

#### **4. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА ОБЪЕКТЕ АВ<sub>1-2</sub> САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

В настоящее время в разработку вовлекаются трудноизвлекаемые запасы углеводородов, приуроченные к низкопроницаемым, неоднородным, расчлененным, слабодренируемым коллекторам. Кроме природной геологической сложности коллектора для извлечения нефти ситуация усугубляется отрицательным техногенным воздействием при первичном (бурение и цементаж) и вторичном (перфорация) вскрытии пласта. Гидроразрыв пласта (ГРП) позволяет снять эту проблему, соединяя скважину с ненарушенной зоной пласта высокопроницаемыми каналами. Выбор скважин для ГРП должен осуществляться на основе детального изучения коллекторских свойств, гидродинамики процесса разработки участка пласта и его фильтрационных характеристик.

Авторы в данной работе пытаются ответить на вопрос - **является ли ГРП** лишь методом интенсификации добычи нефти (жидкости) или его можно также считать **методом повышения нефтеотдачи?**

С этой целью рассмотрена динамика основных показателей разработки объекта АВ<sub>1-2</sub> Самотлорского месторождения в зоне действия СНГДУ - 2 ОАО «Самотлорнефтегаз» компании ТНК - ВР (см. табл. 4.1 и рис. 4.1), где с 1993 г проведено более 875 ГРП.

Основной объем ГРП приходится на возвратный фонд нижележащих объектов. По результатам проведенного анализа техническое состояние фонда скважин (73%) определено как удовлетворительное, а в более 27% неудовлетворительное (16% имела место заколонная циркуляция; 11% негерметична эксплуатационная колонна).

По эффективности проведенных ГРП выделено три группы скважин:

- первая, на которых эффект закончился через год (33%);
- вторая, на которых эффект продолжался длительное время (59%);
- третья, на которых эффект отрицательный (8%).

Дополнительная добыча нефти после проведения ГРП в среднем на одну скважину составила не менее 4 тыс. т. Увеличение дебита скважин с началом ГРП возросли по нефти соответственно с 6 т/сут до 10 т/сут и по жидкости с 19 т/сут до 21 т/сут. После проведения ГРП дебиты жидкости и нефти, как правило, снижаются во времени, при этом темп (коэффициент) снижения дебита по различным скважинам изменяется от 2 до 7 % в месяц.

Из рис. 4.1 видно, что годовая добыча возросла из-за ввода новых скважин и широкомасштабного проведения ГРП по нефти в 33 раза и по жидкости в 19 раз. Производство ГРП обусловило стабилизацию обводненности на уровне 60 %, а массовое внедрение ГРП в период с 1998 г. по 2000 г. привело к снижению обводнения до 36 %. Дальнейшее обводнение продукции проходит закономерно, но гораздо меньшими темпами.

Такое снижение обводнения продукции и с одновременным увеличением темпов отбора свидетельствует, что ГРП является не только методом интенсификации разработки, но и методом повышения нефтеотдачи пласта АВ<sub>1-2</sub> [83-87].

Для доказательства этого утверждения были построены различные виды моделей, а именно модель на основе характеристик вытеснения и многофакторные модели. Для построения характеристик вытеснения (см. рис. 4.2) по базовому периоду (до проведения ГРП, поз. 1) на основе аппроксимации фактических данных с помощью следующих зависимостей: 1 - Камбаровым Г.С. (поз. 2), 2 - Сазонова Б.Ф. (поз 3), 3 - Ревенко В.М. - Казакова А.А. (поз. 4), 4 - [Леонова В.А.](#) (поз. 5) были получены модели, соответственно имеющие следующие погрешности (1 – 946%, 2 – 215%, 3 – 8% и 4 -7 %).

