

УДК 622.691.4

Братах М.И., Варавина Е.П., Кутя М.М., Ткач В.А.

ОЦЕНКА ДИНАМИКИ ОБЪЕМОВ ДОБЫЧИ ГАЗА ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

Особенностями эксплуатации месторождений на завершающей стадии разработки является падение дебитов скважин, их обводнение, неполная загруженность газосборной системы, наличие солевых, глинистых и других твердых отложений в оборудовании подземной и наземной части месторождения, физическая и моральная изношенность оборудования (например, наличие «старой» неравнопроходной запорной арматуры, процессов и продуктов эрозионного и коррозионного износа, «старого» сепарационного оборудования и т.д.).

Несмотря на все проблемы, которые сопровождают процесс эксплуатации оборудования месторождений на завершающей стадии разработки главным залогом энергетической независимости государства является стабилизация объемов добычи углеводородов с месторождений или по крайней мере уменьшение темпов его падения.

Стабилизировать добычу газа является непростой задачей, на преодоление которой направляют такие пути:

- уменьшение рабочего давления на месторождениях, что увеличивает темп отбора газа;
- перевод эксплуатационных скважин в ниже лежащие или выше лежащие продуктивные горизонты;
- бурение новых эксплуатационных скважин и восстановление ликвидированных, что в итоге приводит к сгущению их сетки;
- бурение боковых стволов в низкодебитных скважинах и скважинах недействующего фонда [1].

Стабилизация объемов добычи требует кропотливого научно-технического подхода, ведь ошибка может привести к трате трудовых, временных и материальных ресурсов. А несвоевременно принятые меры (например введение дожимной компрессорной станции во время, когда можно снизить рабочее давление очисткой газопроводов системы добычи и сбора газа) – к избыточным энергозатратам и расходам топливного газа.

Чаще стабилизация добычи природного газа прежде всего связана с поиском резервов рабочего давления скважин, вариации уменьшения величины которого позволят увеличить разницу между пластовым давлением и давлением на устье скважины, что вызовет дополнительный приток газа. С этой целью вводятся в эксплуатацию дожимные компрессорные станции, находятся и привлекаются к низконапорной сети газоснабжения новые мощные потребители газа, очищаются газопроводы и шлейфы скважин, заменяется оборудование установок сбора и подготовки газа, совершенствуется сам процесс подготовки газа и т.д. Любое из перечисленных мероприятий направлено на снижение величины рабочего давления скважин. Следует учитывать и процесс перераспределения масс жидкости и других типов загрязнений в звеньях системы «скважина–шлейф–установка сбора и подготовки газа–промысловый газопровод», изменения потерь давления при транспортировании газа, что отрицательно сказывается на величине рабочего давления скважин месторождения.

В представленном материале представлена оценка влияния факторов на объемы добычи при разработке месторождений на завершающей стадии.

Диспетчер или инженер геологической службы, контролируя процесс добычи газа, руководствуется оперативными данными о:

- давлении в затрубном пространстве скважины;
- рабочем давлении скважины;
- статистическом давлении скважин (периодическое измерение);
- давлении на входе и выходе с установки сбора и подготовки газа;
- температуре рабочей среды на устье скважины, входе и выходе из установок;
- дебите скважин месторождения и общем объеме передачи газа из установки к промышленному газопроводу.

Другие величины, такие как компонентный состав газа, загрязнения, объем отделенной в сепараторах жидкости, температура точки росы по воде и углеводородами, являются вспомогательными для получения целостной картины работы месторождения, но в то же время контролируемы. Величины забойного давления, потери давления на подъем продукции скважины и ее транспортировку и подготовку, температуры гидратообразования и т.п. являются расчетными и позволяют оперативно принимать решения об осложнениях в процессе добычи и транспортировки природного газа.

Разницей между величинами давления являются потери давления на подъем продукции скважины на дневную поверхность и ее транспортировку газопроводами системы сбора газа. Эти потери, как известно, являются реакцией на гидросопротивление системы, составляющими которого являются неуменьшаемое гидросопротивление трению, возрастающее в условиях низкого рабочего давления, местные сопротивления трубопроводов, в том числе сопротивление массы загрязнений. Внедряя комплекс мероприятий можно уменьшить объем загрязнений, а влияние местных сопротивлений нивелировать, то и общее гидросопротивление системы сократится, следовательно сократится величина потерь давления в системе и уменьшится величина рабочего давления на устье скважины.

