



УДК 553.982.2

## ПОДБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ДЛИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ С ПОМОЩЬЮ СТАТИСТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА ОСНОВЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ

### SELECTION OF OPTIMUM LENGTH OF THE HORIZONTAL WELL BY MEANS OF STATISTICAL MODELING ON THE BASIS OF DEVELOPMENT INDICATORS

**Кашапов Линар Эзхарович**

инженер,  
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПермНИПИнефть»  
linar.kashapov@pnn.lukoil.com

**Тараканов Артем Константинович**

инженер,  
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»  
«ПермНИПИнефть»  
linar.kashapov@pnn.lukoil.com

**Аннотация.** В настоящее время актуальной задачей является определение оптимальной длины горизонтального ствола (ГС), так как бурение горизонтальных скважин оказывается значительно эффективнее, чем увеличение числа вертикальных скважин, поэтому рассмотрена возможность определения оптимальной длины ГС.

В статье проведен анализ скважин с горизонтальным проложением для определения влияния длины ствола на основные показатели разработки от литологического состава, посредством построения корреляционных зависимостей.

Рассмотрены скважины, пробуренные в терригенных и карбонатных коллекторах, в условиях с различной: проницаемостью, гидропроводностью, пьезопроводностью, депрессией на пласт и вязкостью нефти. Кроме того, анализ проводится отдельно для скважин с различной длиной ГС. Итогом работы является выделение ряда рекомендаций по выбору оптимальной длины ГС.

**Ключевые слова:** горизонтальная скважина; дебит нефти; дебит жидкости; обводненность; оптимальная длина горизонтального окончания; боковой горизонтальный ствол; зависимость показателей разработки; технологические показатели скважины; характеристика коллектора.

**Kashapov Linar Ezkharovich**

Engineer,  
«PermNIPneft»,  
branch of LLC «LUKOIL-Engineering»  
linar.kashapov@pnn.lukoil.com

**Tarakanov Artem Konstantinovich**

Engineer,  
«PermNIPneft»,  
branch of LLC «LUKOIL-Engineering»  
artem.tarakanov@pnn.lukoil.com

**Annotation.** Now an urgent task is determination of optimum length of the horizontal trunk (HT) as drilling of horizontal wells is much more effective, than the increase in number of vertical wells therefore the possibility of determination of optimum length of HT is considered.

In article the analysis of wells with a horizontal distance for definition of influence of length of a trunk on the main indicators of development from lithological composition, by means of creation correlative dependences is carried out.

The wells drilled in terrigenous and carbonate reservoirs, in conditions with various are considered: permeability, hydraulic conductivity, a piezo conductivity, a differential pressure drawdown and oil viscosity. Besides, the analysis is carried out separately for wells with various length of HT. A result of work is selection of a number of recommendations about the choice of optimum length of HT.

**Keywords:** horizontal well; oil production rate; liquid flow; water cut; the optimal length of the horizontal completion; horizontal sidetrack; the dependence of the development rate; the technological parameters of wells; reservoir property.

**В** настоящее время актуальной задачей является определение оптимальной длины горизонтального ствола (ГС), т.к. бурение горизонтальных скважин оказывается значительно эффективнее, чем увеличение числа вертикальных скважин, поэтому рассмотрена возможность определения оптимальной длины ГС [7].

Значительная неоднородность коллекторов не позволяет получить однозначную зависимость продуктивности ГС от длины ствола. В некоторых случаях, скважины с малой длиной ствола и даже вертикальные могут иметь продуктивность выше, чем ГС с большой длиной ствола [1].

На текущий период эксплуатируются более 220 добывающих ГС, в том числе, для создания интенсивной системы разработки, широко применяется бурение боковых стволов с горизонтальным окончанием (20 %) из простаивающего и обводненного фонда.

Объемы бурения ГС увеличиваются, наиболее интенсивный рост наблюдается с 2003 по 2014 г. Максимальная добыча нефти от ГС составила 999,0 тыс.т. в 2014 г. (рис. 1).

