

УДК 622.244:532.54

**Коршунова Любовь Григорьевна, Хандзель Александр Владиславович,
Тагиров Олег Олегович, Краюшкина Марина Викторовна,
Коновалова Людмила Николаевна**

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОНФИГУРАЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ С БОКОВЫМИ ОТВЕТВЛЕНИЯМИ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩЕЙ ЗАДАННЫЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫЕ ПАРАМЕТРЫ

В статье рассматривается задача расчёта притока газа к многоствольной горизонтальной скважине в полосообразном пласте. Представлена математическая модель, в которой выполняется совместное решение уравнения фильтрации газа в пласте и уравнений, описывающих поток газа по стволам горизонтальной скважины. Даны результаты расчётов конфигураций многоствольной горизонтальной скважины для достижения заданных дебитов.

Ключевые слова: фильтрация газа, многоствольная горизонтальная скважина, математическая модель.

**Korshunova Lyubov G., Handzel Aleksander V., Tagirov Oleg O.,
Krayushkina Marina V., Konovalova Lyudmila N.**

DETECTION OF BRANCHING HORIZONTAL WELL CONFIGURATION OFFERING REQUIRED EXPLOITATION PARAMETERS

There is a view on the issue of calculating gas inflow towards a multi-barrelled horizontal well in a strip bed. There is a mathematical model combining a joint solution for an equation of gas filtration in the bed and the equations to describe gas flow within the barrels of the horizontal well. There is a presentation of the results from calculation of configurations for a multi-barreled horizontal well allowing obtaining the required level of production.

Keywords: gas filtration; multi-barreled horizontal well; mathematical model.

Бурение горизонтальных скважин с ответвлениями часто обусловлено сложными условиями на поверхности промысла, морским бурением и, в целом, эффективностью эксплуатации таких скважин взамен некоторого количества вертикальных, эквивалентного по добыче [1].

При проектировании многозабойной горизонтальной скважины необходимо рассчитать длину основного горизонтального ствола (ГС), длины и места подключения боковых ГС так, чтобы обеспечить заданный дебит скважины с соблюдением технологических ограничений на режимы эксплуатации скважины. Для проведения таких расчетов необходима математическая модель притока газа к многозабойной горизонтальной скважине. Представленная в [2] численно-аналитическая модель притока к одноствольной скважине неприемлема из-за интерференции стоков основного ГС и его боковых ответвлений. Аналитические методы, рассмотренные в [3], применены для одноствольной горизонтальной скважины. Кроме этого, некоторые решения, полученные в [3], выражены через бесконечные ряды, вычисление которых приводит к известным сложностям. В настоящей статье предложен численный метод расчёта фильтрации газа к многозабойной горизонтальной скважине (МЗГС), описана формулировка соответствующей математической модели, даны результаты расчётов определения конфигураций МЗГС, обеспечивающих заданные режимные параметры.

Сформулируем математическую модель рассматриваемой задачи. Схема области дренирования представляется полосообразным пластом, на контуре которого задано давление P_k , равное пластовому давлению в области, внешней по отношению к области дренирования. Притоки газа в стволы скважины, всюду перфорированные, представляют неравномерные стоки, распределённые в соответ-

ствии с конфигурацией. Действие таких стоков создаёт сложную картину распределения давлений в пласте внутри области дренирования. В свою очередь, распределение пластовых давлений в окрестностях стволов скважины влияет на интенсивность притоков газа из пласта к забоям. Кроме того, на интенсивность притоков газа к забоям влияют давления внутри стволов скважины, изменяющиеся за счет движения газа.

