

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СТИМУЛИРОВАНИЯ СКВАЖИН В ОТЛОЖЕНИЯХ С НИЗКОЙ ПРОНИЦАЕМОСТЬЮ

Т. Шпунар, П. Будак
Институт нефти и газа, Краков, Польша

Введение

Предполагается, что глинистые породы – в основном сланцы – составляют 75 процентов пород в геологических разрезах нефтяных и газовых разведочных скважин. Сланцевый газ – это природный газ, содержащийся в плотных слоях глинистых сланцев. Ввиду того что сланцы имеют очень низкую проницаемость и низкую пористость, промышленная добыча газа, содержащегося в них, не представляется возможной без дополнительных работ по стимуляции. Поэтому они классифицируются как нетрадиционные газовые месторождения, такие как угольные пласты или гидраты. Газ из сланцев, которые характеризуются густой сетью трещин, добывался в течение многих лет, но современные возможности его добычи связаны с развитием новых технологий – бурением горизонтальных скважин на большие расстояния (до 3000 м) и гидроразрывом пласта (ГРП). Задачей ГРП и горизонтального бурения является достижение максимально возможной площади контакта с залежью.

Сланцы, которые содержат промышленные количества газа, характеризуются высоким содержанием органического вещества (0,25–25%) и повышенным уровнем естественного гамма-излучения, который часто связывают с более высоким содержанием органического углерода. Большая часть газа хранится в сланцах в сети природных трещин и пор, а механизм потока газа в пласте такой же, как в обычных пористых отложениях. Часть газа поглощается в виде слоев молекул газа на поверхности органического вещества и выделяется по мере снижения пластового давления. Такой способ хранения газа идентичен способу хранения каменного угля [6].

Следует также отметить, что сланцы должны обладать соответствующими механическими свойствами, чтобы иметь возможность осуществлять ГРП и эффективно поддерживать трещину.

Методы оценки эффектов стимуляции в сланцах

Как уже отмечалось, экономически оправданная добыча газа из сланцев возможна только после сложной процедуры стимуляции, цель которой – обеспечить хороший гидродинамический контакт на максимально возможной площади поверхности. К этим работам относится ГРП, который осуществляется в крупных масштабах в целях обеспечения максимальной поверхности поддерживаемой трещины. Так как из-за проницаемости расклинивающего агента давление в трещине почти равно давлению в скважине, создаваемая разница давлений охватывает значительный объем залежи и образует поток газа в направлении трещины и скважины в количестве, экономически оправдывающем эксплуатацию.

Ввиду того что сланцы составляют большую часть пород в литологическом разрезе скважины, ГРП будет выполняться на различных глубинах, что может привести к образованию как горизонтальных, так и вертикальных трещин. Принято считать, что на глубинах более 1000 м образуются исключительно вертикальные трещины, в то время как на небольших глубинах преобладают горизонтальные трещины, что очень важно, поскольку в этом случае изменяется форма трещин, геометрия линий потока газа и т.д. Ниже приведены полезные модели для интерпретации результатов гидродинамических исследований в скважинах с вертикальной трещиной (А), горизонтальной трещиной (В) и в горизонтально пробуренных скважинах (С), позволяющие определить результаты ГРП путем введения соотношения объемов добычи газа при псевдостационарном режиме до и после ГРП.

Скважины с вертикальной трещиной (А)

В работах [3, 4] рассмотрен случай вертикальной трещины длиной $2a$ в однородной залежи постоянной мощности h , проницаемости k и пористости ϕ . Трещина расположена симметрично относительно оси скважины, и ее высота равна мощности залежи (рис. 1).