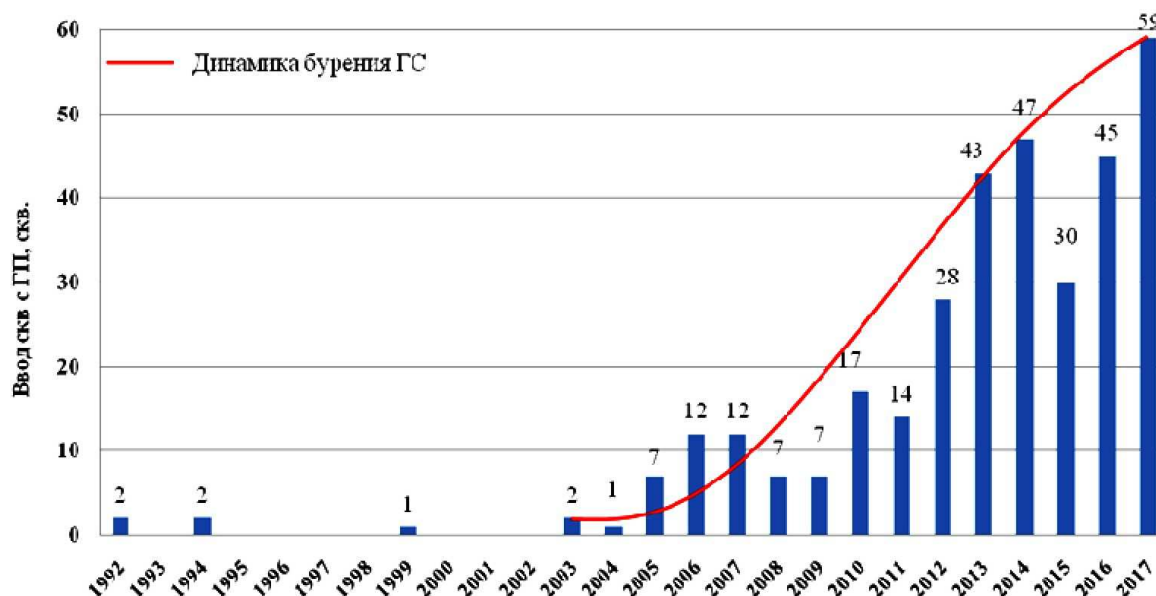


Рисунок 1 – Динамика бурения и добыча нефти ГС

Наиболее распространенный способ определения длины ГС – численное гидродинамическое моделирование и последующий технико-экономический анализ полученных результатов [2].

Основной сложностью гидродинамического моделирования является тот факт, что существует бесконечное число вариантов разработки данного конкретного объекта, характеризующихся различными схемами размещения добывающих и нагнетательных скважин, разным положением ГС относительно кровли и подошвы продуктивного пласта, неодинаковой длиной и направлением ГС и др. Выбор оптимального варианта разработки требует проведения серии длительных расчетов с использованием численных моделей [5].

В практике эксплуатации ГС существует ряд формул для расчета их дебита. Приведены наиболее применяемые из них [3]: формула Ю.П. Борисова:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \left[ \ln \left( \frac{4 \cdot R_k}{L} \right) + \frac{h}{L} \cdot \left( \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c} \right) \right]}$$

формула S.D. Joshi:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \left[ \ln \left( \frac{a + \sqrt{a^2 + (0,5 \cdot L)^2}}{0,5 \cdot L} \right) + \frac{h}{L} \cdot \left( \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c} \right) \right]}$$

формула F.M. Giger:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot \Delta P}{\mu \cdot \left[ \ln \left( \frac{1 + \sqrt{1 + (L/2 \cdot R_k)^2}}{0,5 \cdot L / R_k} \right) + \frac{h}{L} \cdot \left( \frac{h}{2 \cdot \pi \cdot r_c} \right) \right]}$$

где  $L$  – длина горизонтальной скважины, м;  $R_k$  – радиус кругового контура питания, м;  $r_c$  – радиус скважины, м;  $h$  – эффективная толщина пласта, м;  $a$  – главная полуось эллипса дренирования в горизонтальной плоскости, м;  $k$  – проницаемость пласта, м<sup>2</sup>;  $\Delta P$  – перепад давления, Па;  $\mu$  – вязкость пластового флюида, Па·с.

Подбор наиболее подходящей формулы и сравнение расчетных и фактических дебитов нефти, для расчета дебитов ГС, с помощью формул S.D. Joshi, Ю.П. Борисова и F.M. Giger осуществлен на южной и северной группах месторождений. В таблице 1 сведены расчетные значения дебитов нефти по скважинам, а также отношение расчетных дебитов к фактическим.



