Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 5(41). С. 40-49

Научная статья УДК 622.279.32 EDN HVXKWM

К ВЫБОРУ ОПТИМАЛЬНОЙ СТРАТЕГИИ НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИНЫ, ПРОБУРЕННОЙ В УГОЛЬНОМ ПЛАСТЕ

Виктор Владимирович Шишляев¹, Екатерина Владимировна Швачко², Александр Николаевич Васильев³, Вячеслав Павлович Пименов⁴

^{1, 2, 3, 4}000 «Газпром ВНИИГАЗ», Москва, Россия

¹V_Shishlyaev@vniigaz.gazprom.ru

²E_Shvachko@vniigaz.gazprom.ru

³A_Vasilev@vniigaz.gazprom.ru

⁴V_Pimenov@vniigaz.gazprom.ru

Аннотация. В настоящей работе теоретически рассмотрена начальная стадия освоения метаноугольной скважины, когда давление в скважине выше, чем давление начала десорбции метана. Эта стадия относительно просто и надежно может быть смоделирована с помощью численного решения уравнения переноса. Численный анализ поля давления в угольном пласте проводится с учетом изменения трещиноватой пористости и проницаемости пласта при понижении давления. В сочетании с полевыми данными по давлению и дебиту воды, полученными на начальном этапе освоения скважины, численное моделирование может уточнить свойства угольного резервуара и выбрать оптимальную стратегию дальнейшего освоения скважины.

Ключевые слова: освоение скважины, угольный пласт, трещиноватая сжимаемость, численное моделирование, гидравлический разрыв пласта

Для цитирования: Шишляев В. В., Швачко Е. В., Васильев А. Н., Пименов В. П. К выбору оптимальной стратегии начальной стадии освоения скважины, пробуренной в угольном пласте // Научный журнал Российского газового общества. 2023. № 5(41). С. 40–49. EDN HVXKWM.

© Шишляев В. В., Швачко Е. В, Васильев А. Н., Пименов В. П., 2023

© Shishlyaev V. V., Shvachko E. V., Vasiliev A. N., Pimenov V. P., 2023

Scientific journal of the Russian gas society. 2023;5(41):40-49

Original article UDC 622.279.32 EDN HVXKWM

TOWARDS THE SELECTION OF THE OPTIMAL STRATEGY FOR THE INITIAL STAGE OF DEVELOPMENT OF A WELL DRILLED IN A COAL SEAM

Viktor V. Shishlyaev¹, Ekaterina V. Shvachko², Alexander N. Vasiliev³, Vyacheslav P. Pimenov⁴ ^{1, 2, 3, 4}LLC "Gazprom VNIIGAZ", Moscow, Russia ¹V_Shishlyaev@vniigaz.gazprom.ru ²E_Shvachko@vniigaz.gazprom.ru ³A_Vasilev@vniigaz.gazprom.ru ⁴V_Pimenov@vniigaz.gazprom.ru

Abstract. This paper theoretically examines the initial stage of development of a coal-methane well, when the pressure in the well is higher than the pressure at the beginning of methane desorption. This stage can be relatively simply and reliably modeled using a numerical solution of the transport equation. Numerical analysis of the pressure field in a coal seam is carried out

taking into account changes in fractured porosity and permeability of the formation with decreasing pressure. In combination with field data on water pressure and flow rate obtained at the initial stage of well development, numerical modeling can clarify the properties of a coal reservoir and select the optimal strategy for further development of the well.

Keywords: well development, coal seam, fractured compressibility, numerical modeling, hydraulic fracturing

For citation: Shishlyaev V. V., Shvachko E. V., Vasiliev A. N., Pimenov V. P. Towards the selection of the optimal strategy for the initial stage of development of a well drilled in a coal seam. Scientific journal of the Russian gas society. 2023;5(41):40-49. (In Russ.). EDN HVXKWM.

Введение

Освоение скважины для добычи метана из угольных пластов является одним из основных технологических процессов в рабочем цикле жизни скважины, который может предопределять эффективную добычу газа в период промышленной эксплуатации. Процесс освоения представляет собой комплекс технологических операций, осуществляемых на скважине, включающий мероприятия по очистке прискважинной зоны пласта, вызову притока пластового флюида и выводу скважины на запланированный технологический режим эксплуатации. Важную роль в успешном освоении скважин играет время создания депрессии на пласты (скорость снижения динамического уровня воды в затрубном пространстве), которое обусловлено как сложными физическими процессами, происходящими в пласте, так и геолого-технологическими мероприятиями, выполненными в скважине.

