа. Фонтанная арматура на устье чаще всего используется крестового типа с фланцевыми соединениями. Она удобна для монтажа и обслуживания и устойчива, так как имеет небольшую высоту. Конструкция забойной зоны зависит от характеристики продуктивных пород. Если газоносный пласт сложен плотными породами (известняками, песчаниками), забой оставляют открытым, т. е. эксплуатационную колонну спускают до кровли продуктивного пласта (схема а); если газоносный пласт выражен рыхлыми неустойчивыми породами (песками, слабо сцементированными песчаниками), то забой скважины оборудуют по схеме б или в (см. рис. II.1).  
Газовые скважины осваивают теми же способами, что и нефтяные. Часто применяют компрессорный способ, используя газ высокого давления из соседних скважин или воздух, подаваемый с передвижных компрессорных установок. Эксплуатируют газовые скважины, как правило, при спущенных до середины фильтра фонтанных трубах, через которые газ поступает на поверхность. Фонтанные трубы спускают с целью: освоения скважины и глушения ее при необходимости подземного ремонта; исследования скважины, связанного со спуском глубинных приборов; предохранения эксплуатационной колонны от истирания и коррозии, при наличии в газе твердых примесей (песок, кристаллы солей) и корродирующих компонентов; выноса жидкостей и механических примесей с забоя на поверхность.

**Билет №60. Исследование скважин на приток при установившемся режиме.**

Исследование скважин проводят для изучения геолого-физиче-«ких свойств пласта, пластовых жидкостей и газов с целью получения исходных данных для проектирования разработки новых месторождений, выбора методов искусственного воздействия на залежи ж призабойную зону скважин, установления, контроля и регулирования режима работы пластов и скважин. Сущность гидродинамических методов исследования скважин заключается в определении характеристик пластов и скважин по данным измерений дебитов скважин и забойных давлений при установившихся и неустановившихся процессах фильтрации жидкости и газов в пласте. Метод установившихся отборов (его часто называют методом пробных откачек) применяется при исследовании всех видов скважин (нефтяных, нефтегазовых, газовых и т. д.). Сущность его заключается в том, что путем промысловых измерений устанавливаются зависимости между дебитом скважины и величиной •ее забойного давления.  
Пластовое давление замеряют заранее с учетом того, что оно длительное время остается постоянным.  
После замера дебита изменяют режим работы скважины, т. е. увеличивают или уменьшают ее дебит и через некоторое время, когда давление на забое скважины установится в соответствии^ этим дебитом, вновь повторяют измерения. Затем вновь изменяют режим работы скважины и, дождавшись установившегося дебита, вновь замеряют его. Такие измерения выполняют три или четыре раза.  
Режим работы скважины изменяют по-разному в зависимости от способа ее эксплуатации. При глубиннонасосной эксплуатации изменения режима работы скважины производят путем изменения длины хода плунжера насоса или числа ходов, при фонтанной эксплуатации — путем изменения противодавления на устье скважины (смены штуцеров), при компрессорной эксплуатации\*— изменением количества закачиваемого в скважину сжатого газа (воздуха). \_\_\_\_\_Дебит 0. Продолжительность работы скважины •§ на каждом режиме при проведении иссле- | дования определяется опытным путем и зависит от дебита скважины, харак- с теристики пласта и насыщающих его 5 жидкостей и газа. По данным исследования строят гра- , фики (рис. 11.26) зависимости дебита скважины Q от забойного давления рваб или Рис. 11.26. Виды индика-от величины депрессии Ар, т. е. перепада торных щ>ивых между пластовым и забойным давлениями (Др = рпл — Рзаб)- Такие графики называют индикаторными диаграммами скважин. По форме линии индикаторных диаграмм могут быть прямыми (линия 1), выпуклыми (линия 2) и вогнутыми (линия 3) относительно оси дебитов (см. рис. 11.26). Для эксплуатационных скважин могут быть построены прямолинейные диаграммы (когда эксплуатируется пласт с водонапорным режимом, когда приток однородной жидкости в скважину происходит по линейному закону фильтрации и т. д.); криволинейные — с выпуклостью, обращенной к оси дебитов; и диаграммы, одна часть которых прямолинейна, а другая при увеличении депрессии и дебитов — криволинейна. Это искривление индикаторной линии обычно происходит вследствие нарушения линейного закона фильтрации. Во всех случаях, когда залежь, эксплуатируется на режиме, отличающемся от водонапорного, индикаторная линия будет выпуклой по отношению к оси дебитов.  
Нагнетательные скважины могут иметь диаграммы прямолинейные, криволинейные с выпуклостью, обращенной к оси дебитов или к оси давлений, и диаграммы прямолинейно-криволинейные.  
Индикаторная линия, вогнутая по отношению к оси дебитов, может получиться в результате неправильных измерений забойных Давлений и дебитов. Поэтому при получении вогнутых индикаторных линий исследование на приток считается неудовлетворительным и его необходимо повторить. Приток жидкости к забою скважины, изображаемый индикаторными линиями, приведенными на рис. 11.26, определяется зависимостью: где К — коэффициент продуктивности; п — коэффициент, показывающий характер фильтрации жидкости через пористую среду.  
При линейном законе фильтрации ге = 1 и индикаторная линия — лрямая. Линия, выпуклая к оси дебитов, получается при п > 1, а вогнутая линия — при п << 1 .  
При линейном законе фильтрации уравнение (II. 1) принимает вид:  
Q = K(pnn-p3a6). (11.2) Коэффицие щт ом' продуктивности эксплуатационной скважины ^называется отношение ее дебита к перепаду (депрессии) между пластовым и забойным давлениямил соответствующему этому дебиту - - - -г-. (П.З) V 'Аналогом коэффициента продуктивности для нагнетательных скважин является коэффициент приемистости К' Q'Рзаб — Рпл. Если дебит измерять в т/сутки, а перепад давлений в Паскалях,, то размерность коэффициента продуктивности будет т/сут-Па. Однако величина «паскаль» чрезмерно мала, поэтому для промысловых измерений давления лучше пользоваться кратными единицами — мегапаскалем МПа или килопаскалем кПа. Соотношение между этими и внесистемными единицами — 1 кгс/см2 = 100 кПа = = 0,1 МПа. Коэффициент продуктивности обычно определяют по данным индикаторной линии. Если индикаторная линия имеет прямолинейный участок, который затем переходит в криволинейный, то для определения коэффициента продуктивности используется только прямолинейный участок. При определении коэффициента продуктивности на криволинейном участке необходимо знать перепад давления, соответствующий этому коэффициенту. Если забойное давление равно нулю, то Эту максимально возможную производительность скважины при Рзав = 0 называют потенциальным дебитом. Практически дебит, равный потенциальному, можно получить при условии, что в скважине есть зумпф («карман» — часть ствола скважины ниже нижних отверстий фильтра). Если при этом глубин-лый насос спущен в зумпф, то противодавление на пласт можно поддерживать равным атмосферному и дебит скважины будет потенциальным. По полученной в результате исследования скважины величине коэффициента продуктивности устанавливают режим ее работы, подбирают необходимое эксплуатационное оборудование. По изменениям коэффициента продуктивности судят об эффективности обработок призабойной зоны скважин, а также о качестве подземных ремонтов. Сравнивая газовые факторы и коэффициенты продуктивности до и после обработки или ремонта скважины, судят о состоянии скважины.

**Билет №68. Исследование фонтанных скважин.**

Исследование фонтанных скважин проводят как методом пробных откачек, так и по кривой восстановления давления. Особенно широко применяется первый метод. Сущность его заключается в следующем. При каком-то установившемся режиме работы исследуемой скважины замеряют забойное давление и ее дебит. По расходомеру, установленному на газопроводе, отводящем газ из трапа, определяют количество выделившегося из скважины газа. Уточняют давления на буфере и в затрубном пространстве по контрольным манометрам. После этого изменяют диаметр штуцера на больший или меньший, создавая новый режим работы скважины так, чтобы дебит ее изменился примерно на 20%. Через сутки при данном режиме замеряют забойное давление и дебит. Режим считается установившимся (при данном штуцере), когда при повторяющихся подряд замерах дебиты жидкости и газа изменяются не более чем на 10%. При исследовании фонтанной скважины методом пробных откачек достаточно получить четыре-пять точек кривой зависимости дебита от забойного давления. Одновременно с замерами дебитов и давлений при каждом режиме работы скважины определяют газовый фактор и отбирают пробы жидкости для установления процента обводненности и содержания песка в ней.  
На основе результатов исследования скважин строят индикаторную линию и определяют коэффициент продуктивности. Строят также графики зависимости между диаметром штуцера и дебитами нефти, воды и газа и содержанием песка в продукции скважины. Сравнивая построенные кривые и исходя из величины газового фактора, процента содержания воды и песка в жидкости при различных темпах ее отбора, устанавливают режим работы скважины. Режим фонтанирования (диаметр штуцера) выбирают так, чтобы скважина имела высокий дебит при небольшом газовом факторе, давала бы меньше воды и песка, фонтанировала спокойно, без больших пульсаций. Если возникает опасность обводнения, отбор уменьшают. При соблюдении этих условий удается обеспечить наиболее рациональное расходование пластовой энергии и длительное бесперебойное фонтанирование скважины. На рис. 11.27 для примера показаны кривые, полученные в результате исследования фонтанной скважины, по которым можно устанавливать технологический режим ее эксплуатации. Если, например, забойное давление должно быть не ниже давления насыщения, которое равно (120-105Па), то оптимальным диаметром штуцера будет 6 мм. При этом диаметре дебит нефти составляет 50 т/сут,. Рис. 11.27. Регулировочные кривые фонтанной скважины: 1 — пластовое давление рП1]; 2 — забойное давление psa6; 3 — дебит скважины Q; 4 — газовый фактор; 5 — содержание песка в продукции скважины, %; 6 — депрессия Др  
газовый фактор не более 60 м3/т при депрессии 30-Ю5 Па, что дает Рзаб — 135-10вПа (выше давления насыщения), содержание песка в струе жидкости составляет <[0,3%. Технологический режим эксплуатации фонтанных скважин устанавливается геологической службой НГДУ ежемесячно. Изменяют режим в основном по результатам исследований скважин, которые повторяются не реже одного раза в три месяца.