Распределение давлений в области дренирования МЗГС описывается уравнением установившейся фильтрации газа с граничными условиями и неравномерно распределенными в области интегрирования стоками различной интенсивности. Для решения такого уравнения определяется сеточная модель области. Стволы скважины проводятся по центру блоков сетки. На границе сеточной области задано контурное давление (P_k). Дифференциальное уравнение фильтрации газа имеет вид:

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{kh}{\mu z} \frac{\partial P^2}{\partial x} \right) + \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{kh}{\mu z} \frac{\partial P^2}{\partial y} \right) = \Phi(x, y) \cdot \frac{2 \cdot P_0 \cdot T_0}{T_{pl}}, \quad (1)$$

где: k, h – проницаемость и толщина пласта, функции (x, y);

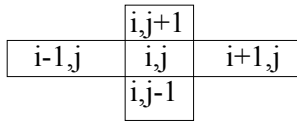
P – пластовое давление, функция (x, y);

P_0, T_0 – стандартные давление и температура;

T_{pl} – температура в пласте;

$\Phi(x, y)$ – функция плотности стоков.

В конечно-разностном представлении уравнение (1) записывается для любого блока сеточной области и представляет выражение давления данного блока через давления соседних блоков по пяти-точечной схеме:



$$\sum_{i=1,4} \sigma P_{i,j}^2 = \left(P_{i-1,j}^2 \sigma_{i-1,j} + P_{i+1,j}^2 \sigma_{i+1,j} + P_{i,j-1}^2 \sigma_{i,j-1} + P_{i,j+1}^2 \sigma_{i,j+1} \right) - \frac{2P_0 T_{pl}}{T_0 \cdot \Delta x \cdot \Delta y} q_{ij}, \quad (2)$$

где: $\Delta x, \Delta y$ – координатные шаги сетки;

$$\sigma_1 = \sigma_{i-1,j} = \frac{1}{\Delta x^2} \left[\left(\frac{kh}{\mu z} \right)_{i-1,j} + \left(\frac{kh}{\mu z} \right)_{i,j} \right] / 2; \quad \sigma_2 = \sigma_{i+1,j} = \frac{1}{\Delta x^2} \left[\left(\frac{kh}{\mu z} \right)_{i+1,j} + \left(\frac{kh}{\mu z} \right)_{i,j} \right] / 2;$$

$$\sigma_3 = \frac{1}{\Delta y^2} \left[\left(\frac{kh}{\mu z} \right)_{i,j-1} + \left(\frac{kh}{\mu z} \right)_{i,j} \right] / 2; \quad \sigma_4 = \frac{1}{\Delta y^2} \left[\left(\frac{kh}{\mu z} \right)_{i,j+1} + \left(\frac{kh}{\mu z} \right)_{i,j} \right] / 2;$$

$$\sum_{c=1}^4 \sigma_c = \sigma_{i-1,j} + \sigma_{i+1,j} + \sigma_{i,j-1} + \sigma_{i,j+1};$$

где q_{ij} – объемный приток в ствол скважины, расположенный в блоке (i, j); если такового нет, то $q_{ij} = 0$,

I – индекс блока, смежного с блоком (i, j).

Уравнение (2) необходимо дополнить уравнением, определяющим приток q_{ij} в элемент ствола ГС, присутствующей в блоке (i, j).

Рассмотрим блок пласта (i, j), содержащий элемент ствола скважины, ширина и высота блока (i, j)-ого равны между собой,

$$i, j \quad \Delta l = \delta$$

По результату решения уравнения (2) известно среднее давление в блоке P_{ij} . Величину P_{ij} можно отнести к контуру блока. Модель притока к скважине рассмотрим в вертикальном сечении, перпендикулярном направлению ствола скважины.

В связи с тем, что приток газа к горизонтальной скважине распределён по длине ствола, закон фильтрации можно считать линейным. Предполагаем симметричное расположение стволов многозабойной скважины относительно кровли и подошвы пласта. Тогда в вертикальном сечении, перпендикулярном элементу ствола картина потоков в области, прилегающей к скважине на расстоянии h , где h – половина толщины пласта, симметрична относительно центра скважины. Рассмотрим приток в $1/4$ части вертикального сечения $q^* = 1/4 q$, где q – дебит газа в элемент ствола блока пласта $((i, j)$ -ого) при н.у.

Уравнение установившегося притока из пласта к скважине:

$$\rho_0 \frac{q^*}{\Delta l h_1(r)} = \rho \frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r}, \quad (3)$$

где $h_1(r)$ – переменная толщина потока в вертикальном сечении на расстоянии r от ствола скважины.

