

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРИОБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

О.Н. Павельева¹, Ю.Н. Павельева²

Научный руководитель профессор С.И. Грачев

¹ Тюменский индустриальный университет, г.Тюмень, Россия

² Санкт-Петербургский государственный университет, г.Санкт-Петербург, Россия

Данная научная работа направлена на изучение методов интенсификации добычи нефти месторождениях Западной Сибири. Эта крупнейшая нефтегазоносная провинция. Здесь открыто около 500 нефтяных, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. Здесь добыто почти 6 млрд. т нефти, что составляет 45% накопленной добычи России.

Актуальной проблемой в настоящее время выступает выбор метода воздействия на нефтяные залежи, который определяется рядом факторов, наиболее существенными из которых являются геолого-физические характеристики залежей, технологические возможности осуществления метода на данном месторождении и экономические критерии. При анализе существующих методов воздействия имеет смысл, в первую очередь, использовать опыт разработки месторождений Западной Сибири, а также месторождений других регионов с аналогичными Приобскому месторождению свойствами коллекторов (в первую очередь низкую проницаемость коллекторов) и пластовых флюидов. Запасы Приобского месторождения относятся к трудноизвлекаемым по причине низкой проницаемости и высокой расчлененности основных продуктивных горизонтов. Разработка месторождения невозможна без системного применения комплекса геолого-технологических мероприятий.

Применяемые мероприятия направлены на вовлечение недренируемых запасов (уплотняющее бурение, ГРП, перфорация), выравнивание выработки (направленные ГРП, применение ОРЗ и РИР, потокоотклоняющие технологии), интенсификацию притока (ГРП, ОПЗ). Основные виды ГТМ выполненные за период 2011–2012 г.г. приведены в таблице 1.

Таблица 1

Результаты проведения ГТМ за период 2011-2012 гг.

Вид ГТМ	Количество скважино-операций	Дополнительная добыча нефти, тыс.т	Удельный технологический эффект, тыс.т/скв.
ГРП на переходящем фонде	346	1731	5,0
ГРП при бурении	1000	5730,3	5,7
Повторные ГРП	54	292,0	5,4
ЗБС	96	727,6	7,6
Горизонтальные скважины (ГС)	4	202,7	50,6
ОРЗ	23	125,3	5,4
РИР	5	50,2	10,0
Приобщение	11	4,8	0,4
Оптимизация скв. оборудования	519	1053,4	2,0
ОПЗ добывающих скважин	1338	948,7	0,7
ОПЗ нагнетательных скважин	269	356,2	1,3
Потокоотклоняющие технологии	96	172,0	1,8

Как видно из таблицы 1, максимальный удельный эффект получен от бурения ГС с многостадийным ГРП. По базовому фонду наибольший удельный эффект был достигнут при проведении мероприятий по зарезке боковых стволов. Так же эффективны мероприятия с ГРП на пробуренном фонде, повторные ГРП и ГРП на переходящем фонде, мероприятия направленные на регулирование вытеснения – ОРЗ. Кроме того, наиболее часто проводимым мероприятием является применение ОПЗ добывающих скважин, но с наименьшим удельным эффектом 0,7 тыс.т./скв. Ремонтно-изоляционные работы в связи с удовлетворительным состоянием фонда скважин осуществляется редко по 1–2 скважине в год.

Технологическая эффективность ГС Приобского месторождения сопоставима с ННС с применением ГРП (рисунок 1). Основные технологические показатели работы ННС опытного участка (куст 250) приведены в таблице 2.

Таблица 2

Основные технологические показатели работы ННС опытного участка

Скв	Дата ввода	Начальные параметры			Состояние на 01.01.2013 г.					Накоп. добыча нефти, тыс.т	Накоп. добыча жидкости, тыс.т
		Дебит нефти т/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводность, т/сут	Дебит нефтит/сут	Дебит жидкости, т/сут	Обводность, т/сут	Состояние	Способ эксп-ции		
5873	04.2012	23,3	24,9	6,7	11,2	14,5	22,9	работает	ЭЦН	0,5	4,2
5927	04.2011	108,0	114,0	5,3	3,1	71,0	95,7	работает	ЭЦН	10,3	31,7
5813	08.2011	136,5	144,9	5,8	13,8	15,0	8,0	Ост.для ГРП	ЭЦН	21,5	23,3
5870	05.2011	105,0	113,4	7,4	33,8	36,5	7,4	ППД	-	10,4	11,2
Среднее значение		89,3	94,6	5,9	9,3	33,5	42,2	-	-	32,3	59,2

