

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ПО ВЫРАБОТКЕ ОСТАТОЧНЫХ ИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ

Ф.Ф. Шамсутдинов, студент

Уфимский государственный нефтяной технический университет, филиал в г. Октябрьский
(Россия, г. Октябрьский)

DOI:10.24412/2500-1000-2023-11-3-148-153

Аннотация. В данной статье рассматриваются принципы и результаты технологии, которая использует промыслово-геофизическое оборудование и аппаратуру и в обязательном порядке обеспечена достаточно серьезным информационным сопровождением. Также рассмотрим инновационную альтернативную дорогостоящим технологиям рефракта – МГРП «iFrac», которая на текущий момент является наиболее эффективным и быстрым способом повторного стимулирования ГС с целью доработки остаточных запасов нефти.

Ключевые слова: добыча, пласт, гидроразрыв пласта, скважина, хвостовик, режим работы.

Большинство нефтегазовых месторождений находятся на той стадии разработки, когда проблематичным становится вовлечение в эксплуатацию новых залежей углеводородного сырья и остро обозначается задача повышения рентабельности эксплуатации уже существующего добывающего фонда.

В настоящее время существует множество методов увеличения нефтеотдачи, основанных на физических, химических, тепловых, акустических, волновых принципах при воздействии на пласт и на его призабойную зону. Совершенно очевидно, что многообразие и специфика геолого-технических условий, связанных с особенностями строения нефтегазовых коллекторов и текущим состоянием их разработки, требует оптимального режима интенсификации, и, как показывает опыт, необходим некий комплексный вариант такого подхода.

При проведении работ подобного рода существует слабая сторона, связанная с отсутствием или недостаточно глубоким информационным сопровождением технологий интенсификации [1]. Зачастую это не более, чем априорная информация об общей промысловой ситуации, и тем более – отсутствие контроля процессов обработки призабойной зоны пластов, позволяющего контролировать как сам процесс, так

и его результат в режиме реального времени. Промысловая геофизика в настоящее время занимает значимое место в перечне методов ОПЗ, направленных на интенсификацию добычи нефти. В основном – это взрывные способы и физические методы имеющие волновую природу.

Материалы и методы

На сегодняшний день рынок нефтесервисных услуг в области гидроразрыва предлагает достаточно большое количество технологий и подходов к проведению повторных МГРП.

Одним из важнейших этапов для реализации повторных ГРП является подготовка скважины, включающая в себя:

- фрезерование седел и шаров (если данные работы не были
- проведены перед запуском скважины в работу);
- промывка скважины;
- шаблонировка хвостовика фрезом на винтовом забойном двигателе;
- очистка ствола скважины шламоуловителем [2].

Результаты

В рамках оценки внедрения технологии повторного стимулирования МГРП «iFrac» было принято решение провести опытно-промышленно испытание на скважине №1914Г, 19 куст, месторождение N.

Геолого-технические данные по скважине №1914Г:

- пласт: АВ₂;
- компоновка заканчивания: Равнопроходные хвостовики, ГРП с ГПП;
- дата запуска из бурения с МГРП: сентябрь 2020 г.;
- масса пропанта: 6 интервалов по 30 тонн;
- пусковой режим при вводе: $Q_{ж} - 43,3 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н} - 26,8 \text{ т/сут}$; обв. – 26,6%;
- режим. до ГТМ: $Q_{ж} - 11,3 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н} - 7 \text{ т/сут}$; обв. – 26,3 %;
- планируемый режим после ГТМ: $Q_{ж} - 28 \text{ м}^3/\text{сут}$; $Q_{н} - 15,9 \text{ т/сут}$; обв. – 33%;
- накопленная добыча: жидкости 4501 $\text{м}^3/\text{сут}$; нефти 3091 т/сут.

Проведением повторного ГРП занималась подрядная организация ООО «Катконнефть», проведено 4 стадии, закачено по 60 т на каждую стадию.

Для того, чтобы убедиться, что интервалы проведения ГРП 1 и 2 стадий разные, необходимо произвести сравнение параметров точки закрытия, определенных по Мини ГРП.

Так, при проведении Мини ГРП 1-й стадии от 18.01.2021 г. получены следующие параметры точки закрытия: ISIP = 120 атм, чистое давление = 73,3 атм, эффективность жидкости = 38,3%, градиент напряжения = 14,08 кПа/м, забойное давление закрытия (минимальное напряжение песчаника) = 406,3 атм [3].

