

ОСОБЕННОСТИ ЗАКАНЧИВАНИЕ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ АНОМАЛЬНО НИЗКИХ ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ

Гасумов Р.А.

ОАО «СевКавНИПИГаз»

Сохранение коллекторских свойств пласта может быть обеспечено при его вскрытии в условиях, когда величина гидродинамического давления на забой скважины в сравнении пластовым давлением имеет минимальное значение и не создает условия для проникновения промывочной жидкости в глубь продуктивного горизонта. Основное данное взаимоотношение зависит от условия вскрытия продуктивных пластов, применяемых технологических решений и от среды в котором осуществляется данный процесс. Одним из способов вскрытия пластов позволяющих обеспечить сохранение фильтрационно-емкостных и коллекторских свойств продуктивного горизонта является бурение скважин в условиях равновесии (депрессии) в системе «скважина-пласт».

Однако после вскрытия продуктивного пласта в условиях равновесия давления в системе "скважина-пласт" с началом процесса крепления равновесие нарушается, и даже незначительное влияние какого-либо геологических, технологических или технических факторов может привести к проникновению в пласт бурового и тампонажного растворов. В результате этого в приствольном участке продуктивного пласта формируются три зоны с различными проницаемостями: корка, зоны проникновения дисперсной твердой фазы и фильтрата рабочей жидкости, что приводит к резкому снижению его коллекторских свойств. Установлено, что радиусы зон проникновения фильтрата и кольматации зависят от целого ряда факторов: перепада давления между скважиной и пластом (репрессия); типа и физических параметров коллектора (пористость, проницаемость, глинистость, трещиноватость); степени дисперсности твердой фазы, содержащейся в рабочей жидкости физико-химических параметров применяемой жидкости и т.д.

К возникновению условий для проникновения рабочих жидкостей в глубь продуктивного горизонта приводит весь комплекс работ по креплению скважины. При этом ее гидравлическая система подвергается ударным нагрузкам от повышения или понижения давления гидроударов, обусловленных разницей плотностей бурового и тампонажного раствора, а также противодействием на пласт при различных операциях, что способствует нарушению естественной структуры пласта. В связи с этим появляется необходимость создания "зоны сопротивления" в призабойном участке скважины, которая предохраняла бы пласт от разрушения путем компенсации гидроударов и блокировала проникновение в него бурового и тампонажного растворов.

Интенсивность проникновения в пласт фильтрата и твердой фазы буровых и тампонажных растворов зависит не только от качества последних, но и от величины противодействия (репрессии) на пласт в процессе спуска эксплуатационной колонны и цементирования скважины. Поэтому с целью качественного заканчивания скважин, а также предотвращения возможного поглощения бурового и тампонажного растворов рекомендуется (после завершения углубления скважин) перед спуском и цементирование эксплуатационной колонны провести временное блокирование интервал продуктивного пласта с применением специальных технологических жидкостей.

Суть временного блокирования заключается в том, что в зону продуктивного горизонта транспортируется блокирующая жидкость с наполнителем, способная закупорить коллектор и этим предотвратить проникновение в него промывочного и тампонажного растворов и их фильтратов. В последующем скважина заполняется буровым раствором с плотностью, достаточной для создания противодействия на пласт.

Высокими блокирующими свойствами обладают пенообразующие системы, что объясняется физико-химическими процессами, происходящими в призабойной зоне при проникновении пены в пласт, а именно:

- разрушением гидратных слоев на твердой поверхности и частичной ее гидрофобизацией в результате адсорбции пенообразователя;
- прилипанием пузырьков пены гидрофобизованной поверхности поровых каналов;
- проявлением эффекта Жамена;
- электровязкостными свойствами пен;
- увеличением межфазной удельной поверхности при фильтрации пены через пористую среду.

