

ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА УВЕЛИЧЕНИЕ КОМПОНЕНТООТДАЧИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

Махмудов Назирила Насимханович

д.т.н, профессор

Ахмедова Наргиза Алимджановна

доцент

АННОТАЦИЯ

В статье приводятся результаты оценки степени влияния параметров на подсчет начальных геологических запасов газа, анализа чувствительности параметров, которые были приняты неопределенными при распределении по площади, и глубине месторождения. а также описывается роль параметров таких, как коллектор, пористость и объемный коэффициент при оценке запасов газа.

Ключевые слова: Коллектор, пористость, компонентоотдача, риф, надриф, подриф, отложение, залежи нефти и газа, сернистость, устье скважины, забой скважины, интерпретация

Газоконденсатное месторождение (ГКМ) Шуртан, открытое в 1974 г., расположено на территории Гузарского района Кашкадарьинской области Республики Узбекистан, в 20 км к западу от города Гузар и 40 км к юго-востоку от города Карши (рисунок 1).

Промышленная газоносность месторождения приурочена к рифовым карбонатным отложениям верхнеюрского возраста. По литологическим признакам в рифовом комплексе выделены три подсчетных объекта (снизу-вверх):

- | | |
|---------------------------------|-------------------|
| XV- Подрифовый горизонт (XV-ПР) | – 2,0 % запасов; |
| XV- Рифовый горизонт (XV-Р) | – 84,6 % запасов; |
| XV- Надрифовый горизонт (XV-НР) | – 13,4 % запасов. |

Глубина залегания газовой залежи месторождения Шуртан в зависимости от рельефа местности колеблется от 2670 м до 3282 м. Все газоносные горизонты гидродинамический связаны между собой.

Залежь является массивной, литоло-экранированной, круговой формы. Размеры залежи: длина - 18,5 км, ширина - 17 км, высота – 476 м.

Газоводяной контакт (ГВК) проводится на абсолютных отметках: южная часть – минус 2680 м, северная – минус 3020 м, западная – минус 2628 м.

Промышленные запасы (категорий В+С₁) углеводородов ГКМ Шуртан были утверждены ГКЗ (протокол № 9824 от 18.10.85 г.) в количестве:

газ (сырой / сухой), млн. м ³	– 641383 / 634135;
конденсат (геол. / извл.), тыс.т.	– 37200 / 29648;
этан, тыс.т.	– 31566;
пропан, тыс.т.	– 10542;
бутан, тыс.т.	– 5704.

Газ месторождения Шуртан малосернистый, концентрация сероводорода - 0,08 % (молярная доля), начальное потенциальное содержание конденсата – 58,0 г/м³.