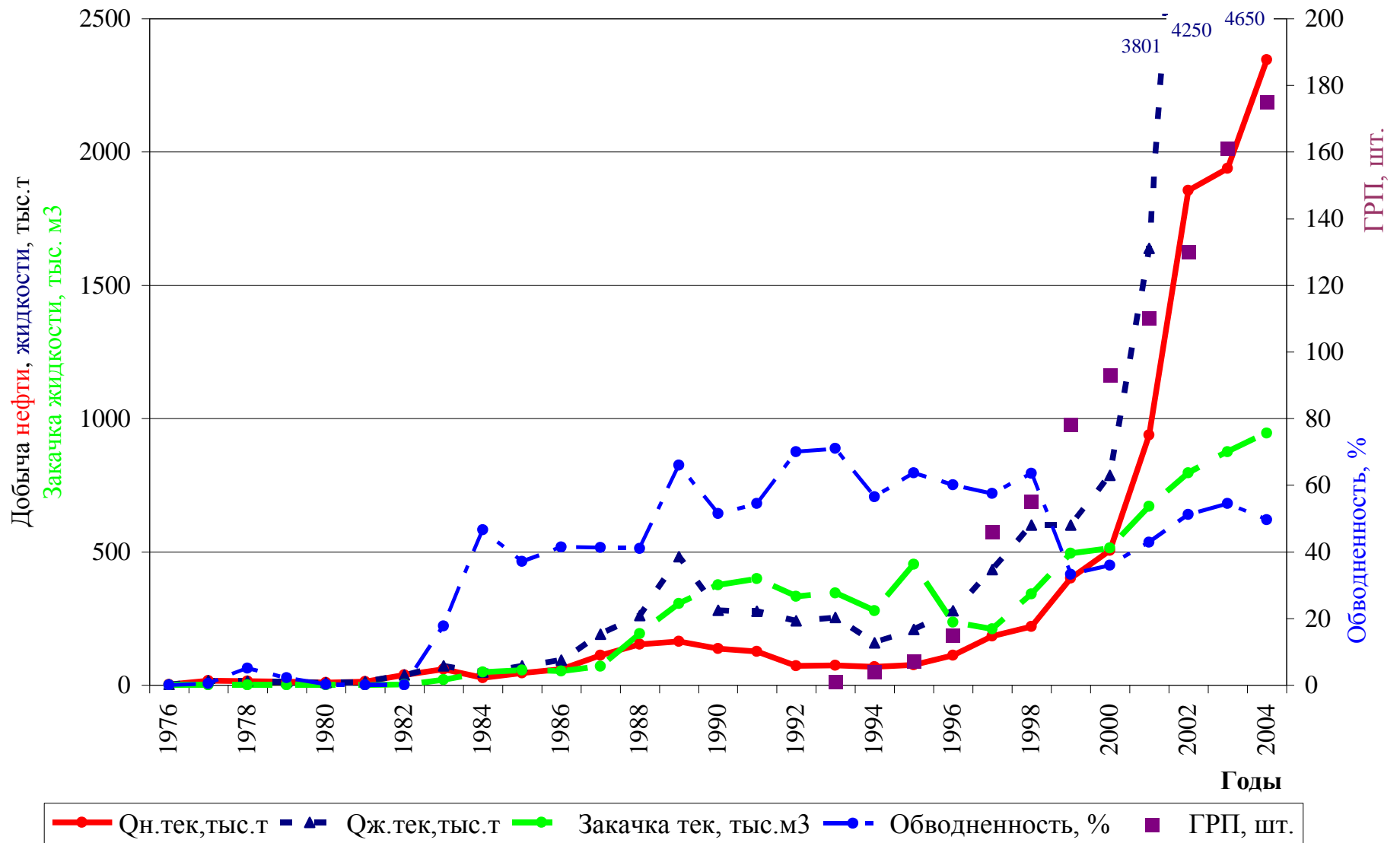


Рисунок 4.1 - Динамика показателей разработки

Таблица 4.1 - Динамика показателей разработки

Годы	976	977	978	979	980	981	982	983	984	985	986	987	988	989	990
Действующий фонд добывающих скв., шт.							5		1	2	5	6	5	7	1
Действующий фонд нагнетательных скв., шт.															
Закачка рабочего агента с начала разработки, тыс.м <sup>3</sup>								1	0	25	76	46	37	43	18
Средний дебит жидкости 1 скв., т/сут	4	2	8	6	2	0	6	2	9	9	3	4	8	0	8
Средний дебит по нефти 1 скв., т/сут	4,4	2,0	7,8	6,1	2,2	,7	6,3	7,9	0,1	1,6	4,4	0,0	6,4	3,4	,7
Средняя приемистость 1 нагнетательной скв., м <sup>3</sup> /сут								3	34	6	40	6	63	10	57
Компенсация отбора текущая, %								7	00	6	5	7	4	4	32
Компенсация с начала разработки, %								2	1	2	5	2	2	6	0

Продолжение таблицы 4.1

<b>Годы</b>														
Действующий фонд														
Действующий фонд														
Закачка рабочего агента с														
Средний дебит жидкости														
Средний дебит по нефти 1														
Средняя приемистость 1														
Компенсация отбора														
Компенсация с начала														