Учитывая, что $\rho = \rho_0 \frac{P}{P_0} \frac{T_0}{T} \frac{1}{z}$, уравнение (3) примет вид:

$$\frac{q^* \mu z T P_0}{\Delta l k T_0 h_1(r)} dr = P dP. \quad (4)$$

Определим вид зависимости $h_1(r)$:

$$h(r) = \alpha + \beta r, \text{ для } 0 \leq r \leq h \quad (5)$$

Используя граничные условия, найдём α , β :

$$h(r) = R_c + (1 - R_c / h) r.$$

Подставив последнее в (5) и произведя интегрирование, получим выражение для $q = 4 q^*$:

$$q = 2 \frac{\Delta l k T_0}{\mu z T P_0} \frac{h - R_c}{h \ln(h / R_c)} \left((P_{ij}^{pl})^2 - (P_{ij}^{zab})^2 \right), \quad (6)$$

где P_{ij}^{pl} – среднее давление в блоке (i, j) , мы допускаем, что P_{ij}^{pl} является контурным давлением на расстоянии h от скважины. P_{ij}^{zab} есть забойное давление в элементе ствола Δl блока (i, j) .

Подставив выражение (6) в уравнение (2) и выразив P_{ij}^2 , получим итерационную формулу для решения исходного уравнения (1) установившейся фильтрации в области пласта, дренируемой МЗГС:

$$P_{ij}^2 = \sum_{i=1}^4 \frac{\sigma_c}{\left(\sum_{A=1}^4 \sigma_c + B_{ij} \right)} P_c^2 + B_{ij} P_{zab}^2 / \left(\sum_{A=1}^4 \sigma_c + B_{ij} \right), \quad (7)$$

где $B_{ij} = \frac{4 \Delta l}{\Delta x \Delta y} \left(\frac{k}{\mu z} \right) \frac{1 - R_c / h}{\ln(h / R_c)}$, если в блоке (i, j) есть элемент горизонтального ствола, $B_{ij} = 0$, если нет.

Рассмотрим изменение забойного давления в стволах МЗГС. При движении газа в стволах МЗГ потери давления обусловлены действием сил трения и инерционных сил вследствие изменения скорости потока. Уравнение движения имеет вид:

$$-\frac{\partial P}{\partial l} = \lambda \frac{\rho v^2}{2 D} + \rho v \frac{\partial v}{\partial l}, \quad (8)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления,
 ρ – плотность газа в рабочих условиях,
 v – скорость движения в трубах,
 D – внутренний диаметр труб.

Используем уравнение материального баланса и уравнение состояния газа:

$$\rho v = \rho_0 \frac{4Q}{\pi D^2}, \rho = \rho_0 \frac{P T_0}{P_0 T} \frac{1}{z}.$$

Подставив их в (8), получим:

$$\lambda \frac{\rho v^2}{2D} \Delta l \approx \lambda \alpha \Delta l \frac{Q^2}{P_{sr} D}; \rho v \frac{\partial v}{\partial l} \approx \alpha \Delta l \frac{\Delta Q^2}{P_{sr}}.$$

Здесь $P_{sr} = \frac{P_1 + P_2}{2}$, P_1 и P_2 – давления на входе и выходе участка трубы Δl ; Q – расход на участке Δl , представляющий сумму притоков газа из пласта q_{ij} на участке Δl и всех предыдущих по ходу движения газа, $\alpha = \frac{8\rho_0 P_0 z T}{\pi^2 D^4 T_0}$.

В конечной форме для участка Δl уравнение (8) принимает вид:

$$P_2^2 = P_1^2 - 2\alpha \Delta l \left[\left(1 + \frac{\lambda}{D}\right) Q_2^2 - Q_1^2 \right].$$

Учитывая, что $Q_2 = Q_1 + q$, q – приток из пласта в элемент ствола Δl , получим выражение для давления на выходе из участка Δl .

$$P_2 = \sqrt{P_1^2 - 2\alpha \Delta l \left[\left(1 + \frac{\lambda}{D}\right) (Q_1 + q)^2 - Q_1^2 \right]}, \quad (9)$$

где $Q_1 = \sum \bar{q}$ – расход газа, входящий в участок Δl .