**Билет № 24. Исследование компрессорных скважин.**

Исследование компрессорных скважин в большинстве случаев проводится методом пробных откачек. При этом темп откачки жидкости (дебит скважины) изменяют путем увеличения или уменьшения расхода рабочего агента. В процессе исследования определяют также зависимость дебита скважины от забойного давления, необходимую для построения индикаторной кривой, F зависимость дебита от расхода рабочего агента, которая необходима для установления оптимального режима работы скважин. Исследование компрессорной скважины путем изменения расхода нагнетаемого рабочего агента (газа, воздуха) производят следующим образом. Сначала устанавливают режим работы скважины при минимальном расходе газа, при котором еще происходит подача жидкости из скважины. Этот расход газа поддерживают постоянным в течение нескольких часов для того, чтобы режим работы скважины установился. После этого замеряют рабочее давление дебит нефти, воды и газа, определяют расход рабочего агента. Затем увеличивают расход рабочего агента и при новом режиме повторяют те же замеры. Дебит жидкости возрастает с увеличением расхода рабочего агента лишь до определенного предела, дальнейшее его увеличение влечет за собой уменьшение дебита. Поэтому исследование скважины заканчивают после того, как следующие друг за другом два-три / Маки, дебит {Макс. к. п. д. Расход газа в eff Времени Рис. 11.28. Кривая зависимости дебита жидкости от количества рабочего агента Q — /режима дадут уменьшение дебита при продолжающемся увеличении расхода рабочего агента. По результатам исследования строят кривые зависимости дебита скважины от расхода рабочего агента. На рис. 11.28 приведена обобщенная кривая зависимости дебита жидкости от расхода газа — кривая Q — / (F0)- Эта кривая имеет четыре характерные точки: начало выброса 1, наименьшего удельного расхода 2 (максимального к. п. д.), максимального дебита (точка перегиба 5) и прекращения подачи 4 (пролета). Точка максимального к. п. д., представляющая собой точку пересечения касательной, проведенной из начала координат, с кривой Q = / (F0)> находится на левой ветви. Точка начала выброса располагается на некотором удалении от начала координат (не при всяком расходе рабочего агента компрессорная скважина может работать). Из кривой Q — / (F0) видно, что с увеличением расхода рабочего агента (газа, воздуха) дебит жидкости сначала возрастает, а г^тем, достигнув максимального значения, снижается до полного прекращения подачи. Это явление объясняется тем, что уровень жидкости в скважине по мере увеличения расхода газа оттесняется от башмака подъемных труб и газ, поступая в них, захватывает все меньшее количество жидкости. Обычно по результатам исследования компрессорной скважины строят кривую Q = / (F0) и на этом же графике строят кривую удельного расхода рабочего агента (рис. 11.29), показывающую, как при различных отборах жидкости изменяется количество нагнетаемого газа, необходимого для подъема из скважины 1 т жидкости. Кривую удельного расхода рабочего агента можно получить делением расхода на соответствующий ему дебит. На рис. 11.29 видно, что наименьший удельный расход газа получается не при максимальном дебите скважины, а при несколько меньшем отборе. По кривым 1 ж 2 определяют количество нагнетаемого рабочего агента, необходимое для эксплуатации данной скважины. Режим работы скважины устанавливают в зависимости от допускаемого отбора жидкости и производительности компрессорной станции. Если количество сжатого газа достаточно для полного обеспечения им всех скважин на РИТСе и дебит скважин можно не ограничивать, то работают на режимах максимального дебита, который характеризуется наивысшей точкой на кривой 1. Если сжатого газа на РИТС не хватает или по технологическим или геологическим причинам отбор жидкости из скважин ограничен, тогда работают на режимах минимального удельного расхода газа. Режим работы скважин пересматривают один раз в месяц или один раз в квартал в зависимости от стадии разработки месторождения.

