

УДК 622.276

## **АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА ОБЪЕКТЕ ЮВ1(1) МЕГИОНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

**Нурғалиева Р.А., Романова М.Ю.**

*ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет», Тюмень, Россия (625000, Тюмень, ул. Володарского, 38), e-mail: nurgalieva.ra@mail.ru*

Геолого-технические мероприятия применяются с целью интенсификации притока нефти и увеличения нефтеотдачи, к ним относятся такие мероприятия как бурение горизонтальных скважин, гидроразрыв пласта, перфорационные методы (переводы, дострелы), обработки призабойных зон химическими составами, оптимизации насосного оборудования и другие. За рассматриваемый пятилетний период на объекте проведено 89 геолого-технических мероприятий на 40 добывающих скважинах. После проведения гидроразрыва пласта отмечается существенное увеличение, как дебитов нефти, так и дебитов жидкости, при этом отмечается рост обводненности. В дальнейшем дебиты жидкости снижаются, а вместе с ней падает и обводненность, что обеспечивает более медленное падение дебитов. Полученная технологическая эффективность позволяет рекомендовать проведение гидроразрыва пласта в дальнейшем. При подборе скважин-кандидатов также желательно оценивать степень загрязненности призабойной зоны скважин.

Ключевые слова: нефть, гидроразрыв пласта, Мегионское месторождение, горизонтальная скважина, геолого-техническое мероприятие

## **ANALYSIS OF STIMULATION METHOD EFFECTIVENESS ON UV1 (1) OF MEGIONSKEY FIELD**

**Nurgalieveva R.A., Romanov M.Y.**

*Federal Budget Educational Institution of Higher Education "Industrial University of Tyumen", Tyumen, Russia (625000 Russia, Tyumen, street Volodarskogo, 38), e-mail: nurgalieva.ra@mail.ru*

Geological-technical measures are applied with the purpose of stimulation of oil and enhanced oil recovery, and include activities such as drilling horizontal wells, hydraulic fracturing, perforating techniques (transfers, perforation of additional intervals), processing bottom-hole zones of chemical compounds, optimization of pumping equipment and others. During the five-year period at the site conducted 89 geological and technical measures 40 producing wells. After fracturing has been a significant increase, as the oil flow and fluid flow rates, while noting the increase in water cut. Subsequently, the fluid flow rates are reduced, and with it falls and water content, which provides a slower drop in production rates. The resulting technological efficiency allow to recommend fracturing further. In the selection of candidate wells it is also desirable to assess the degree of contamination of bottom-hole zone.

Keywords: oil, hydraulic fracturing, Megionskoye field, horizontal wells, geological and technical measures

Геолого-технические мероприятия (ГТМ) применяются с целью интенсификации притока нефти и увеличения нефтеотдачи, к ним относятся такие мероприятия как бурение горизонтальных скважин, гидроразрыв пласта, перфорационные методы (переводы, дострелы), обработки призабойных зон химическими составами, оптимизации насосного оборудования и другие [1-5].

За рассматриваемый пятилетний период на объекте проведено 89 геолого-технических мероприятий на 40 добывающих скважинах (бурение горизонтальных скважин, ГРП, ОПЗ, оптимизация, смена способа эксплуатации, перфорационные работы). Дополнительная добыча нефти от проведенных мероприятий составила 194,1 тыс. т. Удельный технологический эффект в среднем на одну проведенную скважино-операцию – 2,2 тыс. т, средняя продолжительность эффекта – 11 месяцев. Структура дополнительной добычи нефти от проведенных ГТМ представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Структура дополнительной добычи от проведенных ГТМ на добывающем фонде. Объект ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>