**Таблица 1** – Расчетные значения дебитов нефти скважин с ГС и их расхождение с фактическими данными

Скв.	S.D. Joshi	Ю.П. Борисов	F.M. Giger	Факт	S.D. Joshi	Ю.П. Борисов	F.M. Giger
	<i>q</i> , т/сут				Отношение расчетных дебитов к фактическим		
1	88,79	117,31	117,92	20,01	4	6	6
2	55,95	95,64	104,30	11,76	5	8	9
3	83,88	143,18	151,03	15,16	6	9	10
4	63,23	107,98	115,14	11,76	5	9	10
5	45,42	77,43	78,92	13,73	3	6	6
6	85,21	132,01	138,92	16,70	5	8	8

Из таблицы видно, что при использовании формулы S.D. Joshi, полученные значения наиболее близки к фактическим по сравнению с другими формулами. Не смотря на это, отмечается превышение расчетных показателей дебитов нефти над фактическим более чем в 3 раза. Причина расхождения заключается в том, что модели не учитывают анизотропию пласта, скин-эффект и потери депрессии на трение вдоль горизонтального участка скважины. Поэтому использовались фактические показатели разработки ГС.

Для исследования корреляции между фактическими дебитами нефти, жидкости и обводненности от длины ГС, все имеющиеся данные сгруппированы в зависимости от литологического состава, однако зависимостей не установлено. Вследствие этого отдельно рассмотрены скважины, пробуренные в терригенных и карбонатных коллекторах, в условиях с различной: проницаемостью, гидропроводностью, пьезопроводностью, коэффициентом продуктивности, депрессией на пласт и вязкостью нефти. Кроме того, анализ выполнен отдельно для скважин с различной длиной ГС. Ниже приведены результаты по тем группам скважин, в пределах которых установлены значимые корреляционные зависимости. Полные результаты с учетом коэффициента корреляции и достигаемого уровня значимости приведены в таблицах 3, 4.

Все параметры рассчитаны методами статистического моделирования при помощи программы «Statistica 6.0», с принятыми критическими значениями [4]:

- коэффициент корреляции  $|r| \geq 0,5$ ;
- допустимый уровень значимости  $p = 5\%$ .

**Карбонатные породы**

*Деление по проницаемости коллекторов*

Проницаемость до 0,05 мкм<sup>2</sup>: рационально бурение ГС до 250 м, т.к. при увеличении длины ГС именно до данного значения, наблюдается рост дебитов как по нефти, так и по жидкости. Бурение ГС длиной свыше 300 м не рационально, т.к. подобное увеличение длины приводит лишь к росту обводненности добываемой продукции.

В качестве доказательства приведем уравнения линии тренда.  
Обводненность. Длина ГС свыше 300 м:

$$W = -30,799 + 0,108 \cdot L_{ГС}; r = 0,84.$$

Дебит нефти. Длина ГС до 250 м:

$$q_n = -6,135 + 0,082 \cdot L_{ГС}; r = 0,55.$$

Дебит жидкости. Длина ГС до 250 м:

$$q_{ж} = -18,219 + 0,183 \cdot L_{ГС}; r = 0,84,$$

где  $W$  – обводненность, [%];  $q_n$  – дебит по нефти, [т/сут];  $q_{ж}$  – дебит по жидкости, [м<sup>3</sup>/сут];  $L_{ГС}$  – длина ГС, [м].

Для ГС 250–300 м значимых зависимостей не установлено.

Проницаемость от 0,05 до 0,5 мкм<sup>2</sup>: рационально бурение ГС до 250 м, т.к. увеличение длины ГС до данного значения аналогичным образом приводит к росту дебита нефти. Дебит по жидкости в данном случае падает. Для ГС свыше 250 м значимых зависимостей не установлено.

Дебит нефти. Длина ГС до 250 м:

$$q_n = -10,038 + 0,093 \cdot L_{ГС}; r = 0,5.$$



Дебит жидкости. Длина ГС до 250 м:

$$q_{ж} = 174,052 - 0,683 \cdot L_{ГС}; r = -0,5.$$

Проницаемость свыше 0,5 мкм<sup>2</sup>: при увеличении длины ГС до 250 м, наблюдается рост дебита жидкости. Для длины ГС свыше 250 м значимых зависимостей не установлено.