Разработка оптимальной стратегии процесса освоения скважины для добычи метана из угольных пластов является довольно сложной задачей. В первую очередь это связано с большой трещиноватой сжимаемостью и очень малой пьезпроводностью угольного пласта, которая может быть в сотни раз меньше, чем пьезпроводность традиционных нефтегазовых пластов [1].

Особенности процесса добычи газа из угольных пластов

Добыча метана из угольных пластов имеет ряд особенностей, которые необходимо учитывать при разработке технологии добычи газа. Как показывает практический опыт освоения скважин, давление начала десорбции газа Р дес в угольных пластах значительно меньше, чем начальное пластовое давление Р_о (на 20÷30 атм). Отношение давления начала десорбции к начальному пластовому давлению Р_{лес}/Р₀ для угольных пластов Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения варьируется в пределах 0,5-0,85. Трещины в угольных пластах в естественном состоянии практически всегда заполнены пластовой водой (водонасыщенность - 100 %), добыча газа из пластов требует принудительного откачивания пластовой жидкости с применением скважинного насосного оборудования. Начальный этап освоения скважины, когда проводится откачка пластовой воды и давление в околоскважинном пространстве остается выше давления десорбции, характеризуется однофазным течением воды. При дальнейшем снижении давления в пласте происходит собственно добыча газа: в пласте имеет место двухфазный поток «вода - газ».

Вследствие большой трещиноватой сжимаемости пьезпроводность угольного пласта очень мала и в процессе вызова притока воды размеры области пониженного давления вокруг добывающей скважины (или трещины гидроразрыва) увеличиваются аномально медленно. При этом возникают большие градиенты давления в пласте. В то же время малая механическая прочность твердой матрицы угля накладывает ограничения на максимально допустимую величину градиента давления и скорости фильтрации воды в угольном пласте, так как микрочастицы, образовавшиеся при разрушении матрицы угля, могут значительно уменьшить трещиноватую проницаемость пласта вблизи скважины (трещины).

Оптимальная стратегия начальной стадии освоения скважины включает в себя:

- достижение минимально возможных значений градиентов давления в резервуаре;
- уменьшение (насколько это возможно при выполнении предыдущего пункта) продолжительности начальной (чисто водяной) стадии освоения скважины.

Медленный темп создания депрессии необходим и для релаксации горного массива после гидроразрыва пласта, способствующей щадящему закреплению пропанта в трещине ГРП. Следует отметить, что мировой опыт [2, 3] также свидетельствует о необходимости медленного темпа создания депрессии для предотвращения повреждения угольного коллектора и наиболее полного развития депрессионной воронки без блокирования приточных каналов системы кливажей.

Постановка задачи

В процессе освоения и эксплуатации метаноугольных скважин поток флюида выносит из околоскважинной

зоны мелкие фракции породы и шлама, которые забивают порово-трещинные каналы залежи и могут существенно уменьшить эффективную проницаемость околоскважинной зоны. Значительное содержание твердых примесей в потоке флюида (до 15 г/л), которые могут накапливаться на забое и в стволе скважины, ухудшает продуктивные характеристики и снижает добычу. Механические примеси приводят к закупорке скважинного насосного оборудования с последующим подклиниванием и остановкой насоса, что требует их ремонта или замены.

Согласно работе [4], существует пороговое значение градиента давления в угольном пласте (порядка 2-3 атм/м), ниже которого генерация микрочастиц практически не происходит, а при увеличении градиента давления выше этой величины количество мелких твердых частиц угля в потоке пластовой воды быстро увеличивается.

Одной из задач, возникающих при обосновании технологических режимов, обеспечивающих нормальную работу метаноугольных скважин, является разработка методики расчетной оценки и минимизации градиентов давления в угольном пласте.

