

ГЕОМЕХАНИКА, РАЗРУШЕНИЕ ГОРНЫХ ПОРОД,
РУДНИЧНАЯ АЭРОГАЗОДИНАМИКА И ГОРНАЯ ТЕПЛОФИЗИКА
GEOMECHANICS, DESTRUCTION OF ROCKS BY EXPLOSION,
MINE AEROGASDYNAMICS AND MINING THERMOPHYSICS

Научная статья

УДК 622.03: 552.08

DOI: 10.26730/1999-4125-2024-2-35-44

ОЦЕНКА ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ УГОЛЬНОГО ПЛАСТА И ДЛИНЫ
ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ
ИНТЕРПРЕТАЦИИ ИНЖЕКЦИОННЫХ ТЕСТОВ

Шишляев Виктор Владимирович,
Пименов Вячеслав Павлович

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

* для корреспонденции: shishlyaev@yandex.ru



Информация о статье

Поступила:

01 февраля 2024 г.

Одобрена после
рецензирования:

15 мая 2024 г.

Принята к публикации:

29 мая 2024 г.

Опубликована:

13 июня 2024 г.

Ключевые слова:

фильтрационные свойства,
угольный пласт, трещина
гидро разрыва, инъекционные
тесты, количественная
интерпретация

Аннотация.

Важнейшим этапом организации разработки метаноугольных месторождений является выбор наиболее перспективных пластов в угленосном разрезе, что напрямую связано с изучением фильтрационных параметров пластов. В случае угольных пластов кроме традиционных параметров – пористости и проницаемости – необходимо определить также трещиноватую сжимаемость пластов, которая кардинально влияет на продуктивность метаноугольных скважин. Как и в случае традиционных нефтегазовых резервуаров, наиболее эффективными способом оценки фильтрационных свойств угольных пластов являются методы гидродинамических исследований скважин. Целью данной работы является разработка инженерного подхода к оценке начальной проницаемости и трещиноватой сжимаемости угольного пласта. Оценку фильтрационных свойств угольных пластов предлагается проводить в результате количественной интерпретации забойных давлений, полученных при испытаниях скважин по технологии инъекционных тестов. Интерпретация проводится с использованием цилиндрически симметричной гидродинамической модели инъекции воды и последующей выстойки скважины, которая учитывает изменение трещиноватой пористости и проницаемости с давлением. Поскольку для увеличения продуктивности метаноугольных скважин часто используют гидроразрыв угольного пласта, для оценки длины трещины ГРП инъекционные тесты предлагается проводить также после ГРП. Для количественной интерпретации этих тестов разработана квазиодномерная модель течения в пласте с трещиной гидроразрыва, которая использует представление о площади поверхности фильтрации, зависящей от эффективного расстояния до поверхности трещины. Разработанные в статье подходы к оценке фильтрационных параметров угольных пластов и длины трещины ГРП использованы для определения фильтрационных характеристик глубокозалегающих угольных пластов Нарыкско-Осташкинского метаноугольного месторождения Кузбасса.

Для цитирования: Шишляев В.В., Пименов В.П. Оценка фильтрационных свойств угольного пласта и длины трещины гидроразрыва по результатам количественной интерпретации инъекционных тестов // Вестник Кузбасского государственного технического университета. 2024. № 2 (162). С. 35-44. DOI: 10.26730/1999-4125-2024-2-35-44, EDN: OVPAQV

Введение

Моделирование и оптимизация добычи метана из угольных пластов осложняется большой трещиноватой сжимаемостью c_f угольных пластов и сильной зависимостью трещиноватой проницаемости от давления [1, 2]. Для определения этих свойств можно использовать результаты гидродинамических исследований скважин с помощью инъекционных тестов, которые включают в себя период закачки рабочей жидкости в пласт на протяжении 5÷12 часов и регистрацию кривой падения давления после закрытия скважины (20÷30 часов) [3 - 5].

В работе [6] показано, что проницаемость k_0 угольного пласта при начальном давлении P_e может быть оценена с помощью производной Бурде [7, 8] m , рассчитанной для стадии восстановления давления (t_{inj} – продолжительность инъекции, t – время, прошедшее после прекращения закачки рабочей жидкости):

$$m = \frac{(t_i+t) \cdot t}{t_i} \cdot \frac{dP}{dt}, \quad (1)$$

$$k_0 = \frac{q \cdot \mu}{4\pi \cdot m}, \quad (2)$$

где q [м³/с] – удельный дебит закачки, μ [Па·с] – вязкость флюида.

Альтернативным подходом является определение k_0 в результате численного моделирования инъекционного теста [9, 10]. Трещиноватая сжимаемость c_f угольного пласта, которая определяет зависимость трещиноватой проницаемости от давления, может быть оценена из динамики изменения забойного давления на стадии нагнетания рабочей жидкости [6].

Поскольку угольные пласты, как правило, имеют относительно небольшую проницаемость

порядка 0.1–3 мД, для увеличения дебита добываемого газа часто используют гидроразрыв пласта (ГРП) [11–13]. Качество проведения ГРП обычно характеризуют эффективной полудлиной L трещины гидроразрыва. Количественная оценка этой величины, которая существенно влияет на продуктивность скважины, является достаточно сложной самостоятельной задачей. Некоторые подходы для анализа диагностических разрывов пласта и оценки длины и высоты трещин, возникающих во время закачки, представлены в работе [14].

Целью данной работы является разработка инженерного подхода к оценке начальной проницаемости k_0 , трещиноватой сжимаемости угольного пласта c_f и полудлины L трещины гидроразрыва в результате количественной интерпретации забойных давлений, полученных при испытаниях скважин по технологии инъект-тест до и после ГРП.

На Рис. 1 приведены дебиты инъекции и забойные давления, измеренные до (сплошные линии) и после (пунктирные линии) ГРП для пластов 89 (слева) и 91 (справа).

