

ТЕХНОЛОГИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО ТИПА.

*Ахатова Г.А., докторант по направлению
«Освоение нефтяных и газовых месторождений»
Каршинский государственный технический университет
Узбекистан, Карши*

Аннотация

В отличие от чисто газовых месторождений газоконденсатные разрабатываются для получения не только газа, но и высокомолекулярных компонентов газового конденсата, ценнейшего сырья нефтехимического производства. Нередко конденсат является основным целевым сырьем. Поэтому режимы разработки газоконденсатных месторождений следует оценивать как способы добычи и газа, и особенно конденсата.

Ключевые слова: конденсат, газ, месторождения, сырья, разработка, добыча газа, скважина, пласт, порода, забой, продуктивный пласт, дебит, углеводород, залежь, жидкая фаза.

TECHNOLOGY OF EXPLOITATION OF GAS CONDENSATE DEPOSITS.

*Akhatova G.A., doctoral student in the field
of "Development of oil and gas fields"
Karshi State Technical University of Uzbekistan, Karshi.*

Аннотация

Unlike pure gas fields, gas condensate fields are developed to produce not only gas, but also high-molecular components of gas condensate, the most valuable raw materials of petrochemical production. Condensate is often the main target raw material. Therefore, the modes of development of gas condensate fields should be evaluated as methods of extraction of both gas and condensate.

Keywords: condensate, gas, deposits, raw materials, development, gas production, well, reservoir, rock, face, productive reservoir, flow rate, hydrocarbon, deposit, liquid phase.

Газоконденсатные залежи в их начальном — на момент открытия — состоянии характеризуются высокими пластовыми давлениями, достигающими обычно нескольких десятков мегапаскалей. Встречаются залежи с относительно низкими (8—10) и очень высокими (до 150—180 МПа) начальными пластовыми давлениями. Основные запасы углеводородов в залежах газоконденсатного типа приурочены к объектам с начальными пластовыми давлениями 30 — 60 МПа. В отечественной газопромышленной практике разработка газоконденсатных месторождений осуществлялась до недавнего времени на режиме использования только естественной энергии пласта. Такой режим («истощения») требует для своей реализации минимальных

капитальных вложений и относительно умеренных текущих материальных и финансовых затрат. В истории разработки газоконденсатного месторождения, как и при разработке чисто газового, происходит последовательная смена нескольких характерных периодов: освоения и пробной эксплуатации; нарастающей, максимальной, падающей добычи; завершающий период. В отличие от разработки чисто газовой залежи в данном случае приходится иметь дело с продукцией, постоянно изменяющей свой состав. Это связано с явлениями ретроградной конденсации пластовой углеводородной смеси при снижении пластового давления. Высокомолекулярные углеводородные компоненты смеси после снижения давления в залежи ниже давления начала конденсации $p_{нк}$ переходят в жидкую фазу, которая остается неподвижной практически на всем протяжении разработки месторождения в силу низкой фазовой насыщенности (не более 12—15% объема пор), намного меньшей порога гидродинамической подвижности (40 — 60 %).

Отбор углеводородов из газоконденсатного пласта на режиме истощения сопровождается массообменными явлениями в углеводороднасыщенном поровом пространстве коллектора, которые соответствуют процессу дифференциальной конденсации смеси. В области высоких давлений (обычно выше 15 — 20 МПа) состав отбираемой из пласта продукции скважин изменяется практически таким же образом, как при контактной конденсации смеси. Процесс контактной конденсации отличается от процесса дифференциальной конденсации тем, что снижение давления в системе проводится путем изотермического увеличения объема системы. Этот процесс исследуют либо расчетным путем, используя данные о константах межфазного равновесия составляющих смесь индивидуальных углеводородных компонентов, либо на сосуде фазовых равновесий с раздвижными поршнями. Следует отметить, что процесс контактной конденсации в газопромысловой практике не встречается, но иногда используется при исследовании межфазного массообмена в силу простоты и достаточно высокой степени соответствия пластовым явлениям, особенно для повышенных пластовых давлений.

Г.С. Степанова и В.Н. Шустеф подробно изучали особенности процесса дифференциальной конденсации вуктыльской пластовой смеси, выполняя одновременно для сравнения расчеты по контактной конденсации [47]. По данным этих исследователей, граничное давление, ниже которого расчетные составы газовой фазы для дифференциального и для контактного процессов несколько различаются, равно приблизительно 20 Мпа.

В качестве примера разработки на режиме истощения можно рассмотреть эксплуатацию запасов углеводородов Вуктыльского газоконденсатного месторождения. История разработки этого месторождения (Республика Коми) началась с открытия в середине 60-х годов крупнейших в европейской части России залежей углеводородов в пермско-каменноугольных карбонатных отложениях. Месторождение приурочено к брахиантиклинали субмеридионального простирания площадью более 250 км² и амплитудой свыше 1500м (по подошве ангидритовой пачки кунгурского яруса). Складка располагается в осевой

части Верхнепечорской впадины Предуралья Краевого прогиба (Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция). Западное крыло складки крутое (до 70 — 90°), свод узкий гребневидный; в при-осевой части складки это крыло нарушено надвигом, падающим на восток под углом 65 — 70° . Амплитуда вертикального смещения около 600 м. Восточное крыло складки относительно пологое (20 — 25°).

