

# ХАРАКТЕР ВЫПАДЕНИЯ КОНДЕНСАТА ИЗ ГАЗОНАСЫЩЕННОГО ПЛАСТА ПОД СВОЙСТВОМ ВЛИЯНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ-ЕМКОСТЕЙ

*Д.Г.Азизова, доцент  
кафедры «Нефтегазовое дело»  
Каршинского инженерно-экономического института,  
Республики Узбекистан, г.Карши*

**Аннотация.** В статье рассмотрены условия влияние фильтрационно-емкостных свойств газонасыщенного пласта на характер выпадения конденсата и сравнение кривых распределения давления в пласте при значениях проницаемости, относительные фазовые проницаемости по газу и конденсату которые актуальны при проектировании разработки газоконденсатных месторождений.

**Ключевые слова:** фильтрационно-емкостные свойства пласта, дренирования, забой скважины, пористость, пласт, извлечения, конденсат, средневзвешенное пластовое давление, дренирования.

## THE NATURE OF CONDENSATE DROPOUT FROM A GAS-SATURATED FORMATION UNDER THE INFLUENCE OF FILTRATION CONTAINERS

*D.G.Azizova, Associate Professor  
of the Department of Oil and Gas Engineering  
of the Karshi Engineering and Economics Institute,  
Republic of Uzbekistan, Karshi*

**Annotation.** The article discusses the influence of the filtration-capacitive properties of a gas-saturated formation on the nature of condensate precipitation and a comparison of pressure distribution curves in the formation at permeability values, relative phase permeabilities for gas and condensate, which are relevant when designing the development of gas condensate fields.

**Key words:** filtration-capacitive properties of the formation, drainage, bottom hole, porosity, formation, recovery, condensate, weighted average reservoir pressure, drainage.

**Введение.** При проектировании разработки газоконденсатных месторождений, как правило принято рассматривать три варианта разработки. Из

них, после проведения технико-экономического обоснования, выделяют вариант, обладающий лучшими экономическими показателями, такими как чисто дисконтированный доход (ЧДД), внутренняя норма рентабельности (ВНР), срок окупаемости, индекс доходности (ИД)[1]. При этом оценка извлечения конденсата по годам по всем трем вариантам рассчитывается исходя из средневзвешенного пластового давления, рассчитанного на основе материального баланса без учета эпюры распределения пластового давления от контура дренирования до забоя скважины [2]. Характер распределения давления и выпадения конденсата в пласте на прямую зависит от фильтрационно-емкостных свойств пласта [3].

**Основная часть.** Для понимания сути данного влияния рассмотрим два предполагаемых газонасыщенных горизонта, которые при прочих равных условиях (давление в залежи, размеры залежи, состав, пористость пласта) отличаются друг от друга лишь значением проницаемости. При этом обусловимся, что проницаемость  $k_1$  первого пласта намного больше проницаемости  $k_2$  второго пласта. Распределение давления в пласте в случае радиального притока описывается следующей формулой [5]:

$$P(i) = \sqrt{P_k^2 - \frac{Q \cdot \mu}{2 \cdot \pi \cdot h \cdot k} \cdot \ln \frac{r_k}{r_i}} \quad (1)$$

где,  $P_i$  – давление на расстоянии  $r_i$  от забоя скважины,  $P_k$  – давление на контуре дренирования,  $r_r$  – радиус контура дренирования.

Согласно формуле 1 видно, что давление распределено в пласте по логарифмическому закону. Поэтому при значениях радиуса, близких к радиусу контура дренирования, давление снижается незначительно, но при приближении к скважине давление резко снижается, скорость потока при этом возрастает.

Имея полученную зависимость распределения давления от удаления от забоя скважины (формула 1), проиллюстрируем (рис. 1) характер распределения давления для двух ранее рассматриваемых пластов, для которых  $k_1 \gg k_2$ .

