

УДК 622.276

ПРИМЕНЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ВТС МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Бакиров А.Д., Урванцев Р.В., Линцер С.А.

*ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень,
ул. Володарского, 38), e-mail: bakirov89@yandex.ru*

На объекте пробурено 16 горизонтальных скважин, из которых в эксплуатации пребывали 15 скважин. Средний начальный дебит пластового газа горизонтальных скважин выше среднего начального дебита вертикальных скважин на 53%. За период работы дебиты газа по горизонтальным скважинам отличались от дебитов газа вертикальных скважин в среднем на 23% в большую сторону. Темп падения дебита газа по горизонтальным скважинам выше темпа падения дебита по вертикальным скважинам, что обусловлено более быстрым ухудшением энергетического состояния пластов в зонах отбора горизонтальных скважин. Дебиты конденсата в начальный период работы горизонтальных скважин выше дебитов вертикальных скважин на 10%. Однако, в дальнейшем дебит конденсата по горизонтальным скважинам снижается более интенсивно и становится практически равным дебиту конденсата по вертикальным скважинам. Такое снижение обусловлено в первую очередь большими потерями конденсата, вызванными как активным дренированием зоны на момент бурения скважины, так и быстрым падением пластового давления в зонах отбора горизонтальных скважин. Накопленные отборы стабильного конденсата, приходящиеся на кубометр добытого за весь период разработки пластового газа по горизонтальным скважинам меньше, нежели по вертикальным скважинам. Данный факт свидетельствует о более высоких потерях конденсата в районах эксплуатации горизонтальных скважин. Обводнение продукции горизонтальных скважин происходит более интенсивно, нежели обводнение продукции вертикальных скважин, что объясняется внедрением больших объемов пластовой воды в зоны отбора горизонтальных скважин за счет более сильного снижения пластового давления.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, газоконденсатный объект разработки, вертикальная скважина, газ, газоконденсат

THE USE OF HORIZONTAL WELLS IN THE DEVELOPMENT OF GAS CONDENSATE DEPOSITS OF THE VTS FIELD

Bakirov A.D., Urvantsev R.V., Lintser S.A.

*Federal Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen",
Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: bakirov89@yandex.ru*

At the facility, 16 horizontal wells were drilled, of which 15 wells were in operation. The average initial production rate of the reservoir gas of horizontal wells is above the average initial production rate of vertical wells by 53%. During the period of operation, gas flow rates along horizontal wells differed from vertical gas well production rates by 23% on average. The rate of falling of gas production through horizontal wells is higher than the rate of fall of production through vertical wells, which is caused by a faster deterioration of the energy state of the seams in the zones of selection of horizontal wells. The condensate production in the initial period of operation of horizontal wells is higher than the production rate of vertical wells by 10%. However, in the future the flow rate of condensate through horizontal wells decreases more intensively and becomes practically equal to the condensate production rate along vertical wells. This decrease is primarily due to large losses of condensate caused by both active drainage of the zone at the time of drilling of the well and a rapid drop in reservoir pressure in the horizontal well selection zones. Accumulated sampling of stable condensate, falling on a cubic meter of produced gas during the entire period of development of a reservoir gas, is less in horizontal wells than in vertical wells. This fact indicates a higher loss of condensate in the areas of operation of horizontal wells. Watering of horizontal wells production is more intensive than watering of production of vertical wells, which is explained by the introduction of large volumes of reservoir water into the horizontal well selection zones due to a stronger decrease in reservoir pressure.

Keywords: horizontal well, gas condensate development facility, vertical well, gas, gas condensate

ВТС нефтегазоконденсатное месторождение находится в Пуровском районе Ямало-Ненецкого автономного округа Тюменской области на территории двух лицензионных участков и на нераспределенном фонде недр.

Опытно-промышленная эксплуатация начата в 1995 г. с разработки нефтяных объектов. В декабре 1998 г. запущен в эксплуатацию сеноманский комплекс. Позднее были введены газоконденсатные залежи месторождения, которые и рассматриваются в данной работе [1-5].

