## Вопрос № 1.

Определение интервалов притока и поглощения с помощью дебитомеров. Обработка дебитограмм.

Скважинный дебитомер или расходомер состоит из следующих основных узлов: датчика, воспринимающего движение флюида и вырабатывающего электрический сигнал, величина которого функционально связана со скоростью потока; пакера, перекрывающего пространство между дебитомером и колонной труб (стенками скважины) для направления всего потока флюида через канал, в котором расположен датчик; механизма управления пакером, служащего для дистанционного раскрытия и закрытия пакера после спуска прибора на заданную глубину.

Дебитомеры и расходомеры могут быть с местной регистрацией и дистанционные. В приборах с местной регистрацией измеренная величина регистрируется устройством, помещенный в самом скважинном снаряде. Их пакеры обычно раскрываются однократно с помощью спускового механизма, также размещенного в скважинном снаряде. В дистанционных приборах измеряемая в виде электрического сигнала величина передается на поверхность по кабелю и там регистрируется обычными регистраторами станций.

Наиболее распространены дебитомеры и расходомеры с дистанционной передачей показаний. Их преимущества перед приборами с местной регистрацией параметров заключаются в возможности непосредственного наблюдения за результатами исследования. Они позволяют осуществлять многократное раскрытие и закрытие пакера, а следовательно, проводить за один спуск исследования на различных глубинах и в разных интервалах.

Преимущество дебитомеров с местной регистрацией — простота конструкций; они не требуют специального оборудования (каротажных станций). Измерения с ними обычно выполняет персонал промыслов.

Дебитомеры различаются также способом пакеровки. Дебитомеры с абсолютной пакеровкой обеспечивают проход всего потока через измерительный канал. Дебитомеры с пакерами зонтичного типа лишь частично перекрывают пространство между стенкой скважины и дебитомером.

Для лучшего перекрытия зазора между дебитомером и стенками обсадной колонны материал абсолютного пакера должен быть эластичным. Его обычно делают из маслостойкой резины пли специальной эластичной ткани. Он имеет форму цилиндрической трубки с продольными гофрами, концы которой плотно крепятся к корпусу прибора. При движении прибора по скважине пакер складывается так, что его диаметр не превышает диа­метра остальной части скважинного прибора. Для раскрытия пакера внутрь его насосом закачивают буровой раствор; пакер раздувается и, приобретая овальную форму, прижимается к колонне. В некоторых дебитомерах пакер управляется электромеханическим приводом. Пакер раскрывается за счет сгибания нескольких пар пластин, к которым прикреплена ткань пакера.

Зонтичные пакеры не полностью перекрывают зазор между прибором и колонной. Их преимущество — более простая система раскрытия. Зонтичные пакеры раскрываются с помощью специального микродвигателя, питаемого током по кабелю. В дебитомерах с местной регистрацией — пакеры раскрываются с помощью спускового механизма и реле времени.

Существуют также более простые дебитомеры без пакеров. Их применение целесообразно при измерении больших расходов жидкости или газа, а также при стационарной установке прибора в скважине, когда доля флюида, проходящего через датчик, остается примерно постоянной. Введение пакеров в конструкцию дебитомеров вызывает значительное усложнение их конструкции, но в то же время повышается точность определения дебитов.

По принципу действия основного элемента — датчика наиболее распространенные скважинные дебитомеры и расходомеры относятся к одному из двух типов: турбинным (вертушечным) или термоэлектрическим.

На рис.1, а изображен дебитомер-расходомер первого типа. Измерительным элементом служит разгруженная гидрометрическая турбинка. Поток жидкости, проходя через окна 8 и 11, вращает турбинку 9, на общей оси с которой установлен постоянный П-образный магнит 7. Этот магнит через стенку герметичной камеры (из немагнитного материала) управляет установленным в камере магнитным прерывателем тока 6. Принцип действия прерывателя следующий (рис. 2,6).

Рис. 1. Принципиальная схема дебитомер Рис. 2. Принципиальная электрическая схема турбинного типа (а) и магнитного прерывателя (б) схема термодебитомера СТД.

Е – источник тока; П – переключатель (1 – эталон; 2 – температура; 3 – дебитомер); ЦЖК – жила кабеля; ОК – его броня.