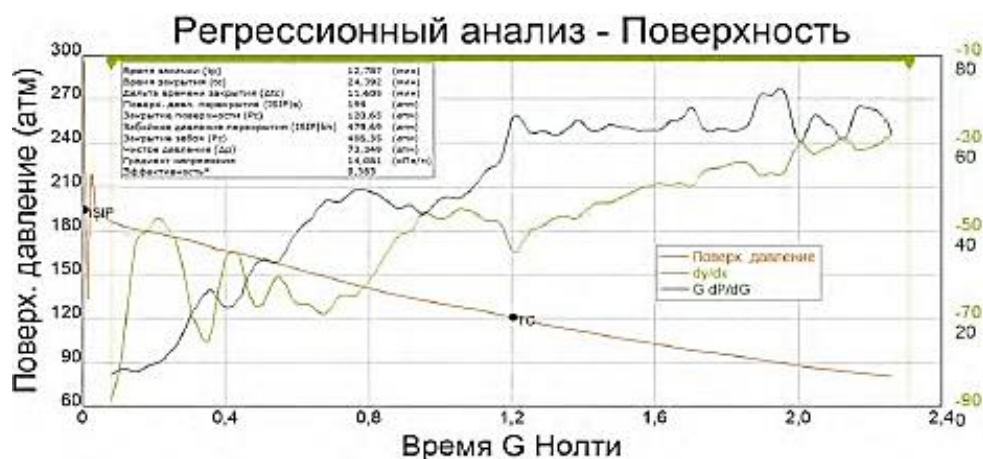


Рис. 1. Параметры точки закрытия 1 стадии Мини-ГРП

Параметры точки закрытия, полученные при проведении Мини ГРП 2-й стадии, показали кардинально другие значения: ISIP = 203 атм., чистое давление = 118,5 атм., эффективность жидкости = 68,1 %, градиент напряжения = 12,8 кПа/м, забойное

давление закрытия (минимальное напряжение песчаника) = 370,2 атм.

Таким образом, очевидно, что 1-я и 2-я стадии были проведены на разные интервалы пласта, что является основанием считать МГРП 1-й стадии успешным [1, 2].

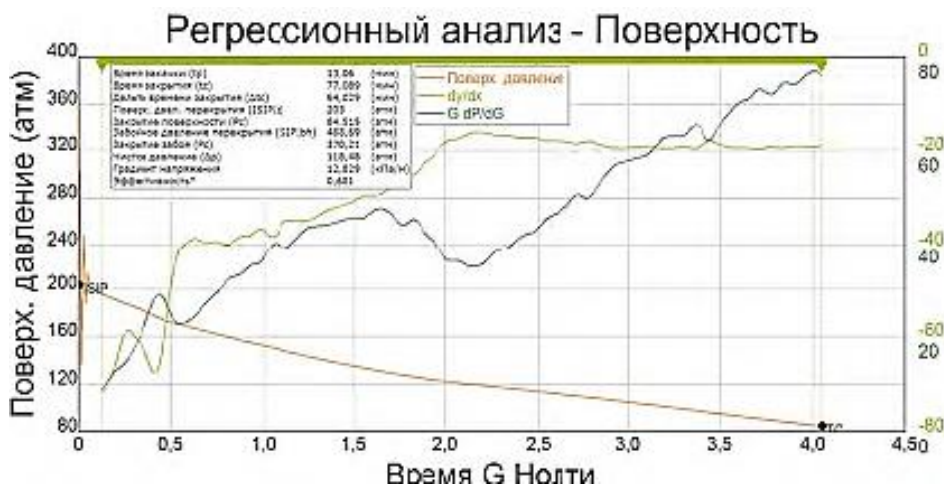


Рис. 2. Параметры точки закрытия 2 стадии Мини-ГРП

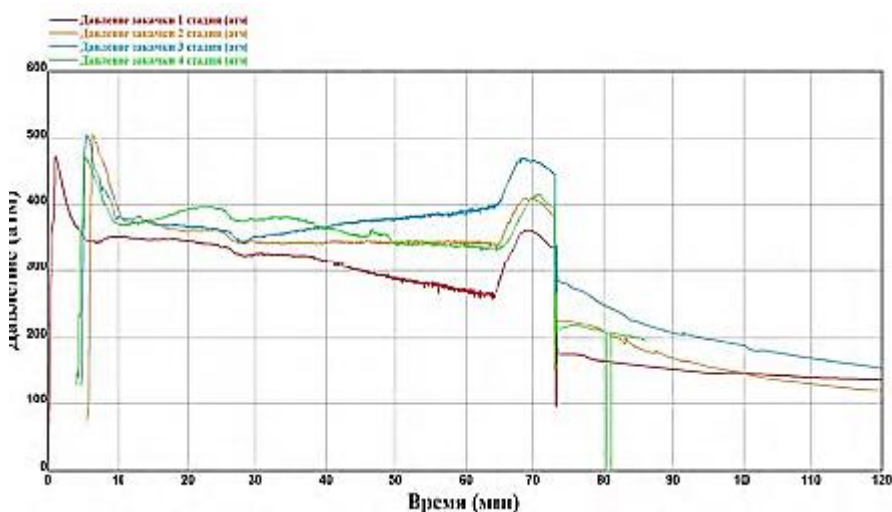


Рис. 3. Динамика изменения давления закачки ОГРП (4 стадии)