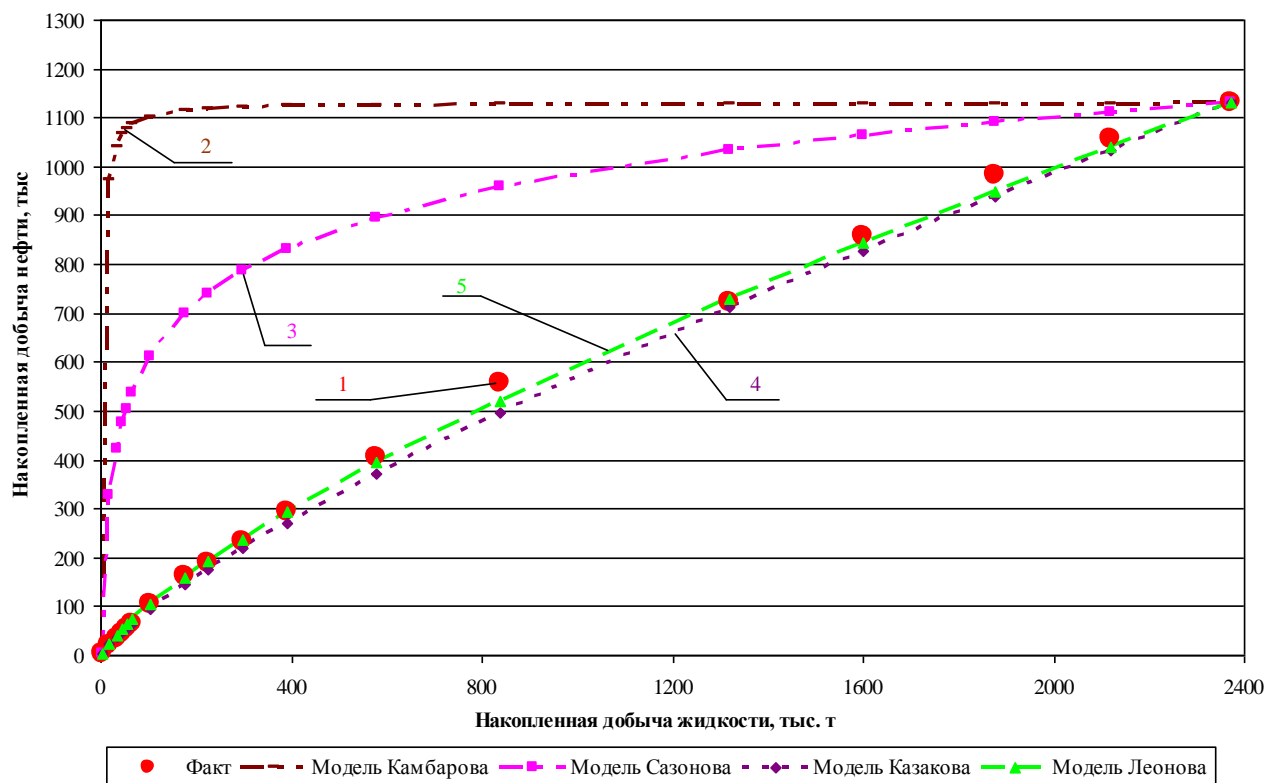


Рисунок 4.2 – Сравнение различных характеристик вытеснения

Предпочтение было отдано характеристике вытеснения [НИИ «СибГеоТех»](#) (модель 4 - поз. 5 см. также [www.oil-info.ru/content/view/40/51/](http://www.oil-info.ru/content/view/40/51/)).

В дальнейшем (см. рис. 2.3) была сделана экстраполяция факта поз. 1, с помощью следующих моделей:

- по характеристике вытеснения (модель 4) поз. 2;
- по трехфакторной модели (модель 5) поз. 3 - в качестве влияющих факторов были приняты: время (года), средний дебит нефти (на одну скважину) и количество действующих скважин;
- по четырехфакторной модели (модель 6) поз. 4. - те же факторы, что и в модели 5, но дополнительно было учтено количество ГРП.

Как видно из рисунка 3 ГРП привел к интенсификации добычи нефти в размере 2345 тыс.т., а также к повышению нефтеотдачи соответственно: по модели 6 – 529 тыс.т, по модели 5 – 895 тыс.т и по модели 4 – 1331 тыс.т.

Наряду с оценкой технологического эффекта ГРП от интенсификации и от повышения нефтеотдачи для пласта АВ<sub>1-2</sub>, произведена оценка коэффициента

охвата заводнением по методике Вашуркина - Ревенко (рис. 4.4)

$$\ln(f_H) = F(\ln \Sigma Q_{\text{ж}}) [3],$$

где  $f_H$  - доля нефти в потоке;

$\Sigma Q_{\text{ж}}$  - накопленная добыча жидкости.

