

*Попов Олег Владимирович, студент магистратуры  
Тюменский Индустриальный Университет, г. Тюмень*

## ОБОСНОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ ГС С МГРП

**Аннотация:** Горизонтальные скважины показали высокую эффективность относительно ННС и рассматриваются как приоритетная технология разработки водонефтяных зон. В научной статье проведено обоснование параметров системы горизонтальных скважин с МГРП. В результате итерационных расчетов определены оптимальные параметры для систем ГС с МГРП. На сегодняшний день для тиражирования наиболее приемлемой является рядная система ГС с МГРП с нагнетательными ННС с ГРП.

**Ключевые слова:** МГРП, ГРП, ННС, горизонтальные скважины, ГС, добыча нефти, Каменная площадь, залежь, пласт, месторождение.

**Abstract:** Horizontal wells have shown high efficiency relative to the NNS and are considered as a priority technology for the development of oil and water zones. The scientific article substantiates the parameters of the system of horizontal wells with MGRP. As a result of iterative calculations, optimal parameters for HS systems with MGRP were determined. To date, the most acceptable for replication is the in-line GS system with MGRP with injection NNS with hydraulic fracturing.

**Keywords:** MGRP, hydraulic fracturing, NNS, horizontal wells, GS, oil production, Stone area, deposit, formation, deposit.

Основываясь на результатах опытных работ на объекте ВК<sub>1-3</sub> Каменного ЛУ и выводах работ на аналогичных отложениях (пласты ВК Ем-Еговского ЛУ, пласты группы АВ Самотлорского месторождения) можно сказать, что

горизонтальные скважины показали высокую эффективность относительно ННС и рассматриваются как приоритетная технология разработки водонефтяных зон.

Для поиска оптимальных параметров системы разработки викуловской свиты рассмотрены семиточечная обращенная система наклонно-направленных скважин, рядная система ГС с МГРП с нагнетательными ГС с МГРП, рядная система ГС с МГРП с нагнетательными ННС с ГРП. Всего выполнено несколько тысяч аналитических расчетов и расчетов на имитационных секторных моделях, параметры и количество вариантов по системам разработки представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Описание схем и параметров расчетов

| Система   | Предпосылки   | Расчёт Схема               | Ннн, м                         | Расстояние м/д скв.                     | Длина ГС, м                                     | Расстояние м/д ГРП                     | Итого расчетов |
|---|---|----------------------------|--------------------------------|---|---|--|----------------|
| <b>ННС+ГРП<br/>7-ми точечная<br/>обращенная.<br/>Соотношение: 1/2</b> | Успешная реализация на месторождении                        | Аналитика (все 7 участков) | 2-15 м с шагом 1 м (13 толщин) | 200-1200 м с шагом 100 м (11 вариантов) | -   | -                                      | <b>1001</b>    |
|   |   | ГДМ (3 участка)            | 2-8 м с шагом 2 м (4 толщин)   | 300-700 м с шагом 100 м (5 вариантов)   | -   | -                                      | <b>60</b>      |
| <b>Рядная ГС+МГРП<br/>ППД: ГС+МГРП.<br/>Соотношение трещин: 1/2</b>   | Опыт Компании ООО «РН-Юганскнефтегаз» АО «Самотлорнефтегаз» | ГДМ (4 участка)            | 2-8 м с шагом 2 м (4 толщин)   | 200-800 м с шагом 200 м (4 варианта)    | 400, 600, 800, 1000, 1500, 2000 м (6 вариантов) | без ГРП, 50, 100, 200 м (4 комбинации) | <b>1536</b>    |
| <b>Рядная ГС+МГРП<br/>ППД: ННС+ГРП.<br/>Соотношение трещин: 1/2</b>   |   | ГДМ (4 участка)            | 2-8 м с шагом 2 м (4 толщин)   | 200-800 м с шагом 200 м (4 варианта)    | 400, 600, 800, 1000, 1500, 2000 м (6 вариантов) | без ГРП, 50, 100, 200 м (4 комбинации) | <b>1536</b>    |
| <b>ИТОГО РАСЧЕТОВ</b>   |   |                            |                                |   |   |  | <b>4133</b>    |

Численные расчеты выполнялись на имитационных моделях участков Каменного ЛУ. Во всех расчетах принята успешность проведения ГРП в ГС – 75 % при кол-ве ГРП >3 (на основе статистических данных по результатам пилотных работ). Оценка экономической эффективности проводилась по удельным величинам.