Для фильтрации газа к забою скважины необходимо понизить давление у забоя скважины. Возмущение от снижения пластового давления на забое скважины распространяется (радиально от забоя до контура дренирования) в высокопроницаемом пласте в большей степени по сравнению с низкопроницаемым пластом. В связи с этим скважина, находящаяся в низкопроницаемом пласте, будет иметь меньшее значение забойного давления по сравнению со скважиной в высокопроницаемом пласте для обеспечения одинаковых дебитов этих скважин. Данный фактор обуславливает более крутой профиль распределения давления в низкопроницаемом пласте по сравнению с высокопроницаемым пластом (рис. 1).

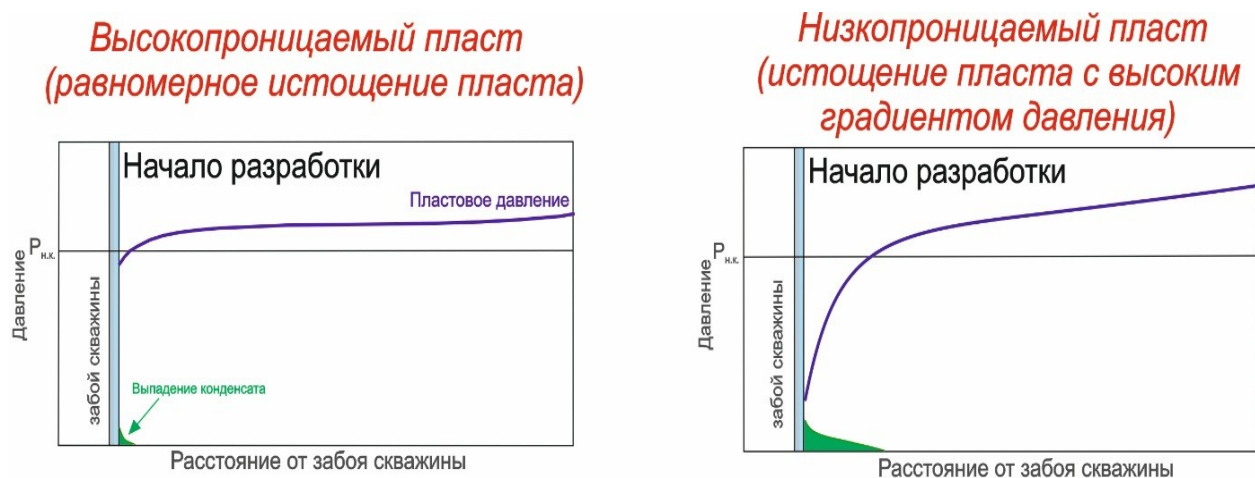


Рис. 1. Сравнение кривых распределения давления в пласте при значениях проницаемости  $k_1$  и  $k_2$ , где  $k_1 \gg k_2$ .

На начальной стадии разработки, когда средневзвешенное пластовое давление выше давления начала выпадения конденсата, выпадение конденсата будет, в большей степени и на большем расстоянии от забоя скважины, наблюдаться в низкопроницаемом пласте, вследствие более крутого профиля падения давления. Далее, с течением времени, будет происходить естественное снижение пластового давления, как обычно бывает при разработке месторождения

на истощении. Равномерное снижение пластового давления в высокопроницаемом пласте по сравнению с низкопроницаемым пластом, приведет к тому что, профиль распределения давления высокопроницаемого пласта от забоя до контура дренирования будет ниже давления начала выпадения конденсата, в отличии от низкопроницаемого пласта. Это и будет обуславливать равномерное выпадение конденсата по всему высокопроницаемому пласту. В низкопроницаемом же пласте, основная масса выпавшего конденсата будет скапливаться в призабойной зоне скважины. Данная тенденция распределения выпавшего конденсата будет распространяться вплоть до конца разработки месторождения, когда давление на контуре дренирования значительно меньше давления выпадения конденсата.

Для того чтобы понять в каком из пластов будет наблюдаться большее извлечение конденсата (КИК) при одинаковом извлечении газа (КИГ), необходимо изучить степень подвижности выпавшего конденсата для обоих случаев. Подвижность выпавшего конденсата на прямую зависит от степени его насыщенности в поровой структуре пласта. Чем большую долю порового пространства занимает выпавший конденсат, тем больше он становится подвижным, тем больше его значение относительной проницаемости. На рис. 2 представлена зависимость относительных фазовых проницаемостей для газа и конденсата от степени насыщенности поровым пространством выпавшим конденсатом. Имея данную зависимость можно проиллюстрировать как будут меняться относительные фазовые проницаемости по газу и конденсату, а также степень насыщенности выпавшим конденсатом от забоя скважины до контура дренирования[7].