Протяженность интервала перфорации в случае пласта 89 составляет $h=2.2$ м, в случае пласта 91 – $h=7$ м. Объем V_{inj} закачанной жидкости в пласт 89 составлял: 2.17 м³ (до ГРП) и 7 м³ (после ГРП); в пласт 91 было закачено 2.27 м³ (до ГРП) и 7 м³ (после ГРП). Продолжительность закачки t_{inj} в оба пласта была приблизительно равна 6 часам (до ГРП) и 12 часам (после ГРП).

После проведения ГРП в пласте 89 увеличение забойного давления стало меньше приблизительно в 2 раза, а в пласте 91 – в 2.7 раз. Следует отметить, что максимальные дебиты

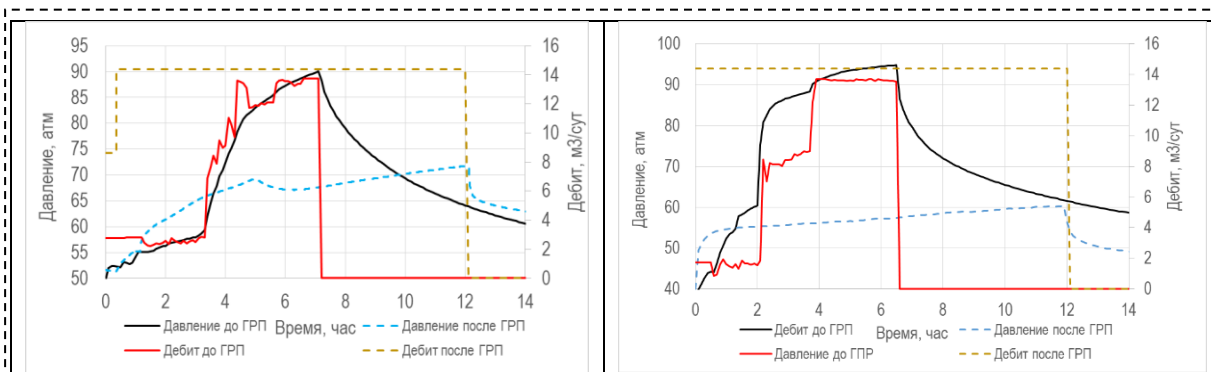


Рис. 1. Дебиты инъекции и забойные давления до (сплошные линии) и после (пунктирные линии) ГРП для пластов 89 (слева) и 91 (справа)

Fig. 1. Injection rates and bottom-hole pressures before (solid lines) and after (dotted lines) Hydraulic fracturing for formations 89 (left) and 91 (right)

закачки во всех случаях составляли приблизительно 14 м³/сут.

1. Моделирование инъекционного теста, проводимого до ГРП

Для численного моделирования инъекционного теста, проводимого до ГРП, можно использовать следующее уравнение для распределения давления в угольном пласте [6]:

$$b(P) \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \cdot (-\chi(P)) \cdot \frac{\partial P}{\partial r} \right) = 0 \quad (3)$$

где

$$\phi = \phi_0 \cdot b(P), \quad (4)$$

$$b(P) = e^{c_f \cdot (P - P_e)}, \quad (5)$$

$$\chi(P) = \frac{k(P)}{\mu \cdot \phi_0 (\beta + c_f)}, \quad (6)$$

$$k(P) = k_0 \cdot b(P)^n, \quad (7)$$

ϕ_0 и k_0 – трещиноватая пористость и проницаемость при начальном давлении P_e , c_f и β – трещиноватая сжимаемость угольного пласта и сжимаемость воды, n – безразмерный параметр, который обычно принимается равным 3, величина χ является пьезопроводностью пласта, рассчитанной по начальной пористости ϕ_0 .

Граничным условием уравнения (3) является градиент давления на поверхности скважины, который определяется объемным расходом $Q(t)$

проницаемости k_0 и трещиноватой сжимаемости c_f , обеспечивающих наилучшее согласие с результатами измерений. Значения искомых параметров:

- пласт 89 $k_0=1.5$ [мД], $c_f=0.27$ [МПа⁻¹],
- пласт 91 $k_0=0.17$ [мД], $c_f=0.23$ [МПа⁻¹].

Следует отметить, что оценка проницаемостей с помощью производной Бурде (1), (2) при средних (за время инъекции) значениях удельных дебитов q закачки даст близкие (завышенные на ~ 10%) значения проницаемости k_0 .

2. Моделирование инъекционного теста, проводимого после ГРП

Как уже отмечалось, для увеличения дебита добываемого газа часто используют гидроразрыв угольного пласта. Оценку эффективной полудлины трещины ГРП можно получить из сравнения результатов инъекционного теста, проведенного после ГРП, с результатами математического моделирования стадии инъекции флюида при наличии трещины ГРП.

Прежде всего следует отметить, что в условиях типичных инъекционных тестов перепад давления ΔP_{fr} по длине трещины пренебрежимо мал. В предположении, что трещина имеет постоянную толщину δ и флюид закачивается в однородный пласт, можно

