

УДК 622.276

https://doi.org/10.33619/2414-2948/93/13

ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО ДИЗАЙНА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

©**Королев М. И.**, SPIN-код: 7090-9909, канд. техн. наук, Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия, korolevnik@yandex.ru

©**Нанишвили О. А.**, SPIN-код: 8482-1528, Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия, olgayugu@yandex.ru

©**Юсупов И. М.**, Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия, yuim250701@edu.ugrasu.ru

SUBSTANTIATION OF THE OPTIMAL HYDRAULIC FRACTURING DESIGN IN COMPLEX RESERVOIR CONDITIONS

©**Korolev M.**, SPIN-code: 7090-9909, Ph.D., Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia, korolevnik@yandex.ru

©**Nanishvili O.**, SPIN-code: 8482-1528, Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia, olgayugu@yandex.ru

©**Yusupov I.**, Yugra State University, Khanty-Mansiysk, Russia, yuim250701@edu.ugrasu.ru

Аннотация. Проведен анализ эффективности гидравлического разрыва пласта (ГРП) на объекте БС4-5. Представлены результаты расчета дизайна ГРП в программе «РН-ГРИД». На примере скважины №5563 проведен анализ прироста дебита после ГРП в зависимости от объема закачки жидкости в пласт. Даны рекомендации по выбору оптимального объема закачки жидкости при проведении гидравлического разрыва пласта.

Abstract. The paper analyzes the effectiveness of hydraulic fracturing at the BS4-5 facility. The results of the hydraulic fracturing design calculation in the RN-GRID program are presented. On the example of well no. 5563, an analysis was made of the increase in production rate after hydraulic fracturing, depending on the volume of fluid injection into the reservoir. Recommendations are given for choosing the optimal volume of fluid injection during hydraulic fracturing.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта, продуктивность скважин, дизайн ГРП, объем закачки.

Keywords: hydraulic fracturing, well productivity, hydraulic fracturing design, injection volume.

Пласт БС4-5 характеризуется низкой проницаемостью (среднее значение 4,6 мД), высокой степенью расчлененности (10,2) и отсутствием активных пластовых вод [3]. Данные условия являются благоприятными для использования технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП). В настоящее время ГРП является основным и наиболее эффективным методом повышения нефтеотдачи, применяемым на объекте [4].

Гидравлический разрыв пласта представляет собой одну из сложнейших операций в

нефтегазодобывающей промышленности, а также является одним из наиболее эффективных средств повышения производительности скважин, поскольку приводит не только к интенсификации выработки запасов, находящихся в зоне дренирования скважины, но и при определенных условиях позволяет существенно расширить эту зону, приобщив к выработке слабо дренируемые зоны и пропластки, и, следовательно, достичь более высокой конечной нефтеотдачи [1].

Технологии ГРП для объекта БС4-5 применялись начиная с 1990 г. Всего проведено 2348 операций ГРП. Если до 2004 г. большинство операций составляли первичные ГРП, то с 2004 года увеличивается количество вторичных операций, а с 2006 г. — также третичных ГРП (третья операция на скважине) в связи с практически полным охватом фонда добывающих скважин гидроразрывом пласта. За весь период разработки объекта БС4-5 выделяются три этапа применения ГРП по средней массе проппанта на операцию. В период 1990–1997 гг. в связи с неразвитостью технологии ГРП использовался для снятия положительного скин-фактора на скважинах, снизивших дебит в процессе эксплуатации. В период 1997–2004 гг. произошло увеличение средней массы проппанта до 35 т; начиная с 2004 г. производились крупнотоннажные ГРП с закачкой проппанта 50–200 т на одну операцию [4]. На Рисунке 1 показана динамика основных технологических показателей ГРП на эксплуатационном фонде добывающих скважин.

