

ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО РЕГУЛИРОВАНИЮ ПРОЦЕССА РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАРАКУДУК (ЗАПАДНЫЙ КАЗАХСТАН)

Серебряков А.Н.

Серебряков Александр Николаевич – магистрант,
департамент геологии, горного и нефтегазового дела,
Инженерная академия
Российский университет дружбы народов, г. Москва

Аннотация: статья посвящена рассмотрению современных геолого-технических способов регулирования процесса разработки, применяемых на нефтяном месторождении Каракудук. Целью данной статьи является попытка выявить наиболее часто проводимые на месторождении геолого-технические мероприятия (ГТМ) и оценить успешность этих мероприятий, а также показать изменение обводненности добываемой нефти, обусловленное влиянием ГТМ. Главной задачей рассматриваемых в статье ГТМ, было увеличение дебитов нефти, на численных показателях которых и основывалась оценка успешности проведенных ГТМ. Вопрос регулирования процесса разработки нефтяных месторождений заслуживает внимание в силу того факта, что по мере извлечения нефти из нефтеносных пластов возникают осложнения в стволах добывающих скважин (потеря герметичности обсадных колонн, возникновение водопритоков) и в нефтеносном пласте в зоне перфорации (ухудшение фильтрационно-емкостных свойств, появление механических примесей). Кроме того, по мере опустошения нефтеносных пластов, уменьшается пластовое давление, что ведет к закономерному снижению дебитов нефти и необходимости перехода с фонтанного способа добычи нефти на механизированный. На примере комплекса геолого-технических мероприятий, проведенных на добывающих скважинах нефтяного месторождения Каракудук в период с 01.01.2011 по 01.07.2012, произведена оценка успешности этих ГТМ. Выполнен анализ промыслового материала, определены объемы работ геолого-технических мероприятий, определен вклад отдельных видов ГТМ в суммарную дополнительную добычу нефти за рассматриваемый период.

Ключевые слова: геолого-технические мероприятия, оптимизация работы скважин, гидроразрыв пласта, перевод на механизированную добычу, ремонтно-изоляционные работы, бурение боковых стволов, прирост добычи нефти.

УДК 622.323

Комплекс геолого-технических мероприятий

При разработке нефтяных месторождений вообще и нефтяного месторождения Каракудук в частности, наряду с контролем разработки, необходимо также заниматься постоянным регулированием (управлением) процесса разработки посредством воздействия на залежи через добывающие скважины. К мероприятиям по регулированию процесса разработки, иначе называемым геолого-техническими мероприятиями (ГТМ), относятся методы воздействия на залежь, которые не изменяют существующую систему разработки [1], [2].

За анализируемый период (с 01.01.2011 по 01.07.2012), в целях увеличения добычи нефти, на месторождении Каракудук выполнялись такие ГТМ, как гидравлический разрыв пласта (ГРП), бурение боковых стволов (БС), оптимизация работы скважин (ОПЗ), перевод с фонтанного способа добычи нефти на механизированный с использованием установок электроцентробежного насоса (УЭЦН). Кроме перечисленных видов ГТМ, на месторождении Каракудук проводились мероприятия по дострелу, перестрелу, ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны, изоляции водопритоков, т.е. ремонтно-изоляционные работы (РИР). За рассматриваемый период всего было выполнено 133 скважинно-операции (таблица 1).

Критерием успешности ГТМ в скважинах служит дополнительная добыча нефти за время эффекта. Дополнительная добыча нефти определялась как произведение прироста дебита на продолжительность эффекта. Для оценки успешности ГТМ были сопоставлены дебиты нефти до и после проведения ГТМ, а также была подсчитана суммарная дополнительная нефтедобыча за рассматриваемый период. Успешными признавались те ГТМ, в результате которых текущий дебит возрос, по сравнению с дебитом до проведения ГТМ.