Происходящее при заканчивании скважин (спуске эксплуатационной колонны, цементировании, перфорации, отработке скважины и т.д.) поглощение промывочного и тампонажного растворов обусловлено наличием горных пород, превышением гидростатического давления столба раствора над пластовым, высокими гидродинамическими давлениями на стенки скважины при выполнении различных технологических операций, а также свойствами жидкости, насыщающей поглощающий пласт. При применении для временного блокирования пенообразующих жидкостей с наполнителем движение промывочного и тампонажного растворов к пласту прерывается, т.к. вязкость пенной системы с наполнителем значительно больше вязкости бурового и тампонажного раствора, что обуславливает рост гидравлических сопротивлений. Пена плохо проникает в пористую среду, что позволяет осуществлять блокирование пластов при коэффициентах аномальности до 0,1. Кроме того, здесь имеет место эффект

Жамена. Деформированные пузырьки пены в суженных частях капиллярных каналов оказывают дополнительное сопротивление продвижению рабочих жидкостей в пласт.

Исследованиями установлено, что при многоразовом сжатии и расширении постоянной массы пены характер изменения ее термодинамических параметров остается неизменным, что свидетельствует об устойчивости пенных систем при определенных температуре и давлении. Установлено, что интенсивное изменение объема пенной системы при этом сопровождается повышением давления в пределах 0,098–1,96 МПа. В таком случае пена играет роль компенсатора и поглощает ударные нагрузки от повышения или понижения давления гидроудара.

Таким образом, можно сделать вывод: пена проникает в пласт на небольшую глубину и создает "зону сопротивления", для разрушения которой необходимо значительное превышение давления над пластовым (DP). Это условие можно определить следующим выражением:

$$DP = \frac{hQ}{2pkh_c} \cdot \ln \frac{R_k}{r_c}, \quad (1)$$

где h – коэффициент структурной вязкости блокирующего агента, Па·с;

Q – объемный расход блокирующего агента, м³/с;

k – коэффициент проницаемости породы пласта, м²;

h_c – толщина продуктивного пласта, м;

R_k – контур питания газоносного пласта, м;

r_c – радиус скважины, м.

Исходя из возможных величин DP , с целью обеспечения условий работы "зоны сопротивления" подбирается блокирующая жидкость с необходимыми значениями вязкости h .

Соблюдение определенных требований в подборе значений h блокирующего агента способствует тому, что проникновение тампонажного и бурового растворов в продуктивный пласт не происходит, сохраняются его коллекторские свойства. Если учесть, что одновременно имеет место закупоривание продуктивного пласта наполнителем, содержащимся в пенной системе, то эффективность работы "зоны сопротивления" повышается, так как для ее разрушения требуется дополнительное давление. Как показывают исследования, проведенные в СевКавНИПИгазе, содержание волокнистого наполнителя в количестве 5% в составе блокирующей пенообразующей жидкости позволяет создавать репрессию на пласт в 2–2,5 раза больше по сравнению с составом блокирующего агента без наполнителя.

С целью повышения качества заканчивания скважин при вскрытии пластов в условиях равновесия в системе "скважина-пласт" в СевКавНИПИгазе разработаны пенообразующие жидкости с наполнителем для блокирования продуктивного горизонта при выполнении следующих операций:

- спуск эксплуатационной колонны;
- цементирование скважин;
- перфорация.

Данные составы выдерживают высокие репрессии (более 40 МПа) и легко удаляются из пласта при минимальных депрессиях, сохраняя его коллекторские свойства.

Эффективность предотвращения загрязнения продуктивного пласта при креплении скважин, в основном, зависит от устойчивости блокирующей зоны. Как известно, процесс крепления скважины (спуск эксплуатационной колонны, цементирование) сопровождается колебаниями гидродинамического давления в скважине. С учетом этих процессов создаваемая блокирующая зона должна выдерживать максимальное противодействие на пласт при проведении вышеперечисленных работ. В связи с этим возникает необходимость определения устойчивости блокирующей зоны.

Устойчивость блокирующей зоны определяется в тот момент, когда скважина заполняется буровым раствором, которым был вскрыт продуктивный пласт.

Зная давление начала поглощения, можно определить объем закачиваемой жидкости, т.е. объем блокирующей жидкости должен быть таким, чтобы после поглощения уровень его был не ниже кровли продуктивного пласта. После надежного

блокирования, при котором выдерживается максимальное ожидаемое давление на продуктивный пласт со стороны скважины, можно производить спуск и цементирование эксплуатационной колонны.