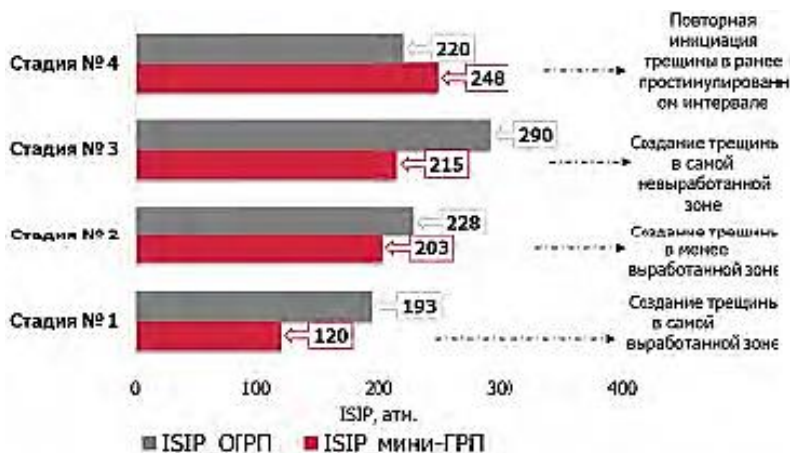


Рис. 4. Динамика изменения давления закачки ОГРП (4 стадии)

Выводы

По итогам выполненных операций мини-ГРП и ОГРП 4-х стадий получены параметры ISIP, которые свидетельствуют о росте напряжений при после каждой стадии ГРП.

Первая трещина ГРП, после набивки пропанта и жидкости ГРП является своеобразным проводником, для перехода на другую зону при проведении ГРП 2-й стадии. Рост напряжений, переход после каждой стадии ГРП на следующую менее вы-

рабочую зону способствует возникновению новых трещин ГРП и наиболее полному охвату горизонтального ствола стимуляцией (МГРП) [3].

После запуска скважины в работу через 1 месяц эксплуатации параметры работы по скважине составили:

1. Дебит по жидкости $Q_{ж}$ -49 м³/сут;
2. Дебит по нефти $Q_{н}$ -20 т/сут;
3. Обводненность W -50%.

Режим работы по скважине №1914Г в период с сентября 2019 г. по февраль 2021 г. показаны на рисунке 5.

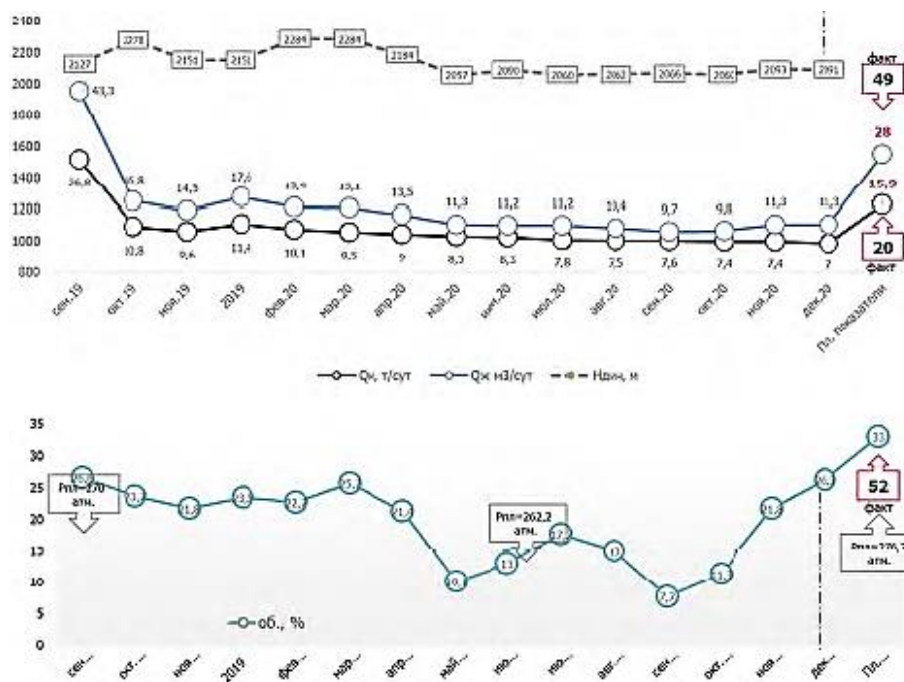


Рис. 5. Режим работы по скважине до и после повторного МГРП

Таким образом, первые опытно-промышленные работы, проведенные по вышеуказанной технологии «iFrac» показали свою технологическую и экономическую эффективность. Фактические данные по дебитам нефти и жидкости превысили ожидаемые.