Общая система уравнений математической модели притока газа в МЗГС состоит из уравнений (6), (7) и (9). Искомыми являются распределение давлений в блоках пласта (P_{ij}), распределение давлений в элементах стволов скважины (P_{zab}), притоки газа в элементы стволов (q) и суммарный расход газа.

Для численного решения задачи (6), (7), (9) было разработано программное обеспечение, после чего были выполнены расчёты при следующих исходных данных: ширина пласта 500 м, длина пласта 1400 м, толщина пласта 10 м, вязкость газа $11,24 \times 10^{-6}$ П, проницаемость 0,5 Д, пластовая температура 313 К, давление на контуре 30 атм. Депрессия на конце основного ствола скважины задавалась постоянной и равной 0,25 атм.

Была выполнена серия расчетов по определению размеров скважины с одним основным стволом и четырьмя боковыми ответвлениями для получения дебита около 0,25 млн.м³/сутки, около 0,5 млн.м³/сутки и около 1 млн.м³/сутки. Полученные профили скважин и результаты расчетов приведены на рис. 1–9.

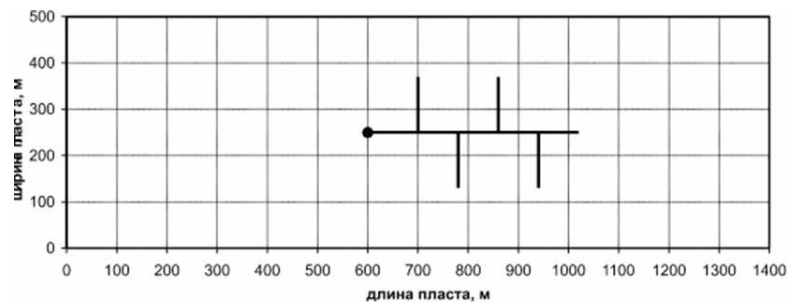


Рис. 1. Профиль многозабойной горизонтальной скважины для дебита 0,246 млн.м³/сут.

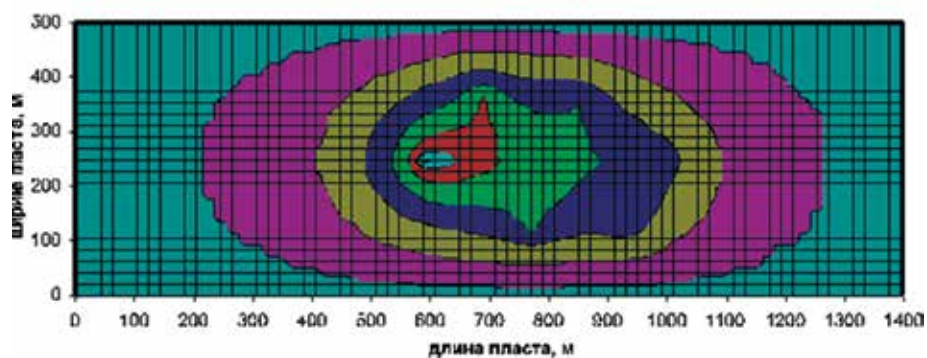


Рис. 2. Поле давления многозабойной горизонтальной скважины для дебита 0,246 млн.м³/сут.

