

# Оценка перспектив применения технологии многостадийного ГРП и выбор оптимального типа заканчивания проектной скважины

**И.В. Бородич**

научный сотрудник ДГСБ<sup>1</sup>  
borodichiv@nipineft.tomsk.ru

**Д.Г. Ткачев**

Ассистент кафедры ГРМ ИПР ТПУ<sup>2</sup>  
tkachev@tpu.ru

<sup>1</sup>ОАО «ТомскНИПИнефть», Томск, Россия

<sup>2</sup>Национальный исследовательский Томский политехнический университет, Томск, Россия

**Внедрение технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта (МГРП) на горизонтальных скважинах является перспективным направлением, поскольку она позволяет увеличить темпы выработки и, как следствие, получить максимальный экономический эффект, а также ввести в разработку ранее нерентабельные запасы. В работе рассматривается вопрос о выборе оптимального типа заканчивания проектных скважин для разработки части, либо месторождения в целом, в зависимости от различных геолого-физических характеристик пласта.**

## Материалы и методы

В работе использованы аналитические модели расчета продуктивности горизонтальной скважины с МГРП: NiJun Li; R.N. Horne; Boyun Guo and D.S. Schechter; Boyun Guo and Xiance Yu; Hong Yoan.

## Ключевые слова

тип заканчивания, проектная скважина, горизонтальная скважина, многостадийный ГРП

Выбор типа заканчивания проектной скважины при разбуривании месторождения зависит от многих факторов, таких как геолого-физические характеристики пласта и показатели разработки [1]. Данный вопрос рассматривается при составлении проектного документа, который содержит в себе комплекс последовательных, взаимосвязанных инженерных решений, направленный на достижение максимального коэффициента извлечения нефти и прибыли. Однако стоит отметить то, что это является трудоемким и длительным процессом. В целях экономии ресурсов и проведения экспресс-оценки в работе предложена упрощенная схема выбора оптимального типа заканчивания проектной скважины (рис. 1).

Предложенная схема содержит в себе элемент, который является неопределенным на сегодняшний день: расчет продуктивности горизонтальной скважины (ГС) с МГРП. Для оценки продуктивности ГС с МГРП существует множество аналитических моделей, при использовании которых, в одних и тех же условиях, можно получить существенно отличающиеся друг от друга результаты.

В работе NiJun Li [2] представлена математическая модель для оценки продуктивности горизонтальной скважины пересеченной перпендикулярными трещинами, основанная на принципе гидравлического сопротивления. Рассмотрено два варианта притока: 1) приток только к системе перпендикулярных трещин; 2) приток к системе трещин и к частично перфорированному стволу скважины. Вычисления и анализ показывают, что результаты расчетов совместимы с фактической продуктивностью двух горизонтальных скважин с МГРП на месторождении Дацинг. В работе Horne [3] выведено полуаналитическое решение с помощью точечного источника. В работе [4] Gao and Schetcher представили математическую

модель для определения продуктивности горизонтальных скважин, пересекающих секцию резервуара, полностью пронизанную трещинами. В работе Boyun Guo and Xiance Yu [5] резервуар разделяется на внутренний регион, пронизанный трещинами, и внешний регион без трещин. В работе Hong Yoan [6] предложен метод расчета давления на конце трещины и введен пересчетный коэффициент проницаемости. Результаты вычислений сопоставляются с реальными данными с месторождения Валхалл и показывают хорошую сходимость.

Непосредственный выбор модели проводится только при наличии опыта бурения такого рода скважин: опытный участок или месторождение аналог.

В ходе выполнения работы было проведено, на основе данных по двум месторождениям Западной Сибири, сравнение фактических запусковых параметров скважин с аналитическими моделями расчета продуктивности ГС с МГРП. По результатам анализа ряда аналитических моделей была выбрана модель Li [2], как наиболее точно описывающая рассматриваемый случай (рис. 2).