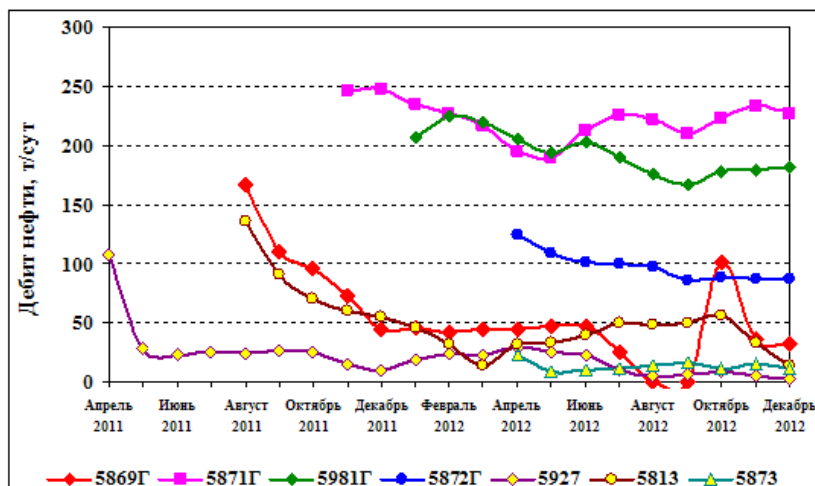


Рис. 1. Сопоставление показателей работы наклонно-направленных и горизонтальных скважин

На рисунке 2: текущий дебит ГС превышает в 2,5–3,0 раза дебиты вертикальных скважин опытного участка. Средний накопленный отбор, приходящийся на одну наклонно-направленную скважину, составляет 10,7 тыс. т, при средней накопленной добыче по горизонтальным скважинам – 50,6 тыс. т (от 22,7 до 89,2 тыс. т). Суммарная дополнительная добыча (без учета ГРП при бурении и ГС) составила 5169,2 тыс. т, удельная дополнительная добыча – 2,0 тыс. т.

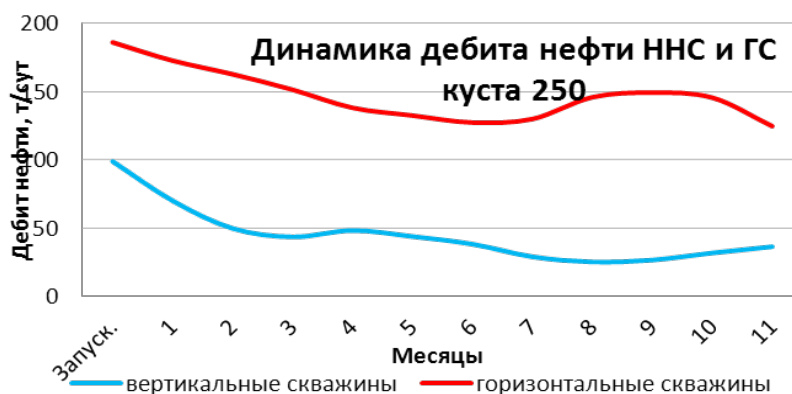


Рис. 2. Сравнение дебитов нефти ГС и ННС куста 250

Таким образом, целесообразно эксплуатировать ГС с ГРП на Приобском месторождении. Однако, следует учитывать следующие выявленные проблемы:

- ограниченная область использования ГС с ГРП;
- высокая стоимость строительства ГС с ГРП;
- нет единой методики расчета стоимости ГС с ГРП для проведения технико-экономических расчетов;
- необходимо произвести расчеты с учетом нелинейных эффектов.

Литература

1. Савиных Ю.А. Методы интенсификации добычи нефти / Савиных Ю.А., Грачев С.И., Музипов Х.Н. – Тюмень: Слово, 2007 г.
2. Технологическая схема разработки Приобского месторождения (СЛТ, ЮЛТ, Верхне- и Средне-Шапшинское месторождение), утвержденный ЦКР Роснедра (протокол №5334 от 29.12.2011 г.).
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – Нефть и газ, Москва: 2003 г.