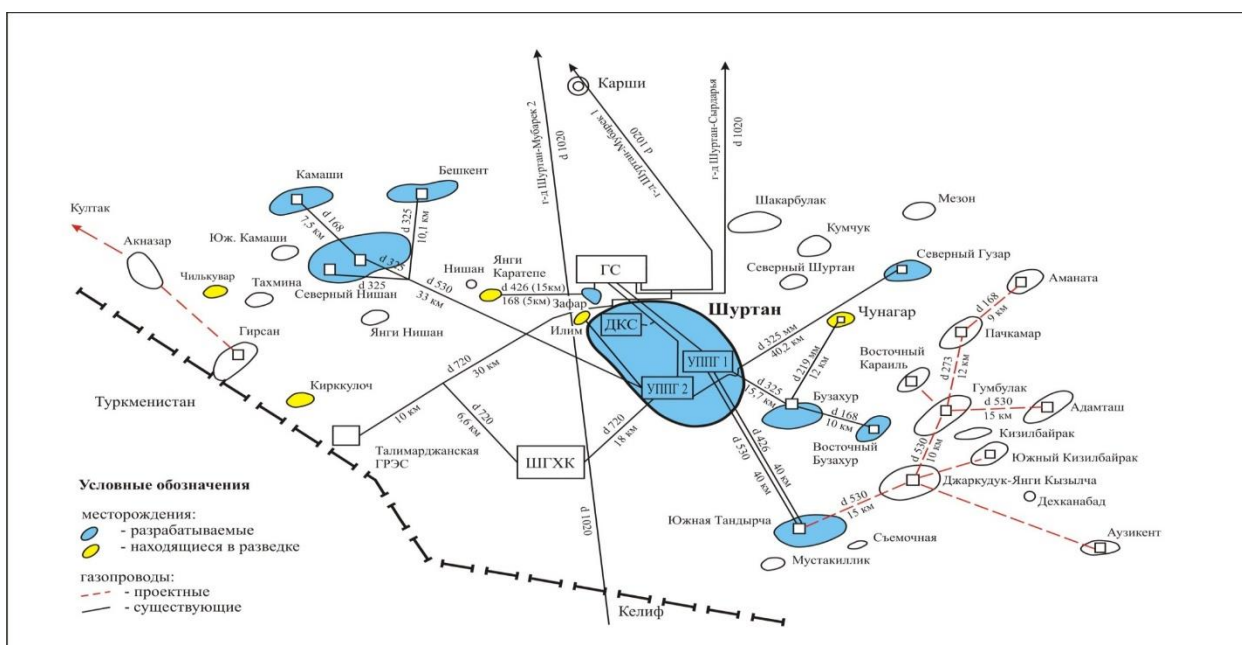


Рисунок 1. Обзорная схема района расположения газоконденсатного месторождения Шуртан

К настоящему времени на ГКМ Шуртан пробурены 244 скважины, из них 155 находятся в действующем фонде, 32 – в ожидании ликвидации, 57 - ликвидированы.

Месторождение Шуртан введено в разработку в 1980 г. За истекший период разработки из его залежи отобрано 508,077 млрд.м³ газа или 80,1 % от его утвержденных запасов, в том числе из недр извлечено 21458,3 тыс. т конденсата или 57,7 % от его геологических запасов. Текущее среднее пластовое давление в

зоне действующих скважин составляет $40,7 \text{ кгс/см}^2$, в целом по залежи – $45,4 \text{ кгс/см}^2$ или снизилось на $87,3 \%$ от начального (360 кгс/см^2).

Среднее рабочее давление на устье газодобывающих скважин составляет $20,0 \text{ кгс/см}^2$, которые эксплуатируются со среднесуточным дебитом одной скважины – 122 тыс. м^3 .

Газоконденсатное месторождения Шуртан по величине балансовых запасов газа является уникальным; по сложности геологического строения – сложным.

Промышленные (категории В + С₁) запасы свободного газа и конденсата месторождения Шуртан были подсчитаны [1] по отдельным объектам (надриф, риф и подриф XV горизонта юрских отложений,) и утверждены ГКЗ (протокол № 9824 от 18.10.85 г.) в количестве:

газ (сырой/сухой)	– 641382/634135 тыс. м ³ ;
конденсат (геол./извл.)	– 37200/29648 тыс.т

Запасы этана, пропана и бутанов, подсчитанные исходя из их потенциального содержания в сухом газе, определенного по данным 32-х анализов в 14 скважинах

Скважины с недостающим комплексом ГИС и низкого качества основных методов (БК, АК, МКЗ), а также вскрывшие только верхнюю часть XV-НР горизонта (~30м) были исключены из обработки и количественной интерпретации.

Большая часть скважин пробурена на высокоминерализованных буровых растворах, удельное сопротивление которых соизмеримо с удельным сопротивлением пластовых вод ($\rho_c \approx \rho_v$).

По результатам ранее проведенных исследований в разрезе подтверждено наличие двух типов коллекторов в пределах залежи: высокопористый и низкопористый.

Высокопористые коллектора характеризуются как объекты с преимущественно гранулярным типом пористости, а низкопористые, как объекты порово-трещинного типа. К порово-трещинным коллекторам отнесены также коллекторы, имеющие по данным ГИС либо неполный набор качественных признаков гранулярного коллектора, либо их пористость, при наличии всех качественных признаков, ниже принятого граничного значения. Объективной причиной этому послужило обладание выше описанных коллекторов значительно ухудшенными, по сравнению с основной массой гранулярных коллекторов, коллекторскими свойствами.

Для высокопористых коллекторов XV-НР горизонта принято предельное значение пористости 6%. Для высокопористых коллекторов XV-Р и XV-ПР горизонтов предельные значения пористости, соответственно составили $K_{п.р}=5 \%$ и $K_{п.р}=7 \%$.

