

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

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ГС+МГРП

Аннотация: В научной статье проведен анализ оптимальных параметров системы разработки ГС+МГРП по объекту ВК₁₋₃ Каменной площади Краснolenинского месторождения. В работе приведены три варианта разработки систем размещения ГС длиной 800 м и расстоянием между скважинами 400 м, 500 м, 600 м. Рекомендуемое расстояние между горизонтальными скважинами составляет 500 м, оптимальная длина ГС в условиях викуловской свиты составляет 1100 метров.

Ключевые слова: горизонтальные скважины, ГС, добыча нефти, Каменная площадь, залежь, пласт, месторождение.

Abstract: The scientific article analyzes the optimal parameters of the GS+MGRP development system for the object VK1-3 of the Stone Area of the Krasnoleninsky deposit. The paper presents three options for the development of GS placement systems with a length of 800 m and a distance between wells of 400 m, 500 m, 600 m. The recommended distance between horizontal wells is 500 m, the optimal length of the HS in the conditions of the Vikulov formation is 1100 meters.

Keywords: horizontal wells, GS, oil production, stone area, deposit, formation, deposit.

Для обоснования оптимальных параметров системы разработки ГС+МГРП в периметре пилотных работ на Каменной площади были выполнены имитационные работы на секторных гидродинамических моделях

покрывающих зону пластов $ВК_{1-3}$. Рассмотрено несколько вариантов с различными длинами добывающих и нагнетательных ГС, расположением нагнетательных скважин относительно добывающих и расстоянием между скважинами.

Исследуются три варианта разработки систем размещения ГС длиной 800 м и расстоянием между скважинами 400 м, 500 м, 600 м. Схема размещения скважин лобовая линейная рядная.

Пространственное расположение проектных стволов выбрано в направлении регионального стресса (максимального горного напряжения) викуловских отложений ($\approx 340^\circ$) с целью распространения трещины ГРП вдоль стволов скважин.

На рисунке 1 и в таблице 1 представлены основные технологические показатели вариантов. Оптимальное расстояние между скважинами при использовании ГС+МГРП в условиях викуловской свиты составляет 500 метров.

Согласно расчетам, данное расстояние между скважинами обеспечивает достижение максимального значения отбора нефти на скважину (более 80 тыс.т) и позволяет интенсивно разрабатывать залежь. Бурение с большим расстоянием, связи с разрежением сетки скважин, приведет к значительному снижению достигаемой нефтеотдачи.

Таким образом, рекомендуемое расстояние между горизонтальными скважинами составляет 500 м.

Далее приведены параметры четырех вариантов разработки систем размещения ГС длиной 600 м, 800 м, 1100 м и 1500 м при расстоянии между скважинами 500 м. Горизонтальные скважины расположены вдоль направления максимального стресса, предусматривается создание трещины ГРП вдоль всего ствола добывающих и нагнетательных скважин.