**Билет №77. Раздельная эксплуатация в одно скважине двух или более пластов.**

Большинство нефтяных и газовых месторождений являются многопластовыми, т. е. состоят из ряда залежей, расположенных поэтажно один над другим. Если залежи (пласты, горизонты) имеют различную характеристику, то разработка каждой из них производится отдельными сетками скважин или же (при единой сетке) нефть отбирается из верхних горизонтов скважинами, пробуренными на нижний, так называемый опорный, горизонт после его истощения (путем возврата скважин на вышележащие горизонты).  
В первом случае для одновременной разработки всех пластов необходимо бурение значительного числа скважин на каждый продуктивный горизонт, что связано с большими капиталовложениями на бурение и обустройство промысловых площадей.  
Во втором случае разработка месторождения затягивается на десятилетия, добыча в процессе разработки оказывается незначительной, так как в каждой скважине одновременно в эксплуатации находится лишь один горизонт.  
Ускорения разработки многопластового месторождения и уменьшения капиталовложений можно достичь применением раздельной эксплуатации нескольких пластов одной скважиной.  
Сущность этого метода заключается в том, что все продуктивные пласты месторождения (или основные из них) разбуривают одной сеткой скважин; в скважины спускают специальное оборудование, обеспечивающее одновременное извлечение нефти из каждого пласта на поверхность по отдельным каналам.  
Наибольшее распространение получил метод раздельной эксплуатации двух пластов одной скважиной.  
В этом случае каналами для извлечения нефти на поверхность могут быть спускаемые в скважину:  
а) два параллельных ряда подъемных труб;  
б) два концентрических ряда труб.  
В Советском Союзе применяют способы раздельного отбора продукции из двух пластов в одной скважине, раздельного нагнетания рабочего агента (воды, газа) в два пласта через одну скважину,  
98  
а также комбинированный способ, при котором из одного пласта отбирают продукцию, а в другой пласт через эту же скважину закачивают воду.  
Раздельная эксплуатация одной скважиной двух пластов может осуществляться в зависимости от условий притока жидкости и газа в скважину в следующих вариантах:  
1) эксплуатация обоих пластов фонтанным способом;  
2) эксплуатация одного пласта фонтанным, другого механизированным способом (компрессорным, штанговой насосной установкой или бесштанговым центробежным электронасосом);  
3) эксплуатация обоих пластов насосным способом (штанговыми или бесштанговыми насосными установками).  
Каждый из перечисленных вариантов может быть осуществлен в нескольких разновидностях, различающихся между собой конструкциями подземного и наземного оборудования.  
Рассмотрим некоторые схемы оборудования для раздельной эксплуатации двух пластов одной скважиной.  
Установка типа УФЭ предназначена для раздельной добычи нефти фонтанным способом из двух пластов одной скважиной с эксплуатационной колонной диаметром 168 мм по двум параллельным рядам чруб. В установке предусмотрена транспортировка продукции каждого пласта на дневную поверхность по самостоятельным каналам параллельных насосно-компрессорных труб и фонтанной арматуры. Наличие самостоятельных для каждого пласта каналов и прямоточных задвижек в наземном оборудовании позволяет в каждом из них применять существующие методы (в том числе механические) борьбы с отложениями парафина, исследовать пласты с помощью глубинных приборов, раздельно регулировать режимы работы эксплуатируемых объектов и воздействовать на призабойную зону.  
Установки этого типа, выпускаемые под шифром 2УФЭ-168-200, могут быть использованы при фонтанировании обоих пластов и при фонтанировании нижнего пласта и газлифтной эксплуатации верхнего.  
Наземное оборудование представляет собой сдвоенную фонтанную арматуру штампосварного исполнения, двухструнную, которая в случае необходимости легко компонуется в однострунную. Запорные органы арматуры — боковые и сдвоенные, стволовые, прямоточные шиберные задвижки. Подвеска параллельных^рядов насосно-компрессорных труб осуществляется для первого ряда резьбовым соединением в сдвоенной катушке, для второго ряда — в трубодержателе.  
Для обеспечения надежности уплотнения двух прокладок в одной плоскости в месте соединения сдвоенной задвижки с трубной подвеской служит компенсирующее устройство с регулировочными винтами.  
Режим работы скважин регулируется с помощью штуцеров с минералокерамическими насадками, устанавливаемых на выкидных линиях арматуры. При необходимости могут быть использованы регулируемые штуцеры различных типов.  
7\* 99  
Подземное оборудование подвешивается на первом ряду насосно-компрессорных труб в следующем (сверху вниз) порядке: коническая глухая подвеска, перепускной клапан 2КПО-73, якорь, пакер 2ППР механического действия и башмачный клапан на конце под-пакеряых насосно-компрессорных труб. В конической глухой подвеске подвешивается концентрично первому ряду внутренний ряд насосно-компрессорных труб, обеспечивающий возможность замещения рабочего агента, начиная от фильтровой зоны нижнего пласта.  
Над каждой муфтой насосно-компрессорных труб первого и второго рядов устанавливают конические разрезные кольца, позволяющие производить беспрепятственный спуск и подъем второго ряда труб.  
Разобщение раздельно эксплуатируемых пластов осуществляется с помощью пакера механического действия типа ППР. При необходимости можно применять пакеры гидромеханического и гидравлического действий. После посадки пакера надежность разобщения пластов обеспечивается осевой нагрузкой, создаваемой весом насосно-компрессорных труб, воспринимаемой резиновыми уплотнителями.  
Перепускной клапан одностороннего действия позволяет производить освоение, глушение скважины и прямую прокачку рабочего агента из колонны труб в затрубное пространство.  
Башмачный клапан, состоящий из седла с шариком, служит для предотвращения поглощения рабочего агента нижним пластом при прокачке. Шарик забрасывается в первый ряд насосно-компрессорных труб в скважине перед началом освоения и выносится на поверхность при фонтанировании струей продукции нижнего пласта.  
Значительные перепады давления между пластами, вызываемые избыточным давлением нижнего пласта, могут привести к продольным перемещениям и деформации колонны насосно-компрессорных труб первого ряда.  
Для предотвращения этого явления пользуются специальным гидравлическим якорем, рассчитанным на максимальное рабочее давление 200 кгс/см2 и максимальное осевое усилие 7 тс, который устанавливается непосредственно над пакером или несколько выше его для фиксирования крепления насосно-компрессорных труб на заданной глубине.  
Монтаж и демонтаж наземного и подземного оборудования установки 2УФЭ-168-200 производится обычным инструментом и оборудованием, применяемым на РИТСах.  
Установка типа УЗФ (рис. 11.31) предназначена для раздельной эксплуатации скважин с эксплуатационной колонной диаметром 146 и 168 мм по технологической схеме закачка — фонтан.  
Наземное оборудование состоит из деталей серийно выпускаемой фонтанной арматуры 1.  
Подземное оборудование, представляющее собой двухрядную концентрическую подвеску колонны насосно-компрессорных труб 2  
100  
и 5, состоит из пакера механического действия 7 типа ППР, муфты 6 перекрестного потока, глухой конической подвески 4 и разобщителя 3. Ниже пакера на насосно-компрессорной трубе 8 диаметром 48 мм  
/о  
Рис. 11.31. Установка типа УЗФ:  
J — арматура; 2 и 5 — колонна насосно-компрессорных труб соответственно наружного (первого) и внутреннего (второго) рядов; s — разобщитель; 4 — глухая коническая подвеска; в — муфта перекрестного потока, 7 — пакер механического действия; « — колонна насосно-компрессорных труб диаметром 48 мм, подвешенных на глухой конической подвеске; 9 — перепускной клапан внутреннего действия типа 2КПО-73, |Ю — заглушка  
•"•:-.'.i  
Рис. 11.32. Установки типа УЗН:  
1 — арматура; 2 — колонна насосных штанг; з — колонна лифтовых насосно-компрессорных труб; 4 — глубинный штанговый насос; 5 — пакер гидромеханического действия; в — обратный клапан; 7 — пакер механического (гидравлического) действия; \* — внутренний концентрический ряд насосно-компрес-^сорных труб  
подвешен перепускной клапан 9 внутреннего действия типа 2КПО-73, к нижнему концу которого присоединена заглушка 10.  
Для освоения скважин во внутреннюю полость насосно-компрес-сорных труб 5 закачивают более легкий рабочий агент (воду, нефть, газ или воздух), который под действием избыточного давления открывает перепускной клапан 9, вытесняет имеющуюся в скважине  
101  
жидкость по внутренней полости колонны насосно-компрессорных труб и далее по кольцевому пространству между двумя рядами труб поднимает на дневную поверхность. Закачку воды в нижний пласт производят по кольцевому пространству между двумя рядами насосно-компрессорных труб 2 и 5.  
Установка типа УЗН (рис. 11.32) применяется при раздельной эксплуатации скважин с эксплуатационными колоннами диаметром 146 и 168 мм по технологической схеме закачка — насос.  
Наземное оборудование 1 установки состоит из крестовика, задвижек, планшайбы и узла сальника для уплотнения полированного штока подвески глубинного насоса.  
Подземное оборудование состоит из пакера 7 механического действия типа ППР, к верхнему концу которого присоединяют промывочный клапан 6 и насосно-компрессорную трубу, расположенную концентрично внутренней полости пакера; пакер 5 гидромеханического действия; муфты перекрестного потока; колонны насосно-компрессорных труб 3 и глубинного вставного насоса 4, спускаемого в колонну насосно-компрессорных труб 3 на колонне штанг 2.  
До спуска в скважину глубинного насоса находящийся в скважине глинистый раствор заменяют водой или нефтью, для чего рабочий агент нагнетают в центральный канал насосно-компрессорных труб и вытесняют имеющуюся в скважине жидкость из труб в затрубное пространство через промывочный клапан 6, центральный канал и муфту перекрестного потока. Этим же способом при необходимости можно произвести промывку фильтровой зоны нижнего пласта с целью ее очистки от песчаной пробки и т. п. Затем на насосных штангах 2 спускают глубинный насос и производят окончательную сборку наземного оборудования и освоение верхнего пласта.  
Закачиваемая по затрубному пространству вода, проходя через муфту перекрестного потока в центральный канал, поступает в нижний пласт. При этом промывочный клапан 6 вследствие разности давлений предотвращает возможность сообщения закачиваемой воды с продукцией верхнего пласта. Отбираемая из верхнего пласта глубинным насосом жидкость, проходя через муфту перекрестного потока по центральному каналу, транспортируется на дневную поверхность.  
  