Доля трещинной пористости, которая обеспечивает улучшение фильтрационных свойств пород по данным исследований шлифов незначительна (менее 0,2%).

Из описываемых коллекторов, в основном в XV-НР горизонте, получены притоки газа, которые подтверждают их наличие в разрезе. Дополнительные исследования керна и результаты интерпретации данных ГИС в интервалах, где отсутствуют высокопористые коллекторы, но при испытании получены притоки газа, подтвердили ранее установленные предельные значения пористости непроницаемой матрицы $K_{\Pi} = 2,3 \pm 0,2 \%$ для XV-НР горизонта и $K_{\Pi} = 2,4 \pm 0,3 \%$ для XV-ПР горизонта и представления о структуре порового пространства коллекторов и их коллекторских свойствах.

По результатам обработки материалов ГИС скважины определены величины пористости (по НГК, АК, ГК), глинистости (по ГК), газонасыщенности - с использованием данных об удельном сопротивлении пластов (ρ_{Π}), найдены по диаграммам БК.

По результатам анализа пластовых вод, их минерализация и удельное сопротивление приняты равным 120г/л и 0,022Ом м. Температура с глубиной изменяется в пределах 110-120°C, среднее значение составляет +113,5°C [3].

Обработка данных НГК и ГК выполнялось с целью определения пористости и глинистости пород по способу двух опорных горизонтов. В качестве опорных пластов использовались пласты нижних ангидритов и пласты меловых глин.

Затем рассчитываются коэффициенты открытой пористости, путем введения поправки за влияние глинистости, по формуле:

$$K_{\Pi} = K_{\Pi 0} - \omega_{\text{ГЛ}} \times K_{\text{ГЛ}}, \quad (2.1)$$

где $\omega_{\text{ГЛ}}$ - среднее водородосодержание глин, принятое на основании ранее проведенных лабораторных исследований равным 0,4 [1].

Коэффициент глинистости определялся по данным ГК согласно выражению:

$$K_{\text{ГЛ}} = 0,33 \times (2^{2 \times \Delta J_{\gamma}} - 1), \quad (2.2)$$

где ΔJ_{γ} - двойной разностный параметр, определяется по формуле:

$$\Delta J_{\gamma} = \frac{(J_{\gamma} - J_{\gamma.min})}{(J_{\gamma.max} - J_{\gamma.min})}, \quad (2.3)$$

где J_{γ} , $J_{\gamma.min}$, $J_{\gamma.max}$ - соответственно, амплитуды кривых ГК против исследуемого пласта, против пластов с минимальной и максимальной амплитудами, наблюдаемыми в разрезе скважины.

Значения коэффициентов пористости (по данным гамма-гамма каротажа) находились из уравнения:

$$K_{\Pi} = \frac{\sigma_{\text{СК}} - \sigma_{\text{ПЛ}}}{\sigma_{\text{СК}} - \sigma_{\text{Ж}}}, \quad (2.4)$$

Где $\sigma_{пл}$, $\sigma_{ск}$, $\sigma_{ж}$ - соответственно плотность породы исследуемого пласта, плотность скелета известняка, принятая, согласно лабораторным исследованиям, в размере 2,71 г/см³, плотность жидкости, заполняющей поровое пространство, принятая на основе анализа пластовых вод в размере 1,06 г/см³.

Для определения пористости по акустическому методу используется уравнение среднего времени:

$$K_{п} = \frac{\Delta t_{пл} - \Delta t_{ск}}{\Delta t_{ж} - \Delta t_{ск}}, \quad (2.5)$$

где $\Delta t_{пл}$, $\Delta t_{ск}$, $\Delta t_{ж}$ - интервальное время пробега упругой волны соответственно в исследуемом пласте, в скелете породы, жидкости и в заполняющей поры породы.

Значение $\Delta t_{ск} = 150$ мкс/м определено на основании ранее проведенных лабораторных исследований на образцах известняков по месторождениям Шуртан, Умид, Марковская и др.

Согласно литературным данным для вод аналогичного химического состава $\Delta t_{ж}$ принято равным 600 мкс/м, $\Delta t_{пл} = 380$ мкс/м. [1, 2].