После выделения модели расчета дебита ГС с МГРП можно непосредственно перейти к формулировке критерия выбора оптимального типа заканчивания проектной скважины. Первым шагом является оценка продуктивности проектной скважины в зависимости от типа заканчивания и различных геолого-физических характеристик пласта. Рассматриваемые типы заканчивания (в данной работе: наклонно-направленная скважина (ННС) с ГРП; горизонтальная скважина с длиной ствола 500 м; горизонтальная скважина с длиной ствола 500 м и 5 стадиями разрыва) были приведены к единым условиям, в которых основными параметрами, влияющими на продуктивность, являются проницаемость и эффективная мощность



Рис. 1 — Выбор типа заканчивания проектной скважины

пласта. В результате, построены поверхности зависимости дебита жидкости от них (рис. 3).

Опираясь на полученные результаты, сделаны следующие промежуточные выводы:

- 1) В пластах с эффективной мощностью до 5 м, отмечается превосходство горизонтальной скважины над двумя другими типами заканчивания;
- 2) В пластах с эффективной мощностью более 12 м, отмечается превосходство ННС с ГРП над ГС.

Следующим шагом является привлечение оценки экономической эффективности, которая позволит выявить оптимальные границы применения определенного типа заканчивания проектной скважины.

Экономическая оценка была проведена после расчета стартовых показателей проектной скважины в зависимости от типа заканчивания и различных геолого-физических характеристик пласта, и аналитических темпов падения. Далее, с помощью модели экономической эффективности, стоимостных показателей и сценарных условий (приняты сценарные условия РН) произведен расчет экономического эффекта.

По полученным результатам создана матрица сравнения чистого дисконтированного дохода (NPV) для разных типов заканчивания проектной скважины в зависимости от ранее указанных параметров, по которой сделаны следующие выводы:

- 1) При сравнении NPV ГС и NPV ННС+ГРП: в пластах с эффективной мощностью до 6 метров предпочтительно использование горизонтальной скважины (таб. 1).
- 2) При сравнении NPV ННС+ГРП и ГС+ГРП: практически повсеместно ГС+МГРП является более эффективной, чем ННС+ГРП (таб. 2).
- 3) При сравнении NPV ГС и ГС+МГРП: отмечено, что горизонтальная скважина по-прежнему обладает превосходством в мало-мощных пластах (таб. 3).
- 4) Также существует область, в которой ни один из типов заканчивания (при данных условиях) не является рентабельным.

Обобщенный результат, дополненный геологическими условиями, представлен в блок-схеме выбора типа заканчивания проектной скважины (рис. 4):

- 1) В монолитном пласте с эффективной мощностью менее 6 м, предпочтительно бурение горизонтальной скважины;
- 2) В монолитном пласте с эффективной мощностью более 6 м, предпочтительно бурение ННС+ГРП или ГС+МГРП, выбор зависит от экономической оценки. Однако, здесь стоит учитывать наличие водонасыщенных и газонасыщенных пропластков, и возможность прорыва в них трещины ГРП. Поэтому необходимо проводить моделирование распространения трещины, по результатам которого возможна смена технологии заканчивания;
- 3) В расчлененном пласте предпочтение отдается ННС+ГРП или ГС+МГРП, выбор аналогичен выбору типа заканчивания проектной скважины в монолитном пласте с эффективной мощностью более 6 м.

**Итоги**

В работе проведен анализ продуктивности проектной скважины в зависимости от типа заканчивания и различных геолого-физических характеристик пласта.