Таблица 1. Сводные показатели проведения ГТМ к 1 июля 2012

| Мероприятия | Всего скважинно-операций | Количество успешных скважинно-операций | Дополнительная добыча нефти, тыс. т |
|-------------|--------------------------|--|-------------------------------------|
|-------------|--------------------------|--|-------------------------------------|

| | | | |
|--|------------|------------|--------------|
| Увеличение производительности скважин | 50 | 35 | 70.1 |
| <i>Оптимизация работы скважин</i> | 50 | 35 | 70.1 |
| Повышение нефтеотдачи пластов | 64 | 58 | 173.2 |
| <i>ГРП</i> | 54 | 48 | 160 |
| <i>Бурение боковых стволов</i> | 10 | 10 | 13.2 |
| Перевод скважин на мех. добычу | 8 | 8 | 31.6 |
| <i>Перевод на УЭЦН</i> | 8 | 8 | 31.6 |
| РИР | 11 | 8 | 11.4 |
| <i>Реперфорации, дострелы</i> | 8 | 5 | 3.9 |
| <i>Ликвидация негерметичности э/к</i> | 2 | 2 | 7.3 |
| <i>Изоляция водопритоков</i> | 1 | 1 | 0.16 |
| ИТОГО: | 133 | 109 | 286 |

На оптимизацию работы скважин пришлось 50 (38%) скважинно-операций; на ремонтно-изоляционные работы – 11 (8%); на перевод скважин на механизированную добычу нефти – 8 (6%); на бурение боковых стволов – 10 (7%); на гидравлический разрыв пласта – 54 (41%). Благодаря ГТМ была обеспечена существенная дополнительная добыча нефти. На долю оптимизации работы скважин пришлось 70.1 тыс. т (24%) дополнительно добытой нефти; на долю ремонтно-изоляционных работ – 11.4 тыс. т (4%); на долю перевода скважин на механизированную добычу – 31.6 тыс. т (11%); на долю бурения боковых стволов – 13.2 тыс. т (5%); на долю гидравлического разрыва пласта – 160 тыс. т (56%).

Анализ оптимизации работы скважин

На 45 добывающих скважинах была выполнена оптимизация (таблица 2) [3]. Причем в 6 скважинах (84, 130, 138, 158, 171 и 210) она была проведена дважды. В целом же, успешность проведения операций по оптимизации работы скважин составила 70% (35 успешных операций из проделанных 50). При этом прирост дебита нефти характеризовался значениями от 0.1т/сут. (скв. 302) до 60.5т/сут. (скв. 177). В 15 случаях наблюдался отрицательный эффект – прирост дебита нефти составил от -0.2т/сут. (скв. 189) до -14.8т/сут. (скв. 158) В среднем дополнительная добыча нефти на 1 скважинно-операцию составила 1402т. За рассматриваемый период суммарная дополнительная нефтедобыча от оптимизации работы скважин составила 70.1тыс.т.