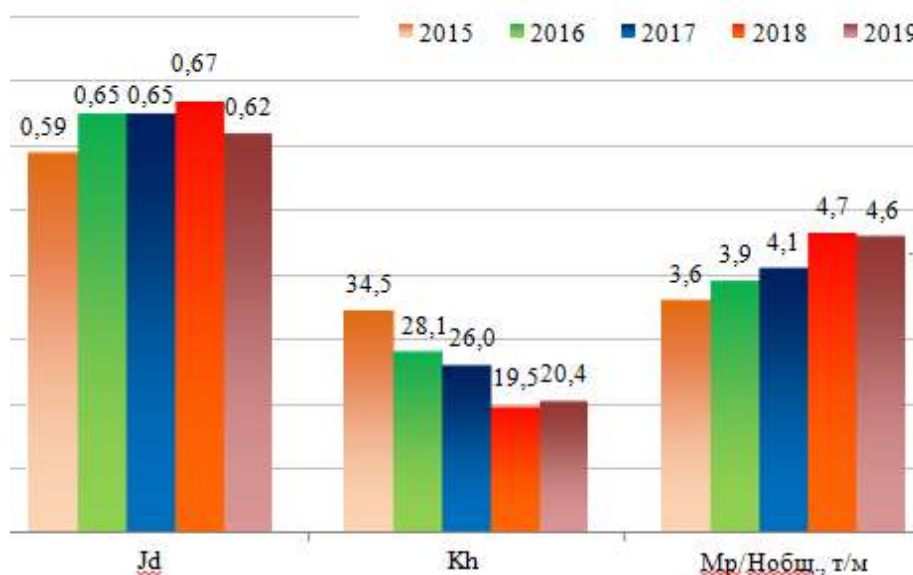


Рисунок 1. Динамика основных технологических показателей ГРП

Согласно приведенным графикам, за период 2015–2019 гг. произошло повышение средних показателей безразмерной продуктивности скважин (Jd) с 0,59 до 0,62 доли ед. Основой причиной повышения эффективности ГРП является увеличение средней массы проппанта на единицу общей мощности пласта (Mp/Нобщ.). При этом наблюдается снижение средней величины проводимости пласта Kh, что свидетельствует о снижении качества скважин-кандидатов ГРП [3].

По состоянию на 01.01.2020 г. на объект БС4-5 на эксплуатационном фонде добывающих скважин выполнено 613 операций ГРП, после которых скважины запущены в добычу. В целом по действующим эксплуатационным скважинам количество операций ГРП в год растет в период с 2007 г. по 2015 г. (с 45 до 322 ГРП соответственно), начиная с 2016 г. объем операций снижается (99 ГРП в 2019 г.).

С годами наблюдается увеличение массы проппанта — в среднем с 5,0 до 92,5 т,

снижение начального прироста дебита нефти — в среднем с 14,1 до 7,9 т/сут, максимальный среднегодовой прирост дебита нефти приходится на период 2007–2012 гг. Зависимость удельного дебита нефти после ГРП от удельной массы проппанта не установлена. Также не установлена зависимость дебитов жидкости и нефти после ГРП от мощности пласта и массы проппанта. В целом по действующим эксплуатационным скважинам объекта БС4-5 отмечается незначительный рост обводненности после ГРП относительно базового уровня в среднем с 35,1% до 42,2%.

Дополнительная добыча нефти за счет ГРП на объект БС4-5 в целом по эксплуатационному фонду скважин составила 1515,8 тыс т или 9,4 тыс т на одну скважинно-операцию, начальный прирост дебита нефти составил 8,6 т/сут, дебита жидкости — 16,6 т/сут, среднегодовой прирост дебита нефти — 8,8 т/сут.

Метод ГРП имеет множество технологических решений, обусловленных особенностями конкретного объекта обработки и достигаемой целью. Технологии ГРП различаются, прежде всего, по объемам закачки технологических жидкостей и проппантов и, соответственно, по размерам создаваемых трещин. От объема жидкости разрыва зависит длина и раскрытость трещины. При оптимизации дизайна ГРП на объекте БС4-5 (скв. №5563) был проведен расчет прироста дебита скважины после проведения ГРП от объема закачки жидкости в пласт. Расчет произведен в программе «РН-ГРИД» — промышленное программное обеспечение для математического моделирования и анализа процесса создания трещин в ходе гидроразрыва пласта. В данном ПО применяется наиболее развитая в инженерной практике модель ГРП — Planar 3D [2].

Рассчитывались 4 варианта дизайна с различным объемом закачки жидкости в пласт — 200, 300, 400 и 500 м³. Схема профиля скважины №5563 в трехмерной плоскости представлена на Рисунке 2.