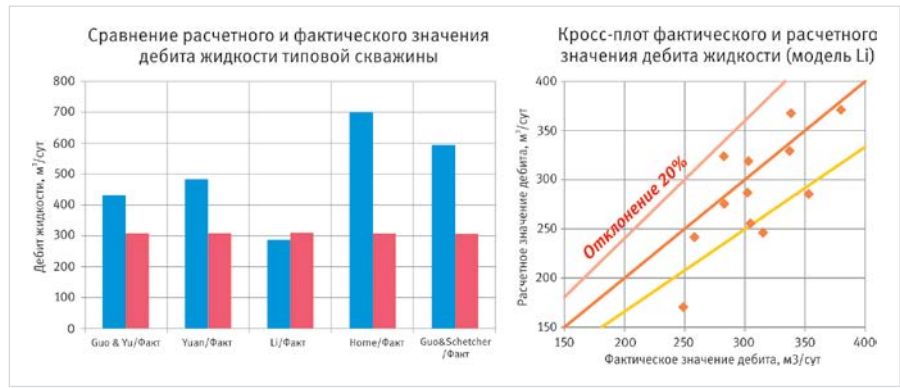


Рис. 2 — Оценка продуктивности горизонтальной скважины с МГРП

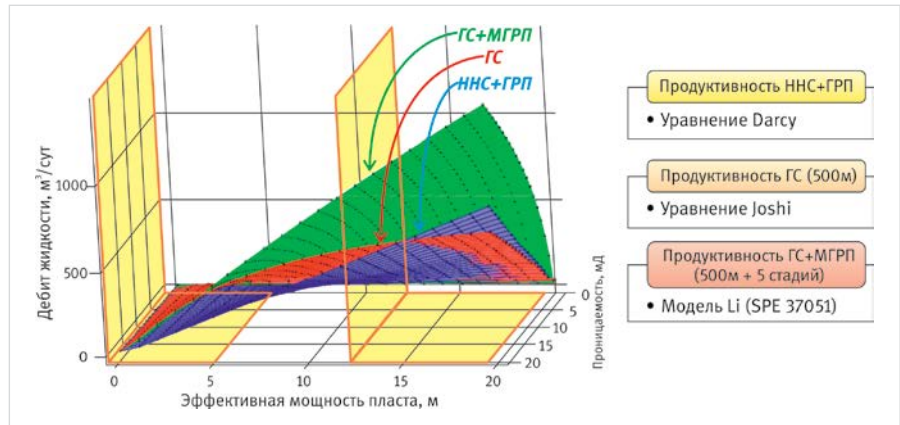


Рис. 3 — Продуктивность скважины в зависимости от геолого-физических характеристик пласта

		Эффективная мощность пласта (м)									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Проницаемость (мД)	0	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	ННС+ГРП эффективнее
	1	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	ННС+ГРП эффективнее
	2	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	19	17	12	6	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее
	3	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	26	28	26	21	13	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее
	4	не рентабельно	22	31	34	32	27	18	6	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее
	5	не рентабельно	24	35	39	37	30	20	7	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее
	6	не рентабельно	26	38	41	39	32	21	6	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее
	7	не рентабельно	28	38	41	37	27	14	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее
	8	не рентабельно	31	43	46	41	31	16	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее
	9	не рентабельно	35	47	50	45	34	18	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее
	10	13	37	50	53	48	37	19	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее
	11	14	39	52	55	50	37	18	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее
	12	15	40	53	55	48	34	14	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее
	13	15	40	53	54	46	31	8	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее
	14	15	40	52	53	44	27	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее
	15	15	40	52	51	41	22	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее
	16	15	40	51	49	37	17	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее
	17	15	39	49	47	33	11	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее
	18	15	38	47	44	29	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее
	19	14	37	45	41	24	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее
20	14	36	43	37	19	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	ННС+ГРП эффективнее	

Таб. 1 — Сравнение ГС с ННС+ГРП

\*в таблице приведена разница NPV(млн руб.) за пять лет эксплуатации  
\*\*горизонтальная скважина рассматривается только для монолитного пласта