На газоконденсатной части ВТС месторождения в целях интенсификации отбора углеводородов проводилось бурение горизонтальных скважин (ГС) и бурение боковых стволов скважин (БС).

На газоконденсатной части ВТС месторождения в целях интенсификации отбора углеводородов проводилось бурение горизонтальных скважин (ГС) и бурение боковых стволов скважин (БС).

В данной работе проанализированы геолого-технические мероприятия, проведенные на газоконденсатных скважинах за всю историю разработки.

На добывающем фонде скважин за период 2000-2014 гг. проведено 23 мероприятия: бурение горизонтальных скважин (16) и боковых стволов (7). Запущено в работу 15 горизонтальных скважин и пять скважин с боковыми стволами.

Суммарная дополнительная добыча газа от проведения ГТМ – 13396 млн.м³ (36% от общей накопленной добычи по газоконденсатной части ВТС месторождения). Средний удельный технологический эффект – 582 млн.м³ газа на одну проведенную скв.-операцию. Распределение дополнительной добычи газа и конденсата, полученной от проведения мероприятий, представлено на рисунках 1, 2

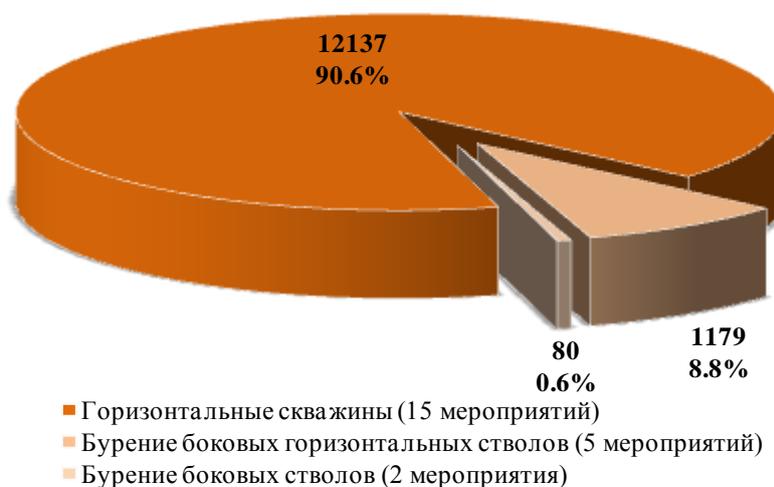


Рисунок 1 – Распределение накопленной дополнительной добычи газа (млн.м³, %) от проведенных ГТМ на газоконденсатной части

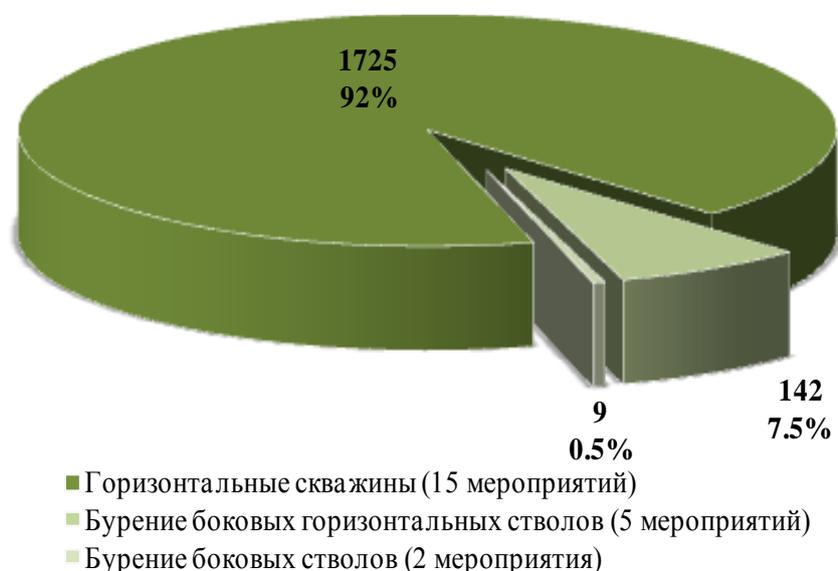


Рисунок 2 – Распределение накопленной дополнительной добычи конденсата (тыс.т, %) от проведенных ГТМ на газоконденсатной части