В работе [3] показано, что поток газа в скважину с вертикальной трещиной с постоянным дебитом Q_N для раннего времени притока, для t , удовлетворяющего условию

$$t[\text{мин}] \leq 1,0416 \cdot 10^4 \frac{\phi \mu c a^2}{k} \quad (1)$$

приводит к уравнению, описывающему изменения давления газа в зависимости от времени:

$$m(p_o) - m(p_{dr}(t)) = 0,799 \frac{Q_N T}{ah} \sqrt{\frac{1}{\phi k (\mu c)_p}} \left(\sqrt{t} + 230,3a \sqrt{\frac{\phi (\mu c)_p}{k}} S \right), \quad (2)$$

в то время как уравнение, описывающее восстановление давления после закрытия скважины, выглядит следующим образом:

$$m(p_o) - m(p_{odb}(t)) = 0,799 \frac{Q_N T}{ah} \sqrt{\frac{1}{\phi k(\mu c)_p}} (\sqrt{t_z + \Delta t} - \sqrt{\Delta t}). \quad (3)$$

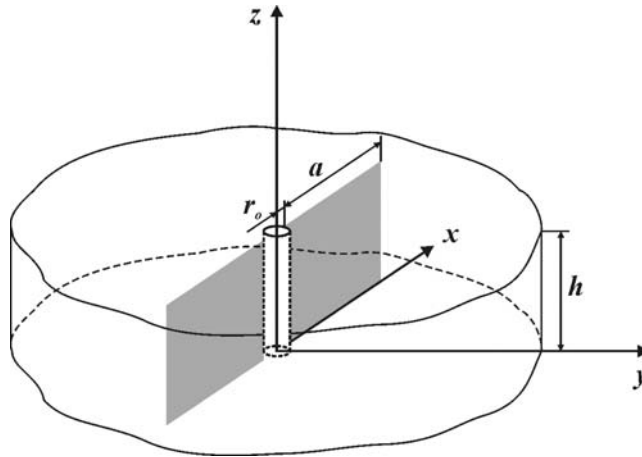


Рис. 1. Вертикальная скважина с вертикальной трещиной

Когда длина разрыва a значительна, при очень низкой проницаемости коллектора, как это обычно бывает со сланцами, время действия формул (2) и (3) может быть достаточно долгим. Формулы (2) и (3) могут быть использованы для определения проницаемости коллектора (сланцев), когда охват разрыва a известен, или для определения охвата разрыва a , когда известна проницаемость. В случае отказа от использования более теоретически верных псевдадавлений зависимости (2) и (3) принимают вид:

$$p_o^2 - p_{dr}^2(t) [\text{МПа}^2] = 0,0253 \frac{Q_N \mu Z T}{ah} \sqrt{\frac{1}{\phi k(\mu c)_p}} \left(\sqrt{t} + 72,85a \sqrt{\frac{\phi(\mu c)_p}{k}} S \right) \quad (4)$$

и

$$p_o^2 - p_{odb}^2(t) [\text{МПа}^2] = 0,0253 \frac{Q_N \mu Z T}{ah} \sqrt{\frac{1}{\phi k(\mu c)_p}} (\sqrt{t_z + \Delta t} - \sqrt{\Delta t}). \quad (5)$$

В работах [3, 4] доказано, что в случае псевдостационарного притока газа в скважину имеет место зависимость:

$$\frac{Q_s}{Q_o} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_o} \sqrt{e} (p_o - p_{dr})}{\ln \frac{r_e}{\frac{a}{e}} \sqrt{e} (p_o - p_{dr})}, \quad (6)$$

где Q_s – дебит скважины с разрывом в псевдостационарном режиме, Q_o – дебит скважины без разрыва в псевдостационарном режиме, r_e – радиус дренирования скважины, r_o – радиус скважины, p_o – пластовое давление, p_{dr} – динамическое забойное давление, a – охват разрыва, e – основание натурального логарифма.

Из (6) следует, что при той же депрессии в скважине в псевдостационарном режиме потока образование вертикальной трещины длиной $2a$ приблизительно эквивалентно, в смысле роста добычи, увеличению радиуса дренажа скважины до величины (a/e) .

Пример

Из пласта сланцев толщиной $h = 80$ м, проницаемостью $k = 0,01$ мД добывается газ с дебитом $Q_o = 10$ м³/мин. В скважине был произведен ГРП, в результате которого была получена вертикальная трещина (рис. 1) с неизвестным охватом a . Остальные данные: $\phi = 0,01$, $(\mu c)_p = 5,3 \cdot 10^{-4}$ сПз/МПа, $p_o = 15$ МПа, $Z = 0,9$, $T = 313$ К, $\mu = 0,018$ сПз, $r_e = 400$ м. После ГРП началась добыча газа с дебитом $Q_N = 15$ м³/мин и регистрировались изменения динамического забойного давления p_{dr} :

p_{dr} [МПа]	t [мин]	p_{dr} [МПа]	t [мин]
14,78	10	13,61	360
14,68	20	13,49	420
14,45	60	13,39	480
14,22	120	13,19	600
14,04	180	12,99	720
13,87	240	12,82	840
13,74	300	12,72	920