Дебит жидкости. Длина ГС до 250 м:

$$q_{ж} = -372,319 + 1,944 \cdot L_{ГС}; r = 0,9.$$

*Деление по гидропроводности коллекторов*

Гидропроводность до 2 мкм<sup>2</sup>·м/мПа·с: не рационально бурить ГС длиной до 250 м, т.к. в данном случае отмечается существенное падение дебита нефти. Для большей длины какой-либо значимой зависимости не установлено.

Дебит жидкости. Длина ГС до 250 м:

$$q_{ж} = 378,785 - 1,675 \cdot L_{ГС}; r = -0,7.$$

Гидропроводность от 2 до 10 мкм<sup>2</sup>·м/мПа·с: не рационально бурить ГС длиной свыше 300 м, т.к. существует вероятность роста обводненности добываемой продукции. Для ГС длиной до 300 м значимых зависимостей не установлено.

Процент воды. Длина ГС свыше 300 м:

$$W = -116,829 + 0,421 \cdot L_{ГС}; r = 0,55.$$

Гидропроводность свыше 10 мкм<sup>2</sup>·м/мПа·с: дебит жидкости будет падать при увеличении длины ГС до 250 м, что говорит о нерациональности бурения. Для длины более 250 м зависимость не установлена.

Дебит жидкости. Длина ГС до 250 м:

$$q_{ж} = 378,785 - 1,675 \cdot L_{ГС}; r = -0,7.$$

*Деление по пьезопроводности коллекторов*

Пьезопроводность (250–1000 м<sup>2</sup>/с): увеличение длины ГС до 300 м ведет к росту дебита по жидкости, а бурение ГС свыше 300 м нерационально, поскольку влечет за собой рост обводненности продукции.

Дебит жидкости. Длина ГС 250–300 м:

$$q_{ж} = -55,54 + 0,267 \cdot L_{ГС}; r = 0,53.$$

Обводненность. Длина ГС свыше 300 м:

$$W = -139,703 + 0,497 \cdot L_{ГС}; r = 0,7.$$

В коллекторах с пьезопроводностью до 250 м<sup>2</sup>/с и свыше 1000 м<sup>2</sup>/с значимых зависимостей не установлено.

*Деление по вязкости нефти*

Вязкость нефти от 5 до 25 мПа·с: характерен рост дебита нефти при увеличении длины ГС до 250 м, и его падение при бурении ГС свыше 300 м, что говорит о том, что наиболее рационально бурение ГС до 250 м, бурение свыше 300 м – нерационально. Для ГС длиной 250–300 м значимых зависимостей не установлено.

Дебит нефти. Длина ГС до 250 м:

$$q_{н} = -8,652 + 0,096 \cdot L_{ГС}; r = 0,6.$$

Дебит нефти. Длина ГС свыше 300 м:

$$q_{н} = 47,12 - 0,102 \cdot L_{ГС}; r = -0,65.$$

Для нефтей с вязкостью до 5 мПа·с и свыше 25 мПа·с значимых зависимостей не установлено.

*Деление по депрессии на пласт*

Депрессия на пласт до 2 МПа: при увеличении длины ГС до 250 м, отмечается рост дебита, как по нефти, так и по жидкости. В свою очередь, при увеличении длины ГС от 250 до 300 м наблюдается рост обводненности добываемой продукции. Для ГС свыше 300 м значимых зависимостей не установлено.

Дебит жидкости. Длина ГС до 250 м:

$$q_{ж} = 253,4302 - 1,005 \cdot L_{ГС}; r = 0,7.$$



Обводненность. Длина ГС 250–300 м:

$$W = -137,309 + 0,592 \cdot L_{ГС}; r = 0,5.$$

Депрессия более 2 МПа значимых зависимостей не установлено.

Зависимость основных показателей разработки от длины ГС в карбонатных коллекторах представлена в таблице 3.