Горизонтальное бурение на объекте ГК проводилось в период 2003-2008 гг. и в 2012 году. Всего пробурено 16 горизонтальных скважин, из них введены в эксплуатацию 15 скважин. На пласте БП₁₂³ работают горизонтальные скважины №№ 243к, 101к, 72к (в 2012г введен в работу БГС). На пласте БП₁₄² эксплуатируются скважины №№ 242к, 31к, 32к, 84к, 91к, 92к, 112к. Остальные скважины (№№ 113к, 114к, 241к, 244к, 71к) вскрывают совместно пласты БП₁₂³ и БП₁₄².

Накопленная добыча газа из ГС в период 2003-2014 гг. составила 12137 млн.м³, что составляет 32 % от накопленной добычи газа по газоконденсатной части за весь период разработки. Накопленная добыча конденсата из ГС составила 1725 тыс.т или 30 % от всей накопленной добычи конденсата по газоконденсатной части ВТС месторождения.

Горизонтальные скважины начинали работать со средним входным дебитом газа 509 тыс.м³/сут. Минимальный дебит газа был зафиксирован на скважине № 114к (147 тыс.м³/сут), максимальный (957 тыс.м³/сут) на скважине № 91к.

Среднее начальное содержание конденсата в газе, добываемом ГС, составило 272 г/м³.

Большинство ГС начинали работать с обводненной продукцией, средний начальный водогазовый фактор составил 10 г/м³.

На рисунке 3 представлен нормированный (к началу эксплуатации) график дебитов пластового газа по ГС и ННС.