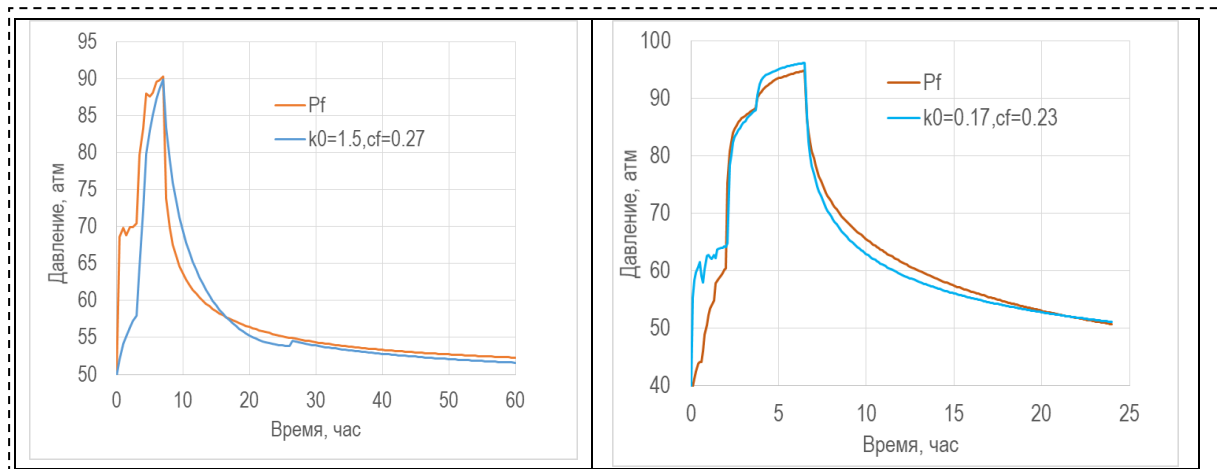


Рис. 2. Забойные давления, измеренные в пластах 89 (слева) и 91 (справа) (красные линии), и результаты численного моделирования и подбора значений начальной проницаемости k_0 [мД] и трещиноватой сжимаемости c_f [МПа⁻¹]

Fig 2. Bottom-hole pressures measured in layers 89 (left) and 91 (right) (red lines) and the results of numerical modeling and selection of initial permeability values k_0 [mD] and fractured compressibility c_f [MPa⁻¹]

[м³/с] закачиваемого флюида:

$$Q(t) = -h \cdot 2\pi \cdot r_w \cdot \frac{k(P)}{\mu} \cdot \frac{\partial P}{\partial r} \quad (8)$$

где h [м] – толщина угольного пласта.

На Рис. 2 приведены забойные давления, измеренные в пластах 89 (слева) и 91 (справа) (красные линии) и результаты численного моделирования и подбора значений начальной

получить следующую оценку для ΔP_{fr} :

$$\Delta P_{fr} \approx 3 \cdot \frac{\mu \cdot L}{\delta^3} \cdot \frac{Q}{h} \quad (9)$$

Для рассмотренных выше пластов 88, 91 при $L=50$ м и $\delta=1$ мм мы имеем: $\Delta P_{fr}=0.07$ и 0.02 атм, что пренебрежимо мало по сравнению с перепадом давления между скважиной и пластом, то есть давление флюида в трещине

ГРП можно принять равным забойному давлению.

Базовыми понятиями разработанной квазиодномерной модели течения в пласте с трещиной гидроразрыва является эффективное расстояние x до поверхности трещины и поверхность фильтрации, зависящая от этого расстояния $A(x)$. При малых значениях x ($x \ll L$) поверхность фильтрации равна $A = 4L$, а на больших расстояниях от трещины гидроразрыва поверхность фильтрации стремится к $A=2\pi x$ (для пласта толщиной 1 м).

Для приближенного моделирования течения жидкости к трещине гидроразрыва предлагается использовать одномерное уравнение переноса (10), которое является обобщением уравнения (3), в котором $2\pi r$ заменяется на $A(x)$ [15]:

$$b(P) \cdot A(x) \cdot \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left(A(x) \cdot \left(-\chi(P) \cdot \frac{\partial P}{\partial x} \right) \right) = 0 \quad (10)$$

Одномерное уравнение (10) решается в области $r_w < x < r_e$. Если при этом принять, что $A(x)=2\pi x$, то мы будем иметь цилиндрически симметричную модель потока жидкости к скважине.

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

$$A(x, L) = 4L \cdot \left[1 + \left(\frac{2\pi x}{4L} \right)^n \right]^{1/n} \quad (11)$$

где $n=2$ – безразмерный параметр, который подбирается по результатам сравнения результатов расчета по одномерной модели (10) с результатами численного моделирования соответствующей двумерной задачи [15].

Граничным условием уравнения (10) является градиент давления на поверхности трещины,

который определяется объемным дебитом $Q(t)$ [$\text{м}^3/\text{с}$] закачиваемого флюида:

$$Q(t) = -h \cdot A(r_w) \cdot \frac{k(P)}{\mu} \cdot \frac{\partial P}{\partial r} \quad (12)$$

Решение уравнения (10) проводилось для найденных выше значений проницаемости и трещиноватой сжимаемости пластов 89 и 91.

Результаты численного подбора величины L для этих пластов показаны на Рис. 3. В пласте 89 оптимальным значением L является $L=16$ м, а в пласте 91 – $L=30$ м. Рисунки показывают, что забойное давление в конце инъекции существенно зависит от величины L . Точность оценки L по забойному давлению составляет приблизительно $1 \div 2$ м.

3. Приближенная оценка свойств угольного пласта и длины трещины гидроразрыва

Как уже отмечалось, проницаемость угольного пласта при начальном давлении может быть оценена с помощью производной Бурде, рассчитанной для стадии восстановления давления. Точность оценки k_0 увеличивается при увеличении времени выстойки скважины, и при большой трещиноватой сжимаемости пласта может потребоваться увеличение времени измерения забойного давления до 100 и более часов.

При известной величине k_0 трещиноватую сжимаемость c_f угольного пласта можно оценить из динамики увеличения забойного давления на стадии инъекции жидкости в скважину до ГРП, а длину L трещины ГРП – из стадии инъекции после ГРП. Искомые величины определяются путем многократного численного решения уравнения (10) и определения значений параметров, которые обеспечивают наилучшее согласие между полевыми данными и результатами моделирования.