Параметры пластовых флюидов представлены в Таблице 1.

Таблица 1

ХАРАКТЕРИСТИКИ ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДОВ

Параметры	Единицы измерения	Нефть	Вода
Плотность (ρ)	д. ед.	0,855	1,011
Вязкость (μ)	сПз	1,000	0,31
Объемный фактор (В)	м ³ /м ³	1,211	1,08

Информация о свойствах пласта и технические характеристики скважины представлены в Таблице 2.

Таблица 2

ИНФОРМАЦИЯ О СВОЙСТВАХ ПЛАСТА И ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ СКВАЖИНЫ

Параметры	Единица измерения	Значение
Проницаемость (k)	мД	1,6
Пластовое давление (P _{res})	атм.	210,0
Давление насыщения (P _{bub})	атм.	116,0
Радиус ствола скважины (R _w)	м	0,1
Радиус дренирования (R _e)	м	259,0
Пористость продуктивной зоны (ϕ)	%	17,0%
Общая мощность пласта (H _{GROSS})	м	35,3
Эффективная мощность пласта (H _{NET})	м	12,4



Параметры	Единица измерения	Значение
Проницаемость×Эфф.мощность (Kh)	мД×м	19,8
Угол наклона ствола скважины	°	0,36
Азимут магнитный	°	152,55
Полная сжимаемость (Ct)	атм ⁻¹	1,5×10 ⁻⁶