Таблица 2. Результаты оптимизации работы скважин

| № скв. | Вид ГТМ | До проведения ГТМ | | | После проведения ГТМ | | | Прирост дебита нефти, т/сут. |
|--------|---------|------------------------|---------------------|------------------|------------------------|---------------------|------------------|------------------------------|
| | | Дебит жидкости, т/сут. | Дебит нефти, т/сут. | Обводненность, % | Дебит жидкости, т/сут. | Дебит нефти, т/сут. | Обводненность, % | |
| 4 | ОПЗ | 49.1 | 11.1 | 77.3 | 70.2 | 16.8 | 76.1 | 5.6 |
| 84 | ОПЗ | 47.7 | 6.8 | 85.7 | 106.5 | 12.1 | 88.6 | 5.3 |
| | ОПЗ | 107.9 | 11.9 | 89.0 | 129.4 | 13.5 | 89.6 | 1.6 |
| 100 | ОПЗ | 83.3 | 32.3 | 61.2 | 126.5 | 30.2 | 76.1 | -2.1 |
| 105 | ОПЗ | 72.0 | 6.9 | 90.4 | 87.5 | 8.8 | 89.9 | 1.9 |
| 107 | ОПЗ | 70.5 | 14.7 | 79.1 | 87.0 | 15.4 | 82.3 | 0.7 |
| 110 | ОПЗ | 106.3 | 16.3 | 84.7 | 112.6 | 14.2 | 87.4 | -2.1 |
| 113 | ОПЗ | 159.3 | 77.7 | 51.2 | 190.8 | 80.3 | 57.9 | 2.6 |
| 130 | ОПЗ | 95.1 | 36.0 | 62.1 | 151.8 | 45.5 | 70.0 | 9.5 |
| | ОПЗ | 145.6 | 43.7 | 70.0 | 174.1 | 50.8 | 70.8 | 7.2 |
| 131 | ОПЗ | 78.6 | 8.2 | 89.6 | 87.1 | 9.6 | 89.0 | 1.4 |
| 133 | ОПЗ | 71.1 | 4.8 | 93.2 | 91.1 | 7.3 | 92.0 | 2.5 |
| 136 | ОПЗ | 65.1 | 60.0 | 7.9 | 76.4 | 70.1 | 8.2 | 10.2 |
| 138 | ОПЗ | 89.4 | 51.3 | 42.6 | 138.3 | 69.6 | 49.7 | 18.2 |
| | ОПЗ | 139.6 | 68.8 | 50.7 | 240.5 | 112.3 | 53.3 | 43.5 |
| 139 | ОПЗ | 47.8 | 25.0 | 47.6 | 60.2 | 29.9 | 50.4 | 4.8 |
| 150 | ОПЗ | 56.8 | 14.5 | 74.4 | 79.9 | 14.7 | 81.6 | 0.2 |
| 152 | ОПЗ | 161.3 | 55.0 | 65.9 | 197.3 | 41.0 | 79.2 | -14.0 |
| 155 | ОПЗ | 104.3 | 8.2 | 92.1 | 129.9 | 13.1 | 89.9 | 4.9 |

| | | | | | | | | |
|-----|-----|-------|-------|------|-------|-------|------|-------|
| 156 | ОПЗ | 78.3 | 15.4 | 80.3 | 74.2 | 18.4 | 75.2 | 3.0 |
| 157 | ОПЗ | 125.7 | 55.7 | 55.7 | 176.9 | 56.3 | 68.2 | 0.6 |
| 158 | ОПЗ | 158.4 | 35.8 | 77.4 | 271.8 | 50.0 | 81.6 | 14.2 |
| | ОПЗ | 288.0 | 44.9 | 84.4 | 313.6 | 30.1 | 90.4 | -14.8 |
| 162 | ОПЗ | 35.1 | 8.8 | 74.9 | 42.4 | 11.1 | 73.8 | 2.3 |
| 164 | ОПЗ | 154.7 | 44.6 | 71.2 | 191.1 | 41.9 | 78.1 | -2.7 |
| 166 | ОПЗ | 147.0 | 102.2 | 30.5 | 176.8 | 101.8 | 42.4 | -0.3 |
| 171 | ОПЗ | 58.0 | 6.7 | 88.5 | 110.3 | 12.0 | 89.1 | 5.4 |
| | ОПЗ | 133.6 | 9.9 | 92.6 | 174.3 | 11.9 | 93.2 | 2.0 |
| 176 | ОПЗ | 200.4 | 52.9 | 73.6 | 205.3 | 70.6 | 65.6 | 17.7 |
| 177 | ОПЗ | 83.7 | 82.1 | 1.9 | 144.8 | 142.6 | 1.5 | 60.5 |
| 179 | ОПЗ | 38.4 | 12.0 | 68.8 | 64.6 | 14.1 | 78.2 | 2.1 |
| 184 | ОПЗ | 273.5 | 33.6 | 87.7 | 308.2 | 38.5 | 87.5 | 4.9 |
| 185 | ОПЗ | 80.5 | 18.5 | 77.0 | 141.4 | 34.9 | 75.3 | 16.4 |
| 189 | ОПЗ | 69.1 | 19.3 | 72.1 | 77.7 | 19.0 | 75.5 | -0.2 |
| 199 | ОПЗ | 78.4 | 20.7 | 73.6 | 109.0 | 41.3 | 62.1 | 20.6 |
| 205 | ОПЗ | 118.7 | 45.0 | 62.1 | 180.1 | 62.5 | 65.3 | 17.5 |
| 210 | ОПЗ | 152.3 | 67.9 | 55.4 | 181.0 | 76.6 | 57.7 | 8.6 |
| | ОПЗ | 186.1 | 80.8 | 56.6 | 241.9 | 80.3 | 66.8 | -0.5 |
| 216 | ОПЗ | 28.2 | 4.1 | 85.6 | 53.4 | 6.2 | 88.4 | 2.1 |
| 218 | ОПЗ | 27.7 | 9.0 | 67.6 | 22.8 | 5.9 | 74.0 | -3.0 |
| 220 | ОПЗ | 69.6 | 19.2 | 72.4 | 110.1 | 28.3 | 74.3 | 9.1 |
| 289 | ОПЗ | 51.3 | 35.8 | 30.2 | 78.2 | 31.7 | 59.4 | -4.1 |
| 302 | ОПЗ | 32.4 | 6.1 | 81.2 | 56.1 | 6.2 | 88.9 | 0.1 |
| 310 | ОПЗ | 67.4 | 42.3 | 37.2 | 72.3 | 56.2 | 22.2 | 13.9 |
| 248 | ОПЗ | 34.3 | 32.1 | 6.3 | 31.9 | 28.2 | 11.6 | -3.9 |
| 290 | ОПЗ | 25.5 | 18.9 | 26.0 | 28.1 | 19.9 | 29.1 | 1.1 |
| 230 | ОПЗ | 8.8 | 8.0 | 9.6 | 21.1 | 19.1 | 9.7 | 11.1 |
| 260 | ОПЗ | 24.3 | 9.3 | 61.7 | 35.8 | 14.6 | 59.2 | 5.3 |
| 263 | ОПЗ | 34.4 | 13.1 | 61.9 | 57.6 | 16.8 | 70.9 | 3.7 |
| 268 | ОПЗ | 7.9 | 7.1 | 9.9 | 21.1 | 16.4 | 22.3 | 9.3 |