Моделирование течения воды к скважине

Цилиндрически симметричное уравнение для давления воды в угольном резервуаре с добывающей скважиной можно записать в виде:

$$b(P) \cdot \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot \left(-\chi(P) \cdot \frac{\partial P}{\partial r} \right) \right) = 0.$$
 (1)

В этой модели учитывается, что трещиноватая пористость ϕ и проницаемость k угольного пласта зависят от давления:

$$\phi(P) = \phi_0 \cdot b(P); \tag{2}$$

$$k(P) = k_0 \cdot b(P)^{n_k},\tag{3}$$

где
$$b(P) = e^{c_f \cdot (P - P_0)}$$
, (4)

 ϕ_0 и k_0 – трещиноватая пористость и проницаемость при начальном давлении $P_0; c_f$ – трещиноватая сжимаемость угольного пласта ($c_f=0,04\div0.4~{\rm MIIa^{-1}}~[1,~5]$); $n_k=2\div4$ – безразмерный параметр, который обычно принимается равным 3.

$$\chi(P) = \frac{k(P)}{\mu \cdot \phi_0 \cdot (\beta + c_f)}, \qquad (5)$$

 χ [м²/c] – коэффициент пьезопроводности пласта, рассчитанный по начальной пористости ϕ_0 ; β – сжима-емость воды ($\beta \approx 5 \cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$); η – вязкость воды.

На рисунке 1 на с. 43 показана зависимость коэффициента пьезопроводности χ от сжимаемости $c_{j'}$ рассчитанная для постоянных значений пористости и проницаемости ($k = 1 \text{ мД}, \eta = 0,001 \text{ Па} \cdot \text{с}, \phi = 0,01$).



Рисунок 1 – Зависимость коэффициента пьезопроводности χ от трещиноватой сжимаемости $c_f (k = 1 \text{ мД}, \eta = 0,001 \text{ Па*с} \text{ и } \phi = 0,01)$

Из рисунка видно, что трещиноватой сжимаемости угольного пласта ($c_f = 0.04 \div 0.4 \text{ M}\Pi a^{-1}[1]$) соответствуют пьезопроводности в диапазоне $\chi = 0.0003 \div 0.003 \text{ [m}^2/\text{c]}$. Эти значения приблизительно в 100 раз меньше, чем пьезопроводность большинства нефтегазовых пластов.

Начальным условием задачи (1) является:

 $P(r_w \leq r < r_e)$, где r_w – радиус скважины; r_e – радиус внешней границы резервуара. На внешней границе обычно задается условие непротекания: $\frac{\partial P}{\partial r}\Big|_w = 0$. На поверхности скважины задается давление: $P(r_w, t) = P(r_w, t)$ или поток жидкости $Q_w(t)$ [м³/с]:

$$Q_{w}(t) = -h \cdot 2\pi \cdot r \cdot \frac{k}{\mu} \cdot \frac{\partial P}{\partial r}\Big|_{r_{w}}, \qquad (6)$$

где *h* [м] – толщина продуктивного пласта (зоны притока/инжекции).

Численное решение задачи проводилось с использованием пакета *COMSOL Multiphysics* для следующих параметров: $r_w = 0,1$ м, $r_e = 300$ м, $k_0 = 1$ мД, n = 3, $c_f = 0,2$ MPa-1, $\phi_0 = 0,01$. Давление в скважине задавалось формулой:

$$P_{w} = P_{0} - \Delta P + \Delta P \cdot \exp\left(-\frac{t}{t_{p}}\right), \qquad (7)$$

где
$$P_0 = 6$$
 МПа, $\Delta P = 3$ МПа, $t_p = 1$ сутки.

На рисунке 2 приведены расчетные профили давления в угольном пласте спустя 12 часов после резкого снижения давления в скважине, полученные по полной модели (синяя линия), по модели со сжимаемостью пласта $c_f = 0.2 \text{ MPa}^{-1}$, но с постоянными значениями проницаемости и пористости (красная линия) и без сжимаемости пласта (зеленая линия).





Из рисунка видно, что наибольшее влияние на скорость распространения границы области пониженного давления в пласте оказывает трещиноватая сжимаемость угольного пласта. При $c_f = 0$ за 12 часов после начала добычи давление понижается в области радиусом приблизительно 300 м. При $c_f = 0,2$ МПа⁻¹ радиус этой области равен приблизительно 10 м. Зависимость пористости и проницаемости от давления значительно увеличивает градиент давления вблизи скважины.

При постоянной пористости и проницаемости пласта величина χ определяет изменение со временем радиуса R области пониженного давления вокруг добывающей скважины:

$$R \approx c \cdot \sqrt{\chi \cdot t} , \qquad (8)$$

где $c = 1 \div 3$ – безразмерный коэффициент, который зависит от того, какое значение давления принять для определения радиуса области снижения давления. Легко показать, что эта формула хорошо согласуется с кривыми, приведенными на рисунке 2.