При вращении магнита 7, укрепленного на турбинке, магнитная стрелка 12 совершает колебательные движения вокруг оси 16, замыкая и размыкая электрическую цепь через подвижный контакт 15. Таким образом, в цепи, подключенной к кабелю 1, возникают электрические импульсы, число которых, очевидно, совпадает с числом оборотов турбинки. Амплитуда колебаний стрелки ограничивается контактом 15 и упором 13. Магнит 14 увеличивает время стояния стрелки на контакте. Преимущество магнитного прерывателя – незначительная мощность, требуемая для его работы, а отсюда весьма небольшое тормозящее действие на турбинку.

Пакер 10 рассматриваемого (прибора представляет собой чехол из ткани, натянутой между парами пластинчатых пружин. Раскрытие пакера осуществляется электрическим приводом, состоящим из электродвигателя и ходового винта 3. Винт 3, ввинчиваясь в траверсу 4, двигает подвижную трубу 5 относительно корпуса 2 вниз. При этом труба 5, нажимая на пластинки пакера, выгибает их наружу, и, расправляя ткань пакера, перекрывает кольцевое пространство между дебитомером и колонной. Одновременно с этим окно 8 на трубе 5 совмещается с соответствующим окном в корпусе 2, открывая путь для движения всего потока жидкости через струенаправляющую трубу дебитомера, где установлена турбинка. При обратном направлении вращения ходового винта 3 пластинки пакера распрямляются и ткань складывается вокруг прибора.

Импульсы тока от прерывателя 6 по кабелю передаются на поверхность, специальным блоком частотомера преобразуются в постоянный ток, который пропорционален числу импульсов и регистрируется регистратором геофизической станции. Частота вращения турбины пропорциональна скорости потока. Коэффициент пропорциональности определяется градуировкой прибора на специальных стендах или непосредственно на скважине.

Термоэлектрический скважинный дебитомер СТД работает по принципу термоанемометра. На рис. 2 показана упрощенная электрическая схема дебитомера. Сопротивление датчика дебитомера Rд нагревается проходящим по нему током (120 – 150 мА) и его температура становится выше температуры среды в скважине. В местах притока жидкости (газа) датчик охлаждается, в результате чего изменяется его сопротивление. Это из­менение сопротивления фиксируется мостовой схемой, в одно из плеч которой включен датчик. Измеряемый параметр в виде напряжения разбаланса моста регистрируется измерительным прибором или фоторегистратором каротажной станции.

Переход от приращений сопротивления к скорости движения жидкости (газа) осуществляют, по эталонной кривой, получаемой в результате эталонирования прибора, т.е. измерения его показаний при различных скоростях потока в трубе того же диаметра, что и диаметр обсадной колонны.

Конструктивно прибор СТД похож на скважинный электротермометр. Сопротивление датчика помещают в металлическую трубку диаметром 8 мм и длиной 300 мм; для уменьшения постоянной времени свободное пространство в трубке заливают металлическим сплавом с температурой плавления 80 – 130°С.

Исследования дебитомерами, как правило, проводят в действующих скважинах. Лишь при необходимости установления межпластовых перетоков иногда исследуют остановленные сква­жины.

В скважинах, эксплуатируемых фонтанным или компрессорным способом, а также в наблюдательных скважинах приборы опускают через специальное устройство – лубрикатор, позволяющее проводите заботы без остановки скважины при буферном давлении на устье. При этом используют бронированный кабель наименьшего диаметра (КОБДФМ-2).

Исследование дебитомерами, опускаемыми через насосно-компрессорные трубы (НКТ), возможно лишь в части разреза, расположенной ниже НКТ. В скважинах, эксплуатируемых глубинными насосами, дебитомеры можно спускать в межтрубье. Спуск приборов через лубрикатор, особенно при высоком буферном давлении, относится к числу опасных работ и должен проводиться согласно специальным инструкциям для каждого типа лубрикатора.