Анализ ремонтно-изоляционных работ

На 11 добывающих скважинах были выполнены ремонтно-изоляционные работы (таблица 3) [3]. При этом в 2 скважинах (132 и 184) проведены операции по ликвидации негерметичности эксплуатационной колонны; в одной скважине (212) осуществлена изоляция водопритока; в 8 скважинах (118, 161, 183, 206, 300, 301, 306, 282) сделана дополнительная перфорация и реперфорация. В итоге, от ремонтно-изоляционных работ положительный эффект получен в 8 скважинах из 11, причем прирост дебита нефти составил от 2.3т/сут. (скв. 301) до 32.4т/сут. (скв. 184); в остальных же 3 скважинах получен отрицательный эффект – отмечено снижение дебита нефти на 3.5т/сут. (скв. 282), на 3.6т/сут. (скв. 161) и на 21т/сут. (скв. 206). Успешность РИР оценивается в 73% (8 успешных операций из 11 проделанных). В среднем дополнительная добыча нефти на 1 скважинно-операцию составила 1036т. За рассматриваемый период суммарная дополнительная нефтедобыча от ремонтно-изоляционных работ составила 11.4тыс.т.

Таблица 3. Результаты РИР

| № скв. | Вид ГТМ | До проведения ГТМ | | | После проведения ГТМ | | | Прирост дебита нефти, т/сут. |
|--------|--------------------------------|------------------------|---------------------|------------------|------------------------|---------------------|------------------|------------------------------|
| | | Дебит жидкости, т/сут. | Дебит нефти, т/сут. | Обводненность, % | Дебит жидкости, т/сут. | Дебит нефти, т/сут. | Обводненность, % | |
| 118 | Реперфорация, дострел | 62.7 | 15.0 | 76.1 | 91.4 | 21.3 | 76.7 | 6.3 |
| 132 | Ликвидация негерметичности э/к | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 68.8 | 25.5 | 63.0 | 25.5 |
| 161 | Реперфорация, дострел | 33.1 | 6.2 | 81.2 | 34.8 | 2.6 | 92.6 | -3.6 |