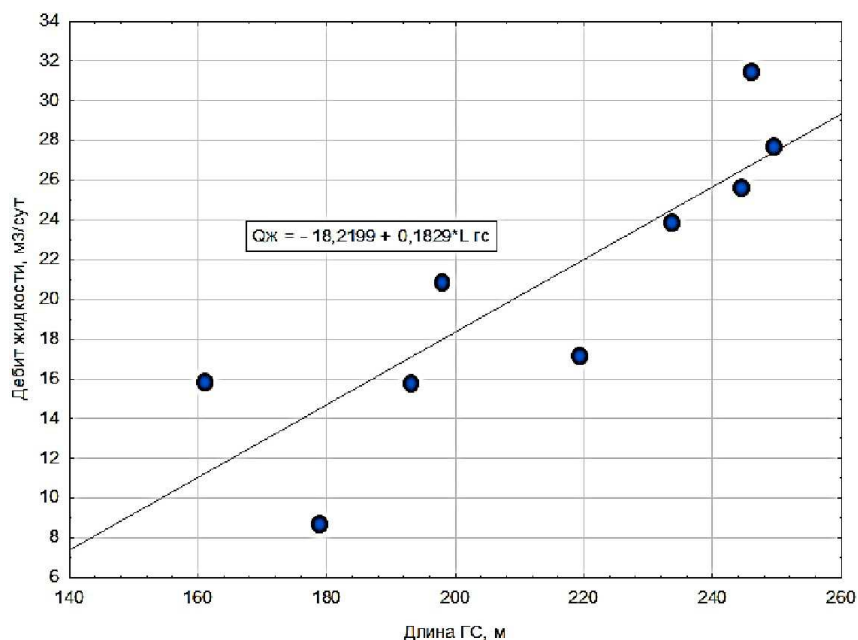
Примеры полей корреляции приведены на рисунках 2, 3.

**Таблица 2 – Зависимость основных показателей разработки от длины ГС в карбонатных отложениях**

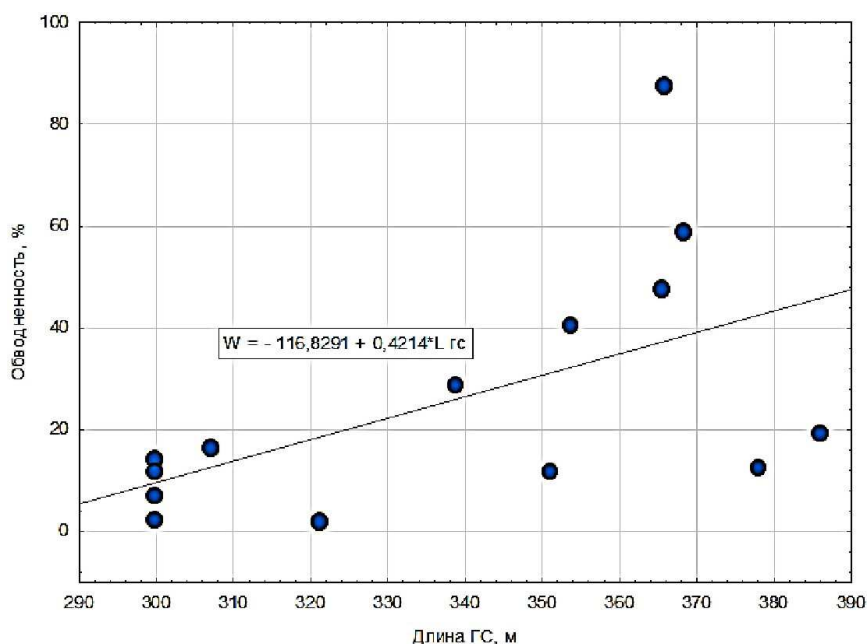
Показатель		Длина ГС, м	Кэфф. корреляции r, д. ед		
			Обводненность	Дебит нефти	Дебит жидкости
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	До 0,05	До 250	0,17	0,55	0,84
		250–300	0,45	0,08	0,29
		Свыше 300	0,84	-0,45	-0,37
	0,05–0,5	До 250	0,35	0,5	-0,5
		250–300	0,16	0,20	0,22
		Свыше 300	0,5	-0,21	0,20
	Свыше 0,5	До 250	0,5	-0,11	0,9
		250–300	-0,09	0,03	-0,08
	Гидропроводность, мкм <sup>2</sup> ·м/МПа·с	До 2	До 250	-0,42	0,62
250–300			0,18	0,11	0,14
Свыше 300			0,38	-0,09	-0,21
2–10		До 250	-0,06	0,35	0,08
		250–300	0,33	0,35	0,44
		Свыше 300	0,55	-0,52	0,07
Свыше 10		До 250	-0,42	0,62	-0,7
		250–300	0,18	0,11	0,14
		Свыше 300	0,38	-0,09	0,20
Пьезопроводность, м <sup>2</sup> /с	До 250	До 250	0,12	0,50	0,52
		250–300	0,21	-0,21	-0,18
		Свыше 300	0,05	0,07	0,09
	250–1000	До 250	-0,18	-0,03	-0,10
		250–300	0,43	0,36	0,53
		Свыше 300	0,7	-0,30	0,16
	Свыше 1000	До 250	-0,5	0,37	-0,55
		250–300	0,20	-0,14	-0,09
	Вязкость нефти, мПа·с	До 5	До 250	-0,03	0,07
250–300			0,40	0,17	0,35
Свыше 300			0,05	0,5	0,5
5–25		До 250	-0,01	0,6	-0,39
		250–300	-0,01	-0,13	-0,15
		Свыше 300	0,10	-0,65	-0,42
Свыше 25		До 250	-0,11	0,39	0,21
		250–300	-0,15	0,33	0,31
		Свыше 300	0,5	-0,37	-0,38