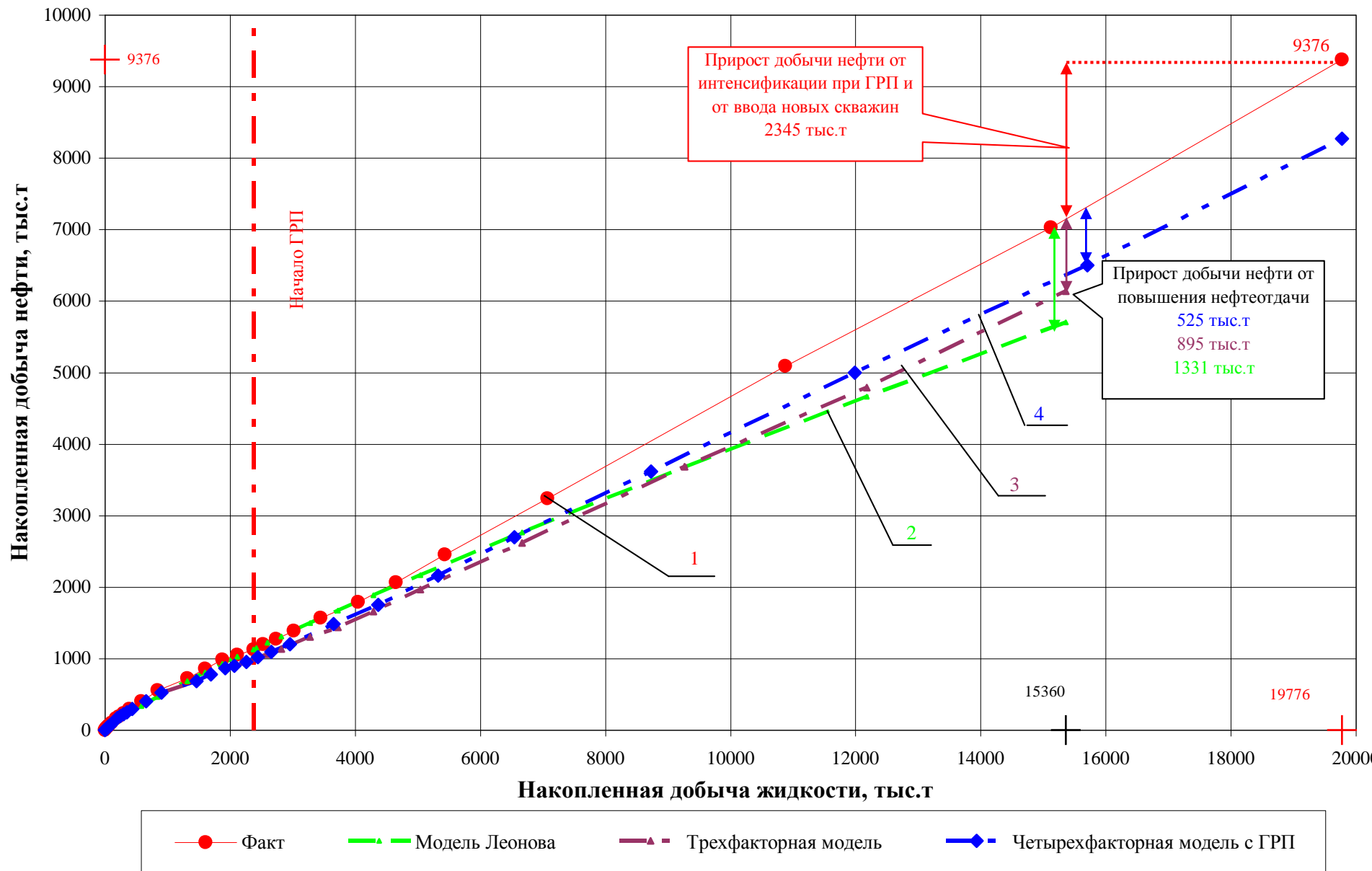


Рисунок 4.3 – Оценка эффективности гидроразрыва пласта



На этом графике (см. рис 4.4) четко прослеживается характерный перелом на трендах, описывающих процесс обводнения до применения и после применения ГРП, которые находятся почти в перпендикулярном соотношении. Расчетная методика показывает, что текущий коэффициент охвата заводнением без ГРП составлял менее 0,6 при ГРП он достиг величины 0,73.

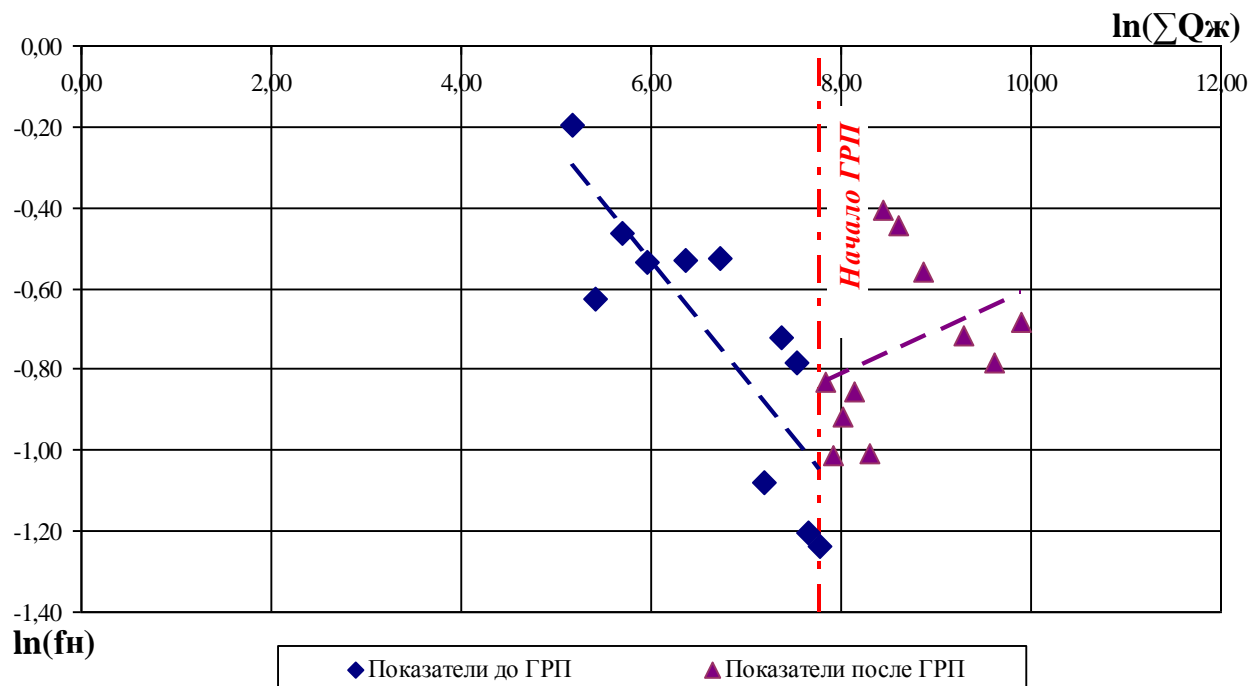


Рисунок 4.4 – Характеристика Вашуркина – Ревенко

Критериальная зависимость коэффициента нефтеизвлечения от обводнения (рис. 4.5) показывает, что после проведения ГРП обводненность стабилизировалась, затем существенно снизилась (с 71% до 33%) с дальнейшим постепенным (более медленным темпом) её увеличением.