Мероприятие	Кол-во скв.- опер.	Кол-во успешн.	% успешн.	Доп. добыча, тыс. т	Удельн. технол. эффект, доп. доб. (тыс. т) на 1 скв.	Ср. прод. эф. (сут.) на 1 скв.
ГС	1	1	100.0	3.1	3.1	354
ГРП*	19	17	89.5	57.3	3.0	519
Перевод с ГРП	11	11	100.0	64.7	5.9	390
ОПЗ	21	18	85.7	47.8	2.3	287
Оптимизация	8	8	100.0	14.5	1.8	268
Смена способа экспл. **	13	2	15.4	0.5	0.0	292
Переводы/возвраты	1	1	100.0	0.04	0.04	44
Прочие КРС***	15	9	60.0	6.2	0.4	155
<b>Итого:</b>	<b>89</b>	<b>67</b>	<b>75.3</b>	<b>194.1</b>	<b>2.2</b>	<b>340</b>

\* - в двух случаях ГРП проведен на совместных скважинах (БВ<sub>10</sub>+ЮВ<sub>1</sub>)

\*\* - в двух случаях смена способа эксплуатации проведена на совместных скважинах (БВ<sub>10</sub>+ЮВ<sub>1</sub>)

\*\*\* - в одном случае прочие КРС проведены на совместной скважине (БВ<sub>10</sub>+ЮВ<sub>1</sub>)

Основной объем дополнительной добычи нефти получен за счет ГРП, переводов с ГРП и ОПЗ (87,5%). Распределение дополнительной добычи нефти по мероприятиям представлено на рисунке 1.

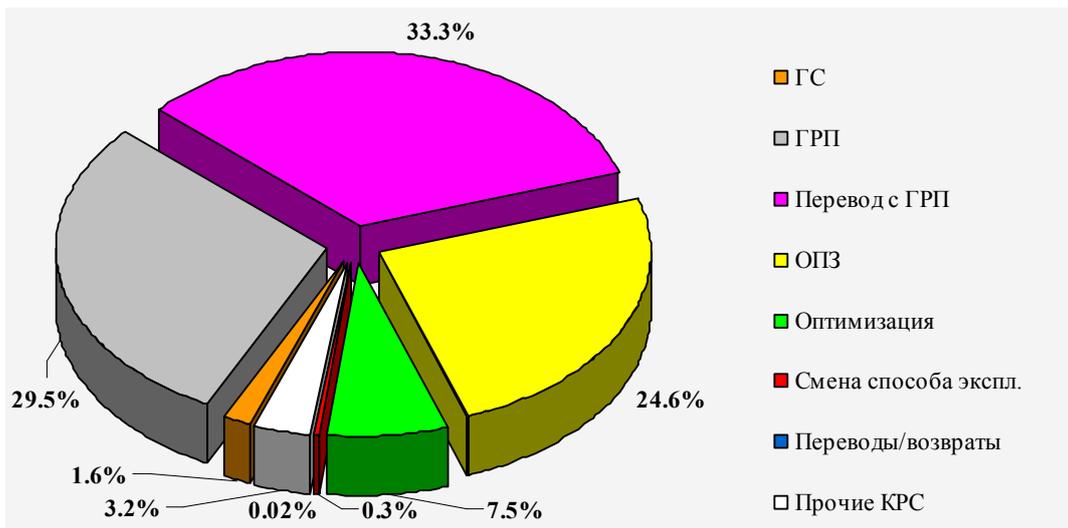


Рисунок 1 - Распределение дополнительной добычи нефти по мероприятиям.

### Бурение горизонтальных скважин

В декабре 2009 г. на объекте ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> пробурена единственная горизонтальная скважина (№330). Для стимулирования притока при вводе скважины в эксплуатацию также был проведен ГРП. Бурение данной скважины можно признать успешным, но при этом низкоэффективным мероприятием. Скважина вступила в работу со следующими показателями: дебит нефти – 11,0 т/сут, дебит жидкости – 36,5 т/сут, обводненность – 69,8%. Дополнительная добыча нефти составила 3,1 тыс.т. По состоянию на 1.01.2011 гг. дебит нефти равен 5,5 т/сут при обводненности добываемой продукции 73,2%. Эффект бурения горизонтальной скважины продолжается. Динамика дебитов нефти, жидкости и обводненности за период эксплуатации скважины №330 представлена на рисунке 2. Таким образом, дальнейшее бурение горизонтальных скважин на данном объекте не рекомендуется.

