

## РАЗРАБОТКА ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МГРП

Ж.З. Кааров, Инженер отдела анализа и разработки месторождений УВ  
ООО «ГеоЭкоАудит»  
(Россия, г. Тюмень)

DOI: 10.24411/2500-1000-2020-10206

**Аннотация.** В настоящей статье рассмотрены основные проблемы осложняющие разработку юрских отложений тюменской свиты Красноленинского месторождения. Проведено обоснование стратегии разработки низкопроницаемого коллектора горизонтальными скважинами с применением многостадийного гидравлического разрыва пласта (ГС+МГРП). Приведены результаты постановки пилотных работ по опробованию технологии ГС+МГРП в реальных условиях.

**Ключевые слова:** горизонтальная скважина, ГРП, КИН, многостадийный гидравлический разрыв пласта, объект, залежь, плотность сетки скважин.

В последнее время на месторождениях Западной Сибири перспективы увеличения добычи нефти во многом связаны с залежами, приуроченными к низкопроницаемым пластам юрских отложений.

Извлекаемы запасы нефти в юрских отложениях исчисляются десятками и сотнями миллионов тонн, и вовлечение их в разработку является приоритетной задачей нефтедобывающих предприятий. Наиболее актуальным решением совершенствования разработки является применение горизонтальных скважин с проведением в них многостадийного гидравлического разрыва пласта (ГС+МГРП). Однако, применение данной технологии, в сравнении с традиционными системами ННС, сложнее

технически и требует обоснования оптимальных параметров: расстояние между скважинами, длина ГС, количество ГРП.

Продуктивные пласты распространены в виде отдельных линз и прослоев, часто не коррелируемых между собой даже в соседних скважинах (рис. 1). Все пласты объединены в один объект разработки, этаж нефтеносности которого в среднем составляет 45 м (средняя эффективная толщина – 10,5 м), а на отдельных участках может достигать 100 м. Несвязанность коллектора, значительный этаж нефтеносности и низкая проницаемость (в среднем 0,4 мД) осложняют разработку тюменской свиты.

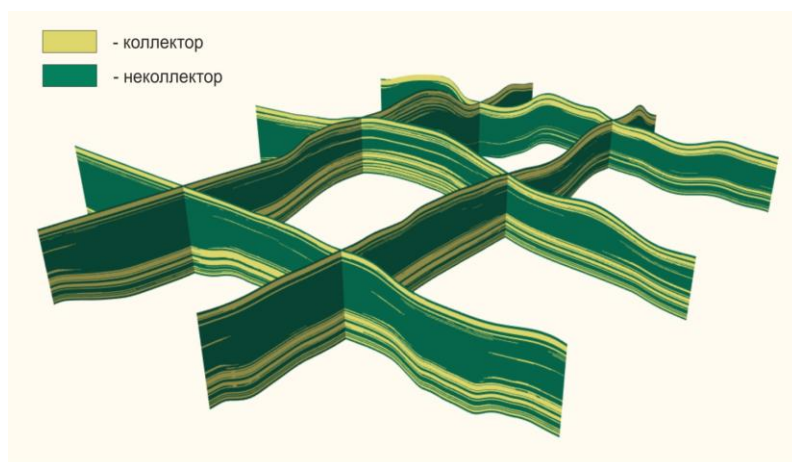


Рис. 1. Неоднородность коллекторов тюменской свиты

Разработка тюменской свиты в основном было связано с бурением наклонно-направленных скважин. Дебиты нефти по скважинам после проведения ГРП варьируют в широком диапазоне от 30 до 90 т/сут, после запуска начинается их резкое снижение, обусловленное нестационарным режимом работы. С учетом высоких темпов падения, накопленная добыча нефти, как правило, не позволяет окупить вложения на скважину. Данное обстоятельство послужило основным стимулом к поиску рентабельной технологии разработки трудноизвлекаемых запасов на месторождении. Основным методом разработки трудноизвлекаемых запасов месторождений Западной Сибири – горизонтальное бурение с многостадийным ГРП. Наиболее широкое применение технологии ГС+МГРП получила при разработке залежей сланцевой нефти и плотных низкопроницаемых песчанников. В России данная технология находится на начальной стадии развития и пока не получил массового применения.