Общепринятыми аспектами в добыче газа обычно являются:

- первый: достаточно снизить рабочее давление месторождения, чтобы достичь увеличения добычи газа, или по крайней мере его стабилизации;
- второй: шлейф скважины спроектирован так, чтобы вся жидкость, которую принято к устью скважины, направилась к установке подготовки газа.

Практика эксплуатации месторождений на завершающей стадии разработки этим утверждениям отвечает не в полной мере. Часто исследователи допускают ошибку, рассматривая систему добычи (скважину) и систему сбора (шлейф) отдельно. Места локализации загрязнений в звеньях системы в целом представлены на рис. 1.

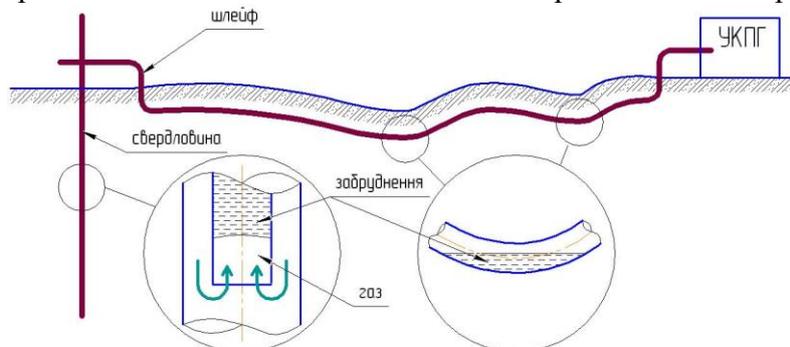


Рисунок 1 – Локализация масс жидкости в системе добычи и сбора газа

Жидкость локализуется не только в скважине, но, вследствие процессов перераспределения ее массы и как более плотная составляющая газожидкостной смеси, формирует образования в нижней образующей шлейфа в благоприятных точках рельефа (природных ловушках жидкости) и при определенных скоростных условиях (незагруженность шлейфа на завершающей стадии разработки месторождения). Время образования загрязнений, условия, при которых они сформировались, и их объем являются определяющими факторами, влияющими гидросопротивление системы наземного сбора и транспорта продукции.

На завершающей стадии разработки месторождений жидкость попадает и накапливается в полости труб в условиях низких дебитов за счет охлаждения газожидкостного потока во время его движения от горизонта до устья, перетоков вод водоносных горизонтов, притока воды из верхних водоносных горизонтов по тектоническим нарушениям и т.д. Во время разработки месторождения постоянно снижаются рабочие дебиты добывающих скважин и за счет соответствующего падения скорости газа происходит накопление жидкости в лифтовых трубах, а газа – в затрубном пространстве. Этот процесс продлится до тех пор, пока давление газа в затрубном пространстве станет достаточным для вынесения жидкости из полости лифтовых труб на поверхность (в шлейф). То есть в течение определенного времени скважина работает с переменным дебитом и периодическим выносом жидкости, подобным залповому выбросу [2]. Со временем объем жидкости, которая накапливается в лифтовых трубах, изменяется соответственно к воздействию переменных во времени факторов:

- скорость газового потока;
- величины давления природного газа;
- качественного состава газожидкостного потока.

Жизненный цикл жидкостной пробки в пустоте вертикальной трубы представлен на рисунке 2.

