

УДК 622.276

**ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ
НА ДЕБИТ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН**

© Гунькина Т.А., Шестерикова Р.Е., Шестерикова А.А.

СКФУ институт нефти и газа, г. Ставрополь

В статье представлен анализ факторов, оказывающих существенное влияние на состояние продуктивного пласта и, следовательно, на добычные возможности. Авторами проанализировано влияние объективных геолого-физических факторов и технологических, обусловленных определенными видами ремонтно-восстановительных работ, на дебиты скважины. На основе выполненного анализа показано, что основной причиной понижения дебитов скважин является снижение скорости газового потока в НКТ.

Ключевые слова: *дебит, призабойная зона, скважина, скорость газа.*

По мере истощения залежи происходит снижение пластового и забойного давлений и как следствие падение дебита газа. Снижение продуктивности скважин связано с проявлением различных геолого-физических и технологических факторов. Основными геолого-промысловыми факторами являются:

-изменение состояния призабойной зоны скважин (ПЗС);

-скопление жидкости в стволе скважины;

-осложнение в эксплуатации скважин из-за ухудшения ее технического состояния.

Первопричиной проявления всех этих факторов является снижение скорости газа в насосно-компрессорных трубах (НКТ) ниже минимально необходимой. Одной из главных причин уменьшения дебитов газовых и газоконденсатных скважин в процессе их эксплуатации является изменение состояния призабойных зон. Призабойная зона – это особая часть пласта, определяющая дебит скважины. В зоне нескольких метров вокруг скважины возникают основные фильтрационные сопротивления при притоке к ней флюида. Даже незначительные ухудшения фильтрационных свойств коллектора в этой зоне сопровождаются существенным уменьшением продуктивности скважины.

Опыт разработки месторождений показывает, что ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллектора в этой области пласта происходит за счет:

- обводнения скважин вследствие проникновения на забой пластовых вод;
- обводнения скважин вследствие накопления на забое конденсационной воды;
- разрушения пласта и образования песчаных пробок на забое;
- накопления конденсата в призабойной зоне и на забое;
- разбухания глинистого материала в призабойной зоне из-за контакта ее с водой;
- закупорки части перфорационных отверстий;
- ухудшения технического состояния ствола скважины.

Скопление поступающей из пластов жидкости в газовых скважинах приводит к ее фильтрации в призабойную зону продуктивного пласта, ухудшая при этом его фильтрационные параметры. Обводнение призабойной зоны пласта вызывает ее разрушение, а в отдельных случаях приводит к смятию эксплуатационных колонн. Механизм обводнения газовых скважин определяется следующими условиями:

- горно-геологическими условиями продуктивной залежи;
- термобарическими условиями;
- конструктивными параметрами скважины;
- техногенными процессами;
- технологическими параметрами.

Продуктивные залежи разных месторождений отличаются типом залежи, коллекторскими свойствами и литологией продуктивного пласта, положением контура газо-водяного контакта (ГВК) и др. Все это определяет режим разработки залежи: газовый или водонапорный. При водонапорном режиме разработки месторождения по мере вытеснения газа водой происходит неизбежное обводнение скважин. Это приводит к уменьшению фазовой проницаемости продуктивного пласта по газу и как следствие – снижению притока газа за счет ухудшения фильтрационных характеристик призабойной зоны скважин.

Изменение фазовой проницаемости призабойной зоны пласта во времени можно контролировать, используя уравнение притока газа к забою скважины, которое имеет вид

$$Q_{г} = 6,28 * K * h * (P_{пл} - P_{заб}) / \ln(R_{к}/R_{ск}) \quad (1)$$

- где $Q_{г}$ – дебит скважины по газу,
- K – коэффициент проницаемости,
- h – мощность пласта, вскрытая скважиной,
- $P_{пл}$, $P_{заб}$ – пластовое давление и давление на забое скважины,
- $R_{к}$ – радиус контура питания,
- $R_{ск}$ – радиус скважины.