| | | | | | | | | |
|-----|--------------------------------|-------|------|------|-------|------|------|-------|
| 183 | Реперфорация, дострел | 13.8 | 3.0 | 78.4 | 25.6 | 9.2 | 64.2 | 6.2 |
| 184 | Ликвидация негерметичности э/к | 233.0 | 29.4 | 87.4 | 348.8 | 61.7 | 82.3 | 32.4 |
| 206 | Реперфорация, дострел | 102.3 | 69.6 | 32.0 | 103.5 | 48.5 | 53.1 | -21.0 |
| 212 | Изоляция водопритока | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 30.7 | 2.7 | 91.1 | 2.7 |
| 300 | Реперфорация, дострел | 52.9 | 17.1 | 67.7 | 55.7 | 20.2 | 63.7 | 3.1 |
| 301 | Реперфорация, дострел | 8.2 | 5.9 | 28.2 | 18.0 | 8.2 | 54.7 | 2.3 |
| 306 | Реперфорация, дострел | 5.9 | 0.6 | 89.0 | 36.0 | 11.7 | 67.4 | 11.1 |
| 282 | Реперфорация, дострел | 40.1 | 9.5 | 76.3 | 25.1 | 6.0 | 75.9 | -3.5 |

Анализ перевода на механизированную добычу

На 8 фонтанирующих добывающих скважинах (241, 242, 243, 248, 270, 276, 103, 232) был осуществлен перевод на механизированную добычу нефти (таблица 4) [3]. При переводе скважин на механизированную добычу нефти предпочтение отдавалось установкам электроцентробежного насоса. Выбор УЭЦН обоснован тем, что насосы этого типа хорошо зарекомендовали себя на месторождениях нефти, характеризующихся высокой температурой и высоким газосодержанием добываемой нефти, а также большим содержанием песка. Перевод на механизированную добычу сказался положительно на всех 8 скважинах (успешность 100 %). Прирост дебита нефти составил от 0.4т/сут. (скв. 243) до 45.6т/сут. (скв. 241). В среднем дополнительная добыча нефти на 1 скважинно-операцию составила 3950т. За рассматриваемый период суммарная дополнительная нефтедобыча от перевода на механизированный способ составила 31.6тыс.т.

Таблица 4. Результаты перевода на механизированную добычу

| № скв. | Вид ГТМ | До проведения ГТМ | | | После проведения ГТМ | | | Прирост дебита нефти, т/сут. |
|--------|-----------------|------------------------|---------------------|------------------|------------------------|---------------------|------------------|------------------------------|
| | | Дебит жидкости, т/сут. | Дебит нефти, т/сут. | Обводненность, % | Дебит жидкости, т/сут. | Дебит нефти, т/сут. | Обводненность, % | |
| 241 | Перевод на УЭЦН | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 59.9 | 45.6 | 23.8 | 45.6 |
| 242 | Перевод на УЭЦН | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 39.6 | 21.6 | 45.5 | 21.6 |
| 243 | Перевод на УЭЦН | 38.8 | 36.2 | 6.6 | 49.8 | 36.7 | 26.4 | 0.4 |
| 248 | Перевод на УЭЦН | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 47.6 | 37.9 | 20.3 | 37.9 |
| 270 | Перевод на УЭЦН | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 35.4 | 27.2 | 23.2 | 27.2 |
| 276 | Перевод на УЭЦН | 30.5 | 28.4 | 7.0 | 41.3 | 37.0 | 10.5 | 8.6 |
| 103 | Перевод на УЭЦН | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 57.3 | 2.6 | 95.5 | 2.6 |
| 232 | Перевод на УЭЦН | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 17.0 | 11.3 | 33.3 | 11.3 |

Анализ бурения боковых стволов

На 10 добывающих скважинах (246, 237, 194, 239, 225, 87, 283, 264, 266, 282) была выполнена зарезка бокового ствола (таблица 5) [3]. Положительный эффект получен во всех 10 случаях (успешность 100 %). Прирост дебита нефти заключен в пределах от 3.8т/сут. (скв. 225) до 26.5т/сут. (скв. 87). В среднем дополнительная добыча нефти на 1 скважинно-операцию составила 1320т. За рассматриваемый период суммарная дополнительная нефтедобыча от бурения боковых стволов составила 13.2тыс.т.

