

ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ РЕНТАБЕЛЬНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ВЫСОКООБВОДНЕННОМ ФОНДЕ СКВАЖИН ОБЪЕКТА АВ₁ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «С»

Серебрянников А.А., Горбачев В.С. ^{1,2}

Научный руководитель - профессор П.Н. Зятиков²

¹ *Томский научно-исследовательский и проектный институт нефти и газа, г. Томск, Россия*

² *Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

С каждым годом доля трудноизвлекаемых запасов углеводородов (УВ) среди всех месторождений нефти и газа постоянно растет. Для эффективного извлечения «трудных» запасов УВ повсеместно используются методы интенсификации добычи нефти и газа, одним из которых является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Метод ГРП открыт и применяется с середины прошлого века, но сегодня его актуальность все больше растет в связи с ухудшающейся структурой запасов. Гидро разрыв пласта отличается высокими приростами дебитов нефти добывающих скважин, что позволяет в короткие сроки окупать даже очень затратные многостадийные работы по разрыву пласта на дорогих горизонтальных скважинах, поэтому данный метод интенсификации добычи очень популярен среди нефтегазодобывающих предприятий [1].

В работе произведена оценка экономической рентабельности ГРП на высокообводненном фонде добывающих скважин эксплуатационного объекта АВ₁ месторождения «С» Томской области. Глубина залегания пласта составляет 1621 м, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта – 5,5 м, пористость – 0,24 д.ед., проницаемость – $6,2 \cdot 10^{-3}$ мкм², нефтенасыщенность пласта – 0,4 д.ед., песчанность – 0,52 д.ед., расчлененность – 2,8 ед., температура пласта – 55 °С, давление пластовое – 17 МПа. Объект АВ₁ разрабатывается с 60-х годов прошлого века, фонд скважин составляет 1571 ед., доля неработающего фонда – 40 % или 623 скважины, средняя текущая обводненность – 90 %.

В период 2016-2020 гг. на добывающем фонде объекта АВ₁ выполнено 727 геолого-технических мероприятий (ГТМ), из них 119 ГТМ – это операции ГРП (16 % от общего числа ГТМ). На 87 операциях ГРП посчитан технологический эффект, средний прирост дебита нефти составил 5,0 т/сут, дебита жидкости – 48,8 т/сут, обводненность, в среднем, вырастает после гидро разрыва на 6,7 %. На Рис.1 представлено соотношение эффективности операций ГРП (прирост дебита нефти, продолжительность эффекта) в период 2016-2020 гг. в зависимости от накопленной дополнительной добычи нефти от операций ГРП. Удельная эффективность операций ГРП за первые 12 месяцев после проведенной операции в период 2016-2020 гг. варьируется от 0,5 до 1,7 тыс.т дополнительной добычи нефти на одну операцию.

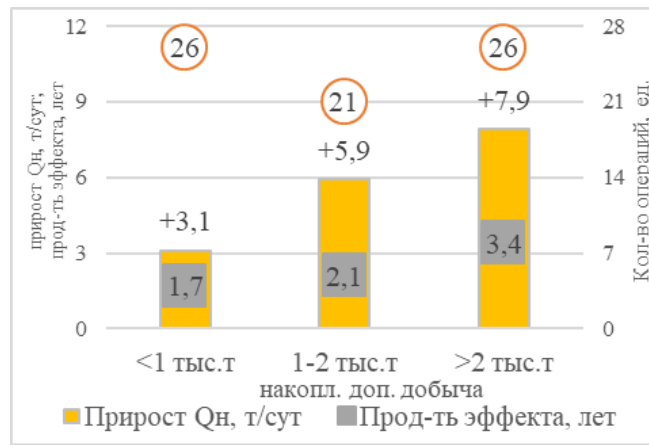


Рис.1 Эффективность ГРП в период 2016-2020 гг.

