

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2.116-129>

EDN LKOXFE

УДК 622.245.7

## **Обоснование длин стволов двуствольной скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта**

<sup>1</sup>Пызыков В.Ф., <sup>2</sup>Сохошко С.К.

<sup>1</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», Когалым, Россия

<sup>2</sup>Тюменский индустриальный университет, Тюмень, Россия

## **Validation the lengths of the wellbores for multistage fracturing well**

<sup>1</sup>V.F. Pyzykov, <sup>2</sup>S.K. Sohoshko

<sup>1</sup>LLC «LUKOIL-Engineering», Kogalym, Russia

<sup>2</sup>Tyumen Industrial University, Tyumen, Russia

**E-mail: Vladimir.Pyzykov@lukoil.com**

**Аннотация.** В настоящее время получают распространение горизонтальные скважины сложной конструкции, в частности многоствольные и многозабойные. При этом возникают задачи, связанные с определением длин стволов подобных скважин. Рассматривается разработка двух эксплуатационных объектов горизонтальной двуствольной скважиной, один ствол которых освоен с многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МсГРП), другой обсажен фильтром-хвостовиком. Конструкция скважины не предусматривает наличия в стволе пакера, разделяющего эксплуатируемые пласты. В этом случае возникает вопрос равномерного дренирования обоих пластов, что, в свою очередь, ставит задачу определения длин стволов, количество трещин ГРП и их параметров. Уравнение, связывающее параметры обоих стволов, получается из условия равенства темпов отбора текущих запасов обоими стволами. Варьируя длинами стволов, количеством трещин ГРП, можно добиться равенства темпов отбора текущих запасов в зонах дренирования обоих пластов. Приведена и апробирована методика расчета указанных параметров стволов на примере конкретной скважины.

**Ключевые слова:** горизонтальная двуствольная скважина, равномерное дренирование, многостадийный гидравлический разрыв пласта, фильтр-хвостовик, темп отбора запасов нефти

**Для цитирования:** Пызыков В.Ф., Сохошко С.К. Обоснование длин стволов двуствольной скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта // Нефтяная провинция.-2023.-№2(34).-С. 116-129. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2>. 116-129. - EDN LKOXFE

**Abstract.** Currently, horizontal wells with multi-wellbores and multi-holes are becoming widespread. At the same time, there are problems associated with determining the lengths of such wells. The article considers the well, which exploits two formation. The well has two horizontal wellbores, one of them with the multistage fracturing and the other has liner-filter. The construction of the well does not have packer for independent production recovery from the two formation. We have a question of how to achieve proportional fluid recovery, which, in turn, puts the task of determining the lengths of the wellbores, the number of fractures and parameters of fractures. An equation relating the parameters of both wellbores it is obtained from the condition of equality production rates of resources of both wellbores. By varying the lengths of the wellbores, the number of fractures it is possible to achieve equality the rates of recovery current reserves in the drainage zones of both layers. The article gives the methods of calculating the specified parameters of the wellbores on the example of a specific well.

**Keywords:** *horizontal dual-wellbores well, proportional fluid recovery, multistage fracturing, liner-filter, the rates of recovery oil, Kogalymskoe oilfield*

**For citation:** V.F. Pyzykov, S.K. Sohoshko Obosnovaniye dlin stvolov dvustvol'noy skvazhiny s mnogostadiynym gidravlicheskim razryvom plasta [Validation the lengths of the wellbores for multistage fracturing well]. Neftyanaya Provintsiya, No. 2(34), 2023. pp. 116-129. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.2>. 116-129. EDN LKOXFE (in Russian)

## Введение

В настоящее время нефтяным компаниям приходится сталкиваться с необходимостью освоения запасов нескольких продуктивных пластов горизонтальными скважинами с различными типами заканчивания стволов.

Технология строительства двуствольной скважины, которая вскрывает два различных эксплуатационных объекта считается сложной, для которой требуется дополнительное оборудование и высокие навыки работы специалистов [1]. После заканчивания ранее пробуренного ствола в колонне с целью изолирования устанавливают изолирующее устройство, например, мостовую пробку. Над изолирующим устройством устанавливают извлекаемый клин, для выполнения проема в колонне основного ствола посред-

ством вырезания «окна». Из интервала проема производят забуривание бокового ствола. Осуществляют спуск фильтровой части с отсоединением установочного инструмента посредством сброса шара при продавливании раствора, инициирующего последовательное срабатывание заколонного пакера и разъединителя при повышении давления активации.