		Эффективная мощность пласта (м)										
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Проницаемость (мД)	0	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	
	1	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	21	30	39
	2	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	15	29	42	56	69	83	
	3	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	12	30	47	65	82	99	116	
	4	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	21	42	62	82	102	121	141	
	5	не рентабельно	5	28	51	74	96	118	139	161		
	6	не рентабельно	9	34	59	83	107	130	154	176		
	7	не рентабельно	13	39	65	91	116	141	165	189		
	8	не рентабельно	15	43	70	97	123	149	175	199		
	9	не рентабельно	18	46	75	102	129	156	182	208		
	10	ННС+ГРП эффективнее	19	49	78	107	134	162	188	214		
	11	ННС+ГРП эффективнее	20	50	80	109	137	164	191	217		
	12	ННС+ГРП эффективнее	20	50	79	108	136	163	189	215		
	13	ННС+ГРП эффективнее	20	50	78	107	134	161	186	211		
	14	ННС+ГРП эффективнее	19	48	77	105	131	157	182	206		
	15	ННС+ГРП эффективнее	18	47	75	102	128	153	177	201		

Таб. 2 — Сравнение ННС+ГРП с ГС+МГРП

\*в таблице приведена разница NPV(млн руб.) за пять лет эксплуатации

Разработан критерий для экспресс-оценки выбора оптимального типа заканчивания проектной скважины, базирующийся на экономическом эффекте.

### Выводы

На основе предложенного критерия определены оптимальные границы для наклонно-направленной скважины с ГРП, горизонтальной скважины и горизонтальной скважины с МГРП, и предложена блок-схема, по выбору типа заканчивания проектной скважины.

### Список литературы

1. Иванов Е.Н., Кононов Ю.М. Выбор методов увеличения нефтеотдачи на основе аналитической оценки геолого-физической информации // Известия ТПУ. 2012. №1 Т. 321. С. 149–154.
2. Hujun Li, Zhengqi Jia. Новый метод определения продуктивности горизонтальной скважины с ГРП. SPE 37071, 1996.
3. Horne R.N. Относительная продуктивность и моделирование изменения давления горизонтальной скважины с многостадийным ГРП. SPE 29891, 1995.
4. Boyun Guo and D.S. Schechter. Простая и точная математическая модель оценки продуктивности скважин пересекающихся с длинными трещинами, SPE 38104. 1997.
5. Boyun Guo and Xiance Yu. Простая и точная математическая модель для определения продуктивности горизонтальной скважины с многостадийным ГРП, SPE 114452. 2008.
6. Hong Yoan. Новая модель для определения продуктивности горизонтальной скважины с ГРП. SPE 133610, 2010.

		Эффективная мощность пласта (м)									
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Проницаемость (мД)	1	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	27	41	56
	2	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	ГС эффективнее	32	30	50	71	94
	3	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	не рентабельно	ГС эффективнее	31	44	69	95	123
	4	не рентабельно	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	7	30	55	84	115	148
	5	не рентабельно	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	13	37	66	98	132	169
	6	не рентабельно	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	17	44	75	110	147	187
	7	не рентабельно	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	24	54	89	127	169	212
	8	не рентабельно	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	25	56	92	133	177	224
	9	не рентабельно	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	25	57	95	138	184	233
	10	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	25	58	98	142	191	242
	11	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	25	59	100	146	196	250
	12	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	24	60	102	149	201	257
	13	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	24	60	103	152	206	263
	14	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	24	61	105	155	210	269
	15	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	ГС эффективнее	24	61	106	158	214	274

Таб. 3 — Сравнение ГС с ГС+МГРП

\*в таблице приведена разница NPV(млн.руб) за пять лет эксплуатации  
\*\*горизонтальная скважина рассматривается только для монолитного пласта