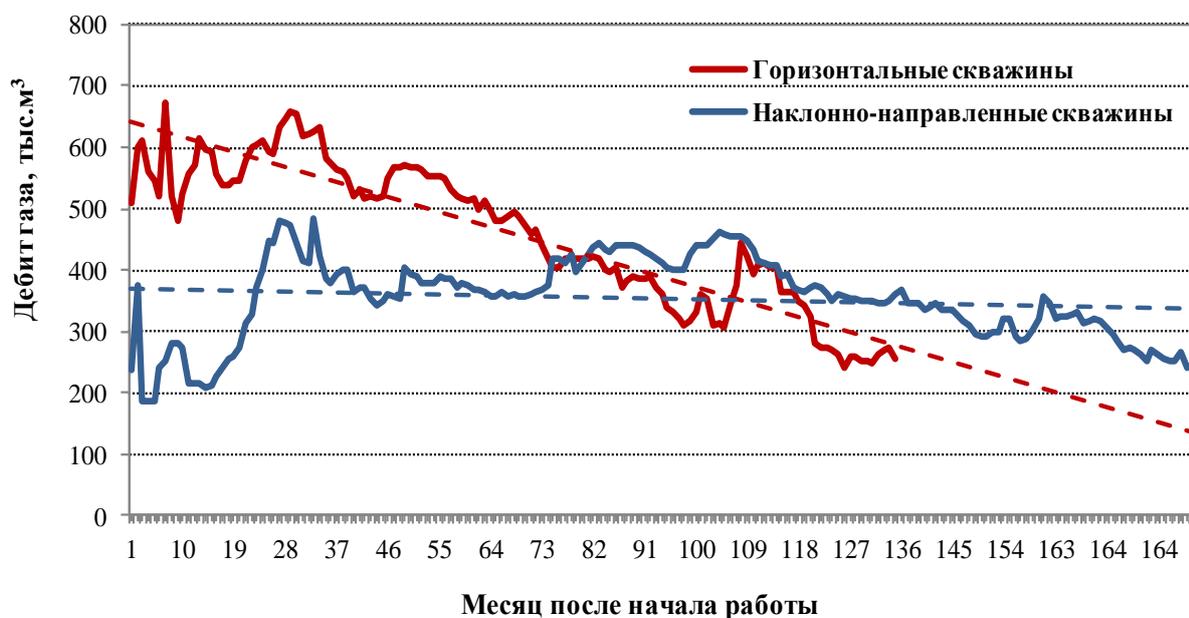


Рисунок 3 – Нормированный график дебитов газа по ГС и ННС

На графике нормированного дебита пластового газа видно, что дебиты ГС значительно превышают дебиты ННС, в среднем за период на 50%. Однако, темп снижения дебитов газа ГС выше темпа снижения дебитов газа ННС, что объясняется более интенсивным снижением давления в районах ГС.

На рисунке 4 можно заметить, что начальное содержание конденсата в газе в начальный период выше по ГС. Однако, в дальнейшем этот показатель по горизонтальным скважинам сокращается. Данный факт может также свидетельствовать о более быстром ухудшении энергетического состояния пластов в зонах отбора ГС, что приводит к более сильным потерям конденсата.

Накопленная добыча конденсата, приходящаяся на один кубометр накопленной добычи газа добытого ГС, составила 142.2 г/м^3 , для ННС этот показатель равен 144.6 г/м^3 . На рисунке 6 представлена зависимость накопленной добычи конденсата от накопленной добычи газа на действующую скважину, где видно, что при одинаковых объемах отбора газа по ГС добывается меньше стабильного конденсата, нежели по ННС.