Далее будут рассмотрен механизм проведения расчетов по определению оптимальных условий для разработки двустволенной скважины, в зависимости от депрессии, количества трещин (для ГС с МсГРП), длины (для ГС без МсГРП) и других геолого-технологических показателей.

### **Методика расчётов**

Перед вводом в эксплуатацию двустволенных скважин возникает вопрос об оптимальных условиях разработки двух отдельных пластов. Другими словами, нужно добиться равномерной выработки запасов (в области дренирования) верхним и нижним стволами. Для этого нужно придерживаться равных темпов отборов, то есть отношения дебита каждого из стволов к дренируемым запасам должны быть равными.

В данной работе будут решаться следующие задачи:

- а) расчёт дебитов каждого из стволов с применением аналитических методов, в зависимости от депрессии, количества трещин (для ГС с МсГРП), длины (для ГС без МсГРП) и других геолого-технологических параметров;
- б) определение запасов нефти в объеме дренирования каждого из стволов;
- в) установление темпов отборов запасов исходя из соотношения дебитов к запасам для каждого из стволов;
- г) выявление длины горизонтального ствола без МсГРП из условия равенства темпов отбора.

Для решения первых двух задач применяют два методических приема. Первый, с использованием расчетных формул по определению дебитов, отдельно для горизонтальной скважины без МсГРП в нашем случае, для верх-

него ствола и с МсГРП, для нижнего ствола. Второй, по промысловым данным эксплуатации горизонтальных скважин, находящимся в аналогичных условиях.

Перейдём к подсчёту дебита жидкости для горизонтальной скважины с МсГРП. Из отечественных работ по определению дебита горизонтальной нефтяной скважины с МсГРП известны работы С.В. Елкина с соавторами [2], В.П. Телкова и Д.С. Круглова [3]. Из иностранных авторов можно отметить работу Н. Songgen [4] с соавторами.

В работе [5] авторами получена модель для расчета дебита горизонтальной скважины с учетом угла отклонения трещин от перпендикулярного положения к скважине. В данной работе выведена формула, связывающая дебит скважины с отклонением от нормали, и приведен ответ на вопрос: каково влияние такого отклонения на дебит, по крайней мере, с теоретической точки зрения. Дебит рассчитывается по формуле:

$$Q_1 = \frac{2khL}{b\mu l} (P_{\text{п}} - 0,5P_0 - 0,5P_3) + \frac{2\pi kh(P_{\text{п}} - P_3)}{b\mu \left[ \text{Ln} \left( \frac{2R}{x_f} \right) \right]}, \quad (1)$$

где:  $k$  - проницаемость пласта,  $\text{м}^2$ ;  $h$  - толщина пласта,  $\text{м}$ ;  $L$  - расстояние между крайними трещинами,  $\text{м}$ ;  $b$  - объемный коэффициент нефти;  $\mu$  - вязкость нефти,  $\text{мПа}\cdot\text{с}$ ;  $l$  - расстояние от трещинного пространства до границы площади дренирования,  $\text{м}$ ;  $P_{\text{п}}$ ,  $P_0$ ,  $P_3$  - пластовое, промежуточное (на границе межтрещинного пространства) и забойное давления;  $R$  - радиус дренирования,  $\text{м}$ ;  $x_f$  - полудлина трещины,  $\text{м}$ .

Промежуточное давление в данном случае определяется по формуле:

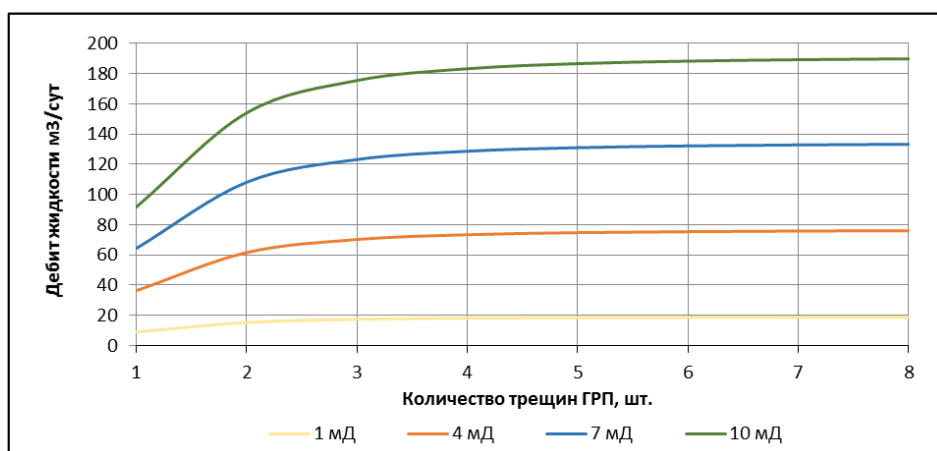
$$P_0 = \frac{P_{\text{п}} - P_3 \left( \frac{1}{2} - (N-1) \frac{2^4 X_f (R - X_f \cos \alpha)}{L^2 \cos \alpha} \right)}{\frac{1}{2} + (N-1) \frac{2^4 X_f (R - X_f \cos \alpha)}{L^2 \cos \alpha}}, \quad (2)$$

где  $N$  - число трещин ГРП,  $\alpha$  - угол отклонения трещины от нормали к скважине.