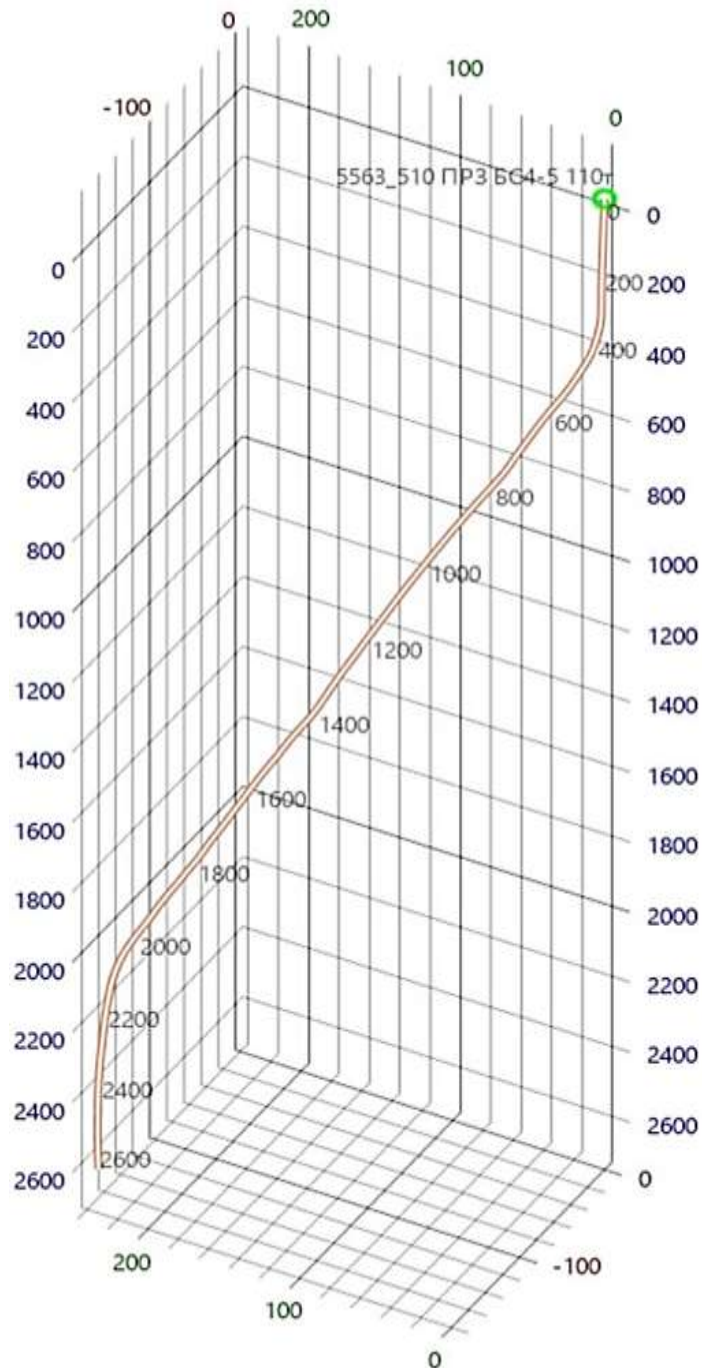


Рисунок 2. Профиль скважины №5563 в трехмерной плоскости

При проведении ГРП был использован забойный датчик, способом обработки являлся пакер по НКТ со средним расходом 3,80 м³/мин, нагнетательный тест пройден, разрядка не проводилась. Масса проппанта составила 110 т. Базовый дебит до ГРП по нефти составлял 3,81 м³/сут, по жидкости 5,45 м³/сут. Первый дизайн рассчитывался с закачкой 200 м³ жидкости в пласт, результаты представлены в Таблице 3.

Таблица 3

РАСЧЕТ ПРОДУКТИВНОСТИ И ПАРАМЕТРЫ ТРЕЩИНЫ ГРП
 ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ОБЪЕМАХ ЗАКАЧКИ ЖИДКОСТИ В ПЛАСТ

Параметр	Объем закачанной жидкости, м ³			
	200	300	400	500
Коэффициент продуктивности	0,44	0,48	0,51	0,534
<i>Установившийся дебит после ГРП</i>				
Дебит жидкости на установившемся режиме, м ³ /сут	20,20	22,04	23,66	25,45
Дебит нефти на установившемся режиме, м ³ /сут	14,14	15,43	16,41	17,19
<i>Прирост дебита после ГРП</i>				
Прирост дебита жидкости, м ³ /сут	14,76	16,6	18	19,12
Прирост дебита нефти, м ³ /сут	10,33	11,62	12,6	13,38
<i>Стартовый дебит после ГРП</i>				
Стартовый дебит жидкости, м ³ /сут	85,25	131,61	204,62	339,12
Стартовый дебит нефти, м ³ /сут	59,68	92,12	143,24	237,38
<i>Параметры трещины после ГРП</i>				
Объем трещины, м ³	43,8	69,9	91,5	116,3
Длина трещины, м	169,1	193,9	218,8	238,9
Высота трещины, м	46,9	49,3	51,3	
Максимальное раскрытие, мм	6,25	7,87	9,43	10,47

Как видно из Таблицы 3, дебит нефти после ГРП с закачкой 200 м³ в пласт вырос на 10,33 м³ (371%) при росте обводненности в 3,71 раза. Коэффициент продуктивности составляет 0,44. Второй дизайн рассчитывался с закачкой жидкости объемом 300 м³, результаты представлены на Рисунках 3, 4. Из Таблицы 3 видно, что дебит нефти после закачки 300 м³ жидкости вырос на 11,62 м³/сут (на 404%) при росте обводненности в 4,01 раза. Коэффициент продуктивности составляет 0,48, по сравнению с предыдущим вариантом он увеличился на 0,04.

