Исмаилова Гульназ Максет-кызы
преподаватель, Филиал в г. Ташкенте
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
Ismailova Gulnaz Makset-kyzy, Branch in Tashkent
RSU of oil and gas (NRU) named after I.M. Gubkin

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАЦИОНАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ СКВАЖИН ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ УСТЮРТСКОГО РЕГИОНА
DETERMINATION OF OPTIMAL OPERATING PARAMETERS FOR GAS-CONDENSATE FIELD WELLS IN THE USTYURT REGION

Аннотация. В статье рассмотрены действующие технологические режимы эксплуатации четырех скважин газоконденсатного месторождения, расположенного в Устюртском нефтегазоносном регионе Республики Узбекистан. На основании выполненных расчетов установлены допустимые величины депрессии на пласт, при которых ограничивается процесс конусообразования пластовой воды, а также определены предельные дебиты газа с учетом условий сохранения устойчивости призабойной зоны пласта. Сопоставление полученных расчетных значений с фактическими эксплуатационными показателями скважин позволило оценить действующие режимы их работы и обосновать рекомендации по выбору рациональных технологических параметров эксплуатации.

Abstract. The article examines the current operating conditions of four wells at a gas-condensate field located in the Ustyurt oil and gas-bearing region of the Republic of Uzbekistan. Based on the calculations performed, the allowable pressure drawdown values required to limit formation water coning were established, and the maximum permissible gas production rates were determined, taking into account the conditions necessary to maintain the stability of the near-wellbore formation zone. A comparison of the calculated values with the actual well performance data made it possible to evaluate the existing operating conditions and substantiate recommendations for selecting rational technological parameters for well operation.

Ключевые слова: Скважина, технологический режим, депрессия, дебит, газоконденсатное месторождение.

Keywords: Well, operating conditions, pressure drawdown, production rate, gas-condensate field.

Устюртский нефтегазоносный регион Республики Узбекистан представляет значительный интерес с точки зрения дальнейшего увеличения объемов добычи углеводородного сырья и расширения ресурсной базы страны, необходимой для обеспечения потребностей развивающейся экономики. Вместе с тем разработка большинства газоконденсатных месторождений региона сопровождается определенными геолого-промысловыми осложнениями, обусловленными многопластовым строением залежей, повышенной остаточной водонасыщенностью и низкими фильтрационными свойствами коллекторов [1]. В подобных условиях особое значение приобретает выбор рациональных технологических режимов работы скважин, позволяющих предотвратить нарушение устойчивости пород призабойной зоны пласта и ограничить образование локальных конусов подошвенной воды [2]. В рамках настоящего исследования проведен анализ эксплуатационных характеристик четырех скважин одного из разрабатываемых газоконденсатных месторождений Устюртского региона, вскрывающих глубокозалегающие продуктивные пласты с низкой проницаемостью. На основании анализа термобарических параметров продуктивных горизонтов, компонентного состава и физико-химических свойств добываемого пластового флюида определен предельно допустимый дебит газа Q_c, обеспечивающий сохранение устойчивости пород призабойной зоны пласта. Расчет выполнен с использованием критерия постоянного градиента давления, при этом искомое значение дебита определялось путем решения следующего уравнения [2]:

$$\frac{\partial P}{\partial R} = \frac{\frac{AQ}{2R_c ln\left(\frac{R_k}{R_c}\right)} + \frac{BQ^2}{2R_c}}{\sqrt{P_{пл}{}^2 - AQ - BQ^2}} = \psi \ (1)$$

где A и B – коэффициенты фильтрационного сопротивления скважин, МПа^2·сут/тыс. м^3 и (МПа·сут/тыс. м^3)^2 соответственно; R_c – радиус скважины, м.; R_k – радиус контура питания скважины, м.; $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; Q – дебит скважины, тыс. м^3/сут; ψ – предельный градиент давления, приводящий к разрушению коллектора, МПа/м.

Наряду с определением предельно допустимого дебита газа по условию сохранения устойчивости пород призабойной зоны пласта выполнена оценка допустимого безводного дебита, позволяющего ограничить подтягивание подошвенных вод к забою скважины. Расчет данного показателя осуществлялся по следующей зависимости [3]:

$$Q_{безв} = \frac{\sqrt{A^2 + 4 \cdot B \cdot P_{пл}^2 - (P_{пл} - \Delta P_{доп})^2} - A}{2B} \ (2)$$

где $\Delta P_{доп}$ – максимально допустимая депрессия на пласт, рассчитываемая по формуле [2]:

$$\Delta P_{доп} = \frac{(\rho_в - \rho_г(P_{пл}))h^2}{3}\left[\frac{1}{\sqrt{h_{вс}^2 + R_c^2}} - \frac{\sqrt{3}}{h}\right]\nu + 0{,}42h(\rho_в - \rho_г(P_{пл})) \ (3)$$

где $\rho_в$ – плотность пластовой воды, кг/м^3; $\rho_г(P_{пл})$ – плотность пластового газа при пластовом давлении, кг/м^3; ν – анизотропия пласта по проницаемости.