В ходе проводки по стволу отмечается неоднородность пласта, часто ствол пронизывает множество прослоев и линз, которые существенно различаются по свойствам. Неоднородность может быть большой, соответственно, расчёт, проведенный по осредненным данным не будет давать точный результат. Авторами [2] получена модель зонально-неоднородного пласта с учетом наличия непроницаемых участков. Результатом является сумма всех рассчитанных дебитов для каждого продуктивного участка.

При расчете дебита допускаются некоторые упрощения и предположения. Формулы не учитывают характеристики трещины (проводимость, ширина трещины, проницаемость проппанта), не учитывается и работа скважины во вписанной системе разработки. Предполагается, что на контуре питания пластовое давление имеет постоянную величину, а скважина работает в упругом режиме. К недостаткам и ограничениям можно также отнести усредненный подход к расчётам, в то время как фактические значения проницаемости пласта, толщины пласта на каждом отрезке горизонтального ствола могут сильно различаться.

В работе [6] указывается на то, что с увеличением числа трещин без увеличения длины горизонтального участка скважина не дает значительного прироста дебита ввиду наличия эффекта интерференции между соседними портами (Рис. 1).



**Рис. 1. Зависимости дебитов скважин с МсГРП от количества трещин при разных значениях проницаемости пласта**

Для подсчёта дебита горизонтальной скважины без МсГРП существует ряд аналитических формул, предложенных разными авторами. Оценка применимости шести наиболее распространенных методик (S.D. Joshi, Ю.П. Борисова, F.M. Giger, G.I. Renard, Butler, Furui), для определения дебитов ГС без МсГРП на основе сопоставительного анализа ожидаемых дебитов и фактических результатов бурения проводилась по объекту АВ<sub>1-2</sub> Нивагальского месторождения [7]. Сопоставление расчетных дебитов, рассчитанных по пяти методикам, с фактическими дебитами проводилось также по скважинам, эксплуатирующие терригенные отложения бобриковского горизонта Ромашкинского месторождения [8].

Формула, предложенная S.D. Joshi [9], после проведенных верификаций с другими известными формулами и фактическими данными, может быть использована для расчёта притока в условиях терригенного коллектора:

$$Q_2 = 86,4 * \frac{2\pi * k * h}{B_0 * \mu} * \frac{P_k - P_c}{\ln \frac{a + \sqrt{a^2 - (\frac{L}{2})^2}}{\frac{L}{2}} + \frac{h}{L} * \ln \frac{h}{2\pi * r_c}}, \quad (3)$$

где  $Q_2$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут;  $k$  – проницаемость пласта, м<sup>2</sup>;  $h$  – толщина пласта, м;  $B_0$  – объемный коэффициент нефти;  $\mu$  – вязкость нефти, мПа\*с;  $P_k$ ,  $P_c$  – пластовое и забойные давления, Па;  $r_c$  – внутренний радиус питания, м;  $L$  – длина горизонтального участка, м.  $a$  – большая полуось эллипса (контура питания), м, вычисляется по формуле:

$$a = \frac{L}{2} \left[ \frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left( \frac{2 * R_k}{L} \right)^4} \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (4)$$

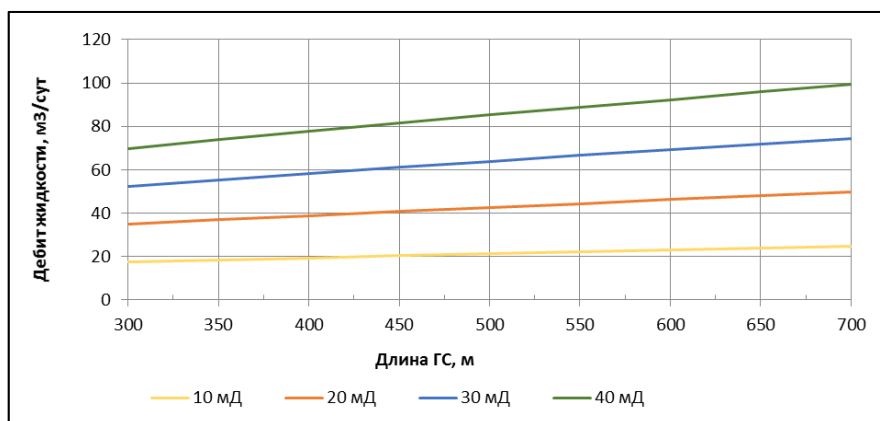
где  $R_k$  – радиус контура питания, м.