В геологическом разрезе присутствуют ордовикско-силурийские, каменноугольные, пермские и триасовые отложения, перекрытые четвертичными. Установлены две газоконденсатные залежи. Основная залежь приурочена к органогенным известнякам и образовавшимся по ним вторичным доломитам визейско-артинского возраста. Продуктивная толща по вертикали составляет около 800 м; она перекрыта 50 — 100 -метровой дачкой трещиноватых аргиллитов верхнеартинского подъяруса и гипсово-ангидритовой толщей кунгурского яруса, являющейся хорошей покрывкой. Открытая пористость коллекторов изменяется от 5 — 6 до 22 — 28% , проницаемость колеблется от 10^{-15} — 10^{-16} до $(4$ — $8)10^{-12}$ м³. Залежь массивная, сводовая, тектонически ограниченная. Глубина залегания кровли резервуара 2100 — 3300 м. Имеется нефтяная оторочка.

Пластовая газоконденсатная смесь характеризовалась следующим начальным усредненным составом, % (молярные доли): метан $74,6$; этан $8,9$; пропан $3,8$; бутаны $1,8$; пентан плюс вышекипящие $6,4$; азот $4,5$. Конденсат имел начальную плотность около $0,745$ г/см³, содержание в нем метановых углеводородов составляло, % (молярные доли), 71 ; ароматических $11,9$; нафтеновых $17,1$. В конденсате было от $0,5$ до $1,2\%$ парафина, от $0,02$ до $0,09$ % серы. Нефть нефтяной оторочки легкая (плотность $0,826$ — $0,841$ г/см³), высокопарафинистая ($4,0$ — $8,1\%$), содержание серы в ней от $0,15$ до $0,22\%$.

Начальные запасы газа на Вуктыльском месторождении составляли $429,5$ млрд. м³, конденсата $141,6$ млн. т. Начальная характеристика пластовой системы оценивалась следующими средними величинами: пластовое давление $36,3$ МПа, температура 62 °С, давление начала конденсации пластовой углеводородной смеси $32,4$ МПа, конденсатогазовый фактор 360 г/см³.

Разработка Вуктыльского НГКМ была начата в 1968 г. Генеральный план расстановки скважин на месторождении формировался в соответствии с принципами, обоснованными в проектах ОПЭ и разработки. Бурение эксплуатационных скважин было начато в 1968 г. Залежь разбурилась без отступлений от генерального плана, не считая необходимых уточнений, связанных с рельефом местности и выдачей резервных точек взамен ликвидированных скважин.

Совмещение ОПЭ с разведкой позволило из 44 разведочных скважин использовать 28 , т.е. 21 скважину перевести в эксплуатационные, шесть — в контрольно-наблюдательные и одну — в пьезометрические.

Темпы ввода скважин в эксплуатацию резко отставали от проектных, в то же время объемы добычи газа и конденсата соответствовали проекту.

Первые четыре года разрабатывался только северный купол, в котором сосредоточена основная доля запасов газа и конденсата. Южный купол введен в разработку в 1973г. Среднесуточные дебиты поддерживались на максимально возможном уровне. При этом большинство скважин (около 80 %) работало одновременно по лифтовым трубам и затрубному пространству и при максимально допустимых депрессиях, составляющих от 6 до 8 МПа. Диапазон дебитов в тот период был очень большой — от 200 до 2000 тыс. м³/сут. По 15 скважинам среднегодовой дебит был более 1000 тыс. м³/сут, по 40 скважинам от 500 до 1000 тыс. м³/сут.

Учитывая большой этаж газоносности и сложное строение месторождения, для наблюдения за поведением пластового давления по залежи результаты всех замеров приводили к средневзвешенной по запасам плоскости с отметкой минус 3025 м. Распределение давления по скважинам до начала разработки месторождения определялось положением скважин на структуре и отметкой вскрытых интервалов. Среднее начальное пластовое давление на средневзвешенной плоскости составило 36,3 МПа.

Эксплуатационное бурение позволило к началу 80-х годов довести фонд действующих скважин до полутора сотен. Тем не менее, поскольку бурение отставало от проектных объемов отбора газа, скважины работали с относительно большими депрессиями. К этому периоду времени на месторождении были достигнуты максимальные отборы газа — 18—19 млрд. м³ в год. С 1982—1983гг. начался период падающей добычи (рис.1).