Для оценки соответствия действующих технологических режимов эксплуатации скважин установленным ограничениям проведено сопоставление фактических дебитов газа с предельно допустимыми значениями, рассчитанными по двум критериям: сохранения устойчивости пород призабойной зоны пласта и предупреждения образования конуса подошвенной воды. Результаты сравнительного анализа представлены на рисунке 1, позволяющем наглядно оценить характер и степень отклонения фактических показателей работы каждой скважины от расчетных значений.

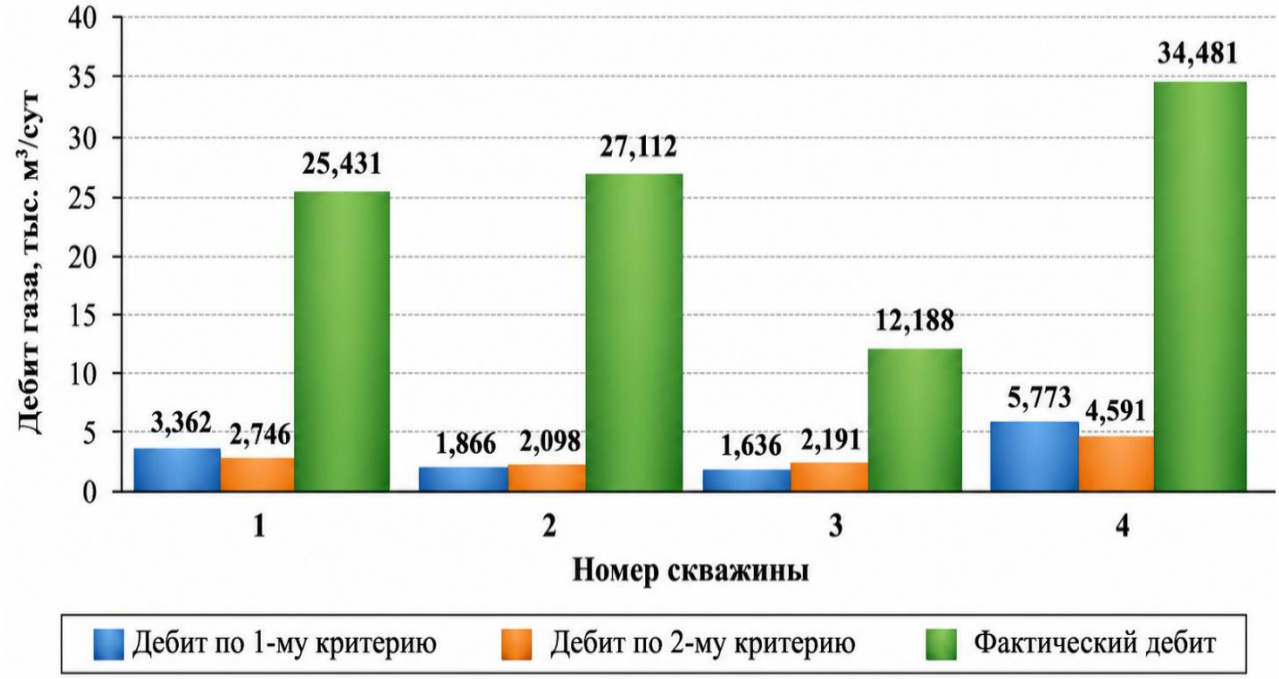


Рисунок 1. Сопоставление фактических дебитов газа скважин
с расчетными значениями по критериям сохранения устойчивости призабойной зоны пласта и предупреждения обводнения

Анализ представленных на рисунке 1 результатов свидетельствует о значительном превышении фактических дебитов газа над расчетными значениями, определенными по критериям сохранения устойчивости призабойной зоны пласта и предупреждения обводнения скважин. Учитывая низкую проницаемость продуктивных коллекторов, эксплуатация скважин с повышенными дебитами требует создания значительной депрессии на пласт, что увеличивает вероятность подтягивания подошвенных вод и преждевременного обводнения. В связи с этим рекомендуется пересмотреть действующие технологические режимы эксплуатации скважин, предусмотрев поэтапное снижение дебитов газа и ограничение депрессии на пласт до значений, обеспечивающих устойчивую работу скважин. При этом целесообразно провести опытно-промысловые испытания на нескольких режимах отбора газа с контролем забойного давления и водогазового фактора для определения рациональной депрессии по каждой скважине. В случае выявления интенсивного водопритока рекомендуется дополнительно снизить депрессию на пласт, а при необходимости рассмотреть проведение водоизоляционных мероприятий. Предлагаемая корректировка технологических режимов позволит снизить риск преждевременного обводнения скважин, сохранить их продуктивность и обеспечить более устойчивую добычу газа и газового конденсата.

Список литературы:

1. Беков Б.Х., Игамбердиева Л.З., Шимко Я.В. Особенности системы разработки многопластовых газовых и газоконденсатных месторождений // Материалы научно-практической конференции. – 2023. – С. 405–412.

2. Алиев З.С., Андреев С.А., Власенко А.П. Технологический режим работы газовых скважин. – М.: Недра, 1978. – 279 с.

3. Алиев З.С., Мараков Д.А. Разработка месторождений природных газов: Учебное пособие для вузов. – М.: МАКС Пресс, 2011. – 340 с.