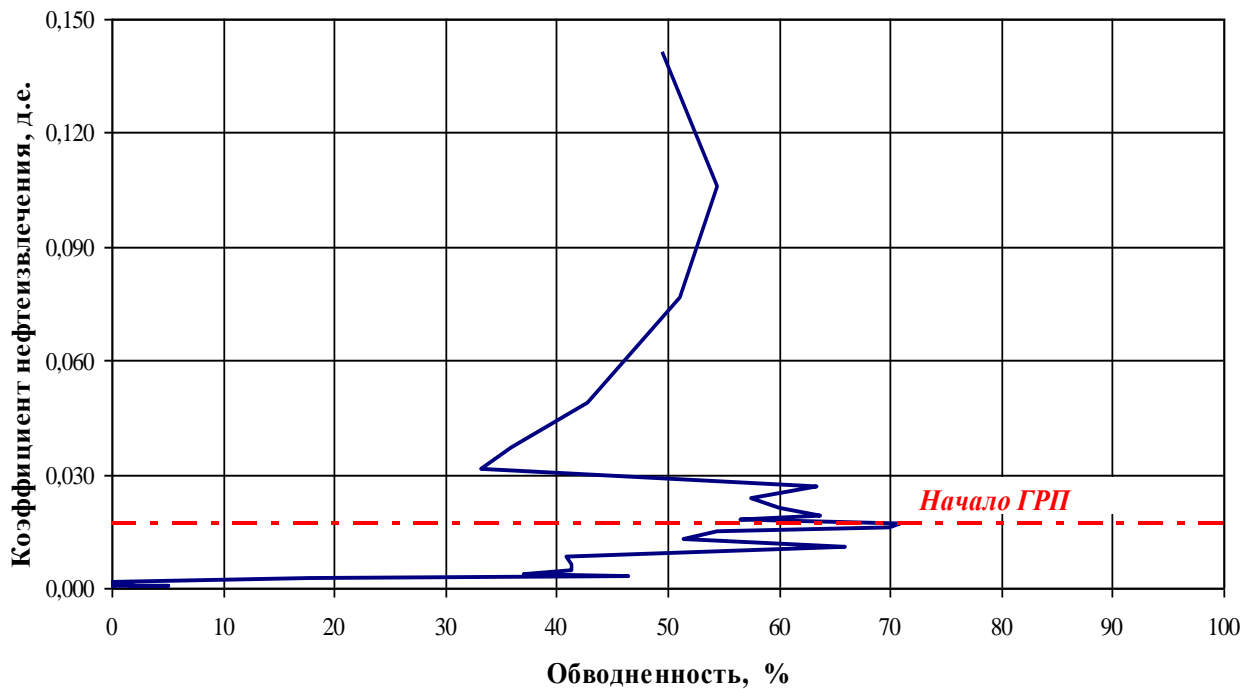


Рисунок 4.5 – Критериальная зависимость коэффициента нефтеизвлечения от обводнения

Таким образом, рисунок 3, 4 и 5 также подтверждают что ГРП (для пласта АВ<sub>1-2</sub> Самотлорского месторождения) является методом повышения нефтеотдачи.

Для низкопроницаемых и заглинизированных коллекторов метод ГРП может явиться единственной альтернативой для достижения проектного коэффициента нефтеизвлечения.

На эффективность ГРП оказывают влияние множество факторов, существенным из них является **оптимизация забойного давления, как при освоении, так и при эксплуатации объекта** после проведения ГРП.

Покажем это на примере конкретных скважин объекта АВ<sub>1-2</sub> Самотлорского месторождения (далее по тексту соответственно 6903, 25108, 15123, 2869). Из-за площадной ограниченности тонко чередующихся участков данного объекта трудно обеспечить эффективное поддержание пластового давления. Поэтому дебит скважин, вскрываемых такие объекты, со временем эксплуатации значительно уменьшается, а их эффективную разработку можно вести в режиме растворенного газа, то есть необходимо снижать забойное давление ниже давления насыщения. Высокое содержание свободного газа осложняет использование для добычи погружные насосы, а для газлифтного

способа добычи нефти высокое газосодержание продукции является положительным фактором.

**Освоение** скважин после ГРП, необходимо производить с плавным (постепенным ступенчатым) понижением забойного давления, не допуская выноса пропанта из прискважинной зоны и смыкания трещин, образованных при ГРП. Как видно (см. рис. 4.6 и 4.7) из сравнения начальной динамики добычи нефти после ГРП при оптимальном освоении скважины (рис. 4.6) добыча нефти увеличивается (на 60 - 80%), в то время как при резком освоении (в большинстве случаев) с помощью нерегулируемой установки с УЭЦН (рис 4.7) дебит нефти со временем только уменьшается.

**Эксплуатация** скважин с ГРП показала, что их дебит жидкости и нефти снижается в течение первого полугодия эксплуатации из-за изменения пластового давления и коэффициента продуктивности (см. рис. 4.6 и 4.7). При этом остро встает проблема выбора скважинной установки, которую необходимо спускать для дальнейшей эксплуатации. С помощью насосов с нерегулируемой характеристикой эту проблему решить крайне затруднительно, из-за неопределенности коэффициента продуктивности после ГРП и невозможности прогноза динамики изменения пластового давления в процессе эксплуатации скважины. Так увеличение типоразмера насоса приводит к преждевременному его выходу из строя из-за срыва подачи, а уменьшение типоразмера приводит к недостаточному использованию потенциала скважины, то есть к недобору жидкости и нефти. Как видно из рисунка 7 после спуска УЭЦН 5А – 100, через квартал его работы он вышел за пределы своей регулирующей возможности, что привело к его преждевременному отказу. После установки следующего УЭЦН 5А – 50 с заниженной производительностью насос стал работать надежно, но при этом не полностью используется потенциал (недобор нефти более 10%) скважины (см. рис. 4.7).

При газлифтной эксплуатации (см. рис 4.8) эта проблема решается путем оперативного выбора оптимального технологического режима, соответствующего (быстро изменяющимся во времени) параметрам пласта, без подземного ремонта скважины, путем изменения расхода газа или сменой

газлифтных клапанов с помощью канатной техники. Как видно (см. рис 4.8) при неизменном значении забойного давления темп падения добычи нефти (жидкости) был бы таким же, как и на предыдущих скважинах (см. рис 4.6 и 4.7), но возможность адаптивного уменьшения (управления) забойного давления с помощью газлифтного способа позволила не только стабилизировать, но даже увеличить добычу нефти.

Эта проблема встает еще острее при проведении водоизоляционных работ, а также при проведении повторных ГРП (см. рис 4.9).

В качестве отрицательного воздействия на пласт ГРП следует отметить снижение коэффициента охвата воздействие по толщине пласта и преждевременный прорыв воды от нагнетательных к добывающим скважинам (см. рис 4.10).