В данном разделе рассмотрена приближенная математическая модель стадии нагнетания

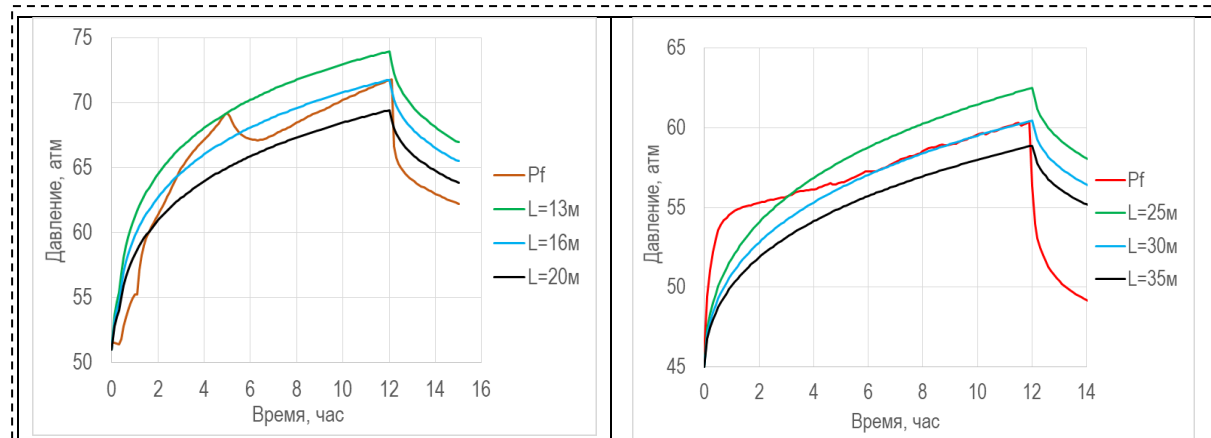


Рис. 3. Забойные давления, измеренные в пластах 89 (слева) и 91 (справа) после ГРП (красные линии) и результаты численного моделирования и подбора значений полудлины трещины ГРП

Fig. 3. Bottom-hole pressures measured in reservoirs 89 (left) and 91 (right) after hydraulic fracturing (red lines) and the results of numerical modeling and selection of values of the half-length of the fracture

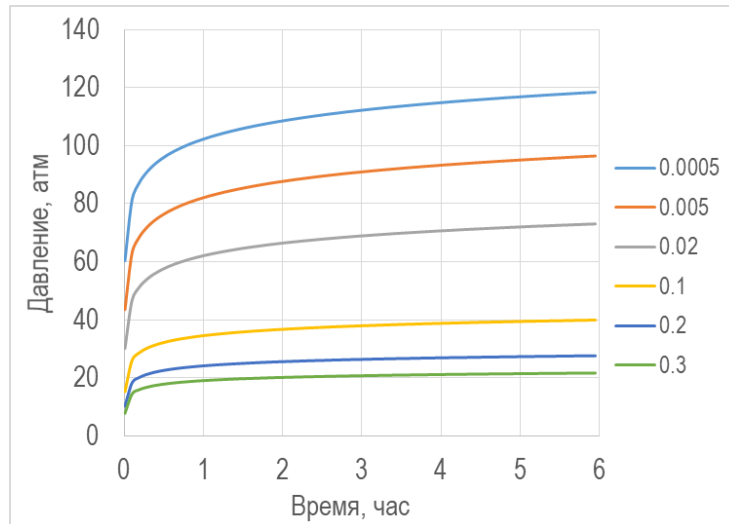


Рис. 4. Динамика увеличения забойного давления во время инъекции флюида с постоянным дебитом $1 \text{ м}^3/\text{сут}$ для скважины без трещин ($L=0.01 \text{ м}$), в пласте с проницаемостью 1 мД при различных значениях трещиноватой сжимаемости $c_f=0.0005, 0.005, 0.02, 0.1, 0.2$ и 0.3 МПа^{-1} .

Fig. 4. Dynamics of bottom-hole pressure increase during fluid injection with a constant flow rate of $1 \text{ m}^3/\text{day}$ for a well without cracks ($L=0.01 \text{ m}$), in a reservoir with a permeability of 1 mD at different values of fractured compressibility $c_f = 0.0005, 0.005, 0.02, 0.1, 0.2$ and 0.3 MPa^{-1} .

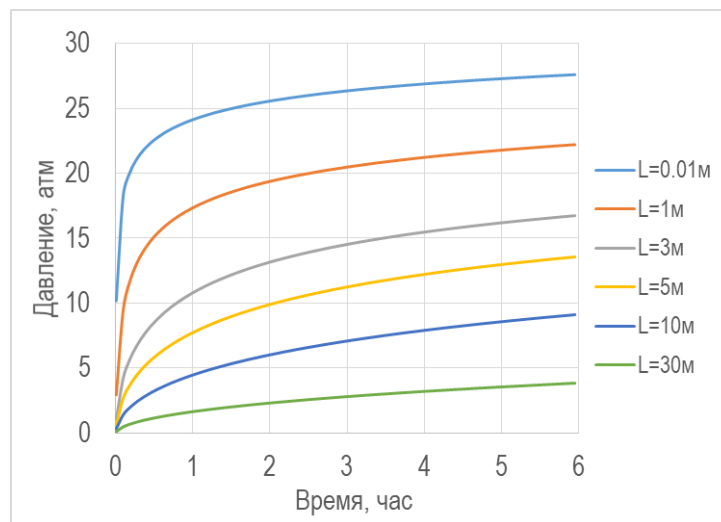


Рис. 5. Динамика увеличения забойного давления во время инъекции флюида с постоянным дебитом $1 \text{ м}^3/\text{сут}$, в пласте с проницаемостью 1 мД , трещиноватой сжимаемостью $c_f=0.2 \text{ МПа}^{-1}$ для скважины с полудлиной трещины $L=0.01 \text{ м}$ (нет трещины ГРП), $1 \text{ м}, 3 \text{ м}, 5 \text{ м}, 10 \text{ м}$ и 30 м .

Fig. 5. Dynamics of bottom-hole pressure increase during fluid injection with a constant flow rate of $1 \text{ m}^3/\text{day}$, in a formation with a permeability of 1 mD , fractured compressibility $c_f=0.2 \text{ MPa}^{-1}$ for a well with a half-length crack $L=0.01 \text{ m}$ (no fracture fracture), $1 \text{ m}, 3 \text{ m}, 5 \text{ m}, 10 \text{ m}$ and 30 m .