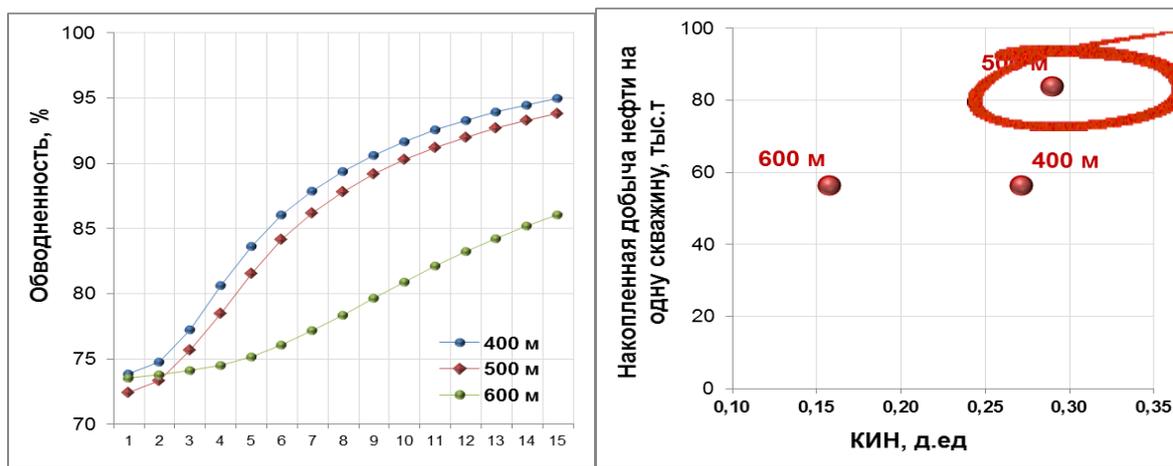


Рисунок 1. Технологические показатели разработки вариантов с различным расстоянием между скважинами. Объект ВК₁₋₃.

Таблица 1. Технологические показатели разработки вариантов с различным расстоянием между скважинами. Объект ВК₁₋₃.

Вариант	Расстояние между скважинами, м	Нак. добыча нефти, тыс.т	ΣQ_n на скв., тыс.т	КИН за 15 лет, д.ед.	Кол-во скв. ед.	ВНФ, д.ед.
1	400 м	4174,1	56,4	0,272	74	7,0
2	500 м	4447,6	83,9	0,289	53	6,1
3	600 м	2423,3	56,4	0,158	43	3,7

На рисунке 2 и в таблице 2 представлены основные технологические показатели вариантов. Согласно расчетам, такая длина горизонтальной секции обеспечивает необходимый рентабельный отбор нефти на скважину и максимальный коэффициент нефтеотдачи.

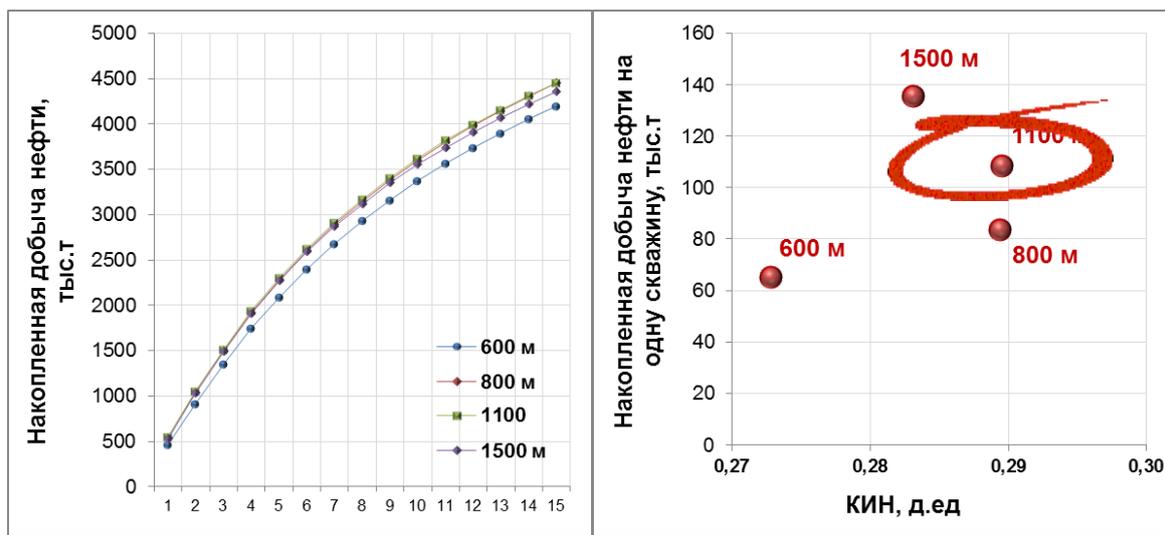


Рисунок 2 – Технологические показатели разработки вариантов с различной длиной ГС.
Объект ВК₁₋₃.