Из уравнения (4) следует, что точки зависимости $p_o^2 - p_{dr}^2(t)$ от \sqrt{t} должны быть расположены по прямой линии с наклоном

$$m = 0,0253 \frac{Q_N \mu Z T}{ah} \sqrt{\frac{1}{\phi k(\mu c)_p}} \quad (7)$$

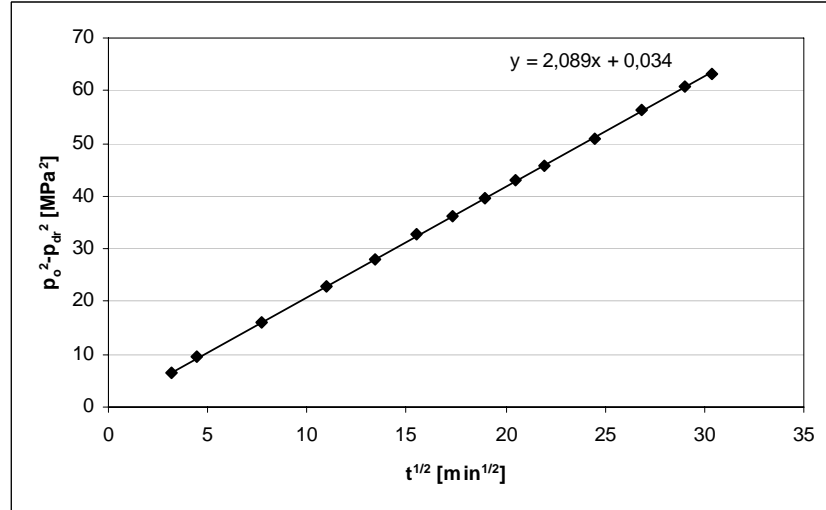


Рис. 2. График зависимости $p_o^2 - p_{dr}^2(t)$ от \sqrt{t}

Принимая полученный из графика (рис. 2) коэффициент наклона прямой m , равный $2,089 \text{ МПа}^2/\text{мин}^{1/2}$, получаем (7):

$$a = 0,0253 \frac{Q_N \mu Z T}{mh} \sqrt{\frac{1}{\phi k(\mu c)_p}} =$$

$$= 0,0253 \frac{(25)(0,018)(0,9)(313)}{(2,089)(80)} \sqrt{\frac{1}{(0,01)(0,01)(5,3)(10^{-4})}} \cong 50 \text{ м},$$

и, таким образом, охват a разрыва составляет около 50 м.

Теперь, зная a , необходимо проверить, являлось ли использование формулы (4) для определения a оправданным, т.к. оно справедливо для t , удовлетворяющего условию (1):

$$t[\text{мин}] \leq 1,0416 \cdot 10^4 \frac{\phi \mu c a^2}{k} \leq 1,0416 \cdot 10^4 \frac{0,01 \cdot 5,3 \cdot 10^{-5} \cdot 50^2}{0,01} \leq 1380 \text{ мин, т.е. 23 ч.}$$

Таким образом, мы видим, что использование формулы (4) было оправдано. При псевдостационарном характере притока в скважину в силу вступает зависимость (6), в соответствии с которой (при условии поддержания такой же депрессии, как в случае скважины без разрыва) получаем:

$$\frac{Q_s}{Q_o} = \frac{\ln \frac{400}{0,108 \sqrt{2,7183}}}{\ln \frac{400}{\frac{50}{2,7813} \sqrt{2,7183}}} \cong 3,$$

то есть в псевдостационарном режиме, при сохранении той же депрессии, что и при добыче без разрыва, производительность которого составляла $Q_o = 10 \text{ м}^3/\text{мин}$, объем добычи газа из скважины с охватом разрыва, равным 50 м, будет по-прежнему небольшим: $Q_s = 30 \text{ м}^3/\text{мин}$.