Зная дебиты скважины, текущие пластовое давление и давление на забое можно, используя уравнение (1), оценить изменение фильтрационных характеристик пласта по уравнению (2).

$$h_1 / h_i = Q_{г1} * (P_{пл1} - P_{заб1}) / [Q_{гi} * (P_{пл1} - P_{заб1})] \quad (2)$$

- где индекс 1 относится к начальному замеру параметров, а индекс i к текущему;
- h_1 / h_i – отношение первоначальной фазовой проницаемости по газу к текущей.

На рисунке 1 приводятся данные по изменению фазовой проницаемости по газу одной из скважин Азовского месторождения.

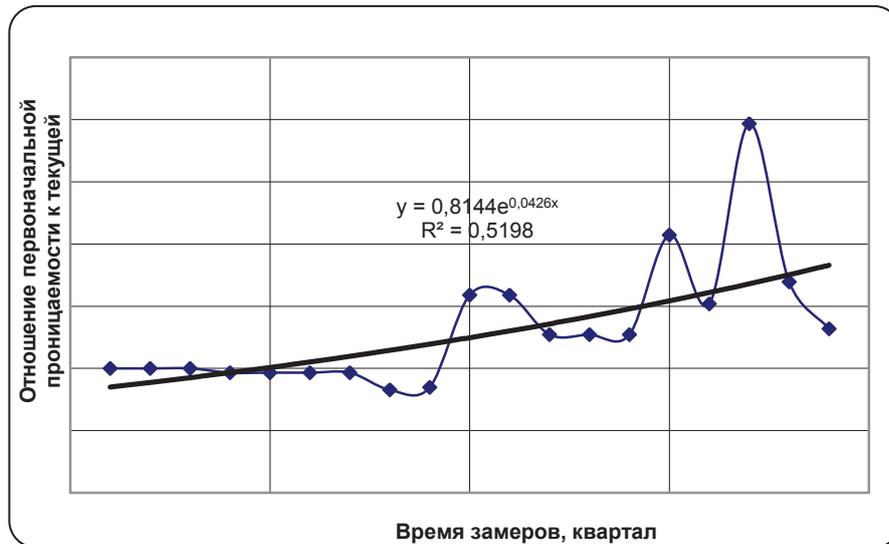


Рис. 1. Динамика изменения фазовой проницаемости по газу

Из данных рисунка следует, что через 4 года (17 квартал) эксплуатации фазовая проницаемость по газу снизилась в 3 раза. Если отношение $h_1/h_i > 1$, то фазовая проницаемость по газу уменьшилась по сравнению с первоначальной. При отношении и $h_1/h_i < 1$ фазовая проницаемость по газу увеличивается по сравнению с первоначальной, т.е. призабойная зона пласта очищается от загрязнений.

Продуктивные газоносные пласты некоторых месторождений характеризуются сложным геологическим строением. Они неоднородны по мощности, по площади, по фильтрационно-емкостным характеристикам. Это может привести к прорыву и последующему продвижению пластовых вод к забою по наиболее дренируемым, наиболее проницаемым пачкам и пропласткам. В этих условиях нарушается нормальная эксплуатация низкопроницаемых пропластков и даже возможно прекращение их выработки.

Механизм обводнения скважин различен в зависимости от геолого-физических особенностей каждого конкретного месторождения. При эксплуатации скважин в условиях обводнения можно выделить два периода:

- первый – когда вся поступающая на забой вода выносится на поверхность:

$$Q_b = q_b$$

где Q_b – дебит воды, поступающей на забой,

q_b – дебит воды, выносимый из скважины;

- второй – когда на забое начинается накопление воды:

$$q = Q_b - q_b$$

В первый период эксплуатации скважина работает стабильно, без осложнений. Осложнения в работе скважины возникают при накоплении воды на забое и в НКТ из-за снижения дебита газа. Накопление жидкости на забое и в НКТ сопровождается уменьшением депрессии на пласт, вплоть до самоглушения скважины.