Таким образом, оптимальная длина ГС в условиях викуловской свиты составляет 1100 метров. Бурение более длинных скважин увеличивает риски проводки ствола при сопоставимых дебитах. Бурение более коротких горизонтальных скважин (от 600 м до 800 м) характеризуется менее благоприятными технико-экономическими показателями.

Таблица 2. Технологические показатели разработки вариантов с различной длиной ГС.
Объект ВК₁₋₃.

Вариант	Длина ГС, м	Нак. добыча нефти, тыс.т	ΣQ_n на скв., тыс.т	КИН за 15 лет, д.ед.	Кол-во скв. ед.	ΣQ_n на 100 м длины ГС, тыс. т.
1	600 м	4192,7	65,5	0,273	64	-
2	800 м	4447,6	83,9	0,289	53	9,2
3	1100 м	4450,6	108,5	0,290	41	8,2
4	1500 м	4351,3	136,0	0,283	32	6,8

Стоит отметить, что наиболее высокой эффективностью характеризуется варианты с использованием рядной системы разработки. Данные варианты

характеризуется значительным накопленным отбором нефти на одну добывающую скважину (108,5 тыс.т) и наиболее высоким КИН за 15 лет (0,289-0,290).

По разрезу проводка горизонтальных стволов планируется по подошве пласта $ВК_1$, с последующим проведением направленной перфорации (угол 0° , вдоль горизонтальной секции) и дальнейшее проведение ГРП. (рисунок 3-4).

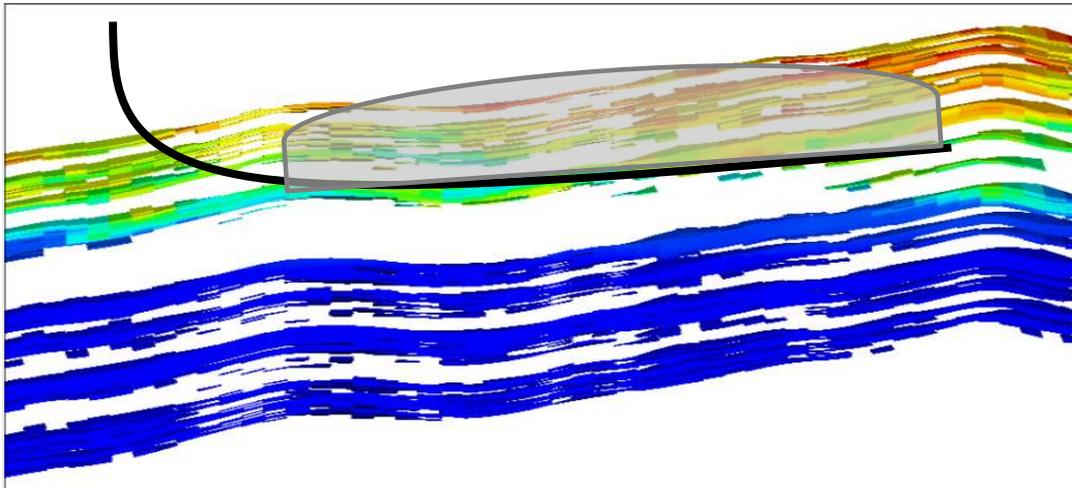


Рисунок 3 – Схема проводки горизонтальной скважин с МГРП по разрезу пластов $ВК_{1-3}$.