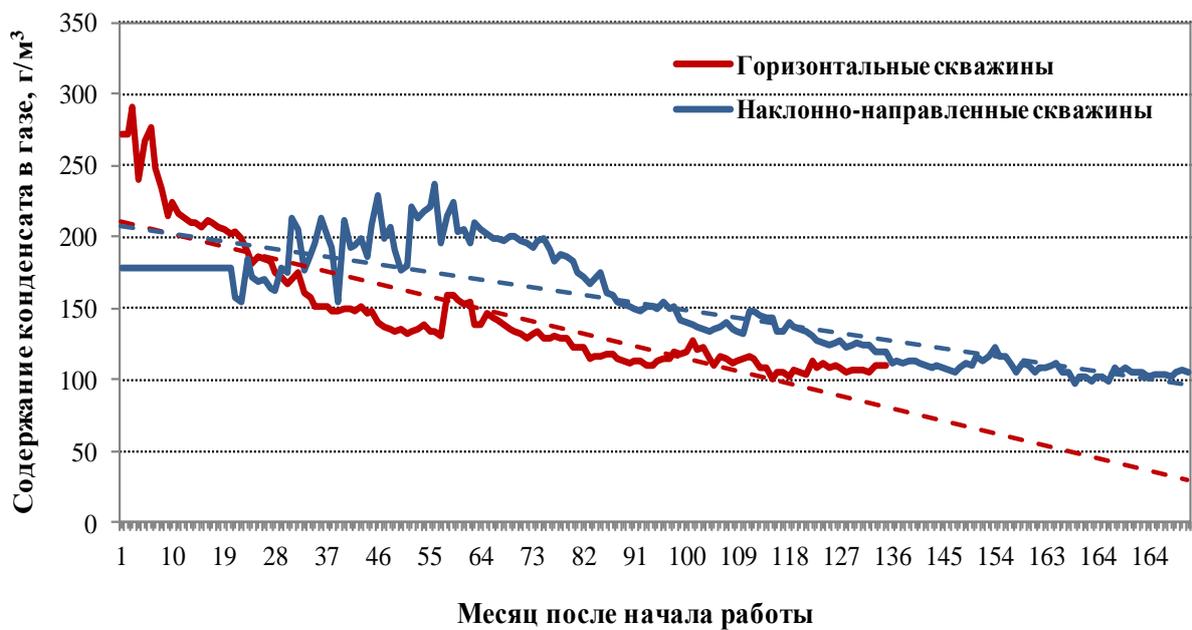


Рисунок 4 – Нормированный график содержания конденсата в газе по ГС и ННС

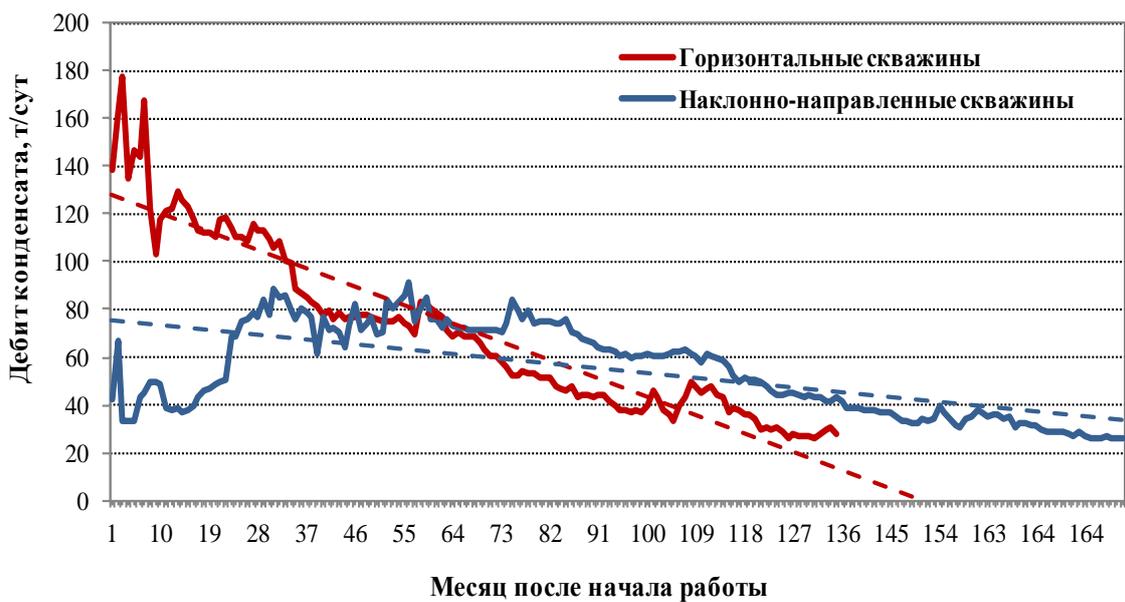


Рисунок 5 – Нормированный график дебитов стабильного конденсата по ГС и ННС

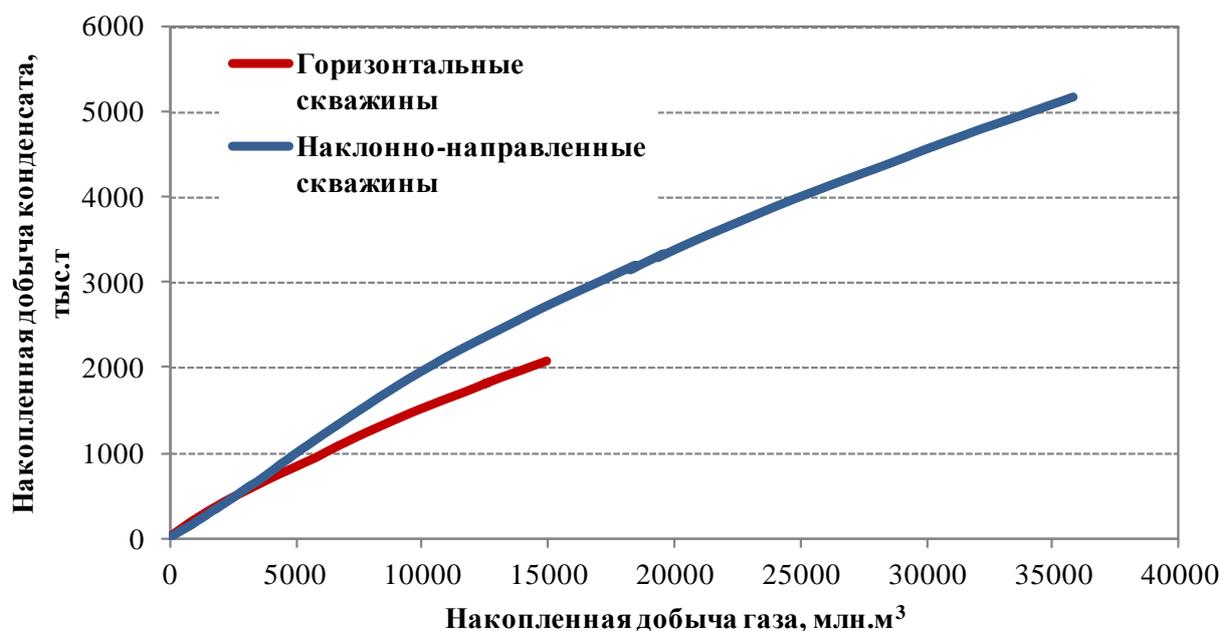


Рисунок 6 – Зависимость накопленной добычи конденсата от накопленной добычи газа на действующую скважину

Необходимо отметить, что ГС были пробурены на более позднем этапе разработки, нежели основное количество ННС, из-за чего их стволы попали в зоны, где состояние пластовой системы (давление, насыщение газом и конденсатом) было отлично от начального. Данное обстоятельство, наряду с фактором более интенсивного снижения пластового давления, привело к пониженному содержанию конденсата в продукции ГС.

Накопленный отбор пластового газа, приходящийся на одну горизонтальную скважину составляет 809 млн.м³. Для сравнения накопленный отбор пластового газа, приходящийся на одну ННС равен 1886 млн.м³, что на 57 % больше накопленного отбора, приходящегося на одну ГС. Более высокое значение удельной накопленной добычи (на скважину) по ННС, по сравнению с ГС, обусловлено большим временем работы наклонно-направленных скважин.

Нормированная динамика водогазового фактора представлена на рисунке 7. На графике можно увидеть, что обводнение ГС происходит более интенсивно по сравнению с ННС. Более быстрое снижение пластового давления провоцирует более сильное внедрение воды в районы зон отборов ГС. На рисунке 8 видно, что при одних и тех же накопленных отборах газа добывается больше воды по ГС нежели по ННС.

Накопленный отбор конденсата, приходящийся на одну ГС, составляет 115 тыс.т. Для сравнения накопленный отбор конденсата, приходящийся на одну ННС равен 273 тыс.т, что на 51% больше накопленного отбора, приходящегося на одну ГС.