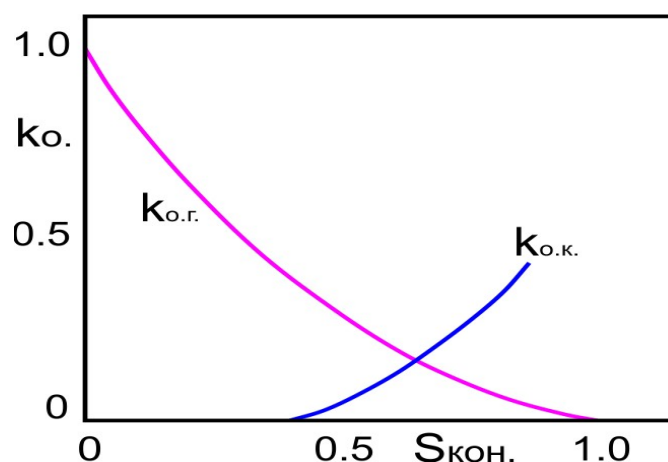


Рис.2. Относительные фазовые проницаемости по газу и конденсату.

Насыщенность конденсатом и относительная фазовая проницаемость по конденсату будут увеличиваться по мере приближения к забою скважины, тогда как относительная проницаемость по газу в это же время будет уменьшаться[8].

Учитывая выше сказанное, на начальной стадии разработки, пласт газоконденсатного месторождения можно разбить на три (рис. 3) характерных участка :1) зона с подвижным конденсатом 2) зона с неподвижным конденсатом и 3) чисто газовая зона без выпадения конденсата. По мере снижения пластового давления в процессе разработки газоконденсатного месторождения доля выпавшего конденсата в пласте с течением времени увеличивается и, согласно зависимости относительной фазовой проницаемости по конденсату от степени его насыщенности, должна увеличиваться и его подвижность.

Таким образом с течением времени зоны 1 и 2 расширяются, а условные границы этих зон будут перемещаться в сторону контура дренирования. При этом чисто газовая зона 3 будет уменьшаться (рис.3)