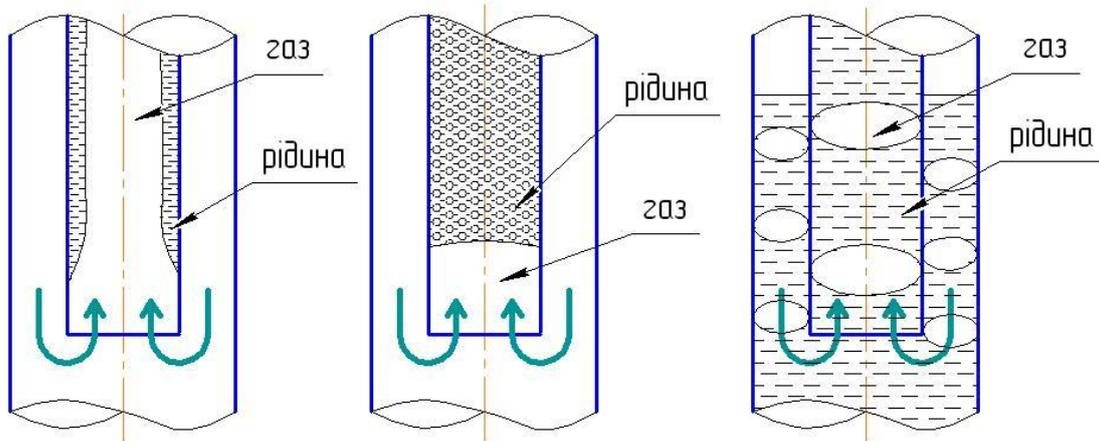


Рисунок 2 – Формирование жидкости в пустоте вертикальной трубы

Если в какой-то период объем накопленной жидкости достигнет критического значения, то скважина остановится. Очевидно, что для определенного момента времени при $q_g = \text{const}$ (соответственно $\omega_g = \text{const}$) в условиях неизменного качественного состава газожидкостной смеси объем жидкости в лифтовых трубах является функцией отклика на изменение давления $V_{\text{уд}}^{\text{жидк}} = f(P)$. Оптимальной работе скважине должно соответствовать условие равенства давления в затрубном пространстве и давления на

устье скважины. Разница их значений соответствует высотам столбов жидкости и газа в лифтовых трубах и затрубном пространстве. Этот объем жидкости ориентировочно можно оценить по формуле

$$V_{уд}^{жидк} = 9,8135 \cdot 10^4 \cdot \frac{\pi d^2}{4} \frac{|P_{mp} - P_{затр}|}{\rho g}, \quad (1)$$

де d – внутренний диаметр лифтовых труб, м, P_{mp} – давление на устье скважины, кгс/см², $P_{затр}$ – давление в затрубном пространстве скважины, кгс/см², ρ – плотность более плотной составляющей газожидкостного потока, кг/м³, g – ускорение свободного падения, м/с².

В отличие от лифтовых труб накопление жидкости в шлейфе носит иной характер, поскольку ее объем никогда не перекрывает полностью сечения трубопровода, а накапливается на его нижней образующей зависимости от рельефа местности, стремясь занять форму, соответствующую состоянию покоя. Это состояние покоя жидкости в колене трубопровода определяет центральный угол к зеркалу жидкости. Во время залпового выброса жидкости из скважины, объем жидкости из скважины перемещается в полость шлейфа, увеличивая угол к зеркалу жидкости соответственно увеличивая объем жидкости в колене газопровода. Возрастание центрального угла к зеркалу жидкости возможно лишь до определенной величины (критического значения), при достижении которой происходит залповый выброс жидкости из этого колена газопровода и перемещения ее к другому. Угол соответственно уменьшится до нормального значения, которое соответствует состоянию покоя жидкостного формирования в колене трубопровода (рисунок 3).

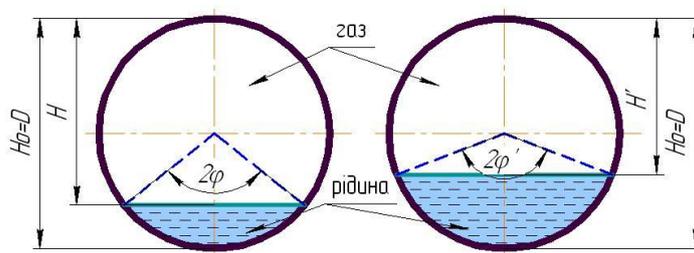


Рисунок 3 – Геометрия и динамика жидкостной пробки в колене шлейфа

Критические значения центрального угла к зеркалу жидкости оценивают по функции критического угла к зеркалу жидкости, исходя из:

- 1) геометрии жидкостного образования (рис. 4);
- 2) факторов, которые формируют режим работы шлейфа

$$\Phi_1(\phi_{кр}) = \frac{2\beta \cdot \frac{2\pi^2 \omega^2 \gamma_z}{Dg}}{\Delta\rho \cdot \cos \alpha} = \frac{4\pi^2 \beta \omega^2 P}{zRTDg \cos \alpha \left(\rho_p - \frac{P}{zRT} \right)}, \quad (2)$$

где $\beta = 1,045-1,1$ – коэффициент Кориолиса (поправочный коэффициент на неравномерность распределения скоростей); ω – линейная скорость газа, м/с; P – среднее давление газа в шлейфе, Па; z – коэффициент сжимаемости газа; R – постоянная газовая

постоянная, Дж/кг·К; T – средняя температура газового потока на участке газопровода, К; D – внутренний диаметр шлейфа, м; g – ускорение свободного падения, м/с; α – угол наклона участка газопровода к горизонтальной поверхности, рад; ρ_p – плотность жидкости, кг/м³.

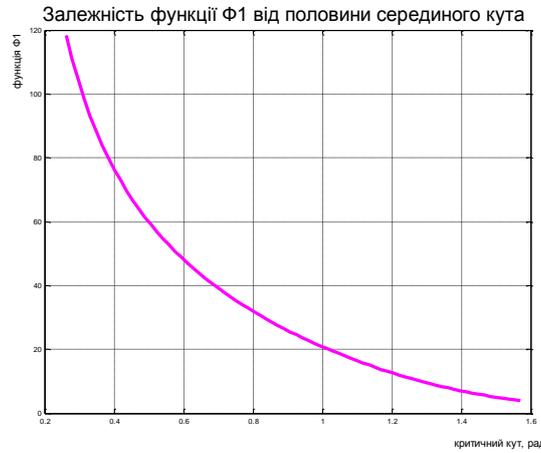


Рисунок 4 – Зависимость функционального условия $\Phi_1(\phi_{кр})$

Для реальных условий эксплуатации математическая модель зависимости функции критического центрального угла к зеркалу жидкости в колене шлейфа номинальным диаметром 100 мм, собирающего газ газоконденсатного месторождения с давлением 10 кгс/см² будет соответствовать рисунку 5.

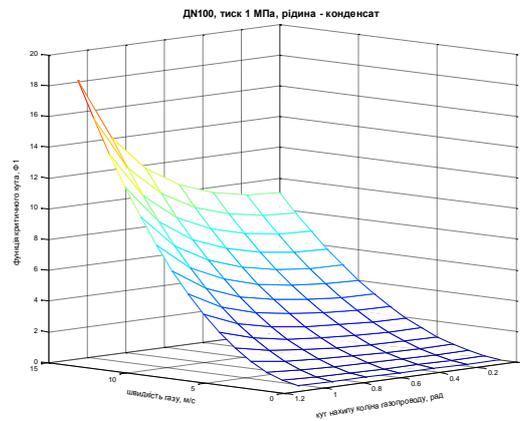


Рисунок 5 – Реализация математической 3-Д модели для практических целей

Поскольку в колене шлейфа площадь сегмента, занятого жидкостью составляет:

$$F = \frac{D^2}{4} \cdot (2\phi_{кр} - \sin 2\phi_{кр}), \quad (3)$$

то критический объем жидкости, препятствующей эффективной добыче составляет:

$$V_{кр}^{шл} = \frac{D^2}{4} \cdot (2\phi_{кр} - \sin 2\phi_{кр}) \cdot s, \quad (4)$$

где s – длина зеркала жидкости, м.

Графічески зависимость удельного критического объема загрязнений (отнесенного к единице длины зеркала жидкости) от изменения факторов отвечает рисунку 6 [3].