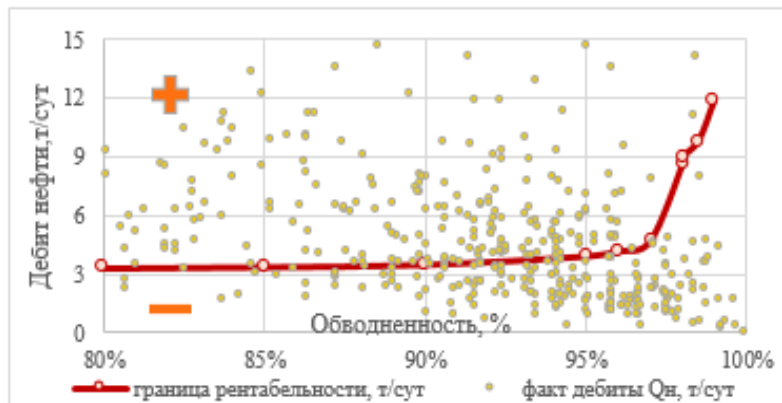


Рис.2 Оценка рентабельности работы базового фонда скважин объекта АВ₁

**СЕКЦИЯ 18. ЭКОНОМИКА МИНЕРАЛЬНОГО И УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.
ПРИРОДОРЕСУРСНОЕ ПРАВО**

Для оценки рентабельности гидравлического разрыва пласта на действующем фонде скважин объекта АВ₁ на экономической модели месторождения «С» в сценарных условиях ЦКР Роснедра была произведена оценка рентабельности действующих скважин (Рис. 2), а также посчитаны текущие границы рентабельности операций ГРП на 01.2021 г (таблица 1).

Таблица 1

Расчетные границы рентабельности операций ГРП на 01.2021 г.

Условия ЦКР	Обводненность, %								
	40%	50%	60%	70%	75%	80%	85%	90%	95%
Дебит нефти, т/сут	0,7	0,7	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	1
Дебит жидкости, т/сут	1,2	1,5	1,9	2,5	3,1	3,9	5,3	8,4	19,7
Накопленная добыча нефти за рентабельный период, тыс.т	0,442	0,444	0,447	0,452	0,457	0,463	0,474	0,499	0,571
Рентабельный период, мес.	58	58	58	58	58	58	58	58	51

В среднем, в текущих экономических условиях для условной окупаемости одной операции ГРП требуется достижение доп. добычи нефти не ниже 0,571 тыс.т при приросте дебитов нефти +0,7-1,0 т/сут – 64 % фактически выполненных ГРП 2016-2020 гг. удовлетворяют текущим условиям окупаемости операций ГРП.

Далее была выполнена оценка рентабельности работы базового фонда скважин объекта АВ₁ на прогнозный период с учетом проведения на данных скважинах операций ГРП (Рис. 3).

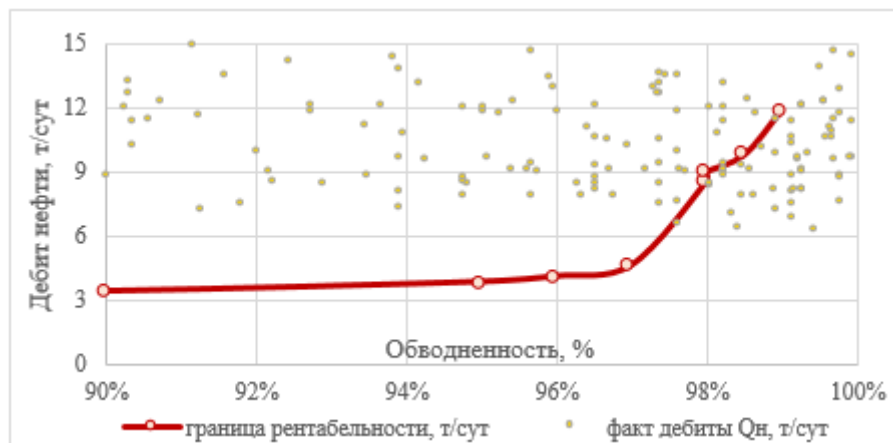


Рис.3 Оценка рентабельности работы базового фонда скважин объекта АВ₁ после ГРП (на прогноз)

С учетом эффективности выполненных операций ГРП за последние пять лет, расчеты на прогноз по базовому фонду скважин даже с критическими рабочими параметрами (дебиты нефти ниже 1 т/сут, обводненность ~98 %) показали, что прирост дебитов в результате ГРП способствует повышению рентабельности таких скважин. Таким образом, рекомендуется проведение операций ГРП на действующем добывающем фонде скважин объекта АВ₁ месторождения «С», что позволит стимулировать продуктивность затухающих скважин, повысить уровни добычи нефти по эксплуатационному объекту разработки и продлить рентабельный период разработки месторождения в целом.

Литература

1. Яржева Н.Р., Хазиев А.М. Применение гидроразрыва пласта для интенсификации притока нефти в скважинах // Нефтегазовое дело. – Уфа, 2018. – Т. 16, № 5. – С. 30-37.