Во всех аналитических формулах дебит жидкости прямо пропорционален проницаемости, в связи с чем и разброс по величинам расчетных дебитов также имеет большую дисперсность по сравнению с фактом (Рис. 2).

Соответственно, с возрастанием диапазона значений проницаемостей сходимость расчетного дебита снижается. Расчеты дебита горизонтальной скважины, для пластов с проницаемостью более  $80 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>, оказались далеки от промысловых данных. В диапазоне проницаемостей  $1-10 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> – по 83 % скважин Нивагальского месторождения получен дебит с отклонением не более 20 % от факта. По методикам, где в отдельных диапазонах проницаемости расчетный дебит значительно отличается от факта, в случае использования их для прогноза Вахрушевым В.В. и другими соавторами [7] предлагаются введение поправочных коэффициентов.

Результаты бурения горизонтальных скважин показывают, что эффективность проводки по коллектору далека от идеальных значений для понимания такого значения, как длина горизонтального ствола. Основную ошибку в вычислениях вносят условия однородности пласта [10]. Однако, если представлять пласт в виде нескольких однородных пропластков, расчеты дебитов по описанным выше аналитическим выражениям показывают большую сходимость с фактическим материалом.

При разработке низкопроницаемых коллекторов наблюдается значительное падение пластового давления в начальный период эксплуатации. Необходимо также учитывать, что по мере отбора жидкости происходит деформация коллектора в зоне дренирования, ведущая к изменению пористости и проницаемости породы [11].



**Рис. 2. Графики зависимостей дебита жидкости скважин без МсГРП от длины ГС при разных значениях проницаемости пласта**

Одним из основных критериев эксплуатации двух и более объектов является равномерность выработки запасов скважиной. В противном случае эффективность эксплуатации будет ниже по причине более быстрого истощения наиболее проницаемого и продуктивного пласта (особенно с небольшими запасами) по сравнению с менее проницаемыми пластами, менее продуктивными и с большими запасами.

Равномерность выработки запасов из пластов месторождения определяется равенством темпов отбора текущих запасов пластов (или начальных запасов в случае ввода скважины в эксплуатацию) в областях дренирования:

$$\frac{Q_1}{W_1} = \frac{Q_2}{W_2}, \quad (5)$$

где  $Q_1, Q_2$  – дебиты первого и второго стволов, соответственно, м<sup>3</sup>/сут;  
 $W_1, W_2$  – запасы в областях дренирования этих стволов.

Текущие запасы в областях дренирования стволов определяются с использованием усредненных параметров:

$$W = \pi R_k^2 h m \sigma_n, \quad (6)$$

где  $R_k$  – радиус контура питания, м;  $h$  – толщина пласта, м;  $m$  – коэффициент пористости, доли ед.;  $\sigma_n$  – коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.

### **Опробование предлагаемой методики расчётов**

Два рассматриваемых объекта эксплуатации ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> и БС<sub>16</sub><sup>1</sup> приурочены к отложениям васюганской свиты верхней юры и к сортымской свите раннего мела, соответственно, и разрабатываются отдельными сетками скважин. Пласт ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> характеризуется более ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами и для получения рентабельных показателей осваивается с применением ГРП. Нижняя часть пласта БС<sub>16</sub><sup>1</sup> представлена активными подошвенными водами (Рис. 3), поэтому использование ГРП несёт в себе существенный риск получения высокообводненной продукции. Два пласта в скв. № 1Г разрабатываются совместно, без пакера, а значит депрес-



сии взаимосвязаны, т.е. изменяя депрессию на один пласт, мы изменяем депрессию на другой пласт. Средние значения основных параметров пластов ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> и БС<sub>16</sub><sup>1</sup> представлены в табл. 1.

Скважина № 1Г вскрывает два эксплуатационных объекта ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> и БС<sub>16</sub><sup>1</sup>, находящиеся друг от друга на расстоянии 150 м по вертикали, и отличающиеся не только геолого-физическими характеристиками, но и разными способами их освоения.