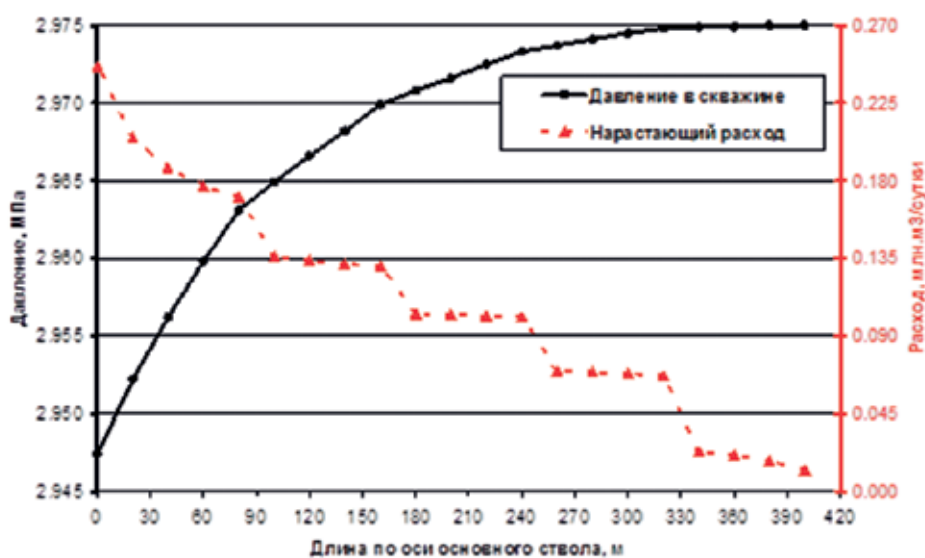


Рис. 3. Распределение давления и расхода вдоль основного ствола многозабойной горизонтальной скважины для дебита 0,246 млн.м³/сут.

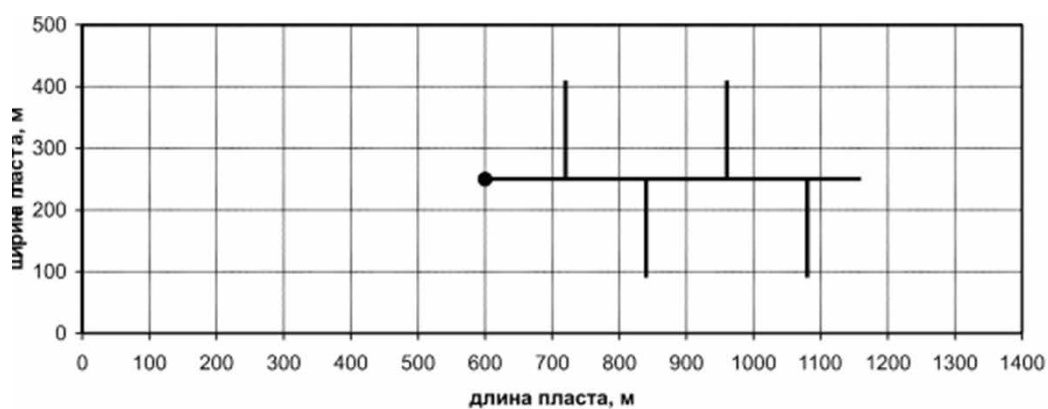


Рис. 4. Профиль многозабойной горизонтальной скважины для дебита 0,476 млн.м³/сут.

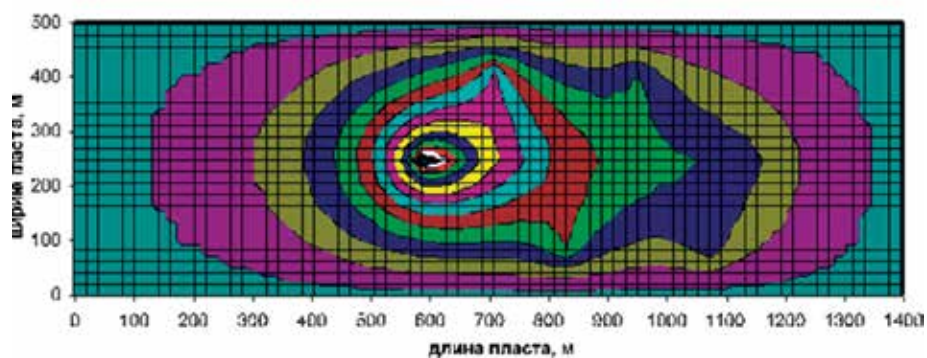


Рис. 5. Поле давления многозабойной горизонтальной скважины для дебита 0,476 млн.м3/сут.