рабочей жидкости в пласт до и после ГРП, которая позволяет оценить величины c_f и L без решения дифференциального уравнения (10).

Рассмотрим стационарное распределение давления в пласте с трещиной ГРП и проницаемостью, зависящей от давления. Это распределение определяется постоянством удельного потока флюида:

$$q = -A(x) \cdot \frac{k_0}{\mu} \cdot e^{\frac{P-P_e}{DP}} \cdot \frac{dP}{dx} \quad (13)$$

с граничными условиями: $P(r_w) = P_w, P(r_e) = P_e$, где

$$DP(c_f) = \frac{1}{n \cdot c_f} \quad (14)$$

Интегрирование этого уравнения дает распределение давления в пласте:

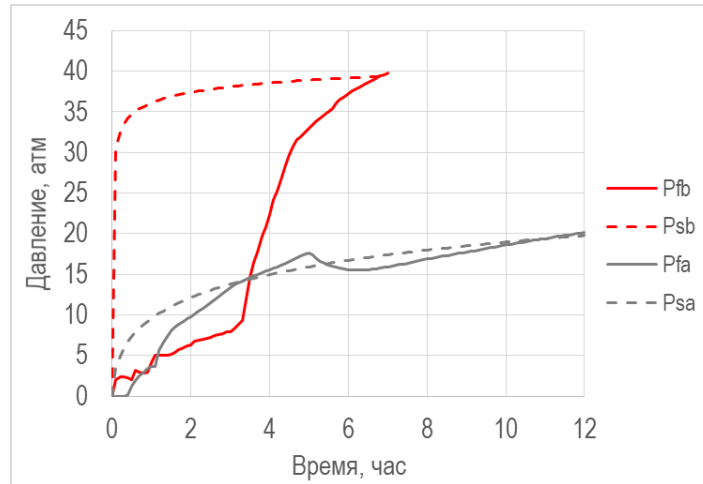


Рис. 6. Полевые данные для пласта 89 (сплошные линии), полученные до (красные линии) и после ГРП. Пунктирные линии – результаты расчета по формулам (4.10), (19) для $k_0=1.5$ [мД], $c_f=0.27$ [МПа⁻¹] и $L=16$ м.

Fig. 6. Field data for reservoir 89 (solid lines) obtained before (red lines) and after hydraulic fracturing. Dotted lines – calculation results according to formulas (4.10), (19) for $k_0=1.5$ [mD], $c_f=0.27$ [MPa⁻¹] and $L=16$ m.

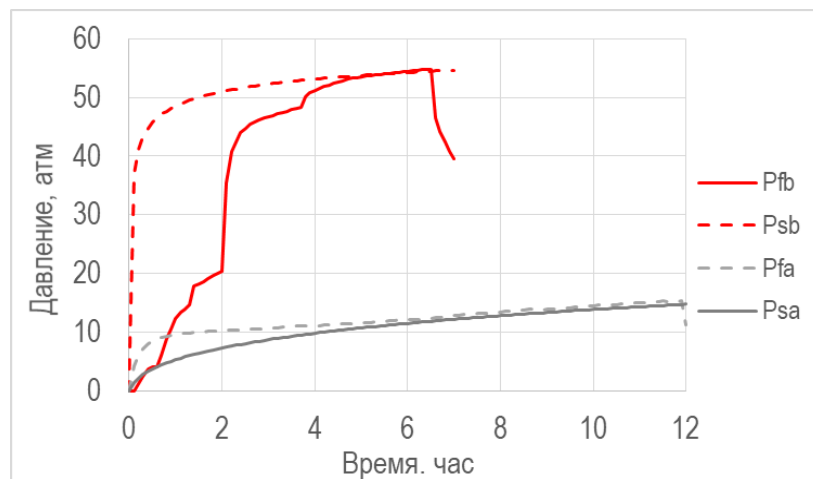


Рис. 7. Полевые данные для пласта 91 (сплошные линии), полученные до (красные линии) и после ГРП. Пунктирные линии – результаты расчета по формулам (4.10), (19) для $k_0=0.17$ [мД], $c_f=0.2$ [МПа⁻¹] и $L=24$ м.

Fig. 7. Field data for reservoir 91 (solid lines) obtained before (red lines) and after hydraulic fracturing. Dotted lines – calculation results according to formulas (4.10), (19) for $k_0=0.17$ [mD], $c_f=0.2$ [MPa⁻¹] and $L=24$ m.

$$\frac{q \cdot \mu}{k_0} \cdot \int_{r_w}^r \frac{dx}{A(x)} = DP \cdot \left(e^{\frac{P_w - P_e}{DP}} - e^{\frac{P - P_e}{DP}} \right) \quad (15)$$

и удельный дебит:

$$q = \frac{k_0}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\int_{r_w}^{r_e} \frac{dx}{A(x)}} \quad (16)$$

где

$$\Delta P = DP \cdot \left(e^{\frac{\Delta P_w}{DP}} - 1 \right), \quad (17)$$

$$\Delta P_w = P_w - P_e.$$

В частном случае $A(x)=2\pi x$ и малой трещиноватой сжимаемости ($DP \gg \Delta P_w$) соотношение (17) превращается в формулу

Дюпюи. Интересно, что зависимость проницаемости от давления состоит исключительно в замене ΔP_w на ΔP в уравнении (17). Перепад давления ΔP_w между скважиной и пластом связан с величиной ΔP соотношением:

$$\Delta P_w(\Delta P, c_f) = DP(c_f) \cdot \ln \left(1 + \frac{\Delta P}{DP(c_f)} \right). \quad (18)$$

Формулу (16) можно использовать для оценки динамики увеличения забойного давления во время инъекции флюида с постоянным дебитом. В соответствии с методом

