

К ЗАЩИТЕ ДИССЕРТАЦИЙ

УДК 622.279 (470.3)

Контроль газоконденсатной характеристики на поздней стадии разработки месторождений Тимано-Печорской провинции

М.В. Галкина^{1*}, Л.В. Юнусова¹

¹ Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Российская Федерация, 169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Севастопольская, д. 1-а

* E-mail: m.galkina@sng.vniigaz.gazprom.ru

Тезисы. Разработка нефтегазоконденсатных месторождений осуществляется, как правило, в режиме естественного истощения с первоочередным дренированием газонасыщенной части. Развитие процессов двухфазной фильтрации обуславливает выделение двух групп скважин – «сухого поля» и с дополнительным притоком жидких пластовых флюидов, приобретающих индивидуальную газоконденсатную характеристику.

В условиях значительной дифференциации состава и свойств добываемой углеводородной продукции в дополнение к стандартному комплексу газоконденсатных исследований необходимо осуществлять ее отдельный учет. Детализированная разбивка потоков особенно востребована для месторождений, разрабатываемых с применением технологий доизвлечения выпавшего в пласте конденсата. Это требует комплексирования различных методов исследований для обеспечения выполнения недропользователем условий лицензионного соглашения по учету и контролю выработки запасов углеводородного сырья.

Рассмотрен опыт решения обозначенных задач, возникших при контроле газоконденсатной характеристики нефтегазоконденсатных месторождений Тимано-Печорской провинции, разрабатываемых на режиме естественного истощения.

В отечественной газопромысловой практике разработка нефтегазоконденсатных месторождений (НГКМ) осуществляется преимущественно на режиме естественного истощения. Опыт разработки месторождений Тимано-Печорской провинции показал, что наиболее характерной и отличительной особенностью глубокозалегающих НГКМ является поступление в газоконденсатные скважины жидких пластовых флюидов (ЖПФ), особенно на поздней стадии разработки в условиях низких давлений и высоких температур сепарации газа.

Развитие процессов двухфазной фильтрации обуславливает выделение двух групп скважин: 1) «сухого поля» и 2) с дополнительным притоком ЖПФ. Для первой группы состав и свойства продукции, представляющей собой пластовый газ, определяются текущими термобарическими условиями и закономерно изменяются при снижении пластового давления. На состав и свойства продукции второй группы скважин существенно влияют количественная и качественная характеристики ЖПФ, которые могут представлять собой выпавший (ретроградный) конденсат, нефть или их смесь.

Продукция добывающих скважин с дополнительным притоком жидких углеводородов (ЖУВ) являет собой смесь, разнообразную с точки зрения цвета, состава и свойств. При поступлении ЖПФ фиксируются существенное превышение прогнозного значения содержания конденсата в пластовом газе при аналогичном пластовом давлении и утяжеление состава и свойств добываемых ЖУВ, т.е. появление в их составе масел, парафинов и асфальтосмолистых веществ (рис. 1). Процессы фильтрации ЖПФ часто развиваются непредсказуемо и приводят к приобретению скважинами индивидуальной газоконденсатной характеристики. Изменение количественной

Ключевые слова: газоконденсатная характеристика, состав добываемой продукции, пластовые жидкие флюиды, сухой газ, углеводороды C₅₊.