Таблица 5. Результаты бурения боковых стволов

| № скв. | Вид ГТМ | До проведения ГТМ | | | После проведения ГТМ | | | Прирост дебита нефти, т/сут. |
|--------|---------|------------------------|---------------------|------------------|------------------------|---------------------|------------------|------------------------------|
| | | Дебит жидкости, т/сут. | Дебит нефти, т/сут. | Обводненность, % | Дебит жидкости, т/сут. | Дебит нефти, т/сут. | Обводненность, % | |
| 246 | БС | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 53.3 | 17.2 | 67.7 | 17.2 |
| 237 | БС | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 33.9 | 20.5 | 39.5 | 20.5 |
| 194 | БС | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 37.4 | 16.8 | 55.1 | 16.8 |
| 239 | БС | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 24.9 | 20.4 | 17.9 | 20.4 |
| 225 | БС | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 6.6 | 3.8 | 41.9 | 3.8 |
| 87 | БС | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 73.3 | 26.5 | 63.9 | 26.5 |
| 283 | БС | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 42.4 | 8.9 | 79.1 | 8.9 |
| 264 | БС | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 14.5 | 8.2 | 43.4 | 8.2 |
| 266 | БС | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 17.0 | 11.0 | 35.4 | 11.0 |
| 282 | БС | 0.0 | 0.0 | 0.0 | 46.4 | 11.0 | 76.4 | 11.0 |

Анализ гидроразрыва пласта

На 54 добывающих скважинах был проведен гидроразрыв пласта (таблица 6) [3]. На одной из них (скв. 13) ГРП осуществлялся дважды. Работы выполнялись в несколько этапов, в зависимости от применяемой технологии и в соответствии с индивидуальными программами, составленными с учётом характеристик каждой обрабатываемой скважины. Общий объем применяемых хим. реагентов, площадь обработки и максимальный расход закачки тщательно рассчитывались для каждой скважины в зависимости от количества этапов, длины обрабатываемых зон, допустимого давления гидроразрыва и прочих особенностей.

От проведения ГРП положительный эффект получен в 48 случаях из 54 (успешность 89%). При этом прирост дебита нефти оказался в пределах от 0.3т/сут. (скв. 112) до 104.4т/сут. (скв. 177). В 6 скважинах (167, 217, 244, 91, 230, 232,) получен отрицательный эффект – отмечены отрицательные значения прироста дебита в диапазоне от -0.2т/сут. (скв. 230) до -16.5т/сут. (скв. 167). В среднем дополнительная добыча нефти на 1 скважинно-операцию составила 2963т. За рассматриваемый период суммарная дополнительная нефтедобыча от ГРП составила 160тыс.т.

Таблица 6. Результаты ГРП

| № скв. | Вид ГТМ | До проведения ГТМ | | | После проведения ГТМ | | | Прирост дебита нефти, т/сут. |
|--------|---------|------------------------|---------------------|------------------|------------------------|---------------------|------------------|------------------------------|
| | | Дебит жидкости, т/сут. | Дебит нефти, т/сут. | Обводненность, % | Дебит жидкости, т/сут. | Дебит нефти, т/сут. | Обводненность, % | |
| 8 | ГРП | 23.5 | 11.4 | 51.4 | 76.0 | 21.6 | 71.6 | 10.2 |
| 11 | ГРП | 51.1 | 50.6 | 1.0 | 118.5 | 111.3 | 6.1 | 60.7 |
| 13 | ГРП | 30.2 | 28.9 | 4.4 | 68.9 | 53.5 | 22.4 | 24.6 |
| | ГРП | 26.5 | 3.0 | 88.5 | 55.6 | 8.8 | 84.1 | 5.8 |