Влияние начальной проницаемости и трещиноватой сжимаемости угольного пласта на изменение дебита воды со временем показано на **рисунке 3** см. с. 44. Расчеты проводились для толщины продуктивного пласта h = 5 м, проницаемости 0,5 и 1,0 мД, сжимаемости $c_f = 0, 0,04$ и 0,2 МПа⁻¹ и характерном времени t_p снижения давления в скважине (7) $t_p = 24$ часа.

Очевидно, что дебит в оды увеличивается с увеличением проницаемости. Интересно, что дебит при сжимаемости 0,04 МПа⁻¹ больше, чем при сжимаемости 0,2 МПа⁻¹, хотя сжимаемость увеличивает





градиент давления около скважины (рисунок 3). Это связано с тем, что дебит (6) пропорционален также проницаемости, которая у поверхности скважины приблизительно в четыре раза меньше при сжимаемости 0,2 МПа⁻¹.

2D XY моделирование течения воды к трещине гидроразрыва

Рассмотрим схему течения жидкости в горизонтальном пласте к трещине гидроразрыва. Пусть L – полудлина трещины, r_e – расстояние от середины трещины гидроразрыва до внешней границы резервуара. Предполагается, что $L << r_e$.

2D XY уравнение для давления воды в резервуаре имеет вид:

$$b \cdot \frac{\partial P}{\partial t} + \nabla \left(-\chi \cdot \nabla P \right) = 0. \tag{9}$$

Начальным условием задачи (9) является:

 $P(x^2 + y^2 < r_e^2, t = 0) = P_0$, на внешней границе обычно задается условие непротекания: $\nabla P|_{re} = 0$, на поверхности трещины задается давление:

 $P(-L < x < L, y = 0, t) = P_w(t)$. В данной работе не учитываются ширина трещины и потери давления в трещине, которые, по нашим оценкам, при типичных значениях дебита воды очень малы.

Дебит скважины с трещиной гидроразрыва рассчитывается по формуле:

$$Q_{sim}\left[\frac{M^3}{c}\right] = h \cdot 4 \int_0^L \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial y}\Big|_{y=0} dx \,. \tag{10}$$

На **рисунке 4** приведены распределения давления в пласте при L = 5 м (слева) и 50 м (справа) после добычи в течение 30 часов, рассчитанные для $r_e = 300$ м, $k_0 = 1$ мД, $n_k = 3$, $c_f = 0,2$ МПа⁻¹, $\phi_0 = 0,01$, $P_0 = 60$ атм, $\Delta P = 30$ атм, $t_p = 1$ час.

Соответствующие зависимости дебитов скважин от времени приведены на **рисунке 5** на с. 45 красными линиями.

Двухмерное моделирование течения в пласте к трещине гидоразрыва дает достаточно надежную оценку дебита и его изменений со временем, но для проведения подобных расчетов требуются продвинутые коммерческие симуляторы (например, *COMSOL Multiphysics*). Эти программы сложно использовать в инженерных приложениях: например, для оценки свойств резервуара и для оптимизации режима работы добывающей скважины. В следующих разделах рассмотрены более простые, приближенные модели, которые могут быть использованы в инженерных приложениях.

Приближенная 1D-модель течения к трещине гидроразрыва

Базовыми понятиями разработанной квазиодномерной модели течения воды в пласте с трещиной гидроразрыва являются:

- эффективное расстояние *x* до поверхности трещины;
- поверхность фильтрации, зависящая от этого расстояния A(x).



Рисунок 4 – Распределения давления в пласте при полудлине трещины гидроразрыва L = 5 м (слева) и 50 м (справа) после добычи в течение 30 часов, рассчитанные для $r_e = 300 \text{ м}$, $k_0 = 1 \text{ мД}$, $n_k = 3$, $c_f = 0,2 \text{ МПа}^{-1}$, $\phi_0 = 0,01$, $P_0 = 60 \text{ атм}$, $\Delta P = 30 \text{ атм}$, $t_p = 1 \text{ час}$



Рисунок 5 – Зависимости дебитов скважин от времени (красные линии) при полудлине трещины гидроразрыва *L* = 5 м (слева) и 50 м (справа)

При малых значениях x ($x \le L$) поверхность фильтрации равна A = 4L, а на больших расстояниях от трещины гидроразрыва поверхность фильтрации стремится к $A = 2\pi \cdot x$ (для пласта толщиной 1 м).