**Билет №96. Техника безопасности при освоении скважин.**

Освоение скважин производить по плану; утвержденному главным инженером и главным геологом предприятия. При необходимости изменения технологии последующих вызовов притока план для скважины составить и утвердить заново.  
Руководителем работ на скважине должен быть инженерно-технический работник, указанный в плане работ. Он руководит подготовкой скважин и ее территории к освоению, опрессовкой нагнетательных линий, обеспечивает выполнение намеченной технологий работ и правил по охране труда и окружающей среды НА объекте. Руководитель работ может отлучаться со скважины только при обычных по технологии работах, после инструктажа рабочих, опрессовки оборудования и назначением старшего из числа оставшихся рабочих с соответствующей записью в журнале учета работа компрессора.  
В плане работ следует указать число работающих, мероприятия и средства обеспечения их безопасности, включая дыхательные аппараты, меры по предупреждению аварий, средства и график контроля содержания сероводорода в воздухе рабочей зоны и мероприятия на случай превышения ПДК.  
С планом должны быть ознакомлены все работники, связанные с освоением и исследованием скважин.  
К плану работ должна прилагаться схема расположения оборудования, машин, механизмов с указанием маршрутов выхода из опасной зоны в условиях возможной аварии и загазованности при любом направлении ветра, а также схема расположения объектов в санитарно-защитной зоне и близлежащих населенных пунктов.  
Фонтанная арматура должна быть соединена с продувочными отводами, направленными в противоположные стороны. Каждый отвод должен иметь длину не менее 100 м и соединяться с факельной установкой с дистанционным зажиганием.  
Типы резьбовых соединений труб для отводов должны соответствовать ожидаемым давлениям, быть смонтированы и испытаны на герметичность опрессовкой на величину 1,25 от максимального давления.  
Отводы следует крепить к бетонным или металлическим стойкам, при этом не должно быть поворотов и провисаний. Способ крепления отвода должен исключать возможность возникновения местных напряжений.  
К фонтанной арматуре должны быть подсоединены линии для глушения скважины через трубное и затрубное пространства.  
Линии глушения должны быть снабжены обратными клапанами. Для нефтяных скважин с газовым фактором менее 200 м3/т длина линии может составлять 50 м. Во всех других случаях длина линии глушения должна быть не менее 100 м.  
Предохранительный клапан установки (разрывная диафрагма) должен быть соединен индивидуальным трубопроводом с факельной установкой через узел улавливания нефти, конденсата и других жидкостей. При этом должен быть исключен обратный переток нефти, конденсата через узел улавливания при срабатывании одного из клапанов. При содержании сероводорода в газе более 8% должна быть смонтирована специальная факельная система.  
Перед освоением скважины необходимо иметь запас бурового раствора в количестве не менее двух объемов скважины соответствующей плотности без учета объема раствора, находящегося в скважине, а также запас материалов и химических реагентов согласно плану работ на освоение скважины.  
В случае отсутствия возможности утилизации продукта запрещается освоение и исследование эксплуатационных скважин. Допускается освоение разведочных скважин при нейтрализации продукции со сжиганием газа.  
При сжигании газа с наличием сероводорода должны быть обеспечены условия, при которых концентрация вредных веществ в приземном слое атмосферы населенных пунктов или объектов народного хозяйства не превысит санитарных норм.  
Вызов притока и исследования скважины должны проводиться только в светлое время, при направлении ветра от ближайших населенных пунктов.  
На время вызова притока из пласта и глушения необходимо обеспечить:  
постоянное круглосуточное дежурство ответственных лиц по графику, утвержденному техническим руководителем предприятия, уполномоченного заказчиком на проведение этих работ;  
круглосуточное дежурство транспорта для эвакуации;  
постоянную готовность к работе цементировочных агрегатов;  
готовность населения и работающих к защите в случае аварийного выброса.  
При отсутствии притока освоение скважины проводится с использованием:  
природного или попутного нефтяного газа;  
двух- и многофазных пен, инертных к сероводороду и к углекислому газу;  
инертных газов;  
жидкости меньшей плотности, инертной к сероводороду и углекислому газу.  
Использование воздуха для этих целей запрещается.  
Запрещается при исследовании и освоении скважины подходить к устью, трубопроводам, распределительным пультам, сепарационным установкам без изолирующего дыхательного аппарата.  
Запрещается производить освоение скважин, расположенных в пойменных зонах рек, в период паводка.  
Проволока, применяемая для глубинных исследований, должна быть коррозионно-стойкой, цельной. При подъеме проволока должна проходить через герметичное устройство с нейтрализатором сероводорода.  
Перед открытием задвижки на узле отвода, а также при спуске (подъеме) глубинного прибора в скважину работники, не связанные с этими операциями, должны быть удалены на безопасное расстояние в наветренную сторону.  
Открывать задвижки на узле отвода и извлекать приборы из лубрикатора, разбирать их следует в изолирующих дыхательных аппаратах.  
По окончании освоения или исследования скважины приборы, аппаратура, спецодежда должны пройти специальную обработку по нейтрализации сероводорода.  
По завершении работ необходимо провести контроль воздуха рабочей зоны на наличие сероводорода и проверку герметичности устьевой арматуры.  
Особенности освоения скважин с сероводородом  
Освоение скважин, в продукции которых содержится сероводород, газом запрещается. Освоение таких скважин производить заменой жидкости, имеющейся в скважине, на более легкую; пеной без перехода на закачку газа, глубинным насосом, в том числе передвижным.   
Работника должны быть обеспечены фильтрующими противогазами марки В, КД, или БКФ и сигнализатором сероводорода.  
Во время освоения все работники должны находится с наветренной стороны от скважины и приемной емкости. К устьевой арматуре, пробоотборному крану и приемной емкости подходить и в загазованную зону входить, в противогазе.  
Выходящую из скважины газожидкостную смесь, содержащую сероводород, в обустроенных скважинах подавать в систему сбора.  
При появлении сероводорода из скважины, в продукции которой он не содержится, остановить процесс, выпустить рабочий агент из скважины и прекратить работе по освоению до ликвидации его причины.  
Общие подготовительные работы  
Подготовку территории (планировку, удаление пролитой нефти в других материалов), приемной емкости, выкидных линий, средств освещения рабочих мест, доукомплектование устьевой арматуры шпильками, замену жидкости, имеющейся в скважине, на более легкую, и другие подготовительные работы производить накануне (в предыдущие дни) освоения.  
Перед начатом освоения скважины все участники работ должны быть ознакомлена с порядком ведения процесса и пройти инструктаж по технике безопасности с записью в журнале учета работы компрессора.  
При расстановке на территории скважины передвижной техники и приемной емкости учесть направление ветра для исключения попадания газов на людей и технику, а также обеспечить удобство контроля и управления процессом работ.   
Расстояния между объектами должны быть:  
- от передвижной техники (компрессор, насосный агрегат, исследовательская машина и др.) до устья скважины и приемной емкости - не менее 25 м;  
- от компрессора до другой передвижной техники - не менее 10 м;  
- между автоцистернами я насосным агрегатом - не менее I м;  
- от культбудки до устья скважина - не менее 50 м.  
Выкидную линию из скважины в приемную емкость собирать из НКТ с внутренним диаметром не менее 50 мм, надежно и жестко закрепить возле устья в местах поворота и у приемной емкости с помощью штопорных или стационарных якорей, рассчитанных на реактивное усилие потока не менее I т.  
До подключения нагнетательной линии давление в скважине снизить до атмосферного путем выпуска накопившегося газа в приемную емкость через выкидную линию. При этом люди должны быть выведены из зоны выпуска газа в наветренную сторону. В загазованную зону разрешается входить только в противогазе.  
Общие требования к процессу вызова притока  
В течение всего процесса вызова притока на расстоянии менее 25 м от устья скважины и от емкости для приема жидкости из скважины запрещается:  
- производство работ, не связанных с освоением скважины;  
- пользоваться открытым огнем (курение, сжигание нефти и газа, электрогазосварочные работы и др.);  
- пребывание техники, не оборудованной искрогасителями на выхлопных трубах;  
- пребывание посторонних лиц.  
При многократных вызовах притока газом на одной и той же скважине необходимо на каждом пятом выезде, но не позднее 30 часов суммарной продолжительности закачки газа в скважину, вызов производить с закачкой пены (по разделу 5 или 6) для удаления нагаромасляных отложений и окислившейся пленки нефти.  
О проведенной обработке сделать запись в акте на окончание освоения скважины.  
Для смазки цилиндров компрессора в канистры заливать специально отобранное масло, хранящееся в предназначенной только для этого металлической емкости. При перевозках и хранении компрессорного масла такого назначения, начиная от отбора из железнодорожной цистерны, должны быть приняты все необходимые меры против загрязнения нефтепродуктами, водой, пылью, продуктами распада отложений и другими примесями. Качество этого масла должно подтверждаться актом о соответствии ГОСТу, имеющимся у ответственного за горюче-смазочные материалы.  
Все узлы, используемые в обвязке компрессора со скважиной, один раз в год в собранном виде испытываются на прочность при пробном (полуторократном от рабочего) давлении с записью в журнале учета работы компрессора и составлением акта. АКТ об испытании утверждается главный инженером предприятия, владельца компрессора.  
Предохранительные и обратные клапана компрессора, а также участок газопровода, смонтированный на компрессорной установке, от нагаромасляннх отложений очищать не реже одного раза в 3 месяца. Остальную часть газопровода и холодильники компрессора очищать не реже одного раза в год. Очистку производить промывкой 3% раствором сульфонола, пропаркой.  
Старший механик, ответственный за техническое состояние компрессора должен:  
- производить периодический осмотр компрессора с проверкой режима его работы по графику ППР, но не реже одного раза в месяц;  
- проверить правильность подачи масла в цилиндры не реже одного раза в 3 месяца;  
При осмотре мех.устройства необходимо разобрать и очистить от отложений, смазать притертые и трущиеся поверхности тонким слоем антифрикционной смазки (графитной БВН-1 или крановой ЛЗ-162) и собрать. При сборке штуцирующего крана устройства пробку вставить в корпус в положение закрыто так, чтобы тонкое отверстие в пробке (предназначенное для выравнивания давлений в скважине и полости пробки) было расположено с противоположной мелким выпускным отверстиям стороны. Пробку к корпусу поджимать гайкой натяга постепенно и при непрерывном поворачивании пробки, не допуская выдавливания смазки и добиваясь поворота рычага усилием 15-20 кгс.  
Машинисту компрессорной установки выдать на руки Инструкцию по охране труда машиниста компрессорной установки, из заводской инструкции по эксплуатации компрессорной установки (смазка, давление, температура по ступеням и др), кроме того на объектах он должен иметь при себе журнал учета работы компрессора.  
В журнале учета работы компрессора ведутся записи:  
- об испытаниях обвязки компрессора с устьем скважины;  
- о режиме работы компрессора на объектах и при проверке;  
- о скорости расхода компрессорного масла по ступеням;  
- о ежегодных испытаниях на прочность комплектных узлов, результатах периодического осмотра и обнаруженных неисправностях, проведенных очистках и ремонтах обратных клапанов газопровода.  
Исследования со спуском глубинных приборов  
Перед началом работ с закачкой газа проверить исправность заземления электрооборудования на устье скважины. Лебедку заземлить, независимо от наличия в исследовательской машине электрооборудования, подсоединением к обсадной колонне или с помощью переносного заземлителя.  
Если предстоит закачка рабочего агента в НКТ, то одновременно с нагнетательными линиями испытать на герметичность и лубрикатор с приготовленным для спуска глубинным прибором при открытой буферной и закрытой центральной задвижках.  
Прибор в скважину спустить до начала закачки рабочего агента и установить ниже нижнего конца НКТ. Перемещения глубинного прибора в скважине, находящейся под давлением газа или пены, допускаются только ниже нижнего конца НКТ.  
Глубинный прибор поднимать только после выпуска рабочего агента из скважины. При исследованиях с закачкой газа и отсутствии фонтана подъем прибора, начиная от глубины уровня пусковой муфты или башмака, которую достиг газ при закачке, производить со скоростью не более 30 м/мин (на I передаче при малых оборотах двигателя). Скорость подъема контролировать по счетчику глубины и секундомеру.  
Работа с поверхностно-активными веществами. Поверхностно-активные вещества (ПАВ), используемые для пенообразования, малотоксичны, вызывают легкое раздражение слизистой оболочки я поврежденной кожи, в концентрированном виде пожароопасны. Неионогенные ПАВ (ОП-10, превоцел, диссолван и др.) не разрушаются микроорганизмами. Поэтому должны быть приняты следующие меры:  
Не допускать попадания раствора ПАВ в водоемы и источники питьевой воды. Жидкость и пену из скважины подавать в нефтесборный коллектор или приемную емкость для последующего сброса в систему сбора и закачки в пласты промысловых сточных вод.  
Пользоваться спецодеждой и рукавицами, избегать попадания ПАВ в глаза. ПАВ для мытья рук не использовать.  
При хранении концентрированных ПАВ и работе с ними соблюдать правила противопожарной безопасности.