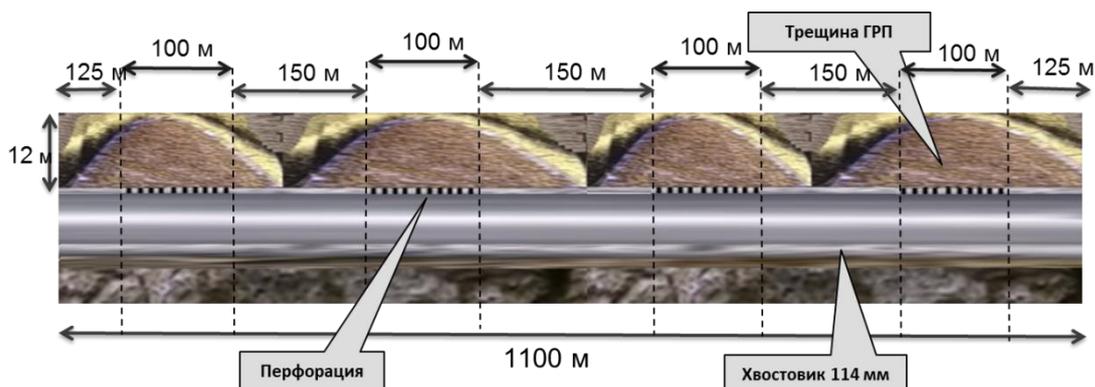


Рисунок 4 – Схема распространения трещины ГРП в добывающей горизонтальной скважине. Объект $ВК_{1-3}$.

При выборе оптимального положения нагнетательной скважины относительно добывающей также необходимо учитывать возможные осложнения при проводке нагнетательных горизонтальных скважин. Реализация шахматной рядной системы разработки в условиях пласта $ВК_{1-3}$

практически не возможна по причине значительной интенсивности пространственного искривления при наборе зенитного угла во время проводки горизонтальных стволов на небольшой глубине (менее 1350 м).

Наиболее оптимальной являться лобовая линейная рядная система размещения проектных горизонтальных скважин.

Таким образом, оптимальная система разработки ГС+МГРП для объекта ВК₁₋₃ в пределах предполагаемого пилотного участка включает:

- длину добывающей ГС – 1100 м;
- расстояние между скважинами – 500 м.
- длину нагнетательной ГС – 600 м.
- система воздействия – рядная линейная лобовая.

На сегодняшний день можно отметить, что за счет применения горизонтальных скважин с проведением многостадийного ГРП, соответственно в данных сложно построенных коллекторах, отмечается увеличение запускных показателей более чем в 2 раза, относительно скважин в наклонно-направленном исполнении. Отмечается также, что ГС наиболее эффективны в руслах.

Результаты анализа свидетельствуют о наличии эффекта от внедрения технологии ГС+МГРП. При этом необходимо отметить, что данные участки ОПР расположены в зонах выклинивания нижних пластов, и соответственно общая толщина пласта не превышает 100м.

В дальнейшем при переходе в погруженные зоны, где этаж нефтеносности будет достигать 100-150 метров и более при проводке горизонтального ствола по кровле или подошве ожидаются сложности по вовлечению в разработку всего разреза по причине невозможности создания столь высоких трещин.

В результате, в дальнейшем при проектировании ГС+МГРП необходимо учитывать ряд моментов, в частности размещение данной технологии в зонах где общая высота разреза продуктивных отложений не должна составлять более 70-80 м, при этом наиболее перспективные по ФЕС являются верхние пласты,

следовательно, зона предпочтительного размещения горизонтального участка ствола должна быть обеспечена наличием этих пластов. Также при выборе зон для размещения ГС+МГРП необходимо учитывать высокую капиталоемкость проекта и соответственно наличия необходимого объема извлекаемых запасов для рентабельной разработки. Согласно проведенным предварительным расчетам рентабельный отбор на такую скважину должен составлять не менее 70-80 тыс.т., общая толщина продуктивного разреза < 70-80 м.

В районах, где имеются ограничения для формирования эффективных систем разработки из ГС, требуется бурение наклонно-направленных скважин с проведением селективных ГРП по всему разрезу в процессе разработки.

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. Закиров С.Н., Индрупский И.М. Новые принципы и технологии разработки месторождений нефти и газа. Часть 2; - 2009. - 488 с.
4. Дополнение к технологической схеме разработки Красноленинского нефтегазоконденсатного месторождения в границах Каменного (Западная часть) лицензионного участка», 2019.