Скважины с горизонтальной трещиной (В)

Состояние напряжений в околоскважинном пространстве на небольших глубинах способствует формированию горизонтальных трещин. Существование горизонтальной трещины изменяет геометрию потока в непосредственной близости от скважины и характер зависимости динамического забойного давления от времени [7, 8].

Рассматривался следующий случай: в вертикальной скважине, проходящей через горизонтальный однородный пористый пласт толщиной $2h$, проницаемостью k и пористостью ϕ , на уровне, проходящем на половине расстояния от границ пласта, был выполнен горизонтальный разрыв, по форме похожий на колесо (радиус R неизвестен), центр которого лежит на оси скважины (рис. 3).

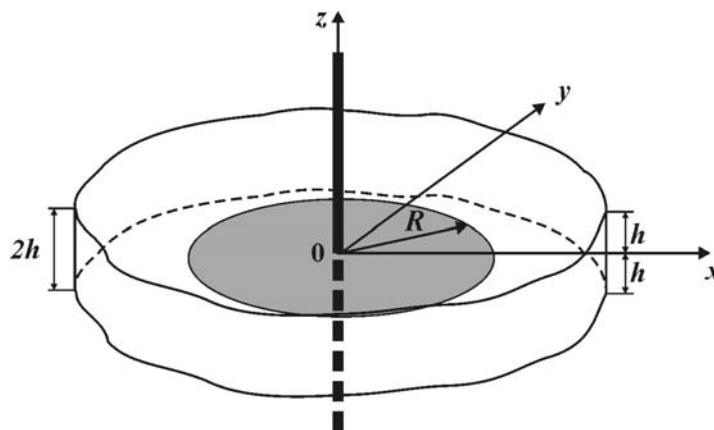


Рис. 3. Вид схемы горизонтальной трещины

При этом предполагалось, что:

- в начальный момент времени пластовое давление p_o остается неизменным;
- при $t = 0$ начинается приток пластовой жидкости с постоянным дебитом Q ;
- на больших расстояниях от забоя сохраняется начальное пластовое давление p_o для каждого момента времени t .

В работах [7, 8] показано, что для

$$t \leq \frac{R^2 \phi \mu c}{16k}, \quad (8)$$

игнорируя влияние скин-эффекта, мы получим зависимость, связывающую динамическое забойное давление с временем притока при эксплуатации скважины с горизонтальной трещиной с постоянным выходом газа Q_N :

$$p_o^2 - p_{dr}^2 = 0,0161 \frac{Q_N \mu Z T}{R^2} \sqrt{\frac{t}{\mu \phi k c}} \quad (9)$$

На основании [7] можно показать, что в течение неограниченного периода времени, в случае пласта бесконечной протяженности во всех направлениях (что на практике соответствует пластам высокой мощности и с долгим временем притока) имеет место зависимость:

$$p_o^2 - p_{dr}^2 = 1,843 \frac{Q_N \mu Z T}{Rk} \quad (10)$$

Зная все величины, входящие в (10), мы можем вычислить рост дебита газа в скважине с горизонтальной трещиной для заданного размера депрессии. Можно также показать [7], что для псевдостационарного режима притока справедливо соотношение:

$$\frac{Q_s}{Q_o} = \frac{R}{h} \ln \frac{r_e}{r_o \sqrt{e}}. \quad (11)$$

Пример (гипотетический)

В пласте сланцев толщиной $h = 80$ м, с измеренной в лаборатории проницаемостью $k = 0,02$ мД была создана горизонтальная трещина (малой глубины) и начата эксплуатация скважины с выходом 20 м³/мин. Изменения динамического забойного давления во времени представлены ниже. Остальные данные следующие: начальное пластовое давление $p_o = 15$ МПа, вязкость газа $\mu = 0,018$ сПз, коэффициент сверхсжимаемости $Z = 0,9$, температура пласта $T_z = 313$ К, пористость $\phi = 0,01$, коэффициент сжимаемости системы (пла-

ста и насыщающих его жидкостей) $c = 0,0294$ 1/МПа, радиус дренажа скважины $r_e = 200$ м, радиус скважины $r_o = 0,108$ м.

p_{dr} [МПа]	t [мин]	p_{dr} [МПа]	t [мин]
14,82	5	13,79	300
14,74	15	13,67	360
14,66	25	13,56	420
14,47	60	13,45	480
14,25	120	13,26	600
14,07	180	13,05	720
13,92	240		

На основании приведенных выше данных был подготовлен график зависимости $p_o^2 - p_{dr}^2(t)$ от \sqrt{t} (рис. 4), где наклон прямой $m = 2,008$.

