

2. Гельдимуратов, А. Г. Особенности бурения горизонтальных скважин при строительстве подземных границ газа [Текст] / А. Г. Гельдимуратов // Нефть, газ и минеральные ресурсы Туркменистана. – 2021. – № 4 (55). – С. 28 – 31.
3. Geldimyradow, A. G. Ýerasty innowasion gaz saklawhanalarynyň ylmy esaslary [Text] / A. G. Geldimyradow. – A.: Ýlym, 2021. – 207 s.

ОБОСНОВАНИЕ УЧЕТА ПАРАМЕТРА ПЛОТНОСТИ СЕТКИ СКВАЖИН ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТИПАХ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Денисов В.И.^{1,2}

Научный руководитель доцент Л.В. Шишмина¹

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

²*АО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, Россия*

Плотность сетки скважин (ПСС) в нефтепромысловом деле является очень важным параметром, определение которого позволяет сделать выводы касательно коэффициента охвата, нефтеотдачи и системы разработки в целом. Однако исходное определение ПСС как площади залежи, приходящейся на одну вертикальную скважину, в настоящее время осложняется применением различных методов заканчивания.

Целью данной работы является обоснование необходимости разработки единой унифицированной методики для определения параметра ПСС для скважин с различными типами заканчивания.

Стоит отметить, что одним из важных моментов является обоснованный учет наличия в проектируемой или существующей сетке скважин с горизонтальным (ГС), боковым горизонтальным стволом (БГС), гидравлическим разрывом пласта (ГРП) и многостадийным гидравлическим разрывом пласта (МГРП). В настоящее время существующие подходы к оценке плотности сетки скважин значительно отличаются. Таким образом, ниже представлен анализ имеющихся источников по определению параметра ПСС для скважин с разными типами заканчивания.

Таблица 1

Значение плотности сетки скважин в зависимости от типа заканчивания скважины

№	Тип заканчивания	Значение параметра ПСС, доли ед.	Ограничения при применении формул
1	Гидравлический разрыв пласта	$S_i = \frac{F_0}{n_1 + x * n_2} * \ln \left(\frac{КИН_t}{K_B} \right)$	- коллектор терригенный, гидродинамически связный; - пласт малой толщины; - сетка скважин - треугольная или квадратная; - система разработки площадная, рядная или приконтурная.
2	Многостадийный гидравлический разрыв пласта	Нет единой методики для определения	
3	Горизонтальные скважины (формула Мулявина)	$S_V = \frac{S_{залежи}}{N_{ВС} + \alpha(L) * N_{ГС}}$	- коллектор терригенный, гидродинамически связный; - пласт малой толщины; - сетка скважин - треугольная или квадратная; - система разработки площадная, рядная или приконтурная.
4	Зарезка боковых стволов	Нет единой методики для определения	
5	Наклонно-направленные скважины	$S_{общ,д+н} = \frac{S_{общ}}{N_d + N_n}$	Не уточняется
6	Вертикальные скважины	$S_{общ,д+н} = \frac{S_{общ}}{N_d + N_n}$	Не уточняется
8	Многозбойные скважины	Нет единой методики для определения	

Из таблицы выше видно, что для многих типов заканчивания скважин отсутствует методика определения плотности сетки скважин. Кроме того, для имеющихся формул по определению указанного параметра существует большое количество допущений, что говорит о том, что рассчитанные значения будут отличаться от практических.

Далее рассмотрим вопрос применимости одной из приведенных выше формул - формулы Мулявина. Анализ будет произведен на основе литературного и аналитического обзора. Наиболее наглядно неточности при определении ПСС по указанной формуле можно увидеть на примере рассмотрения такого параметра как азимутальный угол горизонтального ствола скважины. В работе А.Р. Сарварова, В.В. Литвина (ОАО «ГНК-Нижневартовск») и И.В. Владимирова, О.С. Тюфякова, Т.Г. Казакова (НПО «Нефтегазтехнология») [1] рассматривается модельный участок с

различным расположением нагнетательных и добывающих скважин, а также различные варианты направлений горизонтальных стволов скважин на этой схеме (рис. 1).