Условные обозначения:

- Зависимость прямопропорциональная;
- Зависимость обратнопропорциональная;
- Коэффициент корреляции больше |0,5|, но допустимый уровень значимости выше 5%, зависимость статистически не значима.



**Рисунок 2** – Зависимость дебита жидкости от длины ГС в карбонатных породах с проницаемостью до 0,05 мкм<sup>2</sup>, при длине ГС до 250 м



**Рисунок 3** – Зависимость обводненности от длины ГС в карбонатных породах с гидропроводностью от 2 до 10 мкм<sup>2</sup>·м/мПа·с, при длине ГС свыше 300 м

По результатам анализа установлено, что увеличение длины ГС до 250 м в основном положительно влияет на исследуемые показатели разработки, увеличение длины от 250 до 300 м не оказывает существенного влияния, а бурение ГС свыше 300 м отрицательно сказывается на дебитах и влечет за собой рост обводненности продукции [6].

**Терригенные породы**

Установлено что, ГС, вскрывающие терригенные отложения, составляют 19 % от всех пробуренных ГС, что обуславливает недостаток данных по ним. Вследствие чего, выявление значимых зависимостей основных показателей разработки от длины ГС затруднительно.

Выполнен анализ всех имеющихся данных, но статистически значимые зависимости установлены только для пород с проницаемостью от 0,05 до 0,5 мкм<sup>2</sup>: при увеличении длин ГС до 250 м наблюдается снижение дебита по жидкости, так же наблюдается обратная зависимость обводненности добываемой продукции от длин ГС. Для ГС свыше 250 м зависимостей не установлено.



Обводненность. Длина ГС до 250 м:

$$W = 177,338 - 0,65 \cdot L_{ГС}; r = -0,7.$$

Дебит жидкости. Длина ГС до 250 м:

$$q_{ж} = -0,662 + 179,15 \cdot L_{ГС}; r = -0,9.$$

Зависимость основных показателей разработки от длины ГС в терригенных коллекторах представлена в таблице 3.

**Таблица 3** – Зависимость основных показателей разработки от длины ГС в терригенных коллекторах

Показатель		Длина ГС, м	Коэфф. корреляции <i>r</i> , д. ед				
			Обводненность	Дебит нефти	Дебит жидкости		
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	До 0,05	До 250	Недостаточно данных				
		250–300					
		Свыше 300					
	0,05–0,5	До 250	-0,7	-0,31	-0,92		
		250–300	Недостаточно данных				
		Свыше 300					
	Свыше 0,5	До 250	0,03	0,34	0,34		
		250–300	-0,14	-0,07	-0,29		
		Свыше 300	Недостаточно данных				
До 2	До 250	Недостаточно данных					
	250–300						
	Свыше 300						
2–10	До 250	-0,5	0,20	-0,05			
	250–300	Недостаточно данных					
	Свыше 300						
Свыше 10	До 250	0,09	0,30	0,23			
	250–300	0,17	-0,14	0,04			
	Свыше 300	Недостаточно данных					
Вязкость нефти, Па·с	До 5	До 250	0,11	0,28	0,31		
		250–300	Недостаточно данных				
		Свыше 300					
	5–25	До 250	0,50	0,60	0,52		
		250–300	0,35	-0,44	-0,16		
		Свыше 300	Недостаточно данных				

Условные обозначения:

■ – Зависимость обратнопропорциональная;

■ – Коэффициент корреляции больше |0,5|, но допустимый уровень значимости > 5 %, зависимость статистически не значима.