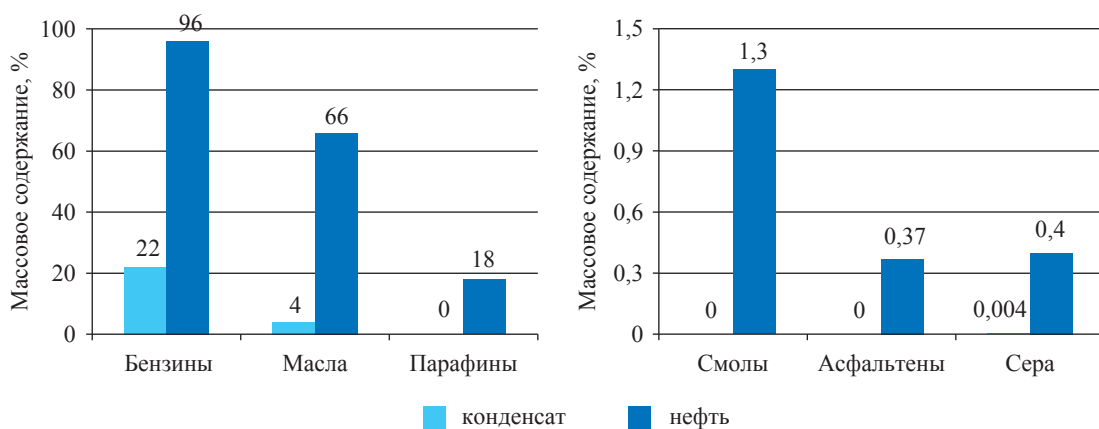


Рис. 1. Физико-химическая характеристика жидкой составляющей в продукции скважин с дополнительным притоком ЖПФ

и качественной характеристик поступающих ЖУВ во времени может носить самый различный характер.

Получение необходимой информации о текущих составах добываемого газа, содержания в нем углеводородов C_{5+} , а также количественную и качественную оценку ЖУВ, дополнительно поступающих в составе продукции, обеспечивает мониторинг газоконденсатной характеристики разрабатываемых месторождений. На основе получаемых данных осуществляют контроль разработки месторождений, прогнозируют уровни добычи углеводородов, составляют балансы извлечения полезных ископаемых из недр. Мониторинг газоконденсатной характеристики залежи включает комплекс лабораторных и промышленных исследований, выполняемых с целью определения количественной и качественной характеристик пластовых флюидов.

Состав добываемого газа рассчитывается по составам разделенных через сепарационную установку потоков (газ сепарации; нестабильные жидкие флюиды, которые после дегазации представляют собой смесь конденсата пластового газа, ретроградного конденсата и пластовой нефти). Учет углеводородного сырья проводится на основании содержания в составе добываемой продукции сухого газа (C_1-C_4 плюс неуглеводородные газовые компоненты) и конденсата (углеводороды C_{5+}). Индивидуальный компонентный состав газов сепарации, дегазации и пластового газа определяется до C_4 включительно, компоненты от C_5 и выше объединяются в группу C_{5+} (сложный псевдокомпонент) [1].

В условиях значительной дифференциации состава и свойств в дополнение к стандартному комплексу газоконденсатных исследований необходимо осуществлять отдельный учет добываемой углеводородной продукции. Модель состава добываемой продукции скважин «сухого поля» состоит из газовых компонентов и конденсата пластового газа – компонентов C_{5+} , содержащихся в газовой фазе (рис. 2). Но кроме этого на поздней стадии разработки в скважины поступают и ЖПФ: ретроградный конденсат и сопутствующие нефти. Эти флюиды находятся в пластовых условиях уже в жидкой фазе и перемещаются к газоконденсатным скважинам за счет энергии пластовых вод или энергии растворенного газа нефтяной оторочки. Для расчетов необходимы данные о составе добываемой продукции, содержании в ней углеводородов C_{5+} , плотности и молярной массе дегазированных жидких флюидов, содержании конденсата в пластовом газе в текущих термобарических условиях, плотности и молярной массе конденсата пластового газа, ретроградного конденсата и нефти, газовом факторе нефти, составе и плотности растворенного в нефти газа.

По скважинам «сухого поля» характеристики пластового газа для текущего пластового давления принимаются на основании прогнозных зависимостей, по скважинам с дополнительным поступлением ЖУВ характеристики жидких флюидов определяются на основании результатов выполняемых на стадии разведки и освоения месторождения экспериментальных исследований рекомбинированных проб пластового газа и глубинных проб пластовой нефти.