Для приближенного моделирования течения жидкости к трещине гидроразрыва предлагается использовать одномерное уравнение переноса (11), которое является обобщением уравнения (1), в котором 2π •r заменяется на A(x):

$$b(P) \cdot A(x) \cdot \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left(A(x) \cdot \left(-\chi(P) \cdot \frac{\partial P}{\partial x} \right) \right) = 0. \quad (11)$$

Уравнение (11) имеет простой физический смысл: масса жидкости в слое A(x)•dx изменяется в результате разницы потоков массы через границы этого слоя.

Одномерное уравнение (11) решается в области $r_w < x < r_e$. Если при этом принять, что $A(x) = 2\pi \cdot x$, то мы будем иметь цилиндрически симметричную модель потока жидкости к скважине.

Для зависимости поверхности фильтрации A(x) от эффективного расстояния x до трещины гидроразрыва предлагается использовать следующее соотношение:

$$A(x,L,n) = 4L \cdot \left[1 + \left(\frac{2\pi x}{4L}\right)^n\right]^{\frac{1}{2}}, \quad (12)$$

где $n = 2 \div 3$ – безразмерный параметр, который подбирается по результатам сравнения результатов расчета по одномерной модели (11) с результатами численного моделирования соответствующей двумерной задачи.

Дебит скважины с трещиной гидроразрыва рассчитывается по формуле:

$$Q_{sim}\left[\frac{M^{3}}{c}\right] = h \cdot A \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x}\Big|_{r_{w}}.$$
 (13)

Результаты верификации приближенной 1D-модели (11), (12) на 2D-модели (9) приведены на **рисунке 5**. В случае L(2D) = 50 м хорошее совпадение получено при L(1D) = 50 м и n = 2. Наибольшее отличие между кривыми составляет приблизительно 6 % (при $t = t_p =$ 1 час). В случае L(2D) = 5 м оптимальным значением параметра n также является n = 2, но оптимальное значение L(1D) немного больше 5 м.

В целом рисунок 5 показывает, что предложенная 1D-модель (11), (12) с v может быть использована для приближенного моделирования течения в пласте к скважине с гидроразрывом.

Численное моделирование течения к трещине гидроразрыва с помощью приближенной 1D-модели

На **рисунке 6** приведены результаты расчетов изменения дебита воды от времени, полученные для скважины (красная линия) и трещин гидроразрыва с полудли-







Рисунок 7 – Зависимость распределения давления (слева) и градиента давления (справа) в угольном пласте от эффективного расстояния х до трещины гидроразрыва для скважины (синяя линия) и трещины гидроразрыва с полудлиной 2 м, 10 м и 50 м. Продолжительность добычи – 100 сут

ной L = 2 м, 10 м и 50 м, $c_f = 0,2$ МПа⁻¹, k = 1 мД, $n_k = 3$, $\phi_0 = 0,01$, $\Delta P = 3$ МПа, $t_p = 5$ сут, h = 5 м, n = 2.

Из рисунка 6 видно, что на начальной стадии (первые $5\div10$ суток) длина тещины очень сильно влияет на дебит. В течение первых 30 суток дебит быстро снижается и после трех месяцев добычи дебиты для скважины и трещин с полудлиной L=2 м, 10 м и 50 м равны соответственно 0,56, 0,76, 1,1 и 2 м³/сут. Согласно этим данным, увеличение полудлины трещины гидроразрыва до 50 м приводит к увеличению в 3,5 раза квазистационарного дебита трещины по сравнению с дебитом скважины.

На **рисунке 7** приведена зависимость распределения давления (слева) и градиента давления (справа) в угольном пласте от эффективного расстояния *x* до трещины гидроразрыва для скважины (синяя линия) и трещины гидроразрыва с полудлиной 2 м, 10 м и 50 м после добычи в течение 100 суток.



Рисунок 8 – Зависимость градиента давления у поверхности трещины от времени, прошедшего после начала добычи, для времени снижения давления в скважине (14) $t_p = 1$ сут, 10 сут, 30 сут и $t_p = 60$ сут

Из этого рисунка видно, что увеличение полудлины трещины гидроразрыва до 50 м кардинально (в 50÷100 раз) уменьшает градиент давления у поверхности трещины.

Рассмотрим вопрос о влиянии скорости снижения давления в скважине на градиент давления вблизи трещины, который может быть причиной уменьшения эффективности работы скважины.