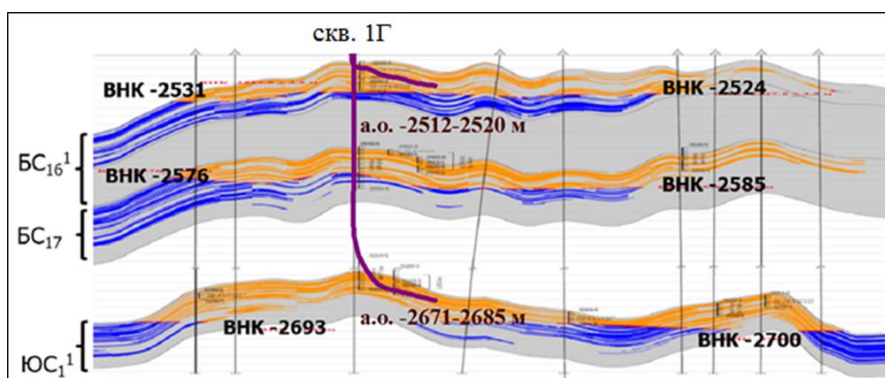


Рис. 3. Геологический разрез в районе рассматриваемой скважины

Первый горизонтальный ствол, пробуренный на пласт ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>, освоен с МсГРП (Рис. 4). Второй горизонтальный ствол, пробуренный на пласт БС<sub>16</sub><sup>1</sup> обсажен фильтром-хвостовиком. Два пласта в скважине разрабатываются совместно, без пакера, а значит депрессии взаимосвязаны, т.е. изменяя депрессию на один пласт, мы изменяем депрессию на другой пласт.

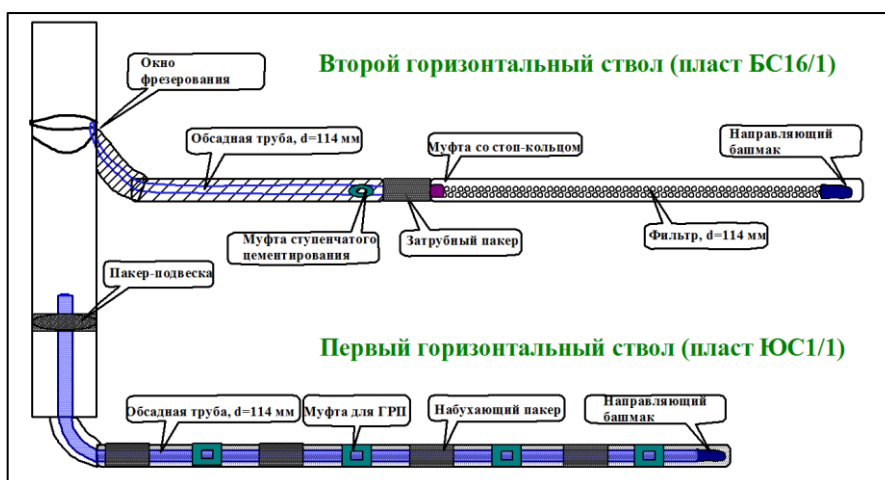


Рис. 4. Схематическое изображение внутрискважинных элементов двуствольной скважины

На первом этапе подсчитываем дебиты жидкости для первого горизонтального ствола с использованием параметров формулы 1 и промежуточного параметра из формулы 2. В табл. 1 приведены несколько значений дебитов, для подсчёта которых постоянными являются все параметры, кроме количества трещин ГРП.

Таблица 1

*Данные для расчёта дебита по нижнему стволу, пласт ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>*

$k, \text{ м}^2$	$h, \text{ м}$	$L, \text{ м}$	$b$	$\mu, \text{ Па}\cdot\text{с}$	$l, \text{ м}$	$R_{п}, \text{ Па}$	$R_{з}, \text{ Па}$	$N, \text{ ед.}$	$Xf, \text{ м}$	$R, \text{ м}$	$P_0, \text{ Па}$	$Q, \text{ м}^3/\text{сут}$
3,00E-15	4	500	1,2	0,90E-03	500	2,50E+07	1,32E+07	1	50	1,00E+03	4,10E+07	27,0
3,00E-15	4	500	1,2	0,90E-03	500	2,50E+07	1,32E+07	2	50	1,00E+03	2,50E+07	33,8
3,00E-15	4	500	1,2	0,90E-03	500	2,50E+07	1,32E+07	3	50	1,00E+03	1,35E+07	38,7
<b>3,00E-15</b>	<b>4</b>	<b>500</b>	<b>1,2</b>	<b>0,90E-03</b>	<b>500</b>	<b>2,50E+07</b>	<b>1,32E+07</b>	<b>4</b>	<b>50</b>	<b>1,00E+03</b>	<b>7,61E+06</b>	<b>41,2</b>
3,00E-15	4	500	1,2	0,90E-03	500	2,50E+07	1,32E+07	5	50	1,00E+03	4,73E+06	42,5
3,00E-15	4	500	1,2	0,90E-03	500	2,50E+07	1,32E+07	6	50	1,00E+03	3,18E+06	43,1
3,00E-15	4	500	1,2	0,90E-03	500	2,50E+07	1,32E+07	7	50	1,00E+03	2,27E+06	43,5
3,00E-15	4	500	1,2	0,90E-03	500	2,50E+07	1,32E+07	8	50	1,00E+03	1,70E+06	43,8