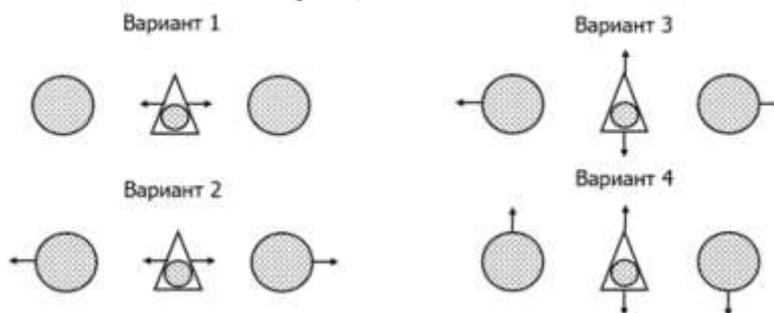


Рис. 1. Варианты расположения направления стволов горизонтальных скважин при определении параметра ПСС [1]

Авторами приведенной работы были проанализированы следующие случаи:

В первом варианте горизонтальных скважин – одна (нагнетательная), а вертикальных - две (добывающие);

Во втором варианте все скважины (и добывающие, и нагнетательная) являются горизонтальными, при этом их стволы находятся на одной прямой и направлены в противоположные стороны;

В третьем варианте все скважины (и добывающие, и нагнетательная) являются горизонтальными, при этом стволы добывающих скважин находятся на одной прямой, противоположно направлены друг другу и перпендикулярны направлению ствола нагнетательной скважины;

В четвертом варианте все скважины (и добывающие, и нагнетательная) являются горизонтальными, при этом стволы всех скважин параллельны друг другу, а направление стволов добывающих скважин – противоположное.

Таблица 2

Расчеты для разных вариантов расположения скважин

Вариант	Коеф-т нефтеизвлечения, доли ед.	Коеф-т охвата, доли ед.	Коеф-т х, доли ед.
1	0,332	0,49	0,95
2	0,470	0,69	1,92
3	0,476	0,70	1,99
4	0,452	0,67	1,73

Таким образом, по результатам приведенных выше расчетов (таблица 2) становится понятно, что коэффициент, учитывающий «вес» горизонтальной скважины при определении параметра ПСС, принимает значение, наиболее часто используемое в промышленной практике, два (1 горизонтальная скважина эквивалентна 2 вертикальным) только тогда, когда стволы ГС расположены так, чтобы достигался максимальный КИН. Для других вариантов расположения ГС это соотношение ниже и изменяется от 0,95 до 1,73. Очевидно, что неудачное расположение ствола ГС будет соответствовать меньшему значению коэффициента плотности сетки скважин.

Кроме того, по результатам приведенной работы становится понятно, что формула Малявина не всегда точна, так как она не учитывает азимутальный угол скважин, что значит, что в зависимости от направления горизонтального ствола скважины значение ПСС, определяемое этой формулой может отличаться от действительного.

Таким образом, в ходе анализа доступных источников, обобщения, систематизации и исследования результатов ранее проведенных работ других авторов, было выявлено, что параметр плотности сетки скважин в своем текущем виде не обеспечивает достаточной полноты получаемых данных. То есть, невозможно достоверно и с высокой точностью определить коэффициент извлечения нефти, а также выбрать оптимальный вариант системы разработки.

Данная тенденция подтверждается таблицей 1, из которой видно, что для многих типов заканчивания скважины отсутствует методика определения плотности сетки скважин. Кроме того, для имеющихся формул по определению указанного параметра существует большое количество допущений, что говорит о том, что рассчитанные значения будут отличаться от практических.

Литература

1. Сарваров А.Р., Владимиров И.В. Влияние расположения ствола горизонтальной скважины на коэффициент извлечения нефти и плотность сетки скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2008. – № 12. – С. 61 – 63.
2. Щелкачев В.Н. Влияние на нефтеотдачу плотности сетки скважин и их размещения // Нефтяное хозяйство. – 1974. – №6. – С. 26-30.
3. Щелкачев В.Н. О подтверждении упрощенной формулы, оценивающей влияние плотности сетки скважин на нефтеотдачу // Нефтяное хозяйство. – 1984. – № 1. – С. 30 – 33.
4. Лысенко В.Д., Мухарский Э.Д. Проектирование интенсивных систем разработки нефтяных месторождений. – М.: Недра, 1975. – 175 с.