При необходимости в величину пористости, оцененную по данным объемной плотности пород и АК, вводится поправка учитывающая глинистость по ГК. Коэффициент глинистости $K_{гл}$ определялся по интенсивности естественной гамма-активности (ГК).

Выделение низкопористых - порово-трещинных коллекторов, выполнялось на основе использования методов, чувствительных к изменению содержания газа в поровом пространстве коллектора (замеры БК, НГК, АК). При этом учитывалось, что для коллекторов с различной структурой порового пространства показатель степени m различен.

В расчетах принято:

- для пород с пористостью $K_{п}^{AK} > 6\%$, а также для пластов с пористостью $< 2,7\%$ показатель степени $m = 2,61$;
- для пород с пористостью $2,7\% < K_{п}^{AK} < 6\%$ показатель степени $m = 1,59$.

По данным лабораторных исследований керна для Шуртанского месторождения получены петрофизические зависимости $P = K_{п}^{-2,061}$ для высокопористых коллекторов каверново-порового типа и $P_{п} = K_{п}^{-1,509}$ для низкопористых коллекторов трещинного типа [1].

Зависимость остаточной водогазонасыщенности ($K_{ОВ}$) от параметра насыщения ($P_{н}$) представлен следующим выражением:

$$P_{н} = -1,4K_{ОВ} + 0,04. \quad (2.6)$$

Данные удельных сопротивлений по методу БК использовались для определения коэффициентов газонасыщенности.

Для определения коэффициента газонасыщенности использовалось уравнение Арчи-Дахнова:

$$K_{\Pi} = \left(\frac{\rho_{\Pi} * K_{\Pi}^m}{\rho_{\text{в}}} \right)^n, \quad (2.7)$$

где ρ_{Π} - сопротивление пласта; $\rho_{\text{в}}$ - сопротивление пластовой воды; K_{Π} - пористость; m и n - коэффициенты.

Коэффициент газонасыщенности K_{Γ} определялся из уравнения:

$$K_{\Gamma} = 1 - K_{\text{в}}. \quad (2.8)$$

Для трехмерного параметрического моделирования были подготовлены непрерывные кривые петрофизических фильтрационно-емкостных параметров. Номенклатура параметров соответствует таким параметрам, как:

- индекс литологии (LITO);
- индекс насыщения (SAT);
- пористость (PORO);
- глинистость (VSHL);
- водонасыщенность (SW).

Распределение начальных геологических запасов углеводородов на ГКМ Шуртан представлено в 3D модели и на картах.

С целью оценки степени влияния параметров на подсчет начальных геологических запасов, был выполнен анализ чувствительности параметров, которые были приняты неопределенными при распределении по площади, и глубине месторождения. Анализ чувствительности был выполнен также для запасов газа.

На графиках «торнадо» показаны параметры, влияющие на запасы газа в процентном отношении и на диаграммах «гистограмма» показаны значения запасов, соответствующих P10, P50, P90.

Как показали анализы чувствительности, в оценке запасов газа главную роль играют такие факторы как параметр «коллектор», пористость и объемный коэффициент газа.

Другие факторы (водонасыщенность-SW) при оценке запасов влияют либо около 2%, либо еще меньше и на практике эти факторы оцениваются как незначительно влияющие или не влияющие на оценку запасов.