Исследования могут проводиться при непрерывном движении прибора в скважине либо «по точкам», т. е. на отдельных глубинах при неподвижном приборе. Последний способ наиболее типичен для пакерных дебитомеров с абсолютным пакером. При обработке результатов, используя данные эталонировкп прибора, от импульсов в минуту переходят к абсолютным величинам – дебиту в кубических метрах в сутки. При отсутствии градуировочного графика дебит выражают в относительных величинах — долях от полного дебита выше интервала перфорации или фильтра. Рассчитанные таким образом величины откладывают по абсциссе диаграммной бумаги против соответствующих отметок глубины. Обычно из-за неустойчивости потока, различных помех и погрешностей измерений точки на графике имеют некоторый разброс, поэтому через них проводят усредняющую кривую. Крупные погрешности, связанные с засорением турбинки и т. п., исключают путем повторных исследований.

Полученная кривая, показывающая количество (долю) жидкости, проходящей через сечение скважины на различных глубинах, называется интегральной дебитограммой (рис. 3, а, кривая 1), Она показывает суммарный дебит всех пластов, расположенных ниже данной глубины. В интервалах притока на такой дебитограмме наблюдается рост показаний, а в интервалах поглощения их уменьшение. Приращение показаний в определенном интервале пропорционально количеству жидкости отдаваемой (поглощаемой) этим интервалом. Так на рис 174 притоки жидкости наблюдаются в четырех интервалах отмеченных стрелками, причем наибольшая часть притока (7 мз/сут или около 40%) связана с верхним интервалом (1529-1539 м). Далее по интегральной дебитограмме строят дифференциальную дебитограмму (см. рис. 3,а, кривая 2), показывающую интенсивность притока (поглощения) на единицу мощности пласта. Для получения абсцисс этой кривой приращения показаний на интегральной кривой делят на мощность интервала, в котором наблюдается соответствующее приращение.

Непрерывную регистрацию диаграмм изменения дебита с глубиной осуществляют беспакерными дебитомерами или дебитомерами с неполной пакеровкой. Замеры можно проводить как при подъеме, так и при спуске прибора в скважину. При обработке дебитограмм необходимо вводи п. поправку на скорость, движения прибора, так как измеряемая прибором скорость есть скорость относительного движения жидкости (газа) и прибора и отличается от истинной скорости потока на скорость движения прибора. Если прибор движется навстречу потоку, чувствительность турбинных дебитомеров возрастает. Скорость движения должна быть выше стартовой скорости вертушки (той скорости потока, ниже которой он не в состоянии стронуть вертушку).

Рис. 3. Примеры дебитограмм, зарегистрированных турбинным (а) и термоэлектрическим (б) дебитомерами.1 – интегральная дебитограмма; 2 – дифференциальная дебитограмма.

На рис. 3, б изображена схематическая дебитограмма, полученная термодебитомером. При переходе через интервал, на котором в скважину поступает жидкость, следовательно, изменяется скорость движения потока, за счет изменения теплообмена изменяется сопротивление чувствительного элемента. По этому изменению и выделяют отдающий интервал. Вследствие более сильного влияния потока жидкости, перпендикулярного' к оси прибора (радиального потока), по сравнению с потоком вдоль оси скважины в кровле отдающих жидкость интервалов (но не всегда) наблюдается минимум, выше которого отмечается некоторый рост показаний. Подошва интервала поступления жидкости в скважину отмечается по началу спада кривой (при движении прибора снизу вверх), а кровля – по минимуму или (при его отсутствии) по точке перегиба кривой. Количественное определение дебита проводят по разнице δТ между показаниями ΔТ ниже интервала и выше интервала притока (после прохождения указанного выше переходного участка непосредственно после минимума). Переход от значений δТ к дебиту осуществляют по градуировочной кривой.

Поскольку теплопроводность нефти, газа и воды различна, приращение сопротивления для трех сред при одной и той же скорости потока различна. Поэтому эталонировочная кривая должна быть получена для каждой из этих сред. Из-за различия теплопроводности сред термодебитомер показывает изменение показаний при переходе через раздел вода – нефть или вода – газ.

Чувствительность показаний к характеру флюида затрудняет выполнение количественной интерпретации термодебитограммы, если в скважине движется многофазная смесь, и часто дебитограммы позволяют лишь выделять интервалы притока без количественного определения их дебитов. Но в комплексе с дебитограммой, полученной механическими дебитомерами, зависимость показаний от состава флюида часто позволяет судить о его составе и может рассматриваться даже как преимущество.