Примем линейный закон снижения давления в скважине (14), который означает, что депрессия ΔP достигается спустя время t_n после начала добычи:

$$P(x = r_w, t) = P_0 - \Delta P + \Delta P \cdot \left(1 - t/t_p\right).$$
(14)

На **рисунке 8** приведены зависимости градиента давления вблизи трещины гидроразрыва от времени, прошедшего после начала добычи, для времени снижения давления в скважине (14) $t_p = 1$ сут, 10 сут, 30 сут и $t_p = 60$ сут.

Из рисунка видно, что наибольший градиент давления достигается в конце времени t_p снижения давления в скважине. При $t_p = 1$ сут наибольший градиент давления равен 14 атм/м, при $t_p = 10$ сут – 4 атм/м, при $t_p = 30$ сут – 2,5 атм/м и при $t_p = 60$ сут – 2 атм/м.

Основные результаты численного моделирования начальной стадии освоения метаноугольной скважины

В результате проведенного численного анализа начальной стадии (до начала дегазации угля) освоения скважины, пробуренной в угольном пласте, можно сделать следующие выводы:

- трещина гидроразрыва с полудлиной порядка 50 м позволяет в несколько раз увеличить дебит скважины и существенно (приблизительно в 100 раз) уменьшить максимальные значения градиента давления в угольном пласте;
- снижение давления в скважине с трещиной гидроразрыва в течение 20÷30 суток позволяет умень-

шить максимальный градиент давления в 5÷7 раз по сравнению со временем снижения давления, равным одним суткам. Дальнейшее (свыше 30 суток) увеличение времени снижения давления несущественно уменьшает величину максимального градиента давления.

Приближенная оценка максимального градиента давления в угольном пласте

В данном разделе приведен приближенный аналитический подход к выбору оптимальной стратегии начальной стадии освоения скважины, пробуренной в угольном пласте. В рамках данного подхода не учитывается зависимость пористости и проницаемости пласта от давления, поэтому его можно рекомендовать только для предварительной оценки максимального градиента давления в угольном пласте. С другой стороны, он позволяет наглядно продемонстрировать совместное влияние различных факторов на градиент давления.

Стационарное, цилиндрически симметричное распределение давления Pa(r) в водяном резервуаре вокруг добывающей скважины описывается известной формулой:

$$Pa(r) = P_w + \left(P_e - P_w\right) \cdot \frac{\ln(r/r_w)}{\ln(r_e/r_w)},\tag{15}$$

где P_e и P_w – давление на внешней границе резервуара и давление в скважине, r_e и r_w – радиус внешней границы резервуара и радиус скважины.

Градиент давления в пласте определяется формулой:

$$\frac{dPa}{dr} = Pa_r = \frac{P_e - P_w}{r \cdot \ln(r_e/r_w)}.$$
(16)

Стационарное решение уравнения (11) для давления в пласте с трещиной гидроразрыва (предполагается, что $\chi = \text{const}$) имеет вид:

$$P(x,L) = P_w + \left(P_e - P_w\right) \cdot \left(\int_{r_w}^x \frac{dx}{A(x,L)} \middle/ \int_{r_w}^{r_e} \frac{dx}{A(x,L)}\right). \quad (17)$$

Градиент давления в пласте определяется формулой:

$$\frac{dP}{dx} = P_x = \frac{P_e - P_w}{A(x,L) \cdot \int_{r_w}^{r_e} \frac{dx}{A(x,L)}}$$
(18)

На **рисунке 9** приведены профили давления (слева) и градиента давления (справа), рассчитанные по формулам (15) – (19) для следующих параметров: $r_w = 0,1$ м, $r_e = 300$ м, $P_e = 100$ атм, $P_w = 50$ атм. Синяя линия соответствует скважине, красная – трещине гидроразрыва с полудлиной L = 5 м, коричневая – L = 50 м.

Наибольший градиент давления достигается у поверхности трещины (скважины). При увеличении полудлины трещины до 50 м градиент давления уменьшается приблизительно в 100 раз, что хорошо согласуется с приведенными выше результатами численного моделирования.

Приведенное выше решение (17) для стационарного распределения давления в пласте со скважиной гидроразрыва с помощью метода последовательной смены квазистационарных состояний [6] может быть использовано для приближенного решения нестационарной задачи постепенного понижения давления в скважине.

Будем считать, что радиус внешней границы области пониженного давления (где давление $P = P_e$) увеличивается по закону (c – безразмерный параметр, в дальнейшем принято c = 2):

$$r_e(t,\chi) = r_w + c \cdot \sqrt{\chi \cdot t}, \qquad (19)$$

а давление в скважине уменьшается в течение времени t_n ($t < t_n$) согласно формуле (14).