**Билет №97. Охрана окружающей среды при освоении скважин.**

4.5 С целью предупреждения попадания в почву, поверхностные и подземные воды отходов бурения и испытания скважин, хозбытовых стоков, загрязненных дождевых стоков с площадки буровой, до начала бурения скважин организуется система сбора, накопления и учета отходов бурения, включающая: 4.5.1 Нагорную канаву или обваловку, ограждающую отведенный участок от попадания на него склонового поверхностного стока. 4.5.2 Формирование путем соответствующей планировки технологических площадок, их гидроизоляцию и установку лотков для транспортировки буровых сточных вод к узлу сбора. 4.5.3 Устройство трубопроводов и лотков для транспортирования отработанных буровых растворов и буровых сточных вод в места их хранения. 4.5.4 Строительство накопительных амбаров или установка емкостей, обеспечивающих раздельный сбор отходов бурения и продуктов испытания скважин по их видам. 4.5.5 Оборудование замкнутой системы водоснабжения с использованием металлических емкостей, технических средств очистки БСВ, а также контейнеров для сбора и вывоза шлама при безамбарном способе бурения. 4.5.6 Обвалование по контуру отводимого участка, где существует угроза затопления паводковыми или нагонными водами. 4.6 Гидроизоляция технологических площадок должна осуществляться (в зависимости от наличия материалов и технико-экономических условий) одним из способов: металлическими листами, синтетической пленкой, гидроизоляционными композициями (на основе глины, извести, цемента, полимерных материалов), железобетонными плитами, деревянными щитами с битумным покрытием и другими не менее надежными методами [2.16, 2.17]. Гидроизоляционные материалы наносятся на предварительно спланированные площадки с уклоном 8-10ё от центра к периферии, по контуру которых устанавливаются железобетонные или металлические лотки для транспортировки стоков к узлу сбора. 4.7 При невозможности организовать бурение без применения шламовых амбаров для сбора, хранения образующихся в процессе бурения производственно-технических отходов на территории буровой должны сооружаться земляные амбары трех видов: - для сбора выбуренной породы и отработанного бурового раствора; - для сбора буровых сточных вод, отстоя их и очистки; - для сбора нефти в процессе испытания скважины - на выкидах превентора. 4.8 В случае если почвенно-ландшафтные условия бурения скважин не позволяют сооружать земляные амбары указанных видов, допускается сброс БСВ, ОБР и БШ в один амбар, который должен быть двухсекционным. При этом первая секция является накопительной, в которую сбрасываются БСВ, ОБР и БШ, а вторая секция - отстойной, в которую поступает лишь жидкая часть отходов бурения (БСВ и ОБР), где происходит отстаивание БСВ с целью их повторного использования в системе оборотного водоснабжения буровой. Накопительная и отстойная секции амбара в этом случае соединяются между собой с помощью труб. 4.9 Размеры амбаров определяются объемами образующихся отходов бурения. При их расчете следует руководствоваться «Методическими указаниями по определению объемов отработанных буровых растворов и шлама при строительстве скважин» [[3.102](http://www.complexdoc.ru/ntdtext/535962/7#%D0%BF%D1%833102); приложение 6]. 4.10 Амбар должен иметь по периметру обваловку из минерального грунта высотой не менее 0,5 м и проволочное ограждение. 4.11 В местах с близким залеганием грунтовых и подпочвенных вод, а также в районах распространения сильнольдистых ММП земляные амбары строятся в теле насыпной площадки с обваловкой из местных или привозных грунтов. При этом дно амбара должно быть выше на 0,3 м максимальной отметки уровня грунтовых вод. 4.12 Дно и стенки сооружаемых земляных и насыпных амбаров должны гидроизолироваться. Гидроизоляция проницаемых грунтов может выполняться цементно-глинисто-полимерными композициями, цементно-глинистой пастой. Кроме того, гидроизоляция дна амбара может осуществляться буровым раствором толщиной не менее 10 см. В качестве одного из компонентов гидроизоляционного состава на основе цемента и глины может использоваться отработанный буровой раствор. Для нанесения противофильтрационного покрытия рекомендуется применять цементировочный агрегат. По согласованию с местными органами СЭС и охраны природы могут быть использованы, кроме указанных материалов (композиций), и другие составы, которые способны формировать надежные гидроизоляционные покрытия на проницаемом грунте. 4.13 Заполнение амбара отходами бурения должно осуществляться не ранее чем через 24 часа после нанесения гидроизоляционного экрана и его затвердения. 4.14 Гидроизоляция может быть выполнена пленочным покрытием из водонепроницаемых материалов (полиэтиленовая пленка, битумизированные материалы, кровельные материалы типа рубероида и т.д.). После укладки гидроизоляционного материала с целью обеспечения плотности его прилегания на дно амбара следует наносить слой глинистого грунта или глинистого раствора толщиной не менее 5 см. 4.15 Для организованного сброса отработанного бурового раствора (не используемого повторно) из циркуляционной системы буровой установки в шламовый амбар или при очистке емкостей, а также с целью исключения попадания бурового раствора в амбар с БСВ рекомендуется сбросные люки емкостей и желобов циркуляционной системы (ЦС) обвязывать в единый дренажный коллектор. 4.16 Очистка БСВ может осуществляться известными методами, наиболее эффективными из которых являются: - физико-химические (реагентная коагуляция, электрокоагуляция с последующим отстоем); - механические (отстой, фильтрование, центрифугирование). При этом используются или специальные установки, или очистка методом реагентной коагуляции непосредственно в шламовом амбаре. 4.17 Очищенная (осветленная) вода используется в системе замкнутого (оборотного) водоснабжения буровой при условии, что она очищена до параметров, отвечающих требованиям, предъявляемым к оборотной воде (таблица 3). Очищенная техническая вода используется для технологических нужд буровой (приготовление бурового раствора, обмыв оборудования, приготовление пара и т. д.). Очищенные буровые сточные воды и их осадок могут быть использованы для орошения и удобрения, если они удовлетворяют требованиям, предъявляемым к таким водам и их осадкам [2.18], при условии постоянного контроля за загрязнением почв [2.49]. 4.18 Рациональным способом утилизации очищенных сточных вод при строительстве эксплуатационных скважин является закачка их в нефтяной коллектор или коллектор системы поддержания пластового давления. 4.19 В случаях, когда по организационно-техническим или другим причинам невозможно осуществлять закачку осветленной сточной воды из амбара в сборный коллектор, рекомендуется подземное захоронение жидкой фазы отходов бурения - только по согласованию со специально уполномоченными на то государственными органами Российской Федерации в области охраны окружающей природной среды, санитарно-эпидемиологического надзора [3.1, ст. 54, п. 2]. 4.20 Выбор направления утилизации или сброса очищенных сточных вод производится в каждом конкретном случае в соответствии с почвенно-ландшафтными, горно-геологическими и природно-климатическими условиями строительства скважин. 4.21 В процессе бурения отработанные буровые растворы могут быть использованы для приготовления новых буровых растворов для проходки нижележащих интервалов, а после окончания бурения скважины оставшийся буровой раствор вывозится для повторного использования на других буровых либо подвергается регенерации, утилизации или захоронению в специально отведенных местах, согласованных в установленном порядке с соответствующими органами [3.1, ст. 54, п. 2]. Отработанные жидкости для закачивания скважины, в частности кислоты, для гидроразрыва пласта должны храниться в отдельных емкостях и не смешиваться с буровыми растворами. 4.22 Обезвреживание отработанных буровых растворов и шлака, в том числе отходов, остающихся в амбаре после откачки БСВ, может производиться следующими методами: - термическим; - отверждением; - химической нейтрализацией с последующим отверждением. Выбор метода обезвреживания отходов бурения производится в каждом конкретном случае в зависимости от опасности отходов и необходимых способов их обезвреживания, обеспечивающих охрану окружающей среды. 4.23 С целью предупреждения (снижения) загрязнения окружающей природной среды при бурении скважин без строительства шламовых амбаров шлам обезвреживается и утилизируется на месте работ или в контейнерах отвозится в специально отведенные места, которые определяются решением органов самоуправления по согласованию со специально уполномоченными органами Российской Федерации в области охраны окружающей природной среды, санитарно-эпидемиологического надзора [3.1](http://www.complexdoc.ru/ntdtext/535962/7#%D0%BF%D1%8331), ст. 54, п. 2; приложения 7]. 4.24 Нефть и нефтепродукты, собираемые в металлических емкостях или в амбарах в процессе испытания (освоения) скважин, перекачиваются в нефтяной сборный коллектор или вывозятся в места сбора с использованием специально оборудованных транспортных средств. При строительстве разведочных скважин в отдаленных труднодоступных местах нефть закачивается в пласт, а при невозможности закачки - сжигается по согласованию с местными комитетами по охране природы и службами санитарно-эпидемиологического надзора (приложения 7). МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОХРАНЕ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА 4.25 При строительстве скважин загрязнение атмосферного воздуха вредными веществами происходит на всех этапах строительства. 4.26 К основным мероприятиям по охране атмосферного воздуха при строительстве скважин относятся: - уточнение по сравнению с предпроектными проработками состава, количества и параметров выбросов источников загрязняющих веществ; - разработка комплекса воздухоохранных мероприятий по сокращению выбросов вредных веществ с учетом полученных результатов 4.27 Источники загрязнения атмосферного воздуха, выделяемые ими вредные вещества и методики расчета этих веществ по этапам строительства скважин, представлены в таблице 4.