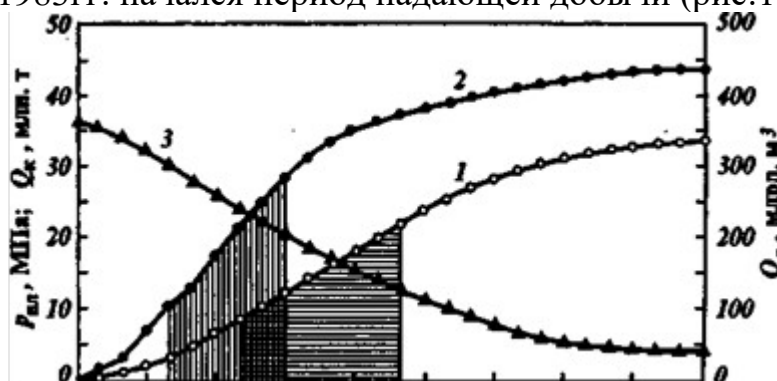


Рис. 1. Динамика некоторых технологических показателей при разработке Вуктыльского НГКМ: 1 — накопленная добыча газа, млрд. м³; 2 — то же конденсата, млн. т; 3 — средневзвешенное пластовое давление, МПа. Вертикальной штриховкой обозначен период максимальных годовых отборов конденсата, горизонтальной — газа

Освоение запасов углеводородов такого сложного глубокозалегающего месторождения, как Вуктыльское, с высоким начальным пластовым давлением, значительным содержанием конденсата в пластовой смеси, большим этажом газоносности, низкопроницаемыми трещиноватыми коллекторами потребовало постановки целого ряда новых технико-технологических задач. В проектах ОПЭ и разработки месторождения были обоснованы, а затем, с конца 60-х годов, реализованы на практике следующие решения.

Использованная литература

1. Самадов, А. Х. (2021). ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ

ИЗГОТОВЛЕНИЯ ПРОДУКЦИИ ПУТЕМ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ДИАБАЗОВ. *Universum: технические науки*, (11-2 (92)), 25-27

2. Номозов, Б. Ю., Самадов, А. Х., & Юлдашев, Ж. Б. (2022). ПРОИЗВОДСТВО ОТКРЫТЫХ ПЛАСТОВ И ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА СОГЛАСНО РЕКОМЕНДАЦИЯМ. *Экономика и социум*, (11-2 (102)), 575-578.

3. Самадов, А. Х., & Ахадова, Г. (2023). ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ СЛОЖНОСТЕЙ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ БУРОВЫХ РАБОТ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ. *Новости образования: исследование в XXI веке*, 1(7), 577-582.

4. Мирзаев, Э. С., & Самадов, А. Х. (2023). ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ БУРЕНИЯ РАПАЛЬНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В СЛОЖНЫХ УСЛОВИЯХ. *Universum: технические науки*, (2-3 (107)), 64-66.

5. Мирзаев, Э. С., & Самадов, А. Х. (2022). ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОБЛЕГЧЕННОЙ БУРОВОЙ СМЕСИ, ИСПОЛЬЗУЕМОЙ ПРИ БУРЕНИИ ПЛАСТЕЙ НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ. *Экономика и социум*, (2-2 (93)), 764-768.

6. Samadov A.X., Kasimova A.Y., Umedullayev A.G. USE OF GEONAVIGATION SYSTEM IN CONTROLLING AND FAST CONTROL OF HORIZONTAL WELLS' STEM TRAJECTORY // *Экономика и социум*. 2024. №3-1 (118). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/use-of-geonavigation-system-in-controlling-and-fast-control-of-horizontal-wells-stem-trajectory> (дата обращения: 11.11.2024).

7. Самадов А. Х., Бойқобилова М. М., Мажидова Ю. С. ТЕХНОЛОГИЯ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПАРОВОГО ТЕПЛА И ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ НА ПЛАСТ ЧЕРЕЗ НАГНЕТАТЕЛЬНУЮ СКВАЖИНУ // *Экономика и социум*. 2023. №10 (113)-1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/tehnologiya-vozdeystviya-parovogo-tepla-i-goryachey-vody-na-plast-cherez-nagnetatelnuyu-skvazhinu> (дата обращения: 11.11.2024).

8. Самадов, А. Х., & Ахадова, Г. (2022). ОЧИСТКА, ОПРЕДЕЛЕНИЕ И УТИЛИЗАЦИЯ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ. *Экономика и социум*, (6-1 (97)), 855-858.

9. Nomozov B.Yu., Samadov A.X., Yuldashev J.B., Boyqobilova M.M. ISM TURDAGI QATTIQ QOTISHMALI BURG`ILAR // *Экономика и социум*. 2023. №9 (112). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/ism-turdagi-qattiq-qotishmali-burg-ilar> (дата обращения: 11.11.2024).

10. Samadov A.X., Ashurov Sh.M., Bekmuratov J.A. BURG`ILASH MINORASINI MONTAJ VA DEMONTAJ QILISH TEXNOLOGIYASINI ASOSLASH // *Экономика и социум*. 2024. №5-1 (120). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/burg-ilash-minorasini-montaj-va-demontaj-qilish-technologiyasini-asoslash> (дата обращения: 11.11.2024).

11. Samadov, A. X., Ahadova, G., & Shukrullayev, D. D. (2023). PDC TURDAGI INNOVATSION BURGILARNING QOLLASHNI ASOSLASH. *Экономика и социум*, (5-2 (108)), 340-346.