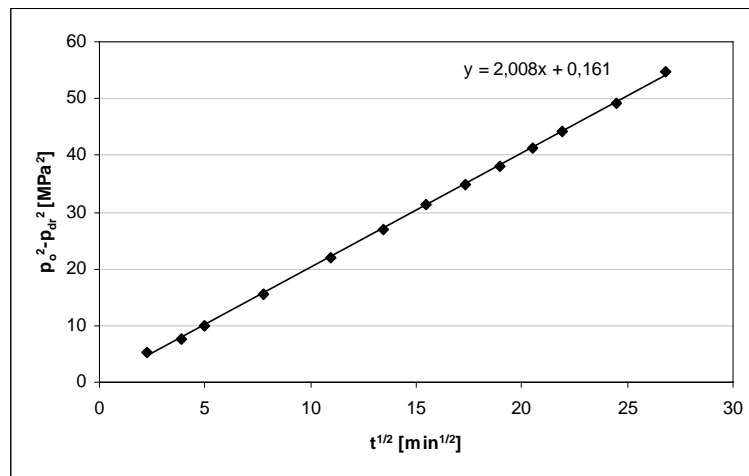


Рис. 4. График зависимости $p_o^2 - p_{dr}^2(t)$ от \sqrt{t}

Из уравнения (9) следует, что наклон равен:

$$m = 2,008 = 0,0161 \frac{Q\mu ZT}{R^2} \sqrt{\frac{1}{\phi k \mu c}},$$

откуда можно вычислить радиус трещины R :

$$R = \sqrt{\frac{0,0161}{2,008}} \sqrt{\frac{Q_{\mu} Z T}{\sqrt{\phi \mu k c}}} = 0,0895 \sqrt{\frac{20 \cdot 0,018 \cdot 0,9 \cdot 313}{\sqrt{0,01 \cdot 0,018 \cdot 0,02 \cdot 0,0294}}} \cong 50 \text{ м.}$$

Теперь мы должны убедиться, что имеем право использовать уравнение (9), которое является верным для t , удовлетворяющего условию (8):

$$t[\text{мин}] \leq 1,041 \cdot 10^3 \frac{R^2 \phi \mu c}{k} \leq 1,041 \cdot 10^3 \frac{50^2 \cdot 0,01 \cdot 0,018 \cdot 0,0294}{0,02} \leq 689 \text{ мин.}$$

Отсюда следует, что использование (9) было верным.

По истечении бесконечно долгого времени, предполагая неограниченное по площади месторождение, то есть после длительного периода эксплуатации пласта большой мощности, можно определить объем добычи для скважины с горизонтальной трещиной для заданной депрессии [7]. Принимая эти данные и динамическое забойное давление, например $p_{dr} = 8$ МПа, получим

$$Q = \frac{(p_0^2 - p_{dr}^2) R k}{1,843 Z T \mu} = \frac{(225 - 64) \cdot 50 \cdot 0,02}{1,843 \cdot 0,9 \cdot 313 \cdot 0,018} \approx 17,2 \text{ м}^3/\text{мин.}$$

Эти результаты следует принимать с большой осторожностью, так как после длительного периода эксплуатации изменяется также пластовое давление, а кроме того, данная формула была выведена в расчете на неограниченную залежь. Формула (11) показывает, что для псевдостационарного режима увеличение добычи в результате создания горизонтальной трещины, при сохранении той же депрессии, будет равно:

$$\frac{Q_s}{Q_o} = \frac{R}{h} \ln \frac{r_e}{r_o \sqrt{e}} = \frac{50}{80} \ln \frac{200}{0,108 \sqrt{2,781}} \cong 4,4.$$

Горизонтальная скважина (С)