На втором этапе определяем дебиты жидкости для второго горизонтального ствола с использованием формул 3 и 4. В табл. 2 приведены несколько значений дебитов в зависимости от длины второго горизонтального ствола, при одинаковых значениях всех других параметров.

Таблица 2

*Данные для расчёта дебита по верхнему стволу, пласт БС<sub>16</sub><sup>1</sup>*

$k, \text{ м}^2$	$h, \text{ м}$	$b$	$\mu, \text{ Па}\cdot\text{с}$	$\Delta P_{п-Рз}, \text{ Па}$	$L, \text{ м}$	$гс, \text{ м}$	$R_k, \text{ м}$	$Q, \text{ м}^3/\text{сут}$
6,50E-15	8,9	1,2	1,01E-03	1,03E+07	175	0,10	1,00E+03	81,7
6,50E-15	8,9	1,2	1,01E-03	1,03E+07	225	0,10	1,00E+03	89,4
6,50E-15	8,9	1,2	1,01E-03	1,03E+07	275	0,10	1,00E+03	96,5
6,50E-15	8,9	1,2	1,01E-03	1,03E+07	325	0,10	1,00E+03	103,3
6,50E-15	8,9	1,2	1,01E-03	1,03E+07	375	0,10	1,00E+03	109,8
<b>6,50E-15</b>	<b>8,9</b>	<b>1,2</b>	<b>1,01E-03</b>	<b>1,03E+07</b>	<b>425</b>	<b>0,10</b>	<b>1,00E+03</b>	<b>116,1</b>
6,50E-15	8,9	1,2	1,01E-03	1,03E+07	475	0,10	1,00E+03	122,3
6,50E-15	8,9	1,2	1,01E-03	1,03E+07	525	0,10	1,00E+03	128,5

На третьем этапе находим отношение дебитов и запасов (Табл. 3). Дебиты рассчитаны ранее и взяты из табл. 1 и 2. Пропорция, или равен-

ство формулы 6, достигается при 116,1 м<sup>3</sup>/сут со второго ствола (выделено зеленым цветом). Данное значение дебита, как видно из табл. 2, соответствует стволу длиной 425 м (выделено зеленым цветом).

Таблица 3

*Рассчитанные темпы отборов по каждому из стволов*

Объект	Q, м <sup>3</sup> /сут	m, д. ед.	$\sigma_n$ , д.ед.	Запасы, т	Q/Запасы	Объект	Q, м <sup>3</sup> /сут	m, д. ед.	$\sigma_n$ , д.ед.	Запасы, т	Q/запасы
Нижний ствол	27,0	0,16	0,4	803840	3,35E-05	Верхний ствол	81,7	0,18	0,45	2263626	3,61E-05
	33,8	0,16	0,4	803840	4,21E-05		89,4	0,18	0,45	2263626	3,95E-05
	38,7	0,16	0,4	803840	4,82E-05		96,5	0,18	0,45	2263626	4,26E-05
	<b>41,2</b>	<b>0,16</b>	<b>0,4</b>	<b>803840</b>	<b>5,13E-05</b>		103,3	0,18	0,45	2263626	4,56E-05
	42,5	0,16	0,4	803840	5,28E-05		109,8	0,18	0,45	2263626	4,85E-05
	43,1	0,16	0,4	803840	5,37E-05		<b>116,1</b>	<b>0,18</b>	<b>0,45</b>	<b>2263626</b>	<b>5,13E-05</b>
	43,5	0,16	0,4	803840	5,42E-05		122,3	0,18	0,45	2263626	5,40E-05
	43,8	0,16	0,4	803840	5,45E-05		128,5	0,18	0,45	2263626	5,68E-05

Таким образом, к равенству уравнения (6) приходим после получения выборок значений дебитов, которые получаются путём изменения параметрами, изменяемыми в процессе строительства и освоения (длины стволов, количества стадий ГРП, массы проппанта и др.), а также изменяемой в процесс эксплуатации величиной депрессии. Расчёты рекомендуется выполнять в режиме заданных забойных давлений.

