

Эта часть работы выложена в ознакомительных целях. Если вы хотите получить работу полностью, то приобретите ее воспользовавшись формой заказа на странице с готовой работой:

<https://studservis.ru/gotovye-raboty/glava-diploma/342509>

Тип работы: Глава диплома

Предмет: Нефтегазовое дело

-

5. Специальная часть ВКР

5.1 Обоснование постановки проблемы

Конвективный теплообмен обусловлен потоком жидкости в стволе скважины, в кольцевом пространстве за пределами перфорированных интервалов и в пласте. Теплообмен находящегося в скважине флюида с окружающим его массивом горных пород приводит к выравниванию их температур. Однако полного выравнивания температур никогда не происходит, поскольку конвективный теплоперенос намного сильнее теплообмена. Относительная доля теплообмена в формировании температурного поля увеличивается с уменьшением скорости потока.

Ниже интервалов перфорации при отсутствии кольцевой циркуляции температура постепенно приближается к естественной температуре в скважине с глубиной. Это явление связано с теплообменом рабочего пласта. Зона теплообмена, как правило, не превышает 8-10 метров в добывающих скважинах и 10-20 метров в нагнетательных скважинах.

Замещающая конвекция возникает, когда нефть поступает в скважину, заполненную водой (или газ поступает в скважину, заполненную жидкостью). В этом случае на частицы нефти или газа действует выталкивающая сила Архимеда; когда они поднимаются, они захватывают воду и несут ее вверх.

В скважине при этом образуются нисходящие потоки воды. Такое сложное движение жидкостей приводит к затягиванию аномалий калориметрии между интервалами перфорации.

В отсутствие заколонного движения жидкости и при наличии потока из перфорированного пласта к устью скважины происходит теплообмен в системе «скважина - горная порода». Возникновение перетока жидкости за колонной существенно образом изменяет процесс теплообмена в этой системе. С одной стороны в интервале перетока перетекающая жидкость обменивается теплом с окружающими горными породами, с другой стороны, с потоком жидкости в стволе скважины. Следовательно, в скважине в интервале перелива наблюдается теплообмен между двумя встречными течениями, а выше интервала перелива - только теплообмен с породами, что, очевидно, влияет на распределение температуры в скважине.

Распределение температуры по стволу действующей скважины зависит от множества факторов: геотермического поля, состава и скорости движения притекающего из пластов флюида. Окончательное заключение по результатам исследований выдается по данным всего комплекса, включающего дебитометрию, методы состава флюида (влагометрия, резистивиметрия), данных о забойном давлении и промысловых данных по пласту.

Основными эффектами, обуславливающими температурное поле в пласте и скважине, являются: эффекты Джоуля-Томсона, адиабатический, баротермический, смешивания и теплоты разгазирования. Решение практических задач базируется на анализе формы температурной кривой и величины температурной аномалии. Последняя (аномалия), в свою очередь, выделяется на основе сопоставления зарегистрированной термограммы с геотермической (базовой). Характер изменения формы, величины и знака температурной аномалии во времени определяется так же путем сопоставления термограмм, зарегистрированных в различные моменты времени (или при различных режимах работы скважины). Из анализа расчетных температурных кривых и обобщения скважинных данных следует, что наличие течения жидкости за колонной сверху приводит к резкому изменению наклонов температурных кривых в диапазоне притока и выше; точка излома температурной кривой соответствует расположению водоема - источника полива; при достаточно большой скорости восходящего потока жидкости в стволе скважины температурные аномалии на термограммах сглаживаются, и, следовательно, затрудняется обнаружение зон заколонных перетоков вследствие экранирования процессов, происходящих за колонной; при уменьшении дебита интервал перетока выделяется четче.

Кроме того, существенным при выделении перетоков жидкости сверху является различие радиусов возмущенных зон в окружающей скважину среде в интервале перетока и выше. Это приводит после остановки скважины к отставанию темпа восстановления температуры в интервале перетока по сравнению с градиентом выше интервала.

Другим показателем наличия перелива жидкости, как и в случае скважин большой продолжительности, является ярко выраженный эффект калориметрического перемешивания потоков в верхней части разбуриваемого пласта. Эта функция наиболее эффективна при разнице давлений в разбуренных и неразбуренных пластах. (рис. 1).

Определение нефтеводопритоков и оценка характера насыщения пласта с помощью термометрии основано на использовании динамических процессов, связанных с переходом забойного давления от $P_{заб} = P_{нас}$ до $P_{заб} > P_{нас}$ или наоборот, на различиях газосодержания нефти и воды и на различиях коэффициентов Джоуля-Томсона для воды, нефти и газа.