**Билет №45. Методы и способы вызова притока.**

Движение нефти из пласта к забою скважины происходит при условии

Рпл>Рзаб + Рсопр,

где Рпл – пластовое давление

Рзаб - давление на забое скважины; Рзаб = (ρт.ж.- ρл.ж.)g∙H;

Pсопр – давление на преодоление сопротивления движению жидкости  (Pсопр=ΔPз.п.+ ΔPк).

Однако после проведения скважины, вскрытия пласта, установки и перфорации обсадной колонны труб, скважина и призабойная зона заполнены глинистым раствором буровой промывочной жидкости, а поверхность забоя загрязнена глинистой взвесью, коркой. Кроме того, воздействие на прилегающую к забою скважины породу ударных волн при перфорировании вызывает физико-химические процессы в прилегающих слоях пористой среды, в результате чего образуется зона с пониженной проницаемости или с полным ее отсутствием.

Т.к. Рзаб = (ρт.ж.- ρл.ж.)g∙H, то из этого выражения следует, что для получения притока необходимо: снизить высоту столба буровой жидкости в скважине Н, уменьшить плотность этой жидкости ρ, а также уменьшить величину составляющей Pсопр=ΔPз.п.+ ΔPк. Основным методом вызова притока из пласта является снижение давления на забой Рзаб, что осуществляется следующими способами: тартанием; поршневанием (свабированием); заменой бурового раствора на более легкую жидкость; компрессорным разгазированием; прокачкой газожидкостной смеси; откачкой бурового раствора глубинными насосами. ***Тартание*** – извлечение жидкости цилиндрической емкостью (желонкой) в нижней части которой установлен клапан. Желонка опускается лебедкой под уровень жидкости, наполняется и поднимается на поверхность. Процесс трудоемкий и малопроизводительный. Так, для снижения уровня на 500 м в колонне Ø 168 мм желонкой Ø 114 мм и длиной 10 м  (V=0,4м3)  необходимо сделать 110 рейсов. Применяется метод при низком пластовом давлении и извлечении осадка с забоя. ***Поршневание***– способ  понижения уровня жидкости в скважине, в которую опущена колонна НКТ с использованием сваба-поршня-трубы Ø 25-37,5мм с клапаном в нижней части. При спуске сваба под уровень жидкости сваб заполняется жидкостью через клапан и отверстие в верхней части. При подъеме сваба клапан закрывается, а эластичные манжеты на корпусе сваба распираются давлением жидкости, прижимаются к стенкам НКТ и уплотняются. Метод в 10-15 раз производительней тартания и применяется за рубежом для контроля притока и длительного дренирования пласта при высоком пластовом давлении с установкой соответствующего устьевого оборудования. Недостатки: аварии с обрывом каната, заклинивание сваба, наличие открытого устья, что связано с опасностью выброса. Замена скважинной жидкости осуществляется при спущенных в скважину НКТ и герметизированном устье, что предотвращает выбросы. Затем насосами легкая жидкость нагнетается в межтрубное пространство. Глинистый буровой раствор () уходит по НКТ. Производя промывку скважины путем замены глинистого бурового раствора водной или дегазированной жидкостью, можно получить уменьшение забойного давления  за счет уменьшения плотности:        ,  где    плотность тяжелой жидкости  (бурового раствора);  плотность легкой жидкости (промывочной воды, нефти);



Н – глубина спуска НКТ.

Недостатки метода:   Снижение давления составляет  до 25%; Необходимость высокого пластового давления; Коллекторы, поддающиеся обработке. Компрессорный метод нашел распространение при фонтанной механизированной эксплуатации скважин с установленным на устье фонтанным оборудованием и насосно-компресорными трубами (НКТ) в скважине. При нагнетании газа в скважину (Р=8-10 МПа) буровая жидкость оттесняется к башмаку НКТ. Газ, попадая в НКТ, разгазирует жидкость, тем самым снижая плотность смеси и, соответственно, давление на забое. Достоинства: процесс происходит при непрерывном контроле и герметизированном устье, что обеспечивает безопасность и значительные депрессии на пласт. Недостатки: метод не применяется в рыхлых и неустойчивых коллекторах. Ограничение по глубине (до 1500-2000 м). К другим методам вызова притока из пласта относятся: прокачка газожидкостной смеси и откачка жидкости скважинными насосами. Прокачка ГЖС позволяет осваивать более глубокие скважины, т.к. плотность ГЖС больше плотности газа. Откачка скважинными насосами используется на истощенных месторождениях с низким пластовым давлением, где не ожидаются фонтанные проявления. Установки ШСН или ПЦЭН спускаются на проектную глубину в соответствии с предполагаемым дебитом и динамическим уровнем.

**Билет №44. Теоретические основы процесса освоения скважин.**

*Методы вызова притока нефти и газа из пласта.  Опробование скважин. Методы повышения производительности скважин*.

Освоение – это вызов притока или обеспечение приемистости скв-ин, выбор способа освоения зависит от продукции, к-ую рассчитывают получить из скв-ны; назнач-я скв-ны, литолого-физической хар-ки объекта освоения, пл. давления, св-в промыв. жидкости. В большинстве случаев, чтобы вызвать приток н. необходимо снизить заб. давление. Этого добиваются - снижением плотности жидкости в скв-не путем замены ее жидкостью с меньшей плотностью или путем аэрации, снижением уровня жид-ти в скв-не свабированием, нагнетанием сжатого воздуха или газа компрессором 1. Если в пласте наблюдается выс. пл.е давл., а скв-на после перфорации не переходит на фонтанирование, тогда ее промывают чистой пласт. водой. За счет разности в плотности пром.жид-ти и пласт.воды (γ=1г/см3) создается ↓ противодавления на пласт, скв-на должна перейти на фонтанирование. 2. В скв-не заменяют пресную воду на чистую нефть. За счет разницы в плотности обоих жид-тей создается умен-ие противодавл-я на пласт, скв-на постепенно переходит на фонтанирование. 3. Свабирование: в скв-ну в НКТ на определенную глубину (200-350 м) на канате спускается сваб (поршень). С помощью каната сваб поднимается на пов-ть, жид-ть выливается на пов-ть, в скв-не уже обр-ся вакуум. За счет образующего перепада давления скв-на переходит на фонтанирование. Если фонтанный приток отсутствует, операцию повторяют 2-3 раза до перехода скв-ны на фонтанирование. Этот метод из-за своей большой пожароопасности запрещено применять Госгортехнадзором при освоении скв-н. 4. Метод применения компрессора. В этом случае к затрубному прост-ву скв-ны подсоединяется передвижной компрессор. На НКТ устанав-ся две пусковые муфты и обратный пусковой клапан. При закачке воздуха в затрубное прост-во плотность жид-ти ее будет ↓, т.е. противодавл-е на пласт будет ↓ и пласт должен постепенно перейти на фонтанирование. Если этого не происходит, закачиваемый воздух постепенно подходит к пусковой муфте, разгазирует находящуюся там жидкость. За счет этого формируется резкое ↓ противодавл-я на пласт, обычно пласт переходит на фонтанирование. Если же этого не происходит, а давление на компрессоре приближается к критической вел-не (80атм), тогда его останавливают, а воздух из затрубного прост-ва (вместе с газом из пласта) стравливают. В этом случае может образоваться гремучая смесь (воздух+газ), к-ая может быть взрывоопасной. После стравливания воздуха и притока жид-ти из пласта (обычно ФБР) операцию повторяют до получения фонтанного притока нефти.

5. Метод оттартывания. Оттартывание (отчерпывание) – это удаление жидкости из скв-ны с помощью желонки. Желонка – это труба длиной 8 м, диаметром 4″, в ее нижней части имеется клапан, к-ый открывается при ее погружении в скв-не в жид-ть. Опробование – это оценка продукт-ти объекта, осваиваемого в скв-не, т.е определение дебита, приемистости скв-ны. Дебиты, приемистость и ГФ желательно измерять при разных пл. и заб.давл-ях, если скв-ны фонтанируют при освоении следует учитывать диаметр штуцера. Измерение дебитов нефти (газа), ГФ, приемистости на разных режимах дает возможность более достоверно оценить продук-ть и хар-р ее измен-я. В процессе опробования необходимо отобрать пластовые (герметичные) пробы нефти, газа, воды и опр-ть основные физ.-хим. св-ва пласт. флюидов: температуру, плотность, вязкость, газосодержание, минерализацию, хим.состав, давление насыщения нефти газом, содержание конденсата и воды в газе, объемный и пересчетный коэф-ты. Также фиксируют вынос песка, частиц пород, процент воды в продукции, содержание газоконденсата

Методы ↑ производительности скважин: ГРП - создание искусственных гориз-ых и верт-ых трещин в пласте с помощью закачки жид-ти под выс. давл-ем. *ГРП* позволяет увеличить производ-сть скважин в 2, 3 раза. *Термокислотная обр-ка скв-н:* на забой скв-н закачивается вещ-о (магний), к-ое дает в реакции с кислотой высокую температуру и большое кол-во газа, скв-на оставляется на реакцию на сутки очищаются поровые каналы прод. пласта, увел-ся производительность скв-н. *Термообр-ка скв-н:* обр-ка с помощью передвижных поровых установок (ППУ). Создается давление и скважина прокачивается. Очищает запарафинированные части скв-ны, падает давление на устье скв-ны. *Термогазохимическая обр-ка скв-н*: в скв-ну НКТ закачиваются дымные пороха, к-ые поджигается – большое кол-во газа и высокая температура. Газ проникает в поровую часть пласта, уменьшая вязкость нефти – в 2, 3 раза повышается производ-ть пласта. *Термохимическая обработка скважин*: сначала закачивается одно вещ-во, потом другое, вступая в реакции друг с другом, обр-ся большое кол-во тепла и газов, увел-ся производительность скв-н. Применение мощных вибраторов: засчет вибрации колонны прочищаются поровые каналы, увеличивается прон-ть. Применение мощных ядерных взрывов: мощность взрыва рассчит-ся в завис-ти от глубины. В эпицентре взрыва выделяется много газов, создается выс.температура и на расстоянии 20-30м. от взрыва происходит очищение ПЗП.