Целью бурения горизонтальной скважины является получение наилучшего длительного гидродинамического контакта скважины с залежью. Задаче количественного описания притока пластовых жидкостей и газов в горизонтальной скважине посвящена работа [5], которая предполагает, что:

- в горизонтальном пласте мощностью h пробурена горизонтальная скважина радиусом r_o , вскрытие пласта осуществлено при помощи перфорации на участке длиной a . Размещая начало прямоугольной системы координат в начальной точке вскрываемого участка, а ось OX – вдоль горизонтального сечения скважины, мы получаем ситуацию, показанную на рис. 5:

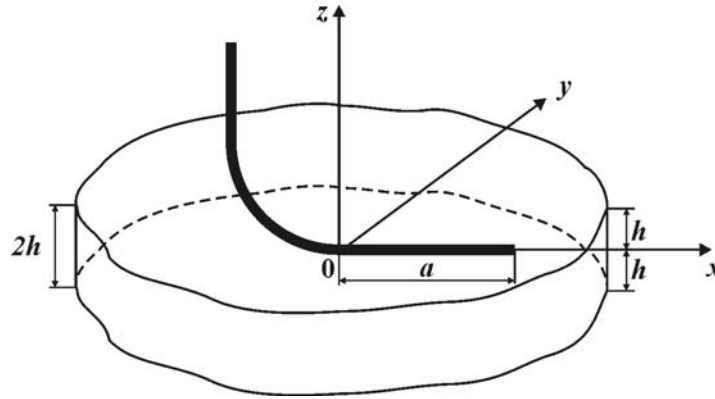


Рис. 5. Горизонтальная скважина в продуктивном пласте

- первоначально в пласте существует первичное пластовое давление p_o ;
- при $t = 0$ в скважине начинается добыча с дебитом $Q(t)$;
- на больших расстояниях от скважины сохраняется первичное пластовое давление p_o для каждого t ;
- рассматривается неустановленный приток пластовых флюидов для горизонтального участка скважины длиной a ;
- каждая из точек горизонтального участка скважины рассматривается как точечный источник для $t > 0$.

В работе [5] даны соотношения, связывающие динамическое забойное давление в горизонтальной скважине со временем притока за различные промежутки времени, с тем, что они являются сложными по своему характеру. Это исследование также показало, что для

$$7,23 \cdot 10^{-1} \frac{\varphi \mu c a^2}{k} \geq t[\text{дни}] \geq 2,8938 \cdot 10^2 \frac{\varphi \mu c (r_o^2 + h^2)}{k} \quad (12)$$

уравнение, связывающее величину динамического забойного давления со временем, в случае притока газа при постоянном выходе Q к горизонтальной скважине, опуская для простоты воздействия скин-эффект, выглядит так:

$$(p_o - p_{dr})_s = \frac{Q_s \mu}{4 \pi a k} \ln \frac{4kt}{\gamma \varphi \mu c r_o h}, \quad (13)$$

где $\gamma = 1,781$ - постоянная Эйлера. Множество, определенное неравенством (12), не является пустым множеством для $a/h > 20$.

Сравнивая (13) с уравнением, описывающим изменение динамического забойного давления при притоке пластовых жидкостей к устью вертикальной скважины в продуктивном пласте мощностью h

$$(p_o - p_{dr})_p = \frac{Q\mu}{4\pi hk} \ln \frac{4kt}{\gamma\mu cr_o^2}, \quad (14)$$

можно показать, что, считая что депрессия постоянна, происходит следующее:

$$\frac{Q_s}{Q} = \frac{a}{h \left(1 - \frac{\ln \frac{h}{r_o}}{\ln \frac{kt}{\phi\mu cr_o^2} - 1,639} \right)}, \quad (15)$$

где Q_s и Q – соответственно продуктивности горизонтальной и вертикальной скважин при той же величине депрессии.