Рисунок 1 - Проявление заколонного перетока сверху. Термограммы: 1 - контрольная; 2,3 и 4 - через 45 мин, 2 и 4 часа после работы компрессора

Появление воды в потоке, во-первых, приводит к уменьшению эффективного коэффициента Джоуля-Томсона жидкой фазы и, во-вторых, за счет плохой растворимости газа в воде – к уменьшению массового расхода газа. Поэтому с появлением воды в потоке нефтегазовой смеси возможны как положительная или отрицательная температурная аномалия, так и ее отсутствие. Установлено, что при обводненности более 60% отрицательные температурные аномалии не могут наблюдаться. Рассмотрим две возможные ситуации. Из пласта поступает нефть. В случае $P_{заб1} = P_{нас}$ на термограмме регистрируется снижение температуры относительно пластовой (отрицательная аномалия). После остановки скважины, если $P_{заб2} > P_{заб1}$, но меньше $P_{нас}$, то аномалия по абсолютной величине уменьшится, но так же будет ниже пластовой. Если же $P_{заб2}$ будет больше $P_{нас}$, то произойдет инверсия температурной аномалии, т.е. зарегистрируется положительная аномалия. При работе же скважины с $P_{заб1} > P_{нас}$ температурная аномалия положительна и после остановки скважины из-за уменьшения депрессии, оставаясь положительной, аномалия уменьшится по величине.

Из пласта поступает вода. Из-за достаточно малого газосодержания воды соотношение $P_{заб}$ и $P_{нас}$ не оказывает существенного влияния на характер изменения температуры притекающей жидкости, но, тем не менее, интерпретатору необходимо знание этого соотношения. Последнее необходимо для повышения однозначности при определении нефте-газо-водопритоков в ствол скважины в случаях многофазного потока. Но при поступлении воды так же следует иметь в виду два возможных случая.

Первый, когда фронт обводнения уже дошел, а температурный фронт еще не дошел до скважины, когда отсутствует влияние температуры закачиваемой воды на температуру добываемой жидкости. В этом случае при переходе забойного давления от $P_{заб} = P_{нас}$ до $P_{заб} > P_{нас}$, знак положительной температурной аномалии не меняется. Уменьшается только величина аномалии. Признаком раннего обводнения пласта является образование положительной аномалии при $P_{заб} > P_{нас}$.

Второй случай, когда температурный фронт дошел до скважины, и становится существенным влияние температуры закачиваемой воды. При этом суммарное изменение температуры поступающей жидкости, как и в случае притока нефти, может быть меньше нуля (температура ниже пластовой). Однако изменение аномалии обводненного пласта в остановленной скважине существенно отличается. После остановки скважины при росте забойного давления температура обводненного пласта (в отличие от нефтяного) снижается из-за уменьшения вклада дроссельного эффекта. При этом необходимо иметь в виду то, что при обводненности более 60%, если существует отрицательная температурная аномалия, то она связана с подходом фронта охлаждения закачиваемых вод. Интерпретация термограмм осуществляется путем

совместного анализа кривых, зарегистрированных при различных режимах работы скважины. На рис.2 приведены схематические термограммы характеризующие особенности их изменения при различных ситуациях в скважине.

Список литературы

1. Акульшина А.И., Бойко В.С., Зарубин Ю.А., Дорошенко В.М. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин: Учеб. для техникумов. М.: Недра, 1989. – 480 с.
2. Амиян А.В. Амиян В.А. " Ограничение водопритока и изоляции вод с применением ионных систем " 1984 г. ВНИИОЭНГ. (обзор.инфор. Серия техника и технология добычи нефти и обустройства нефт. месторождений).
3. Блажевич В.А. Умрихина - " Новые методы ограничения притока воды в нефтяные скважины " Недра 1974 г.
4. Булгаков Р.Т. Газизов А.Ш. - " Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины " - 1976 г.
5. Малаев Р.Х. " Повышение эффективности селективного ограничения водопритоков в скважинах "-М, ВНИИОЭНГ Нефтепромысловое дело, 1986 г. №4.
6. Маляренко А.В. Зайцев Ю.В. - " Методы селективной изоляции водопритоков в нефтяные скважины и перспективы их применения на месторождениях Западной Сибири " - 1987 г.
7. Мищенко И.Т. Расчеты в добыче нефти: Учеб. пособие для техникумов. М.: Недра, 1989. – 245 с.
8. Хасанов Б.Э. Левин Н.М. " Совершенствование методов изоляции водо- притоков в нефтяных скважинах - М : ВНИИОЭНГ РНТС, Нефтепромысловое дело, 1981 № 9.
9. Шумилов В.А. Горбачёв " Повышение эффективности изоляционных работ на месторождениях Западной Сибири " - 1979 г

Эта часть работы выложена в ознакомительных целях. Если вы хотите получить работу полностью, то приобретите ее воспользовавшись формой заказа на странице с готовой работой:

<https://studservis.ru/gotovye-raboty/glava-diploma/342509>