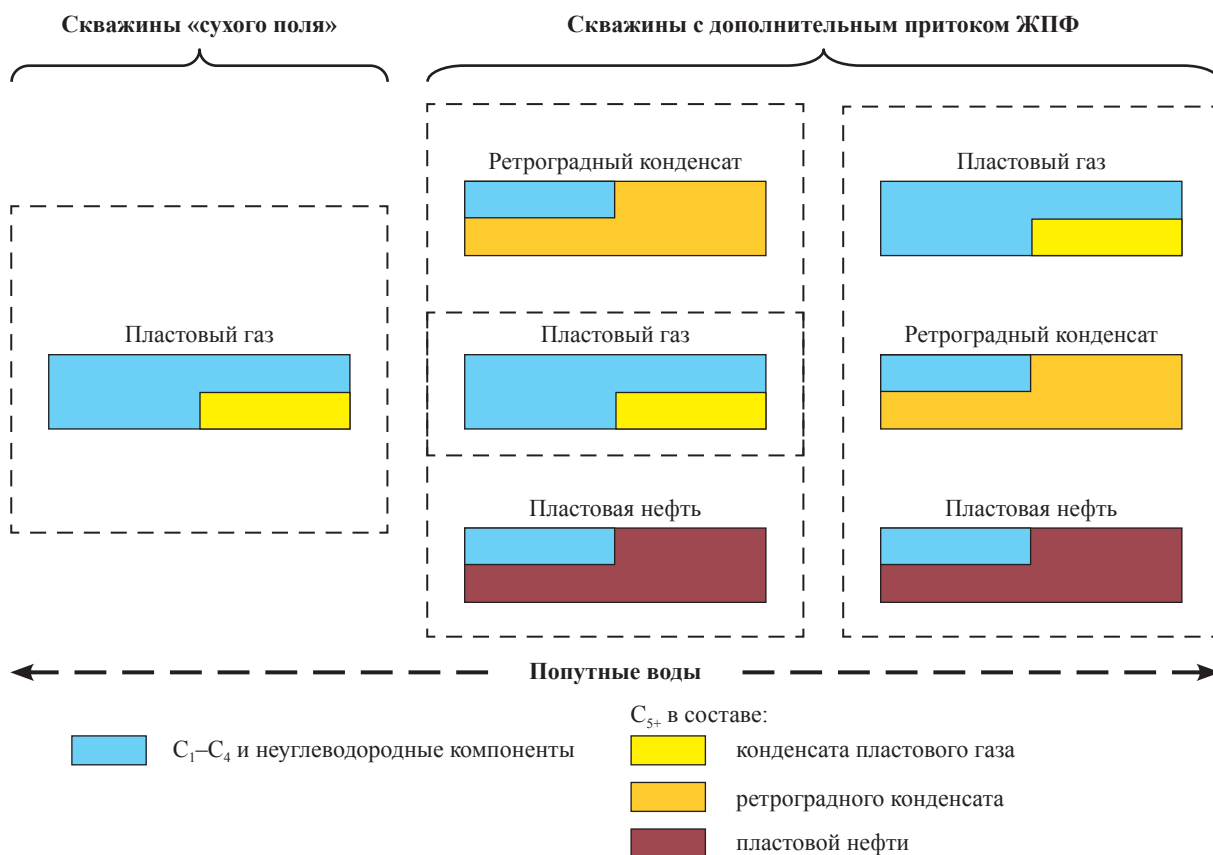


Рис. 2. Модель состава добываемой продукции газоконденсатных скважин месторождений Тимано-Печорской провинции

Алгоритм расчетов позволяет определить в составе общей продукции содержание углеводородов C_{5+} в пересчете на 1 м³ сухого пластового газа, а также дебиты сухого газа и углеводородов C_{5+} , приходящиеся на различные типы пластовых флюидов. В качестве критерия идентификации типа ЖПФ (ретроградный конденсат, нефть или их смесь) используется плотность, которая для нефти условно принимается постоянной при снижении пластового давления.