Основные помехи при дебитометрии следующие: 1) неполнота пакеровки из-за нарушения пакера или неплотного прилегания его к трубе; 2) изменение внутреннего диаметра обсадных труб, обусловливающее погрешность в определении дебита при исследованиях с беспакерными приборами пли с приборами с неполном пакеровкой; 3) нарушение герметичности цементного кольца, приводящее к тому, что часть жидкости (газа) движется по заколонному пространству; влияние этого фактора осо­бенно велико при замерах пакерными приборами; 4) образование столба жидкости в забое, частично или полностью перекрывающего интервалы поступления нефти или газа; влияние этого фактора особенно существенно для беспакерных дебитомеров.

Наконец, скорость потока меняется в зависимости от положения прибора относительно стенки скважины. Эта зависимость особенно сильна для приборов малого диаметра, поэтому они должны снабжаться центрирующими фонарями.

**Вопрос № 2.**

Технология проведения геофизических исследований в скважинах.

Подготовка к проведению геофизических исследований начинается на базе конторы (экспедиции) с момента получения от диспетчерской службы «Наряда на производство геофизических работ». Начальник партии уточняет объем работ, знакомиться с результатами выполненных ранее геофизических исследований, проверяет комплектность скважинных приборов, результаты их градуировки, состояние оборудования и кабеля, наличие материалов, необходимых для выполнения работ, уточняет маршрут следования к месту работ.

Переезды на скважину и возвращение на базу занимают существенное место в общем комплексе геофизических работ. Геофизическое оборудование и аппаратура транспортируются к месту работ и возвращаются на базу. Основной вид транспорта – автомобили высокой проходимости.

Скважины, особенно разведочные, могут располагаться вдали от основной дорожной сети. Поэтому водителям геофизических партий приходится водить автомашины в сложных дорожных условиях при любых погодных условиях, в любое время суток. При этом необходимо своевременно прибыть к месту работы и сохранить оборудование и аппаратуру в исправном состоянии. Все это требует высокой квалификации водителей геофизических машин, четкой организации труда и большого» внимания со стороны начальника партии.

Желательно, чтобы геофизическая партия прибыла на скважину за 2 ч до окончания подъема инструмента. Подъемник устанавливают на подготовленной площадке на расстоянии 20— 50 м от устья скважины и затормаживают – под колеса подкладывают клинья. Лабораторию и подъемник подключают к: сети, заземляют, соединяют между собой соединительными проводами. К кабелю подсоединяют скважинный прибор и проверяют работу всей станции в целом.

Получив «Акт о готовности скважины к производству геофизических работ», начальник партии дает распоряжение о начале работ. На устье скважины надежно закрепляют блок–баланс. Скважинный прибор опускают в скважину с помощью лебедки. На счетчике глубин устанавливают соответствующие показания и начинают спуск прибора в скважину.

Скорость спуска прибора контролируют по тахометру и регулируют торможением барабана лебедки. Движение прибора по стволу скважины контролируют по натяжению кабеля и по изменению показаний скважинного прибора. Опасны остановки прибора при продолжающемся спуске кабеля. Это может привести к завязыванию «узлов» и к аварии.

При спуске кабеля необходимо соблюдать следующие меры Предосторожности: осторожно пропускать утолщенные части кабеля через ролики блок-баланса; не допускать слишком большой скорости спуска; даже в колонне скорость спуска не должна превышать 10000 м/ч; не допускать резких торможений барабана лебедки.

При спуске кабеля в открытом стволе бурящейся скважины могут встретиться затруднения, связанные с наличием пробок, сальников, обвалов стенок скважины, уступов. Необходимо четко разграничивать причины осложнений и в соответствии с этим принимать меры.

Если прибор останавливается на одной и той же глубине, то это, как правило, связано с уступом. Преодолеть это препятствие удается путем применения удлиненных грузов, центрирующих устройств, резиновых пли пружинных амортизаторов. Запрещается предпринимать попытки преодоления уступов путем увеличения скорости спуска прибора. Этот прием неэффективен и может быть причиной выхода из строя прибора или создания аварийной ситуации.