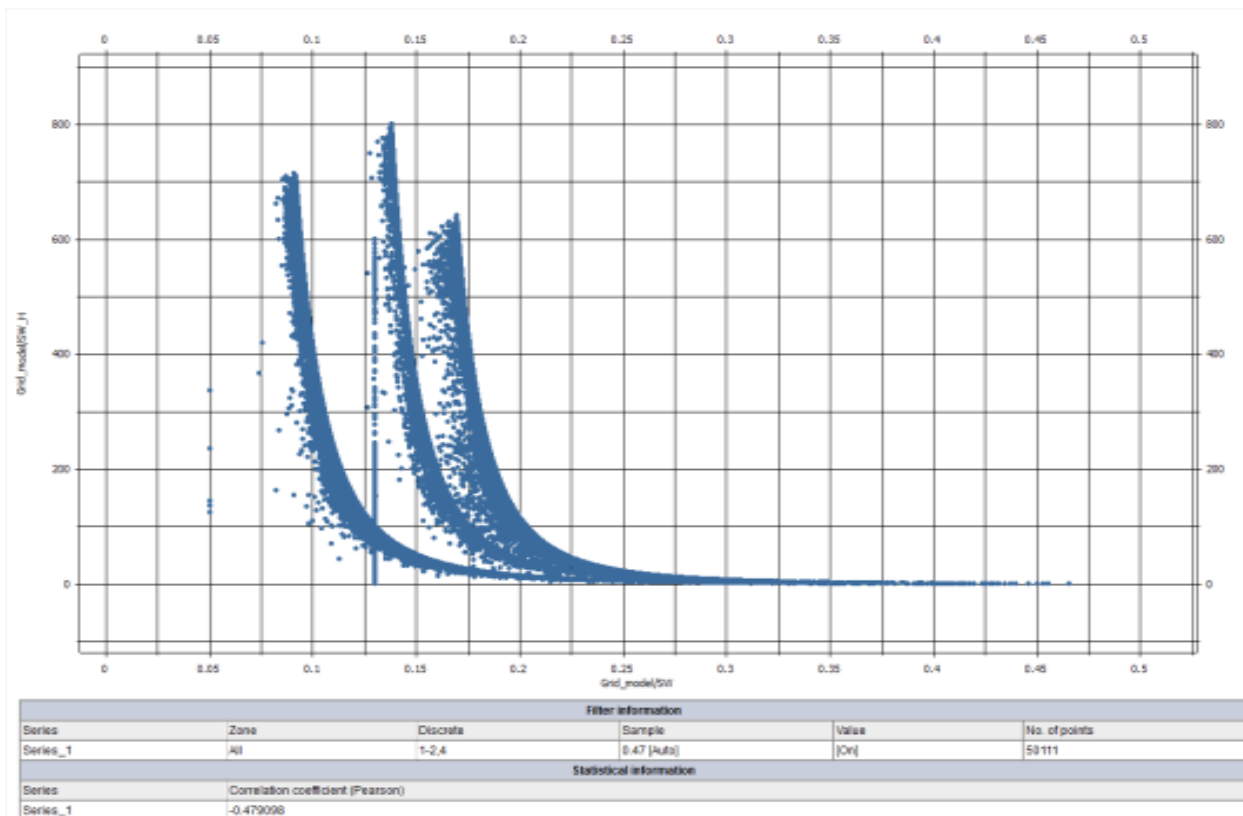


Рисунок 2. График зависимости водонасыщенности от уровня свободной воды ГКМ Шуртан