В этом случае распределение давления в резервуаре зависит от координаты x, времени t, полудлины трещины L, пьезопроводности пласта χ и времени снижения давления в скважине t_p :





Рисунок 9 – Профили давления (слева) и градиента давления (справа), рассчитанные по формулам (15) – (19) для следующих параметров: $r_w = 0,1$ м, $r_e = 300$ м, $P_e = 100$ атм, $P_w = 50$ атм

$$P(x,t,t_{p}L,\chi) = \begin{cases} P_{0}(x,t,t_{p},L,\chi) & r < r_{e}(t,\chi) \\ P_{e} & otherwise \end{cases}$$
(20)

где

$$P_0(x,t,t_p,L,\chi) = P_w(t,t_p) + \left[P_e - P_w(t,t_p)\right] \cdot \left(\int_{r_w}^x \frac{dx}{A(x,L)} / \int_{r_w}^{r_e(t,\chi)} \frac{dx}{A(x,L)}\right).$$

Наибольший градиент давления P_{xm} , который достигается у поверхности трещины, определяется формулой:

$$P_{xm}(t,t_p,L,\chi) = \frac{P_e - P_w(t,t_p)}{A(r_w,L) \cdot \int_{rw}^{re(t,\chi)} \frac{dx}{A(x,L)}}.$$
(21)

Максимальный градиент давления $P_{_{xmax}}$ достигается в конце времени снижения давления:

$$P_{x_{\max}}(t_p, L, \chi) = P_{x_m}(t_p, t_p, L, \chi).$$
 (22)

На рисунке 10 приведены зависимости максимального градиента давления (атм/м) от времени снижения давления ($t_p = 0,5 \div 50$ сут) для скважины и разных значений полудлины трещины гидроразрыва (L = 25, 50 м) и пьезопроводности пласта ($\chi = 0,001, 0,002$ м²/с).

Из рисунка 10 (слева) видно, что трещина гидроразрыва позволяет очень сильно уменьшить максимальное значение градиента давления в угольном пласте, причем разница между L = 25 м и 50 м не очень существенна. Относительно слабо влияет также величина пьезопроводности пласта. Важным фактором, позволяющим значительно (в $3 \div 5$ раз) уменьшить градиент давления, является продолжительность t_p снижения давления в скважине (рисунок 10, справа). Максимальный градиент давления быстро снижается при увеличении t_p до $20 \div 30$ дней. Дальнейшее увеличение величины t_p не приводит к заметному уменьшению максимального градиента давления.

Формула (22) для максимального градиента давления P_{xmax} в угольном пласте может быть записана в существенно более простом виде:

 $P_{x_{\max}}(t_p, L, \chi) = \Delta P / \int_{r_w}^{r_{w+c} \cdot \sqrt{\chi \cdot t_p}} f(x, L) dx, \quad (23)$

где

$$f(x,L) = \left[1 + \left(\frac{\pi x}{2L}\right)^n\right]^{-\frac{1}{n}}.$$
 (24)

Расчеты по этой формуле могут быть легко выполнены даже с помощью электронной таблицы Excel, что важно для инженерных приложений разработанного подхода. Точность полученных оценок максимального градиента давления в угольном пласте определяется в основном достоверностью значений полудлины трещины гидроразрыва и пьезопроводности угольного пласта.

В результате численного и приближенного аналитического моделирования течения жидкости к скважине и к трещине гидроразрыва показано, что:

- максимальный градиент давления определяется продолжительностью стадии снижения давления, полудлиной трещины гидроразрыва и пьезопроводностью угольного пласта;
- трещина ГРП с полудлиной L около 50 м позволяет снизить максимальный градиент давления в десятки раз по сравнению со скважиной без трещины ГРП. Дальнейшее увеличение величины L слабо влияет на величину максимального градиента давления;
- оптимальной продолжительностью t_p снижения давления в скважине является 7–12 суток. Уменьшение этой величины до 1–2 суток увеличивает градиент давления в 3–5 раз, а дальнейшее увеличение величины t_p слабо влияет на максимальный градиент давления.