| | | | | | | | | |
|-----|-----|-------|-------|------|-------|-------|------|-------|
| 20 | ГРП | 31.7 | 19.6 | 38.3 | 104.5 | 36.3 | 65.3 | 16.7 |
| 25 | ГРП | 6.8 | 4.2 | 38.7 | 32.5 | 20.3 | 37.5 | 16.1 |
| 112 | ГРП | 13.5 | 4.5 | 66.4 | 45.2 | 4.8 | 89.4 | 0.3 |
| 113 | ГРП | 54.2 | 34.1 | 37.1 | 162.5 | 79.3 | 51.2 | 45.2 |
| 115 | ГРП | 57.0 | 43.3 | 24.0 | 101.6 | 60.1 | 40.8 | 16.8 |
| 116 | ГРП | 97.0 | 63.7 | 34.3 | 150.8 | 83.1 | 44.9 | 19.4 |
| 135 | ГРП | 27.5 | 7.2 | 73.8 | 99.1 | 10.4 | 89.5 | 3.2 |
| 136 | ГРП | 78.0 | 72.0 | 7.7 | 214.4 | 138.3 | 35.5 | 66.3 |
| 139 | ГРП | 54.4 | 28.3 | 47.9 | 152.5 | 76.9 | 49.6 | 48.5 |
| 141 | ГРП | 48.5 | 6.5 | 86.6 | 57.6 | 10.0 | 82.7 | 3.5 |
| 148 | ГРП | 24.2 | 3.5 | 85.4 | 86.3 | 15.0 | 82.6 | 11.5 |
| 152 | ГРП | 59.3 | 39.2 | 33.9 | 167.6 | 57.7 | 65.6 | 18.5 |
| 154 | ГРП | 46.6 | 12.7 | 72.7 | 93.1 | 25.1 | 73.0 | 12.4 |
| 157 | ГРП | 96.0 | 55.6 | 42.1 | 139.1 | 67.6 | 51.4 | 12.0 |
| 160 | ГРП | 54.3 | 3.9 | 92.9 | 113.7 | 8.2 | 92.8 | 4.3 |
| 167 | ГРП | 141.7 | 24.5 | 82.7 | 109.2 | 8.0 | 92.7 | -16.5 |
| 168 | ГРП | 63.0 | 30.5 | 51.6 | 97.6 | 33.6 | 65.6 | 3.1 |
| 170 | ГРП | 75.1 | 58.8 | 21.7 | 152.7 | 65.1 | 57.4 | 6.2 |
| 172 | ГРП | 152.1 | 72.2 | 52.5 | 294.8 | 96.1 | 67.4 | 23.9 |
| 176 | ГРП | 54.7 | 31.3 | 42.7 | 172.5 | 53.6 | 68.9 | 22.3 |
| 177 | ГРП | 144.6 | 143.2 | 1.0 | 265.3 | 247.5 | 6.7 | 104.4 |
| 183 | ГРП | 27.5 | 7.3 | 73.6 | 90.9 | 12.9 | 85.8 | 5.6 |
| 187 | ГРП | 36.1 | 2.6 | 92.9 | 109.0 | 7.7 | 92.9 | 5.2 |
| 191 | ГРП | 21.4 | 16.7 | 21.9 | 70.7 | 38.7 | 45.2 | 22.0 |
| 197 | ГРП | 16.0 | 10.0 | 37.6 | 57.4 | 21.0 | 63.4 | 11.0 |
| 200 | ГРП | 8.1 | 0.2 | 97.0 | 39.9 | 16.9 | 57.6 | 16.7 |
| 202 | ГРП | 29.8 | 27.7 | 7.2 | 72.9 | 56.7 | 22.2 | 29.1 |
| 205 | ГРП | 49.7 | 46.4 | 6.7 | 103.7 | 82.1 | 20.8 | 35.8 |
| 213 | ГРП | 51.3 | 50.8 | 1.0 | 117.8 | 97.1 | 17.6 | 46.3 |
| 217 | ГРП | 76.4 | 71.4 | 6.5 | 105.3 | 66.0 | 37.3 | -5.4 |
| 218 | ГРП | 22.4 | 4.9 | 78.2 | 86.3 | 15.4 | 82.1 | 10.6 |
| 256 | ГРП | 42.3 | 41.8 | 1.1 | 102.5 | 87.6 | 14.5 | 45.8 |
| 293 | ГРП | 22.9 | 10.8 | 52.9 | 80.2 | 26.6 | 66.8 | 15.8 |
| 301 | ГРП | 14.9 | 3.7 | 75.2 | 56.8 | 14.0 | 75.3 | 10.3 |
| 309 | ГРП | 9.6 | 7.8 | 18.9 | 45.5 | 24.7 | 45.7 | 16.9 |
| 310 | ГРП | 13.3 | 12.4 | 6.9 | 67.4 | 42.3 | 37.2 | 29.9 |
| 311 | ГРП | 17.1 | 12.7 | 25.9 | 72.6 | 32.0 | 55.9 | 19.3 |
| 312 | ГРП | 92.5 | 83.8 | 9.4 | 152.9 | 128.1 | 16.2 | 44.3 |
| 226 | ГРП | 43.7 | 1.6 | 96.4 | 30.4 | 8.7 | 71.5 | 7.1 |
| 244 | ГРП | 25.2 | 24.6 | 2.4 | 37.8 | 22.7 | 40.0 | -1.9 |
| 250 | ГРП | 18.7 | 4.9 | 73.6 | 29.2 | 8.7 | 70.1 | 3.8 |
| 251 | ГРП | 2.0 | 1.5 | 22.9 | 25.2 | 3.3 | 87.0 | 1.7 |
| 91 | ГРП | 17.9 | 12.6 | 29.4 | 21.0 | 7.0 | 66.9 | -5.7 |
| 102 | ГРП | 13.4 | 13.1 | 2.3 | 32.1 | 19.8 | 38.2 | 6.7 |
| 230 | ГРП | 20.0 | 15.9 | 20.5 | 28.2 | 15.7 | 44.5 | -0.2 |
| 232 | ГРП | 15.9 | 10.2 | 35.9 | 24.7 | 8.5 | 65.6 | -1.7 |
| 272 | ГРП | 16.3 | 8.6 | 47.3 | 30.4 | 16.2 | 46.8 | 7.6 |
| 261 | ГРП | 16.2 | 2.8 | 82.9 | 57.8 | 15.0 | 74.1 | 12.2 |
| 263 | ГРП | 23.6 | 6.5 | 72.6 | 65.6 | 35.2 | 46.4 | 28.7 |
| 266 | ГРП | 8.6 | 7.9 | 8.5 | 36.3 | 19.0 | 47.7 | 11.1 |