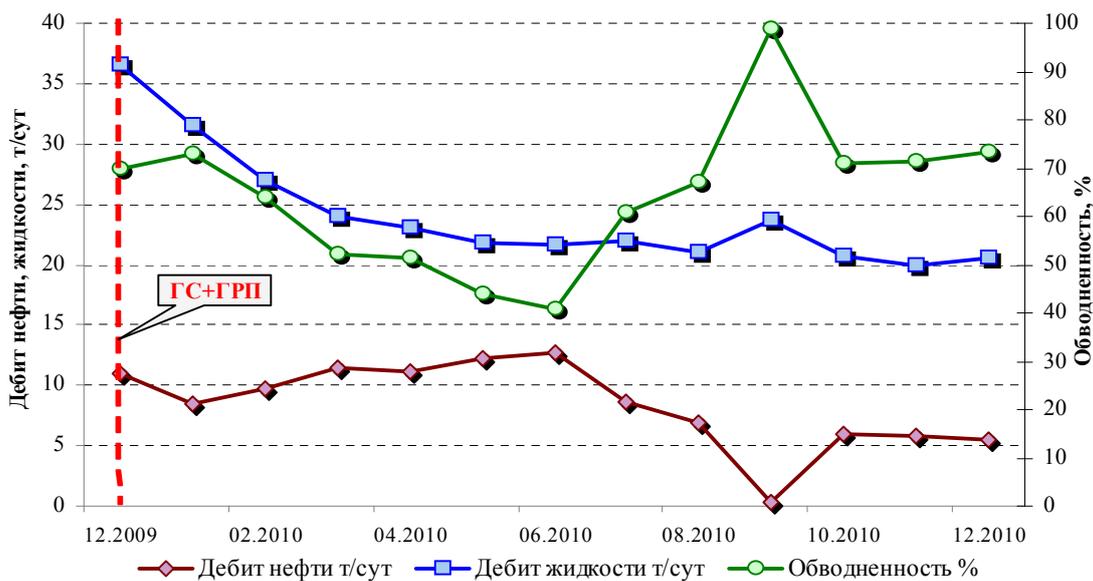


Рисунок 2 - Динамика дебитов нефти, жидкости и обводненности по скважине №330

**Гидроразрыв пласта** в процессе эксплуатации был проведен 19 раз на 15 скважинах (в том числе два мероприятия проведены на совместных скважинах), из проведенных операций 17 можно признать успешными, а эффективными – 16 (после них получен прирост дебита нефти более 5 т/сут). Дополнительная добыча нефти от проведения мероприятий – 57,3 тыс. т, что составляет 29,5 % от всего объема дополнительной добычи по объекту за рассмотренный период. Удельный технологический эффект – 3,0 тыс. т нефти на одну проведенную скважино-операцию, средняя продолжительность эффекта – 17 месяцев. Больше всего ГРП было проведено в 2006 г. – 8 скважино-операций.

Средний дебит нефти скважин до ГРП составлял 6,4 т/сут при дебите жидкости 8,8 т/сут и обводненности 27,5%. После проведения ГРП наблюдается увеличение дебита нефти в 2,8 раза до 17,8 т/сут за счет роста дебита жидкости (33,8 т/сут), при этом наблюдается рост обводненности до 47,2%. Средние показатели работы скважин с ГРП приведены в таблице 2.

Таблица 2 – Средние показатели скважин с ГРП

Параметры	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.
Количество ГРП, ед.	8	2	2	5	2
Дебит жидкости до ГРП, т/сут	10.8	8.4	8.0	6.5	6.7
Дебит нефти до ГРП, т/сут	8.6	6.7	3.4	3.4	6.3
Обводненность до ГРП, %	20.4	20.0	57.6	48.2	6.7
Дебит жидкости после ГРП, т/сут	39.7	29.3	37.5	23.7	29.7
Дебит нефти после ГРП, т/сут	21.3	12.8	14.4	15.4	20.6
Обводненность после ГРП, %	46.4	56.1	61.7	35.1	30.5
Прирост дебита жидкости, т/сут	28.9	20.9	29.5	17.2	22.9
Прирост дебита нефти, т/сут	12.7	6.1	11.0	12.0	14.3

На рисунке 3 представлена динамика изменения эксплуатационных показателей, приведенных на дату запуска до и после ГРП.