последовательной смены квазистационарных состояний [16] будем считать, что радиус $R(t)$ внешней границы резервуара, на которой фиксировано давление P_e , увеличивается со временем по закону

$$R(t) = \sqrt{r_w^2 + c \cdot \chi_0 \cdot t} \quad (19)$$

и соответствующим образом изменяется забойное давление $P(r_w) = P_w(t)$. Величина $R(t)$ есть радиус внешней границы области, в которой давление существенно отличается от начального давления резервуара, $c = 1 \div 3$ – безразмерный коэффициент, который зависит от того, какое значение давления принять для определения радиуса этой области. В дальнейшем принято значение $c = 2$, χ_0 – коэффициент пьезопроводности, рассчитанный для невозмущенных значений трещиноватой пористости и проницаемости пласта,

$$\chi_0 = \frac{k_0}{\mu \cdot \phi_0 (\beta + c_f)} \quad (20)$$

Согласно формуле (16) величина $\Delta P(t)$ рассчитывается по формуле:

$$\Delta P(t, k_0, c_f, L) = \frac{q \cdot \mu}{k_0} \cdot \int_{r_w}^{R(t, k_0, c_f)} \frac{dx}{A(x, L)} \quad (21)$$

а увеличение забойного давления $\Delta P_w(t, k_0, c_f, L)$ – по формуле (19).

Некоторые результаты расчета динамики увеличения забойного давления во время инъекции флюида приведены на Рис. 4 и Рис. 5.

Из этих рисунков видно, что увеличение обоих параметров (c_f и L) существенно снижает забойное давление.

При использовании формул (4.10), (19) для оценки длины трещины ГРП по результатам измерения забойного давления следует учитывать, что приближенная модель предполагает постоянный удельный дебит q закачки флюида. В случае закачки в пласт 89 до ГРП дебит закачки сильно изменяется со временем. Это обстоятельство можно приближенно учесть, введя эффективную продолжительность инъекции t_{ief} ($< t_{inj}$) для оценки удельного дебита закачки: $q \approx V_{inj} / (h \cdot t_{ief})$. В случае пласта 89 (до ГРП) $t_{ief} \approx 4$ час (Рис. 1).

На Рис. 6 приведены полевые данные для пласта 89 (сплошные линии), полученные до (красные линии) и после ГРП. Пунктирные линии – результаты расчета по формулам (4.10), (19) для $k_0 = 1.5$ [мД], $c_f = 0.27$ [МПа⁻¹] и $L = 16$ м. Все найденные параметры совпадают с результатами численного решения задачи. Это означает, что совпадение забойных давлений в конце инъекции обеспечивает корректное решение задачи с помощью приближенной модели.

На Рис. 7 приведены полевые данные для пласта 91 (сплошные линии), полученные до (красные линии) и после ГРП. Пунктирные линии – результаты расчета по формулам (4.10), (19) для $k_0 = 0.17$ [мД], $c_f = 0.2$ [МПа⁻¹] и $L = 24$ м.

Удельный дебит в этом случае соответствует полевым данным, но сжимаемость и полудлина трещины ГРП несколько отличаются от результатов численного решения задачи ($c_f = 0.23$ [МПа⁻¹] и $L = 30$ м).

В целом результаты оценки параметров c_f и L с помощью приближенной модели (4.10), (19) хорошо согласуются с результатами, полученными с помощью численного решения уравнения (10).

Заключение

- Предложена математическая модель и проведено численное моделирование инъекционных тестов, проводимых в угольных пластах до и после ГРП.
- Показано, что в результате подбора параметров численной модели можно получить количественное согласие между результатами измерения забойных давлений и результатами моделирования. При этом можно определить проницаемость угольного пласта при начальном давлении, трещиноватую сжимаемость угольного пласта и оценить длину трещины ГРП.
- Предложен инженерный подход к оценке параметров пласта и длины трещины гидроразрыва:

- Начальную проницаемость пласта k_0 предлагается оценивать из стадии восстановления давления с помощью производной Бурде. Точность оценки k_0 увеличивается при увеличении продолжительности измерения забойного давления. При большой сжимаемости угольного пласта желательно увеличить время измерения давления до $50 \div 100$ часов.
- Сжимаемость c_f пласта можно оценить из стадии увеличения давления при инъекции жидкости в скважину до ГРП. При этом используется величина k_0 , полученная из стадии восстановления давления, а сжимаемость подбирается с помощью формул (4.10), (19) таким образом, чтобы расчетное увеличение давления в конце инъекции совпало с измеренным.

Длину трещины ГРП можно оценить из стадии увеличения давления при инъекции флюида в скважину после ГРП. При этом используются найденные ранее значения k_0 и c_f . Полудлина L трещины ГРП подбирается с помощью формул (4.10), (19) таким образом, чтобы расчетное увеличение давления а конце инъекции совпало с измеренным.