Рисунок 10 – Зависимость максимального градиента давления (атм/м) (на поверхности трещины) от времени снижения давления ($t_p = 0.5 \div 50 \text{ сут}$) для скважины и разных значений полудлины трещины гидроразрыва (L = 25, 50 м) и пьезопроводности пласта ($\chi = 0.001, 0.002 \text{ м}^2/\text{c}$)

Следует отметить, что важным параметром, влияющим на градиент давления, является пьезопроводность угольного пласта, которая определяется его трещинованой пористостью и сжимаемостью. Она варьируется в довольно широких пределах и может быть в сотни раз меньше, чем пьезопроводность традиционных нефтегазовых пластов. Количественная оценка пьезопроводности угольных пластов необходима для разработки оптимальной стратегии освоения метаноугольных скважин.

Список источников

1. Seidle J. Fundamentals of Coalbed Methane Reservoir Engineering. PennWell Corporation, 2011. 401 p.

2. Shida Chen, Dazhen Tang, Shu Tao, Yanhui Yang, Longwei Chen. Current status and key factors for coalbed methane development with multibranched horizontal wells in the Southern qinshui basin of China. Energy Science & Engineering, 2019, 7(5):1572–1587.

3. Yan X., Zhang S., Tang S., Li Z., Zhang Q., Wang J., et al. Quantitative optimization of drainage strategy of coalbed methane well based on the dynamic behavior of coal reservoir permeability, 2020, Scientific Reports 10(1).

4. Bai T., et al, 2015. Characterization of coal fines generation: a micro-scale investigation // Journal of natural gas science and engineering. Volume 27. Part 2. November 2015. Pages 862–875.

5. Васильев А. Н., Шишляев В. В., Кузнецов Р. В. Методические подходы к построению геолого-гидродинамических моделей для оценки снижения газоносности угольных пластов при проектировании заблаговременной дегазации шахтных полей // Проблемы недропользования. 2022. № 2(33). С. 5–22.

6. Басниев К. С., Дмитриев Н. М., Каневская Р. Д., Максимов В. М. Подземная гидромеханика. М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 488 с.

References

1. Seidle J. Fundamentals of Coalbed Methane Reservoir Engineering. PennWell Corporation, 2011. 401 p.

2. Shida Chen, Dazhen Tang, Shu Tao, Yanhui Yang, Longwei Chen. Current status and key factors for coalbed methane development with multibranched horizontal wells in the Southern qinshui basin of China. Energy Science & Engineering, 2019, 7(5):1572–1587.

3. Yan X., Zhang S., Tang S., Li Z., Zhang Q., Wang J., et al. Quantitative optimization of drainage strategy of coalbed methane well based on the dynamic behavior of coal reservoir permeability, 2020, Scientific Reports 10(1).

4. Bai T., et al, 2015. Characterization of coal fines generation: a micro-scale investigation // Journal of natural gas science and engineering. Volume 27. Part 2. November 2015. Pages 862–875.

5. Vasilev A. N., Shishlyaev V. V., Kuznetcov R. V. Methodological approaches to the construction of geological and hydrodynamic models for assessing the reduction in gas content of coal seams when designing early degassing of mine fields // Problems of subsoil use. 2022. No. 2(33). P. 5–22. (In Russ).

6. Basniev K. S., Dmitriev N. M., Kanevskaya R. D., Maksimov V. M. Underground hydromechanics. M.-Izhevsk: Institute of Computer Researc, 2006. 488 p. (In Russ).

Информация об авторах

Виктор Владимирович Шишляев, начальник

лаборатории геолого-технологического моделирования и мониторинга разработки месторождений ТРИЗ

Екатерина Владимировна Швачко,

начальник центра геологического сопровождения разработки месторождений Европейской части и Западной Сибири

Александр Николаевич Васильев,

начальник лаборатории технологий строительства скважин по объектам ТРИЗ

Вячеслав Павлович Пименов, главный специалист лаборатории геолого-технологического моделирования и мониторинга разработки месторождений ТРИЗ

Information about the authors

Viktor V. Shishlyaev, head of the laboratory of geological and technological modeling and monitoring of TRIZ field development

Ekaterina V. Shvachko, head of the center for geological support of field development in the European part and Western Siberia

Alexander N. Vasiliev, head of the laboratory of well construction technologies for TRIZ objects Vyacheslav P. Pimenov, chief specialist of the laboratory of geological and technological modeling and monitoring of

TRIZ deposit development

Статья поступила в редакцию 15.08.2023; одобрена после рецензирования 20.09.2023; принята к публикации 28.09.2023. The article was submitted 15.08.2023; approved after reviewing 20.09.2023; accepted for publication 28.09.2023.