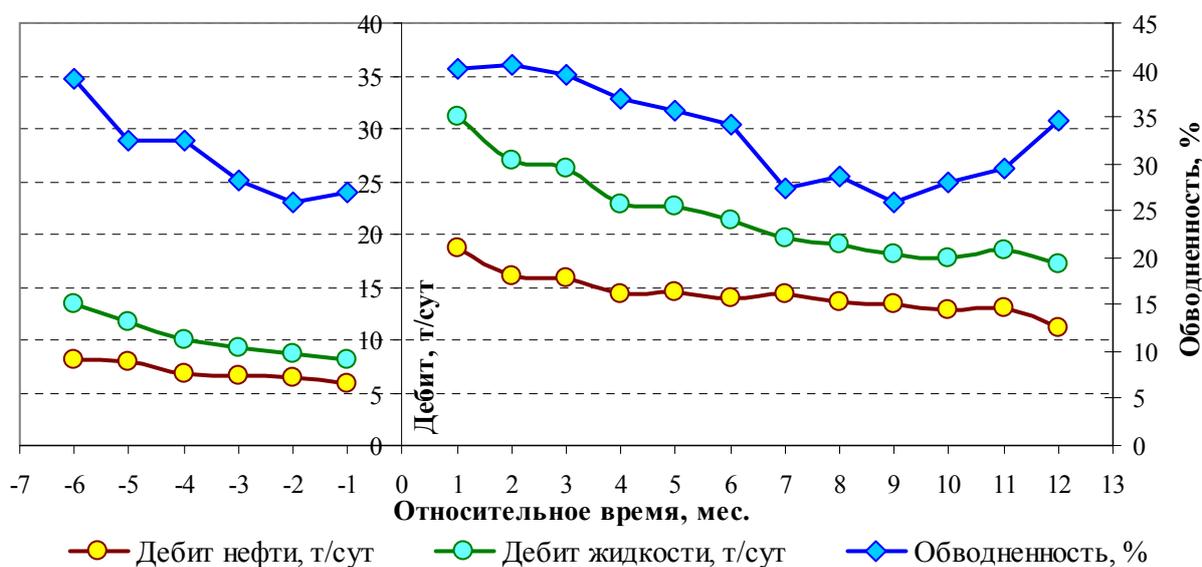


Рисунок 3 - Динамика эксплуатационных показателей до и после ГРП. Объект ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>

После проведения ГРП отмечается существенное увеличение, как дебитов нефти, так и дебитов жидкости, при этом отмечается рост обводненности. В дальнейшем дебиты жидкости снижаются, а вместе с ней падает и обводненность, что обеспечивает более медленное падение дебитов нефти. Среднемесячные темпы падения дебитов нефти после ГРП составляют 4,4%, снижения обводненности – 0,9%.

Пример динамики дебитов нефти, жидкости после проведения ГРП на объекте ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> представлен на рисунке 4 на примере скважины №334, по которой была получена максимальная дополнительная добыча нефти среди всех ГРП объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> (14,2 тыс.т).