По результатам ОПР на 49 кусте было выявлено, что оптимальным положением ГС в разрезе ВК Каменного ЛУ является проводка ствола скважины по 2 второму циклиту первого пласта ( $ВК_1^2$ ), что обусловлено особенностями разреза викуловских отложений (улучшение ФЕС сверху вниз)

на данном лицензионном участке. На рисунке 1 на примере скважин № 8435Г и № 8379Г показано улучшение запусковых показателей ГС с МГРП в зависимости от положения ствола скважины в разрезе.

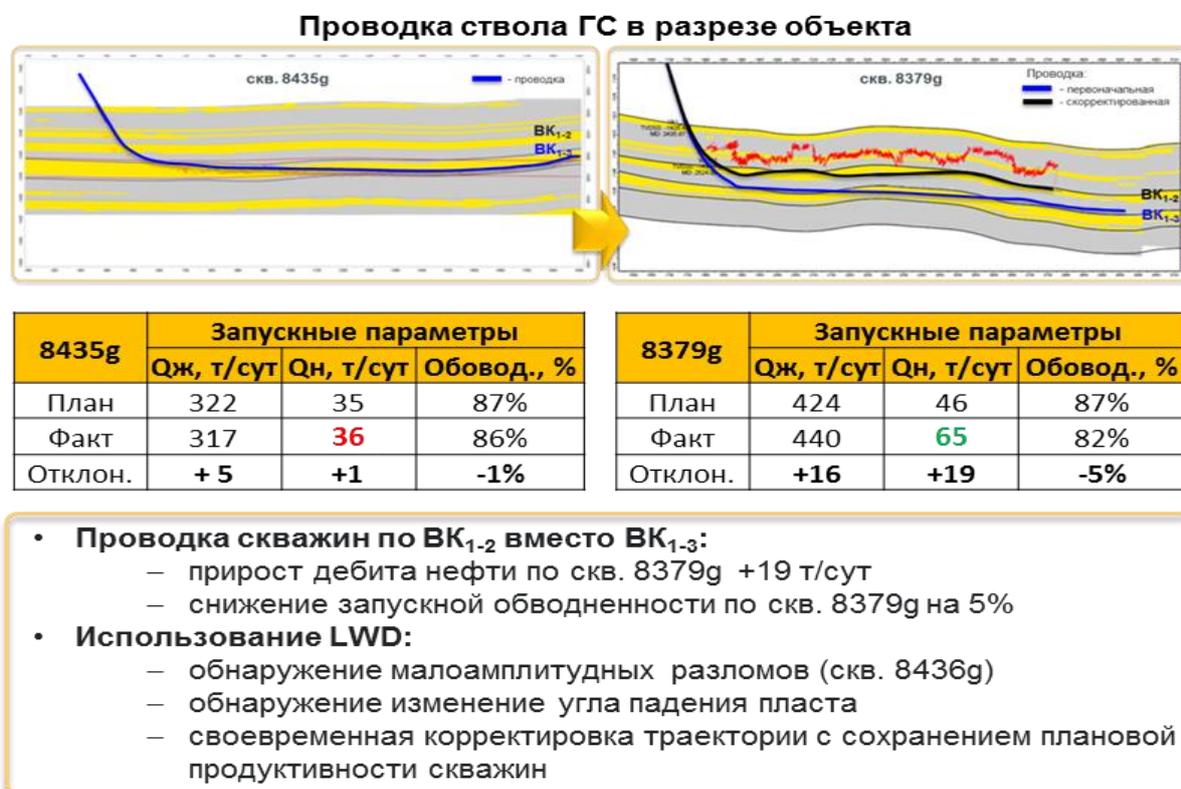


Рисунок 1 – Проводка ГС в разрезе викуловской свиты на 49 кусте Каменного ЛУ

В качестве оптимального выбрано продольное направление трещин ГРП относительно линии стресса ( $330^\circ$  по азимуту), эффективность такого решения подтверждена фактическими результатами на Самотлорском месторождении и на месторождениях ООО «РН-Югаскнефтегаз».

В качестве критерия оптимальности выбрана максимальная экономическая эффективность системы разработки.

В результате итерационных расчетов определены оптимальные параметры для систем ГС с МГРП:

1. независимо от длины ГС оптимальное расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами (рядами) составило 400 м при соблюдении оптимального соотношения трещин (1/2) в добывающих и нагнетательных скважинах (рисунок 2);

2. аналогично определяется оптимальное расстояние между краями трещин ГРП, оно равно 50 м для всех длин ГС и расстояний между скважинами (рисунок 3);

3. с учетом технологических рисков оптимальная длина добывающей ГС в системе ГС/ННС – 600 м с 7 ГРП, нагнетательная – ННС с ГРП (рисунок 4);

4. конкурирующая система ГС/ГС имеет следующие параметры: оптимальная длина добывающей ГС – 1200 м с 14 ГРП, нагнетательной – 600 м с 7 ГРП;

5. на сегодняшний день для тиражирования наиболее приемлемой является рядная система ГС с МГРП с нагнетательными ННС с ГРП.