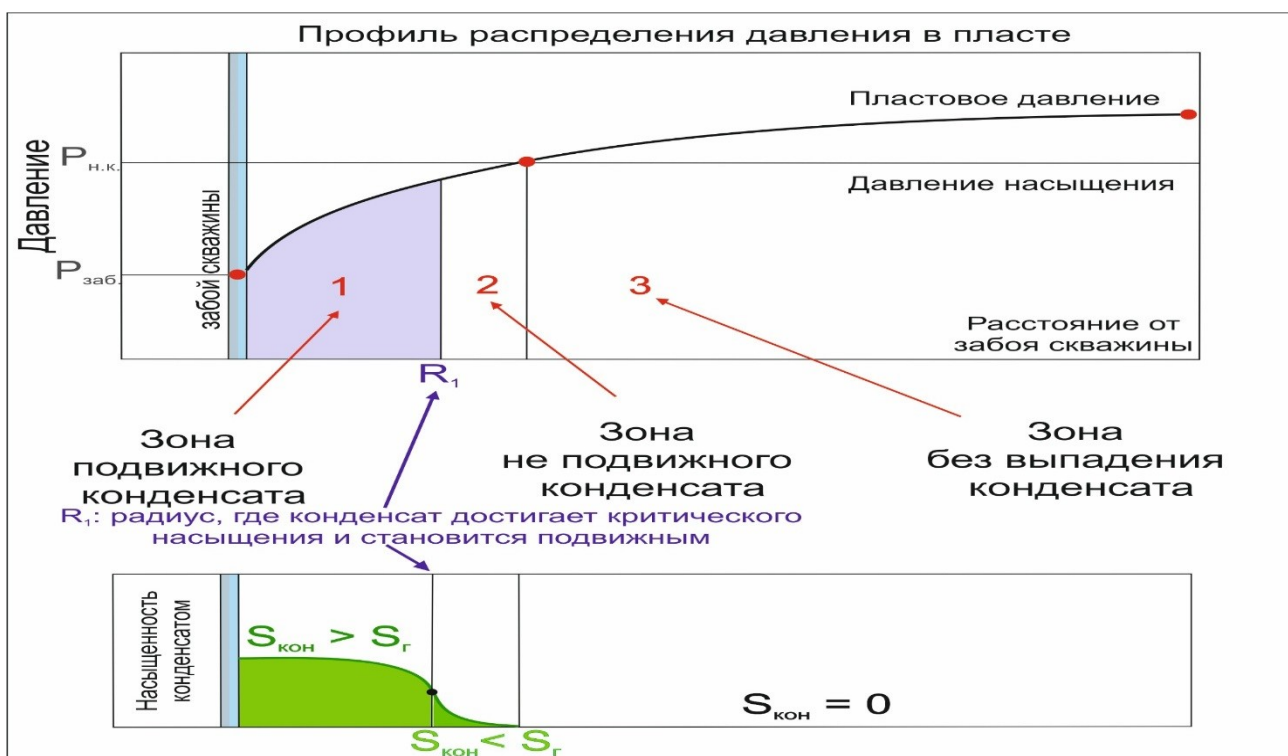


Рис. 3. Характер распределения и степень подвижности выпавшего конденсата в пласте.

Следует отметить, что в низкопроницаемом пласте вследствие концентрирования основной массы выпавшего конденсата преимущественно в призабойной зоне подвижность выпавшего конденсата будет больше, чем в высокопроницаемом пласте, для которого характерно более равномерное распределение выпавшего конденсата по пласту. Другими словами, зона 1 для низкопроницаемого пласта будет шире аналогичной зоны 1 для высокопроницаемого пласта, а зона 2 для низкопроницаемого пласта будет меньше аналогичной зоны 2 для высокопроницаемого пласта.

Вышеописанное явления выпадения конденсата в пласте по мере снижения пластового давления, наводит на мысль, что с течением времени доля выпавшего конденсата (насыщенность) увеличивается, он становится подвижным и начинает фильтроваться по направлению к забою скважину, при этом одновременно уменьшая долю выпавшего конденсата и, тем самым, в скором времени, опять

становиться неподвижным до того момента, пока вновь доля выпавшего конденсата в пласте не достигнет такого значения насыщенности, при котором конденсат становится подвижным. Говоря иначе, движение жидкой фазы выпадающего конденсата к забою скважины имеет пульсирующий характер. Очевидно, что рост подвижности выпавшего конденсата быстрее наблюдается в низкопроницаемом пласте по сравнению с высокопроницаемым пластом.

**Вывод:** Однако, рассматривая газоконденсатное месторождение на завершающем этапе разработки, подвижность выпавшего конденсата в большей мере наблюдается в призабойной зоне, тогда как равномерное выпадение конденсата в высокопроницаемом пласте обуславливает примерное равенство по пласту параметра подвижности. Поэтому вопрос о том, в каком из пластов, высокопроницаемом или низкопроницаемом, степень извлечения конденсата (КИК) к концу разработки будет достигать больших значений, при одинаковом суммарном отборе газа (КИГ) остается открытым.

#### **Литературы:**

1. Андреев А.Ф., Зубарева В.Д. и др. Оценка рисков нефтегазовых проектов. Учебное пособие. – М.: ГПУ Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им.И.М.Губкина, 2002. – 212с.
2. Ермилов О.М., Ремизов В.В., Ширковский А.И., Чугунов Л.С. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. – М.: Наука, 1996. - 541с.
3. Алиев З.С., Бондаренко В.В. Руководство по проектированию разработки газовых и газонефтяных месторождений. Печора: Изд. Печорское время, 2003.
4. А.И. Брусиловский. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа. - М.: Грааль, 2002. – 575 с.
5. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М. и др. Руководство по исследованию скважин. – М.: Наука, 1995. – 523 с.