Если проницаемость сланцев неизвестна, ее можно определить на основании падения динамического забойного давления. Итоговое уравнение - выведенная зависимость в [5]:

$$\frac{dp_{dr}}{dt} \left[\frac{\text{МПа}}{\text{мин}} \right] = -0,461 \frac{Q_N \mu Z T}{p_o a k t} \left(1 + e^{-4,17 \cdot 10^3 \frac{\phi \mu c h^2}{k t}} \right). \quad (16)$$

Уравнение (16) является верным для t , удовлетворяющего условию:

$$1,0417 \cdot 10^3 \frac{\phi \mu c a^2}{k} > t[\text{мин}] > -4,1667 \cdot 10^5 \frac{\phi \mu c r_o^2}{k}. \quad (17)$$

Проницаемость k можно определить следующим образом. Если мы обозначим $k[\text{мД}] \cdot t[\text{мин}] = v$, получим:

$$1,0417 \cdot 10^3 \cdot \phi \mu c a^2 > v[\text{мД} \cdot \text{мин}] > -4,1667 \cdot 10^5 \cdot \phi \mu c r_o^2. \quad (18)$$

Подставляя в (16) величину v вместо kt , можно для v , определенного неравенством (18), сконструировать теоретический график зависимости dp_{dr}/dt от v , т.к. мы знаем оставшиеся величины. Если, например, после времени t будет определена скорость падения давления dp_{dr}/dt , то для этой величины мы знаем соответствующую величину v . На этом основании мы можем подсчитать проницаемость k , так как $v = kt$, а время t известно.

Пример

При определенной депрессии средняя производительность газа с пласта сланцев мощностью $h = 120$ м составляет $1,5 \text{ м}^3/\text{мин}$ для вертикальной скважины. Для достижения добычи в промышленных масштабах пробурена горизонтальная скважина длиной $a = 800$ м. Требуется определить приблизительную производительность такой скважины, предполагая неизменный уровень депрессии. Остальные данные: пористость $\phi = 0,01$, вязкость газа $\mu = 0,018$ сПз, проницаемость $k = 0,01$ мД, коэффициент сжимаемости системы порода/ флюиды $c = 0,0294$ 1/МПа, радиус скважины $r_o = 0,108$ м.

Формулы (13) и, следовательно, (15) справедливы для t в интервале, обусловленном неравенством (12), т. е. для данного набора данных получаем:

$$245 \text{ дней} > t > 61 \text{ день}.$$

Как следует из (15), в этом диапазоне величина Q_s/Q будет равна примерно 62 для $t = 61$ дней и 60 для $t = 245$ дней, т.е. бурение горизонтальной скважины длиной 800 м увеличит примерно 60-кратно объем добычи в этом временном интервале по сравнению с вертикальной скважиной при том же значении депрессии, или до $60 \times 1,5 = 90 \text{ м}^3/\text{мин}$. При более коротком горизонтальном участке рост производительности добычи, соответственно, сократится.

Пример определения проницаемости пород, вскрытых горизонтальной скважиной (гипотетический)

Принимаем параметры горизонтальной скважины, заданные выше. В скважине начинается добыча газа с дебитом $Q_N = 90 \text{ м}^3/\text{мин}$. Пластовое давление $p_o = 15$ МПа, остальные данные – как в предыдущем примере.

Пользуясь неравенством (18), определяем предел v , для которого истинна зависимость (16). Тогда получаем:

$$3528 > v > 0,026 .$$

Для v по вышеуказанному пределу конструируем теоретический график зависимости dp_{dr}/dt от v для набора данных, приведенных на рис. 6 (для каждого набора данных график будет другой).