На процесс обводнения скважин газовых и газоконденсатных месторождений оказывают влияние термобарические условия. Разработка месторождений осуществляется в изотермических условиях отбора газа из пласта, а давление

уменьшается. Пластовый флюид находится в состоянии термодинамического равновесия. В условиях уменьшения давления в призабойной зоне происходит нарушение фазового равновесия пластовой смеси: влагоемкость газа увеличивается, что создает условия для испарения жидкости, при этом минерализация последней возрастает и может достичь пересыщения, что сопровождается кристаллизацией солей. Выпадение солей в призабойной зоне скважины вызывает кольматацию (закупорку) поровых каналов и снижение продуктивности скважины.

Движение газа в пласте описывается уравнением изотермы, а в НКТ – политропой. При движении по НКТ газ расширяется и совершает работу, что сопровождается снижением температуры, которое рассчитывается по уравнению (3).

$$\frac{T}{T_1} = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{n-1}{n}} \quad (3)$$

В первом приближении оценить понижение температуры при движении газа по НКТ можно, используя уравнение Джоуля-Томпсона.

$$\Delta t = \varepsilon \cdot \Delta P \quad (4)$$

где ε - коэффициент Джоуля-Томпсона, °C/ат.

Для природного газа можно принять $\varepsilon = 0,25$ °C/ат.

Понижение температуры сопровождается уменьшением влагоемкости газа и конденсацией паров воды. На малодобитных скважинах при скоростях газового потока ниже минимально необходимых конденсационная вода по стенкам НКТ стекает и скапливается на забое. Накопление конденсационной воды на забое приводит к уменьшению депрессии на пласт и как следствие уменьшению притока газа.

Отличительной особенностью эксплуатации скважин газоконденсатных месторождений является снижение их продуктивности из-за накопления ретроградного углеводородного конденсата у забоя скважины из-за резкого изменения термобарических условий у забоев, а также в пласте по мере падения пластового давления. Выпадение углеводородного конденсата (C₃ – C₅) в пласте и в призабойной зоне сопровождается уменьшением фазовой проницаемости по газу и к безвозвратным его потерям.

На вынос жидкости с забоя оказывает влияние конструкция скважины.

Конструкция забоя скважин зависит от литологических свойств продуктивного пласта, наличия подошвенных и краевых вод, технологического режима эксплуатации скважин. В практике добычи газа нашли применение скважины:

- с открытым забоем;
- с забоем, оборудованным фильтром;
- с перфорированным забоем.

Газовый лифт может быть оборудован башмаком, который спускают до нижних, средних или верхних перфорационных отверстий. На рисунке 2 приведены три варианта спуска НКТ в газовых и газоконденсатных скважинах.

Практика спуска башмака фонтанных труб до верхних перфорационных отверстий способствует тому, что на забое малодобитных скважин будет накапливаться вода при любом режиме разработки залежи и столб жидкости на забое будет уменьшать депрессию на пласт, уменьшая приток газа. В этих условиях забой никогда не будет «сухим». Обеспечить чистоту призабойной зоны скважины за счет удаления жидкости в условиях, когда НКТ спущены не до забоя, не удастся.

Опыт разработки газовых и газоконденсатных месторождений указывает на существенное изменение продуктивности скважин в процессе их эксплуатации за счет ухудшения фильтрационных параметров коллектора в призабойной зоне. Изменение продуктивности скважины из-за ухудшения фильтрационных параметров призабойной зоны может быть вызвано технологическими процессами, связанными с определенными

видами ремонтно-восстановительных работ. Компоненты используемых технологических жидкостей при проведении ремонтно-восстановительных работ могут кольматировать призабойную зону скважины, что ухудшает ее фильтрационные свойства. Фильтрат технологических жидкостей, глинистый раствор, частицы других реагентов, осаждаясь у забоя скважин, снижают абсолютную фазовую проницаемость коллектора. Уменьшение абсолютной проницаемости коллектора может быть вызвано различными деформационными процессами и разрушением породы, вызванными деятельностью человека.