Целью первого этапа проектирования стало обоснование стратегии разработки

низкопроницаемого коллектора с применением технологии ГС+МГРП. Основные параметры системы, требующие уточнения:

- Плотность сетки скважин;
- Длина горизонтальной секции;
- Расстояние между трещинами ГРП;
- Профиль и конструкция нагнетательных скважин.

**Определение плотности сетки скважин.** Плотность сетки была определена на базе системы ННС. На сегодняшний день промысловые данные эксплуатации скважин подтверждают факт практически полного отсутствия влияния закачки на добывающие скважины при проектных расстояниях между скважинами 500 м. Однако с учетом низкой проницаемости коллектора и неоднородности (континентальные отложения) были рассмотрены более плотные сетки с расстоянием до 300 м. По результатам расчетов наиболее эффективным показал себя вариант с расстояниями между скважинами 400 м и плотностью сетки скважин 16 га (табл. 1).

Таблица 1. Технологические показатели вариантов по выбору оптимальной ПСС

Вариант	Расстояние между скв., м	ПСС, га	Нак. доб. нефти на скв., тыс.т	ВНФ, д.ед.	КИН, д.ед.
1	500x500 м	25	53.3	0.22	0.146
2	450x450 м	20.3	42.1	0.26	0.149
3	400x400 м	16	38.5	0.26	0.171
4	350x350 м	12.3	32.8	0.79	0.184
5	300x300 м	9	27.2	1.27	0.201

**Определение длины ГС.** Следующая серия расчетов относится к системам ГС+ГРП. На первом этапе для оценки входных показателей рассмотрено пять вариантов длин ГС (600, 800, 1000, 1200, 1500 м). Прогнозы выполнены для единичной скважины без ГРП. Получена прямая зависимость входного дебита нефти от длины ГС: с увеличением длины горизонтального ствола, дебит увеличивается. Однако, в реальных условиях предполагается использования не единичных скважин, а системы скважин, поэтому выполнены пять расчетов систем ГС с аналогичными

длинами. В качестве нагнетательных скважин использовались наклонно-направленные, расположенные по треугольной площадной сетке (расстояние между скважинами 400 м соответствует результатам расчетов в предыдущем блоке). Во всех скважинах выполнены ГРП, в нагнетательных создавалась одна трещина, в добывающих моделировался МГРП с шагом между трещинами по латерали 150 м или 3 ячейки. По расчетам оптимальная длина ГС находится в диапазоне 800-1000 м. (табл. 2, рис. 2).

Таблица 2. Технологические показатели вариантов по выбору оптимальной длины ГС

Вариант	Длина ГС, м	Нак. доб. нефти на скв., тыс.т	КИН, д.ед.	Кол-во скв., ед.	Кол-во портов ГРП, ед.
1	600	49.9	0.192	40	4
2	800	59.1	0.182	32	6
3	1000	66.0	0.178	28	7
4	1200	67.6	0.156	24	9
5	1500	70.8	0.15	22	11

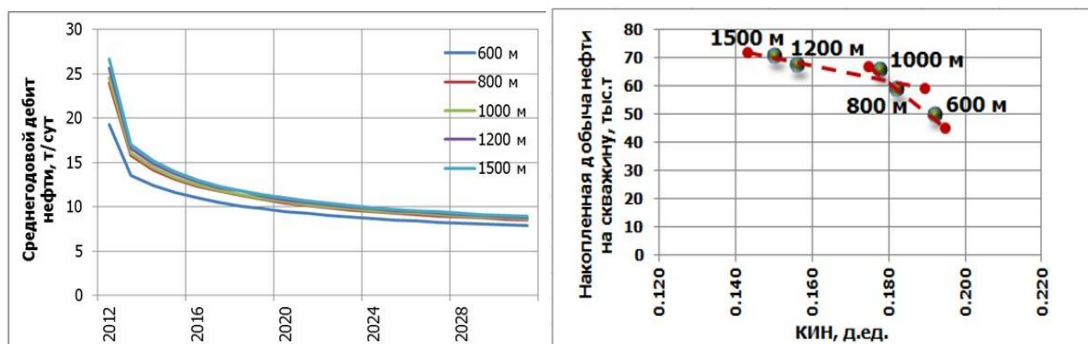


Рис. 2. Результаты расчетов по выбору оптимальной системы ГС

**Определение расстояния между трещинами ГРП.** На втором этапе оценено необходимое количество стадий ГРП на одном горизонтальном стволе. Выполнено шесть расчетов с расстоянием между трещинами ГРП 100, 150, 180, 200, 300, 400 м, что для длины 800 м составляет от 2 до 8 стадий ГРП. Отмечено, что при сближении

трещин ГРП на расстояние менее 180-200 м добыча нефти увеличивается незначительно, что в свою очередь связано с интерференцией трещин (рис. 3). Таким образом, оптимальное расстояние между фраками составило 200 м, или 4 гидроразрыва на горизонтальном участке длиной 800.