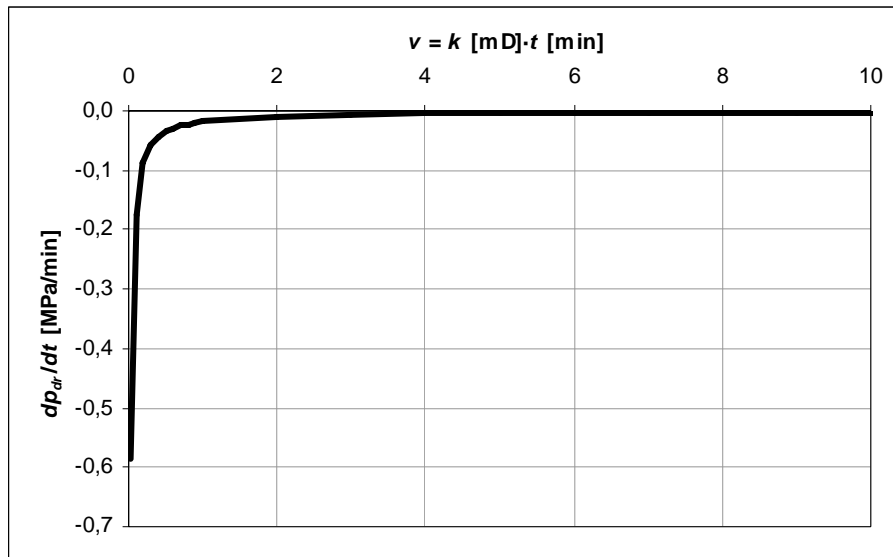


Рис. 6. График зависимости dp_{dr}/dt от v для данных из примера

Результаты измерений представлены ниже вместе с соответствующими им величинами v из графика, а также подсчитанными проницаемостями k .

t [мин]	dp_{dr}/dt [МПа/мин]	v [мД·мин]	k [мД]
50	0,0351	0,5	0,01
250	0,0072	2,5	0,01
500	0,0041	5,0	0,01
1000	0,0025	10,0	0,01

Проницаемость можно также определить с помощью зависимости (13), видоизменяя ее для потребностей потока газа и регистрируя зависимость $p_o^2 - p_{dr}^2$ от $\log t$ аналогично тому, как интерпретируются стандартные исследования скважин.

Заключение

Описанные зависимости позволяют оценить увеличение производительности скважин в породах с низкой проницаемостью в результате создания в пласте вертикальных и горизонтальных трещин, а также позволяют сравнить объемы добычи газа при горизонтальном и вертикальном бурении. С учетом предположений, принятых в математических моделях для различных зависимостей, формулы для определения Q_s/Q являются прибли-

зительными, но, вероятно, достаточными для технических целей при условии, что они соответствуют допущениям, использованным в этих моделях.

Следует помнить, что в месторождениях с горизонтальными скважинами дополнительно производится комплекс работ по ГРП, причем увеличение производительности, вызванное этими работами, не является простой суммой увеличений притока в результате одного ГРП, потому что меняется характер притока газа к скважине. Кроме того, на месторождениях газовых сланцев часто применяют несколько горизонтальных скважин, пробуренных из одной вертикальной скважины. В таких случаях оценка предполагаемых эффектов потребует создания сложных математических моделей.

Как следует из приведенных выше примеров расчетов, ГРП может привести к многократному увеличению добычи для стандартной вертикальной скважины. В случае с горизонтальной скважиной увеличение добычи может быть в 15 раз больше, чем в случае очень длинных участков горизонтального бурения. Однако следует обратить внимание, что такой рост добычи достигается относительно очень низкого начального уровня в несколько м³/мин из-за крайне низкой проницаемости сланцев.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Kęcki E.*: Termokinetyka. WNT, Warszawa, 1967.
2. *Sneddon I.*: Równania różniczkowe i cząstkowe. PWN, Warszawa, 1981.
3. *Szpunar T.*: Wpływ szczeliny pionowej na zmiany ciśnienia w otworze przy nieustalonym przepływie cieczy słabościśliwej. *Górnictwo, Zeszyt 4*, 1986.
4. *Szpunar T.*: Metoda interpretacji krzywych spadku i odbudowy ciśnienia w odwiertach ze szczeliną pionową. *Górnictwo, Zeszyt 2*, 1987.
5. *Szpunar T.*: Interpretacja wyników badań hydrodynamicznych w odwiertach poziomych. *Nafta-Gaz*, nr 9-10, 1992.
6. *Szpunar T., Budak P., Herman Z.*: Metodyka badań hydrodynamicznych w otworach wiertniczych wykonywanych dla pozyskania gazu ze złóż węgla kamiennego. *Dok. INiG, Kraków*, 1992.
7. *Szpunar T.*: Interpretacja krzywych przyływu i odbudowy w odwiertach ze szczeliną poziomą. *Nafta-Gaz*, nr 1, 1993.

8. *Szpunar T., Budak P.:* Interpretacja danych ciśnieniowych początkowego okresu przyływu płynu do otworu przechodzącego przez warstwę produktywną ze szczeliną poziomą. *Nafta-Gaz*, nr 9, 2009.