Подтверждения

В рамках перехода на этап тиражирования данной технологии было выбрано 27 скважин для проведения операций по повторному стимулированию.

При выборе скважин кандидатов были использованы критерии, описанные в регламенте по выбору скважин для проведения ГРП на месторождениях ООО «ЛЗС». К наиболее значимым критериям подбора относятся:

- динамика изменения дебитов жидкости, нефти во времени;
- текущая обводненность добываемой продукции, и ее изменение во времени;
- текущее пластовое давление равно $0,6 P_{нач}$.

Таблица 1. Режим работы по скважине до и после повторного МГРП

№	М-ние	Куст	№ скважин	Дата ввода	Проведение ГРП	Р плас мвч	Рпл	К	Об, %	Зк	Режим работы после ввода в экс-ю			Режим работы за январь 2023		
											Ом, т/сут	Ож, м3/сут	Об, %	Ом, т/сут	Ож, м3/сут	Об, %
1	Т-Р	11	1039Г	мар.17	МГРП-4*30 т	280	314,42	0,1	37,4	-4	39	117	41	4,4	13,4	66
2	Т-Р	17	1248Г	апр.17	МГРП-5*40т	280	216,4	0,307	69,9	-4	30,1	160	78	4,9	34,2	83,3
3	Т-Р	17	2392Г	янв.18	МГРП-5*20 т	280	222,42	0,229	58,8	1	34,2	80	30	4,9	23,9	78
4	Т-Р	17	3491Г	фев.18	МГРП-5*30 т	280	252,39	0,127	72,8	1	23,6	120	77	2,8	17,7	17
5	Т-Р	17	3492Г	мар.18	МГРП-4*40 т	280	262,22	0,208	63,6	-4	33,5	84	34	6,9	30,4	73,9
6	Т-Р	28	3364Г	июл.18	ГРП-1*40 т	280	227,16	0,161	62,4	-4	33,9	113	66	2,4	10,3	73,8
7	Т-Р	16	3486Г	окт.18	МГРП-3*40 т	280	249,5	0,204	56,2	-4	24,9	87	67	6,5	27,4	72,6
8	Т-Р	28	3012Г	окт.18	МГРП-5*40 т	280	222,43	0,142	53,2	-4	37,4	96	35	5	17,2	66,2
9	И	8	811Г	фев.18	МГРП-6*12 т	270	211,8	0,098	68,4	2,39	26,5	92	65,9	1,8	10,4	79,7
10	И	18	1819Г	июл.18	МГРП-5*30	294	267,24	0,058	7,9	-4	49,8	94,9	38	8,7	11,8	12,3
11	И	4	418Г	сен.19	МГРП-3*30 т	270	246,69	0,096	6,8	1	44,4	38	9,4	12,3	16,2	9,7
12	И	17	1710Г	сен.19	МГРП-5*12 т	270	280,77	0,068	33,3	-4,3	19,8	40,3	41,9	3,5	13	68,1
13	И	8	819Г	ноя.18	МГРП 6*30 т	270	232,38	0,117	30,9	-3	27,6	48	32	3,4	12,3	68,1
14	Т-Р	42	2077Г	апр.19	МГРП-5*60 т	280	210,25	0,127	33,7	-4	20,6	46,8	46,3	7,4	16,6	43,8
15	Т-Р	8	1311Г	окт.19	МГРП 3*60 т	280	233,07	0,071	38,4	-0,2	16,1	28,3	30,9	4,3	7,3	31,2
16	Т-Р	8	1310Г	дек.19	МГРП-5*60 т	280	261,21	0,06	17,6	1	24,7	37,8	48,1	9,5	12	9,8
17	И	8	814Г	мар.19	МГРП-7*33 т	270	231,66	0,069	68,0	-4,5	7,8	63,4	83,4	7,3	17,2	30,3
18	И	8	821Г	май.19	МГРП-6*30 т	235	223,33	0,109	79,6	-4,5	13,3	92,6	83	3,2	17,9	79,4
19	И	17	1713Г	июн.19	МГРП-5*70 т	294	227,32	0,32	9,8	-4	30,3	96,7	62,9	7,9	10,9	13,8
20	И	23	2317Г	окт.19	МГРП-4*40 т	270	207,82	0,1	49,1	-4,5	19,6	37,8	38,6	4,1	13,6	63,4
21	И	16	1619Г	дек.19	МГРП-5*30 т	294	275,78	0,04	30,8	-4	23	79,3	65,8	3,4	7,4	43,9
22	Т-Р	8	9909Г	апр.20	МГРП-3*33 т	280	183,04	0,19	30,98	1	9,7	22,8	48,3	6,5	10,3	26
23	И	8	9463Г	май.20	МГРП-3*40т	280	260,9	0,06	13,32	1	14	19,4	11,8	9	11,1	6,1