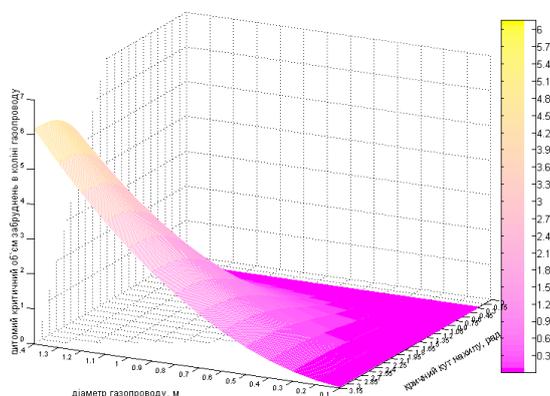


Рисунок 6 – Зависимость удельного критического объема загрязнений от критического угла ϕ и диаметра газопровода

Итак, оперируя даже наименьшим набором диспетчерских данных: дебитом скважины, температурой потока и изменением давления, и опираясь на вышеизложенное в теоретическом подходе, возможно оценить две величины:

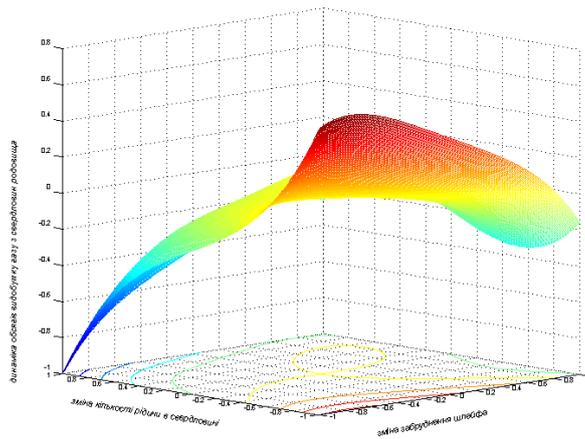
- объем жидкости, которая накапливается в лифтовых трубах скважины в процессе добычи газа $V_{уд}^{жид}$;
- критический объем жидкости, которая формируется в полости шлейфа в процессе сбора газа $V_{кр}^{шл}$.

Сравнение этих величин дает возможность судить о значимости влияния на объемы добычи газа из скважины:

- накопленной жидкости в лифтовых трубах скважины ($V_{уд}^{жид} > V_{кр}^{шл}$);
- загрязнение пустоты шлейфа скважины ($V_{уд}^{жид} < V_{кр}^{шл}$);
- совокупное влияние перераспределения масс жидкости в скважине и ее шлейфе ($V_{уд}^{жид} \approx V_{кр}^{шл}$).

Подход к оценке режимов работы системы добычи и сбора газа положен в основу разработки алгоритма и реализации математических моделей в программном обеспечении, что позволяет обрабатывать мощный массив данных, получаемый в результате проведения масштабных экспериментальных исследований, и получать для каждого конкретного месторождения 3-Д модель динамики объемов добычи газа в зависимости от распределения жидких формирований в системе добычи и сбора газа. Такая 3-Д модель представляет собой уравнение регрессии, связывающее функцию отклика с факторами, влияющими на изменение квазистационарного процесса сбора газа с месторождения. Анализируя значимость коэффициентов уравнения судят о существенности влияния режима работы газосборной или газодобывающей системы. Пример такой модели для одного из месторождений Западной добывающего региона страны – Битков-Бабченского газоконденсатного месторождения представлены на рисунке 8 (график приведен в условных единицах), согласно уравнению регрессии:

$$\Delta q = -0,2105 \cdot \Delta V_{кр}^{шл4} - 0,421 \cdot \Delta V_{уд}^{жид3} + 0,3684 \Delta V_{кр}^{шл} \cdot \Delta V_{уд}^{жид} . \quad (7)$$



по осям x, y - + (плюс) *относительное увеличение объема жидкости*, - (минус) *относительное уменьшение жидкости от зафиксированного*, по оси z - + *относительное увеличения объемов добычи*, - - *относительное уменьшение объемов добычи*

Рисунок 8 – Модель динамики объемов добычи газа для Бытков-Бабченского месторождения

В простейшей математике, изменение одной величины относительно другой можно записать как: $\Delta V = V - V' / V = 1 - \frac{V'}{V}$, де V' – величина, которая изменяется. Под-