На практике, как правило, все дополнительно поступающие в газоконденсатную скважину ЖПФ относят к нефти. Это обусловлено тем, что ретроградный конденсат, определяемый как невосполнимые потери, не является объектом государственной системы учета и не отражается в статистической отчетности. Тем не менее, например, на Вуктыльском НГКМ – в условиях реализации технологии активного воздействия на истощенный газоконденсатный пласт сухим неравновесным газом – задача учета извлеченного ретроградного конденсата крайне актуальна. Подаваемый через нагнетательные скважины закачиваемый

сухой газ, распространяясь по пласту (замещая таким образом пластовый), насыщается выпавшим конденсатом за счет его испарения и продвигается к добывающим скважинам, через которые происходит отбор продукции [2]. Детализированная разбивка потоков в первую очередь востребована для таких месторождений как инструмент оценки эффективности применяемой технологии повышения углеводородоотдачи.

Ключевым элементом контроля газоконденсатной характеристики Вуктыльского НГКМ является определение доли сухого прорвавшегося газа. На основании значения этой величины производится расчет и прогнозируются добывные возможности индивидуальной скважины. Для того чтобы определить наличие прорвавшегося сухого газа в составе добываемой продукции, в модель состава для отдельного учета по скважинам «сухого поля» и «с дополнительным поступлением ЖПФ» включается закачиваемый газ с растворившимися в нем газовыми и жидкими ретроградными компонентами (рис. 3). Конденсатогазовый фактор этих скважин будет носить индивидуальный

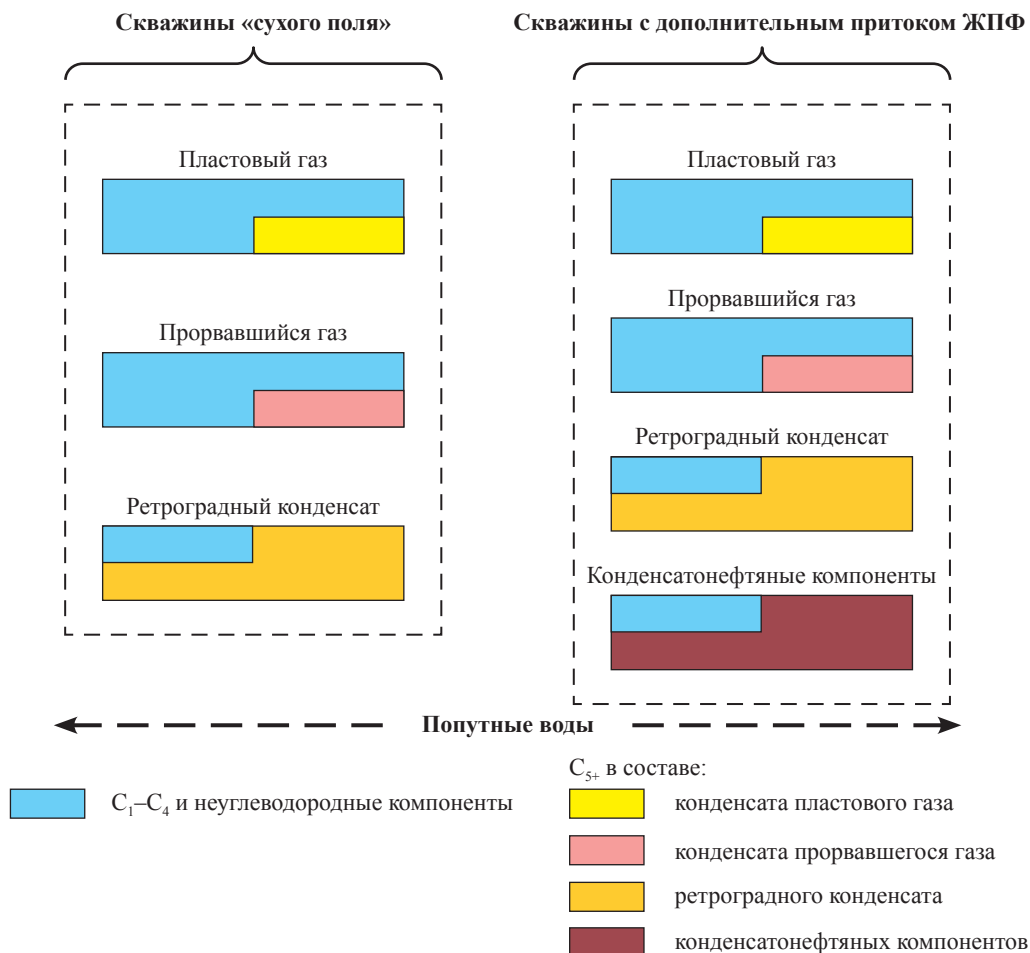


Рис. 3. Модель состава добываемой продукции газоконденсатных скважин месторождения с нагнетанием газа в пласт