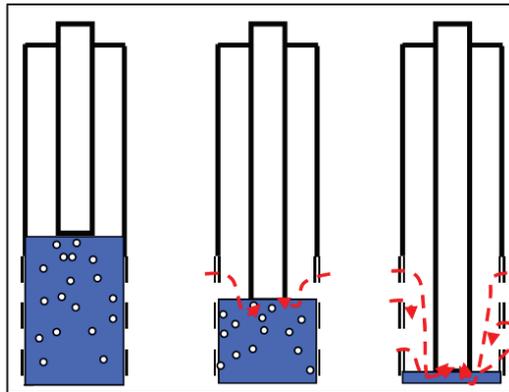


Рис. 2. Варианты спуска газового лифта в скважине

В процессе эксплуатации скважин происходит ухудшение технического состояния ствола, что также оказывает влияние на ее продуктивность. Опыт эксплуатации скважин газовых и газоконденсатных месторождений показывает, что НКТ в скважине подвергаются коррозионному разрушению. Особенно ярко это проявляется на месторождениях с пластовым флюидом, содержащим агрессивные компоненты: сероводород, углекислоту, органические кислоты. Продуктами коррозии являются, как правило, твердые вещества, которые кольматируют призабойную зону, снижая ее продуктивность. Разрушение породы и вынос ее частиц может вызвать эрозионное разрушение фонтанных труб, штуцеров. Эти процессы могут привести к разгерметизации фонтанных труб.

Другой причиной ухудшения технического состояния ствола скважины является разрушение цементного камня. Негерметичность цементного кольца вызывает заколонные перетоки, что приводит к появлению жидкости в стволе скважины.

Технологические условия также способны оказывать влияние на дебиты газовых и газоконденсатных скважин. Образование столба жидкости на забое газовых скважин связано с выбором технологического режима эксплуатации и конструкции скважины.

К технологическим факторам эксплуатации скважин относятся:

- допустимая депрессия на пласт;
- схема обвязки скважин (кустовая, лучевая);
- разность статического и шлейфового давлений;
- способ эксплуатации скважин (фонтанными трубами, по затрубному пространству, совместно и др.).

Изменение или нарушение технологического режима эксплуатации скважин сопровождается теми же осложнениями, о которых указывалось выше, и которые приводят к снижению производительности скважин.

Выводы

1. Для обеспечения стабильной работы скважины нельзя допускать накопления жидкости на забое, для этого необходимо обеспечить условия для непрерывного ее выноса на поверхность.
2. Разработка газоконденсатной залежи должна быть направлена на максимальное извлечение углеводородного конденсата, поэтому для повышения продуктивности скважин газоконденсатной залежи режим их эксплуатации не должен допускать процесс накопления конденсата в призабойной зоне и на забое скважин.
3. Снижение скорости газового потока в НКТ ниже минимально-необходимой вызывает накопление жидкости на забое и является основной причиной снижения дебитов скважин.

Литература

- 1 *Гасумов Р.А., Галанин И.А., Шестерикова Р.Е.* Методика обоснования выбора оптимальной конструкции газового лифта, обеспечивающего непрерывный вынос жидкости // Проблемы добычи газа, газового конденсата, нефти. Тез. докл. междунар. науч.-практ. конф. (г. Кисловодск, 11-15 сент. 2006 г.). Ставрополь: СевКавНИПИГаз, 2006.
- 2 *Гидродинамические исследования скважин / П.В. Мангазеев и др.* Томск: Изд-во ТПУ, 2004. 340 с.
- 3 *Грехов И.В., Кучумов Р.Р.* Системный анализ точности прогнозирования эффективности гидроразрыва пласта // Новые технологии по нефтегазовому региону. Материалы X Всерос. науч.-практ. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых. Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. С. 62-65.
- 4 *Дахнов В.Н.* Геофизические методы определения коллекторских свойств и нефтегазонасыщения пород. 2-е изд., перераб. и доп. М.: Недра, 1985. 310 с.
- 5 *Необходимые условия информационной среды для объективного анализа результатов применения технологий добычи нефти / А.П. Стабинкас и др. // Инновационные решения в строительстве скважин. Науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ: материалы Всерос. науч.-техн. конф. Уфа: УНГТУ, 2011. С. 118-122.*