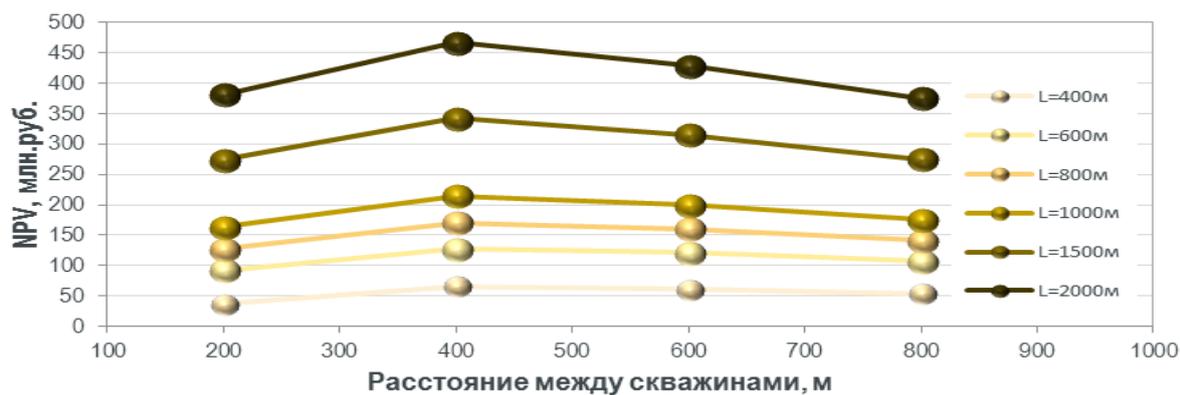


Рисунок 2 – Зависимость ЧДД элемента разработки от расстояния между добывающими и нагнетательными скважинами для различных длин ГС в пласте

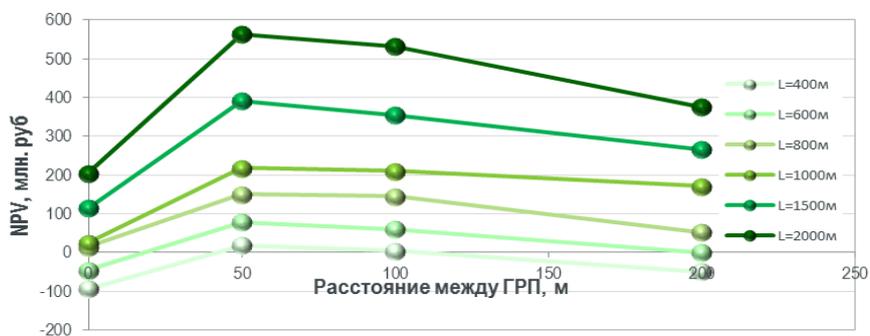


Рисунок 3 – Зависимость ЧДД элемента разработки от расстояния между трещинами ГРП для различных длин ГС в пласте