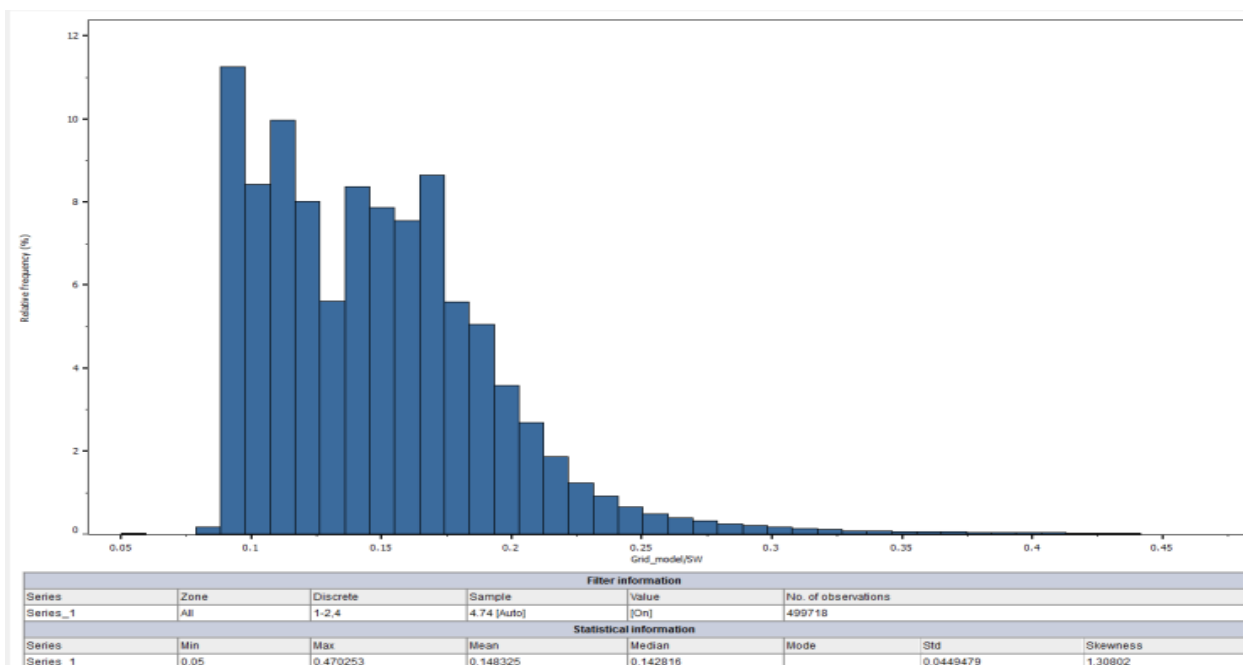


Рисунок 3 – Диаграмма гистограммы водонасыщенности внутри контура газоносности ГКМ Шуртан

Таблица 1 – Значения подсчётных параметров для оценки запасов ГKM Шуртан

Горизонт	Средняя эффективная мощность (м)	Коэффициент пористости			Водонасыщенность	
		Минимум	Максимум	Среднее значение	Минимум	Среднее значение
XV (НР, Р, ПР)	100	0	0.2729	0.0715	0.05	0.15

Определение, обоснование и порядок расчетов параметров, необходимых для подсчета запасов газа месторождения Шуртан указан ниже.

Эффективная газонасыщенная мощность рассчитана на основе интерпретации скважинных данных. Коэффициенты пористости и водонасыщенности оценены по результатам петрофизической модели, построенной при использовании скважинных данных.

ВЫВОДЫ

По результатам обработки материалов ГИС скважины определены величины пористости (по НК, АК, ГК), глинистости (по ГК), газонасыщенности - с использованием данных об удельном сопротивлении пластов ($\rho_{\text{п}}$), найдены по диаграммам БК.

С целью оценки степени влияния параметров на подсчет начальных геологических запасов, был выполнен анализ чувствительности параметров, которые были приняты неопределенными при распределении по площади, и глубине месторождения. Анализ чувствительности был выполнен также для запасов газа.

Как показали анализы чувствительности, в оценке запасов газа главную роль играют такие факторы как параметр «коллектор», пористость и объемный коэффициент газа.

Другие факторы (водонасыщенность-SW) при оценке запасов влияют либо около 2%, либо еще меньше и на практике эти факторы оцениваются как незначительно влияющие или не влияющие на оценку запасов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ: (REFERENCES)

1. Al-Anazi, Hamoud, G. Walker, Jacob & A. Pope, Gary & Sharma, Mukul & F. Hackney, David. A Successful Methanol Treatment in №3, 2019 45 a Gas/condensate Reservoir: Field Application. SPE Production & Facilities.2005. pp. 60-69.
2. Fan, L & Harris, B.W. & Jamaluddin, A.J. & Kamath, J & Mott, R & Pope, G.A. & Shandrygin, A & Whitson, Curtis. Understanding gascondensate reservoirs. Oilfield Rev.. 2005, pp.16-25.

3. Vo, Hai & Horne, Roland. Compositional Variation Study for Improving Recovery in Gas- Condensate Reservoirs. 2016.
4. Han Seah, Yong & Gringarten, Alain & Ann Giddins, Marie & Burton, Kirsty. Optimising Recovery in Gas Condensate Reservoirs. 2014.
5. Buleiko V.M. Patterns of phase transformations of hydrocarbon mixtures in oil and gas reservoirs of the developed fields (according to experimental data). Diss. for the degree of doctor of technical science. M. 2007
6. Henderson G. D., Danesh A., Tehrani D., Peden J. M. The Effect of Velocity and Interfacial Tension on the Relative Permeability of Gas Condensate Fluids in the Wellbore Region, Symposium in Vienna, Austria, May 15- 17, 1995