Остановки прибора на различных глубинах, затяжки в процессе подъема свидетельствуют об образовании пробок, сальников. Преодолевать такие препятствия путем увеличения массы прибора или скорости спуска категорически запрещается. Такие действия могут привести к авариям. В этих условиях работы должны быть прекращены, прибор извлечен на поверхность. Возобновление работ разрешается только после повторной подготовки ствола скважины.

В особо трудных случаях по согласованию буровой и геофизической организаций прибегают к проведению исследований через бурильные трубы. Для этого буровой инструмент, на нижний конец которого навинчена воронка, спускают до забоя и скважину интенсивно промывают. Затем буровой инструмент поднимают до такой глубины, чтобы перекрыть участок скважины, в котором затруднено прохождение геофизических приборов. Спуск прибора в скважину осуществляют через буровой инструмент.

Если исследования необходимо провести в интервале осложнения, то прибор устанавливают в открытом стволе ниже башмака бурильных труб, насколько позволяет скважина. После этого буровой инструмент поднимают на одну свечу, оставляя неподвижным геофизический прибор, и в интервале открытого ствола выполняют измерения. Затем кабель и прибор извлекают на поверхность, выбрасывают свечу бурильных труб и операцию повторяют в следующем интервале. Если интервал исследования находится ниже зоны осложнения, то измерения проводят без подъема бурильных труб.

При выбросах, значительных газопроявлениях и интенсивном переливании жидкости из скважины производство геофизических работ прекращается. В процессе проведения геофизических исследований могут произойти прихваты, заклинивание глубинных приборов. Подобные осложнения классифицируются как аварии. Аварии в зависимости от последствий разделяются на простые и сложные.

Простые аварии ликвидируются силами работников партии. После этого работы следует прекратить для повторной подготовки ствола скважины и сообщить об этом руководству предприятия. Сложными авариями считаются прихваты приборов, не поддающиеся освобождению силами геофизической партии, оставление в скважине геофизических приборов, кабеля. Ликвидация таких аварий требует значительных затрат времени буровой бригады и может привести к необходимости забуривания нового ствола.

О сложных авариях немедленно извещаются вышестоящие организации, органы горнотехнического надзора. Составляется акт, который утверждается главным инженером предприятия и подписывается начальником партии (отряда) и представителем организации, проводящей бурение. В акте указываются причины аварии и ее виновники. В случае расхождения в установлении причины аварии между представителями геофизической и технологической служб прибегают к технической экспертизе. Экспертиза проводится представителем вышестоящей организа­ции, и решение ее обязательно для обеих сторон.

Ликвидация сложной аварии проводится по специальному плану, составленному и согласованному буровой и геофизической организациями. В процессе ликвидации аварии на скважине должен присутствовать представитель геофизической партии,

По завершении работ на скважине начальник партии оценивает качество полученных материалов, полноту выполнения запланированного комплекса исследований. Составляется «Акт о проведении геофизических работ», который подписывает представитель заказчика.

При возвращении на базу материалы геофизических исследований сдаются в интерпретаторскую группу для обработки. Наряд-заказ, путевой лист и акт о выполнении работ сдаются в диспетчерскую группу, которая производит нормирование и расчет стоимости выполненных работ.

**Используемая литература.**

1. Добрынин В.М., Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А., Афригян А.Н. Промысловая геофизика. М., Недра, 1986.

2. Геофизические методы исследования скважин. Справочник геофизика. М., Недра, 1983.

3. Дахнов В. Н. Интерпретация результатов геофизических исследовании разрезов скважин. М., Недра, 1982.

4. Дьяконов Д. И., Леонтьев Б. И., Кузнецов Г. С. Общий курс геофизических исследований скважин. Учебник для вузов. 2-е изд., перераб. М., Недра, 1984.

5. Лукьянов Э. Е. Исследования скважин в процессе бурения. М., Недра, 1979.

6. Прострелочные и взрывные работы в скважинах/Н. Г. Григорян, Д. Е. Пометун, Л. А. Горбенко, С. А. Ловля. М., Недра, 1980.

7. Резванов Р. А. Радиоактивные и другие неэлектрические методы исследования скважин. М., Недра, 1982.

8. Руководство по применению промыслово-геофизических методов для контроля за разработкой нефтяных месторождений. М., Недра, 1978.