Выполненные расчёты показывают, что длина, удовлетворяющая критерию равенства темпов отборов, в значительной степени зависит от геологических особенностей участка залежи, состояния разработки и других факторов, в связи с чем поиск оптимальной длины должен проводиться индивидуально для каждой скважины.

Расчёты, проведенные по скв. № 1Г показывают, что равенство уравнения (6) достигается при условии проведения в первом стволе длиной 500 м четырёх стадий ГРП с общей массой проппанта 140 т при значении длины второго ствола 425 м.

## Выводы

1. Учитывая ограниченные возможности размещения дополнительных скважин (уплотняющее бурение), в планы нефтяных компаний входит реконструкция части пробуренных одноствольных горизонтальных скважин методом зарезки боковых стволов с последующей одновременной эксплуатацией обоих стволов. Основанием для строительства двухствольных скважин может служить и снижение стоимости, за счет сокращения объекта/платформы, сокращения числа устьев и выкидных линий, требуемых для доступа к разным коллекторам.

2. Перед вводом в эксплуатацию двухствольных скважин возникает вопрос об оптимальных условиях разработки двух отдельных пластов. Другими словами, нужно добиться равномерной выработки запасов (в области дренирования) верхним и нижним стволами. Для этого нужно придерживаться равных темпов отборов, то есть отношения дренируемых запасов к дебиту с каждого из стволов должны быть равными.

3. Представленные в данной статье методы, в дальнейшем помогут определиться с выбором длины стволов, количества трещин и другими параметрами на этапе строительства скважины с двухствольной конструкцией, с помощью которого выработка запасов станет равномерной.

## Список литературы

1. Бакиров Д.Л. Способ строительства многоствольной скважины / Д.Л. Бакиров, М.М. Фаттахов // RU 2650161 С2, Описание изобретения к патенту. Бюл. № 10 от 09.04.2018.
2. Елкин С.В. Опыт проведения экспресс-оценок дебита горизонтальных скважин после многозонного гидроразрыва пласта / С.В. Елкин, А.А. Алероев, Н.А. Веремко, М.В. Чертенков // Инженерная практика. 2016. № 12. С. 70–79.
3. Телков В.П. Улучшенная модель для расчета производительности горизонтальной скважины с многозонным гидравлическим разрывом пласта / В.П. Телков, Д.С. Круглов // Нефтепромысловое дело. 2017. № 11. С. 28–36.
4. Songgen H. Optimization of Staged-Fracturing in Heterogeneous Tight Gas Reservoirs of Western-Sichuan Gas Field / Songgen He, Yan Deng, Jianchun Guo // SPE 176145. 2015.

5. Елкин С.В. Учет влияния отклонения трещин от перпендикулярного положения к горизонтальной скважине на дебит жидкости после многозонного гидроразрыва пласта / С.В. Елкин, А.А. Алероев, Н.А. Веремко, М.В. Чертенков // Нефтепромысловое дело. 2016. № 10. С. 37–42.
6. Елкин С.В. Модель для экспресс-расчета дебита флюида горизонтальной скважины в зависимости от числа трещин ГРП с учетом анизотропии пласта / С.В. Елкин, А.А. Алероев, Н.А. Веремко, М.В. Чертенков // Инженерная практика. 2016. № 7. С. 82–88.
7. Вахрушев В.В. Оценка применимости различных методик расчета дебита горизонтальной скважины в условиях низко- и высокопроницаемых пластов / В.В. Вахрушев, В.Н. Мельников, С.А. Москвитин, Д.А. Кутельникова // Нефтепромысловое дело. 2019. № 9. С. 52-58.
8. Насыбуллин А.В. Управление моделью установившегося притока жидкости к горизонтальной скважине и трещине бесконечной проводимости / А.В. Насыбуллин, А.В. Лифантьев, В.В. Васильев, А.Н. Астахова // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2014. № 6. С. 27-32.
9. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells // 1988. № 40. С. 729-739.
10. Малышев И.О. Обоснование производительности горизонтальных скважин с учетом их траектории / И.О. Малышев, М.Л. Карнаухов // Горные ведомости. 2006. № 9. С. 72-79.
11. Федотов И.Б. Способ аналитического прогноза дебита горизонтальных скважин на месторождениях углеводородов в низкопроницаемых пластах-коллекторах на примере месторождения им. В.Н. Виноградова / И.Б. Федотов, О.Ю. Кашников, И.А. Кибаленко, О.Н. Шевченко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 4. С. 32-39.
12. Воеводкин В.Л. Новые технологии в компании "ЛУКОЙЛ": от простого к сложному / В.Л. Воеводкин, М.В. Чертенков // Нефтяное хозяйство. 2019. № 8. С. 62-66.