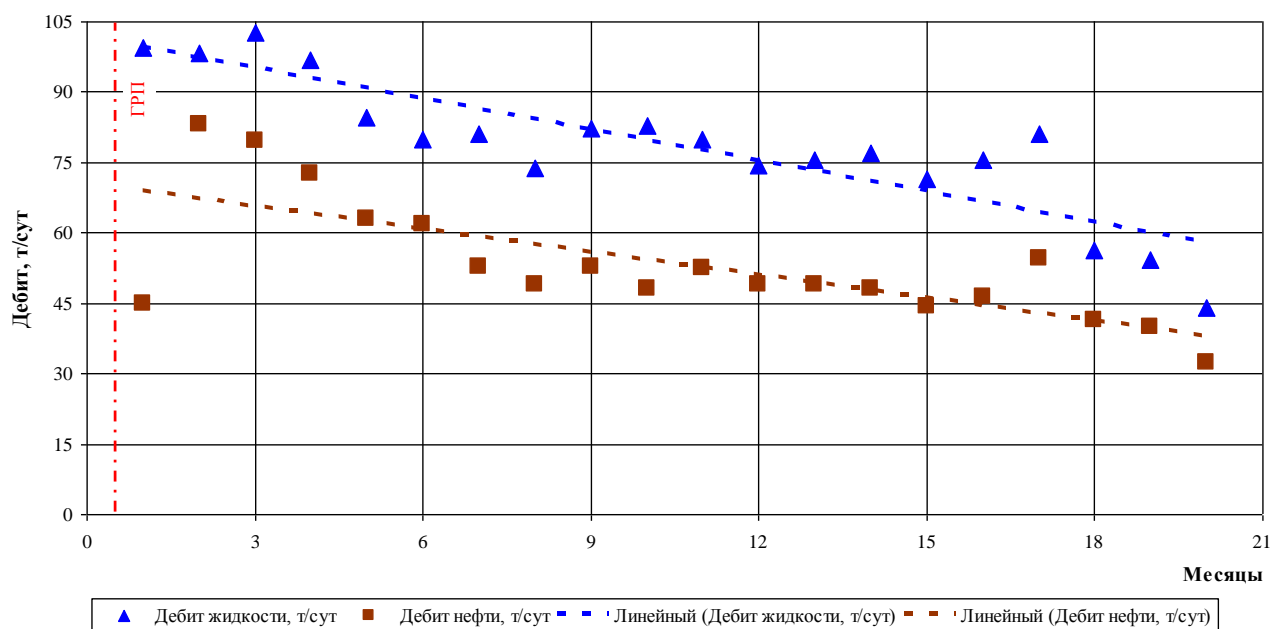


Рисунок 4.6 - Динамика освоения и эксплуатации скважины после ГРП

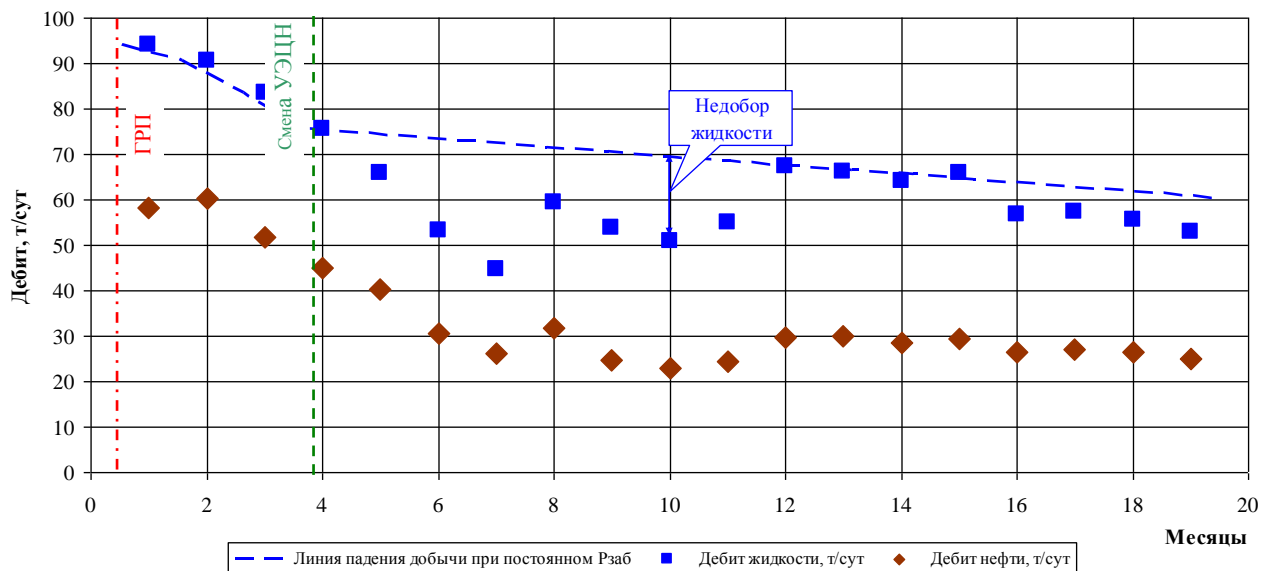


Рисунок 4.7 - Динамика освоения и эксплуатации скважины после ГРП с помощью УЭЦН