**Билет №6. Оборудование устья скважины при различных способах эксплуатации.**

Колонные головки**.** По окончании бурения скважины, спуска эксплуатационной колонны и ее цементирования, верхние части обсадных колонн (кондуктора, промежуточной и эксплуатационной) соединяют при помощи колонной головки.Для испытания продуктивных горизонтов и обеспечения последующей их эксплуатации без осложнений обвязка колонн на устье должна обеспечивать:

1. герметизацию, контроль давления и возможность заполнения промывочной жидкостью заколонного пространства; 2. жесткое соединение верхней (устьевой) части эксплуатационной колонны с другими колоннами, спущенными ранее в скважину; 3. возможность фиксирования некоторых величин натяжения эксплуатационной колонны. 4. восстанавливать на­рушенную герметизацию межколонного кольцевого пространства путем нагнетания специальных паст или самотвердеющих пластиков.

Колонные головки устанавливаются на всех скважинах независимо от способа их эксплуатации. Для нефтяных, газовых и газоконденсатных скважин выбор типа колонной головки зависит от пластового давления. В промысловой практике применяют колонные головки двух типов: клиновую

(рис. 1) ГКК и муфтовую ГКМ (рис. 2.) Наиболее распространена колонная головка клиновая. Она предназначена для обвязки двух колонн – промежуточной и эксплуатационной или эксплуатационной и кондуктора (табл. 1). Колонные головки испытывают на герметичность опрессовкой на рабочее давление согласно паспортным данным, а также на прочность корпуса на пробное давление согласно приведенным ниже данным. Рис. 1. Колонная головка клиновая типа ГКК 1-фланец; 2-пробка; 3-корпус головки; 4-резиновые уплотнители; 5-пакер; 6-клинья; 7-патрубок; 8-эксплуатационная колонна; 9-фланец для установки головки на устье; 10-фланец промежуточной колонны. Рисунок 2. Головка колонная муфтовая типа ГКМ. 1-корпус головки; 2-металлическая манжета; 3-резиновые кольца; 4,6-фланцы; 5-полукольцо; 7-муфта для подвески эксплуатационной колонны; 8-манометр; 9-патрубок с фланцем; 10-кран.

Рабочее давление, МПа 7; 14; 21; 35; 70; 103. Пробное давление при условном диаметре проходного сечения фланца головки, который присоединяется к обсадной колонне: < 350 мм 2 Рраб >350 мм 1,5 Рраб

После установки колонной головки на устье газовой скважины ее опрессовывают газообразными агентами в следующем порядке: 1) Через межколонное пространство на устье опрессовывают на давление, отвечающее допустимому внутреннему давлению промежуточной колонны, но не выше давления, которое может вызвать поглощение жидкости; 2) устанавливают на колонну трубную головку фонтанной арматуры, снижают уровень жидкости в колонне и вторично спрессовывают газом (воздухом) колонную головку на максимальное рабочее давление обсадной колонны, на которой установлена колонная головка, и дают выдержку давле­ния не менее 5 мин.При опрессовках колонной головки не должно быть утечки газа.

**Билет №102. Физические основы и принципы расчета при соляно-кислотной обработке.**

На нефтяных промыслах применяют следующие виды кислотных обработок: кислотные ванны, кислотные обработки, кислотные обработки под давлением, термохимические и термокислотные обработки и т. д.Наиболее распространены обычные кислотные обработки, когда в продуктивные пласты нагнетают специальный раствор соляной кислоты. Предварительно скважину очищают от песка, механических примесей, продуктов коррозии и парафина. У устья монтируют оборудование, агрегаты и средства, спрессовывают трубопроводы. Технология различных солянокислотных обработок неодинакова и изменяется в зависимости от вида обработки, физических особенностей пласта, пород, слагающих продуктивный пласт, и т. д. Эффект от проведения солянокислотной обработки оценивается по количеству дополнительно добытой из скважины нефти, а также по величине повышения коэффициента продуктивности. Кислотные ванны. Этот вид обработки наиболее простой и предназначается для очистки забоя и стенок скважины от загрязняющих веществ — цементной и глинистой корки, АСПО, отложений продуктов коррозии и др. Для обработки скважин после окончания бурения с открытым стволом, не закрепленных обсадной колонной, рекомендуется применять кислотный раствор с содержанием в нем от 15 до 20% НС1, а для скважин, закрепленных обсадной колонной,— раствор более низкой концентрации НС1 (10—12%). К раствору кислотных ванн, предназначенных для растворения окисных соединений железа, рекомендуется добавлять до 2—3% уксусной кислоты. Кислоту для реагирования с породами пласта рекомендуется оставлять в скважине на 24 ч. По истечении этого срока при обратной промывке очищают забой от загрязняющих веществ. В качестве продавочной жидкости обычно используют воду. Если же после кислотной ванны планируется сразу прямая промывка забоя (через насосно-компрессорные трубы), то в качестве промывочной жидкости следует применять нефть.  
Рис. 14.1. Расположение оборудования при обычной солянокислотной обработке:  
1 — насосный агрегат типа Азинмаш;  
2 — емкость для кислоты на агрегате,  
3 — емкость с кислотой, установленная на прицепе, 4 — емкость для кислоты, 5 — емкость для продавочной жидкости, 6— устье скважины  
ческие исследования: определяют коэффициент продуктивности, статический и динамический уровни, скорость подъема уровня, забойное, пластовое давление и т. д. Скважину до обработки тщательно очищают от песка, грязи, парафина и продуктов коррозии В отдельных случаях в зависимости от состояния стенок скважины рекомендуется сочетать механические методы очистки и кислотные ванны. Процесс обработки скважины осуществляют, как правило, при спущенных насосно-компрессорных трубах, причем весь процесс закачки жидкости можно разделить на три этапа: предварительная подкачка продавочной жидкости, закачка рабочего раствора НС1 и про-давливание его в пласт. Порядок операций при солянокислот-ной обработке приведен на рис. 14.2.  
1. В нефтяную скважину закачивают нефть, а в нагнетательную — воду до устойчивого переливания через отвод из затруб-ного пространства (положение а).  
2. При открытом затрубном пространстве вслед за нефтью (или водой  
Рис. 14.2. Схема обработки скважины соляной кислотой. в нагнетательной скважине) закачивают кислотный раствор, который заполняет колонну насосно-компрессорных труб и забой скважины до кровли обрабатываемого интервала (положение б). Раствор кислоты при этом вытесняет нефть (воду) из скважины через затрубный отвод с задвижкой в мерник, в котором следует точно замерять количество вытесненной нефти (воды) . 3. После закачки расчетного объема кислотного раствора затрубную задвижку закрывают и насосным агрегатом продавливают раствор в продуктивный пласт (положение в), для чего в скважину нагнетают продавочную жидкость (положение г). После продавливания всего объема кислотного раствора скважину оставляют на реагирование кислоты с породой. По истечении времени реагирования забой нагнетательной скважины промывают водой (способами прямой и обратной промывок) для удаления продуктов реакции. Если в нефтяных скважинах при кислотной обработки в качестве продавочной жидкости применяли нефть, то после очистки забоя скважину сразу вводят в эксплуатацию. Для первичных обработок рекомендуется не повышать давление нагнетания более 8 — 10 МПа, а добиваться максимального реагирования кислоты за счет выдерживания скважины под давлением в течение длительного времени. При последующих солянокислотных обработках необходимо поддерживать высокую скорость прокачки кислоты по пласту с целью проталкивания ее на максимальное расстояние от ствола скважины.