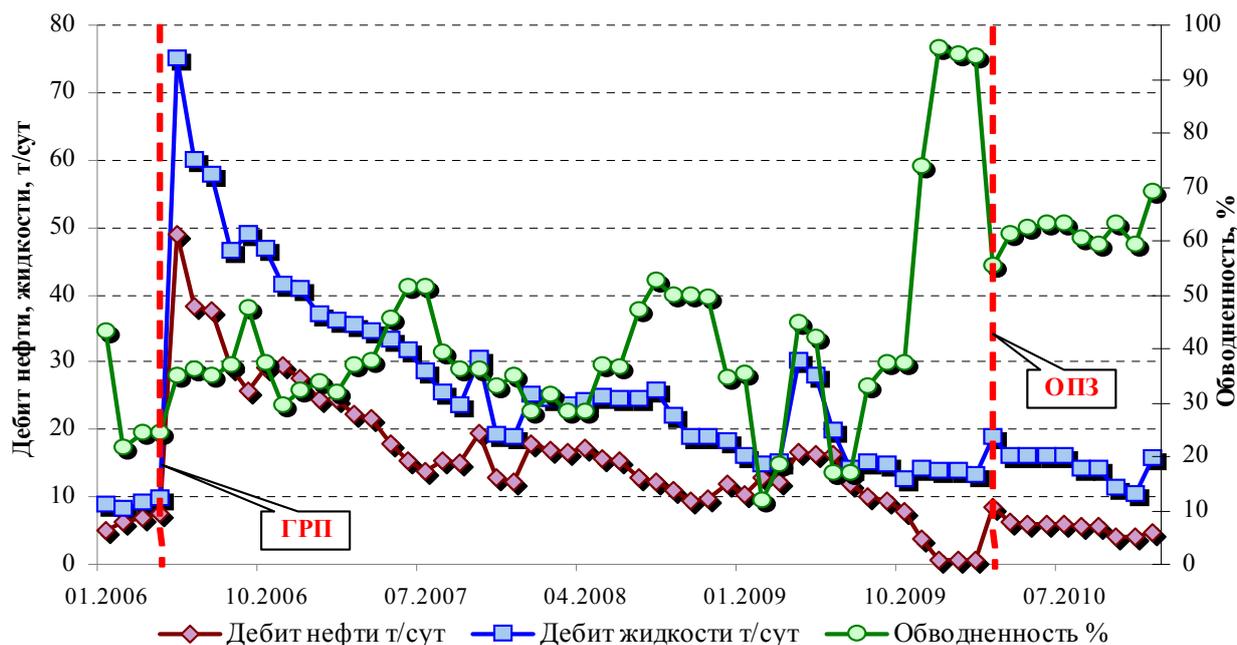


Рисунок 4 - Динамика дебитов нефти, жидкости и обводненности по скважине №334

Высокая дополнительная добыча нефти более 10 тыс.т на одну скважино-операцию помимо вышеназванного мероприятия получена еще по одной скважине (№316). В двух скважинах получить увеличение дебита нефти после мероприятия не удалось (№№ 317, 341). Продолжение эффекта по состоянию на 1.01.2011 г. наблюдается в шести скважинах (№№ 221, 230, 254, 316, 330, 668).

Таким образом, ГРП во время эксплуатации является второй по эффективности технологией для объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. Эффект от проведения мероприятий может сохраняться в течение продолжительного времени (более года).

Полученная технологическая эффективность позволяет рекомендовать проведение ГРП к дальнейшему применению на пластах объекта ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup>. При подборе скважин-кандидатов также желательно оценивать степень загрязненности призабойной зоны скважин.

## Переводы/возвраты

За рассматриваемый период на объект ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> осуществлен только один перевод без ГРП на скважине №910 в 2007 году. Данное мероприятие можно считать успешным, однако при этом оно является низкоэффективным. Дебит нефти после перевода с ГРП составил всего 1,0 т/сут при обводненности 97,8%. Эффект от мероприятия длился всего месяц, а дополнительная добыча нефти равна 41 т.

## Переводы/возвраты с ГРП

За пятилетний период на объект ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> осуществлено 11 переводов с ГРП. Все мероприятия являются успешными и эффективными. Критерием эффективности является прирост дебита нефти свыше 5 т/сут. Стоит отметить, что эффективность и успешность совместных мероприятий в целом существенно выше, чем отдельных. Дополнительная добыча нефти от ГТМ самая высокая среди всех мероприятий, проведенных на объекте, и составила 64,7 тыс.т, что в среднем на одну скважино-операцию составляет 5,9 тыс.т. Удельный технологический эффект почти в два раза выше, чем у ГРП, проведенных в процессе эксплуатации скважин.

Наибольший показатель дополнительной добычи нефти (41,2 тыс.т) получен при переводе с ГРП скважины №321 с объекта БВ<sub>8</sub>. Входной дебит нефти по скважине составили 51,1 т/сут при обводненности 29,5% (рисунок 5), в то время как до перевода скважина работала на объекте БВ<sub>8</sub> с дебитом нефти 1,5 т/сут и обводненностью 99,3%.