Рисунок 7 – График ВГФ по ГС и ННС

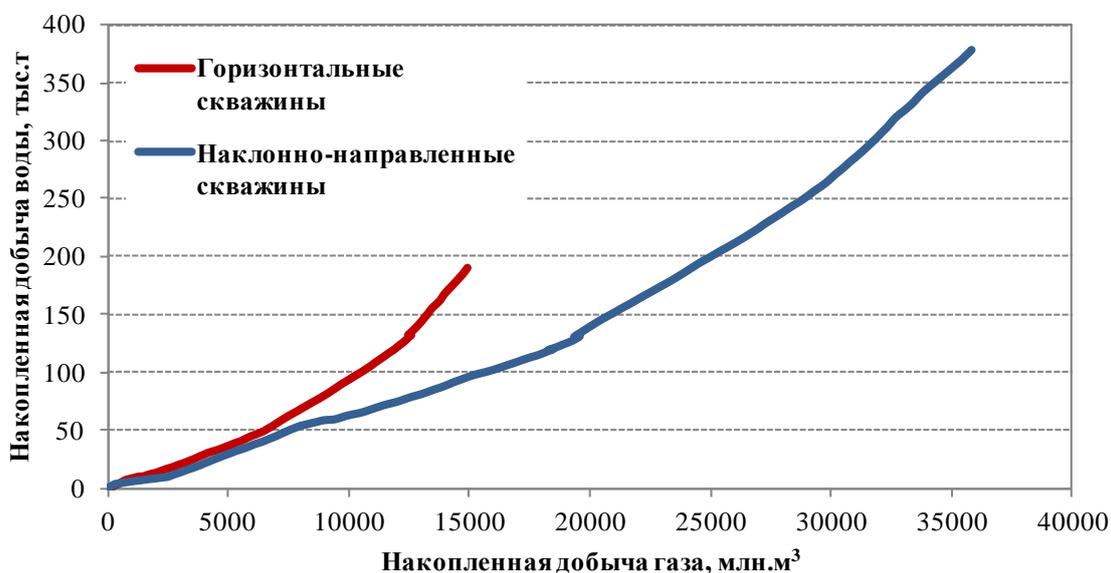


Рисунок 8 – Зависимость накопленной добычи воды от накопленной добычи газа

Таким образом, на объект ГК пробурено 16 горизонтальных скважин, из которых в эксплуатации пребывали 15 скважин.

Средний начальный дебит пластового газа ГС выше среднего начального дебита ННС на 53%. За период работы дебиты газа по ГС отличались от дебитов газа ННС в среднем на 23% в большую сторону.

Темп падения дебита газа по ГС выше темпа падения дебита по ННС, что обусловлено более быстрым ухудшением энергетического состояния пластов в зонах отбора ГС.

Дебиты конденсата в начальный период работы ГС выше дебитов ННС на 10%. Однако, в дальнейшем дебит конденсата по ГС снижается более интенсивно и становится

практически равным дебиту конденсата по ННС. Такое снижение обусловлено в первую очередь большими потерями конденсата, вызванными как активным дренированием зоны на момент бурения скважины, так и быстрым падением пластового давления в зонах отбора ГС.

Накопленные отборы стабильного конденсата, приходящиеся на кубометр добытого за весь период разработки пластового газа по ГС меньше, нежели по ННС. Данный факт свидетельствует о более высоких потерях конденсата в районах эксплуатации ГС.

Обводнение продукции ГС происходит более интенсивно, нежели обводнение продукции ННС, что объясняется внедрением больших объемов пластовой воды в зоны отбора ГС за счет более сильного снижения пластового давления.

Накопленная добыча газа, приходящаяся на одну ГС составила 809 млн.м³, конденсата – 115 тыс.т, по ННС – 1886 млн.м³ и 273 тыс.т соответственно.

В целом эффективность бурения ГС неоднозначна. С одной стороны происходит интенсификация добычи газа, с другой наблюдаются большие потери конденсата в пласте, что может привести к уменьшению КИК.

Литература

1. Отчет ООО «Ойл-Геосентр» «Проект разработки ВТС месторождения» – Москва, 2007 г.
2. Протокол заседания ТО ЦКР Роснедра по ЯНАО №18-07 от 19.06.2007 г. по рассмотрению работы: «Проект разработки ВТС месторождения» – Тюмень, 2007 г.
3. «Авторский надзор за реализацией проектных решений «Проекта разработки ВТС месторождения» (ООО «ТюменНИИГипрогаз»).
4. «Авторский надзор за реализацией проектных решений «Проекта разработки ВТС месторождения» (ООО «Ойл-Геосентр»), протокол ТО ЦКР по ЯНАО № 45-09 от 17.12.2009 г.
5. Отчет ООО «Геосентр» «Подсчет геологических запасов углеводородов ВТС месторождения» – Москва, 2010 г.