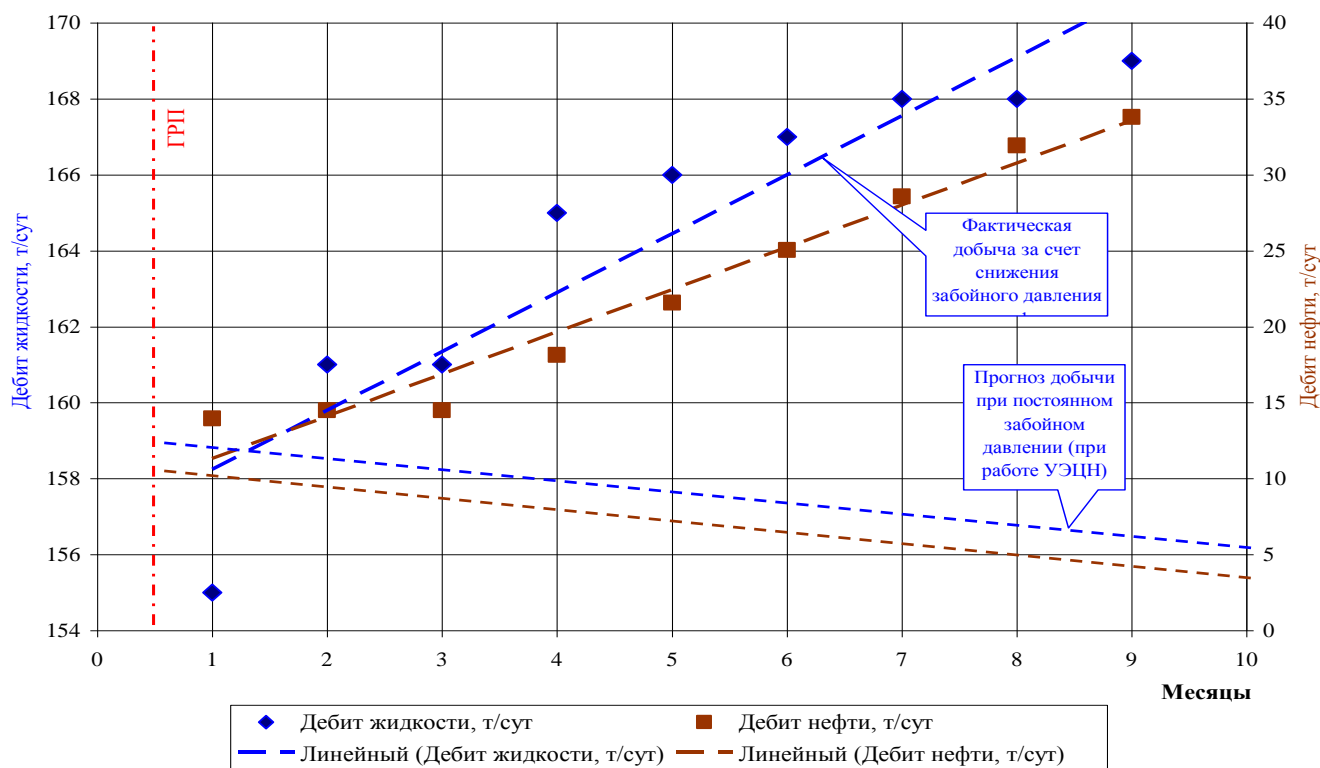


Рисунок 4.8 – Динамика освоения и эксплуатации скважины после ГРП газлифтом

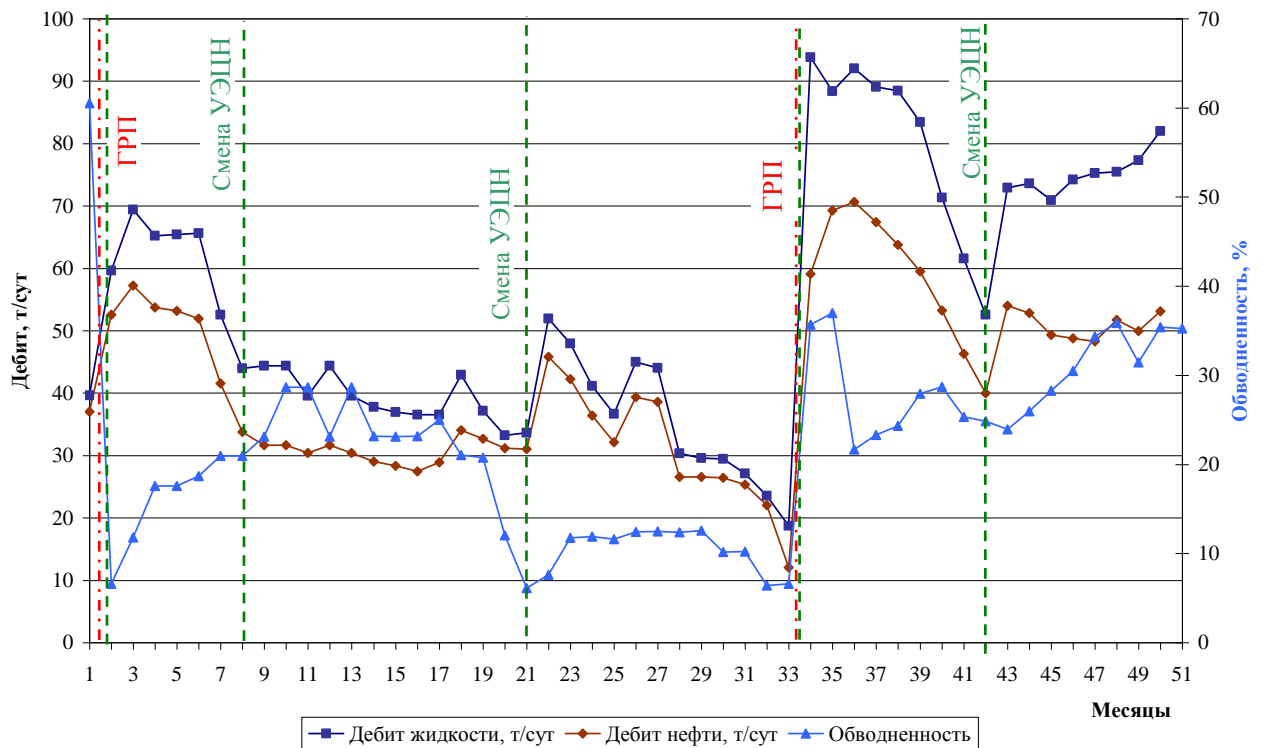


Рисунок 4.9 - Динамика освоения и эксплуатации скважины после многократных ГРП и ВИР