Выводы

Таким образом, качественный и количественный анализ успешности геолого-технических мероприятий позволяет сделать вывод, что наиболее значимыми способами регулирования процесса разработки на нефтяном месторождении Каракудук на протяжении рассматриваемого периода (с 01.01.2011 по 01.07.2012) являлись гидравлический разрыв пласта и оптимизация работы скважин, общим вкладом которых объясняется около 80% суммарной дополнительной нефтедобычи.

За рассматриваемый период на нефтяном месторождении Каракудук, которое характеризуется терригенным разрезом – коллекторами являются песчаники и алевролиты, флюидоупоры представлены глинами, тщательно продуманный комплекс всех ГТМ обеспечил дополнительную добычу нефти в размере 286тыс.т, чем и подтверждается целесообразность проведения рассмотренных ГТМ на разрабатываемых нефтяных месторождениях, обладающих песчаными и алевролитовыми коллекторами.

Список литературы

1. *Лысенко В.Д.* Оптимизация разработки нефтяных месторождений. М.: Недра, 1991. 296 с.
2. *Уметбаев В.Г.* Геолого-технические мероприятия при эксплуатации скважин. М.: Недра, 1989. 215 с.
3. *Есен А.З.* Авторский надзор за реализацией уточненного проекта разработки нефтяного месторождения «Каракудук»: производственный отчет. Республика Казахстан, г. Актау: Издательство ТОО «Каракудукмунай», 2012.