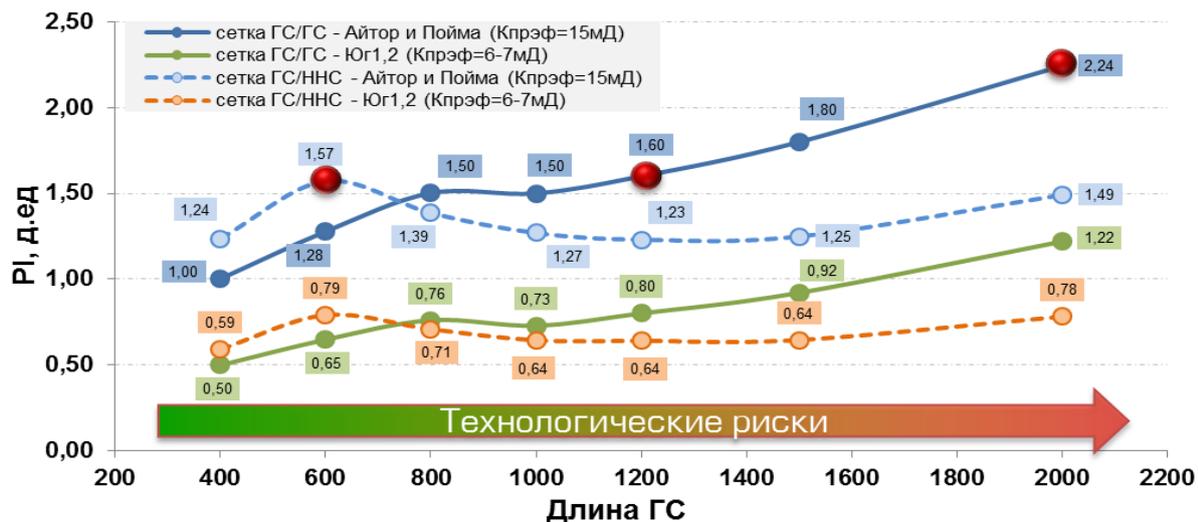


Рисунок 4 – Зависимость PI элемента разработки от длины ГС в пласте

Сравнение выполнялось для групп лучших и худших по ФЕС участков Айтор и Пойма, Юг-1 и Юг-2. Сопоставлялись системы при следующих параметрах: Ннн = 8 м, расстояние между скважинами – 400 м, между крыльями ГРП – 50 м.

При увеличении длины ГС в системе ГС/ННС требуется большое количество нагнетательных скважин, поэтому эффективность данной сетки изменяется слабо, так, например, для ГС 2000 м требуется 5 нагнетательных ННС. При замене нагнетательных ННС на ГС с МГРП экономическая эффективность резко возрастает, поэтому уже с длины 800 м более перспективна сетка ГС/ГС, но вместе с тем возрастают и риски.

Для принятия решения о тиражировании конкурирующей системы ГС 1200 м с 14 ГРП необходимо проводить опытно промышленные работы.

В процессе анализа было обнаружено, что существует альтернативный, наиболее рентабельный вариант разработки – бурение двухкилометровых горизонтальных добывающих и горизонтальных нагнетательных скважин. Следует отметить, что расчет выполнялся с рядом важных допущений, в том числе и сохранением 75 % успешности проведения МГРП. Поэтому, прежде чем рекомендовать данный вариант к внедрению или проведению ОПР, необходимо опробовать технологию бурения 1200 метровых и более

горизонтальных скважин.

По результатам анализа наиболее перспективная для тиражирования по соотношению доход/риск система ГСдоб 600 м + 7ГРП / ННСнаг + ГРП.

Можно сделать вывод, что переход к горизонтальному бурению расширяет рентабельные области размещения фонда на отложениях викуловской свиты, поскольку экономическая эффективность бурения ГС выше, чем ННС. В таблице 1 на примере участка Пойма показано преимущество систем ГС по сравнению с ННС.

Таблица 1 - Сравнение систем ГС/ННС и ННС на примере участка Пойма

| ННС (W=400м)    |                         |       |          |       | ГС (W=400м, L <sub>доб</sub> =600м) |                         |       |          |       |
|-----------------|-------------------------|-------|----------|-------|-------------------------------------|-------------------------|-------|----------|-------|
| Н <sub>нн</sub> | ΣQ <sub>н</sub> на скв. | КИН   | NPV      | PI    | Н <sub>нн</sub>                     | ΣQ <sub>н</sub> на скв. | КИН   | NPV      | PI    |
| м               | тыс.т.                  | д.ед. | млн руб. | д.ед. | м                                   | тыс.т.                  | д.ед. | млн руб. | д.ед. |
| 6               | 18,1                    | 0,227 | -577     | 0,72  | 6                                   | 57,3                    | 0,343 | 63       | 1,36  |
| 8               | 23,5                    | 0,227 | -93      | 0,95  | 8                                   | 66,7                    | 0,299 | 101      | 1,57  |

В результате проведенных исследований по опыту применения ГС+МГРП получены следующие выводы:

- для снижения рисков по геологии необходимо детальное геологическое сопровождение бурения;

- получен положительный опыт организации системы ППД через нагнетательные ННС+ГРП: отмечается стабилизация и рост дебитов жидкости и нефти в добывающих ГС+МГРП;

- в условиях имеющегося в настоящее время налогового стимулирования, позволяющего с относительной безубыточностью разрабатывать нерентабельные объекты, реализация потенциала тюменской свиты вполне объективна в ближайшие годы;

- учитывая незначительный период разработки оценить перспективы по накопленной добыче на основе общепринятых характеристик вытеснения не представляется возможным.

### **Библиографический список:**

1. Методы увеличения нефтеотдачи и технология АСП, Я.Е. Волокитин, М.Ю. Шустер, В.М. Карпан, 2015.
2. Уточнение геологического строения тюменской свиты Красноленинского месторождения с разработкой рекомендаций и выделением первоочередных участков для разведочного и опережающего эксплуатационного бурения».
3. Дополнение к технологической схеме разработки Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в границах Каменного (Западная часть) лицензионного участка», 2019.