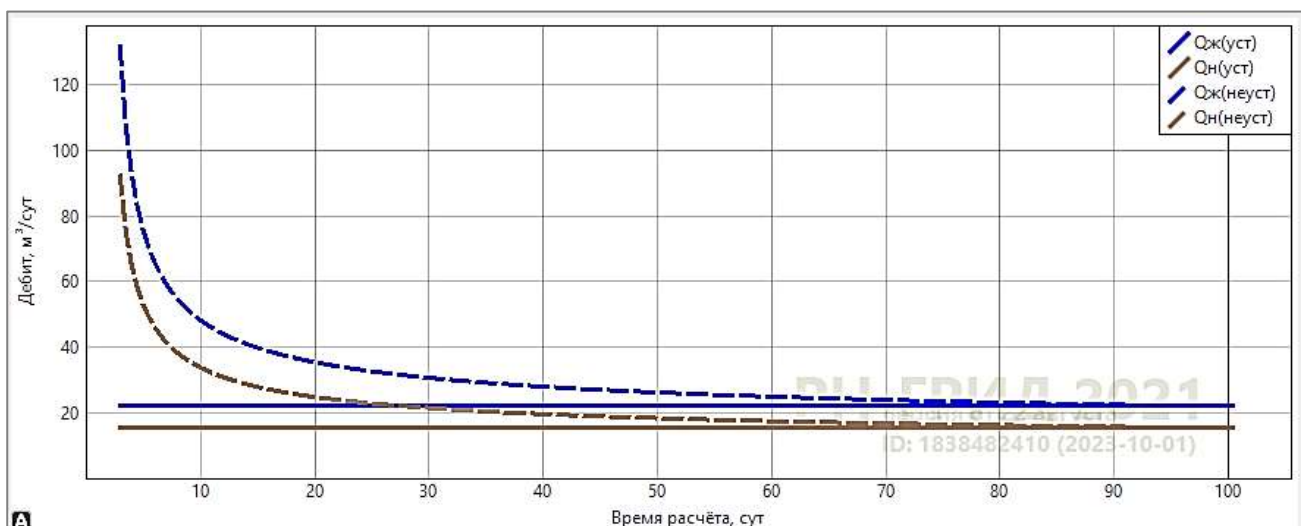


Рисунок 3. Темп падения дебита нефти и жидкости при закачке 300 м³ жидкости

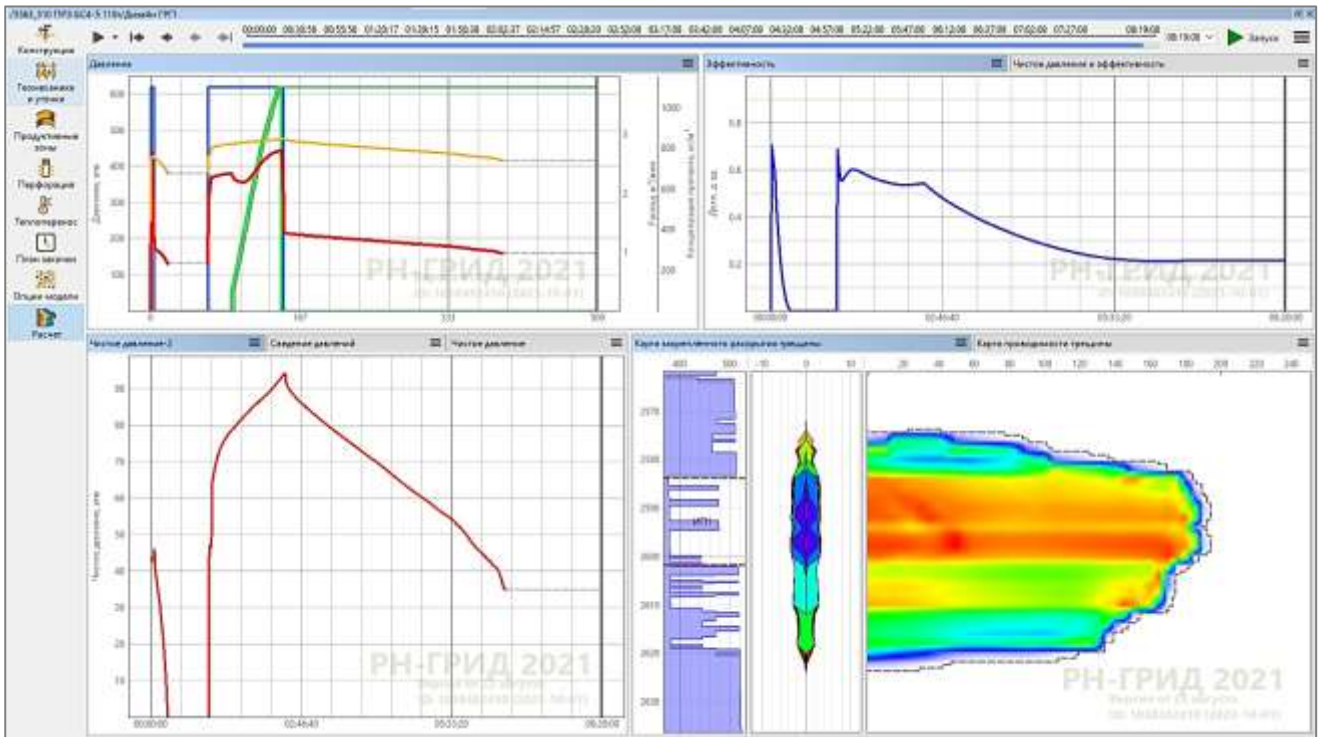


Рисунок 4. Изменение давления, эффективности, раскрытия трещины при закачке 300 м³ жидкости