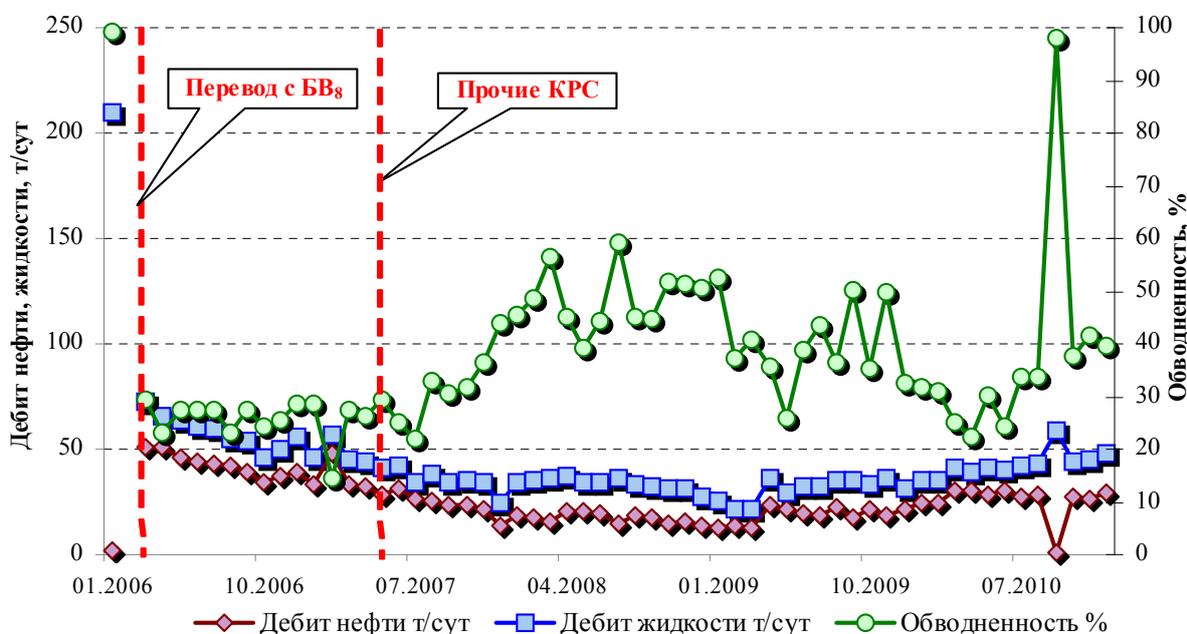


Рисунок 5 - Динамика дебитов нефти, жидкости и обводненности по скважине №321

В дальнейшем при переводах скважин на объект ЮВ<sub>1</sub><sup>1</sup> рекомендуется проведение ГРП.

## Литература.

1. Карнаухов М.Л., Пьянкова Е.М., Синцов И.А. Разработка решения для учета влияния непроницаемых границ на производительность горизонтальных скважин // Территория Нефтегаз. — 2011. — № 8. — С. 78-81.
2. Комлева Е.В., Кузнецов Р.Ю., Рогоцкий Г.В. Применение технологии волнового сопровождения гидроразрыва пласта // Нефтепромысловое дело. — 2014. — № 2. — С. 29-32.
3. Никитин В.С., Глебов С.Д., Сагитов Д.К., Махмутов А.А. Совершенствование методов оценки и планирования геолого-технических мероприятий на базе статистических данных // Нефтепромысловое дело. — 2014. — № 12. — С. 26-29.
4. Синцов И.А., Александров А.А., Ковалев И.А. Сравнение эффективности применения гидроразрыва пласта и бурения горизонтальных скважин для условий верхнеюрских пластов Нижневартовского свода // Нефтепромысловое дело. — 2014. — № 4. — С. 41-44.
5. Синцов И.А., Ковалев И.А., Евдокимова А.С., Фахртдинова Г.М. Создание универсальной гидродинамической модели верхнеюрских коллекторов в пределах Нижневартовского свода // Успехи современного естествознания. — 2016. — № 2-0. — С. 177-181.