Список литературы

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

2. Tang J., Zhu J., Shao T. [et al.] A Coal Permeability Model with Variable Fracture Compressibility Considering Triaxial Strain Condition // *Natural Resources Research*. 2021. Vol. 30. №2. Pp. 1577–1595. DOI: 10.1007/s11053-020-09793-2
3. Однокопылов И. Г., Гнеушев В. В., Сизиков Д. А., Шишляев В. В. Автоматизация процесса нагнетания при гидродинамических исследованиях фильтрационных характеристик угольных пластов // *Известия Томского политехнического университета*. 2013. Т. 322. № 5. С. 50–54. EDN QOXUGZ.
4. Taso G., Kamenar A., Edg J. Measurement of in-situ coal cleat compressibility // *Proceedings of the 2020 Coal Operators Conference*. Mining Engineering. University of Wollongong, 2020. Pp. 9–22.
5. Тайлаков О. В., Макеев М. П., Застрелов Д. Н. [и др.] К оценке проницаемости угольного пласта // *Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса*. 2022. № 4(130). С. 75–81. DOI: 10.33285/1999-6934-2022-4(130)-75-81. EDN KHAHSL.
6. Шишляев В. В., Пименов В. П. Оценка проницаемости и сжимаемости угольного пласта по результатам количественной интерпретации инжект-тестов // *Актуальные проблемы нефти и газа: Сборник трудов VI Всероссийской молодежной научной конференции*, Москва, 18–20 октября 2023 года. Москва : Институт проблем нефти и газа РАН, 2023. С. 90–93.
7. Bourdet D., Ayoub J. A., Pirard Y. M. Use of pressure derivative in well-test interpretation // *SPE formation Evaluation*. 1989. Vol. 4. № 2. Pp. 293–302.
8. Lee J., Rollins J. B., Spivey J. P. Pressure Transient Testing // *Society of Petroleum Engineers Textbook Series*. 2003. Vol. 9. 356 p.
9. Fang S., Zhang X., Li X., Chen Y., He B., Bao Y., Ma D. Numerical-Well-Testing Interpretation of Injection/Falloff Testing for Coalbed Methane Well in Hedong Coalfield // *Energies*. 2023. Vol. 16(13). 4864 p. DOI: 10.3390/en16134864.
10. Тайлаков О. В., Макеев М. П., Уткаев Е. А., Марцияш Д. А. Изучение фильтрационных свойств угольного пласта на основе гидродинамических исследований и численного моделирования // *Вестник Научного центра ВостНИИ по промышленной и экологической безопасности*. 2023. № 4. С. 44–50. DOI: 10.25558/VOSTNIИ.2023.99.21.005. EDN BVMNGN.
11. Хайдина М. П. Нетрадиционные углеводородные ресурсы. Метанугольные месторождения. М. : Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. 101 с. EDN XMCCYX.
12. Хмяляйнен В. А., Баев М. А. Гидродинамический расчет процесса закрепления трещин гидроразрыва // *Вестник Кузбасского государственного технического университета*. 2019. № 4(134). С. 90–98. DOI: 10.26730/1999-4125-2019-4-90-98. EDN ZTUAIV.
13. Шевцов А. Г., Хмяляйнен В. А. Геомеханическая оценка влияния трещины гидроразрыва на проницаемость угольного пласта в условиях Кузбасса // *Вестник Кузбасского государственного технического университета*. 2018. № 6(130). С. 15–20. DOI: 10.26730/1999-4125-2018-6-15-19. EDN VUHDM.
14. Zeinabady D., Clarkson C. R. Stage-by-Stage Hydraulic Fracture and Reservoir Characterization through Integration of Post-Fracture Pressure Decay Analysis and the Flowback Diagnostic Fracture Injection Test Method // *Reservoir Evaluation & Engineering*. 2023. № 26 (03). Pp. 634–650. DOI: 10.2118/212726-PA.
15. 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.
16. Басниев К. С., Дмитриев Н. М., Каневская Р. Д., Максимов В. М. *Подземная гидромеханика: учебник*. М.; Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006. 488 с.

© 2024 Авторы. Эта статья доступна по лицензии Creative Commons «Attribution» («Атрибуция») 4.0 Всемирная (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Об авторах:

Шишляев Виктор Владимирович, начальник лаборатории, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», (142717, Московская область, г. о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1), e-mail: shishlyayev@yandex.ru

Пименов Вячеслав Павлович, канд. физ.-мат. наук, главный специалист, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», (142717, Московская область, г. о. Ленинский, п. Развилка, ул. Газовиков, зд. 15, стр. 1), e-mail: v_pimenov@mail.ru

Заявленный вклад авторов:

Шишляев Виктор Владимирович – обзор существующей литературы, постановка исследовательской задачи, научный менеджмент, сбор и анализ данных, написание текста, оформление статьи по требованиям, работа с редакцией.

Пименов Вячеслав Павлович – разработка квазиодномерной модели, проведение гидродинамических расчетов, написание текста, формулирование выводов.

Все авторы прочитали и одобрили окончательный вариант рукописи.

Original article

ASSESSMENT OF FILTRATION PROPERTIES OF A COAL SEAM AND THE LENGTH OF A HYDRAULIC FRACTURING CRACK BASED ON THE RESULTS OF QUANTITATIVE INTERPRETATION OF INJECTION FALLOFF TESTS

Viktor V. Shishlyaev,
Vyacheslav P. Pimenov

LLC «Gazprom VNIIGAZ»

*for correspondence: shishlyaev@yandex.ru



Article info

Received:

01 February 2024

Accepted for publication:

15 May 2024

Accepted:

29 May 2024

Published:

13 June 2024

Keywords: filtration properties, coal seam, hydraulic fracture, injection falloff tests, quantitative interpretation

Abstract.

The most important stage in organizing the development of methane-coal deposits is the selection of the most promising seams in the coal-bearing section, which is directly related to the study of the filtration parameters of the seams. In the case of coal seams, in addition to the traditional parameters - porosity and permeability, it is also necessary to determine the fractured compressibility of the seams, which radically affects the productivity of coal methane wells. As in the case of traditional oil and gas reservoirs, the most effective way to assess the filtration properties of coal seams are well testing methods. The purpose of this work is to develop an engineering approach to assessing the initial permeability and fractured compressibility of a coal seam. It is proposed to assess the filtration properties of coal seams as a result of quantitative interpretation of bottomhole pressures obtained during well testing using injection test technology. The interpretation is carried out using a cylindrically symmetric hydrodynamic model of water injection and subsequent well aging, which takes into account changes in fracture porosity and permeability with pressure. Since coal seam hydraulic fracturing is often used to increase the productivity of methane-coal wells, injection tests are also proposed to be carried out after hydraulic fracturing to assess the length of the hydraulic fracture. To quantitatively interpret these tests, a quasi-one-dimensional model of flow in a formation with a hydraulic fracture is developed, which uses the concept of filtration surface area depending on the effective distance to the fracture surface. The approaches developed in the article to assess the filtration parameters of coal seams and the length of the hydraulic fracture are used to determine the filtration characteristics of deep-lying coal seams of the Naryksko-Ostashkinskoye methane-coal deposit in Kuzbass.