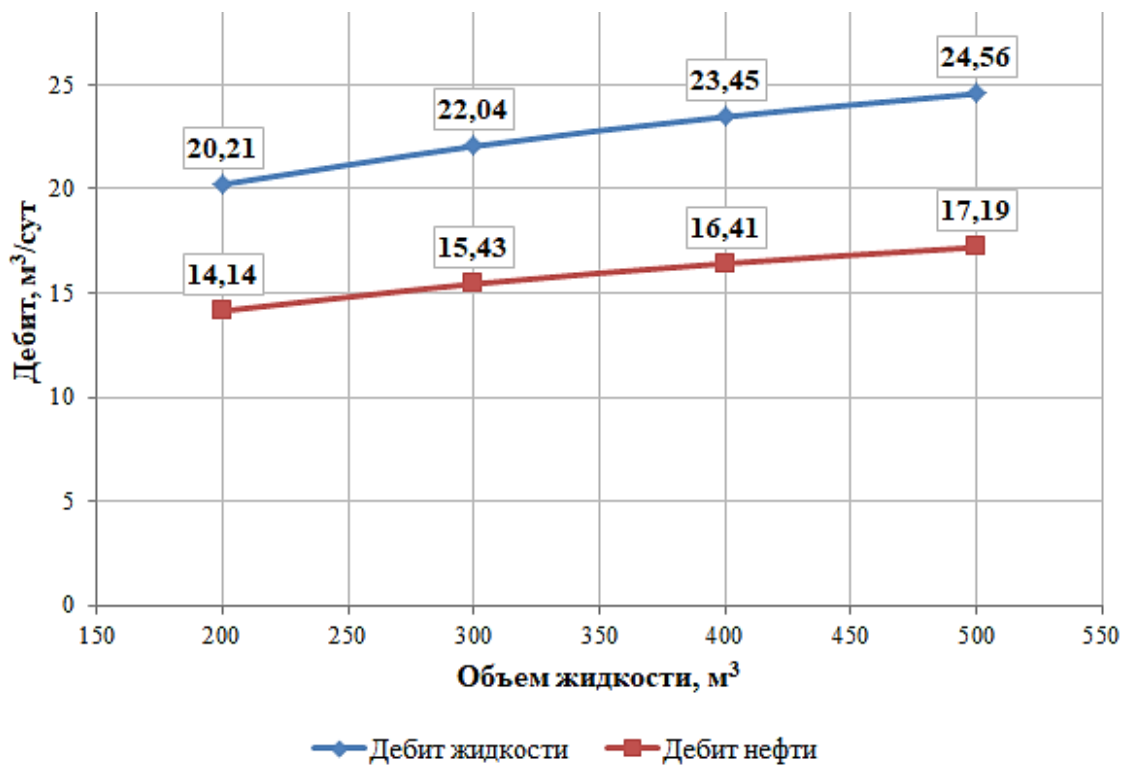


Рисунок 5. Изменение дебита после ГРП от объема закачки жидкости

Третий дизайн рассчитывался с закачкой жидкости объемом 400 м^3 . Прирост дебита после закачки 400 м^3 (Таблица 3) составил $12,6 \text{ м}^3/\text{сут}$ (430%), при росте обводненности в 4,4 раза.

Коэффициент продуктивности равен 0,51, по сравнению с предыдущим вариантом он вырос на 0,03. Прирост дебита нефти после закачки 500 м^3 (Таблица 3) составил $13,38 \text{ м}^3/\text{сут}$ (451%), при росте обводненности в 4,6 раза.