**Билет №103. Физические основы и принципы расчет при ГРП.**

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) — это метод образования новых трещин или расширения существующих в пласте вследствие нагнетания в скважину жидкости или пены под высоким давлением. Чтобы обеспечить высокую проницаемость, трещины наполняют закрепляющим агентом, например, кварцевым песком. Под действием горного давления закрепленные трещины смыкаются не полностью, в результате чего значительно увеличиваются фильтрационная поверхность скважины, а иногда включаются в работу и зоны пласта с лучшей проницаемостью. Образование новых трещин или раскрытие существующих возможно, если давление, созданное в пласте при нагнетании жидкости с поверхности, становится больше местного горного давления. Образование новых трещин характеризуется резким снижением давления на устье скважины на 3—7 МПа. Раскрытие существующих трещин происходит при постоянном давлении или его незначительном увеличении. В обоих случаях возрастает коэффициент приемистости скважины, который после ГРП должен увеличиться, как минимум, в 3—4 раза, что считают критерием возможности закрепления трещин песком.  
Трещины ГРП в неглубоких (до 900—1000 м) скважинах имеют горизонтальную ориентацию, а в глубоких — вертикальную, наклонную, близкую к вертикальной. Трещины развиваются в той плоскости, где отмечаются наименьшие силы сопротивления, т. е. наименьшее горное давление. ГРП применяют в любых породах, кроме пластичных сланцев и глин. Это метод не только восстановления природной продуктивности скважин, но и значительного ее увеличения. Применяемые технологии обычных ГРП ньютоновскими жидкостями предполагают закрепление трещин (около 5—10 т песка при концентрации 50—200 кг/м3) и обеспечивают двух-трехкратное увеличение текущего дебита нефтяных, газовых или приемистости нагнетательных скважин в низкопроницаемых пластах с загрязненной призабойной зоной. С увеличением количества песка до 20 т проводят глубокопроникающий гидравлический разрыв пласта (ГГРП), который содействует значительному увеличению фильтрационной поверхности, изменяет характер притока жидкости от радиального к линейному с подключением новых зон пласта, изолированных вследствие макронеоднородности. Трещины такого ГРП достигают 100—150 м в длину при ширине 10—20 мм. Технологии мощных ГРП (МГРП) осуществляются неньютоновскими жидкостями — гелями, которые обладают очень большой кажущейся вязкостью, меньшими гидравлическими потерями и высокой несущей способностью закрепляющего агента — керамического проппанта (до 1000 кг/м3), обеспечивают увеличение проводимости широких закрепленных трещин в несколько раз по сравнению с обычным ГРП. Увеличение проводимости трещин МГРП достигается за счет значительного повышения концентрации закрепляющего агента до 300—800 кг/м3 в гелях, а общее количество закрепляющего агента может оставаться на уровне 6—20 т. Продолжительность эффекта увеличения дебита скважин после МГРП обычно составляет 1,5—3 года.В газоносных пластах проницаемостью до 0,001 мкм2 применяют массивный ГРП высоковязкими гелями, во время которого развиваются трещины длиной до 1000 м, закрепленные проппантом в количестве до 300 т. Массивный ГРП — очень дорогостоящий, поэтому он предусмотрен в смете строительства скважины и увеличивает ее стоимость на 50%. При мощных и массивных ГРП используют дорогостоящую технику, при обычных ГРП могут применяться отечественные техника и материалы (жидкости, закрепляющие агенты, паке-ры, оборудование устья). Сравнение показателей эффективности обычных ГРП и МГРП, а также стоимости этих процессов свидетельствует, что, несмотря на значительно меньшую добычу нефти после обычных ГРП, экономически они вполне конкурентоспособны вследствие в несколько раз меньшей стоимости.  
При обычных ГРП фильтрующейся жидкостью развиваются глубокие (50—100 м) трещины небольшой ширины (3—5 мм) в глубь продуктивного пласта (а не вверх или вниз, как при МГРП гелями). При этом практически не возникает ситуации выпадения закрепляющего агента (tip screen out) или упаковки трещины, сопровождающейся ростом давления до допустимого («frac pack»). После этого в стволе скважины остается большая пробка закрепителя. Таким образом, обычные ГРП фильтрующими жидкостями имеют хорошие технико-экономические показатели, осуществляются с меньшими осложнениями, и их следует применять в дальнейшем наряду с новыми технологиями.  
Технология обычных ГРП осуществляется по следующей схеме. Для проведения обычных ГРП в скважину на НКТ опускают пакер, который делит ее ствол на две части и защищает верхнюю часть эксплуатационной колонны от высокого давления. Устье скважины обустраивают арматурой, например, 2АУ-700, на рабочее давление до 70 МПа. Все насосные агрегаты (до 10) для нагнетания жидкостей ГРП, например, 4АН-700, обвязывают с арматурой устья скважины через блок манифоль-да (1БМ-700). Жидкости для ГРП транспортируют автоцистернами вместимостью по 20 м3 либо сливают в стационарный резервуар (по 50 м3) общей вместимостью 100—300 м3. Вспомогательные насосные агрегаты (ЦА-320 М) закачивают жидкость в пескосмеситель (4ПА), из которого центробежным насосом вначале только жидкость, а затем жидкость с песком направляются на вход насосных агрегатов (4АН-700) для нагнетания в скважину. Чтобы провести ГРП, из скважины поднимают НКТ и другое глубинное оборудование (насосное, газлифтное), шаблони-руют эксплуатационную колонну, спускают пакер на НКТ и спрессовывают их. Процесс ГРП начинается с проверки приемистости скважины при наименьшем расходе жидкости разрыва (может быть кислота — кислотный ГРП), которую постепенно увеличивают, например, от 250 до 450, 900, 1500 м3/сут., вплоть до значения, при котором обеспечивается закрепление трещин (2000—3000 м3/сут). Далее нагнетают жидкость-песко-носитель, обычно с концентрацией Сп песка 50—200 кг/м3. Концентрация зависит от вязкости жидкости. В завершение процесса необходимо вытеснить смесь жидкости с песком из ствола скважины в пласт продавливающей жидкостью и закрыть НКТ, пока давление в скважине не снизится до атмосферного. Затем поднимают НКТ с пакером и спускают глубинное оборудование для эксплуатации скважины. Обычные ГРП проводят ньютоновскими жидкостями. Для проведения обычных ГРП требуется закрепляющий агент (кварцевый песок) в количестве Qnc =10\*20 т,фракции 0,6...1 мм, жидкость разрыва пласта (Vp = 10 + 30 м3), жидкость-песконоситель (Vn = 100 + 300 м3), жидкость для продавливания в пласт (Vnp) песконосителя в объеме той части полости скважины, по которой поступают жидкости. Небольшую часть жидкости-песконосителя без закрепителя, нагнетаемую после жидкости разрыва для предварительного раскрытия трещин, называют буферной жидкостью. Жидкость разрыва пласта должна быть совместимой с пластовыми флюидами, хорошо фильтроваться в низкопроницаемую породу, не уменьшать ее проницаемости, не греть, быть доступной,недорогостоящей, поэтому часто используют водные растворы ПАВ. Жидкость-песконоситель должна быть совместимой с пластовыми флюидами, иметь свойство удерживать песок, плохо фильтроваться сквозь поверхность трещин, не гореть, быть доступной и не дорогостоящей. Для обычных ГРП применяют водные растворы с добавкой 0,1—0,3% ПАВ и полимеров (ПАА, КМЦ, ССБ). Например, применение 0,4%-ного водного раствора ПАА обеспечивает развитие и закрепление трещин песком в количестве до 10 т при концентрации Сп= 100 кг/м3, объеме жидкости 100 м3 и расходе 2000—3000 м3/сут. с применением раствора 0,4%-ного ПАА. Возможно также проведение процесса поэтапно в течение двух-трех дней с закреплением трещин 24— 72 т песка по технологии В. Г. Касянчук.

**Билет №103. Физические основы и принципы расчет при тепловом методе.**

Снижение дебита скважин в процессе эксплуатации в ряде случаев происходит из-за выпадения из нефти парафина и запарафинивания колонны труб, выделения и осаждения в породе асфальтеновых и смолистых веществ, содержащихся в большинстве нефтей, что ведет к понижению проницаемости пород ПЗП. Многие факторы, ухудшающие проницаемость коллекторов, вызывают большую трудность и при освоении нагнетательных скважин, расположенных в нефтяной зоне пласта. Вода, нагнетаемая при температуре ниже температуры пласта, вызывает охлаждение пород призабойной зоны, способствует более интенсивному выпадению тяжелых компонентов нефти, в результате чего наиболее мелкие поры пласта оказываются закупоренными. Поэтому для предупреждения снижения проницаемости в целях увеличения дебита эксплуатационных и приемистости нагнетательных скважин и для повышения эффективности эксплуатации месторождений, содержащих тяжелые парафинистые и смолистые нефти, проводят тепловую обработку призабойной зоны скважин.При прогреве тем или иным способом скважины и ее призабойной зоны отложившиеся парафин и смолистые вещества расплавляются и выносятся вместе с нефтью на поверхность. Обычно после прогрева скважины восстанавливают свой дебит. В промысловой практике широко распространены следующие методы прогрева призабойной зоны скважин: 1) закачка в скважины нагретой нефти, нефтепродуктов или воды, обработанной поверхностно-активными веществами; 2) закачка пара в эксплуатационные скважины, подаваемого с передвижных парогенераторов или стационарных паровых установок; 3) электротепловая обработка скважин при помощи специальных самоходных установок; 4) термохимическая обработка призабойной зоны путем закачки в скважины соляной кислоты с магнием; 5) внутрипластовое горение (при эксплуатации).  
Перед тепловой обработкой необходимо обследовать скважину и определить: содержание в нефти парафиновых и ас-фальтосмолистых компонентов; пластовую температуру и давление; содержание механических примесей, количество и состав воды в продукции скважины; глубину залегания и мощности нефтеносного пласта; текущий дебит скважины и другие параметры. С помощью этих показателей определяют продолжительность и температуру прогрева, расход тепла, требуемого для обработки; глубину установки нагревателя и др.