### References

1. Bakirov D.L. Method of multilateral well construction // Patents of invention / D.L. Bakirov, M.M. Fattahov // RU 2650161 C2, Abstract of invention: Bull. № 10. 09.04.2018. (in Russian)
2. Elkin S.V. Experience of express-valuation the flowrate of horizontal wells with multizone hydraulic fracturing / S.V. Elkin, A.A. Aleroev, N.A. Veremko, M.V. Chertenkov // Engineering practice, 2016, Issue 12, P. 70–79. (in Russian)
3. Telkov V.P. An improved model that is applied to calculate a productivity subjected to a multizone hydraulic fracturing of a formation / V.P. Telkov, D.S. Kruglov // Oilfield engineering, 2017, Issue 11, P. 28-36. (in Russian)
4. Songgen H. Optimization of Staged-Fracturing in Heterogeneous Tight Gas Reservoirs of Western-Sichuan Gas Field / Songgen He, Yan Deng, Jianchun Guo // SPE 176145, 2015.
5. Elkin S.V. Consideration of the impact of fractures deviation from their perpendicular position to a horizontal well on the liquid flow rate following a multi-stage hydraulic / S.V. Elkin, A.A. Aleroev, N.A. Veremko, M.V. Chertenkov // Oilfield engineering, 2016, Issue 10, P. 37–42. (in Russian)
6. Elkin S.V. Flowrate calculation model for fractured horizontal well depending on frac stages number / S.V. Elkin, A.A. Aleroev, N.A. Veremko, M.V. Chertenkov // Engineering practice, 2016, Issue 7, P. 82–88. (in Russian)

7. Vakhrushev V.V. Assessment of various methods applicability for calculation of a horizontal well flow-rate in conditions of low and high performable reservoirs / V.V. Vakhrushev, V.N. Melnikov, S.A. Moskvitin, D.A. Kutelnikova // Oilfield engineering, 2019, Issue 9, P. 52-58. (in Russian)
8. Nasybullin A.V. Controlling over the model of liquid stable inflow towards a horizontal well and a crack of endless conductivity / A.V. Nasybullin, A.V. Lifantiev, V.V. Vasiliev, A.N. Astahova // Automation, telemechanization, and communication in oil industry, 2014, Issue 6, P. 27-32. (in Russian)
9. Joshi S.D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells / S.D. Joshi // 1988, Issue 40, P. 729-739. (in English)
10. Malyshev I.O. Justification of the productivity of horizontal wells taking into account their trajectory / I.O. Malyshev, M.L. Karnauhov // Journal of mountain, 2006, Issue 9, P. 72-79. (in Russian)
11. Fedotov I.B. A method of analytic prediction of horizontal wells flow-rates of hydrocarbon fields located in low-permeable formations-collectors on the example of V.N. Vinogradov field / I.B. Fedotov, O.Yu. Kashnikov, I.A. Kibalenko, O.N. Shevchenko // Geology, geophysics and development of oil and gas fields // 2018, Issue 4, P. 32-39. (in Russian)
12. Voevodkin V.L. New Technologies in LUKOIL: from Simple to Complicated / V.L. Voevodkin, M.V. Chertenkov // Oil-industry, 2019, Issue 8, P. 62-66. (in Russian)

#### **Сведения об авторах**

*Пызыков Владимир Федорович*, инженер, ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
Россия, 628481, г. Когалым, Россия, ул. Центральная, 19  
E-mail: Vladimir.Pyzykov@lukoil.com

*Сохошко Сергей Константинович*, профессор, доктор технических наук, Тюменский Индустриальный Университет, кафедра разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений  
Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Мельникайте, 70  
E-mail: Sohoshkosk@tyuiu.ru

#### **Authors**

*V.F. Pyzykov*, engineer, LLC «LUKOIL-Engineering»  
19, Central st., Kogalym, 628481, Russian Federation  
E-mail: Vladimir.Pyzykov@lukoil.com

*S.K. Sohoshko*, Professor, Doctor of Technical Sciences, Tyumen Industrial University, Department of development and operation of Oil and Gas Fields  
70, Melnikaite st., Tyumen, 625000, Russian Federation  
E-mail: Sohoshkosk@tyuiu.ru

*Статья поступила в редакцию 18.04.2023*

*Принята к публикации 15.06.2023*

*Опубликована 30.06.2023*