характер. Такой подход позволяет отдельно учитывать закачанные и добытые углеводороды, в том числе ретроградный конденсат; достоверно оценивать распределение текущих запасов в залежи; получать информацию о распространении фронтов вытеснения.

Таким образом, опыт разработки месторождений Тимано-Печорской провинции показывает эффективность системы контроля газоконденсатной характеристики, учитывающей специфику происходящих в пласте процессов и позволяющей на завершающей стадии эксплуатации достоверно определять количественную и качественную характеристики пластовых флюидов, что имеет важное значение для недропользователя в части выполнения им условий лицензионного соглашения по учету и контролю выработки запасов углеводородного сырья.

Список литературы

1. Долгушин Н.В. Методология изучения газоконденсатной характеристики нефтегазоконденсатных месторождений с высоким содержанием конденсата и большим этажом газоносности: дис. ... д-ра тех. наук: шифр 25.00.17; защита 18.10.2007 / Н.В. Долгушин. – Тюмень: ТюменНИИгипрогаз, 2007.
2. Галкина М.В. Оптимальный комплекс исследований скважин в условиях внедрения вторичных методов повышения конденсатоотдачи / М.В. Галкина, Л.В. Юнусова, А.Н. Волков // Инженерная практика. – 2014. – № 07–08. – С. 50.

Control of gas-condensate characteristics for Timan-Pechora Province fields being at late stage of reservoir development

M.V. Galkina^{1*}, L.V. Yunusova¹

¹ Gazprom VNIIGAZ LLC Subsidiary in Ukhta, Bld. 1-a, Sevastopolskaya street, Ukhta, Komi Republic, 169300, Russian Federation

* E-mail: m.galkina@sng.vniigaz.gazprom.ru

Abstract. Commonly, oil-gas-condensate fields are being developed in depletion drive with top-priority drainage of a gas-saturated part. Evolution of two-phase filtration processes calls for dividing wells in two groups: 1) so-called “dry field” wells, and 2) wells with additional inflow of reservoir fluids, which gain individual gas-condensate characteristics.

Due to considerable diversity in composition and properties of hydrocarbon products, it is necessary to account these products separately in addition to realization of standard gas-condensate researches. Detailed splitting of flows is especially in demand for the fields where reextraction of condensate, dropped out in a reservoir, is used. So, if a sub-soil user wants to observe clauses of a license agreement related to account and control of raw hydrocarbon reserves recovery, he has to integrate different research works.

The article reveals practice of solving named problems, which occurred during inspection of gas-condensate characteristics of the Timan-Pechora Province hydrocarbon fields being developed in depletion drive.

Keywords: gas-condensate characteristics, compositions of well products, reservoir fluids, dry gas, C₅₊ hydrocarbons.

References

1. DOLGUSHIN, N.V. *Strategy for studying gas-condensate characteristics of oil-gas-condensate fields with high content of condensate and big gas column* [Metodologiya izucheniya gazokondensatnoy kharakteristiki neftegazokondensatnykh mestorozhdeniy s vysokim soderzhaniyem kondensata i bolshim etazhom gazonosnosti]. Dr. Sci. (Eng.) thesis, Ukhta State Technical University, 2007. (Russ.).
2. GALKINA, M.V., L.V. YUNUSOVA and A.N. VOLKOV. Optimal set of well researches at implementation of secondary methods for promotion of condensate recovery [Optimalnyy complex issledovaniy skvazhin v usloviyakh vnedreniya vtorichnykh metodov povysheniya kondensatootdachi]. *Inzhenernaya praktika*. 2014, no. 07–08, pp. 50. (Russ.).