For citation: Shishlyaev V.V., Pimenov V.P. Assessment of filtration properties of a coal seam and the length of a hydraulic fracturing crack based on the results of quantitative interpretation of injection falloff tests. *Vestnik Kuzbasskogo gosudarstvennogo tekhnicheskogo universiteta*=Bulletin of the Kuzbass State Technical University. 2024; 2(162):35-44. (In Russ., abstract in Eng.). DOI: 10.26730/1999-4125-2024-2-35-44, EDN: OVPAGV

REFERENCES

1. Seidle J. Fundamentals of Coalbed Methane Reservoir Engineering. *PennWell Corporation*, 2011. 401 p.
2. Tang J., Zhu J., Shao T. [et al.] A Coal Permeability Model with Variable Fracture

Compressibility Considering Triaxial Strain Condition. *Natural Resources Research*. 2021; 30(2):1577–1595. DOI: 10.1007/s11053-020-09793-2

3. Odnokopylov I.G., Gneushev V.V., Sizikov D.A., Shishlyaev V.V. Automation of the injection process during hydrodynamic studies of

filtration characteristics of coal seams. *News of Tomsk Polytechnic University*. 2013; 322(5):50–54. EDN QOXUGZ.

4. Taco G., Kamenar A., Edg J. Measurement of in-situ coal cleat compressibility. *Proceedings of the 2020 Coal Operators Conference*. Mining Engineering, University of Wollongong, 2020. Pp. 9–22

5. Taylakov O.V., Makeev M.P., Zastrelov D.N. [et al.] To assess the permeability of a coal seam. *Equipment and technologies for the oil and gas complex*. 2022; 4(130):75–81. DOI: 10.33285/1999-6934-2022-4(130)-75-81. EDN KHAHSL.

6. Shishlyaev V.V., Pimenov V.P. Assessment of permeability and compressibility of a coal seam based on the results of quantitative interpretation of injection tests. *Current problems of oil and gas: Collection of proceedings of the VI All-Russian Youth Scientific Conference*. Moscow, October 18–20, 2023. Moscow: Institute of Oil and Gas Problems of the Russian Academy of Sciences; 2023. P. 90–93.

7. Bourdet D., Ayoub J.A., Pirard Y.M. Use of pressure derivative in well-test interpretation. *SPE formation Evaluation*. 1989; 4(2):293–302.

8. Lee J., Rollins J.B., Spivey J.P. Pressure Transient Testing. *Society of Petroleum Engineers Textbook Series*. 2003; 9. 356 p.

9. Fang S., Zhang X., Li X., Chen Y., He B., Bao Y., Ma D. Numerical-Well-Testing Interpretation of Injection/Falloff Testing for Coalbed Methane Well in Hedong Coalfield. *Energies*. 2023; 16(13). 4864 p. DOI: 10.3390/en16134864.

10. Tailakov O.V., Makeev M.P., Utkaev E.A., Martsiyash D.A. Study of the filtration properties of a coal seam based on hydrodynamic studies and numerical modeling. *Bulletin of the Scientific Center of the Eastern*

Research Institute for Industrial and Environmental Safety. 2023; 4:44–50. DOI: 10.25558/VOSTNIL.2023.99.21.005. EDN BBMNGN.

11. Khaidina M.P. Unconventional hydrocarbon resources. Methane-coal deposits. M.: Russian State University of Oil and Gas named after I.M. Gubkina; 2015. 101 p. EDN XMCCYX.

12. Hyamyalyainen V.A., Baev M.A. Hydrodynamic calculation of the process of fixing hydraulic fracturing cracks. *Bulletin of the Kuzbass State Technical University*. 2019; 4(134):90–98. DOI: 10.26730/1999-4125-2019-4-90-98. EDN ZTUAIV.

13. Shevtsov A.G., Hyamyalyainen V.A. Geomechanical assessment of the influence of hydraulic fracturing on the permeability of a coal seam in the conditions of Kuzbass. *Bulletin of the Kuzbass State Technical University*. 2018; 6(130):15–20. DOI: 10.26730/1999-4125-2018-6-15-19. EDN VUHDIM.

14. Zeinabady D., Clarkson C.R. Stage-by-Stage Hydraulic Fracture and Reservoir Characterization through Integration of Post-Fracture Pressure Decay Analysis and the Flowback Diagnostic Fracture Injection Test Method. *Reservoir Evaluation & Engineering*. 2023; 26(03):634–650. DOI: 10.2118/212726-PA

15. Shishlyaev V.V., Shvachko E.V., Vasiliev A.N., Pimenov V.P. To the choice 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. EDN HVXKWM.

16. Basniev K.S., Dmitriev N.M., Kanevskaya R.D., Maksimov V.M. Underground hydromechanics: textbook. M.; Izhevsk: Institute of Computer Research; 2006. 488 p.

© 2024 The Authors. This is an open access article under the CC BY license (<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

The authors declare no conflict of interest.

About the authors:

Viktor V. Shishlyaev, head of laboratory, LLC «Gazprom VNIIGAZ», (142717, Moscow region, g. o. Leninsky, Razvilka village, st. Gazovikov, building 15 – 1), e-mail: shishlyaev@yandex.ru

Vyacheslav P. Pimenov, C. Sc. in Physics and Mathematics, chief specialist, LLC «Gazprom VNIIGAZ», (142717, Moscow region, g. o. Leninsky, Razvilka village, st. Gazovikov, building 15 – 1), e-mail: v_pimenov@mail.ru

Contribution of the authors:

Viktor V. Shishlyaev – review of existing literature, formulation of a research task, scientific management, data collection and analysis, writing a text, formatting an article according to requirements, working with the editorial board.

Vyacheslav P. Pimenov – development of a quasi-one-dimensional model, conducting hydrodynamic calculations, writing a text, formulating conclusions

All authors have read and approved the final manuscript.