Коэффициент продуктивности равен 0,534, по сравнению с предыдущим вариантом он вырос незначительно на 0,024. Анализируя расчеты продуктивности и дебита скважины (Рисунок 5) в зависимости от объема закачиваемой жидкости можно сказать, что наиболее рациональным будет увеличение объема закачиваемой жидкости до 300 м^3 .

С увеличения закачки жидкости на 100 м^3 со стандартных 200 м^3 до 300 м^3 отмечается наибольший рост коэффициента продуктивности, и увеличение на $1,3 \text{ м}^3/\text{сут}$ дебита по нефти, средняя раскрытость трещины увеличивается на 1 мм.

При дальнейшем увеличении объема закачиваемой жидкости темп роста данных параметров уменьшается, но значительно увеличивается длина трещины, что может оказать влияние (интерференция) на соседние скважины. Также увеличивается вероятность распространения трещины к водоносным горизонтам, что грозит преждевременным обводнением скважины.

По объекту БС4-5 в дальнейшем рекомендуется при выборе технологии ГРП на скважинах-кандидатах применять индивидуальный подход на основе дизайна ГРП.

Список литературы:

1. Баранов Ю. В., Зиятдинов И. Х., Гоголашвили Т. Л., Прокошев Н. А. Перспективный способ интенсификации выработки запасов нефти из низкопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2000. №11. С. 12-15.
2. Егоров А. А. Отечественный флагманский продукт «Роснефть» - «РН-ГРИД» симулятор моделирования гидроразрыва пласта (ГРП) // Автоматизация и ИТ в нефтегазовой области. 2021. №2 (44). С. 12-27.
3. Козлова И. А., Мальцева И. О. Обоснование усовершенствования реализуемой системы разработки посредством применения метода гидравлического разрыва пласта на отдельных опытных участках разработки (на примере пласта БС4-5 Приразломного месторождения) // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013. №8. С. 62-70.
4. Мамедов Д. О. Анализ эффективности технологии ГРП на Приразломном месторождении // Наука и образование в XXI веке: материалы VI Международной научно-практической конференции. Томск, 2020. С. 62-67.

References:

1. Baranov, Yu. V., Ziyatdinov, I. Kh., Gogolashvili, T. L., & Prokoshev, N. A. (2000). Perspektivnyi sposob intensivatsii vyrabotki zapasov nefti iz nizkopronitsaemykh kollektorov. *Neftyanoe khozyaistvo*, (11), 12-15. (in Russian).
2. Egorov, A. A. (2021). Otechestvennyi flagmanskii produkt «Rosneft» - «RN-GRID» simulyator modelirovaniya gidrorazryva plasta (GRP). *Avtomatizatsiya i IT v neftegazovoi oblasti*, (2 (44)), 12-27. (in Russian).
3. Kozlova, I. A., & Mal'tseva, I. O. (2013). Obosnovanie usovershenstvovaniya realizuemoi sistemy razrabotki posredstvom primeneniya metoda gidravlicheskogo razryva plasta na otdel'nykh

опытных участках разработки (на примере пласта BS4-5 Приразломного месторождения). *Vestnik PNIPU. Geologiya. Neftegazovoe i gornoe delo*, (8), 62-70. (in Russian).

4. Mamedov, D. O. (2020). Analiz effektivnosti tekhnologii GRP na Prirazlomnom mestorozhdenii. In *Nauka i obrazovanie v XXI veke: materialy VI Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferentsii*, Tomsk, 62-67. (in Russian).

Работа поступила
в редакцию 12.07.2023 г.

Принята к публикации
22.07.2023 г.

Ссылка для цитирования:

Королев М. И., Нанишвили О. А., Юсупов И. М. Обоснование оптимального дизайна гидравлического разрыва пласта в условиях сложнопостроенных коллекторов // Бюллетень науки и практики. 2023. Т. 9. №8. С. 126-133. <https://doi.org/10.33619/2414-2948/93/13>

Cite as (APA):

Korolev, M., Nanishvili, O., & Yusupov, I. (2023). Substantiation of the Optimal Hydraulic Fracturing Design in Complex Reservoir Conditions. *Bulletin of Science and Practice*, 9(8), 126-133. (in Russian). <https://doi.org/10.33619/2414-2948/93/13>