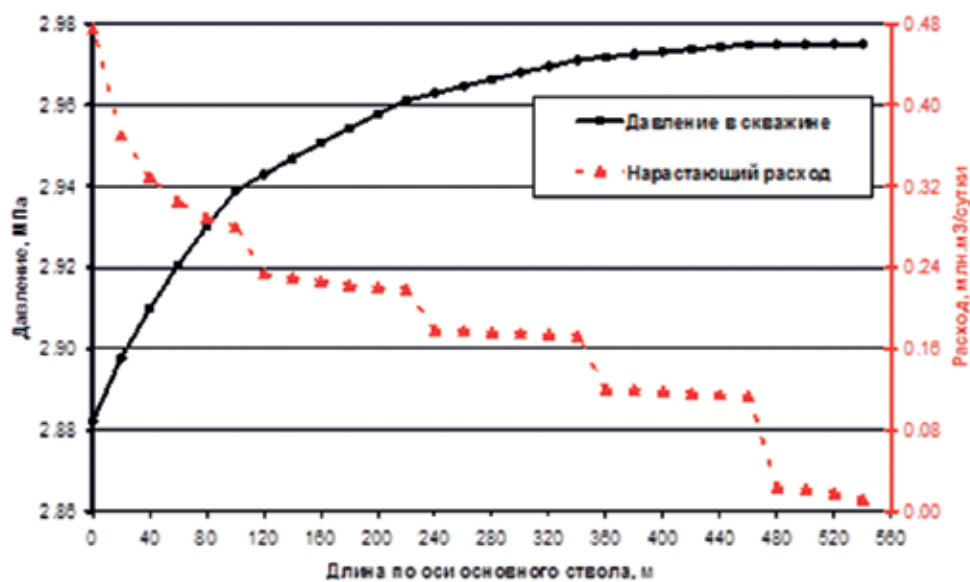


Рис. 6. Распределение давления и расхода вдоль основного ствола многозабойной горизонтальной скважины для дебита 0,476 млн.м3/сут.

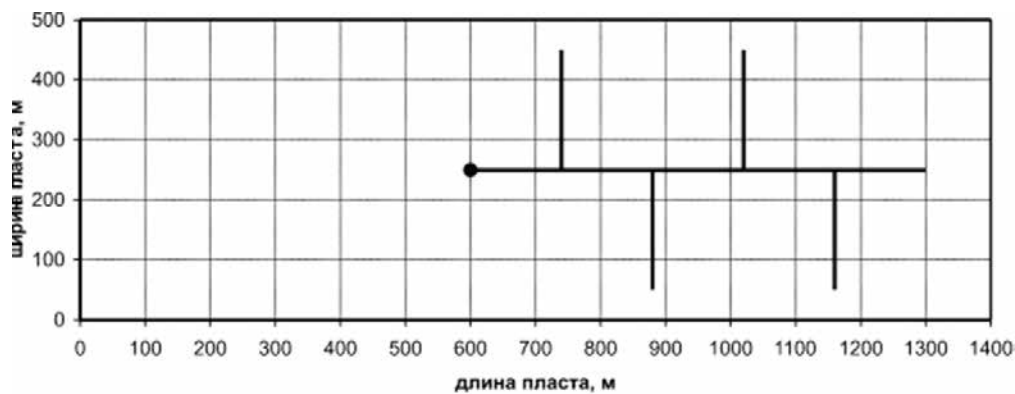


Рис. 7. Профиль многозабойной скважины для дебита 1,123 млн.м3/сут.