Для повышения эффективности ГРП необходим комплекс исследований как до, так и после его проведения. В частности, очень важно иметь картину изменения фильтрационных потоков, для чего рекомендуется проводить трассерные исследования, что позволяет обосновать параметры ГРП и оптимизировать технологические режимы работы для добывающих и нагнетательных скважин.

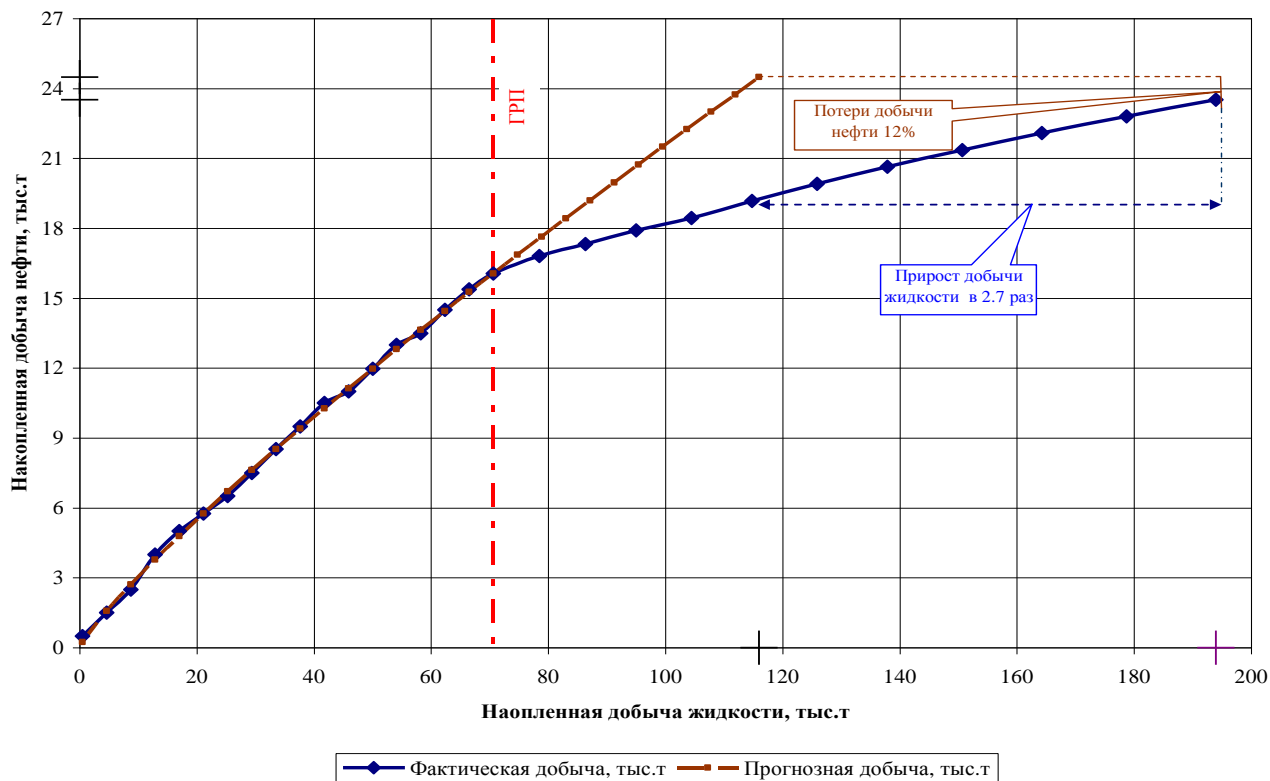


Рисунок 4.10 – Пример отрицательного результата от ГРП

## Выводы

1. В отличие от однородных пластов, где гидроразрыв пласта (ГРП) часто приводит к отрицательному результату, связанному с резким ростом обводненности и снижению коэффициента охвата заводнением, в сильно неоднородных по связности и низкопроницаемых коллекторах, таких как объект АВ<sub>1-2</sub> Самотлорского месторождения, ГРП чаще дает положительный результат даже в случаях его приближения к нагнетательным скважинам.

2. Для объекта АВ<sub>1-2</sub> Самотлорского месторождения ГРП является не только методом интенсификации разработки (на 28%), но и методом повышения нефтеотдачи (не менее чем на 6%).

3. Основными технологическими причинами отрицательной или низкой эффективности ГРП являются:

- неправильный выбор скважин для проведения ГРП - без учета горно-геологических условий, характеристик скважин и состояния разработки из-за отсутствия гидродинамических и трассерных исследований (как до, так и после ГРП);

- пониженное пластовое давление на участках с низкой компенсацией отбора закачкой из-за отсутствия или низкой активности системы ППД;
- несоответствие заниженной производительности (из-за опасения срыва подачи) спущенной скважинной установки (УЭЦН) характеристике призабойной зоны пласта, полученной после ГРП.