Эффективность методов повторного МГРП зависит от длительности ремонта скважины, вовлечения дорогостоящего эксклюзивного оборудования, безаварийности работ и конструкции самой скважины, где в ряде случаев есть технологические ограничения при повторном МГРП.

Основная часть расходов при проведении рефрака приходится на подготовку скважины, а именно работу КРС. Было проведено сравнение затрат по предлагаемому методу и по технологии 2-х пакерной системы. Данные по затратам представлены на рисунке 6.

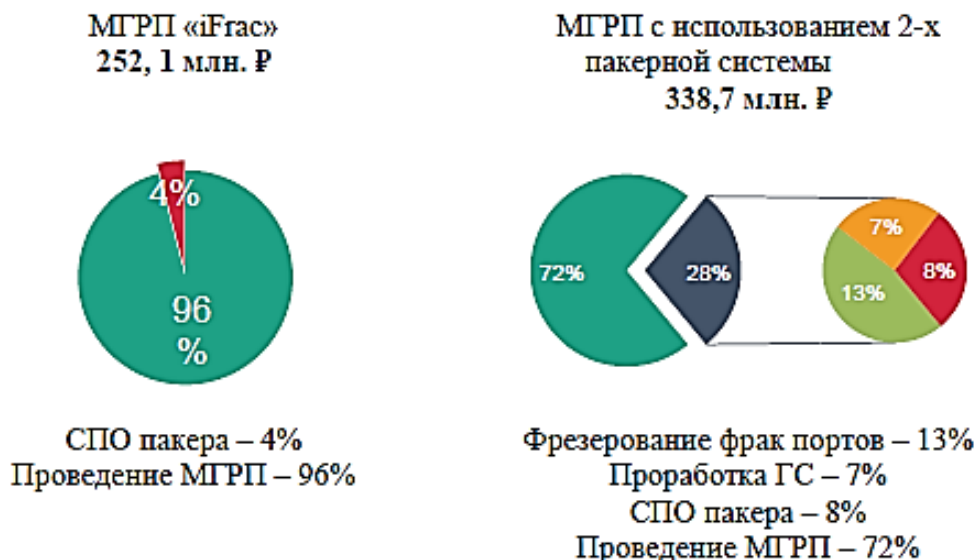


Рис. 6. Затраты на проведение повторного МГРП

Стоимость работ в первом случае значительно ниже (на 86,6 млн. руб.) по сравнению со второй технологией.

Согласно экономическому расчету, проведенному в модели добычи, ожидае-

мый прогнозный эффект за ближайшие 5 лет составит 10,34 млн. долларов при применении технологии «iFrac».

Библиографический список

1. Экономидес М., Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике / М. Экономидес, Р. Олни, П. Валько. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2007. – 236 с.
2. Волохин А.В., Ладыгин В.Г., Волохин В.А. Ведение процесса гидроразрыва пласта и гидропескоструйной перфорации: учебник. – М.: Академия/Профессиональное образование, 2017. – 191 с.
3. Каневская, Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1999. – 212 с.

IMPROVEMENT OF TECHNOLOGIES FOR THE DEVELOPMENT OF RESIDUAL RECOVERABLE OIL RESERVES

F.F. Shamsutdinov, *Student*

Ufa State Petroleum Technical University, branch in Oktyabrsky
(Russia, Oktyabrsky)

***Abstract.** This article discusses the principles and results of a technology that uses field-geophysical equipment and equipment and is necessarily provided with sufficiently serious information support. We will also consider an innovative alternative to expensive refrac technologies – MGRP "iFrac", which is currently the most effective and fastest way to re-stimulate HS in order to further develop residual oil reserves.*

***Keywords:** mining, formation, hydraulic fracturing, well, shank, operating mode.*