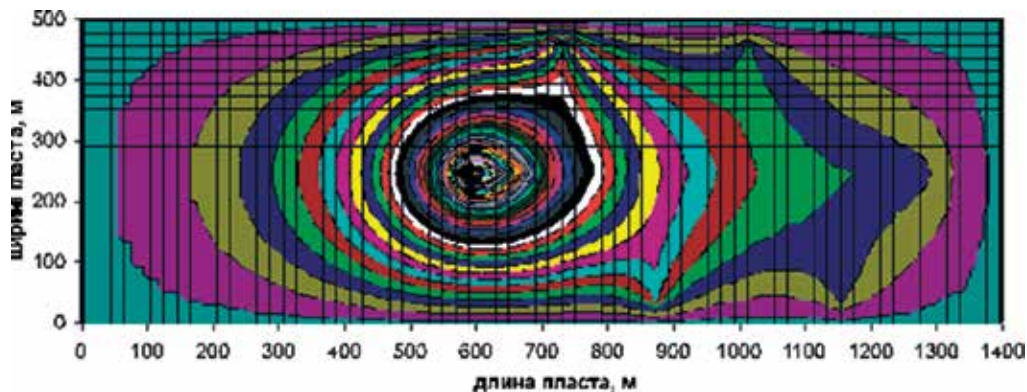


Рис. 8. Поле давления многозабойной горизонтальной скважины для дебита 1,123 млн.м³/сут.

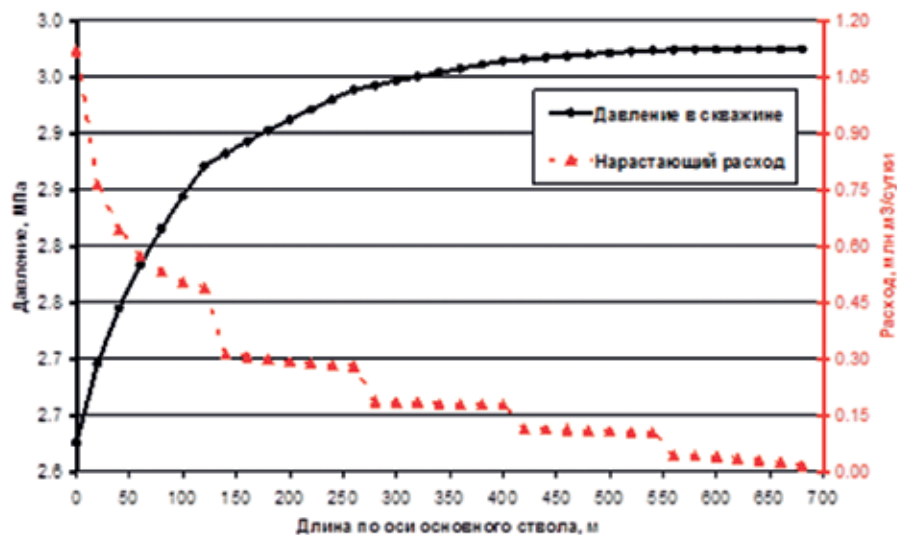


Рис. 9. Распределение давления и расхода вдоль основного ствола многозабойной горизонтальной скважины для дебита 1,123 млн.м³/сут.

В результате получены следующие конфигурации многостволенной горизонтальной скважины:

- 1) для получения дебита 246 тыс.м³/сут. достаточно пробурить горизонтальную скважину с длиной основного ствола 420 м и 4 боковых стволов длиной по 120 м (рис. 1–3);
- 2) для получения дебита 476 тыс.м³/сут. необходимо пробурить горизонтальную скважину длиной основного ствола 560 м и 4 боковых стволов с длинами по 160 м (рис. 4–6);
- 3) для получения дебита 1,123 млн. м³/сут. необходимо пробурить горизонтальную скважину длиной около 700 м и четыре боковых ствола по 200 м (рис. 7–9).

Литература

1. Зозуля Г. П., Кустышев А. В., Матияшин И. С. Особенности добычи нефти и газа из горизонтальных скважин. М.: Издательский центр «Академия», 2009. 176 с.
2. Алиев З. С., Шеремет В. В. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газоконденсатные пласты. М.: Недра, 1995. 131 с.
3. Черных В. А., Черных В. В. Научные основы моделирования горизонтальной газовой скважины. М.: РУДН, 2014. 123 с.