### Выводы

По итогам выполненного анализа по фактическим данным удалось установить, что в большинстве случаев наиболее оптимально увлечение длины ГС до 250 м. При этом наблюдается рост добычи нефти. В связи с тем, что на территории Пермского края, длина ГС редко превышает 250–300 м, полученные зависимости для ГС длиной свыше 250 м нельзя назвать достоверными. Данная группа скважин требует более детального изучения.

Исходя из проведенных исследований, можно сделать вывод о том, что на территории Пермского края бурение ГС является достаточно эффективным, влечет за собой рост дебитов по нефти, приводит к интенсификации добычи. В будущем, при увеличении количества фактического материала, возможно установление новых зависимостей, как линейных, так и нелинейных, что повлечет за собой еще большие возможности оптимизации работы ГС.

**Литература:**

1. Бердин Т.Г. Проектирование разработки нефтегазовых месторождений системами горизонтальных скважин. – М. : Недра, 2001. –198 с.
2. Закиров С.Н. О прогнозных и фактических дебитах горизонтальных скважин / С.Н. Закиров, Д.К. Шайхутдинов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 1. – С. 21–24.
3. Мукминов И.Р. Определение оптимальной длины горизонтальной скважины // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 9. – С. 28–30.
4. Проселков Е.Ю. Оценка предельной длины горизонтальной скважины / Е.Ю. Проселков, Ю.М. Проселков // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 1. – С. 71–74.
5. Спивак С.И. Обоснование длины проектных горизонтальных скважин с учетом опыта эксплуатации существующих скважин на примере Энтельской площади Мамонтовского месторождения / С.И. Спивак, Р.И. Мухаметшина // Нефтегазовое дело. – 2005. – № 3. – С. 179–184.
6. Хисамов Р.С. Обобщение результатов эксплуатации горизонтальных скважин в карбонатных отложениях месторождений ОАО «Татнефть» / Р.С. Хисамов, И.А. Нуриев // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 7. – С. 30–33.
7. Хакимзянов И.Н. Опыт эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на месторождениях Татарстана // Нефтяное хозяйство. – 2012. – № 1. – С. 82–84.

**References:**

1. Berdin T.G. Proektirovanie razrabotki neftegazovykh mestorozhdeniy sistemami gorizontal'nykh skvazhin. – M. : Nedra, 2001. – 198 p.
2. Zakirov S.N. O prognoznykh i fakticheskikh debitakh gorizontal'nykh skvazhin / S.N. Zakirov, D.K. Shaykhutdinov // Neftyanoe khozyaystvo. – 2015. – № 1. – P. 21–24.
3. Mukminov I.R. Opredelenie optimal'noy dliny gorizontal'noy skvazhiny // Neftyanoe khozyaystvo. – 2006. – № 9. – P. 28–30.
4. Proselkov E.Yu. Otsenka predel'noy dliny gorizontal'noy skvazhiny / E.Yu. Proselkov, Yu.M. Proselkov // Neftyanoe khozyaystvo. – 2004. – № 1. – P. 71–74.
5. Spivak S.I. Obosnovanie dliny proektnykh gorizontal'nykh skvazhin s uchetom opyta ekspluatatsii sushchestvuyushchikh skvazhin na primere Entel'skoy ploshchadi Mamontovskogo mestorozhdeniya / S.I. Spivak, R.I. Mukhametshina // Neftegazovoe delo. – 2005. – № 3. – P. 179–184.
6. Khisamov R.S. Obobshchenie rezul'tatov ekspluatatsii gorizontal'nykh skvazhin v karbonatnykh otlozheniyakh mestorozhdeniy ОАО «Tatneft'» / R.S. Khisamov, I.A. Nuriev // Neftyanoe khozyaystvo. – 2009. – № 7. – P. 30–33.
7. Khakimzyanov I.N. Opyt ekspluatatsii skvazhin s gorizontal'nym okonchaniem na mestorozhdeniyakh Tatars-tana // Neftyanoe khozyaystvo. – 2012. – № 1. – P. 82–84.