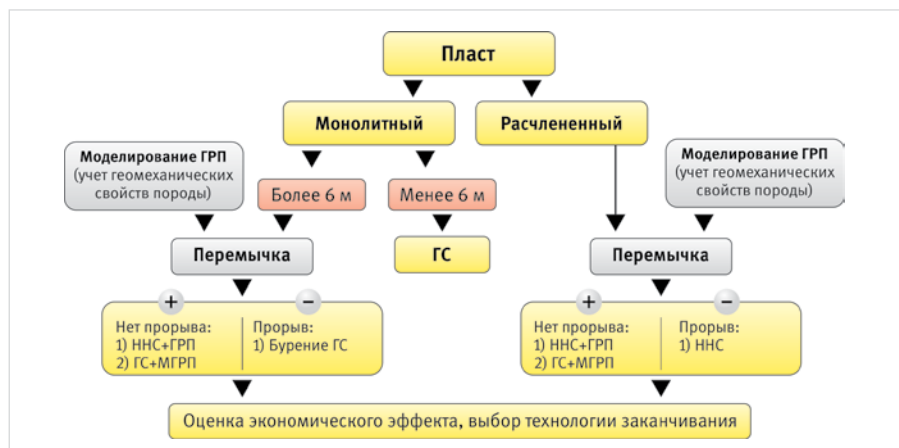


Рис. 4 — Блок-схема выбора типа заканчивания проектной скважины

## Assessment of the prospects of multistage fracturing technology application and the choice of optimal well completion type

UDC 622.276

### Authors:

Ilya V. Borodich — research fellow of the DGSD<sup>1</sup>; [borodichiv@nipineft.tomsk.ru](mailto:borodichiv@nipineft.tomsk.ru)

Dmitriy G. Tkachev — assistant of the department of geology and development of oil fields<sup>2</sup>; [tkachev@tpu.ru](mailto:tkachev@tpu.ru)

<sup>1</sup>“TomskNIPIneft” JSC, Tomsk, Russian Federation

<sup>2</sup>National Research Tomsk Polytechnic University, Tomsk, Russian Federation

### Abstract

Introduction of the multistage hydraulic fracturing technology to the horizontal wells is promising because it allows increasing the performance and as a result obtaining the maximum economic benefit. Also it helps to bring previously non-efficient reserves into development.

The paper discusses the choice of optimal planned well completion type to develop the whole oil field or its parts depending on different geological and physical characteristics of the reservoir. As reference material the production of two oil fields in Western Siberia were used.

### Materials and methods

In the paper analytical models were used to predict performance of horizontal well with multiple fractures: Hujun Li; R.N. Horne; Boyun Guo and D.S. Schechter; Boyun Guo and Xiance Yu; Hong Yoan.

### Results

The paper analyses the performance of the planned well depending on the type of completion and various geological and physical characteristics of the reservoir. The criterion for express assessment of

choosing the optimal well completion type is designed, based on an economic assessment.

### Conclusions

On the basis of the suggested criterion the optimal boundaries for directional wells with hydraulic fracturing, for horizontal wells and horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing are specified, and a flow chart for choosing the type of planned well completion is proposed.

### Keywords

completion type, planned wells, horizontal wells, multi-stage hydraulic fracturing

### References

1. Ivanov E.N., Kononov Yu.M. *Vybor metodov uvelicheniya nefteotdachi na osnove analiticheskoy otsenki geologo-fizicheskoy informatsii* [The choice of oil recovery increase methods on the basis of analytical assessment of geological and physical information]. *Izvestiya of TPU*. 2012. №1, Vol. 321. pp. 149–154.
2. Hujun Li, Zhengqi Jia. A new method to predict performance of fractured horizontal wells. SPE 37071, 1996.
3. Horne R.N. Relative productivities and pressure transient modeling of a horizontal well with multiple fractures. SPE 29891. 1995.
4. Boyun Guo and D.S. Schechter. A simple and rigorous mathematical model for estimating inflow performance of wells intersecting long fractures. SPE 38104. 1997.
5. Boyun Guo and Xiance Yu. A simple and accurate mathematical model for predicting productivity of multifractured Horizontal wells. SPE 114452. 2008.
6. Hong Yoan. A new model for predicting inflow performance of fractured horizontal wells. SPE 133610. 2010.