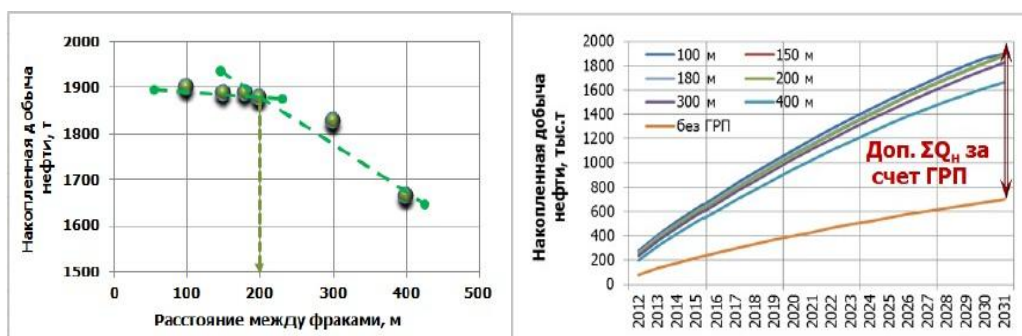


Рис. 3. Результаты определения оптимального расстояния между трещинами ГРП

Таким образом, выполненная серия расчетов уже на начальном этапе проектирования позволила определить основную концепцию разработки низкопроницаемого прерывистого коллектора и сформировать ключевые направления для апробации технологии ГС+МГРП, исключив многообразие возможных вариантов. Переход в более мощные участки залежи требует адаптации системы разработки к геологи-

ческим условиям, ключевая цель оптимизации – вовлечение в разработку всей эффективной мощности юрских пластов. Наиболее перспективные направления оптимизации системы разработки на участках с эффективными толщинами более 20 м связаны с заменой горизонтальных скважин пологими, удлинением проходки по горизонтальному стволу и проведением больше объёмных многостадийных ГРП.

**Библиографический список**

1. *Фокеева Л.Х.* Определение оптимальной траектории и длин стволов многоствольных горизонтальных скважин с учетом особенностей коллектора / Фокеева Л.Х. // Нефтегазовое дело, 2006.
2. *Афанасьев И.С., Тимонов А.В., Судеев И.В. и др.,* Анализ применения и перспективы дальнейшего использования горизонтальных скважин с множественными трещинами ГРП на Приобском месторождении, 2012.
3. *Платунов А., Николаев М., Лескин Ф. и др.,* Многостадийный ГРП на горизонтальной скважине в пластах тюменской свиты Ем-Еговской площади Красноленинской группы месторождений в Западной Сибири, 2012.
4. *Алиев З.С., Сомов Б.Е., Чекушин В.Ф.* Обоснование конструкции горизонтальных и многоствольно-горизонтальных скважин для освоения нефтяных месторождений. – М.: Издательство «Техника». ООО «Тума групп», 2001. – 192 с.

**DEVELOPMENT OF DIFFICULT RESOURCES OF TYUMEN'S FORMATION WITH APPLICATION OF HORIZONTAL WELLS WITH MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING**

**Z.Z. Kaarov**, *Engineer of the department for analysis and development of oil and gas fields «GeoEkoAudit» LLC (Russia, Tyumen)*

***Abstract.** This article discusses the main problems complicating the development of Jurassic deposits of the Tyumen Formation of the Krasnoleninsky deposit. The substantiation of the development strategy for a low-permeability reservoir with horizontal wells using multistage hydraulic fracturing (HW+MHF) is carried out. The results of the statement of pilot works on testing the horizontal wells with multi-stage hydraulic fracturing technology in real conditions are presented.*

***Keywords:** horizontal well, hydraulic fracturing, oil recovery factor, multistage hydraulic fracturing, object, reservoir, well grid density.*