ставив $V_{пит}^{сврд} = 9,8135 \cdot 10^4 \cdot \frac{\pi d^2}{4} \cdot \frac{|P_{тр} - P_{затр}|}{\rho g}$ и $V_{кр}^{шл} = \frac{D^2}{4} \cdot (2\phi_{кр} - \sin 2\phi_{кр}) \cdot s$, и рассматривая, что для определенного момента времени величины плотности жидкой составляющей газожидкостного потока, диаметра лифтовых труб, шлейфов скважин и длины зеркала жидкости являются постоянными, для данного месторождения изменение добычи во времени можно спрогнозировать по формуле:

$$\Delta q = 0,3684(1-b)(1-a) - 0,421(1-a)^3 - 0,2105(1-b)^4, \quad (8)$$

где a – коэффициент, который определяет степень загрязнения шлейфа скважины $a = \frac{2 \cdot \phi'_{кр} - \sin 2\phi'_{кр}}{2 \cdot \phi_{кр} - \sin 2\phi_{кр}}$; b – коэффициент, который определяет степень загрязнения лиф-

вых труб скважины $b = \frac{|P'_{тр} - P'_{затр}|}{|P_{тр} - P_{затр}|}$.

Полученные результаты дают исследователю понять, что даже идеально работающая «необходимая» скважина теряет до 30 % мощности на преодоление гидросопротивления шлейфа,

С физической точки зрения уравнение справедливо, так как при идеально чистом шлейфе, накопление критической массы жидкости в полости лифтовых труб скважины обуславливает ее остановку.

Комплексное внедрение мероприятий по повышению эффективности работы как шлейфа, так и скважины позволит увеличить добычу газа до определенного процента

соответственно текущего объема, а внедрение этих мер в отдельности отразится лишь в поддержании текущего объема добычи, то есть динамика будет нулевой.

На основе анализа результатов расчетов по представленной математической модели можно принимать техническое решение о целесообразности снижения рабочего давления месторождения, окупаемости капиталовложений в установку ДКС, или внедрении мер повышения углеводородоотдачи: уплотнение сетки скважин, бурение наклонных стволов или просто освобождение шлейфов и газопроводов от накопленной жидкости.

Литература

1. Галко Т.М., Аксьонов В.В. Особливості проектування розробки газоконденсатних родовищ на завершальній стадії промислової експлуатації. – Науково-виробничий журнал: «Нафтова і газова промисловість» Київ «НАК «Нафтогаз України» – №2, 2009– С. 26–28
2. Бойко В.С., Кондрат Р.М., Яремійчук Р.С. Довідник з нафтогазової справи. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
3. Братах М.І., Топоров В.Г., Рузіна І.М., Соболева А.В. Математична модель заплпового викиду рідини з порожнини газопроводу. XVIII (ежегодная) международная научно-техническая конференция "Экологическая и техногенная безопасность, охрана водного и воздушного бассейнов, утилизация отходов", 07–11 июня 2010 г., г. Бердянск, сб. научн. трудов, С. 444–452.
4. Братах М.І., Топоров В.Г., Рузіна І.М., Хай В.В., Хоменко Г.О. Комп'ютеризація процесу контролю гідратуутворення та квазістаціонарних режимів роботи газопроводів системи видобутку і збору газу.– "Питання розвитку газової промисловості". Зб. наук. пр., вип. XXXVIII Харків: УкрНДІгаз, – 2010р., С. 201–207.

УДК 622.691.4

Братах М.І., Варавіна О.П., Кутя М.М., Ткач В.А.

ОЦІНКА ДИНАМІКИ ВИДОБУТКУ ГАЗУ З РОДОВИЩ НА ЗАВЕРШАЛЬНІЙ СТАДІЇ РОЗРОБКИ

Розроблено та реалізовано для практичних цілей математичну модель динаміки обсягів видобутку газу для родовищ на завершальній стадії розробки, оцінено вплив утворення рідинних пробок в ліфтових трубах свердловини та в порожнині її шлейфа на режими роботи системи «свердловина–шлейф–установка збору».

Bratakh M.I., Varavina O.P., Kutya M.M., Tkach V.A.

THE ESTIMATION OF GAS PRODUCTION DYNAMICS FOR FIELD IN THE FINAL STAGES OF DEVELOPMENT

In the article a mathematical model of the gas production dynamics for fields in the final stages of development are developed and implemented for practical purposes. Also authors estimated the effect of liquid plugs creation in the tubing of the well and in the cavity of its field line on modes of the system "well–field line–collecting unit".